

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, nous dirigeons nos vifs remerciements aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Nous tenons à remercier notre promoteur **Mr Belazzoug Messaoud**, son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.

Nous tenons à remercier Notre encadreur Mr **Abbassi Mohamed** qui nous 'a proposé le sujet de recherche de cette mémoire, son aide et son richesse d'informations pour réaliser ce travail.

Nous adressons nos sincères remerciements, à l'ensemble du corps professoral du département électronique de Blida 1, pour la qualité de son enseignement.

Je veux adresser tous nos remerciements à tout le personnel de la société SONELGAZ qui nous ont aidés.

Nous tenant à remercier sincèrement nos très chers parents pour leur tendresse, leur encouragement et leur soutien moral et matériel dans le but d'assurer notre réussite.

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

Dédicace

A **Ma mère et Mon père**, je voudrais humblement vous écrire quelques lignes pour vous prouver mon amour que j'ai du mal à exprimer, ce serait une absurdité sans fondement de ne pas vous dédier ce travail après tout ce que vous avez fait pour moi...

A mes sœurs **Amina et Roudaina et Ikram**, mon frère **Abed el basset**, je vous remercie pour votre soutien et votre amour, de m'avoir autant fait confiance et de vos encouragements quand la vie se fait dure.

A **mes amis**, à qui je souhaiterai adresser l'expression de mon amour le plus profond pour leur écoute, affection, soutien moral et conseils.

A toute ma famille de près ou de loin qui porte le nom **Benmeziane**

Benmeziane Fares

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire de magistère à :

A mon : **Ben Ali** père et ma mère : **Malika**

Qui ont sacrifié leur vie pour ma réussite et m'ont éclairé le chemin par leurs conseils judicieux, c'est grâce à vous et pour vous que j'ai fait mon mémoire. Aucun mot sur cette page ne saurait exprimer ce que je vous dois, ni combien je vous aime. J'espère qu'un jour, je pourrais leurs rendre un peu de ce qu'ils ont fait pour moi, que dieu leur prête bonheur et longue vie.

À ma grand-mère et à mon grand-père

À ma grand-mère, que Dieu ait pitié de vous

À mon frère : **Mohamed** et ma sœur : **Hasna** pour avoir contribué à la réussite de ce travail d'une manière indirecte, et pour leurs encouragements.

Pour leurs soutiens, et Pour leurs aides

À leurs enfants **Alae, Arwa, Mohamed, Idris** et **Meriem** Je vous aime très fort.

A toute mes familles : **Nadji**

A tous mes amis et tous ceux qui se tenaient à côté de moi pour tous les merveilleux moments passés ensemble.

Nadji Zakaria

ملخص

ففي إطار العمل على مشروع نهاية الدراسة الذي ركزنا من خلاله على دراسة الأنواع المختلفة لأجهزة حماية خطوط نقل الكهرباء ذات التوتر العالي على مستوى شركة سونالغاز ، نمذجة ومحاكاة أجهزة الحماية الرقمية باستخدام برنامج (تصميم أنظمة الطاقة بمساعدة الكمبيوتر) PSCAD / EMTDC.

يستخدم هذا البرنامج موارد تدعى المكونات ، ترتبط الإشارات الكهربائية والمنطقية بمدخل ومخرج هذه المكونات لتشكل نموذجًا لنظام الحماية.

يوضح هذا العمل طريقة لتصميم ومحاكاة نموذج الحماية للمناعة الناقصة للخطوط الكهربائية، نمودجا لجهاز الحماية التفاضلية للخطوط الكهربائية ونمودجا لجهاز حماية خطوط ضد التيار الكهربائي الزائد

أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن نماذج مراحل الحماية الرقمية تستجيب بشكل مرضٍ وفقًا لنتائج الاختبار الفعلية

كلمات مفتاحية : جهاز الحماية للمناعة الناقصة للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية التفاضلي للخطوط الكهربائية، جهاز الحماية للتيار الكهربائي الزائد، نقل الكهرباء، التوتر العالي.

Résumé

Dans le cadre du PFE (Projet de Fin d'Etude), notre travail consacré à l'étude des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité HTB (HT et THT) au niveau de la SONELGAZ, la modélisation et la simulation des relais de protection numériques à l'aide du logiciel PSCAD/EMTDC. Ce logiciel utilise des ressources appelées Composants, les signaux électriques et logiques sont connectés aux entrées et sorties de ces composants du PSCAD/EMTDC constituant un modèle du système de protection.

Ce travail décrit une méthode pour la conception et la simulation d'un modèle de la protection de distance (à minimum d'impédance), un modèle de la protection différentielle ligne et un modèle de la protection à maximum du courant.

Les résultats obtenus ont montré que les modèles des relais de protection numériques répondent de manière satisfaisante comparant aux résultats des tests réels.

Mots clés : Protection de distance (à minimum d'impédance), Protection différentielle ligne, Protection à maximum de courant, Transport électrique, Haute Tension.

Abstract

Our work within the framework is based on the study to the different types of protection for HTB electricity transmission lines (HT and THT) at the level of SONELGAZ, modulation and simulation of the digital protection relays using PSCAD / EMTDC software.

This software uses resources called "Components", the electrical and logic signals are connected to the inputs and outputs of these components to the PSCAD / EMTDC by constituting a model of the protection system.

This work describes a method for the design and simulation of a model which could remote protection (minimum impedance), a model of line differential protection and a model of over current protection.

The obtained results have shown that the models of the digital protection relay responding in a satisfactory manner according to the results of the real tests.

Liste des figures

Figure I. 1. Structure général d'un réseau électrique [3].	4
Figure I. 2. Schéma d'un réseau électrique [4].	4
Figure I. 3. Schémas de Différentes types de structures des réseaux [6].	6
Figure I.4. Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.	7
Figure I. 5. Réseau d'interconnexion de la région d'Alger [49].	8
Figure I. 6. Réseau de répartition Région d'Alger [15].	9
Figure I. 7 Architecture simple antenne.	10
Figure I. 8. Architecture double antenne..	11
Figure I. 9. Architecture double antenne avec double jeu de barres.	12
Figure I. 10. Différents formes des Courts-circuits.	14
Figure I. 11. Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.	20
Figure I. 12. Principe de la sélectivité chronométrique.	21
Figure I. 13. Principe de la sélectivité logique.	22
Figure I.14. Fiabilité d'une protection.	23
Figure I.15. Association de protection.	24
Figure II. 1 Les zones de protection d'un réseau électrique.	25
Figure II. 2 Courant de défaut en fonction du point de défaut.	26
Figure II. 3. Protection à temps indépendant temporisé.	27
Figure II. 4. Protection à temps dépendant.	28
Figure II. 5. Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45^\circ$.	29
Figure II. 6. Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.	30
Figure II. 7. Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.	31
Figure II.8. Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle DIFL du constructeur GEC Alsthom).	32
Figure II. 9. Utilisation de l'antenne de GPS.	32
Figure II. 10. Principe de base du fonctionnement.	33
Figure II. 11. Impédance de court-circuit et de charge (transit).	34
Figure II. 12. Protection de Distance.	35
Figure II. 13. Caractéristique purement réactive.	35
Figure II. 14. Caractéristique purement impédance.	36
Figure II. 15. Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).	37
Figure II. 16. Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).	39
Figure II. 17. Caractéristique Quadrilatérale.	39
Figure II. 18. Caractéristique Lenticulaire.	40
Figure II. 19. Autres Caractéristiques utilisées.	41
Figure II. 20. Caractéristique dès la Zone 1 Mho.	42
Figure II. 21. Caractéristique des trois Zones Mho	43
Figure II. 22. Zones de la Protection de distance	44
Figure III.1. Protection différentielle	45
Figure III.2. Protection de distance	46
Figure III. 3 Protection de défaillance disjoncteur	46

Figure III. 4. Protection complémentaire.....	47
Figure III. 5. Un dispositif de réenclencher automatique.....	47
Figure III. 6. Protection de différentiel.....	48
Figure III. 7. Protection de distance.....	48
Figure III. 8. Protection de différentiel.....	49
Figure III. 9. Protection maximum de courant.....	49
Figure III. 10. les courants dans les trois phases de la ligne.....	50
Figure III. 11. Les tensions dans les trois phases de la ligne.....	50
Figure III. 12. Les tops logiques de la protection.....	51
Figure III. 13. Les courants dans les trois phases de la ligne.....	52
Figure III. 14. Les tensions dans les trois phases de la ligne.....	52
Figure III. 15. Les tops logiques de la protection.....	53
Figure III. 16. Les courants dans les trois phases de la ligne.....	54
Figure III. 17. Les tensions dans les trois phases de la ligne.....	54
Figure III. 18. Les tops logiques de la protection.....	55
Figure VI. 1. Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.....	57
Figure VI. 2. Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.....	58
Figure VI. 3. Disjoncteur triphasé.....	59
Figure VI. 4. Ligne de transport électrique.....	59
Figure VI. 5. Contrôleur de Défaut Triphasé.....	60
Figure VI. 6. Contrôle de la temporisation de défaut.....	60
Figure VI. 7. Module de mesure.....	61
Figure VI. 8. Configuration du Bloc FFT.....	62
Figure VI. 9. Filtre de séquence.....	62
Figure VI. 10. Circuit du réseau électrique.....	63
Figure VI. 11. Contrôle des types des défauts.....	64
Figure VI. 12.a Étape de traitement des signaux d'entrés.....	65
Figure IV.12.b Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre.....	78
Figure IV.12.c Formes des signaux à la sortie du module FFT.....	78
Figure IV.12.d : Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence.....	79
Figure VI. 13. Schéma de la Protection de distance.....	67
Figure VI. 14.a Bloc de calcul des Zones (Mho).....	68
Figure IV.14.b : Caractéristique Mho de la protection de Distance.....	82
Figure VI. 15. Algorithme de déclenchement de la protection de Distance.....	69
Figure VI. 16. Schémas de la protection Distance sur PSCAD.....	70
Figure VI. 17. Schéma unifilaire du réseau électrique.....	70
Figure VI. 18 Défaut Phase-Terre à 11.34 km.....	72
Figure VI. 19. Défaut Phase-Terre à 18.9 km.....	73
Figure VI. 20. Défaut Phase-Terre à 24.57 km.....	74
Figure VI. 21. Défaut Phase-Terre à 28.35 km.....	75
Figure VI. 22. Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistance de défaut.....	76
Figure VI. 23. Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Terre.....	78
Figure VI. 24. Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Phase.....	79
Figure VI. 25. Pente de caractéristique la Protection Différentielle.....	80
Figure VI. 26. Module de la Protection Différentielle.....	81
Figure VI. 27. Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD.....	82
Figure VI. 28. Comportement de la protection pour un défaut interne.....	84
Figure VI. 29. Comportement de la protection pour un défaut externe.....	86
Figure VI. 30. Protection maximum de courant à temps constant.....	87
Figure VI. 31. Protection maximum de courant à temps inverse.....	89
Figure VI. 32. Formes de courant de défaut et Top de fonctionnement de la Protection.....	92

Liste des Tableaux

Tableau I. 1. Tableau des domaines de tension	5
Tableau I. 2. Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ).	5
Tableau I. 3. Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2020).....	17
Tableau VI. 1 calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.....	67
Tableau VI. 2 Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection) 71	
Tableau VI. 3 Paramètres de réglage des Protection à maximum de courant. .	89
Tableau VI. 4 Résumé des résultats de la protection de distance	93

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.

kV : Kilo Volt.

TC : Transformateur de Courant.

TT : Transformateur de Tension.

JB : Jeu de Barre.

TR. : Transformateur.

C. E. I. : Commission Electrotechnique Internationale.

I_A : Courant Phase A.

I_B : Courant Phase B.

I_C : Courant Phase C.

I_{cc} : Courant de Court-Circuit.

I_{cc,min} : Courant de Court-Circuit Maximum.

I_{cc,max} : Courant de Court-Circuit Minimum.

I_s : Seuil de Fonctionnement.

T : Retard de Fonctionnement (Temporisation).

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_{Source} : Impédance de la Source.

Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.

Z_{Charge} : Impédance de Charge.

Z_{CC} : Impédance de Court-Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

φ_{Charge} : Angle de Charge.

P : Puissance Active.

Q : Puissance Réactive.

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

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

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

Z_{0M} : Impédance Mutuelle Homopolaire.

R_E : Résistance de terre.

f_{max} : La fréquence maximum.

f_0 : La fréquence de coupure.

V_{Source} : La tension de la source.

R_{Source} : La résistance de la source.

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

C_{Source} : La capacitance de la source.

V_{am}, V_{ap} : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase A.

V_{bm}, V_{bp} : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase B.

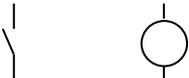
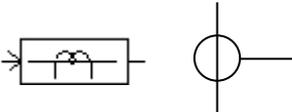
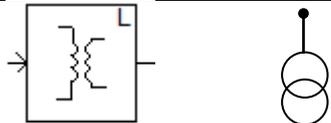
V_{cm}, V_{cp} : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase C.

V_{pm}, V_{pp} : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Directe (+).

V_{nm}, V_{np} : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Inverse (-).

V_{zm}, V_{zp} : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Homopolaire (0).

Liste des Symboles

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

Introduction Générale

Les réseaux électrique est une partie essentielle pour l'alimentation en énergie électrique des différents consommateurs, ils sont prévus comme des infrastructures hautement critiques pour le développement industriel et économique des pays. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout continuité de service.

Mais il n'est pas possible de construire un réseau exempt de défauts, notamment ceux causés par la nature tels que les vents, la foudre et la neige et aussi des défauts mécaniques et humains qui peuvent provoquer des Courts-circuits. Pour cela il faut minimiser les conséquences à l'aide de la détermination de l'erreur immédiatement et séparer ce dernier du réseau rapidement, alors comment est-ce possible ?

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

Le système de protection fonctionne typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes et le fondamentale d'un système de protection dans un réseau électrique est de détecter les défauts possibles et mettre hors tension des réseaux affecté par le défaut. Quel que 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 la protection (transformateur de potentiel 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 ; risquer de ne pas pouvoir les respecter, c'est de mettre en danger la stabilité de tout le système, car un mauvais fonctionnement ou le non fonctionnement d'une protection peut contribuer à l'écroulement du système. Pour cela, différents types de protection ont été conçu, les plus

Introduction Générale

répondus sont : la protection différentielle, protection par relais à maximum de courant ou protection de distance.

Notre travail consiste en une étude des réseaux électriques en général et de la protection en particulier.

Dans le premier chapitre nous avons traité le réseau électrique en général en évoquant l'architecture des réseaux électriques, sans oublier de mentionner les différents défauts rencontrés dans le service, en se référant au final au système de protection et à sa qualité principale.

Dans le deuxième chapitre, nous mettons entre vos mains les types de protection les plus utilisés. Tout d'abord, nous avons étudié la protection par relais à maximum de courant, puis la protection différentielle et la protection de distance, comme nous avons mentionné à la fin de ce chapitre l'application de la zone de protection dans les relais de distance.

Dans le troisième chapitre, Nous avons obtenu des incidents réels de la société de transport de l'électricité GRTE (Filiale Sonelgaz) sur la ligne **BENI-MERED/MAZAFRAN** et nous allons analyser ces incidents par le logiciel **Sigra 4.5** pour déterminer et analyser ces défauts afin de les interpréter et évaluer le fonctionnement des protections. Dans le dernier chapitre, nous avons programmé et simulé ces types de protections avec **Pscad (Power Systèmes Computer Aided Design)**.

- En premier, nous avons présenté la protection de distance qui utilise la caractéristique Mho (
- En suite, nous avons simulé le modèle de la protection différentielle ligne.
- En dernier, nous avons simulé un modèle de la protection à maximum de courant.

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

Chapitre 1 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]

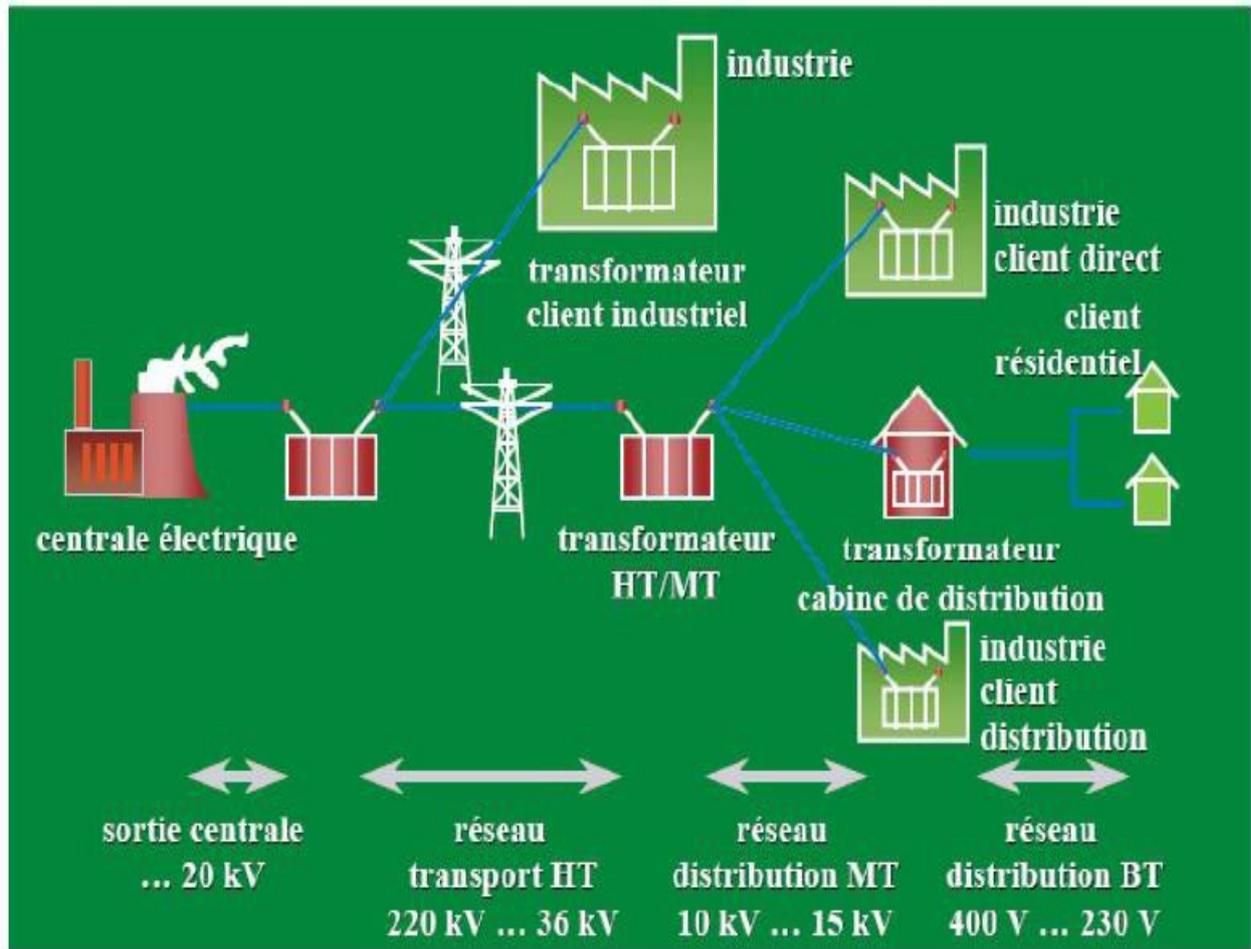


Figure I. 1. Structure générale d'un réseau électrique [3].

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 abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final (Figure I-2) [4].

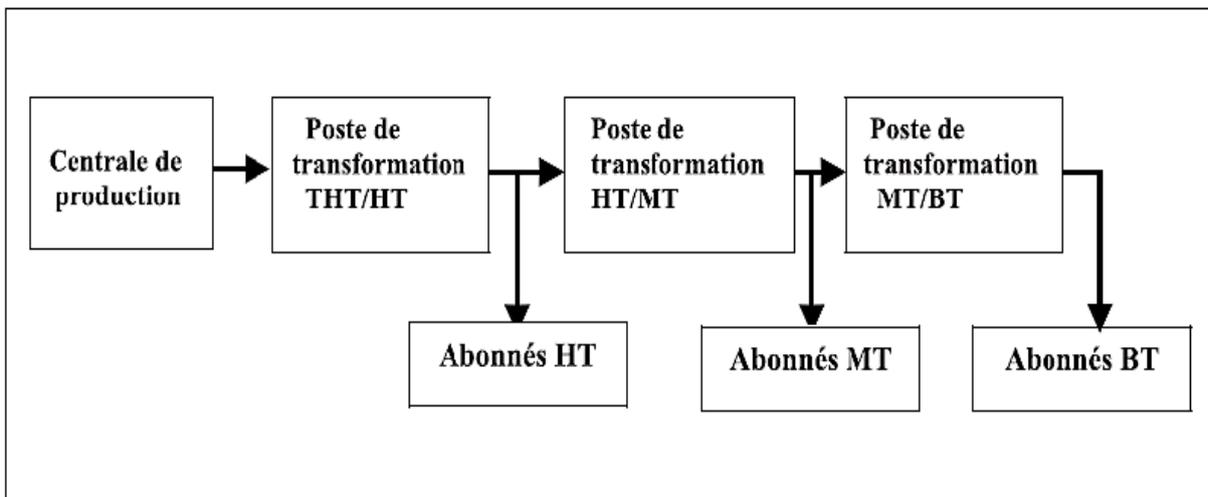


Figure I. 2. Schéma d'un réseau électrique [4].

I.3. Les niveaux de tension

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend du résultat techno-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] :

Tableau I. 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	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

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

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

I.4. Différents types de structures des réseaux

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures [6] :

I.4.1. Structure maillée

Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques (comme présente **la Figure : I.3 a**), offrant une grande sécurité d'alimentation.

I.4.2. Structure radiale ou bouclée

La sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée, (Les postes rouges dans **la Figure I.3 b** représentent les apports d'énergie).

I.4.3. Structure arborescente

La sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste rouge coupe l'ensemble des clients en aval comme présente **la Figure I.3c**, (Les postes rouges représentent les apports d'énergie).

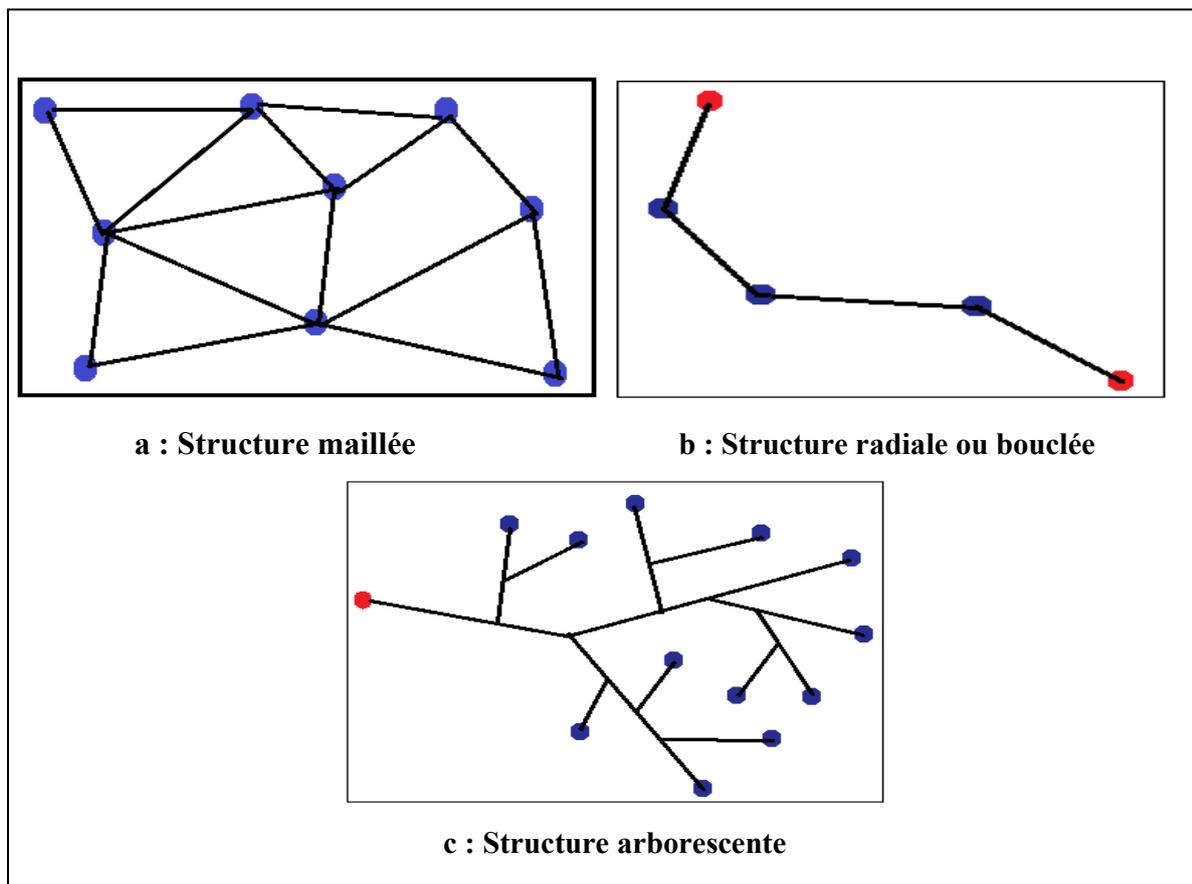


Figure I. 3.Schémas de Différentes types de structures des réseaux [6].

Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. Les grands réseaux d'énergie utilisent tous ces types de structure.

Dans les niveaux de tension les plus élevés, on utilise la structure maillée : c'est le réseau de transport. Dans les niveaux de tension inférieurs, la structure bouclée est utilisée en parallèle avec la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, la structure arborescente est quasiment exclusivement utilisée : c'est le réseau de distribution [7].

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.4).

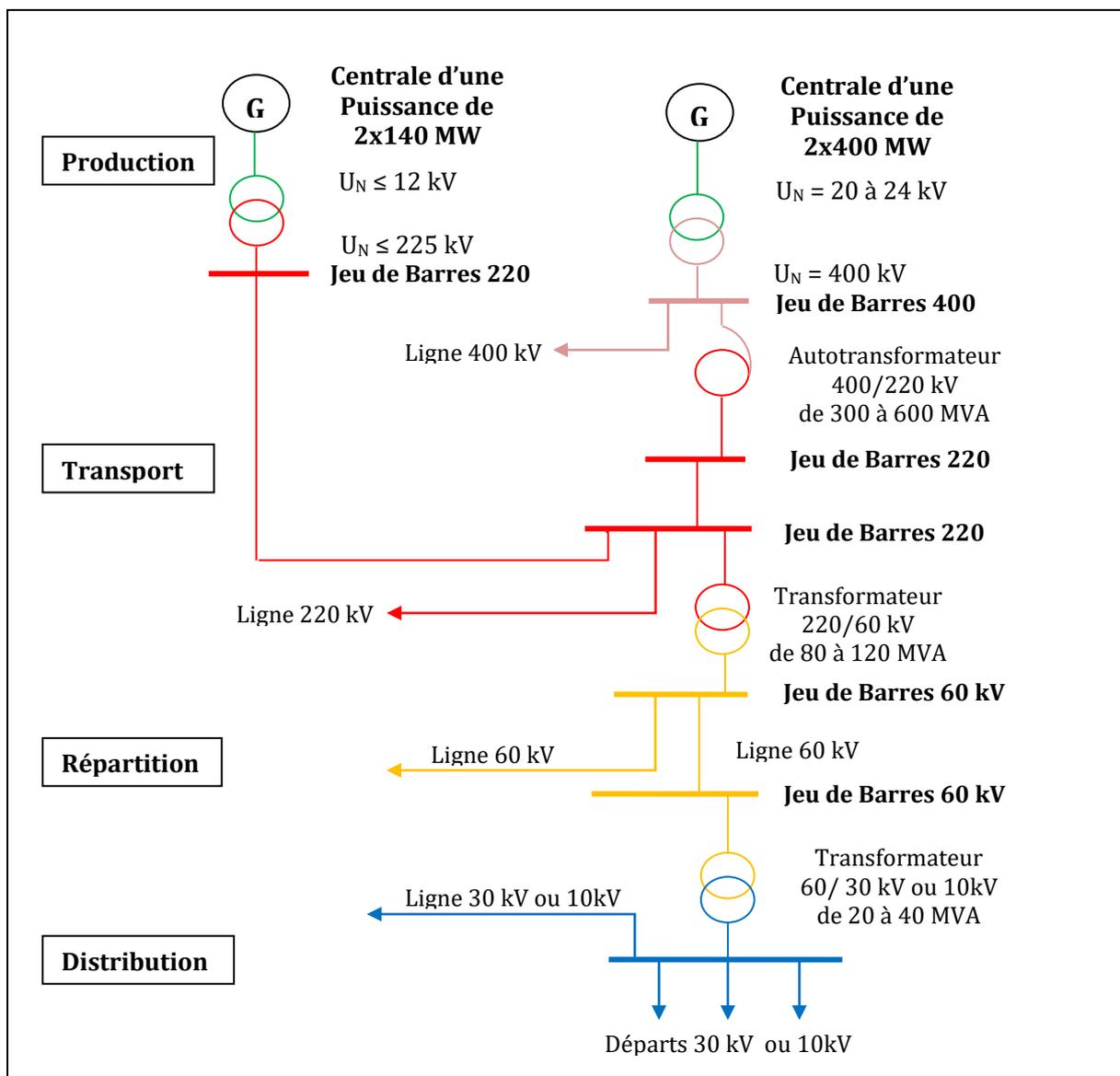


Figure I.4. Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

I.5.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

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

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion).

La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV, Neutre directement mis à la terre, Réseau maillé. [8][9][10]

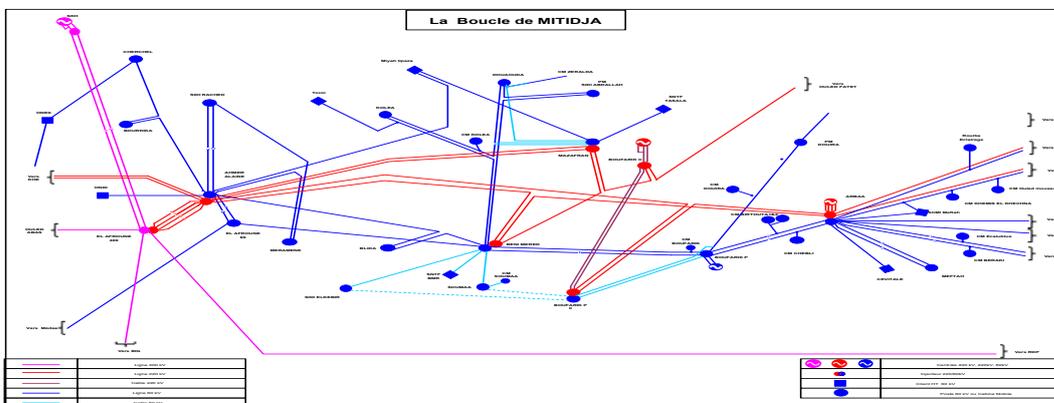


Figure I. 5. Réseau d'interconnexion de la région d'Alger

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 [8][10].

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.

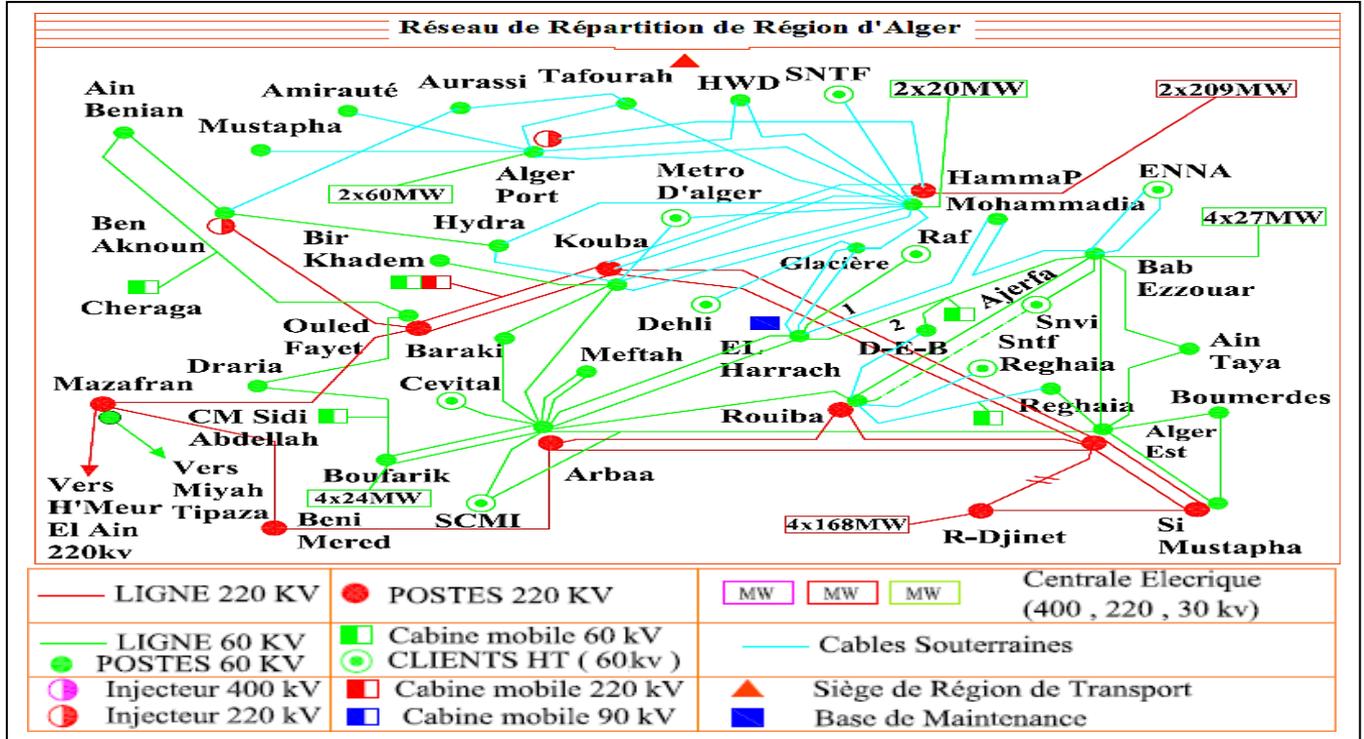


Figure I. 6. Réseau de répartition Région d'Alger [15].

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 [11][12].

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 Electrique

I.6.1. Critères de choix

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.[13]

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 :

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants [12] [10] [13] :

I.6.2.1. Simple antenne

- **Architecture :**

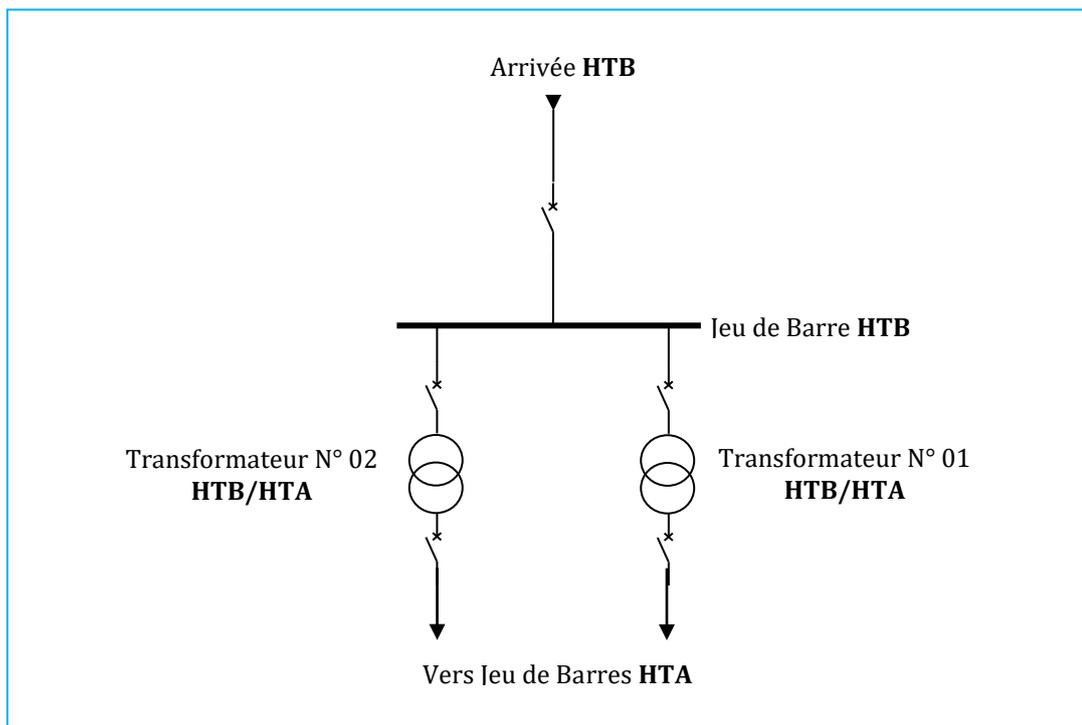


Figure I. 7. Architecture simple antenne.

- **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.

- **Avantages et Inconvénient :**

Avantage :

- ✓ Structure la plus 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.

