

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



Mémoire de Fin d'Étude

Présenté à

L'Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued

Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

En Réseaux électriques

Présenté par

BEN AMOR Salah et HOUAS Abd Elouahed

Thème

Etude et simulation de la protection différentielle d'un transformateur de puissance

Soutenu le 03/06/2018. Devant le jury composé de :

Dr. BENATTOUS Djailani

Maitre de conférences Président

Dr. GACEM Abd Elmalek

Maitre de conférences Rapporteur

Dr. BOUGOUFA Lazhar

Maitre de conférences Examineur

Année Universitaire 2017/2018



Remerciements

En premier lieu, nous remercions DIEU tout puissant, qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

*Nous remercions notre prompteur Monsieur **G.ABDELMALEK** qui ont suivi de très près ce travail, pour leur aide, leurs orientation leur disponibilité et tous les conseils qu'ils nous ont prodigué pendant toute la durée de ce travail.*

Nous adressons nos plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire.

Nous remercions aussi toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin au sein de la direction régionale TFT.

Nous sincères remerciements vont également à tous les enseignants du Département de Génie Electrique et de loin à notre formation de Master.

Enfin nous exprimons notre très grande reconnaissance à notre famille, à Mon père et ma mère nos frères et mes soeurs à nos proches pour nous avoir encouragés.



Dédicace

A la mémoire de mon défunt père.

À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre,,,

À cet source de tendresse, de patience et de générosité,,

À ma mère !

À tous mes frères et sœurs, ainsi que leurs enfants

À tous mes amis et collègues

À tous les étudiants de la promotion 2017/2018

Option : Réseaux Électrique

A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer

B.salah

Dédicace

A nous chers parents,

À la plus belle créature que Dieu a créée sur terre,,

À cet source de tendresse, de patience et de générosité,,

À ma mère,

À ma femme qui a toujours était à mes cotés

À mon fils Raïd Qu'Allah le protège,

A mes chères et mes frères,

À tous mes frères et sœurs, ainsi que leurs enfants,

À tous mes amis et collègues

À tous les étudiants de la promotion 2017/2018

Option : Réseaux Électrique

A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer ...

A. Houas

ملخص

يلتزم برنامج محاكاة ماتلاب قمنا بدراسة جهاز الحماية التفاضلية للمحول الكهربائي الذي يقتصر نطاق حمايته على المنطقة المحصورة بين محولات التيار للجهود المختلفة، ويكشف عن سلامة التيار التفاضلي الموجود بين التيارات الداخلة والخارجة ففي حال كانا متساويين عند حالة الاتزان فإن المحول يكون سليماً، أما في حال وجود أي عطل في قلب المحول فإنه سيفصل فوراً، ويمنع التيار من الوصول إلى المحول.

الكلمات المفتاحية: الحماية التفاضلية، المحول، المرحل التفاضلي.

Résumé

Par MATLAB-SIMULINK nous avons étudié le système de protection différentielle du transformateur dont la protection est limitée à la zone confinée entre les transformateurs de courant pour les différents efforts et révèle la sécurité du courant différentiel entre les courants entrants et sortants.

La présence de tous les défauts dans l'intérieur du transformateur sera immédiatement séparée.

Motsclés: protection différentielle, transformateur, relais différentiel.

Abstract

Using MATLAB-SIMULINK we studied the differential protection system of the transformer whose protection is limited to the confined area between the current transformers for the different forces and reveals the safety of the differential current between the incoming and outgoing currents.

The presence of any faults in the inside of the transformer will be immediately separated.

Key words: differential protection, transformer, differential relay.

Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

Chapitre I: Généralités sur les transformateurs électriques

II.1 Introduction :.....	21
II.2 Objet de la maintenance :.....	21
II.3 Maintenance des transformateurs :.....	21
II.3.1 Maintenance des transformateurs en service :.....	21
II.3.2 Maintenance des transformateurs hors service :.....	21
II.4 Fonctionnement et maintenance du transformateur :.....	22
II.4.1 Utilisation du transformateur : :.....	22
II.4.1.1 Fréquence des inspections :.....	22
II.4.1.2 Contenu d'une inspection de routine :.....	22
II.4.1.3 Fonctionnement anormal du transformateur:.....	23
II .4.1.4 Bruit :.....	24
II 4.1.5 Dégazage :.....	24
II.4.2 Réglage de la tension au moyen du changeur de prises vide :.....	24
II.4.3 Ouverture de la cuve du transformateur:.....	25
II.4.4 Echantillonnages d'huile pour contrôles :	26
II.4.5 Maintenance d'un transformateur inutilisé :	27
II.4.6 Procédure en cas d'incendie :	27
II.4.6.1 Réparation de transformateur :	28
II.4.7 Fonctionnement à 60 Hz :	29

II.4.8 Marche en parallèle des transformateurs :	29
II.4.9 Documents remis avec le transformateur :	30
II.5 Traitement ou changement de l'huile diélectrique des transformateurs :	30
II.6 Les Tests importants dans le transformateur :	31
II.6.1 Test de continuité des enroulements de transformateur :	31
II.6.2 Tests d'isollements des enroulements de transformateur :	31
II.6.3 Test diélectrique d'huile de transformateur :	33
II.7 Conclusion :	34

Chapitre II: Maintenance des transformateurs de puissances

II.1. Introduction :	21
II.2. Objet de la maintenance :	21
II.3. Maintenance des transformateurs :	21
II.3.1 Maintenance des transformateurs en service :	21
II.3.2 Maintenance des transformateurs hors service :	21
II.4 Fonctionnement et maintenance du transformateur :	22
II.4.1 Utilisation du transformateur :	22
II.4.1.1 Fréquence des inspections :	22
II.4.1.2 Contenu d'une inspection de routine :	22
II.4.1.3 Fonctionnement anormal du transformateur:	23
II 4.1.4 Bruit :	24
II 4.1.5 Dégazage :	24
II.4.2 Réglage de la tension au moyen du changeur de prises vide:	24
II.4.3 Ouverture de la cuve du transformateur) :	25
II.4.4 Echantillonnages d'huile pour contrôles :	26
II.4.5 Maintenance d'un transformateur inutilisé :	27

II.4.6 Procédure en cas d'incendie :	27
II.4.6.1 Réparation de transformateur :	28
II.4.7 Fonctionnement à 60 Hz :	29
II.4 .8 Marche en parallèle des transformateurs :	29
II.4 .9 Documents remis avec le transformateur :	30
II.5 Traitement ou changement de l'huile diélectrique des transformateurs :	30
II.6 Les Tests importants dans le transformateur :	31
II.6.1 Test de continuité des enroulements de transformateur :	31
II.6.2 Tests d'isollements des enroulements de transformateur :	31
II.6.3 Test diélectrique d'huile de transformateur :	33
II.7 Conclusion :	34

Chapitre III: Protection des transformateurs de puissances

III.1 Introduction:	36
III.2 système de protection:	36
III.2.1 Définition :	36
III.2.2 Les fonctions de protection :	36
III.2. 3 Chaîne générale d'un système de protection:	37
III.2.3.1 Transformateurs de courant :	37
III.2.3.1.1Définition :	37
III.2.3.1.2 Modélisation :	38
III.2.3.1.3 Précautions importantes :	39
III.2.3.2 Transformateur de tension :	40
III.2.3.2.1Définition :	40
III.2.3.2.2Fonction:	40

III.2.3.2.3 Précautions importantes :	41
III.2.3.3 Relais de protection :	41
III.2.3.4 Disjoncteur moyenne tension:	42
III.2.3.4.1 Définition et rôle :	42
III.2.3.4.2 Principe de fonctionnement :	42
III.2.3.4.3 Différentes techniques de coupure d'arc électrique :	43
A. Disjoncteur à huile :	43
B. Disjoncteur à air comprimé :	44
C. Disjoncteur à gaz SF6 :	45
D. Disjoncteur à vide :	45
III.3. Les Différents types de protections d'un transformateur :	47
III.3.1 Protection externe :	47
III.3.1.1 protection à maximum de courant de transformateurs :	47
1. Protection cote HT:	47
2. Protection cote MT:	50
3. Protection de neutre MT:	52
III.3.3 Protection différentielle :	52
A. Protections différentielles à pourcentage:	53
B. réglage de la protection.	53
III.3.4 Protection contre la surtension :	53
III.3.5 Protection interne (mécanique):	54
III.3.5.1 relais BUCHHOLZ:	54
III.3.5.2 Protection de masse cuve :	57
III.3.5.3 Protection thermique :	59
III.3.5.4 Protection par DGPT :	60
III.4. Conclusion:	61

Chapitre IV : Simulation de la protection différentielle d'un transformateur

IV.1 Introduction:	63
IV.2. Généralités:	63
IV.2.1 Relais de protection 745GE:	64
IV.2.2 Fonctions de commande:	65
IV.2.3 Software:	65
IV.2.4 Installation:	66
IV.3 Calculs de la protection différentielle:	67
IV .3.1 Données:	67
IV.3.2 Valeurs de base du transformateur:	68
IV.3.3 Calculs des court-circuit:	74
IV.3.3.1 Court-circuit triphasé symétrique:	74
IV.3.3 .2 Court-circuit biphasé:	75
IV.3.4 Calculs de la protection différentielle du transformateur T3:	77
IV.3.4.1 Choix des transformateurs de courants:	77
IV.3.4.2 Protection différentielle au pourcentage:	78
IV.4. Simulation de la protection différentielle par MATLAB :	81
IVI.4.1 Modélisation de la protection différentielle par MATLAB:	82
IV.5. Conclusion :	92
Conclusion générale:	93

LISTE DES SYMBOLES

I_p	<i>courant primaire.</i>
I_s	<i>courant secondaire pour un TC parfait.</i>
I_m	<i>courant magnétisant.</i>
E	<i>force électromotrice induite.</i>
V_s	<i>tension de sortie.</i>
L_m	<i>self de magnétisation (saturable) équivalente du TC.</i>
Φ	<i>Flux magnétique.</i>
R_{tc}	<i>résistance secondaire du TC.</i>
R_{fil}	<i>résistance de la filerie de connexion,</i>
R_c	<i>résistance de charge.</i>
τ	<i>La constante de temps du conducteur.</i>
V_{AMB}	<i>La température ambiante.</i>
V_f	<i>La température finale est atteinte au bout de 3τ.</i>
X_{eq}	<i>Réactance équivalente.</i>
N_1	<i>Nombre des spires primaire.</i>
N_2	<i>Nombre des spires secondaire.</i>
I_1	<i>Courant primaire.</i>
I_2	<i>Courant secondaire.</i>
U_1	<i>Tension primaire.</i>
U_2	<i>Tension secondaire.</i>
L_1	<i>Inductance du primaire.</i>
L_2	<i>Inductance du secondaire.</i>

LISTE DES SYMBOLES

<i>R1</i>	<i>Resistance de l'enroulement primaire.</i>
<i>R2</i>	<i>Résistance de l'enroulement secondaire.</i>
<i>Cos (ϕ)</i>	<i>Facteur de puissance.</i>
<i>CEI</i>	<i>Commission Electrotechnique Internationale.</i>
<i>P2</i>	<i>Puissance utile.</i>
<i>HT</i>	<i>Haute tension.</i>
<i>BT</i>	<i>Bas tension.</i>
<i>Tc</i>	<i>Transformateur de courant.</i>
<i>TFT</i>	<i>Tin FouyeTabankort.</i>
<i>SONATRACH</i>	<i>Société Nationale de Transport Et Commercialisation d'Hydrocarbures.</i>
<i>745 GE</i>	<i>relais de protection numérique.</i>
<i>Sn</i>	<i>Puissance apparente nominale de l'alternateur de la TG3.</i>
<i>Vn</i>	<i>Tension nominale de l'alternateur.</i>
<i>PSN</i>	<i>Positive Séquence Network.</i>
<i>NSN</i>	<i>Négative Séquence Network.</i>
<i>ZSN</i>	<i>Zéro Séquence Network.</i>
<i>Id</i>	<i>courant du défaut.</i>
<i>GE</i>	<i>Générale électrique</i>

LISTE DES FIGURES

Figure	Titre	Page
Fig (I.1)	Transformateur monophasé.	4
Fig (I.2)	Transformateur triphasé.	4
Fig (I.3)	Symbole de transformateur de puissance.	5
Fig (I.4)	shéma équivalent.	5
Fig (I.5)	Transformateur de potentiel.	8
Fig (I.6)	Traversé porcelaine.	10
Fig (I.7)	éléments d'un transformateur de puissance	14
Fig (I.8)	Les enroulements de transformateurs.	16
Fig (I.9)	Couplage des enroulements des transformateurs.	16
Fig (I.10)	Schéma électrique monophasé.	17
Fig (I.11)	Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique .	18
Fig (II.1)	Traitement ou changement d'huile par Régénérateur.	31
Fig (II.2)	Appareils de mesures.	33
Fig (II.3)	SPINTERMETRE.	34
Fig (III.1)	Chaîne principale de la protection électrique	37
Fig (III.2)	Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.	38
Fig (III.3)	Diagramme de Fresnel représenté le TC.	39
Fig (III.4)	Transformateur de tension avec double secondaire.	41
Fig (III.5)	Arc électrique entre les contacts d'un disjoncteur MT.	43
Fig (III.6)	Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile.	43
Fig (III.7)	Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'air	44
Fig (III.8)	Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.	46
Fig (III.9)	Protections différentielles à pourcentage.	53

Fig (III.10)	Relais BUCHHOLZ.	55
Fig (III.11)	Protection de masse cuve.	58
Fig (III.12)	Placement de TC tore.	58
Fig (III.13)	protection DGPT.	61
Fig (IV.1)	Protection numérique de transformateur T3.	64
Fig (IV.2)	interface de 745 GE.	64
Fig (IV.3)	connexion des câbles.	65
Fig (IV.4)	schéma unifilaire du relais 745GE.	66
Fig (IV.5)	Schéma centrale électrique de la direction régionale TFT	67
Fig (IV.6)	Circuit équivalent du réseau.	68
Fig (IV.7)	Réseau de séquence positive (PSN).	69
Fig (IV.8)	Circuit équivalent de THEVENIN pour le PSN.	69
Fig (IV.9)	Réseau de séquence négative (NSN).	69
Fig (IV.10)	Circuit équivalent de THEVENIN pour NSN.	70
Fig (IV.11)	Réseau de séquence zéro (ZSN).	70
Fig(IV.12)	Circuit équivalent de THEVENIN pour ZSN.	71
Fig (IV.13)	Les trois systèmes équilibrés.	71
Fig (IV.14)	Circuit équivalent du réseau et point de défaut.	74
Fig (IV.15)	Connexions des TC sur le transformateur de puissance.	77
Fig (IV.16)	Court-circuit triphasé .	78
Fig (IV.17)	Défaut biphasé.	80
Fig (IV.18)	Schéma de réalisation de la simulation.	81
Fig (IV.19)	Modèle de fonctionnement normal.	83
Fig (IV.20)	Courant primaire du transformateur de puissance.	83
Fig (IV.21)	Courant secondaire du transformateur de puissance.	83
Fig (IV.22)	Courant des TC1 pour la phase A.	84
Fig (IV.23)	Modèle de défaut externe.	84
Fig (IV.24)	Courant primaire du transformateur de puissance (défaut	85

	externe).	
Fig (IV.25)	Courant secondaire du transformateur de puissance (défaut externe).	85
Fig (IV.26)	Courant des TC1 pour la phase A (défaut externe).	85
Fig (IV.27)	Modèle de défaut interne (3Ph-G).	86
Fig (IV.28)	Courants primaires du transformateur de puissance T3 (défaut interne).	86
Fig (IV.29)	Courants secondaires de transformateur de puissance T3 (défaut interne).	87
Fig (IV.30)	Formes des ondes du courant de fonctionnement du relais (défaut interne).	87
Fig (IV.31)	Formes de sondes des courants des trois phases du TC1 (défaut interne).	88
Fig (IV.32)	Formes des ondes des courants des trois phases du TC2 (défaut interne).	88
Fig (IV.33)	Modèle de défaut biphasé (défaut interne).	89
Fig (IV.34)	Courants primaire du transformateur de puissance (défaut interne)	89
Fig (IV.35)	Courants secondaire de transformateur de puissance T3(défaut interne).	90
Fig (IV.36)	Formes d'ondes de courant de fonctionnement du relais (défaut interne).	90
Fig (IV.37)	Courant d'appel pour la phase A.	91
Fig (IV.38)	Logigramme de fonctionnement de la protection différentielle.	92

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	Page
Tab (I.1)	mode couplage de transformateur.	16
Tab (II.1)	Test diélectrique d'huile de transformateur.	33

INTRODUCTION GENERALE

Les transformateurs de puissances constituent une partie essentielle d'un réseau électrique. La garantie d'assurer la continuité de service de l'alimentation en énergie électrique est primordiale, malheureusement ce n'est pas toujours le cas puisque ces machines sont exposées à des incidents et défauts qui peuvent interrompre cette continuité de fonctionnement et engendrer alors des pertes financières importantes.

La protection différentielle est une protection électrique qui consiste à comparer le Courant entrant et le courant sortant d'un appareil. Si les deux sont différents, la protection conclut à une fuite à l'intérieur de l'appareil et commande son retrait du réseau électrique, on parle de « déclenchement ». La protection différentielle est une protection très répandue.

Elle sert à protéger en particulier les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs. Un transformateur de puissance est un important dispositif ou partie d'un réseau, tant du point de vue de sa fonction que de son prix élevé. De ce fait, sa disponibilité est très importante pour éviter des pertes de production dues à des pannes.

La fiabilité du transformateur pourra être accrue par une bonne protection et supervision. Le prix de des relais de protection est négligeable, comparé au prix du transformateur et au coût des dommages dus aux défauts.

Afin de remédier et de diminuer au maximum le temps d'arrêt, il est indispensable de prévoir un planning de maintenance rigoureux et assurer une protection efficace et fiable pour tous les équipements électriques.

Mon travail est basé sur l'étude des transformateurs de puissances en générale et sur la simulation de la protection différentielle du transformateur T3 situé à la centrale électrique de la SONATRACH TFT.

Le présent mémoire se compose de quatre (04) chapitre structuré comme suit :

- Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les transformateurs de puissances.
- Le deuxième chapitre traite la maintenance des transformateurs de puissances.
- Le troisième chapitre étudie les différents types des protections électriques des transformateurs de puissances.
- Dans le dernier chapitre, on a examiné la simulation de la protection différentielle des transformateurs de puissances.

Et enfin, ce travail est résumé par une conclusion générale dont laquelle on a défini toutes les généralités concernant les transformateurs de puissances ainsi que le traitement et l'analyse des résultats de la simulation.

CHAPITRE I

Généralités sur les transformateurs électriques

I.1 Introduction :

L'énergie électrique ne peut être utilisée directement une fois produite, elle nécessite de la transformation et de la protection suivie de transport en général avant sa distribution. Afin d'utiliser cette énergie en toute sécurité, nous faisons appel à des moyens de protections et de transformations pour la convertir, cet équipement est le transformateur. Dans ce chapitre nous allons présenter leurs généralités leurs principes de fonctionnements et les différents types des transformateurs.

I.2 Définition d'un transformateur :

Un transformateur est une machine statique qui se compose d'un primaire et d'un secondaire et il sert à transformer l'énergie électrique à courant alternatif en une autre énergie de même fréquence mais de tensions différentes.

Nous distinguons plusieurs types de transformateurs:

- Transformateurs de puissances utilisés dans les systèmes de productions et de distributions de l'énergie électrique.
- Autotransformateurs.
- Transformateurs de mesure.
- Transformateurs spéciaux de soudure, pour tubes luminescents, pour four à induction (haute et basse fréquences).



Figure (I.1) Transformateur monophasé.



Figure (I.2) Transformateur triphasé.

I.3 Symbole de transformateur :

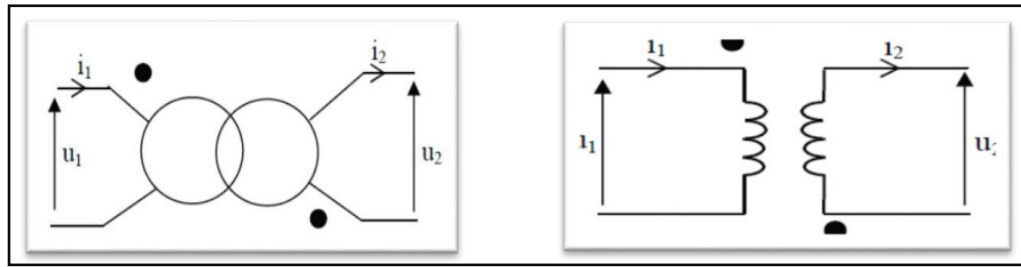


Figure (I.3) Symbole de transformateur de puissance.

I.4 Principe de fonctionnement de transformateur a vide :

Un transformateur a deux ou plusieurs enroulements séparés placés sur un noyau magnétique commun. La tension est appliquée à une série d'enroulements, dite primaire, qui accumule un flux magnétique à travers le noyau qui induit une force contre-électromotrice comme le primaire se branche au réseau donc il joue le rôle de récepteur et vu que le secondaire alimente la charge, il devient alors générateur.

Si on branche l'enroulement primaire au réseau, un courant primaire I_1 circule traversant les spires N_1 en créant un flux magnétique alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires et de la tension appliquée, ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension proportionnelle au nombre de spires N_2 , la fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation d'un courant I_2 , ce qui nous mène à la relation $I_1.N_1 = I_2.N_2$ d'où le rapport de transformation :

$$S_{n1}=S_{n2} \Rightarrow u_1 I_1 = u_2 I_2 \quad k = \frac{u_2}{u_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (I.1)$$

Analysons les équations du flux magnétique et de la tension d'après le schéma équivalent :

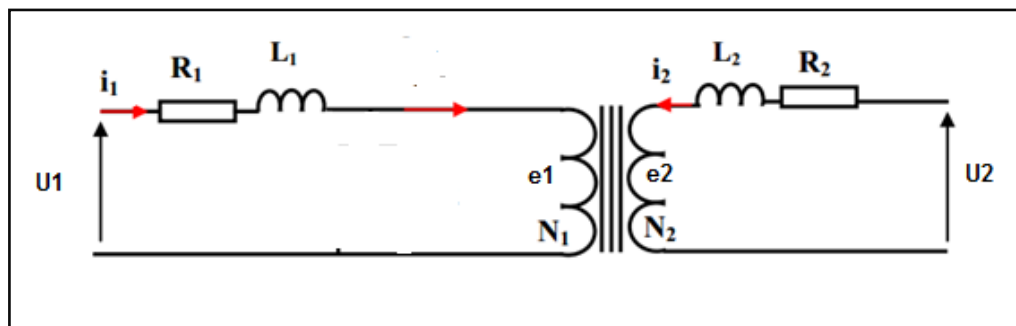


Figure (I.4) schéma équivalent de transformateur.

$$u_1 = -e_1 \quad (\text{I.2})$$

$$e = -n_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{I.3})$$

$$u_1 = n_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{I.4})$$

Supposons que nous sommes sur le premier vecteur de la tension :

$$u_1 = u_m \sin \omega t \quad (\text{I.5})$$

$$\text{Donc: } \phi = \frac{1}{n_1} \int u_m \sin \omega t dt \quad (\text{I.6})$$

$$\phi = \frac{u_m}{n_1 \omega} \sin \left(\omega t - \frac{\pi}{2} \right) \quad (\text{I.7})$$

$$\phi_m = \frac{u_m}{n_1 \omega} = \frac{u \sqrt{2}}{n_1 \omega} \quad (\text{I.8})$$

$$\phi_m = \frac{u \sqrt{2}}{n_1 2\pi f} \text{ d'où } u = 4.44 n_1 \phi_m f \text{ on à } 4.44 n_1 \phi_m = cte \quad (\text{I.9})$$

Alors $\frac{u}{f} = cte$

De ces formules nous déduisons :

- Le flux magnétique est sinusoïdal.
- Le flux magnétique est en retard de $\frac{\pi}{2}$ par rapport de la tension.
- Le flux magnétique ne dépend que de la tension.

I.5 Types des Transformateurs :**I.5.1 Transformateur de puissance :**

Le transformateur de puissance est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique.

I.5.2 Transformateur de contrôle :

Les transformateurs de commande et contrôle sont généralement utilisés dans des circuits électroniques qui nécessitent. Une tension constante ou de courant constant avec une puissance faible ou volt - ampère attribuée.

I.5.3 Transformateur de distribution [1]:

Couramment les transformateurs de distribution sont ceux qui abaissent la tension du réseau principalement 30 kV pour l'adapter à l'utilisateur final en général 400kv triphasé en France. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haut tension seront des transformateurs de puissance . Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV.

I.5.4 Transformateur de potentiel [2]:

Le principe d'utilisation du transformateur de potentiel correspond essentiellement à celui d'un transformateur de puissance sauf que la charge est celle d'un voltmètre c'est –à dire très faible .Le point important à considérer ici est la fait que la tension disponible pour les instruments de mesure devrait être la réplique exacte de la tension à mesures (figure I.5).

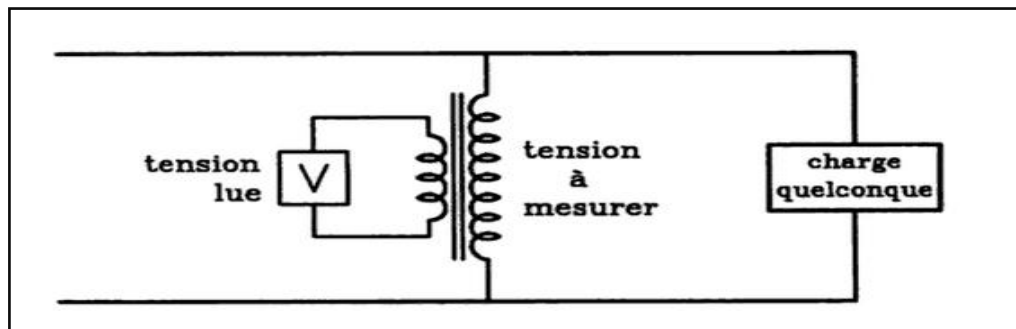


Figure (I.5) Transformateur de potentiel.

