

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOAND OULHADJE-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées

Département : Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par :

HAMDI Saada

En vue de l'obtention du diplôme de **Master 02** en :

Filière : **ELECTROTECHNIQUE**

Option : Réseaux électriques

Thème :

**Etudes et essais pratique des protections numériques installées au niveau de
poste d'interconnexion**

Devant le jury composé de :

BERRAG Amine	MCB	UAMOB	Président
GRICHE Issam	MAA	UAMOB	Encadreur
MOUASSA Souhil	MAA	UAMOB	Examineur
KHERCHI Mohamed	MAA	UAMOB	Examineur

Année Universitaire 2018/2019

DÉDICACE

Toutes mes reconnaissances aux merveilleuses personnes ayant contribuées de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail et m'ayant permise de m'éveiller aux sciences.

Je site à l'occasion :

Aux plus précieuses perles que j'ai au monde, mes très chers père et mère à qui je dois amour et tendresse que dieu les gardes et les protèges.

A mes frère ;

A mes sœurs ;

A toute ma famille ;

A mes très chères amies.

Saada.

Remerciement

A terme de ce modeste travail nous tenons à remercier Dieu qui nous a créés, nous a alloués courage et volonté à parachever notre projet.

Sans omettre Monsieur GUERRICHE Issam à qui je m'adresse mille et un remerciements pour ses orientations, conseils, aide et encouragements qu'il nous a apportés à surmonter toutes les difficultés rencontrées.

A travers lequel je cible bien entendu Mmes AIT DRIS , MM ZEHAFI et HAMICHE et tous leurs proches collaborateurs qui n'ont ménagé aucun effort à m'aider pour surmonter tous les obstacles et autres difficultés rencontrés.

Nous remercions ainsi que les membres du jury d'avoir accepté et accordé une attention pour juger le contenu de ce mémoire.

Comme nous portons avec gratitude et reconnaissance à l'ensemble des professeurs qui ont le mérite de nous motiver, soutenir et nous transmettre leur savoir tout au long de notre cursus universitaire.

SOMMAIRE

Remerciement

Résumé

Introduction générale

1.1. Introduction.....	3
1.2. Fonctions de réseau électrique à très haute tension.....	3
1.2.1 Le Transport.....	3
1.2.2 Interconnexion.....	4
1.2.3 Transformation.....	4
1.2.4 Répartition	4
1.3. Structures topologiques des réseaux électriques.....	4
1.3.1 Réseaux radiaux.....	4
1.3.2 Réseaux bouclés.....	5
1.3.3 Réseaux maillés	5
1.4 Niveaux de tensions	6
1.5 Réseaux de transport électrique de la SONELGAZ région Centre.....	6
1.6 Postes électriques.....	7
1.6.1 Différents types des postes	7
1.6.1.1 Les postes à fonction d'interconnexion	8
1.6.1.2 Les postes de transformation.....	8
1.6.1.3 Les postes mixtes.....	8
1.6.2 Constitution des postes électriques.....	9
1.7 Système de protection	10
1.7.1 Définition d'un système de protection	10
1.7.2 Défauts de fonctionnement.....	10
1.7.2.1 Origine de défauts	10
1.7.2.2 Caractéristiques des défauts	11

1.7.2.3	Nature des défauts	11
1.7.2.4	Courant de défaut	11
1.7.2.5	Statistiques sur les défauts	12
1.7.3	Conséquences des défauts sur le réseau électrique.....	12
1.7.3.1	Fonctionnement des réseaux électriques	12
1.7.3.2	Tenue de matériels	12
1.7.3.3	Qualité de la fourniture	13
1.7.3.4	Circuits de télécommunications	13
1.3.7.5	Sécurité des personnes.....	13
1.3.7.6	Contraintes supplémentaires pour la protection.....	13
1.4	Qualités principales d'une protection.....	14
1.4.1	Rapidité d'élimination des défauts	14
1.4.2	Sélectivité d'élimination des défauts	14
1.4.3	Sensibilité de protection	15
1.4.4	Fiabilité de protection.....	15
1.4.5	Chaîne de protection	16
1.4.5.1	Transformateur de mesure	16
1.4.5.1.1	Transformateur de courant (TC)	17
1.5.8.2.1	Transformateur de tension (TT).....	18
1.5.8.3	Les relais de protection	19
1.5.8.3.1	Définition.....	19
1.5.8.3.2	Différents types des relais	20
1.5.8.4	Disjoncteur à haute tension.....	22
1.6	Conclusion.....	23

Chapitre II:

2.1 Introduction :	24
2.2 Classification des lignes :	24
2.3 Présentation du poste BIR GHBALOU :	25
2.4 Constitution du poste	26
2.4.1 Partie active	26
2.4.1.1 Étage 400KV	26
2.4.1.2 Étage 220KV	26
2.4.2 Partie bâtie	26
2.4.3 Schéma unifilaire d'une travée ligne	27
2.5 Le plan de protection adopté par SONELGAZ	28
2.5.1 Plan de protection des lignes aériennes longues 400KV	29
2.5.2.1 Relais de protection principale n°1 (PP1)	29
2.5.2.2 Relais de protection principale n°2 (PP2)	29
2.6 Philosophie de réglage des protections:	30
2.7 Philosophie de réglage des protections des lignes de transport	30
2.7.1 La protection principale :	30
2.7.2.1 Protection différentielle ligne (F87L)	30
2.7.2.2 Protection de distance (F21)	31
2.7.2.3 Protection défaillance du disjoncteur (F50DD)	43
2.8 Protections de la travée 400KV SI MUSTAPHA au poste BIR GHBALOU	44
2.8.2 Schéma d'implantation des protections	45
2.8.1 Protections installées sur la travée ligne 400kV SI MUSTAPHA	46
2.8.1 Synchronisation système de protection par GPS	46
2.8.2 Protection de distance Siemens 7SA612	47
2.8.2.1 Description des caractéristiques	47
2.8.2.2 Programmation de la protection	49

2.8.3	Caisse d'injection numérique CMC 256 plus OMICRON.....	50
2.8.4	Matériels utilisés pour les essais de la protection de distance.....	50
2.8.5	Paramètres de configuration de la Protection de distance.....	51
2.8.5.1	Caractéristiques de la ligne 400kV BIR GHBALOU-SI MUSTAPHA.....	51
2.8.5.2	Détermination des différentes zones de mesure.....	53
2.8.5.3	Détermination de la zone de démarrage (mise en route).....	56
2.8.6	Simulation des défauts.....	56
2.8.6.1	Simulation de défaut N°1 :.....	56
2.8.6.2	Simulation de défaut N°2 :.....	59
2.8.6.3	Simulation de défaut N°3 :.....	62
2.8.6.4	Simulation de défaut N°4 :.....	64
2.8.6.5	Simulation de défaut N°5 :.....	66
2.9.	Conclusion :.....	68

Chapitre III

3.1	Introduction.....	69
3.2	Transformateurs de puissance.....	69
3.2.1	Description.....	69
3.2.2	Principe de fonctionnement.....	69
3.3	Types des transformateurs de puissances.....	70
3.3.1	Transformateur immergé.....	70
3.3.2	Transformateurs secs.....	70
3.3.3	Autotransformateur.....	71
3.4	Technologies de construction de transformateur de puissance.....	71
3.4.1	Partie active.....	72
3.4.1.1	Circuit magnétique.....	72
3.4.1.2	Type cuirassé.....	73
3.4.1.3	Type colonnes.....	73

3.4.2 Enroulements.....	74
3.5.1 Statistiques sur les causes de défaillances [12].....	75
3.5.1.1 Causes internes.....	75
3.5.1.2 Causes externes.....	76
3.6 Protection et surveillance de transformateur de puissance.	77
3.6.1 Protections internes :	77
3.6.1.2 Protection masse cuve	78
3.6.1.3 Protection thermique.....	79
3.6.2.1 Protection des surtensions.....	79
3.6.2.2 Protection à maximum d'intensité.....	80
3.6.2.3 Protection différentielle [11].....	80
3.7 Exploitation d'un transformateur de puissance	81
3.8 Philosophie de réglage des protections des transformateurs de puissance	81
3.8.1 Protection différentielle transformateur (F87T).....	81
3.8.1.1 Réglage.....	82
3.8.2. Protection à maximum de courant.....	82
3.8.2.1. Protection à Maximum de courant de l'autotransformateur 400/220kV	82
3.10. Protections installées sut l'autotransformateurs et TSA	85
3.10.1. Réglages à afficher sur les protections de l'autotransformateur à BIG.....	86
3.10.3. Analyse de fonctionnement de la protection différentielle 7UT 613 :.....	87
3.10.3.1. Description de l'incident :.....	88
3.10.3.2. Analyse de la perturbographie de la protection différentielle N°1 :	88
3.10.3.3. Impacts sur l'équipement engendrés par l'incident :	93
3.11. Conclusion	93
Conclusion générale	94

Liste des figures

Figure 1.1 Structure du système électrique	3
Figure 1.2 Exemple d'une structure d'un réseau radial	5
Figure 1.3 Exemple d'une structure d'un réseau bouclé.....	5
Figure 1.4 Exemple d'une structure d'un réseau maillé.....	5
Figure 1.5 Niveaux de tension normalisés	6
Figure 1.6 Structure de réseaux de transport d'électricité GRTE - Région d'ALGER Centre.	7
Figure 1.7 Fiabilité d'une protection.....	15
Figure 1.8 Association de protection.....	15
Figure 1.9 Chaîne principale de la protection électrique	16
Figure 1.10 Enroulements d'un TC.....	17
Figure 1.11 Transformateur de courant (TC)installé sur une travée ligne au niveau du Poste BIR GHEBALOU.....	17
Figure 1. 12 Enroulements d'un TT	18
Figure 1. 13 Transformateur de tension (TT) installé sur une travée ligne au niveau du Poste BIR GHEBALOU.....	18
Figure 1. 14 Classifiassions les types des relais.....	21
Figure 2.1: Poste 400/220KV BIR GHBALOU.	27
Figure 2.2: Schéma unifilaire d'une travée ligne.	29
Figure 2.3: Principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne.	33
Figure 2.4: Schéma unifilaire d'une travée ligne.: Schémas de Montage de la distance.....	34
Figure 2.5: Les zones de protection.....	35
Figure 2.6: Relation Distance–Temps.....	35
Figure 2.7: Zones de fonctionnement de la protection de distance.....	38
Figure 2.8: Réglage en résistance par rapport à la charge.....	39
Figure 2.9: Schéma unifilaire de deux sources couplées	42

Figure 2.10: Pompage.....	42
Figure 2.11: La caractéristique de la protection de distance avec la zone pompage.	43
Figure 2.12: Faisceau de courbes de courant résiduel directionnel.	44
Figure 2.13: Schéma d'implantation des protections dans une travée ligne 400KV.....	47
Figure 2.14: Les protections installées sur la ligne 400kV SI MUSTAPHA	48
Figure 2.15: Test de synchronisation par GPS.	48
Figure 2.16: Les différentes zone de protection	50
Figure 2.17: Caractéristique quadrilatérale d'une protection de distance.	51
Figure 2.18: Matériels utilisée.	52
Figure 2.19: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).	58
Figure 2.20: Les tensions dans les trois phases de La ligne (séparément).	59
Figure 2.21: Les tops logiques de la protection 7SA612.....	59
Figure 2.22: Localisation de défaut lors d'un court-circuit.	60
Figure 2.23: Caractéristique du défaut 1er stade.	61
Figure 2.24: Les courants dans les trois phases de La ligne(séparément).	61
Figure 2.25: Les tensions dans les trois phases de la ligne (séparément).....	62
Figure 2.26: Les tops logiques de la protection 7SA612.....	62
Figure 2.27: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).	63
Figure 2.28: Les tensions dans les trois phases de la ligne (séparément).....	64
Figure 2.29: Les tops logiques de la protection7SA612.....	64
Figure 2.30: Caractéristique de défaut 3eme stade.....	65
Figure 2.31: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).	66
Figure 2.32: Les tensions dans les trois phases de la ligne (séparément).....	66
Figure 2.33: Les tops logiques dela7SA612.....	67
Figure 2.34: Caractéristique de défaut 4eme stade.....	68
Figure 2.35: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément) pendant le défaut...	68

Figure 2.36: Les tensions dans les trois phases L1 , L2 et L3de la ligne(séparément) pendant le défaut.....	69
Figure 2.37: Les Tops logiques de la protection 7SA612.....	69
Figure 3.1: Principe de fonctionnement du transformateur.	71
<i>Figure 3.2:</i> Transformateur immergé dans l'huile	71
Figure 3.3: Transformateur sec.	72
Figure 3.4: Schéma d'un autotransformateur.....	72
Figure 3.5: Vue intérieure d'un transformateur, type colonne.....	73
Figure 3.6: Circuit magnétique.	74
Figure 3.7: Circuit magnétique triphasé type cuirassé.....	74
Figure 3.8: Circuit magnétique triphasé à cinq colonnes.....	75
Figure 3.9: Circuit magnétique triphasé à trois colonnes.....	75
Figure 3.10: Coupe de demi-enroulement.....	76
Figure 3.11: Enroulement.	76
Figure 3.12: Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ.	79
Figure 3.13: Placement de TC tore.	80
Figure 3.14: Protection masse cuve	80
Figure 3.15: Éclateur.	81
Figure 3.16: Parafoudre.....	81
Figure 3.17: Schéma de fonctionnement de la protection différentielle.	82
Figure 3.18 : Plan de protection des autos transformateurs 400/220/30KV.	86
Figure 3.19 : La caractéristique de la protection différentielle.	88
Figure 3.20 : Schéma de raccordement de la protection différentielle.....	88
Figure 3.21 : Perturbographie de la protection différentielle ATR2 7UT N°1.	90
Figure 3.22 : Perturbographie de la protection différentielle ATR2 7UT prise sur les bushings220kV.....	91

Figure 3.23 : Situation avant l'incident(à $t=-29\text{ms}$).....	91
Figure 3.24 : les valeurs des courants à l'instant $t=-17\text{ms}$	92
Figure 3.25 : les valeurs des courants à l'instant $t=0$	92
Figure 3.26 : Photos de l'ATR prise après l'incident.....	93

Liste des tableaux

Tableau 2.1: Caractéristiques du réseau 400kV	52
Tableau 2.2: Caractéristiques du TC	53
Tableau 2.3: Les données de la ligne 400kV SI MUSTAPHA.....	53
Tableau 2.4: Caractéristiques du TP	54
Tableau 2.5: Réactance et résistance de la ligne coté HT et BT	55
Tableau 2.6: Les zones de mesure de la 1ère zone.....	55
Tableau 2.7: Les zones de mesure de la 2eme zone.....	56
Tableau 2.8: Les zones de mesure de la 3eme zone.....	56
Tableau 2.10: Les zones de mesure de la 4eme zone.....	56
Tableau 3.1 : Les protections installées sur l'autotransformateur N°1 au poste BIG.	86

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

- **THT** ; Très Haut tension
- **HT** ; Haut Tension
- **HT** ; Moyenne Tension
- **BT** :basse tension
- **TR** :transformateur
- **TC** : Transformateur de Courant
- **TP**: Transformateur de Potentiel
- **T** : Temps
- **L** : Longueur
- **X** : Réactance
- **R** : Resistance
- **AC** : alternatif courant
- **TSA** :transformateur de service auxiliaires
- **HF** : Haute Fréquence
- **Z1** : zone 1 de protection
- **Z2** : zone 2 de protection
- **Z3** : zone 3 de protection
- **Z4** : zone 4 de protection
- **Z5** : zone 5 de protection
- **RT** : Résistance Monophasée (phase terre)
- **IL** : Courant de Ligne
- **XL** : réactance de la ligne
- **RL** : Resistance de la ligne
- **Z**: L'impédance de la ligne
- **Zd**: L'impédance de câble
- **KTT** : Rapport de transformation de potentiel
- **KTI** : Rapport de transformation du courant
- **KZ** : Rapport de transformation d'Impédance

- X_{HT} :La réactance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant
- R_{HT} :La Resistance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant
- X_{BT} : :La réactance de la ligne cotée secondaire du transformateur de courant
- R_{BT} : La résistance de la ligne cotée secondaire du transformateur de courant
- **L1 :phase 1**
- **L2 :phase 2**
- **L3 :phase 3**
- Z_{smin} : L'impédance de Service Minimale
- S_{max} : Puissance de Transit Maximale Ammissible sur la Ligne
- I_{max} : Courant de Transit Maximum Ammissible sur la Ligne
- **INTR** :courant nominal du transformateur
- **ITHT**: courant cote très haute tension
- I_{cc} : courant de court circuit
- **Sn**: puissance apparente du transformateur
- K_0 : Le Coefficient de Terre
- Z_a : Impédance directe de la ligne
- I_a : Courant de phase
- V_a : la tension de phase
- I_N : Courant homopolaire
- **In** : le courant nominal de la ligne
- **Ir** : courant de réglage
- I_p : courant de pompage
- V_P : tension de pompage
- **+T** :polarité positif
- **-T** : polarité négatif
- U_{cc} :tension du court circuit
- **f** : Fréquence de la source
- **fN**: Fréquence nominale
- **UN** :Tension nominale de la ligne
- **SNmax** :Puissance maximale transité par la ligne

- **INmax** : Courant nominal maximum vu par la ligne
- **Icc Max** : Courant de court-circuit triphasé
- **Scs Max** : Puissance apparente de court-circuit
- **Zcc Min** : impédance de court circuit
- **IR1** : Courant assigné au primaire
- **IR2** : Courant assigné au secondaire
- **CT ratio** : Rapport des courants assignés
- **R arc** : Résistance d'arc
- **e** : tension de la source
- **UR1** : Courant assigné au primaire
- **UR2** : tension assigné au secondaire
- **VTratio** : Rapport des tensions assignés
- **Td** : temps de déclenchement
- **Sa** : sectionneur de barre
- **GPS** : Global Positioning System (système de position par satellite)
- **RSE** : Régime spécial d'exploitation
- **PP** : Relais de Protection Principale
- **F21** : Protection de distance ;
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant en cas de fusion fusible ;
- **SOTF** : Enclenchement sur défaut ;
- **F68** : Détection Pompage ;
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (Protection complémentaire) ;
- **F79** : Réenclencheur mono/tri ;
- **F59** : Protection MAXU à deux seuils (pour les lignes équipées des selfs) ;
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne.
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne ;
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance
- **F87L** : Protection différentielle ligne
- **Z0** : Impédance homopolaire de la ligne
- **F87T** : Protection différentielle transformateur:
- **F51** : Protection à maximum de courant côté secondaire

- **F50** : Protection à maximum de courant côté primaire
- **F49** : protection surcharge thermique
- **F90** : Régulateur de tension

Introduction générale

L'énergie électrique est devenue indispensable. C'est un bien de consommation à part entière, non seulement pour la vie quotidienne de chaque individu mais également, pour l'économie du pays.

Les sources de production d'énergie électrique, particulièrement les centrales nucléaires ou hydraulique sont généralement éloignées des centres de consommation, c'est-à-dire des centres industriels et des villes. L'énergie est acheminée à distance par des liaisons électriques à grand flux qui remplissent une fonction de transport d'énergie.

Dans le réseau électrique la ligne joue un rôle très important dans la transmission de l'énergie électrique sur l'ensemble d'un territoire, elle représente dans le système électrique ce que représente une veine dans un corps humain.

Un transformateur de puissance est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. C'est un convertisseur dont la rentabilité dépend fortement de l'énergie électrique fournie.

Lorsqu'un défaut apparaît sur un ouvrage du réseau, il faut mettre l'ouvrage concerné hors tension en déclenchant les disjoncteurs qui le relie au reste du réseau. Les fonctions de détection du défaut et de commande de déclenchement des appareils sont assurées par des dispositifs particuliers : les protections contre les défauts.

Afin de fiabiliser les relais de protections pour éliminer les défauts survenus sur le réseau de transport d'électricité, une philosophie de réglage a été élaborée. Elle précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter, pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections, dans le but d'éliminer rapidement le défaut tout en assurant une bonne sélectivité et une continuité de service.

Notre travail est organisé de la manière suivante :

Le premier chapitre est consacré à des généralités sur les réseaux électriques,

Leurs structures topologiques, leurs fonctions, les postes ainsi que le système de protection des différents types de réseaux.

Dans le deuxième chapitre on parle des protections des lignes aériennes spécifiquement 400kV tout en mentionnant les réglages et les essais de la protection de distance installée sur le départ

400kV SI Mustapha au niveau du poste BIR GHBALOU.

Dans le dernier chapitre nous avons présenté les transformateurs avec le plan et la philosophie adoptée par SONELGAZ pour protéger ces derniers ainsi que les réglages et les essais sur une protection différentielle.

Chapitre I
Généralités sur les
Réseaux Électriques

1.1. Introduction

Le réseau électrique est composé de lignes électriques et de postes d'interconnexion et de transformation. Le réseau électrique à très haute tension assure quatre fonctions essentielles: le transport, l'interconnexion, La transformation et la répartition de " électricité. Le principe du réseau de transport d'énergie électrique c'est d'assurer le mouvement de cette énergie (Active ou Réactive) en transitant par des lignes HT et THT entre les différentes sources de production (Hydrauliques, Thermiques, Nucléaires etc..) et les consommateurs (distribution), cette énergie est produite par des groupes de production « G » sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV ; 11 kV ; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de consommation. Elle sera ensuite transformée sous une haute tension (90 kV ; 150 kV ; 225 kV...) par des transformateurs élévateurs (TE) installés à la sortie des générateurs. La totalité de l'énergie produite ou le surplus disponible sera transporté par un ensemble de lignes électriques (L) sous une haute tension, plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation. Cette énergie sera de nouveau transformée par des transformateurs abaisseurs (TA), puis elle distribuée sous une moyenne tension (30kV, 10 kV...) pour la mettre à la disposition des usagers [1]. Le réseau électrique est hiérarchisé par niveau de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [2].

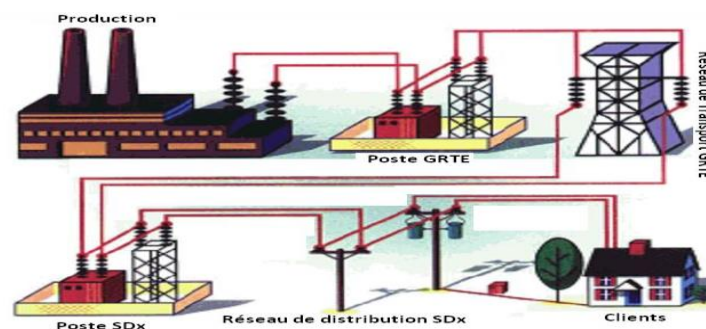


Figure 1.1 : Structure du système électrique.

1.2. Fonctions de réseau électrique à très haute tension

1.2.1 Le Transport

La première mission assignée au réseau électrique à très haute tension est le transport de l'électricité. L'énergie électrique est produite dans un petit nombre d'installations de forte puissance- usines hydrauliques, thermiques ou nucléaires - et il faut acheminer vers les zones

de consommation, sur des distances de quelques dizaines à quelques centaines de kilomètres, des quantités considérables d'énergie.

1.2.2 Interconnexion

Ce réseau assure également une fonction d'interconnexion, grâce à une configuration dite maillée, il relie les Centres de production et les Centres de consommation permettant à l'ensemble des moyens de production, où qu'ils se trouvent, d'alimenter en électricité n'importe quel point du territoire. Ainsi l'interconnexion du réseau électrique garantit-elle une meilleure sécurité d'alimentation des régions, reliées entre elles ; elle permet aussi d'éviter la multiplication des usines de production et d'utiliser à tout moment la Centrale la plus économique quelle qu'en soit la localisation.

1.2.3 Transformation

La troisième fonction de ce réseau est la transformation. L'énergie électrique est transportée à un niveau de tension élevée - 400.000 volts - qu'il faut transformer, c'est-à-dire abaisser, pour desservir ensuite les réseaux de tension inférieure, les clients étant alimentés à des niveaux de tension qui dépendent de leur importance, en 220 V pour les clients domestiques.

1.2.4 Répartition

Enfin, une dernière fonction, dite de Répartition, consiste à alimenter le réseau régional à haute tension qui desservira les postes de livraison à la distribution ou aux industriels importants.

1.3. Structures topologiques des réseaux électriques

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont liés entre eux sous forme des boucles, voici leurs différentes structures de liaisons.

1.3.1 Réseaux radiaux

Sont, à partir d'un poste d'alimentation, constituées de plusieurs artères (figure I. 2). En pratique si l'on regarde une carte de tel réseau, on aperçoit des points communs. Mais ces réseaux sont en fait bouclables mais non bouclés car en ces points est toujours placés un appareil de coupure, ouvert en exploitation normale. Cette disposition, permet en cas

d'incident sur une artère de reprendre l'alimentation de certaines dérivations par les artères voisines.



Figure 1. 2 : Exemple d'une structure d'un réseau radial.

1.3.2 Réseaux bouclés

Sont alimentés à la fois par plusieurs source (en général 2 ou 3 rarement plus). L'existence de plusieurs sources en parallèle (figure I.3) augmente la sécurité d'alimentation, en cas d'avarie de l'une d'elles (transformateur) ou sur une boucle.

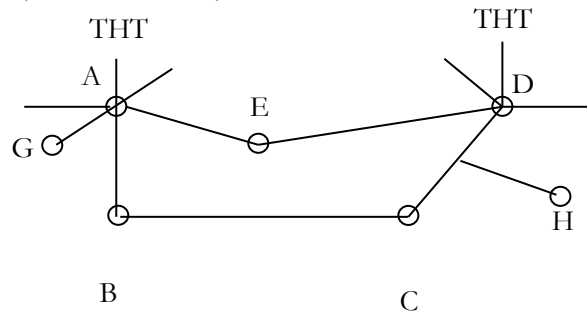


Figure 1.3 : Exemple d'une structure d'un réseau bouclé

1.3.3 Réseaux maillés

Sont des réseaux où toutes les lignes sont bouclées. Cette structure (figure I.4) nécessite que tous les tronçons de lignes soient capables de surcharges permanentes, et qu'il soit muni, a leurs deux extrémités, d'appareils de coupure. On obtient ainsi la meilleure sécurité, mais au prix le plus élevé.

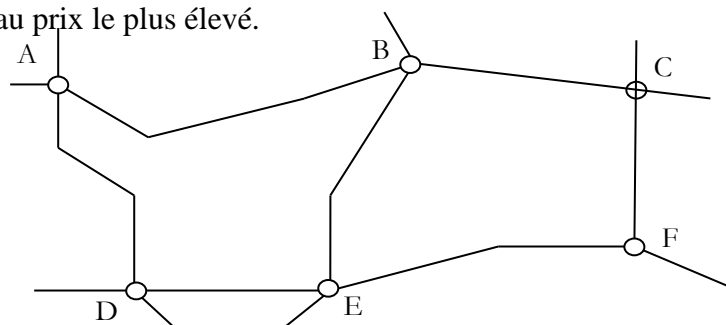


Figure 1.4: Exemple d'une structure d'un réseau maillé

1.4 Niveaux de tensions

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB → pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA → pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB → pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- BTA → pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- TBT → pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

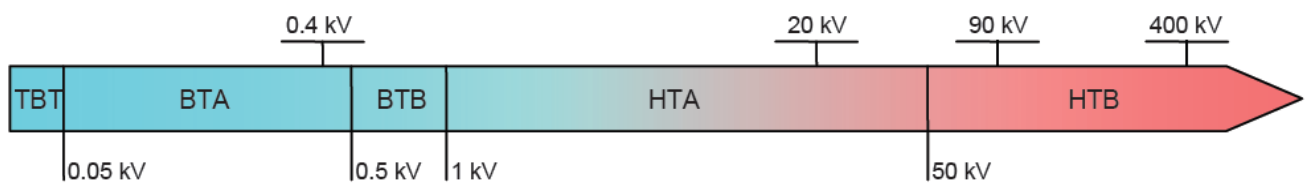


Figure 1. 5 Niveaux de tension normalisés

1.5 Réseaux de transport électrique de la SONELGAZ région Centre

La Direction de Transport de l'Électricité (DTE) est la principale direction qui a pour mission d'assurer la continuité de service et le transport de l'électricité en haute et très haute tension (HT et THT), tout en assurant la sécurité des ouvrages et des personnes. Elle comporte 5 directions régionales de transport. La DTE - région d'ALGER Centre couvre dix (10) wilayas (Figure I.6), à savoir : BOUMERDES, TIZI OUZOU, BOUIRA, BLIDA, DJELFA, AIN DEFLA, MEDIA, TIPAZA et CHLEF.

