

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيات والآلية
Département D'électrotechnique et Automatique



Mémoire de Master

Filière Electrotechnique

Spécialité Machine Electrique

présenté par

Nadji Mohamed Rayane

&

Ould Makhloufi Nesrine

Etude des différents types de protection des lignes de transmission électrique et simulation de la protection à distance

Proposé par : *Dr. AKHRIBE*

Année Universitaire 2020-2021.

Remerciement

Merci ALLAH

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au département de L'électrotechnique et automatique de l'université Saad Dahleb Blida I.

Nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir donné la volonté, la santé, et la patience durant toutes ces années, pour accomplir ce travail que nous présentons aujourd'hui.

*Nous remercions sincèrement notre promoteur Monsieur : **Dr. Akherib Djamel** pour son aide, sa gentillesse, ses encouragements et ses conseils précieux pendant la période de la réalisation de ce travail.*

*Nous voulons adresser tous nos remerciements à tout le personnel de la société SONELGAZ et en particulier **Mr bouzwija et Mr Abbaci Mohamed** pour leur aide et leur soutien.*

Nous tenons à remercier sincèrement nos très chers parents pour leurs tendresses, encouragements et leur soutien moral et matériel dans le but d'assurer notre réussite.

Nous remercions également à tous les membres du jury qui nous ont faits l'honneur en acceptant d'examiner ce travail.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ملخص

تقدم هاته المذكرة دراسة أنواع مختلفة من أجهزة حماية خطوط نقل الكهرباء ذات التوتر العالي. النمذجة والمحاكاة لأجهزة الحماية الرقمية من خلال منهجية تقوم على استخدام البرنامج المسمى PSCAD (تصميم أنظمة الطاقة بمساعدة الكمبيوتر).

يستخدم هذا البرنامج موارد تدعى المكونات، مما يسهل إنشاء نماذج مستخدم مخصصة. الإشارات الكهربائية والمنطقية توصل إلى مداخل ومخارج مكونات البرنامج PSCAD لتشكل نموذج حماية النظام.

توضح هذه المذكرة طريقة لتصميم ومحاكاة لنموذج جهاز الحماية المسافية للخطوط الكهربائية. وقد أظهرت النتائج المتحصل عليها أن نماذج من أجهزة الحماية الرقمية كانت ذو نتائج مرضية وفقا لنتائج الاختبار المتوقع.

كلمات مفتاحية : جهاز الحماية المسافية للخطوط الكهربائية، نقل الكهرباء، التوتر العالي، محاكي PSCAD

Résumé

Cette thèse présente l'étude des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité HTB (HT et THT). La modélisation et la simulation des relais de protection numériques par une méthodologie qui basé sur l'utilisation de l'environnement du logiciel PSCAD.

Ce logiciel utilise des ressources appelées *Composant*, ce qui facilite la création des modèles personnalisés par l'utilisateur. Les signaux électriques et logiques sont connectés aux entrées et sorties de ces composants du PSCAD constituant un modèle du système de protection.

Cette thèse décrit une méthode pour la conception et la simulation d'un modèle de la protection à distance.

Les résultats obtenus ont montré que les modèles des relais de protection numériques répondent de manière satisfaisante selon les résultats attendus des tests.

Mots clés : Protection à distance, Transport électrique, Haute Tension, simulation PSCAD.

Abstract

This thesis presents the study of different types of electrical transmission lines protection. Modeling and simulation of digital relays protection by a methodology based on the use of environment PSCAD program (Power Systems Computer Aided Design).

This software uses a resource called *Component*, which facilitates the creation of custom user models. Electrical and logical signals are connected to the inputs and outputs of these components PSCAD constituting a model system protection.

This thesis describes a method for the design and simulation of a model of distance protection.

The results have shown that the models of digital protection relays respond satisfactorily according to the expected test results.

Key words: Distance Protection, Electrical transmission, High voltage, PSCAD simulator.

Table de Matières

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Liste des Symbole

Introduction Générale

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques

I.1. Introduction.....	2
I.2. Structure générale d'un réseau électrique.....	2
I.3. Les niveaux de tension.....	4
I.4. Différents types de structures des réseaux	4
I.4.1 Réseau maillé.....	5
I.4.2 Réseau bouclé.....	5
I.4.3 Réseau radial	6
I.5 Présentation (Description) des réseaux électriques.....	8
I.5.1. Réseaux de transport et d'interconnexion [6][7][8]:.....	9
I.5.2. Réseaux de répartition.....	9
I.5.3. Réseaux de distribution.....	11
I.6. Architecture de Réseaux Electriques.....	11
I.6.1. Critères de choix[11].....	11
I.6.2. Type d'architecture [8][10] [11].....	12
I.6.2.1. Simple antenne.....	12
I.6.2.2. Double antenne.....	13
I.6.2.3. Double antenne avec double jeu de barres.....	14
I.7. Les différents types de défauts des Réseaux Electriques.....	16
I.7.1. Les Court-circuit.....	16
I.7.1.1. Origines.....	16
I.7.1.2. Caractéristiques.....	16

I.7.1.3. Les effets des Court-circuit.....	17
I.7.1.4. Analyse des statistiques des défauts.....	18
I.7.2. Les Surtension.....	18
I.7.3. Les surcharges.....	19
I.7.4. Les oscillations.....	19
I.7.5. Les déséquilibres.....	19
I.8. Conclusion.....	20

CHAPITRE II : Protection des réseaux électriques

II.1. Introduction aux relais de protection.....	22
II.1.1. Relai a simple entrée.....	22
II.1.1.1. Induit attirée et plongeur	22
II.1.1.2 Disque à induction	23
II.1.2. Relais à deux entrées	23
II.1.2.1. Comparaison des amplitudes inhérentes	24
II.1.2.2. Comparaison de phases inhérentes	24
II.1.3. Relais directionnels.....	27
II.2. Protection surintensité.....	28
II.2.1. Relais à temps indépendant.....	28
II.2.2. Relais à temps dépendant(IDTM).....	29
II.3. Protection Différentielle.....	31
II.3.1. Protection différentielle transversale équilibrée :	32
II.4. Protection de surtension	33
II.4.1. Effet d'un accident vasculaire cérébral sur la ligne de transmission	34
II.4.2. Protection avec fil de terre aérien	35
II.5. Conclusion	36

CHAPITRE III : La protection à distance

III.1. Introduction	38
---------------------------	----

III.2. La protection à distance.....	38
III.3. Conclusion.....	41

CHAPITRE IV : Simulation de la protection à distance

IV.1. Introduction.....	43
IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés.....	43
IV.2.1. Source de Tension Triphasée.....	44
IV.2.2. Disjoncteur triphasé.....	44
IV.2.3. Ligne de Transport électrique.....	45
IV.2.4. Contrôleur de Défaut Triphasé.....	45
IV.2.5. La logique du temps et La résistance de Défaut.....	46
IV.2.6. Module de mesures.....	46
IV.2.7. Module FFT (Fast Fourier Transform).....	47
IV.2.8. Filtre de séquence.....	48
IV.3. Modélisation de la Protection des lignes de transport électrique :.....	48
IV.3.1. Schéma de la protection à distance.....	50
IV.3.2. Module de calcul de zones.....	51
IV.3.3. Algorithme et schémas de la protection.....	52
IV.4. Résultats de simulation.....	54
IV.4.1 L'état de la ligne par défaut.....	54
IV.4.2. Défaut Phase-Phase.....	55
IV.4.3. Défaut Phase-Terre.....	63
IV.5 Conclusion.....	67
 CONCLUSION GENERALE.....	 68

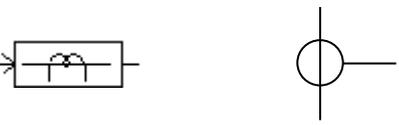
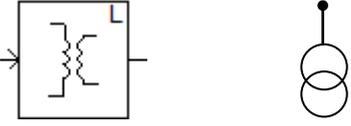
Bibliographie

Liste des Figures

Figure I 1: Structure général d'un réseau électrique.....	3
Figure I 2: Schéma d'un réseau électrique [4].....	3
Figure I 3 : Réseau maillé.....	5
Figure I 4: Réseau boucle.....	6
Figure I 5 :Réseau Radial.....	7
Figure I 6: Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.....	8
Figure I 7: Réseau d'interconnexion de la région d'Alger.....	9
Figure I 8: Réseau de répartition de la région d'Alger [15].....	10
Figure I 9: Architecture simple antenne.....	12
Figure I 10 : Architecture double antenne.....	13
Figure I 11 : Architecture double antenne avec double jeu de barres.....	14
Figure I 12: Schéma illustratif Des différents types des court-circuit	16
Figure II 1 : Schéma d'un relais à induit attiré.....	22
Figure II 2 : Schéma d'un relais à induit attiré.....	23
Figure II 3 : relais à balance.....	24
Figure II 4 : représentation complexe du fonctionnement d'un relais de phase.....	25
Figure II 5 : Relais de phase à disque d'induction.....	25
Figure II 6 : Zone de fonctionnement d'un relais de phase.....	26
Figure II 7 : Zone de fonctionnement d'un relais de phase.....	26
Figure II 8 : Relais directionnel.....	27
Figure II 9 : Zone de fonctionnement d'un relais directionnel.....	27
Figure II 10 : Protection à temps indépendant temporisé.....	28
Figure II 11 : Schéma de principe d'un relais à induction.....	29
Figure II 12 : Caractéristiques du relais IDTM pour différents réglages de courant.....	30
Figure II 13 : Relais différentiel polarisé.....	31
Figure II 14 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.....	32
Figure II 15 : coup de foudre.....	33
Figure II 16 : Variation du courant de foudre par rapport au temps.....	34
Figure II 17 : Effet d'un coup de foudre sur une ligne de transmission. (Internet).....	34
Figure II 18 : Photographies montrant un arc électrique brûlant après dissipation(internet)	35
Figure II 19: Protection du fil de blindage d'une ligne de transmission.....	35
Figure II 20 : Génération de back-flash over suite à un mauvais choix de résistance de la terre.....	36

Figure III 1 : Structure de protection de distance.....	38
Figure III 2 : Fonctionnement des relais.....	39
Figure III 3 : Fonctionnement des zones.....	40
Figure III 4 : Caractéristique des trois Zones (Mho).....	41
Figure IV. 1 : Interface utilisateur PSCAD.....	43
Figure IV. 2 : : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.....	44
Figure IV. 3 : Disjoncteur triphasé.....	44
Figure IV. 4 : Ligne de transport électrique.....	45
Figure IV. 5 : Contrôleur de Défaut Triphasé.....	46
Figure IV. 6 : Contrôle Temporisation et résistance de défaut.....	46
Figure IV. 7 : Module de mesure.....	47
Figure IV. 8 : Bloc FFT.....	48
Figure IV. 9 : Filtre de séquence.....	48
Figure IV. 10 : Circuit du réseau électrique.....	49
Figure IV. 11 : Schéma de la Protection de distance.....	50
Figure IV. 12 : Bloc de calcul des Zones (Mho).....	51
Figure IV. 13 : Caractéristique MHO de la protection de Distance.....	52
Figure IV. 14 : Schémas de la protection Distance sur PSCAD.....	52
Figure IV. 15 : Algorithme de déclenchement de la protection à distance.....	53
Figure IV. 16 : Formes des courants, tensions et des Top logique (par défaut).....	54
Figure IV. 17 : Défaut phase-phase(zone1).....	56
Figure IV. 18 : Défaut phase-phase (zone 2).....	58
Figure IV. 19 : Défaut phase-phase (zone 3).....	59
Figure IV. 20 : Défaut Phase-phase (zone 4).....	61
Figure IV. 21 : Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistances de défaut.....	62
Figure IV. 22 : Défaut Phase-Terre(zone1).....	64
Figure IV. 23 : : Défaut Phase-Terre (zone2).....	65
Figure IV. 24 : Défaut Phase-Terre (zone3).....	66
Figure IV. 25 : Défaut Phase Terre (zone4).....	67

Liste des Symboles

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

Introduction générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : **Stabilité, économie** et surtout **continuité** du service.

Les lignes et les câbles de transport d'énergie électrique haute tension HTB constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT, ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes humaines et financières importantes.

Pour cela il faut minimiser ces problèmes à l'aide de la détermination immédiate de l'erreur et séparer celle-ci du réseau le plus rapidement possible.

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme un ensemble de dispositions destinées à la détection des défauts lors de situations anormales dans un réseau et de déclencher un ou plusieurs disjoncteurs afin d'isoler les zones de défaut et assurer la continuité de service aux autres zones.

Le système de protection doit fonctionner très rapidement (en quelques centaines de millisecondes) et le principe fondamental d'un système de protection dans un réseau électrique est de détecter et mettre hors tension les zones de défauts.

Les systèmes de protection sont composés de trois parties fondamentales :

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

En effet, le choix d'une protection adéquate doit répondre à certains critères afin d'éviter de mettre en danger la stabilité de tout le système.

Un mauvais fonctionnement ou non fonctionnement d'une protection peut contribuer à détérioration du système. Pour cela, différents types de protection ont été conçu, les plus répandus sont : la **protection différentielle**, **protection à surintensité** et la **protection à distance**.

Notre travail consiste en l'étude des réseaux électriques en général et de leur protection en particulier.

Dans le premier chapitre nous avons traité les réseaux électriques en général en évoquant leur architecture. Les différents types de défauts rencontrés sont mentionnés.

Le deuxième chapitre, traite des différents types de relais (**simple entrée ; deux entrées ; directionnelle**) ainsi que des protections à surintensité, différentielle et de surtension.

Nous avons présenté la protection à distance qui utilise les caractéristiques Mho dans le troisième chapitre.

La modélisation, la simulation de la protection à distance des lignes de transport d'électricité ainsi que ses résultats sont illustres en utilisant le logiciel PSCAD dans le chapitre 4.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale dans laquelle nous résumons les principaux résultats obtenus et en énumérant les perspectives futures à ce travail.

Chapitre I

Généralités Sur Les Réseaux Électriques

I.1. Introduction :

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

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

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

Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

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

I.2. Structure générale d'un réseau électrique :

L'évolution de la production d'énergie électrique est tournée vers des réseaux interconnectés de lignes de transport reliant les centrales de production avec les centres de consommation (villes, usines..., comme présente la Figure I-1) dans les grands systèmes intégrés [3].

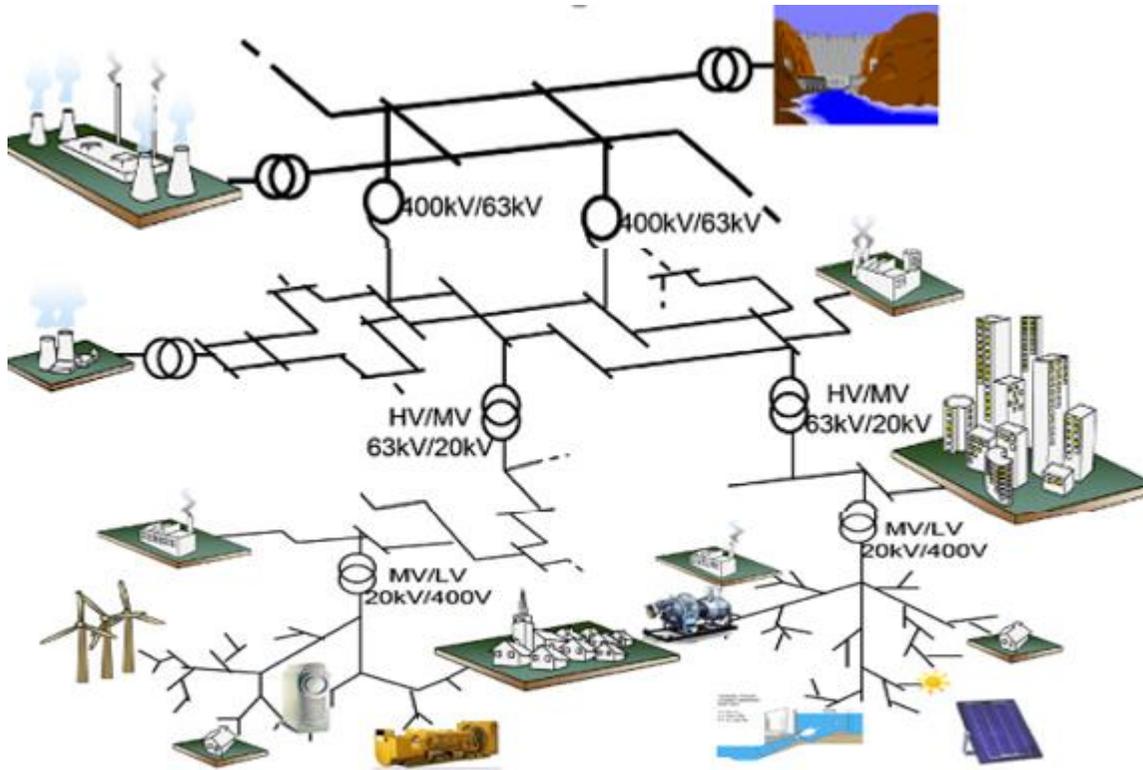


FIGURE I 1: STRUCTURE GENERAL D'UN RESEAU ELECTRIQUE .

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaisser au niveau de la tension de l'utilisateur final (Figure I-2) [4].

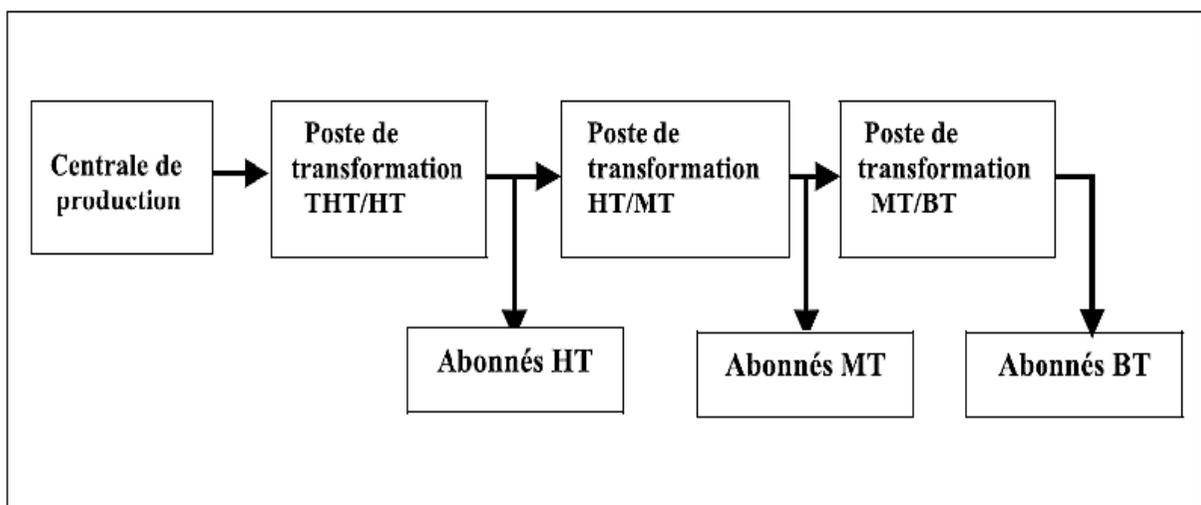


FIGURE I 2: SCHEMA D'UN RESEAU ELECTRIQUE [4] .

I.3. Les niveaux de tension :

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

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

TABLE 1 : TABLEAU DES DOMAINES DE TENSION.

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

TABLE 2 : LES NIVEAUX ESSENTIELS DE TENSION EN ALGERIE (SONELGAZ).

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

I.4. Différents types de structures des réseaux :

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 de l'investissement.

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

I.4.1 Réseau maillé :

Utilisé généralement pour le transport, un réseau maillé est un réseau où des liaisons qui forment des boucles, réalisant une structure en mailles d'un filet. La figure (I.3) montre l'exemple d'un réseau maillé.

Avantages :

- Une grande sécurité d'exploitation.
- Une chute de tension réduite.

Inconvénients :

- Le coût de réalisation est énorme ;
- Nécessité des protections sophistiquées.

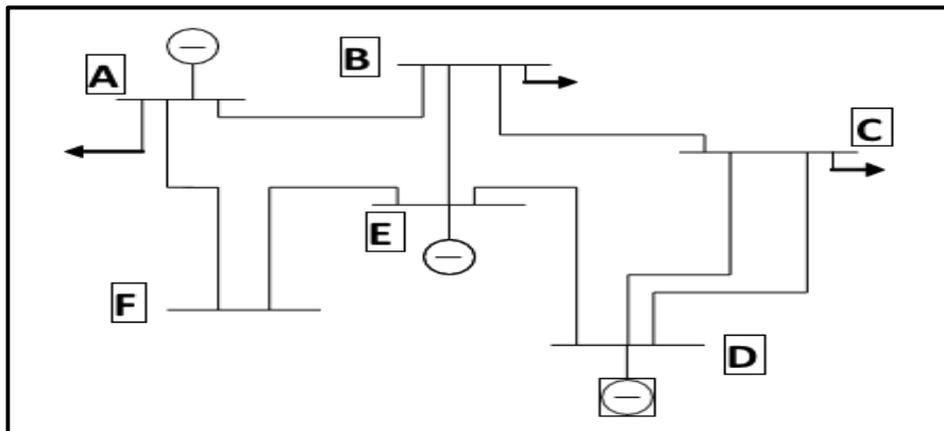


FIGURE I 3 : RESEAU MAILLE.

