

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA
كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie
قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Mention Électrotechnique Spécialité

Machine Électrique

Présenté par :

El Hadj Tahar Aness

&

Kerkar Reda

Étude et simulation de la protection d'un
transformateur de puissance

Promoteur : Akhrib Djamel

Année Universitaire 2021-2022

Remerciement :

Tout d'abord, je tiens à remercier profondément le Dieu, le tout Puissant de m'avoir donné le courage, la patience, la volonté ainsi que la santé pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements et mes sincères reconnaissances à **DR Akhrib Djamel et Mr Abassi Mohamed**, pour sa disponibilité, ses conseils judicieux, ses directives et ses orientations concernant le travail proposé.

Je remercie les membres du jury qui ont fait l'honneur de participer au jugement de ce travail.

Je tiens aussi à remercier profondément les étudiants du département d'électrotechnique ainsi que les fonctionnaires de l'administration.

Mes remerciements sont destinés aussi à toute ma famille, et tous mes amis pour leur aide et leur soutien.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

ملخص:

يجب أن تضمن الشبكة الكهربائية التناسق الوظيفي لكل من (الإنتاج، النقل، الإستهلاك) وتفعيل التعديلات التي تهدف إلى ضمان إستقرار الكل. تستخدم محولات الطاقة بشكل أساسي لتسهيل نقل الكهرباء لمسافات طويلة. هناك عيوب في المحولات لهذا السبب وضعت شركات الشبكة خطة حماية. نقدم في هذه المذكرة مختلف أنواع الحماية لهذا الجهاز الكلمات المفتاحية: محول الطاقة، الحماية، أجهزة الحماية،

Résumé :

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production _transport_ consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble . Le transformateur de puissance il sert essentiellement à faciliter le transport de l'électricité sur les longues distances il existe des défauts au niveau d'un transformateur. C'est pour ça les sociétés de réseaux réalisé un plan de protection.

On présenté dans cette mémoire la protection de ce dispositif.

Mot clés : Transformateur de puissance, protection , relais

Abstract : an electrical network must also ensure thé dynamic management of all production _transport_consumption. implementing adjustments aimed at ensuring thé stability of the Whole. The power transformers are mainly user to facilitate the transmission of electricity over long distances there are faults in a transformer. That's why the network companies made a protection plan.

We present in this thesis the protection of these devices.

Keyword : power transformer ; protection, relay

Sommaire

Introduction générale :

Chapitre I Généralités sur le transformateur de puissance	2
Le transformateurs de puissance :.....	Error! Bookmark not defined.
1.1 Introduction :.....	2
1.2 _ L'utilisation des transformateurs de puissance	2
1.2.1_ Le transport d'énergie électrique :.....	2
1.2.2_ La distribution électrique :.....	3
1.3-Types de transformateurs.....	3
1.3.1-technologie à colonnes :.....	3
1.3.2-technologie cuirassé :.....	4
1. 4_principe de fonctionnement :.....	4
1.4.1-principe général :.....	4
1.4.2-shéma électrique équivalent :.....	5
1. 5_circuit magnétique :.....	6
1.5.1-type à colonnes :	7
1.5.2-type cuirassé :.....	7
1.6-Bobinages.....	7
1.6.1-Les bobinages concentriques :.....	7
1.6.2-Les bobinages en galettes :.....	8
Les bobinages mixtes :	8

1.7-Enroulement.....	8
1,9 Isolation des transformateurs.....	9
1,9,1 Isolation solide.....	10
1,10 Régleur hors tension.....	10
1,11 Modes de refroidissement des transformateurs.....	11
1-12Couplage.....	12
Chapitre 2.....	14
Défauts des Transformateurs et leurs systèmes de Protection.....	14
II-1 Introduction.....	15
II-2 Types de défauts dans les transformateurs.....	15
II-2-1 les défauts externes :.....	15
A) Les court-circuit :.....	15
1) cause des court-circuit :.....	15
2) conséquences des court-circuit sur les transformateurs de puissance :.....	15
B) les surcharges :.....	17
C) Les surtensions :.....	18
II-2-2 Les défauts internes :.....	19
A) diélectrique :.....	19
B) électrique :.....	22
B – 1) point chaud interne au transformateur.....	22
B -2) Coupure du circuit électrique :.....	22
C) MÉCANIQUE :.....	22
C-1) déformation géométrique des enroulements :.....	22
II-3) Protection des transformateurs :.....	24
II-3-1) protection externe.....	24
II-3-1) Protection contre les surtensions.....	24
A) Les éclateurs.....	24

B) les parafoudres	25
II-4) Protections internes	28
II-4-1) Protection différentielle	28
II-4-6 Protection par Thermomètre de T° d'Huile	37
Chapitre Test diagnostic et surveillance de transformateurs de puissance.....	40
III-1-Introduction.....	41
III-2-Impacts négatifs sur la durée de vie espérée d'un transformateur	41
III-3-Tests et mesures correctives pour prolonger la durée de vie attendue d'un transformateur.....	41
III-4-Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation	42
III-4-1-Objectif de la mesure	42
III-4-2- Principe.....	42
III-5-Mesure de la résistance d'enroulement et vérification du CPeC	43
III-6-Mesure du rapport de transformation (TTR).....	45
III-7- Mesure du courant de magnétisation.....	46
III-8- Mesure de la tension de court-circuit/réactance de fuite.....	47
III-9- Mesure de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL).....	49
III-10- Démagnétisation.....	50
III-11- Analyse de la réponse au balayage en fréquence (SFRA).....	51
III-12- Analyse de la réponse diélectrique (en fréquence).....	53
III-13- Analyse des décharges partielles	54
III-14- Localisation des décharges partielles.....	55
III-15- Surveillance et mesure en ligne des décharges partielles	56
III-16- Technique d'analyse d'huile :	58
III-17- La technique de la Thermographie.....	60
Conclusion.....	61
Chapitre Simulation des Protections d'un Transformateur de Puissance en utilisant le PSCAD/EMTDC.	62

IV-1 Introduction :	63
IV-2 Caractérisation des composants PSCAD utilisés :	64
IV-3 Protection Différentielle de transformateur :	70
IV-4 Modélisation de la Protection différentiel de transformateur :	72
IV-5 Protection à maximum de courant :	85
IV-6 Conclusion :	91
Conclusion générale.....	92
Références Bibliographiques.....	93

Figure II-7 : Coupure suite à la fusion d'un conducteur.....	23
Figure II-9 : éclateur MT avec tige anti-oiseau.....	25
Figure II-10 Parafoudres au SIC.....	26
Fig. II-11- parafoudre à oxyde de zinc (ZnO).....	27
Figure II-13 : protection différentielle à défaut	29
Figure II-14 : protection différentielle à Défaut externe avec erreurs linéaires des Tc.....	30
Figure II-15 : Protection différentielle à défaut intérieur avec erreurs linéaires des TC	31
<i>Figure II-16 : Protection différentielle à haute impédance</i>	<i>31</i>
Figure II-17 : Protection différentielle à pourcentage	31
Fig. II-18 Protection de masse cuve.	32
Figure II-19 : schéma illustré la fonctionnement de Relais BUCHHOLZ.....	33
Figure II-21 : Appareil DGPT.....	35
Figure II-22 : schéma de principe de DGPT	35
Figure II-23 : soupape de surpression.....	37
Tableau III-1: défauts de diélectrique.....	58
Tableau III-2 : défauts du circuit magnétique	59
Tableau III-3: défauts Mécanique	59
Tableau III-4 : défauts du circuit électrique.....	60
Figure III-1 : Exemple de thermographie infrarouge sur une connexion mal boulonnée.....	60
Figure IV.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.	63
Figure IV.2 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.	64
Figure IV.3 : Disjoncteur triphasé.	65
Figure IV.4 : Le modèle de transformateur dans PSCAD.....	66
Figure IV.7 : Modèle du Transformateur du Courant.....	68
Figure IV.8 : Module de mesure.....	69
Figure IV.9 : Configuration du Bloc FFT.	70
Figure IV.10 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle.	71

Figure IV.11 : Module de la Protection Différentielle.....	71
Figure IV.12 : Modèle de simulation.....	72
Figure IV.13 : Étape de traitement des signaux d'entrés.....	73
Figure IV.14 : Défaut Phase-Terre (A-G)	Error! Bookmark not defined.
Figure IV.16 : Défaut monophasé A-G	76
Figure IV.17 : Défaut biphasé (BC_G).....	79
Figure IV.18: Défaut triphasé (ABC).....	82
Figure IV.19: Défaut Monophasé (A-G) externe	84
Figure IV.20 : Protection maximum de courant à temps constant.....	86
Figure IV.21 : Protection maximum de courant à temps inverse.....	87
Tableau IV.4 : Paramètres de réglage des Protection à maximum de courant.....	88
Figure IV.22 : Formes de courant de défaut et Top de déclenchement de la Protection MAX I Instantanée.....	89
Figure IV.23 : Formes de courant de défaut et Top de déclenchement de la Protection MAX I Surcharge	90

Listes des acronymes et abréviations

AC : courant alternatif

U1 : tension primaire

U2 : tension secondaire

I1 : courant primaire

I2 : courant secondaire

I0 : courant à vide

N1 : nombre de spire des enroulements primaire

N2 : nombre de spire des enroulements secondaire

R1 : Résistance de l'enroulement primaire

R2 : Résistance de l'enroulement secondaire

Xl1 : inductance de fuites des enroulements primaire

Xl2 : inductance de fuites des enroulements secondaires

RC : pertes fer

Xm : réactance magnétisante

HT : haute tension

MT : moyenne tension

BT : basse tension

CM : Circuit magnétique

N : ventilation Naturelle

F : ventilation Forcée

Y : couplage étoile

D : couplage triangle

ZnO : oxyde de zinc

DGPT : détecteur gaz, pression et température
QM ou DM : cellule de protection
CPeC : l'état du changeur de prises en charge
TTR : rapport de transformation des transformateurs
DP : Décharge partielle
UHF : ultra haute fréquence
CTP : Coefficient de température positive
DGA : Analyse des gaz dissous
S1 : Source
OFF : (ouvert) - 1.
ON : (fermé) - 0.
FFT : Fast Fourier Transform
A-G : . Défaut monophasé
BC_G : Défaut biphasé
ABC : Défaut triphasé
TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.
I : Courant de Défaut.
I_p : Valeur de réglage de courant d'excitation.
A, B, K, p : Constants de la caractéristique

Introduction générale

Introduction générale :

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électrique exploitées à différents niveaux de tension connectées entre elles dans des postes électriques . Les postes électriques permettant de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Il existe deux types de transformateurs. Les transformateurs élévateurs qui sont utilisés pour le transport de l'énergie électrique des centrales électrique vers les différents consommateurs. Cela nécessaire pour des réseaux économiques (utilisation de câblage à sections réduit plus réduction des pertes par effet joules).

Les transformateurs abaisseurs sont utilisés dans les réseaux de distribution afin de ramener l'énergie électrique à des niveaux de tension domestiques ou industrielles .

Durant le transport et la distribution de cette énergie il peut y avoir des pannes ou défauts dans les transformateurs qui vont avoir des répercussions négatives sur les différents consommateurs de cette énergie électrique.

Notre travail a été divisé en quatre chapitres.

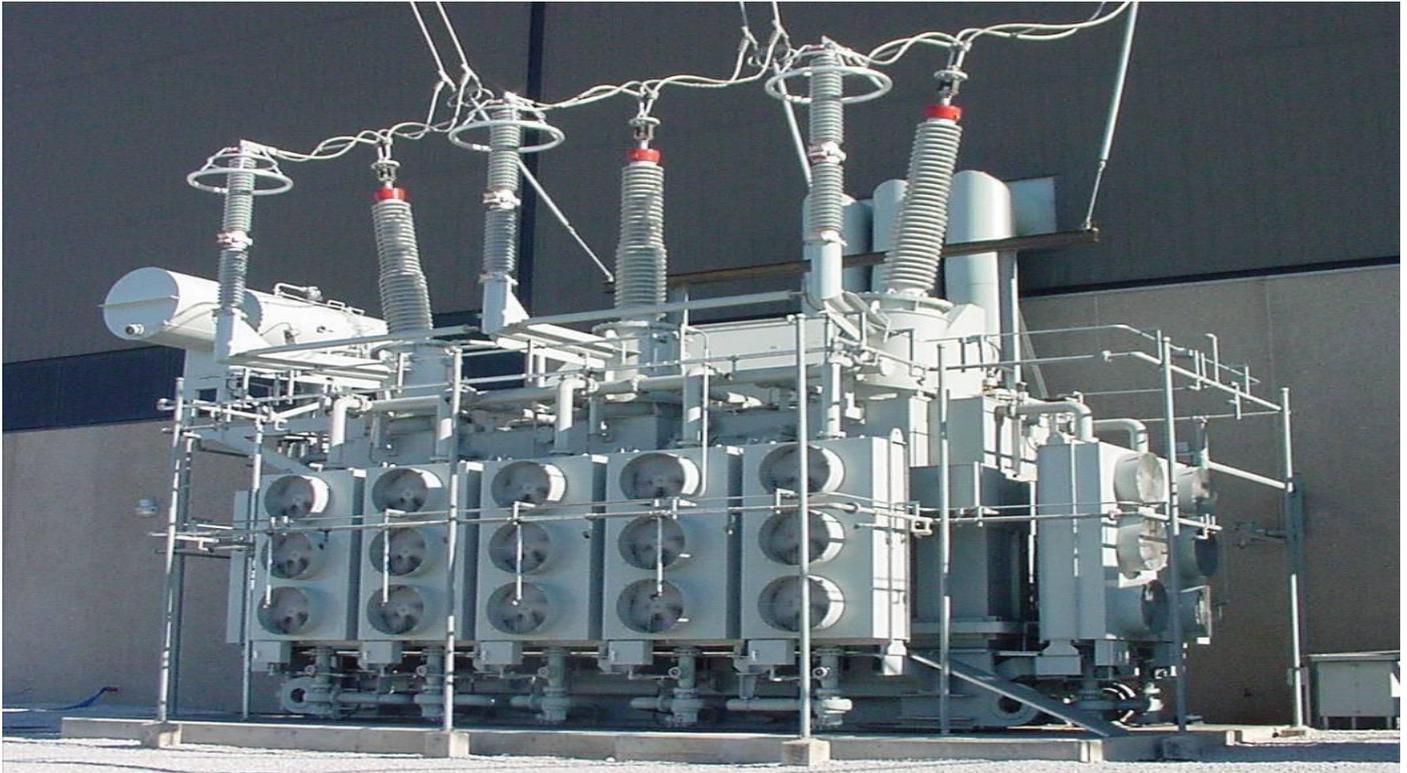
Le 1ère chapitre traite des généralités sur les transformateurs .

Dans le 2ème chapitre les différents défauts qui peuvent apparaître dans les transformateurs ainsi que les systèmes de protections sont présentés.

Dans le troisième chapitre traité des de diagnostic et surveillance de l'état de fonctionnement des transformateurs de puissance.

Chapitre 01 :

Le transformateurs de puissance



1.1 Introduction :

Le transformateur de puissance : Appareil statique à deux enroulement ou plus ,par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes de même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique norme (IEC60076_1,2000). Les transformateurs sont réversibles et permettant ,soit l'élévation, soit l'abaissement de la tension ;Un transformateur électrique permet de faire transiter la puissance électrique en courant alternatif (AC) depuis la centrale de production d'électricité jusqu'à son utilisateur finale avec un minimum de pertes, à différent niveaux de tensions. Le transformateur est l'élément du réseau qui permet le passage d'une tension alternative donnée à une autre : C'est un convertisseur.

1.2 _ L'utilisation des transformateurs de puissance :[1]

L'énergie électrique est transmise dès sources aux utilisateur, industriels ou domestiques , à travers un réseau électrique comprenant différents niveaux transformateurs ,des lignes et des disjoncteurs. Le réseau est classiquement découpé en trois parties principales : la production le transport et la distribution d'électricité.

1.2.1_ Le transport d'énergie électrique :

Lors de ce transport entre le point de production et le point de livraison, l'électricité connaît des pertes dont le volume dépend de la valeur du courant.

L'objectif premier des transformateurs de puissance dans les réseaux électrique est donc d'élever la tension à des niveaux élevés pour transporter l'électricité avec le minimum de pertes.

Par ailleurs, une haute tension dans l'ensemble du réseau poserait des problèmes de sécurité . L'usage des transformateurs de puissance est donc inévitable pour garantir à la fois la sécurité domestique et un transport d'électricité économique.

1.2.2_La distribution électrique :

La liaison entre le réseau de transport et le client final est généralement assuré par le réseau de distribution électrique. C'est un réseau de proximité dont les tensions sont moindres que celles du réseau de transport, et comprenant de nombreux transformateurs abaisseurs pour adapter la tension aux différents usagers.

Transformateurs abaisseurs : ils adaptent la tension de réseau électrique de transport ,220kv par exemple, aux différentes tensions des réseaux de distribution : 90kv,63kv,et 20kv. Ces transformateurs sont situés dans des postes de transformation.

Transformateur de distribution : ces transformateurs de faible (quelques centaines de kVa) sont en général utilisés pour abaisser la tension 20kv du réseau de distribution et l'adapter à un utilisateur final à des fins domestiques ou industrielles.

1.3-Types de transformateurs [2]

Il y a deux types principaux de transformateurs, le type cuirassé et le type à colonnes

Dans le type cuirassé on utilise un circuit magnétique à trois branches , et les enroulements sont autour de la branche centrale. Dans le type à colonnes , un circuit magnétique à deux colonnes est utilisé.

1.3.1-technologie à colonnes :

La technologie colonne constituée de bobinages de forme cylindrique qui entourent les noyaux du circuit magnétique.

Les enroulements haute tension et basse tension sont imbriqués l'un à l'autre.

Voir figure ci-dessous :

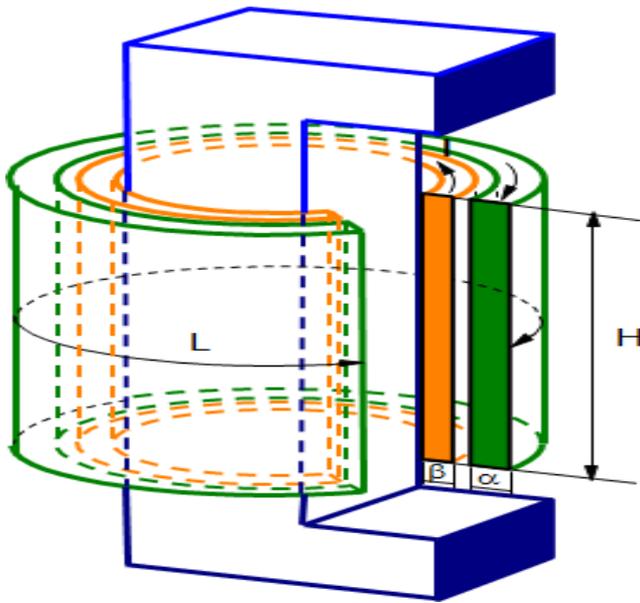


Figure 1.1 : Un bobine cylindrique entour à un noyau

1.3.2-technologie cuirassé :

La technologie cuirassé est composée d'enroulement haute tension et moyenne tension galettes qui sont entourés par le circuit magnétique.

Voir figure ci-dessous :

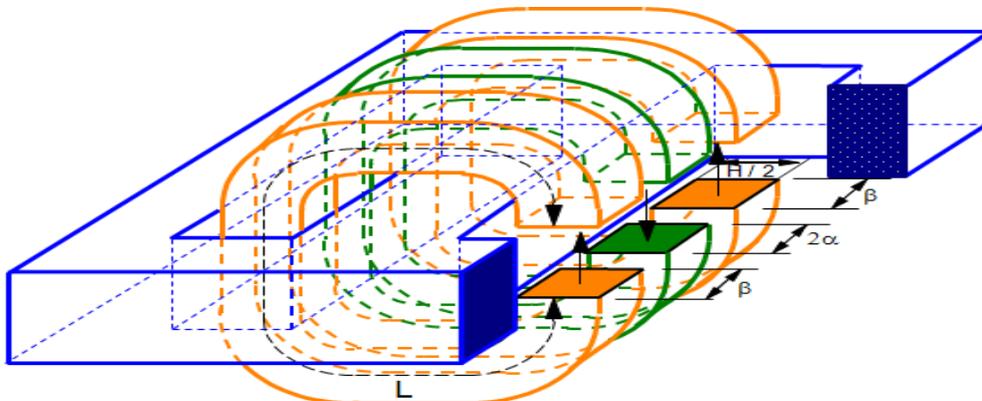


Figure 1.2 : enroulements entouré par le circuit magnétique

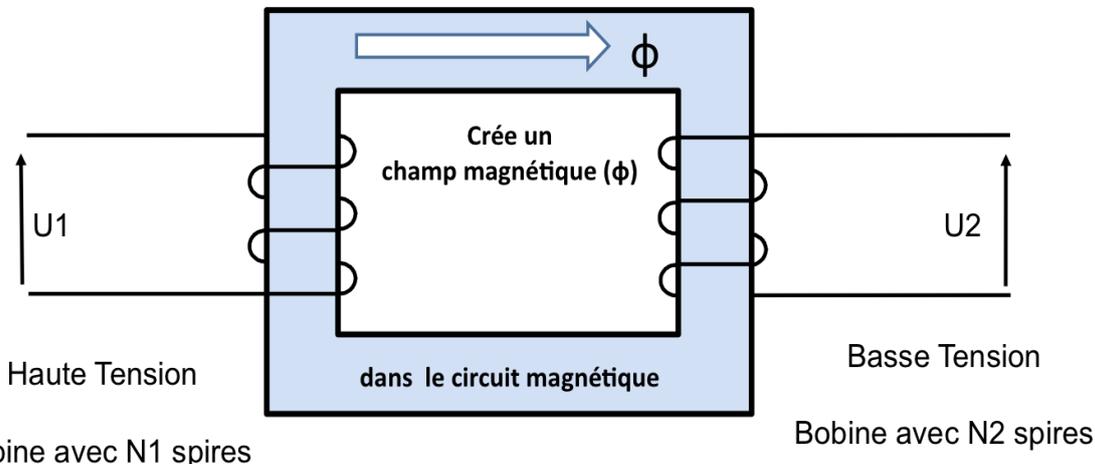
1. 4_principe de fonctionnement :[1]

1.4.1-principe général :

Pour assurer sa fonction, un transformateur est constitué d'enroulement primaire et secondaire couplés par un circuit magnétique qui canalise le flux créé par les enroulement

(figure4). Ces parties actives sont placées dans une cuve qui en assure le support mécanique et la protection.