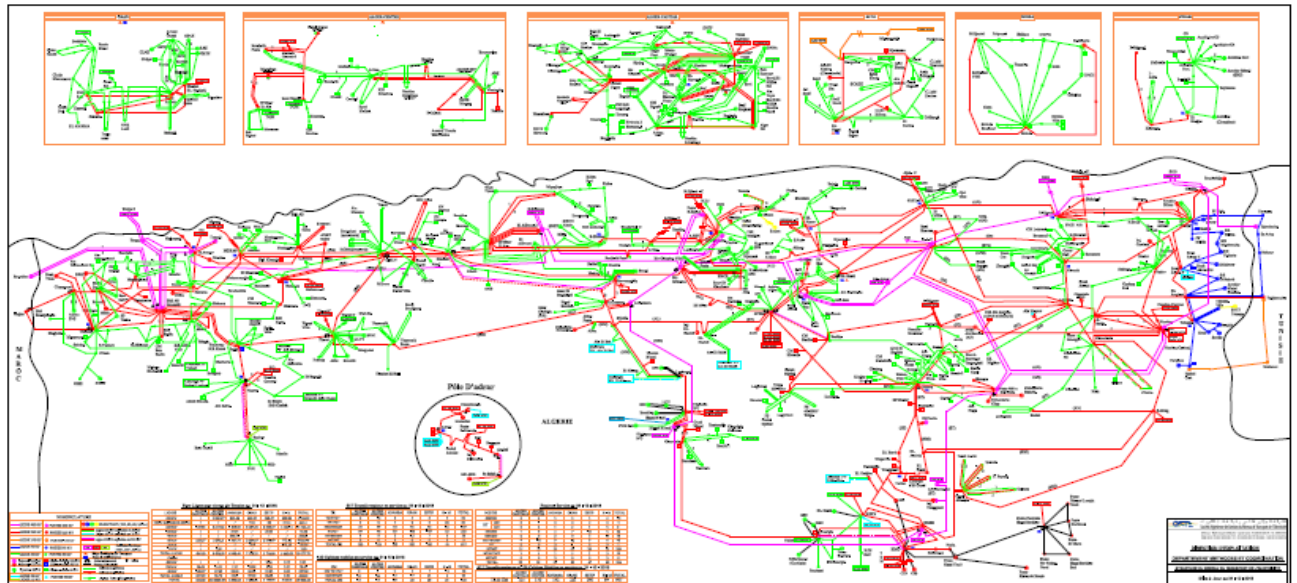


Figure 1. 6 Structure de réseaux de transport d'électricité GRTE - Région d'ALGER centre.

1.6 Postes électriques

Selon la définition de la Commission Électrotechnique Internationale (CEI), un poste électrique est la partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement des transformateurs. Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution. On parle généralement de sous-station. Il existe plusieurs types de postes électriques [1] [2]:

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

1.6.1 Différents types des postes

Le poste électrique était un nœud du réseau électrique ; un réseau électrique est un système dont le poste constitue une pièce majeure dans la mesure où c'est le lieu (le nœud) d'où le réseau est :

- organisé (configuration de la topologie)
- surveillé (fonction de monitoring)
- protégé (action des protections)

Le poste peut être considéré comme une barre (ou des barres) sur laquelle sont connectées des dérivations (feeder) qu'en terme de réseau électrique, on répartit en :

- Groupes de production qui produisent de l'énergie
- Charges qui consomment de l'énergie active, réactive
- Lignes aériennes (ou souterraines) qui assurent le lien entre les différents nœuds

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

1.6.1.1 Les postes à fonction d'interconnexion

Sont des postes qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs,.....etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

1.6.1.2 Les postes de transformation

Dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs.

1.6.1.3 Les postes mixtes

Sont les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

Les actions élémentaires inhérents aux fonctions à rempliront réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet :

- D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs.
- D'assurer la conduite ou l'isolement d'un circuit électrique, grâce aux sectionneurs.

- De modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule. Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs nœuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre de sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des nœuds électriques.

1.6.2 Constitution des postes électriques

Le poste est constitué essentiellement :

- **Appareils haute tension**

- Le sectionneur qui a une fonction d'isolement et d'aiguillage.
- Le disjoncteur qui a une fonction de coupure, mais toujours associé à 1 ou 2 sectionneurs car il ne tient pas lui-même, en position ouverte, avec certitude, certaines situations du réseau (surtension...).
- Les réducteurs de mesure de courant (TC) et tension (TT) qui donnent une image aussi fidèle que possible du courant et de la tension HT.
- Les parafoudres qui assurent la protection des équipements aux surtensions de foudre et de manœuvres ; Pour leur bon fonctionnement les parafoudres doivent être associés à un filet de garde sur le poste et un câble de garde sur au moins une partie de la ligne et à un circuit de terre de qualité.
- Divers appareils tels que : circuits bouchons/diviseurs capacitifs ...

- **Matériel d'installation**

- Charpentes, supports métalliques des appareils HT, isolateurs posés.
- Câbles nus aériens et câbles isolés multiconducteurs
- Raccords HT/MT, armements (isolateurs de lignes)

- Circuit de terre
 - **Génie civil associé**
Fondations, caniveaux, clôtures, bâtiments, drainage, piste, accès
 - **Équipement basse tension**
- Système de conduite et surveillance (contrôle commande)
- Système de protection
- Auxiliaires et servitudes (éclairage...)
 - **Interface avec le monde extérieur**
- Téléphone
- Synchro satellite
- Télécommunicationsetc.

1.7 Système de protection

Un poste est un système dormant, dans lequel il ne se passe presque rien (de temps en temps une manœuvre...) au contraire d'une centrale où le contrôle régule en permanence la tension et la fréquence en fonction des charges appelées et les points de consigne.

Mais si dans le poste où sur les parties du réseau supervisées par le poste intervient un défaut, alors la(les) protection(s) doit (vent) agir automatiquement et rapidement selon des critères de sûreté :

- Sécurité (pas d'ordre intempestif)
- Disponibilité (être opérationnelle à tout instant)
- Sélectivité (provoquer le déclenchement de la zone affectée et pas une autre)
- Stabilité (ne pas déclencher sur des défauts qui ne concernent pas la protection)

1.7.1 Définition d'un système de protection

La Commission Électrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme ensemble des dispositions destinées pour permettre 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.

1.7.2 Défauts de fonctionnement

1.7.2.1 Origine de défauts

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à

réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

- Les lignes aériennes : sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, orage, vent, tempêtes, etc.), Les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d'autre à la foudre.
- Les câbles souterrains : sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des défauts permanents.
- Les matériels de réseaux et de postes électriques : comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isollements.

1.7.2.2 Caractéristiques des défauts

Les court-circuits ou les défauts sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant. Les ingénieurs en électrotechnique option réseaux électriques utilisent souvent, comme terme défaut. Un défaut dans les réseaux électriques peut être :

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

1.7.2.3 Nature des défauts

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

- Défauts semi-permanents : Ces défauts 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.

1.7.2.4 Courant de défaut

Le courant de défaut d'un générateur de tension parfait est, en théorie, infini. Fort heureusement, en pratique, la valeur du courant de défaut est finie, limitée par les impédances internes de la source, des divers tronçons de ligne et des composants placés sur le trajet de ce courant. Les défauts sont des phénomènes transitoires électromagnétiques ; Ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre a rompu. Les défauts engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau et le courant de défaut (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électriques. Les défauts peuvent provoquer des dégâts économiques importants s'ils ne sont pas éliminés rapidement par les systèmes de protection.

1.7.2.5 Statistiques sur les défauts

Au niveau des réseaux aériens de transport à SONELGAZ, les statistiques de courts circuits sont de :

- 70% à 90% fugitifs,
- 5 à 15% semi-permanents,
- 5 à 15% permanents.

Sur les réseaux électriques souterrains (Câble) les défauts sont toujours permanents.

1.7.3 Conséquences des défauts sur le réseau électrique

Les défauts dans les réseaux électriques ont des effets néfastes, on peut citer :

1.7.3.1 Fonctionnement des réseaux électriques

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance.

Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une diminution du couple résistant (C_r) des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur (C_m), s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils

peuvent conduire à la perte de stabilité de groupes générateurs et à des fonctionnements hors synchronisme préjudiciables aux matériels. Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT.

1.7.3.2 Tenue de matériels

Les défauts provoquent des surintensités, dans le cas d'un défaut triphasé le courant de défaut peut être dépassé de 20 à 30 fois le courant nominal (I_n), Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- Contraintes Thermiques : dues aux dégagements de chaleur par effet Joule (RI^2) dans les conducteurs électriques.
- Contraintes Mécaniques : dues aux efforts électrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs, ces efforts s'il dépasse les limites admises lors de la construction est souvent à l'origine d'avaries graves.

De plus l'arc électrique consécutif à un défaut met en jeu un important dégagement local d'énergies pouvant provoquer d'important dégât au matériel et être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

1.7.3.3 Qualité de la fourniture

Pour les utilisateurs, les défauts se traduisent par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction d'efférents facteurs tels que la nature du court-circuit, la structure du réseau effectué, du mode mise à la terre, du mode d'exploitation, des performances des protections ...Etc.

1.7.3.4 Circuits de télécommunications

La présence d'un défaut dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie électrique et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres des réseaux. Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunication qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergies électrique. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication.

1.3.7.5 Sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel lié à l'écoulement des courants de défaut à la terre, les conducteurs tombés au sol ...etc sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes, Le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel.

1.3.7.6 Contraintes supplémentaires pour la protection

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

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les défauts :
 - 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.

1.8 Qualités principales d'une protection

1.8.1 Rapidité d'élimination des défauts

Les défauts 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 défauts 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.

1.8.2 Sélectivité d'élimination des défauts

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

1.8.3 Sensibilité de protection

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 défaut se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

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

1.8.4 Fiabilité de protection

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 défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui attendu. A l'inverse, le fonctionnement incorrect, elle est composée de 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 dû 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.

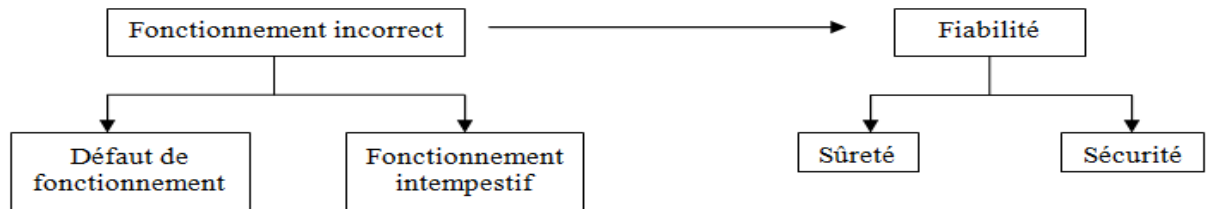


Figure 1. 7Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires.

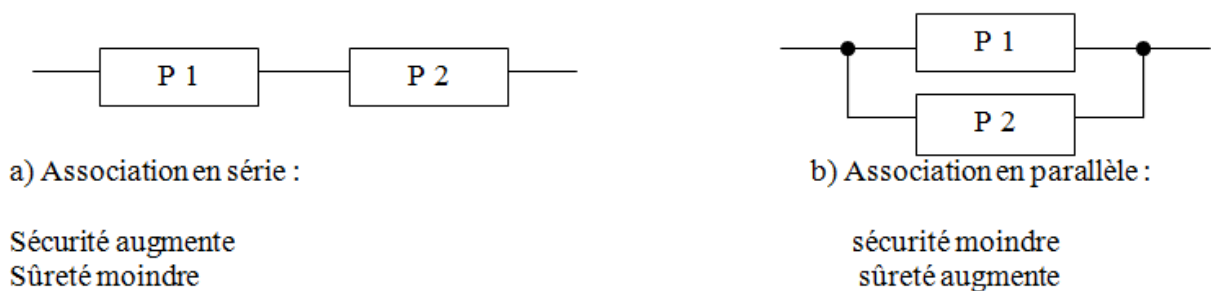


Figure 1. 8Association de protection.

1.8.5 Chaîne de protection

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

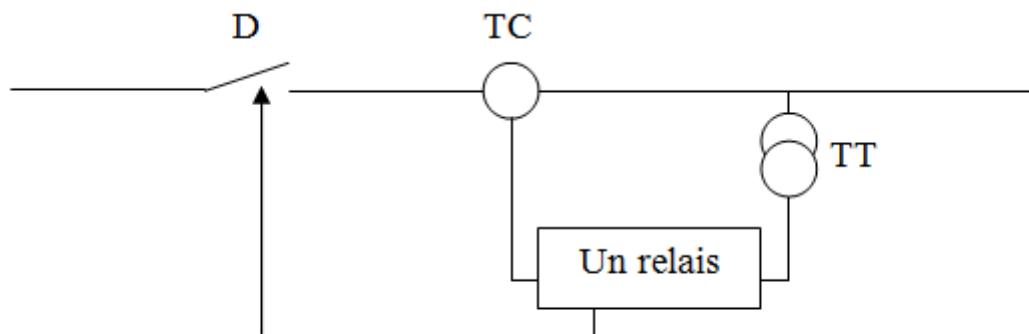


Figure 1. 9Chaîne principale de la protection électrique

1.8.5.1 Transformateur de mesure

Les transformateurs de mesure doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision garantie, et assurer l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tension et la surtension du réseau ainsi les courants de défauts et il est très dangereux de brancher directement les appareils de mesure dans le circuit à HT ou THT.

Les réducteurs de mesures sont principalement transformateurs de tension (TT) et transformateur de courant (TC), ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux, à des valeurs plus faibles et faciles à :

- Mesurer et afficher,
- Utiliser pour des installations de comptage, pour calcul les puissances P et Q ... etc,
- Utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs.

1.8.5.1.1 Transformateur de courant (TC)

Les courants industriels sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables par la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères.

La fonction d'un transformateur de courant de phase est de fournir à son secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection, avec $m \equiv \frac{I_1}{I_2}$ rapport de transformation de TC. Le TC doit être ;

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert,
- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu,
- Dans chaque phase de réseaux électrique en trouve un transformateur de courant.

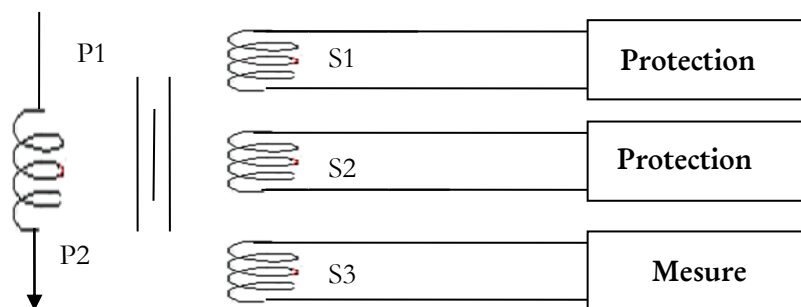


Figure 1. 10 Enroulements d'un TC

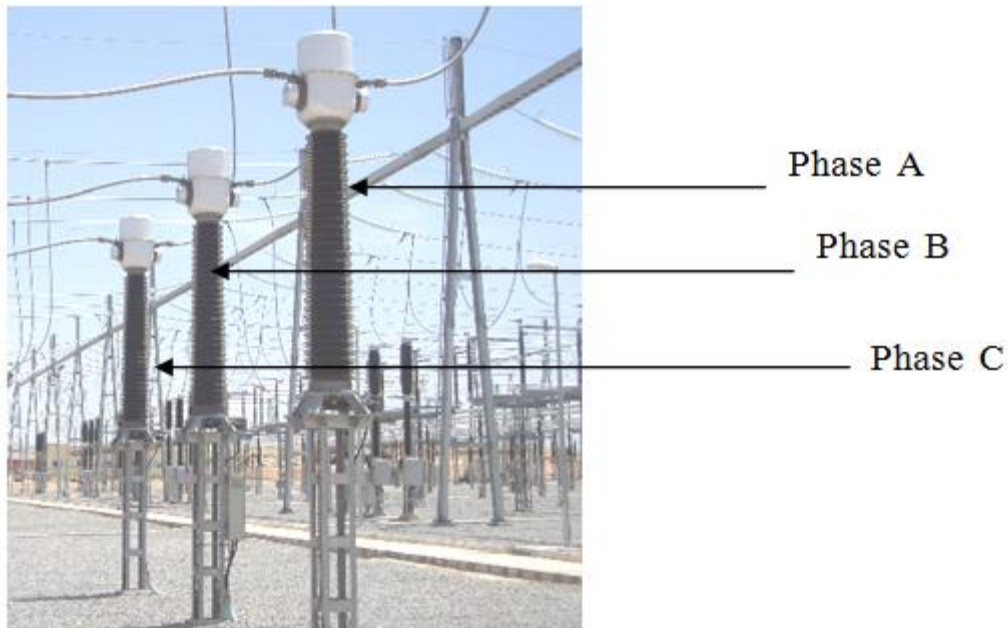


Figure 1. 11 Transformateur de courant (TC) installé sur une travée ligne au niveau du Poste BIR GHEBALOU

Les caractéristiques de chaque enroulement :

- Enroulement de protection classe de précision 5P20 : erreur 5%, saturation $20 \cdot I_n$.
- Enroulement de mesure classe de précision 0,5 : erreur 0,5%.
- Rapport de transformation de TC est $1600A / 1A$

1.5.8.2.1 Transformateur de tension (TT)

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre avec,

entre phases ou entre phase et terre avec, $m \equiv \frac{V_1}{V_2}$: rapport de transformation de TT.

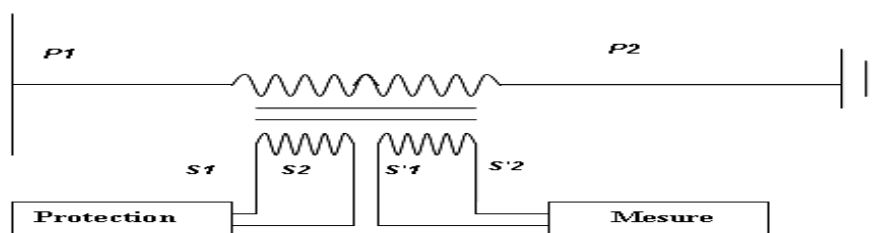


Figure 1. 12 Enroulements d'un TT



Figure 1. 13 Transformateur de tension (TT) installé sur une travée ligne au niveau du Poste BIR GHEBALOU

Les caractéristiques de chaque enroulement :

- Enroulement de protection classe de précision 5P20 : erreur 5%, saturation $20 \cdot I_n$
- Enroulement de mesure classe de précision 0,5 : erreur 0,5%
- Rapport de transformation de tension est $220\,000V / \sqrt{3} / 100V / \sqrt{3}$

1.5.8.3 Les relais de protection

1.5.8.3.1 Définition

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

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, Détermine quels disjoncteurs ouvrir et éteindre les circuits de déclenchement.

1.5.8.3.2 Différents types des relais**✓ Les Relais électromécaniques (Electro mechanical Relays)**

Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de défaut,
- Son coût de fabrication est élevé,
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance,

A partir de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

✓ Les Relais statique (Solid-State Relays)

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des

relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue :

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- La grande puissance consommée en veille,
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

✓ **Les Relais numériques (Digital Relays)**

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, elles sont équipées d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs,etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de

maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neurone et la logique floue.

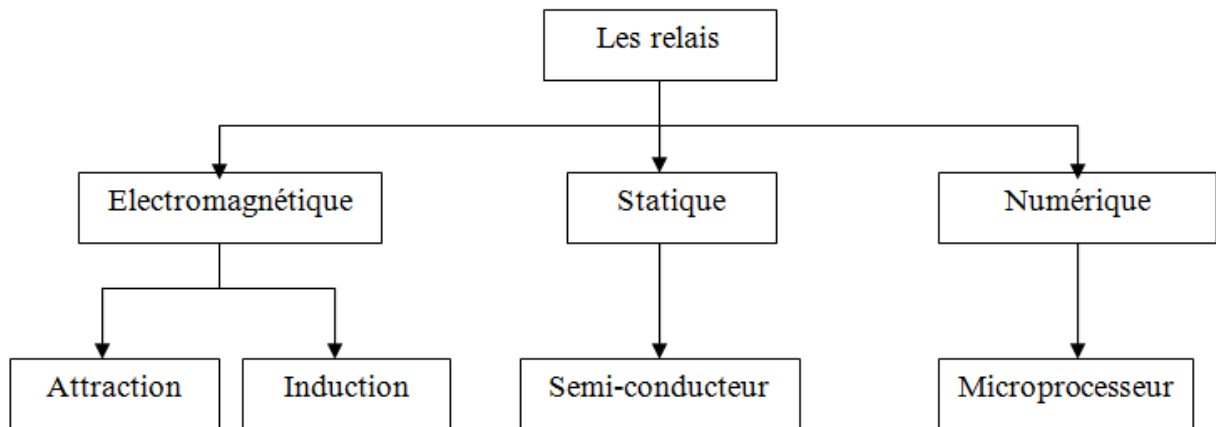


Figure 1. 14 Classifications les types des relais

1.5.8.4 Disjoncteur à haute tension

Un disjoncteur est un organe du réseau qui a pour fonction de conduire et de couper le courant qui circule entre deux portions du réseau (lignes ou transformateurs). C'est un appareil de coupure en charge, qui n'est pas considéré comme une coupure visible. Il est destiné aussi à protéger les circuits et les installations contre d'éventuels défauts. Il est caractérisé par son pouvoir de coupure.

Un disjoncteur est principalement composé de deux parties :

- **La commande (ou partie mécanique) :** le système de commande d'un disjoncteur peut être :
 - A commande à ressort.
 - A commande à air comprimé.
 - A commande à huile.
 - A commande combinée au gaz d'azote associé à l'huile.
- **La chambre de coupure :** La chambre de coupure est conçue pour éliminer l'arc électrique qui se produit lors de l'ouverture d'un circuit entre le contact fixe et le contact mobile (qui

est actionné par la commande) qui relie deux portions du réseau. Dans une chambre de coupure, on trouve un élément qui a pour rôle l'extinction de l'arc électrique, cet élément peut être :

- De l'huile
- De l'air comprimé
- Du vide
- Du GAZ SF₆ (généralement utilisé dans les récents disjoncteurs)

Un disjoncteur peut être actionné par :

- Un opérateur (exploitant ou dispatcheur) localement ou à distance (Synoptique, CCN ou CRC), dans ce cas, on appelle ces opérations d'ouverture et de fermeture **des manœuvres**.
- Un ordre émanant d'un automate (ou protection) lorsque celui-ci entre en action lors de la détection d'un défaut (sur une ligne ou sur un transformateur) ou bien l'action d'un système de sauvegarde du réseau (délestage automatique par MIN f, MIN U), dans ces cas, on parle **de déclenchement**.

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons illustré les différentes généralités sur les réseaux électriques et spécifiquement le réseau SONELGAZ ainsi que les différents types des réseaux électriques, les postes électriques et la constitution de ces derniers.

Nous avons aussi vu le système de protection et leur importance dans la sauvegarde du réseau électrique « l'élimination des défauts », par la suite on a donné les différentes composantes d'une chaîne de protection installée au niveau des ouvrages électriques.

Chapitre II

Protection d'une ligne aérienne 400KV

2.1 Introduction :

Depuis 1994 la plupart des compagnies d'électricité ont pris la décision de ne plus établir de nouvelles liaisons aériennes au-delà de 150 kV. A terme donc tout le réseau de distribution et progressivement celui de répartition se fera en câbles souterrains car il est confronté à des problèmes technologiques significatifs (surtout les jonctions) ainsi qu'à un coût très élevé (si le coût en basse tension est similaire, voir inférieur pour une liaison souterraine, il devient jusqu' à environ 20 fois plus élevé à 400 kV par rapport à une liaison aérienne). Les lignes aériennes sont constituées de conducteurs nus en aluminium (souvent un alliage pour renforcer les propriétés mécaniques), parfois avec une âme en acier. Les lignes à haute tension sont les lignes principales des réseaux de transport d'électricité. Elles peuvent être aussi bien aériennes que souterraines ou sous-marines. Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électriques ainsi qu'à l'interconnexion des réseaux électriques, pour cela, la protection de ces lignes est nécessaire. Dans ce chapitre nous avons présenté les protections de la ligne 400KV SI MUSTAPHA au niveau du poste 400kV BIR GHBALOU ainsi on va exposer les différentes protections installées sur cette ligne et leurs réglages aussi les essais sur la protection distance.

2.2 Classification des lignes :

Classification des lignes électriques		
1 ^{ère} catégorie	Basse tension	Alimentation des abonnés individuels
2 ^{ème} catégorie	Moyenne tension (5.5- 15-20 et 30kV)	Desserte des petites localités et des industries locales
3 ^{ème} catégorie	Haute tension (63 et 90kV)	Grosses industries, localités moyennes, réseaux locaux
	Très haute tension (150,225 et 400kV)	Réseau d'interconnexion et grandes régions

Tableau 2.1 : Classification des lignes électriques

2.3 Présentation du poste BIR GHBALOU :

Le poste BIR GHBALOU est un poste ayant un niveau de tension 400/220 kV mis en service en 2007, implanté dans la Commune de BIR GHBAOU, Daïra de BIR GHBAOU, relevant de la région centre, annexé à la base BERROUAGHIA. De point de vue télécommande, le poste est actuellement en total télé - signalé et télé – commandé à distance par le CCN et à partir du CRC.

Le poste est à vocation régionale et nationale, alimentant la wilaya de BOURA et assure l'interconnexion entre les postes BERROUAGHIA, BOUIRA, SI MUSTAPHA, Ain OUSSERA, EL MEHIR et El AFROUN et avec la région de Sétif à travers la ligne 400kV SALAH BAY. Cet ouvrage entrant dans le cadre du grand projet d'autoroute électrique 400 kV EST-OUEST est destiné au renforcement du réseau national de transport d'énergie électrique et de l'interconnexion avec les pays voisins du Maghreb et de l'Europe.



Figure 2.1: Poste 400/220KV BIR GHBALOU.

2.4 Constitution du poste

Le poste 400 kV contient :

2.4.1 Partie active

2.4.1.1 Étage 400KV

- Travée ligne 400 KV SI MUSTAPHA
- Travée ligne 400 KV AIN OUSSERA
- Travée ligne 400 KV SALAH BAY
- Travée ligne 400 KV EL AFROUN
- Auto transformateur 400/220KV N°1 (500MVA)
- Auto transformateur 400/220KV N°2 (500MVA)
- Travée 400KV Couplage
- Deux selfs (50 MVAR) N° 1 &2 sur la ligne 400 Salah BAY
- Deux selfs N° 4 (80 MVAR)& 5 (50MVAR) sur la ligne 400 AIN OUSSERA.