I.6.2.2. Double antenne :

- **Architecture :**

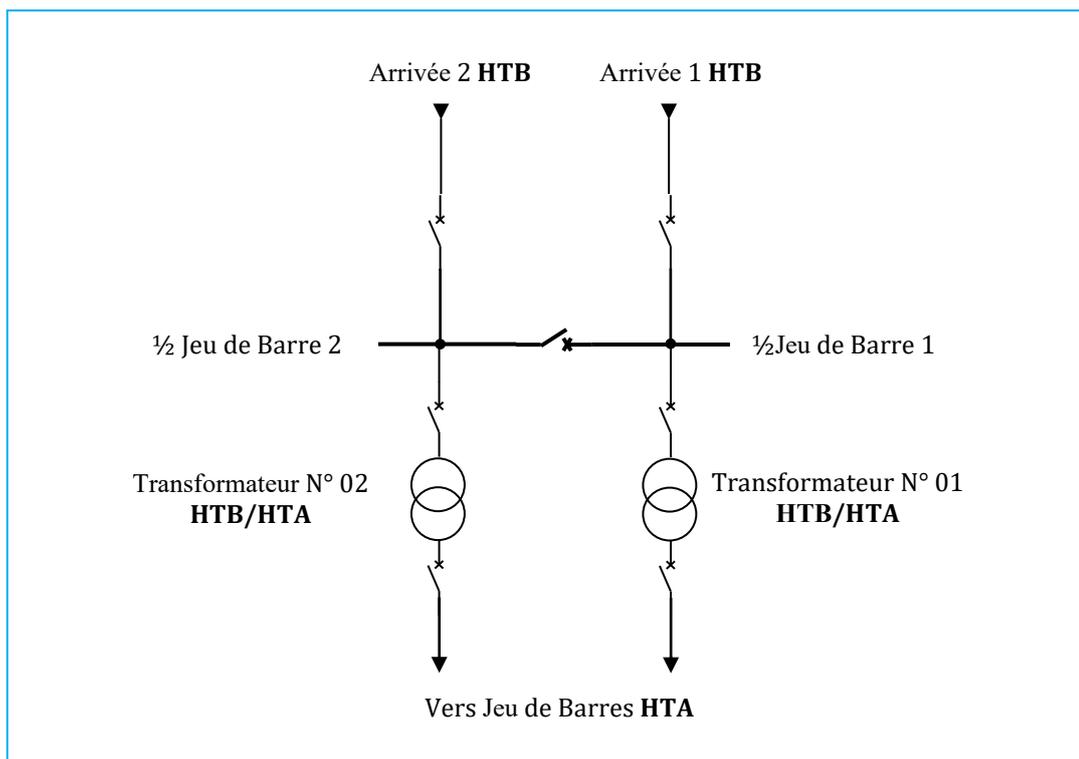


Figure I. 8. Architecture double antenne.

- **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.

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

• **Architecture :**

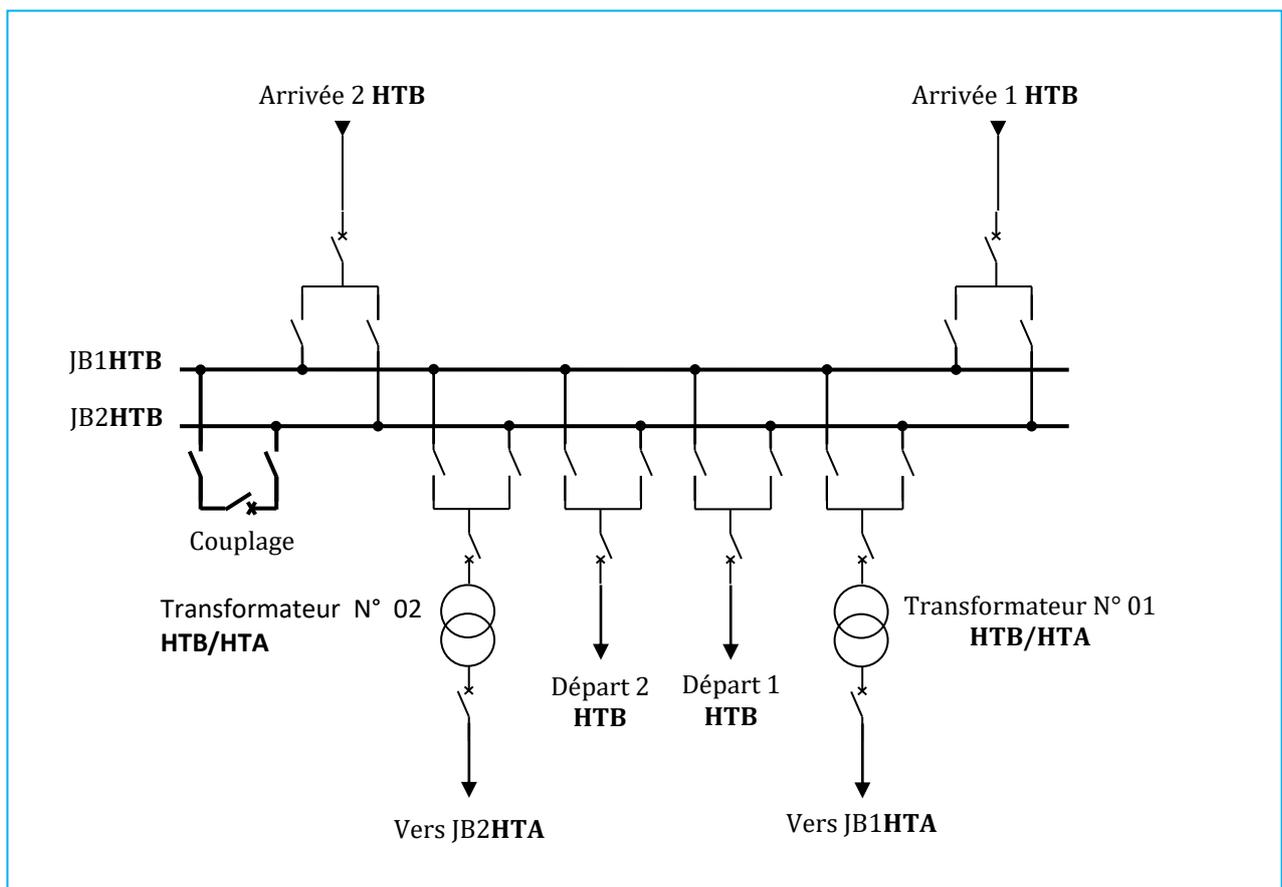


Figure I. 9. Architecture double antenne avec double jeu de barres.

- **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.

I.7. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique

I.7.1. Les Courts-circuits

I.7.1.1. Origines

Les origines des Courts-circuits sont : [14] [10]

- **Mécanique :** la dégradation mécanique de conducteurs ou la chute d'un corps sur un conducteur
- **Humaines :** les fausses manœuvres parexemple : l'ouverture d'un sectionneur en

charge

- **Atmosphériques** : la foudre, les tempêtes ou le givre.
- **Electriques** : les isolants des matériels de réseau subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des Courts-circuits.

I.7.1.2. 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 :

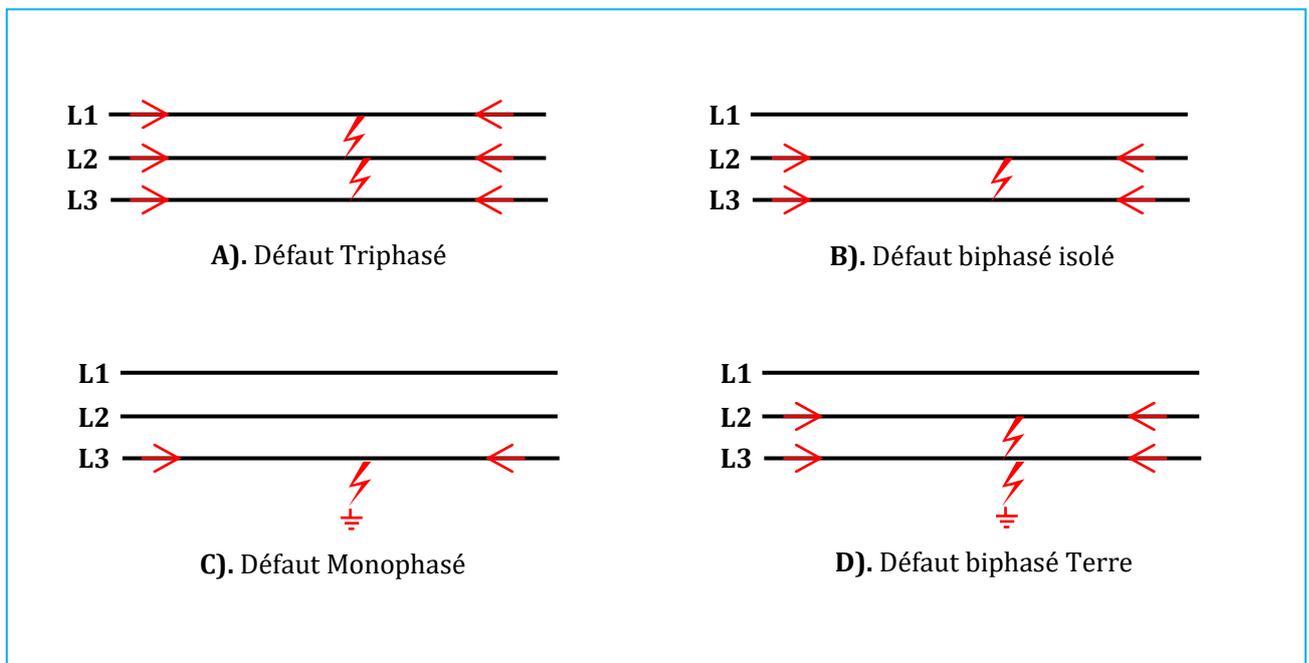


Figure I. 10. Différentes formes des Courts-circuits.

- **Durée des Courts-circuits**[15] [16] [10]:
 - **Court-circuits fugitifs** : Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
 - **Court-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 en des

temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

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

➤ **Courant de Court-circuit**

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. [15]

I.7.1.3. Les effets des Courts-circuits

Les courts-circuits 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.

➤ **Le bon fonctionnement des réseaux :**

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

➤ **La tenue diélectrique des matériels :**

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal, ces surintensités amènent à deux types de contraintes :

Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.

Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs.

➤ **La qualité de fourniture d'énergie :**

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs telle que la nature du défaut, la structure du réseau affecté, le mode d'exploitation du réseau, le mode de mise à la terre du neutre et la performance de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

➤ **Les circuits de télécommunication :**

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

➤ **La sécurité des personnes :**

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

I.7.1.4. Analyse des statistiques des défauts

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien de l'année 2020 sont résumées dans le Tableau I.3.

Tableau I. 3. Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2020).

Caractéristique	400 kv	220 kv	90 kv	60 kv
Fugitifs	62	622	84	622
Permanents	232	121	11	218
Semi-permanents	34	117	14	14

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 Vieillissement de l'isolation.

I.7.3. Les surcharge

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

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

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

I.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 trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

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

I.8. Protection de Réseaux Electrique

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

I.8.1. Système de Protection

I.8.1.1. Définition

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit 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.

I.8.1.2. Système de Protection

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [14].

I.8.1.3. Contraintes supplémentaires pour la Protection

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

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

b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autres que les courts-circuits :

Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,

Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,

En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,

En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,

Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

I.8.2. Qualité principale d'un Système de Protection [14][15][16][17]

I.8.2.1. 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.

I.8.2.2. Sélectivité

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

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

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

➤ Sélectivité ampérométrique :

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

de la source.

Une protection ampérométrique (**Figure I.12**) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

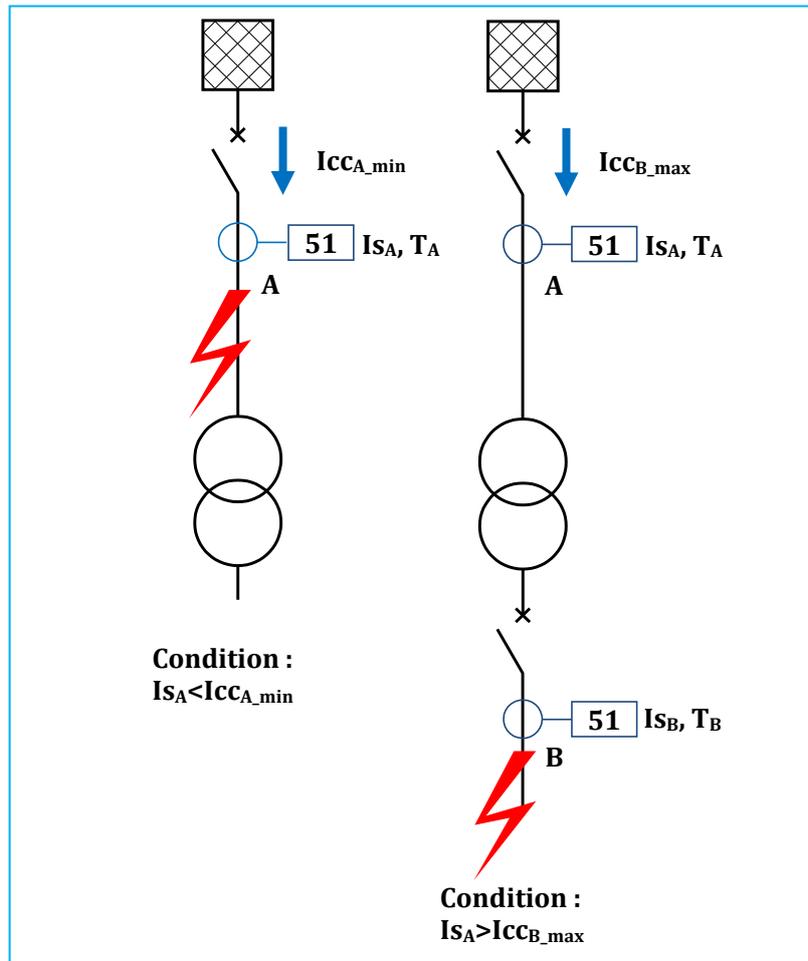


Figure I. 11. Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.

➤ Sélectivité chronométrique

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

Ainsi, sur le schéma (Figure I.13), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

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

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

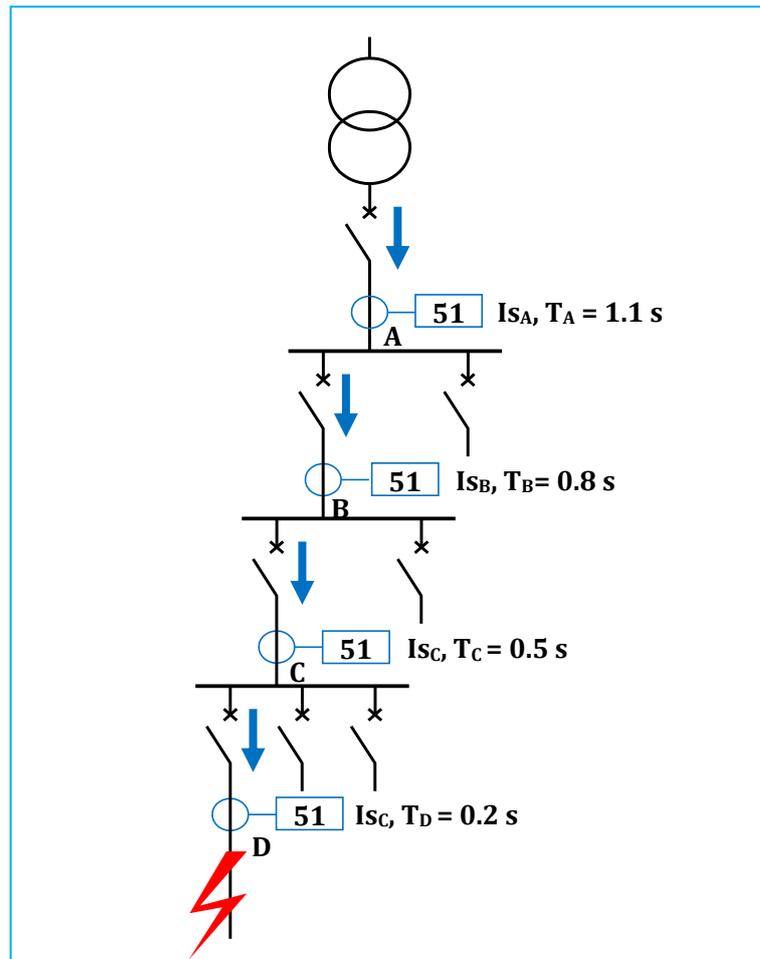


Figure I. 12. Principe de la sélectivité chronométrique.

➤ Sélectivité logique

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

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut.

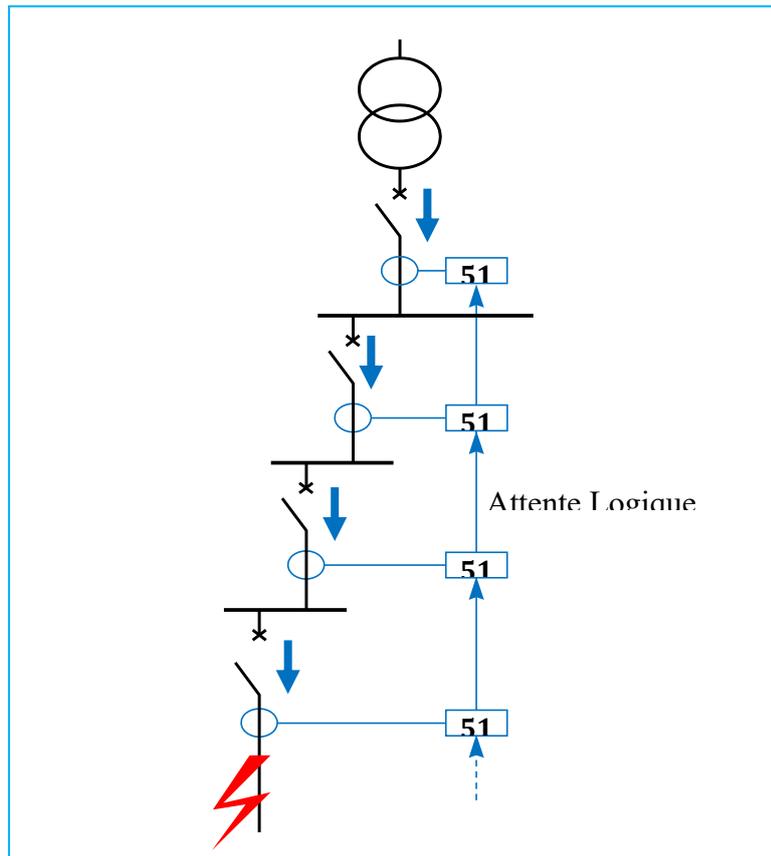


Figure I. 7. Principe de la sélectivité logique.

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

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

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

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

I.6.2.3. Sensibilité

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

Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,

Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

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

I.6.2.4. Fiabilité

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

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.

A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

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

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

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

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

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

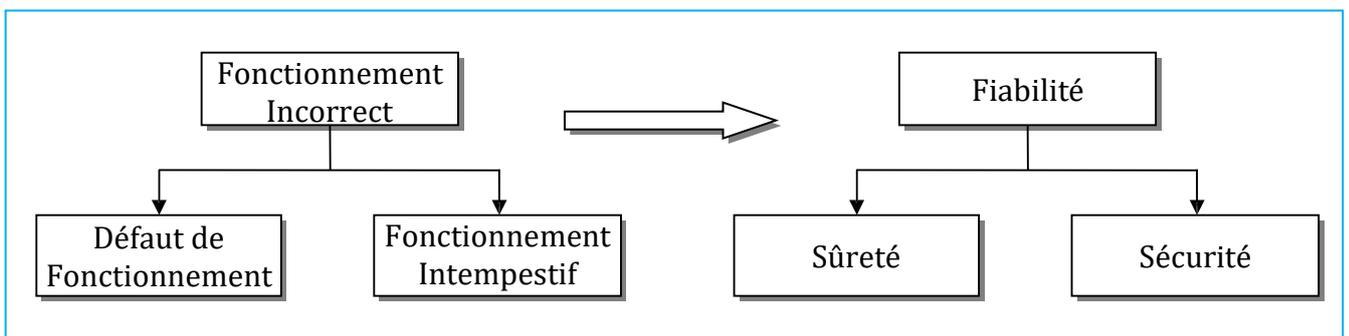


Figure I.8. Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la **Figure I.14** sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (**Figure I.15**).

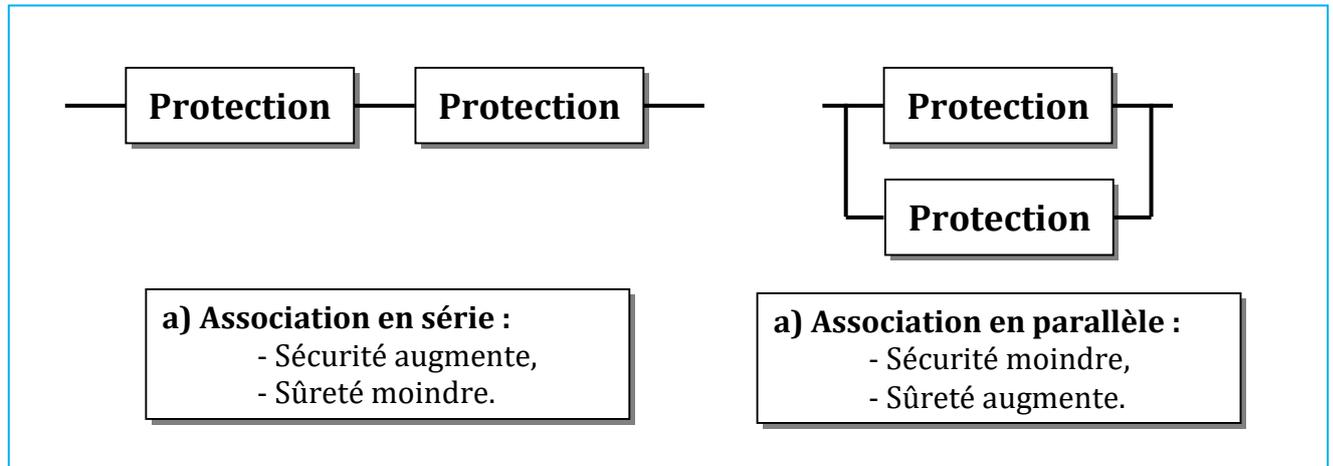


Figure I.9. Association de protection.

I.8. Conclusion

Ce chapitre donne une description sur le réseau de transport électrique, les structures et l'architecture des réseaux, ainsi que les différents types de défaut qui peuvent affectés le réseau et leurs systèmes de protection.

Chapitre 2 : La protection des lignes de transports de l'électricité

II.1. Introduction

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

Les lignes de transport de l'électricité sont principalement protégées par des protections de distance, parfois aussi appelés protection à minimum d'impédance associées à des protections différentielles lignes et des protections à maximum des courants.

II.2. Définition de la zone de protection

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

La **Figure II.1** montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection [17].

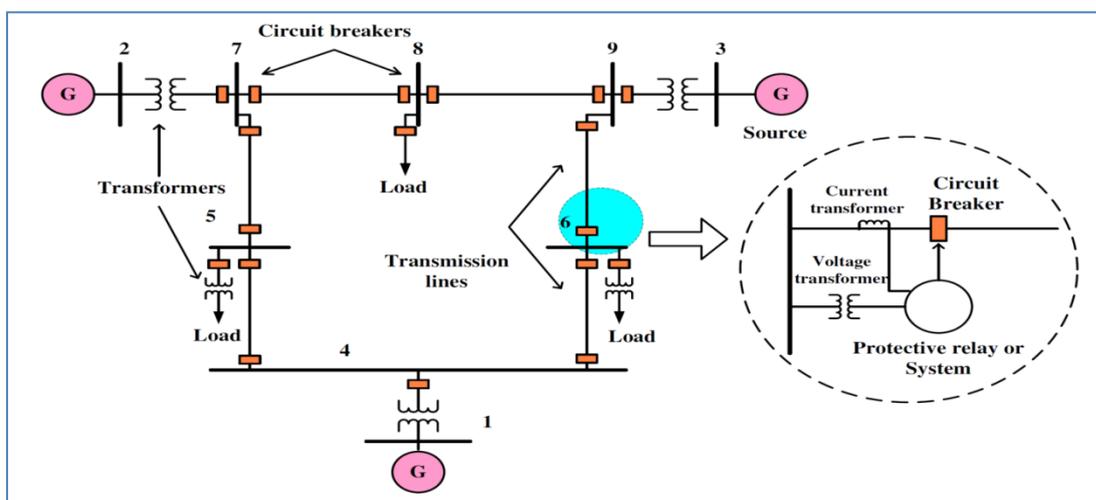


Figure II. 1 Les zones de protection d'un réseau électrique.

II.3. Protection par relais à maximum de courant

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

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant d'augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant. Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons **la Figure II.2**. Dans ce réseau, le courant de défaut (vu par ce relais) est d'autant plus faible que le défaut se produit à l'extrémité éloigné de la ligne, il est d'autant plus fort que le défaut se produit à proximité de la protection. On voit clairement la variation du courant de défaut en fonction du point de défaut. En général, si le courant de défaut minimal, prévu à l'intérieur de la zone de protection, est supérieur au courant de charge maximal prévu, il y a présence d'un défaut dans la zone de protection et le relais doit déclencher [26].

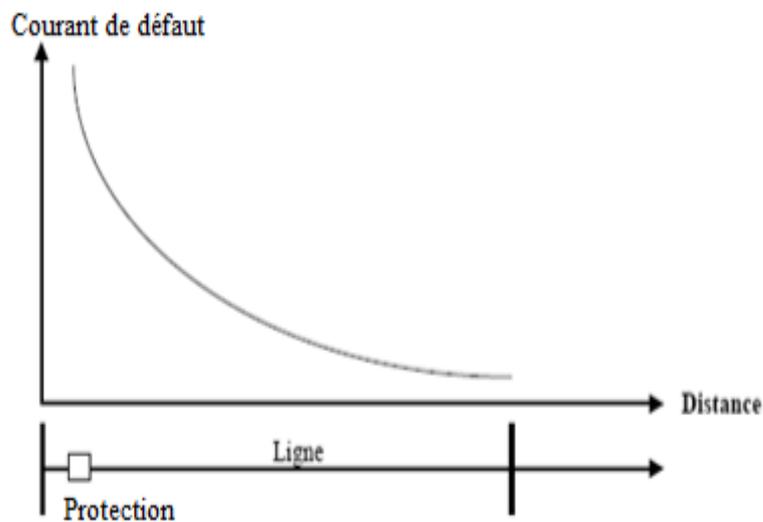


Figure II. 2 Courant de défaut en fonction du point de défaut.

Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe du relais à max de courant combiné à un temps de retard du fonctionnement (relais temporisé) [11].

II.3.1.1. Relais à temps indépendant

Dans ce type, l'utilisateur généralement régler le seuil de courant et la temporisation.

La temporisation est constante et indépendante de la valeur de courant mesurée. (**Figure II.3**)

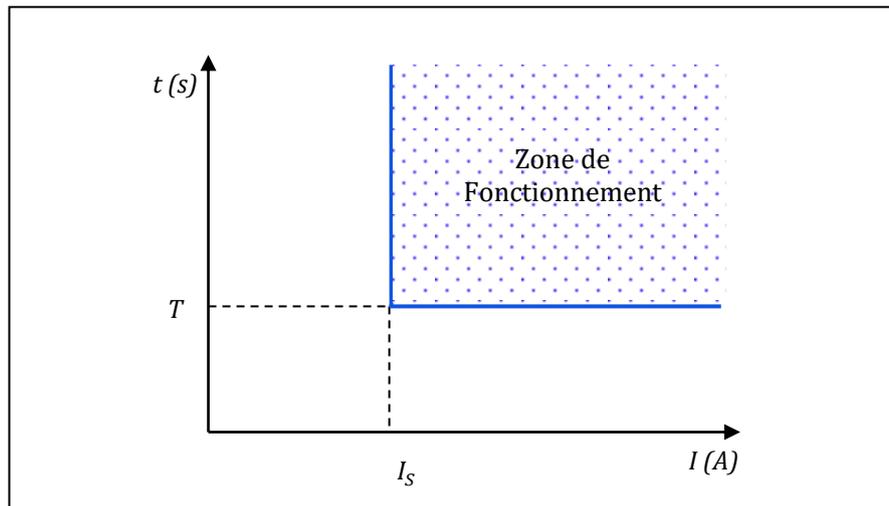


Figure II. 3. Protection à temps indépendant temporisé.

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

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

II.3.1.2. Relais à temps dépendant (inverse)

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Si le courant mesuré augmente, la temporisation diminue. (**Figure II.4**).

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

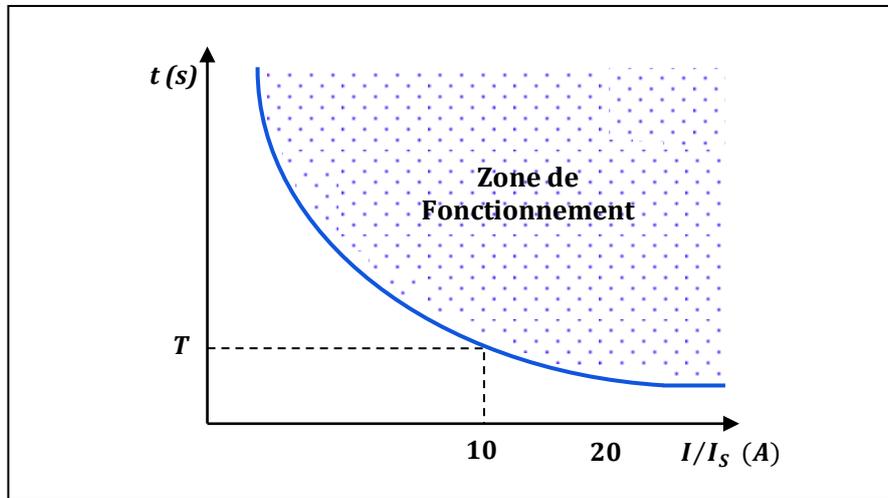


Figure II. 4. Protection à temps dépendant.

T : Temporisation pour $10 I_s$.

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

II.3.2. 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 :

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

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.5 illustre la zone de déclenchement pour $\theta = 45^\circ$. Les valeurs usuelles d'angles caractéristiques sont 30° , 45° et 60° . La valeur généralement utilisée est 45° , On voit sur la Figure II.5 que le courant I_1 est :

- Dans la zone de déclenchement pour : $\theta - 90^\circ < \beta_1 < \theta + 90^\circ$
- Dans la zone de non déclenchement pour : $\theta + 90^\circ < \beta_1 < \theta + 270^\circ$

β_1 est l'angle entre I_1 et U_{32} , il correspond à un déphasage φ_1 entre I_1 et V_1 tel que :

$$\varphi_1 = \beta_1 + 90^\circ.[15]$$

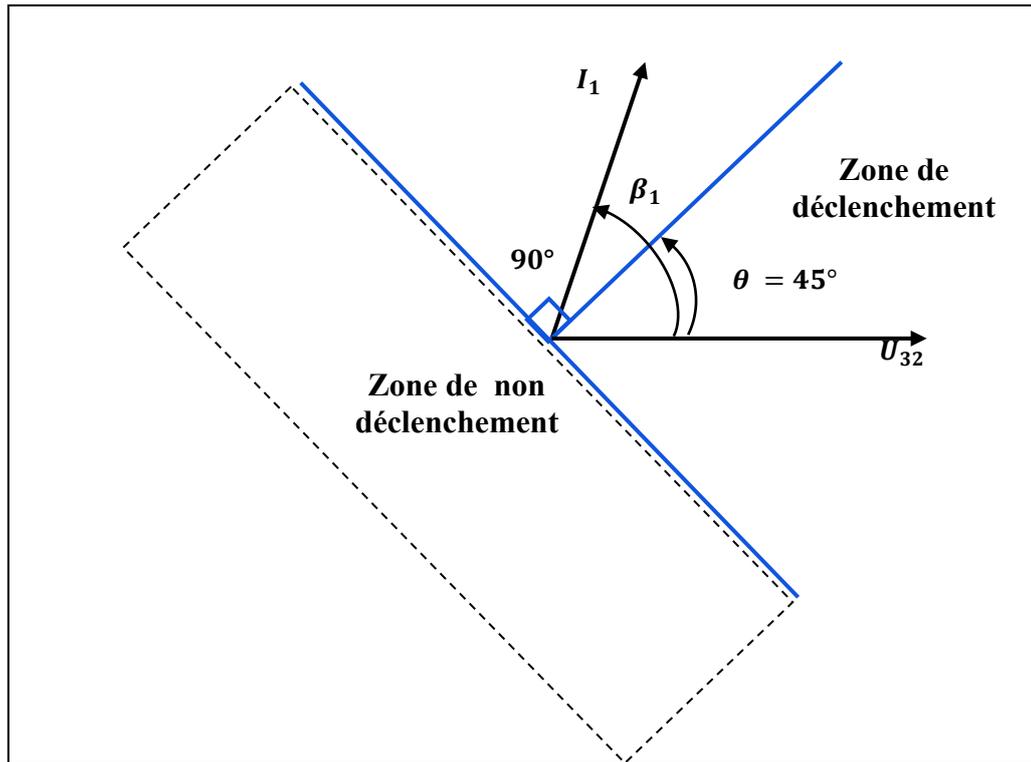


Figure II. 5. Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45^\circ$.

II.4. Protection différentielle

Le relai différentiel est, généralement, basé sur la comparaison de la différence géométrique de deux courants (entrée/sortie) [18]

II.4.1 Protection différentielle longitudinale

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. Et appeler aussi : Protection différentielle à courant circulaire.

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 I_A et I_B soient égaux et coïncident en phase (Figure II.6).

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

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

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

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

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

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

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

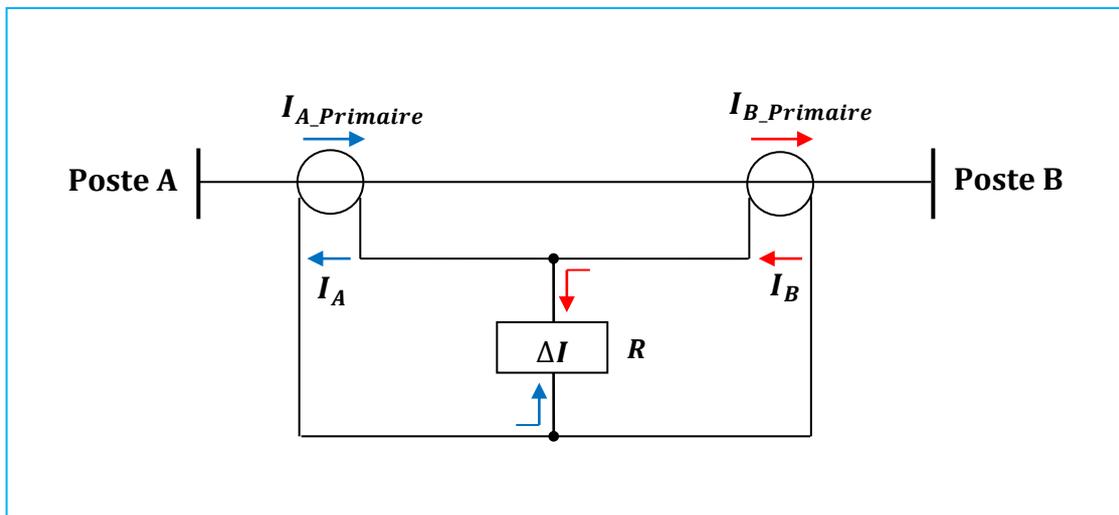


Figure II. 6. Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2extrémités.

II.4.2. Protection différentielle transversale équilibrée

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

On y relève que le relais R_A ou R_B de la protection transversale (**Figure II.7**) est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

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

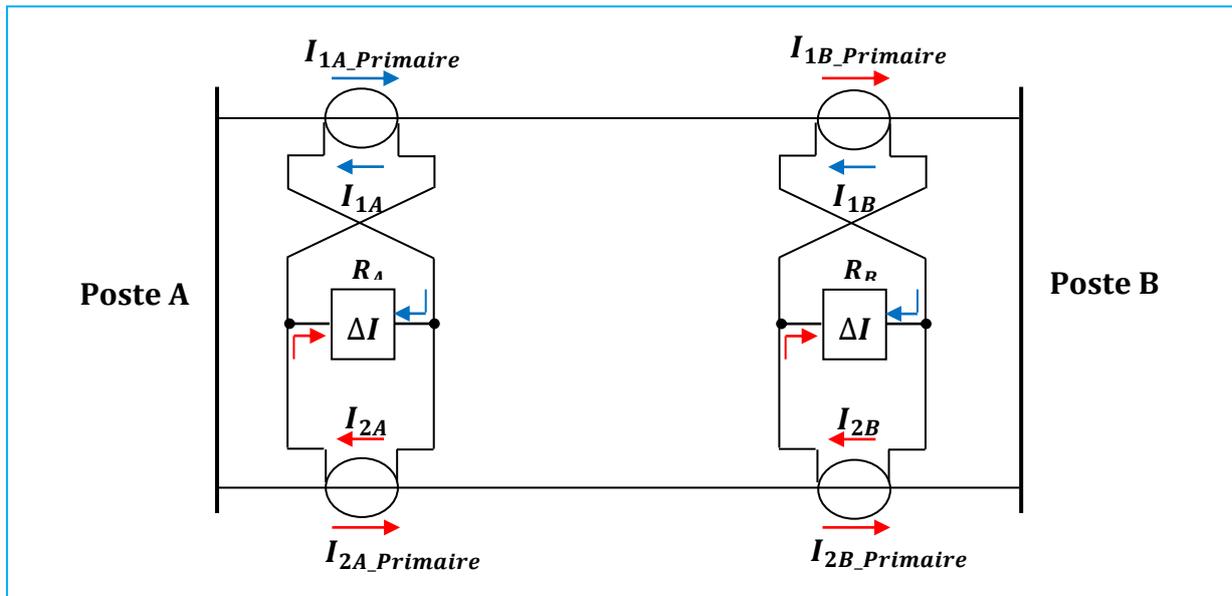


Figure II. 7. Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

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

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

II.4.3. 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 II.8**) fonctionne lorsque le courant différentiel I_{Diff} est supérieur à $K' \cdot I_{Ret}$. [17]

Avec: I_{Diff} : Courant différentiel ;

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

K' : Pourcentage.