I.4.2- Réseau bouclé :

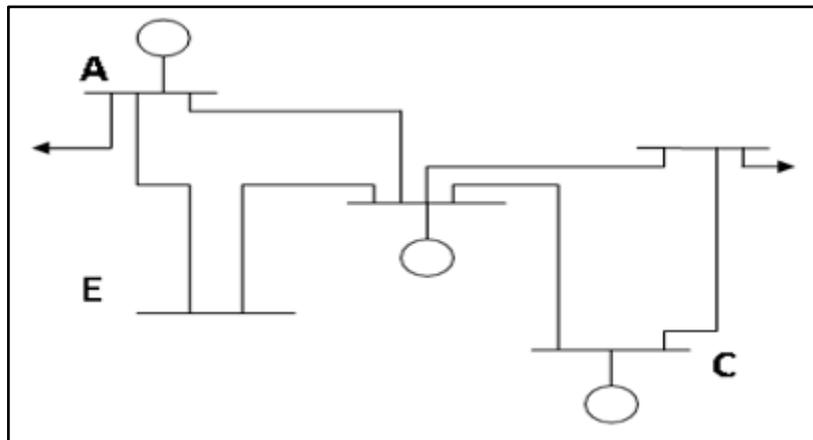
Ce sont des réseaux maillés simplifiés, présentant un certain nombre de boucles fermées, chacune de ces boucles contient un nombre limité de sources. L'énergie peut transiter alors par des chemins différents, et la mise hors tension accidentelle d'un tronçon n'entraîne pas des surcharges inadmissibles pour les autres tronçons. Les réseaux bouclés sont généralement utilisés pour les réseaux de répartition.

Avantages :

- Grande continuité de service.
- Un bon rendement.
- Faible chute de tension.

Inconvénients :

- Forts courants de court-circuit.
- Plus onéreux et plus difficile à exploiter que le précédent.

**FIGURE I 4: RESEAU BOUCLE.****I.4.3 Réseau radial :**

Les réseaux radiaux sont exploités et débouclés. La sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée.

On rencontre deux structures principales les :

- ✓ Structure en coupure d'artère : typique des réseaux souterrains.
Ces réseaux sont conçus pour un éventuel fonctionnement en boucle.
- ✓ Structure arborescente : typique des réseaux ruraux aériens.
Ces réseaux comportent des points de bouclage pour assurer un secours par la moyenne tension.

Avantages :

- Facile à étudier et à construire.

- Pour effectuer des travaux, il suffit d'ouvrir l'appareil (sectionneur, interrupteur ...) placé au début du réseau.

Inconvénients :

- Des grandes chutes de tension pour les longueurs dépassant 500 m.
- La mise hors tension des consommateurs en cas d'une panne en tête de ligne.

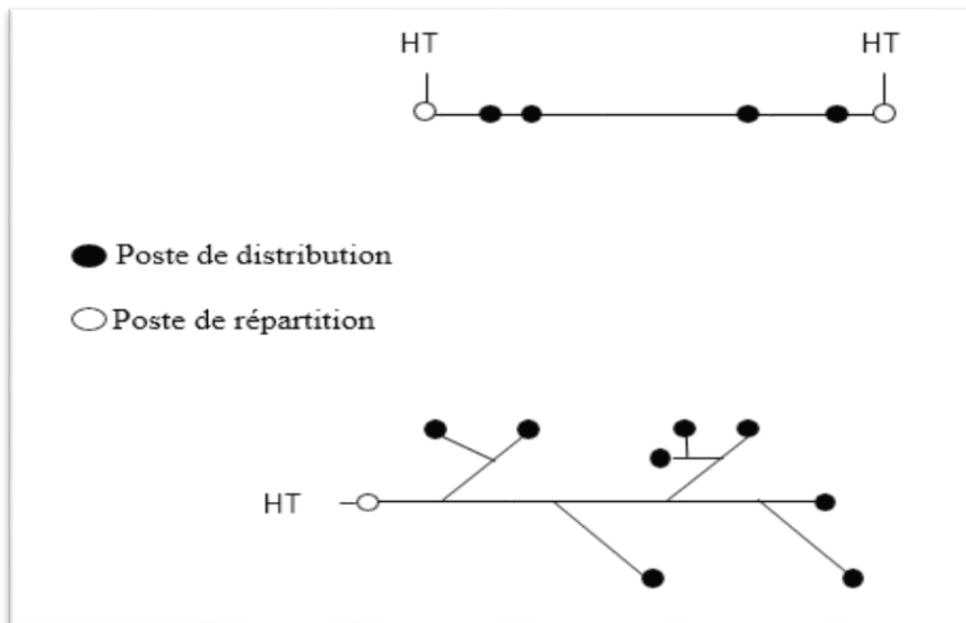


FIGURE I 5 :RESEAU RADIAL.

I.5 Présentation (Description) des réseaux électriques :

Les réseaux électriques classiques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution (**Figure I.6**).

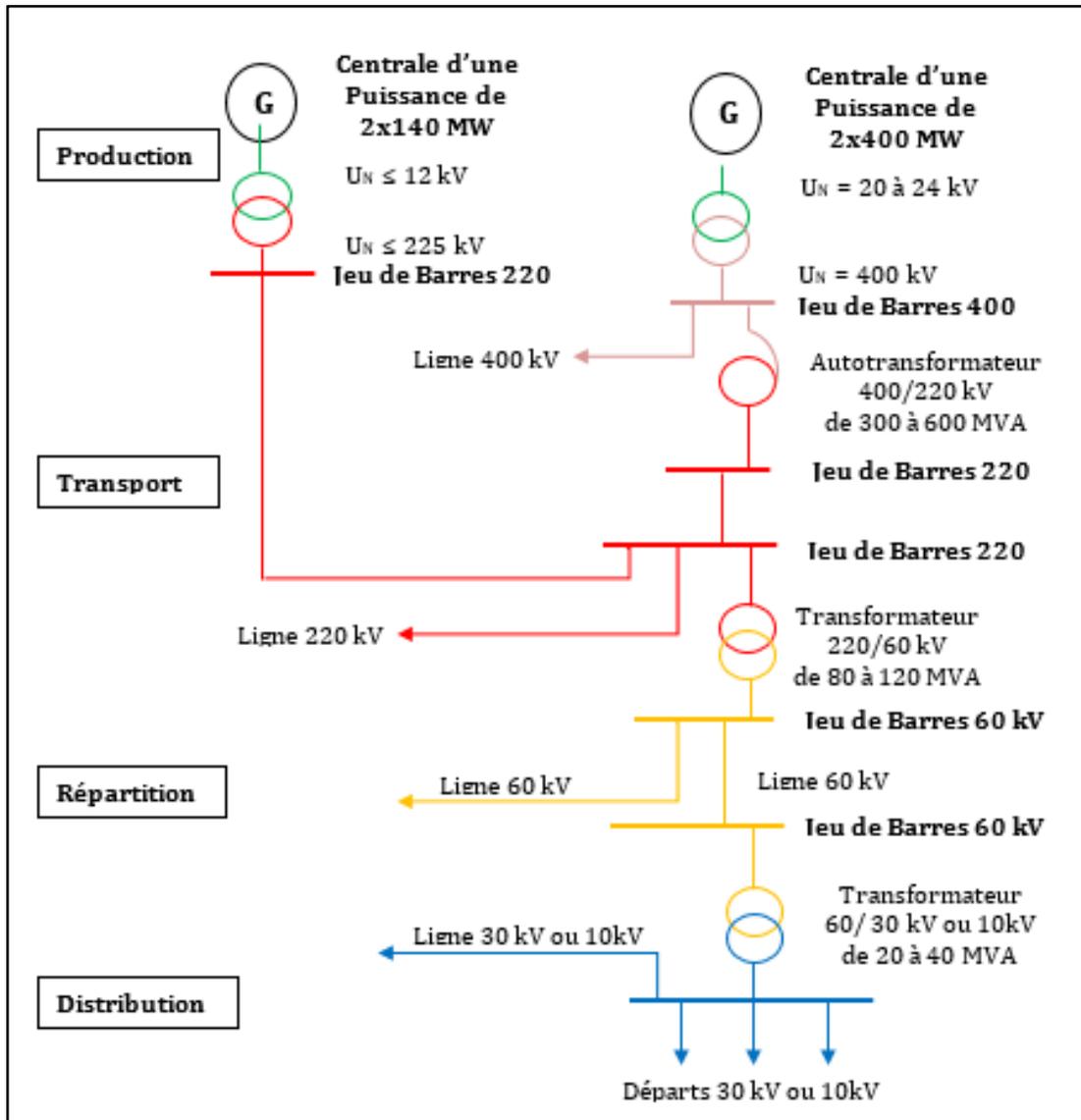


FIGURE I 6: ARCHITECTURE GENERALE D'UN RESEAU D'ENERGIES ELECTRIQUE.

I.5.1. Réseaux de transport et d'interconnexion [6][7] [8] :

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

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

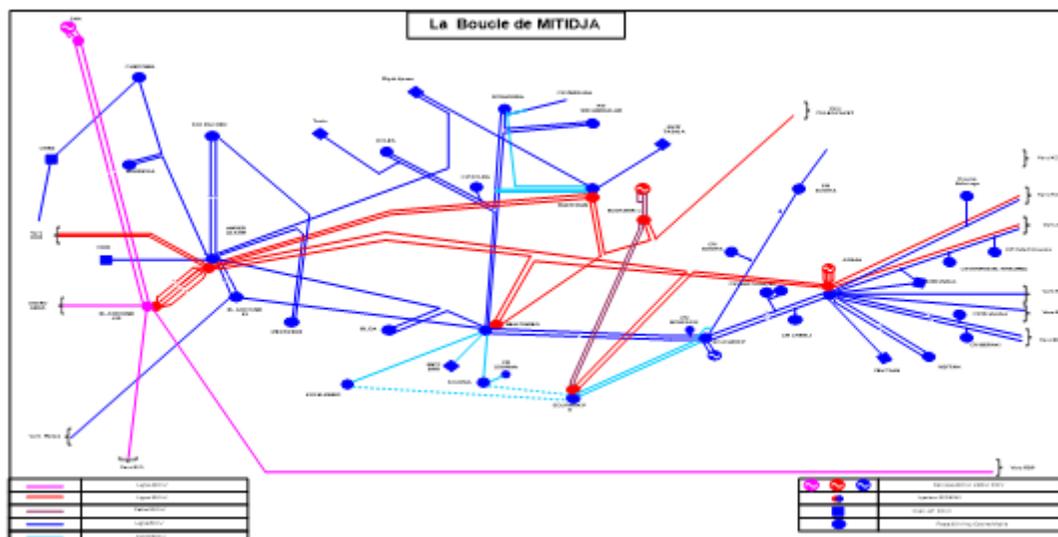


FIGURE I 7: RESEAU D'INTERCONNEXION DE LA REGION D'ALGER .

I.5.2. Réseaux de répartition :

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

Ces réseaux sont, en grande part, constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation [6] [8].

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

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

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

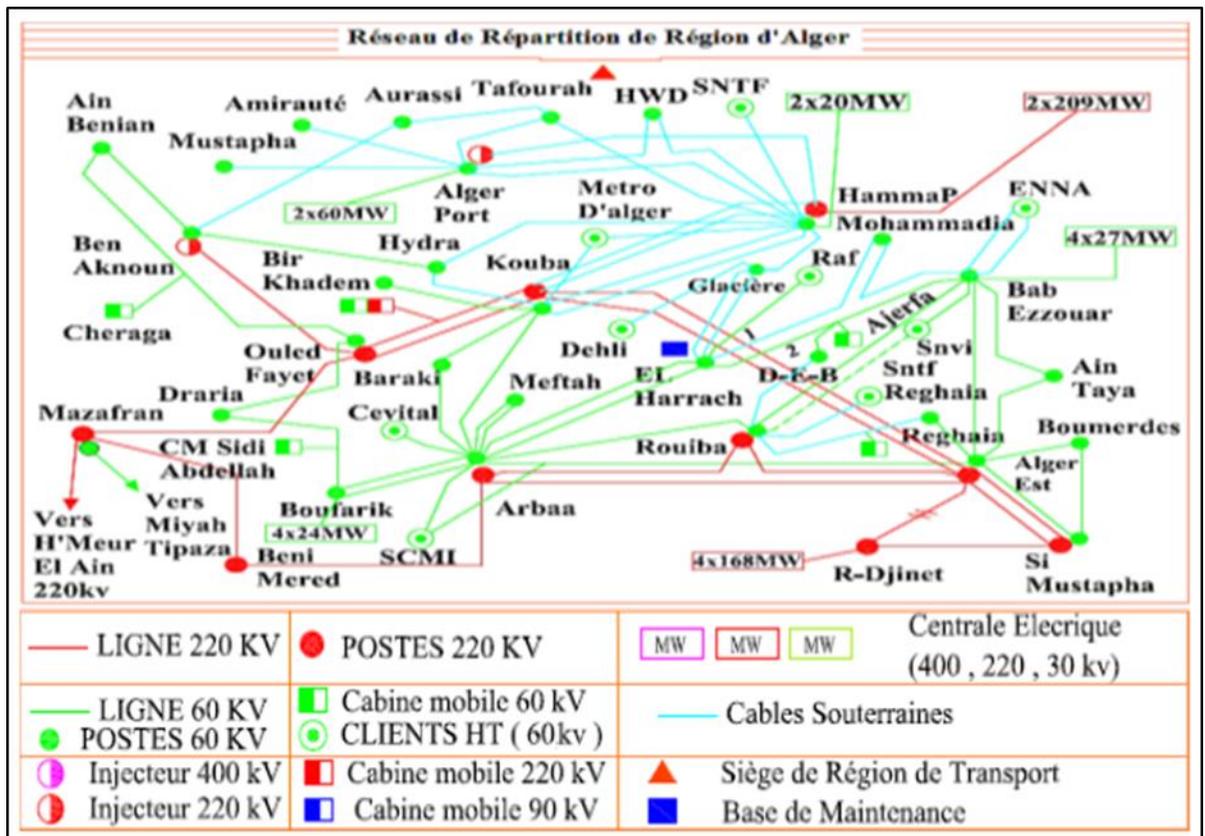


FIGURE I 8: RESEAU DE REPARTITION REGION D'ALGER [15].

I.5.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique [9] [10].

I.5.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

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

I.5.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :

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

I.6. Architecture de Réseaux Electriques :

I.6.1. Critères de choix [11] :

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 coût d'investissement.

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

I.6.2. Type d'architecture [8] [10] [11] :

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

I.6.2.1. Simple antenne :

A. Architecture :

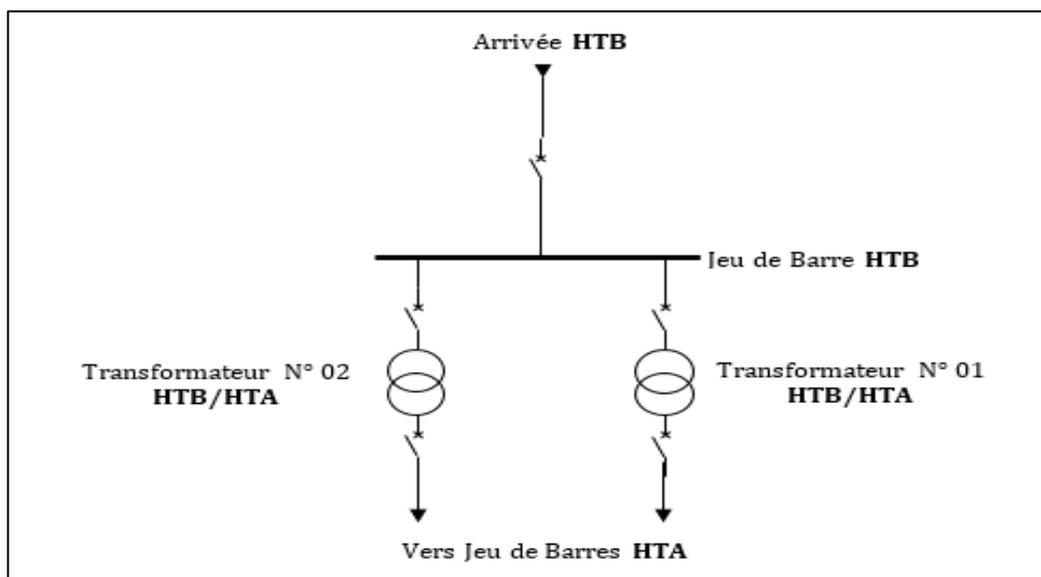


FIGURE I 9 : ARCHITECTURE SIMPLE ANTENNE.

B. Mode d'exploitation :

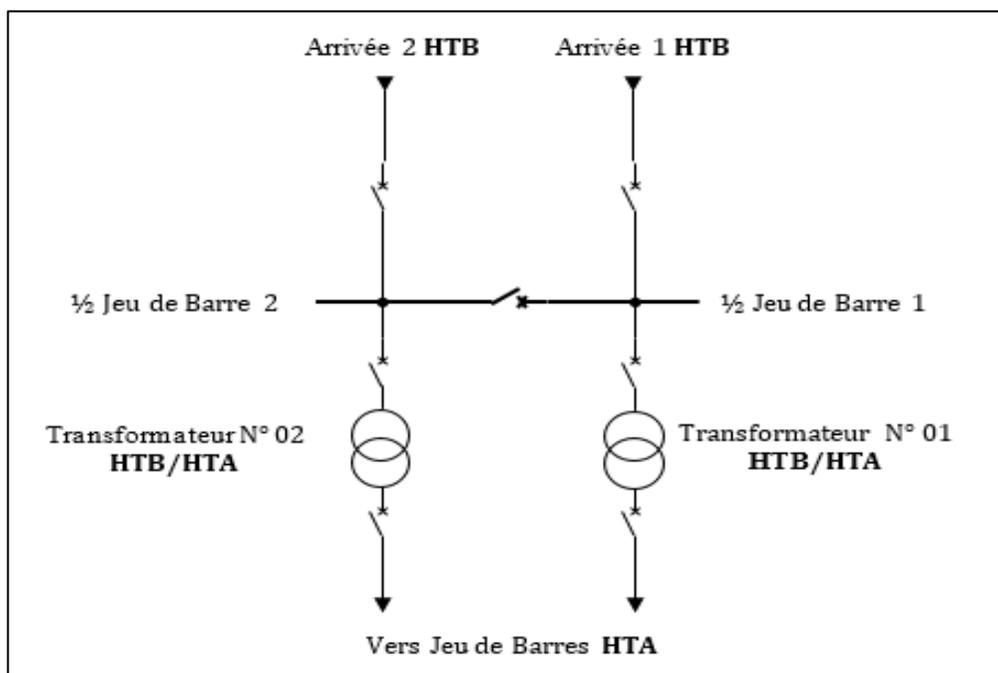
- **Normal** : les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.
- **Perturbé** : en cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

C. Avantages et Inconvénient :**Avantages :**

- Structure la plus simple.
- Facile à protéger.
- Coût minimal.

Inconvénients :

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

I.6.2.2. Double antenne :**A. Architecture :****FIGURE I 10 : ARCHITECTURE DOUBLE ANTENNE.**

B. 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.

C. Avantages et Inconvénient :

Avantages :

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

Inconvénients :

- 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.

I.6.2.3. Double antenne avec double jeu de barres :

A. Architecture :

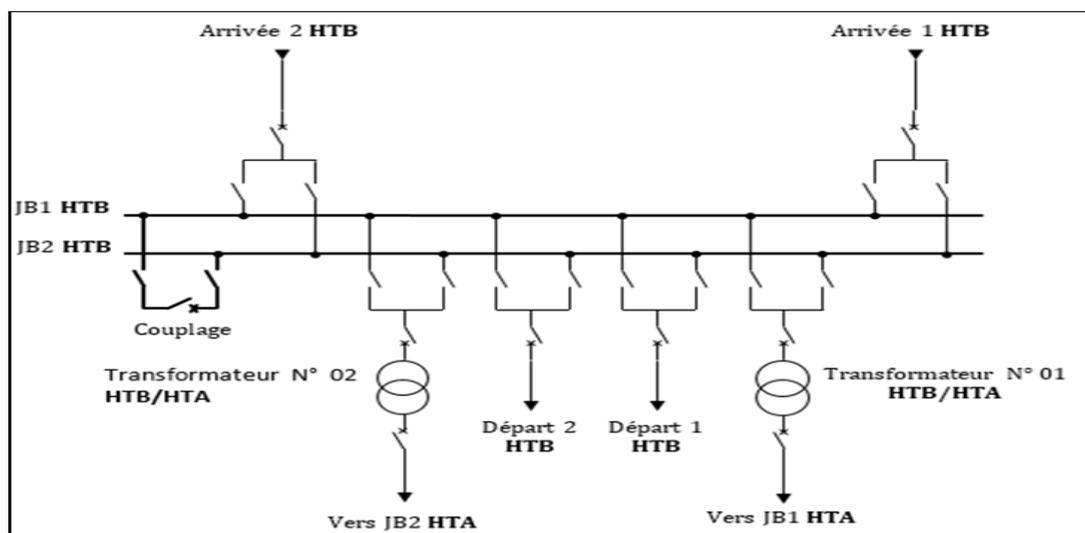


FIGURE I 11 : ARCHITECTURE DOUBLE ANTENNE AVEC DOUBLE JEU DE BARRES.

B. 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.

C. Avantages et Inconvénient :**Avantages :**

- 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).

Inconvénients :

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

I.7. Les différents types de défauts des Réseaux Electriques :

Nous ne pouvons pas définir un réseau électrique avant de connaître les défauts électriques car chaque système électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service rendu au client pour cela, nous saurons ce qui suit.