I.5.5 Autotransformateur :

L'auto transformateur se caractérise par le fait qu'un certain nombre de tous de bobinage est commun au circuit du cote source et à celui du cote charge tandis qu'un autre enroulement ou une partie d'enroulement est particulier au cote source ou au cote charge selon le chargement désiré. On appelle enroulement shunt l'enroulement commun aux deux côtes tandis qu'on appelle enroulement série l'enroulement particulier à un seul des deux côtes (cote sources ou cote charge).

De ce fait , le primaire et le secondaire se trouvent électriquement reliés , c'est –à-dire qu'il n'y a plus , entre ces deux enroulements, l'isolation qui caractérise le transformateur classique.ces deux aspects distinguent l'autotransformateur du transformateur classique à deux enroulement électriquement distincts . on appelle habituellement puissance conduite la puissance allant directement de la source à la charge à travers l'enroulement série, alors qu'on appelle puissance transformée la puissance qu' on retrouve au niveau l'enroulement shunt.

I.6 Isolation de transformateur [3]:

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation.

I.6.1 Isolation cellulosique :

Les matériaux isolants solides appliqués tels que le papier, compressé, le cylindre isolant et le carton sont faits à partir des matériaux cellulosiques qui constituent le meilleur compromis technico-économique de l'isolation du système imprégné dans les transformateurs de puissance.

I.6.2 Isolation liquide :

L'huile du transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcanes, de naphènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut. Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement ou la combinaison de ces méthodes.

Le raffinage lorsqu'il est parfaitement achevé, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux spécifications exigées.

Le rôle fondamental de l'huile est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur.

Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation et elles sont dépourvues du soufre en corrosif.

Au plus elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- Point d'inflammabilité élevée.
- Point de congélation bas.
- Rigidité diélectrique élevée.
- Basse viscosité.
- Bonne résistance à l'électrification statique.

I.6.3 Les Traversées [1]:

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle d'où le nom de traversées.

Leurs fonctions sont principalement l'isolement du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversée. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaine de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant.



Figure (I.6) Traversé porcelaine.

I.7 Coffret des auxiliaires :

Le coffret des auxiliaires contient :

- Appareillage de commande et de protection des ventilateurs des pompes.
- Borniers de raccordement des contacts des appareils de mesure et de protection.
- Résistance de chauffage.

I.7.1 Coffret de commande du changeur de prise en charge [4]:

Ces équipements permettent de commander les changeurs de prise en charge qui se trouve à l'intérieur de la cuve du transformateur.

I.7.2 Modes de refroidissement [5]:

Le refroidissement d'un transformateur de puissance est assuré par l'un des modes suivants:

- 1- Huile liquide isolant [O].
- 2- Non inflammable liquide synthétique isolante [L].
- 3- Gaz [G].
- 4- Eau [E].
- 5- Air [A].

Les types de circulation pour le fluide de refroidissement et leurs symboles sont :

- Naturel [N].
- Forcé [F].

Chaque méthode de refroidissement du transformateur est identifiée par quatre symboles.

La première lettre représente le type de l'agent de refroidissement en contact avec l'enroulement la seconde lettre représente le type de circulation pour le fluide de refroidissement la troisième lettre représente le milieu de refroidissement qui est en contact avec le système de refroidissement externe et le quatrième symbole représente le type de circulation pour le milieu extérieur.

I.7.3 Transformateurs immergés :

En général, les transformateurs sont de type à bain d'huile l'huile utilisée à cette fin est un minéral, ce qui assure une meilleure isolation, en plus le refroidissement.

I.7.3.1 Bain d'huile refroidi Air naturelle (Oil Natural Air Natural) "ONAN " :

Dans ce cas, l'ensemble de noyau d'enroulement est immergé dans l'huile le refroidissement est obtenu par circulation d'huile sous la tête thermique naturel seulement Dans les grands transformateurs la zone de surface du réservoir seul n'est pas suffisante pour la dissipation de la chaleur produite par les pertes une surface additionnelle est obtenue avec la disposition de radiateurs.

I.7.3.2 Bain d'huile Air souffle (Oil Natural Air Forced) " ONAF " :

Dans ce cas, la circulation de l'air est obtenu par les fans Il devient possible de réduire la taille du transformateur pour la même cote et par conséquent d'économiser des coûts.

I.7.3.3 Bain d'huile refroidi par eau (Oil Natural Water Natural) " ONWN " :

Dans ce cas le serpentin de refroidissement interne est utilisé à travers lequel l'eau peut s'écouler apparemment, ce système de refroidissement suppose la fourniture gratuite de l'eau Ce type de refroidissement a été utilisé dans les modèles plus anciens, mais a été presque abandonnée au profit de Type de OFWF discuté plus tard.

I.7.3.4 Huile forcé Air souffle refroidi (Oil Forced Air Forced) - Type OFAF :

Dans ce système de refroidissement également la circulation de l'huile est forcé par une pompe.

De plus les fans sont ajoutés à des radiateurs pour souffler l'air forcé.

I.7.3.5 Huile naturelle à refroidissement par air forcé (Air forcé huile naturelle) "OFAN " :

Dans ce procédé de refroidissement, la pompe est utilisée dans le circuit d'huile pour une meilleure circulation de l'huile.

I.7.3.6 Eau et Huile forcé et Refroidi (OilForced Water Forced) " OFWF "[5] :

Dans ce type de pompe de refroidissement est ajouté dans le circuit d'huile pour forcé la sa circulation, à travers un échangeur de chaleur séparé dans lequel l'eau peut s'écouler.

I.7.4 Huiles isolantes [5]:

Dans les transformateurs l'huile isolante fournit un support d'isolation, ainsi qu'un milieu de transfert de chaleur qui évacue la chaleur produite dans les enroulements et le noyau de fer .La résistance électrique et la durée de vie d'un transformateur dépendent principalement de la qualité de l'huile isolante, il est très important d'utiliser une huile isolante de qualité.

Et il doit généralement satisfaire aux exigences suivantes :

Fournir une résistance électrique élevée.

Permis un bon transfert de chaleur.

Avoir une faible viscosité d'huile à c'est à dire, avoir une plus grande fluidité

Avoir un point d'écoulement bas huile à faible point d'écoulement cessera de s'écouler seulement à de basses températures.

Avoir un point d'éclair élevé qui caractérise sa tendance à s'évaporer. Lorsque l'huile se vaporise, il perd en volume, sa viscosité augmente, et un mélange explosif peut être formé avec l'air au-dessus de l'huile Avoir une stabilité chimique pour assurer un service continu.

I.8 Principaux éléments d'un transformateur de puissance :

D'une manière générale un transformateur est constitué d'un circuit magnétique feuilleté et d'un ensemble de bobines séparées par des écrans électrostatiques qui entourent des noyaux magnétiques, chaque bobine formant le milieu conducteur est organisée en paquets de spires, le tout immergé dans de l'huile isolante. Les différents types de transformateurs se distinguent suivant la disposition géométrique de leurs constituants, de la forme de leurs circuits magnétiques et du type de refroidissement.



Figure (I.7) éléments d'un transformateur de puissance

I.8.1 Circuit magnétique :

Le circuit magnétique est le siège d'un champ magnétique sinusoïdal ce qui entraîne des pertes magnétiques pour réduire les pertes par courants de Foucault, les noyaux et les culasses sont feuilletés c'est-à-dire réalisés par des empilages de tôles minces isolées les unes des autres par un vernis ou une oxydation superficielle, ces tôles sont constituées d'acier au silicium généralement à cristaux orientés.

La présence de silicium dans les tôles diminue non seulement les pertes par courants de Foucault mais encore celles dues à l'hystérésis L'ensemble des pertes magnétiques est de l'ordre de 1 W/kg de tôle lorsque le champ a une amplitude de 1 T (et une fréquence de 50 Hz) Cependant, pour les appareils puissants on utilise des tôles de meilleure qualité (environ 0,5 à 0,6 W/kg).

I.8.2 Enroulements :

Un transformateur comporte deux enroulements chacun des deux enroulements est reparti sur les deux noyaux. L'un est relié aux bornes d'entrée, c'est le primaire, recevant de la puissance de la source il se comporte comme un récepteur, l'autre est relié aux bornes de sortie c'est le secondaire fournissant de la puissance à la charge il se comporte comme un générateur.

Les deux enroulements ont des nombres de spires différents. Celui qui en a le plus grand nombre est l'enroulement haute tension, l'autre est l'enroulement basse tension.

I.8.3 Dispositif de refroidissement :

Les enroulements présentent chacun une certaine résistance électrique, il en résulte des pertes par effet Joule, ces pertes constituent une puissance électrique consommée et non restituée à la charge, cette puissance apparaît sous forme de chaleur au sein du transformateur ,à cet effet, un système de refroidissement s'impose.

Si le transformateur est de faible puissance « ne dépassant pas 25 kVA », il se refroidit dans l'air ambiant autrement on utilise de l'huile minérale sans PCB.

I.8.4 Dispositif auxiliaire (Relais BUCHHOLZ) :

Un relais BUCHHOLZ est un appareil destiné à protéger le transformateur contre les défauts internes il se compose des éléments suivants:

- D'une carcasse métallique.
- D'une cuve communicante avec le conservateur d'huile du transformateur.
- De deux (02) flotteurs de niveaux avec contacts à mercure.

I.9 Couplage de transformateur :

Les enroulements (bobines) de transformateur sont dotés de deux (02) extrémités chacun pour qu'ils soient fonctionnels ils nécessitent des liaisons électriques que l'on appelle couplage.

Les enroulements primaires sont repérés par des grandes lettres A, B, C, N et les enroulements secondaires par des petites lettres a, b, c, n.

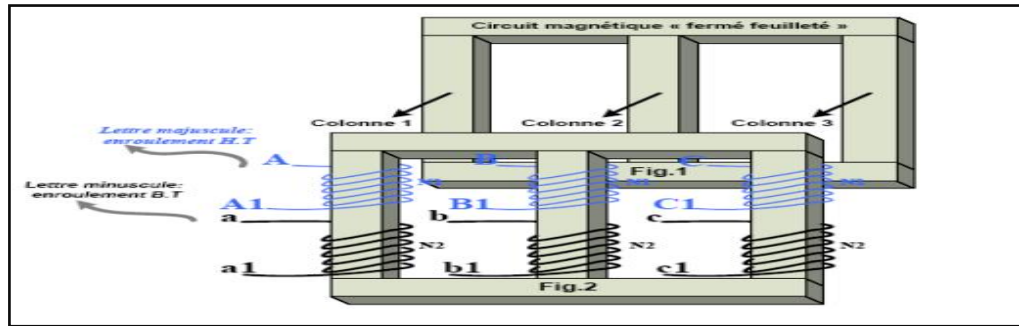


Figure (I.8) Les enroulements de transformateurs.

Il existe plusieurs façons de connecter les enroulements des transformateurs de puissance, ces couplages sont étoile symbolisé par «Y» et triangle symbolisé par « Δ ». voir figure III.9.



ETOILE

TRIANGLE

Figure(I.9) Couplage des enroulements des transformateurs.

La liaison du primaire avec le secondaire forme un mode de couplage qui se caractérise par quatre différents modes définis par le tableau ci-dessous avec une tension composée de 380 V.

Tableau (I.1) mode couplage de transformateur.

Mode de Couplage	HT (kv)		BT (v)		K_S	K_C
	U_{1c}	V_{1s}	U_{2c}	V_{2s}		
Y/Y	660	380	220	127	3	3
Y/ Δ	660	380	127	127	3	$3\sqrt{3}$
Δ/Δ	660	660	220	220	3	3
Δ/Y	660	660	380	220	3	$\sqrt{3}$

De ce tableau on conclut :

- Trois (03) tensions qui se différent trois (03) fois.
- Le rapport de transformation composé K_c change trois (03) fois.

- Pour le même mode de couplage les deux rapports de transformation sont égaux.

I.9.1 Groupe de couplage :

C'est la caractéristique d'un transformateur triphasé indiquant le type de couplage réalisé au primaire et au secondaire, ce qui définit le déphasage entre le système de tension primaire et le système de tension secondaire.

La première lettre du groupe de couplage est toujours en majuscule et indique le système triphasé de la tension la plus élevée, la deuxième lettre est en minuscule et indique le système de la tension la plus basse, et enfin le chiffre qui indique le déphasage entre les deux tensions, il est assimilé à une horloge avec les chiffres de 0 à 12 et 360° , ce qui déduit un décalage de 30° entre deux chiffres successifs « $360/12=30$ ».

Dans le système « étoile », le « neutre » (point central) peut être sorti aux bornes du transformateur ce ci est indiqué par la présence de la lettre N (ou n) dans le groupe de couplage.

I.10 Schéma électrique équivalent [6]:

Schéma électrique monophasé de transformateur réel représenté ci dessous:

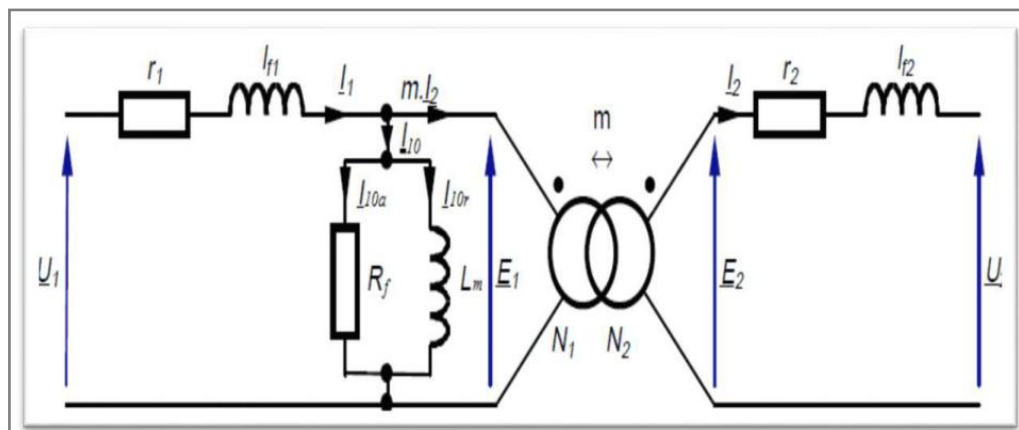


Figure (I.10) Schéma électrique monophasé.

I.11 Utilisations de transformateur de puissance [6]:

Les transformateurs de puissance sont des appareils très employés dans les réseaux électriques et les applications industriels.

- La sortie des centrales électriques.
- Transport d'énergie électrique.
- Distribution d'énergie électrique.
- Les applications industrielles.(transformateur de four et sous-station ferroviaires).

Un transformateur peut assurer deux fonctions:

- Elever ou abaisser une tension alternative monophasée ou triphasée.
- Assurer l'isolation entre deux réseaux électriques (isolation galvanique entre deux réseaux électriques).

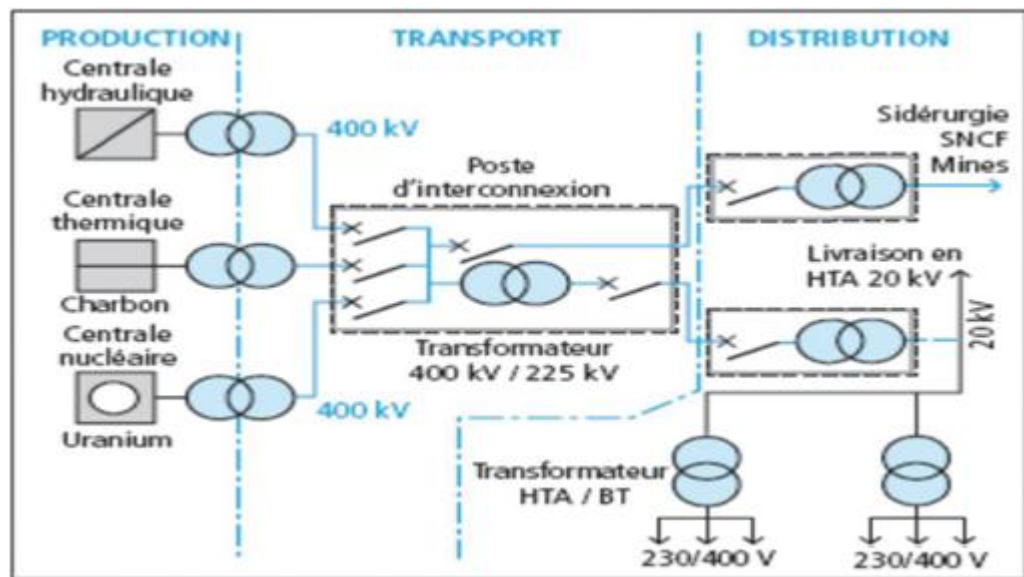


Figure (I.11) Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique.

I.12 Mise en parallèle de deux transformateurs :

Le couplage en parallèle des transformateurs est nécessaire afin de multiplier la puissance disponible et pour faciliter la maintenance tout en gardant l'installation en service et pour réaliser une mise en parallèle il faut satisfaire les conditions suivantes:

- Même tension nominale primaire.
- Même rapport de transformation.
- Même tension de court-circuit.
- Même indice horaire ou indice rattrapable.
- Même puissance nominale.

I.13 Conclusion :

Les transformateurs sont des instruments très important dans les systèmes électriques qui peuvent augmenter ou diminuer le niveau de tension donc élévateur ou abaisseur Dans ce chapitre, On a présenté les concepts fondamentaux sur les transformateurs de puissance leur principe de fonctionnement et leur constitution.

CHAPITRE II

Maintenance des transformateurs de puissance

II.1 Introduction :

La maintenance c'est l'ensemble des actions permettant de maintenir et de garder l'installation en bon état de service le plus longtemps possible, il existe deux types maintenance, la maintenance préventive et la maintenance curative.

II.2 Objet de la maintenance :

Les principaux objets de la maintenance sont :

- De maintenir l'équipement dans un bon état de marche, dans les meilleures conditions de qualité, de délai et de prix de revient.
- De remplacer l'équipement à des périodes prédéterminées.
- D'améliorer la sécurité de travail.
- De conseiller la direction d'usine et de fabrication.
- De maintenir l'installation dans un état de propreté absolue.

II.3 Maintenance des transformateurs :**II.3.1 Maintenance des transformateurs en service :**

Après avoir pris toutes les dispositions de sécurité, il est possible d'effectuer des opérations de maintenance d'un transformateur en service telles que:

1. Inspection visuelle des fuites et des fissures dans les isolateurs.
2. Vérification du déshydratant.
3. Vérification des points chauds.
4. Prélèvement d'échantillons d'huile.

II.3.2 Maintenance des transformateurs hors service :

Les opérations suivantes peuvent être réalisées :

1. Tests d'isolement et de continuité des enroulements.
2. Remplacement des joints de traversées, de couvercle et de valves si nécessaire.
3. Serrage de la visserie et des connexions.
4. Nettoyage et dépoussiérage.

5. Test et inspection des accessoires.
6. Manœuvrer plusieurs fois le régleur de tension sur toutes les positions.

II.4 Fonctionnement et maintenance du transformateur :

II.4.1 Utilisation du transformateur :

II.4.1.1 Fréquence des inspections :

Elle est imposée par le règlement sur les installations électriques en vigueur dans le pays où le transformateur est exploité, mais le constructeur recommande une périodicité de 12 mois au moins.

II.4.1.2 Contenu d'une inspection de routine :

Lors d'une inspection, il est vivement recommandé de faire spécialement attention aux points suivants:

- Les indications de tous les compteurs et dispositifs de mesure.
- Les niveaux indiqués par les jauges d'huile.
- La température de l'huile affichée par le thermomètre installé sur le couvercle du transformateur.
- La charge du transformateur (valeur du courant).
- L'état des dispositifs auxiliaires.
- L'état des traversées.
- L'état des raccordements aux dispositifs de protection ainsi que celui des dispositifs de protection eux-mêmes.
- Les conditions ambiantes en s'intéressant spécialement à la température.

Il est aussi nécessaire de prendre note.

- De l'état des bornes de traversée.
- De toute anomalie du son produit par le transformateur.
- Des éventuelles traces d'huile sous le transformateur.

Remarque :

Pendant l'inspection, on respectera toutes les règles de sécurité applicables.

Si le transformateur est équipé de boîtiers, on contrôlera l'état des éléments qu'ils renferment.

Un défaut d'étanchéité responsable d'une petite fuite (à condition que le niveau d'huile indiqué se maintienne au-dessus du niveau minimum) n'entraîne pas de détérioration des paramètres de l'huile dans la cuve. Après en avoir réparé la cause, il n'est pas nécessaire d'effectuer des essais de contrôle de l'huile.

II.4.1.3 Fonctionnement anormal du transformateur :

En cas de dommage ou de perturbations entravant son fonctionnement normal, on mettra le transformateur hors circuit et on procédera à une inspection en urgence. On donne ci-dessous une liste de causes types réclamant une telle inspection:

- Fuite/perte d'huile.
- Tout endommagement bien apparent des traversées.
- Toute modification facilement perceptible de l'intensité du bruit produit par le transformateur.
- Un échauffement excessif des câbles de raccordement.
- Des éventuelles traces d'huile sous le transformateur.

Remarque :

Pendant l'inspection, on respectera toutes les règles de sécurité applicables.

Si le transformateur est équipé de boîtiers, on contrôlera l'état des éléments qu'ils renferment.

Un défaut d'étanchéité responsable d'une petite fuite (à condition que le niveau d'huile indiqué se maintienne au-dessus du niveau minimum) n'entraîne pas de détérioration des paramètres de l'huile dans la cuve. Après en avoir réparé la cause, il n'est pas nécessaire d'effectuer des essais de contrôle de l'huile.

II.4.1.4 Bruit :

Si le niveau de bruit d'un transformateur en service est un paramètre opérationnel important (par exemple, s'il est installé à proximité d'appartements, de bureaux, etc.), il convient que l'entité contractante détermine le seuil de bruit supérieur émis par l'appareil.

Une impression subjective de bruit fort en cours de fonctionnement ne peut pas fonder une réclamation. Des unités semblables peuvent différer par leur niveau de bruit, ce qui fait qu'une comparaison peut ne pas être suffisante non plus. La seule mesure fiable est celle réalisée dans une salle insonorisée de qualité professionnelle.

II.4.1.5 Dégazage :

C'est un phénomène dangereux, encore qu'il se produise occasionnellement dans les transformateurs. Il résulte d'une lente évolution d'un gaz inflammable, de l'hydrogène principalement, suite à une décharge partielle dans l'huile ou dans tout autre matériau isolant. Un coussin de gaz apparu dans le haut de la cuve provoque une baisse du niveau d'huile et une hausse de la pression dans la cuve. Une baisse systématique du niveau d'huile sans survenue d'une fuite nette en est un signe caractéristique. Il est recommandé d'en avertir rapidement le fabricant du transformateur ou un service spécialisé.

II.4.2 Réglage de la tension au moyen du changeur de prises à vide :

Il est nécessaire de s'assurer que la tension branchée sur le transformateur ne dépasse en aucun cas la valeur admissible, soit 105 % des valeurs figurant sur la plaque signalétique, pour une quelconque position donnée du changeur de prises. Pour changer de haute tension, on appliquera la séquence suivante d'actions :

- Débranchement de tous les câbles raccordés aux traversées HT et BT.
- Mise à la terre des enroulements HT et BT.
- Déplacement du changeur de prises sur la position requise en faisant tourner sa poignée sur le couvercle du transformateur.
- Remise sous tension du transformateur.

II.4.3 Ouverture de la cuve du transformateur (extraction de la partie active hors de la cuve) :

Pendant la période sous garantie, le client ne peut modifier, ni remplacer, ni retirer aucune partie ou aucun élément du transformateur sans l'accord préalable du constructeur.

Si des anomalies sont découvertes lors d'une inspection préliminaire ou d'essais, il se peut qu'il faille ouvrir la cuve du transformateur pour en déterminer la cause. Cette opération ne peut être réalisée qu'avec l'accord du constructeur.

Si l'on suspecte une accumulation de gaz dans la cuve du transformateur (sous le couvercle), on n'effectuera aucune mesure électrique. Sinon, une étincelle risquerait de provoquer l'explosion des gaz accumulés. On pourra effectuer des mesures après avoir retiré la partie active du transformateur de sa cuve.

On ouvrira la cuve en respectant la séquence suivante :

- Débranchement de tous les câbles alimentant les traversées HT et BT.
- Vidange d'environ 1/4 de la quantité totale d'huile dans la cuve au moyen de la vanne de vidange (dans les transformateurs respirants, vidangez toute l'huile du conservateur).
- Démontage et dépose des boîtiers à câbles et du conservateur.
- Débranchement de tous les câbles alimentant les accessoires et équipements additionnels, ainsi que les dispositifs de protection.
- Desserrage des écrous et boulons de fixation sur le couvercle.
- Levage de la partie active par les pattes situées sur le couvercle pour l'extraire de la cuve.
- Après égouttage de l'excédent d'huile subsistant dans la partie active, entreposage de celle-ci dans un endroit sec et propre.

L'huile vidangée doit être stockée dans un récipient propre et hermétiquement fermé. La partie active du transformateur doit être à nouveau immergée dans l'huile dans un délai de 8 heures.

Si ce délai est dépassé, on séchera le transformateur à une température de 80 à 90°C pendant une période d'environ 70 heures. Une fois sèche, la partie active doit être imprégnée d'huile.

II.4.4 Echantillonnages d'huile pour contrôles :

- Avant la mise sous tension (transformateurs du type à conservateur).
- Pour des contrôles périodiques pendant l'utilisation (transformateurs à conservateur).
- Dans toutes les circonstances suggérant que le transformateur pourrait avoir été endommagé, en particulier quand des dispositifs de protection ont déclenché.

Les transformateurs hermétiques ne nécessitent pas d'échantillonnage dans des conditions normales de fonctionnement. Dans certaines circonstances, par exemple une huile à basse température, le prélèvement d'échantillons peut provoquer une dépressurisation de la cuve et, par voie de conséquence, l'aspiration d'air humide à l'intérieur. Un coussin d'air de ce type peut être la cause d'une décharge partielle elle-même à l'origine d'un dégazage.