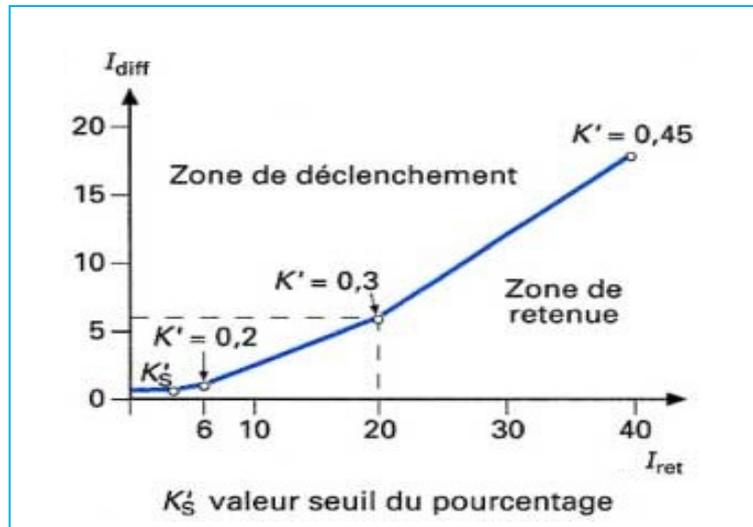


Figure II.8. Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle DIFL du constructeur GEC Alstom).

II.4.4. Utilisation de l'antenne de GPS

Dans certains réseaux de télécommunication ou l'erreur de synchronisation n'est pas connu, une autre méthode de synchronisation est nécessaire. Cette méthode est basée sur une horloge externe indépendante qui est capable de générer un signal de synchronisation aux deux extrémités de la ligne avec une précision de l'ordre de la microseconde. Une solution pour l'horloge externe est le GPS_ horloge avec une sortie 1PPS (1pps one pulse par seconde).

Le diagramme **Figure II.9** montre l'utilisation de la synchronisation par GPS. Une antenne et horloge GPS est nécessaire à chaque extrémité de la ligne. La sortie 1PPS doit être connectée à l'entrée A des protections.

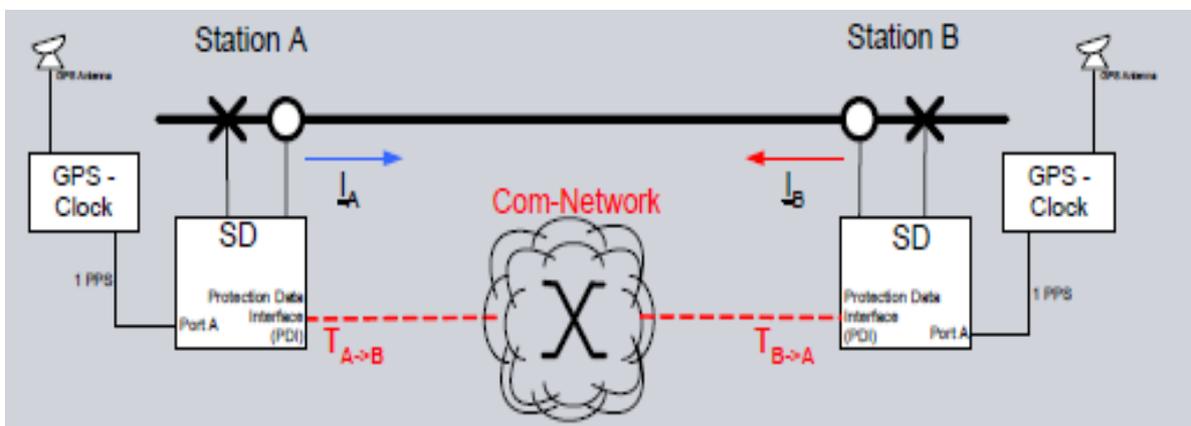


Figure II. 9. Utilisation de l'antenne de GPS.

II.5. Protection de distance

II.5.1. 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 II.10**).[19]

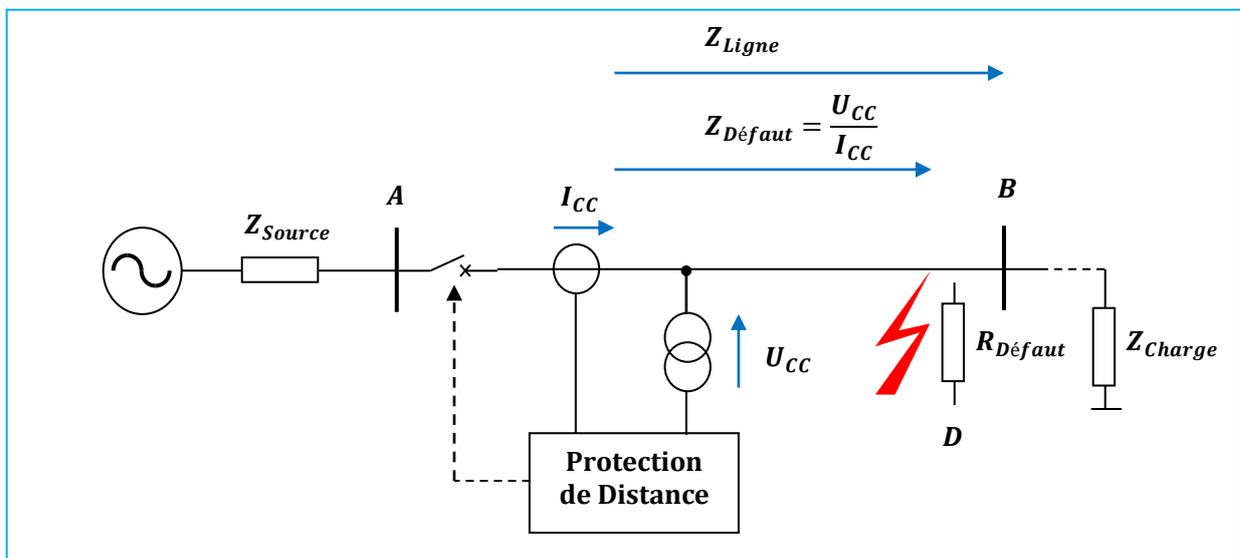


Figure II. 10. Principe de base du fonctionnement

II.5.2. Diagramme d'impédance

Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X (**Figure II.11**). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée.[20]

$$Z_{Charge} = \frac{U_{Ligne}^2}{P_{Charge}} \quad (II.3)$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge} (**Figure II.11**). Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

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

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

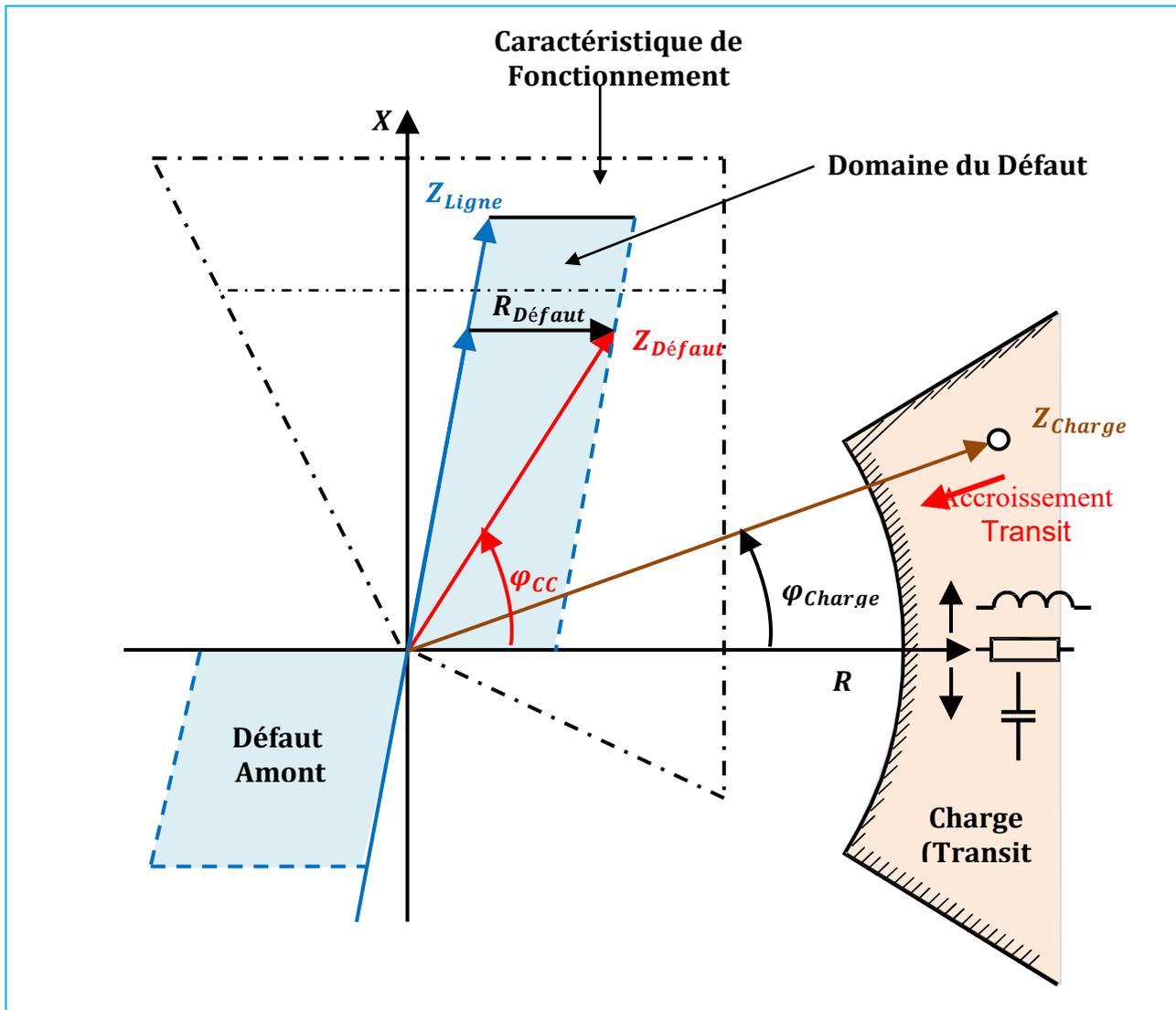


Figure II. 11. Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.5.3. Caractéristiques des relais de distance

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

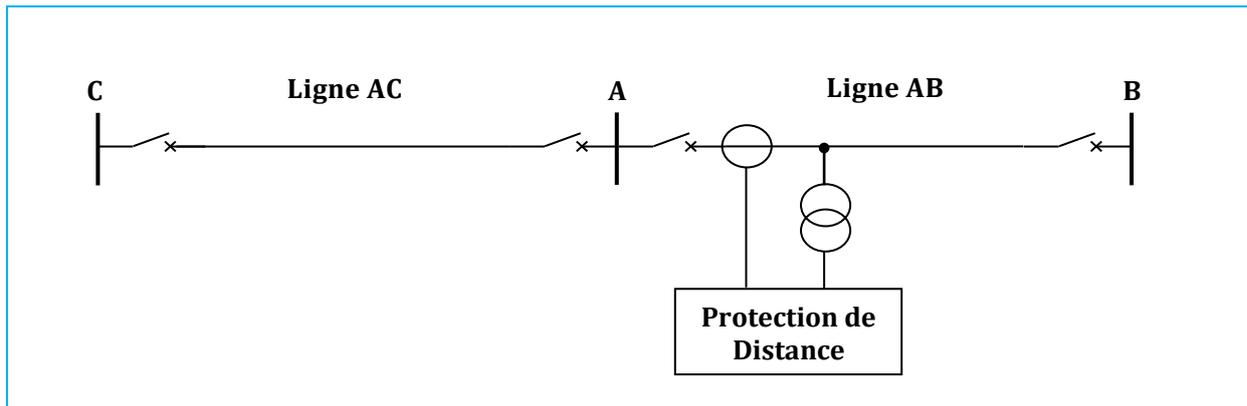


Figure II. 12. Protection de Distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer [23]. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

II.5.3.1. Caractéristique Réactive

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais elle est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protections Phase–Terre [21] [22].

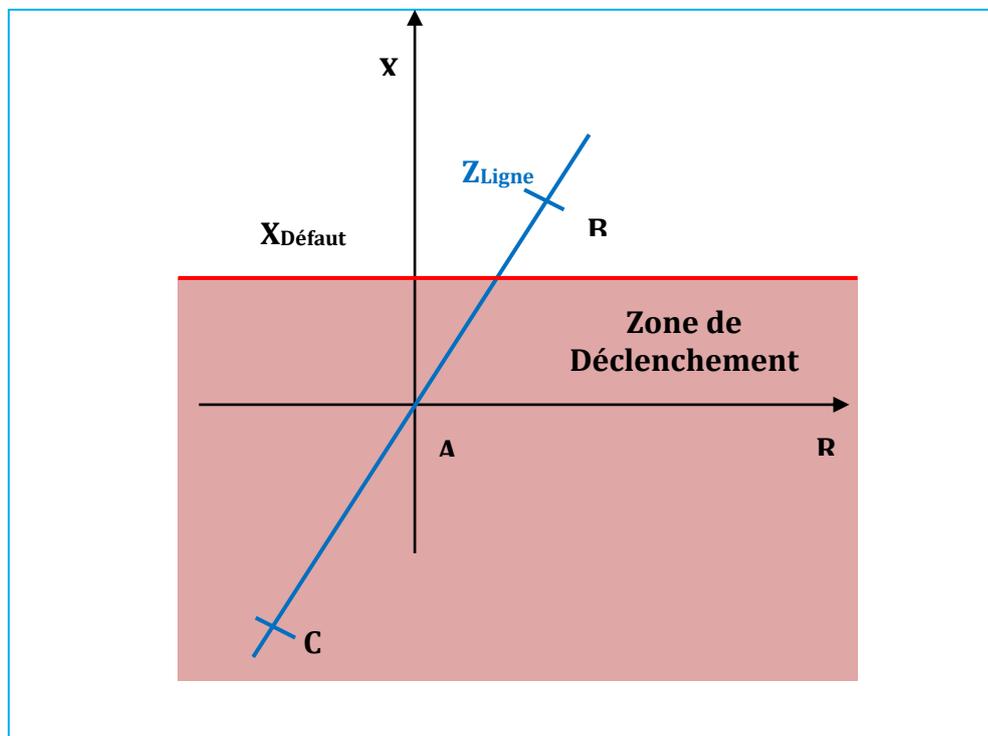


Figure II. 13. Caractéristique purement réactive.

II.5.3.2. Caractéristique Impédance

La caractéristique impédance décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tous les Z tel que $|Z|=une\ constante$ [23]. 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 [24].

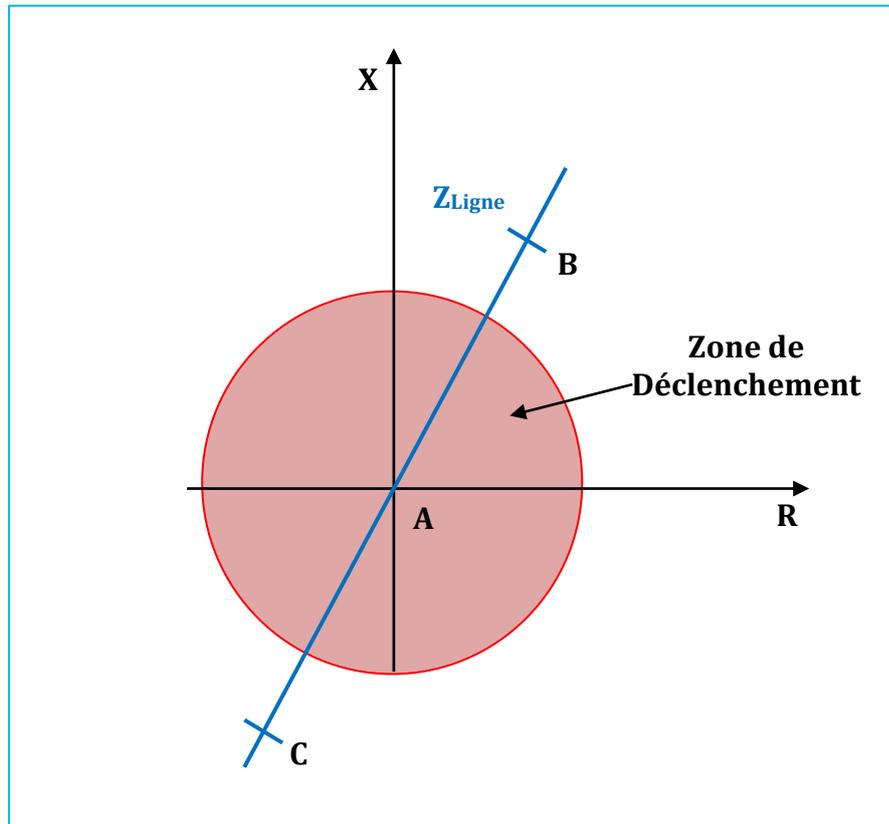


Figure II. 14. Caractéristique purement impédance.

II.5.3.3. Caractéristique Mho

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

Les relais Mho auto polariseront 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 [1].

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 [24].

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

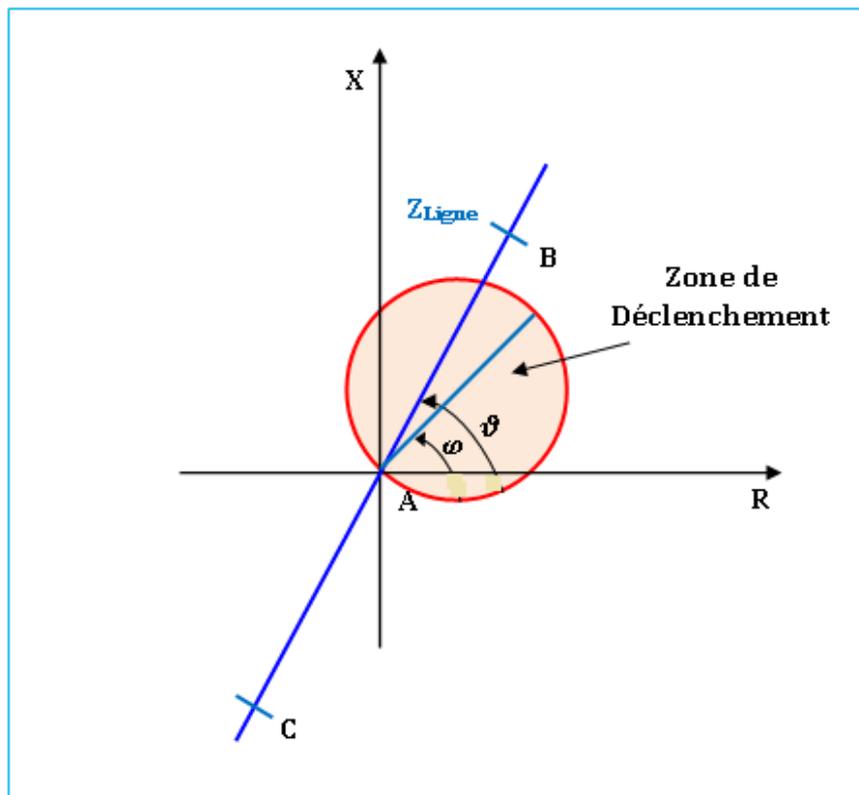


Figure II. 15. Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

Les Mho sont plus simple à configurer que les relais quadrilatéraux, mais sont moins sensible aux défauts résistifs en bout de ligne. Aux États-Unis, la caractéristique Mho est encore très utilisée dans les relais numériques [23].

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

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

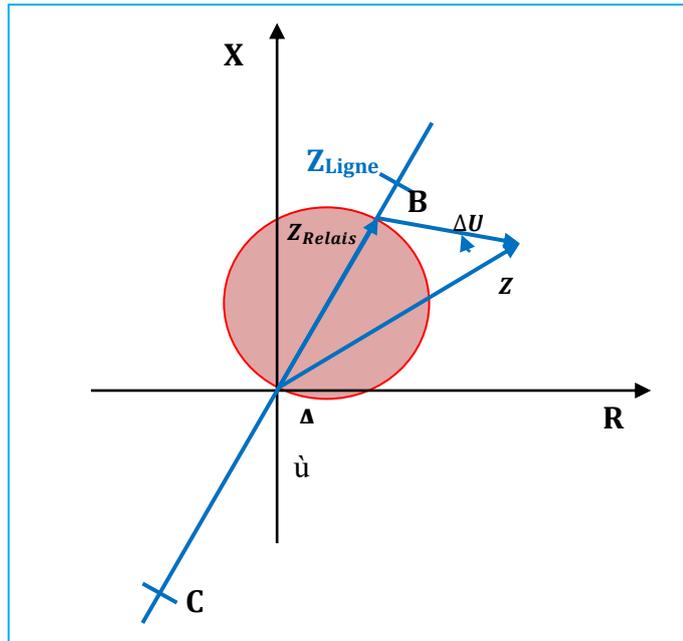
Avec :

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

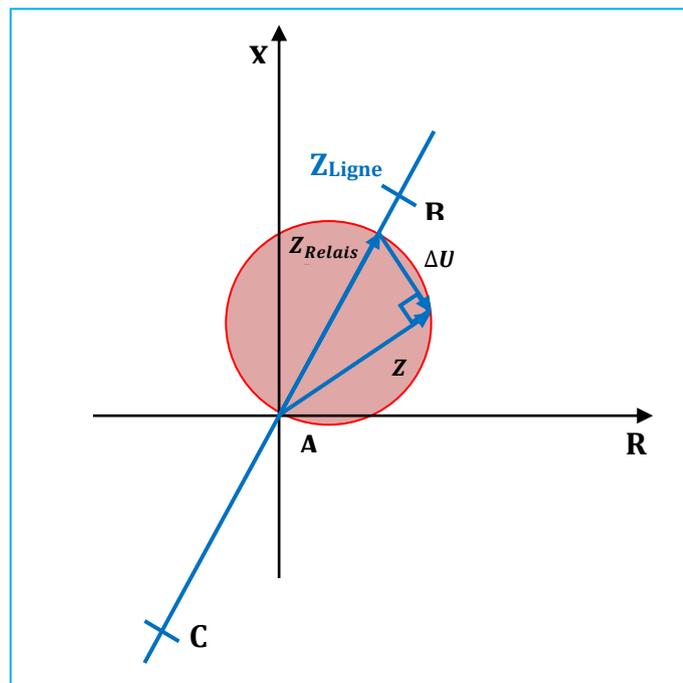
Z : L'impédance mesurée.

Si l'angle entre ΔU et $Z \times I$ est inférieur à 90° alors Z est en dehors du cercle, s'il est égal à 90°

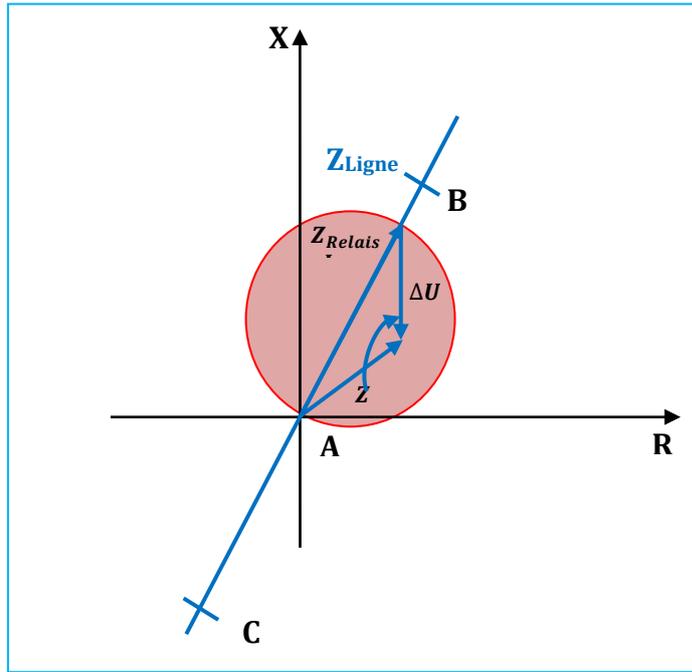
Z est sur le cercle et s'il supérieur à 90° Z est dans cercle (**Figure II.16**)[24].



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



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



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

Figure II. 16. Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).

II.5.3.4. Caractéristique Quadrilatérale

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites [23]. 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 [24].

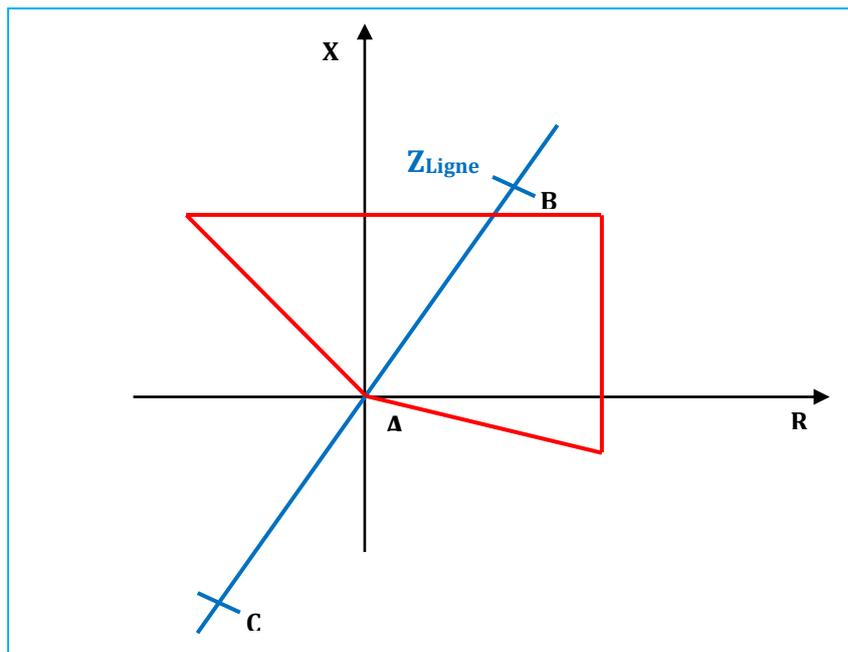


Figure II. 17. Caractéristique Quadrilatérale.

II.5.3.5. Caractéristique Lenticulaire

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

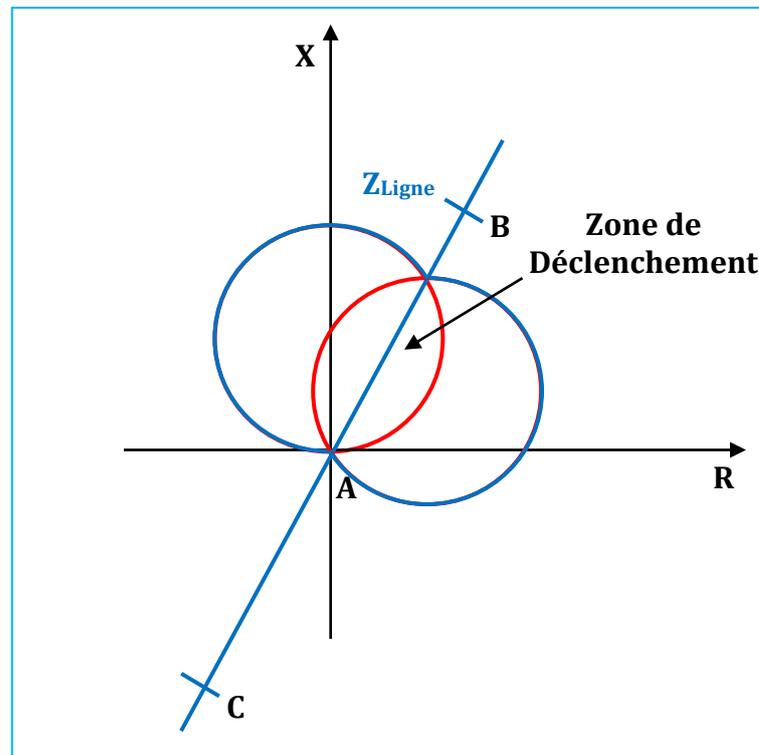


Figure II. 18. Caractéristique Lenticulaire.

II.5.3.6. Autres Caractéristiques

D'autres formes de caractéristiques plus complexes telles que : Ovale, en hélice, en cornet à glace, en trou de serrure, etc. sont également utilisées (**Figure II.19**) [17]

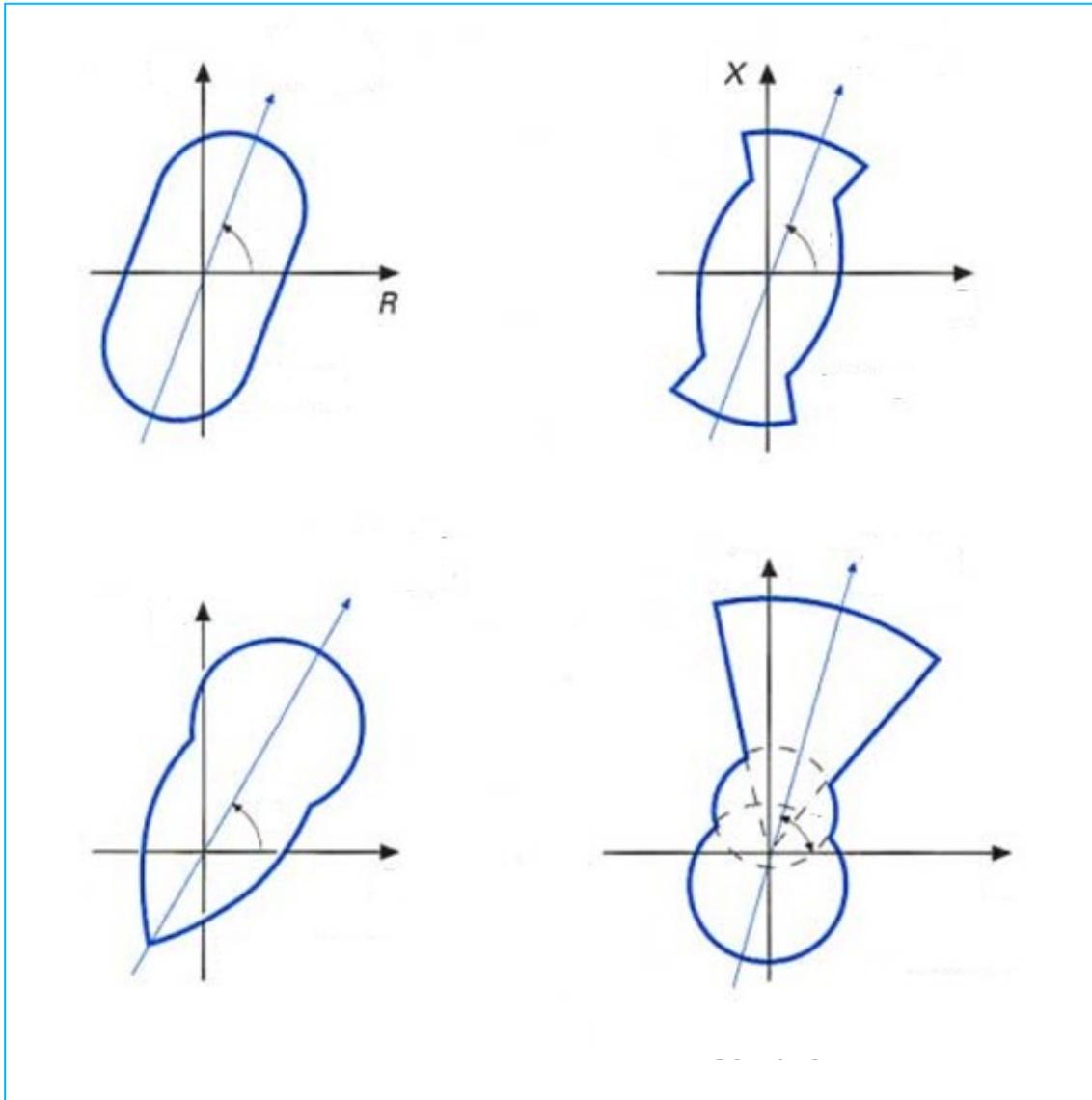


Figure II. 19. Autres Caractéristiques utilisées.

II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance

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 proportionnelle à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X.[19]

➤ Zone 1

- Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne (Figure II.20). Cette portée a été choisie pour éviter un

débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raisons suivantes :

- Il n'est pas pratique de mesurer avec précision l'impédance d'une ligne de transmission qui peut être très longue (disons 100 km) ; des longueurs témoin sont normalement utilisées qui peuvent entraîner des erreurs jusqu'à 10 % ;
- Des erreurs sont également présentes dans les transformateurs de courant et de tension, non sans oublier de mentionner les performances transitoires possibles de ces appareils ;
- Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc.

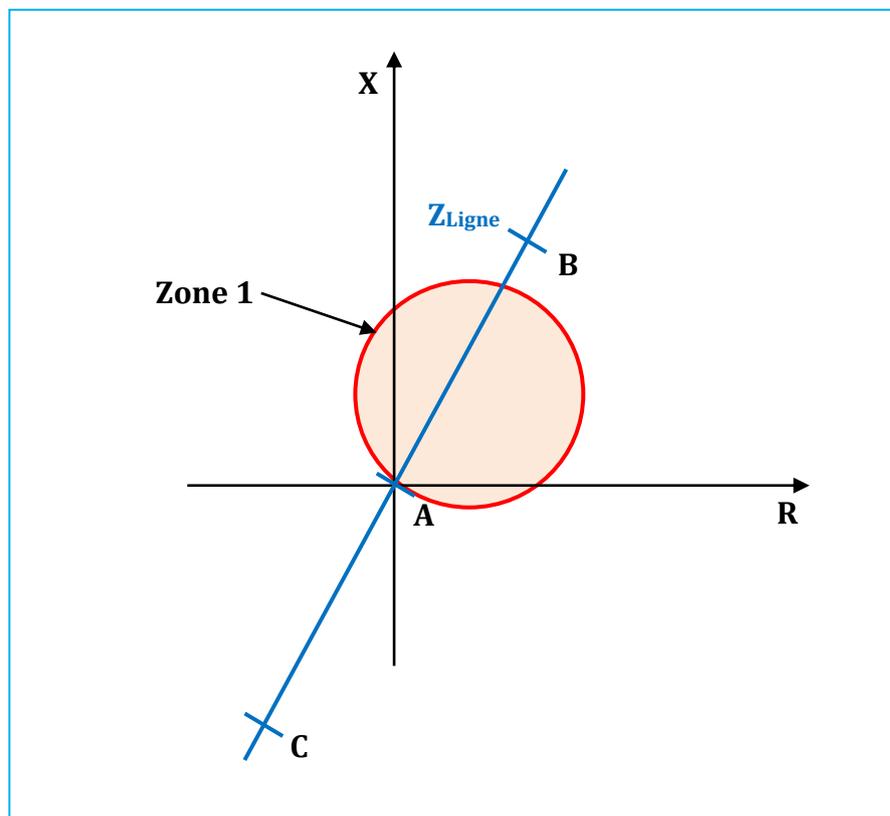


Figure II. 20.Caractéristique de la Zone 1 Mho.

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

➤ Zone 2

Pour couvrir les 20 restants de la ligne, un second élément de mesure peut être ajouté 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 où 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 ($1\text{mho}=1\text{ Siemens}=1$) de décalage. Ce décalage fournit une fonctionnalité de fermeture sur défaillance, car les éléments Mho peuvent ne pas fonctionner dans ces conditions en raison d'un effondrement complet de la tension pour la défaillance voisine.

La courte portée arrière offre aussi un secours localise lors d'une défaillance de barre omnibus. Cet élément peut également être utilisé pour lancer un signal modulé à l'autre extrémité de la ligne.

L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone2 (Figure II.21).

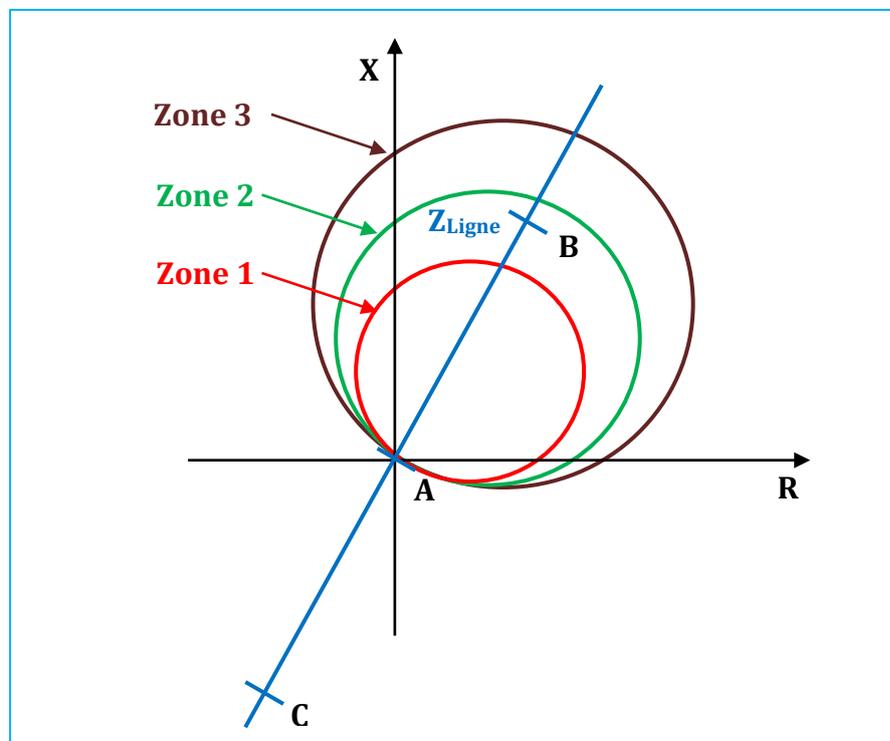


Figure II. 21. Caractéristique des trois Zones Mho

➤ **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 [25].