La tenue aux contraintes diélectrique (basses et haute fréquences) doit être assurée, ainsi que l'évacuation des pertes.



Bobine avec N1 spires

Bobine avec N2 spires

Figure 1.3 : Schéma de principe d'un transformateur monophasé

1.4.2-shéma électrique équivalent :

Un transformateur réel. Monophasé, peut être électriquement modélisé selon la figure 5, issue de (KULKARNI & KHAPARDE,2004).

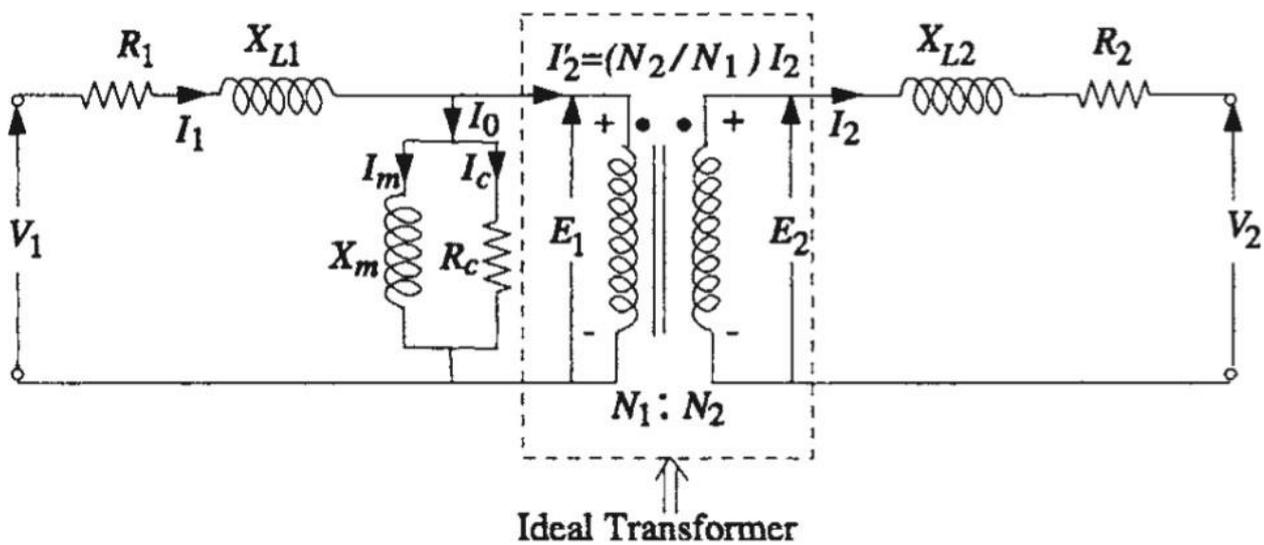


Figure 1.4 : Schéma électrique d'un transformateur réel

Avec :

V_1 et V_2	tensions primaire et secondaire
I_1 et I_2	courants primaire et secondaire
I_0	courant à vide
E_1 et E_2	tensions à vide idéales primaire et secondaire
N_1 et N_2	nombre de spires des enroulements primaire et secondaire
R_1 et R_2	résistance des enroulements primaire et secondaire
X_{L1} et X_{L2}	inductance de fuites des enroulements primaire et secondaire
R_c	pertes fer
X_m	réactance magnétisante

Tableau 1.1 : définition des grandeurs électriques.

1. 5_circuit magnétique :

Depuis plusieurs années les circuit magnétiques sont constitués de tôles magnétiques de fer laminés à froid , dites à (cristaux orientés)

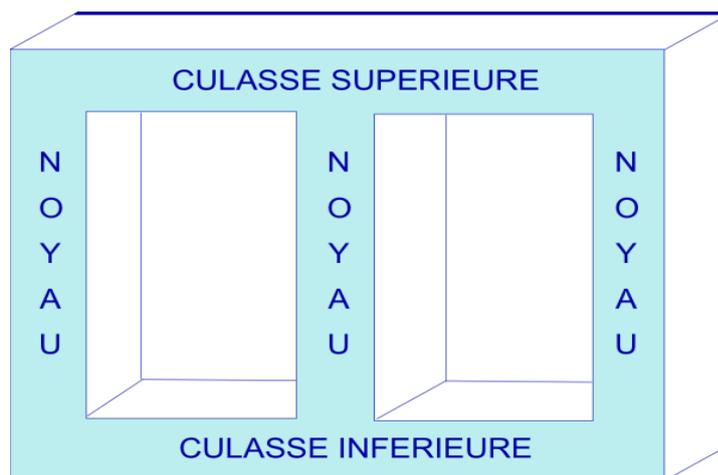


Figure 1.5: circuit magnétique triphasé à 3 colonnes.

Mécaniquement le circuit magnétique classique triphasé (figure 11) comporte 3 noyaux (parties verticales). Sur chacun deux est placée une phase (ensemble des enroulement d'un

élément monophasé). Ces noyaux sont réunis par des culasses supérieures et inférieures, qui referment le circuit ainsi le flux magnétique circulant dans le circuit magnétique à un chemin préférentiel fermé, de réluctance faible. Tout entrefer étant proscrit, son montage qui est manuel requiert un savoir faire particulier.

1.5.1-type à colonnes :

C'est le circuit magnétique le plus utilisé. Informé de 3 noyaux réunis par 2 culasse. Chaque noyau porte un enroulement primaire et un enroulement secondaire correspondant à chaque phase. L'avantage de la carcasse à colonnes est sa légèreté mais il admet une perte de flux.

1.5.2-type cuirassé :

Le circuit magnétique est formé de 5 colonnes ou 5 noyaux (figure 12) réunis par deux culasses. Seuls les trois noyaux centraux portent les enroulements du transformateur. Le type cuirassé favorise la bonne circulation de flux mais il est lourd.

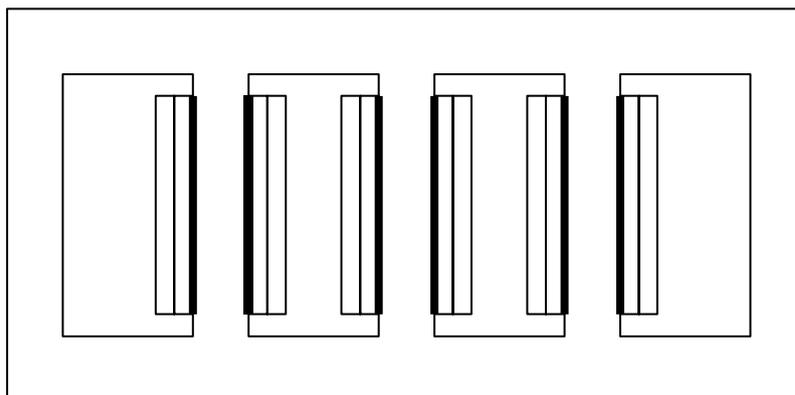


Figure 1.6 ::circuit magnétique à cinq colonnes

1.6-Bobinages [3]

Le réalisation des bobinages s'effectue sous plusieurs formes, on trouve :

1.6.1-Les bobinages concentriques :

Les enroulements sont constitués de deux bobines cylindriques concentriques.

1.6.2-Les bobinages en galettes :

Les enroulements sont constitués de galettes superposées alternées appartenant successivement au primaire et au secondaire, et séparées les une des autres par une rondelle isolante.

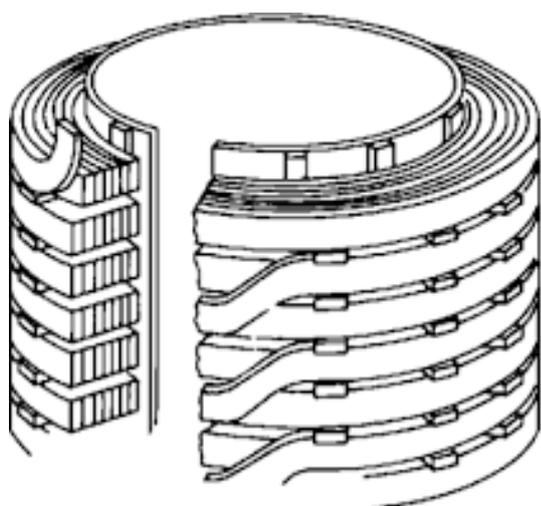


Figure 1.7 :bobinages en galettes.

Les bobinages mixtes :

C'est un mélange entre deux premiers bobinages (galette est concentrique),le bobinages est concentriques mais l'enroulement HT est en galette.

1.7-Enroulement [1]

Sur la figure 8 on peut observer un enroulement seul avec plusieurs spires qui seront connectées par la suite aux connexions finales du transformateur .

Pour une phase d'un transformateur donné il y'a un enroulement par niveau de tension considéré : Un basse tension (**BT**) et un haute tension (**HT**),avec parfois un moyenne tension (**MT**) supplémentaire. Ces différent enroulement sont imbriqués les un dans les autres avec généralement l'enroulement basse tension à l'intérieur et les enroulement de niveaux de tensions supérieurs de façon croissante vers l'extérieur ; comme sur la coupe de demi enroulement de la figure 9. L'ensemble de ces enroulement constituant une phase est installé sur les noyaux du circuit magnétique(**CM**)



Figure 1.8 : Enroulement de transformateur

Les enroulements sont généralement en cuivre isolés papier (en plus de l'huile isolante entours et relèvent des caractéristiques techniques d'un appareil donné.

1,8 la cuve

La cuve sert de réservoir d'huile dans les transformateurs immergés. Elle est généralement en tôles pliées pour former des ondes qui favorisent l'échange thermique avec l'extérieur. La profondeur et la période de ces ondulations dépendent de la puissance du transformateur. La cuve joue le rôle d'isolation en empêchant l'accès aux parties actives du transformateur. Le circuit magnétique est isolé de la cuve, qui est elle-même reliée à la terre.

La cuve est généralement en tôle d'acier à joints soudés ou boulonnés. On distingue deux types de cuve :

- **Cuve classique** : Partie active fixée au couvercle.
- **Cuve à cloche** : Partie active maintenue en fond de la cuve.

1,9 Isolation des transformateurs

Les isolants des transformateurs sont des éléments importants, ils jouent le rôle de support mécanique des conducteurs, et doivent donc transmettre les effets électromécaniques normaux ou exceptionnels qui s'exerceront pendant le

fonctionnement.

Dans les transformateurs deux types d'isolation sont utilisés :

1,9,1 Isolation solide

Les papiers et cartons restent des matériaux de choix pour l'installation des transformateurs HT MT et BT

1,9,2 Isolation liquide

Les diélectriques liquides sont des substances qui, par opposition aux conducteurs, possèdent une très faible conductivité électrique donc une très grande résistance au passage de courant lorsqu'ils sont soumis à un champ électrique. Parmi les diélectriques les plus connus, il y a les huiles minérales isolantes.

Ce sont des liquides de composition chimique constituée de mélange très complexe de substances organiques hydrocarbonées.

1,10 Régleur hors tension

Sur les réseaux relativement stables les transformateurs sont souvent équipés d'un changeur de prises hors tension.

Ces appareils relativement simples, sont généralement peu manipulés, comportent typiquement trois à sept prises, et permettent de s'adapter à la tension du réseau si celle-ci change notablement durant la vie du transformateur.

Les régleurs en charge sont la première cause de défaillance importante sur les transformateurs de puissance. Cet appareil court-circuitant et ouvrant le courant de charge en quelques dizaines de millisecondes,

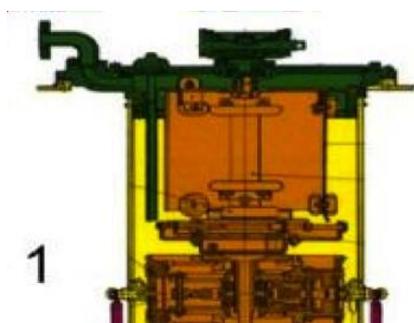


Figure 1,9 : régleur en charge

Sur les transformateurs de forte puissance, ce régleur (exemple typique Figure 15) est composé de deux parties mécaniques distinctes travaillant ensemble :

1. **Un commutateur**, en jaune, qui effectue électro-mécaniquement le passage électrique rapide (quelques dizaines de ms) d'une prise à une autre,
2. **Un sélecteur de prises mécanique**, en rouge, qui se positionne lentement sur les connexions de l'enroulement de réglage souhaitées.

1,11 Modes de refroidissement des transformateurs

Le mode de refroidissement est désigné par le constructeur au moyen de quatre lettres :

- La première indique le fluide de refroidissement INTERNE en contact avec les enroulements ; ainsi O correspond à l'huile (Oil en Anglais)
- La seconde, le mode de circulation de ce fluide ; deux modes sont possibles :
- N pour ventilation Naturelle (Natural)
- F pour ventilation Forcée (Forced)

1) La troisième, le fluide de refroidissement EXTERNE ; ainsi A correspond à Air

1) La quatrième, le mode de circulation de cet agent extérieur, de type N ou F.

Seuls les transformateurs de type sec pour lesquels les parties actives sont directement refroidies par l'air extérieur sont définis par deux lettres.

1-12 Couplage [3]

Couplage des enroulements

Dans les transformateurs triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres. Il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un système triphasé. La façon dont ces phases sont reliées entre elles s'appelle le couplage.

Différents types de connexion des enroulements

a) Le couplage étoile Y

Le couplage étoile permet la sortie du neutre et ainsi de disposer des tensions simples et composées. Il est, pour cela, très utilisé en BT

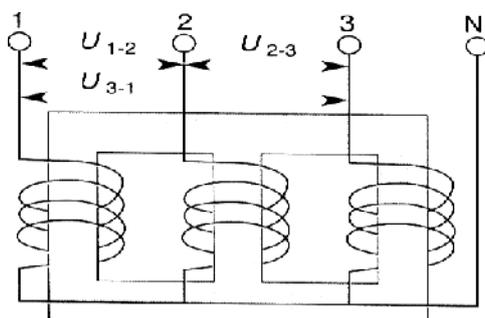


Fig. 1.10 : Couplage étoile

b) Le couplage triangle D

Le couplage triangle ne permet pas la sortie du neutre ; de plus, comme les enroulements sont alimentés par la tension composée, ils nécessitent un plus grand nombre de spire qu'en étoile.

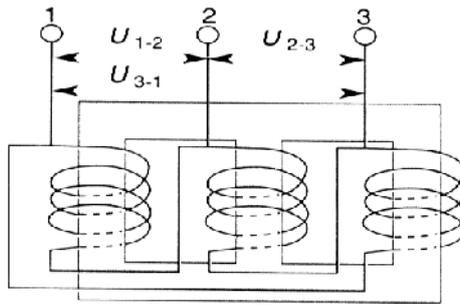


Fig. 1.11 : Couplage triangle

c) Le couplage zigzag

Il est composé de deux demi-enroulements placés sur des colonnes différentes. Il présente les avantages du couplage étoile (point neutre disponible) meilleure répartition de la charge entre les colonnes en régime déséquilibré.

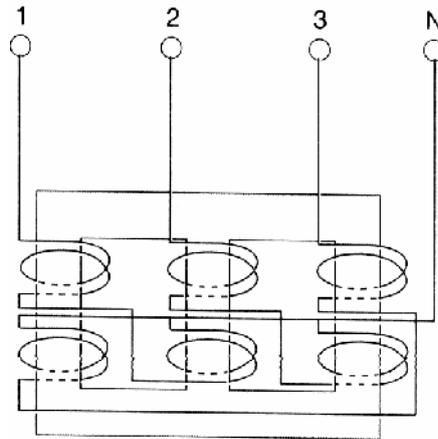


Fig. 1.12 : Couplage zigzag

Conclusion

Les différents Types des transformateurs différents l'un par rapport à l'autre selon leur fonctionnalité .

Ce sont ces différentes fonctionnalités qui délimitent la nature des élément de ces transformateurs par exemple les types de circuit magnétique , les types d'isolateursetc.

Les transformateurs sont des élément nécessaires et important durant le transport d'énergie électrique.

Chapitre 2

Défauts des Transformateurs et leurs systèmes de Protection

II-1 Introduction

Le transformateur est un appareil électrique qui a une durée de vie de plusieurs dizaines d'années . Cependant en fonction de son utilisation , sa maintenance, sa charge, les perturbations qu'il subit, etc .

Il peut être le sein de défaillances plus ou moins importantes .

A ce effet, des dispositifs doivent être prévus sur ces transformateurs afin de limiter les conséquences de ces perturbations sur le fonctionnement des transformateurs.

Voici quelques uns des défauts pouvant arriver sur les transformateurs.

II-2 Types de défauts dans les transformateurs [2] [4]

Les défauts qui affectent le plus souvent les transformateurs sont cités en deux :

II-2-1 les défauts externes :

Les différents types de défaut externes sont

Les court-circuit, Les surcharges, Les surtensions et l'humidité.

A) Les court-circuit :

Dans sa vie, un transformateur supporte quelques dizaines de court-circuit ne dépassant pas 2 secondes. Il en résulte un courant de défaut dont la valeur efficace est très élevée (typiquement supérieure à 10 fois la valeur du courant nominal d'installation) .

1) cause des court-circuit :

- Dégradation des isolants .
- Dégradation de la qualité de surface .
- Dégradation thermique ..
- Décharges partielles dans les vacuoles .
- diminution accidentelle de la distance d'isolement .
- les surtensions .

2) conséquences des court-circuit sur les transformateurs de puissance :

- des échauffements excessifs qui s'accumulent et pouvant s'avérer destructifs si la tenue thermique venait à être dépassée. Cet effet d'accumulation n'est pas constaté en cas de situation de charge normale durant laquelle le processus est lent et l'échange des températures avec l'air ambiant n'a pas le temps de se réaliser.
- les courants de défaut détériorent les caractéristiques des isolants par suite d'augmentation de température. Les isolants perdent leurs propriétés de façon irréversible, avec pour conséquence la création de points faibles sièges de futurs défauts.
- Incendie au niveau de l'arc de court-circuit
- échauffements des circuits magnétiques
- échauffements sur le trajet du courant de court-circuit.
- des efforts électrodynamiques importants qui peuvent être à l'origine de la dislocation ou la déformation des enroulements des transformateurs
- les courants de défauts réduisent les capacités mécaniques du conducteur (rupture des conducteurs) .

Le tableau (1) suivant, donne les valeurs maximales admissibles de la température moyenne de chaque enroulement après court-circuit.

Type	de	Température	de	Valeur maximale de
------	----	-------------	----	--------------------

transformateur	système de refroidissement °C et classe thermique	température °C	
		cuivre	aluminium
Immergé dans l'huile	105 (A)	250	200
Sec	105 (A)	180	180
		250	200
	120 (E)	350	200
		350	200
	130 (B)	350	200
		350	200
	155 (F)	350	200
		350	200
	180 (H)		
	200		
	220		

Tableau (1) :La température moyenne d'enroulement après court-circuit

B) les surcharges :

Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles, si ces courants se maintiennent trop longtemps, ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique.

Les surcharges sont admissibles sur une courte période au prix d'un sacrifice sur la durée de vie du transformateur.