L'huile ne doit être échantillonnée que si l'on suspecte un endommagement interne de la partie active.

Pour recueillir un échantillon, utilisez une vanne d'échantillonnage agencée au fond de la cuve du transformateur.

Il est impératif que tous les outils et récipients utilisés pendant le prélèvement soient propres.

L'huile de transformateur est une substance hygroscopique qui doit être protégée des contacts avec l'humidité. Il est vivement recommandé de conserver l'échantillon d'huile dans un conteneur hermétique à tout moment.

II.4.5 Maintenance d'un transformateur inutilisé :

On prendra note des consignes suivantes :

- Les transformateurs inutilisés doivent être entretenus de la même façon que des transformateurs en service.
- Il ne faut jamais démonter un transformateur.
- Le niveau d'huile doit être vérifié tous les six mois.
- On pratiquera un examen visuel au moins une fois par an.
- On mesurera l'isolation et on analysera l'huile comme si le transformateur était en service.
- Les parties et éléments fragiles doivent être protégés.
- Toutes les extrémités métalliques doivent être enduites de graisse anticorrosion.
- L'accès des personnes non autorisées au transformateur sera restreint.

II.4.6 Procédure en cas d'incendie :

Si le transformateur prend feu ou qu'un incendie se déclare à proximité immédiate, il faut débrancher l'appareil et avertir les services de secours appropriés selon les modalités fixées par la loi dans votre pays.

En plus d'appliquer les consignes légales, tout le monde a l'obligation :

- De participer à la lutte contre le feu en utilisant le matériel accessible.
- D'informer les services de secours de la situation générale sur le site du sinistre.
- D'essayer de dégager toutes les voies d'accès menant au site du sinistre de tous obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée des services de secours.
- De proposer son aide à l'officier commandant les secours dès l'arrivée de ceux-ci.

Outre les agents d'extinction permanents, on emploiera aussi les moyens manuels suivants pour protéger un transformateur du feu :

- Extincteurs portatifs ou dispositifs d'extinction au dioxyde de carbone.
- Dispositifs au dioxyde de carbone sur châssis de roulement.
- Extincteurs à poudre.
- Du sable en caisses de bois ou bacs de béton.
- Couvertures d'amiante.

Le type et la quantité de moyens d'extinction portatifs sont déterminés par le service de lutte contre l'incendie.

II.4.6.1 Réparation de transformateur :

Actuellement la demande d'électricité augmentant continuellement et les investissements dans les infrastructures étant plus faibles qu'il y a quelques dizaines d'années, le nombre de transformateurs de puissance de réserve a globalement tendance à diminuer. De plus, il y a une forte demande mondiale d'appareils neufs et les délais de réalisation peuvent aller jusqu'à quelques années.

C'est pourquoi après incident, l'achat d'un nouveau transformateur n'est pas systématique. Compte tenu des coûts, et surtout des délais, de remplacement par du matériel neuf, et des contraintes de continuité de service, l'option de la réparation peut être sérieusement envisagée. Celle-ci permettra en outre de potentiellement prolonger la durée de vie du transformateur et donc de garder un réseau électrique consistant plus longtemps.

La réparation d'un transformateur est une opération importante, en particulier lorsque la partie active est en jeu. Il peut arriver que suite à un amorçage interne, ou à des efforts électrodynamiques, tout ou partie des bobinages soit à reconstruire.

Dans tous les cas une réparation n'est jamais une opération anodine et résulte toujours d'un choix technico-économique de l'exploitant, et dans ce cadre l'étape du diagnostic est cruciale. Celui-ci déterminera l'ampleur des dégâts dus à l'incident et l'étendue des réparations envisageables.

Au final c'est généralement ce compromis technico-économique qui décidera de la fin de vie ou non d'un transformateur suite à un incident.

Par exemple, le remplacement de toutes les bobines peut être considéré comme une remise à neuf d'un transformateur, si les accessoires sont entretenus en bon état. Souvent dans un transformateur le facteur limitant est l'état du papier isolant des conducteurs ; celui-ci se dégrade dans le temps et ne peut être changé sans reconstruire des bobinages neufs. En revanche, si tous les papiers sont remplacés au niveau interne, le transformateur est comme neuf.

D'autre part il est parfois possible dans le même temps de réaliser certaines modifications de caractéristiques. Il est par exemple possible de modifier la réfrigération, la partie active, ou certains accessoires selon les demandes du client.

II.4.7 Fonctionnement à 60 Hz [7]:

Si un transformateur d'une fréquence nominale de 50 Hz est branché sur un réseau de fréquence égale à 60 Hz, les pertes ou la tension de court-circuit seront modifiées comme suit :

- Puissance assignée : 100 %.
- Pertes hors charge à 80-85 %.
- Pertes en charge à 100 %.
- Impédance à 115-120 %.

II.4.8 Marche en parallèle des transformateurs :

Conditions de marche en parallèle de transformateurs :

- Groupe de couplage identique.
- Tensions nominales primaires et secondaires identiques .
- Puissances assignées comparables.
- Valeurs comparables de tension de court-circuit (la différence entre leurs valeurs moyennes ne doit pas dépasser ± 10 %).

II.4.9 Documents remis avec le transformateur :

- Paramètres techniques spécifiés sur la plaque signalétique.
- Procès-verbal des essais réalisés en usine.
- Notice d'utilisation et de maintenance.
- Plan coté (pour les transformateurs non standard).
- Manuels de tous les accessoires et dispositifs de protection (si fournis par les constructeurs respectifs).
- Schéma de raccordement du transformateur et de tous ses éléments (y compris du bornier du coffret de raccordement s'il a été installé).

II.5 Traitement ou changement de l'huile diélectrique des transformateurs :

Le traitement de l'huile diélectrique est une opération majeure dans l'entretien d'un transformateur, il survient après une prise d'échantillon suivie d'un contrôle technique dans un laboratoire spécialisé. Selon les résultats et par rapport aux normes, on procède soit au traitement soit au changement de cette huile, ces traitements peuvent être réalisés avec ou sans arrêt du transformateur et permettent de garantir un vieillissement contrôlé du transformateur et d'assurer un taux de service conforme aux attentes. Le traitement consiste à filtrer, déshydrater et dégazer l'huile diélectrique du transformateur.

Le traitement de l'huile permet d'améliorer la qualité du diélectrique liquide indispensable au bon fonctionnement de l'équipement.

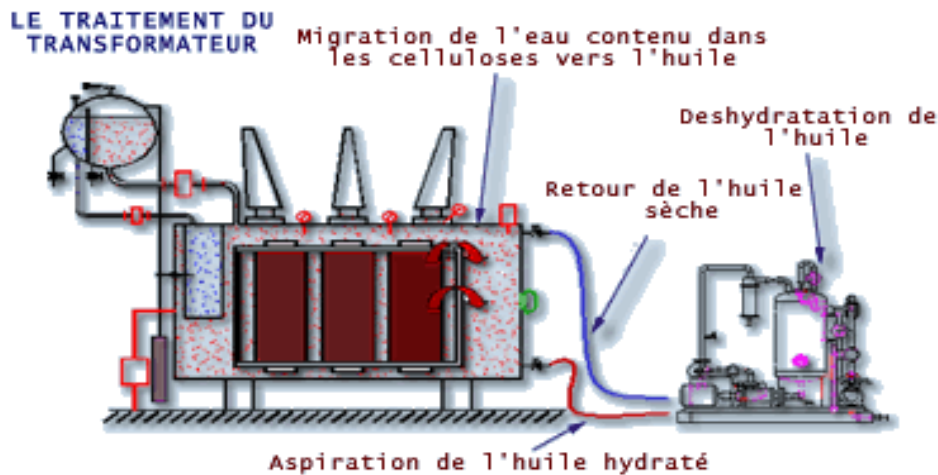


Figure (II.1) Traitement ou changement d'huile par Régénérateur.

II.6 Les Tests importants dans le transformateur :

II.6.1 Test de continuité des enroulements de transformateur :

Avant tout autre test, il est indispensable de contrôler la continuité électrique de chaque enroulement « bobine », ce test s'effectue par un appareil de mesure appelé multimètre qui indique la valeur de la résistance ohmique de la bobine, si la valeur mesurée tend vers l'infinie ça veut dire que l'enroulement est coupé et si elle est égale à zéro ça signifie que l'enroulement est en court-circuit ; la valeur réelle est donnée par le constructeur.

II.6.2 Tests d'isolements des enroulements de transformateur :

Comme un transformateur comporte un primaire et secondaire, trois (03) tests d'isolements sont alors nécessaires, ces tests se réalisent par un appareil de mesure appelé MEGOMETRE.

- Test d'isolement entre le primaire et la terre.
- Test d'isolement entre le secondaire et la terre.
- Test d'isolement entre le primaire et le secondaire.

A- Méthodes d'essais :

Après avoir effectué le test de continuité des enroulements avec succès, nous procédons aux tests d'isolements comme suit :

Pour le test d'isolement de l'enroulement primaire ou secondaire par rapport à la terre et afin de ne faire qu'un seul test, garder le couplage relié et déconnecter le neutre de la terre.

Brancher le potentiel négatif de l'appareil de mesure sur une des trois phases et puis le potentiel positif vers la terre et injecter pendant une (01) minute et relever la mesure, suivie d'une autre à la dixième minute.

Pour le test d'isolement entre le primaire et le secondaire, brancher les deux (02) potentiels, chacun sur un enroulement tout en gardant le couplage et le neutre ouvert.

L'état de la résistance d'isolement est déterminé par le facteur **PI** que l'on appelle Polarisation Index ou indice de polarisation.

$$PI = R \text{ isolement à 10 min} / R \text{ isolement à 1 min}$$

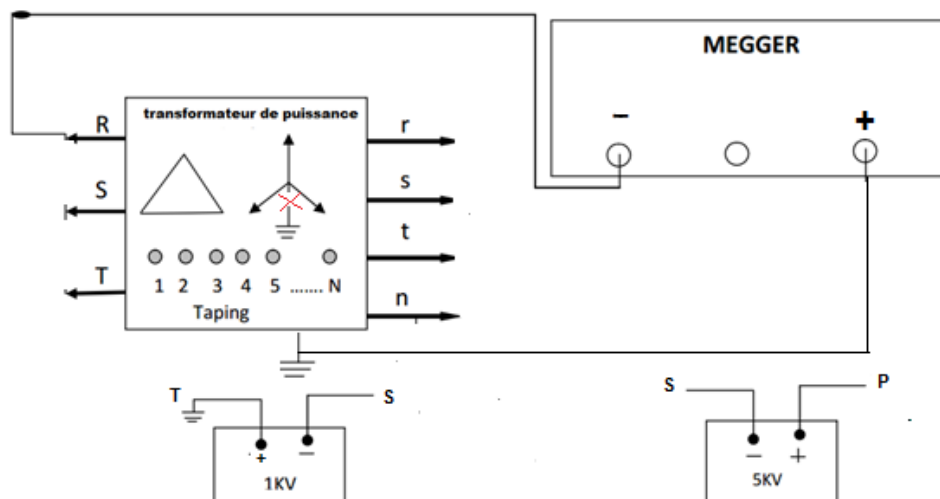
$0 < PI < 1$ L'isolement est dangereux.

$1 < PI < 2$ L'isolement est douteux.

$2 < PI < 4$ L'isolement est bon.

Si $PI > 4$ L'isolement est excellent.

B. Schéma de connexion pour test d'isolement primaire par rapport à la terre :



C. Appareils de test :



Figure (II.2) Appareils de mesures.

II.6.3 Test diélectrique d'huile de transformateur :

L'appareil de mesure correspondant est le SPINTERMETRE.

Ce test détermine la tension de claquage de l'huile (rigidité diélectrique) du transformateur, il nous montre son état et sa qualité, ainsi, nous évaluons son pouvoir d'isolement et de refroidissement selon le canevas de la norme CEI 156 suivant.

Tableau (II.1) Test diélectrique d'huile de transformateur.

Propriété électrique	Unité de mesure	Exigence de la norme huile neuve	Valeur mesurée
Tension de claquage après repos	kV	> 70	38,8 – 72

A l'état neuf, toutes les huiles ont généralement une rigidité diélectrique comprise entre 220 et 380kV/cm, cette valeur correspond au rapport tension-distance inter-électrodes, multiplié par le coefficient géométrique qui est de l'ordre de 1,12.

A. Méthode d'essai :

- Ouvrir le robinet de vidange du transformateur et prendre un échantillon d'huile.
- Laisser la reposer pendant deux heures et verser la dans la cuve d'essai.

- Régler la distance entre les deux électrodes du SPINTERMETRE à 2,5 mm.
- Attendre 5 minutes jusqu'à la filtration complète d'huile.
- Prendre la mesure.
- Attendre deux (02) minutes et répéter l'opération au moins six (06) fois.
- Calculer la valeur moyenne de la tension de claquage.
- Comparer cette valeur moyenne à la valeur de la norme CEI 156.

B. Appareil de test :



Figure (II.3) SPINTERMETRE.

II.7 Conclusion :

Nous avons présenté les types et les objets de la maintenance des transformateurs ainsi que leurs tests électriques importants pour améliorer et augmenter le rendement des installations électriques et aussi pour éviter les risques éventuels sur les personnes et les équipements.

CHAPITRE III

Protections des transformateurs de puissance

III.1 Introduction :

Le transformateur est l'équipement le plus important dans les postes de transport. Son coût est extrêmement élevé et en cas d'incident ils représentent un danger pour les postes.

Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

L'étude des protections d'un transformateur de puissance se décompose en deux étapes distinctes :

- La définition du système de protection, appelée plan de protection.
- La détermination des réglages de chaque unité de protection, appelée coordination des protections ou sélectivité.

III.2 Système de protection :

III.2.1 Définition :

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

III.2.2 Les fonctions de protection :

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions.

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

III.2.3 Chaîne générale d'un système 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 (Figure III.1).

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

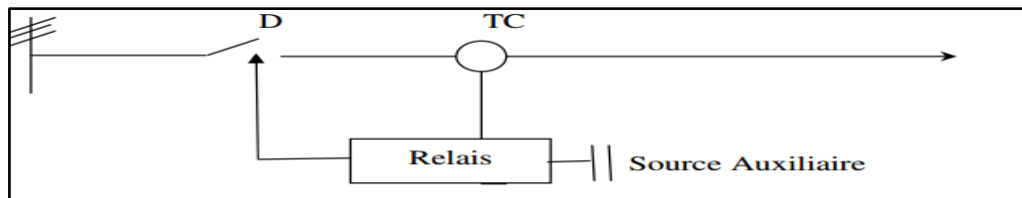


Figure (III.1) Chaîne principale de la protection électrique.

III.2.3.1 Transformateur de courant :

III.2.3.1.1 Définition :

Selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions".

La notion de transformateur de courant est un abus de langage, mais elle a été popularisée dans l'industrie. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite.
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

La fonction d'un transformateur de courante phase est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.

III.2.3.1.2 Modélisation [8] :

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy silice dans le cas des transformateurs Merlin Gerin et Siemens par exemple (Figure III.2).

L'appareil est de type :

- **Bobiné** : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique.
- **Traversant** : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation.
- **Tore** : primaire constitué par un câble isolé.

Importance du choix des TC : La précision de fonctionnement des appareils de mesure ou de protection dépend directement de la précision du TC.

Principe de fonctionnement : Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive (R_c + sa filerie), et peut être représenté par le schéma équivalent ci-dessous.

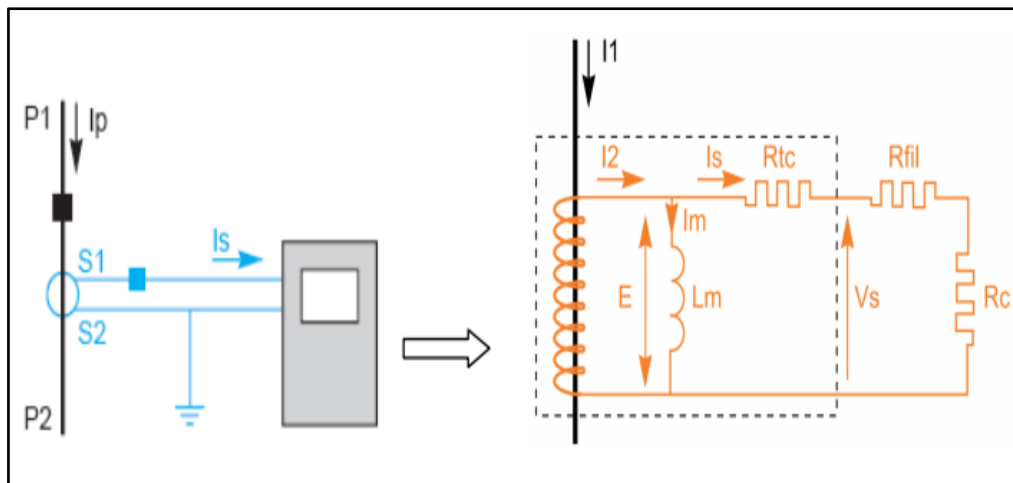


Figure (III.2) Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.

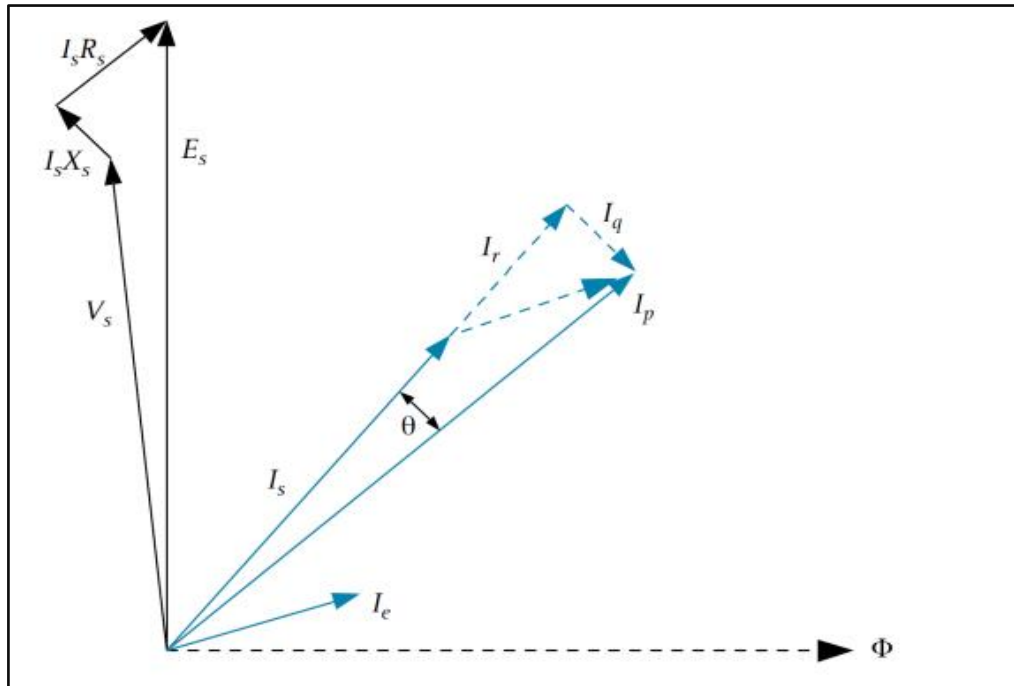


Figure (III.3) Diagramme de Fresnel représenté le TC.

Suite la figure III.3 le courant secondaire est l'image parfaite du courant primaire dans le rapport de transformation. Mais le courant de sortie est entaché d'une erreur due au courant de magnétisation.

Remarque :

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 on trouve un transformateur de courant.

III.2.3.1.3 Précautions importantes :

Ne jamais laisser ouvert le secondaire d'un transformateur de courant lorsque le primaire est alimenté. Des tensions élevées peuvent apparaître aux bornes du circuit secondaire; elles peuvent être dangereuses pour l'homme et entraîner la destruction du transformateur de courant.

III.2.3.2 Transformateur de tension :

III.2.3.2.1 Définition :

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts. [9]

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V.

III.3.2.2 Fonction :

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 ou TP) 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.

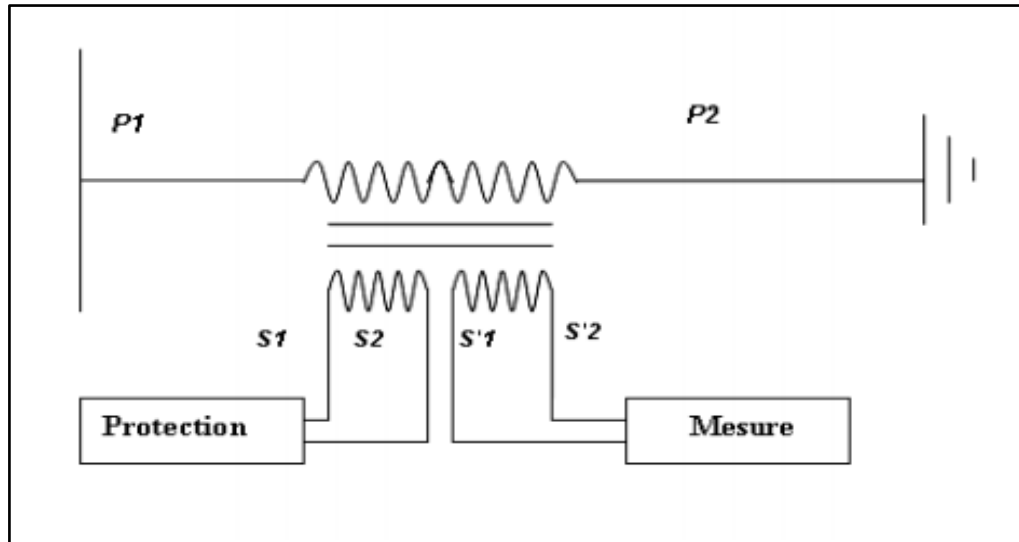


Figure (III.4) Transformateur de tension avec double secondaire.

III. 2.3.2.2 Précautions importantes :

Ne jamais court-circuiter les circuits secondaires d'un transformateur de tension alimenté au primaire, car celui-ci serait détruit en quelques secondes.

III.2.3.3 Les relais de protection :

Définition :

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

III.2.3.4 Disjoncteur moyenne tension :

III.2.3.4.1 Définition et rôle :

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale (C.E.I), un disjoncteur à HTA est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique, Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les conséquences de la foudre.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électrique HTA, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé par ce court-circuit.

III.2.3.4.2 Principe de fonctionnement :

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à MT est obtenue en séparant des courant dans un gaz (air, SF₆, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuit à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur.

Pour les disjoncteur à MT, le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz). En effet, c'est à cet instant que la puissance qui est fournie à l'arc électrique par le réseau est minimal (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du courant est nulle) [10].

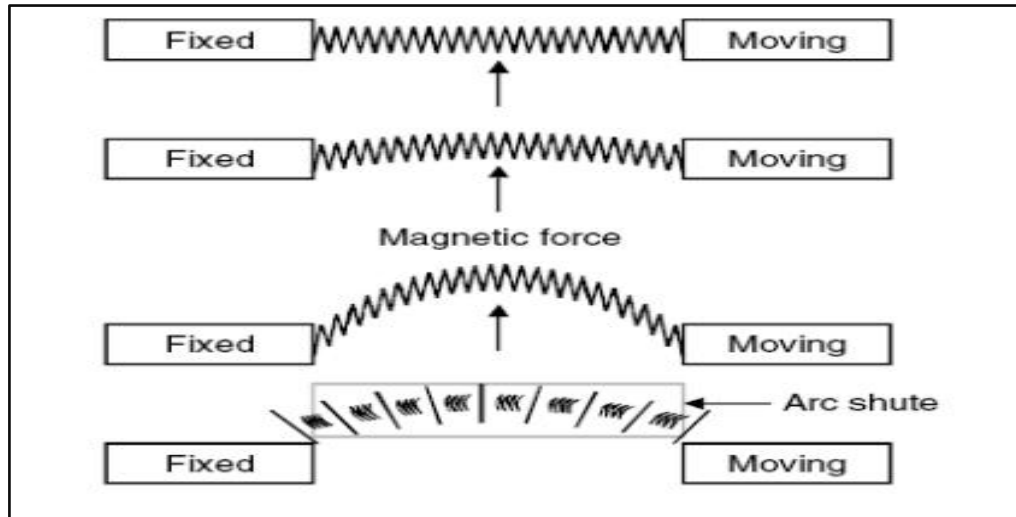


Figure (III.5) Arc électrique entre les contacts d'un disjoncteur MT.

III.2.3.4.3 Différentes techniques de coupure d'arc électrique :

Les disjoncteurs moyens tension peuvent être [10] :

A- Disjoncteur à huile :

L'huile qui servait déjà comme isolant a été utilisée dès le début du siècle comme milieu de coupure car cette technique permet la conception d'appareils relativement simples et économiques. [11]

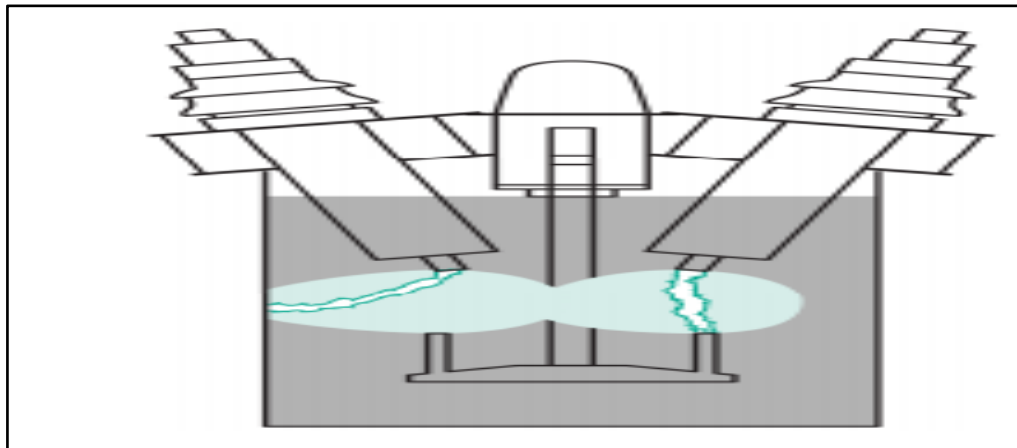


Figure (III.6) Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'huile.