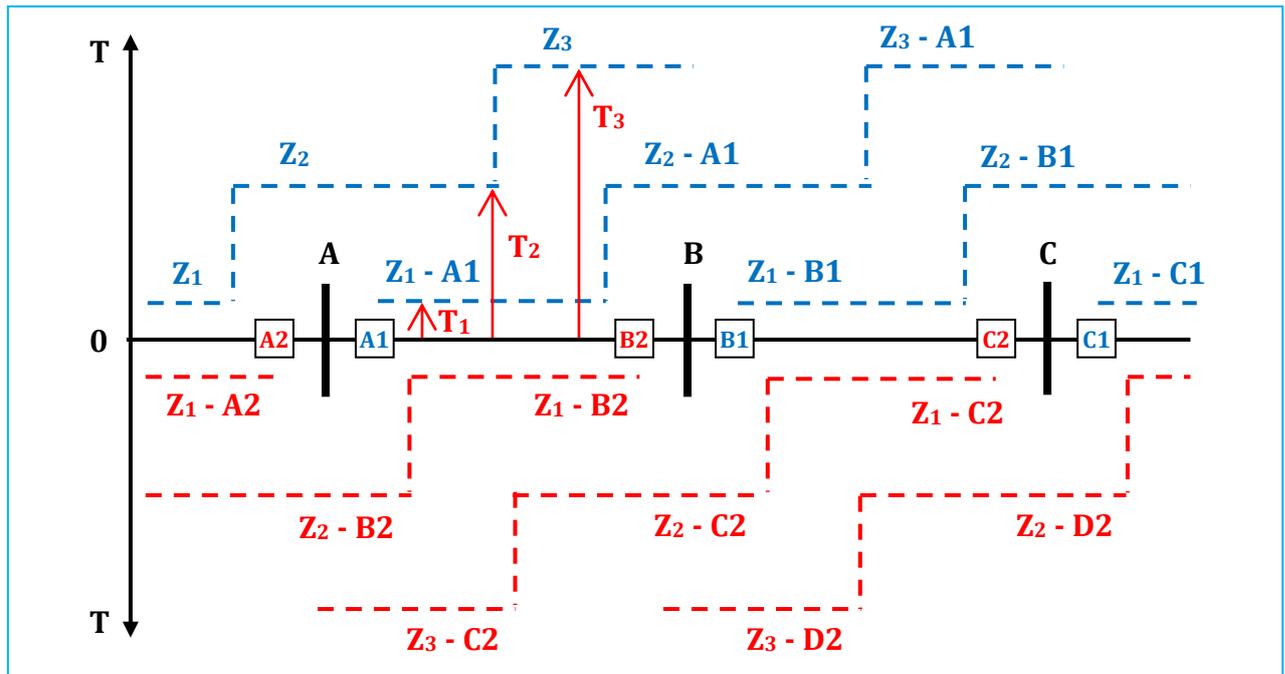


Figure II. 22. Zones de la Protection de distance.

II.6. Conclusion

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

Chapitre 3 L'analyse des incidents réels sur une ligne de transport d'électricité

III.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes protections utilisées pour protéger la ligne 220 kV BENI-MERED/MAZAFRAN comme nous allons analyser des différents défauts réels enregistrés par les protections en utilisant le logiciel SIGRA4.5 pour déterminer et analyser ces défauts afin de les interprétés et évaluer le fonctionnement des protections.

III.2. Système de protection utilisé

La ligne 220kV BENI MERED/MAZAFRAN, c'est une ligne courte d'une distance de 18.9 km, la Travée 220kV de MAZAFRAN au Poste BENI MERED est équipée par le système de protection suivant :

- Une protection principale N° 01 : C'est une Protection différentielle ligne (F87L) numérique de Type **L90** du Constructeur **GE**(Voir Figure III.1)



Figure III.1. Protection différentielle

- Une protection principale N° 02 : c'est une Protection de Distance (F21) statique de type **LZ96a** du Constructeur **ABB** (Voir Figure III.2)



Figure III.2. Protection de distance

- Une protection de défaillance disjoncteur : Protection statique de type **SB12770** du Constructeur **SIEMENS**(Voir Figure III.3)



Figure III. 3. Protection de défaillance disjoncteur

- Une protection complémentaire : C'est un module statique intégré au niveau de la PP2 de type RC91 du Constructeur **ABB** (Voir Figure III.4)



Figure III. 4. Protection complémentaire

- Un dispositif de réenclencher automatique : C'est un module statique intégré au niveau de la PP2 de type **WT96a** du Constructeur **ABB** (Voir Figure III.5)



Figure III. 5. Un dispositif de réenclencher automatique

III.3 Fonctionnement des protections

Dans des conditions normales de fonctionnement le système de protection est fonctionné comme suit :

- La protection principale N° 01 c'est une protection différentielle ligne qui surveille et protège la totalité de ligne avec temporisation instantanée (**figure III.6**).

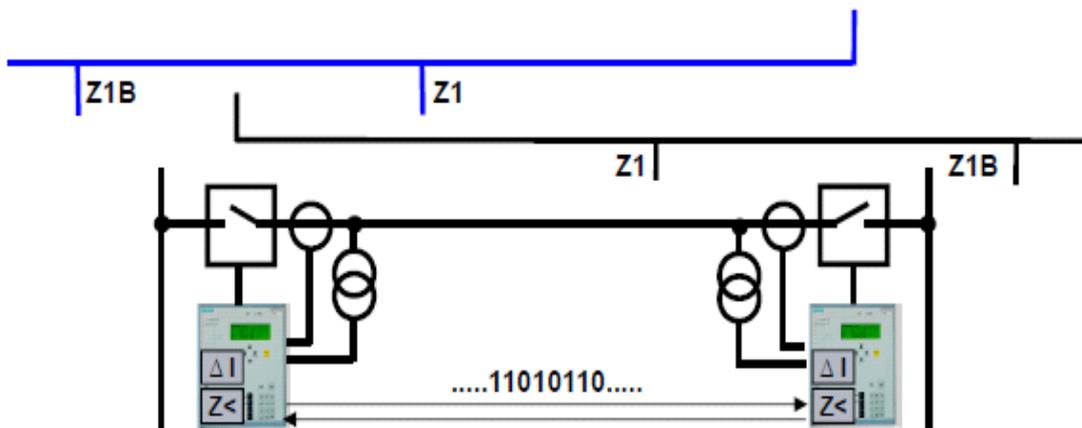


Figure III. 6. Protection de différentiel

Cette protection elle se bloque lors d'une perte de communication ou suite une mauvaise communication entre les deux protections de la ligne, et elle bascule en protection de distance (**figure III.7**).

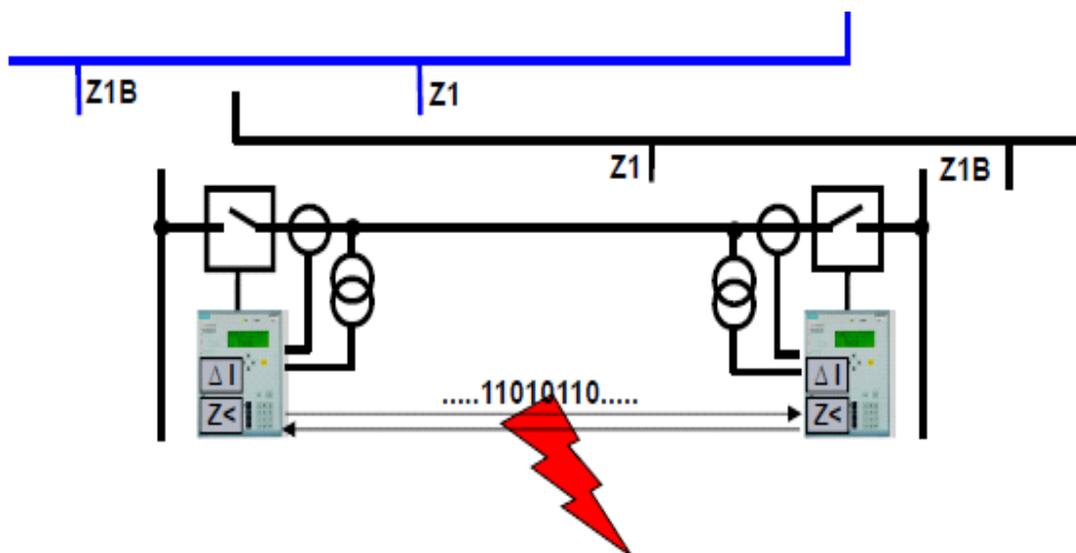


Figure III. 7. Protection de distance.

- La protection principale N° 02 c'est une protection à minimum d'impédance qui protège la ligne avec différente zone de protection (80%, 120% et 140%) et différentes temporisationsde

fonctionnement (0s, 0.3s et 1.5s). Lors d'un problème de mesure de tension la protection différentielle fonctionne normalement mais la protection de distance se bloque (**Figure III.8**).

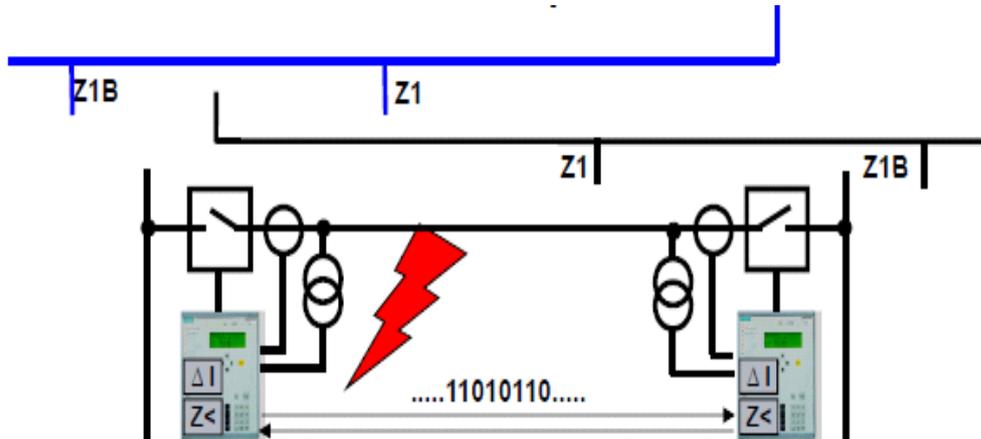


Figure III. 8. Protection de différentiel.

Pour la PP1 si nous avons un problème de mesure de tension et une perte de communication, cette protection fonctionne comme une protection maximum de courant (**Figure III.9**).

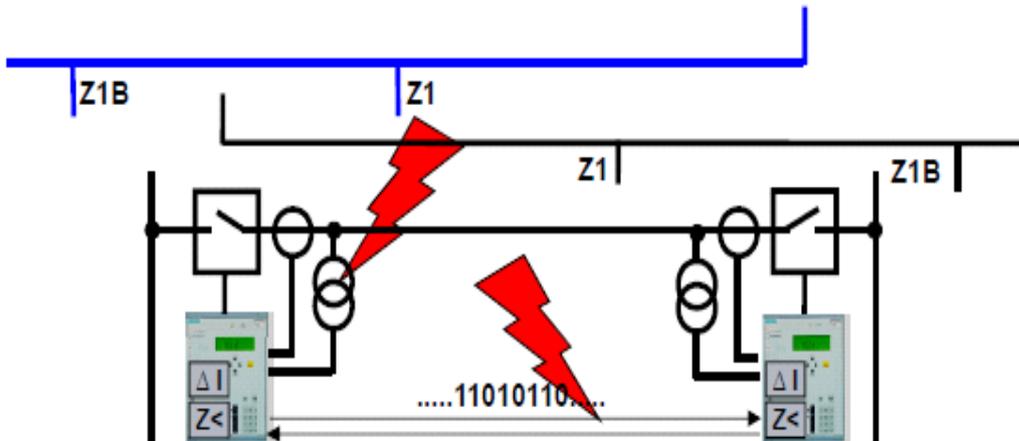


Figure III. 9. Protection maximum de courant.

- La PDD elle fonctionne lors d'une défaillance de disjoncteur après confirmation de déclenchement par les autres protections.
- La protection complémentaire elle protège la ligne contre les défauts résistants.

III.4 : Enregistrements Perturbo graphiques des incidents

Ces incidents sont enregistrés au niveau de la protection différentielle numérique GE-L90

III.4.1. Incident N° 01

La forme et la variation des courants sont présentées dans la **figure III.10**.

On constate que le défaut est apparu sur la phase « 0 » (L1

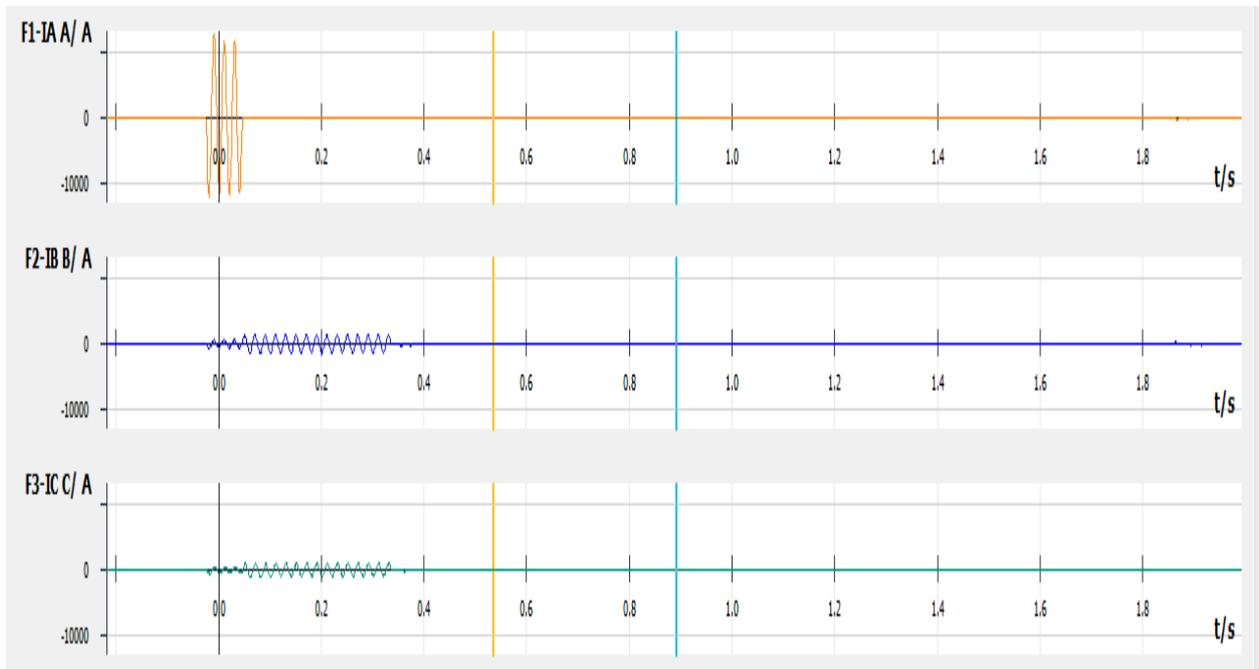


Figure III. 10. Les courants dans les trois phases de la ligne.

La **figure III .11** présente la forme des tensions lors de cet incident et on observe clairement un écrasement de tension, ce qui signifie un défaut sur la Phase « 0 » (L1) toujours.

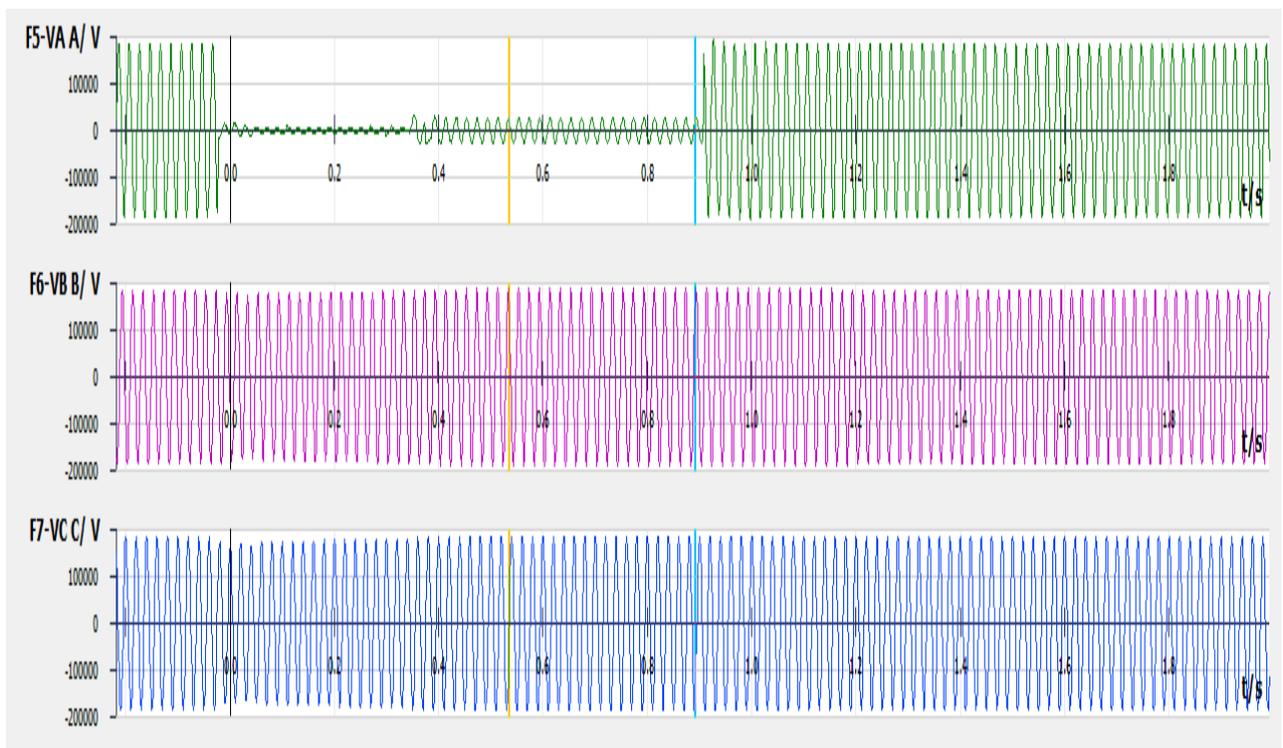


Figure III. 11. Les tensions dans les trois phases de la ligne.

Les tops logiques de protection sont présentés à la figure suivante :

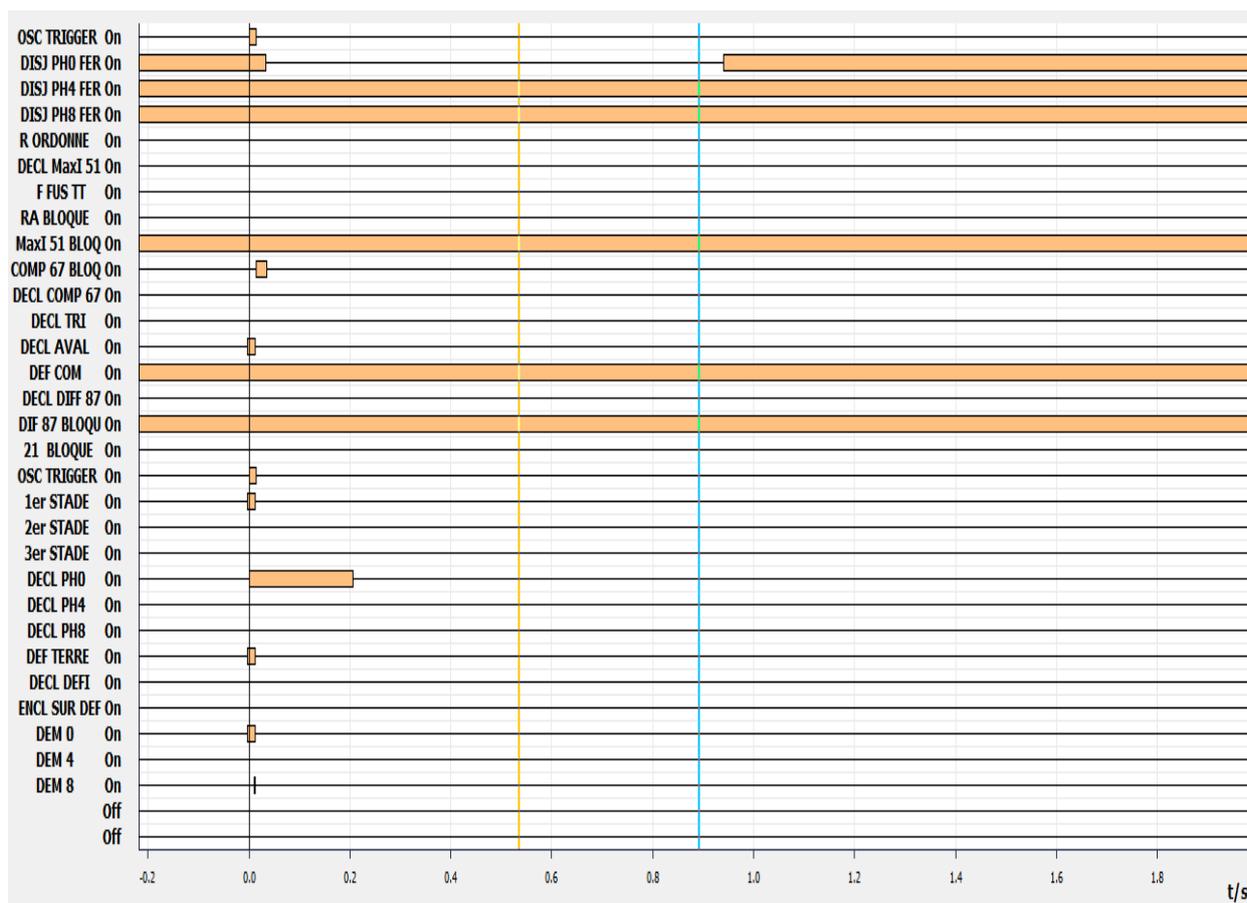


Figure III. 12. Les tops logiques de la protection

- Un top pour l'enregistrement perturbographique pour un Oscilloperturbographe externe.
- Ouverture de la phase «0» du disjoncteur par protection et re-fermeture.
- Positions de la phase «4» et «8».
- État de blocage de la protection Maximum de I et complémentaire.
- Déclenchement aval
- Défaut communication.
- Protection différentielle bloque.
- Protection de distance déclenchement phase 0 [L1].
- Défaut en 1^{er} stade.
- Défaut terre.

Après vérification et analyse nous avons constaté que le temps global de l'élimination du défaut « temps de réponse de la protection en plus du temps d'ouverture du disjoncteur) est (t=0,09s) », Alors le déclenchement en 1er stade est instantané, la Protection a réagi comme distance suite à un défaut de communication.

Localisation de défaut :

La localisation du défaut est une option très importante qu'on peut avoir à partir du logiciel **SIGRA4.5**, qui nous donne l'endroit exact du défaut. Pour ce premier incident le défaut est situé à 1.1 Km à partir du poste.

III.4.2. Incident N° 02 court circuit

Les variations des courants sont présentées dans la **figure III .13**

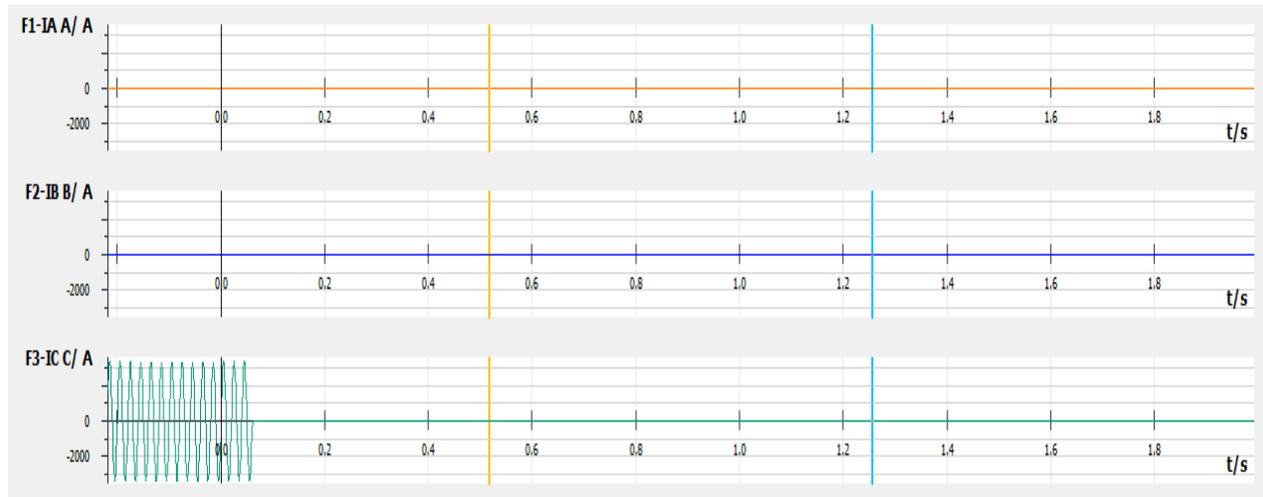


Figure III. 13. Les courants dans les trois phases de la ligne.

D'après la **figure III.13** : Le défaut est apparu sur la phase « 8 » (L3)

Les variations des tensions sont présentées dans la **figure III.14**

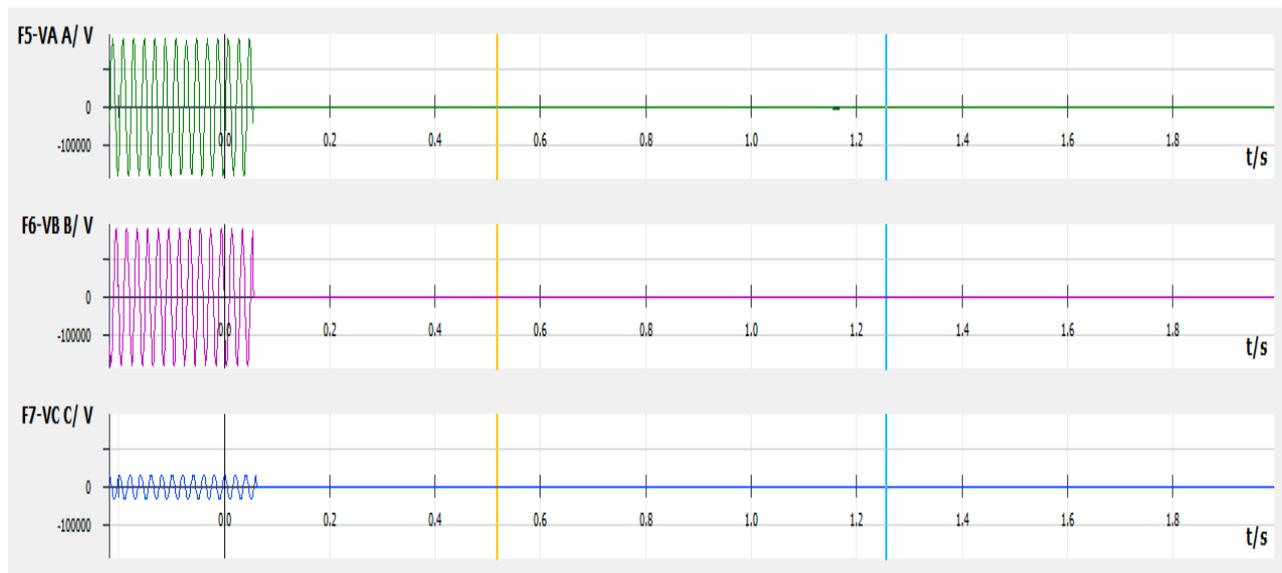


Figure III. 14. Les tensions dans les trois phases de la ligne

L'écrasement de la tension est vu à la phase « 8 » (L3), ce qui signifie un défaut au niveau de cette phase.

Les tops logiques de protection sont présentés à **la figure** suivante :

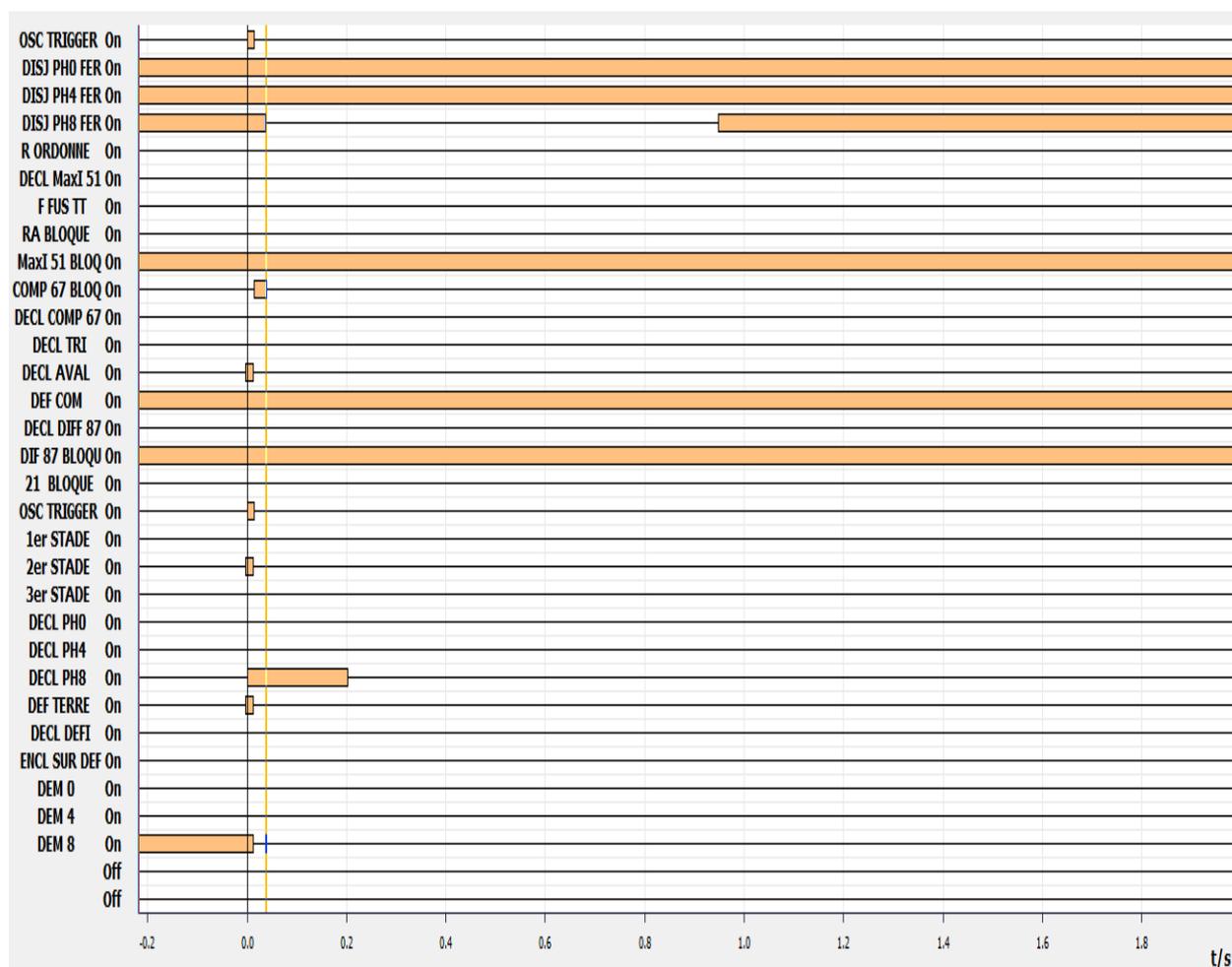


Figure III. 15. Les tops logiques de la protection

- Protection de distance déclenchement de disjoncteur phase 8 [L3].
- Protection à Maximum de courant bloqué.
- Déclenchement aval
- Défaut communication.
- Protection différentielle bloquée.
- Protection de distance déclenchement phase 8 [L3].
- Défaut en 2^{ème} stade.
- Défaut terre.

Temps globaux de l'élimination du défaut en 2^{ème} stade « temps de réponse de la protection et temps d'ouverture du disjoncteur » est avec un retard de (t=0.3s).

Localisation de défaut :

Pour ce 2^{ème} incident le défaut est situé à 19.3 Km à partir du poste.

III.4.3. Incident N° 03

Les variations des courants sont présentées dans la **figure III.16**, le défaut est apparu clairement sur les phases « 0 » et « 8 »

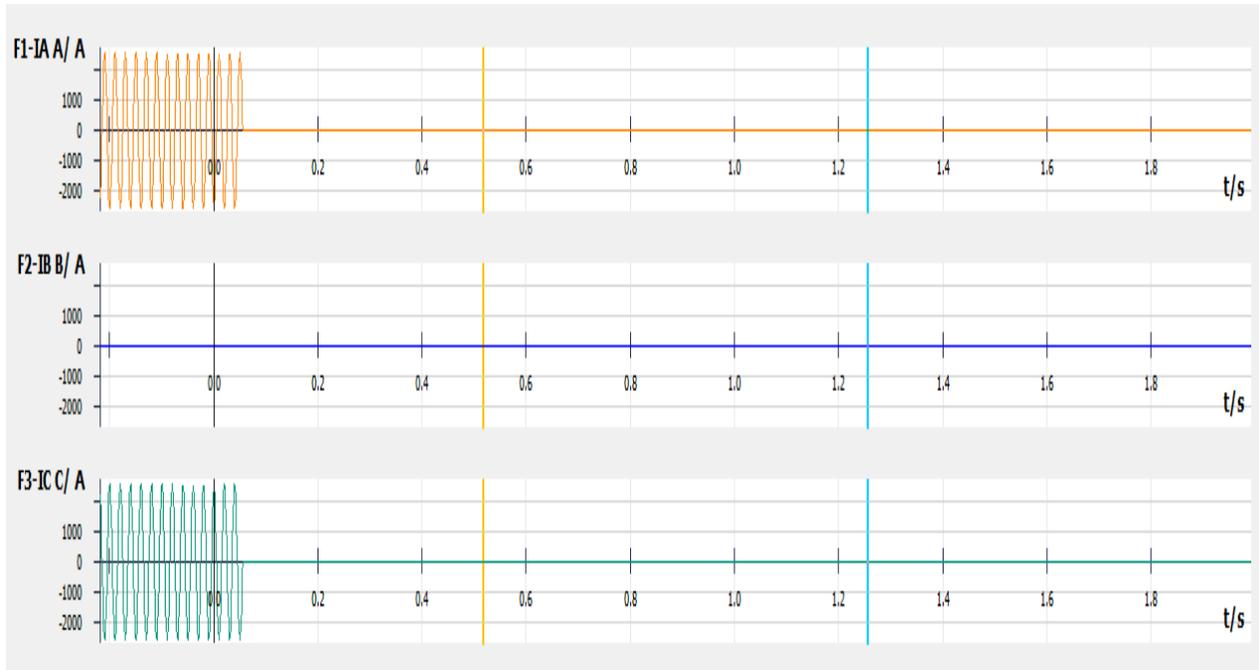


Figure III. 16. Les courants dans les trois phases de la ligne.

Les deux post beni-mared et mazafran sont classique

Les variations des tensions sont présentées dans la **figure III.17**, on remarque que le défaut est biphasé et les deux phases siège de défaut réalisent un écrasement de tension.

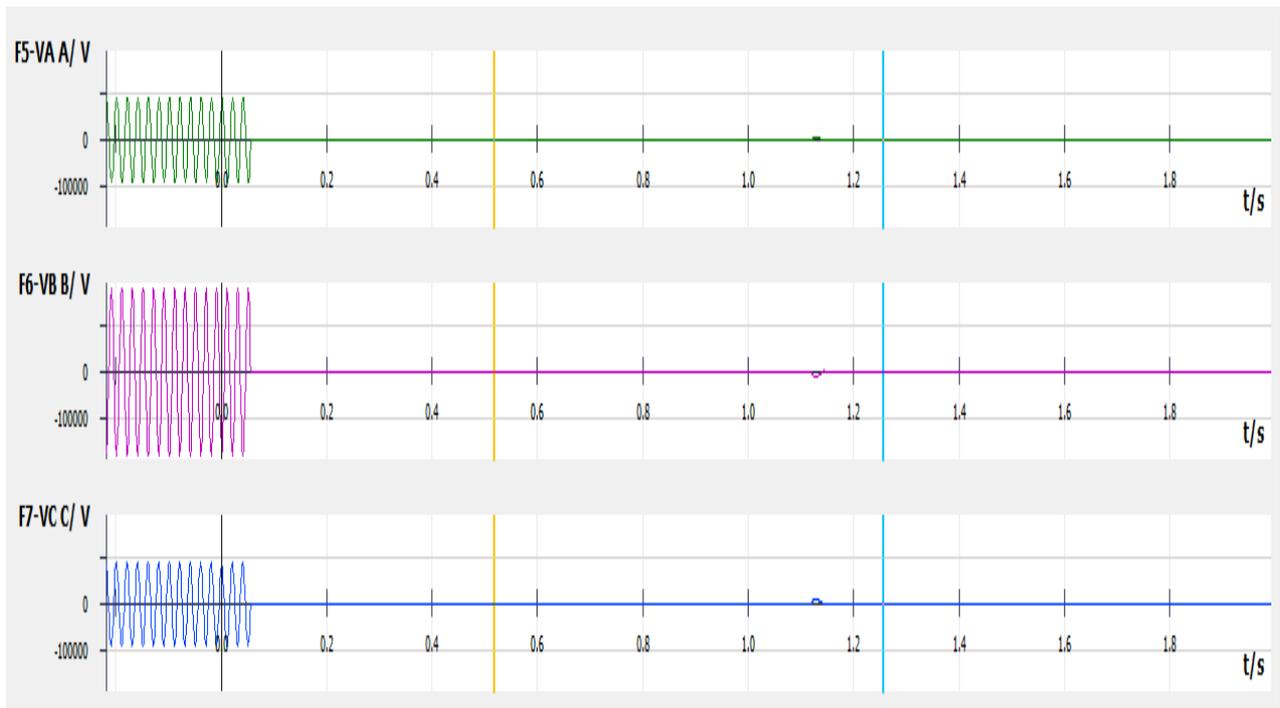


Figure III. 17. Les tensions dans les trois phases de la ligne.