1) conséquences des surcharges :

Un régime de charge d'un transformateur au-delà des valeurs de la plaque signalétique a les conséquences suivantes :

- les températures des enroulements, des calages, des connexions, des isolants, et de l'huile vont augmenter, et peuvent atteindre des niveaux inacceptables

- l'induction magnétique du flux de fuite en dehors du circuit magnétique augmente et provoque un accroissement de l'échauffement par courant de Foucault dans les parties métalliques embrassées par le flux de fuite
- comme la température varie, les taux d'humidité et teneur en gaz dans l'isolation et dans l'huile sont modifiés
- les traversées, les changeurs de prises, les connexions d'extrémité de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées qui réduisent leurs marges de conception et d'application

C) Les surtensions :

On appelle surtension dans un transformateur, toute élévation de la tension au-dessus de la tension de service maximal, mais généralement, on entend par surtensions, les phénomènes de courtes durées sous forme d'impulsion séparées, périodiques ou apériodiques.

1) Causes des surtensions :

- Coups de foudre transmis par les lignes aériennes
- Réflexion d'ondes par la présence de tronçons de câbles
- Manœuvres de couplage effectuées sur le réseau (surtension moins raides mais de durée plus longue)
- charge particulières (redresseur, four d'arc, etc)
- régime de neutre (fonctionnement phase à la terre,etc)

2) Conséquences des surtensions :

Les défaillances internes entraînées par les surtensions se présentent sous ces formes :

- les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent)
- les défauts entre enroulements
- les défauts d'isolement entre enroulement sollicité et une partie conductrice proche (noyau ou cuve)
- Claquage entre enroulement et masse
- Claquage diélectrique
- Destruction matérielle

II-2-2 Les défauts internes : [1]

Le tableau II-2 ci-dessous liste les grandes catégories de défauts Internes, le type des défauts retenus, et la correspondance avec les codes utilisés par le système de diagnostic

Catégorie de défaut	Type de défaut	Code associé
Diélectrique	Isolement de la partie active	Isolement_PA
	Amorçage diélectrique entre spires, sans court-circuit	Flash_spires
	Court-circuit entre spires	CC_spires
	Amorçage du corps insérable du régulateur en charge	Flash_CPC_Commutateur
	Décharges Partielles	DP
Electrique	Point chaud interne au transformateur	PointChaud_PA
	Coupure du circuit électrique	Coupure
Mécanique	Déformation géométrique des enroulements	Meca_Bobine

Tableau II-2 : défauts retenus et leurs codes associés

A) diélectrique :

A-1) défaut d'isolement de la partie active :

Le défaut d'isolement de la partie active est caractérisé par la perte, ou la très forte diminution, d'isolement d'un circuit électrique par rapport à son environnement, dont il doit être normalement isolé

Typiquement ce cas est rencontré dans les situations suivantes :

- Amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux (Figure II-1)
- Amorçage entre la masse (la cuve ou le circuit-magnétique typiquement) et un enroulement, une connexion ou une traversée

A-2) Amorçage diélectrique entre spires :

C'est un amorçage entre spires d'un même enroulement, sans que les conducteurs soient mis en court-circuit entre eux (Figure II-2)

L'isolant entre ces spires est donc dégradé, voire détruit, localement.

A-3) court-circuit entre spires :

Le court-circuit entre spires est caractérisé par le contact électrique anormal entre des spires d'un même enroulement qui devraient être normalement isolées entre elles (Figure II-3).

Cela arrive souvent suite à un amorçage diélectrique entre spires entretenu, ou le déchirement du papier isolant suite à une déformation mécanique violente des enroulements.

Ce défaut peut aller jusqu'à la fusion du cuivre des conducteurs, et l'ouverture du circuit électrique dans certains cas.

A-4) Amorçage du corps insérable du régleur en charge :

L'amorçage du corps insérable (Figure II-4), ou commutateur, d'un régleur en charge provoque généralement des court-circuit importants dans un petit volume, normalement hermétique de la cuve principale du transformateur.

Ce défaut est en général destructeur pour le régleur en charge à minima, et jusqu'à l'ensemble du transformateur dans certains cas.

L'amplitude des dégâts dépend fortement de la rapidité et du réglage des protections.

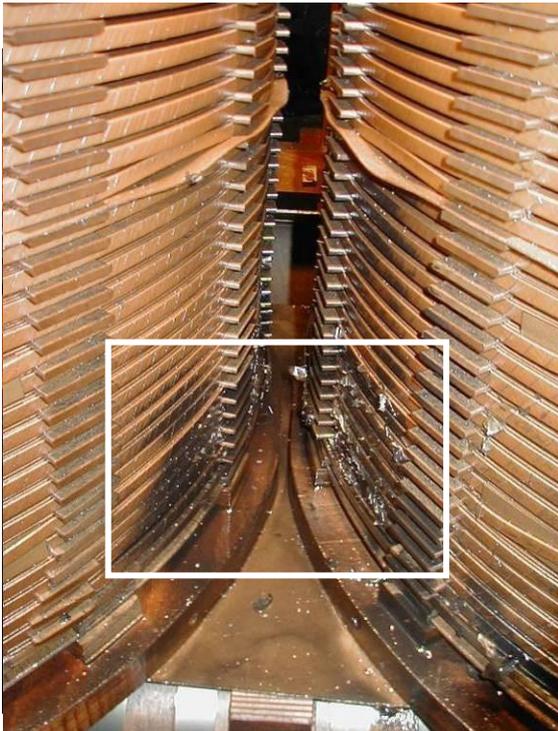


Figure (II-1) : Amorçage entre enroulements

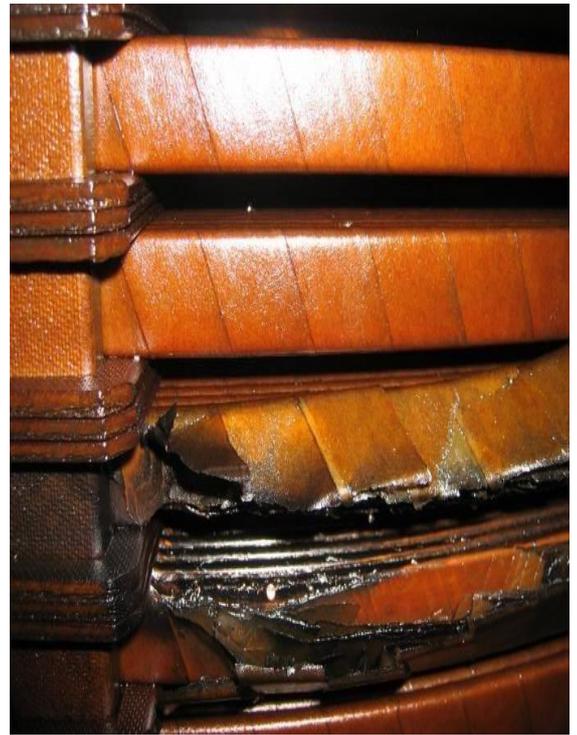


Figure (II-2) : Amorçage entre spires, sans court-circuit entre elles



Figure (II-2) : court-circuit entre spires insérable

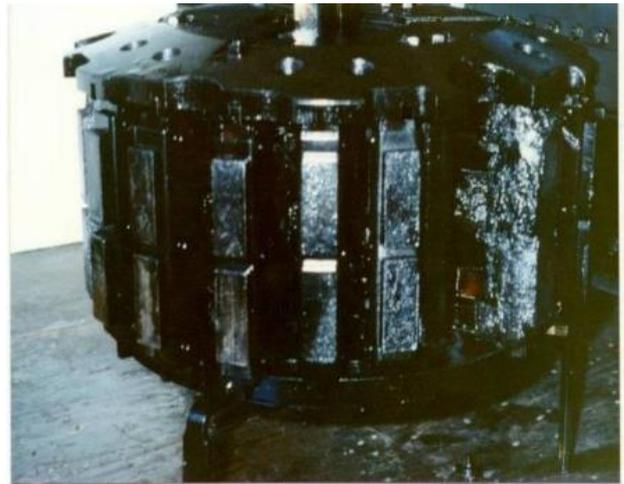


Figure (II-4) : Amorçage du corps d'un régleur

A-5) Décharges partielles :

Les décharges partielles sont un phénomène local de micro décharges dues à une faiblesse de l'isolant, un exemple entre des cales de bobinages est visible sur la figure (II-5).

Les décharges en elles-mêmes sont rarement destructives, mais leur évolution peut l'être.

Car à terme le carbone, conducteur, qu'elles génèrent peut se propager et diminuer la

tenue diélectrique entre certains éléments sous tension et ainsi aller jusqu'à provoquer un amorçage.

Des mesures de décharges partielles sont possibles mais nécessitent des moyens de mesures haute tension lourds et technique. Ils sont donc généralement réalisés au cas par cas en dehors des usines de transformateurs.

B) électrique :

B – 1) point chaud interne au transformateur

Un point chaud est caractérisé par l'échauffement local interne d'une connexion précise du transformateur. Après une coloration sombre, les points chauds peuvent classiquement former des morceaux solides de carbone, qui sont conducteurs.

Typiquement les points chauds peuvent venir de mauvais contacts du circuit électrique chauffant alors anormalement, comme sur des connexions au niveau des brasures, ou sur des contacts mobiles du régulateur en charge (Figure II-6), ou du régulateur hors tension, ils peuvent être aussi provoqués par des courants de Foucault induits anormaux circulant dans des pièces non prévues pour cela, qui chauffent alors anormalement, comme : des tôles du circuit magnétique ou des isolants en défaut de la partie active, hors enroulements.

B -2) Coupure du circuit électrique :

La plupart des cas de coupure d'un circuit électrique sont le résultat d'un défaut interne, suite :

- un amorçage de puissance entre spires, qui les fusionne et coupe le conducteur.
- un point chaud qui dégénère, au niveau des brasures des connexions internes, pouvant aller du débrayage jusqu'à la fusion du contact (Figure II-7).
- un mauvais alignement d'un régulateur.

C) MÉCANIQUE :

C-1) déformation géométrique des enroulements :

Il est possible mécaniquement de déformer les enroulements d'un transformateur, généralement suite à des courts-circuits extérieurs qui provoquent des courants

extrêmement élevé, qui par voie de conséquence génèrent des forces de Laplace très importants (Figure II-8, à noter sans Amorçage entre spires, ni court-circuit internes !).

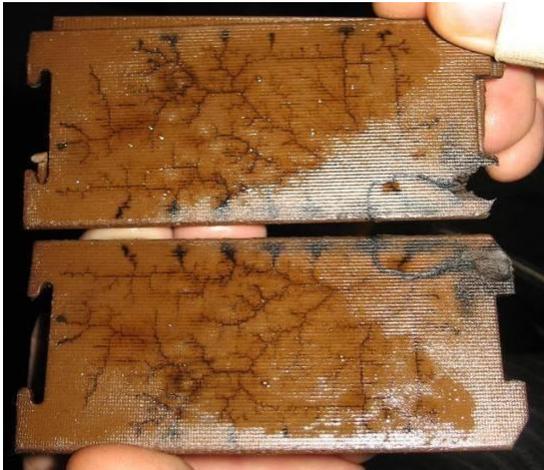


Figure II-5 : Décharges partielles sur des cales



Figure 6: Point chaud sur le sélecteur d'un régleur en charge



Figure II-7 : Coupure suite à la fusion d'un conducteur



figure II-8 : déformation mécanique d'un enroulement

Il est possible de déformer un enroulement, ce qui fragilise inévitablement son isolement papier se trouvant au contact des conducteurs, sans nécessairement avoir d'amorçages entre spires ou à la masse. Un transformateur avec une telle déformation mécanique peut dans certains cas fonctionner à son régime nominal.

Il reste néanmoins fragilisé et il n'est absolument pas certain qu'il puisse ainsi tenir des perturbations de court-circuit ou de surtensions ultérieures sans amorcer **Conducteur**

II-3) Protection des transformateurs :

Dans les réseaux électriques, les transformateurs sont des éléments très importants qu'il convient de protéger convenablement contre tous les types de défauts. Dans ce cadre, en plus des protections internes qui équipent les transformateurs à leur construction en usine.

Les exploitants de réseaux élaborent ce qu'on appelle << le plan de protection >> qui prévoit tous les relais de basse tension, nécessaires permettant de réaliser une protection sûre et sélective. Il convient de préciser que ce plan de protection peut être différent d'un transformateur à un autre et ceci en fonction de son emplacement (réseau d'interconnexion, de transport ou de distribution) et de son importance (puissance).

II-3-1) protection externe

II-3-1) Protection contre les surtensions

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large :

Les éclateurs et les parafoudres. Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustique. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aérien. Les parafoudres offrent une protection plus performante. Mais pour un coût notablement plus élevé.

A) Les éclateurs [5]

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

Le plus ancien des éclateurs est à simple tiges. L'éclateur à simple (électrodes) est souvent utilisé pour protéger les isolateurs des appareils hauts tension.

L'écartement B des électrodes est réglable et choisi de manière à obtenir un niveau de protection relatif au niveau de tenue de l'objet à protéger. La protection Se fait par

Amorçage à la terre depuis La tige montée sur la bornes haute tension vers la tige mise à la terre. Dans les transformateur, pour protéger les isolateurs, il permet par Amorçage des deux tiges de conduire le courant de défaut à la terre, via la cuve et la prise de terre. Il peut être à Air ou à gaz au sein d'un tube étanche.

Les modèles actuels les plus courants sont basé sur le même principe mais comportent deux cornes, est surtout utilisé pour la protection des matériels moyennes tensions.

Les éclateurs n'ont aucun pouvoir de coupure. Ils sont destinés en dernier ressort, à écrêter les surtensions, dans le cas où les autres systèmes n'auraient pas fonctionné.

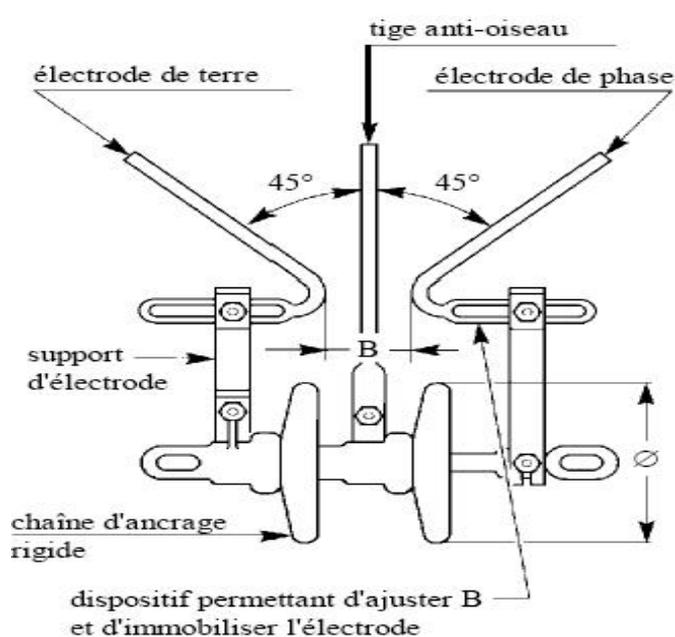


Figure II-9 : éclateur MT avec tige anti-oiseau.

B) les parafoudres [4]

Un parafoudre est un dispositif de protection des appareillages électriques ou électroniques contre les surtensions électriques transitoires générées par exemple par la foudre ou certains équipements industriels.

Il existe aujourd'hui sur le marché des parafoudres :

- au carbure de silicium et éclateurs (SIC)
- à oxyde de zinc depuis les années 70
- à oxyde de zinc et enveloppe synthétique depuis les années 80

Ce sont des résistances fortement non-linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au dessus d'une certaine valeur tension aux bornes. La reproductibilité de fonctionnement est bien meilleure que pour les éclateurs et le phénomène de retard est inexistant.

D) les anciens modules : Parafoudres résistance variables et éclateurs :

Les modèles au carbure de silicium (SiC) figure II-10 ne sont pas capables de supporter de manière permanente la tension de service car leur courant résiduel est trop important et génère un dégagement de chaleur inadmissible. Ils sont donc associés à un dispositif éclateur en série capable d'interrompre le courant résiduel et de tenir la tension de service.

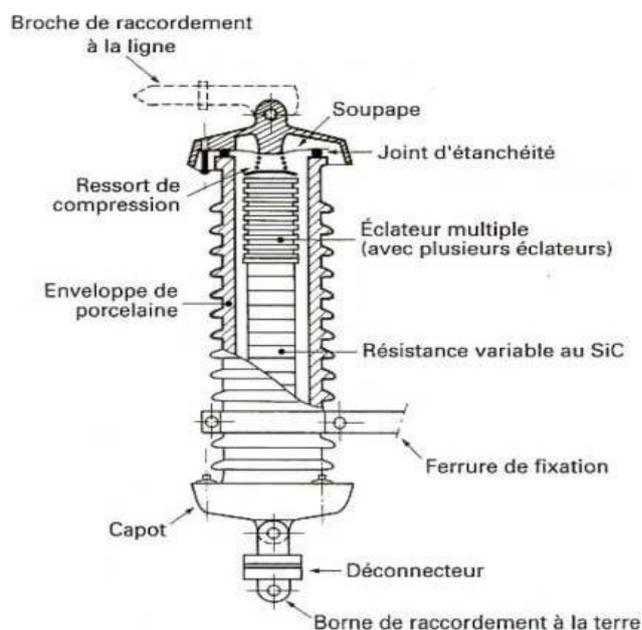


Figure II-10 Parafoudres au SiC

E) Les nouveaux modèles : Parafoudres à oxyde de zinc (ZnO)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. Les modèles à l'oxyde de zinc

(Figure II-11) présentent une non-linéarité beaucoup plus accentuée, qui leur permet d'avoir, en l'absence d'éclateur, un courant de fuite à la tension de service de l'ordre de 10 mA. De ce fait, il est possible de maintenir les parties actives en permanence sous tension. Leur très forte non-linéarité améliore également l'efficacité de la protection aux forts courants. Les parafoudres à oxyde de zinc, dont l'usage tend à se généraliser, sont

disponibles dans des réalisations adaptées aux utilisateurs sur réseaux aériens en cellules ou en extension sur des accessoires de prises embrocha les.

Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de $1.5 \text{ M}\Omega$ à $15 \text{ }\Omega$ entre la tension de service et la tension au courant nominal de décharge. Ces parafoudres ont pour avantages des performances de limitation et une fiabilité accrue par rapport aux parafoudres à carbure de silicium.

Ces parafoudres existent en enveloppe porcelaines pour à peu près toutes les tensions de services.



Fig. II-11- parafoudre à oxyde de zinc (ZnO).

D) Les modèles les plus récents : Parafoudres à enveloppe synthétiques

On rencontre les parafoudres à enveloppes synthétiques (fibre de verre plus résine) dans les réseaux de distribution

Cette deuxième technique, plus récente, permet d'obtenir des parafoudres notablement plus légers, moins fragiles au vandalisme et dont les éléments actifs sont mieux protégés contre l'humidité car étant totalement surmoulés.

L'humidité en effet la principale cause de défaillance sur les ZnO. L'extérieur de ces parafoudres est généralement constitué de polymère silicone assurent la tenue à l'environnement et la reconstitution de lignes de fuite suffisantes. Ces parafoudres, de par leur constitution interne et leurs enveloppes silicones, sont beaucoup plus tolérants

sur les positions d'installation et permettant également d'optimiser la mise en œuvre (par exemple : montage à horizontale).

iii-) Fonctionnement des parafoudres

Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique fortement non linéaire des varistances à ZnO. Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de 1.5 MΩ à 15 Ω entre la tension de service et la tension du courant nominal de décharge. A la tension maximale d'exploitation U_c il ne passe qu'un faible courant alternatif de l'ordre du mA. Une augmentation supplémentaire de la tension est limitée à la valeur spécifique de la tension résiduelle.

Après l'amortissement de l'onde de surtension, le parafoudre revient aussitôt à l'état de non ou faible conduction. Le parafoudre à oxyde métallique transforme l'énergie de l'onde de surtension en chaleur qu'il évacue vers l'environnement.

II-4) Protections internes [2]

II-4-1) Protection différentielle

Dans ce type de protection, les courants dirigés vers le nœud (l'objet protégé), sont comptés positifs et les courants dirigés en dehors du nœud (l'objet protégé), sont comptés négatif.

Le principe de base de la protection différentielle est la Comparaison des Courants d'entrée avec ceux de la sortie. Si ces courants sont différents, il y a fuite de courant donc défauts.

Objets Protégés:

Les lignes de transport d'électricité, les Transformateurs, les Générateurs/Moteurs, ou les Jeux de barre dans les réseaux électriques utilisent cette méthode de protection..