I.7.1. Les Court-circuit :

I.7.1.1. Origines :

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques [5] [8].

Les origines des Court-circuit sont :

Mécaniques Humaines Atmosphériques Electriques

I.7.1.2. Caractéristiques :

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

I.7.1.2.1. Formes des Court-circuit :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

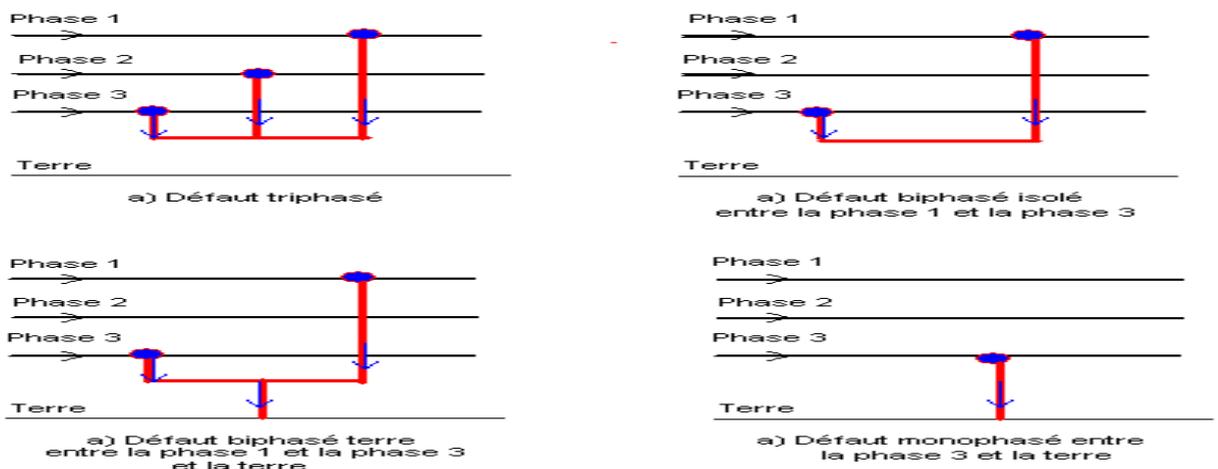


FIGURE I 12: SCHEMA ILLUSTRATIF DES DIFFERENTS TYPES DES COURT-CIRCUIT

I.7.1.2.2. Durée des Court-circuit [5] [9] [10]:

- **Court- circuit fugitifs** : Les court-circuit fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **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.
- **Court-circuit auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément ends temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **Court -circuit semi permanents** : Ces court-circuit 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.

I.7.1.2.3. Courant de Court-circuit [9] :

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

I.7.1.3. Les effets des Court-circuit :

Les court-circuit ont des effets surs :

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

I.7.1.4. Analyse des statistiques des défauts :

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien de l'année 2013 sont résumées dans le Tableau II.1.

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

TABLE 3: STATISTIQUE DE DEFAUT SUR LES RESEAUX HTB ALGERIEN (2013). [12]

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

I.7.2. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que :

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

Conséquences : Claquage et Vieillessement de l'isolation.

I.7.3. Les surcharges :

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

- Les court-circuit.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

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

I.7.4. Les oscillations :

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

I.7.5. Les déséquilibres :

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

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

I.8. Conclusion :

Dans ce chapitre, on a énuméré les différentes architectures du réseau électriques, ainsi que les défauts qui peuvent endommager et provoquer un mauvais fonctionnement du système telle que le court-circuit, les surtensions, les surintensités, ...etc.

CHAPITRE II

*PROTECTION DES
RESEAUX
ELECTRIQUE*

II.1. Introduction aux relais de protection :

Le principe des relais de protection est de dériver un ou deux signaux du système d'alimentation, via des transformateurs de courant ou de tension. Le système de protection doit prendre les dispositions nécessaires au déclenchement des disjoncteurs d'isolation si les conditions sont malsaines.

Cette décision est prise en alimentant les signaux qui peuvent être des tensions ou des courants dans un relais comparateur.

II.1.1. Relai a simple entrée :

II.1.1.1. Induit attiré et plongeur :

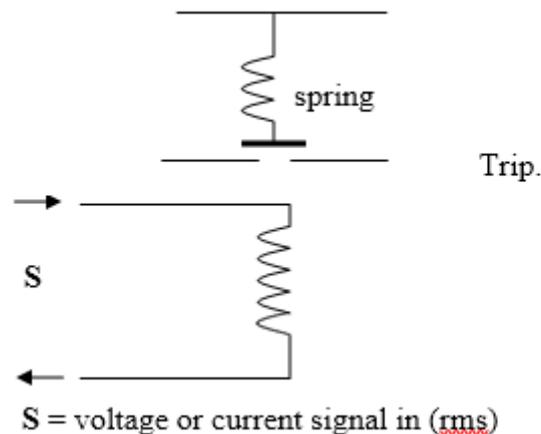


Figure II 1: Schéma d'un relais à induit attiré .

Ce type de relais donne un fonctionnement rapide et peut être utilisé en courant alternatif ou continu, malgré que les vibrations peuvent être un problème avec le courant alternatif.

Le relais fonctionne lorsque la force électromagnétique $K_1 S^2$ dépasse la force du ressort K_2 .

C'est-à-dire quand : $K_1 S^2 > K_2$ donc $S > \sqrt{(K_2 / K_1)} = \text{une constante}$

Étant donné que ce type de relais n'a pas de temporisation intentionnelle, il est parfois appelé Instantané.

II.1.1.2 Disque à induction :

Deux flux adjacents coupant un disque magnétique produisent une force d'accélération proportionnelle à $\Phi_1 * \Phi_2 * \sin\alpha$, où alpha est le déphasage entre le flux Φ_1 et Φ_2 .

Lorsqu'il est utilisé avec une seule entrée, certains moyens doivent être utilisés pour produire un déphasage entre les flux.

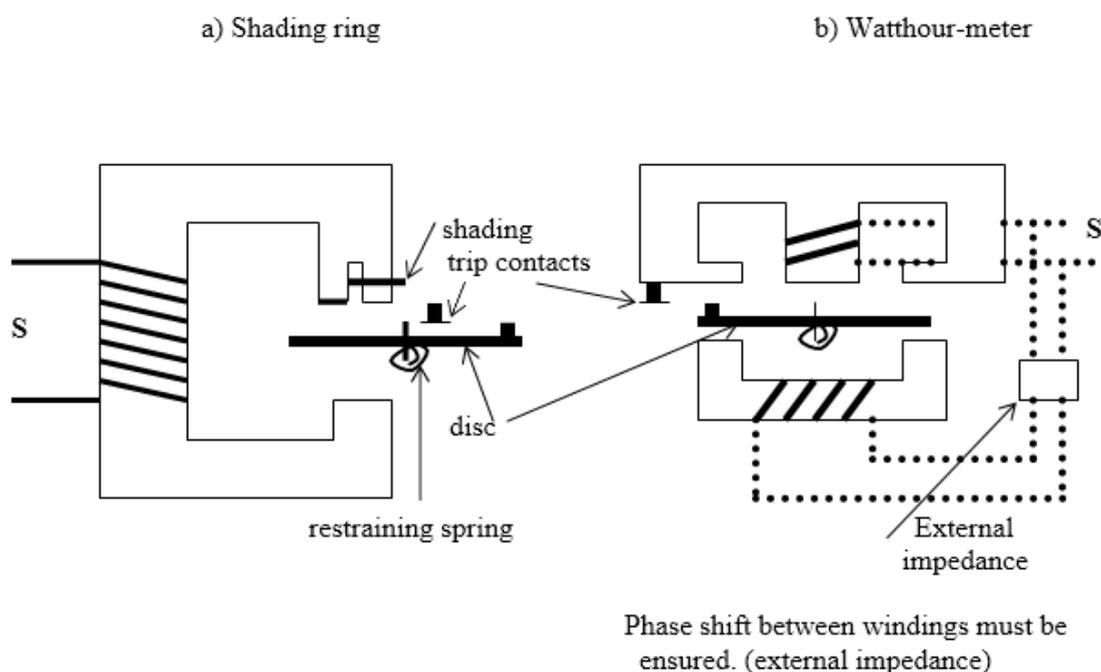


Figure II 2: Schéma d'un relais à induit attiré.

Dans ces cas le déphasage est constant. Pour faire fonctionner ces relais (rotation de disque), **S doit être supérieur à une constante déterminée par le ressort de retenue.** Puisque des contacts sont montés sur le disque, une temporisation variable peut être obtenue.

Pour un signal donné, la force d'accélération est constante à tous les instants. Cela produit un fonctionnement précis.

II.1.2. Relais à deux entrées :

Dans un comparateur à une seule entrée, le signal d'entrée génère une force qui est comparée à la force exercée sur un ressort de retenue. Ces systèmes sont limités en précision et en discrimination. La plupart des relais de hautes qualités sont basés sur la comparaison de deux signaux S_1 et S_2 .

II.1.2.1. Comparaison des amplitudes inhérentes :

Ce type de relais produit un signal de déclenchement si $|S_1| > |S_2|$. Donc $|S_1|/|S_2| > 1$ et $|S_1|$ et $|S_2|$ étant les amplitudes des entrées du relais.

A. Relais à balancé :

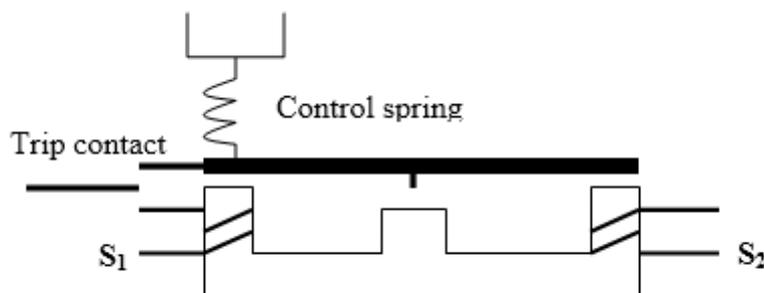


Figure II 3: relais à balance .

Les bobines peuvent être soit alimentées directement avec un signal alternatif, ou continu.

Le relais fonctionne si la force produite par le signal S_1 est supérieure à celle produite par S_2 et la différence entre S_1 et S_2 doit être supérieure à la force du ressort de commande de retenue.

II.1.2.2. Comparaison de phases inhérentes :

Un comparateur de phase ne produit un signal de déclenchement (zone2) que si la différence de phase entre S_1 et S_2 dépasse certaines limites et dans un comparateur « idéal », cela devrait être indépendant des amplitudes de S_1 et S_2

Un comparateur de phase idéal produirait un déclenchement si :

$$90^\circ < \text{Arg} (S_1 / S_2) < 90^\circ$$

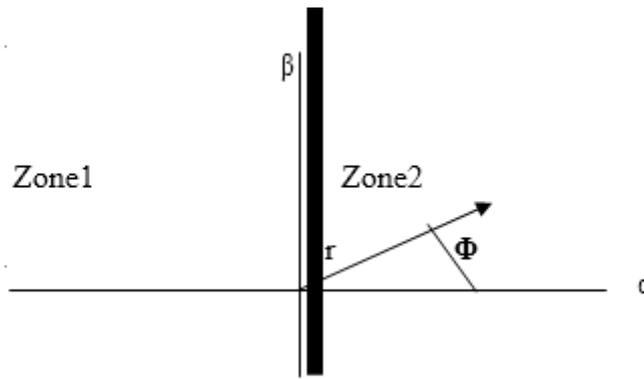


Figure II 4: représentation complexe du fonctionnement d'un relais de phase.

A. Disque à Induction :

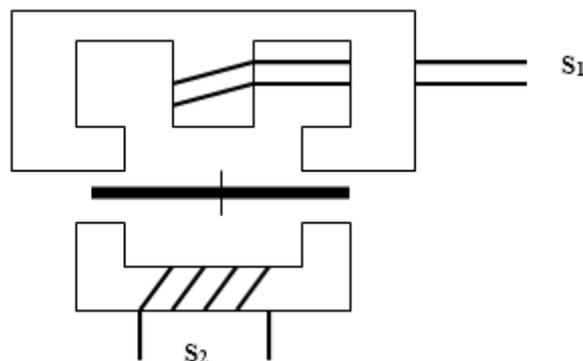


Figure II 5: Relais de phase à disque d'induction.

Le couple de fonctionnement sur le disque est proportionnel à $\Phi_1 \Phi_2 \sin\alpha$, et est positif seulement si $0 < \alpha < 180^\circ$

En supposons que Φ_1 est décalé par rapport à S_1 d'un angle Ψ_1 et que Φ_2 est décalé par rapport à S_2 d'un angle Ψ_2 alors on peut écrire :

$$|S_1| = K_1 |\Phi_1| \quad \text{et} \quad |S_2| = K_2 |\Phi_2| \quad \text{avec} \quad \alpha = \Phi + (\Psi_2 - \Psi_1)$$

Le couple de déclenchement est donné par :

$$T = K' * \Phi_1 * \Phi_2 * \sin \alpha \quad \text{avec} \quad K' = \text{constante}$$

En remplaçant S_1 et S_2 par leur valeur on obtient

$$T = K * S_1 * S_2 * \sin (\Phi + [\Psi_2 - \Psi_1]) \dots\dots\dots K = K' / (K_1 * K_2)$$

Après résolution mathématique en conclue que le couple de déclenchement est positif si : $\theta_r - 90^\circ < \Phi < \theta_r + 90^\circ$

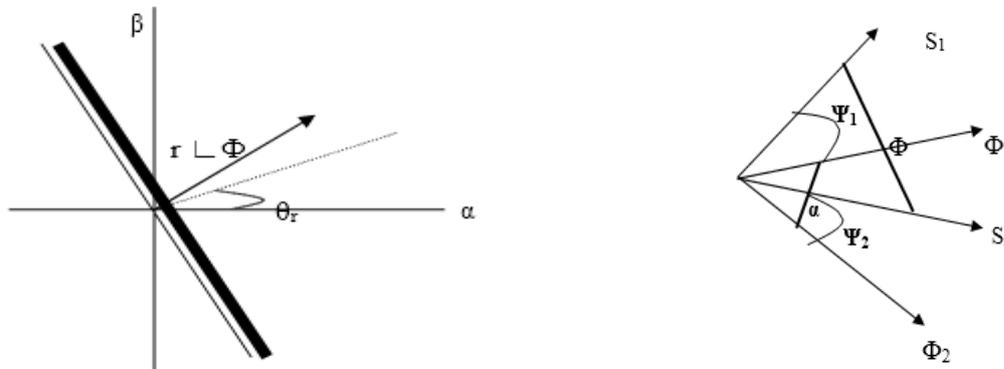


Figure II 6:Zone de fonctionnement d'un relais de phase .

B. Relais à Induction-Coupe :

Le principe de fonctionnement est le même que celui du comparateur à induction et il est donc régi par les mêmes équations et a la même caractéristique. Cependant, son circuit magnétique est amélioré.

Avec le disque à induction, une production de couple plus efficace est possible.

La coupelle mince a une faible inertie et donc ce comparateur est généralement utilisé dans des relais à grandes vitesses.

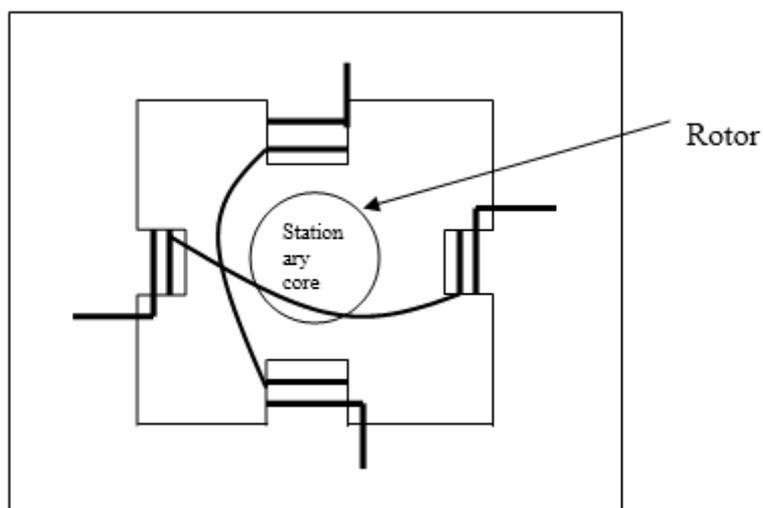


Figure II 7: Zone de fonctionnement d'un relais de phase.

II.1.3. Relais directionnels :

Si un comparateur de phase est alimenté par un signal S_2 d'un transformateur de tension et S_1 d'un transformateur de courant sans aucun autre circuit impliqué, un simple relais directionnel est produit.

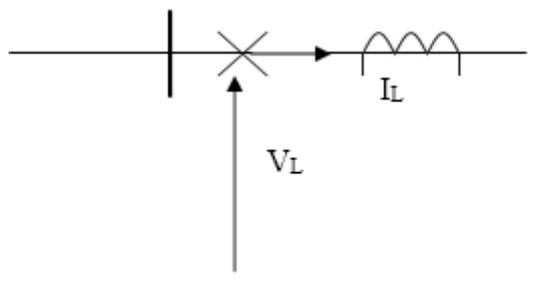


Figure II 8: Relais directionnel.

Pour que la puissance soit positive (dans la direction indiquée de gauche à droite),

$$P_L = V_L * I_L * \cosinus (V_L, I_L)$$

Il faudrait que le cosinus de l'angle entre V_L et I_L soit positif. Pour cela l'angle de phase entre I_L et V_L devrait être entre $+ 90^\circ$ et $- 90^\circ$

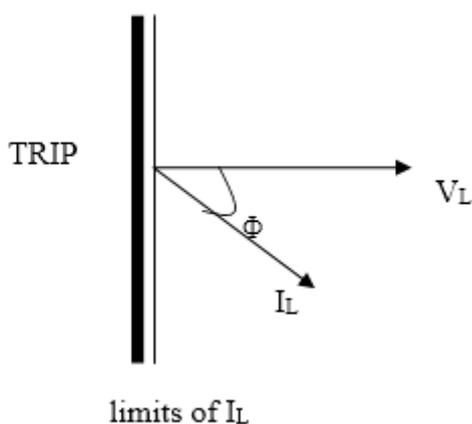


Figure II 9: Zone de fonctionnement d'un relais directionnel .

Un comparateur de phase inhérent peut facilement être agencé pour déclencher (ou plus généralement simplement fermer son contacts) si Φ dépasse $+ 90^\circ$ ou $- 90^\circ$

c'est-à-dire :

$$- 90^\circ < \Phi < + 90^\circ$$

Les caractéristiques d'un relais directionnel peuvent être adaptées à l'application particulière par le choix du signal polarisant et l'angle de caractéristique inhérent θ_r du comparateur de phase.

II.2. Protection surintensité :

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

II.2.1. Relais à temps indépendant :

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

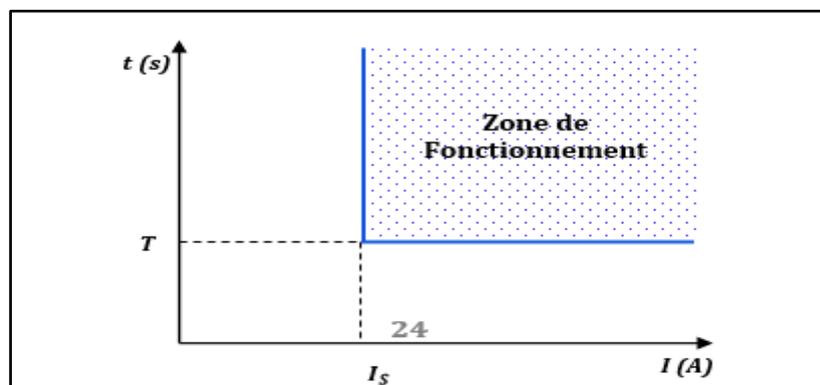


Figure II 10: Protection à temps indépendant temporisé.

I_s : Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant).

T : Retard de fonctionnement de la protection (temporisation).

II.2.2. Relais à temps dépendant (IDTM) :

Une forme simple de protection utilisant une seule entrée (signal de courant) fonctionne lorsque l'amplitude du courant dépasse le réglage. Le réglage étant choisi en sélectionnant un nombre de tours sur la bobine de courant du relais par insertion d'une fiche. Le temps de fonctionnement diminue au fur et à mesure que le courant augmente au-delà du réglage.

Quand les courants de fautes atteignent certaines valeurs élevées, le fer de ces relais sature en impliquant un temps de déclenchement plus ou moins constant de ces derniers. Cela donne un **Temps de déclenchement minimum indéfini**.

La figure II.11 montre un diagramme schématisé d'un relais à disque à induction à pôles ombrés. Les sept positions des ponts enfilables sont marquées 50, 75, 125, ..., 200%.

La Figure II-12, montre la réponse du relais à différents niveaux de courants avec différentes prises. Elle montre que chaque position de prise a sa propre courbe et l'effet de déplacer le bouchon est de déplacer la courbe caractéristique latéralement.