Les tops logiques de protection sont présentés à **la figure** suivante :

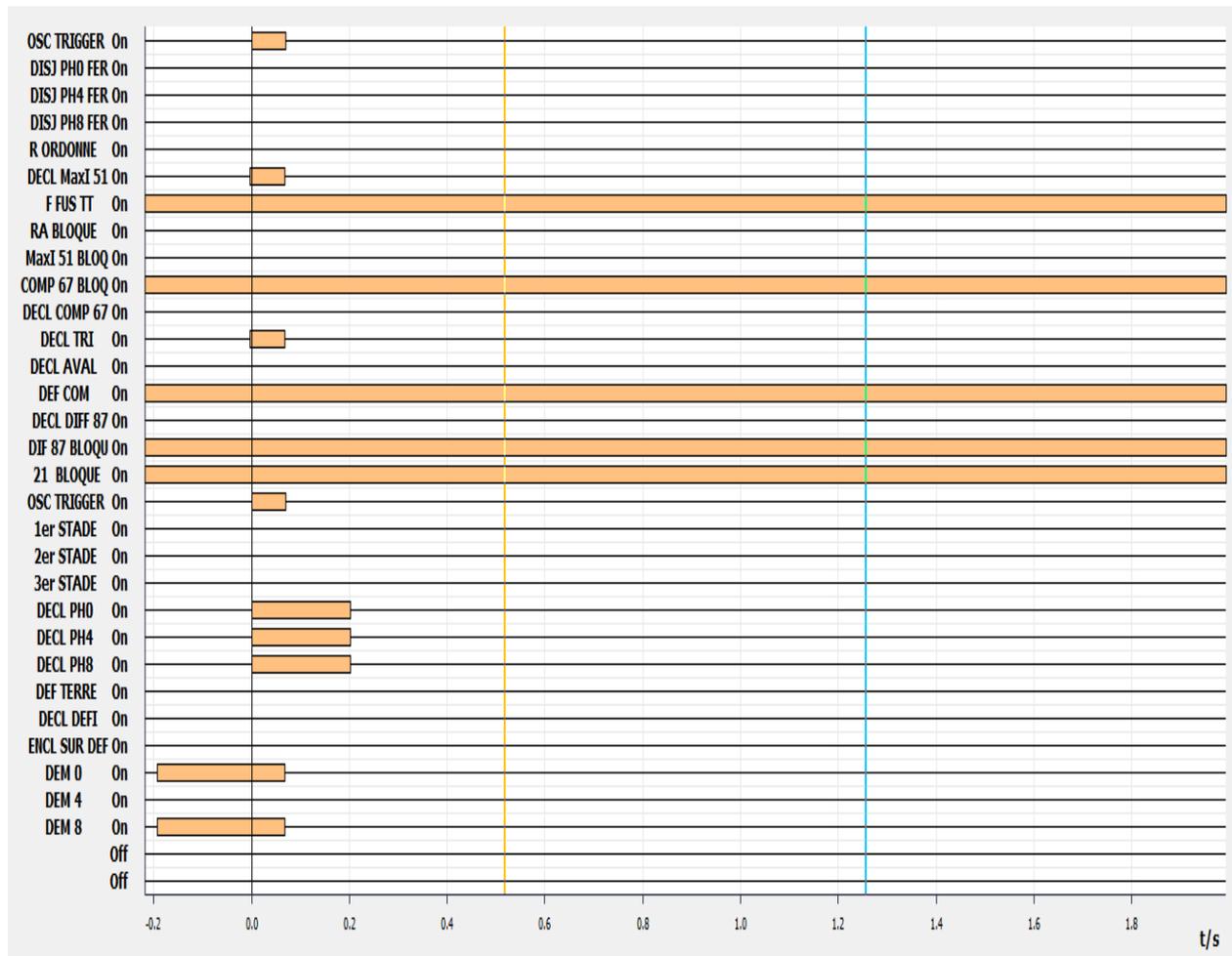


Figure III. 18. Les tops logiques de la protection

- Protection à Maximum de courant **ON**.
- Défaut communication.
- Protection différentielle bloque.
- Déclenchement TRI.
- Déclenchement phase [L1. L2. L3].
- Démarrage phase [L1.L3].

Temps globaux de l'élimination du défaut « temps de réponse de la protection et temps d'ouverture du disjoncteur » est avec un retard de ($t=0.26s$) par la fonction Maximum de courant suite à un problème de communication et perte de mesure de tension (Fusion Fusible).

Localisation de défaut :

Pour ce 3^{ème} incident le défaut est situé à 19.1 Km à partir du poste.

III.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposé les différentes protections utilisées pour protéger la ligne de transport de l'électricité, aussi nous avons analysé les différents défauts réels enregistrés par les protections pour interprétés et évaluer le fonctionnement des protections.

Dans le chapitre suivant, nous allons faire la simulation des protections de la ligne 220 kV BENI-MERED/MAZAFRAN

Chapitre 4 simulation des protections de ligne de transport d'électricité

IV.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/Electromagnétique Transient and DC).

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 inclus, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats [27][28].

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.

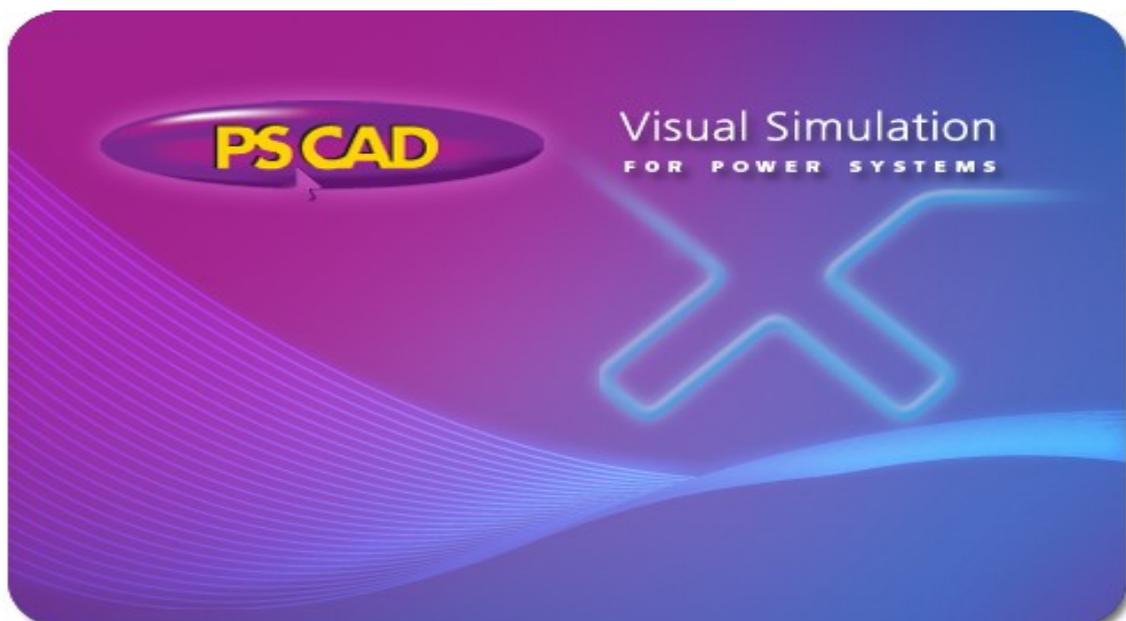


Figure VI. 1. Interface utilisateur PSCAD/EMTDC

IV.2. Caractérisation des composants PSCAD utilisés

Tout d'abord, il y a certains éléments ont été utilisés dans la construction d'un réseau de système électrique dans ce projet. 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.

IV.2.1. Source de Tension Triphasée

La **Figure IV.2** 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 choisie comme idéale ou de spécifier ces paramètres (R-L-C).

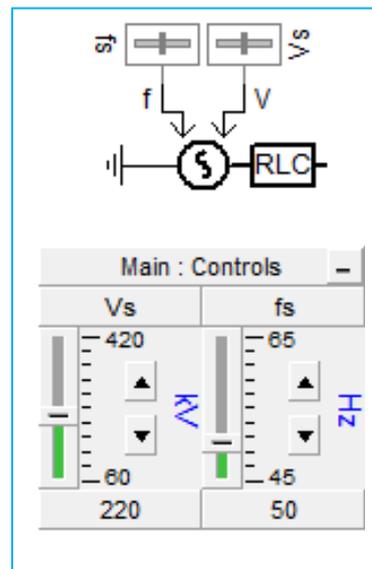


Figure VI. 2.Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

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 [29][28]. 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 » [27][28]. En outre, la résistance de l'interruption pour les deux conditions doit être spécifiés avec son état initial. (**Figure IV.3**)

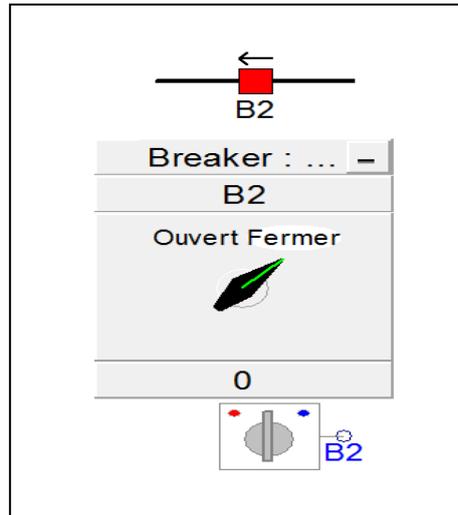


Figure VI. 3. Disjoncteur triphasé.

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 pour notre projet une ligne de transport de trois (03) conducteurs et de 18.9km de longueur avec une fréquence de 50Hz. (Figure IV.4)

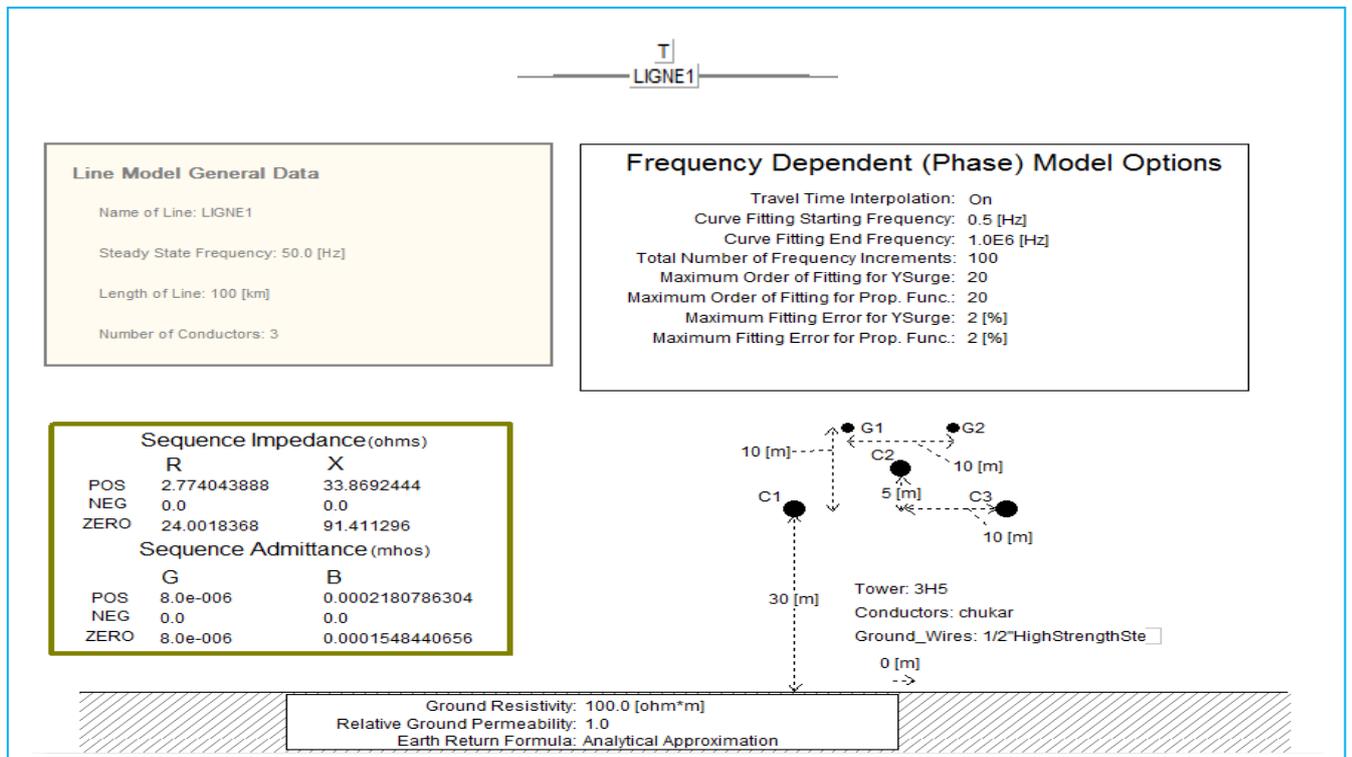


Figure VI. 4. Ligne de transport électrique.

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 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 [35][36]. (**Figure IV.5**)

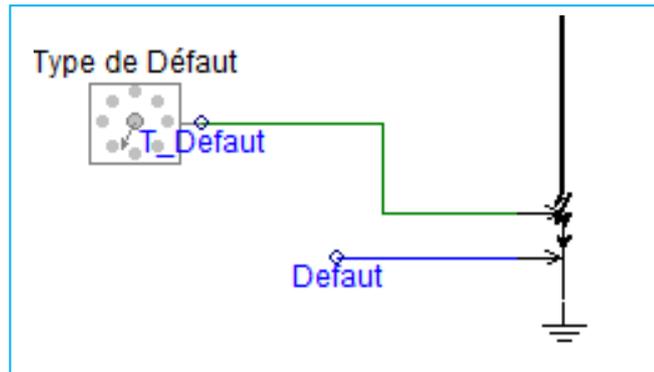


Figure VI. 5.Contrôleur de Défaut Triphasé.

IV.2.5. Logique du temps de Défaut

La logique du temps de défaut (**Figure IV.6**) 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.

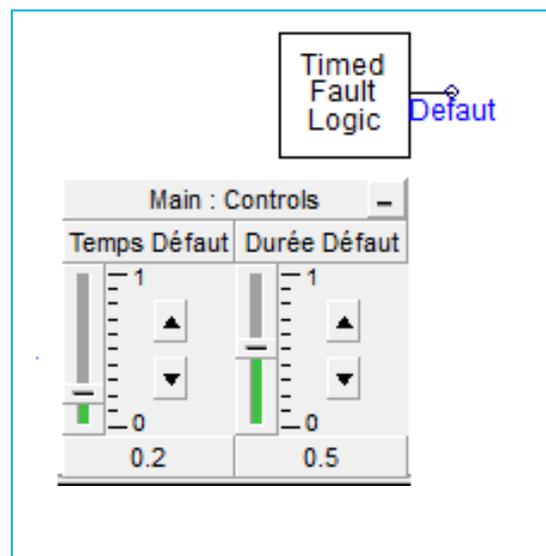


Figure VI. 6. Contrôle de la temporisation de défaut.

IV.2.6. Module de mesures

Le module de mesure (**Figure IV.7**) 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 :

- Tension instantanée
- Courant instantané
- Puissance active
- Puissance réactive
- Tension efficace
- Angle de phase

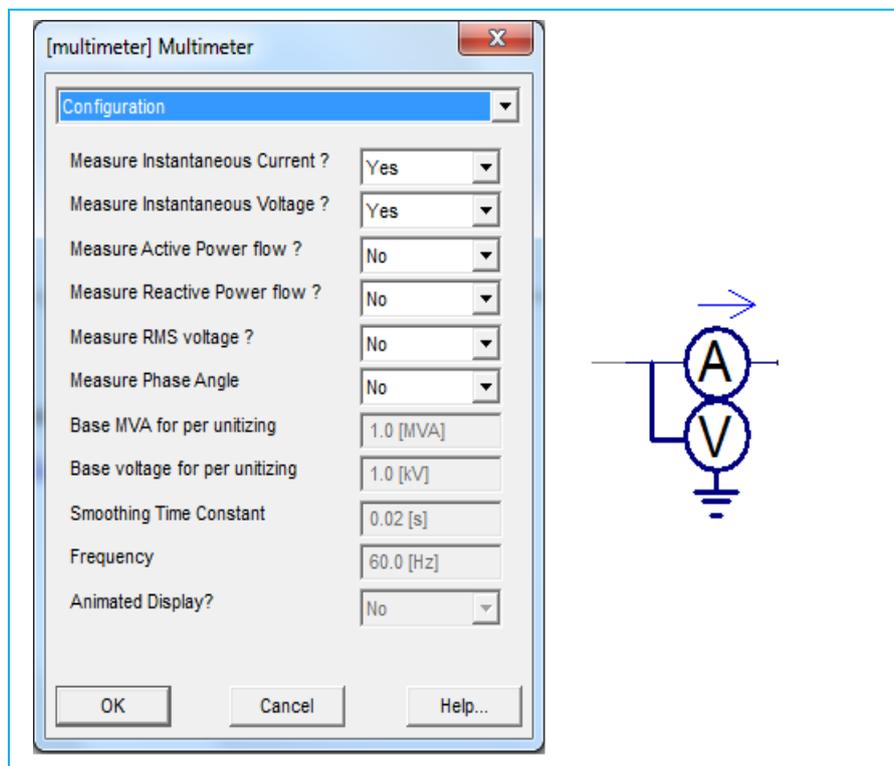


Figure VI. 7.Module de mesure.

IV.2.7. Module FFT (Faste Fourier Transforme)

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 réunie 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 fondamentale et ces harmoniques. Les composantes de courant continu de chaque phase sont également fournies en sortie.

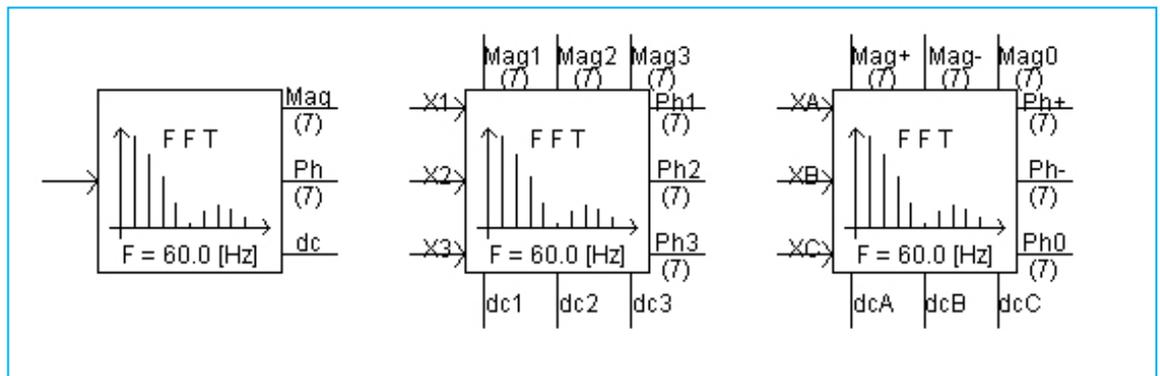


Figure VI. 8. Configuration du Bloc FFT

IV.2.8. Filtre de séquence

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

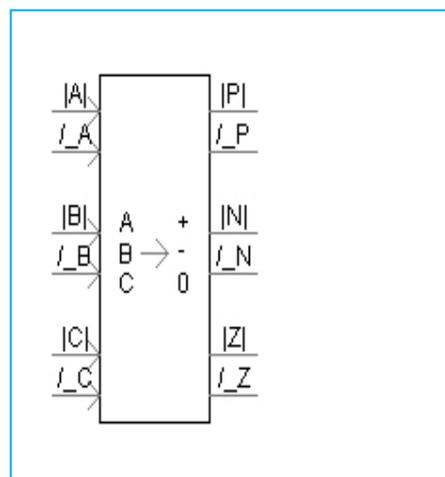


Figure VI. 9. Filtre de séquence.

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 (Protection de distance, Protection différentielle ligne ou protection à maximum de courant). Le circuit de la **Figure IV.10** est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres suivants :

La tension de la source : $V_{Source} = 220,00 \text{ kV}$,

La résistance de la source : $R_{Source} = 9.186 \ \Omega$,

L'inductance de la source $L_{Source} = 165 \text{ mH}$.

La capacitance de la source : $C_{Source} = 0 \ \mu\text{F}$.

En ce qui concerne la ligne de transport, on a choisi 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.11** 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 contrôlés par des boutons coulissant (**Figure IV.6**).

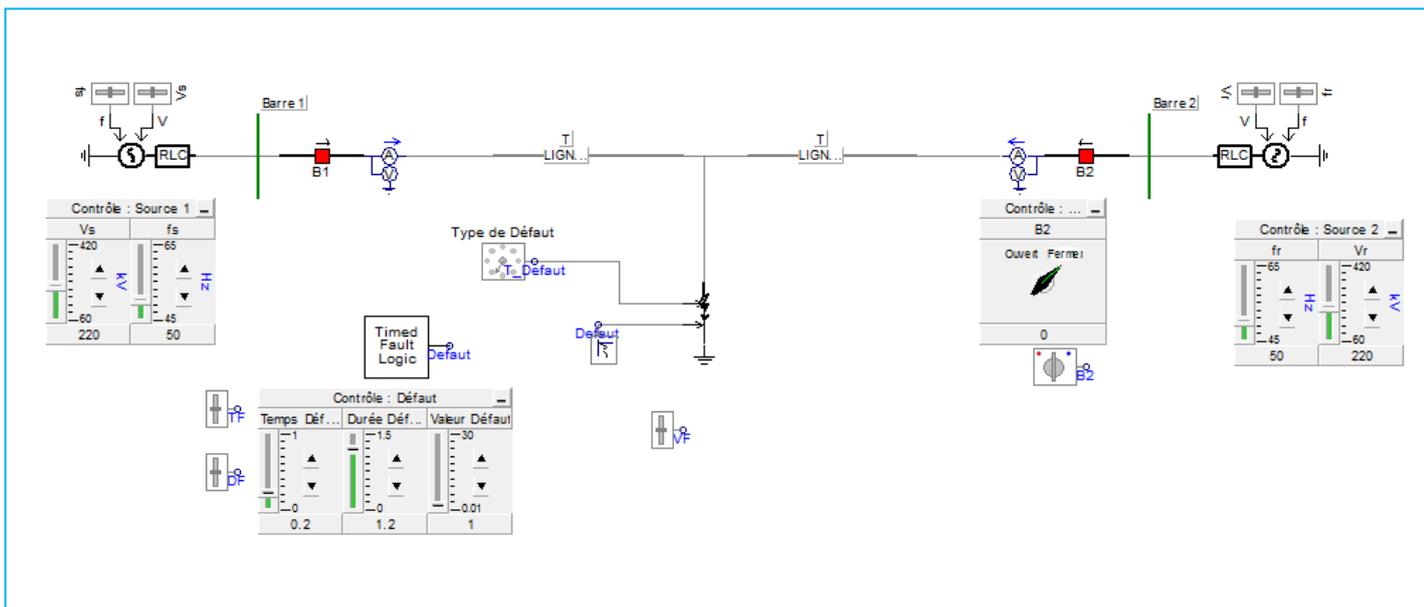


Figure VI. 10. Circuit du réseau électrique.

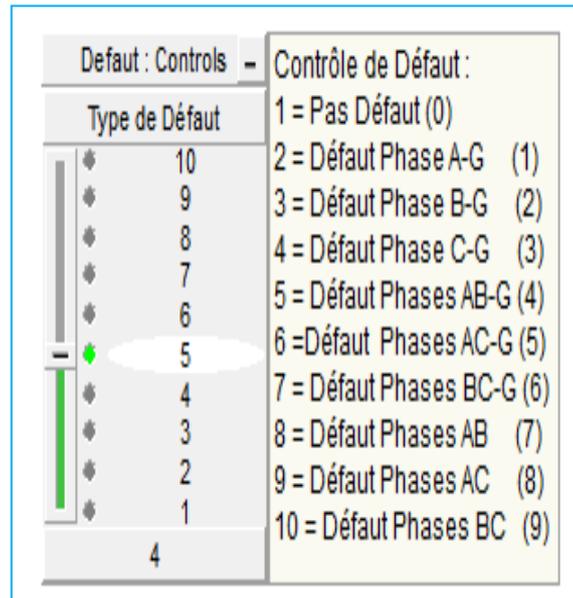


Figure VI. 11. Contrôle des types des défauts.

IV.3.1. Etape de traitement des signaux d'entrées

C'est l'étape initial pour le traitement de signal d'entrée. La **Figure IV.12.a** 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 fournit 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 IV.12.b**), haute et basse fréquence. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale en amplitude et phase du signal de source (**Figure IV.12.c**).

Ensuite, les données fournies par le FFT seront converties en séquence positive, négative et zéro à l'aide du "Filtre de séquence" (**Figure IV.12.d**). Les données converties seront ensuite fusionnées à nouveau selon leur phase pour les utiliser pour le bloc de fonctionnement de relais de protection.

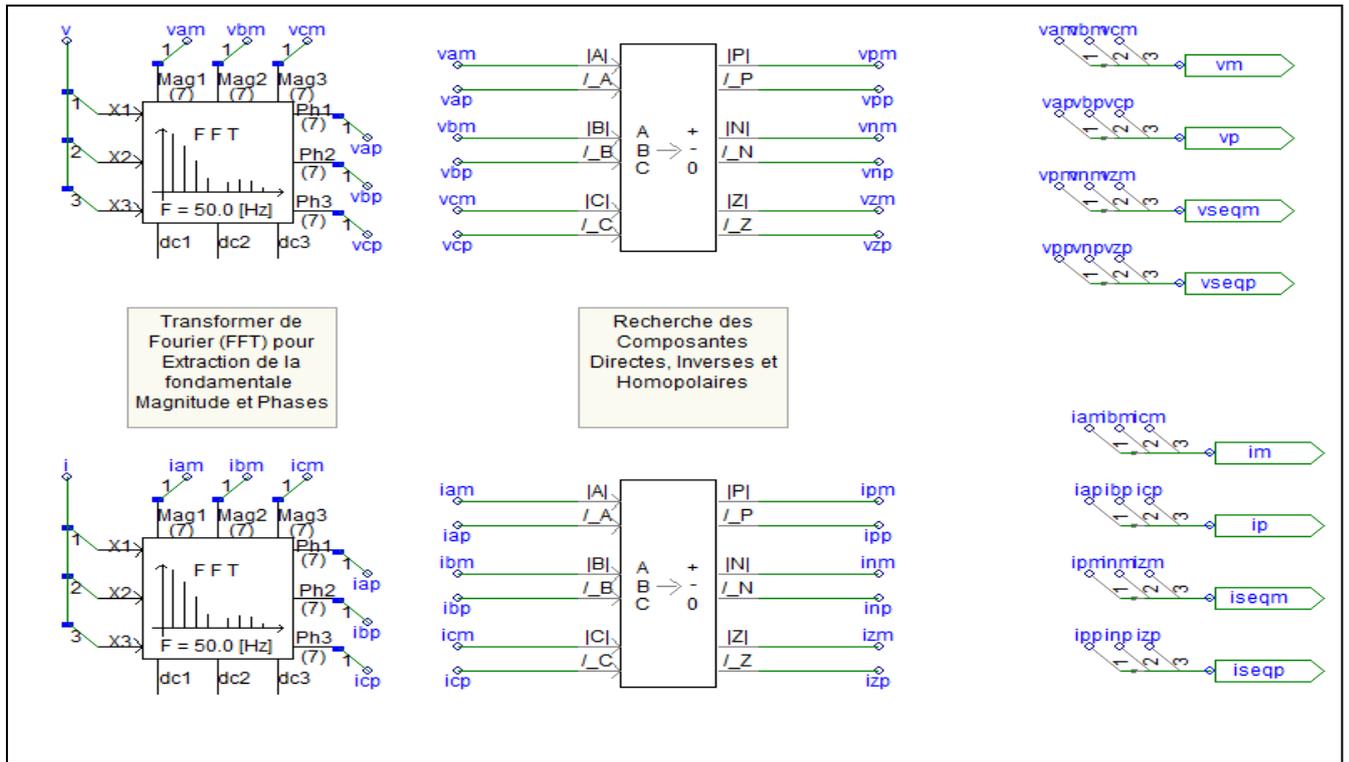
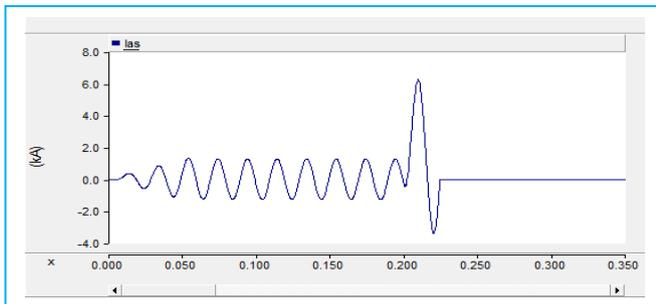
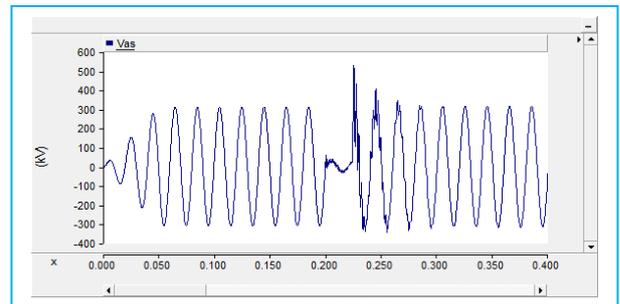


Figure VI. 12.a. Etape de traitement des signaux d'entrés.

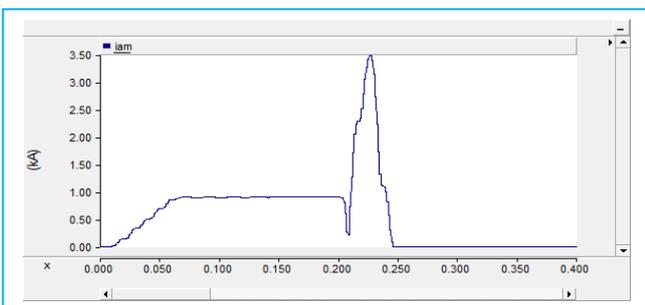


1/. Courant Ia (kA).

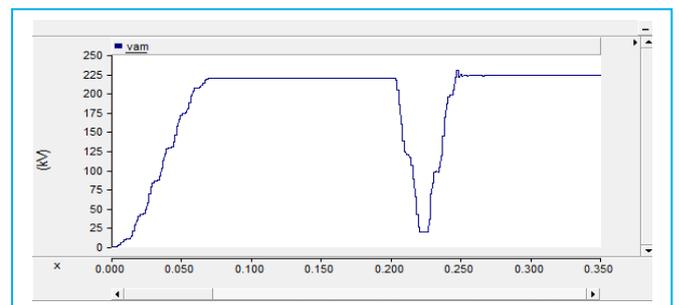


2/. Tension Va (kV).

Figure VI.12.b. Formes des signaux d'entrés lors d'un défaut Phase-Terre.



1/. Amplitude du courant Ia (kA).



2/. Amplitude de la tension Va (kV).

Figure VI.12.c. Formes des signaux à la sortie du module FFT.

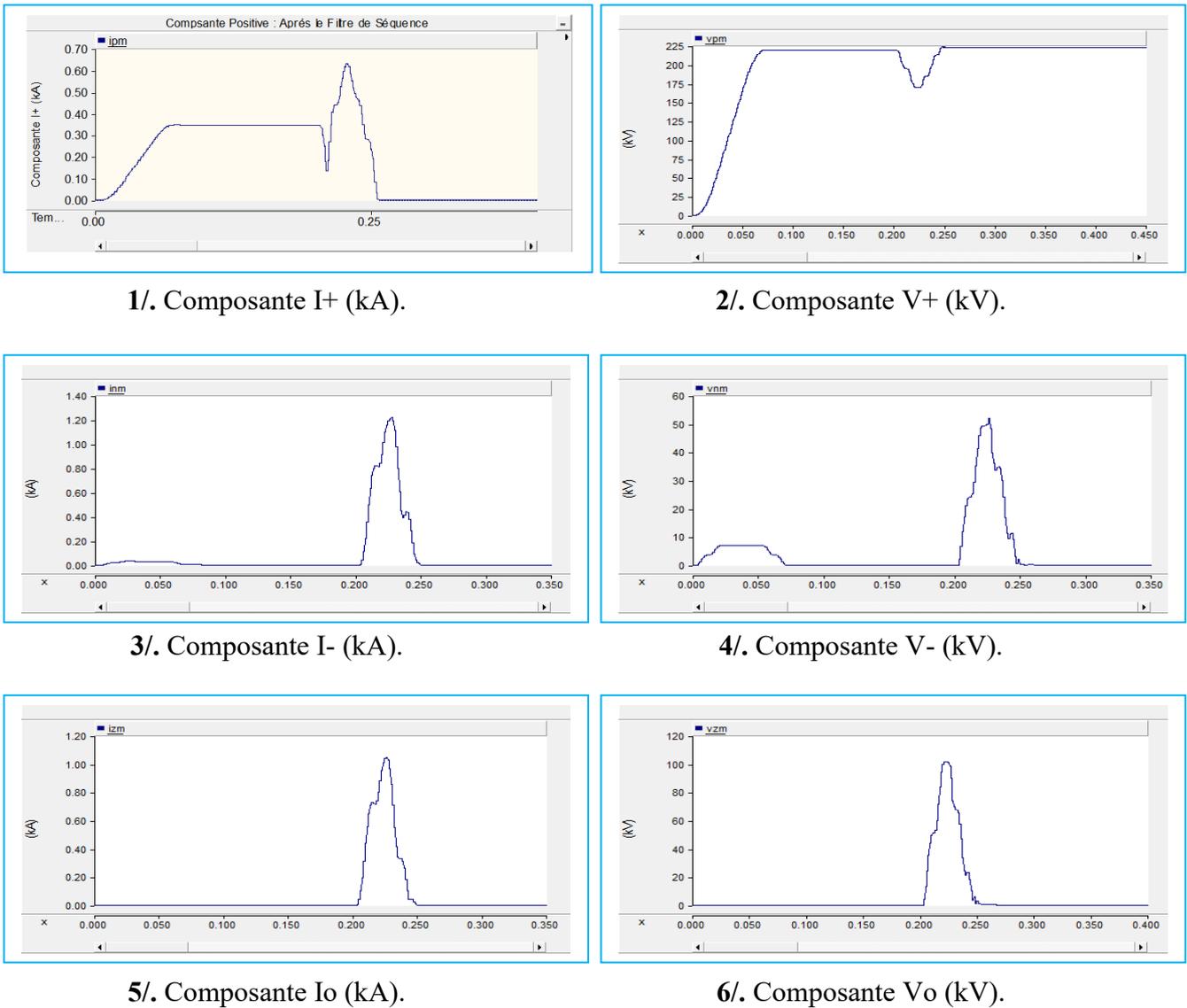


Figure VI.12.d. Formes des signaux à la sortie du Filtre de séquence.

IV.3.2. Protection de Distance

IV.3.2.1. 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.13**), 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.

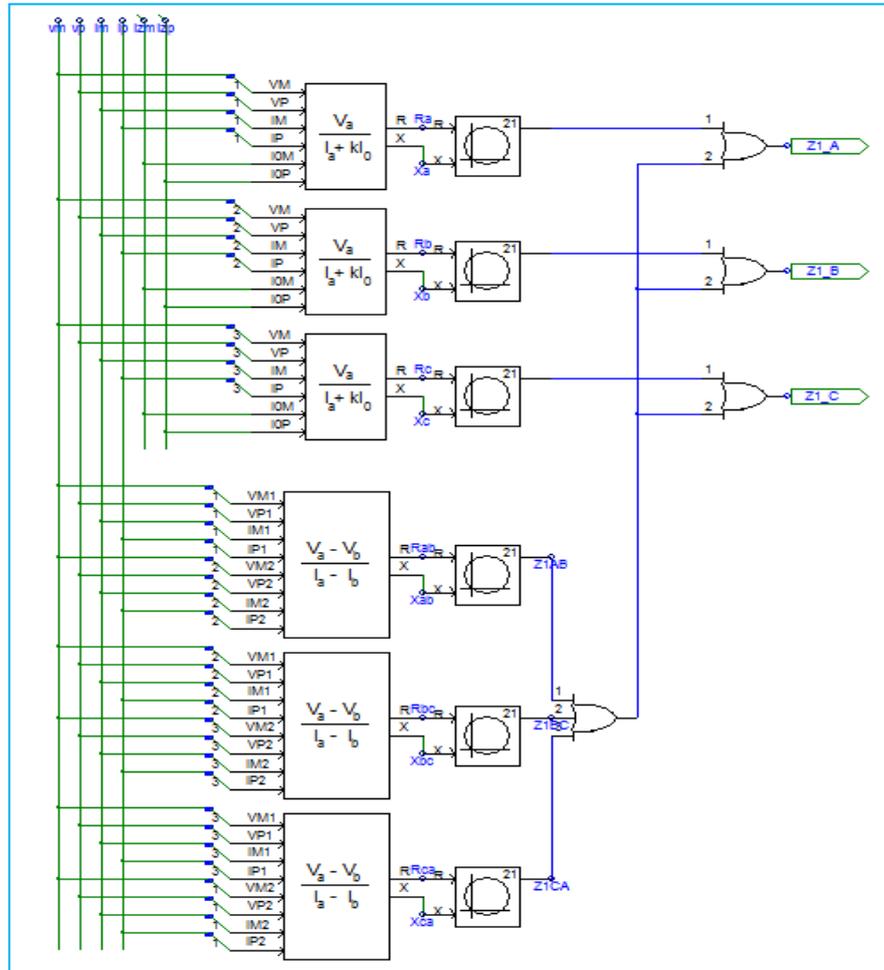


Figure VI. 13. Schéma de la protection de distance

Tableau VI. 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)

Avec :

$$k = (Z_0 - Z_1) / Z_1 \quad (IV.7)$$

Z_0 : Séquence homopolaire ;

Z_1 :Sséquence positive.