Cette technique de coupure a été très employée dans tous les domaines, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Progressivement, elle est

supplémentée par les techniques de coupure dans le vide et dans le SF6, techniques qui ne présentent pas les inconvénients présentés dans les paragraphes précédents.

B- Disjoncteur à air comprimé :

L'air comprimé est utilisé (Figure III.7) pour assurer les fonctions suivantes :

- Refroidissement et allongement de l'arc, entraînement des particules ionisées.
- Après passage à zéro du courant, refroidissement de la colonne ionisée résiduelle et entraînement des particules ionisées restant dans l'espace entre contacts.
- Après l'extinction de l'arc, apparition d'une rigidité diélectrique élevée, d'autant plus élevée que la pression d'air est importante.[11]

Les inconvénients de ce type sont :

- Nécessité d'une station d'air comprimé.
- Appareil plus cher.
- Bruit violent.

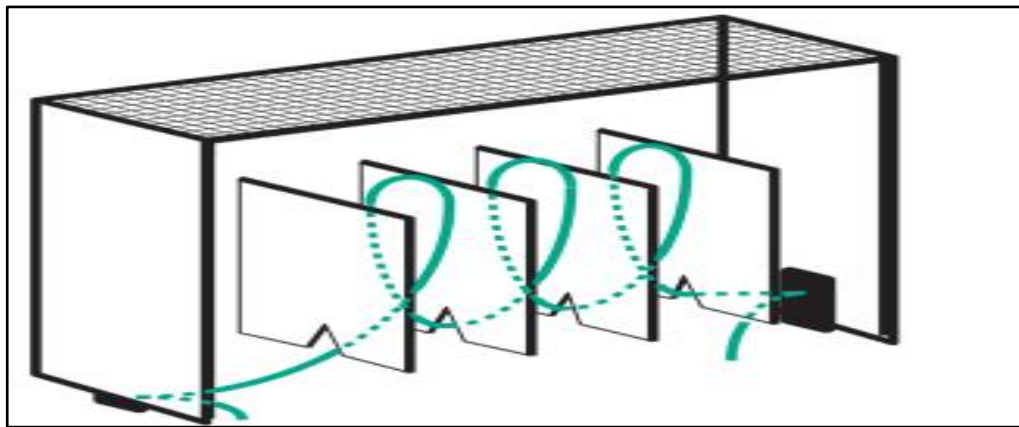


Figure (III.7) Chambre de coupure d'un disjoncteur à coupure dans l'air.

C- Disjoncteur à gaz SF6 :

La mise au point de nouvelles générations de disjoncteur SF6 (hexafluorure de soufre) très performantes a entraîné dans les années 1970 la suprématie des appareils SF6 dans la gamme 7,2 kV à 245 kV. Sur le plan technique, plusieurs caractéristiques des disjoncteurs SF6 peuvent expliquer leur succès :[11]

- La simplicité de la chambre de coupure qui ne nécessite pas de chambre auxiliaire pour la coupure.
- L'autonomie des appareils apportée par la technique auto-pneumatique (sans compresseur de gaz).
- La possibilité d'obtenir les performances les plus élevées, jusqu'à 63 kA.
- Le nombre de chambres de coupure est réduit (01 chambre en 245 kV, 02 chambres en 420 kV, 03 chambres pour la ligne de 550 kV et 04 en 800 kV).
- Une durée d'élimination de court-circuit court, de 2 à 2,5 cycles en réseau HTB.
- La durée de vie d'au moins de 25 ans.
- Faible niveau de bruit.
- Zéro maintenance (régénération du gaz SF6 après coupure).
- Eteint l'arc dix fois mieux que l'air.

L'un des inconvénients de ce type d'appareil est son prix élevé.

D- Disjoncteur à vide :

En principe le vide est un milieu diélectrique idéal : il n'y a pas de matière donc pas de conduction électrique. Cependant, le vide n'est jamais parfait et de toute façon a une limite de tenue diélectrique. Malgré tout, le « vide » réel a des performances spectaculaires : à la pression de 10^{-6} bars, la rigidité diélectrique en champ homogène peut atteindre une tension crête de 200 kV pour une distance inter électrodes de 12 mm (Figure III.8).[11]

Tous les constructeurs ont été confrontés aux mêmes exigences :

- Réduire le phénomène d'arrachement de courant pour limiter les surtensions.
- Éviter l'érosion précoce des contacts pour obtenir une endurance élevée.
- Retarder l'apparition du régime d'arc concentré pour augmenter le pouvoir de coupure.
- Limiter la production de vapeurs métalliques pour éviter les re-claquages.
- Conserver le vide, indispensable pour garder les performances de coupure, pendant la durée de vie de l'appareil.

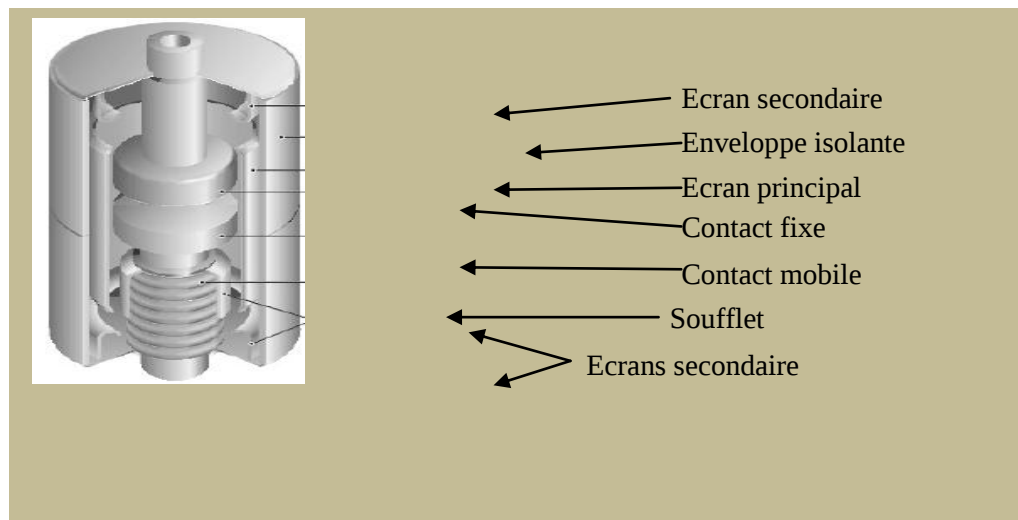


Figure (III.8) Constitution d'une ampoule de coupure dans le vide.

C'est en HTA que cette technique est la plus employée: des disjoncteurs d'usage général sont maintenant disponibles pour les différentes applications avec tous les pouvoirs de coupure habituels (jusqu'à 63 kA). Ils sont utilisés pour la protection et la commande.[11]

III.3 Les différents types de protection de transformateur :

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

III.3.1 Protection externe :

III.3.1.1 protection à maximum de courant des transformateurs [12] :

Son rôle est d'assurer en premier lieu le secours des protections principales et complémentaires contre les courts-circuits de nature quelconque, mais aussi de déclencher les surcharges inadmissibles sur la ligne.

Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal (défini par le courant admissible des conducteurs ou par le courant de surcharge maximal des transformateurs de courant de la ligne) et du courant de défaut minimal en bout de la ligne (défaut biphasé).

Le temps d'action de cette protection est choisi compte tenu des temporisations des protections à maximum de courant des lignes et transformateurs environnants, pour assurer une bonne sélectivité de fonctionnement.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCmin}$$

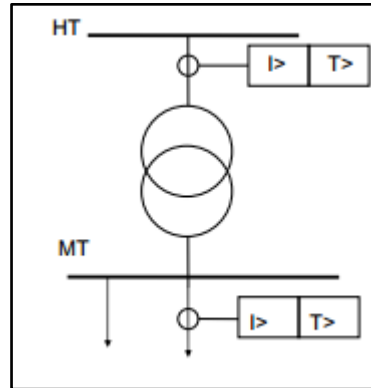
1. Protection côté HT :

C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle.

Le réglage de la protection côté primaire du transformateur dépend de la configuration de schéma de protection adoptée sur le transformateur et sur les départs MT.

On rencontre 3 cas de configurations de schéma :

a. CONFIGURATION 1 :



- La protection à maximum de courant côté HT est à un seuil de courant temporisé : $I>$, $T>$.
- La protection à maximum de courant des départs MT est à un seuil de courant temporisé : $I>$, $T>$.

Le réglage de la protection côté HT est fonction du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal.

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCMIN}$$

Le réglage à $1.3 \times I_{NTR}$ est couramment utilisé.

Le courant de court-circuit minimal peut être donné par le courant de court-circuit biphasé en bout de ligne MT.

L'action de la protection s'effectue en:

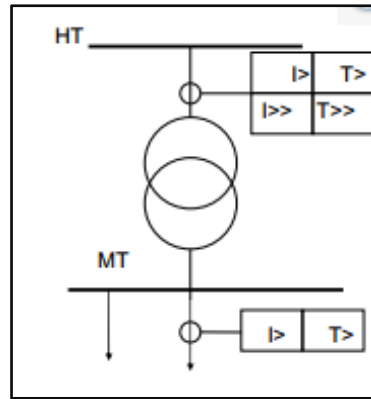
$$T_{HT} = T_{ARMT} + \Delta t \leq 2 \text{ Sec}$$

Avec: T_{ARMT} : Temporisation de la protection de l'arrivée transformateur.

Δt : Echelon sélectif réglable entre 0.3 Sec et 0.5 Sec.

Il est rappelé que cette configuration existe uniquement sur les anciennes installations.

b. CONFIGURATION 2 :



- La protection à maximum de courant côté HT est à 2 seuils de courant temporisé : $I>$, $T>$, $I>>$, $T>>$.
- La protection à maximum de courant des départs MT Est à un seuil de courant temporisé : $I>$, $T>$.

Dans ce cas le seuil violent de la protection coté HT est réglé pour assurer la protection principale contre les défauts internes au transformateur.

Son action est instantanée.

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX}$$

$$T = 0.2 \text{ Sec}$$

Avec :

I_{CCMAX} : Le courant de court-circuit sur les barres MT, correspondant au régime de Fonctionnement maximal du réseau.

Le seuil de surcharge est réglé de la même façon que dans la configuration

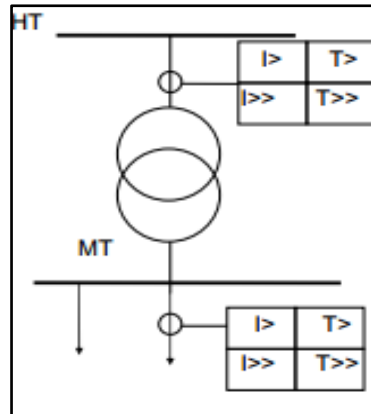
Soit :

$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCMIN}$$

$$T_{HT} = T_{ARMT} + \Delta t \leq 2 \text{ Sec}$$

Le réglage à $1.3 \times I_{NTR}$ est couramment utilisé.

C. CONFIGURATION 3 :



- La protection à maximum de courant côté HT est à 2 seuils de courant temporisés : $I>$, $T>$, $I>>$, $T>>$.
- La protection à maximum de courant des départs MT est à 2 seuils de courant temporisés : $I>$, $T>$, $I>>$, $T>>$.

C'est la configuration adoptée sur les postes récents et les postes futurs.

Le seuil violent de la protection coté HT est réglé de la même façon que dans la configuration 2.

Soit:

$$I = 1.3 \times I_{CCMAX}$$

$$T = 0.2 \text{ Sec}$$

Le seuil de surcharge est réglé de façon à protéger les barres MT du poste et assurer par la même occasion le secours des seuils violents des protections des départs MT.

$$I = 0.8 \times I_{CCMIN}$$

$$T = 0.6 \text{ Sec}$$

Avec :

I_{CCMIN} : Le courant de défaut biphasé sur les barres MT du poste.

2. PROTECTION COTE MT :

La protection à maximum de courant côté MT est une protection destinée à protéger le transformateur contre les surcharges inadmissibles .C'est une protection de courant à un seuil temporisé.

Le réglage classique de la protection doit tenir compte du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal.

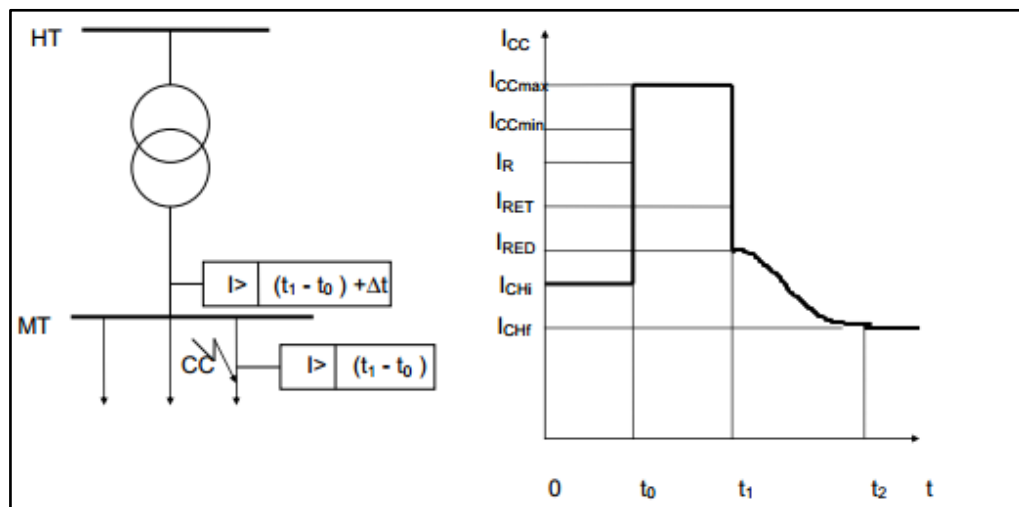
$$I_{SURCH} < I_R < I_{CCMIN}$$

$$T_{ARMT} = T_{MT} + \Delta t \leq 2 \text{ Sec}$$

Avec :

T_{MT} : La temporisation la plus élevée sur les départs MT.

Quelque fois le réglage d'un relais à maximum de courant temporisé destiné à la protection d'un transformateur HT/ MT contre les surcharges doit tenir compte non seulement du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal, mais aussi du courant de retombée du relais ainsi que du courant de redémarrage des moteurs notamment lorsque les départs MT alimentent des zones industrielles.



Avec: I_{Chi} , I_{Chf} : Les courants de charges initial et final.

I_R : Le courant de réglage.

I_{RED} : Courant de redémarrage des moteurs.

I_{RET} : Courant de retombée du relais.

$t_1 - t_0$: Temps d'action de la protection du départ MT

$t_2 - t_1$: Durée du processus de redémarrage des moteurs.

La courbe ci-dessus montre qu'à l'instant t_0 un court-circuit apparaît sur l'un des départs MT. Le relais du départ concerné par le défaut ainsi que le relais de l'arrivée transformateur fonctionnent. A l'échéance de la temporisation $t_1 - t_0$ la protection du départ MT élimine le défaut et la protection de l'arrivée transformateur (dont la temporisation est $(t_1 - t_0) + \Delta t$) retombe et assure la continuité d'alimentation des consommateurs des départs restant.

Il est bien évident qu'en choisissant un courant de retombée du relais inférieur au courant de redémarrage des moteurs, le relais de l'arrivée transformateur ne retombe pas à l'instant t_1 , malgré la disparition du défaut, et provoque un déclenchement non sélectif à l'échéance de $(t_1 - t_0) + \Delta t$.

3. Protection de neutre MT [13] :

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes de transformateur et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

$$I_R = 0.95 \times I_{RHT} \quad T = T_{MT} + \Delta t$$

$$1 \text{ Sec} \leq T \leq 1,5 \text{ Sec}$$

Avec :

I_{RH} : le courant du départ le plus bas réglé.

T_{MT} : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

III.3.3 Protection différentielle :

La protection différentielle d'un transformateur fait partie des principales, son principe de fonctionnement est basé sur la comparaison des courants rentrants et des courants sortants.

Les rapports de transformations des transformateurs de courants ainsi que leurs différences de classes de précisions et le mode de couplage des enroulements des transformateurs de puissances engendrent des courants différentiels, même infiniment faibles, ils peuvent causer des déclenchements.

Pour parer à ce problème on utilise la protection différentielle au pourcentage.

Une protection différentielle ordinaire réagit à la différence des deux courants rentrants et sortants « $I_1 - I_2$ », par contre une protection différentielle au pourcentage est activée par la moitié de la somme des deux courants « $(I_1 + I_2)/2$ », en revanche, elle est moins sensible que la protection différentielle ordinaire.

A. protections différentielles à pourcentage :

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

Différents courants passent dans le relais différentiel.

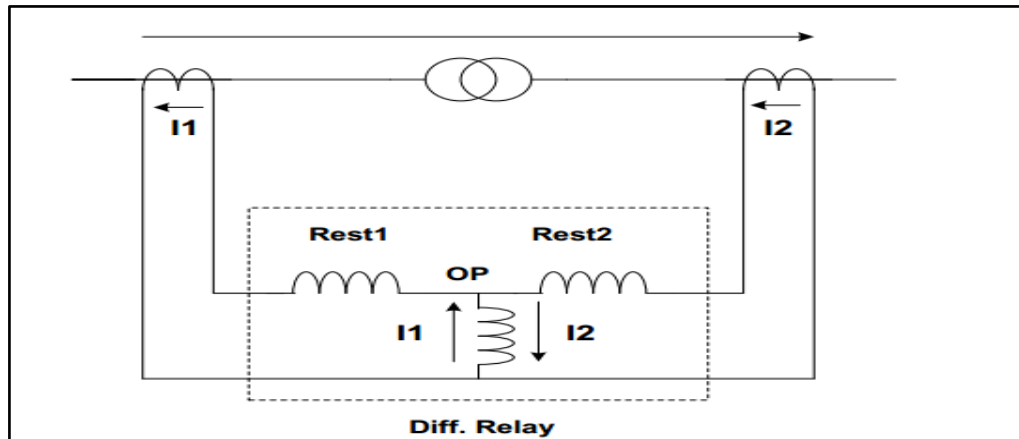


Figure (III.9) Protections différentielles à pourcentage.

B. Réglage de la protection :

Pour éviter l'erreur de fonctionnement, on fait des changements sur la courbe de déclenchement qui se compose de trois zones :

- Courant de démarrage (pickup valu) qui est souvent de 20% à 40 % de charge totale du transformateur de puissance.
- Ligne droite avec pente déterminée $\rightarrow$ Pente 1 $\cong$ 25%.
- Ligne droite avec une autre pente $\rightarrow$ Pente 2 $\geq$ 40%.

III.3.4 Protection contre la surtension :

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être:

- Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières.
- Soit les coups de foudre en ligne.
- Soit un défaut d'isolement en ligne etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante.

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger : les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur. Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts la terre extérieure à la cuve du transformateur. [13]

III.3.5 Protection interne (mécanique) :

III.3.5.1 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 de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ (Figure III.11). 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.

1. Schéma de principe :

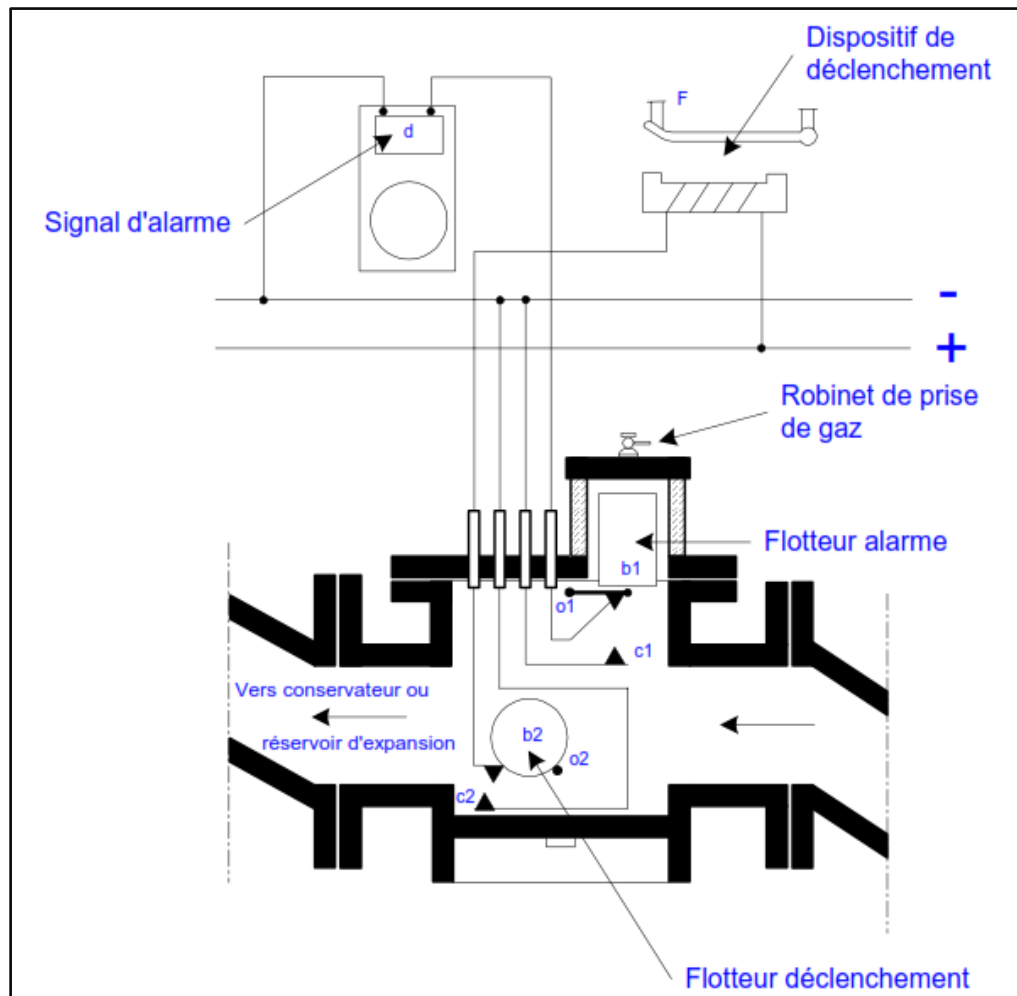


Figure (III.10) Relais BUCHHOLZ.

2. Fonctionnement :

Le corps du relais (Voir figure ci-dessus) renferme deux flotteurs b_1 et b_2 qui peuvent pivoter respectivement autour des axes o_1 et o_2 et commander ainsi les contacts à mercure c_1 et c_2 . Ces deux contacts ferment (ou ouvrent sur demande) chacun un circuit. Le circuit du contact c_1 actionne un signal d'alarme. Le circuit du contact c_2 actionne le dispositif de déclenchement.

Le relais « Buchholz » protège toujours le transformateur en cas de fuite du diélectrique à condition toutefois qu'elle se manifeste au-dessous du relais.

2.1 Cas d'avaries peu graves :

Lors d'une avarie de faible importance, le dégagement de bulles de gaz provenant du transformateur est recueilli par le « Buchholz ». Le niveau d'huile s'abaisse dans le corps du relais d'où une rotation du flotteur b_1 autour de son axe 01 et, pour un volume de gaz déterminé, la fermeture du contact c_1 .

Le fonctionnement du signal d'alarme « d » se produit ainsi dans un temps diminuant avec l'importance et la vitesse du dégagement gazeux et, par conséquent, avec la gravité du défaut. Le flotteur b_2 baignant toujours dans l'huile n'est pas sollicité par ce phénomène.

2.2 Cas d'une avarie grave :

Un dégagement gazeux violent, résultant de défauts graves à l'intérieur du transformateur provoque un mouvement d'huile du transformateur vers le conservateur qui fait basculer le flotteur b_2 , produisant ainsi la fermeture du contact c_2 dont l'action sur le circuit de la bobine de déclenchement ordonne l'ouverture des disjoncteurs. Cette action des deux contacts, fonction du dégagement gazeux accompagnant un défaut, permet donc la détection rapide de toute avarie susceptible de se produire dans un transformateur ou autre appareil électrique immergé.

En vue de signaler de manière certaine la présence d'un défaut grave, on peut avantageusement relier le contact de déclenchement simultanément aux deux circuits d'alarme et de déclenchement.

2.3 Cas d'un niveau d'huile insuffisant :

Si le niveau d'huile diminue progressivement, le flotteur b_1 fonctionne le premier en donnant une alarme, puis le flotteur b_2 bascule à son tour, provoquant le déclenchement des disjoncteurs.

2.4 Mesures à prendre en cas de fonctionnement du relais « Buchholz » :

- Le signal d'alarme a fonctionné seul, dans ce cas, il convient d'éliminer le transformateur en passant sa charge sur une autre unité.

Le diélectrique étant de l'huile (Les produits chlorés tels que les Askarels ne doivent plus exister aujourd'hui), il est nécessaire de déterminer la nature des gaz enfermés dans le petit récipient au-dessus du relais :

- Si les gaz dans le relais sont ininflammables, on peut remettre en service l'unité après les avoir expulsé à l'aide du robinet purgeur.
- Si les gaz sont inflammables. Cela peut provenir d'un défaut interne grave. Le transformateur ne doit pas alors être remis en service. Les gaz recueillis doivent alors être analysés. L'analyse des gaz dissous dans l'huile ou recueillis au « Buchholz » permet de préciser le diagnostic à porter sur le transformateur.
- Le signal déclenchement a fonctionné : Dans ce cas le transformateur doit rester isolé car un défaut grave s'est produit à l'intérieur et les dispositions doivent être prises pour le localiser.

III.3.5.2 Protection de masse cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (Figure III.12). 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 TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre [13].