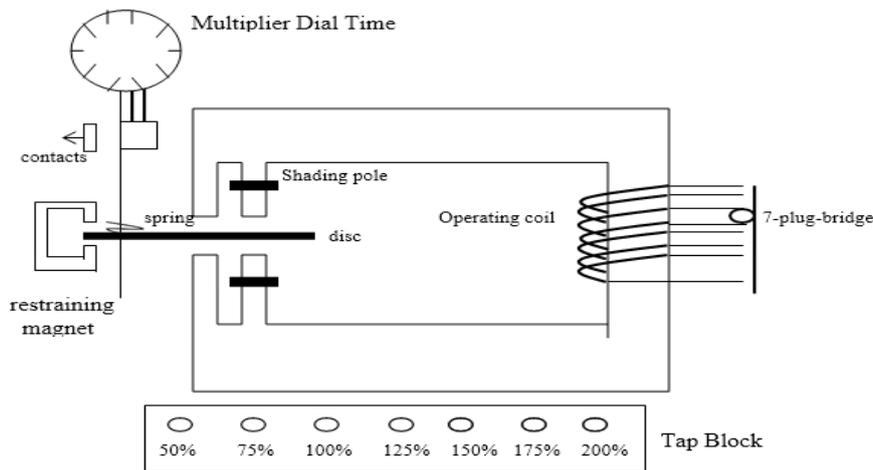


Figure II 11: Schéma de principe d'un relais à induction.

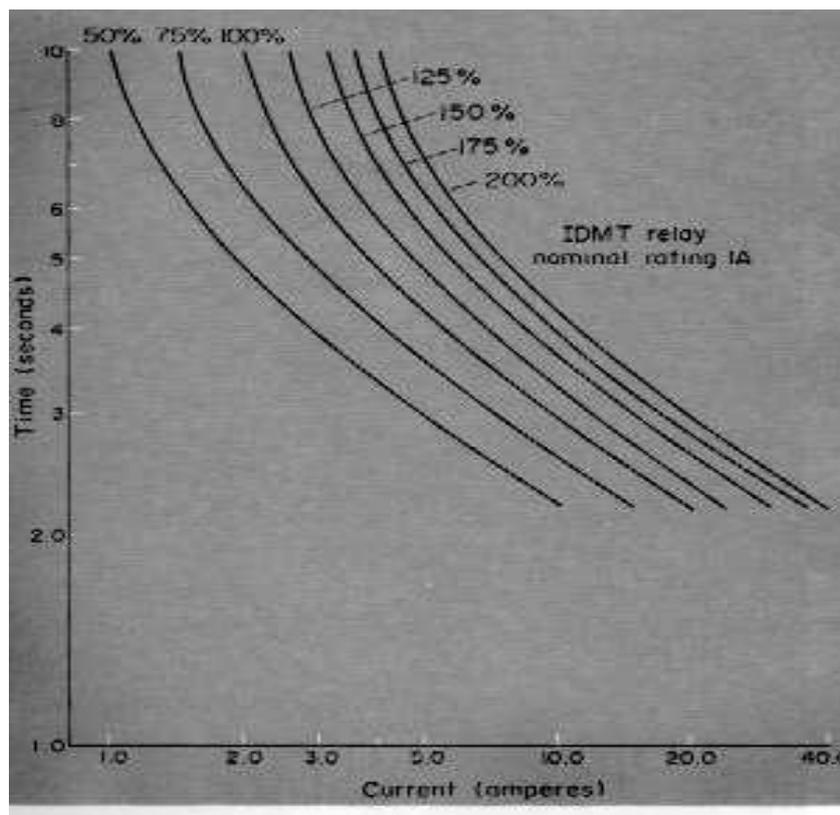


Figure II 12: Caractéristiques du relais IDTM pour différents réglages de courant.

Le temps sur la courbe est le temps mis par le disque du relais à parcourir 180° . Au moyen d'un multiplicateur de temps, il est possible d'ajuster la position de l'anti-dévireur afin que le disque du relais se déplace plus rapidement vers les contacts.

Cela signifie que lorsqu'un réglage TMS de 30% est appliqué, au lieu de prendre 10 secondes pour fonctionner, le relais fonctionnera en 3 secondes. Un paramètre de multiplicateur de temps (TMS) de 10 % permettrait au relais de fonctionner en 1 seconde au lieu de 10 secondes.

Ce type de relais est connu sous le nom de relais Inverse-Definite-Minimum-Time (IDTM). Inverse car à mesure que le courant augmente le temps diminue, minimum défini car la caractéristique semble se rapprocher d'un temps minimum défini.

II.3. Protection Différentielle :

La protection contre les surintensités utilisant des comparateurs à entrées unique peut être difficile à appliquer lorsque la discrimination entre les conditions de charge maximale et de défaut minimale n'est pas possible. De plus, la durée du défaut est trop élevée pour les systèmes à haute tension.

Le principe de la protection différentielle (ou protection « unitaire ») est de comparer le courant entrant et le courant sortant de la section protégée. En l'absence de défaut ceux-ci doivent être identiques.

Pour un défaut externe, le courant différentiel du relais est nul, tandis que pour les défauts internes, un courant différentiel important circule pour faire fonctionner le relais.

Pour ce système, les erreurs de transformateur de courant et les différences d'impédance des conducteurs de connexion donnent lieu à des courants de différence même pour les défauts externes et pour les défauts internes importants, un fonctionnement incorrect peut en résulter à moins qu'un relais très insensible soit utilisé.

Une meilleure discrimination peut être obtenue en utilisant un relais différentiel polarisé, équipé d'un enroulement de commande et de retenue qui alimente un comparateur d'amplitude, par exemple un faisceau équilibré. Ceci est illustré ci-dessous.

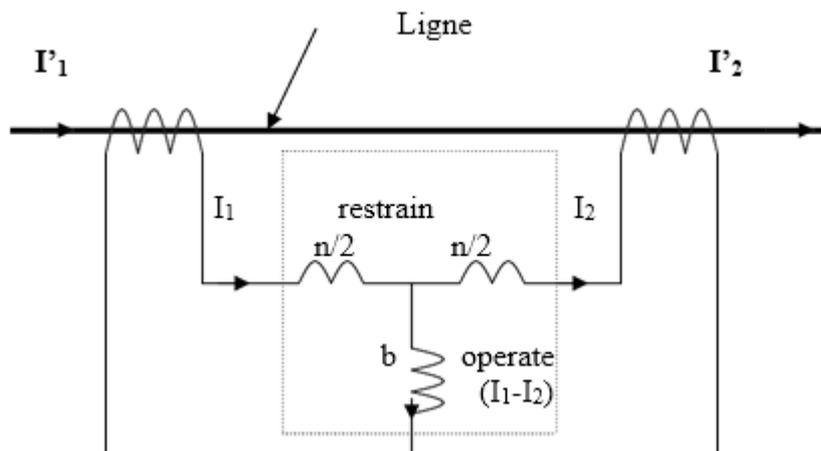


Figure II 13: Relais différentiel polarisé.

Le relai fonctionne si : $|b(I_1 - I_2)| > |(n/2)(I_1 + I_2)| = |I_1 - I_2| > |S(I_1 + I_2)|$ avec $S = n/2b$

II.3.1. 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 R_A ou R_B de la protection transversale (**Figure II.14**) est bien traversée par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

L'existence de ce courant différentiel constitue le critère de l'existence d'un court-circuit sur la phase correspondante de l'une des deux lignes protégées mais il n'indique pas la quelle.

Afin de profiter de la présence des disjoncteurs généralement placés à chaque extrémité de ligne, et pour n'éliminer que la ligne qui est le siège du défaut, il est nécessaire de compléter la protection par un canal de communication.

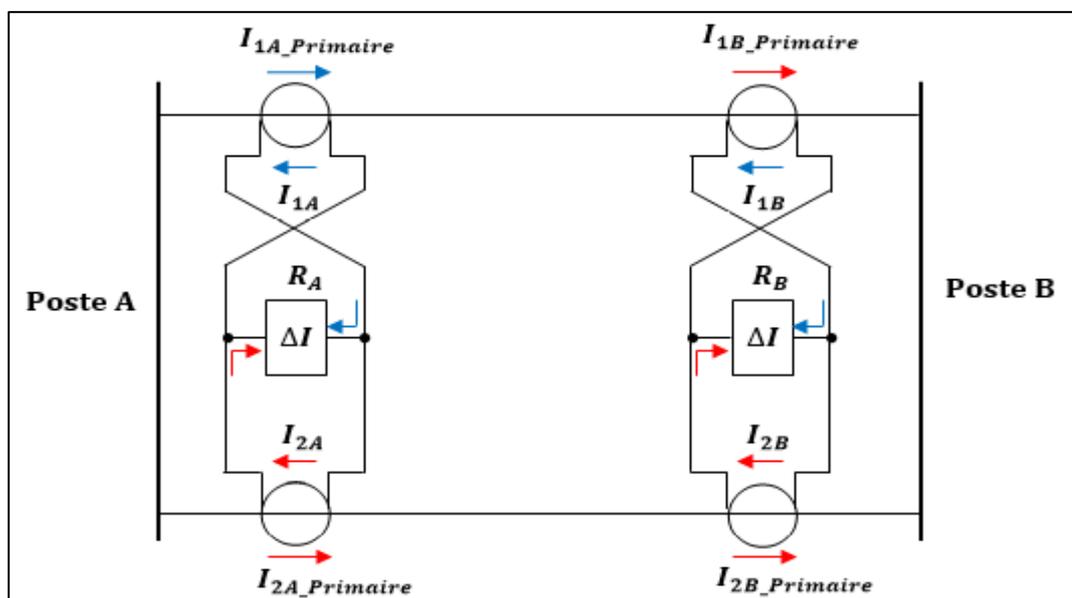


Figure II 14: Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

Pour disposer à l'endroit où l'on effectue la comparaison, des deux grandeurs représentant les courants, une liaison pilote est nécessaire ; c'est la raison pour laquelle ce

système de protection n'est utilisé que pour des câbles reliant deux postes d'une même ville ou d'une même zone industrielle. L'inconvénient de cette protection est que les émetteurs d'envoi et de réception sont relativement chers ; toutefois, il n'y a pas d'inconvénient de l'appliquer à des postes aériennes, à condition qu'elles soient courtes.

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

II.4. Protection de surtension :

Les surtensions peuvent provenir soit d'une source externe au système (par exemple la foudre) soit d'une source interne (par exemple des transitoires de commutation).

La foudre se produit lorsqu'un nuage très chargé décompose l'air et se décharge sur la terre

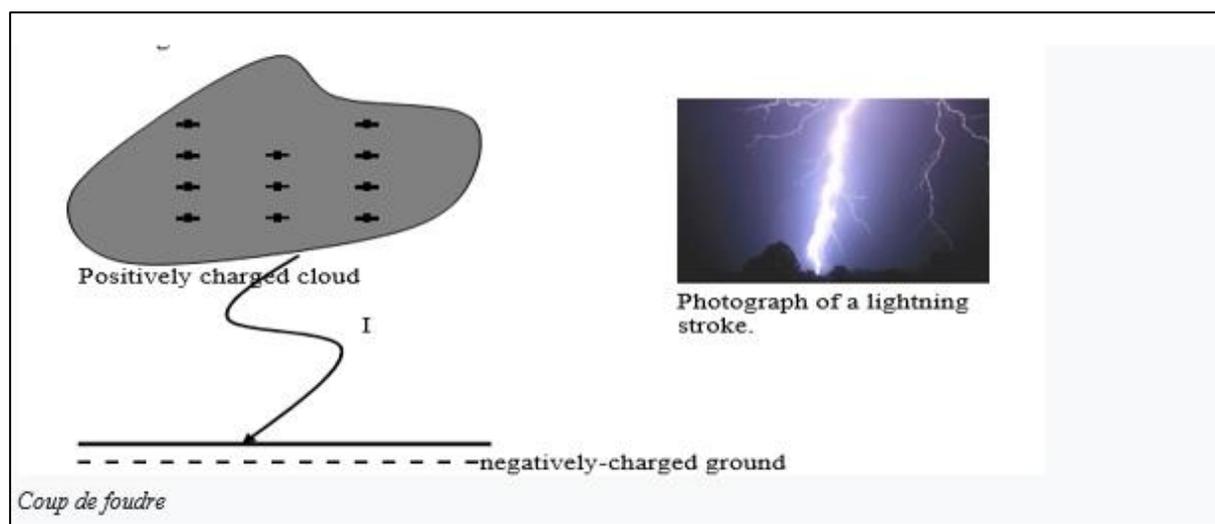


Figure II 15: coup de foudre.

Un courant de foudre s'écoulera alors du nuage vers la terre. La variation du courant de foudre par rapport au temps est dessinée sur la Figure II.16.

La valeur moyenne du courant de foudre est d'environ 10 KA et dure de 10 à 100us.

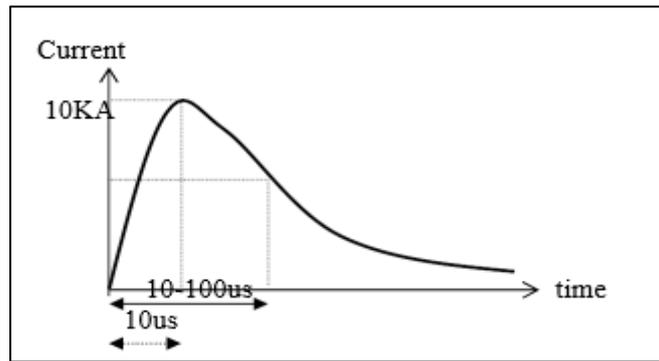


Figure II 16: Variation du courant de foudre par rapport au temps.

II.4.1. Effet d'un accident vasculaire cérébral sur la ligne de transmission :

Supposons qu'un coup de foudre direct chauffe un conducteur de phase d'une ligne de transmission comme le montre la Figure II.17

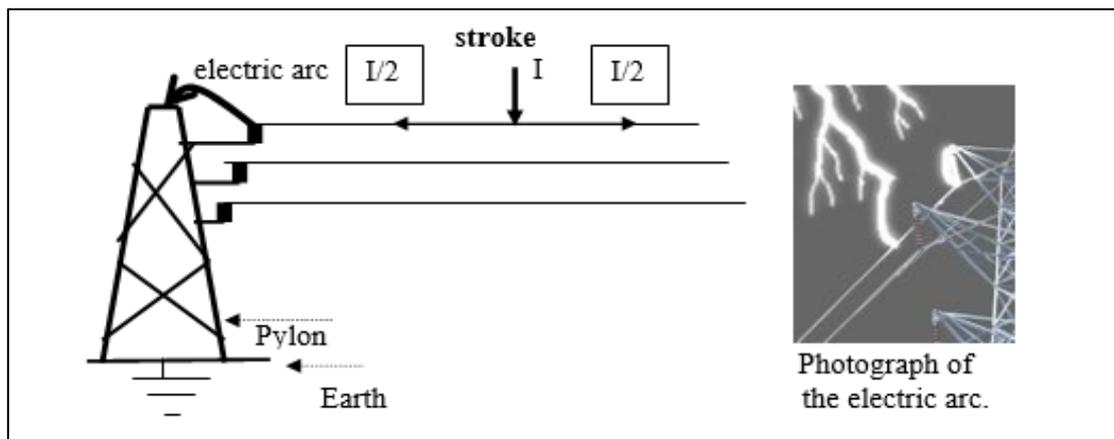


Figure II 17: Effet d'un coup de foudre sur une ligne de transmission.(internet).

Il se produit alors une onde de tension progressive qui est égale à : $V = (I/2) * Z_0$

Z_0 est l'impédance caractéristique de la ligne.

Par exemple :

Soit $I = 10 \text{ KA}$, et $Z_0 = 300 \text{ Ohm}$ (typique)

L'amplitude de l'onde de tension sera alors égale à :

$$V = (10\,000 / 2) \cdot 300 = 1.5\text{MV}$$

Cette quantité de tension provoquera toujours un claquage de l'air environnant le conducteur produisant un contournement entre phases ou de phase à terre. Une fois la surtension de foudre dissipée, un arc électrique brûlera dans l'air, alimenté par la tension de la source de fréquence d'alimentation

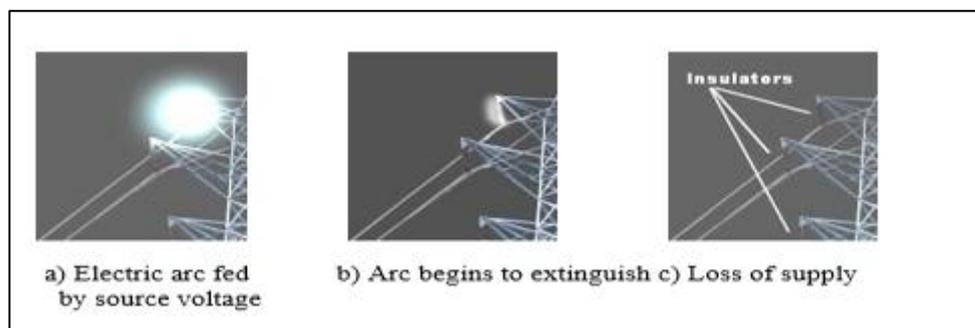


Figure II 18: Photographies montrant un arc électrique brûlant après dissipation(internet) .

Il s'agit en effet d'un défaut de fréquence industrielle qui provoquera le fonctionnement de la protection du système et une perte d'alimentation subséquente Figure-II-18 b et c. Il est également possible que des équipements coûteux soient endommagés par les hautes tensions produites.

II.4.2. Protection avec fil de terre aérien :

Pour protéger les lignes de transmission contre la foudre, un fil de blindage est connecté au pylône comme le montre la Figure.II.19

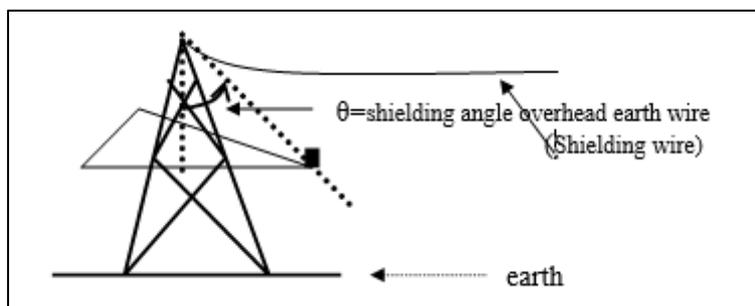


Figure II 19: Protection du fil de blindage d'une ligne de transmission.

Pour un blindage efficace, l'angle de blindage θ doit être inférieur à 30 degrés.
de plus, la « résistance au sol » de la tour doit être faible pour éviter le « retour de flammes ».

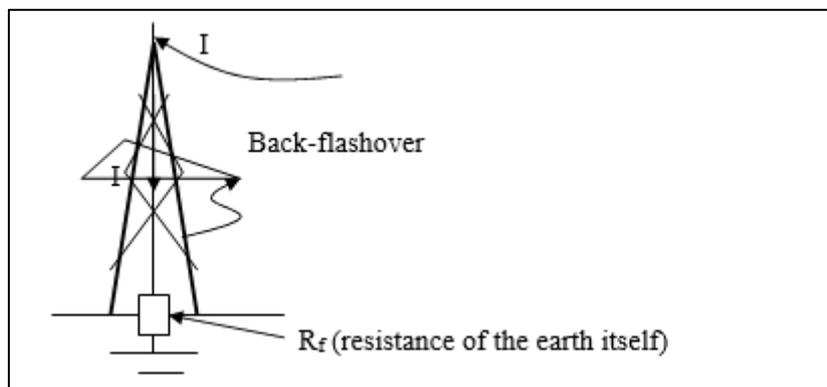


Figure II 20: Génération de back-flash over suite à un mauvais choix de résistance de la terre.

A partir de la figure.II.20, la tension de la tour lors de la décharge s'élève à $I R_f$. Soit $R_f = 100$ Ohms et $I = 10$ KA.

La tension de la tour passera alors à : $I R_f = 10\,000 \cdot 100 = 1$ Mv.

Cette tension est très élevée et produira à coup sûr un retour de flamme.

En pratique, pour éviter ce problème, il est nécessaire que la résistance de la semelle soit en dessous de 10 Ohms. Cela peut être difficile dans certaines régions alors on ajoute du charbon a la terre pour réduire sa résistance.

II.5. Conclusion :

La protection des lignes de transport d'énergie électrique est d'une importance primordiale. Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de Relais et les protections des lignes de transmission tell que la protection différentielle, surintensité, et la protection de surtension.

CHAPITRE III

LA PROTECTION A DISTANCE

III.1. Introduction

La protection à distance est destinée à protéger les lignes hautes et très hautes tension contre les court-circuit. La courbe de variation des courants de court-circuit en fonction de l'éloignement du défaut montre parfaitement les avantages offerts par la caractéristique temps-distance de la protection tels que :

La rapidité d'élimination des défauts dans la première zone qui se traduit par :

- Une réduction appréciable des investissements.
- Une fonction de protection de secours assurée en deuxième et troisième zone
- Pour les barres et les liaisons du poste opposé.

III.2. La protection à distance :

Il s'agit d'une méthode de protection d'alimentation qui permet un fonctionnement à grande vitesse sans avoir besoin de circuits pilotes. Les premiers relais à distance comparent V et I au départ de la transmission en utilisant des relais à balance.