IV.3.2.2. Module de calcul des zones

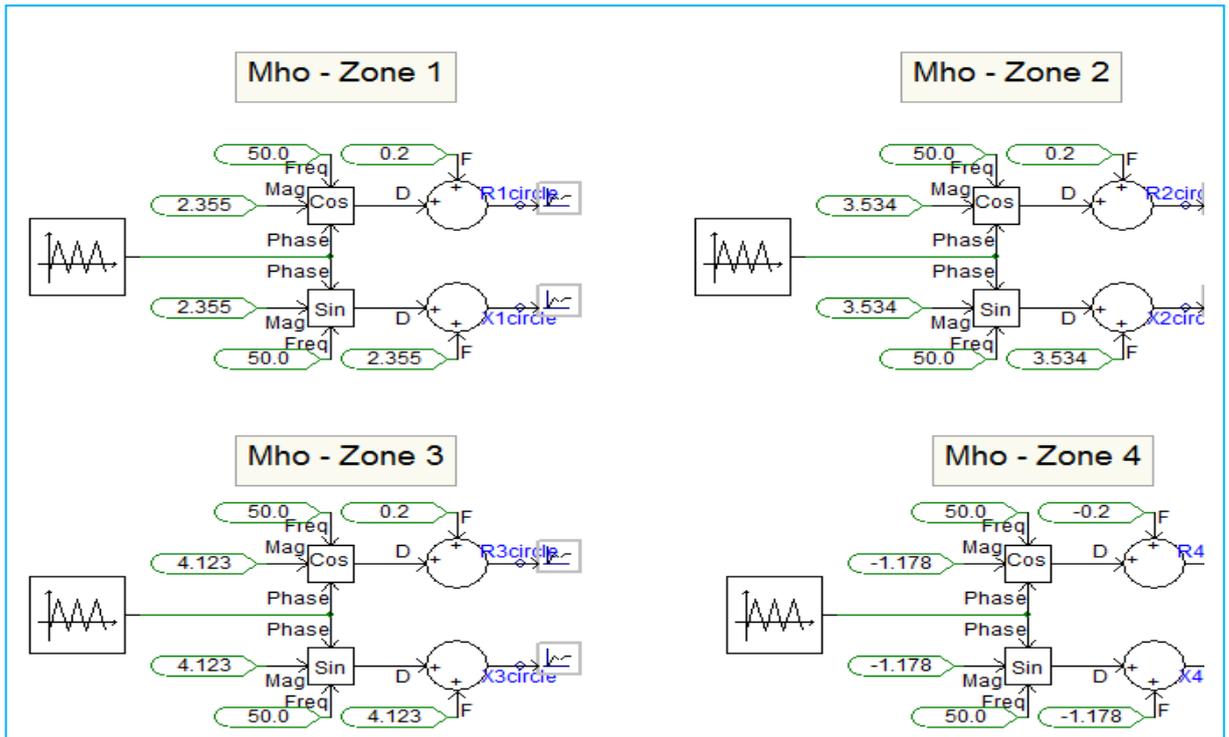


Figure VI. 14.a. Bloc de calcul des Zones (Mho).

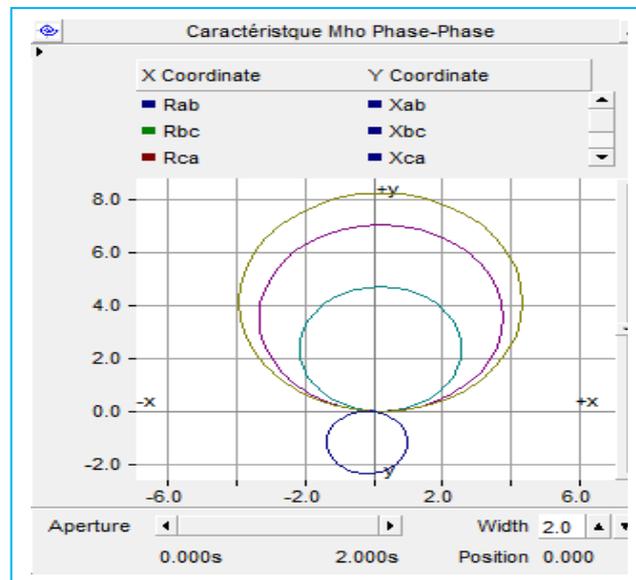


Figure IV.14.b. Caractéristique Mho de la protection de Distance.

IV.3.2.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement

La Figure IV.15 représente un algorithme de modélisation d'un relais de protection de distance à une caractéristique Mho de quatre (04) zone de déclenchement (Zone1, Zone2, Zone3, et Zone4), la Zone 1 est instantanée et les Zone 2,3 et 4 sont temporisées.

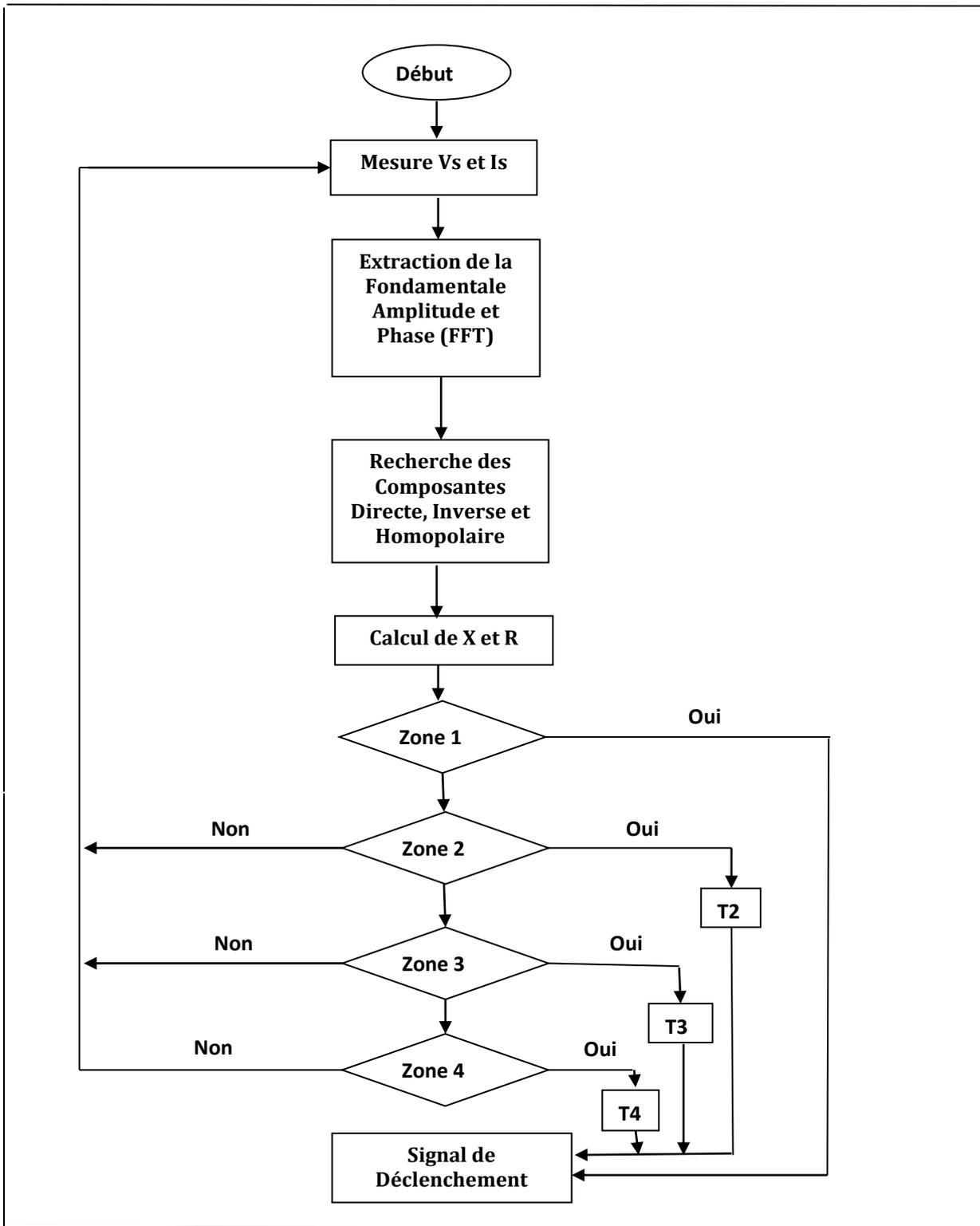


Figure VI. 15. Algorithme de déclenchement de la protection de Distance.

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.

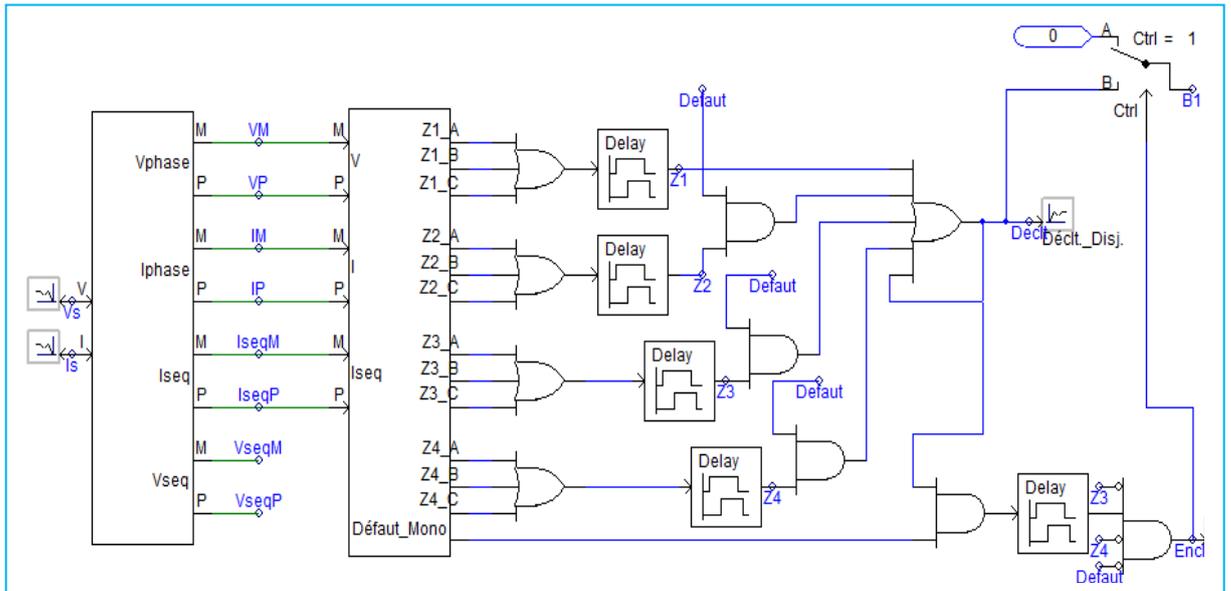


Figure VI. 16. Schémas de la protection Distance sur PSCAD.

IV.3.2.4. Modèle de simulation

La Figure IV.17 représente un schéma unifilaire du réseau électrique à étudier, la protection de distance est située sur la Barre 1.

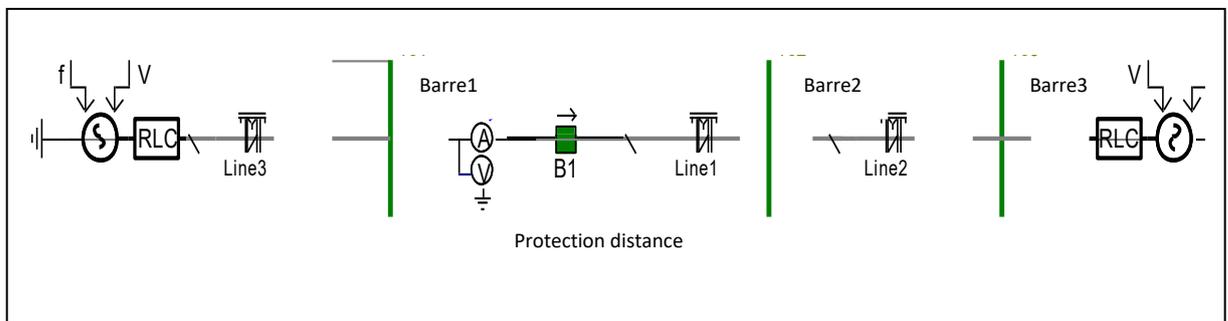


Figure VI. 17. Schéma unifilaire du réseau électrique.

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

Tableau VI. 2. Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection)

Paramètres	Valeurs
Tension de la Source	220 KV
Fréquence de la Source	50 Hz
Impédance de la Source : $Z = R + j X$	$Z = 9.186 + j 51.81 \Omega$
Longueur de la Ligne 1 (Barre1 – Barre 2)	$L = 18.9 \text{ km}$
Impédance Direct de la Ligne : $Z_d = R_d + j X_d$	$Z_d = 0.082 + j 0.306 \Omega/\text{km}$
Impédance Homopolaire de la Ligne : $Z_0 = R_0 + j X_0$	$Z_0 = 0.246 + 0.918 \Omega/\text{km}$
Impédance Totale de la Ligne 1 : $ Z_L = Z_d \times L$	$Z_L = 5.89 \Omega$
La 1 ^{er} Zone de Protection : $Z_1 = 80\% \times Z_L$	$Z_1 = 4.712 \Omega$
La 2 ^{ème} Zone de Protection : $Z_2 = 120\% \times Z_L$	$Z_2 = 7.068 \Omega$
La 3 ^{ème} Zone de Protection : $Z_3 = 140\% \times Z_L$	$Z_3 = 8.246 \Omega$
La 4 ^{ème} Zone de Protection : $Z_4 = -40\% \times Z_L$	$Z_4 = -2.356 \Omega$

IV.3.2.5. 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.

➤ Défaut Phase-Terre sur différents endroits de la ligne

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

Le Premier cas : le défaut est situé à 1.34 km (60%) 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.

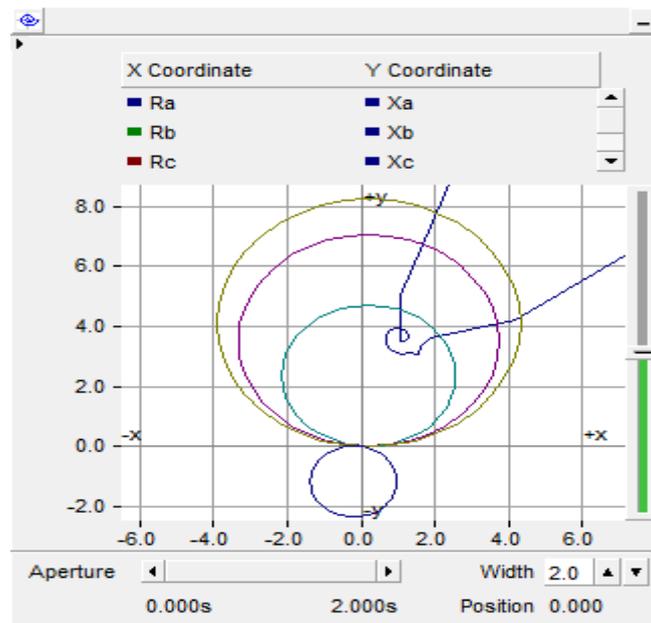
Le Deuxième cas : le défaut est à 18.9 km (100%) qui est localisé en 2^{ème} Zone, avec un fonctionnement de la protection à 0.3 s.

Le Troisième cas : c'est un défaut en Zone 3 de 24.75 km (130%) de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 1.5 s.

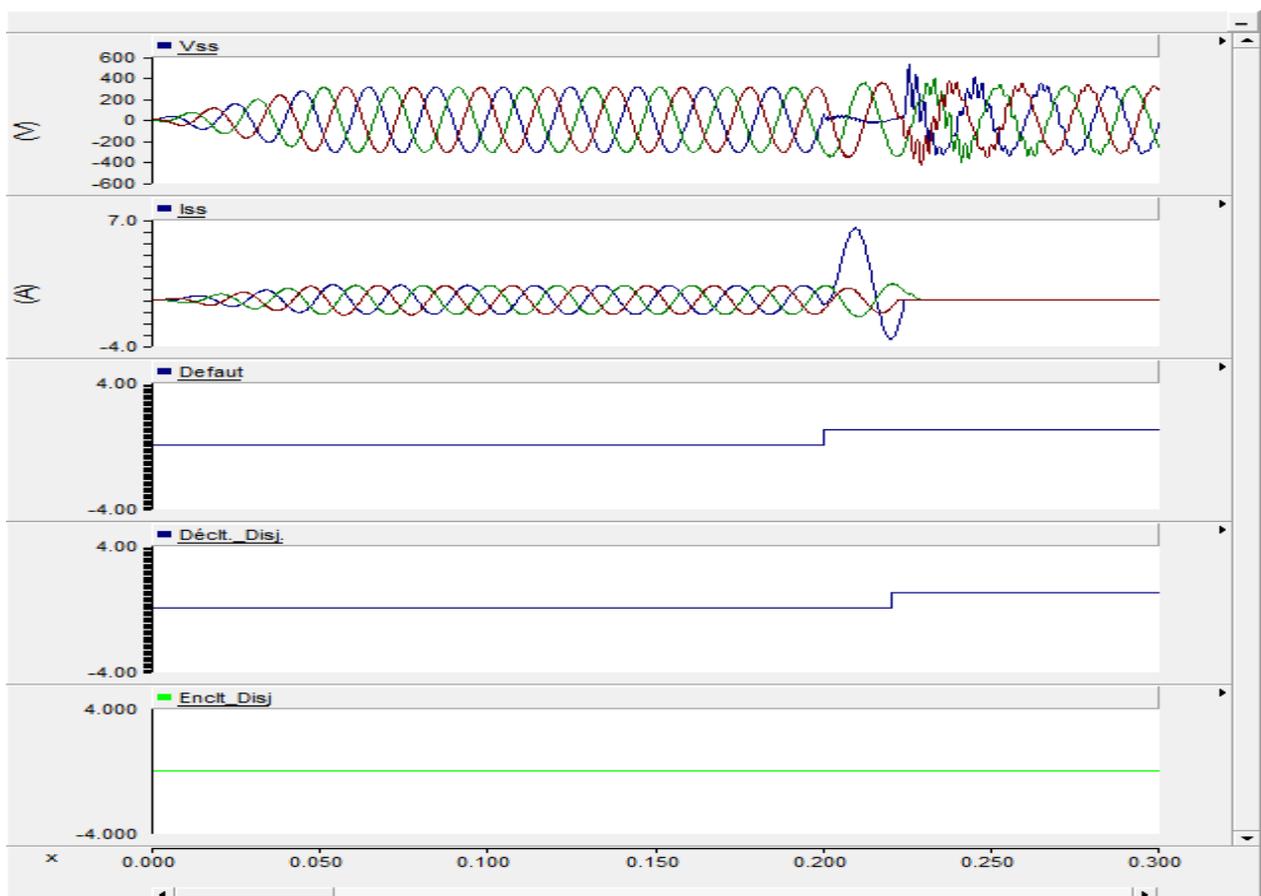
Le Dernier cas : c'est un défaut en hors Zone de fonctionnement de la protection.

Les figures 4.18, 4.19, 4.20 et 4.21 représentent les résultats de simulations des précédents cas respectivement.

A/. Défaut Phase-Terre à 11.34 km (Zone 1)



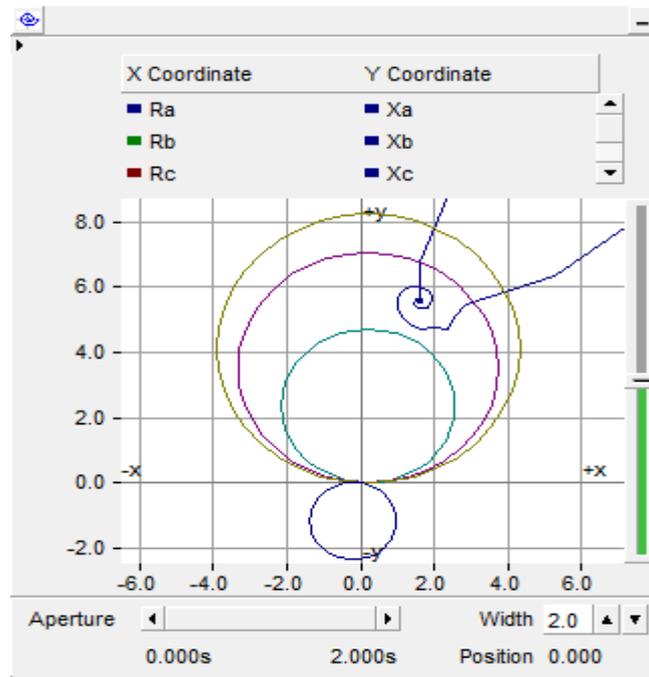
a) Trajectoire de l'impédance de défaut.



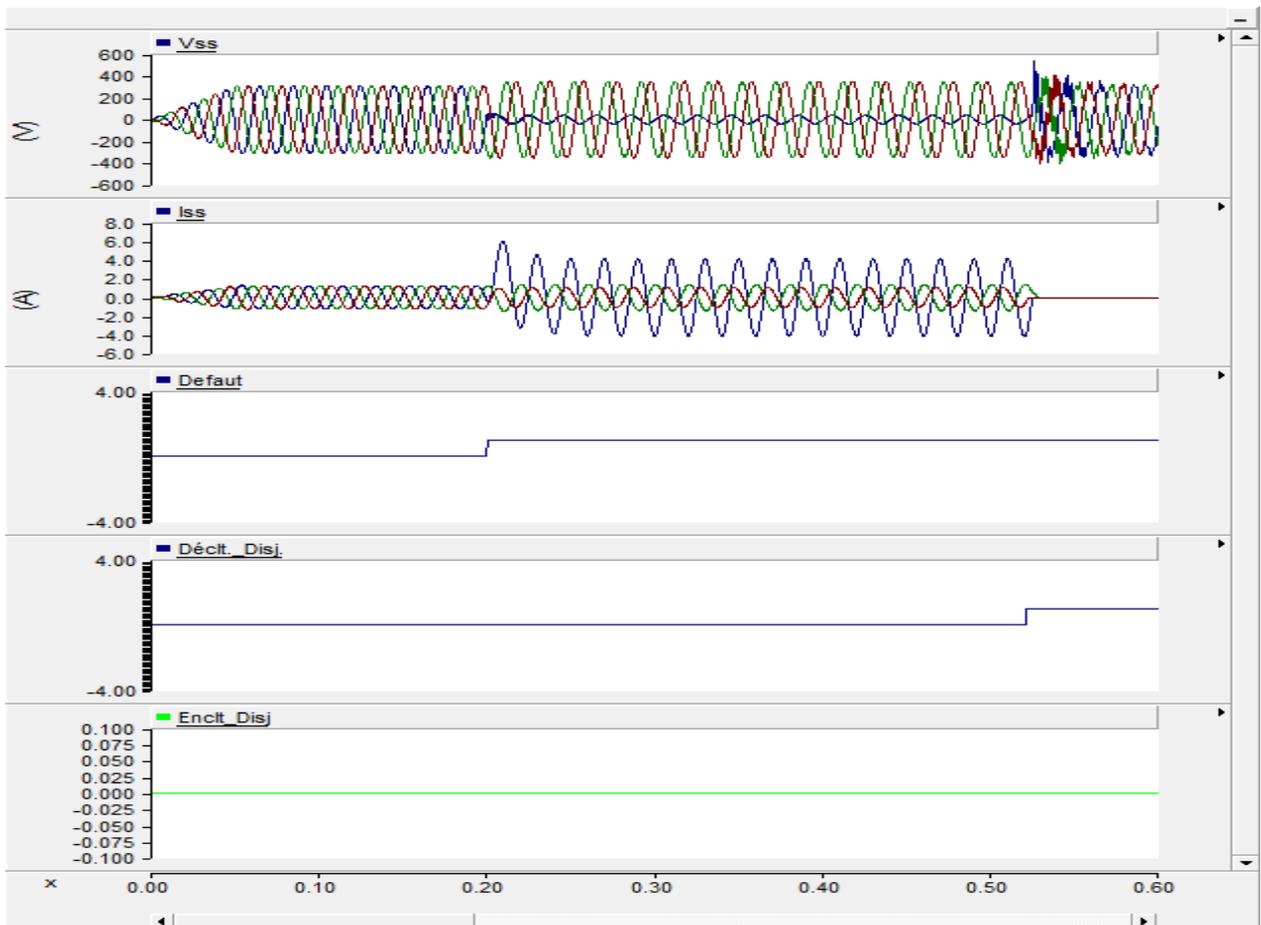
b) Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure VI. 18 Défaut Phase-Terre à 11.34 km.

B/. Défaut Phase-Terre à 18.9 km (Zone 2)



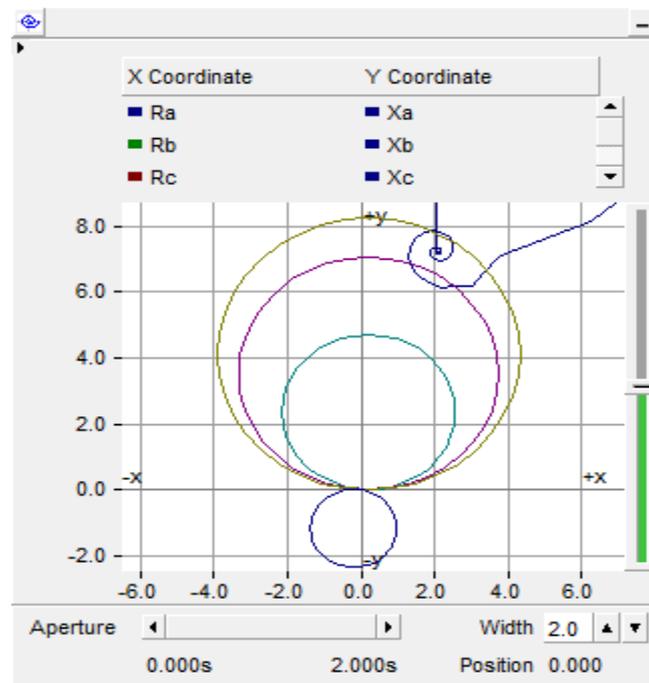
a) Trajectoire de l'impédance de défaut.



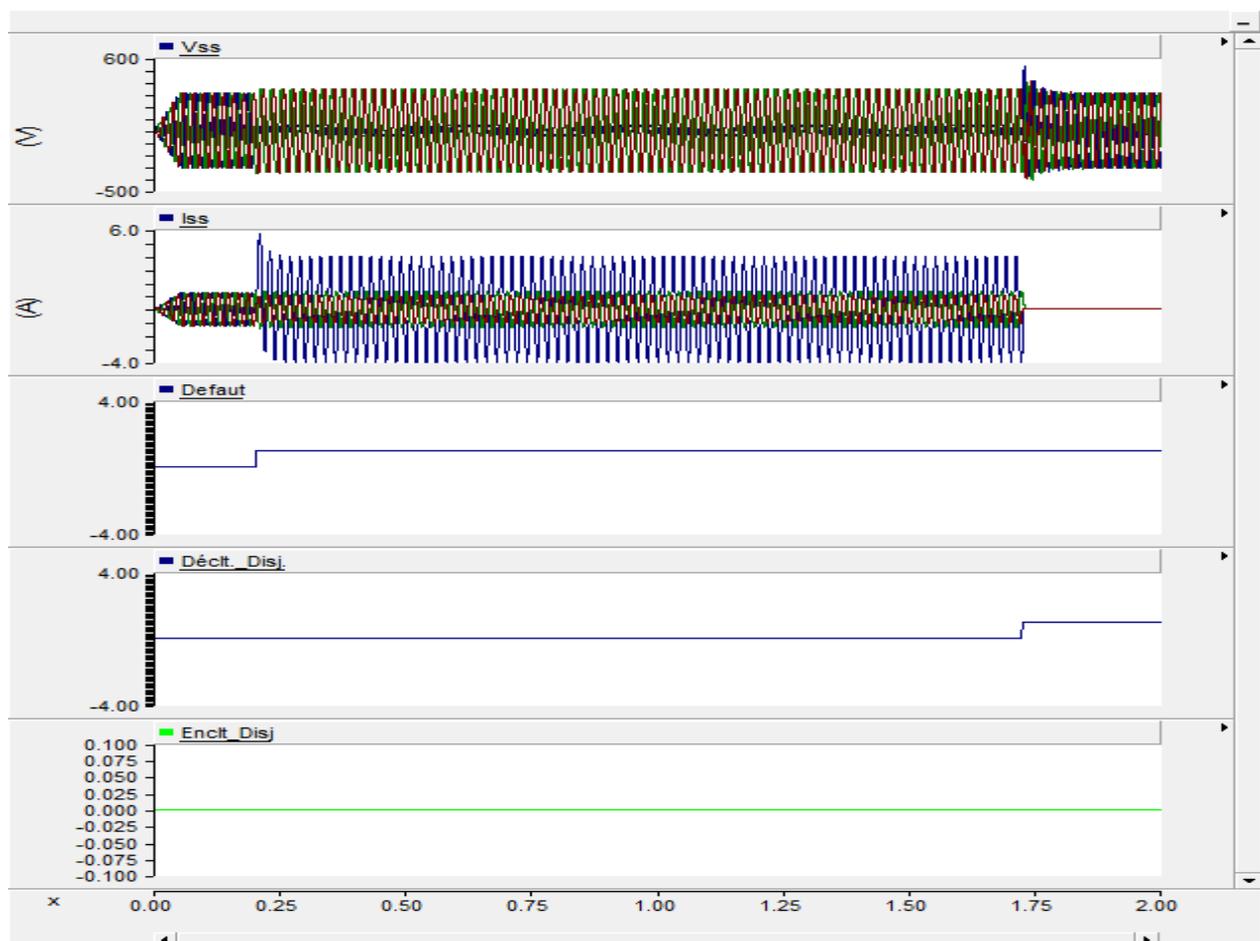
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure VI. 19.Défaut Phase-Terre à 18.9 km

C/. Défaut Phase-Terre à 24.57 km (Zone 3)



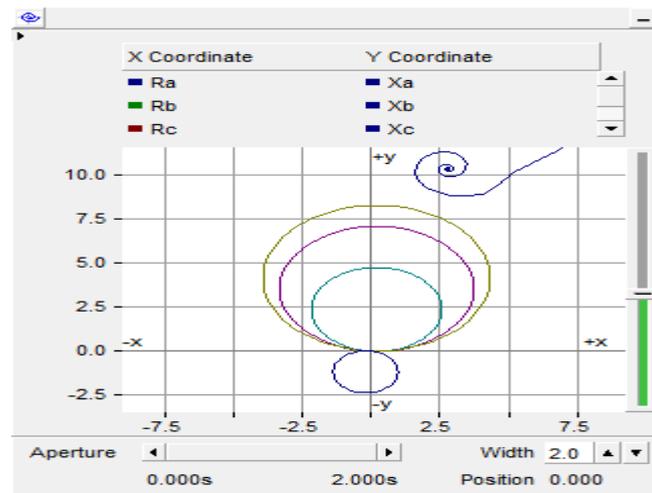
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



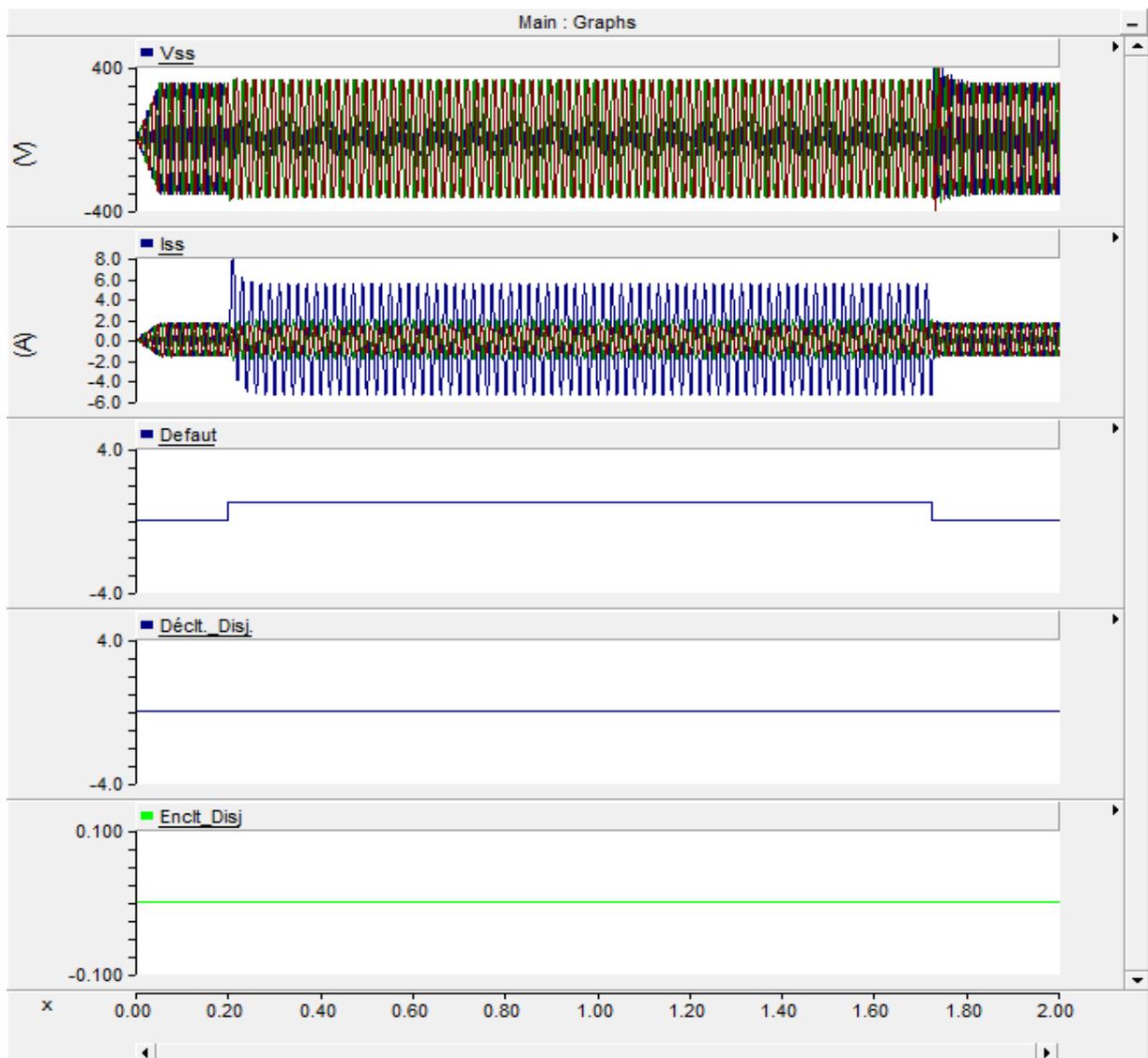
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure VI. 20. Défaut Phase-Terre à 24.57 km

D/. Défaut Phase-Terre à 28.35 km (hors Zone)



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



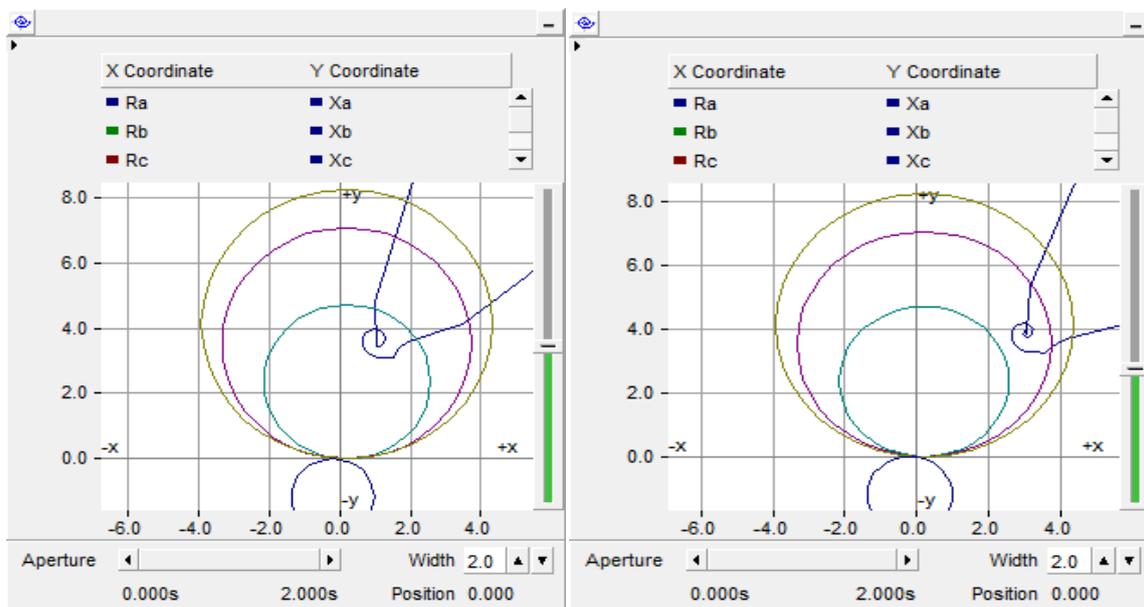
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure VI. 21. Défaut Phase-Terre à 28.35 km.