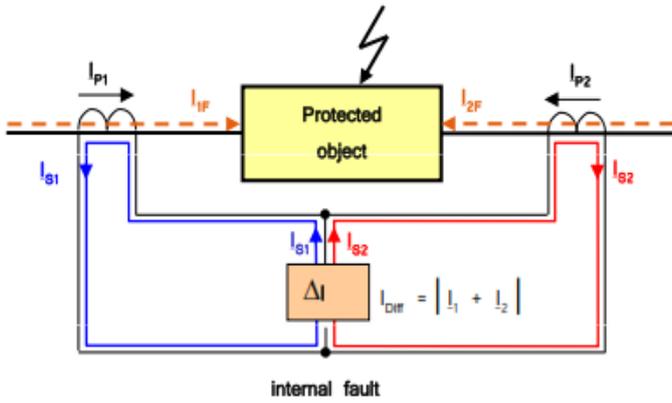


Figure II-12 : protection différentielle à défaut interne

Défaut Interne :

$$I_{-P1} = I_{-1F}$$

$$I_{-P2} = I_{-2F}$$

$$I_{Diff} = |I_{-P1} + I_{-P2}| = |I_{-1F} + I_{-2F}|$$

→ Déclenchement

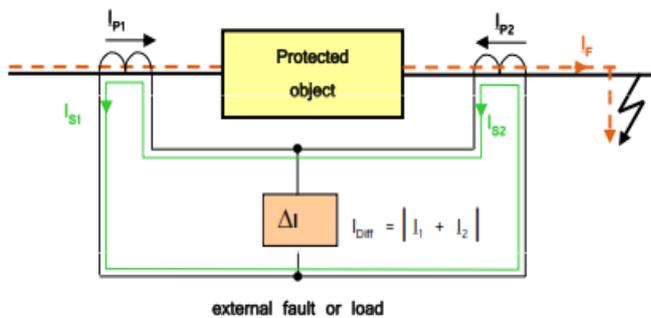


Figure II-13 : protection différentielle à défaut externe

Défaut Externe :

$$I_{-P1} = I_{-F}$$

$$I_{-P2} = I_{-F}$$

$$I_{Diff} = |I_{-P1} + I_{-P2}| = |I_{-F} + I_{-F}| = I_{-F} - I_{-F} = 0$$

→ Pas de Déclenchement

Défaut extérieur avec erreurs linéaires des Tc

Caractéristique à pourcentage nécessaire :

Le paramètre I_{Diff} , pour des applications standards, est fixé en dessous du courant nominal. L'erreur de mesure des TC peut provoquer un déclenchement intempestif en cas de défaut extérieur à la zone avec un fort courant de court circuit!

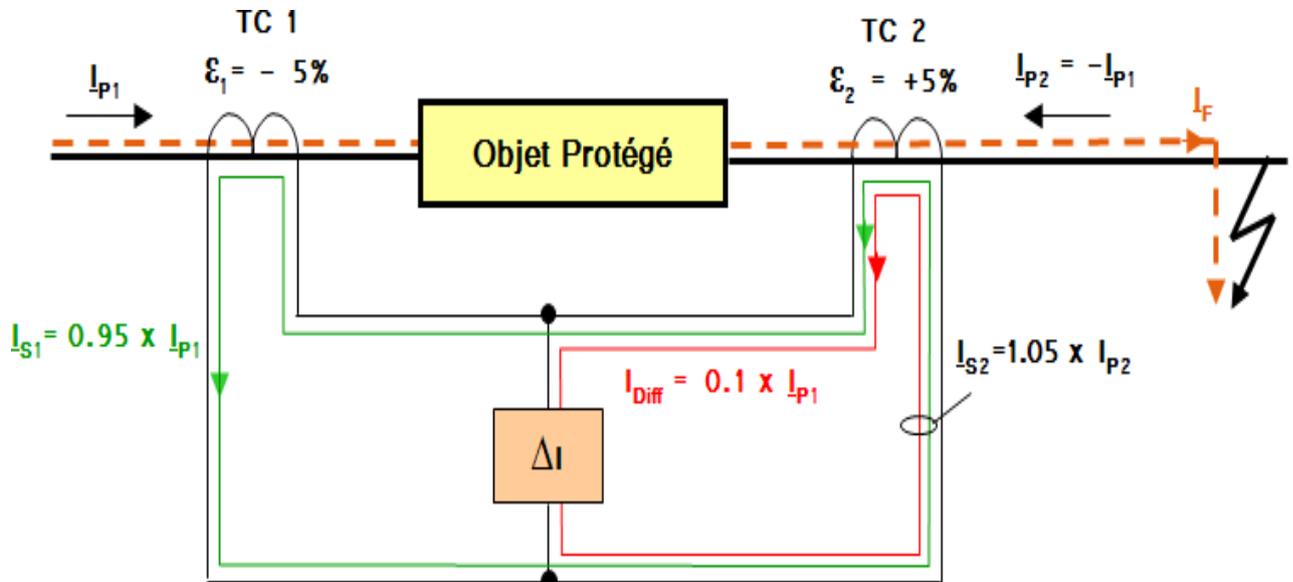


Figure II-14 : protection différentielle à Défaut extérieur avec erreurs linéaires des Tc

Hypothèse: CT- ratio: 1/1

$$I_{Diff} = | I_{S1} + I_{S2} | = | (1+\epsilon_1) \times I_{P1} + (1+\epsilon_2) \times I_{P2} |$$

$$I_{Diff} = | 0.95 \times I_{P1} - 1.05 \times I_{P1} | = 0.1 \times I_{P1}$$

-Transit normal: $I_{P1} = I_N$

$$I_{Diff} = 0.1 \times I_{P1} = 0.1 \times I_N$$

-Défaut extérieur: ex: $I_{P1} = 10 \times I_N$

$$I_{Diff} = 0.1 \times I_{P1} = 1 \times I_N$$

Figure II-15 : Protection différentielle à défaut intérieur avec erreurs linéaires des TC

Technologies de Relais :

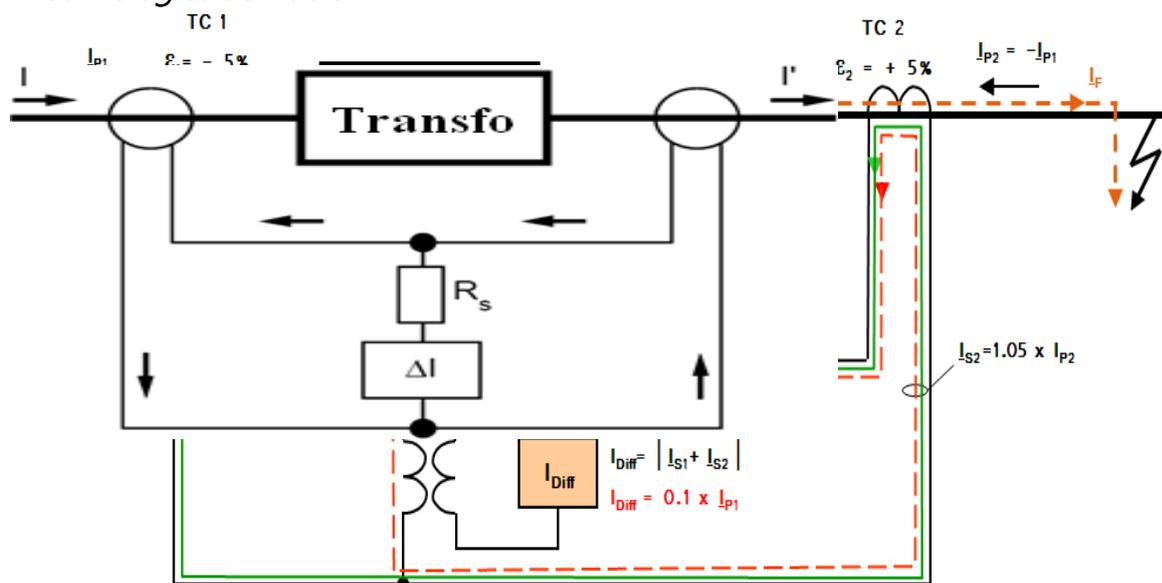


Figure II-16 :

Protection différentielle à haute impédance

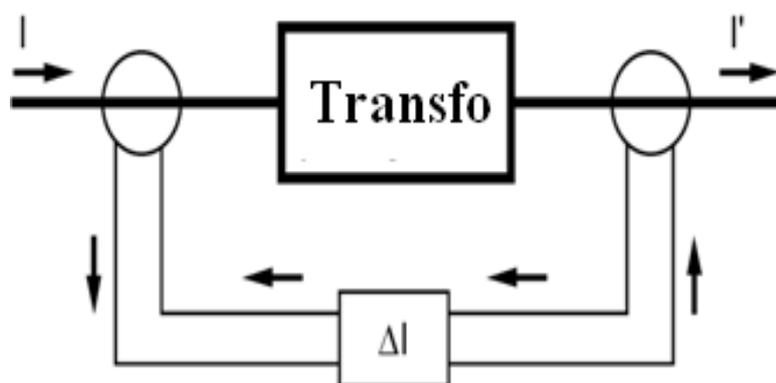


Figure II-17 : Protection différentielle à pourcentage

Caractéristiques Particulières

Déphasage entre primaire et secondaires pour systèmes triphasés: l'indice Horaire N :

déphasage = $N \times 30^\circ$ ($0 \leq N \leq 11$),

La différence de courant paramétrés entre le coté haute tension (HT) et le coté moyenne tension (MT),

Le courant homopolaire en cas de défauts extérieurs peut causer du courant différentiel,

Transformateur avec régleur en charge (courant magnétisant),

Coupure de courant, courant d'appel et saturation des TC.

II-4-2) Protection de masse cuve

La protection masse cuve est prévue pour protéger le transformateur contre les amorçages entre les parties actives et la cuve.

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT).

$$I_R = 0.05 \times I_{CCMONO} \quad T = 0 \text{ Sec}$$

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

Le Réglage à $I_R = 50 \text{ A}$ est couramment utilisé.

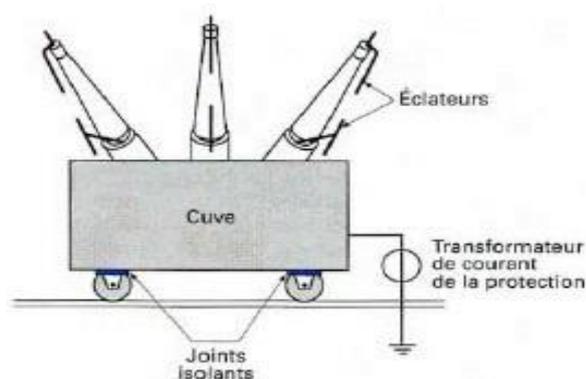


Fig. II-18 Protection de masse cuve.

II-4-3) Protection mécanique

Relais BUCHHOLZ

Le relais Buchholz est un appareil important pour assurer la protection et la surveillance de transformateurs remplis de diélectrique liquide (Huile) avec bac d'expansion, contre les défauts internes (Claquages internes HT/Masse ou entre enroulements).

Il détecte

- la présence de gaz (alarme)
- un mouvement brutal de l'huile de la cuve de l'appareil vers le conservateur (déclenchement)

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 b1 autour de son axe o1 et, pour un volume de gaz déterminé, la fermeture du contact c1. (Alarme)

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 b2, produisant ainsi la fermeture du contact c2 dont l'action sur le circuit de la bobine de déclenchement

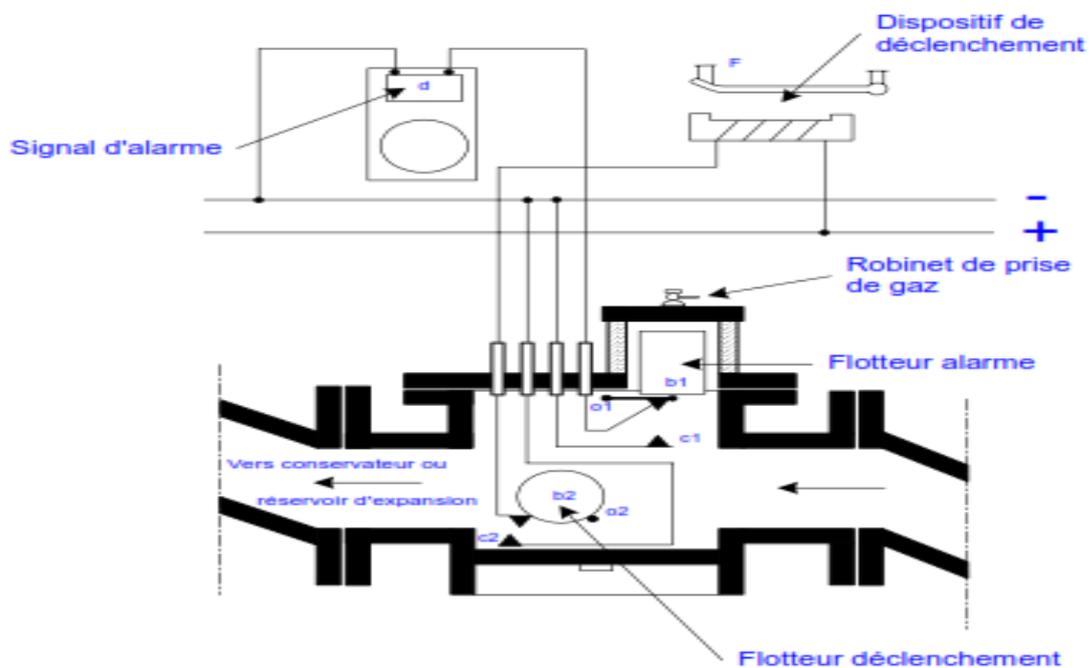


Figure II-19 : schéma illustré la fonctionnement de Relais BUCHHOLZ
Le relais Buchholz est installé sur tous les transformateurs de puissance immergés dans l'huile entre

le haut de la cuve et le conservateur. Tout accident interne important se traduit par:

- Un dégagement de gaz, qui fait descendre un flotteur et active une alarme (1ère stade - Alarme),
- Un mouvement d'huile important en partie supérieure de la cuve, où se place le relais, qui fait basculer un flotteur et provoque le déclenchement du transformateur (2^{ème} stade - Déclenchement).

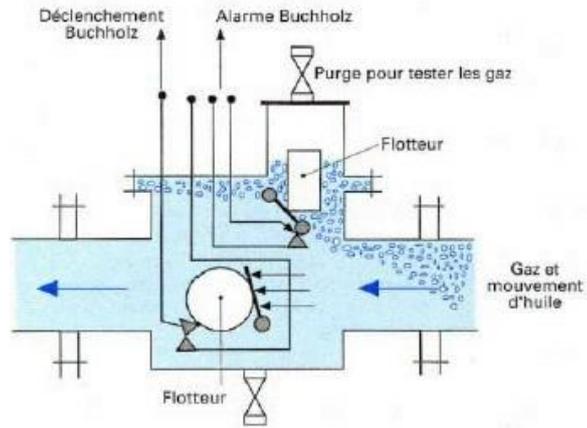


Fig. II-20 - Relais BUCHHOL

II-4-4) Protection par DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) (1 ou 2)

Cet équipement assure les mêmes fonctions que le relais de protection de type BUCHHOLZ, mais en plus:

- Surpression: Détecte toute surpression excessive qui pourrait se produire à l'intérieur de la cuve.
- Température: Grâce au thermostat intégré, il signale également des élévations de température

Le DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température)

est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs à isolement liquide.

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.



Schéma de principe

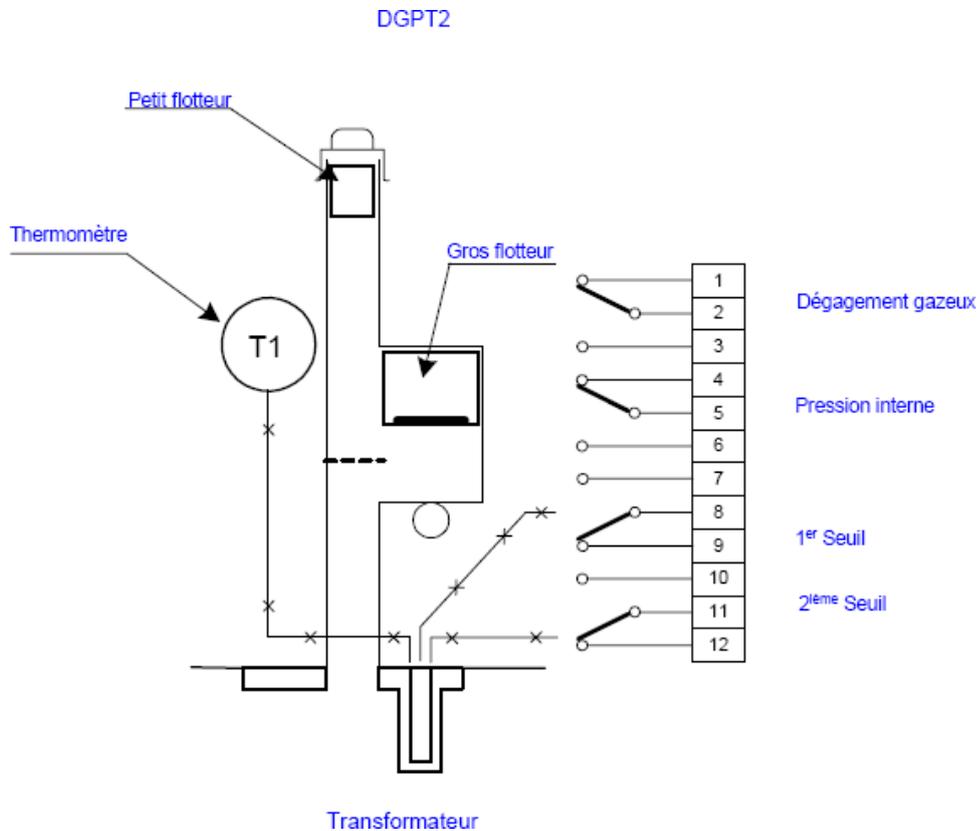


Figure II-22 : schéma de principe de DGPT

Les informations fournies par ce relais sous forme de contacts seront exploitées selon les cas de deux façon :

- Déclenchement : ordre d'ouverture à la cellule de protection (QM ou DM 1) du transformateur, assurant la mise hors tension du transformateur.
- Alarme : lorsque la mise hors tension du transformateur n'est pas obligatoire.

Cette protection repose donc sur :

- La détection des dégagements gazeux, car un incident interne provoque toujours un dégagement plus ou moins important du à la décomposition des isolants (liquides ou solides) sous l'action de l'arc électrique. Ce contact peut être exploité en alarme ou en déclenchement.
- La détection d'une anomalie d'étanchéité par la signalisation des baisses de

niveau du diélectrique avec :

- Visualisation par flotteur 1
- Action électrique par flotteur 2 en cas d'une baisse importante de niveau.
- La détection d'une pression excessive dans la cuve du transformateur à l'aide d'un pressostat à contact électrique pré réglé en usine à 0.2 bars conformément à la NF C 13-200. Ce contact sera exploité uniquement en déclenchement.
- La détection d'une température anormale au sein du diélectrique. En plus d'une visualisation de la température à cadran, deux thermostats (1 seul sur DGPT1) indépendants et réglables assurent, l'un l'alarme (réglage normal à 90 °C) et l'autre le déclenchement (réglage normal à 100 °C). Dans le cas du DGPT1, le contact peut être utilisé soit en alarme, soit en coupure. Dans le cas du DGPT2, le contact du thermostat 1 est à utiliser en alarme, le contact du thermostat 2 est à utiliser en déclenchement.

II-4-5 Protection par soupape de surpression

L'objectif de la soupape de surpression est d'empêcher des dommages mécaniques à la cuve de transformateur en libérant toute pression en excès qui dépassera la limite fixée et de diminuer le risque d'explosion du transformateur lui-même.

Si, dans un transformateur, la pression admissible de la soupape est dépassée, le couvercle se soulève et le joint s'ouvre en l'espace de quelques millisecondes.

Si la pression est inférieure à celle tarée, la soupape se referme.

Il suffit ensuite de ramener l'indicateur visuel dans sa position normale. Les contacts de signalisation optionnels intégrés sont également réinitialisés.

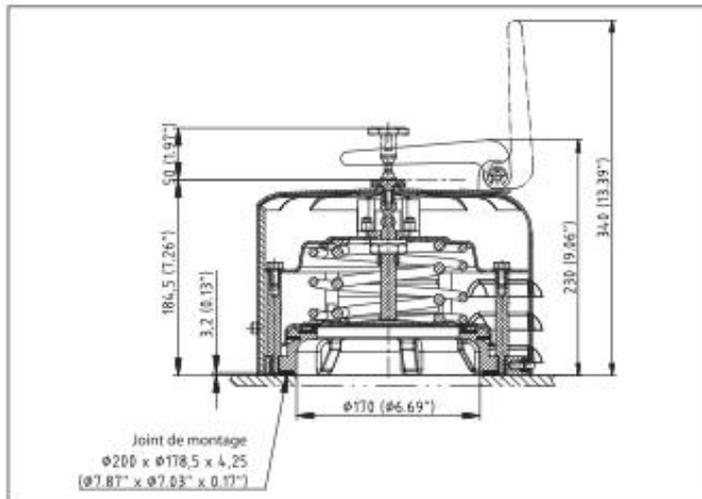


Figure II-23 : soupape de surpression

II-4-6 Protection par Thermomètre de T° d'huile

Le Thermomètre de T° d'huile sert à surveiller la température de l'huile du transformateur.