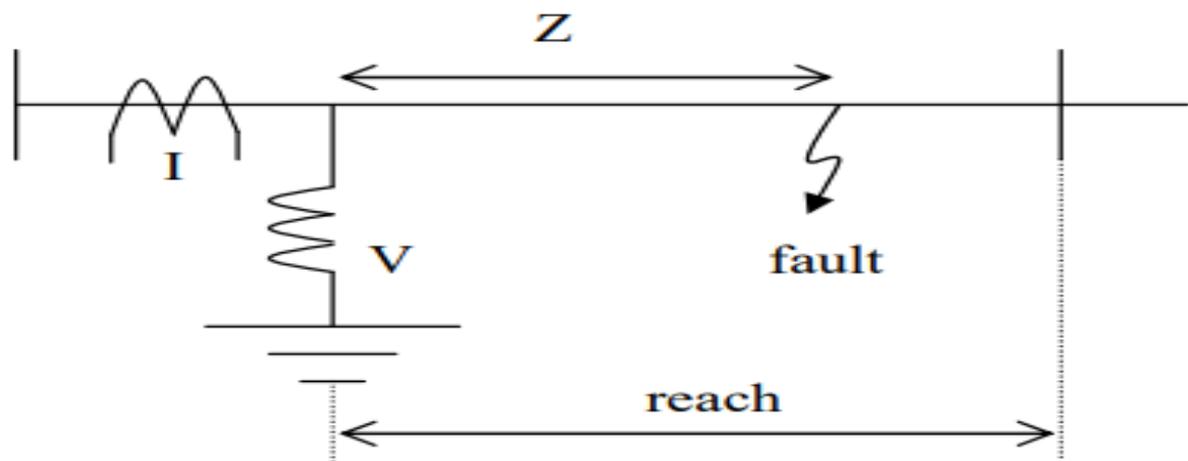


Figure III 1: Structure de protection de distance .

Le relai fonctionne quand : $K_1 V^2 < K_2 I^2$

C'est-à-dire $V/I < \sqrt{K_2 / K_1} < Z_s$

Où Z_S est l'impédance de référence (setting). L'impédance mesurée, ou l'impédance « vue » par le relai dépend de la distance du défaut par rapport à la source, et ainsi la discrimination peut être réalisée à travers les paramètres.

Par la suite les relais utilisaient des disques à induction qui permettaient d'obtenir des retards temporels afin d'avoir une discrimination entre les sections adjacentes des lignes du réseau.

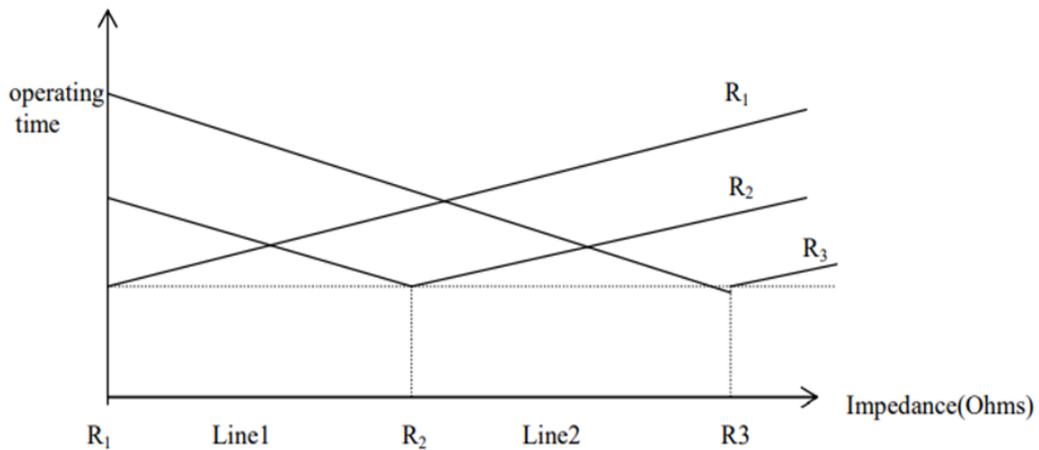


Figure III 2: Fonctionnement des relais.

Pour un défaut sur la ligne2, R 2 fonctionnera avant R 1, mais R 1 fournira une protection « de secours ».

Évidemment, pour une application réussie, les caractéristiques doivent être parallèles. Ceci était souvent difficile à réaliser, et un autre problème était que le temps de fonctionnement était plutôt excessif pour des défauts en bout de ligne. Les systèmes modernes utilisent trois relais par phase afin d'obtenir une caractéristique « échelonnée » comme indiqué ci-dessous :

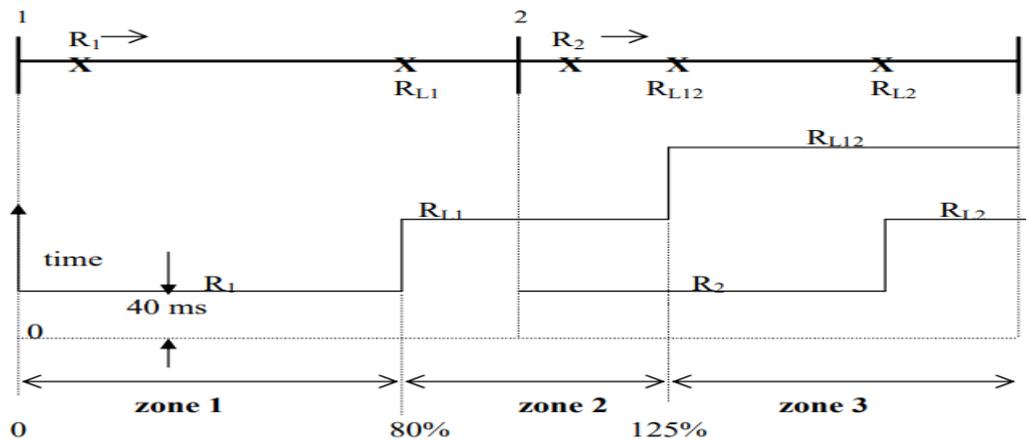


Figure III 3:Fonctionnement des zones.

Il est évident que R₁ ne peut pas faire la distinction entre les défauts proches du bus 2 et donc R₁ est réglé à 80% de la longueur de la ligne d'alimentation de la zone 1. Le relais du deuxième étage R₁ (R_{L1}) assure la protection pour le reste de la ligne 1 et la protection de secours pour les premiers 25 % de la ligne 2. La troisième étape de R₁ (R_{L2}) fournit une protection de secours pour le reste de la ligne 2. Les relais doivent posséder des caractéristiques, de sorte que, par exemple, R₂ ne fonctionne pas pour un défaut sur la ligne 1.

Une coordination correcte des relais à distance est obtenue grâce à la présence d'une Zone 1 de protection directionnelle instantanée et d'une ou deux zones de protection différentes. Une ligne de transmission à une résistance, une réactance proportionnelle à sa longueur et un angle de déphasage. Elle peut donc être représentée dans un diagramme R/X comme ci-dessous [15] :

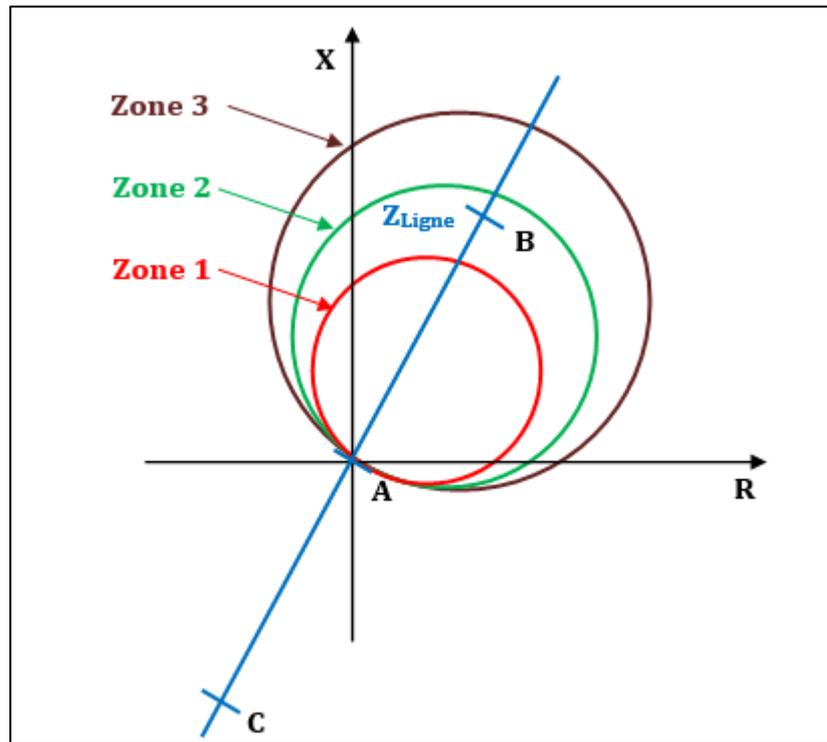


Figure III 4:Caractéristique des trois Zones Mho.

III .3. Conclusion :

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases. Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais.

Nous proposons dans le chapitre suivant, la simulation du relais de distance 'Mho' pour la protection d'une ligne de transport HTB contre les courants des court-circuit.

CHAPITRE IV

SIMULATION DE LA PROTECTION A DISTANCE

IV.1. Introduction :	43
IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés :	43
IV.2.1. Source de Tension Triphasée :	44
IV.2.2. Disjoncteur triphasé :	44
IV.2.3. Ligne de Transport électrique :	45
IV.2.4. Contrôleur de Défaut Triphasé :	45
IV.2.5. La logique du temps et La résistance de Défaut :	46
IV.2.6. Module de mesures :	46
IV.2.7. Module FFT (Fast Fourier Transform) :	47
IV.2.8. Filtre de séquence :	48
IV.3. Modélisation de la Protection des lignes de transport électrique :	48
IV.3.1. Schéma de la protection à distance :	50
IV.3.2. Module de calcul des zones :	51
IV.3.3. Algorithme et schémas de la protection :	52
IV.4. Résultats de simulation :	54
IV.4.1 L'état de la ligne par défaut :	54
IV.4.2. Défaut Phase-Phase :	55
IV.4.2. Défaut Phase-Terre :	63
IV.5 Conclusion :	67

IV.1. Introduction :

Ce chapitre traite la modélisation et de la simulation des protections des lignes de transport électrique en utilisant un logiciel de simulation appelé PSCAD (Power Systems Computer Aided Design).

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électriques, 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 telle sorte que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats [14] [15].

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.

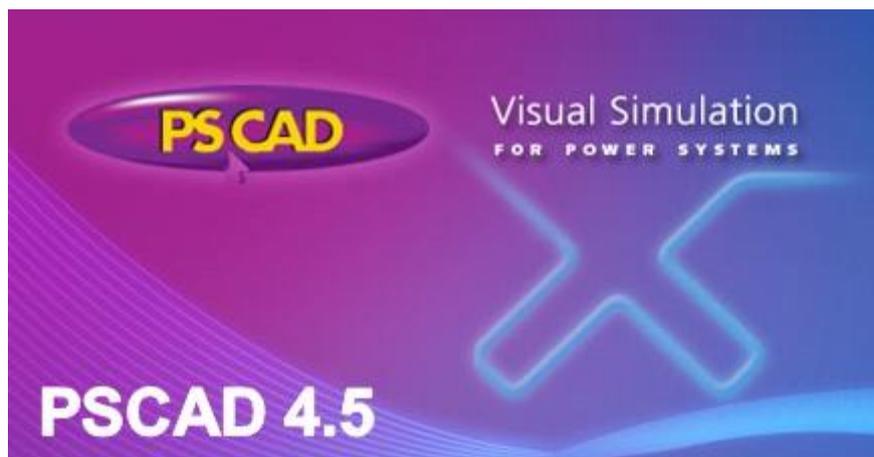


Figure IV. 1: Interface utilisateur PSCAD.

IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés :

Dans ce projet , certains éléments ont été utilisés dans la construction d'un réseau de système électrique . 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 sont essentiels dans la construction de ce circuit de déclenchement automatique.

IV.2.1. Source de Tension Triphasée :

La **Figure IV.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, on peut choisir l'impédance de source comme idéale et spécifier ses paramètres (R-L-C).

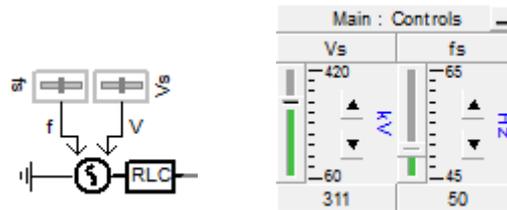


Figure IV. 2: : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

IV.2.2. Disjoncteur triphasé :

La fonction d'un disjoncteur est de séparer la partie en défaut du système électrique en cas de circonstances anormales [15][16]. 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 de déclenchement du système de protection lors d'un défaut, il sépare le circuit et devient en position « OUVERT » dont l'état logique du disjoncteur est « 1 » [14][15]. En outre, la résistance de l'interruption pour les deux conditions doivent être spécifiées avec son état initial. (**Figure IV.3**).

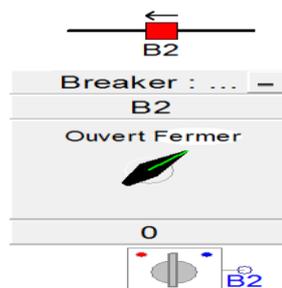


Figure IV. 3: Disjoncteur triphasé.

IV.2.3. 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 choisi dans notre projet une ligne de transport de trois (03) conducteurs et de 100 km de longueur avec une fréquence de 50Hz. (**Figure IV.4**)

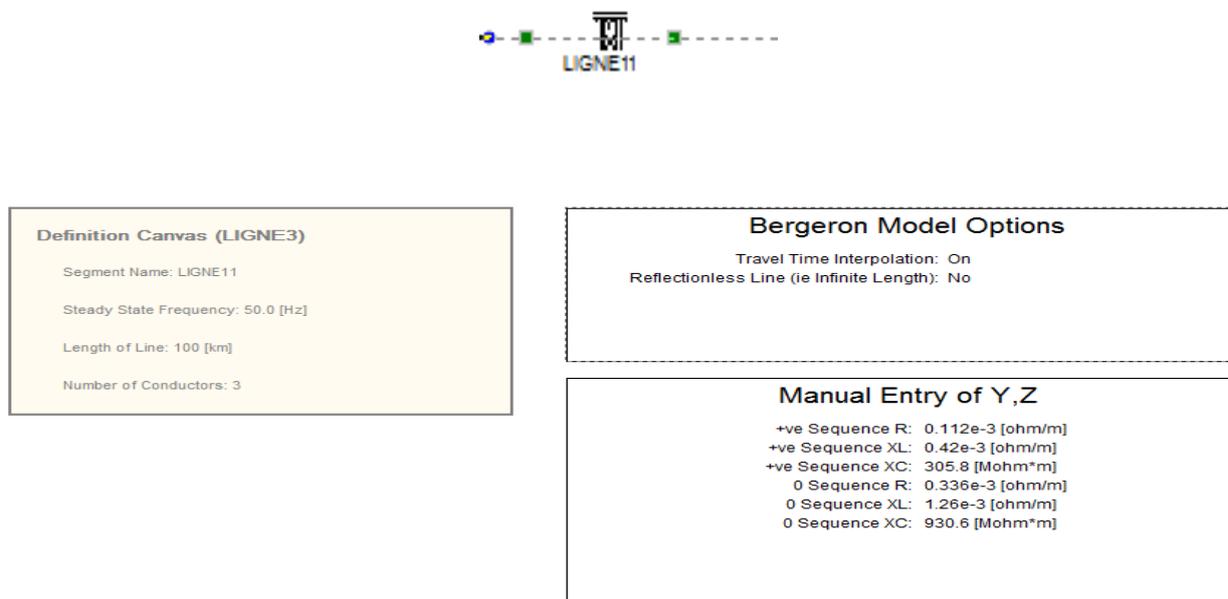


Figure IV. 4: Ligne de transport électrique.

IV.2.4. 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 ; un contrôle interne ou externe. Dans notre projet, le défaut 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 à n'importe quel type de défaut externe directement au point commun de défaut [13][14].

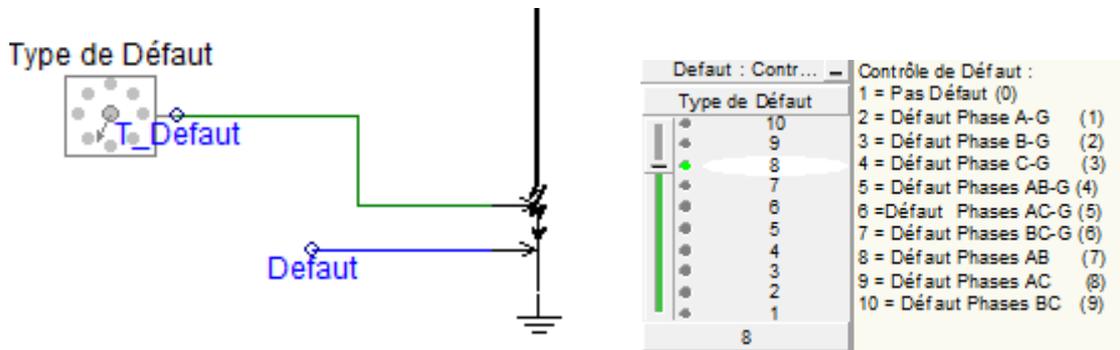


Figure IV. 5: Contrôleur de Défaut Triphasé.

IV.2.5. La logique du temps et La résistance de Défaut :

La logique du temps et résistance de défaut est un composant qui est utilisé pour démarrer et arrêter un défaut dans des moments spécifiés et régler la résistance de défaut

Dans ce système, le temps du début de défaut appliqué est de 0.2s et la durée du défaut est de 4s .La résistances R_f est de 1 Ohm.

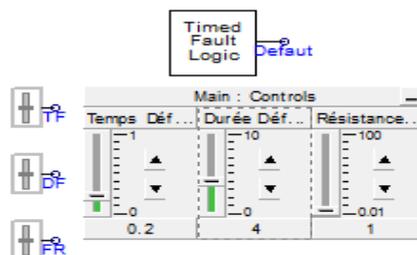


Figure IV. 6: Contrôle Temporisatation et résistance de défaut.

IV.2.6. Module de mesures :

Le module de mesures (Figure IV.7) est un multimètre utilisé pour effectuer pratiquement toutes les mesures possibles du système, qui sont regroupées 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.

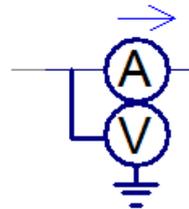
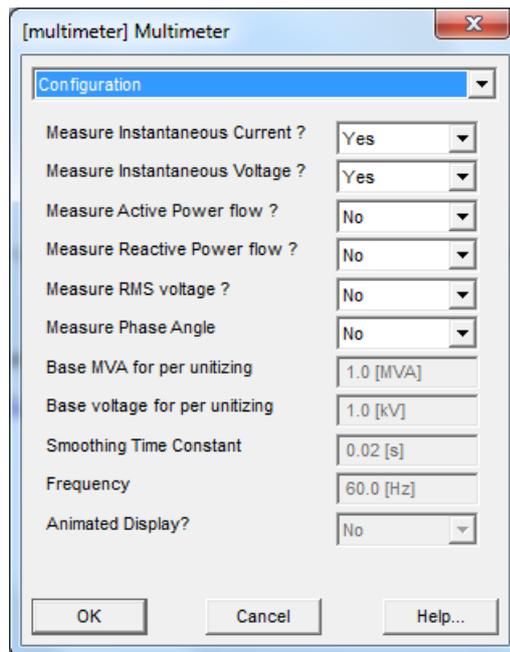


Figure IV. 7: Module de mesure.

IV.2.7. 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 IV.7**). 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 traitée 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 réunies 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 positives (+), négatifs (-), et homopolaires en amplitude et phase de la fondamental et de ses harmoniques. Les composantes de courant continu de chaque phase sont également fournies en sortie.

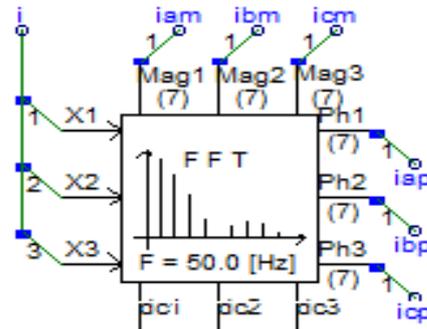


Figure IV. 8: Bloc FFT.

IV.2.8. Filtre de séquence :

Le filtre de séquence de la Figure IV.8 st un composant qui permet de calculer les amplitudes et les angles de phase des composantes de séquences.

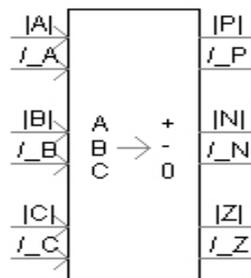


Figure IV. 9: Filtre de séquence.

IV.3. 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

IV.3.1. Schéma de la protection à distance :

Afin de détecter les défauts Phase-Terre, Phase-Phase et défaut, il y a six unités de protection nécessaires pour le calcul de l'impédance de défaut (**Figure IV.11**), 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 chacune 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 quatre zones de protection de distance en aval.