2.4.1.2 Étage 220KV

- Travée ligne 220KV SI MUSTAPHA
- Travée ligne 220 KV BOUIRA 1
- Travée ligne 220 KV BOUIRA 2
- Travée ligne 220 KV BOUIRA 3
- Travée ligne 220 KV EL MHIR
- Travée ligne 220 KV BERROUAGHIA
- Arrivée Auto transformateur 400/220KV N°1 (500MVA)
- Arrivée Auto transformateur 400/220KV N°2 (500MVA)
- Travée 220KV Couplage

2.4.2 Partie bâtie

Le poste 400 kV contient les salles suivantes:

- Salle de commande

- Salle des Batteries stationnaires
- Salle des Services Auxiliaires
- Salle de Haute Fréquence (HF)
- Bureau
- Bâtiments de relayage
- Logements d'astreints

2.4.3 Schéma unifilaire d'une travée ligne

Une travée ligne est représentée par un schéma unifilaire donné ci-dessous :

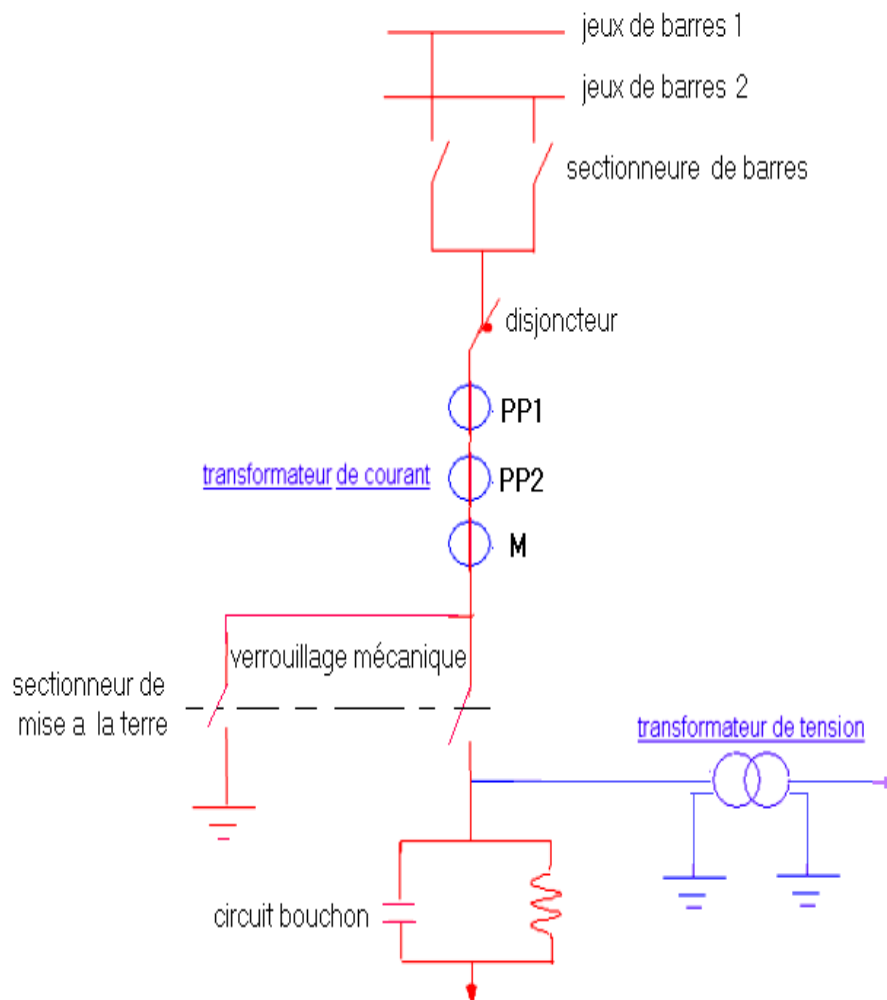


Figure 2.2: Schéma unifilaire d'une travée ligne.

Les lignes aériennes sont des ouvrages parmi les plus susceptibles d'être soumis en défauts qui perturbent le transit d'énergie électrique dans les réseaux électriques, Lorsqu'un

défaut apparaît sur un ouvrage du réseau, il faut mettre l'ouvrage concerné hors tension en déclenchant les disjoncteurs qui le relie au reste du réseau. Les fonctions de détection du défaut et de commande de déclenchement des appareils sont assurées par des dispositifs particuliers : les protections contre les défauts. Donc il est essentiel que la protection de ces ouvrages assure le meilleur fonctionnement de ces derniers. Le système de protection répond à la triple exigence de sûreté de fonctionnement, rapidité et sélectivité. On distingue deux grands types de protections :

- Les protections utilisant des critères locaux élaborés à partir de la mesure des courants et/ou tensions au niveau de chaque départ : Ce sont les protections de distance qui permettent de situer l'emplacement du défaut par mesure de l'impédance comprise entre les réducteurs de mesure du départ, qui délivrent les grandeurs électriques de référence, et le point de défaut.
- Les protections utilisant comme critère la comparaison de grandeurs électriques aux extrémités de l'ouvrage, elles nécessitent bien évidemment un système de transmission associé : On parle alors généralement de protections différentielles de ligne (comparaison de courant) ou de protections à comparaisons de phases.

2.5 Le plan de protection adopté par SONELGAZ[15]

Les plans de protection définissent :

- Les types de fonctions de protection ;
- La position de ces fonctions dans la technologie du réseau ;
- La coordination entre ces fonctions.

En réalité, ces plans de protection ne sont pas figés. Ils changent dans le temps à chaque fois qu'un besoin d'amélioration ils avèrent nécessaire, à savoir :

- La nécessité de diminution du temps d'élimination des défauts.
- La recherche d'une meilleure sûreté de fonctionnement avec prise en considération du facteur économique.
- L'évolution technologique.

2.5.1 Plan de protection des lignes aériennes longues 400KV**2.5.2.1 Relais de protection principale n°1(PP1)**

- Protections activées au niveau de PP1 :
 - F21 : Protection de distance ;
 - F51 : Protection à maximum de courant à temps constant en cas de fusion fusible ;
 - F51 : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge) ;
 - SOTF : Enclenchement sur défaut ;
 - F68 : Détection Pompage ;
 - 67N : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (Protection complémentaire) ;
 - F79 : Réenclencheur mono/tri ;
 - Téléaction ;
 - F59 : Protection MAXU à deux seuils (pour les lignes équipées des selfs) ;
 - F46 : Rupture conducteur pour les lignes en antenne.

2.5.2.2 Relais de protection principale n°2(PP2)

- Protections activées au niveau de PP2 :
 - F21 : Protection de distance ;
 - F51 : Protection à maximum de courant à temps constant en cas de fusion fusible ;
 - F51 : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge) ;
 - SOTF : Enclenchement sur défaut ;
 - F68 : Détection Pompage ;
 - 67N : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (Protection complémentaire) ;
 - F79 : Réenclencheur mono/tri ;
 - Téléaction ;
 - F59 : Protection MAXU à deux seuils (pour les lignes équipées des selfs) ;
 - F46 : Rupture conducteur pour les lignes en antenne.
- F50DD : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- Synchro check : Intégré au niveau de l'unité de travée.

2.6 Philosophie de réglage des protections[14] [16]

Le calcul des réglages des protections dépend de plusieurs paramètres à savoir :

1- Le type de réseau :

- Réseau d'interconnexion ;
- Réseau de transport ;
- Réseau de répartition ;
- Réseau de distribution.

2- La topologie du réseau :

- Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition ;
- Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes ;
- Ligne en antenne ;
- Ligne en piquage ;
- Transformateur d'interconnexion THT/HT ;
- Transformateur HT/MT.

3- Le type de protection :

- Protection de distance ;
- Protection différentielle ;
- Protection à maximum de courant ;
- Protection de surcharge thermique ;
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc...

2.7 Philosophie de réglage des protections des lignes de transport [14] [16]

2.7.1 La protection principale :

2.7.2.1 Protection différentielle ligne (F87L) :

Cette Protection est destinée pour les lignes aériennes courtes et câbles souterrains. Le principe de fonctionnement de protection différentielle ligne consiste à comparer le courant entrant du poste A avec le courant sortant de l'autre extrémité poste B, d'où la nécessité d'avoir un support de transmission entre les deux postes. La protection déclenche les deux extrémités de la ligne lors de la détection d'une différence de courant.

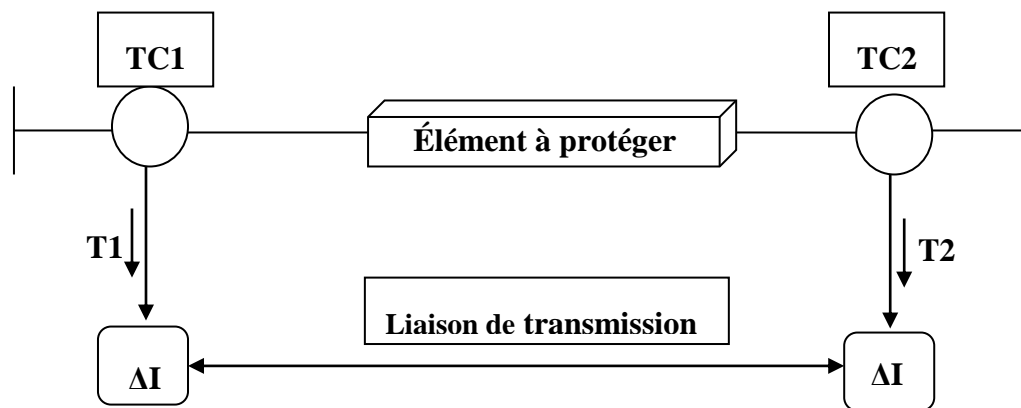


Figure 2.3: Principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne.

Elle est réglée comme suit :

Deux paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel mesuré par le relais en régime de fonctionnement en charge d'une liaison ligne ou câble :

- Précision de la protection
- Les erreurs des réducteurs de courant.

Avec ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul ; et c'est la raison pour laquelle on adopte le réglage d'un seuil de courant différentiel réglé à 20 % du courant nominal de la ligne.

2.7.2.2 Protection de distance (F21)

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

- La rapidité d'élimination des défauts dans la première zone qui se traduit par une réduction appréciable des investissements,
- La fonction de protection de secours assurée en deuxième et troisième zone pour les barres et les liaisons du poste opposé

Elle est utilisée comme :

- Protection principale pour les lignes aériennes.

- Protection de réserve de la protection différentielle, $T1=0,2$ s, pour les lignes 60kV, 220kV et 400kV aériennes et souterraines très courtes, présentant des réactances ramenées côté basse tension très faible, afin d'assurer une bonne sélectivité avec les protections de distances des lignes adjacentes.
- Protection qui fonctionne en parallèle avec la protection différentielle des lignes 60kV aériennes et souterraines courtes, afin d'assurer le secours des défauts barre du poste vis-à-vis en zone 2.

La protection de distance est une protection à minimum d'impédance, dont les réglages sont calculés sur la base des caractéristiques de la ligne et des rapports de transformation des réducteurs de mesure (courant et tension) et comporte plusieurs zones de mesure.

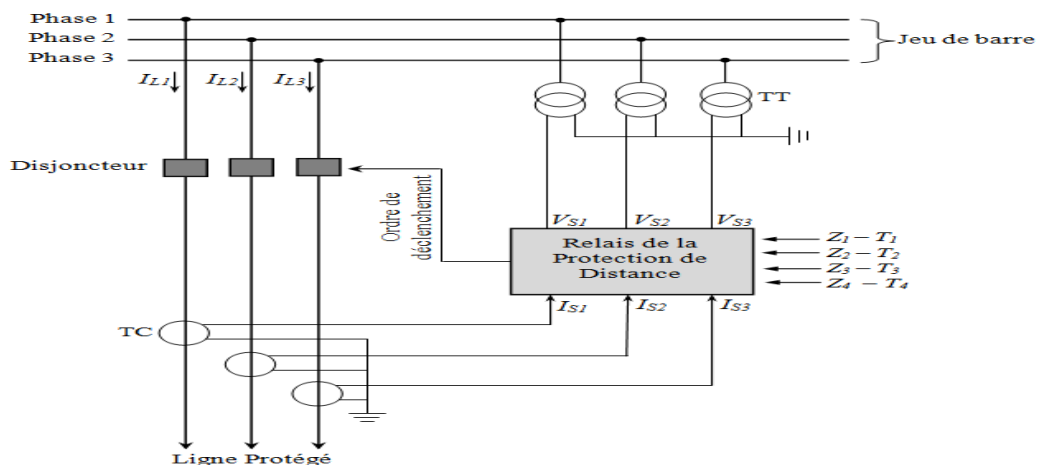


Figure 2.4: Schéma unifilaire d'une travée ligne.: Schémas de Montage de la distance.

Elle est réglée comme suit :

- ✚ Réglage des zones de mesures :

La protection de distance n'est pas une protection sélective à 100 %, à cause des erreurs dues à :

- La méconnaissance exacte des caractéristiques de la ligne.
- Réducteurs de mesures (TP et TC)
- Mesure de la protection

Ces erreurs ne nous permettent pas de régler la totalité (100 %) de la ligne en première zone, d'où l'existence de plusieurs zones de réglage (4 à 5 zones) en réactance et en

résistance.

a) Réglage des zones de mesures en réactance :

La plupart des relais de protection de distance à l'échelle mondiale surtout ceux du groupe Sonelgaz sont réglés pour trois zones de protection en aval ($Z1$, $Z2$ et $Z3$) et une seule zone protection en amont ($Z4$) comme indiqué par la figure suivante.

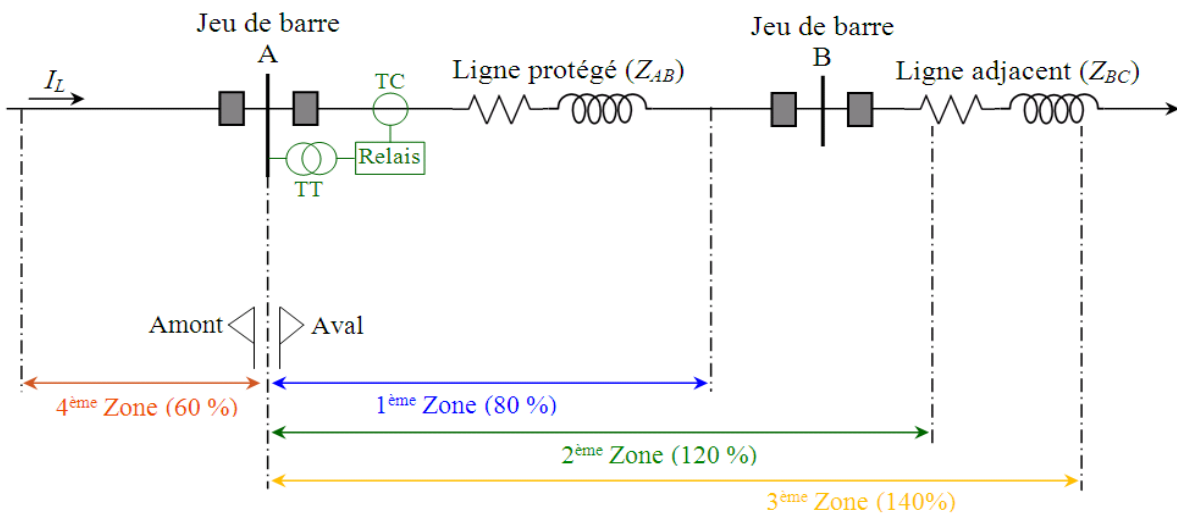


Figure 2.5: Les zones de protection.

Une sélectivité chronométrique bien respectée pour chaque zone illustrée par la figure

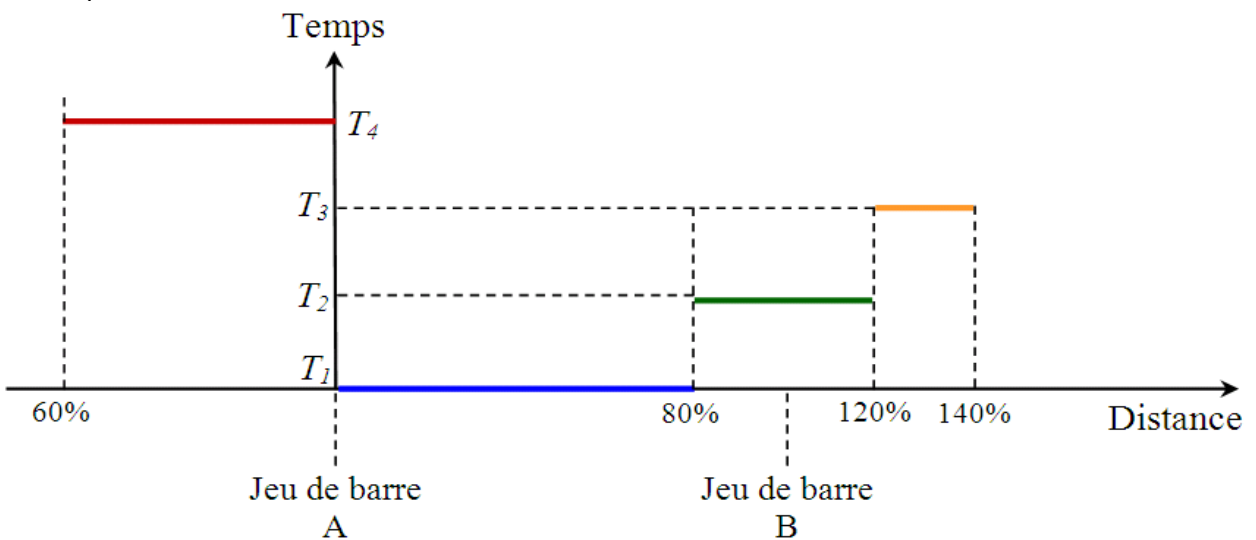


Figure 2.6: Relation Distance–Temps

Ce paramètre est proportionnel à la longueur de la ligne (portée).

- Zone 1 (Aval)

Pour être sûr de ne pas voir les défauts en dehors de l'ouvrage, compte tenu des erreurs cumulées, on règle cette zone comme suit :

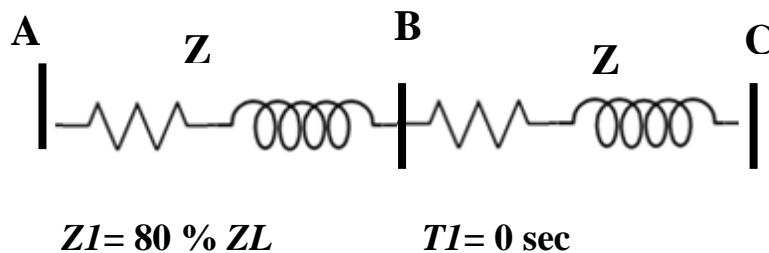
$$X_1 = 80 \% X_L \quad (2.1)$$

X_L : Réactance de la ligne

avec une temporisation de

$T_1 = 0 \text{ Sec.}$

NB : $T_1 = 0,2 \text{ Sec}$ pour les lignes aériennes et souterraines très courtes présentant des Réactances ramenées côté basse tension très faible.



- Zone 2 (Aval)

Pour les mêmes raisons et afin d'assurer la protection des 20% de la ligne restant, on règle la zone 2 à

$$X_2 = 120 \% X_L \quad (2.2)$$

Avec une temporisation de :

- $T = 0,3 \text{ Sec}$ pour les lignes 400 kV et 220 kV ;
- $T = 0,5 \text{ Sec}$ pour les lignes 60 kV, dans le but d'assurer la sélectivité avec la ligne adjacente ;

Pour une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à adopter est à :

$$X_2 = 120 \% X_L + 50 \% X_L \text{ (ligne la plus courte)} \quad (2.3)$$

- Zone 3 (Aval)

C'est un stade de secours, réglé à :

$$\mathbf{X_3 = 140 \% XL} \quad \mathbf{(2.4)}$$

Avec une temporisation de :

- T=0,3 Sec

Pour une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à adopter est :

$$\mathbf{X_3 = 100 \% XL + 70 \% X_L \text{ (ligne la plus courte)}} \quad \mathbf{(2.5)}$$

- Zone 4 (Amont)

C'est un stade de secours pour des défauts amont, réglé à :

$$\mathbf{X_4 = 40 \% XL} \quad \mathbf{(2.6)}$$

Avec une temporisation de :

- T=2,5 Sec

- Zone 5 (non directionnelle) :

Dans le cas où le relais de protection permet le réglage de la 5ème zone, elle sera réglée comme zone de démarrage, non directionnelle :

$$\mathbf{X_5 = 100 \% XL + 100 \% X_L \text{ (ligne la plus longue)}} \quad \mathbf{(2.7)}$$

Avec une temporisation de :

- T=4 Sec

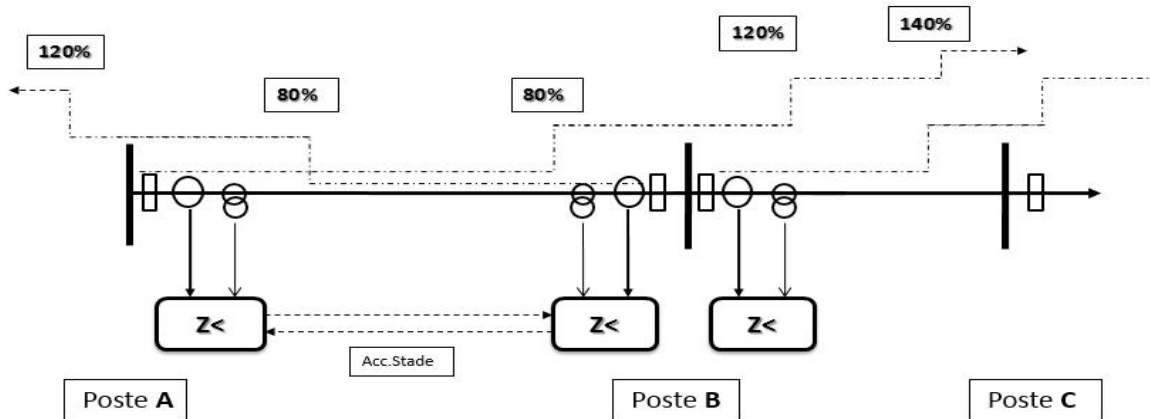


Figure 2.7: Zones de fonctionnement de la protection de distance

b) Réglage des zones de mesures en résistance:

Dans le cas d'un défaut, la protection de distance mesure, en plus de la réactance, la résistance de défaut et la résistance de la ligne, qui est proportionnelle à la distance de défaut.

- Réglage de la résistance monophasé

Le réglage choisi de la résistance de défaut est de 100Ω , Cette valeur est estimée largement suffisante pour la détection des défauts résistants des régions rocailleuses, montagneuses ou sablonneuses.

Le réglage des zones de mesures en résistance monophasé est comme suit :

$$R_{1T}=R_{2T}=R_{3T}=R_{4T}=R_{\text{ligne}} + R_{\text{défaut}} \quad (2.8)$$

Avec : $R_{\text{défaut}}=100\Omega$

Le réglage en résistance des différentes zones est identique afin de sensibiliser la protection pour les défauts monophasés résistants.

- Réglage de la résistance entre phases

Le réglage en résistance doit être comparé à l'impédance de service minimale, qui correspond au régime de surcharge maximal de la ligne, pour éviter les déclenchements intempestifs en régime de surcharge.

$$2 \cdot R_{\text{défaut}} \leq Z_{\text{min}} \quad (2.9)$$

Avec :

$$Z_{\text{min}} = ((0.8 \cdot U)^2 / S_{\text{max}}) = (0.8 \cdot U / I_{\text{max}}) \quad (2.10)$$

S_{max} : Puissance de transit maximale admissible sur la ligne.

Le réglage des zones de mesures en résistance phase - phase est comme suit :

$$R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = R_{\text{ligne}} + R_{\text{défaut}} \quad (2.11)$$

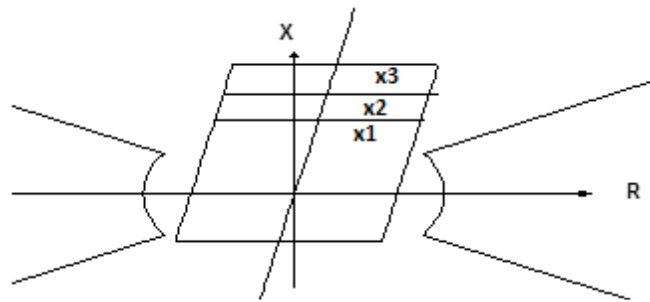


Figure 2.8: Réglage en résistance par rapport à la charge.

- Le coefficient de terre K_0

Le coefficient de terre est un paramètre de la ligne, qui intervient lors des défauts à la terre, pour tenir compte du retour du courant de défaut à travers la terre dont l'impédance n'est pas identique à l'impédance de la ligne (Ω / km).

Pour un défaut monophasé :

$$Z_{\text{défaut}} = V_a / (I_a + K_0 \cdot I_N) \quad (2.12)$$

$$K_0 = Z_0 / (I_a + K_0 \cdot I_N) \quad (2.13)$$

Avec :

- Z_0 : Impédance homopolaire de la ligne ;
- Z_d : Impédance directe de la ligne ;
- I_a : Courant de phase ;
- I_N : Courant homopolaire ;
- V_a : la tension de phase.

A défaut d'indisponibilité des caractéristiques de la ligne, ce paramètre est réglé comme suit :

- Ligne avec câble de garde $K_0 = 0.4$;
- Ligne sans câble de garde $K_0 = 0.7$.

c) Téléaction

Afin d'assurer le déclenchement en instantané pour les défauts localisés sur la ligne, un système de téléaction est utilisé pour accélérer la zone 2 ($T_2=0$) du poste A, dans le cas de fonctionnement de la protection du poste B en zone 1.

d) Protection à maximum de courant en cas de fusion fusible (F51)

La protection de distance se verrouille en cas de fusion fusible, pour cela une protection à maximum de courant est activée pour la secourir.

Réglages :

- $I_r = 2 I_n$;
- $T = 0.2$ Sec pour lignes 60kV ;
- $T = 0.5$ Sec pour lignes 220kV et 400kV.

Avec I_n : le courant nominal de la ligne

e) Réenclencher automatique

Les défauts sur les lignes aériennes sont généralement fugitifs et s'éliminent après déclenchement (ouverture) du pôle du disjoncteur de la phase en défaut aux deux extrémités de la ligne, cela veut dire que la ligne peut être réenclenchée et remise en service. Le réenclenchement est effectué par un automate appelé réenclencheur automatique. Utilisé pour les lignes aériennes, Réaliser un cycle de réenclenchement monophasé de la phase en défaut

situé en Zone 1 et Zone 2.

Réglé comme suit :

- Un (01) cycle de réenclenchement.
- Temps de pause 1,2s pour un disjoncteur de type SF6 et 1,5s pour un disjoncteur faible volume d'huile.
- Pour les lignes en antenne le temps de pause est de 5s.

Le réenclencheur automatique est verrouillé dans les cas suivants :

- L'utilisation du régime RSE ;
- Disjoncteur non prêt, défaut commande et baisse SF6 ;
- Après enclenchement manuel ou enclenchement automatique, le réenclencheur se verrouille pendant 60s ;
- Lors du transfert des protections de la travée vers le disjoncteur de couplage.

f) Protection alarme de surcharge (F51)

Utilisé pour surveiller les surcharges des lignes 400kV et 220kV , réglée comme suit :

$$I = 1.2 * I_n$$

(2. 14)

Avec :

- $T = 3$ Sec en signalisation (I_n : la valeur la plus petite entre le TC et la capacité de la ligne)

g) Fonction anti-pompage

Lorsque deux générateurs couplés, tournent à des fréquences différentes, il se produit un phénomène appelé POMPAGE.