➤ **Défaut Phase-Terre avec différentes Résistances de défaut**

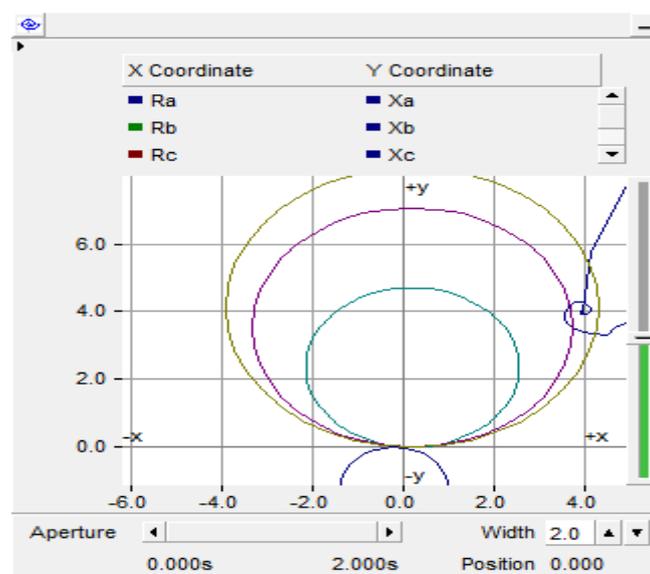
Un défaut Phase-Terre est appliqué à 11.34 km (Zone 1) de la ligne avec des différentes résistances de défaut, les **Figures 4.22.a, 4.22.b et 4.22.c** montrent le comportement de la caractéristique Mho de la protection de distance lorsque la résistance de défaut est de 1Ω , 1.5Ω et 2.2Ω respectivement.

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 1.5Ω puis à 2.2Ω , 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 1.5Ω .



c). Résistance de défaut à 2.2Ω .

Figure VI. 22. Trajectoire de l'impédance de défaut avec différentes résistances de défaut.

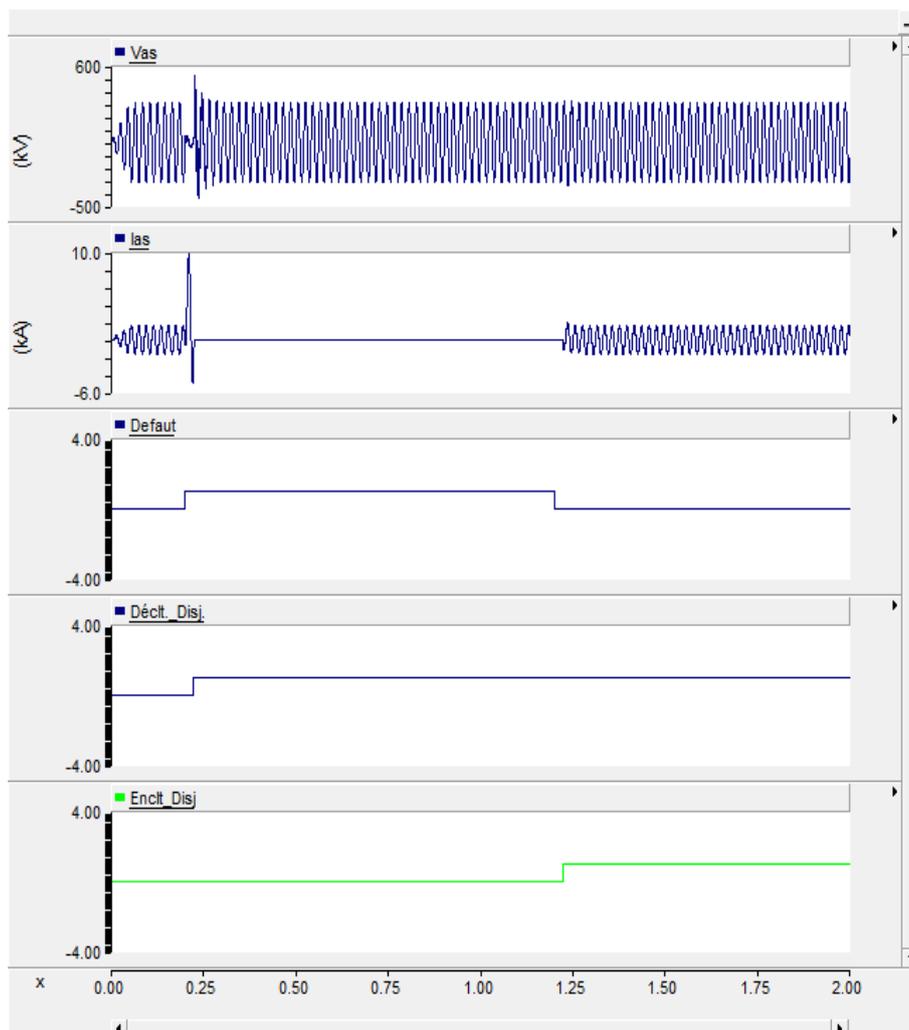
➤ Fonctionnement du Réenclencheur

La fonction du réenclencheur est activée lors d'un défaut Phase-Terre de la Zone 1 et Zone 2 seulement.

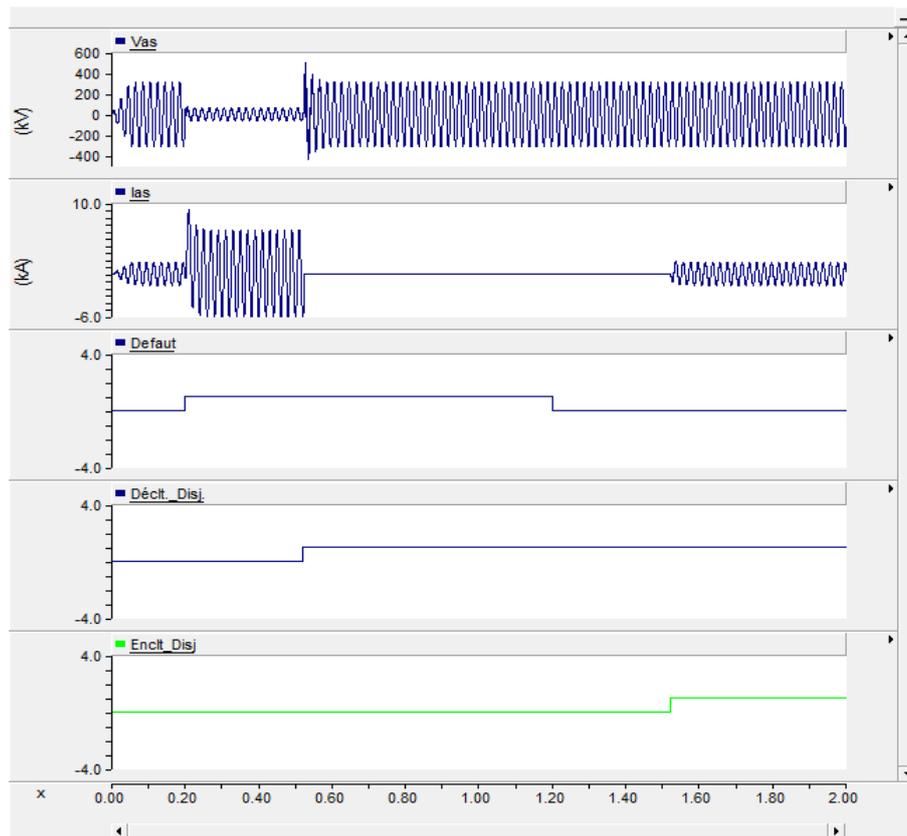
Les **Figures IV.23.a** et **IV.23.b** représentent le fonctionnement du réenclencheur lors d'un défaut Phase-Terre situé en Zone 1 et Zone 2.

Le verrouillage du réenclencheur est représenté sur la **Figure IV.23.c** pour un défaut Phase-Terre de la 3^{ème} Zone et sur les **Figures IV.24.a** et **IV.24.b** pour un défaut Phase-Phase de la 1^{er} et 2^{ème} Zone.

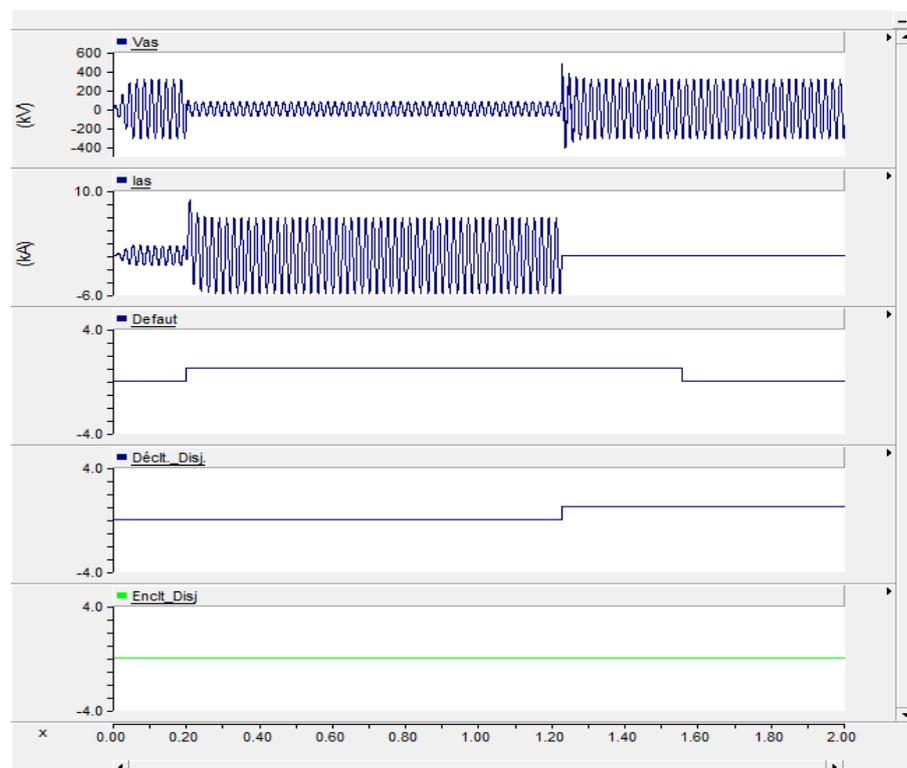
A/. Défaut Phase-Terre



a). Défaut Phase-Terre en Zone 1 et avec réenclenchement.



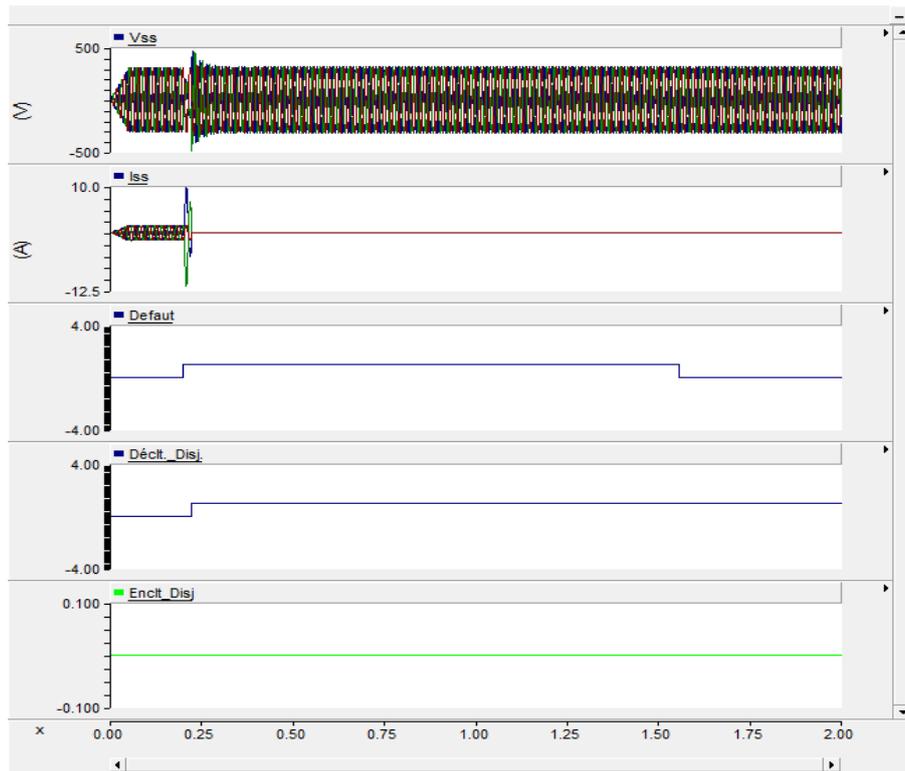
b). Défaut Phase-Terre en Zone 2 et avec réenclenchement.



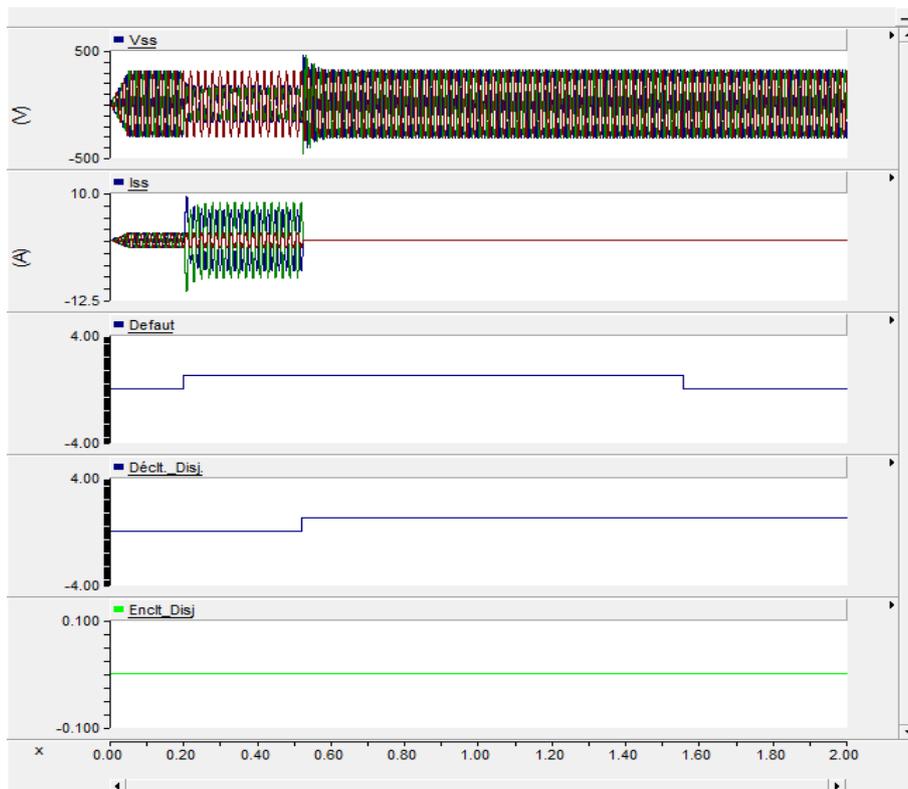
c). Défaut Phase-Terre en Zone 3 et sans réenclenchement.

Figure VI. 23. Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Terre.

B/. Défaut Phase-Phase



a). Défaut Phase-Phase en Zone 1 et sans réenclenchement.



b). Défaut Phase-Phase en Zone 2 et sans réenclenchement.

Figure VI. 24. Logique de réenclencheur pour les défauts Phase-Phase.

IV.3.3. Protection Différentielle Ligne

Le principe de la protection différentielle 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 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, l'écart, 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} augmentée à une valeur de 20% à 30%.

Pour le réglage de la protection dans le PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à paramétrer dans le module de la protection différentielle (**Figure IV.26**) 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.

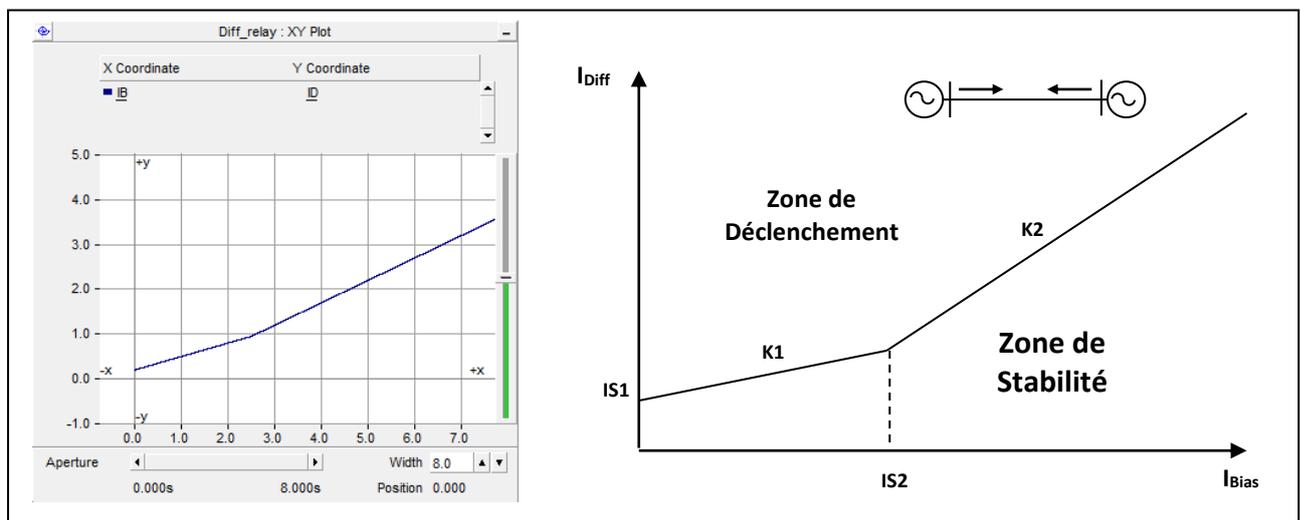


Figure VI. 25. Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

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 :

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

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

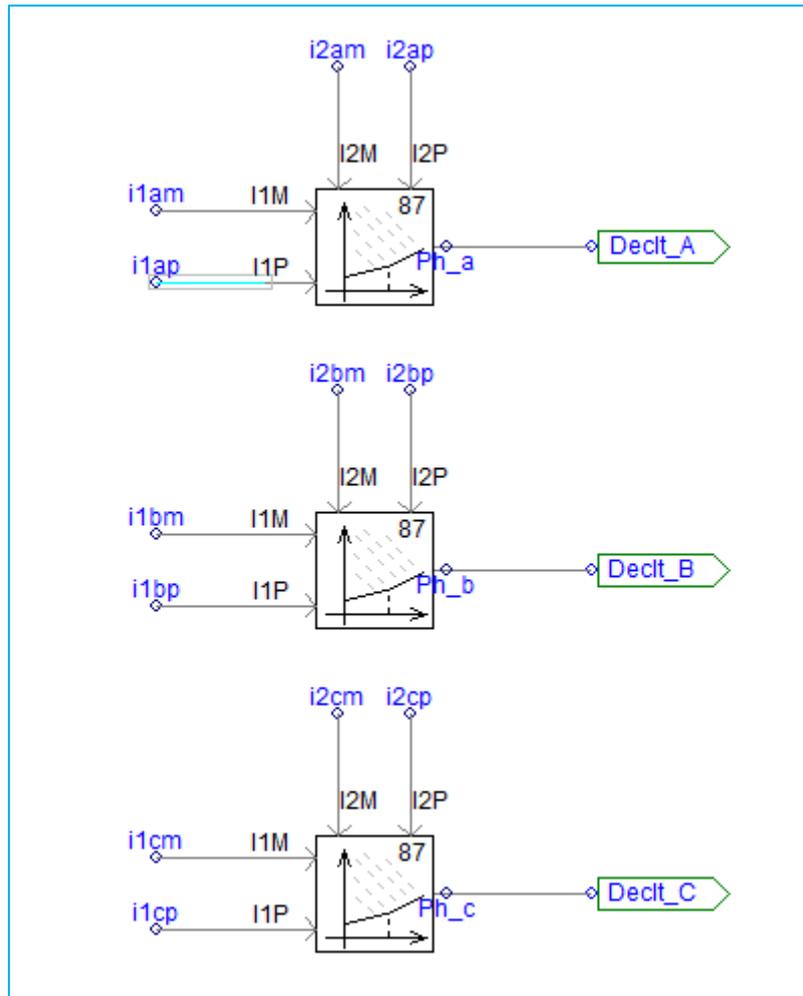
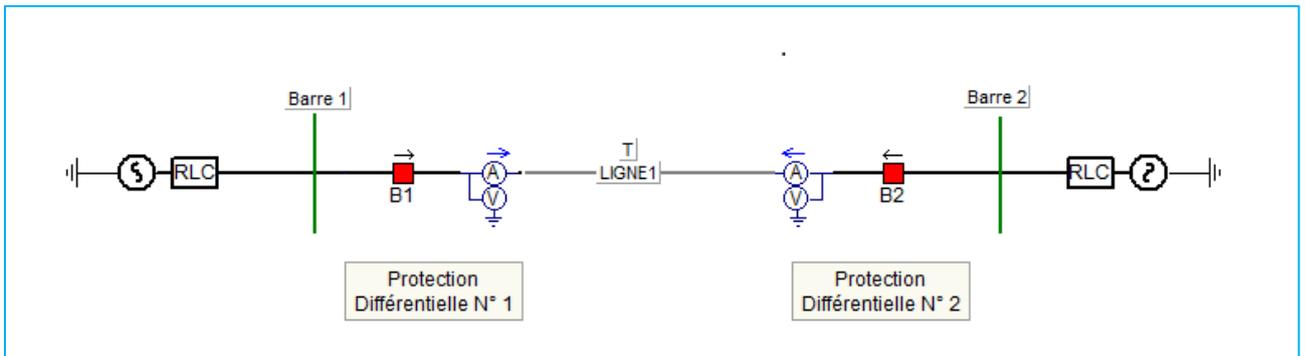


Figure VI. 26. Module de la Protection Différentielle.

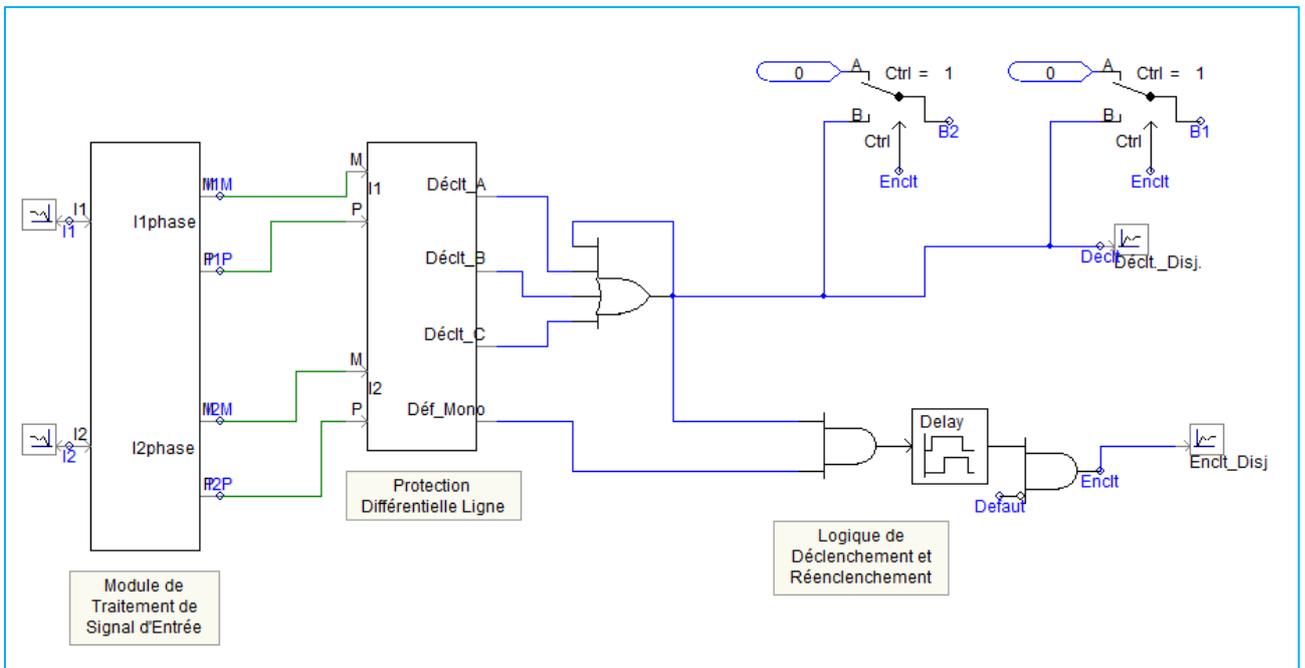
Les entrées de module de la **Figure IV.26** sont les amplitudes et les phases des courants des deux extrémités de la Ligne.

IV.3.3.1. Modélisation de la protection Différentielle Ligne

La **Figure IV.27.a** représente le schéma bloc de la protection différentielle de la Ligne 1 (**Figure IV.27.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.

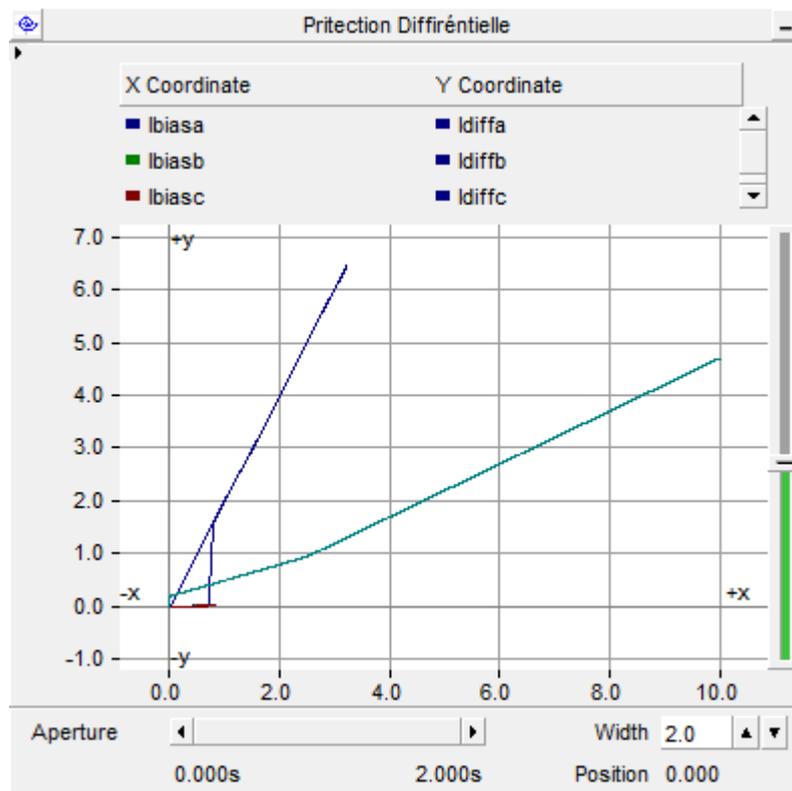
Figure VI. 27.Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD.

IV.3.3.2. Résultats de simulation

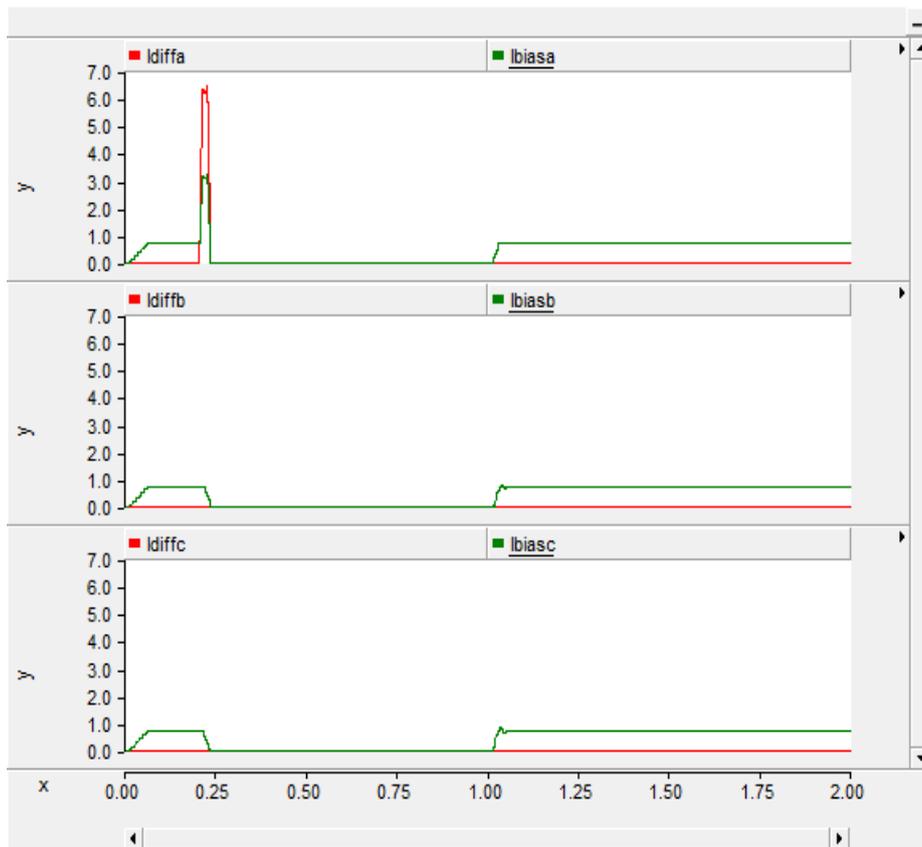
Pour le fonctionnement de la protection différentielle, on a appliqué un défaut Phase-Terre au milieu de la Ligne 1 (Défaut interne), un déclenchement instantané du disjoncteur est apparu au moment du défaut, les résultats de simulation sont représentés sur la **Figure IV.28**.

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.29** montre le non fonctionnement et la stabilité de la protection différentielle pour ces types de défaut.

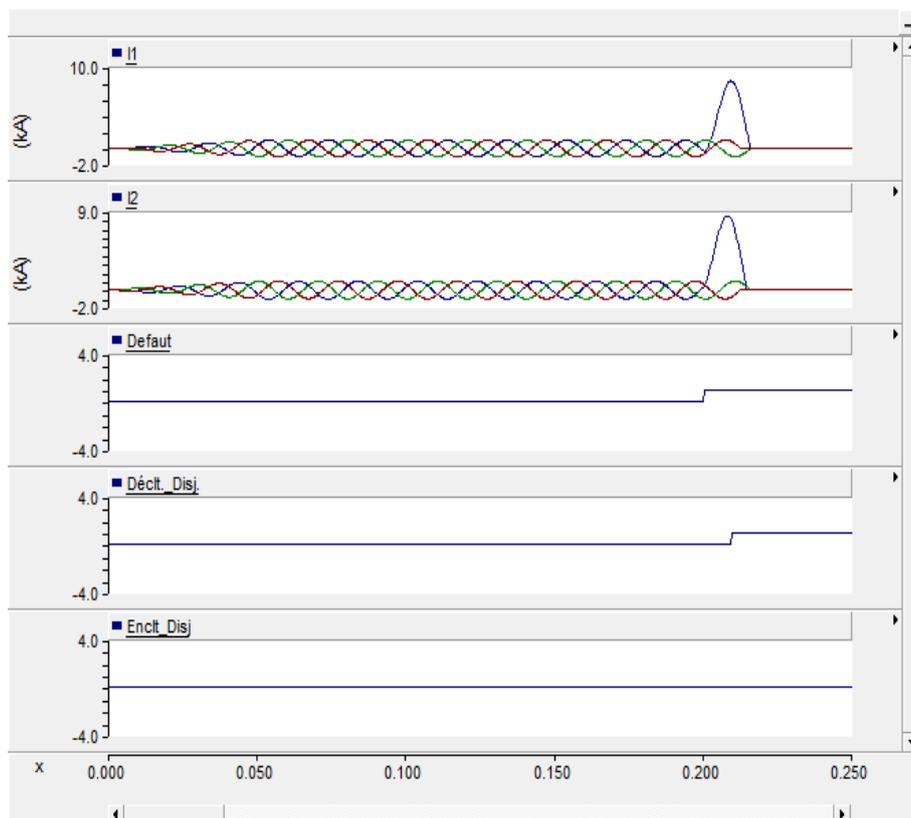
➤ Défaut interne de la zone de protection



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



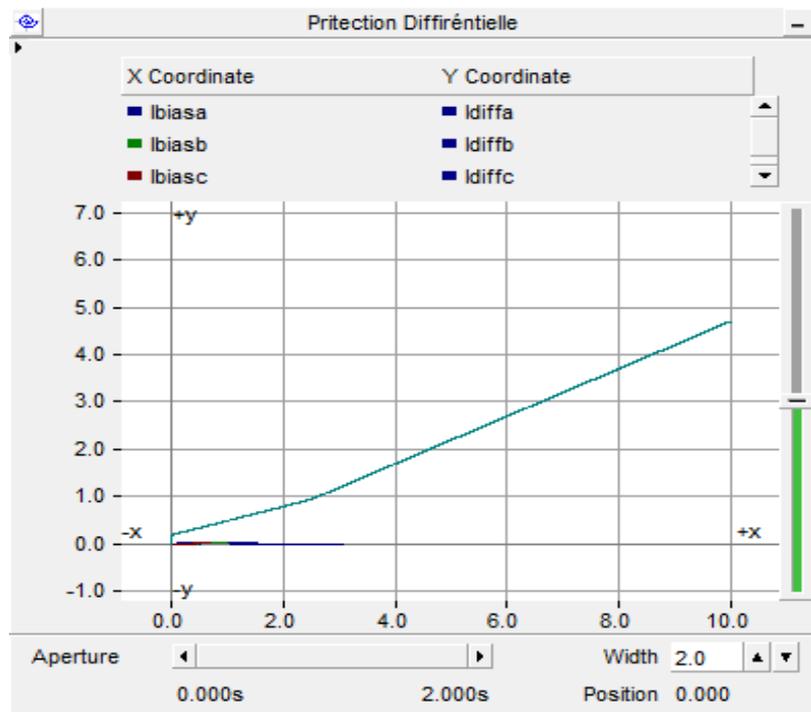
b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



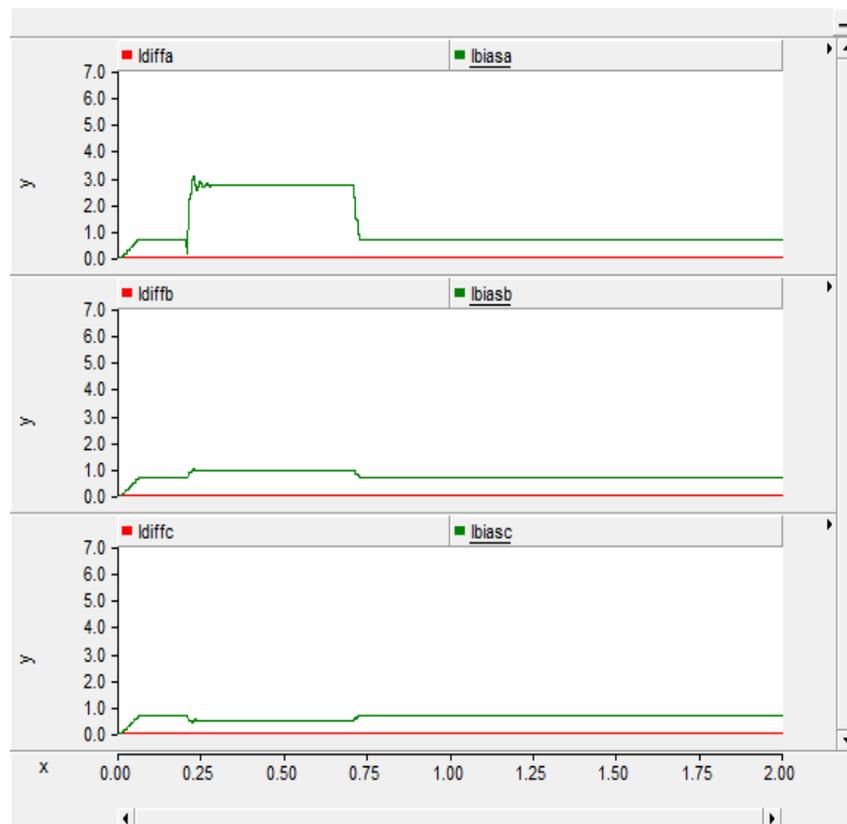
c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

Figure VI. 28. Comportement de la protection pour un défaut interne.