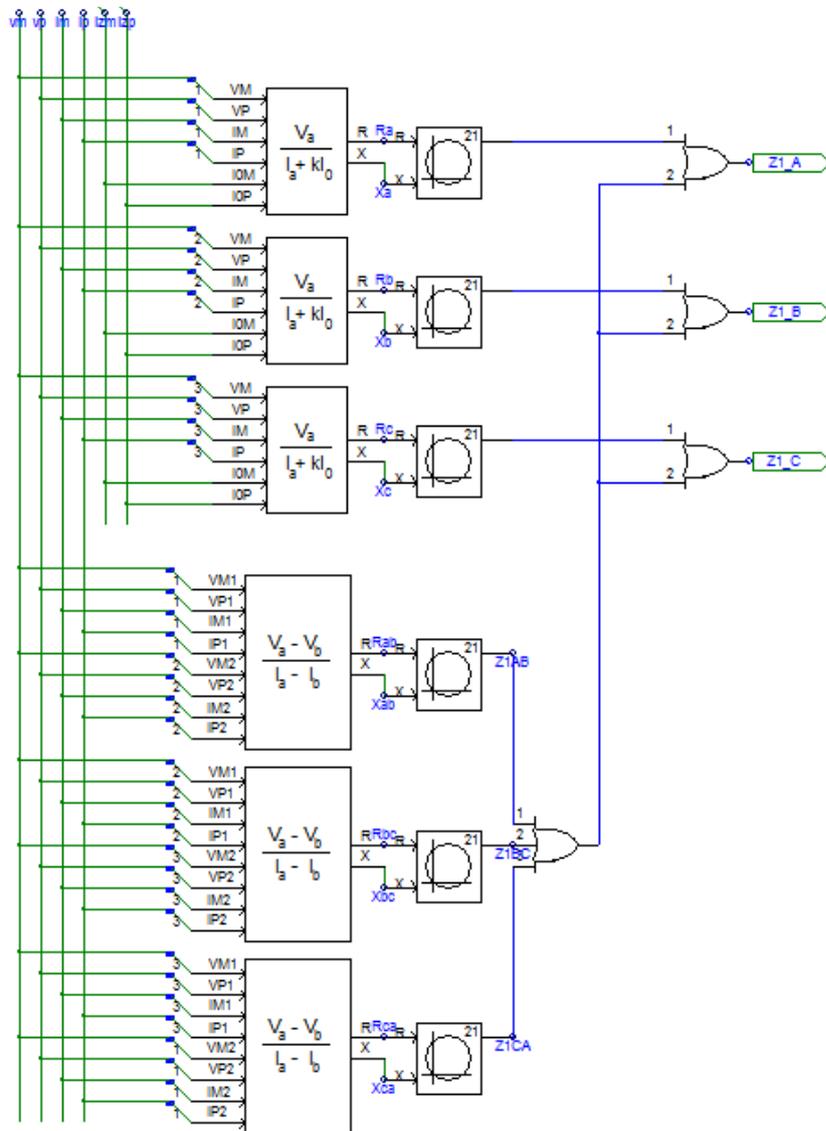


Figure IV. 11:Schéma de la Protection de distance.

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

Elément de Distance	Formule
Phase A	$Z_A = V_A / (I_A + kI_0)$ (IV.1)
Phase B	$Z_B = V_B / (I_B + kI_0)$ (IV.2)
Phase C	$Z_C = V_C / (I_C + kI_0)$ (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)

IV.3.2. Module de calcul des zones :

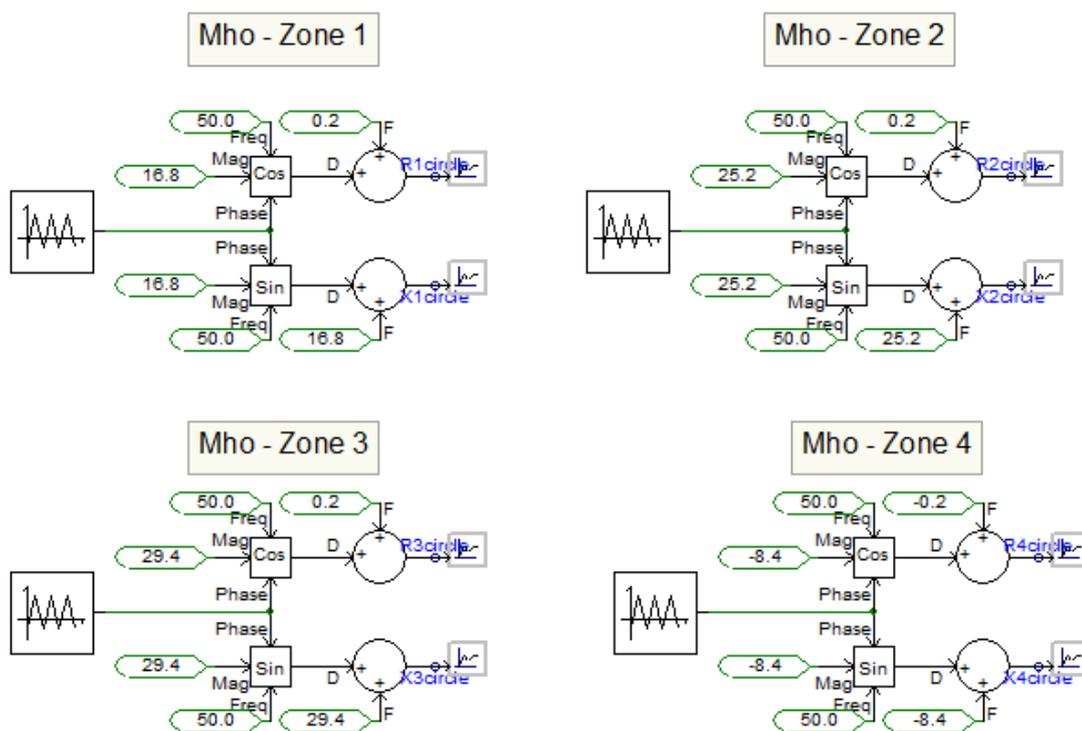


Figure IV. 12: Bloc de calcul des Zones (Mho).

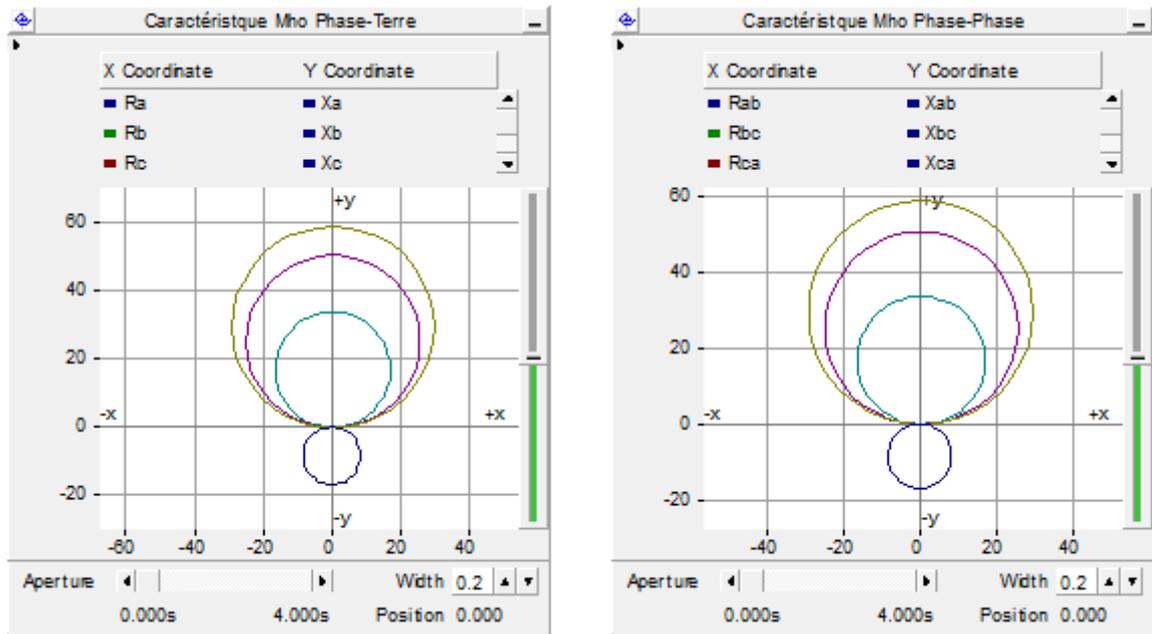


Figure IV. 13: Caractéristique MHO de la protection de Distance.

IV.3.3. Algorithme et schémas de la protection :

La Figure IV.14 représente un algorithme de modélisation d'un relais de protection de distance à une caractéristique Mho de quatre (04) zones 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.

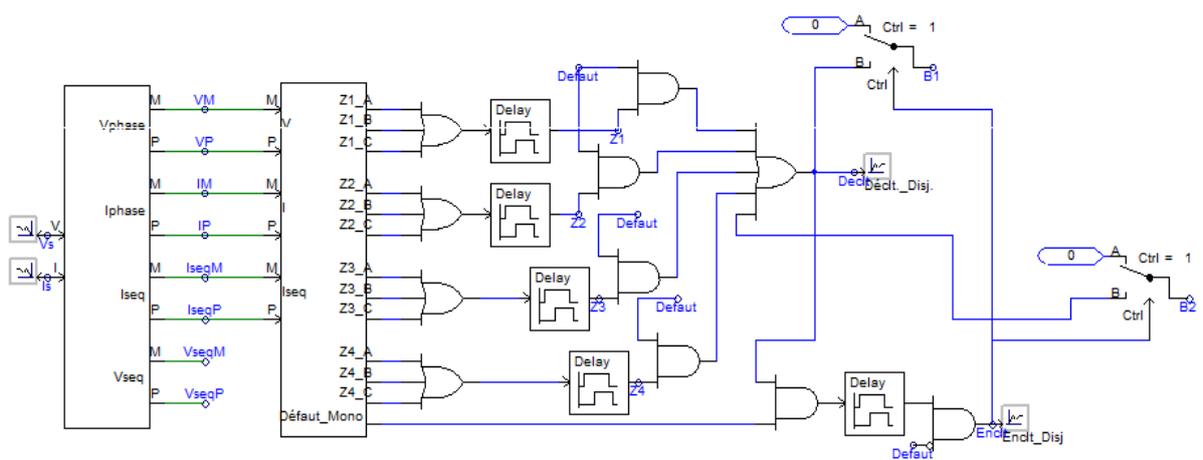


Figure IV. 14: Schémas de la protection Distance sur PSCAD.

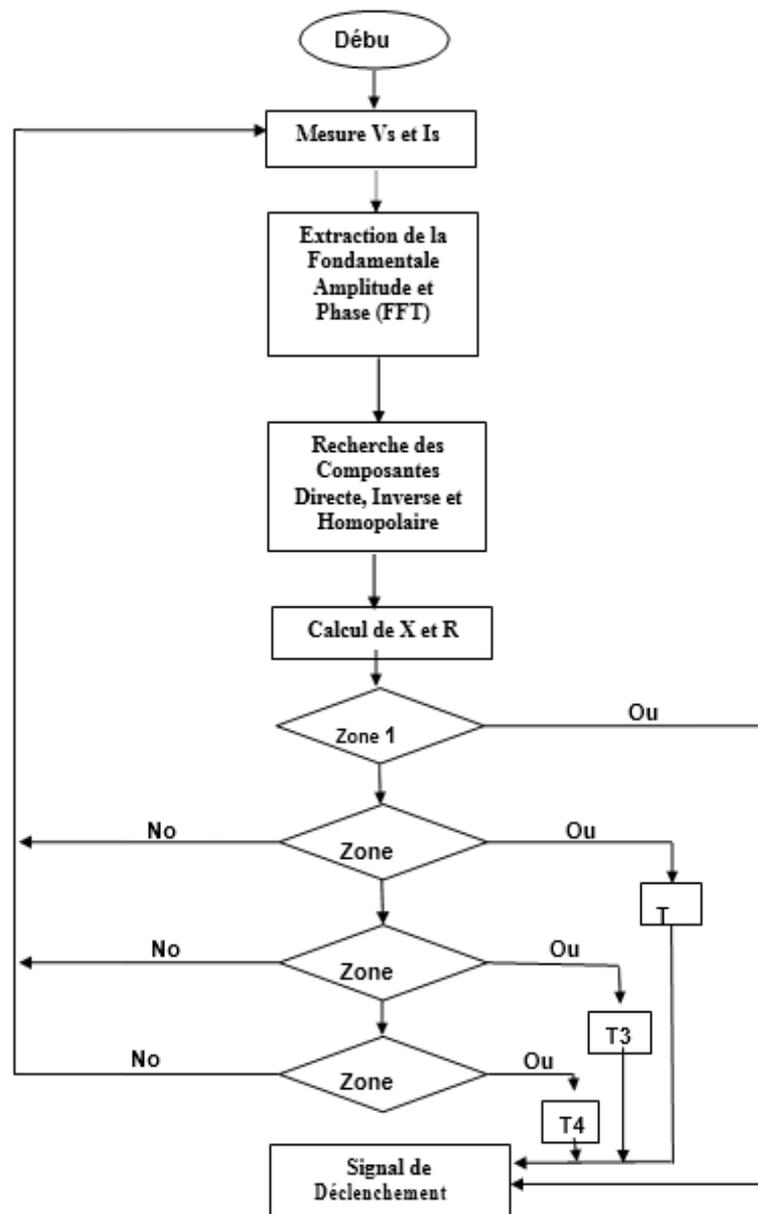


Figure IV. 15:Algorithme de déclenchement de la protection à distance.

IV.4. Résultats de simulation :

Pour étudier le comportement de la caractéristique Mho de la Protection de Distance, on va simuler un défaut monophasé-terre et un défaut Biphasé sur des différents endroits de la ligne avec différentes valeurs de la résistance de défaut.

IV.4.1 L'état de la ligne par défaut :

Les différents signaux de la ligne lors d'une transmission **saine** sont simulés (courant et tension) et illustrés dans le graphe ci-dessous.

La simulation de ces mêmes signaux lors d'un défaut hors zone sont aussi représentés dans la même figure.

On constate qu'il n'y a pas de différence entre les deux résultats de simulation.

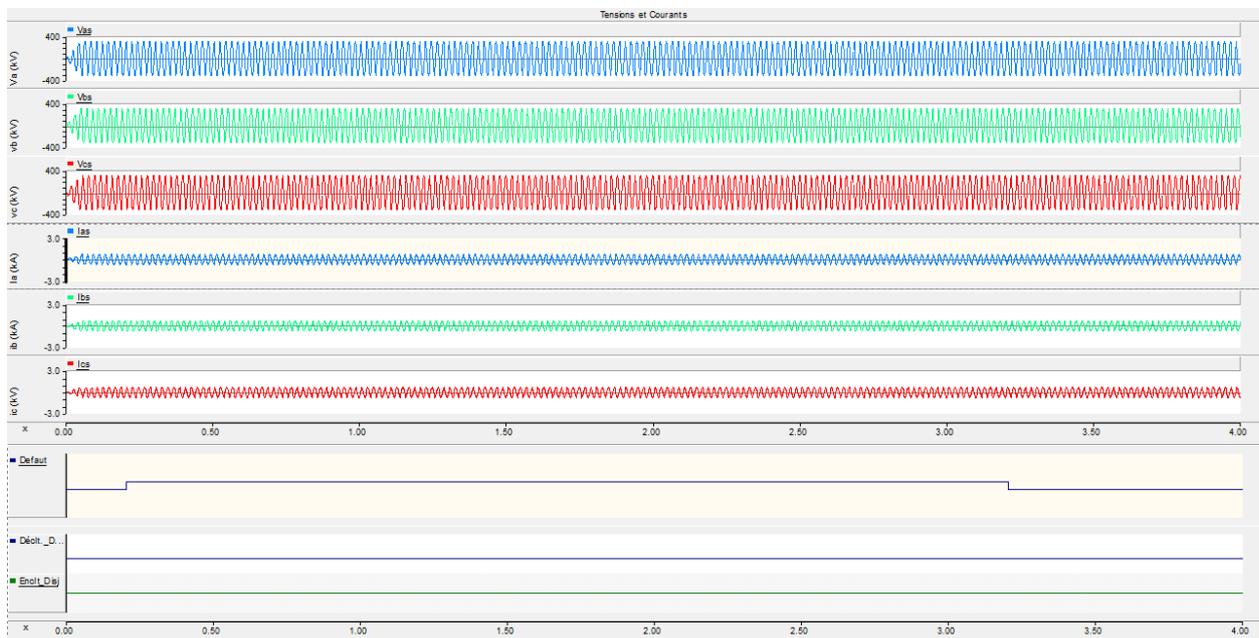


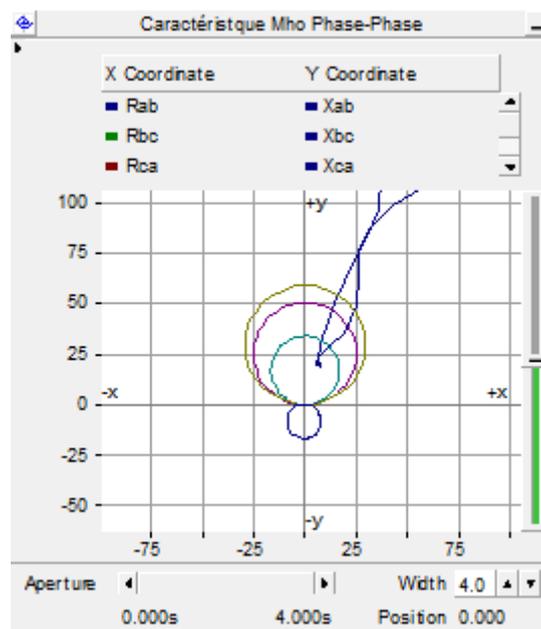
Figure IV. 16: Formes des courants, tensions et des Top logique (par défaut).

IV.4.2. Défaut Phase-Phase :

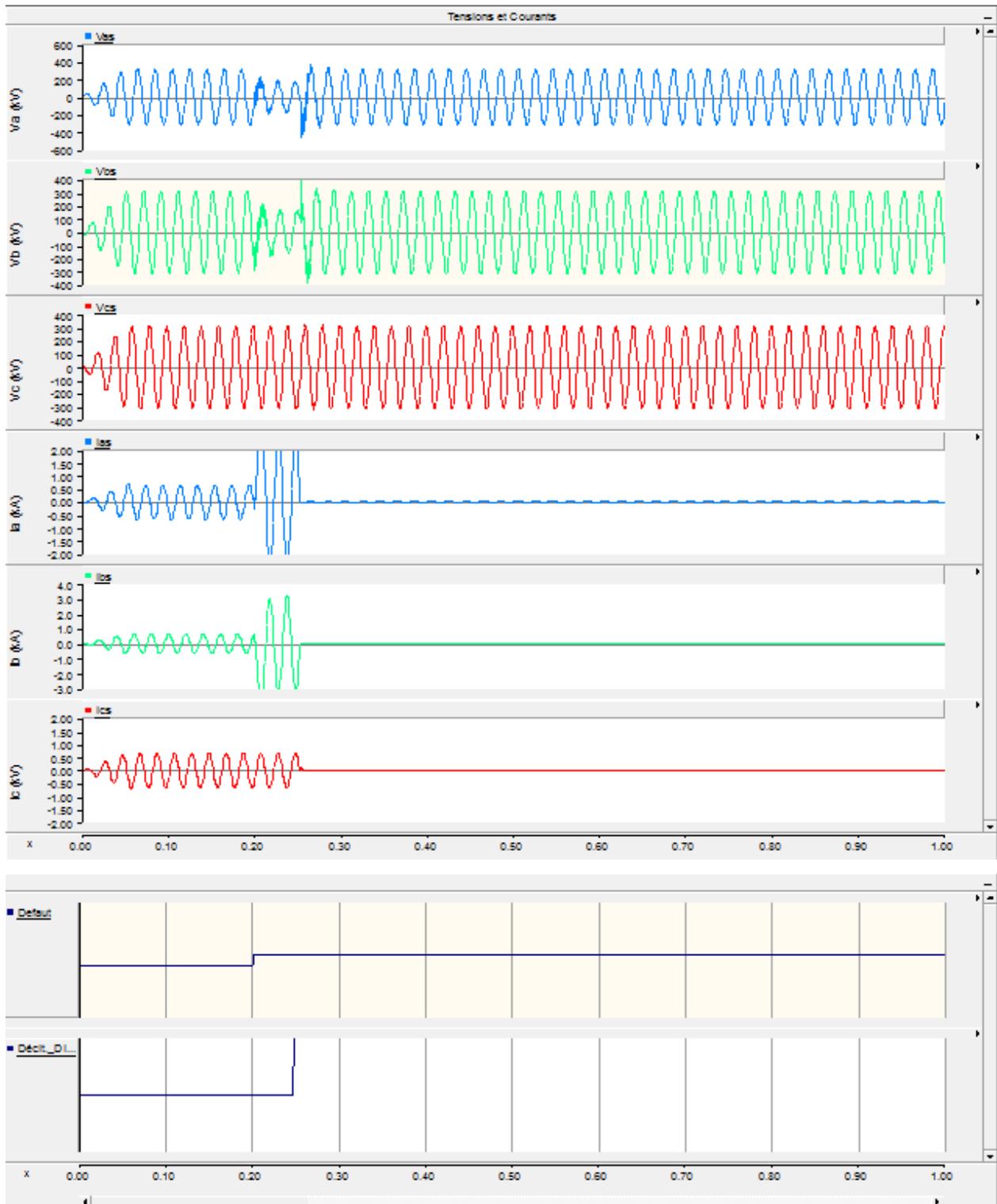
Un défaut Phase-phase (L1-L2) est appliqué à un temps de 0.2 s sur des différents endroits de la ligne :

- **Le Premier cas :** le défaut est situé à 50 km de la Barre 1 c'est un défaut en 1^{er} Zone, qui est éliminé par la protection à un temps de 0.02 s.
- **Le Deuxième cas :** le défaut est à 110 km qui est localisé en 2^{ème} Zone, avec un fonctionnement de la protection à 0.3 s.
- **Le Troisième cas :** c'est un défaut en Zone 3 de 130 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 30 km en amont de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 3 s
- **Le cinquième cas :** c'est un défaut en Zone 1 de 50 km de la Barre 1, mais avec différentes valeurs de la résistance de défaut (1, 12, 18 Ohm)

A- Défaut Phase-Phase à 50 km (Zone 1) :



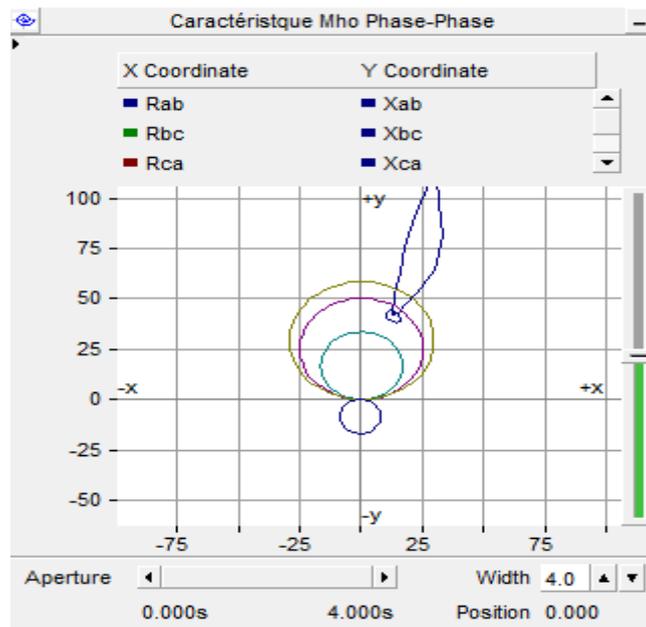
A-Trajectoire de l'impédance de défaut.