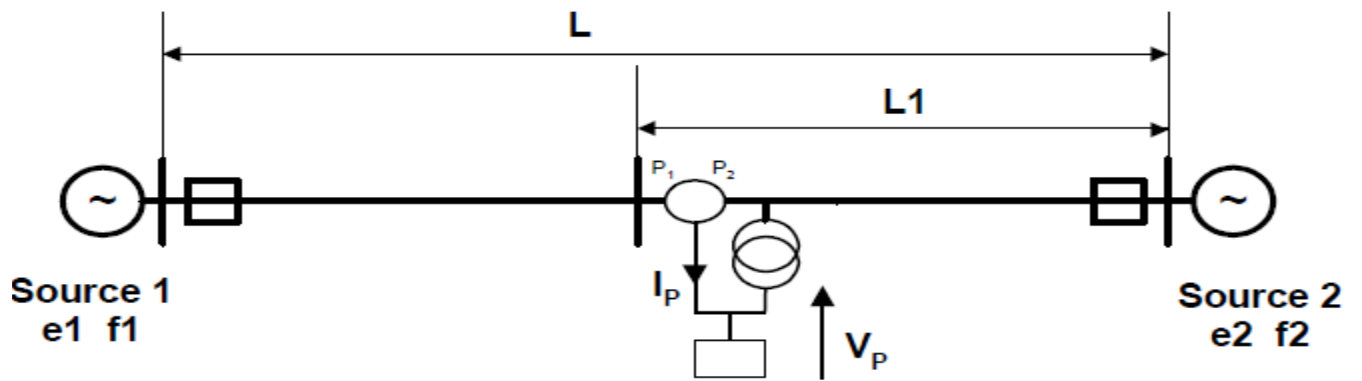


Figure 2.9: Schéma unifilaire de deux sources couplées

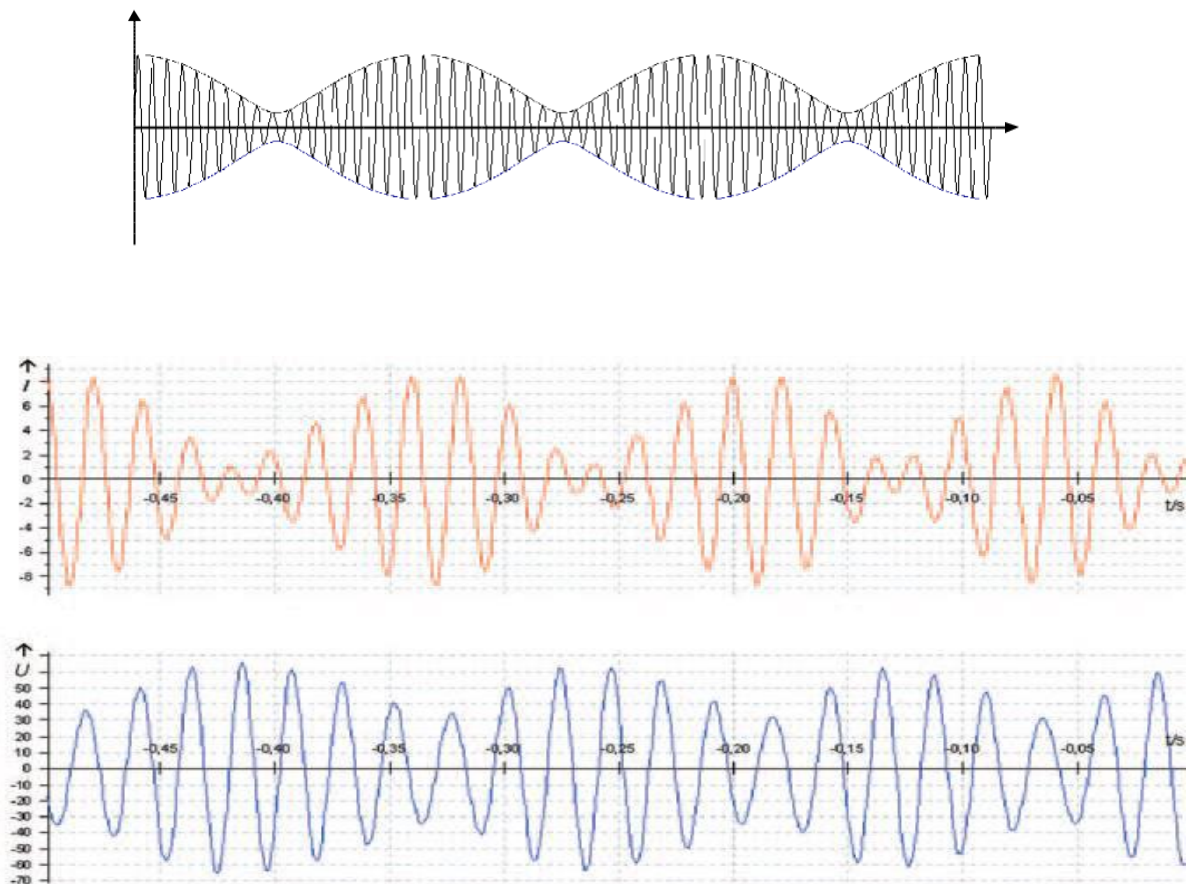


Figure 2.10: Pompage.

Un échange de puissance s'effectue entre les deux générateurs, ce qui provoque une variation lente de l'impédance vue par les protections.

Cette variation d'impédance peut faire fonctionner la protection de distance par la pénétration de l'impédance mesurée dans la caractéristique de mise en route :

- Lors d'un défaut, l'impédance apparente passe très rapidement du point de transit au point de défaut ;
- Lors d'un pompage, l'impédance apparente varie lentement.

Afin d'éviter les déclenchements intempestifs, les protections sont dotées d'un dispositif « anti-pompage », qui verrouille la protection de distance lors de détection d'un pompage.

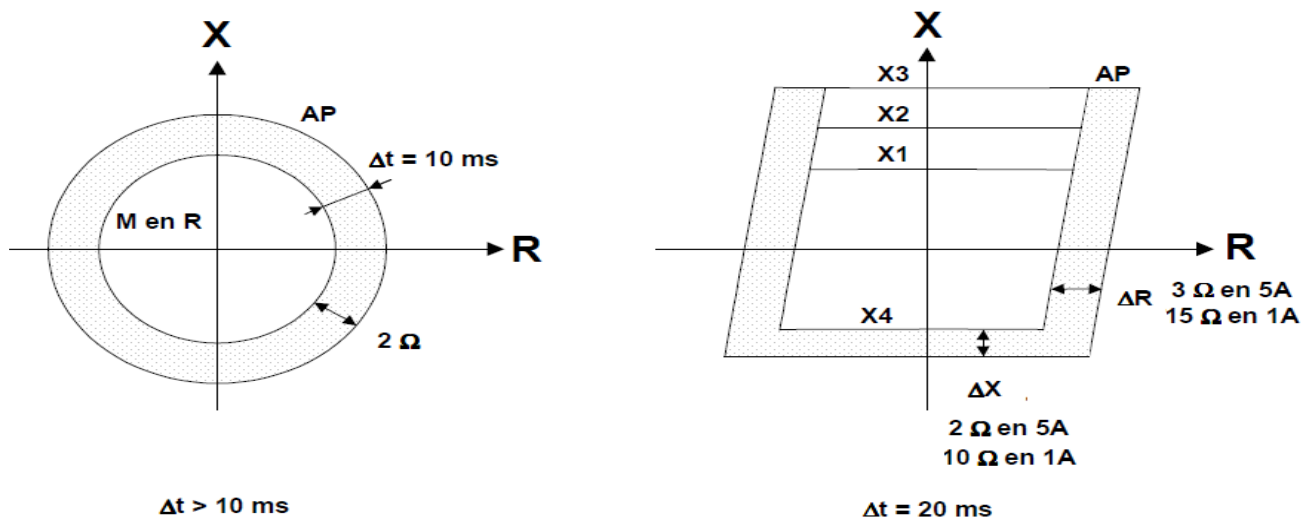


Figure 2.11: La caractéristique de la protection de distance avec la zone pompage.

h) Protection enclenchement sur défaut (SOTF)

La protection reçoit l'information d'enclenchement manuel ou automatique du disjoncteur. Si une mise en route apparaît après l'enclenchement du disjoncteur, la protection déclenche instantanément.

i) Protection rupture conducteur (pour les lignes en antenne) :

Utilisée pour les lignes aériennes alimentant un poste en antenne, elle consiste à détecter un courant inverse dans le cas d'une rupture conducteur.

j) Protection complémentaire (F67N)

La protection complémentaire est activée uniquement pour les lignes aériennes, a pour rôle l'élimination des défauts très résistants pour lesquels les protections de distance sont

insensibles. Elle fonctionne sous l'allure d'une courbe de courant résiduel directionnel, à temps inverse, choisie parmi un faisceau de courbes plus ou moins rapides (Normalement inverse).

Pour éviter de devancer les protections principales en raison de son action triphasée sur le disjoncteur, cette protection est temporisée et agit dans tous les cas après la temporisation du deuxième stade des protections de distance. Elles sont réglées à un temps minimum de 1s,

Réglée :

- Type : Protection maximum de courant homopolaire.
- Caractéristique : IEC Normalement inverse Le temps de déclenchement de la protection est donnée par l'équation suivant :

$$t(s) = \frac{0.14}{\left(\frac{I_{\text{défaut}}}{I_{\text{excitation}}}\right)^{0.02} - 1} * Td \tag{2.15}$$

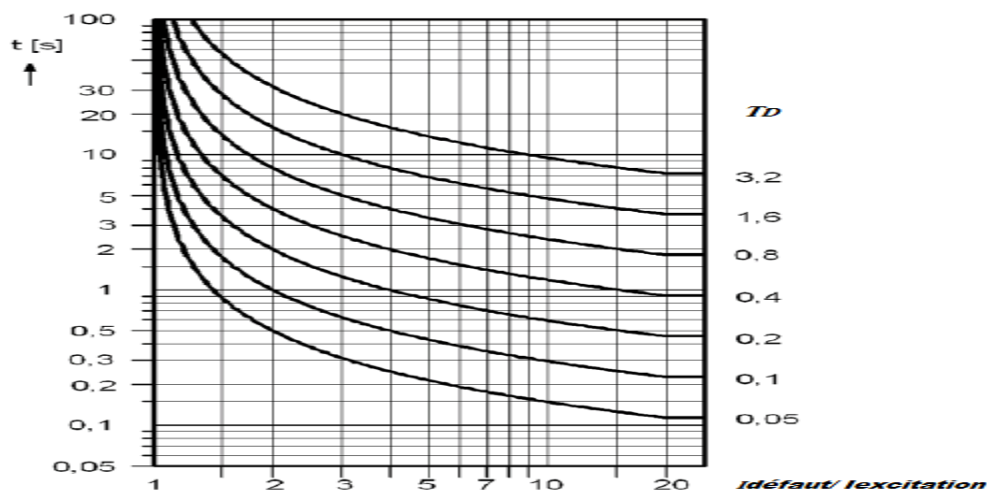


Figure 2.12: Faisceau de courbes de courant résiduel directionnel.

Avec :

-I_{défaut} : Courant homopolaire vue par la protection.

-I_{d'excitation} : Courant homopolaire de démarrage de la protection.

- Ligne 60 kV : Régler à 120 A en HT ;
- Ligne 220 kV : Régler à 240 A en HT ;
- Ligne 400 kV : Régler à 400 A en HT.

-Td : Index de temps, réglé à 0.5 Sec

La protection complémentaire est verrouillée dans les cas suivants :

- Fusion Fusible
- Le cycle de réenclenchement en court.

k) Protection de secours (F51)

Utilité comme protection contre les surcharges des lignes 60 kV et constitue un secours pour la protection principale, réglée :

$$I = 1.2 * I_n$$

(2. 16)

Avec :

- T = 1.8 à 2.5 sec, pour créer une sélectivité entre les différents maximum d'intensité des boucles 60 kV.

(I_n : la valeur la plus petite entre le TC et la capacité de la ligne)

2.7.2.3 Protection défaillance du disjoncteur (F50DD)

Cette protection fonctionne en cas de refus disjoncteur, Utilisée comme protection de secours quand le circuit principal (relais principale) ne réussit pas à isoler le défaut, détecter le court-circuit phase à partir des TC phase, Cette protection est verrouillée lors d'un cycle en cours du réenclencheur.

L'installation d'une protection de défaillance (PDD) disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Utilisé contre les refus d'ouverture du disjoncteur des travées. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée ligne. Son initialisation est effectuée par

l'ordre de déclenchement des protections de la travée. A l'échéance d'une temporisation T1 de 0.15s, un ordre de déclenchement est envoyé au disjoncteur de la travée ligne en défaut (confirmation), si la position fermée du disjoncteur est confirmée par un critère de courant et l'interlock fermé du disjoncteur. A l'échéance d'une temporisation T2 de 0.3 sec, la protection déclenche le disjoncteur de couplage et les disjoncteurs de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut et envoie un télé-déclenchement vers le disjoncteur du poste vis-à-vis, si le défaut est toujours maintenu.

Elle réglée :

$$I_R = 0.8 * I_n \quad (2.17)$$

Temporisée à:

$$- T1 = 0.15 \text{ Sec}$$

Et

$$I_R = 0.8 * I_n \quad (2.17)$$

Temporisée à:

$$- T2 = 0.3 \text{ Sec}$$

2.8 Protections de la travée 400KV SI MUSTAPHA au poste BIR GHBALOU

Vu l'importance du réseau 400kV, SONALGAZ a donné une grande importance au système de protection installé dans ces ouvrages, c'est pour cette raison que l'installation de deux équipements de protection principale en redondance et de technologies différentes deviens une nécessité absolue que ce soit sur les lignes électriques 400kV et les différentielles pour les autotransformateurs

2.8.2 Schéma d'implantation des protections

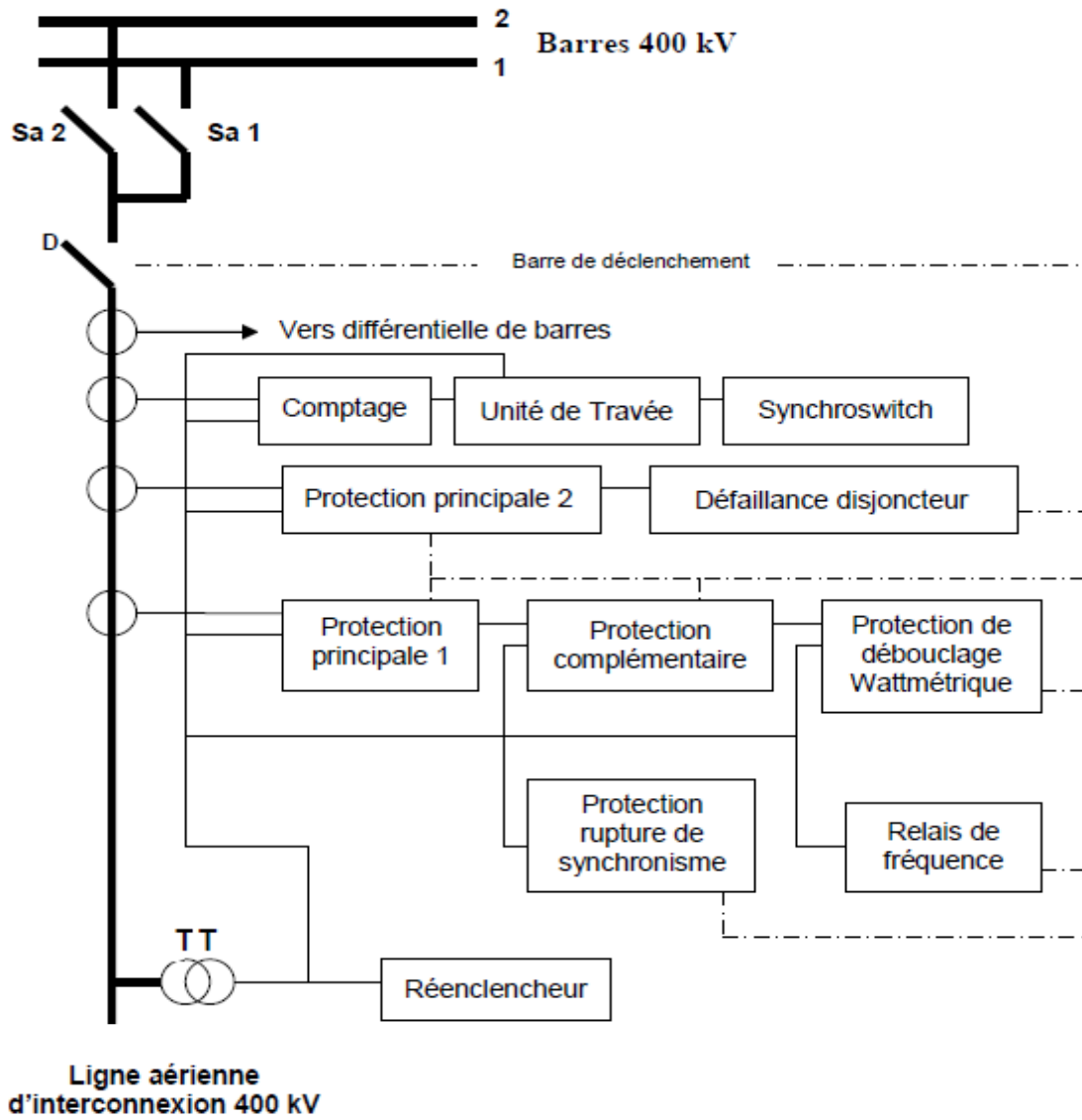


Figure 2.13: Schéma d'implantation des protections dans une travée ligne 400KV

2.8.1 Protections installées sur la travée ligne 400kV SI MUSTAPHA

La protection	Type de protection	Marque	Codification
Protection de distance 1	7SA612	SIEMENS	F21.1
Protection de distance 2	SEL421	SCHWEITZER	F21.2
Protections complémentaires des départs lignes 400kV			
Protection directionnelle de terre	(67N) P141	AREVA	F67N
Protection défaillance	(50DD) DRSLA4	VATECH	F50DD
Réenclencheur automatique de secours	79) 7VK61	SIEMENS	F79

Figure 2.14: Les protections installées sur la ligne 400kV SI MUSTAPHA

2.8.1 Synchronisation système de protection par GPS

Les essais des systèmes de protection des réseaux électriques de communication sur la base en utilisant le système de satellites GPS pour la synchronisation de test.

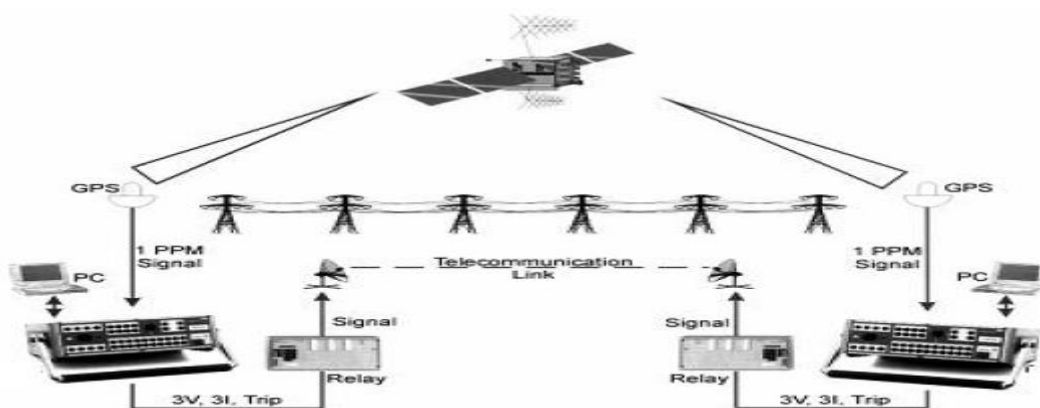


Figure 2.15: Test de synchronisation par GPS.

Test de relais de protection multifonctions à distance exige une compréhension complète de leur fonctionnalité, les principes des différents éléments et les différents régimes de protection à distance d'exploitation. Outils logiciels et matériels pour simuler de manière appropriée les conditions d'essai et l' permissive, de blocage ou d'autres signaux d'état reçues du relais en cours de test sont essentielles pour l'évaluation de la performance du système de logique succès. Le test doit suivre la hiérarchie fonctionnelle du relais de protection de distance. Elle doit commencer par l'essai du traitement et des mesures de signal analogique, suivie d'une protection individuelle ou d'autres éléments et la finition avec la distance schémas logiques de protection.

Essai des caractéristiques de distance complexes en utilisant des méthodes différentes pour une seule phase -terre, phase- phase ou trois défauts de phase est une étape importante dans le processus de test global de relais de distance. Les principes et les algorithmes d'exploitation mises en œuvre dans le relais doit être pris en considération lors du choix de la méthode de simulation de faute, test pour les défauts internes et externes.

2.8.2 Protection de distance Siemens 7SA612

Cette protection fait partie de la famille des protections de distance numériques Siemens 7SA, qui sont des dispositifs de protections sélective, et rapides des lignes aériennes, elle remplit toutes les fonctions nécessaires à la protection complètes de la ligne. Lafonction protection distance c'est la fonction de base de ces dispositifs : c'estsa faculté d'apprécier l'éloignement d'un défaut effectuant une mesure de distance.

Nous avons travaillé dans ce mémoire sur la protection de distance constructeur Siemens 7SA612.

2.8.2.1 Description des caractéristiques

L'appareil 7SA612 est un relais de protection à distance pour des câbles de transmission d'énergie. Le présent relais assure toute la gamme de protection de distance et dispose de l'ensemble des fonctions de protection normalement nécessaires à la protection d'une ligne électrique. Le relais s'utilise pour le déclenchement rapide et sélectif de défauts dans les lignes de transmission.

Le type de protection à distance le plus employé est la protection de distance, (en raison notamment de son autonomie totale qui n'exige aucune liaison entre deux extrémitésdu câble

à protéger). Elle est caractérisée par :

- La relation entre la distance du défaut et le temps de déclenchement du relais,
- Les grandeurs électriques qui permettent de mesurer la distance de défaut (U et I).

La protection à distance est sélective, insensible aux défauts externes, au fonctionnement hors synchronisme du réseau et aux variations de la tension.

On a :

$$U = Z * I \tag{2. 18}$$

s'il y a un défaut alors I augmente, U diminue donc Z diminue. Ces relais sont appelés relais à minimum d'impédance. Le principe de protection de distance est basé sur la loi d'Ohm

$$Z = U/I \tag{2. 19}$$

avec

$$Z = R_L + jX_L \tag{2. 20}$$

Une protection de distance se distingue par sa caractéristique (temps-distance) à 4 stades

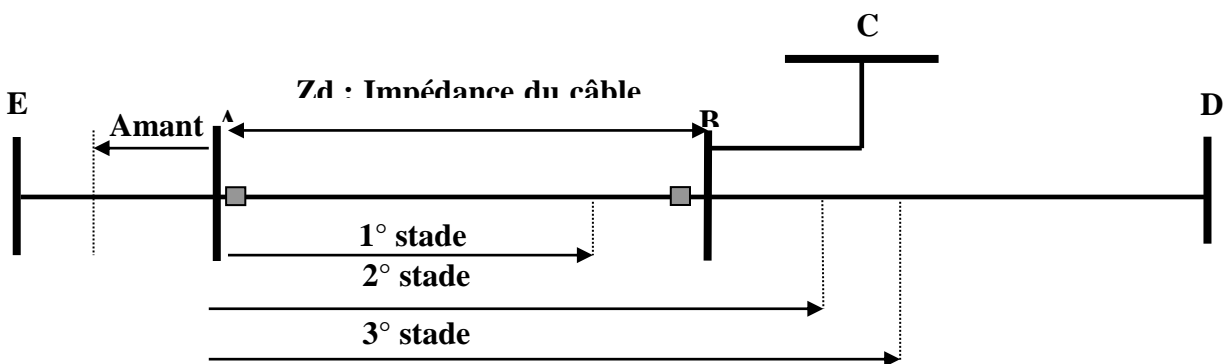


Figure 2.16: Les différentes zone de protection

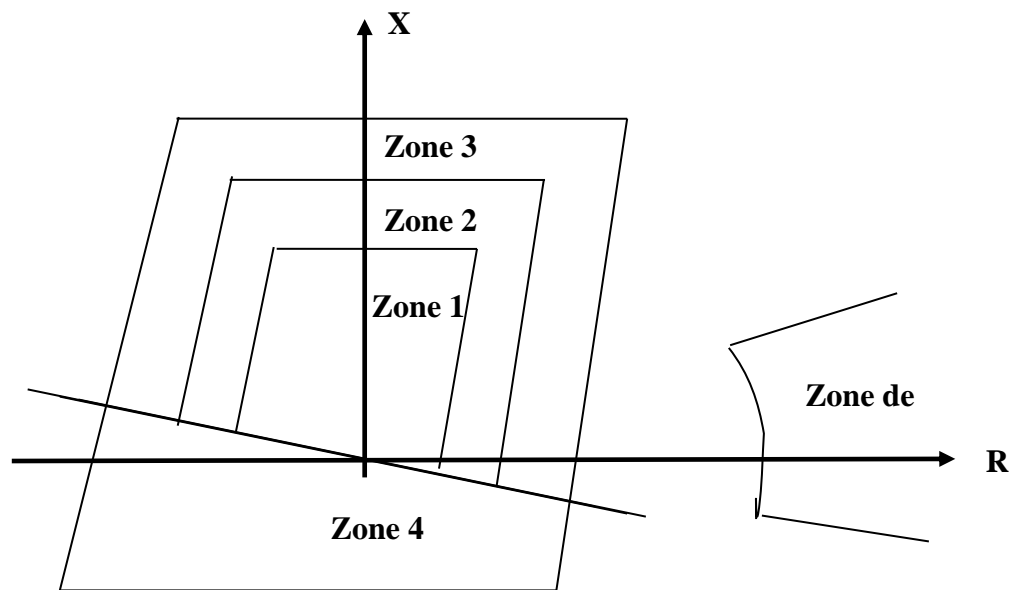


Figure 2.17:Caractéristique quadrilatérale d'une protection de distance(7SA612).

2.8.2.2 Programmation de la protection

Pour programmer et communiquer avec les protections Siemens 7S A 6 1 2 utilise le logiciel DIGSI4.87 de SIEMENS qui est un outil graphique pour gérer des composantes au sein des systèmes de protection SIEMENS. Par la suite, le programme d'application SIGRA4 (logiciel d'exploitation d'enregistrement de défauts) nous assiste pour exploiter les données sous forme graphique enregistrées pendant le défaut (dysfonctionnement) sur la base des valeurs de mesure. Calcule d'autres valeurs complémentaires par exemple les impédances, les puissances et les valeurs effectives qui facilitent l'exploitation de l'enregistrement des défauts.

On peut choisir les grandeurs librement sur les diagrammes des affichages :

- Signaux de temps ;
- Image de pointeur ;
- Lieux géométriques ;
- Harmoniques ;
- Localisateur de défauts ;
- Tableaux.

2.8.3 Caisse d'injection numérique CMC 256 plus OMICRON

Le CMC 256 plus est le choix de prédilection pour les applications exigeant une très grande précision. Cette unité n'est pas seulement un excellent appareil de test pour les équipements de protection de toute sorte, mais c'est aussi un calibre universel. Sa grande précision permet d'étalonner une grande diversité d'appareils de mesure, incluant : les compteurs d'énergie de classe 0.2, les convertisseurs de mesure, les appareils de mesure de la qualité de l'alimentation et les appareils de mesure de synchrophaseur (PMU). Des atouts inédits, tels que la précision et la souplesse d'utilisation, font du CMC 256 plus un appareil idéal pour les fabricants d'appareils de mesure et de protection dans les phases de recherche et développement, de production et de test de type.

2.8.4 Matériels utilisés pour les essais de la protection de distance

- Caisse d'injection CMC 256 plus (constructeur OMICRON) ;
- Microordinateur (PC) ;
- Une protection numérique siemens (7SA612) ;
- Câbles de communication (PC et Caisse).

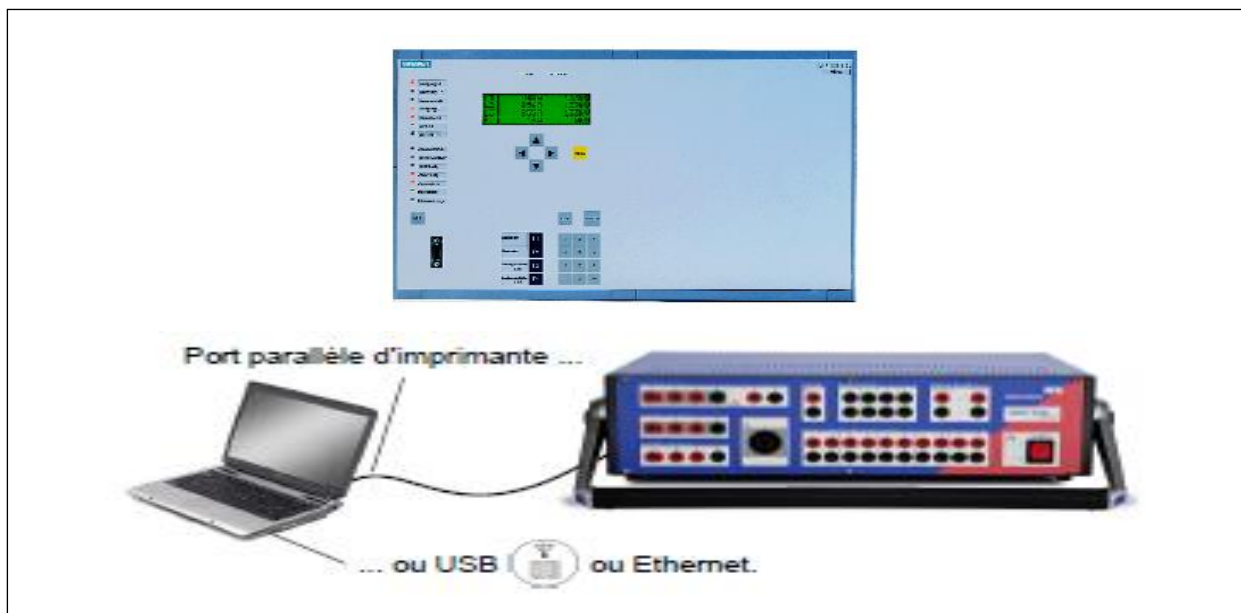


Figure 2.18: Matériels utilisés.