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

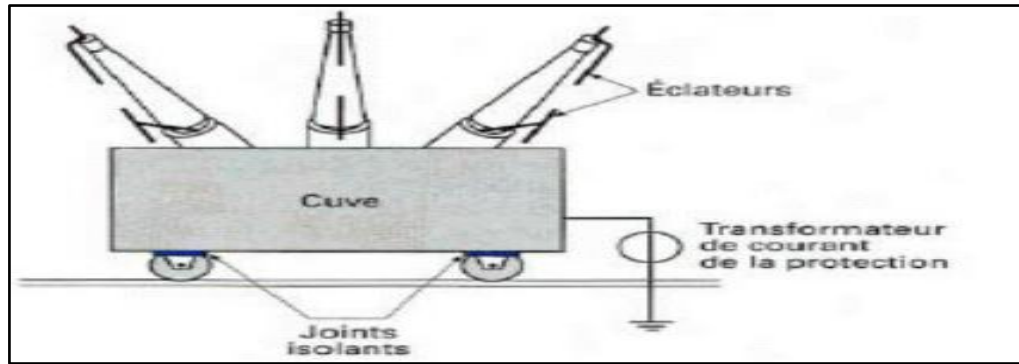


Figure (III.11) Protection de masse cuve.

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

La protection de cuve (Figure III.13) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

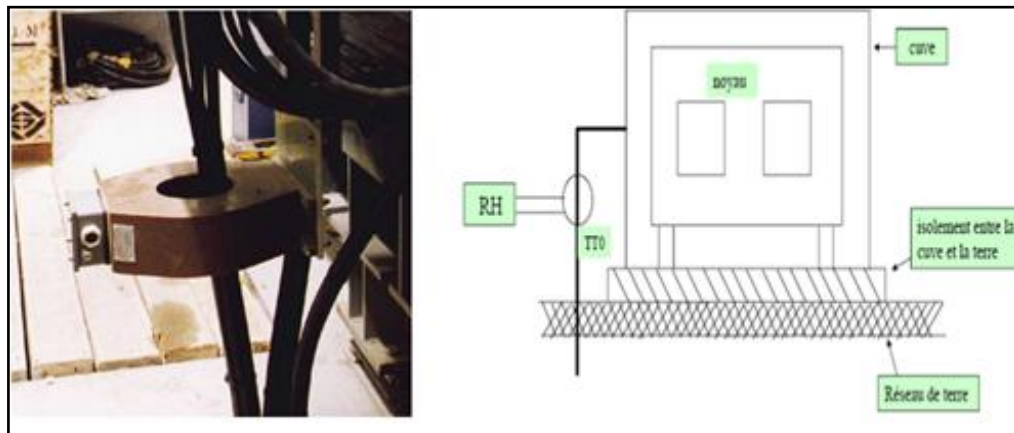


Figure (III.12) Placement de TC tore.

Remarque :

Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve.

III.3.5.3 La protection thermique :

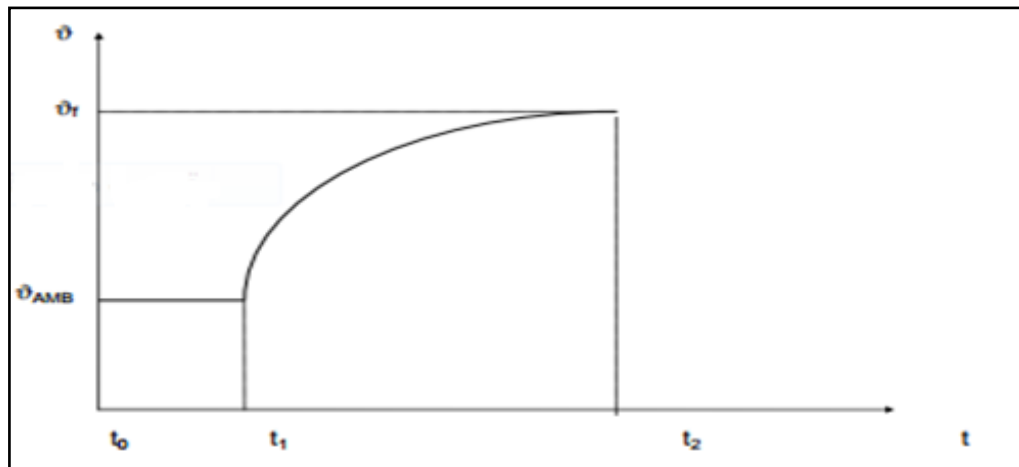
La température de fonctionnement admissible d'un transformateur dépend de deux températures variables:

- La température ambiante qui varie en fonction des conditions climatiques et météorologiques.
- La température provoquée par le passage du courant dans les enroulements transformateur (effet joule).

Cette température dépend de l'intensité de courant, du diélectrique et des caractéristiques physiques du matériau des conducteurs telles que la capacité calorifique, le coefficient de transmission de chaleur, la densité volumique etc.....

Le processus de variation de la température dans un conducteur obéit à une loi exponentielle:

$$\vartheta(t) = \vartheta_{AMB} + (\vartheta_f - \vartheta_{AMB})(1 - e^{-t/\tau})$$



Entre les instants t_0 et t_1 , aucun courant ne passe dans le conducteur:

$$\vartheta(t) = \vartheta_{AMB}.$$

A l'instant t_1 un courant commence à circuler dans le conducteur provoquant l'échauffement progressif du conducteur.

A l'instant t_2 le processus d'échauffement est terminé. La température se stabilise à une valeur établie d'équilibre avec le milieu ambiant.

La durée du processus de variation de la température (t_1 à t_2) est généralement égale à 3τ .

Les relais de surcharge thermique des transformateurs sont adaptés pour fonctionner suivant l'allure de la courbe ci-dessus, à chaque fois qu'on passe d'un régime de charge à l'autre.

En effet, on dispose d'un faisceau de courbes de fonctionnement liées chacune à un courant de référence correspondant à la surcharge réglée.

La connaissance de la constante de temps globale, résultante des constantes de temps du diélectrique et des conducteurs des enroulements, permet d'avoir un réglage précis de la surcharge intolérable sur le transformateur.

III.3.5.4 La protection par DGPT :

Le DGPT (DéTECTeur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolements liquides. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme.[14]

1. Fonctionnement :

Dégagement gazeux : En cas d'avarie interne du transformateur, un flotteur va se déplacer à l'intérieur du corps tubulaire de l'appareil en faisant basculer un contact. Ce contact peut être exploité en alarme ou en déclenchement.

Augmentation de pression : Lors d'une avarie interne grave, il se produit un violent dégagement gazeux qui provoque à l'intérieur du transformateur un gonflement du diélectrique et un mouvement ascendant de celui-ci. Cette surpression est détectée et va provoquer le basculement d'un contact. Ce contact sera exploité uniquement en déclenchement.

Augmentation de température : Un échauffement anormal du liquide peut être détecté par le DGPT, le contact du thermostat 1 est à utiliser en alarme, Le contact du thermostat 2 est à utiliser en déclenchement. Un thermomètre solidaire de

l'appareil peut être utilisé aux cours de rondes pour contrôler la tendance de la température du diélectrique.

2. Schéma de principe :

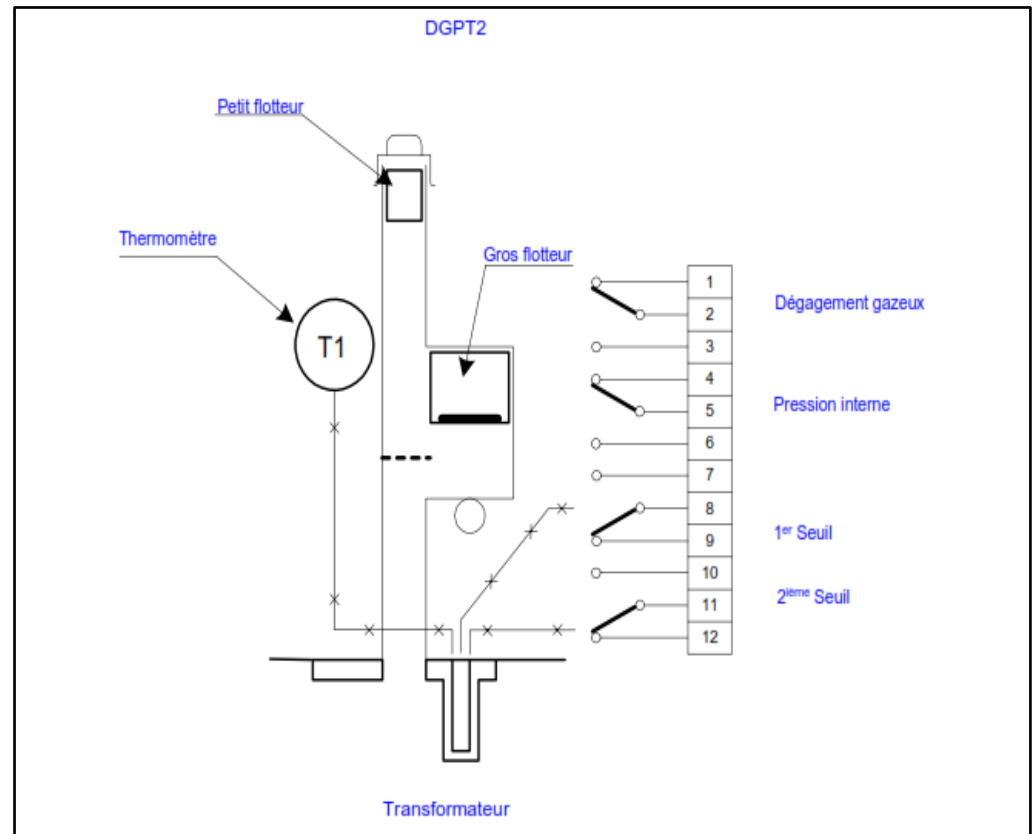


Figure (III.13) protection DGPT.

III.4 Conclusion :

Dans ce chapitre, on a étudié les différents types de protection qui existent au niveau du transformateur de distribution (utilisé aussi par la société algérienne SONATRACH) tout en donnant un aperçu sur les techniques de réglage de cette dernière.

CHAPITRE IV

***Simulation de la protection
différentielle d'un transformateur***

IV.1 Introduction :

Toutefois, pendant un défaut interne dans un transformateur, la différence des courants devient significative et la protection la plus adéquate est la différentielle vu qu'elle est justement basée sur ce principe.

Dans le fonctionnement pratique, il ya de nombreux problèmes et des conditions anormales, qui seront abordés dans ce chapitre, dont il faut calculer le système de réglage de cette protection différentielle.

IV.2 Généralités :

Cette section traite le calcul des paramètres du relais 745GE de la protection différentielle du transformateur de puissance T3 du groupe turboalternateur TG3 de la centrale électrique de TFT.

Généralement, tous les transformateurs de puissances sont pourvus de protections avec un relais multifonctions assurant les rôles suivants :

- Protection principale différentielle(87).
- Protection de défaut à la terre 87G.
- Protection maximum de courant Définit-temps 50.
- Protection maximum de courant Inverse-time 51.
- Protection thermique 49.
- Protection sur ou maximum de tension 59.
- Protection sous ou minimum de tension 27.

Remarque :

Les chiffres (87, 50, 51, 49,59 et 27) sont déterminés par la norme ANSI.

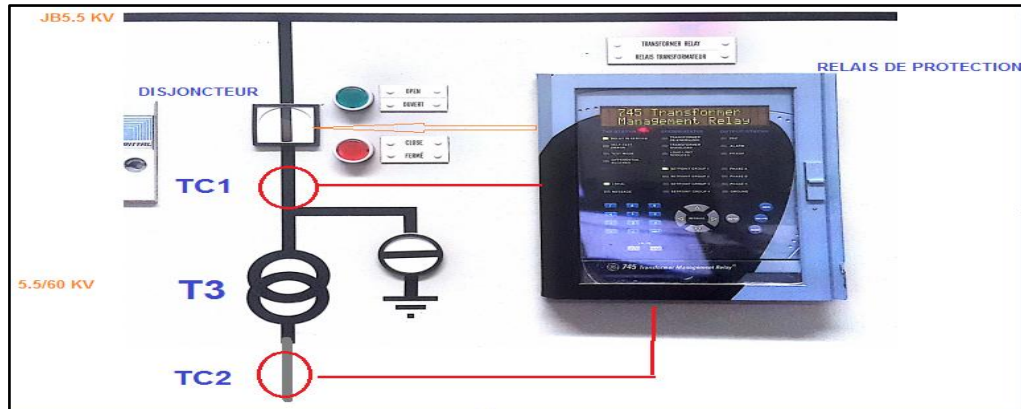
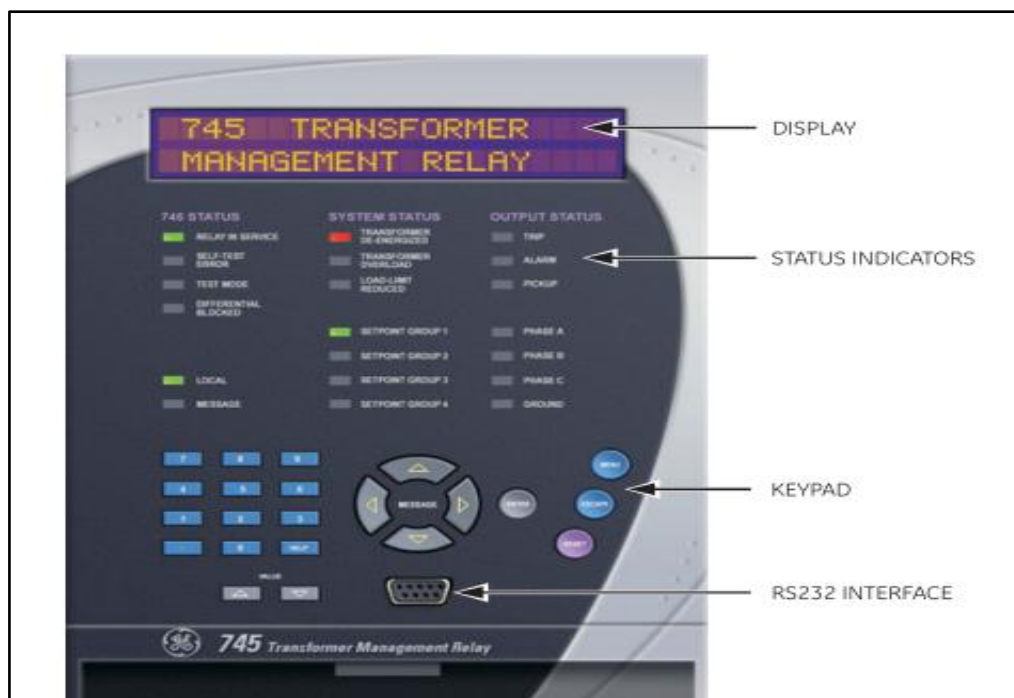


Figure (IV.1) Protection numérique de transformateur T3.

IV.2.1 Relais de protection 745GE : (Générale électrique)

L'appareil 745 GE est un relais de protection numérique pour les transformateurs de puissances, il assure toute la gamme de protection électrique et dispose de l'ensemble des fonctions de protection nécessaires au bon fonctionnement d'un transformateur de puissance avec des réactions instantanées et sélectives.

Toutes les actions de l'opérateur peuvent être exécutées et affichées par l'interface utilisateur.



Figure(IV.2) interface de 745 GE.

- 1- **Display** : est l'écran LCD, qui est la station et le dispositif d'informations.
- 2- **Status indicators** : ce sont les LED nécessaires pour l'affichage et la sauvegarde des informations sur le périphérique.
- 3- **Keypad** : touches de fonctions configurables permettant à l'utilisateur d'exécuter des actions.
- 4- **RS232** : Interface de connexion externe.

IV.2.2 Fonctions de commande :

Afin de pouvoir programmer et communiquer avec le relais 745GE, l'appareil est équipé de fonctions de commande qui permettent d'activer et de désactiver différents organes de manœuvre via des touches du clavier, via des entrées binaires et au moyen d'un ordinateur accompagné du logiciel Ener Vista 745, qui est un outil graphique.

IV.2.3 Software :

La liaison de l'unité interface avant avec la partie arrière s'établit via un câble Ethernet (figure IV.3.B).

L'installation et la communication du logiciel Ener Vista 745 avec le relais correspondant s'effectuent au moyen d'un ordinateur relié par fiche RS232 (figure IV.3A)



B : câble Ethernet



A : câble RS232

Figure (IV.3) connexion des câbles.

IV.2.4 Installation :

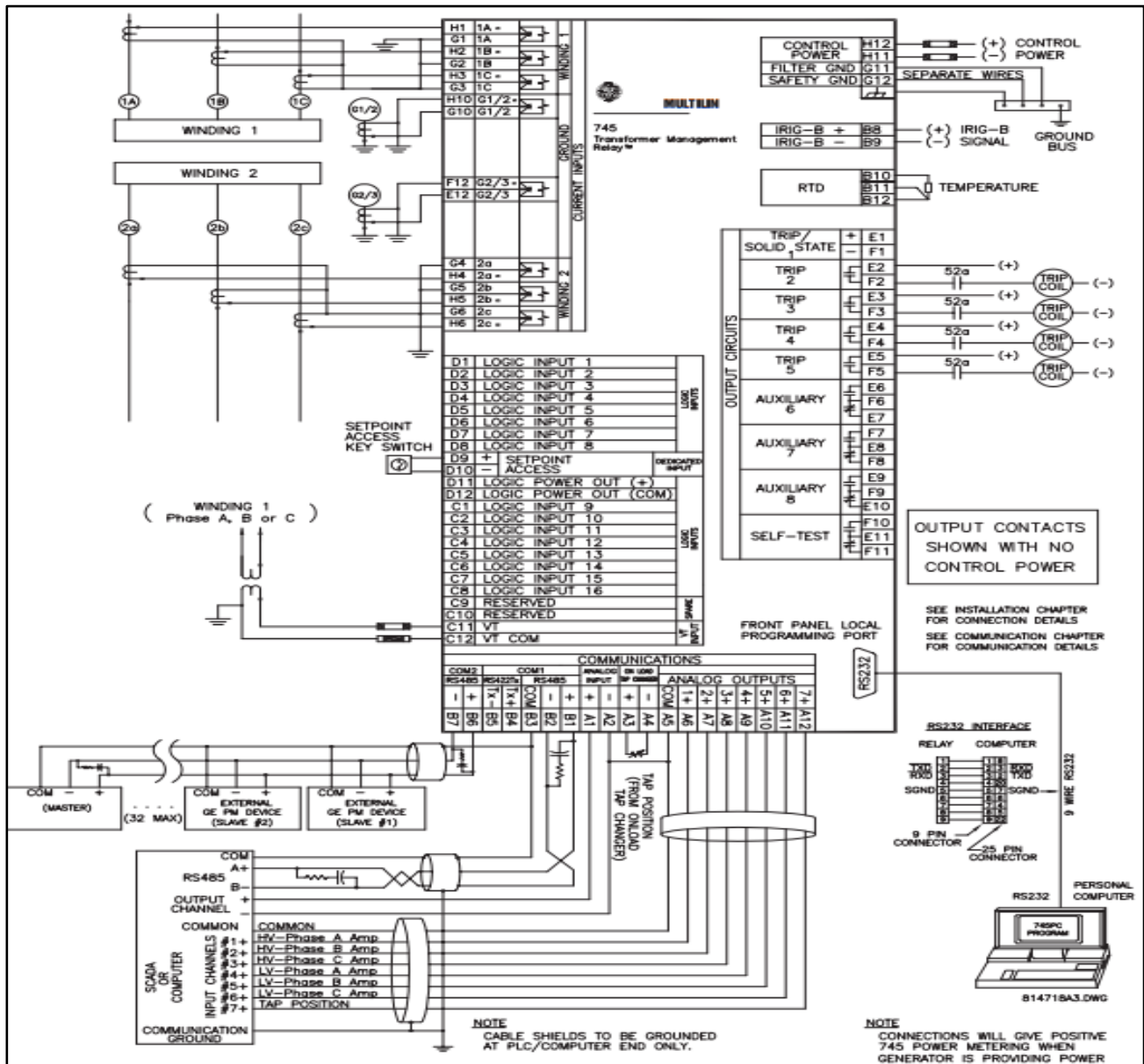


Figure (IV.4) schéma unifilaire du relais 745GE.

IV.2.5 Centrale électrique de la direction régionale TFT :

La centrale électrique de TFT assure l'alimentation en électricité de toute la région.

- Cette centrale est dotée de trois (03) turboalternateurs de 26MVA chacun avec deux (02) en services et un (01) en standby.

Les deux (02) groupes TG1 et TG2 sont couplés sur le jeu de barres 5,5kV qui sont la propriété de SONATRACH, ils sont commandés et contrôlés par MARK VI. le groupe TG3 appartenant à GTFT est commandé et contrôlé par MARK V, il est couplé sur le jeu de barres 60kV, par conséquent, le turboalternateur TG3 est toujours en service avec un des deux autres sauf en cas d'indisponibilité de la TG3, à ce moment, les deux premiers sont en service.

Les groupes turboalternateurs disposent de deux (02) modes de fonctionnement :

- DROOP : charge fixe
- ISOCHRONE : charge variable

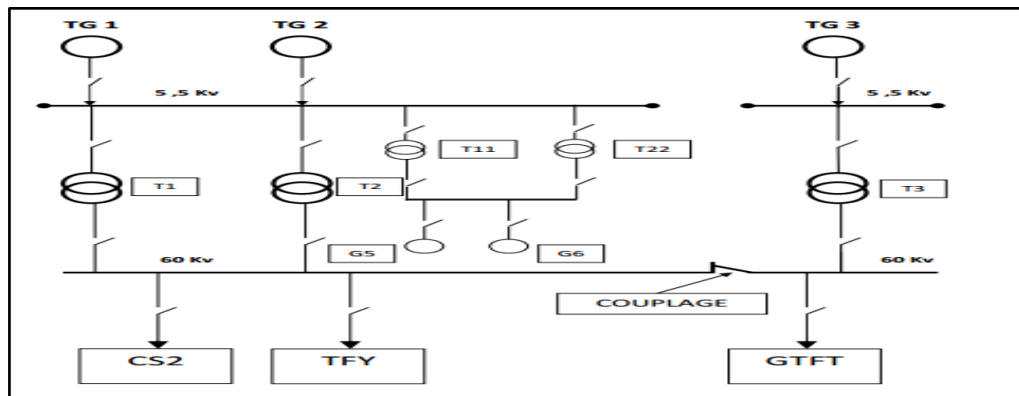


Figure (IV.5) Schéma centrale électrique de la direction régionale TFT

IV.3 Calculs de la protection différentielle :

Les calculs de la protection différentielle et les paramètres prévus du transformateur de puissance T3 sis à la centrale électrique de TFT.

IV.3.1 Données :

- Paramètres du système :

$$S_n = 21 \text{ MVA.}$$

$$U_n = 5.5 \text{ kV}.$$

Sn : Puissance apparente nominale de l'alternateur de la TG3.

Un : Tension nominale de l'alternateur.

- **Transformateur Paramètres :**

$$V_{pri} = 5,5 \text{ kV.}$$

$$V_{sec} = 60 \text{ kV.}$$

$$S = 28 \text{ MVA.}$$

Groupe de couplage : Ynd11.

$$\text{Fréquence} = 50 \text{ Hz.}$$

$$V_{sh} = X_T\% = 8\% .$$

IV.3.2 Valeurs de base du transformateur :

Pour réaliser et calculer tous les éléments de la protection différentielle d'un transformateur, il est indispensable d'avoir un schéma du circuit équivalent de tout le système :

Tensions, puissance et réactances comme l'indique la figure I V.5 ainsi que les figures de réseaux de séquences positive, négative et zéro (PSN-NSN-ZSN) montrées respectivement par les figures (figure IV.6, figure IV.8, figure IV.10) puis, tracer le circuit équivalent de THEVNIN correspondant aux trois (03) réseaux de séquences indiqués par les figures respectives (figure IV.7, figure IV.9, figure IV.11) et enfin calculer les impédances du système par per unit (pu).

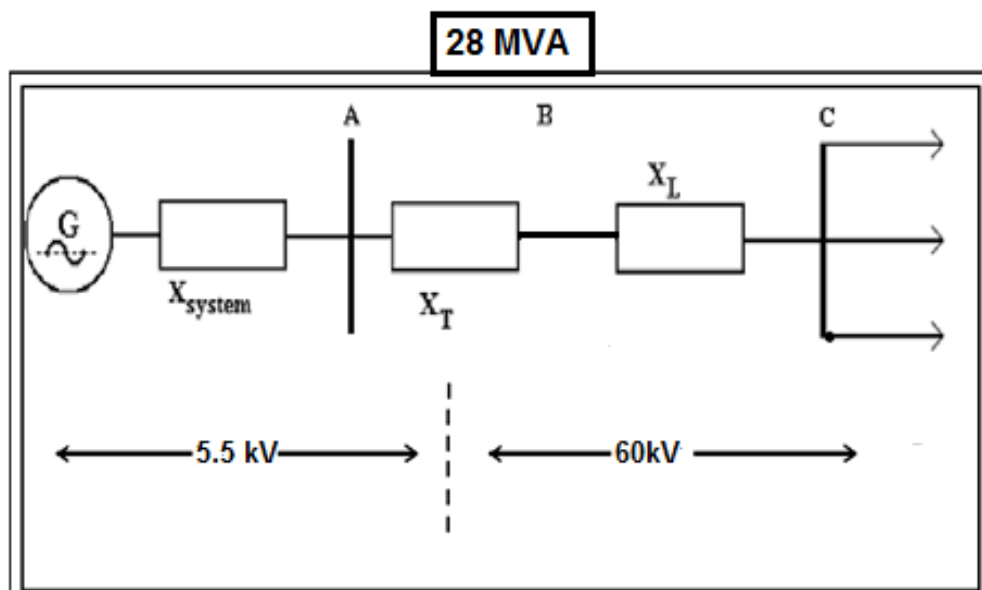


Figure (IV.6) Circuit équivalent du réseau.