Il possède deux seuils de réglage, le 1^{er} seuil pour l'Alarme et le 2^{ème} est destiné pour le Déclenchement du Transformateur.

Les Réglages habituelles sont :

- T° d'Alarmes est de **85°C à 95°C**

T° de Déclenchement est de 95°C à 105°C

Image thermique

- **Fonctionnement**

Le principe de l'image thermique est le suivant :

Une sonde de température est immergée dans un puits au sommet du transformateur. Cette sonde, transmet la température de l'huile à son indicateur par un circuit électrique quelconque (circuit de compensation), on modifie la température indiquée pour simuler, proportionnellement avec la charge, le point le plus chaud de l'enroulement. Ce circuit électrique est calibré de manière à estimer avec le plus de précision possible la température du point le chaud de l'enroulement.

Température (point chaud) = Température (huile au sommet) + Température (circuit de compensation)

Le point chaud est déterminé lors des essais d'échauffements en

usine. Cet essai est réalisé à la tension nominale de l'appareil.

Les éléments constituant l'image thermique (appelé aussi enroulement) sont :

- L'indicateur de température Une sonde thermique
- Un transformateur de courant
- Un circuit de compensation pour approximation du point chaud

Le circuit de compensation est dans la majorité des cas composé d'un puits réchauffeur, d'un élément de calibrage et d'un transformateur de courant en parallèle

II-4-7 Protection thermique par CTP

La protection des transformateurs secs enrobés contre tout échauffement nuisible peut être assurée, sur demande et en option, par un contrôle de température des enroulements à l'aide de sonde à coefficient de température positif (PTC en anglais).

Le principe est le suivant

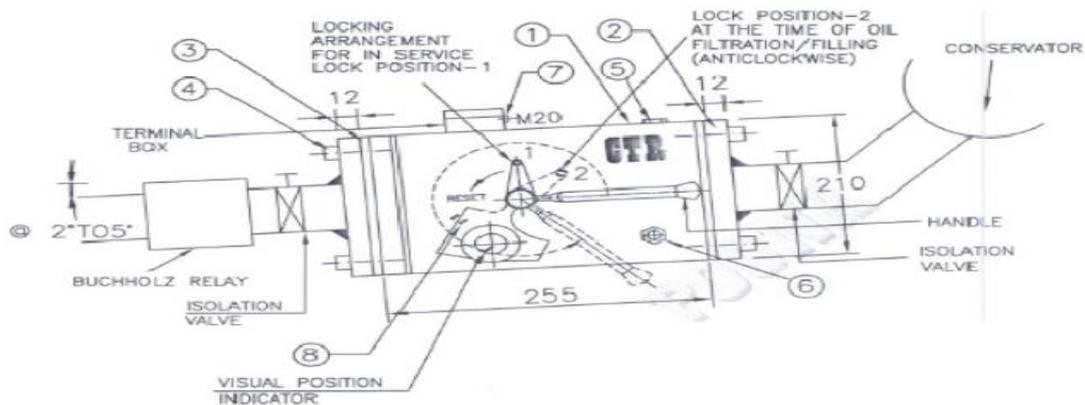
: Deux ensembles de 3 sondes PTC sont installés dans la partie active du transformateur : une sonde alarme 1 (150 °C) et une sonde alarme 2 (160 °C) par phase. Elles sont reliées à un convertisseur électronique Z comportant 2 circuits de mesure indépendants, contrôlant la variation de résistance d'un ensemble de sonde. Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé. Cet accroissement est transformé par le convertisseur Z en inversion de contact. Ces sondes sont placées dans un tube-guide, ce qui permet leur remplacement.

II-4-8 Protection par Clapet Anti-retour

Le Clapet Anti-Retour (**Vanne d'isolation du conservateur de transformateur**) bloque le vidange d'huile de conservateur en cas d'une fuite importante d'huile qui arrive soudaine.

Le Clapet est installé entre le Relais Buchholz et la vanne du réservoir de Conservateur.

Figure II-24 : clapet anti retour



Le clapet permettra l'écoulement d'huile dans les deux directions sans interruption dans un état normal et en aucune façon d'affecter le fonctionnement du transformateur. Elle permettra d'éviter l'écoulement d'huile du conservateur à la cuve du transformateur seulement, au cas où le taux de flux dépasse le taux réglage dans une gamme donnée (Litre par Minute).

Conclusion

La mesure et le diagnostic de surveillance est une étape nécessaire pour s'assurer du bon état des transformateurs de puissance .

Pour cela, des résultats de quelques mesures de la capacité, et de la résistance des enroulements, etc.... doivent être effectués et comparés avec les résultats de référence.

Ces mesures sont effectués sur les composants fondamentaux des transformateurs c-a-d (les traversées, les isolants..... ect).

Chapitre 3

Test diagnostic et surveillance de transformateurs de puissance

III-1-Introduction

Pendant la mise en service et le fonctionnement, il est essentiel que votre transformateur de puissance soit en bon état. Différents facteurs peuvent influencer sur la pérennité d'un transformateur tout au long de son cycle de vie.

Les tests de diagnostic et la surveillance vous aident à déterminer l'état de votre transformateur et à choisir les mesures correctives adéquates pour garantir la fiabilité du fonctionnement et prolonger sa durée de vie.

III-2-Impacts négatifs sur la durée de vie espérée d'un transformateur [5]

Les différents paramètres qui ont des effets négatives sur la durée de vie des transformateurs sont énumérés ci-dessous:

- I) Les influences thermiques (la surcharge, la surchauffe, et les conditions ambiantes)
- II) Le vieillissement (l'humidité, les acides, l'oxygène, la contamination et les fuites)
- III) Les Influences mécaniques (les dégâts occasionnés pendant le transport, les contraintes dues aux court-circuits et l'activité sismique)
- iv) Influences électriques (les chocs de manœuvre, la foudre, les surtensions et les courants de court-circuit)
- v) Problèmes de protection (les mauvais fonctionnements et les défaillances)

III-3-Tests et mesures correctives pour prolonger la durée de vie attendue d'un transformateur.

- I) l'entretien des composants auxiliaires (les changeurs de prises, le système de refroidissement et le déshumidificateur)
- II) Reconditionnement de l'isolation (le séchage, le traitement de l'huile ainsi que le remplacement de l'huile)
- III) Remplacement de pièces (Traversées, parafoudres, joints d'étanchéité, pompes et ventilateurs)

III-4-Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation

III-4-1-Objectif de la mesure

Les mesures de la capacité et du facteur de puissance/facteur de dissipation $\tan(\delta)$ sont effectuées dans le but d'étudier l'état de l'isolation des transformateurs de puissance et des traversées. Ces deux systèmes d'isolation sont indispensables au fonctionnement fiable du transformateur.

Le processus de dégradation de l'isolation se caractérise par une conductivité élevée de l'huile, le vieillissement de l'huile et l'augmentation de la teneur en eau. Ces symptômes génèrent des pertes, que l'on peut quantifier en mesurant le facteur de puissance ou le facteur de dissipation.

Les variations de la capacité peuvent révéler une rupture partielle entre les couches capacitatives des traversées. La mesure de la capacité et des pertes permet de détecter les problèmes d'isolation avant qu'une panne ne survienne.

L'une des principales causes de défaillance dans les transformateurs, nécessitant le remplacement des traversées, est due à une détérioration ou un défaut de l'isolation.

Mesure de la capacité et du facteur de puissance/dissipation

III-4-2- Principe

Sur les transformateurs de puissance, des mesures sont effectuées sur l'isolation principale entre les enroulements (CHL) et sur l'isolation entre les enroulements et la cuve (CH, CL). Les bornes sont mises en court-circuit et la tension d'essai est appliquée à l'un des enroulements pendant que le courant à travers l'isolation est mesuré sur l'enroulement opposé ou sur la cuve.

Sur les traversées, la tension est appliquée au conducteur principal pendant que l'on mesure le courant sur la prise de mesure.

Le facteur de dissipation, également appelé $\tan(\delta)$, est calculé via la tangente de l'angle δ entre le courant mesuré et le courant idéal qui existerait en l'absence de pertes. Le facteur de puissance correspond au cosinus de l'angle φ , également appelé $\cos(\varphi)$, entre la tension de sortie et le courant mesuré.

L'utilisation de fréquences autres que la fréquence du réseau augmente la sensibilité de la mesure puisque certains phénomènes sont plus dominants à des fréquences supérieures ou inférieures à la fréquence du réseau. Les équipements de tests modernes peuvent effectuer des balayages en tension et en fréquence automatiquement.

Cette mesure sert à tester les traversées et les isolants

Bon à savoir

Une fois les mesures effectuées, il convient de comparer les valeurs aux résultats précédents et aux valeurs de référence mentionnées dans les normes applicables à l'élément testé.

Une augmentation de la capacité de plus de 10 % par rapport aux résultats précédents est normalement considérée comme dangereuse pour les traversées. Elle indique qu'une partie de l'isolation est déjà dégradée et que la contrainte diélectrique s'exerçant sur l'isolation restante est trop élevée. Un test par paliers de tension supplémentaire permet de détecter les mauvais contacts au niveau des couches capacitives ou de la prise de mesure d'une traversée. Ils peuvent être révélés par une diminution du $\tan(\delta)$.

Les mesures de $\tan(\delta)$ standard à 50 Hz ou 60 Hz permettent uniquement de détecter les effets de l'humidité et du vieillissement à un stade avancé. En effectuant les mesures sur une plage de fréquences plus étendue, il est possible de détecter ces effets plus tôt, ce qui permet d'anticiper la planification des actions correctives. Si un $\tan(\delta)$ élevé est détecté, l'analyse de la réponse diélectrique peut être utilisée comme méthode de diagnostic supplémentaire. Cette mesure diélectrique à bande large permet de déterminer si le $\tan(\delta)$ élevé est dû à l'humidité dans le papier ou à une forte conductivité de l'huile

III-5-Mesure de la résistance d'enroulement et vérification du CPeC

III-5-1-Objectif de la mesure

Les mesures de la résistance d'enroulement servent à évaluer les défauts possibles dans les enroulements ou les problèmes de contact, notamment entre les traversées et les enroulements, entre les enroulements et le changeur de prises, etc.

Elles permettent également de contrôler l'état du changeur de prises en charge (CPeC), en indiquant quand nettoyer ou remplacer les contacts du CPeC, ou quand remplacer ou

remettre en état le CPeC même. Il est possible de détecter les défaillances sans ouvrir le compartiment du changeur de prises.

III-5-2- Principe

Pour mesurer la résistance d'enroulement, l'enroulement doit être chargé jusqu'à ce que le circuit magnétique soit saturé. La résistance peut ensuite être déterminée en mesurant le courant et la tension continus. Pour les enroulements à prises, cette opération doit être effectuée pour chaque position de prise, d'où l'intérêt de tester ensemble le CPeC et l'enroulement. Ce test peut être effectué selon deux approches courantes :

I) Les mesures de la résistance d'enroulement statique constituent la manière la plus courante et la plus simple de rechercher des problèmes liés à l'enroulement et au CPeC. Cette approche examine la résistance de chaque position de prise l'une après l'autre et la compare aux données de mesure de référence du fabricant.

II) Les mesures de la résistance dynamique sont utilisées en tant que mesures supplémentaires afin d'analyser le processus de commutation transitoire d'un CPeC résistif. Cette approche étudie le processus de commutation du commutateur à proprement dit. Lors de la commutation du changeur de prises pendant les mesures de résistance d'enroulement, la diminution temporaire du courant de test est enregistrée et analysée.

Cette mesure sert à tester la connexion interne et les changeur de prises et les enroulements

Bon à savoir...

Pour la résistance d'enroulement, les résultats ne doivent pas différer de plus de 1 % des mesures de référence. En outre, les différences entre les phases sont généralement inférieures à 2-3 %.

Lors de la comparaison des mesures de résistance d'enroulement, les résultats doivent être corrigés en fonction de la température. La température de référence habituelle est de 75 °C. Une mesure du rapport de transformation peut être utilisée pour confirmer un circuit ouvert, tandis qu'une analyse de la réponse en fréquence peut être utilisée pour confirmer des problèmes de contact.

Dans les deux cas, une analyse des gaz dissous supplémentaire peut indiquer les points chauds dans le transformateur. Néanmoins, les signatures des gaz ne sont pas uniques et de ce fait, ne permettent pas d'identifier la cause fondamentale.

Pendant les mesures de résistance d'enroulement, le circuit magnétique du transformateur peut se magnétiser. Il est donc recommandé de démagnétiser le circuit magnétique à l'issue du test.

III-6-Mesure du rapport de transformation (TTR)

III-6-1- Objectif de la mesure

Les mesures du rapport de transformation des transformateurs (TTR) servent à vérifier la fonction fondamentale d'un transformateur de puissance. En mesurant le rapport et le déphasage d'un enroulement à l'autre, on peut détecter les circuits ouverts et les spires en court-circuit.

Le rapport de transformation est mesuré pendant les tests de réception en usine et doit être vérifié régulièrement une fois que le transformateur est en service. Les mesures TTR peuvent également être déclenchées par une alarme et d'autres tests de diagnostic tels que l'analyse des gaz dissous (DGA) et les mesures du facteur de puissance/facteur de dissipation.

III-6-2- Principe

Lors de l'utilisation d'une source monophasée, la tension d'essai est appliquée à chaque phase de l'enroulement primaire, puis la tension est mesurée sur la phase secondaire correspondant à la même colonne. Avec une source triphasée, la même mesure peut être effectuée sur les trois phases simultanément.

Le rapport calculé peut ensuite être comparé aux résultats d'usine indiqués sur la plaque signalétique.

Cette mesure sert à tester les enroulements

Bon à savoir...

Les résultats sont comparés aux valeurs de la plaque signalétique et entre les phases. Conformément aux normes CEI 60076-1 et IEEE C57.152, les valeurs mesurées ne doivent pas s'écarter de plus de 0,5 % du rapport nominal.

Le rapport de transformation est habituellement mesuré du côté haute tension vers le côté basse tension, afin d'éviter une tension dangereuse sur les entrées de mesure.

Un circuit magnétique magnétisé ou une référence à la terre manquante peut influencer sur la mesure et entraîner des résultats incorrects. Il est donc essentiel de s'assurer que le circuit magnétique du transformateur est démagnétisé et que les mises à la terre sont correctement réalisées.

Pour confirmer ou éliminer un problème présumé, un test du courant de magnétisation supplémentaire peut se révéler utile pour diagnostiquer des court-circuit, alors que les tests de résistance d'enroulement sont très sensibles aux circuits ouverts.

III-7- Mesure du courant de magnétisation

III-7-1- Objectif de la mesure

Les mesures du courant de magnétisation servent à évaluer l'isolation entre les spires des enroulements, le circuit magnétique d'un transformateur, ainsi que le changeur de prises. Le principal avantage du test est qu'il permet de détecter les court-circuit entre les spires d'un enroulement. Une déformation de l'agencement des tôles magnétiques peut influencer sur la réluctance du circuit magnétique et entraîner un changement dans le courant de magnétisation. Un écart peut indiquer une usure des contacts ou un câblage incorrect du changeur de prises.

III-7-2- Principe

Le test du courant de magnétisation est mesuré hors charge. En conséquence, une tension CA est appliquée sur un côté du transformateur (généralement le côté haute tension), pendant que le côté opposé reste ouvert. L'amplitude du courant consommé dans l'enroulement primaire est proportionnelle à l'énergie requise pour forcer l'action du transformateur, à savoir induire une tension dans l'enroulement secondaire. Il est recommandé de sélectionner la tension d'essai la plus haute dans les limites de l'équipement de test et de l'enroulement, pour détecter des défauts de court-circuit entre spires. La tension d'essai est de 10 kV. Les connexions de test dépendent de la configuration de l'enroulement. En général, la traversée de neutre sur

standardl'enroulement sous tension, si elle est présente, doit être raccordée au câble de retour basse tension. La traversée de neutre sur l'enroulement ouvert doit être mise à la terre, si nécessaire.

Cette mesure sert à tester les enroulements et les circuits magnétiques

Bon à savoir...

Le test du courant de magnétisation doit être comparé entre les phases et positions de prises. En fonction de la construction du transformateur et du nombre de colonnes, les résultats doivent montrer des résultats similaires pour deux ou trois phases. Les phases similaires ne doivent pas dévier de plus de 5 à 10 % les unes des autres.

Si les trois phases présentent des courants de magnétisation différents, une analyse plus approfondie est recommandée. Ces différences peuvent être dues à un circuit magnétique magnétisé ou à un problème d'enroulement.

Comme mentionné plus haut, le magnétisme résiduel dans le circuit magnétique peut influencer les résultats. Dans ce cas, le transformateur doit être démagnétisé et le test répété. Outre l'empreinte type entre phases, les résultats doivent également révéler une empreinte distincte dans toutes les positions de prises et qui peut varier en fonction du type de changeur de prises. Même si l'empreinte spécifique du changeur de prises est inconnu, il doit être identique pour toutes les phases. Il est également possible de confirmer des spires en court-circuit en mesurant le rapport de transformation (TTR), de plus les tests d'analyse de la réponse au balayage en fréquence (SFRA) permettent de confirmer ou de diagnostiquer des problèmes dans le circuit magnétique.

III-8- Mesure de la tension de court-circuit/réactance de fuite

III-8-1- Objectif de la mesure

Les mesures de la tension de court-circuit/réactance de fuite sont des méthodes sensibles servant à évaluer la déformation ou le déplacement possible des enroulements.

D'importants court-circuit ou le transport du transformateur de puissance peuvent entraîner le déplacement ou la déformation des enroulements. Dans ce genre de cas, il est recommandé d'effectuer un test de tension de court-circuit/réactance de fuite.

Ce test est généralement réalisé en triphasé pour retrouver une valeur comparable à celle de la plaque signalétique, établie par le fabricant pendant les tests de réception en usine. Cette valeur représentant la moyenne des trois phases, une mesure par phase est également recommandée pour le diagnostic des enroulements.

III-8-2- Principe

Une source CA est raccordée à chaque phase de l'enroulement haute tension.

Pendant la mesure triphasée, les trois phases du côté basse tension sont mises en court-circuit, sans connexion à la borne de neutre si elle est présente. Pour le test par phase, le court-circuit est réalisé uniquement sur l'enroulement correspondant du côté basse tension. Le courant et la tension aux bornes de l'enroulement haute tension sont mesurés en amplitude et en phase. Enfin, la tension en court-circuit est calculée en tenant compte des caractéristiques assignées du transformateur.

Cette mesure sert à tester les enroulements

Bon à savoir...

La tension de court-circuit obtenue à partir de la mesure triphasée ne doit pas s'écarter de plus de 3 % de la valeur de la plaque signalétique. Toutefois, des écarts supérieurs n'attestent pas automatiquement d'une déformation de l'enroulement. Pour confirmer, au moins l'un des résultats du test de réactance de fuite par phase doit échouer.

Chaque résultat par phase doit être comparé à la moyenne des trois mesures monophasées. Dans la plupart des cas, les écarts par rapport à la moyenne sont inférieurs à 1 % et n'excèdent pas 2-3 %. Les résultats du test par phase ne peuvent pas être comparés à la valeur de la plaque signalétique.

La réactance de fuite représente uniquement la partie réactive de l'impédance de court-circuit. Les deux termes sont cependant utilisés comme synonymes pour désigner la même méthode de test. En outre, une analyse de la réponse au balayage en fréquence (SFRA)

peut être effectuée pour examiner de façon plus approfondie le déplacement et la déformation des enroulements.

III-9- Mesure de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL)

III-9-1- Objectif de la mesure

Le test de réponse en fréquence des pertes parasites supplémentaires (FRSL) mesure la composante résistive de l'impédance de court-circuit à plusieurs fréquences. C'est la seule méthode électrique permettant d'identifier des court-circuit entre conducteurs parallèles et un point chaud dû à des pertes par courants de Foucault excessives.

Comme pour la tension de court-circuit/réactance de fuite, il est recommandé d'effectuer la mesure FRSL dans le cadre d'un test de mise en service ou de réception pour établir des résultats de référence. De même, les tests FRSL ne sont pas des tests de diagnostic de routine, mais sont recommandés à des fins de diagnostic avancé. Le test peut être effectué en triphasé ou monophasé.

III-9-2- Principe

Le montage et la procédure du test FRSL sont identiques au test de tension de court circuit/réactance de fuite et les deux tests peuvent être réalisés simultanément. Une source CA est raccordée à chaque phase de l'enroulement haute tension. Pendant la mesure triphasée, les trois phases du côté basse tension sont mises en court-circuit, sans connexion à la borne de neutre si elle est présente. Pour le test par phase, le court-circuit est réalisé uniquement sur l'enroulement correspondant du côté basse tension. A partir du courant, de la tension et du déphasage mesurés, la composante résistive de l'impédance de court-circuit est calculé à des fréquences différentes comprises entre 15 et 400 Hz.

Les pertes par courants de Foucault dans le transformateur étant plus significatives aux hautes fréquences, une augmentation de la composante résistive en fonction de la fréquence peut être observée.