2.8.5 Paramètres de configuration de la Protection de distance

Tous les paramètres permettant l'affichage des valeurs sur la protection suivent le déroulement du menu de la protection telle qu'indiqué dans la documentation du constructeur.

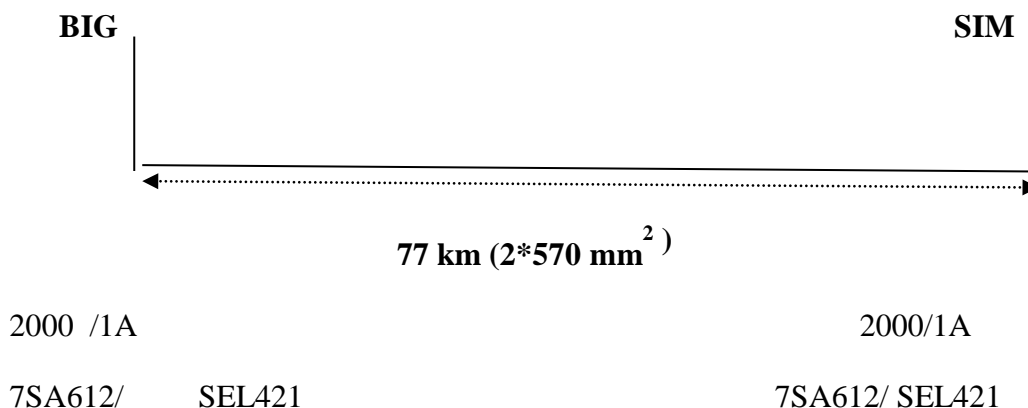


Figure 2 .19: la liaison entre les deux postes BIR GHBALOU –SI MUSTAPHA

2.8.5.1 Caractéristiques de la ligne 400kV BIR GHBALOU-SI MUSTAPHA

- Caractéristique générale de réseau 400kV

Description	Unité	Symbole	Valeur
Fréquence nominale	(Hz)	fN	50
Tension nominale	(kV	UN	400
Courant de court-circuit triphasé	(kA)	Icc Max	40
Puissance apparente de court-circuit	(MVA)	Scs Max	27713
Impédance de court-circuit	(Ω)	Zcc Min	5,77

Tableau 2.1:Caractéristiques du réseau 400kV

- Caractéristiques du TC amont

Description	Unité	Symbole	Valeur
Courant assigné au primaire	(A)	IR1	2000
Courant assigné au secondaire	(A)	IR2	1
Rapport des courants assignés	(p.u.)	CTratio	2000
Classe de protection			5P20

Tableau 2.2:Caractéristiques du TC

Description	Unité	Symbole	Valeur
Fréquence nominale	(Hz)	fN	50
Tension nominale de la ligne	(kV)	UN	400
Puissance maximale transitée par la ligne	(MVA)	SNmax	1200
Courant nominal maximum vu par la ligne	(A)	INmax	1732
Section de conducteur (type ALMELEC)	mm ²	S	2*570
Angle de la ligne	(°)		85
Réactance de la ligne	Ω/km	X _L	0.3
Longueur de la ligne	km	L	77
Résistance de la ligne	Ω/km	RL1	0,11
Arctg =x/r			70°
L'impédance de la ligne HT	Ω	Z _L	23,1
L'impédance de la ligne BT	Ω	ZLBT	11.55
Résistance d'arc pour le défaut béphasé	Ω	R _{arc}	60
Résistance d'arc pour le défaut phase-terre.	Ω	R _{arc}	100

- Données de la ligne

Tableau 2.3:Les données de la ligne 400kV SI MUSTAPHA.

• **Caractéristiques du TP amont:**

Description	Unité	Symbole	Valeur
Tension assignée au primaire	(kV)	UR1	400
Tension assignée au secondaire	(V)	UR2	100
Rapport des tensions assignées	(p.u.)	VTratio	4000
Classe de protection			CI3P

Tableau 2.4:Caractéristiques du TP

• **Les rapports de transformation**

- Rapport de transformation du TT $K_{TT} = 400000V / \sqrt{3} / 100V / \sqrt{3} = 4000$;
- Rapport de transformation du TI $K_{TI} = 2000A / 1A = 2000$;
- Rapport de transformation d'Impédance $K_Z = 2$;
- Facteur d'Impédance de terre complexes $K_0 = 0,6666$;
- Ces données sont nécessaires pour calculer les zones de mesures de la protection de distance.

2.8.5.2 Détermination des différentes zones de mesure

Les zones doivent être réglées correctement afin de garantir la sélectivité et la robustesse. En l'absence de dispositif complémentaire.

- La réactance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant (Valeur Réelle)

$$X_{HT} = X * L \tag{2.21}$$

- La résistance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant (Valeur Réelle)

$$R_{HT} = R * L \tag{2.22}$$

- La réactance de la ligne cotée secondaire du transformateur de courant (Valeur Image)

$$X_{BT} = X_{HT} / K_z \quad (2.23)$$

- La résistance de la ligne cotée primaire du transformateur de courant (Valeur Réelle)

$$R_{BT} = R_{HT} / K_z \quad (2.23)$$

Description	Unité	Symbole	Valeur
La réactance de la ligne	Ω /Km	X _L	0.3
La résistance de la ligne	Ω /Km	R _L	0.11
La réactance de la ligne cotée primaire	Ω	X _{HT}	31.1
La résistance de la ligne cotée primaire	Ω	R _{HT}	8.47
La réactance de la ligne cotée secondaire	Ω	X _{BT}	11.55
La résistance de la ligne cotée secondaire	Ω	R _{BT}	4.31

Les valeurs de ces paramètres résumées dans le tableau suivant :

Tableau 2.5: Réactance et résistance de la ligne coté HT et BT

a) 1^{ère} zone de mesure en aval (80% de la ligne à protégée)

$$X_1 = X_{BT} * 80\% \quad (2.24)$$

Désignation	Réactance	Résistance R(n) phase RR1	Resistance RE (n) phase Terre RRE1	Temporization
Z1(Ω)	9.24 Ω	19.31Ω	29.31 Ω	T1= 0s

Tableau 2.6: Les zones de mesure de la 1ère zone.

b) 2^{ème} zone de mesure en avale (120% de la ligne à protégée)

$X_2 = X_{BT} * 120\%$	(2. 25)
------------------------	----------------

Désignation	Réactance X2	Résistance R(n) phase RR2	Resistance RE (n) phase Terre RRE2	Temporization
Z2(Ω)	13.86 Ω	19.31Ω	29.31 Ω	T2= 0,3s

Tableau 2.7: Les zones de mesure de la 2eme zone.

c) 3^{ème} zone de mesure en avale (140% de la ligne à protégée)

$X_3 = X_{BT} * 140\%$	(2. 26)
------------------------	----------------

Désignation	Réactance X3	Résistance R(n) phase RR3	Resistance RE (n) phase Terre RRE3	Temporization
Z3(Ω)	16.17 Ω	19.31Ω	29.31 Ω	T3= 1,5s

Tableau 2.8: Les zones de mesure de la 3eme zone.

d) 4^{ème} zone de mesure en amont (40% de la ligne à protégée)

$X_4 = X_{BT} * 40\%$	(2. 27)
-----------------------	----------------

Désignatio n	Réactance X(back)	Résistance R(n) phase RR(back)	Resistance RE (n) phase Terre RRE(back)	Temporizati on

Z4(Ω)	4.62 Ω	19.31 Ω	29.31 Ω	T4= 1,5s
----------------	---------------	----------------	----------------	----------

Tableau 2.9: Les zones de mesure de la 4eme zone.

2.8.5.3 Détermination de la zone de démarrage (mise en route)

- $X_{\text{Dém_Aval}}$ (réactance de démarrage en aval)
- $X_{\text{Dém_Aval}} = X_{\text{BT}} * 140\% = 11,55 * 1,40 = 16,17\Omega$
- $X_{\text{Dém_Amont}}$ (réactance de démarrage en amont)
- $X_{\text{Dém_Amont}} = X_{\text{BT}} * 40\% = 11,55 * 0,40 = 4,62\Omega$

Pour la détermination des portées résistives de la protection, le calcul est le suivant :

- Résistance R (n) phase = 0.3 (R arc biph+140 % RL).
- Résistance RE (n) phase Terre = 0.3 (R arc monophasé + 140 % RL).
- Après du calcul, on trouve : R1phase= R2 phase= R3 phase= R4 phase= 19.31 Ω
- R1phase/Terre= R2 phase/Terre= R3 phase/Terre= R4 phase/Terre= 29.31

2.8.6 Simulation des défauts

Le premier essai est effectué par la réalisation d'un dialogue inter protection 7SA 612 SIEMENS et la caisse d'injection CMC 256 plus pour le but de voir le dialogue entre protection, la rapidité, la sélectivité et le de déclanchement vers disjoncteur.

2.8.6.1 Simulation de défaut N°1 :

- 1^{er} cas : Défaut phase-terre 1^{er} stade

On a injecté un défaut monophasé entre phase « 0 »(L1) par rapport à la terre en 1^{er} stade :

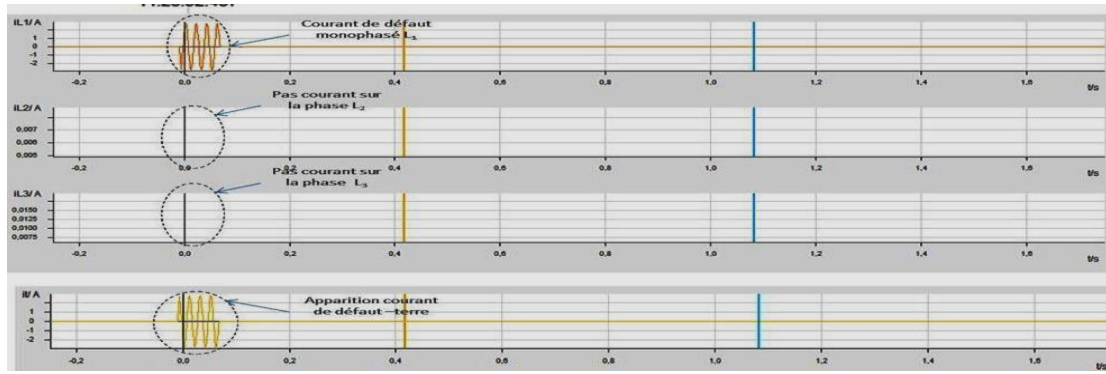


Figure 2.19: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).

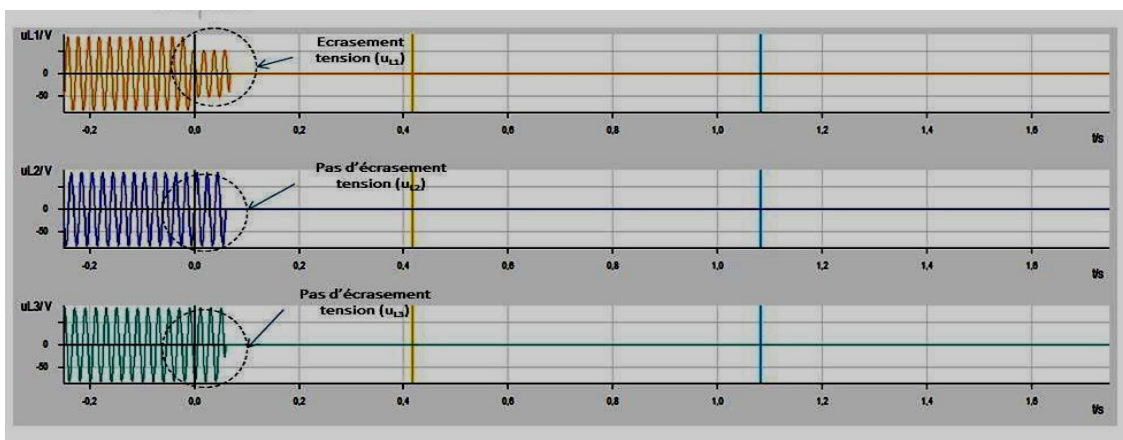


Figure 2.20: Les tensions dans les trois phases de La ligne (séparément).

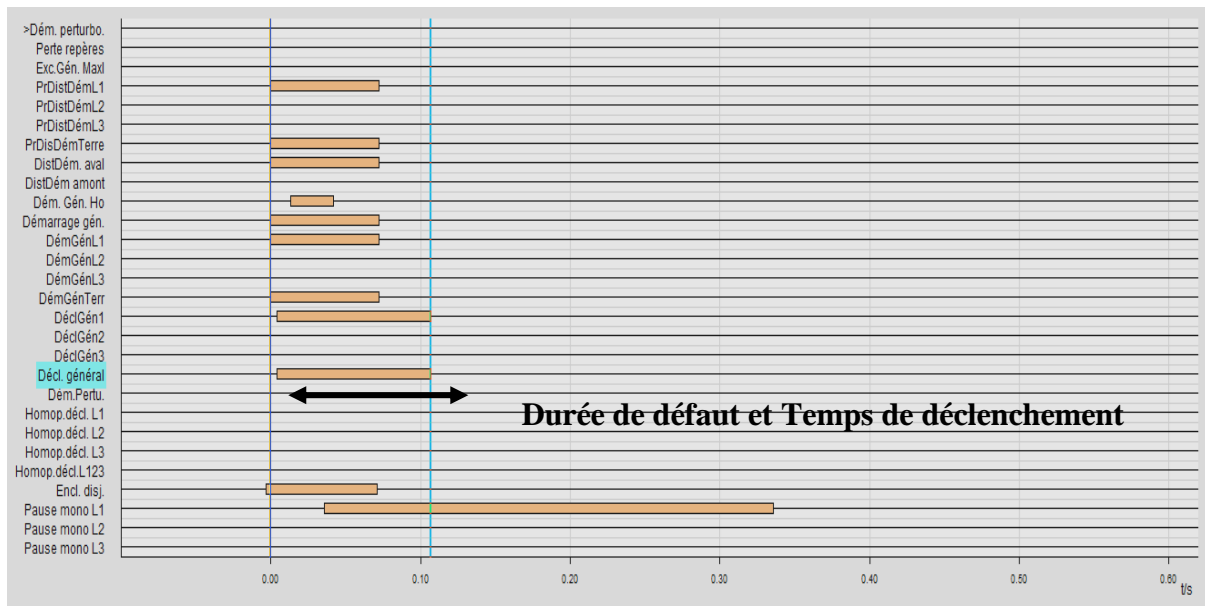


Figure 2.21: Les tops logiques de la protection 7SA612.

- Commentaires

a) Perturbographie :

1. On constate l'apparition de défaut sur la phase « 0 » (L1), qui se traduit par l'augmentation du courant sur la phase en défaut et le retour d'un courant résiduel dans le neutre.
2. On constate un écrasement (valeur tend vers zero) de la tension sur la phase en défaut (« 0 » (L1)).

b) Les tops logiques :

- Protection de distance démarrage instantané de (L1).
 - Protection de distance démarrage terre.
 - Protection de distance démarrage instantané aval.
 - Protection de distance démarrage général de [IH0].
 - Protection de distance démarrage général.
 - Protection de distance déclenchement [L1].
 - Protection de distance déclenchement général.
- Temps globale de l'élimination du défaut «temps de réponse de la protection et temps d'ouverture du disjoncteur ($t=0,010s$) », ce qui nous confirme que le déclenchement est instantané en 1er stade.

c) Localisation de défaut :

La localisation du défaut est une option très importante qu'on peut avoir à partir du logiciel SIGRA4, qui nous donne l'endroit exact du défaut. Pour cette première simulation le défaut est situé à 7,2 Km à partir du poste.

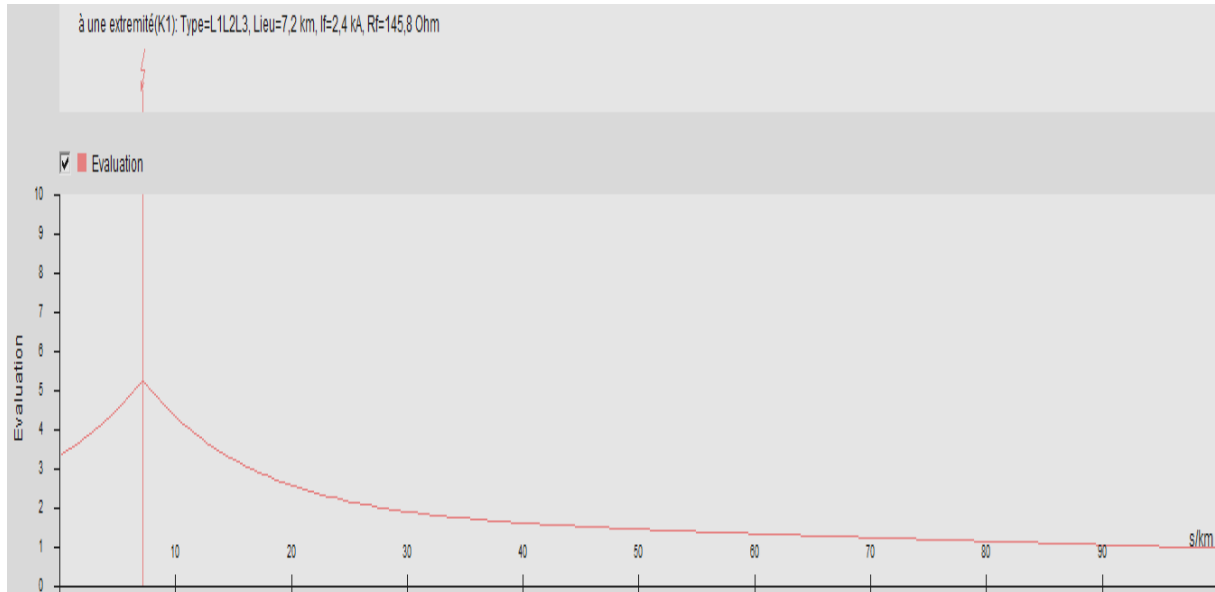


Figure 2.22: Localisation de défaut lors d'un court-circuit.

La caractéristique de défaut est représentée par la figure suivante :

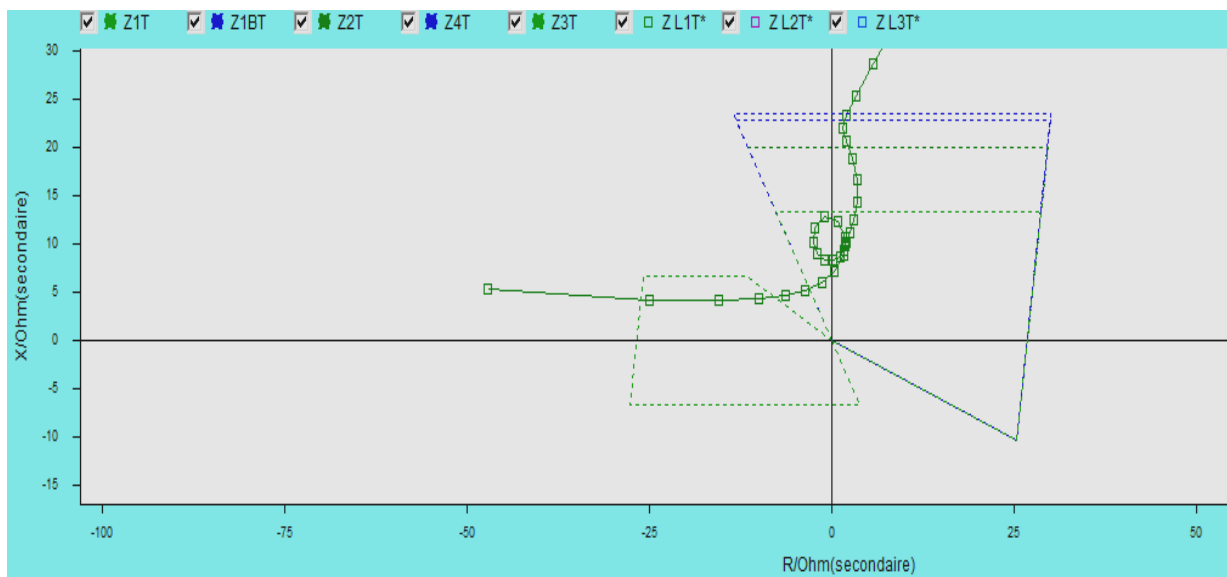


Figure 2.23: Caractéristique du défaut 1er stade.

2.8.6.2 Simulation de défaut N°2 :

- Défaut phase-terre en 2^{ème} stade

On injecte un défaut monophasé entre phase « 4 »(L2) par rapport à la terre en 2^{ème} stade :

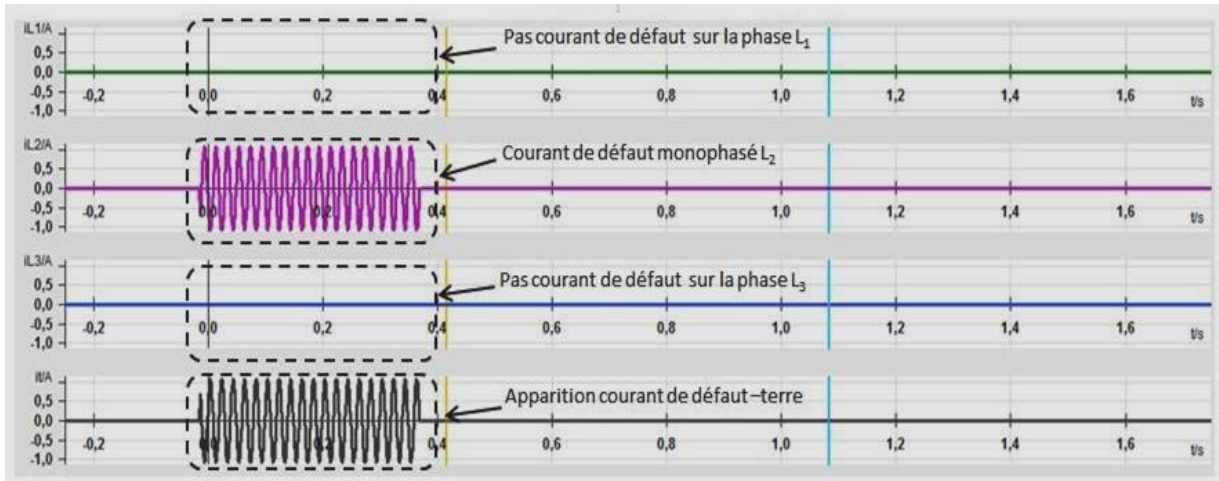


Figure 2.24: Les courants dans les trois phases de La ligne (séparément).

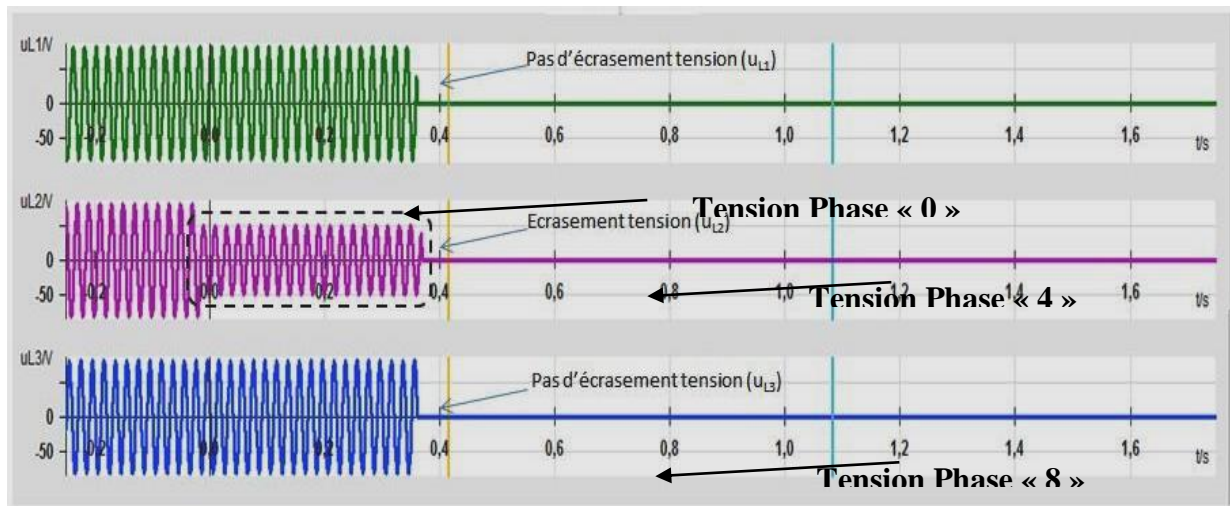


Figure 2.25: Les tensions dans les trois phases de la ligne (séparément).

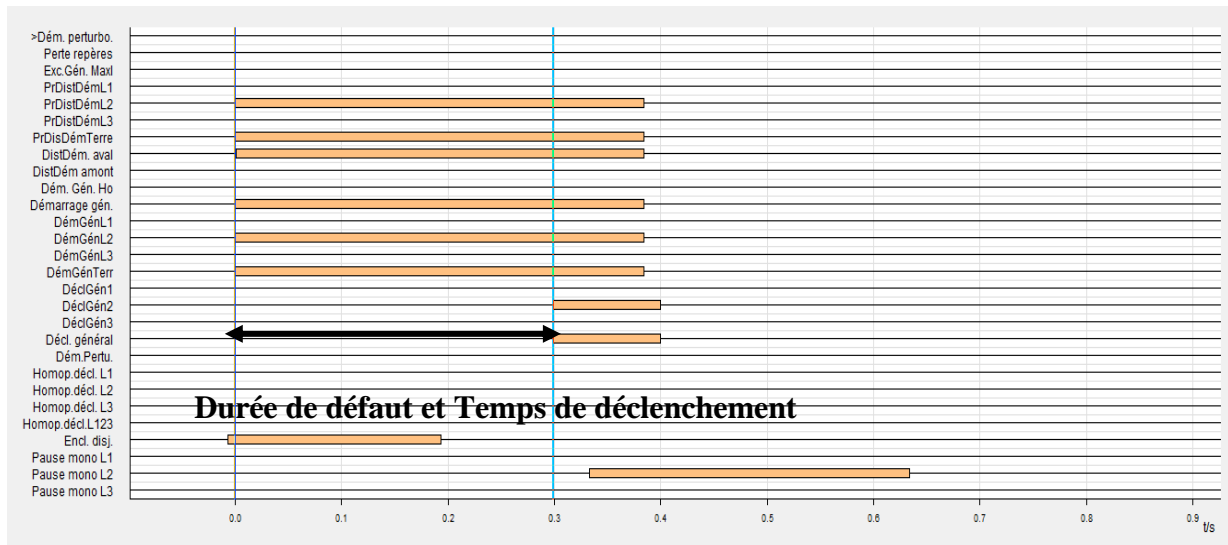


Figure 2.26: Les tops logiques de la protection 7SA612.

- Commentaires

a) Perturbographie :

- On constate l'apparition d'un défaut sur la phase « 4 » (L2) qui se traduit par l'augmentation du courant de la phase en défaut et le retour d'un courant résiduel dans le neutre..
- On constate un défaut sur la phase « 4 » (L2), écrasement (valeur tend vers zero) de tension sur la phase en défaut.

b) Les tops logiques :

- Protection de distance démarrage instantané de (L2) ;
- Protection de distance démarrage terre ;
- Protection de distance démarrage instantané ;
- Protection de distance démarrage général de [IH0] ;
- Protection de distance démarrage général ;
- Protection de distance déclenchement [L2] ;
- Protection de distance déclenchement général.