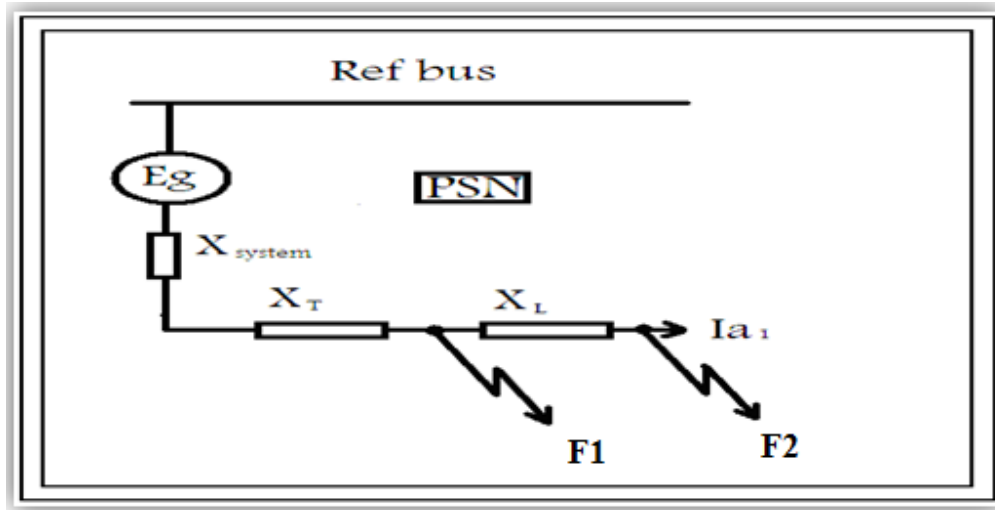


Figure (IV.7) Réseau de séquence positive (PSN).

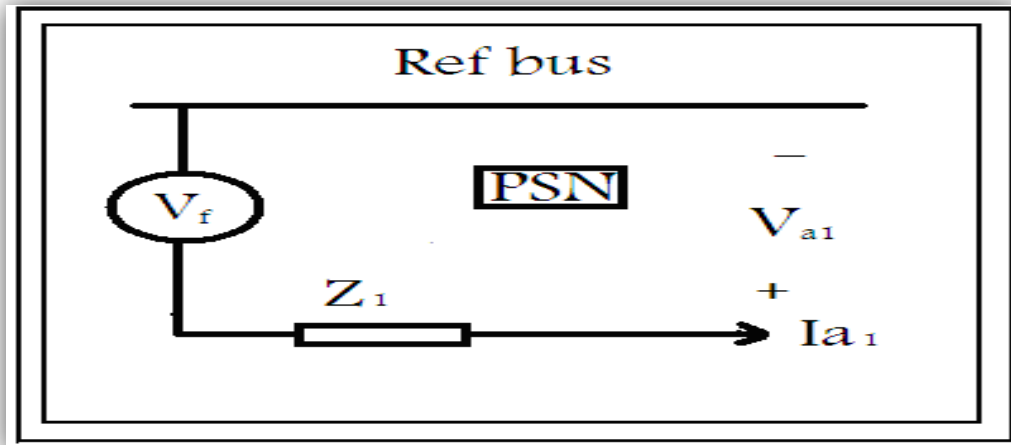


Figure (IV.8) Circuit équivalent de THEVENIN pour le PSN.

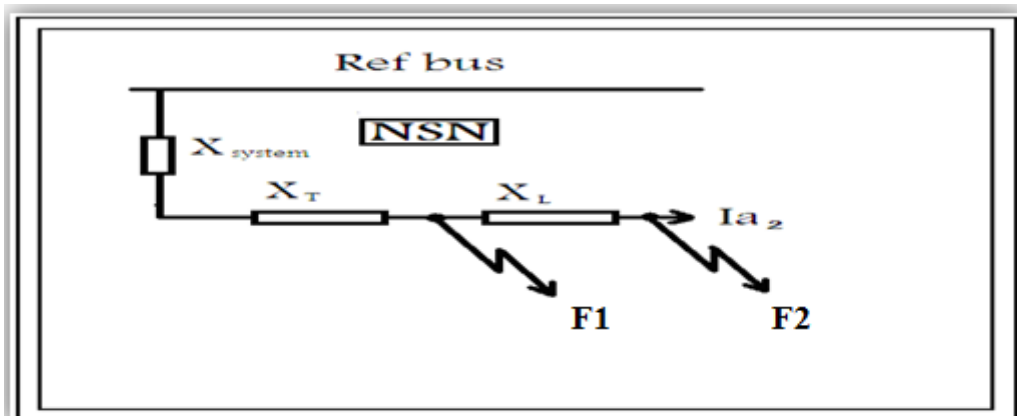


Figure (IV.9) Réseau de séquence négative (NSN).

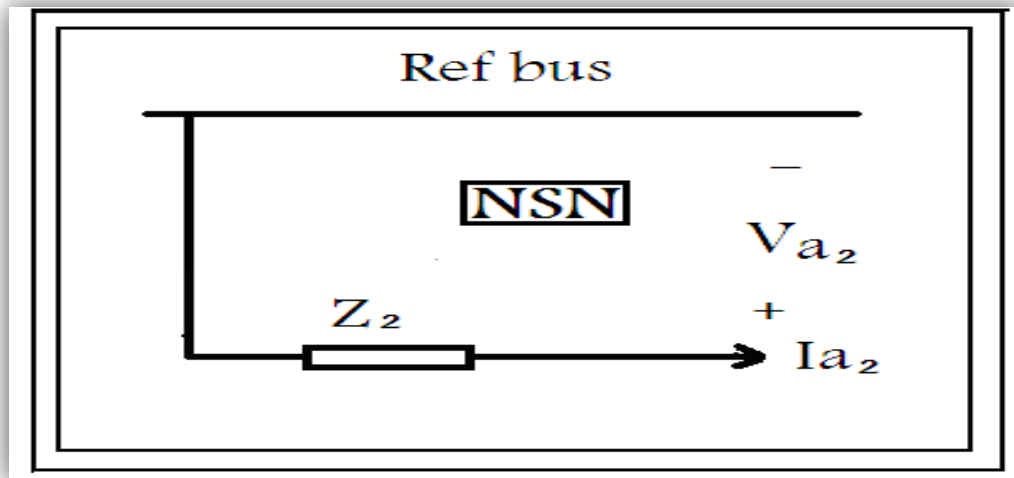


Figure (IV.10) Circuit équivalent de THEVENIN pour NSN.

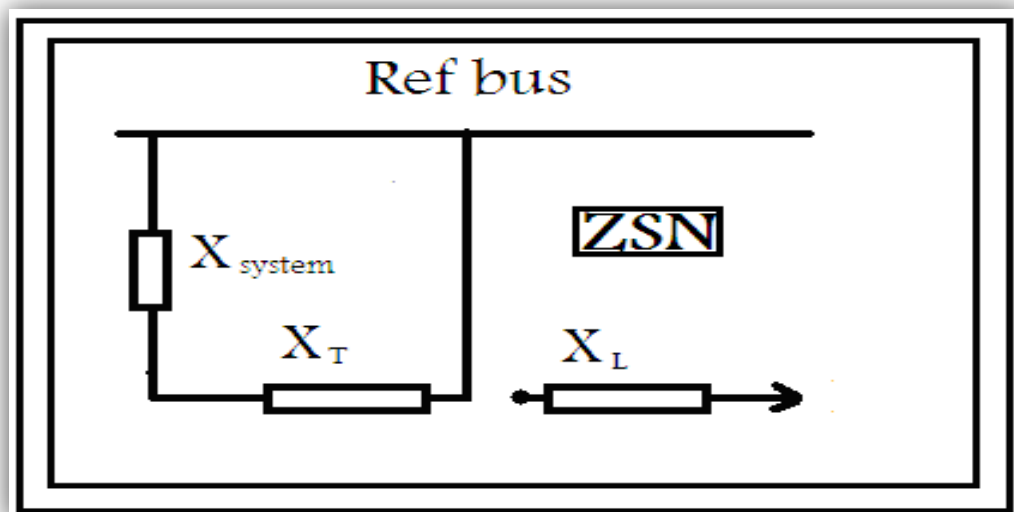


Figure (IV.11) Réseau de séquence zéro (ZSN).

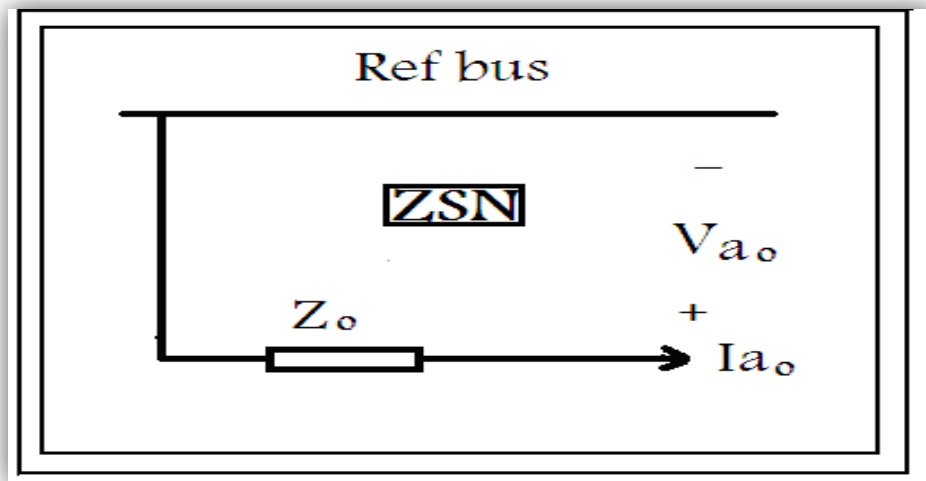


Figure (IV.12) Circuit équivalent de THEVENIN pour ZSN.

- **Théorie des composantes symétriques [15]:**

définition des composantes symétriques se repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : Direct, indirect et homopolaire (Figure IV.12) .

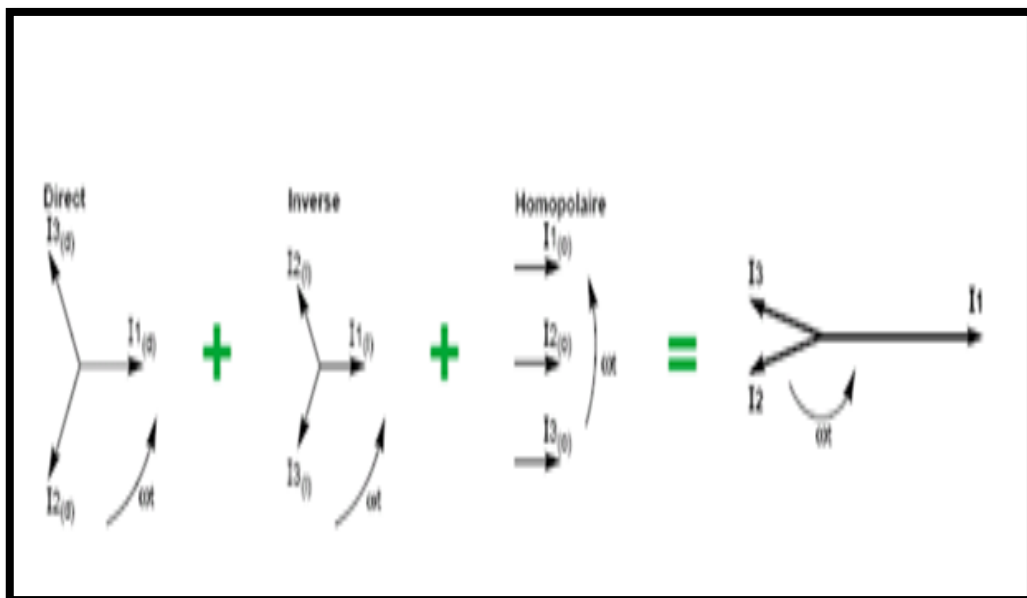


Figure (IV.13) Les trois systèmes équilibrés.

- **Le système Direct (Positif ou de séquence d'ordre 1) :** les trois vecteurs sont de même module, déphasé de 120° et ayant la même séquence que le système d'origine.

En prenant le vecteur V_a comme référence et sachant que l'opérateur (a) :

$$a = -0,5 + j 0,866 = 1 \angle + 120^\circ. \quad \text{IV.1}$$

il vient alors :

$$V_{a1} = V_1.$$

$$V_{b1} = V_1 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_1. \quad \text{IV.2}$$

$$V_{c1} = V_1 \angle 120^\circ = a \cdot V_1.$$

- **Le système Inverse (Négatif ou de séquence d'ordre 2) :** les trois vecteurs sont de même module déphasé de 120° mais de séquence opposée au système d'origine.

$$V_{a2} = V_2.$$

$$V_{b2} = V_2 \angle 120^\circ = a \cdot V_2. \quad \text{IV.3}$$

$$V_{c2} = V_2 \angle 240^\circ = a^2 \cdot V_2.$$

- **Le système homopolaire (Zéro ou de séquence d'ordre 0) :** Ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de déphasage, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original, on leur attribue l'indice « 0 ».

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0.$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs V_a , V_b , V_c peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse et homopolaire selon :

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0.$$

$$V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0. \quad \text{IV.4}$$

$$V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0.$$

- **Valeurs de base :**

$$S_b = 28 \text{ MVA.}$$

$$V_{b1} = 5,5 \text{ KV.}$$

$$V_{b2} = 60 \text{ KV.}$$

$$I_{b1} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V_{b1}} = \frac{28 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 5,5 \times 10^3} = 2939 \text{ A} \quad \text{IV. 5}$$

$$I_{b2} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V_{b2}} = \frac{28 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 60 \times 10^3} = 269,43 \text{ A} \quad \text{IV. 6}$$

- **Réactance inductive du système (X System) :**

$$X_{sys} = X_G \times \left(\frac{V_G}{V_{Gnew}} \right)^2 \times \left(\frac{S_{new}}{S_G} \right) = j0,2 \times \left(\frac{5,5 \times 10^3}{5,5 \times 10^3} \right)^2 \times \left(\frac{28 \times 10^6}{21 \times 10^6} \right) =$$

$$X_{sys} = X_G \frac{V_G}{V_{new}} \times \frac{S_{new}}{S_G} = j0,2 \times \frac{28 \times 10^6}{21 \times 10^6} = j0,266 \text{ pu} \quad \text{IV. 7}$$

- **Réactance inductive du transformateur (XT) :**

$$V_{sh} = X_T = 8\% = j0,08 \text{ pu.}$$

- **Réactance inductif du câble (XL) :**

$$X_L = \frac{0,5 \Omega}{\text{Km}} * 0,5 \text{ Km} * \frac{28}{60^2} = j0,0019 \text{ pu.} \quad \text{IV. 8}$$

Nous allons déterminer le courant de défaut maximal du transformateur aux points B et C indiqués sur la figure IV.13.

Ce courant atteint la valeur maximale lors d'un court-circuit triphasé.

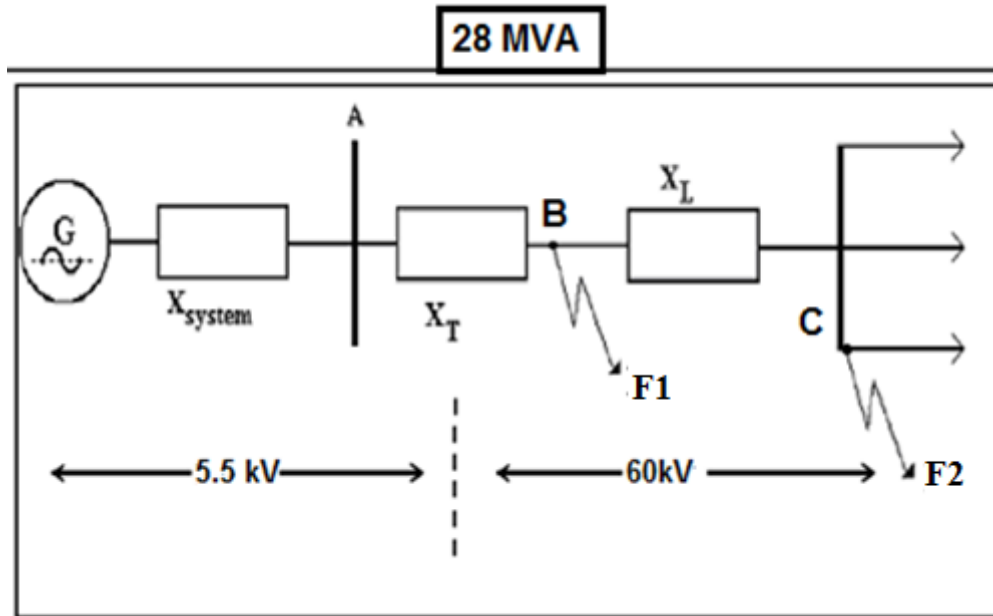


Figure (IV.14) Circuit équivalent du réseau et point de défaut.

IV.3.3 Calculs des court-circuit :

IV.3.3.1 Court-circuit triphasé symétrique :

$$V_a = V_b = V_c \text{ (Phases en défaut) .}$$

- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_p = V_N = V_Z = 0$$

$$I_p = \frac{V_f}{Z_p}$$

$$I_N = I_Z = 0$$

- Valeur du courant de court-circuit triphasé :

$$I_{mcc} = I_{3\phi cc} = I_p = \frac{V_f}{Z_p}$$

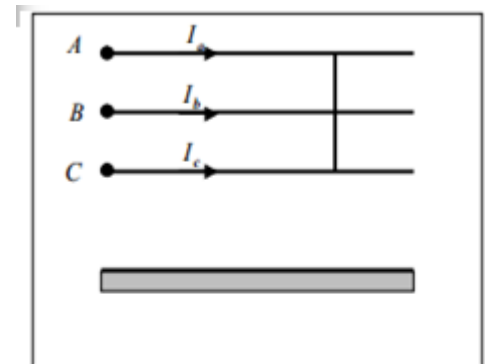
- Retour aux grandeurs de phases

$$V_a = V_b = V_c$$

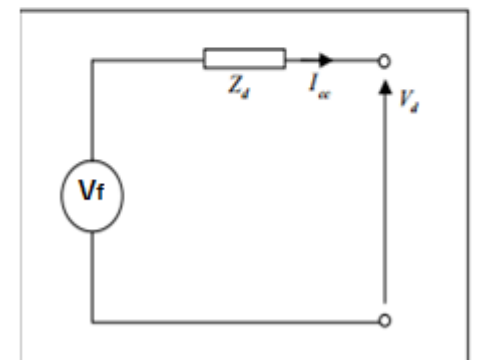
$$I_a = \frac{V_f}{Z_d}$$

$$I_b = a^2 \cdot \frac{V_f}{Z_d}$$

IV.9



IV.10



IV.11

$$I_c = a. \frac{V_f}{Z_d}$$

1. Au point B :

$$V_f = E_g = \frac{KV}{KV_b} = 1 \text{ pu.} \quad \text{IV.12}$$

$$I_{CC.pu} = I_d = \frac{V_f}{Z_d} = \frac{E_g}{j(X_{system} + X_T)} = \frac{1}{j(0.266 + 0.08)} = -j2.890 \text{ pu.}$$

$$I_{CC} = I_{CC.pu} \times I_{b2} \quad \text{IV.13}$$

$$I_{b2} = 269.43A \text{ « calculé précédemment ».}$$

D'où :

$$I_{CC} = -j2.890 \times 269.43 = 779A.$$

2. Au point C :

$$I_{CCpu} = I_d = \frac{V_f}{Z_d} = \frac{E_g}{j(X_{system} + X_T + X_L)} = \frac{1}{j(0.266 + 0.08 + 0.002)} = -j2.873 \text{ pu}$$

$$I_{CC} = I_{CCpu} \times I_{b2} = -j2,873 \times 269,43 = 773 A \quad \text{IV.14}$$

Nous constatons que le courant maximal de court-circuit est plus grand au point **B** parce que l'impédance directe au point **B** est inférieure que celle au point C.

Le courant de court-circuit minimal est le courant de court-circuit biphasé au point C.

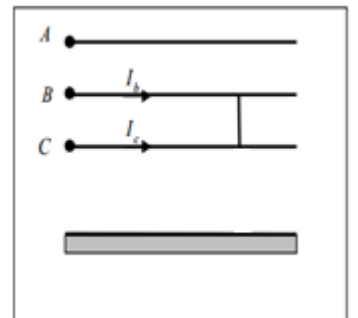
IV.3.3 .2 Court-circuit biphasé :

- Equations du défaut :

$$V_b = V_c$$

$$V_{bc} = 0 \quad \text{IV.15}$$

$$I_b = -I_c \text{ (Phases en défaut) , } I_a = 0 \text{ (phase saine)}$$



- Traduction en grandeurs symétriques :

$$V_{bc} = V_{bn} - V_{nc} = (a^2 V_d + a V_i + V_h) - (a V_d + a^2 V_i + V_h) = 0 \quad \text{IV.16}$$

$$V_{bc} = V_d(a^2 - a) + V_i(a - a^2) + V_h(1 - 1) = 0$$

$$V_d(a^2 - a) = V_i(a - a^2)$$

$$\text{Alore : } V_d = V_i$$

Implique que :

$$V_f - Z_d \cdot I_d = -Z_i \cdot I_i$$

$$I_d = \frac{1}{3} (I_a + a I_b + a^2 I_c) = \frac{1}{3} (a - a^2) I_b = j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

$$I_i = \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c) = \frac{1}{3} (a^2 - a) I_b = -j \frac{1}{\sqrt{3}} I_b$$

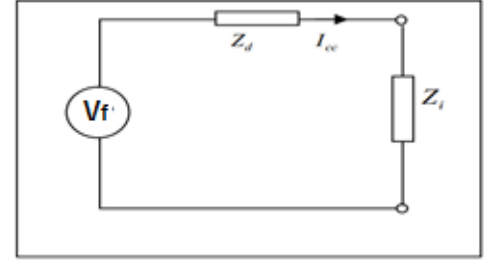
$$I_h = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = 0$$

Donc :

$$I_d = -I_i$$

Soit d'après :

$$V_f - Z_d I_d = -Z_i I_i \rightarrow I_d = \frac{V_f}{Z_d + Z_i}$$



IV.17

- Retour aux grandeurs de phase :

$$I_b = a^2 I_d + a I_i$$

Donc :

$$\begin{aligned} I_{b\ ccd} &= \frac{V_f}{Z_d + Z_i} = \frac{V_f}{2Z_d} = \frac{E_g}{j2(X_{\text{system}} + X_T + X_L)} \\ &= \frac{1}{j2(0.1037 + 0.08 + 0.002)} = -j2.69 \text{ pu} \end{aligned} \quad \text{IV.18}$$

$$I_{b\ ccpu} = a^2 I_{bd} + a I_{bi}$$

$$I_{b\ ccpu} = 2.487 \text{ pu.}$$

$$I_{b\ cc} = I_{b\ ccpu} \times I_{b2}$$

$$I_{bcc} = 670A.$$

Avec :

$$a=1\angle 120^\circ$$

$$I_{bd}=-I_{bi}$$

IV.3.4 Calculs de la protection différentielle du transformateur T3 :

IV.3.4.1 Choix des transformateurs de courants:

Le rapport de transformation est :

$$I_{pri} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_{N1}} = \frac{28 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 5.5 \times 10^3} = 2939 A \quad \text{IV.19}$$

$$I_{sec} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_{N2}} = \frac{28 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 60 \times 10^3} = 269.43 A \quad \text{IV.20}$$

Le couplage des transformateurs de courants est l'inverse de celui du transformateur de puissance, donc sur le côté étoile le transformateur de courant est couplé en triangle et sur le côté triangle en étoile.

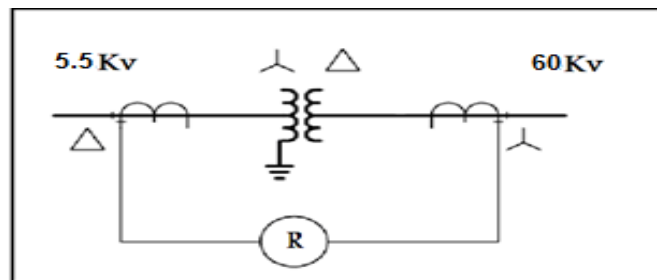


Figure (IV.15) Connexions des TC sur le transformateur de puissance.

Le courant secondaire du transformateur est 269,43 A, alors on choisit des transformateurs de courants avec un rapport de transformation $K_{TC2}=270/1$.

$$I_{pri} = 2939 A \text{ courant de phase.}$$

Donc le courant de ligne est :

$$I_{pri\ L-L} = I_{pri\ ph} \times \sqrt{3} = 2939 \times \sqrt{3} = 5090\ A \quad IV.21$$

Donc, nous sélectionnons des TC avec un rapport $K_{TC1}=5000/1$.

Le courant différentiel dans des conditions normales est égal à:

$$I_{DIF} = I_{sec\ L-L}(TC) - I_{pri\ L-L}(TC) \cong 0A$$

IV.3.4.2 Protection différentielle au pourcentage :

Nous allons calculer le courant de fonctionnement de la protection pour les courants de court-circuit maximal et minimal et déterminer le fonctionnement de la protection à l'égard de ces défauts:

- **Court-circuit triphasé :**

Dans ce cas, nous allons tester le fonctionnement du système de protection pour le courant de défaut maximum au point B.

$I_{ccs}=779A$ calculé précédemment :

$$I_{cc.p} = I_{cc.s} \times \frac{U_2}{U_1} = 799 \times \frac{60}{5.5} = 8498\ A \quad IV.22$$

Ce défaut est montré dans la figure (IV.13).

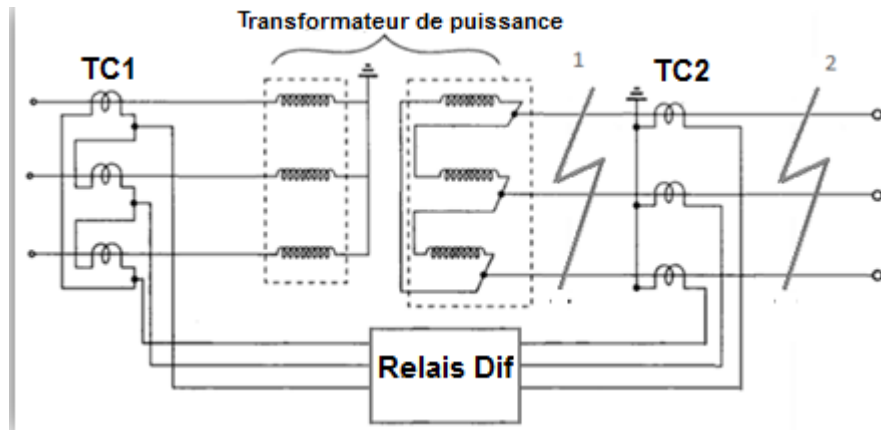


Figure (IV.16) Court-circuit triphasé.