B- Formes des courants, tensions et des Top logique

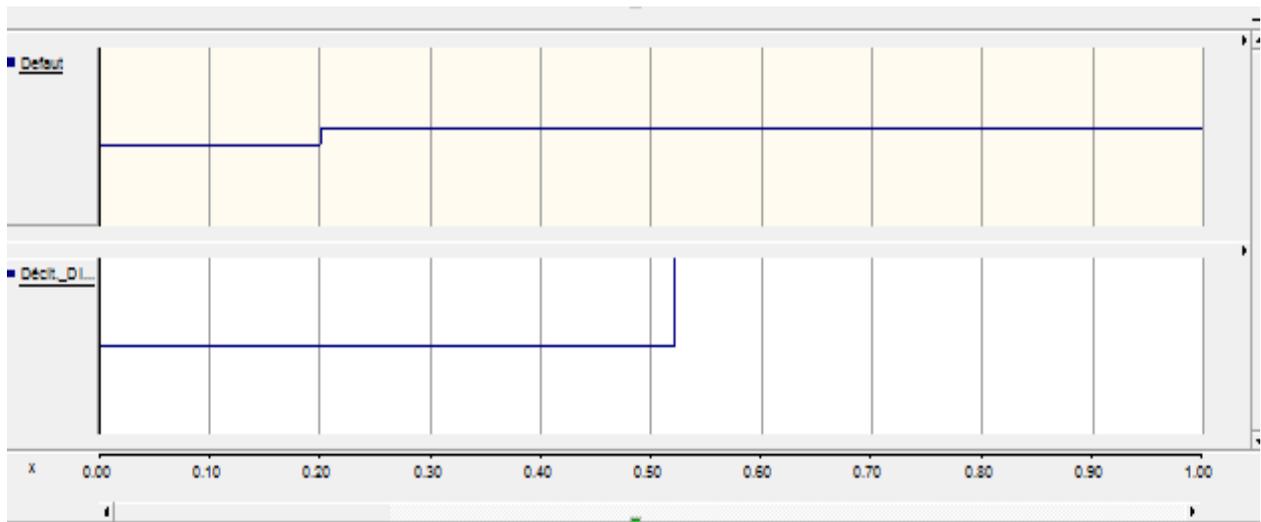
Figure IV. 17: Défaut phase-phase(zone1).

B- Défaut Phase-Phase à 110 km (Zone 2) :



A- Trajectoire de l'impédance de défaut.

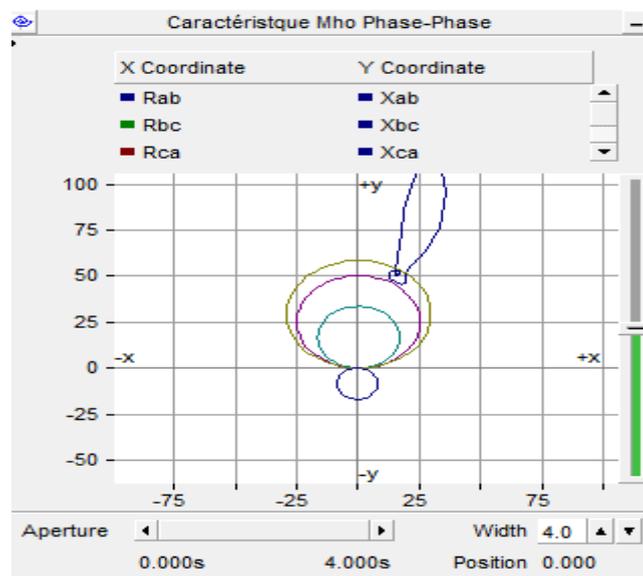




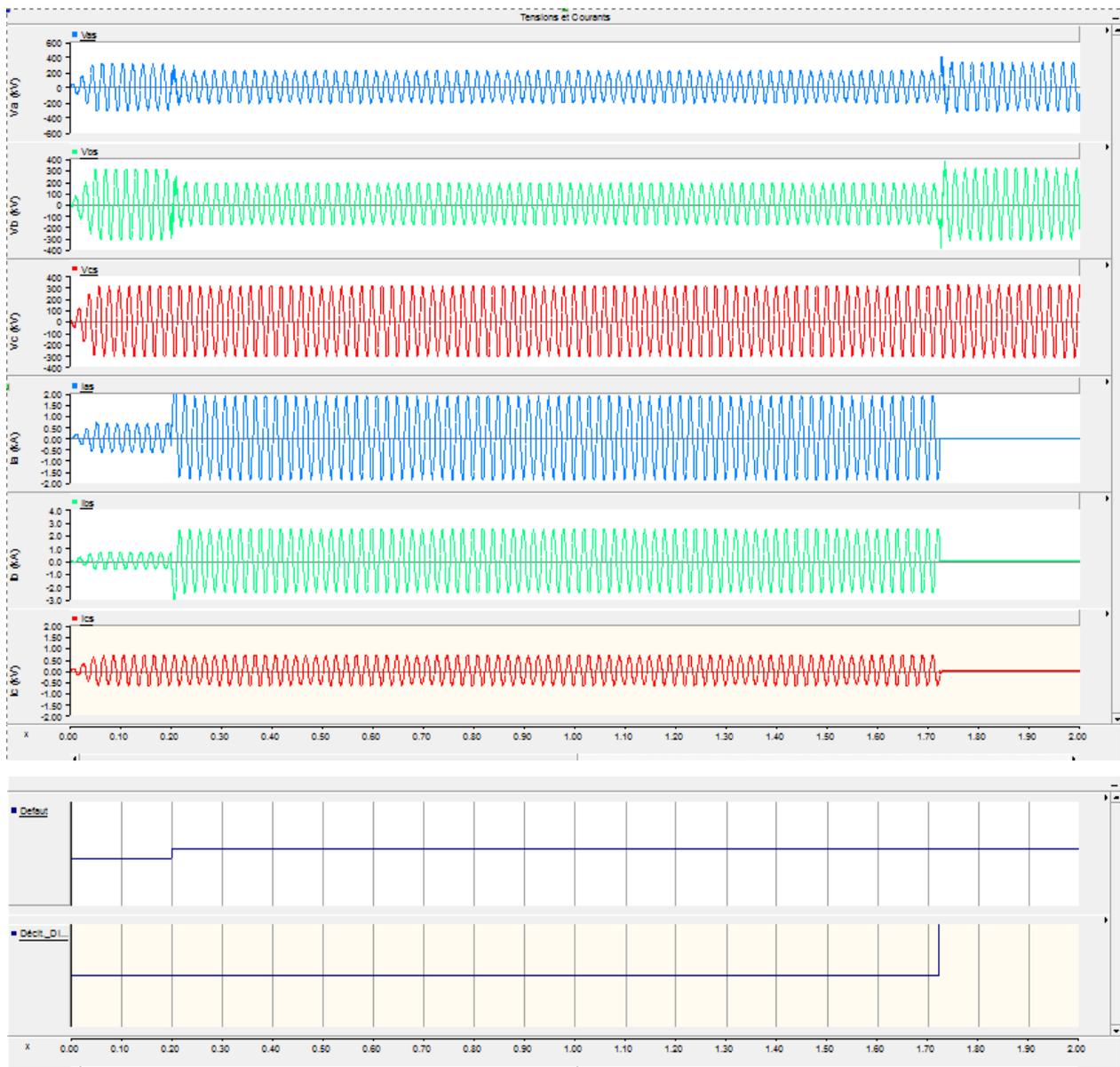
B-Formes des courants, tensions et des Top logique

Figure IV. 18: Défaut phase-phase (zone 2).

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



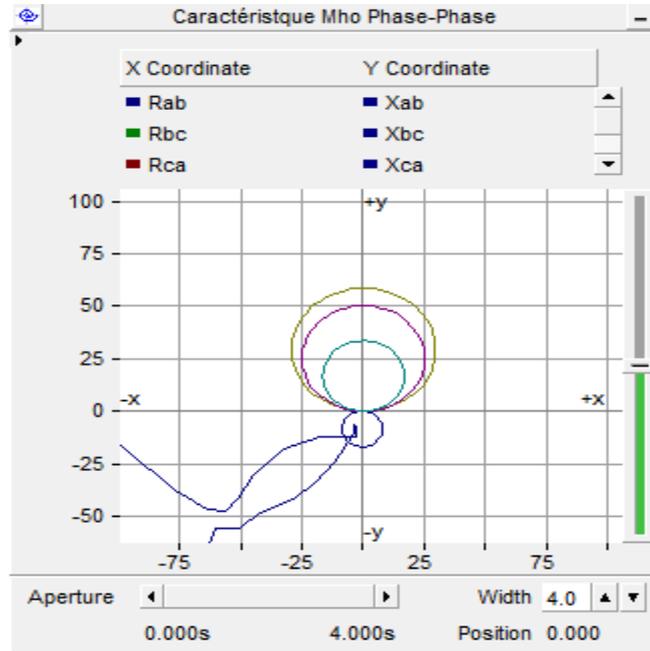
A- Trajectoire de l'impédance de défaut.



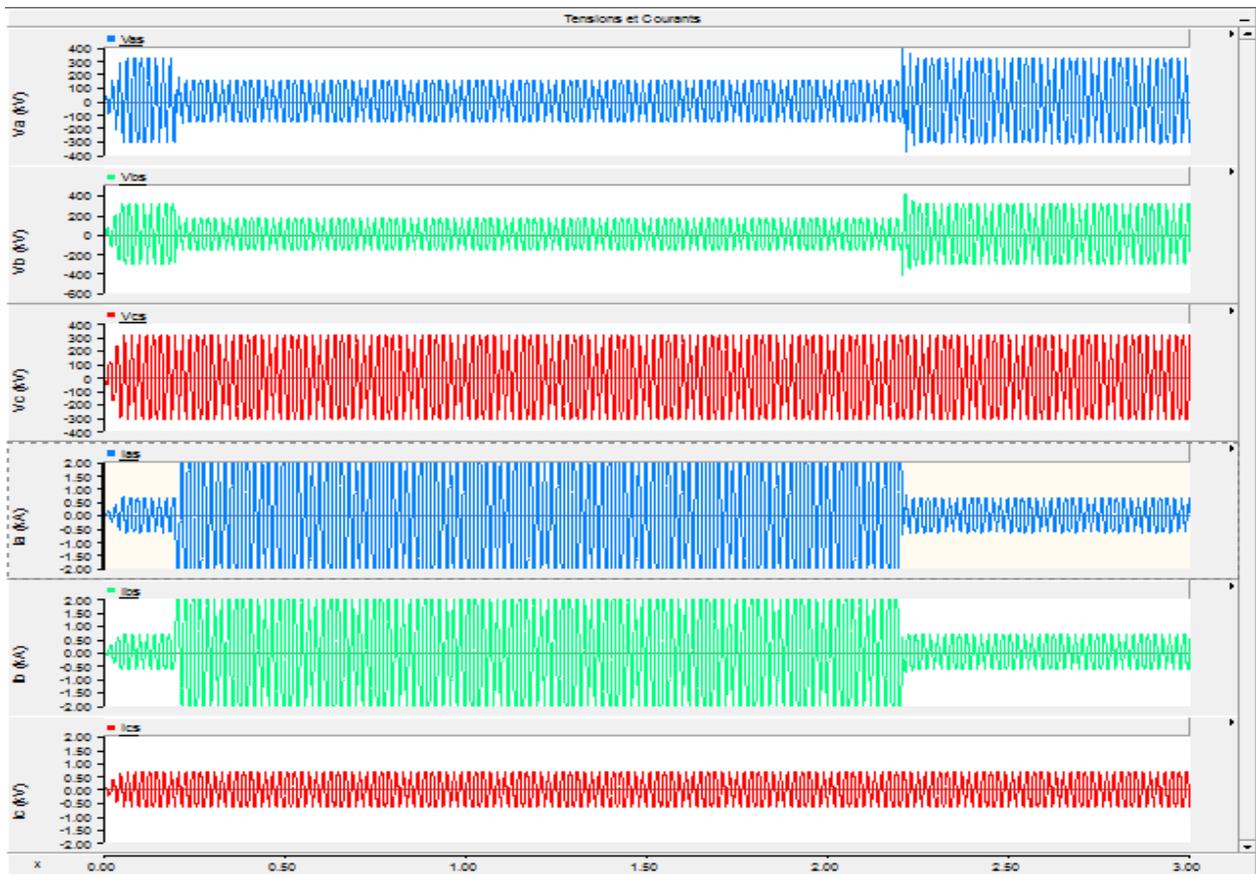
B-Formes des courants, tensions et des Top logique.

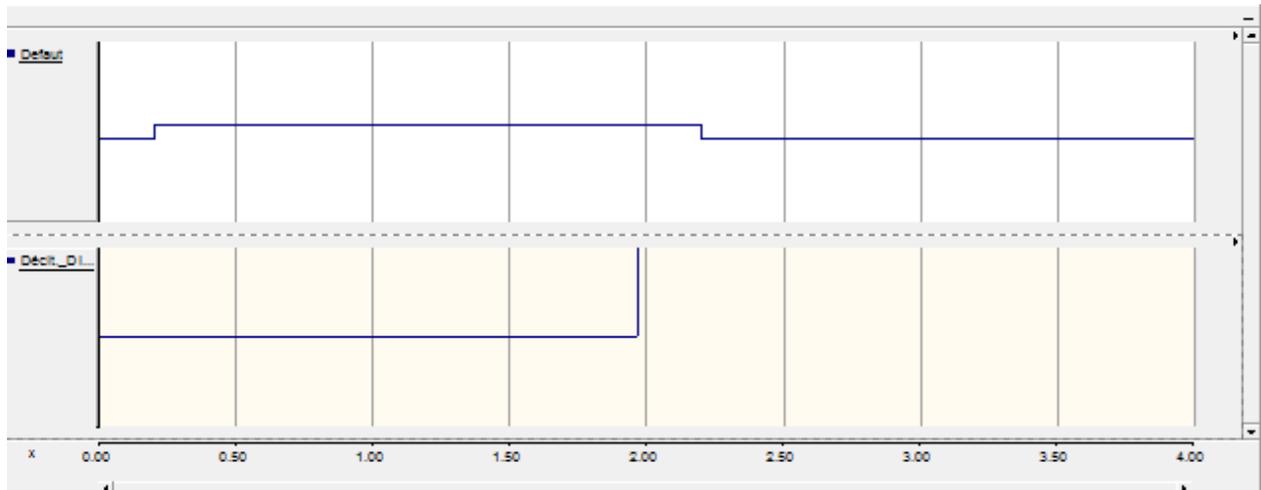
Figure IV. 19: Défaut phase-phase (zone 3).

D- Défaut Phase-Phase à 30 km en amont (Zone 4) :



A-Trajectoire de l'impédance de défaut.





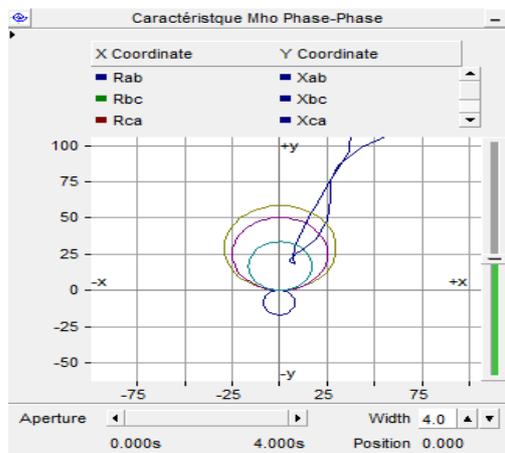
B Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV. 20: Défaut Phase-phase (zone 4).

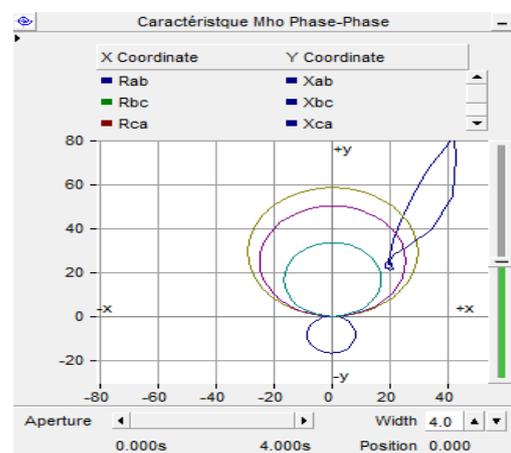
E- Défaut Phase-phase avec différentes Résistances de défaut :

Un défaut Phase-phase est appliqué à 50 km (Zone 1) de la ligne avec des différentes résistances de défaut (1, 12, 18).

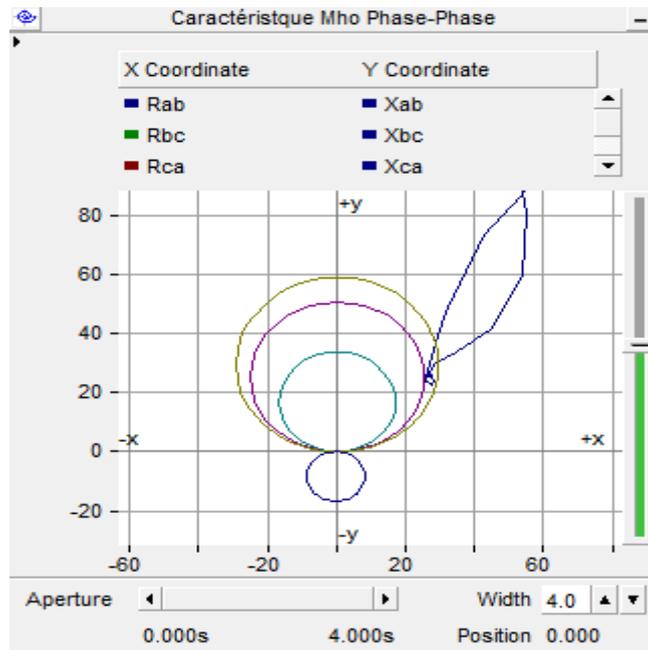
Lorsque la résistance de défaut est de 1Ω le relais détecte le défaut dans la Zone 1. Si on augmente la résistance de défaut à 12Ω puis à 18Ω , l'impédance de défaut va se déplacer en Zone 2 puis en Zone 3.



A- Résistance de Défaut à 1Ω .



B- Résistance de Défaut à 12Ω .

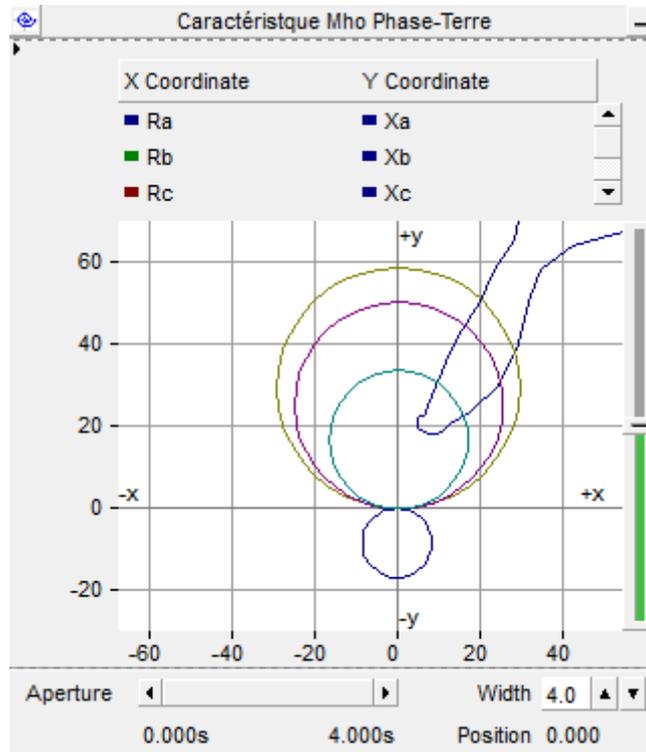


C-Résistance de Défaut à 18Ω.