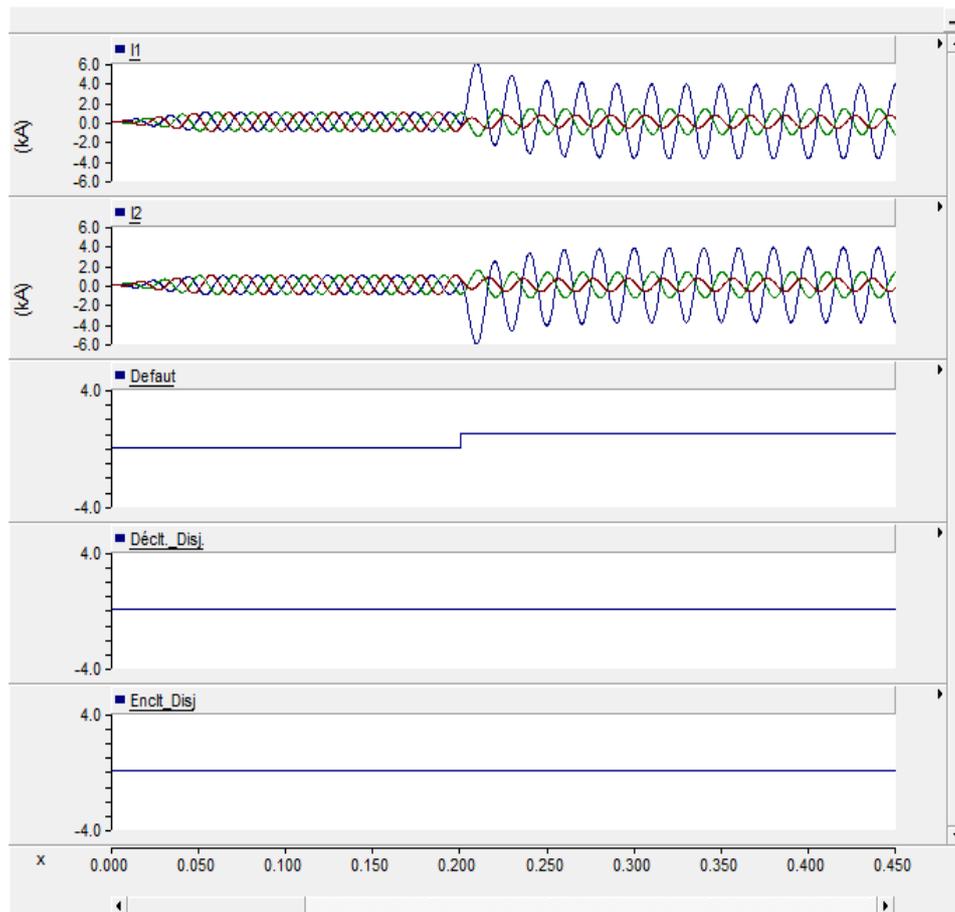
➤ Défaut externe de la zone de protection



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 VI. 29. Comportement de la protection pour un défaut externe.

[0-0.02] présent le régime transitoire

IV.3.4. Protection à maximum de courant

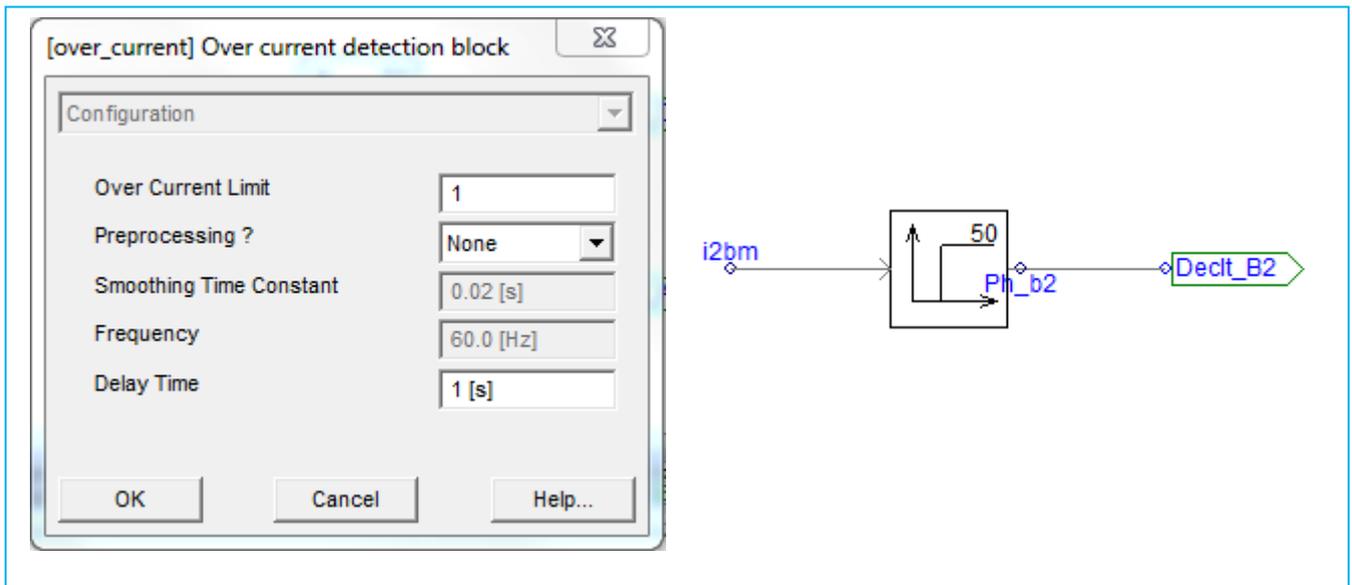
La protection à maximum de courant protège des lignes contre les perturbations qui provoquent des courants importants comme les courts-circuits, les surcharges et les défauts à la terre.

Les relais de protection à maximum de courant sont principalement définis par leurs caractéristiques temps/courant. On distingue deux types :

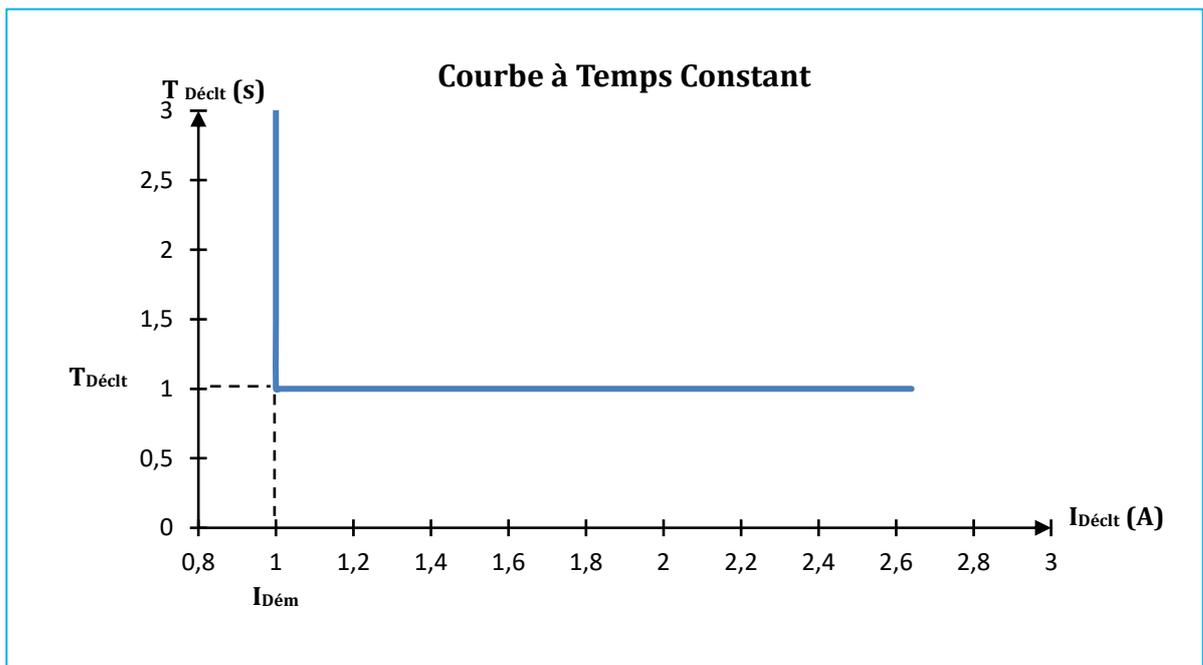
- Protection à maximum de courant à temps constant.
- Protection à maximum de courant à temps inverse.

IV.3.4.1. Protection à Maximum de courant à temps constant

La **Figure IV.30.a** représenté le module de la protection à maximum de courant à temps constant ainsi le bloc de réglage du seuil de fonctionnement en courant (OverCurrent Limit) et la temporisation de déclenchement (Delay Time).



a). Module et Bloc de réglage de la protection.



b). Caractéristique de la protection.

Figure VI. 30. Protection maximum de courant à temps constant.

IV.3.4.2. Protection à maximum de courant à temps inverse

La Figure IV.31. représente le module de la protection à maximum de courant à temps inverse ainsi le bloc de réglage des paramètres de la caractéristique de la courbe à temps inverse calculer par l'équation suivante :

$$t_{Déclt} = TD \left(\frac{A}{(I/I_p)^{p-1}} + B \right) + K \quad (IV.10)$$

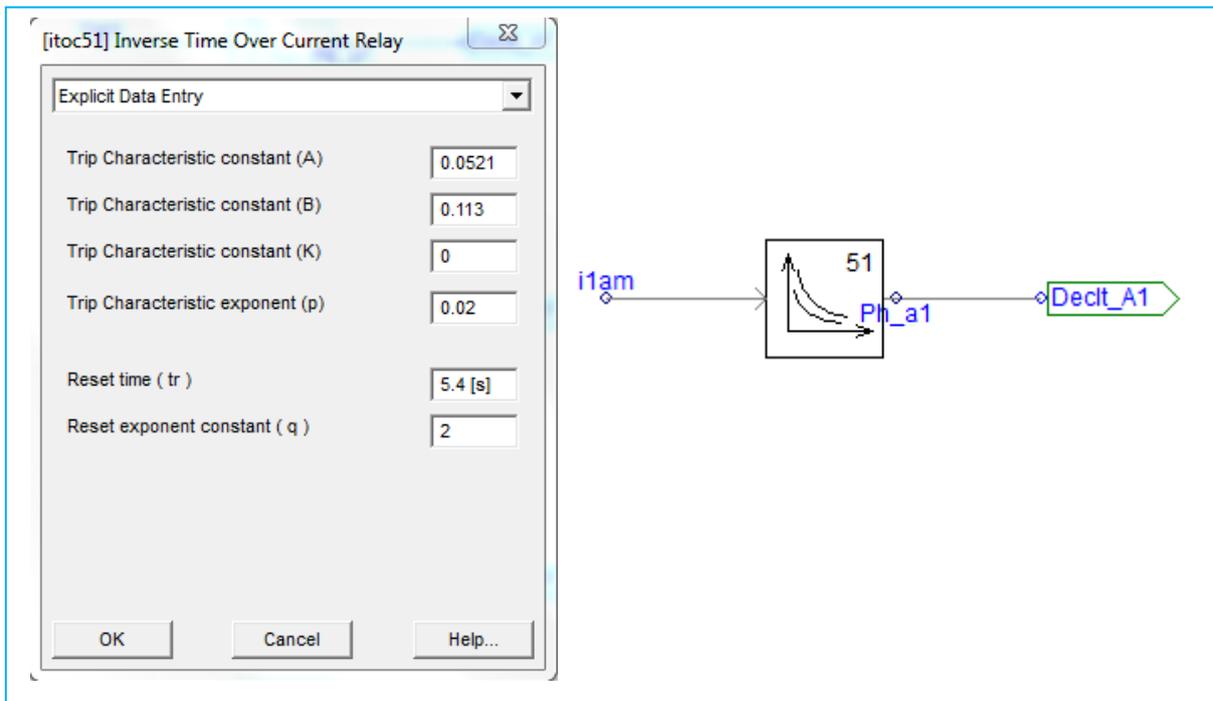
Avec :

TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

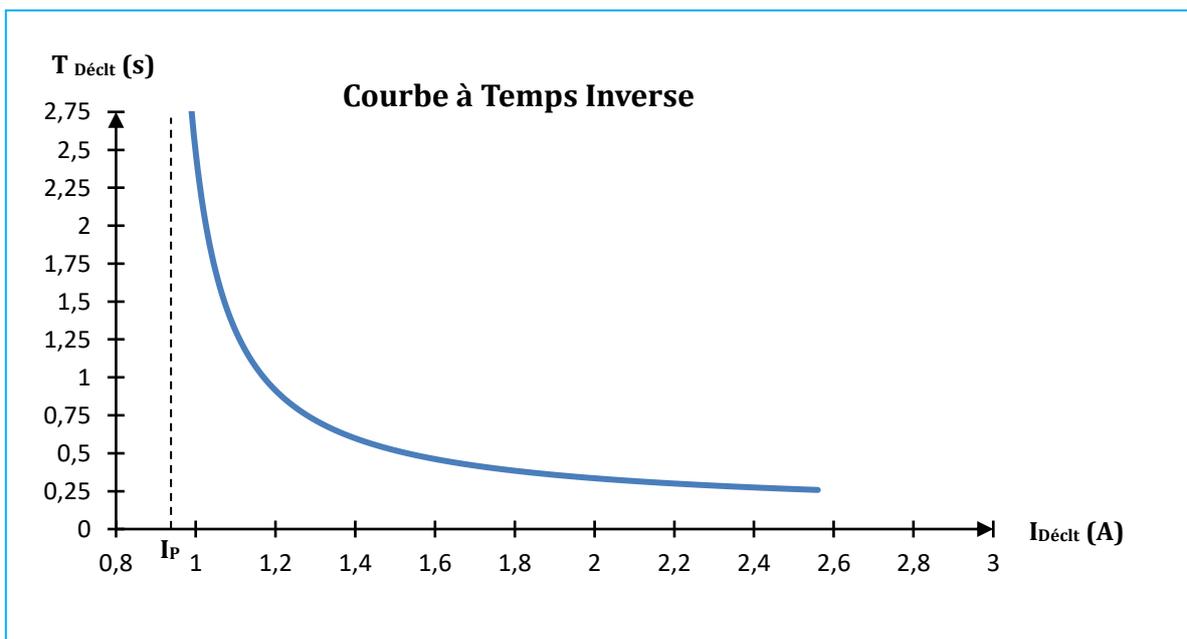
I : Courant de Défaut.

I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

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



a). Module et Bloc de réglage de la protection.



b). Caractéristique de la protection

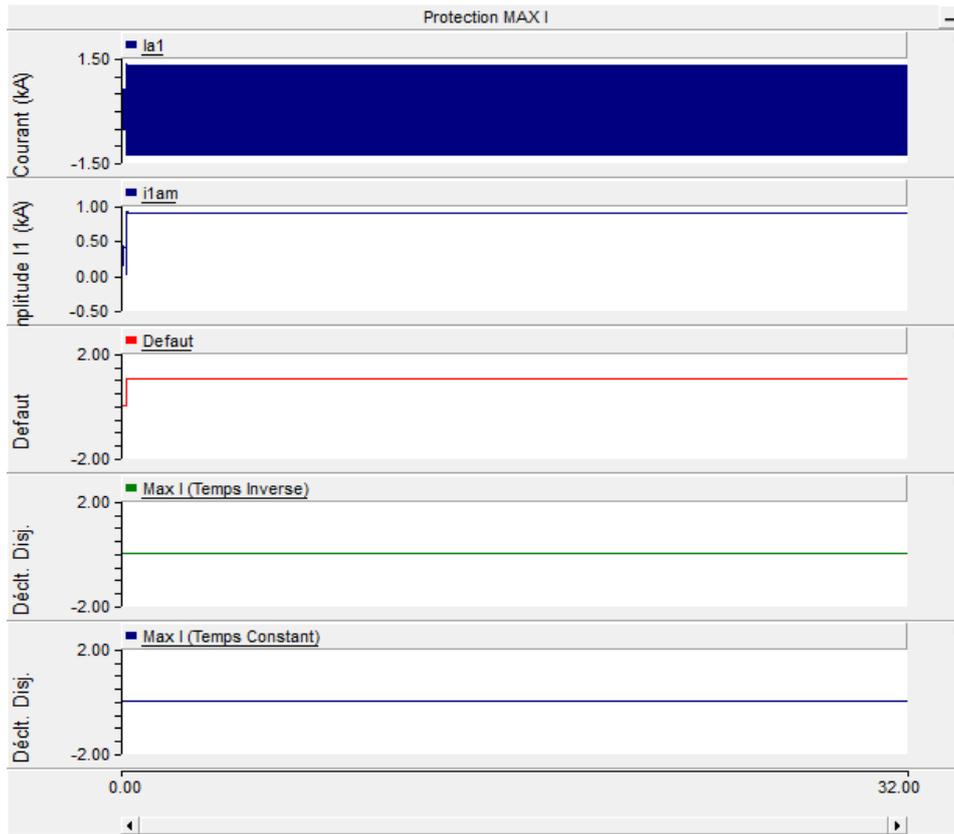
Figure VI. 31. Protection maximum de courant à temps inverse.**IV.3.4.3. Résultats de simulation**

Dans notre cas d'étude, on a activé les deux caractéristiques de la protection à maximum de courant (MAX I à Temps Constant et MAX I à Temps Inverse) pour la protection de Ligne 1. Les paramètres de réglages des deux protections sont résumés dans le Tableau suivant :

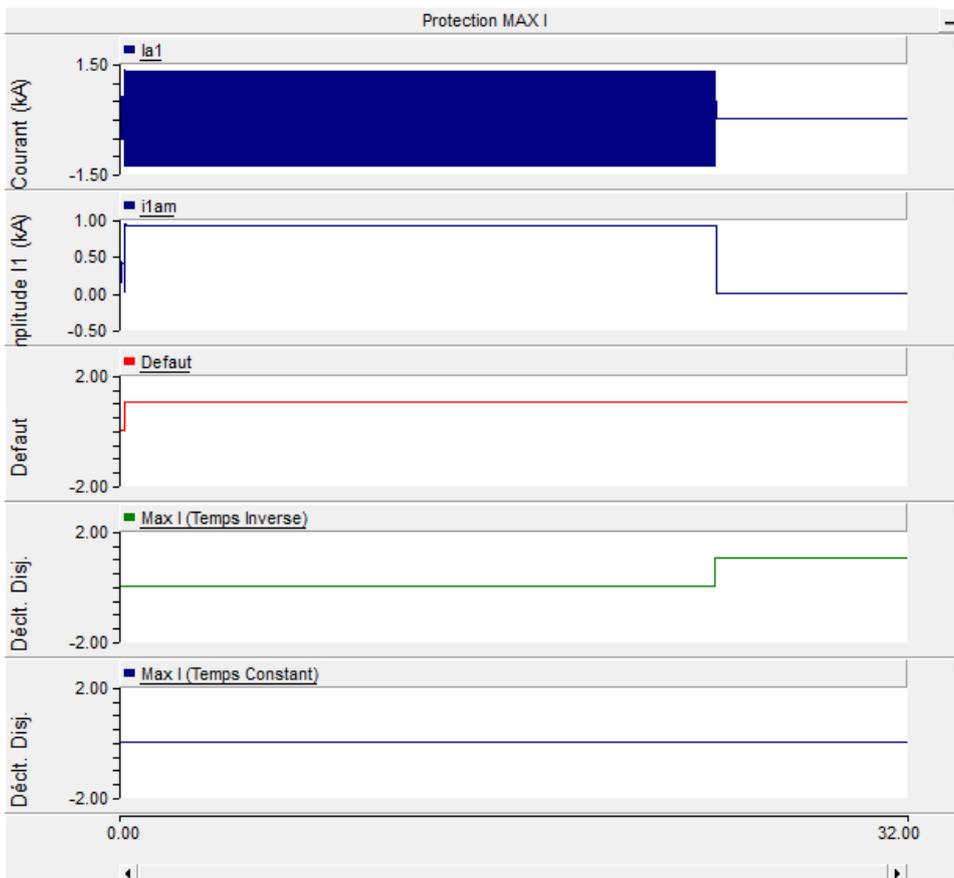
Tableau VI. 3. Paramètres de réglage des Protection à maximum de courant.

Paramètre	Valeur de Réglage
Protection à Temps Constant	
Seuil du Courant de Déclenchement :	$I_{\text{Déclt.}} = 1.0 \text{ Ka}$
Temporisation de Déclenchement :	$T_{\text{Déclt.}} = 1.0 \text{ s}$
Protection à Temps Inverse	
Multiplicateur de Temps :	$T_D = 0.02$
Valeur de réglage de courant d'excitation :	$I_P = 0.9 \text{ Ka}$
Constants de la caractéristique :	$A = 0.0521 ; B = 0.113 ; K = 0 ; p = 0.02$
Equation de la Caractéristique : $I=f(t_{\text{Déclt}})$	$t_{\text{Déclt}} = TD \left(\frac{A}{(I/I_P)^p - 1} + B \right) + K$

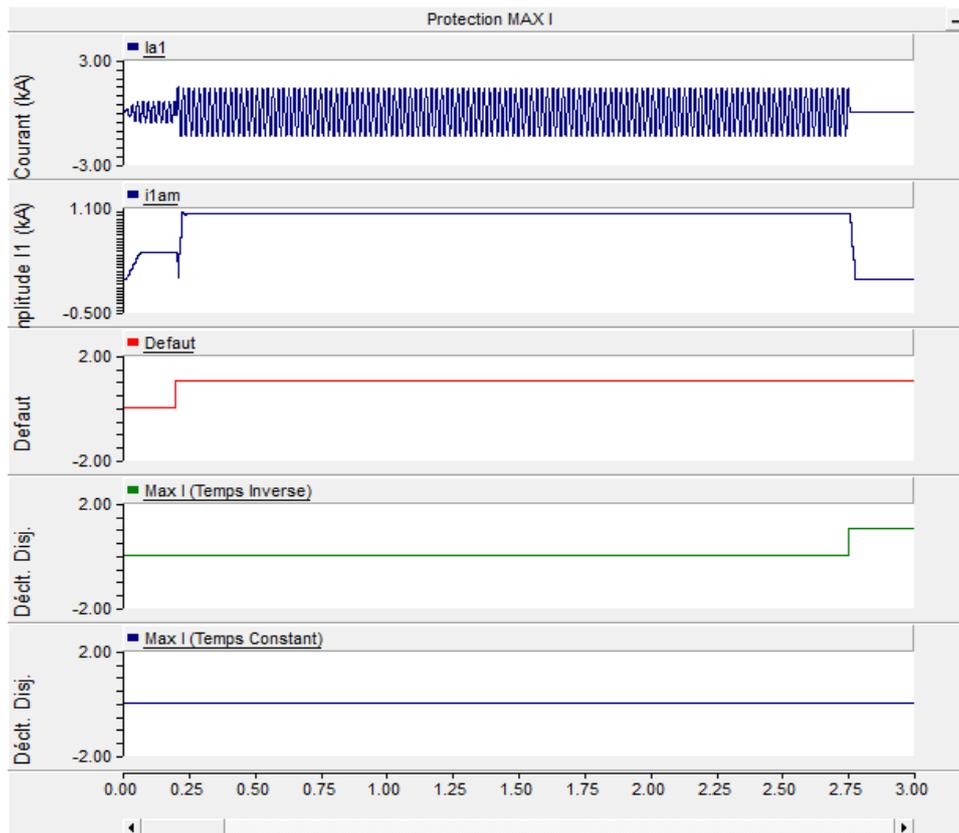
La simulation de la protection à maximum de courant est réalisée par l'application des différentes valeurs de courants de défaut Phase-Terre de **0.9 kA, 0.91 kA, 0.99 kA, 1 kA** et **2 kA** dont les résultats sont représentés sur les Figures **IV.32.a, IV.32.b, IV.32.c, IV.32.d** et **IV.32.e** respectivement.



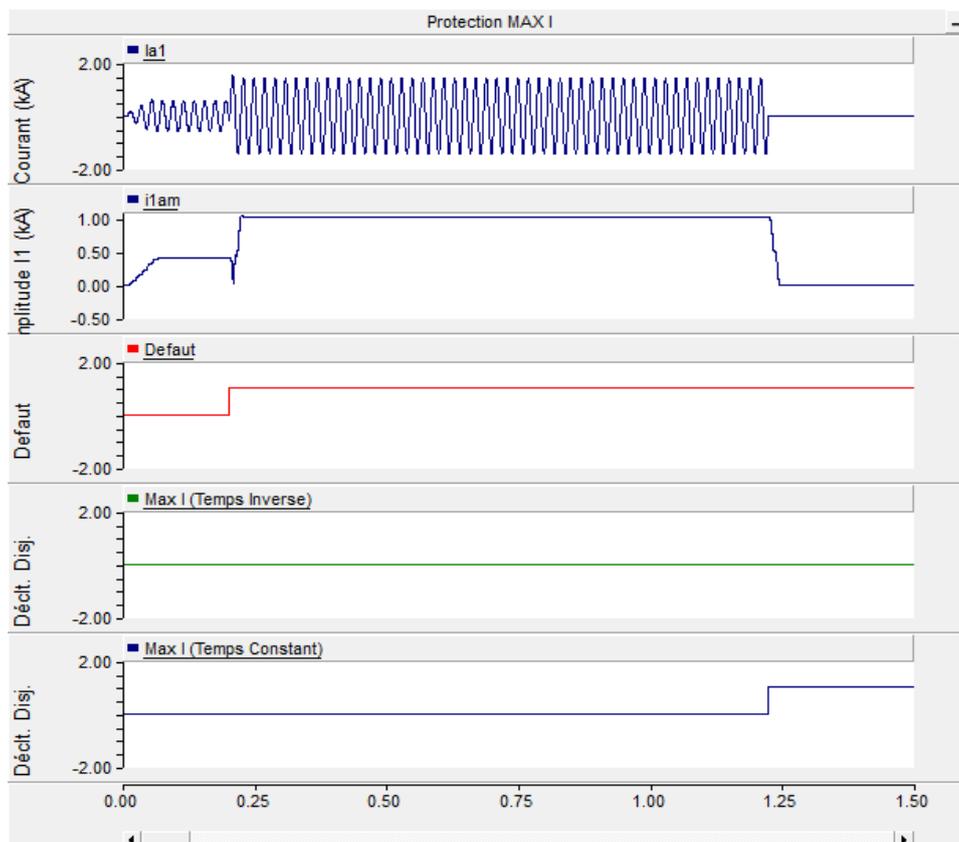
a). Courant de défaut $I_{\text{Défaut}} = 0.9 \text{ kA}$.



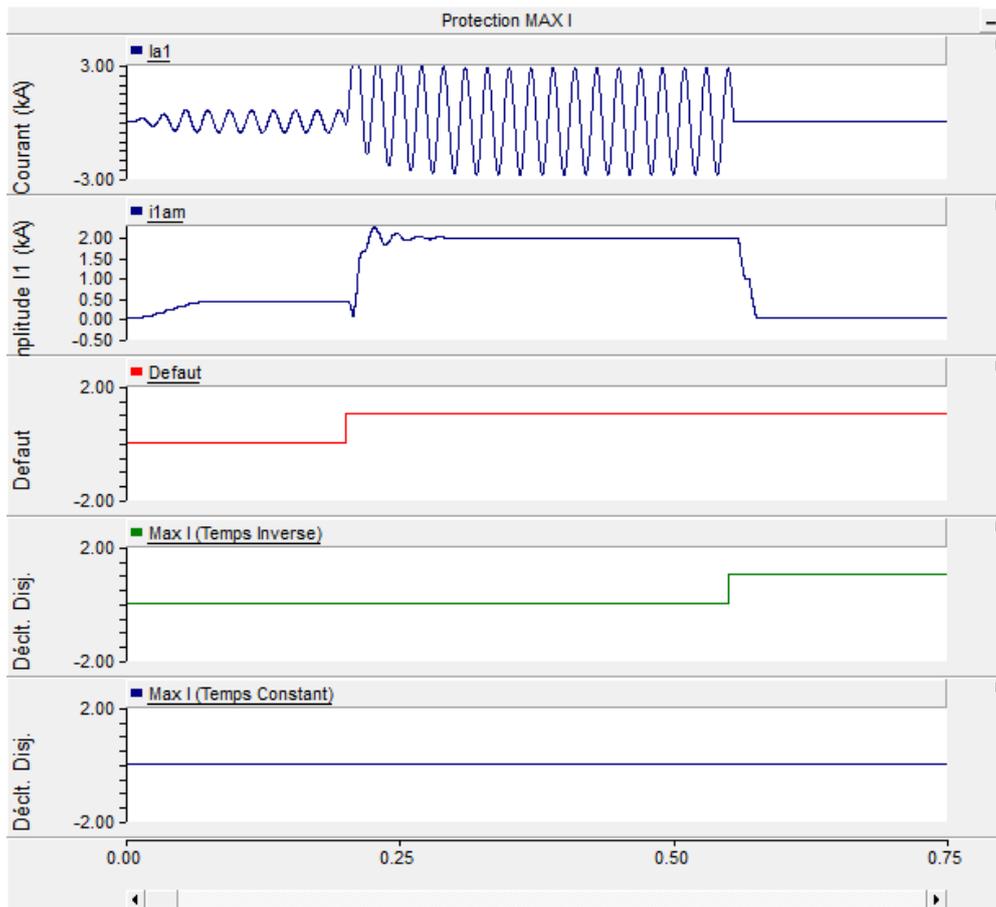
b). Courant de défaut $I_{\text{Défaut}} = 0.91 \text{ kA}$.



c). Courant de défaut $I_{\text{Défaut}} = 0.99 \text{ kA}$.



d). Courant de défaut $I_{\text{Défaut}} = 1 \text{ kA}$.



e). Courant de défaut $I_{\text{défaut}} = 2 \text{ kA}$.

Figure VI. 32. Formes de courant de défaut et Top de fonctionnement de la Protection.

L'utilisation de relais à maximum de courant à temps inverse est préférable lorsque l'exploitation comporte la possibilité de surcharge important et de courte durée ou dans le cas où la sélectivité doit être coordonnée avec la réserve thermique de l'objet protégé.

Le relais à maximum de courant à temps constant possède une temporisation fixe pour toutes les valeurs de courant de défaut supérieur au courant de réglage.

Les relais de protection à maximum de courant, à temps constant qu'à temps inverse, possèdent un seuil instantané (seuil de courant violent) pour la détection rapide des courants de court-circuit élevés.

IV.4.Récapitulation des résultats

Tableau VI. 4Résumé des résultats de la protection de distance

Stade de déclenchement	Défaut zone 1 (aval)	Défaut zone 2 (aval)	Défaut zone 3 (aval)	Défaut hors zone
Résultats de calcul numérique Temporisation(s)	Z1= 0 à 15 km Z1= 0 à 4.71Ω Instantané	Z2=0 à 23 km Z2=0 à 7.07 T=0.3s	Z3= 0 à 27 km Z3= 0 à 8.25 T=1.5s	Z à partir de 27.2km Pas de fonctionnement
Résultats de défaut réel (SIGRA)	Localisateur de Défaut 1.1 km 1 ^{er} stade T : 0.09s	Localisateur de Défaut 19.3 km 2eme stade T : 0. 3s	–	Pas de fonctionnement
Résultats simulation PSCAD	défaut à 1.34 km T=0.02s instantané	défaut à 18.3 km T=0.3s	Défaut à 24.75 km T=1.5s	Défaut à 28.45 km Pas de fonctionnement

D'après le tableau IV.4 on remarque que les résultats obtenus sont similaires pour la théorie, le pratique et la simulation, et cela pour les différents zones de protection

IV.5 Conclusion

Dans ce dernier chapitre, nous avons élaboré des modèles de simulation de la protection des lignes de transport de l'électricité (Protection de distance, protection différentielle ligne et protection et protection à maximum de courant), en utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

En premier, 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 et Zone 3), des différents types de défaut (Phase-Terre, Phase-Phase, ...) et avec des différentes résistances de défaut.

Un deuxième modèle de simulation de la protection différentielle ligne qui 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.

En dernier, nous avons simulé un modèle de la protection à maximum de courant à temps constant et à temps inverse comme nous avons comparé entre les résultats obtenus réels et de la simulation de la protection de distance

Conclusion Générale

Avant tout, ce mémoire nous a été bénéfique du fait que nous avons complété nos connaissances sur différents domaines du réseau de transport et surtout des protections électriques.

Dans le cadre de ce travail, il nous a semblé nécessaire de donner des informations suffisantes sur le réseau électrique et leurs différents types de structures et types d'architecture et leur système de protection

Chaque système d'énergie électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients. Comme les Courts-circuits les surtensions etc...

Afin de limiter les dégâts que peuvent causer les défauts survenus sur un réseau électrique et d'éviter les répercussions que le maintien d'un défaut aurait sur le fonctionnement général du réseau (en particulier la stabilité), il est indispensable de mettre hors tension le plus rapidement possible l'élément du réseau en défaut afin d'en préserver le fonctionnement, Pour cela nous utilisons un système de protection qui nécessite une large étude.

Ce travail porte sur l'étude de la protection appropriée des lignes électriques contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis. La protection de distance, la protection différentielle et la protection à maximum courant, se révèlent les mieux adaptées, pour ces types de perturbation, elles sont largement appliquées sur les lignes de transport. La protection de distance a, généralement, les meilleures performances et elle permet d'obtenir une sélectivité satisfaisante où elle permet d'assurer la continuité de service d'un maximum de circuits tout en assurant la sécurité de l'installation.

L'objectif de concevoir un relais de protection de distance adéquat est de diminuer le nombre des défauts qui peuvent se produire dans le réseau électrique, limiter leurs dégâts, maintenir la stabilité du système afin d'assurer la qualité de l'alimentation électrique.

Le troisième chapitre. Nous avons présenté les différentes protections utilisées pour protéger la ligne de transport de l'électricité, aussi nous avons analysé les différents défauts réels enregistrés par les protections pour interprétés et évaluer le fonctionnement des protections.

Au chapitre 4, nous l'avons consacré à la simulation des protections sur le logiciel **Pscad**. Tout d'abord, nous avons simulé les performances de la protection de distance qui utilise la

Conclusion Générale

caractéristique Mho pour différents emplacements de défaut (Zone 1, Zone 2 et Zone 3), différents types de défauts (phase à terre, phase à phase, etc.) et avec des résistances différentes de celles par défaut.

Nous avons remarqué que la protection de distance avec la caractéristique Mho est moins sensible aux défauts résistants. Nous avons remarqué lorsque on augmente la résistance de défaut que la zone de détection va se déplacer à la zone suivante jusqu'à la non détection du défaut.

Puis nous avons simulé un modèle d'une protection différentielle de ligne avec application des défauts internes de la zone de protection et des défauts externes, les résultats obtenus expliquent le bon fonctionnement de la protection lors des défauts internes et sa stabilité pour les défauts externes de la zone de protection.

En dernier, nous avons simulé la protection à maximum de courant à temps constant et à temps inverse avec application de différentes valeurs de courant de défaut.

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

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] Techniques de l'Ingénieur - Doulet, Jean Bonal et Alain, Réseaux électriques de transport et de répartition - Article D 42261, paris : Techniques de l'Ingénieur, 2006.
- [4] Institut d'Electricité Montefiore - LILIEN, J.L., « **Transport et Distribution de l'Energie Electrique** » Liège, 2009.
- [5] SONELGAZ Prévention et Sécurité, « **Prévention du Risque Electrique** », Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.
- [6] Group SONELGAZ, XD, « **Guide Technique de Distribution** », Document technique de Group SONELGAZ, 2003 .
- [7] Techniques de l'Ingénieur - Pavard, Michel, « **Généralités sur les réseaux électriques - Article D 4091** » Techniques de l'Ingénieur - Article D 4091, [En ligne]. Available : www.techniques-ingenieur.fr.
- [8] SIEMENS, « **Power Engineering Guide - Transmission and Distribution** » 4th Edition, 2005.
- [9] J.M. DELBARRE, « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.
- [10] M. ZELLAGUI, « **Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV)** », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, UniversitéMentouriConstantine, 2010.
- [11] Groupe Sonelgaz, XD, « **Guide Technique de Distribution** », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.
- [12] Schneider Electric, « **Architecteur de Réseau de Distribution** », 2007.

- [13] Schneider Electric, « **Protections des Réseaux Electriques** », Guide de la Protection, 2008.
- [14] M. LAMI, « **Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique** », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [15] C. PRÉVÉ, « **Protection des Réseaux Electriques** », Edition HERMES, Paris 1998.
- [16] C. RUSSELL MASON, « **The Art and Science of Protective Relaying** », 1956 - New York.
- [17] C. CLAUDE & D. PIERRE, « **Protection des Réseaux de Transport et de Répartition** », Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [18] R. LADJEROUD, « **Protection Adaptative par Relais à Minimum d'Impédance** », Mémoire de Magistère en Génie Electrique, Université M'Hamed BOUGARA, Boumerdes, 2006.
- [19] L. G HEWITSON, M. BROWN, R. BALAKRISHNAN, « **Guide de la protection des équipements électriques** », Paris : Dunod, 2007.
- [20] G. ZIEGLER, « **Numerical Distance Protection, Principe and Application** » Third Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2008.
- [21] GE Digital Energy, « **Line Protection with Distance Relay** », Article: Art14.
- [22] J.G. ANDRICHAK, G.E. ALEXANDER, « **Distance Relay Fundamentals** », GE Power Manager.
- [23] G. ZIEGLER, « **Numerical Distance Protection, Principe and Application** » Fourth Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2011.
- [24] Alstom, « **Network Protection and Automation Guide: Protective Relays, Measurement and Control** », Second Edition, 2011.
- [25] S.G. AQUILES PEREZ, « **Modeling Relays For Power System Protection Studies** », Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.
- [26] TolbaAmrane, "Coordination orientée objet de la protection des réseaux électriques «, Thèse de doctorat, Université de Batna, 2007.
- [27] Craig Muller, « **User Guide: On the Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre** », Canada, 2005.
- [28] 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 University Technology Malaysia, 2003.

[29] Abdullah Asuhaimi bin Mohd. Zin, Md Shah Majid, Ahmad Safawi Mokhtar & Saiful nizam