(1) Le défaut est dans la zone protégée.

(2) Le défaut est en dehors de la zone protégée.

1. Si le défaut est dans la zone protégée :

$$I_{TC1} = \frac{I_{ccp} \times \sqrt{3}}{K_{TC1}} = \frac{8498 \times \sqrt{3}}{5000} = 2,94 \text{ A.} \quad \text{IV.23}$$

$$I_{TC2} = 0.$$

$$I_{op} = I_{TC1} - I_{TC2} = 2,94 \text{ A.}$$

$$I_r = \frac{I_{TC1} + I_{TC2}}{2} = \frac{2,94 + 0}{2} = 1,47 \text{ A.}$$

$$I_{op} = k \times I_r$$

$$k = \frac{I_{op}}{I_r} = \frac{2,94}{1,47} = 2k = 2 > 0,25 \text{ Réglage de la pente 1.}$$

Le pourcentage de la valeur Pick-up est de l'ordre de 25% d'où fonctionnement du relais.

2. Si le défaut est en dehors de la zone protégée :

$$I_{TC1} = \frac{I_{ccp} \times \sqrt{3}}{K_{TC1}} = \frac{8498 \times \sqrt{3}}{5000} = 2,94 \text{ A.} \quad \text{IV.24}$$

$$I_{TC2} = \frac{I_{ccs}}{K_{TC2}} = \frac{779}{270} = 2,88 \text{ A.}$$

$$I_{op} = I_{TC1} - I_{TC2} = 2,94 - 2,88 = 0,06 \text{ A.}$$

$$I_r = \frac{I_{TC1} + I_{TC2}}{2} = \frac{2,94 + 2,88}{2} = 2,91 \text{ A.}$$

$$I_{op} = k \times I_r$$

$$k = \frac{I_{op}}{I_r} = \frac{0,06}{2,91} = 0,02k = 0,02 < 0,25$$

Comme le coefficient du relais est inférieur à la valeur Pick-up donc la protection ne réagit pas.

- **Court-circuit biphasé :**

Dans ce cas, nous allons tester le fonctionnement du système de protection pour le courant de défaut minimal au point C, ce défaut est montré dans la figure (IV.13)

$I_{cc.sec} = 670A$ calculé précédemment

$$I_{ccpri} = I_{cc.sec} \times \frac{U_2}{U_1} = 670 \times \frac{60}{5.5} = 7309 A. \quad \text{IV.25}$$

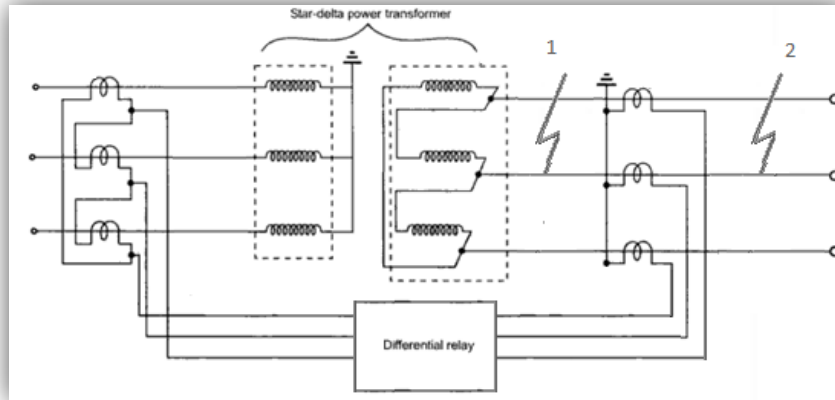


Figure (IV.17) Défaut biphasé.

(1) le défaut est dans la zone protégée.

(2) Le défaut est dehors de la zone protégée.

1. Si le défaut est dans la zone protégée :

$$I_{TC1} = \frac{I_{ccp} \times \sqrt{3}}{K_{TC1}} = \frac{7309 \times \sqrt{3}}{5000} = 2,53 A \quad \text{IV.26}$$

$$I_{TC2} = 0$$

$$I_{op} = I_{TC1} - I_{TC2} = 2,53 - 0 = 2,53A$$

$$I_r = \frac{I_{TC1} + I_{TC2}}{2} = \frac{2,53 + 0}{2} = 1,26A$$

$$I_{op} = k \times I_r$$

$$k = \frac{I_{op}}{I_r} = \frac{2,53}{1,26} = 2k = 2 > 0,25$$

Le relais fonctionne et envoie un signal pour traitement.

2. Si le défaut est en dehors de la zone protégée:

$$I_{TC1} = \frac{I_{ccp} \times \sqrt{3}}{K_{TC1}} = \frac{7309 \times \sqrt{3}}{5000} = 2,53 \text{ A.} \quad \text{IV. 27}$$

$$I_{TC2} = \frac{I_{ccs}}{K_{TC2}} = \frac{670}{270} = 2,48 \text{ A.}$$

$$I_{op} = I_{TC1} - I_{TC2} = 2,53 - 2,48 = 0,05 \text{ A.}$$

$$I_r = \frac{I_{TC1} + I_{TC2}}{2} = \frac{2,94 + 2,88}{2} = 2,50 \text{ A.}$$

$$I_{op} = k \times I_r$$

$$k = \frac{I_{op}}{I_r} = \frac{0,05}{2,50} = 0,02 \quad k = 0,02 < 0,25$$

Le relais ne réagit pas puisque son coefficient est inférieur à la valeur Pick-up.

IV.4. Simulation de la protection différentielle par matlab :

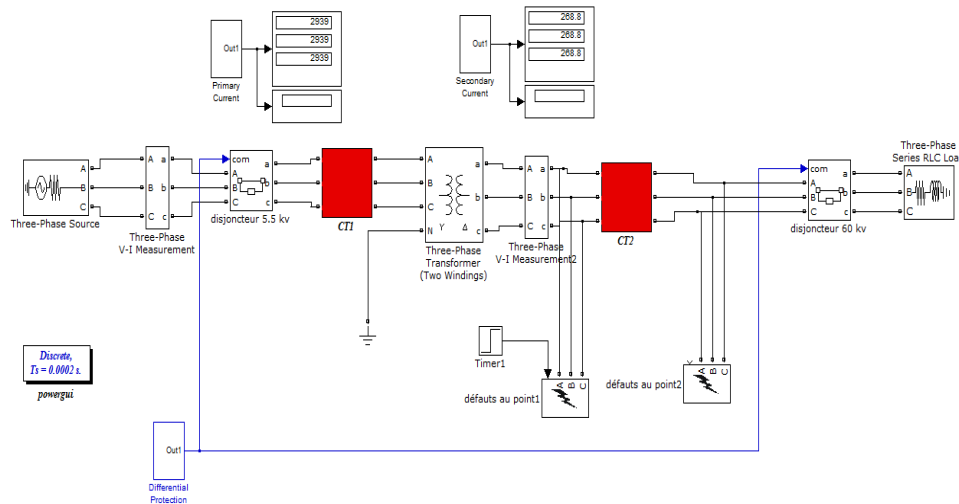


Figure (IV.18) Schéma de réalisation de la simulation.

Cette simulation (Figure IV.17) de la protection différentielle consiste à voir et à vérifier les réactions et les conditions principales du relais différentiel, les

simulations sont réalisées pour les court-circuit triphasé et biphasé dans les zones 1 et 2.

IV.4.1 Modélisation de la protection différentielle par MATLAB :

Le Simulink:

Le Simulink est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal. Simulink est intégré à MATLAB, fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données de MATLAB.

La simulation de la protection différentielle du transformateur T3est prévue pour les cas suivants avec un temps de réaction du timer réglé à 0,5 seconde :

1. Fonctionnement normal,
2. Défauts externes,
3. Défauts internes,
4. Courant d'appel.

1- Fonctionnement normal :

La protection différentielle ne fonctionne pas car le courant du TC1est égal au courant du TC2 donc le courant différentiel I_d tend vers zéro $I_d \cong 0$. voir figure IV.18

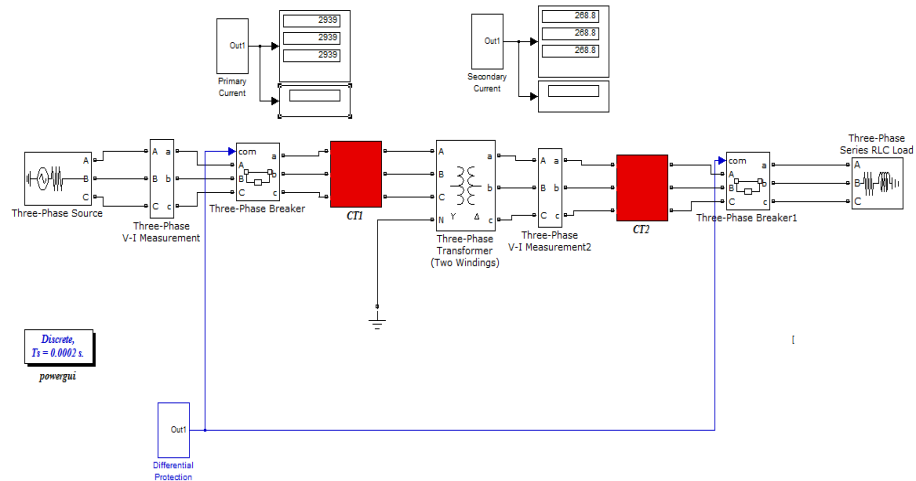


Figure (IV.19) Modèle de fonctionnement normal.

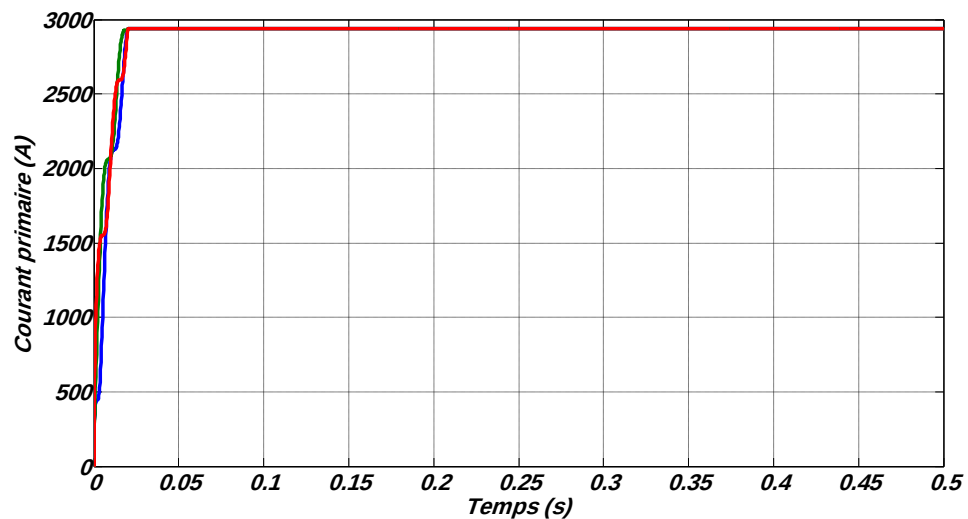


Figure (IV.20) Courant primaire du transformateur de puissance.

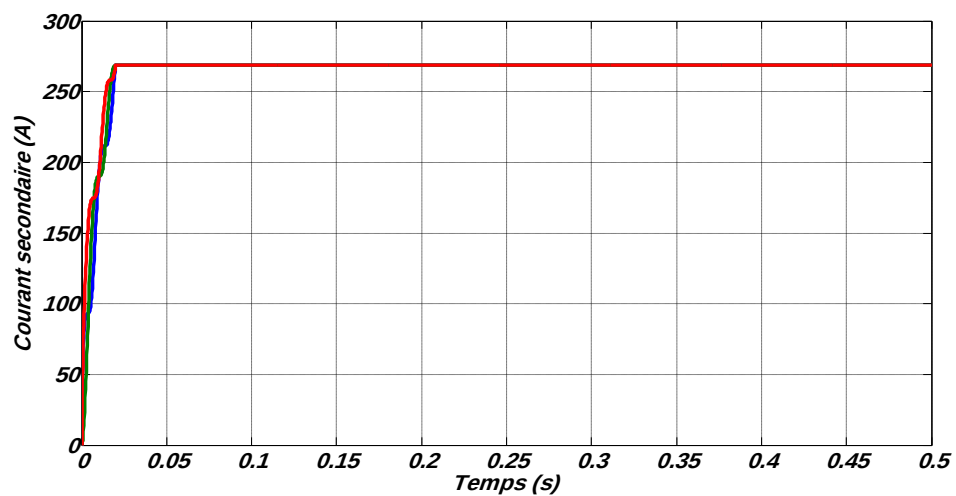


Figure (IV.21) Courant secondaire du transformateur de puissance.

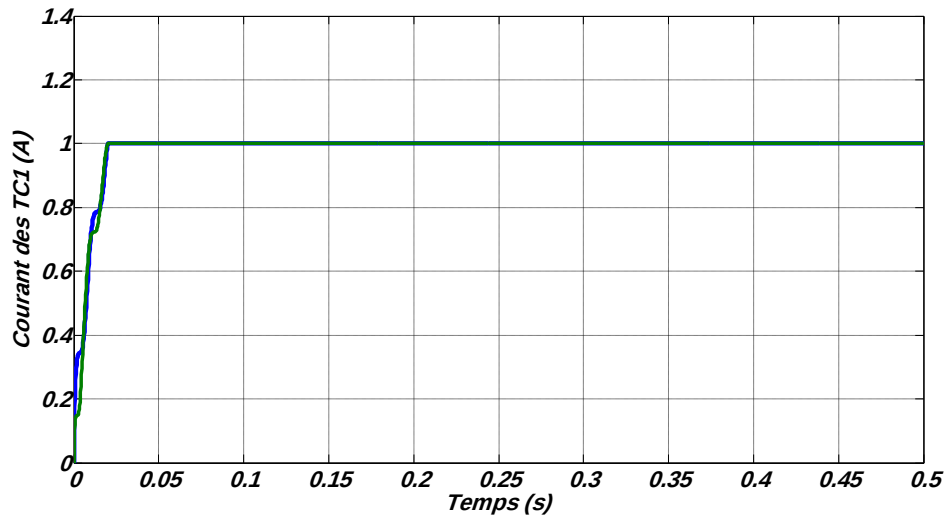


Figure (IV.22) Courant des TC1 pour la phase A.

2. Défauts externes :

La protection différentielle ne réagit pas parce que le coefficient du relais est inférieur à la valeur Pick-up et aussi le courant du TC1 est égal au courant du TC2 donc le courant différentiel I_d tend vers zéro $I_d \cong 0$. voir figure IV.22.

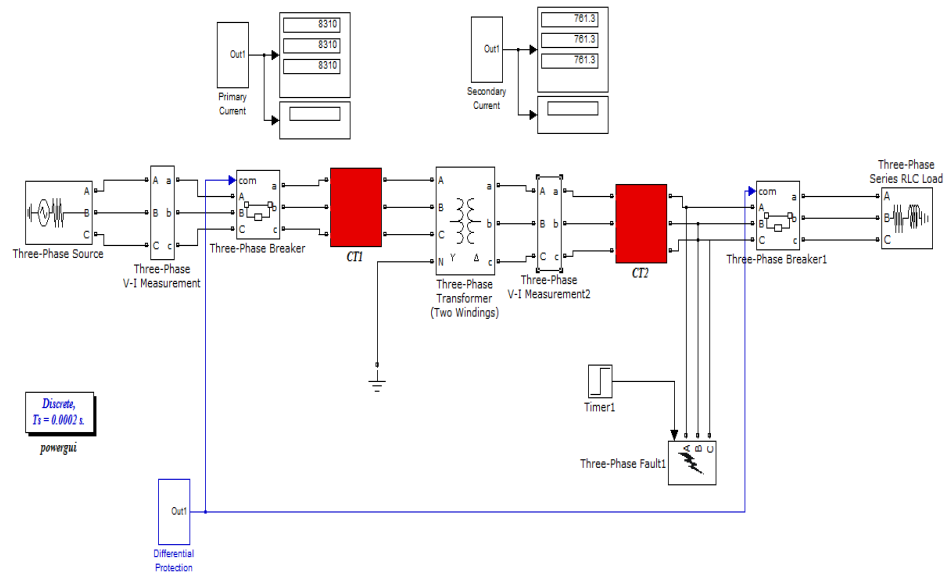


Figure (IV.23) Modèle de défaut externe.

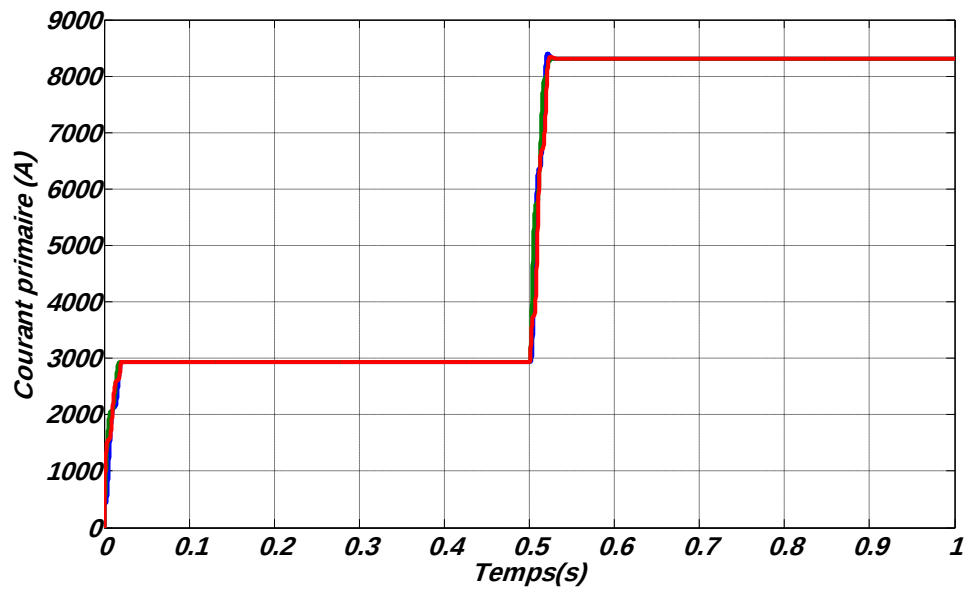


Figure (IV.24) Courant primaire du transformateur de puissance (défaut externe).

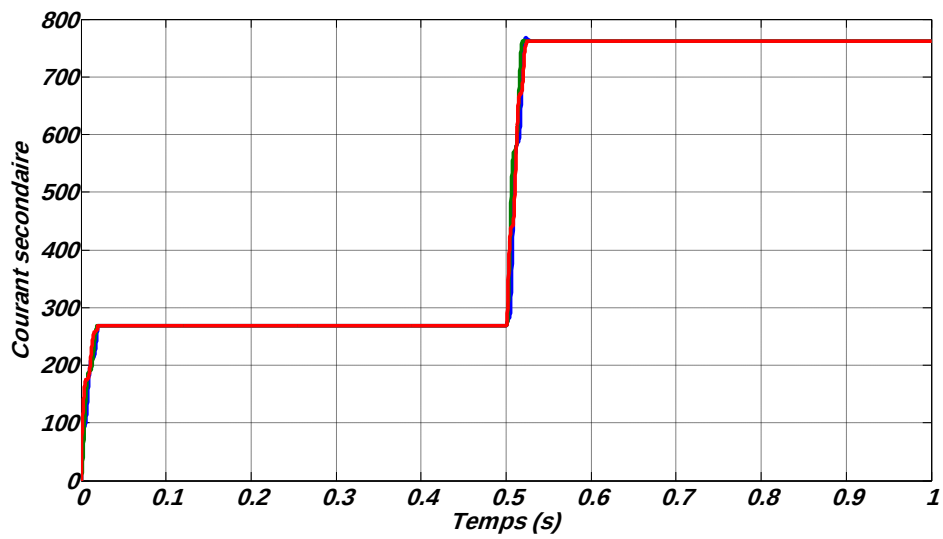


Figure (IV.25) Courant secondaire du transformateur de puissance (défaut externe).

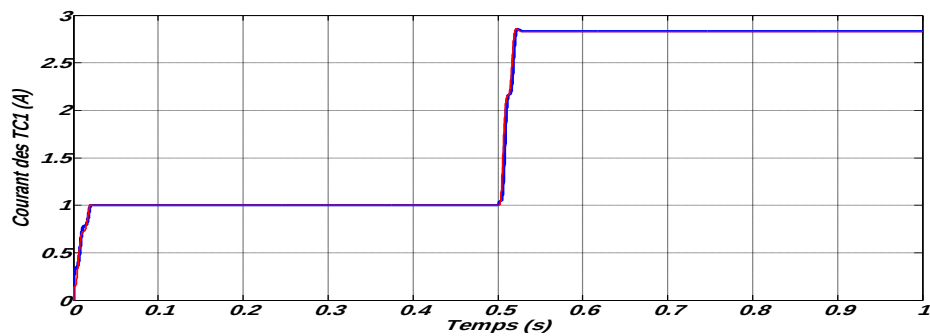


Figure (IV.26) Courant des TC1 pour la phase A (défaut externe).

Le diagramme de la figure (IV.25) montre que la différence entre les deux (02) courants des TC1 et TC2 est petite et aussi inférieur au courant du relais différentiel, ce qui donne l'inhibition de la protection.

3. Défauts internes :

Deux (02) types de court-circuit se présentent pour les défauts internes, nous avons le court-circuit triphasé et le court-circuit biphasé.

3.1 Défaut triphasé :

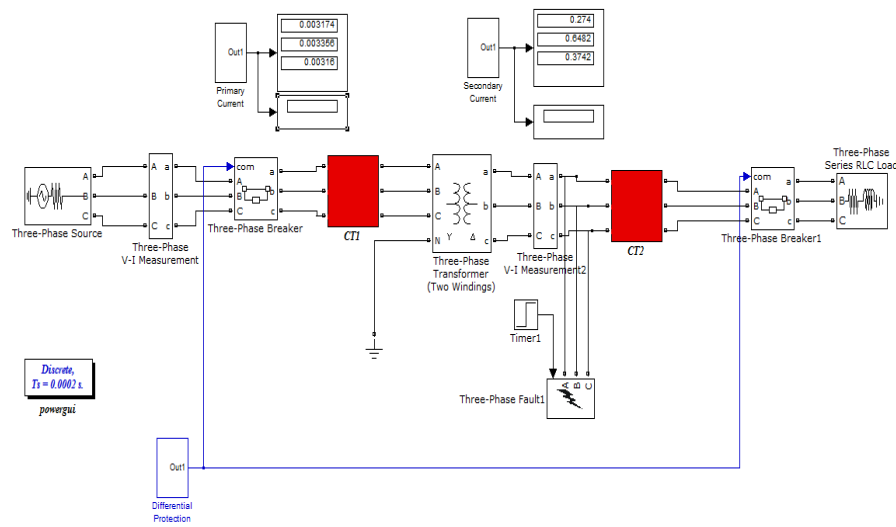


Figure (IV.27) Modèle de défaut interne (3Ph-G).

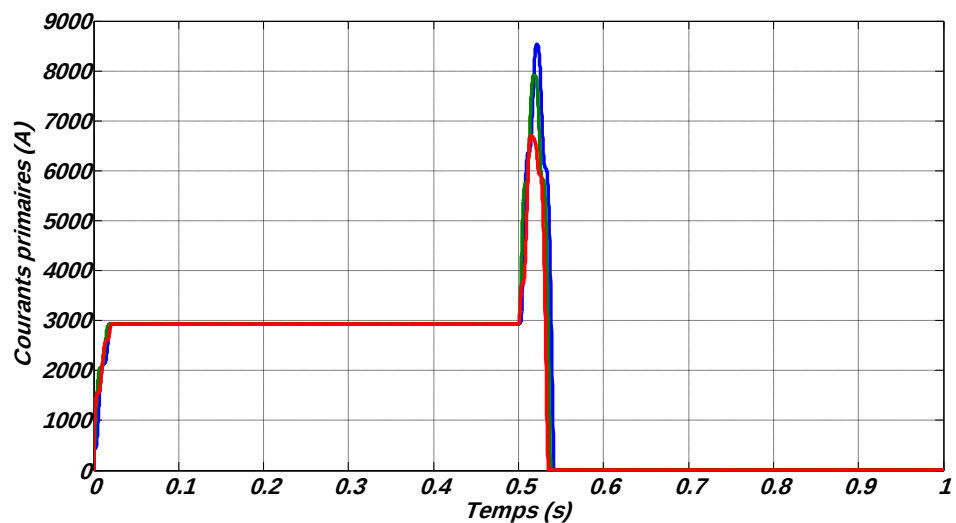


Figure (IV.28) Courants primaires du transformateur de puissance T3 (défaut interne).