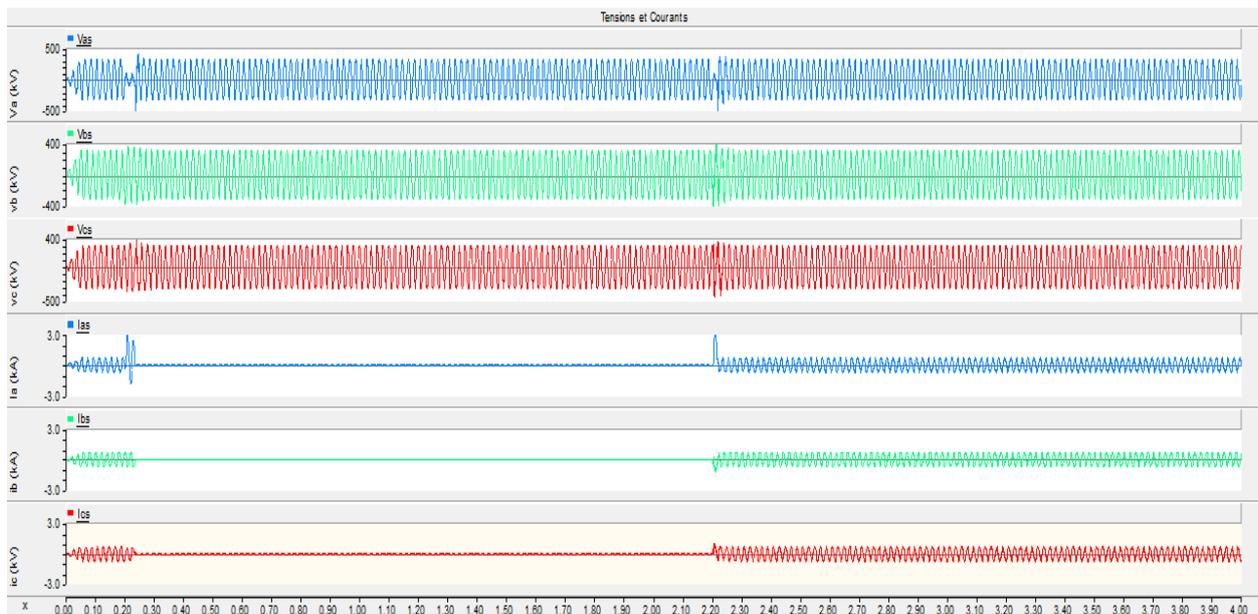
Figure IV. 21: Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistance de défaut.

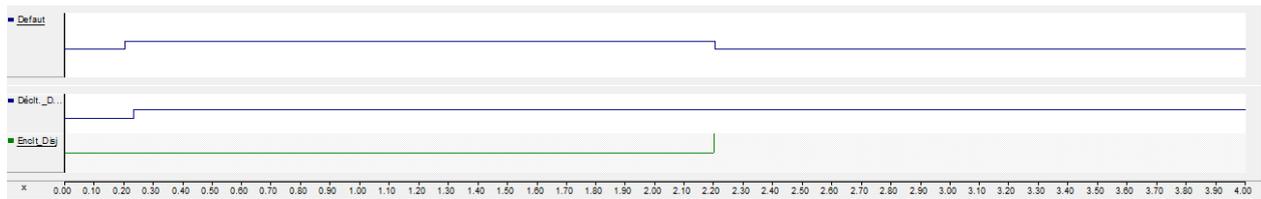
IV.4.3. Défaut Phase-Terre :

A- Défaut Phase-Terre à 50 km (Zone 1) :



A- Trajectoire de l'impédance de défaut.

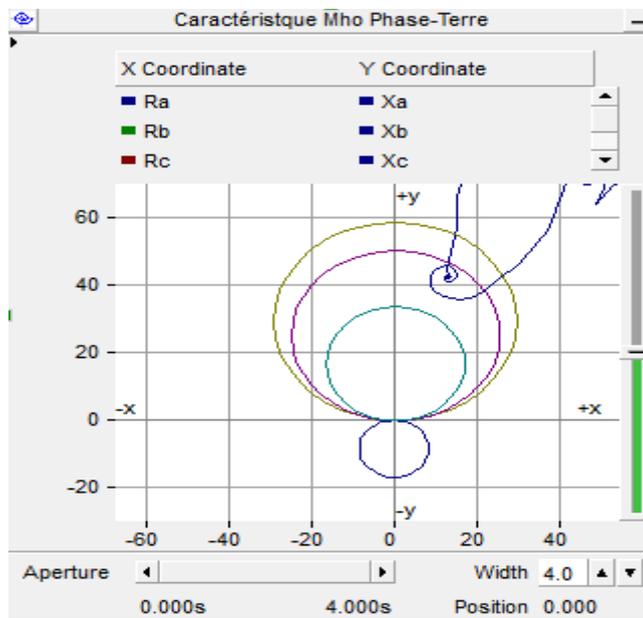




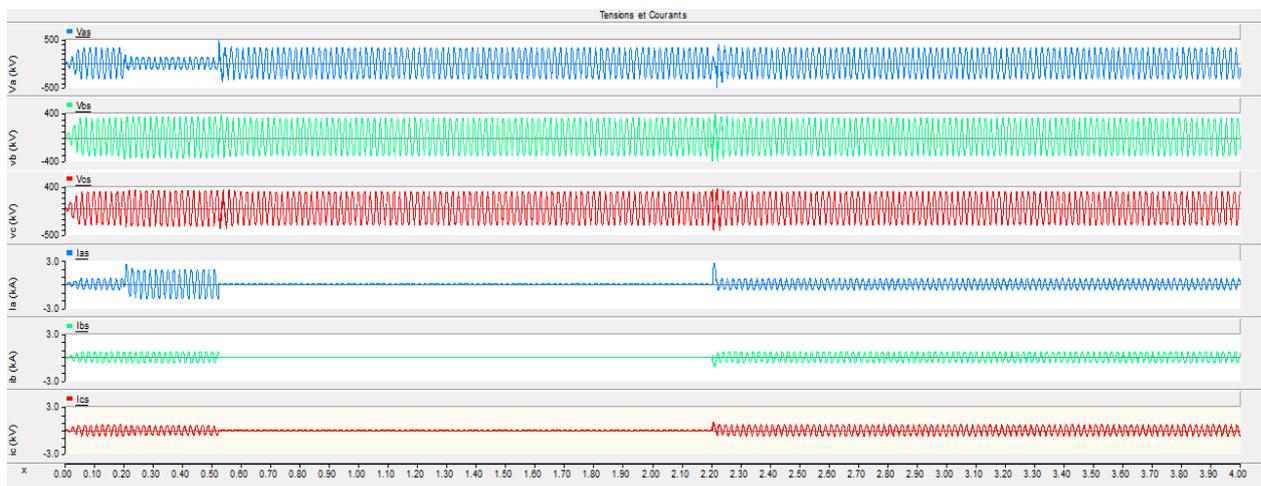
B- Formes des courants, tensions et des Top logique.

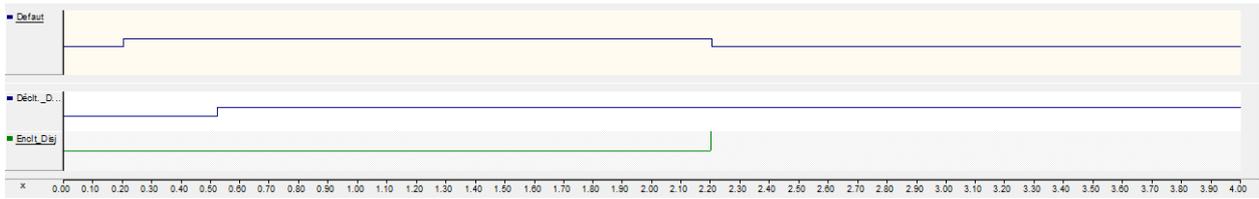
Figure IV. 22: Défaut Phase-Terre(zone1).

B- Défaut Phase-Terre à 110 km (Zone 2) :



A- Trajectoire de l'impédance de défaut.

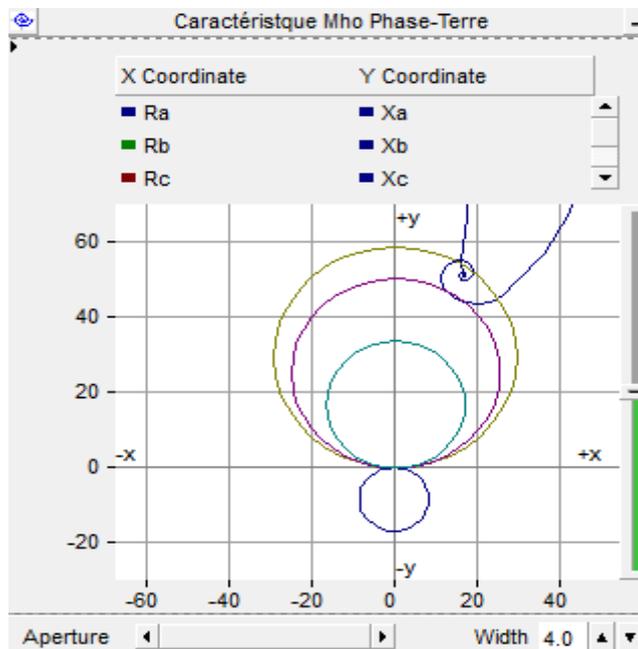




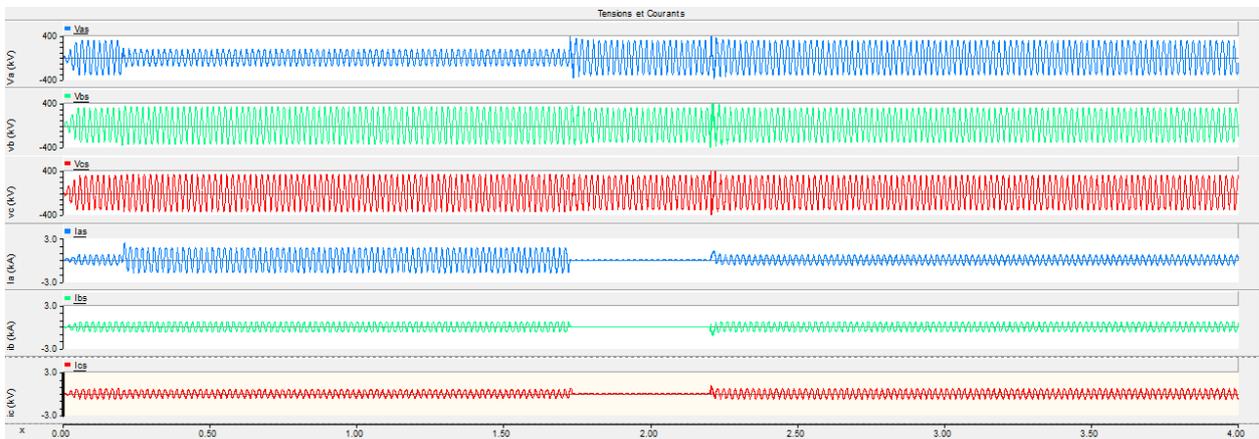
B-Formes des courants, tensions et des Top logique.

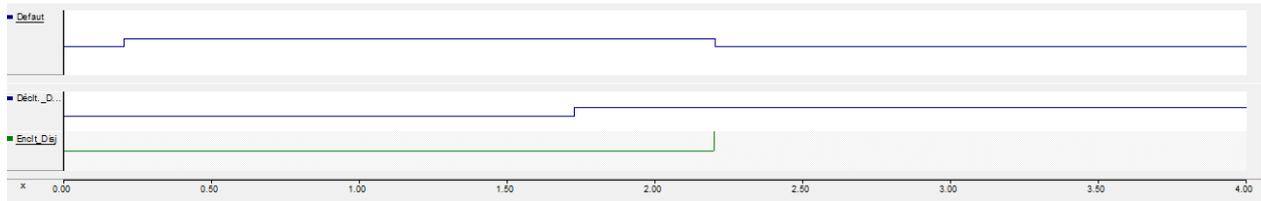
Figure IV. 23: : Défaut Phase-Terre (zone2).

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



A-Trajectoire de l'impédance de défaut.

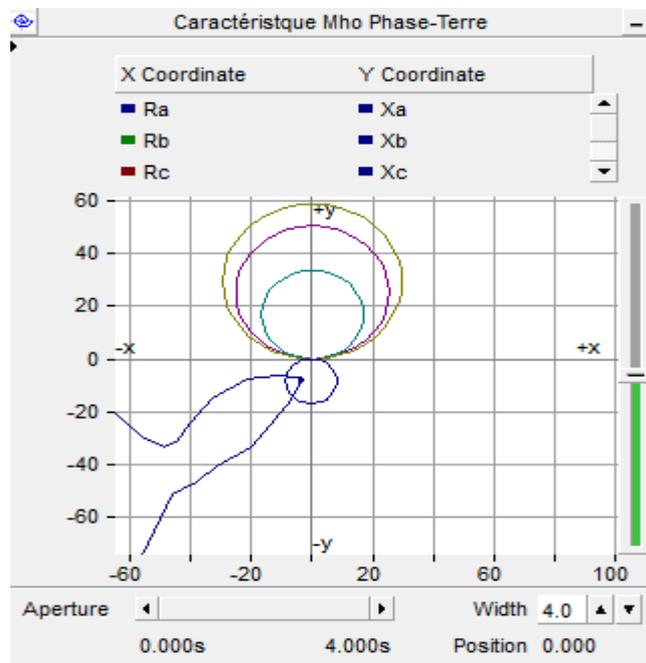




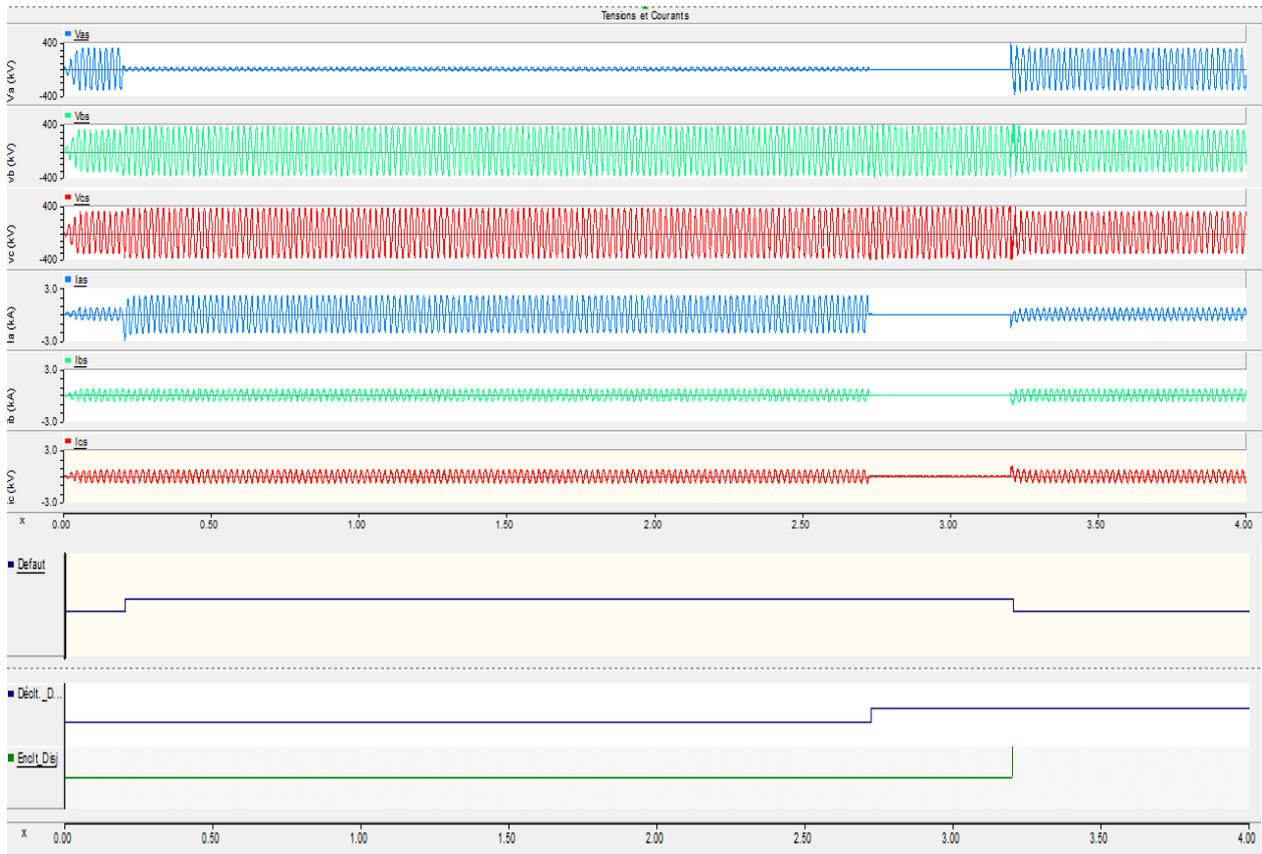
B- Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV. 24: Défaut Phase-Terre (zone3).

D- Défaut Phase-Terre à 30 km en amont (Zone 4) :



A- Trajectoire de l'impédance de défaut.



B-Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV. 25: Défaut Phase Terre (zone4).

IV.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons élaboré le modèle de simulation de la protection à distance en utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

Nous avons présenté la performance de la protection de distance qui utilise la caractéristique Mho pour des différents endroits de défaut (Zone 1, Zone 2, Zone 3 et zone 4) avec différents types de défaut (Phase-Terre, Phase-Phase) et avec des différentes résistances de défaut.

Conclusion Générale

Ce mémoire nous a été bénéfique du fait d'avoir complété nos connaissances sur les réseaux de transport d'électricité et sur leur protection.

Dans le cadre de ce travail il nous a semblé nécessaire de donner des informations sur les réseaux électriques, leurs différents types de structures, d'architecture et leur système de protection.

Chaque système de transmission électrique est soumis à des perturbations (courts-circuits et surtensions) qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients.

Afin de limiter les dégâts que peuvent causer les défauts survenus sur un réseau électrique et d'éviter les répercussions que produirai le maintien de tels défauts sur le fonctionnement général du réseau (en particulier la stabilité), il est indispensable de mettre hors tension le plus rapidement possible l'élément en défaut.

Ce travail porte sur l'étude et le choix de la protection des lignes électriques à utiliser contre les différentes perturbations auxquelles il pourra être soumis ; La protection à distance, la protection différentielle et la protection à surintensité. Chaque protection à ses propres relais qui peuvent être utilisés pour ces types de perturbation selon les caractéristiques les mieux adaptées. Elles sont largement appliquées sur les lignes de transport d'énergie électrique.

La protection à distance est généralement parmi les méthodes les plus utilisées dans la protection des lignes de transport à cause de leur efficacité de localisation du défaut avec une précision très élevée, leur avantage dans la sélectivité chronométrique, la facilité de montage et la rapidité de leur réponse en cas de défauts.

A la fin de ce travail, la simulation de la protection à distance d'une ligne de transmission en utilisant la caractéristique Mho (avec le logiciel PSCAD) avec application des différents types de défauts sur différents endroits a été réalisée.

Des défauts phase-phase et phase-terre avec différentes valeurs de résistances ont été introduits dans le simulateur à des endroits différents de la ligne. Ceci a été réalisé afin d'estimer les limites des zones de fonctionnement, la sélectivité de la protection et de la logique de fonctionnement des disjoncteurs de la protection à distance.

Finalement, nous espérons que ce travail sera d'une utilité pour l'amélioration des connaissances des futurs étudiants.

Références Bibliographiques

- [1] G. RAMI, « **Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution** ». Ph. D. Thesis, INP Grenoble, 2006.
- [2] A. HAMMOUD, « **Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination de réseau de distribution** ». Thèse pour le grade de Docteur en Génie Electrique, INSA de Lyon, 2010.
- [3] SIEMENS, « **Power Engineering Guide - Transmission and Distribution** » 4th Edition, 2005.
- [4] J.M. DELBARRE, « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [5] M. ZELLAGUI, « **Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV)** », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [6] SONELGAZ Prévention et Sécurité, « **Prévention du Risque Electrique** », Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.
- [7] Schneider Electric, « **Protections des Réseaux Electriques** », Guide de la Protection, 2008.
- [8] M. LAMI, « **Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique** », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [9] C. PRÉVÉ, « **Protection des Réseaux Electriques** », Edition HERMES, Paris 1998.

- [10] C. RUSSELL MASON, « **The Art and Science of Protective Relaying** », 1956 - New York.
- [11] C. CLAUDE & D. PIERRE, « **Protection des Réseaux de Transport et de Répartition** », Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [12] L. G HEWITSON, M. BROWN, R. BALAKRISHNAN, « **Guide de la protection des équipements électriques** », Paris : Dunod, 2007.
- [13] Craig Muller, « **User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre** », Canada, 2005.
- [14] 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.
- [15] Abdullah Asuhaimi bin Mohd. Zin, Md Shah Majid, Ahmad Safawi Mokhtar & Saifulnizam Abd. Khalid, « **Power System Engineering** », Faculty of Electrical Engineering, 2012.
- [16] GRTE/AL (SONELGAZ), Référence « **Direction Maintenance et Travaux – Division Essais et Contrôle** » et « **Direction Exploitation – Département Méthodes et Coordination** ».