Cette mesure sert à tester les enroulements

Bon à savoir...

L'analyse des résultats FRSL est essentiellement visuelle et se fait par comparaison dans le temps ou entre phases. Les pertes par courants de Foucault étant plus significatives aux

hautes fréquences, une augmentation de l'impédance en fonction de la fréquence peut être observée.

Cette augmentation doit être uniforme pour les trois phases, ce qui donne une courbe exponentielle régulière. Des écarts de 3 %, notamment dans les hautes fréquences, peuvent déjà indiquer un court-circuit entre conducteurs.

Les résultats FRSL doivent être recoupés avec une analyse des gaz dissous (DGA). De nombreux problèmes, qui peuvent être diagnostiqués

à l'aide d'un test FRSL, produisent des gaz combustibles. Par exemple, les conducteurs en court-circuit peuvent provoquer une surchauffe plus importante que la normale, qui peut être détectée par une analyse des gaz dissous.

Les problèmes les plus courants pouvant fausser les résultats FRSL sont les défauts de raccordement et la trop faible section du court-circuit au secondaire. Dans ce cas, on peut observer un décalage vertical entre les phases.

III-10- Démagnétisation

III-10-1- Objectif de la mesure

Dès qu'un transformateur de puissance est isolé du système d'alimentation de manière brusque, un flux rémanent demeure dans le circuit magnétique. Le magnétisme résiduel reste également après l'application d'un courant continu au niveau du circuit magnétique du transformateur, par exemple pendant les tests de résistance d'enroulement de routine sur site ou en usine.

En raison du magnétisme résiduel présent dans le circuit magnétique, des courants d'appel élevés, pouvant atteindre le courant de court-circuit maximum, peuvent survenir. Cela crée des contraintes indésirables sur le transformateur lors de sa remise en service. En outre, le magnétisme résiduel peut influencer bon nombre de mesures de diagnostic, et donc affecter la fiabilité de l'évaluation. En conséquence, il est recommandé de démagnétiser le circuit magnétique avant

la remise en service du transformateur et après l'application des tensions CC pendant les tests de diagnostic.

III-10-2- Principe

Tout d'abord, le circuit magnétique est saturé dans les deux sens de polarité, puis les paramètres d'hystérésis spécifiques sont déterminés et le flux initial est calculé. En fonction de ces paramètres, un algorithme itératif permet de réduire le flux appliqué en adaptant la tension et la fréquence. Après plusieurs itérations, le circuit magnétique est démagnétisé en dessous de 1 % de sa valeur maximale.

L'approche de démagnétisation du circuit magnétique d'un transformateur de puissance basée sur la mesure du flux magnétique fonctionne de manière fiable avec les petits et les grands transformateurs de puissance.

Cette mesure sert à tester les circuits magnétiques

Bon à savoir...

La démagnétisation du circuit magnétique d'un transformateur de puissance réduit le risque pour le personnel et l'équipement lors de la remise en service du transformateur. Il est également recommandé de démagnétiser le transformateur avant d'effectuer des tests du courant de magnétisation, une analyse de la réponse au balayage en fréquence (SFRA) ou des tests d'équilibre magnétique. Toutes ces mesures sont influencées par un circuit magnétique magnétisé, ce qui peut conduire à une mauvaise interprétation des résultats.

Pour une démagnétisation réussie, il est important de surveiller constamment le flux magnétique (ϕ) dans le circuit magnétique pendant le processus de démagnétisation.

III-11- Analyse de la réponse au balayage en fréquence (SFRA)

III-11-1 Objectif de la mesure

L'analyse de la réponse au balayage en fréquence (SFRA) permet d'identifier les problèmes mécaniques ou électriques survenant dans les enroulements, contacts ou circuits magnétiques des transformateurs de puissance. D'importants courts-circuits ou chocs pendant le transport du transformateur peuvent entraîner le déplacement ou la déformation des enroulements.

Depuis l'introduction de la norme CEI 60076-18, cette méthode est devenue l'un des tests électriques les plus courants et son adoption par le marché a augmenté en conséquence.

Il est recommandé d'effectuer des tests SFRA à la fin du test de réception chez le fabricant pour établir l'empreinte d'origine du transformateur, puis à nouveau après le transport et pendant la mise en service.

III-11-2- Principe

On peut assimiler les transformateurs de puissance à un réseau électrique complexe de capacité, d'inductances et de résistances. Chaque réseau électrique possède sa propre réponse en fréquence.

Une tension d'excitation sinusoïdale, dont la fréquence augmente en continu, est injectée à une extrémité de l'enroulement du transformateur, puis le signal de réponse provenant de l'autre extrémité est mesuré. La comparaison des signaux d'entrée et de sortie génère une réponse en fréquence unique qui peut être comparée à l'empreinte de référence.

Les changements, le déplacement ou la déformation des composants internes entraînent des changements dans cette fonction de transfert. Une comparaison des graphiques permet de les identifier.

Cette mesure sert à tester la connexion interne et les enroulements et les circuits magnétiques

Bon à savoir...

La SFRA repose sur la comparaison d'un test en cours à un test de référence. Lorsqu'une telle empreinte n'est pas disponible, on peut utiliser les résultats d'une autre phase ou un transformateur identique à titre de comparaison.

Les défauts détectés peuvent être confirmés par la mesure d'autres paramètres, tels que la résistance d'enroulement, la réponse en fréquence des pertes supplémentaires (FRSL), la tension de court-circuit/réactance de fuite, le courant de magnétisation ou le rapport de transformation (TTR).

La SFRA est une méthode de mesure non intrusive. Elle permet d'évaluer en toute fiabilité l'intégrité d'un transformateur de puissance sans appliquer de hautes tensions.

La SFRA est la méthode la plus sensible pour détecter les déformations mécaniques dans la partie active des transformateurs.

III-12- Analyse de la réponse diélectrique (en fréquence)

III-12-1- Objectif de la mesure

L'analyse de la réponse diélectrique, également appelée analyse de la réponse en fréquence diélectrique, est utilisée pour évaluer la teneur en humidité de l'isolation cellulosique et permet donc d'en déterminer l'état.

L'humidité dans les transformateurs de puissance isolés avec du papier huilé est due au vieillissement du papier, des fuites au niveau des joints ou la respiration. Elle entraîne une baisse de tenue diélectrique et un vieillissement accru de l'isolation. La connaissance de la teneur en humidité est importante pour évaluer l'état du transformateur de puissance et de ses traversées. Cette mesure permet également de démontrer la faible teneur en humidité dans les nouveaux transformateurs après un processus de séchage.

III-12-2- Principe

La quantité principale d'isolation cellulosique dans la partie active d'un transformateur de puissance se situe entre les enroulements primaire et secondaire. Pour mesurer cette isolation, on raccorde la sortie de tension à l'enroulement primaire et l'entrée de mesure à l'enroulement secondaire. Les courants capacitifs et résistifs indésirables sont déviés par le câble de garde raccordé à la cuve. Le facteur de dissipation/facteur de puissance de cette isolation est mesuré sur une plage de fréquences très étendue. La courbe qui en résulte permet d'évaluer l'état de l'isolation.

Les fréquences très basses contiennent des informations sur l'humidité de l'isolation solide tandis que la position de la pente dans la zone des fréquences intermédiaires indique la conductivité de l'isolation liquide. La courbe est automatiquement comparée aux courbes modèles et la teneur en humidité dans l'isolation cellulosique est calculée.

Cette mesure sert à tester les traversées et les Isolation

Bon à savoir...

Cette méthode est scientifiquement approuvée par le CIGRÉ. Il n'existe pas d'autres manières non invasives d'évaluer l'humidité dans un transformateur avec une précision comparable.

La teneur en humidité est déterminée directement dans la cellulose et non déduite de l'humidité présente dans l'huile. La méthode est ainsi applicable à toutes les températures et il n'est pas nécessaire d'attendre que l'équilibre entre l'humidité du papier et de l'huile soit atteint.

L'évaluation est effectuée conformément à la norme CEI 60422 qui établit des catégories de niveaux d'humidité

III-13- Analyse des décharges partielles

III-13-1- Objectif de la mesure

Les décharges partielles (DP) peuvent endommager les matériaux d'isolation des traversées et des enroulements des transformateurs de puissance, ce qui peut entraîner des défaillances et des indisponibilités coûteuses.

Des DP sont observables dans les traversées et les enroulements des transformateurs de puissance si le matériau d'isolation entre différents potentiels est agé, contaminé ou défaillant.

La mesure de DP est une méthode fiable et non destructrice permettant de diagnostiquer l'état du système d'isolation d'un transformateur de puissance. Elle est réalisée pendant les tests de réception en usine, de mise en service sur site et de maintenance de routine pour détecter les défauts critiques et évaluer les risques.

III-13-2- Principe

Pendant la mesure et l'analyse de l'activité de DP dans les transformateurs, des tests et des montages spécifiques sont déterminés par le type de transformateur et la norme par rapport à laquelle les mesures sont effectuées.

En fonction du type de traversée utilisé, le système d'analyse de DP est raccordé à la prise capacitive des traversées ou à un condensateur de couplage externe. Ce montage permet d'effectuer des mesures de DP électriques sur le transformateur.

Les DP sont mesurées en μV (conformément aux normes IEEE) ou en pC (conformément à la norme CEI 60270). Des techniques avancées de suppression du bruit sont couramment appliquées dans les environnements exposés à de fortes interférences pour limiter les données non pertinentes.

Cette mesure sert à tester les traversées et les isolation et les enroulements

Bon à savoir...

Il est également possible de mesurer les DP directement à l'intérieur de la cuve des transformateurs immergés grâce à des capteurs ultra haute fréquence (UHF). Les mesures de DP UHF peuvent être utilisées comme méthodes de filtrage efficaces pour vérifier les résultats : les impulsions de DP provenant des mesures électriques au niveau des traversées sont acceptées uniquement si une impulsion UHF provenant de la cuve du transformateur est aussi présente.

Une fois l'activité de DP détectée, des mesures de DP acoustiques peuvent être effectuées pour localiser avec précision les défauts du transformateur.

Pour une gestion continue des risques, un système de surveillance en ligne de l'état diélectrique peut être installé pour évaluer en continu l'état de l'isolation des traversées et des transformateurs.

III-14- Localisation des décharges partielles

III-14-1- Objectif de la mesure

Les décharges partielles (DP) peuvent provoquer des dommages irréversibles dans l'isolation des transformateurs de puissance, bien avant que l'isolation ne tombe réellement en défaut. Même après la détection et l'analyse, il est essentiel de connaître avec exactitude l'emplacement des défauts d'isolation dans le transformateur.

Des mesures de DP acoustiques permettent de localiser avec précision les points faibles ou défauts de l'isolation. Une fois l'emplacement exact d'un défaut connu, des mesures correctives peuvent être efficacement planifiées et exécutées pour empêcher une panne.

Les mesures de DP acoustiques sont effectuées après la détection des DP pendant les tests de réception en usine et font partie intégrante des mesures de diagnostic sur site pendant la durée de service des transformateurs de puissance.

III-14-2- Principe

Plusieurs capteurs acoustiques sont montés magnétiquement sur la surface de la cuve d'un transformateur de puissance. Chaque capteur mesure le temps de propagation du signal acoustique depuis la source de DP jusqu'à la paroi de la cuve. L'emplacement des défauts est ensuite calculé en fonction des différences de temps, de la position des capteurs et de la vitesse de propagation. Les données recueillies par ces capteurs sont comparées simultanément afin d'identifier avec précision l'emplacement des défauts.

La norme IEEE C57.127-2007 décrit la procédure type d'une mesure acoustique.

Cette mesure sert à tester les Isolation et les enroulements

Bon à savoir...

L'analyse des gaz dissous (DGA) peut indiquer une activité de DP, mais ne permet pas de la localiser dans les transformateurs de puissance.

Des mesures de DP acoustiques sont donc effectuées si les résultats de la DGA révèlent la présence de DP. La combinaison de mesures de détection de DP électriques et à ultra haute fréquence (UHF) peut être utilisée pour déclencher une mesure de DP acoustique. Cette méthode garantit la localisation optimale des DP dans des environnements avec de fortes interférences.

Les mesures de DP acoustiques peuvent être effectuées pendant que les transformateurs de puissance sont sous tension. Avec cette configuration, le transformateur peut être maintenu en service.

III-15- Surveillance et mesure en ligne des décharges partielles

III-15-1- Objectif de la mesure

Une décharge partielle (DP) peut endommager les matériaux isolants des traversées et des enroulements des transformateurs de puissance, ce qui peut entraîner une rupture de l'isolation et des indisponibilités coûteuses. On peut observer une DP dans les traversées et les enroulements des transformateurs de puissance si le matériau d'isolation entre

différents potentiels est agé, contaminé ou défaillant. La mesure en ligne des DP évalue l'activité des DP et offre une image instantanée de l'état de l'isolation lorsque l'équipement est en fonctionnement. La surveillance temporaire en ligne des DP indique tout changement dans l'activité des DP sur des périodes de temps précises au cours de la durée de vie d'un élément.

Les données collectées lors de la mesure et de la surveillance en ligne des DP permettent aux techniciens de déterminer tout risque de défaillance de l'équipement électrique. Ces informations essentielles basées sur l'état aident à optimiser les stratégies de maintenance, la gestion des éléments et la planification des investissements.

III-15-2- Principe

Le système combiné de mesure et de surveillance en ligne des DP peut être facilement connecté aux capteurs pour prises de traversée installés en permanence via un bornier. Cela permet une configuration « plug-and-play » sûre et pratique lorsque les éléments électriques sont en ligne. Il est ainsi possible d'éviter des temps d'arrêt inutiles et d'évaluer l'élément dans les conditions de fonctionnement.

L'activité de DP est mesurée de façon synchrone sur les trois phases au niveau des prises de traversée et à l'intérieur de la cuve du transformateur, dans la plage UHF. Des outils de diagnostic avancé, tels que 3PARD (diagramme triphasé de relation des amplitudes), sont utilisés pour séparer le bruit des multiples sources de DP pour une interprétation fiable.

Cette mesure sert à tester les traversées et les Isolation et les enroulements

Bon à savoir...

La surveillance des DP au niveau des prises de traversée et dans la plage UHF représente la meilleure façon de confirmer l'activité de DP dans les traversées et les enroulements.

Un échantillonnage périodique de l'huile et une analyse des gaz dissous (DGA) en laboratoire peuvent être réalisés pour confirmer les tendances diélectriques en détectant les sous-produits issus de la dégradation de l'isolation dissous dans l'huile du transformateur.

Les mesures acoustiques de DP peuvent être mise en œuvre après la détection des DP pour une localisation fiable et précise des défauts d'isolation dans les enroulements du transformateur.

III-16- Technique d'analyse d'huile :

L'huile est considérée comme une partie essentielle et indissociable du corps du transformateur de puissance et qui est responsable du report d'informations sur la santé du système diélectrique au transformateur de puissance.

Les défauts internes en huile produisent l'hydrogène de sous-produits gazeux (H₂), méthane (CH₄), acétylène (C₂H₂), éthylène (C₂H₄), éthane (C₂H₆), méthane (CH₄), hydrogène (H₂), l'oxyde de carbone (CO), et le dioxyde de carbone (CO₂).

Chacun de ces types de défauts produits certains gaz qui sont généralement combustibles.

La détection possible des défauts typiques par des essais d'huile sont:

a- Défauts de Diélectrique

Composant de Systèmes	Anomalies	Détection à travers l'huile	Défauts	Détection à travers l'huile
Diélectrique - Isolation : - Majeure - Mineure - Raccordements	- Excès d'eau	Oui	- DP destructive	Oui
	- Contamination d'huile	Oui	- Cheminement localisé	Non
	- Huile vieillie	Oui	- Ecoulement de décharges	Oui
	- Cellulose vieillie	Oui	- Vieillessement excessive/cellulose surchauffée	Oui
	- Electrification statique	Oui	- Etincelle	Oui
	- DP de faible énergie	Oui		
	- Contamination de la surface	Non		

Tableau III-1: défauts de diélectrique

b- Défauts du Circuit Magnétique

Composant de Systèmes	Anomalies	Détection à travers l'huile	Défauts	Détection à travers l'huile
<u>Circuit magnétique</u> - Isolation du noyau - Force de Serrage - Ecran magnétique - Circuit de terre.	- Perte de serrage - Court circuit /circuit ouvert de terre. - Circulation de courant anormal - Potentiel flottant - Laminées Vieillies	Non Oui Oui Oui Non	- Point chaud localisé - Etincelle/décharges - Génération de gaz	Oui Oui Oui

Tableau III-2 : défauts du circuit magnétique

c- Défauts Mécanique

Tableau III-3: défauts Mécanique

Composant de Systèmes	Anomalies	Détection à travers l'huile	Défauts	Détection à travers l'huile
<u>Mécanique</u> - Enroulements - Serrage - Supports de raccordements	- Perte de serrage	Non	- Distorsion des enroulements: - Radiale - Axiale - Torsion - Rupture isolation	Non Non

d- Défauts du Circuit Électrique

Composant de Systèmes	Anomalies	Détection à travers l'huile	Défauts	Détection à travers l'huile
<u>Circuit électrique</u>	- Joint faible	Oui	- Point chaud localisé	Oui
- Raccordements	- Contacts faible	Oui	- Circuit ouvert	Non
- Enroulement	- Contact détériorés	Oui	- Court circuit	Oui
- Conducteurs				

Tableau III-4 : défauts du circuit électrique

III-17- La technique de la Thermographie

La thermographie infrarouge est la discipline qui permet de mesurer à distance et sans contact la température d'un objet cible à partir de ses émissions d'infrarouges.

La thermographie infrarouge permet de repérer en particulier des extrémités de bornes mal boulonnées, qui par la suite chauffent anormalement, ou des Aéroréfrigérants qui fonctionnent mal

Exemple de thermographie infrarouge sur une connexion mal boulonnée au Transformateur de 20 MVA

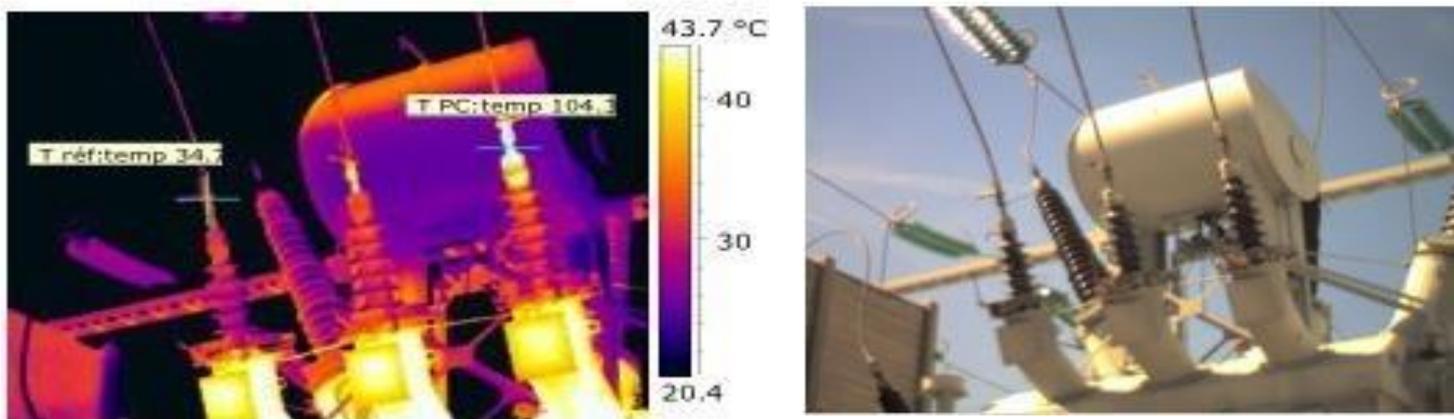


Figure III-1 : Exemple de thermographie infrarouge sur une connexion mal boulonnée

Conclusion

La mesure et le diagnostic de surveillance est une étape nécessaire pour s'assurer du bon état des transformateurs de puissance . Pour cela, des résultats de quelques mesures de la capacité, et de la résistance des enroulements, etc.... doivent être effectués et comparés avec les résultats de référence.

Ces mesures sont effectués sur les composants fondamentaux des transformateurs c-a-d (les traversées, les isolants..... ect).

Chapitre 4

Simulation des Protections d'un Transformateur de Puissance en utilisant le PSCAD/EMTDC.

Chapitre 4 Simulation des Protections d'un Transformateur de Puissance en utilisant le PSCAD/EMTDC.

IV-1 Introduction :

Ce chapitre traite la modélisation et la simulation des protections du transformateur de puissance triphasé on utilisant un logiciel de simulation appelée PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design/ Electromagnetic Transient and DC).