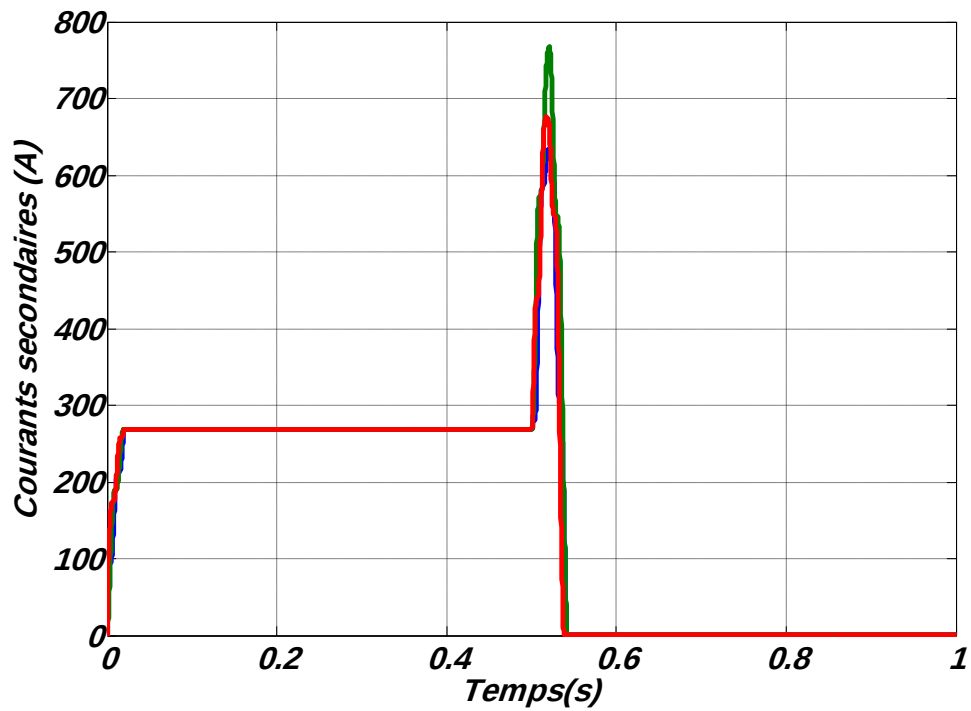


Figure (IV.29) Courants secondaires de transformateur de puissance T3 (défaut interne).

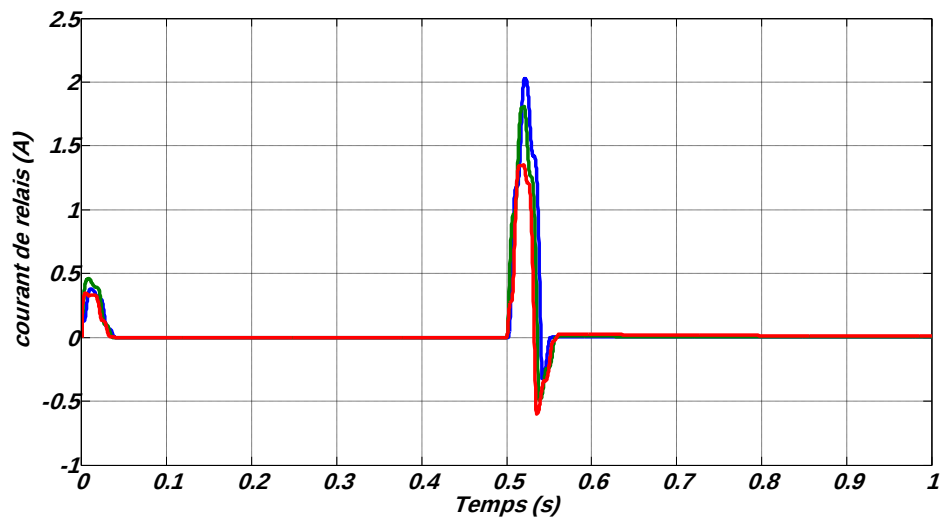


Figure (IV.30) Formes des ondes du courant de fonctionnement du relais (défaut interne).

Le diagramme de la figure (IV.29) montre que la différence entre les deux (02) courants des TC1 et TC2 est importante et aussi supérieur au coefficient du relais différentiel, donc la protection fonctionne.

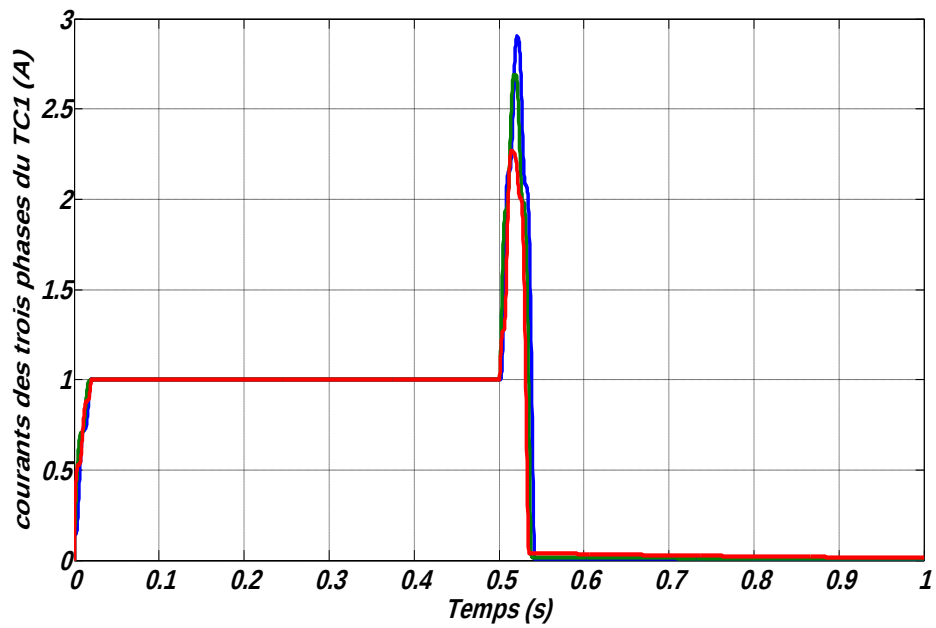


Figure (IV.31) Formes de sondes des courants des trois phases du TC1 (défaut interne).

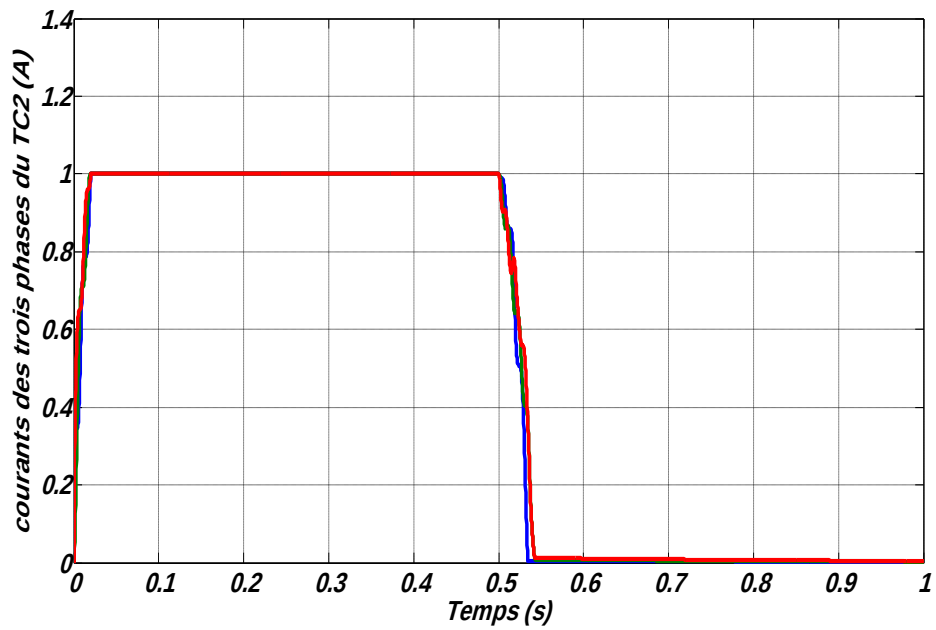


Figure (IV.32) Formes des ondes des courants des trois phases du TC2 (défaut interne).

3.2 Défaut biphasé :

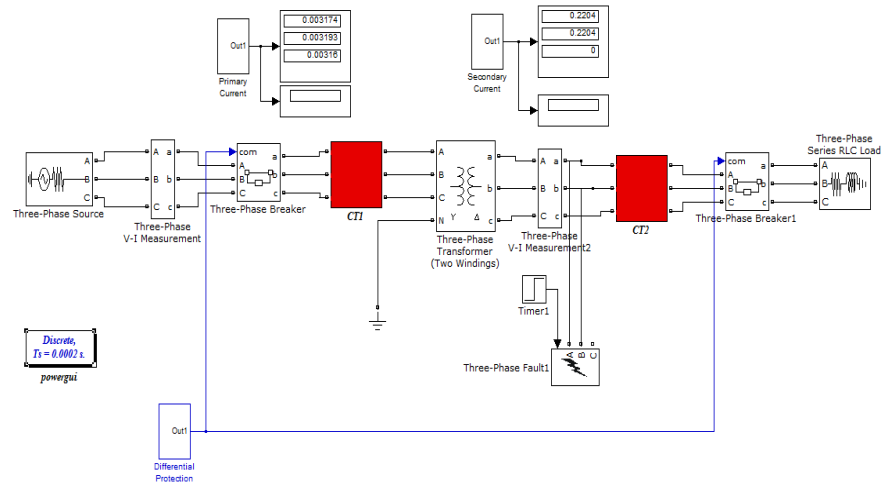


Figure (IV.33) Modèle de défaut biphasé (défaut interne).

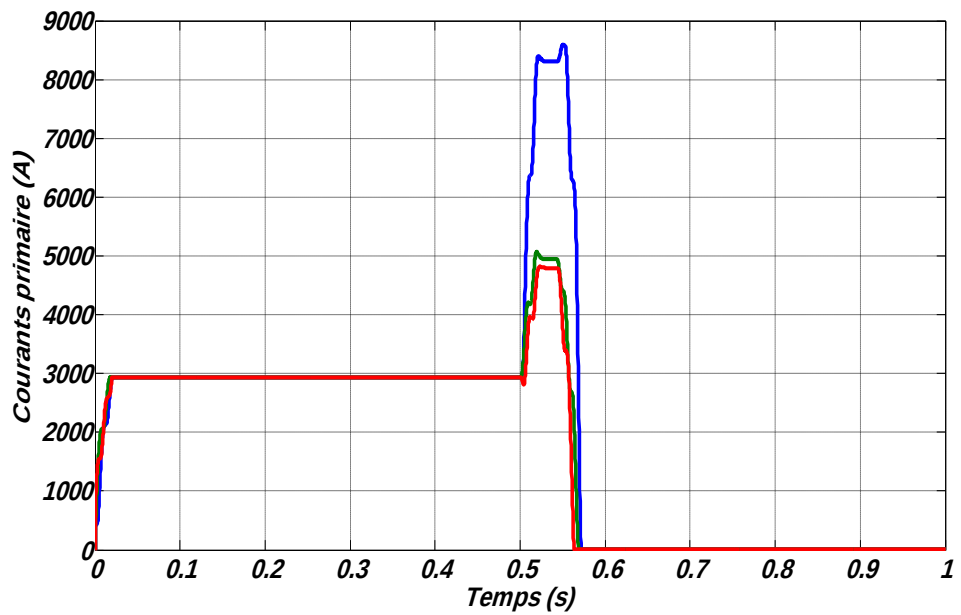


Figure (IV.34) Courants primaire du transformateur de puissance (défaut interne)

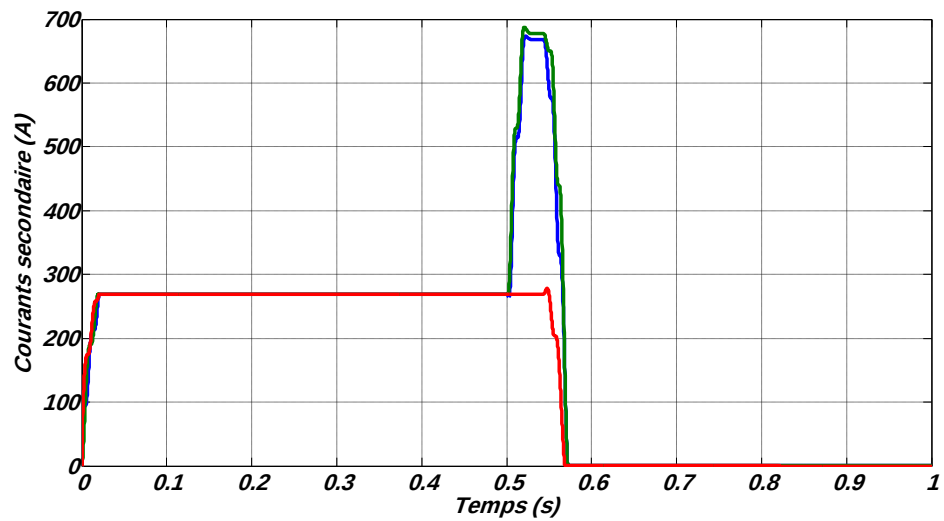


Figure (IV.35) Courants secondaire de transformateur de puissance T3(défaut interne).

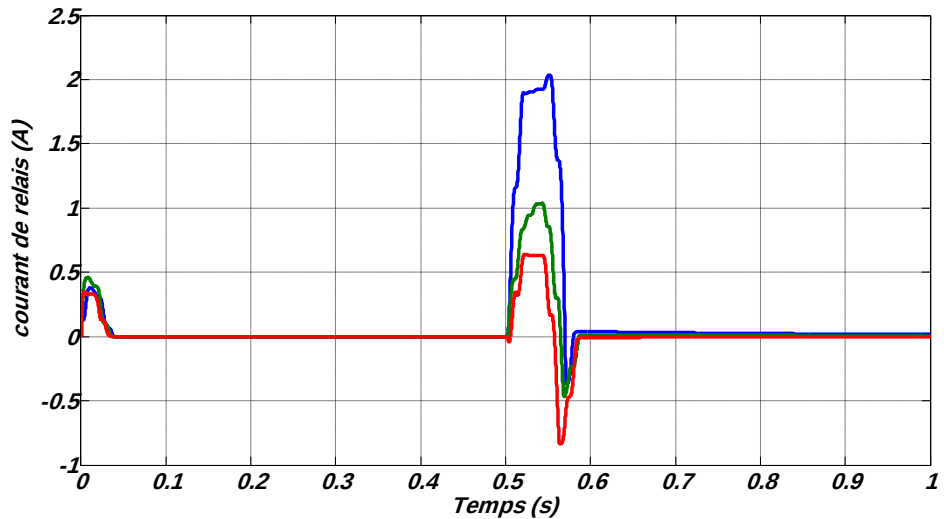


Figure (IV.36) Formes d'ondes de courant de fonctionnement du relais (défaut interne).

4. Courant d'appel :

Le courant d'enclenchement ou bien le courant d'appel est synonyme de la surintensité transitoire qui se produit lors de la magnétisation du transformateur durant sa mise en service.

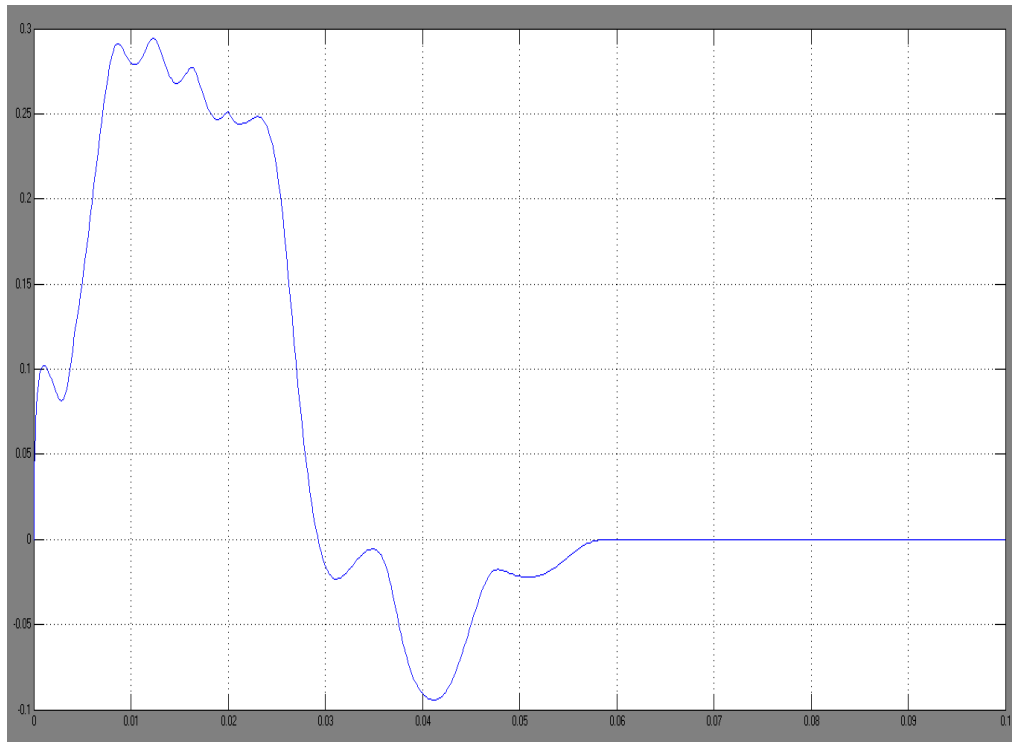


Figure (IV.37) Courant d'appel pour la phase A.

Dans ce cas du courant d'appel, la protection différentielle ne fonctionne pas, vu que la différence de courant est très faible et négligeable comme le montre la figure IV.36.

Cela signifie qu'il n'y a pas de condition défectueuse mais un état anormal.

Le relais numérique 745 GE bloque la protection différentielle lors de la mise en service du transformateur pour éviter un déclenchement pour cause de courant d'appel.

Le schéma du logigramme de fonctionnement du relais 745GE utilise des portes logiques afin de satisfaire ces conditions.

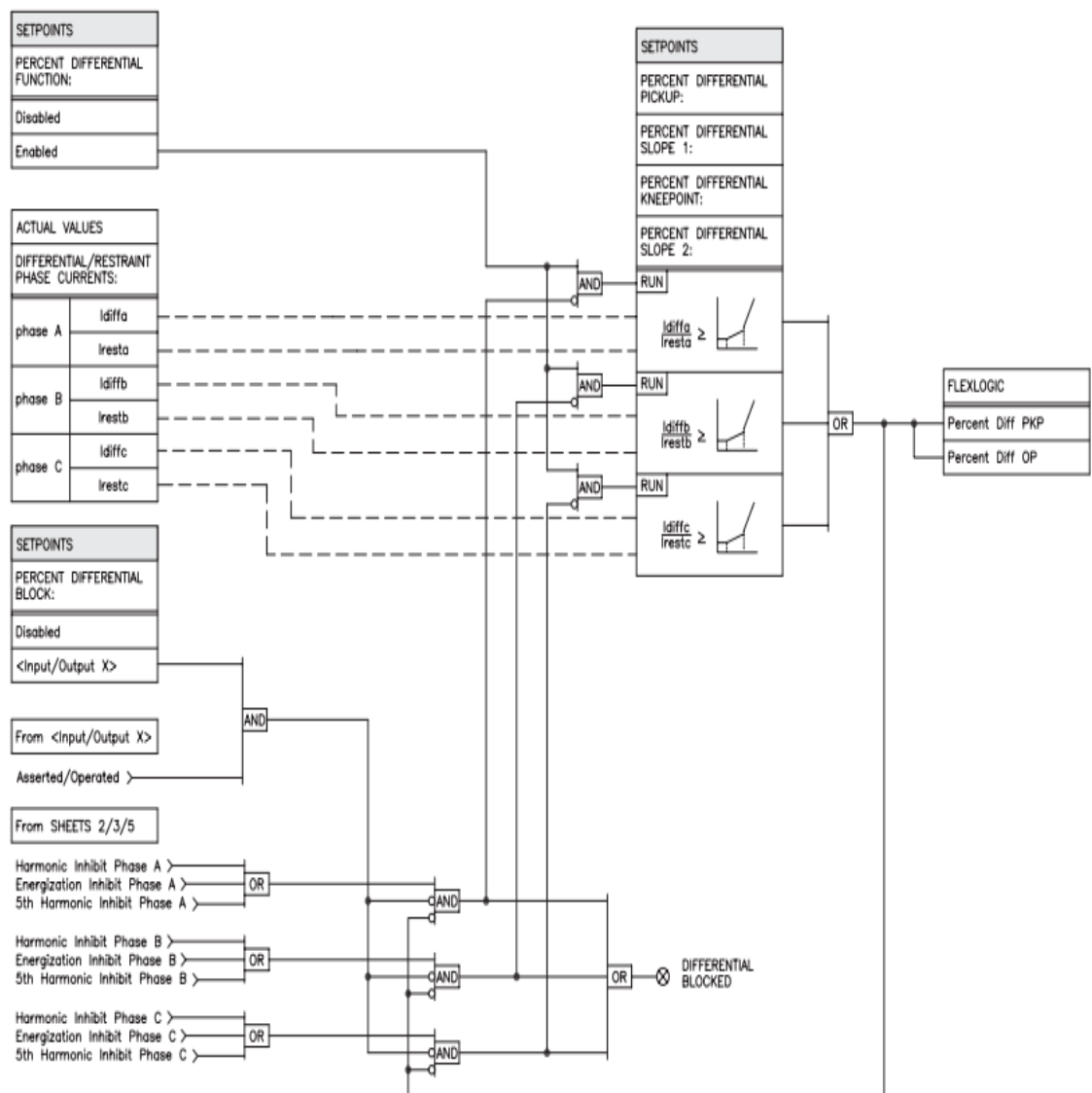


Figure (IV.38) Logigramme de fonctionnement de la protection différentielle.

IV.5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons développée méthode de calculs des courants de court-circuit dans différentes zones et les valeurs de réglage de la protection différentielle suivis des résultats obtenus par simulation avec le logiciel MATLAB Simulink.

CONCLUSION GENERALE

Afin de limiter les dégâts matériels et humains que peuvent causer les défauts électriques d'un équipement comme le transformateur de puissance et afin d'éviter des répercussions économiques, il est indispensable de mettre hors tension le plus rapidement possible l'élément du réseau en défaut. Cette opération est confiée aux systèmes de protection.

Dans ce mémoire, nous avons justement, élaboré et développé la constitution, les concepts fondamentaux et la maintenance des transformateurs de puissances pour pouvoir réaliser et appliquer la protection différentielle avec simulation et les résultats montrent à quel point, la protection numérique est rapide, efficace et fiable.

Des résultats obtenus, nous trouvons la meilleure protection pour les défauts qui peuvent affecter les transformateurs sont la protection différentielle dans le guide de notre travail, qui tourne autour de cette protection parce que les transformateurs de puissance est les plus chers dans le réseau électrique.

L'étude effectuée à SONATRACH EXPLORATION /DP/T.F.T, m'a permis de mettre en pratique mes connaissances théoriques et de se familiariser avec les équipements et installations électriques. J'espère que ce travail servira d'apports et d'outils d'améliorations.

L'électricité est une forme propre de l'énergie par excellence.



Bibliographiques

- [1] Jean Sanchez, « Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance » université Grenoble alpes, 2011.
- [2] Livre Electrotechnique, Real-Paul Bouchard, Guy Olivier Presses internationales Polytechnique 1999.
- [3] Z. Mohamed, « Etude protection des réseaux électriques mt 30 & 10 kv », mémoire de magister université de Constantine. Juillet 2010
- [4] Pauwels international service « formation générale sur les transformateurs
- [5] B Abd Errazzak. G Moussa . Modélisation et simulation de la protection différentielle d'un transformateur de puissance. memoire master 2014 university el-oued
- [6] M. S Nassim " Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous." 2017. UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
- [7] power and productivity for a better world ABB 91-205 Distribution Transformers Łódź Pologne
- [8] B. M Weed y , "Electric Power Systems", 3rd éd., John Wile y & Sons Ltd., London, 1979.
- [9] H. BENCHIKH EL HOCINE, « Protection Etage MT », Institut de Formation en Electricité et Gaz (IFEG), Centre Ain M'lila, Groupe SONELGAZ, Décembre 2009.
- [10] S. THEOLEYRE, « Les Techniques de Coupure en MT », Cahier technique N°193, Schneider Electric.
- [11] S. MEDJMADJ & A. BPUKHALFA, « Surveillance des Transformateurs de Puissance: Approche de la Redondance Matérielle et Quelques Extensions », 4th International Conference on Electrical Engineering 07 - 08 november 2006.

- [12] M.MOHMED DJILANI, «Power System Protection» Volume 1, Direction de la Production et du Transport d'Electricité , février 2009
- [13] R.C. Dugan and T.E. McDermott, "Distributed generation. IEEE Industry Applications", Magazine, 8(2):19-25, 2002.
- [14] "Report on Renewable Energies" . Rapport ETSO, Bruxelles, Décembre 2003.
- [15] L .Djamel PRODUCTION DE CENTRALISEE ET COUPLAGE AU RESEAU DOCTORAT D'ETATUNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE Année 2008
- [16] P. Bornard, M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement", Techniques de l'Ingénieur, traite GénieElectrique D 4 090, 1993.
- [17] " Description physique du réseau ",Référentiel technique NOPRES_46E,EDF, 2005.
- [18] M. Eremia, J. Treca, A. Germond, " Réseaux électriques, aspects actuels", EdituraTehnica, Bucarest, Roumanie, 2000.
- [19] J.A Lopes, "Integration of dispersed generation on distribution networks impact studies". In IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, volume 1, pages 323-328, 2002.
- [20] Electric Transmission and Distribution Reference", Westinghouse Electric Corporation, Book, 4théd. ,East Pittsburgh, Pa., 1964.
- [21] M. LAMI, « Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique », Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [22] «Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique » Volume 1, Electricité de France (EDF), février 2003.
- [23] C. CLAUDE & D. PIERRE,« Protection des Réseaux de Transport et de Répartition» Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.
- [24] S. Y. LEUNG, A. SNIDER & S. M. WONG, « SF6 Generator Circuit Breaker Modeling » International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on 19-23 juin 2005.

[25] Z. GAJIC, I. IVANKOVIC & B. FILIPOVIC, « Differential Protection Issues for Combined Autotransformer - Phase Shifting Transformer », IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, april 2004.

[26] B. Raison, " Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques (Cours pour une formation destiné à l'ADEME) " Service d'Electrotechnique – Faculté Poly technique de Mons, 5/7/2001.

[27] M. Fontela, T.T.Ha Pham, C. Andrieu, Y. Besanger, S. Bacha, N. Hadjsaid, "Distributed Generation as a means to increase system robustness". Deliverable D1.3 of ENK5-CT-2002-00673 Projet Européen CRISP.

[28] VOLUME 5B generators panel, TAB4 protection relays SONATRACH TFT.

[29] Document réf. Transformateur.odt, version du 8 fév. 2007

de puissance GRTE octobre 2008 ».