Temps globale de l'élimination du défaut «temps de réponse : de la protection temps d'ouverture du disjoncteur ($t=0,3\text{ s}$)», ce qui nous confirme le déclenchement instantané du

2^{ème} stade.

2.8.6.3 Simulation de défaut N°3 :

- Défaut phase-terre en 3^{ème} stade

On injecte un défaut monophasé entre phase « 8 » (L3) par rapport à la terre en 3^{ème} stade :

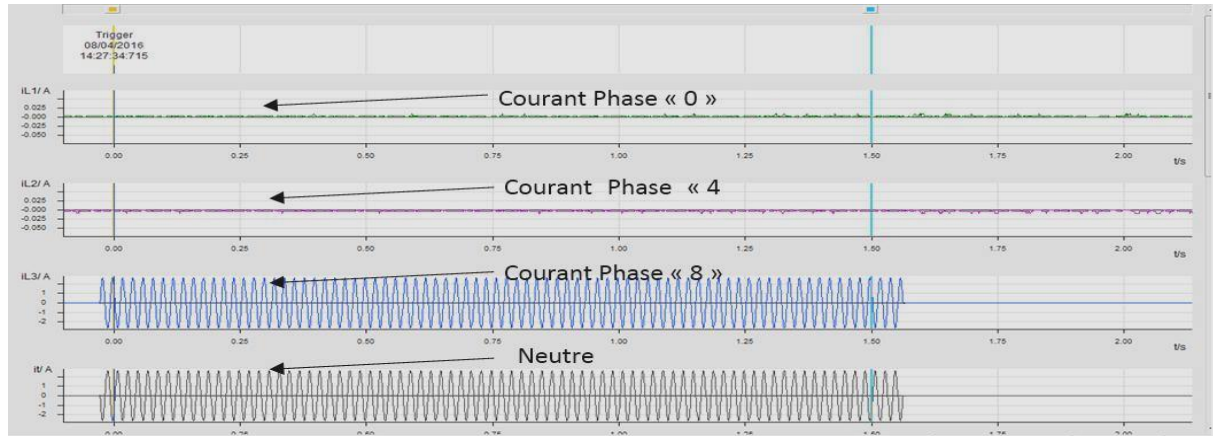


Figure 2.27: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).

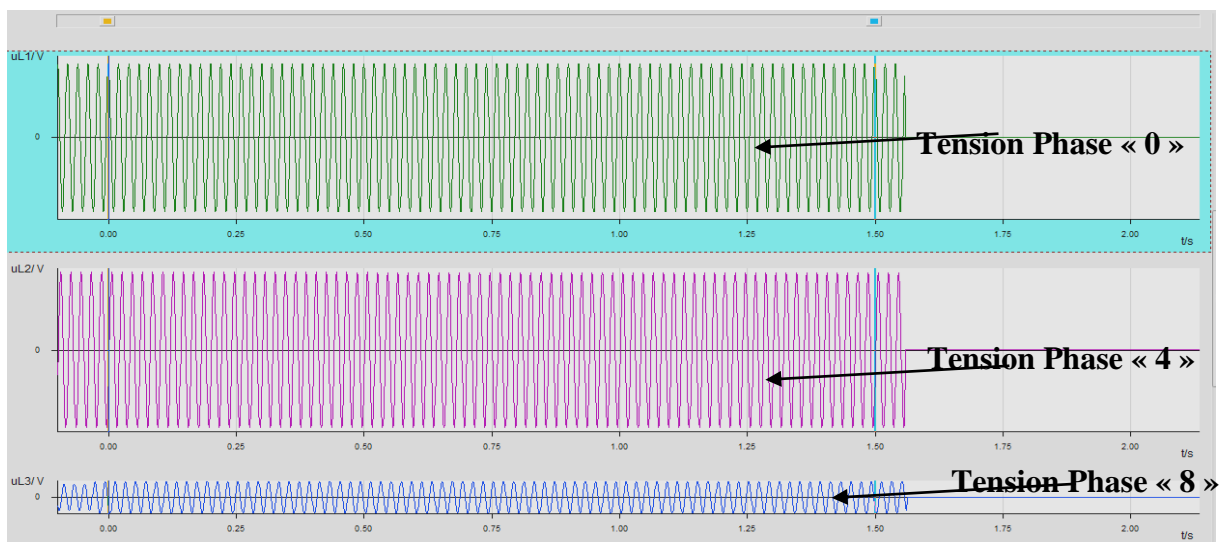


Figure 2.28: Les tensions dans les trois phases de la ligne (séparément).

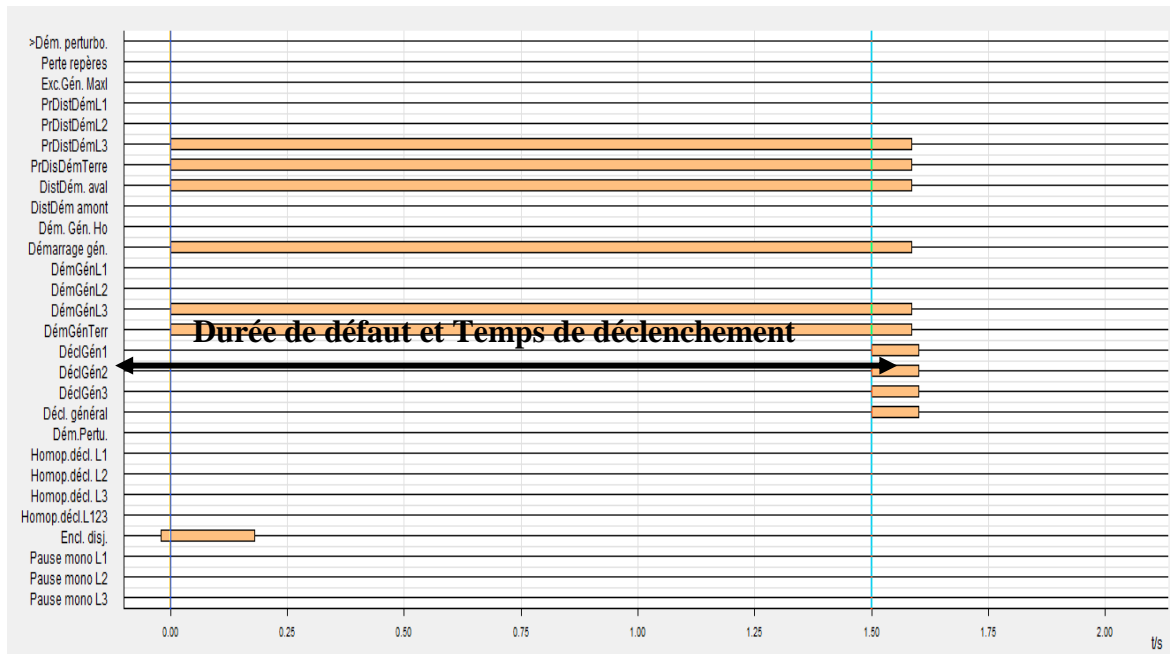


Figure 2.29: Les tops logiques de la protection 7SA612.

- Commentaires

a) Perturbographie :

1. On constate l'apparition d'un défaut sur la phase « 8 » (L3) qui se traduit par l'augmentation du courant de la phase en défaut et le retour d'un courant résiduel dans le neutre..
2. On constate un défaut sur la phase « 8 » (L3), écrasement (valeur tend vers zero) de tension sur la phase en défaut.

b) Tops logiques

- Protection de distance démarrage instantané de(L3).
- Protection de distance démarrage terre.
- Protection de distance démarrage instantané aval.
- Protection de distance démarrage général de [IH0].
- Protection de distance démarrage général.
- Protection de distance déclenchement [L 1 - L 2 - L3].
- Protection de distance déclenchement général.

Temps globale de l'élimination du défaut «temps de réponse : de la protection temps d'ouverture du disjoncteur (t=1.5)» ce qui nous confirme le déclenchement instantané de

3^{ème} stade.

La caractéristique de défaut est représenté par la figure suivante :

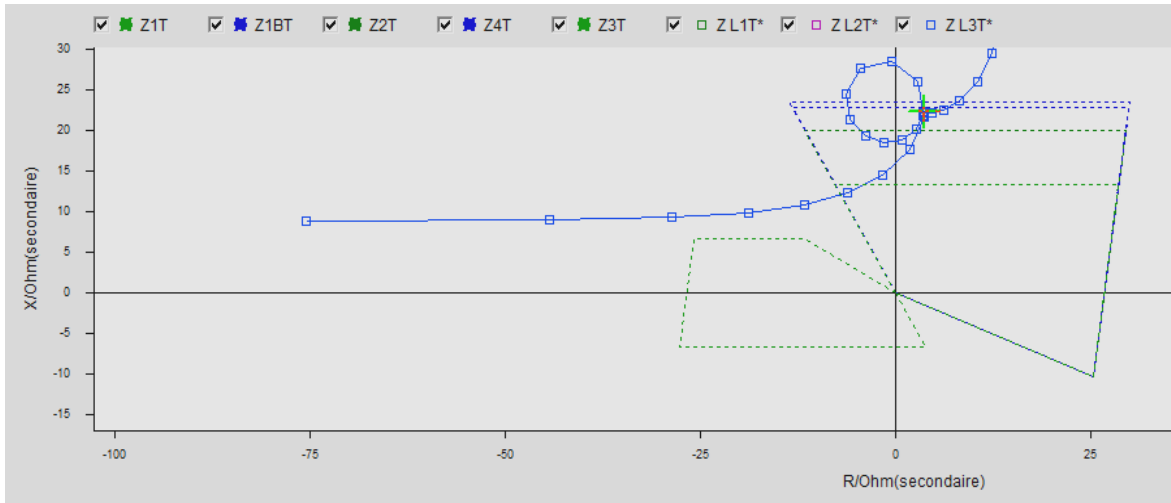


Figure 2.30:Caractéristique de défaut 3eme stade.

2.8.6.4 Simulation de défaut N°4 :

- Défaut biphasé 4^{ème} stade

On injecte un défaut biphasé entre phase « 0 et 4 » (L1 et L2) en (4^{ème} stade) :

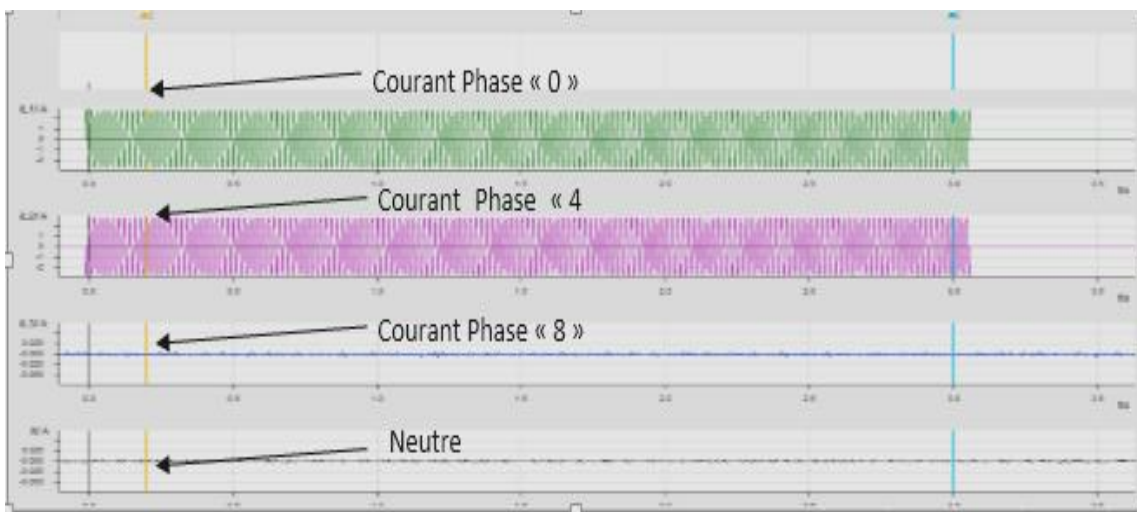


Figure 2.31:Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément).

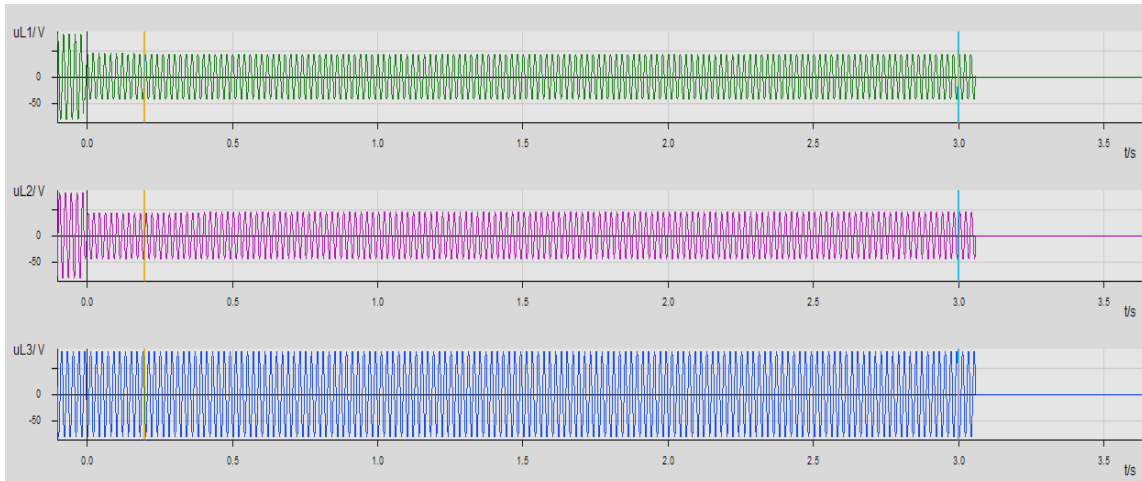


Figure 2.32: Les tensions dans les trois phases de la ligne (séparément).

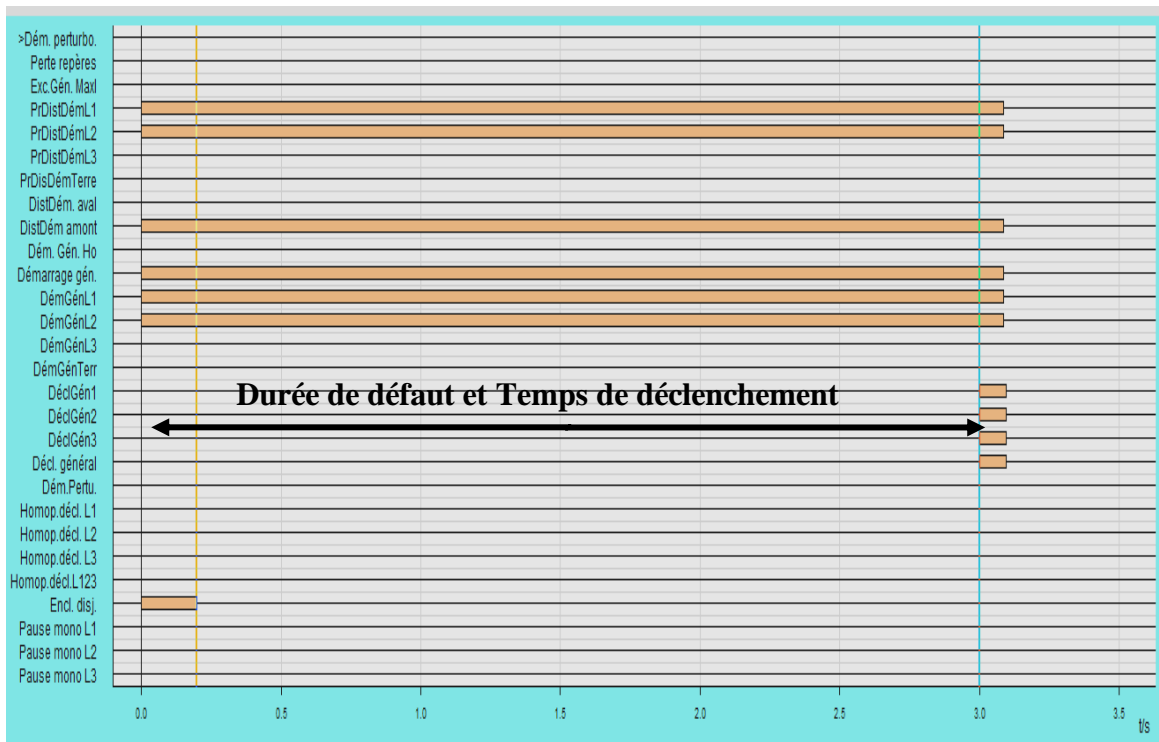



Figure 2.33: Les tops logiques de la 7SA612.

 Commentaires

a) Perturbographie :

1. On constate l'apparition d'un défaut sur les phases « 0 » et « 4 », qui se traduit par l'augmentation du courant des phases en défaut.
2. On constate une chute de tension sur les deux phases en défaut « 0 et 4 » (L1 et L2), (écrasement de tension).

b)Tops logiques

- Protection de distance démarrage instantané de (L1 -L2) ;
 - Protection de distance démarrage instantané amont ;
 - Protection de distance démarrage général ;
 - Protection de distance déclenchement [L1-L2] ;
 - Protection de distance déclenchement [L1-L2-L3] ;
 - Protection de distance déclenchement général.
- Temps globale de l'élimination du défaut «temps de réponse de la protection plus temps d'ouverture du disjoncteur ($t=3s$)» ce qui nous confirme le déclenchement **instantané de 4^{eme}** stade.

La caractéristique de défaut est représentée par la figure suivante :

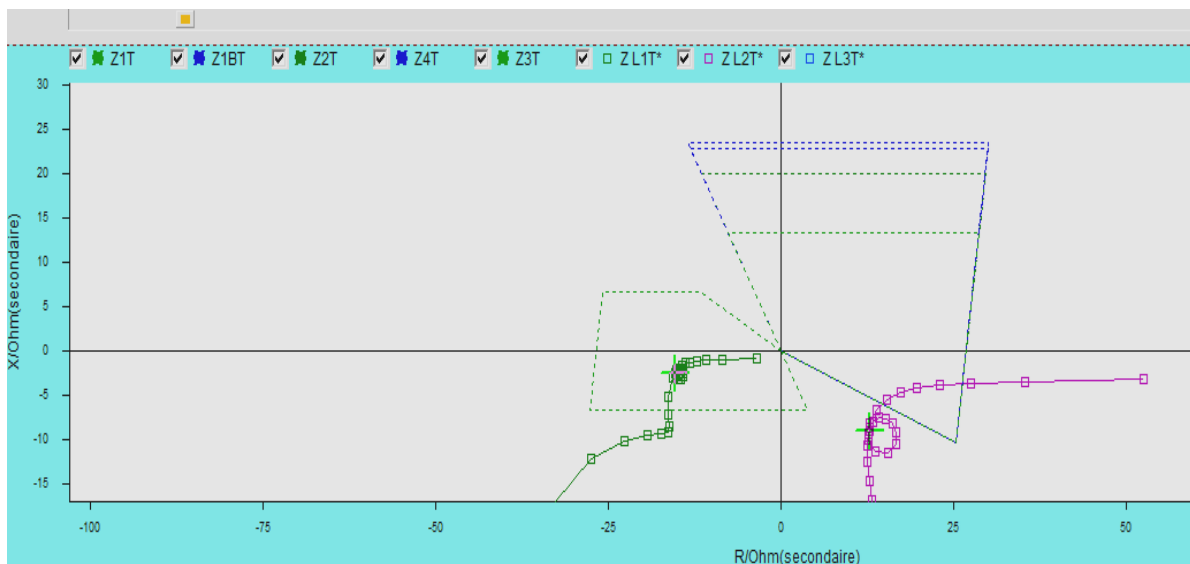


Figure 2.34:Caractéristique de défaut 4eme stade.

2.8.6.5 Simulation de défaut N°5 :

- Cas d'un défaut triphasé :

On injecte un défaut triphasé sur les phases (L2, L2 et L3) en (2^{eme} stade).

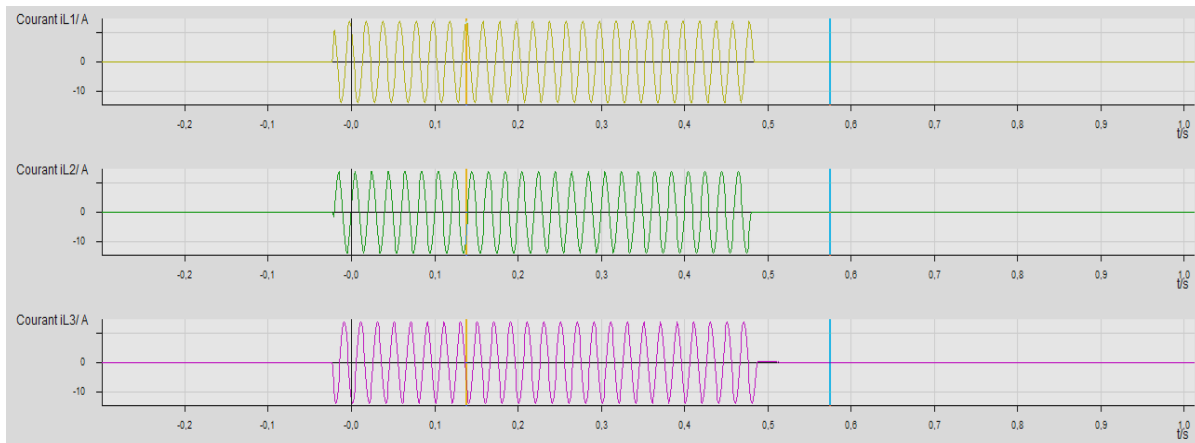


Figure 2.35: Les courants dans les trois phases de la ligne (séparément) pendant le défaut

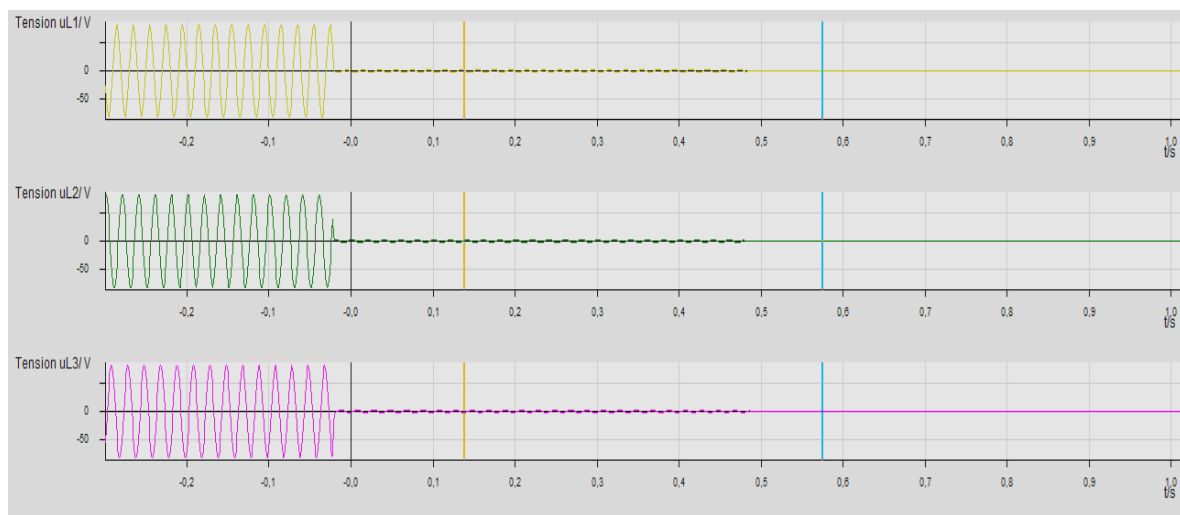


Figure 2.36: Les tensions dans les trois phases L1 , L2 et L3de la ligne(séparément) pendant le défaut.

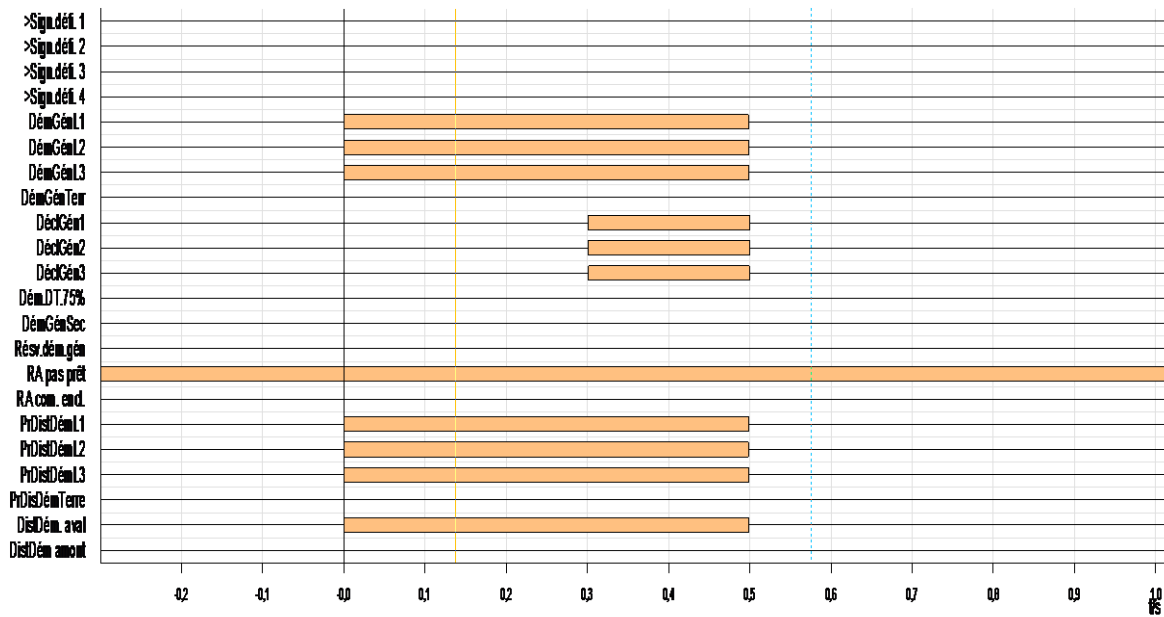


Figure 2.37: Les Tops logiques de la protection 7SA612

- Commentaire :

a) Perturbographie :

- On constate l'apparition d'un défaut sur les trois phases L1-L2-L3, qui se traduit par augmentation importante du courant des phases en défaut.
- Ecrasement des tensions de trois phases L1, L2 et L3

b) Tops logiques

- Démarrage instantané de la protection distance aval.
- Protection de distance démarrage des phases L1, L2 et L3.
- Démarrage général des phases L1, L2 et L3.
- Déclenchement générale des phase L1, L2 et L3 après 0.3s.

2.9. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats obtenus par les essais des réglages injecté dans les protections distance de la ligne 400kV SI MUSTAPHA à BIR GHBALOU. Le système de protection de la ligne 400kv, après simulation :

- Quatre défaut sur la protection de distance, nous a donnée des temps de déclenchement de système qui correspond à 99% aux temps théorique, que ce sont premier stade <0.0s>, deuxième stade <0.3s>, troisième stade <1.5s> et quatrième stade <3s>.

Chapitre III
**Etude de la protection
différentielle
transformateur**

3.1 Introduction

Le transformateur joue un rôle important dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Il permet à l'énergie électrique d'être transportée sur de longues distances, il permet ensuite sa distribution pour les industries et les habitations.

Dans ce chapitre, nous avons traité le contexte dans lequel s'inscrivent les transformateurs de puissance : Leurs principes de fonctionnement, leurs différents types, leurs principaux éléments et les protections installées avec essais sur la protection différentielle des autotransformateurs spécifiquement aux postes 400KV au niveau de la SONELGAZ.

3.2 Transformateurs de puissance

3.2.1 Description

Un transformateur de puissance est un appareil statique à deux enroulements ou plus, qui par induction électromagnétique transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes de même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique « norme (IEC 60076-1, 2000) ».