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électrique, d'exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré. Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats.[8] [9]

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

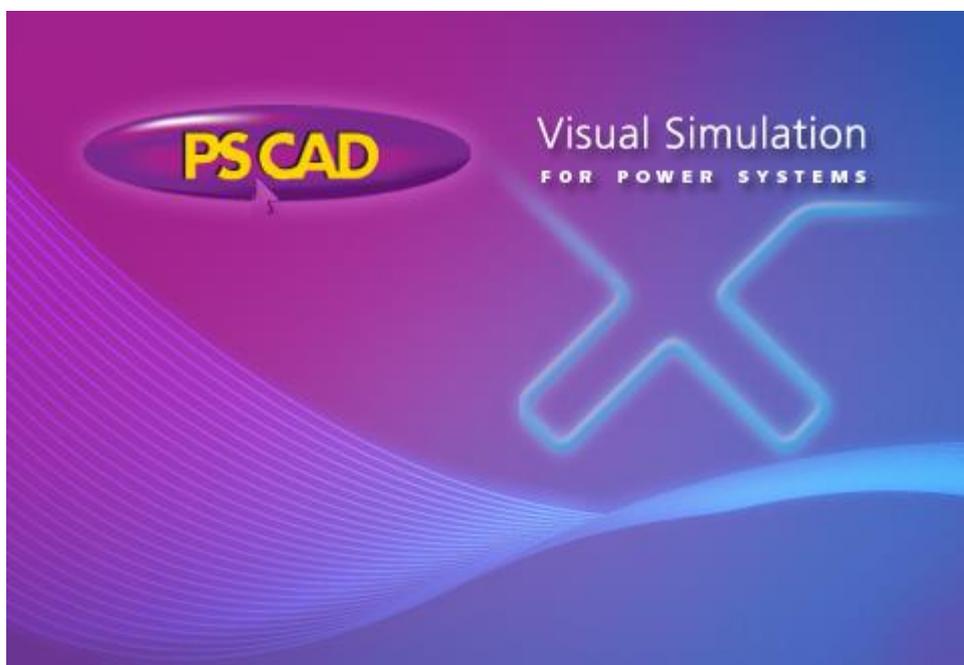


Figure IV.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.

IV-2 Caractérisation des composants PSCAD utilisés : [7]

Tout d'abord, il ya certains éléments ont été utilisés dans la construction du système électrique dans ce projet. Les composants utilisés doivent être mis en place complètement pour s'assurer que le relais de protection dans le système électrique fonctionne pendant le défaut et après le défaut. Ainsi, la compréhension de la caractéristique et les réglages est essentiel dans la construction de ce circuit.

IV-2-1 Source de Tension Triphasée :

Une source (S1) a été utilisée dans la simulation. Le modèle de composant de source de tension qui a été utilisé pour modéliser une source de tension triphasé est représenté sur la Figure IV.2.

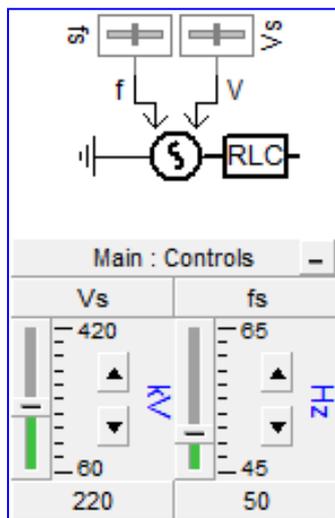


Figure IV.2 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

Le type de l'impédance de source peut être choisi comme résistif, inductif ou capacitif. Les paramètres peuvent être spécifiés derrière l'impédance de source ou à la borne. Ce composant a une option de contrôle interne de la tension et de la fréquence. Le suivi de la source peut être commandé par des paramètres internes ou des paramètres fixes ou variables signaux externes. Les apports extérieurs sont:

- V - phase-terre, amplitude de la tension, kV.
- f - fréquence, Hz.

Les paramètres des sources sont donnés dans le tableau suivant :

	Tension Primaire (kV)	Fréquence (Hz)	Résistance de Source (Ω)	Inductance de Source (mH)	Capacité de Source (μ F)
Source 1	220	50	9.181	138	0
Source 2	60	50	9.181	138	0

Tableaux IV.1: Les paramètres des sources.

IV-2-2 Disjoncteur triphasé :

Le modèle de composant du disjoncteur est représenté dans la Figure IV.3. Cette composante simule le fonctionnement du disjoncteur triphasé.

Ce composant possède une option pour spécifier le ON (fermé) et OFF (ouverte) de la résistance du disjoncteur. Le disjoncteur est commandé par le signal d'entrée

(la valeur par défaut est BRK). La logique du disjoncteur est :

- OFF (ouvert) - 1.
- ON (fermé) - 0.

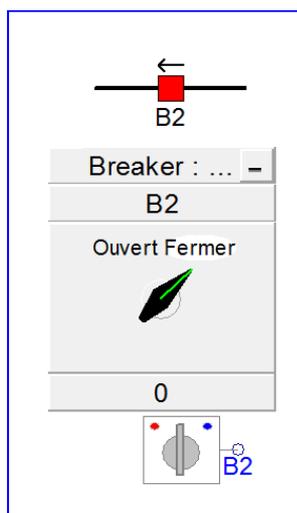


Figure IV.3 : Disjoncteur triphasé.

IV-2-3 Transformateur :

Le transformateur triphasé est un autre outil de simulation du PSCAD utilisé dans ce travail, spécifiquement un transformateur abaisseur à couplage étoile-étoile a été choisi pour notre modèle de simulation.

Le modèle de transformateur est représenté dans le schéma suivant :

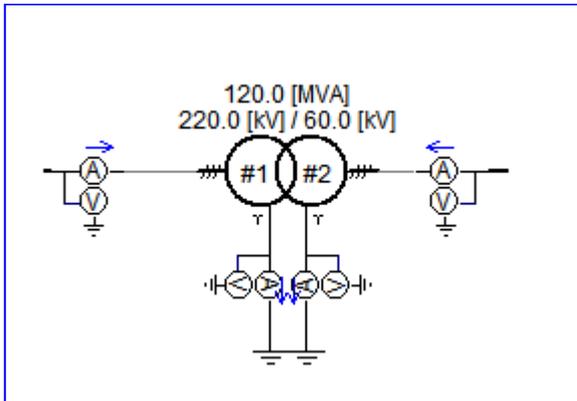


Figure IV.4 : Le modèle de transformateur dans PSCAD.

Les paramètres de transformateur sont donnés dans le tableau suivant :

Puissance Apparente (MVA)	Tension Primaire (kV)	Tension Secondaire (kV)	Fréquence (Hz)	Couplage	Courant Magnétisant (%)
120	220	60	50	YNyn0	4

Tableaux IV.2: Les paramètres de transformateur.

IV-2-4 Contrôleur de Défaut Triphasé :

Le dispositif de commande de défaut triphasé est un composant en PSCAD qui permet de contrôler ou générer n'importe quel type de défaut désiré sur le transformateur de puissance. Il existe deux types de contrôle de défaut soit un contrôle interne ou externe. Dans notre projet, il est commandé de l'intérieur. [10] [7]. (Figure IV.5)

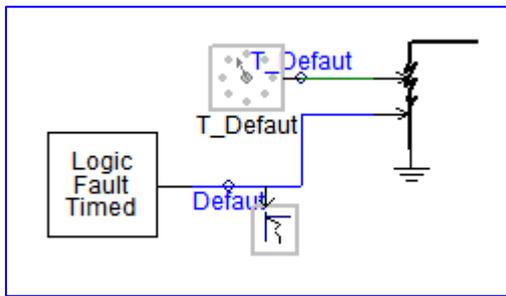


Figure IV.5 : Contrôleur de Défaut Triphasé.

IV-2-5 Logique du temps de Défaut :

La logique du temps de défaut (Figure IV.6) est un composant qui est utilisé pour démarrer et arrêter un défaut dans des moments spécifiés. Dans ce système, le temps pour le début de défaut appliquée est à 0.2s et durée de défaut est de 0.1s.

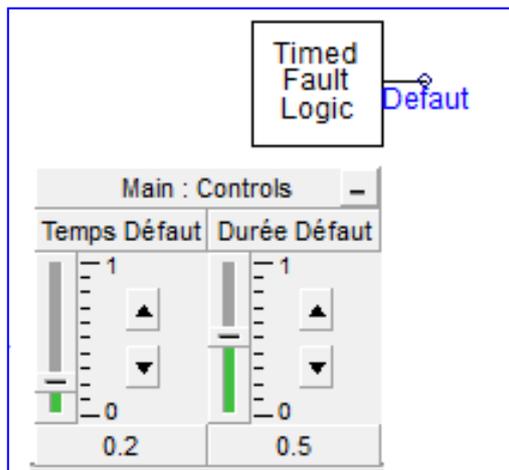


Figure IV.6 : Contrôle de la temporisation de défaut.

IV-2-6 Modèle du transformateur de courant TC :

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux relais de protection et/ou de mesure du courant, de la puissance, de l'énergie. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau :

- Tension.
- Fréquence.
- Courant.

Ils sont définis par leur rapport de transformation, leur puissance et leur classe de précision. Leur classe de précision (précision en fonction de la charge du TC, et de la surintensité) est choisie en fonction de l'utilisation.

Le modèle de composant de transformateur de courant est représenté dans la figure IV.7.

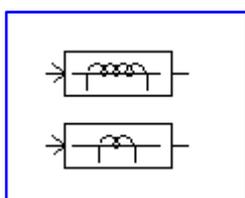


Figure IV.7 : Modèle du Transformateur du Courant.

Les paramètres des transformateurs de courant utilisé dans notre modèle de simulation sont présentés dans les deux tableaux suivants :

	Nombre des Spires Primaire	Nombre des Spires Secondaire	Résistance d'enroulement Secondaire (Ω)	Inductance d'enroulement secondaire (mH)	Fréquence (Hz)
Coté Primaire	1	500	0.5	800	50
Coté Secondaire	1	1000	0.5	800	50

Tableaux IV.3: Les paramètres des Transformateurs du Courant.

IV-2-7 Module de mesures :

Le module de mesure (Figure IV.8) est un multimètre qui est utilisé pour effectuer pratiquement toutes les mesures possibles du système, tous sont regroupés dans un seul bloc, il est inséré en série dans le circuit, ce module est capable de mesurer :

1. Tension instantanée ;
2. Courant instantané ;

3. Puissance active ;
4. Puissance réactive ;
5. Tension efficace ;
6. Angle de phase.

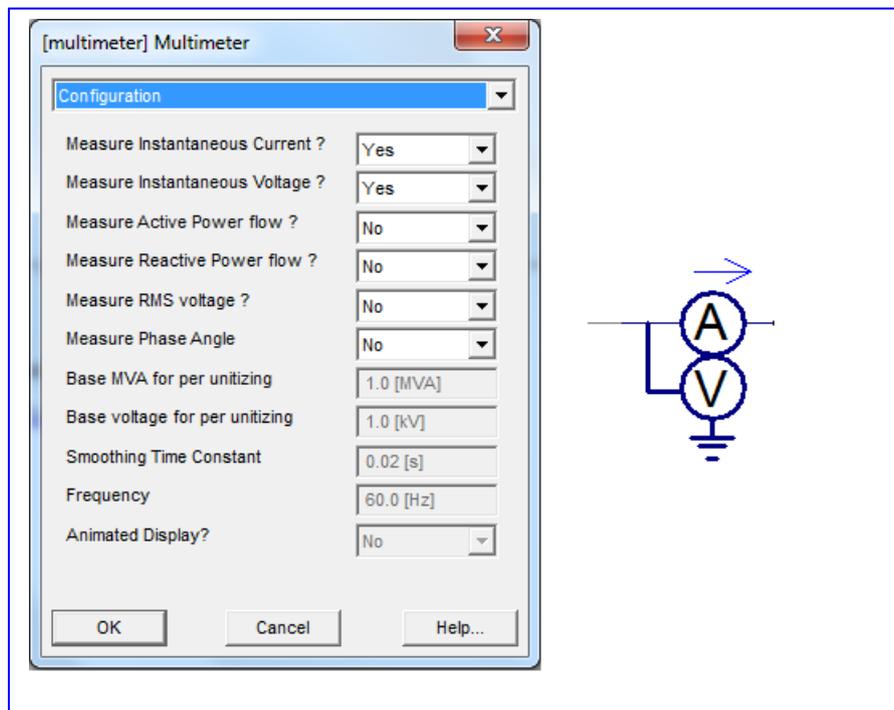


Figure IV.8 : Module de mesure.

IV-2-8 Module FFT (Fast Fourier Transform) :

Le module FFT est un composant qui permet de déterminer l'amplitude et la phase d'un signal d'entrée en fonction du temps (Figure IV.9). Tout d'abord, les signaux d'entrée sont échantillonnés avant d'être décomposés en composantes harmoniques.

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

- **1 phase** : Il s'agit d'une FFT d'une phase, l'entrée est traité pour fournir des grandeurs d'amplitude **Mag** et angle de phase **Ph** de la fréquence fondamentale et ses harmoniques (y compris la composante en courant continu DC).
- **2 phases** : c'est un module à deux FFT d'une phase dans un seul bloc.

- **3 phases** : c'est simplement trois FFT d'une phase réunis en un seul bloc.

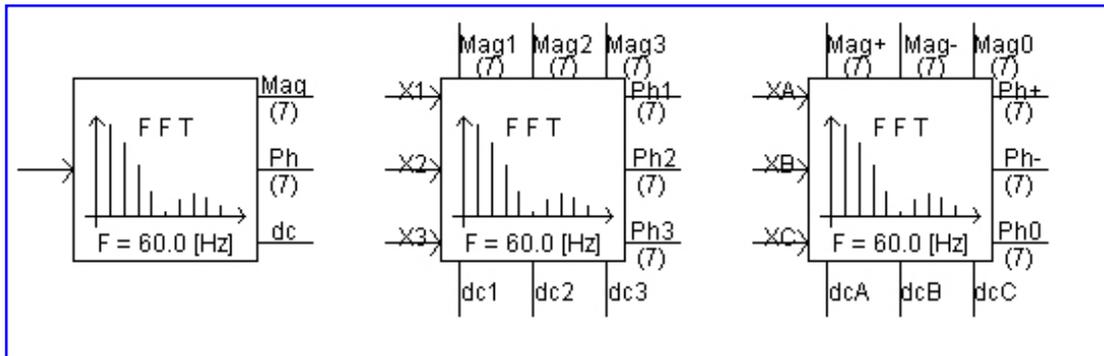


Figure IV.9 : Configuration du Bloc FFT.

IV-3 Protection Différentielle de transformateur :

Le principe de la protection différentielle du transformateur consiste à calculer la différence entre les courants primaires et secondaires (entrants et sortants de transformateur).

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

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

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

Pour le réglage de la protection dans le PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à paramétrer dans le module de la protection différentielle (Figure IV.11) afin de réaliser la pente de caractéristique de la protection (Figure IV.10) :

I_{s1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff});

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

I_{s2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias});

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

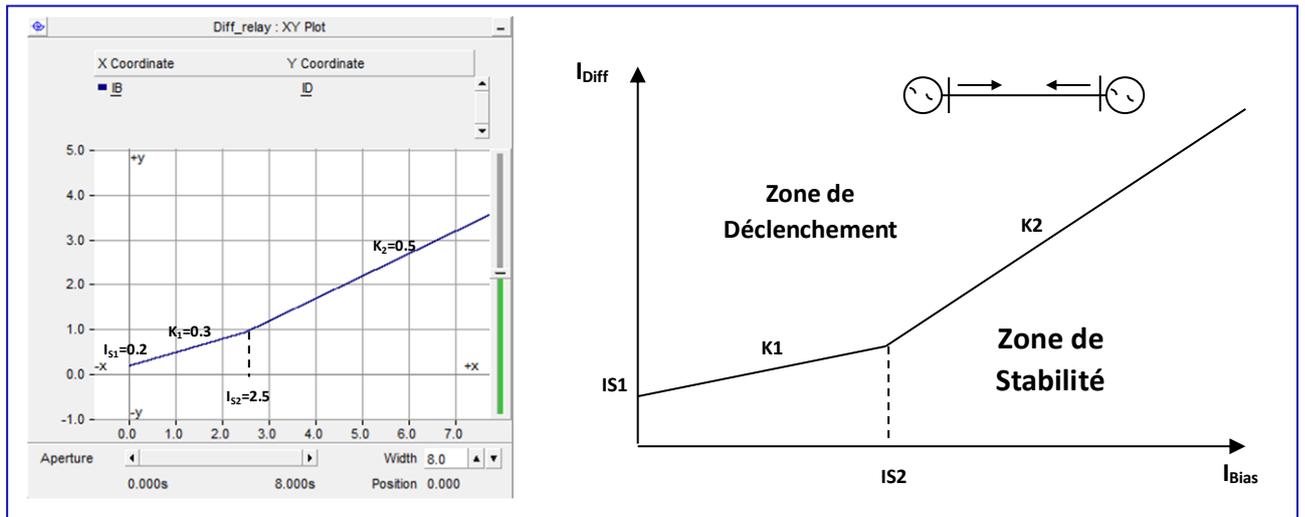


Figure IV.10 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

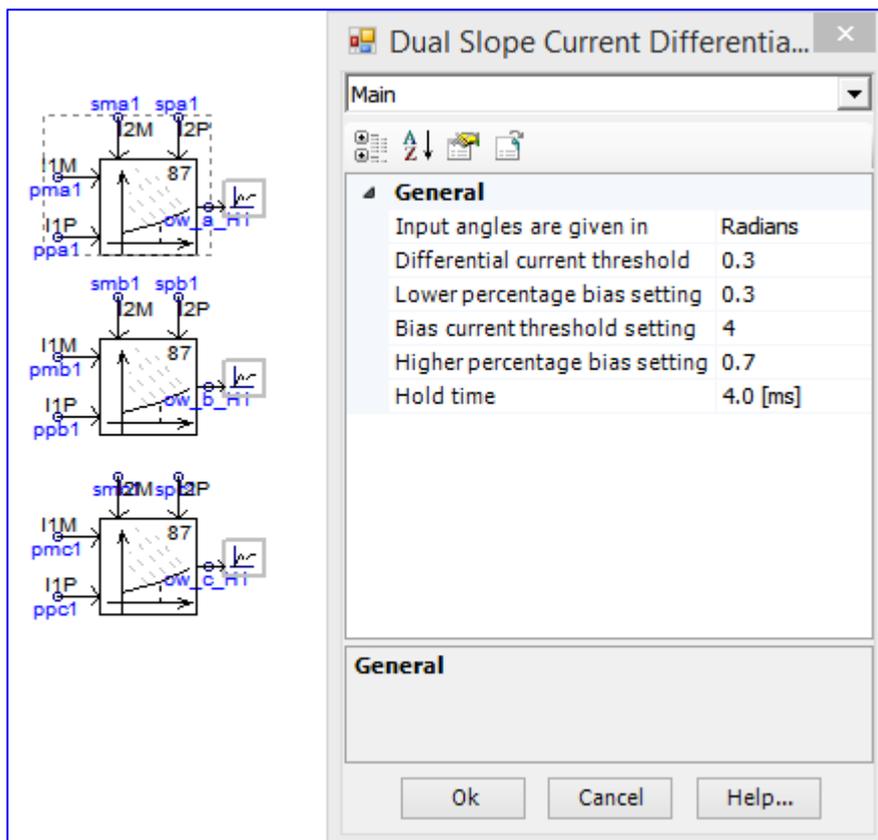


Figure IV.11 : Module de la Protection Différentielle.

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

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

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

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

IV-4 Modélisation de la Protection différentiel de transformateur :

Le système de protection électrique à étudier, est constitué de deux parties : l'étape de traitement de signal et le dispositif de protection (Protection différentielle de transformateur). Le circuit de la Figure IV.12 est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres des sources indiqués dans le Tableau IV.2.

En ce qui concerne le transformateur, on a choisie une transformateur triphasée abaisseur à couplage étoile-étoile (YNyn0), car il est le modèle le plus approprié pour notre système.

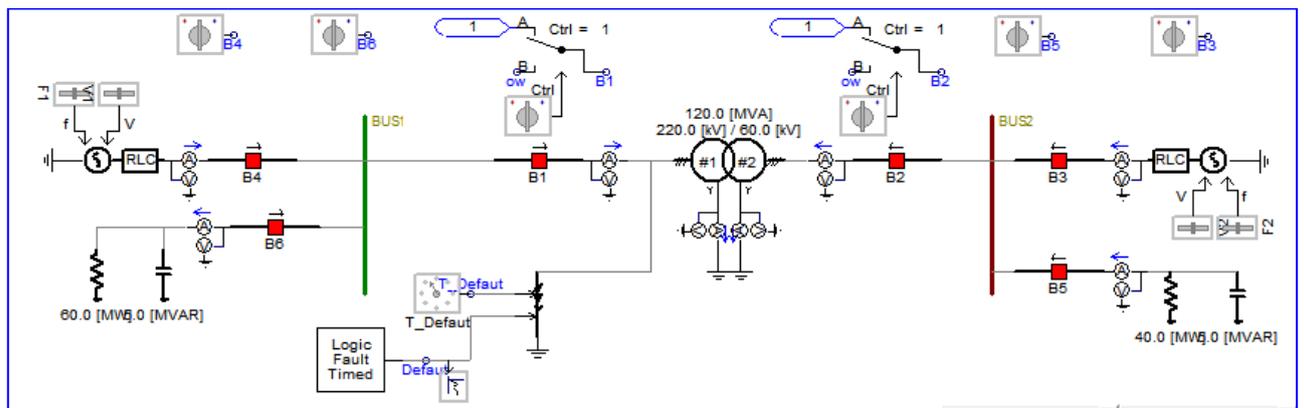


Figure IV.12 : Modèle de simulation.