Les transformateurs sont réversibles et permettent, soit l'élévation, soit l'abaissement de la tension ; d'où la possibilité de choisir la meilleure tension pour la production, le transport, la distribution, l'utilisation de l'énergie électrique et de passer facilement d'un niveau de tension à un autre.

Un transformateur électrique permet donc de faire transiter la puissance électrique en courant alternatif (AC) depuis la centrale de production d'électricité jusqu'à son utilisateur final avec un minimum de pertes, à différents niveaux de tensions [7].

3.2.2 Principe de fonctionnement

L'enroulement primaire est soumis à une tension sinusoïdale. Il est donc traversé par un courant sinusoïdal et donne naissance à travers le circuit magnétique à un flux sinusoïdal. Ce flux engendre alors une force électromotrice induite dans l'enroulement primaire et dans l'enroulement secondaire. Au niveau des bornes du secondaire, apparaît alors une tension sinusoïdale dont la fréquence est la même que celle de la tension appliquée au primaire, mais dont l'amplitude est différente.

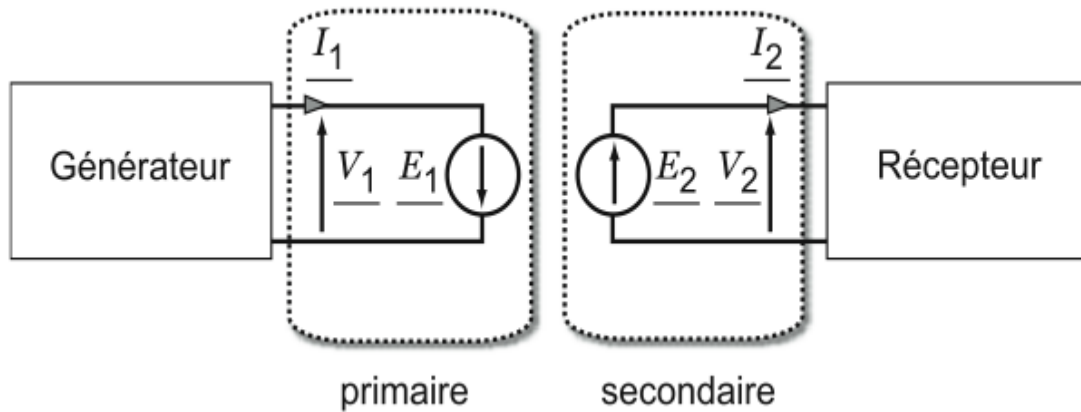


Figure 3.1: Principe de fonctionnement du transformateur.

3.3 Types des transformateurs de puissances

3.3.1 Transformateur immergé

Le transformateur est disposé dans un bain d'huile qui assure l'isolement et le refroidissement. Ce transformateur est moins onéreux et a des pertes moindres que le transformateur sec [8].



Figure 3.2: Transformateur immergé dans l'huile

3.3.2 Transformateurs secs

Les enroulements BT et les enroulements HT sont concentriques et enrobés dans une résine époxy. Le transformateur sec peut être disposé dans une enveloppe de protection qui permet de l'isoler du monde extérieur et d'assurer l'évacuation de la chaleur au travers de ses parois.

Le transformateur sec présente les meilleures garanties de sécurité contre la pollution (pas de fuite de liquide, pas de vapeurs nocives en cas d'incendie) [8].



Figure 3.3: Transformateur sec.

3.3.3 Autotransformateur

Cet appareil présente l'avantage d'un dimensionnement plus faible que celui d'un Transformateur, à puissance traversant égale. Il se distingue du transformateur par le fait qu'il existe un point commun aux enroulements primaire et secondaire. Étant donné qu'il n'y a plus d'isolation galvanique entre les enroulements primaire et secondaire, tout défaut se manifestant sur un réseau se propage immédiatement sur le second [9](5).

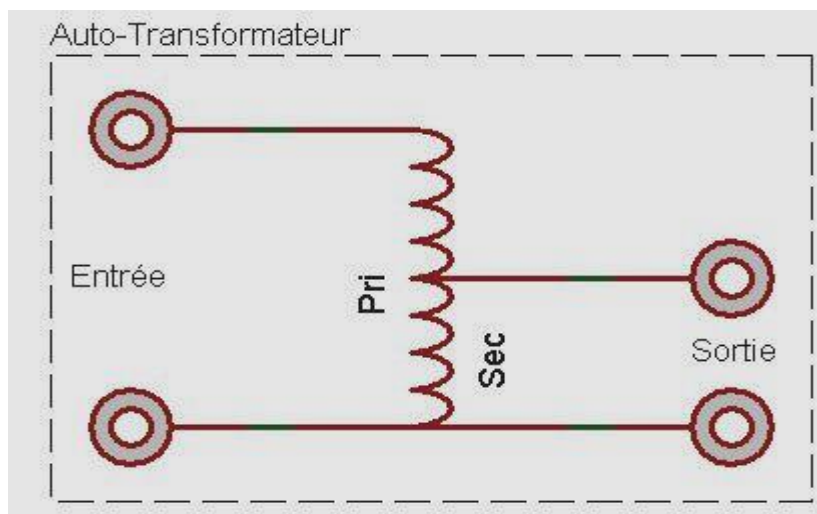


Figure 3.4: Schéma d'un autotransformateur.

3.4 Technologies de construction de transformateur de puissance

La figure (3.5) suivant montre la constitution d'un transformateur de puissance triphasé.

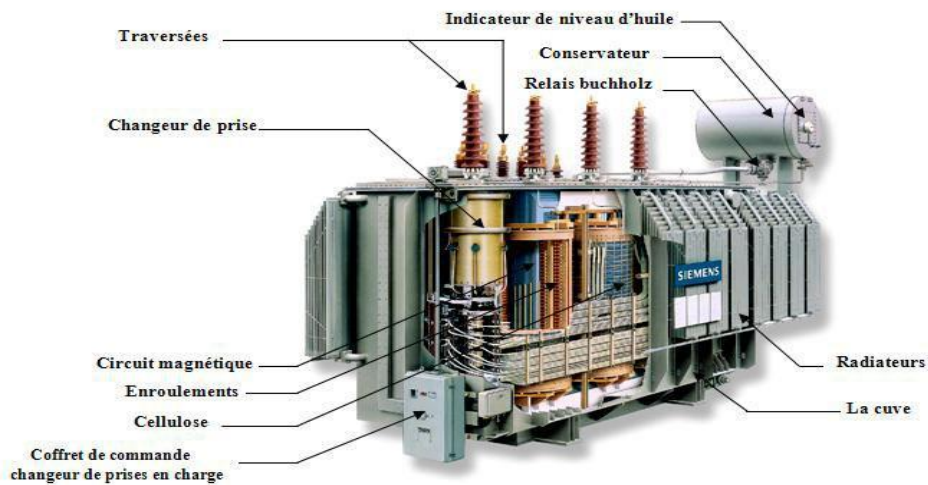


Figure 3.5: Vue intérieure d'un transformateur, type colonne.

3.4.1 Partie active

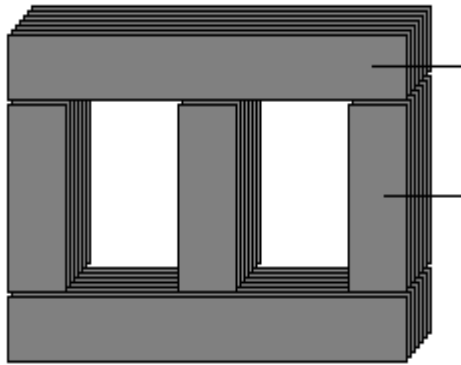
La partie active d'un transformateur est définie comme le circuit magnétique et les enroulements.

3.4.1.1 Circuit magnétique

Le rôle du circuit magnétique est de canaliser le flux magnétique produit par l'excitation de l'enroulement primaire vers l'enroulement secondaire [10](9).

Le noyau se compose d'un empilage de tôles ferromagnétique de haute perméabilité et à grains orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. Afin de minimiser les pertes, on procède [10,11] (9,10)

- L'emploi d'acier magnétique doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faible perte par hystérésis,
- L'emploi de tôles dont l'épaisseur est choisie tel que les courants de Foucault soient pratiquement sans effet.

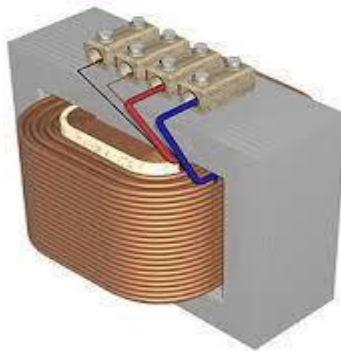


*Figure 3.6:*Circuit magnétique.

Suivant la forme du circuit magnétique on distingue deux dispositions principales qui sont :

3.4.1.2 Type cuirassé

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux côtés. Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de distribution où les surtensions transitoires sont fréquentes. Pour cela, des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [11].



*Figure 3.7:*Circuit magnétique triphasé type cuirassé.

3.4.1.3 Type colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme ses extrémités via des culasses afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs. Cette disposition plus simple

que le précédent est utilisée pour les transformateurs de haute tension et de grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique trois colonnes (noyaux).

Ce type de circuit magnétique est dit à flux force. Si le déséquilibre est important, on utilise les transformateurs à quatre ou cinq colonnes dont trois sont bobinées et les autres servent au retour des flux [11].



Figure 3.8: Circuit magnétique triphasé à cinq colonnes.

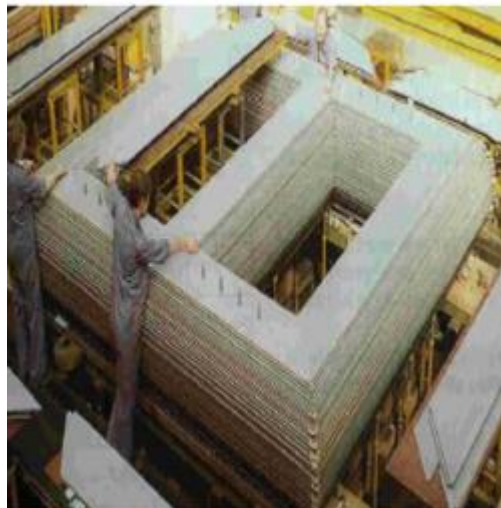


Figure 3.9: Circuit magnétique triphasé à trois colonnes

3.4.2 Enroulements

Les enroulements du transformateur sont l'ensemble des spires fabriqués généralement en cuivre émaillé, isolées entre elles par du papier [10].

Pour une phase d'un transformateur donnée il y a un enroulement par niveau de tension

considéré : un pour la basse tension et un pour la haute tension, avec parfois un supplémentaire pour la moyenne tension. Ces différents enroulements sont imbriqués les uns dans les autres avec l'enroulement de basse tension à l'intérieur et les enroulements de niveau de tension supérieurs de façon croissante vers l'extérieur. La figure (I.19) représente une demi-coupe d'enroulement [9].

Les enroulements permettent le transfert de la puissance du primaire vers le secondaire (tertiaire) tout en modifiant la tension (circulation du courant) [11].



Figure 3.11: Enroulement.

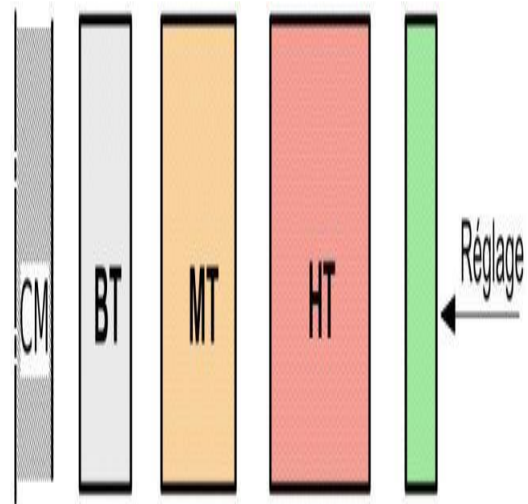


Figure 3.10: Coupe de demi-enroulement.

3.5 Défaillance du transformateur de puissance

Les conséquences des défauts latents à l'intérieur du transformateur de puissance sont souvent remarquables, qui peuvent diminuer à la fois ses tenues : diélectriques, thermiques et mécaniques à des valeurs inadmissibles, au-dessous des contraintes appliquées. Ceci peut progresser à un point où l'isolation ne peut résister face à ces surcharges provoquées par le courant de défaut ou de surtension (court-circuit, vibrations, surcharges, décharges partielles, foudre..). Ainsi, le diagnostic de ces défauts est étroitement lié à l'évaluation de l'état d'isolation solide et liquide [12].

3.5.1 Statistiques sur les causes de défaillances [12]

3.5.1.1 Causes internes

- Détérioration et vieillissement d'isolation

- Perte de serrage d'enroulement
- Défaillance d'isolation du noyau
- Déformation d'enroulement due aux forces de court-circuit
- Les traversées (Brushings) et les bornes
- Changeurs de prises
- Connexion
- Surchauffe.
- Humidité
- Contamination solide dans l'huile d'isolation
- Décharge partielle
- Défauts de conception et de fabrication.
- Résonance d'enroulement

3.5.1.2 Causes externes

- Les surtensions de foudre ou de manœuvre transitoire
- Court circuits externes
- Température
- Événements Séismiques : Les événements séismiques tels que les tremblements de terre peuvent causer des dommages internes.
- Surcharge du système.
- Surchauffe lors de traitement d'huilé
- Échauffement par mauvaise ventilation et dissipation calorifique
- La défaillance dans les pompes.

- Transport : Les incidents pendant le transport des nouveaux transformateurs ou en service qui peuvent endommager sa structure interne

3.6 Protection et surveillance de transformateur de puissance.

La protection est une question à traiter de point de vue économique, en considérant la probabilité d'un type de défaut, les conséquences de sa manifestation éventuelle (perte de production, coût de remise en état, dommage du matériel) et le coût de l'efficacité des protections destinées à les éliminer ou à les limiter [9].

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau électrique. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient internes ou externes [11].

3.6.1 Protections internes :

3.6.1.1 Relais BUCHHOLZ

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et delà vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile.

Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restant enfermés à la partie supérieure du relais d'où ils peuvent être prélevés et leur examen permettent dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables : on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.

Analyse visuelle, si le gaz est :

- Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension.
- Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant.

- Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois
- Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.

Cette protection fonctionne en deux niveaux pour le transformateur : le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement [11].

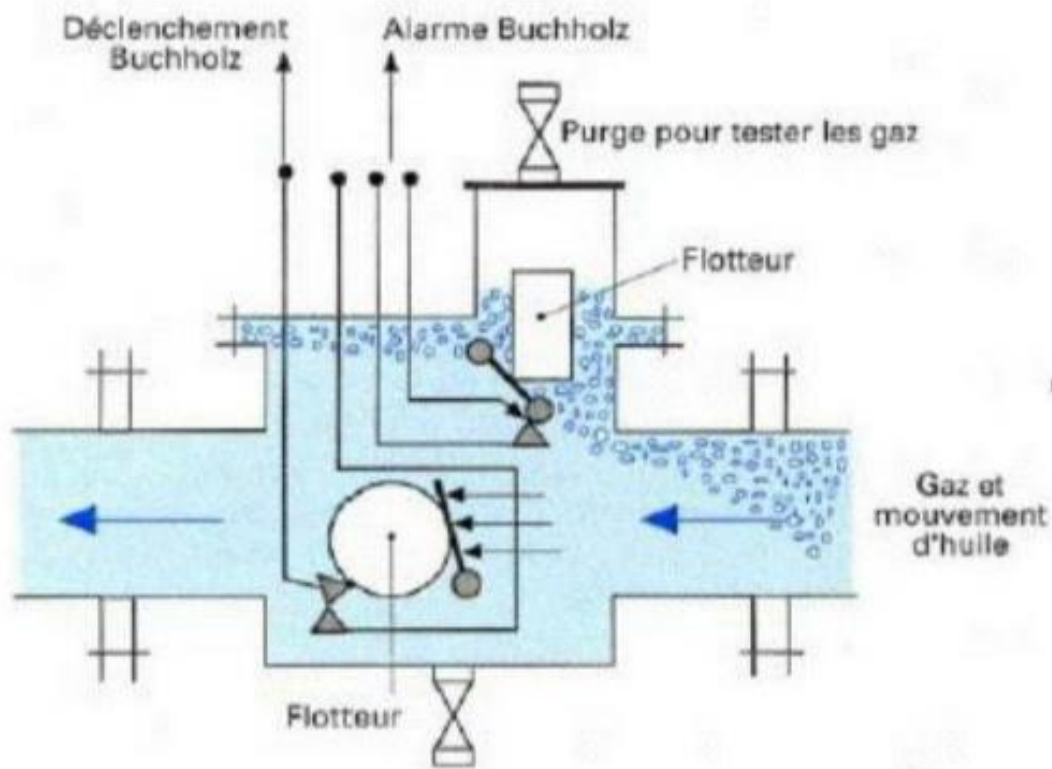


Figure 3.12:Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ.

3.6.1.2 Protection masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relai de détection de défaut à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants.

La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un transformateur de courant tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relai de courant alimenté par ce TC. Ce relai envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent même à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre [11].



Figure 3.13: Placement de TC tore. .

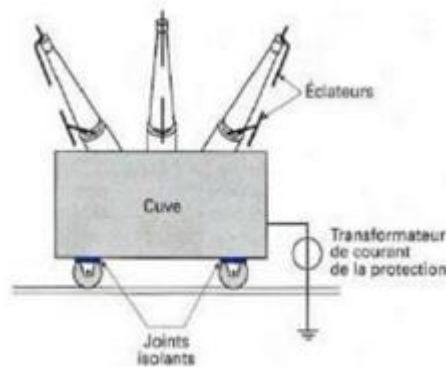


Figure 3.14: Protection masse cuve

3.6.1.3 Protection thermique

Sur le transformateur sont montés plusieurs thermomètres et des images thermiques donnant une image de la température du cuivre. Depuis quelques années, des fibres optiques sont aussi installées dans les enroulements permettant une mesure plus fine et plus rapide de cette température[9].

3.6.2 Protection externes

3.6.2.1 Protection des surtensions

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large, les éclateurs et les parafoudres.

- **Éclateur**

C'est un dispositif simple constitué de deux électrodes dans l'air. La limitation de tension aux bornes est effectuée par l'amorçage d'intervalle d'air.

- **Parafoudre**

Permettent de se débarrasser de ce comportement néfaste car ils présentent un comportement réversible. Ce sont des résistances fortement non-linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au-dessus d'une certaine valeur de tension aux bornes [13].



Figure 3.15: Éclateur.



Figure 3.16: Parafoudre.

3.6.2.2 Protection à maximum d'intensité

Des relais reliés à des transformateurs de courant (équivalents d'un ampèremètre en haute tension) déclenchent le transformateur suite à une surintensité temporaire, fixée selon un seuil. Ces unités de protection agiront contre le défaut externe (défaut entre les phases et défaut entre phase et terre) dont :

- Un relais à maximum de courant de phase à deux seuils (1er seuil et 2eme seuil) temporisés pour la protection contre les défauts entre les phases;
- Un relais à maximum de courant homopolaire à deux seuils (1er seuil et 2eme seuil) temporisés, désensibilisé à l'harmonique trois pour la protection contre les défauts de la terre [9,11].

3.6.2.3 Protection différentielle [11]

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur i_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé plus d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise :

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

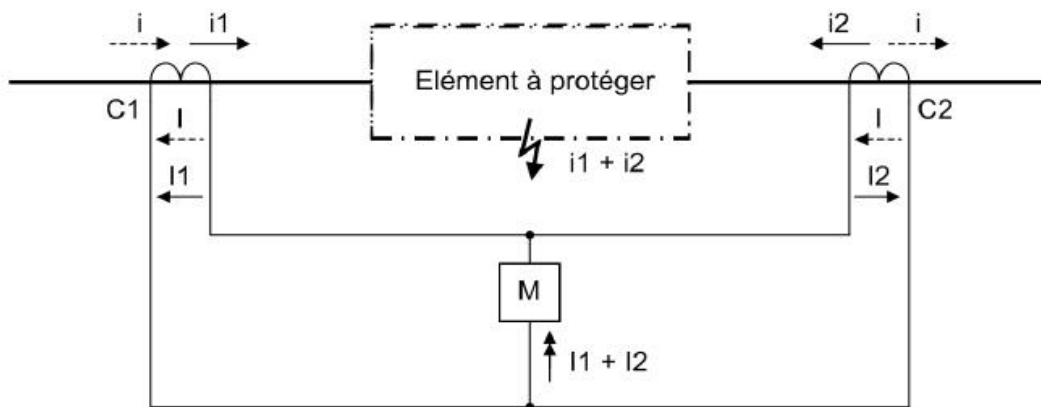


Figure 3.17: Schéma de fonctionnement de la protection différentielle.

3.7 Exploitation d'un transformateur de puissance

Le constructeur fabrique un transformateur conforme au cahier des charges initiales établi par le client. Afin de garantir un certain nombre de caractéristiques, le client fait des essais de réception de transformateur. Les essais de réception sont potentiellement destructifs (Supérieurs à la tension nominale principalement). L'ensemble de ces essais garantit le bon fonctionnement du transformateur en sortie d'usine et ces derniers sont comme mesures de référence pour le reste de la vie de l'appareil [9].

3.8 Philosophie de réglage des protections des transformateurs de puissance[14] [16]**3.8.1 Protection différentielle transformateur (F87T)**

La protection différentielle présente l'avantage de protéger le transformateur tant vis à vis des défauts internes que vis à vis des défauts à ses connexions (liaison câble arrivée de l'enroulement secondaire - transformateur, BPN, TSA). Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison en instantané des courants rentrants et des courants sortants de la zone de surveillance.

3.8.1.1 Réglage

Plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel mesuré par le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur :

- Les rapports de transformation
- Le couplage des enroulements.
- Le courant à vide.
- Les erreurs des réducteurs de courant.
- La plage de variation du régulateur en charge

Avec ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul ; et c'est la raison pour laquelle on adopte le réglage d'un seuil de courant différentiel réglé à 30 % du courant nominal du transformateur. Dans le cas d'un raccordement en biberon d'une batterie condensateur au niveau du secondaire du transformateur HT/MT, le courant différentiel de fonctionnement est réglé à 50% du courant nominal du transformateur.

3.8.2. Protection à maximum de courant**3.8.2.1. Protection à Maximum de courant de l'autotransformateur 400/220kV**

- **Protection à Maximum de courant coté 400kV (F51/F50)**

C'est une protection à deux seuils, le premier seuil protège le transformateur contre les surcharges et constitue une protection de secours vis-à-vis des défauts extérieurs au transformateur, le deuxième seuil protège le transformateur contre les défauts internes., elle est réglée en deux seuil :

- **1er Seuil : Surcharge**

- $I \geq 1.3 I_{NATR1}$
- $T = 3,4 \text{ Sec}$

$$I_{NATR1} = S_n / U_n \cdot \sqrt{3} \quad (3.1)$$

I_{NATR1} : Courant nominal de l'autotransformateur côté 400kV

- **2ème Seuil : Violent**

- $I \geq 1.3 I_{ccmax}$
- $T=0 \text{ Sec}$

$$I_{ccMax} = U_{n1} / \sqrt{3} * (Z_R + Z_T) \quad (3.2)$$

$$Z_T = U_{n1}^2 * U_{cc\%} / 100 * S_n \quad (3.3)$$

$$Z_R = U_{n1}^2 / S_{cc} \quad (3.4)$$

Avec :

- I_{ccmax} : courant de court-circuit maximal au niveau de l'étage (source), relatif au régime maximal de fonctionnement du réseau
- Z_R : Impédance du réseau amont
- Z_T : Impédance de l'autotransformateur
- S_n : Puissance nominale de l'autotransformateur, en VA
- S_{cc} : Puissance de court-circuit du réseau amont
- $U_{cc\%}$: Tension de court-circuit de l'autotransformateur, en %
- U_{n1} : Tension nominal de l'autotransformateur coté primaire, en V

- **Protection à maximum de courant coté 220kV (F51)**

Ce relais de protection est équipé de deux fonctions de protection l'une à temps constant à 1 seuil qui surveille la surcharge du transformateur, l'autre à temps inverse, destinée à secourir la protection barre de l'étage 220 kV. Elle est réglée comme suit.

- **Protection maximum de courant à temps constant (surcharge)**

- $I \geq 1.3 * I_{nATR1}$

- $T = 3,2 \text{Sec}$

$I_{nATR} = S_n / U_n * \sqrt{3}$	(3.5)
-----------------------------------	--------------

- **Protection maximum de courant à temps inverse**

Cette protection assure l'élimination rapide des défauts barre 220 kV, tout en étant sélective aux défauts. Le réglage de cette protection sera déterminé après réalisation d'une étude à base de simulation.

- **Protection surcharge thermique (F49)**

La Protection de surcharge thermique est destinée à mettre hors service le transformateur suite à une surcharge prolongée, qui peut entraîner l'échauffement du transformateur. Elle comporte deux seuils de fonctionnement

- Un seuil d'alarme
- Un seuil de déclenchement

Son réglage dépend du type de protection en utilisant les caractéristiques du transformateur.

- **Protection masse cuve TSA (F50)**

C'est une protection à maximum de courant à un seul seuil qui protège le transformateur des services auxiliaires contre les défauts entre les enroulements et la cuve. son réglage est :

- $I = 5\% I_{cc \text{ mono}}$
- $T = 0 \text{ Sec}$

3.9. Plan de protection des transformateurs de puissance [15].

3.9.1. Plan de protection Autotransformateur 400/220/30kV(externe)

- Protection différentielle transformateur: F87T (PP1)
- Protection différentielle transformateur : F87T (PP2)
- Protection à maximum de courant côté primaire (F50-F51)
- Protection à maximum de courant côté secondaire (F51)
- Protection à maximum de courant côté tertiaire
- Protection à maximum de courant neutre côté primaire
- Protection masse cuve TSA
- Protection surcharge thermique

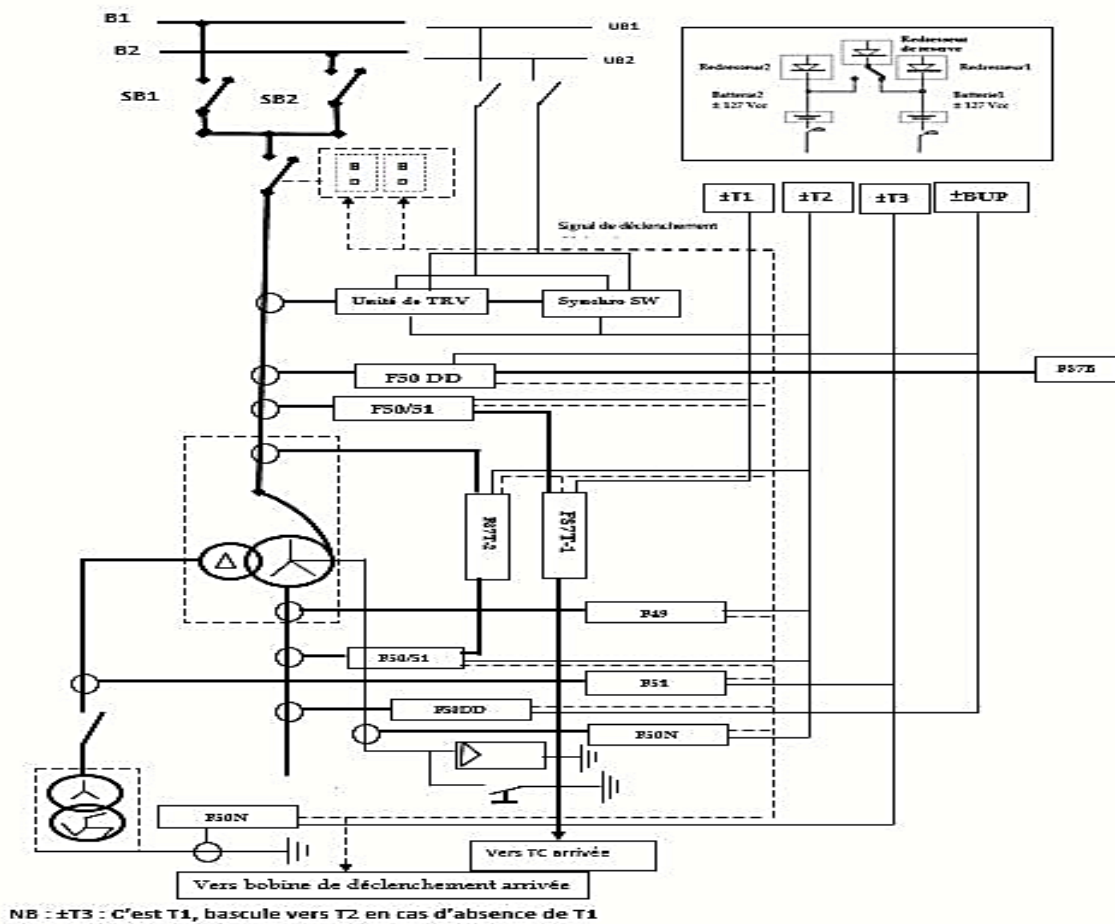


Figure 3.18 : Plan de protection des autos transformateurs 400/220/30KV.

3.10. Protections installées sur l'autotransformateurs et TSA

Protection	Type	Marque	Codification
Coté 400kV			
Protections différentielles principale	DUOBIAS	Vatech	(87T.1)
Protection différentielle secondaire	7UT613	Siemens	F87T.2
Protection à maximum de courant coté 400kV	ARGUS1(50/51)	Vatech	F50.1
Protection défaillance disjoncteur coté 400kV	DRSLA4	Vatech	F50DD
Coté 220kV			
Protection surcharge thermique coté 200kV	7SJ600	Siemens	F49
Protection à maximum de courant	ARGUS1	Vatech	F50
Coté 31,5kV			
	ARGUS1(50/51)	Vatech	F50.3
Protections du neutre de l'autotransformateur			
Protection homopolaire du neutre	ARGUS1	Vatech	F50N
Protections du côté arrivée 220kV			
Protection défaillance disjoncteur	DRSLA4	Vatech	F50DD
Régulateur de tension	TAPCON260-	MR	F90
Protections des TSA			
Protection masse cuve TSA	ARGUS1	Vatech	F50.4
Protection homopolaire du neutre primaire TSA	ARGUS1	Vatech	F50N.1

Tableau 3.1 : Les protections installées sur l'autotransformateur N°1 au poste BIG.

3.10.1. Réglages à afficher sur les protections de l'autotransformateur à BIG

• **Caractéristique**

- Tensions nominales : 400/225/31.5 KV
- Puissance nominale : 500 /500/166.6 MVA
- $U_{cc} = 14.17 \%$, $I_{cc} = 40 \text{ kA}$

- **Protection Max I 400 kV**

- Rapport bushing = 500-1000/1
- $I_{nATR} = 721.17 \text{ A}$
- $I_{HT} >> = (1.3 * S_n * 100) / (1.732 * 14.17 * 400) = 6621.18 \text{ A}$
- ValeurCalculée $I >> BT = 6.62 * I_N TC$ $T = 0.00 \text{ s}$
- $I_{THT} > = 1.3 * I_{nATR} = 938.22 \text{ A}$
- ValeurCalculée $I > BT = 0.94 * I_N TC$ $T = 3.50 \text{ s}$

- **Protection Max I 220 kV**

- Rapport bushing = 800-1600 /1
- $I_{nATR} = 1283.04 \text{ A}$
- $I > HT = 1.3 * I_{nATR} = 1667.95 \text{ A}$
- ValeurCalculée $I > BT = 1.04 * I_N TC$ $T = 3.00 \text{ s}$

- **Protection Max I nature 220 kV**

- Rapport TC = 400-800/1
- $I_r = 10 \% * I_{n220}$ $T = 0.6$

- **Protection Masse cuve TSA**

- Rapport TC = 100-200/1
- $I_r HT = 50 \text{ A}$ $T = 0.0 \text{ s}$

3.10.2. La caractéristique de la différentiels 7UT

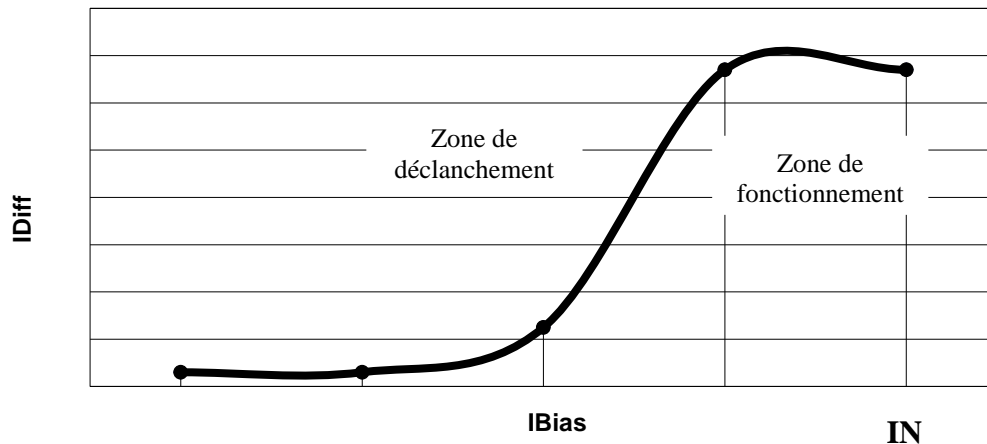


Figure 3.19 : La caractéristique de la protection différentielle.

3.10.3. Schéma de raccordement de la différentiels 7UT

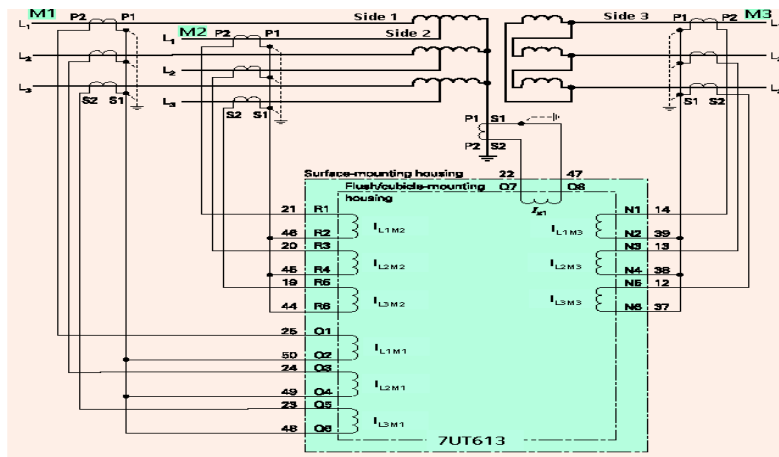


Figure 3.20 : Schéma de raccordement de la protection différentielle.

3.10.4. Analyse de fonctionnement de la protection différentielle 7UT 613 :

Sonelgaz procède systématiquement à des essais sur toutes les protections des équipements installées dans ses ouvrages lignes ou transformateurs, mais reste toujours le fonctionnement correcte de ces dernières se confirme au moment des incidents qui surviennent sur le réseau.

Dans cette partie on va procéder à l'étude du fonctionnement de la protection différentielle 7UT 613 à travers un incident survenu sur un autotransformateur au niveau du poste 400/200kV BIR GHBALOU en date du 23/10/2017.

3.10.4.1. Description de l'incident :

En date du 23/10/2017 à 19h58mn, un incident a été enregistré au niveau du poste Bir Ghalou 400 kV, suite à l'explosion d'une borne 220 kV de la phase 4 de l'ATR400/220/30 kV N°2 engendrant :

Le déclenchement de l'ATR400/220/30kV N°2 par protection différentielle principale 1et de l'ATR400/220/30 kV N°1 par masse cuve TSA. Suivi d'un incendie côté bornes 220 kV de l'ATR N°2 de la partie supérieure (bornes) et inférieure endommageant les câbles BT et les joints des brides radiateurs.

3.10.4.2. Analyse de la perturbographie de la protection différentielle N°1 :

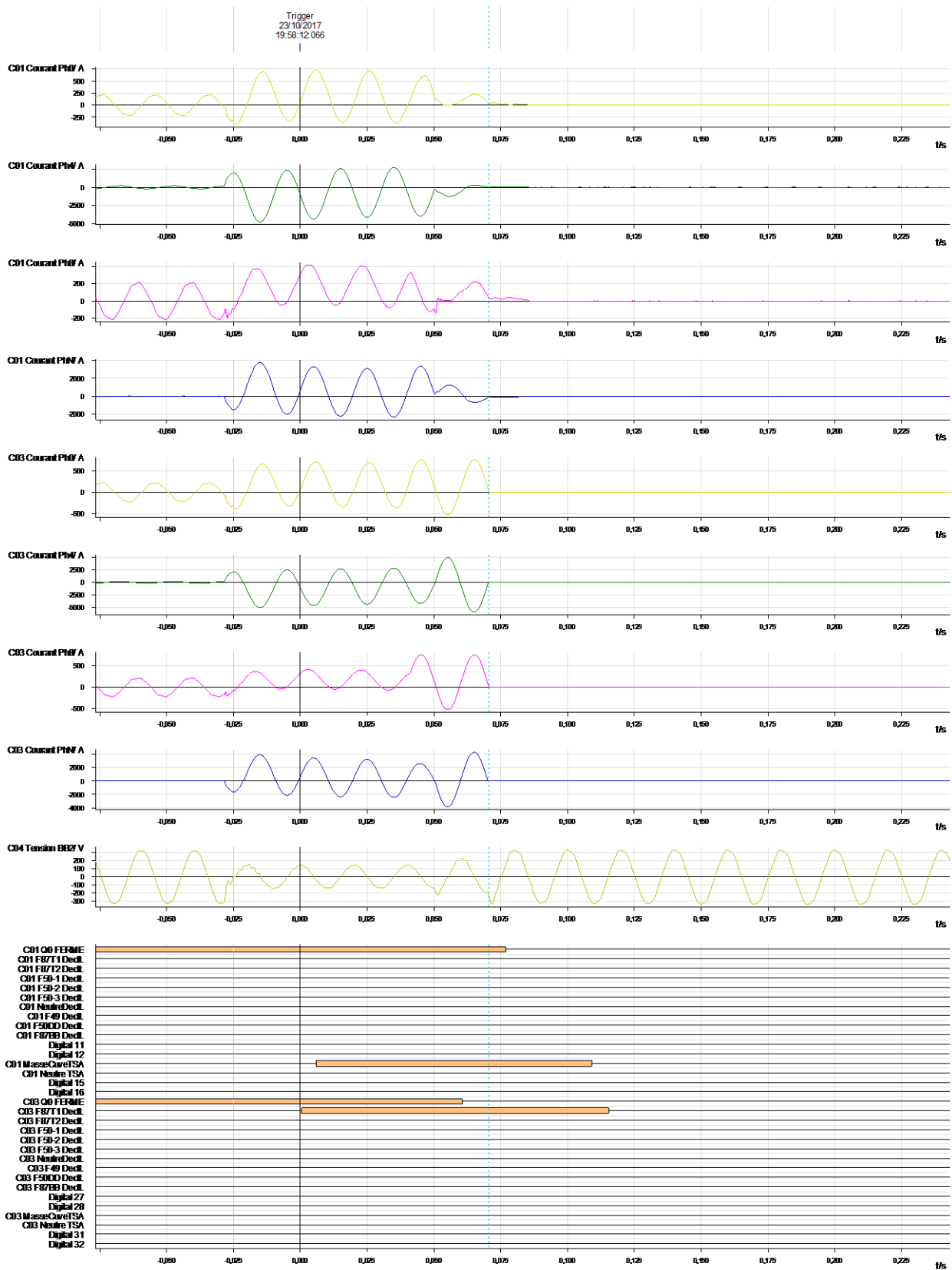


Figure 3.21 : Perturbographie de la protection différentielle ATR2 7UT N°1.

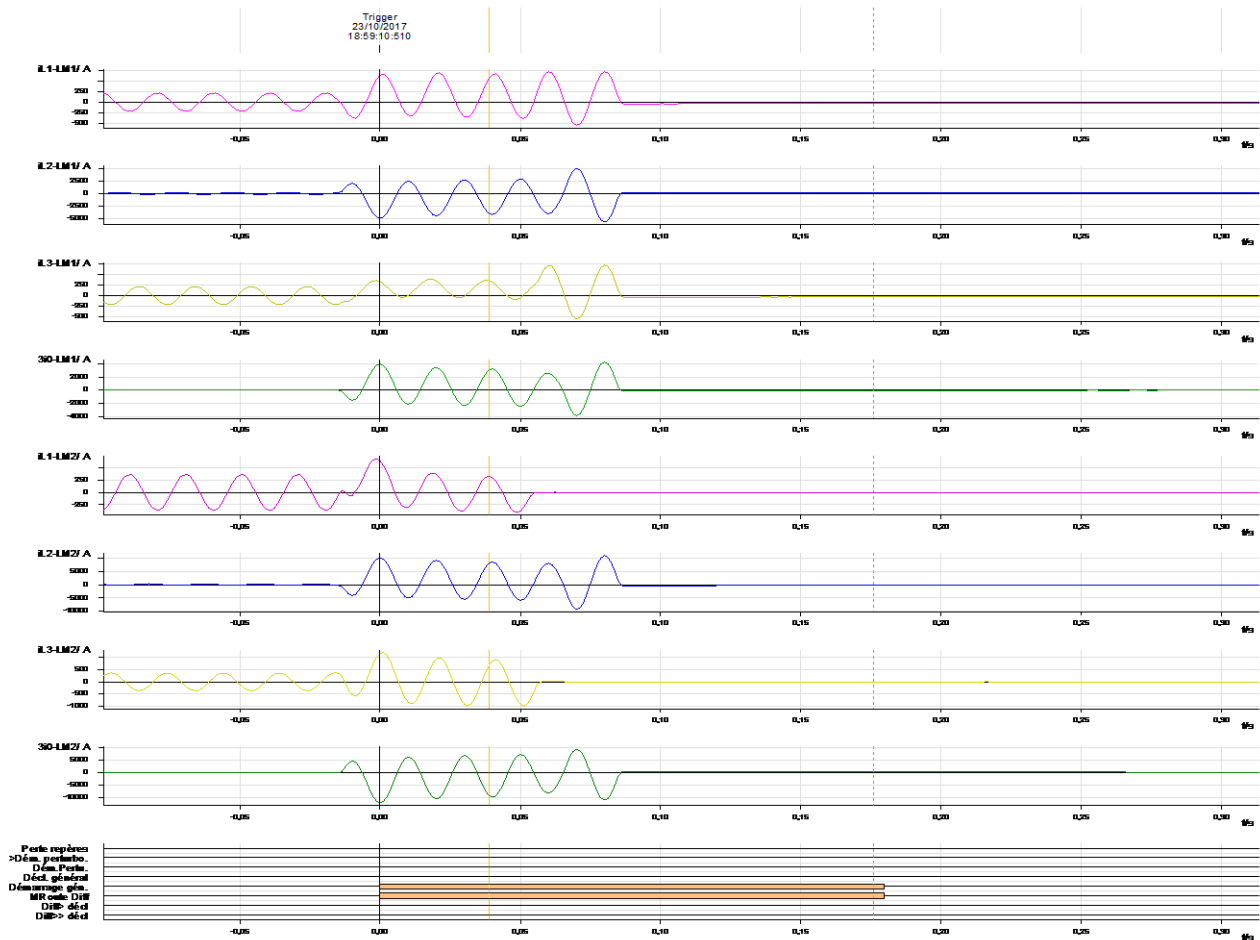


Figure 3.22 : Perturbographie de la protection différentielle ATR2 7UT prise sur les bushings 220kV.

• Avant l'incident

- A t=-29ms les courants des trois phases au niveau du primaire de l'autotransformateurs sont équilibrés environs 153A/Phase.

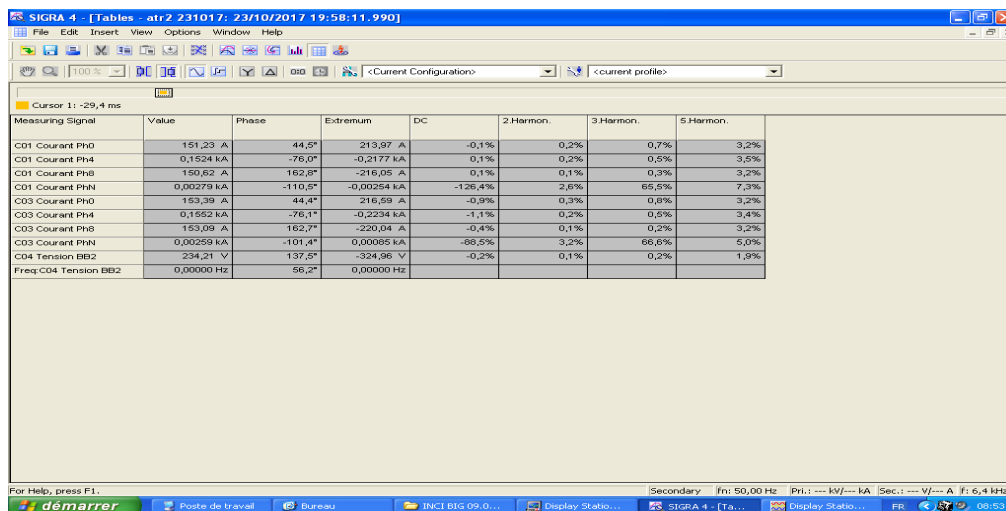


Figure 3.23 : Situation avant l'incident (à t=-29ms)

• Au moment de l'incident

- A $t = -17\text{ms}$ la valeur du courant de la phase 4 augmente à une valeur de 1.18kA, le réglage adopté pour la différentielle est $30\%I_n$ (I_n coté primaire $I_{nATR} = 721.17\text{ A}$), en Remarque que le courant de la phase 4 est supérieur au courant nominal du primaire du transformateur ; à ce moment il y a eu un démarrage de la protection.

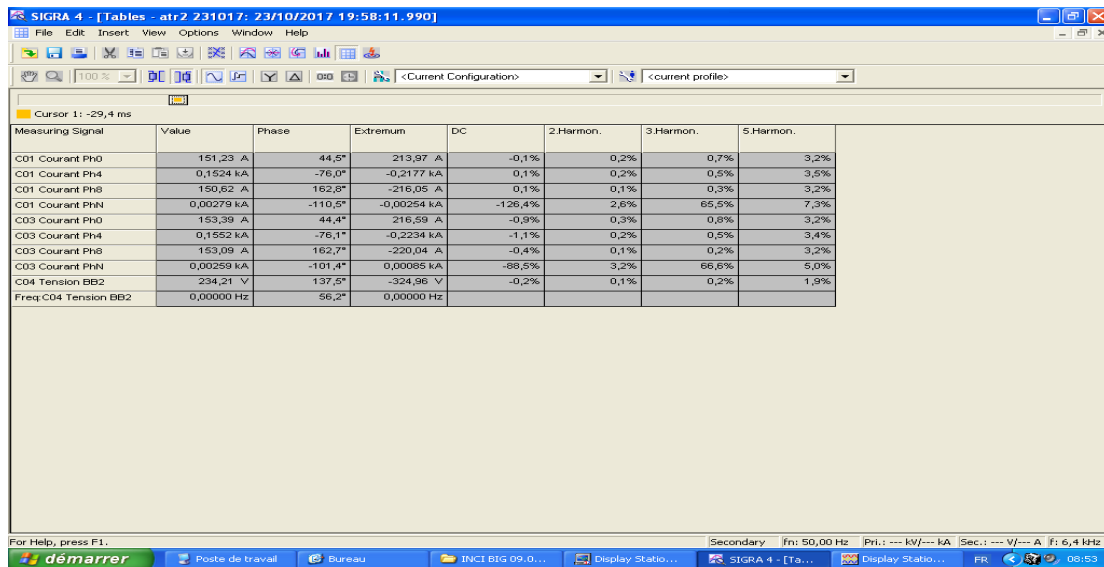


Figure 3.24 : les valeurs des courants à l'instant $t = -17\text{ms}$

- A $t = 0$ la valeur de courant de la phase 4 atteint 2.64kA au primaire, la protection a envoyé un ordre de déclenchement pour éliminer le défaut.

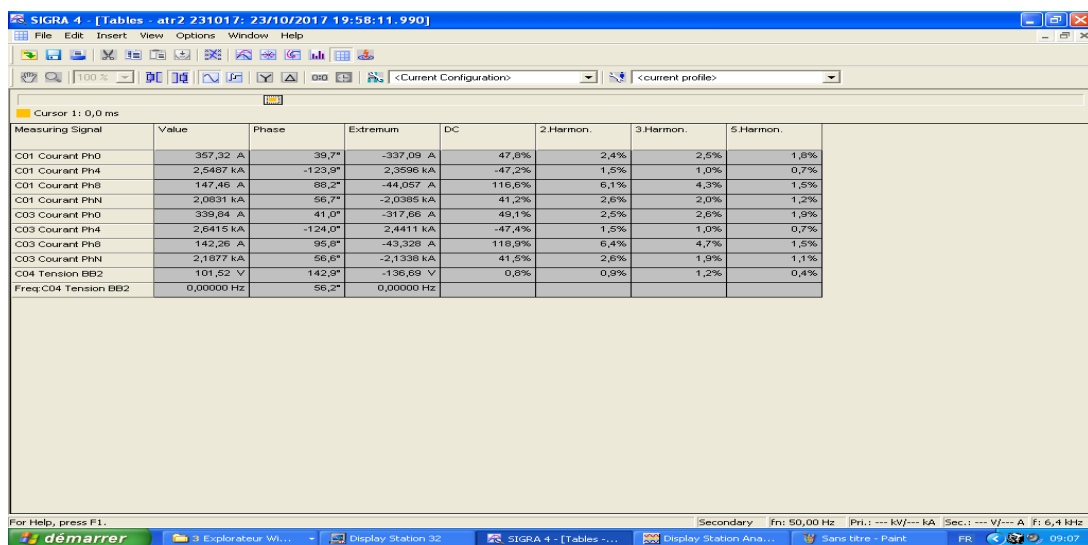


Figure 3.25 : les valeurs des courants à l'instant $t = 0$

- L'analyse du fichier de perturbographie des protections montre le fonctionnement de la protection différentielle principale 1 « Doubias » prise sur les TC(s) extérieurs 220kV de l'autotransformateur N°2 et le non fonctionnement pour un défaut hors zone de la protection différentielle Principale 2 « 7UT61 » prise sur les bushings 220kV, l'origine de l'incident est un défaut qui a été produit sur la phase 4 côté 220kV de l'ATR N°2 suivi par une évolution sur les deux autres phases ainsi que les éclats de la porcelaine éjectés autour de l'ATR N°2 montrent que l'incident est provoqué par l'explosion de la borne de la phase 4.

3.10.4.3. Impacts matériels engendrés par l'incident :



Figure 3.26 : Photos de l'ATR prise après l'incident.

3.11. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté quelques généralités sur les transformateurs, nous avons aussi donné un aperçu sur les principaux éléments qui les constituent, leur rôle et leur importance dans le transport de l'énergie.

A la fin de ce chapitre, les différents systèmes et modes de protection installés sur les transformateurs ont été introduits pour mieux cerner leur fonctionnement, ainsi une analyse de fonctionnement de protection différentielle au moment d'un incident réel.

Conclusion générale

Les défauts électriques et en particulier les courts-circuits font courir un danger aux personnes , aux équipements électriques présents sur le réseau électrique et à la fourniture d'électricité en termes de stabilité et de continuité .

Pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue, un système de protection fiable doit être installé sur chaque composant du réseau électrique .

L'objet de mon présentmémoire est d'illustrer le système de protection met en vigueur sur le réseau électrique et spécifiquement le réseau SONELGAZ , ainsi que les plans et réglages adopté par ce dernier afin de préserver les différents ouvrages implantés sur son territoires nationales en particulier les lignes de transport de l'énergie électrique et les transformateurs de puissance .

Mon travail a été réalisé en deux parties, tel que la première partie est consacrée pour la description du poste THT/THT BIR GHBALOU 400KV ainsi que la philosophie de réglage adopté par SONELGAZ pour les lignes THT dans les postes d'interconnexion, qui a été illustré dans le départ 400kV SI MUSTAPHA avec les essais sur la protection de distance SIEMENS 7SA612.

Dans la deuxième partie, on décrit les différents types de dispositifs de protection coté transformateurs THT/THT, avec les réglages affichés et essais sur la protection différentielle transformateur.

*Référence et
bibliographique*

- [1] Olivier RICHARDOT « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée » Thèse de doctorat INPG, 2000.
- [2] Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de électrique », 2007. [6] B. M Weedy, "Electric Power Systems", 3rd éd., John Wiley& Sons Ltd., London, 1979.
- [3] Aménagement et Nature N° 79, Doc EDF (Claude DESTIVAL Directeur adjoint de la recherche et du transport d'ED.F, Chef du Service du transport.
- [4] P-A CHAMOREL « Énergie -Électrique II : paramètres électriques des lignes » École d'ingénieur LAUSANE (EIL), 1994.)
- [5]Olivier RICHARDOT,«Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée», thèse doctorat de Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble, 10 octobre 2006.
- [6] Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique D4570 -1
- [7] jean Sanchez Aide au diagnostique de défauts des transformateurs de puissance Université de Grenoble ,2011.France)]
- [8] Document SONEGAS « École technique de Blida les transformateurs de puissance».
- [9] Jean Sanchez, « Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance » université Grenoble alpes, 2011.
- [10] Pauwels international service « formation générale sur les transformateurs de puissance GRTE octobre 2008 ».
- [11] Mr ZELLAGUI Mohamed, « Étude protection des réseaux électriques mt 30& 10 kv », mémoire de magister université de Constantine. Juillet 2010
- [12] BOUCHAOUI Lahcene, « Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : application des réseaux de neurones », Mémoire de magister département d'Électrotechnique, université de Sétif. 2010
- [13]. Groupe Schneider « cahier technique n° 192 protection de transformateur MT/BT.
- [14] Dr. Mohamed ZELLAGUI « Protection des lignes HTB » Institut de Formation de

l'Électricité et du Gaz Centre de Formation Ain M'lila.

[15] Document SONELGAZ « Plan de protection du réseau de transport de l'électricité N°6 »

[16] Document SONELGAZ « Philosophie de réglages des protections du réseau de réseau d'Électricité.

ملخص:

تهدف هذه المذكرة إلى دراسة نظام الحماية المثبت في محطة الربط المثبت بالإضافة إلى الخطة وفلسفة التنظيم التي اعتمدها شركة سونلغاز للخطوط الضغط العالي والمحولات الآلية 220 / 400 فولط، ويجب تنظيم الحماية وفقاً للعديد من المعلمات ويجب أن تعمل في غضون بضع مئات من الميلي ثانية ، لذلك دراسة شبكة ضرورية. تنقسم الشبكة الكهربائية إلى مناطق محددة بواسطة قواطع الدائرة ويجب حماية كل منطقة بشكل صحيح، وتتداخل المناطق بحيث لا تترك أي نقطة من الشبكة دون حماية.

الكلمات المفتاحية: الشبكات الكهربائية ، الحماية ، الإعدادات ، الانتقائية والموثوقية.

Résumé :

Ce mémoire a pour objectif l'étude du système de protection installé dans un poste d'interconnexion ainsi que le plan et la philosophie de réglage adopté par sonalgaz pour les lignes THT et les autotransformateurs 400/220kV. Les protections doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres et elles doivent fonctionner en espace de quelques centaines de milliseconde, une étude réseau est donc nécessaire.

Le réseau électrique est divisé en zones délimitées par les disjoncteurs et chaque zone doit être correctement protégée .les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection.

Mots clés : Réseaux électriques, protection, réglages, sélectivités et fiabilité.

Abstract:

This memory aims at the study of the protection system installed in an interconnection station as well as the plan and the philosophy of regulation adopted by sonalgaz for the lines THT and the autotransformers 400 / 220kV. The protections must be regulated according to many parameters and they must work within a few hundred milliseconds, a network study is necessary.

The electrical network is divided into zones delimited by the circuit breakers and each zone must be correctly protected. The zones overlap to leave no point of the network without protection.

Key words: Electrical networks, protection, settings, selectivity and reliability.