La protection différentielle de transformateur dans PSCAD est représentée sur trois blocs principaux, qui sont comme suit :

- Block de traitement de signaux d'entrée.
- Block des logiques de la protection différentielle sur PSCAD.
- Block de la logique de Déclenchement.

IV-4-1 Étape de traitement des signaux d'entrés :

C'est l'étape initiale pour le traitement du signal d'entrée. La Figure IV.13. Montre plusieurs composants qui sont nécessaires pour le système de

protection. La méthode utilisée pour le traitement de signal d'entrée est la Transformée de Fourier Rapide (FFT). Cette FFT fournit une solution plus rapide et de meilleure qualité pour le traitement des données. Quand un transformateur de puissance est soumis à un défaut, le signal de courant et de tension (Figure IV.14), haute et basse fréquence sont produits. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale et d'autres harmoniques en amplitude du signal de source (Figure IV.15).

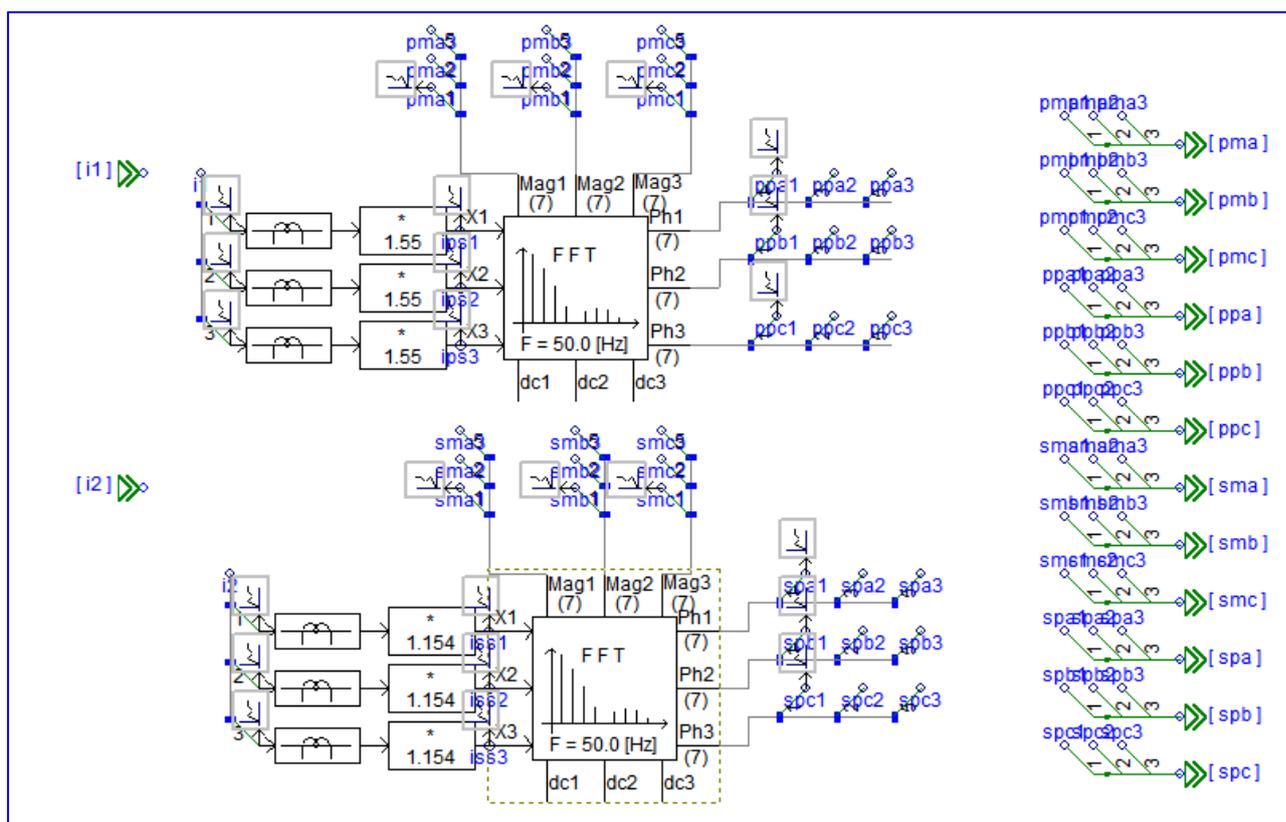


Figure IV.13 : Étape de traitement des signaux d'entrés.

IV-4-2 Circuit logique de la protection différentielle du transformateur :

Après l'étape du traitement du signal les différents signaux obtenus sont entrés dans le circuit logique de la protection différentielle du transformateur (Figure IV.15) afin de vérifier s'il existe un défaut dans la zone de protection. Cette vérification est obtenue par la comparaison du courant différentiel et courant de retenue en fonction des réglages de la courbe différentielle. Enfin le relais gère un ordre pour faire un blocage ou un déclenchement du disjoncteur selon la logique de déclenchement de la protection différentielle.

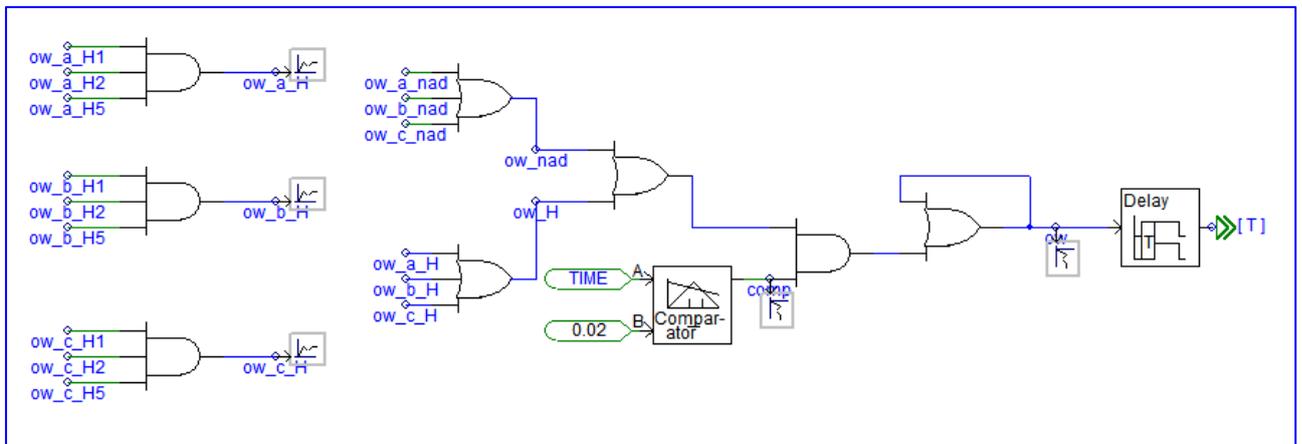


Figure IV.15 : Circuit logiques de la protection différentielle sur PSCAD.

IV-4-3 Résultats de simulation :

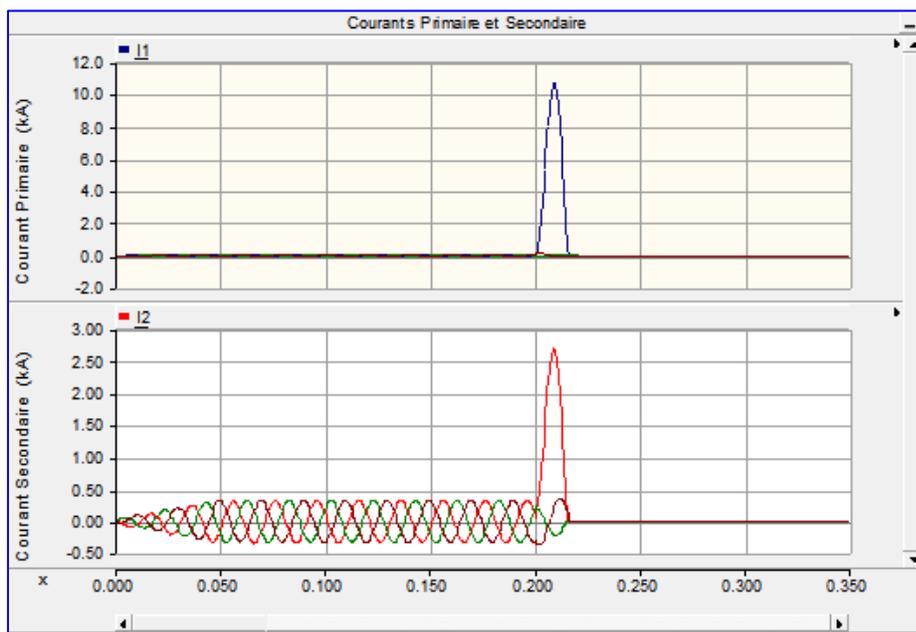
L'étape de la simulation est très importante dans notre travail, car elle permet de vérifier la fiabilité de notre système de protection. Pour cela, on a appliqué deux types de tests pour notre modèle. Le premier test concerne les défauts internes dans la zone de protection est comprend les trois types de défauts possibles (monophasé, biphasé et triphasé) et dans le deuxième test un défaut triphasé est appliqué en dehors de la zone de protection pour voir la stabilité de la protection contre les défauts externes.

IV-4-3-1 Défaut interne de la zone de protection:

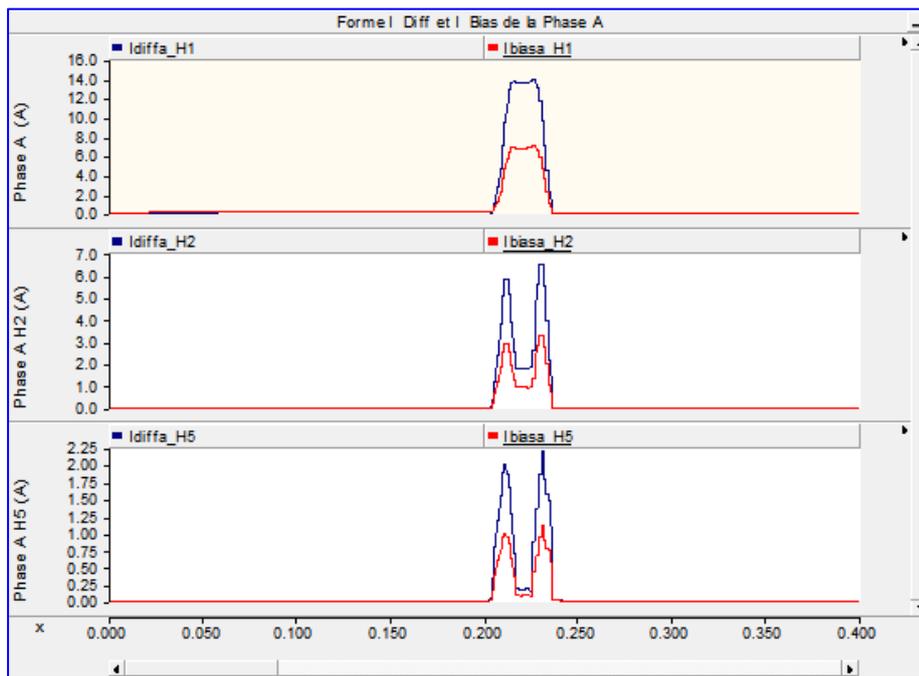
IV-4-3-1 a. Défaut monophasé (A-G) :

La Figure IV.16 représente les résultats de simulation dans le cas d'un défaut interne monophasé (phase A à la Terre). Ces résultats montrent que notre relais à bien fonctionner et le défaut est rapidement détecté et éliminé

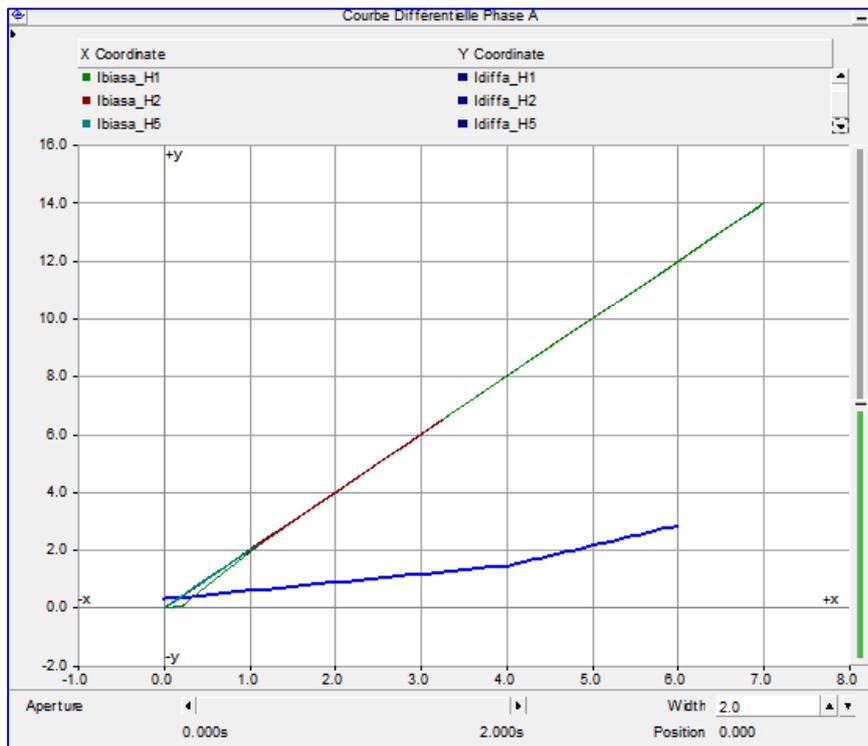
par le déclenchement des disjoncteur d'encadrement (B1 et B2) du Transformateur.



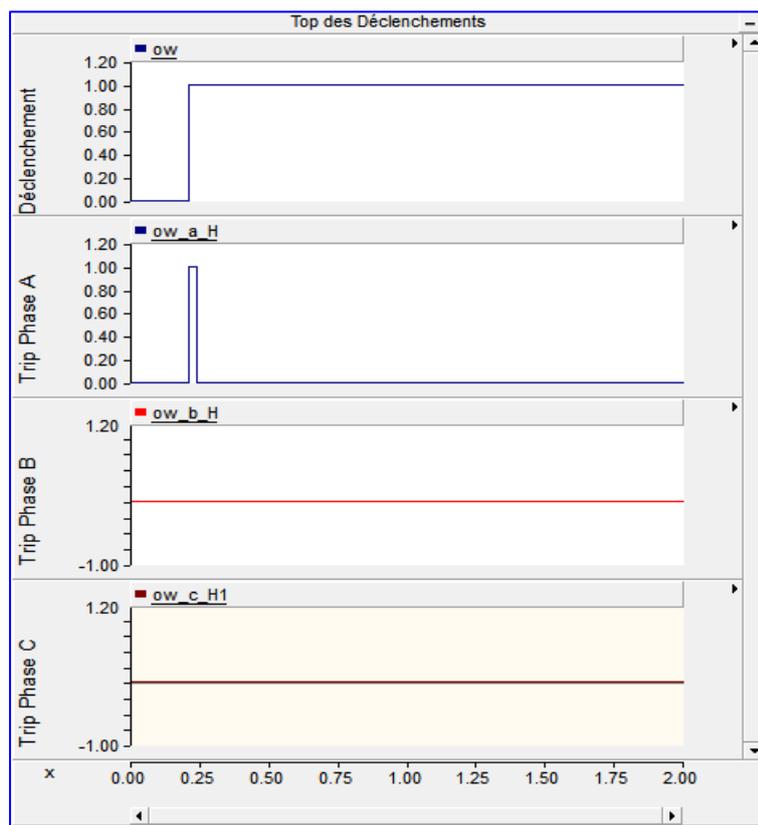
a). les courants triphasés primaires et secondaires (défaut monophasé interne).



b). Formes des courants IDiff , IRet , harmoniques d'ordre 2 et 5 de la Phase A.



c). Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

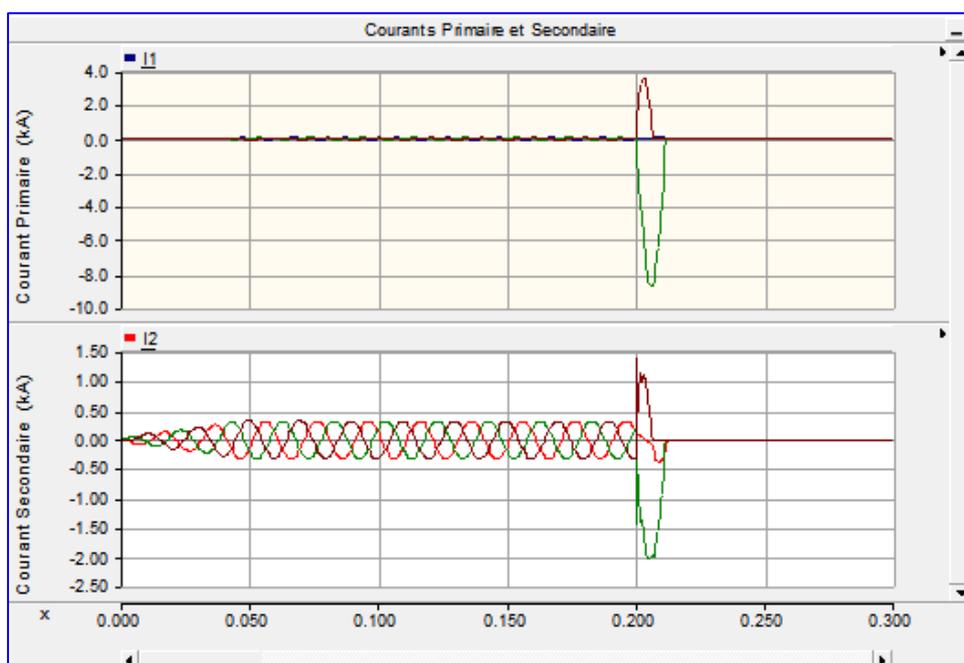


d). Courbe du signal de déclenchement du relais.

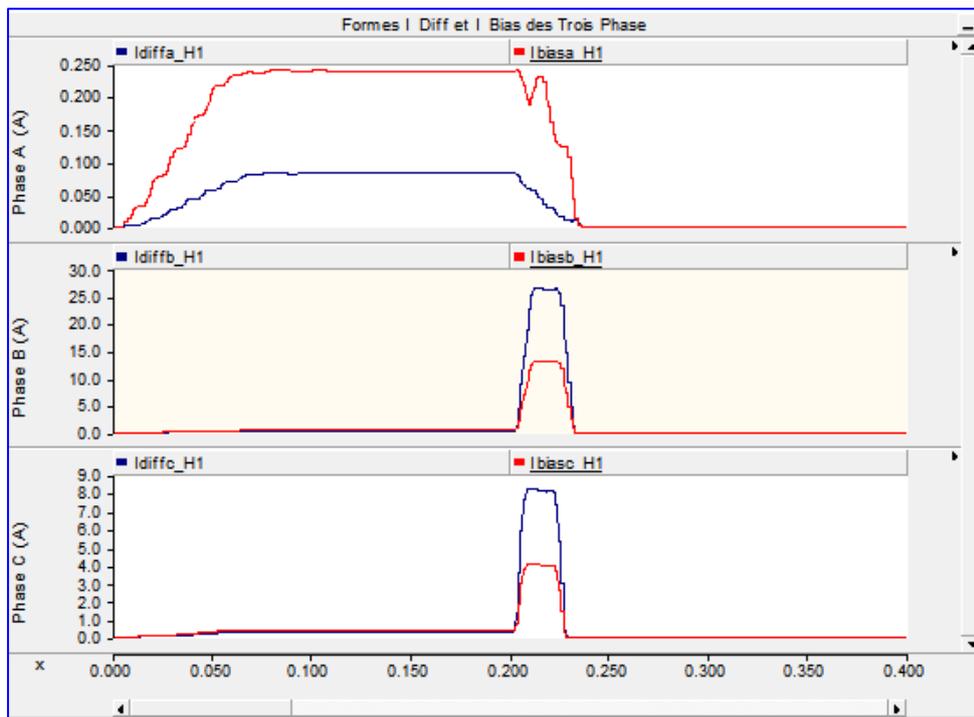
Figure IV.16 : Défaut monophasé A-G.

Dans la Figure IV.16.b Nous remarquons que la valeur du courant différentiel de la Phase A (I_{diffA}) est supérieur à la valeur du courant de retenue de la même Phase (I_{biasA}), ces valeurs sont rentrées dans la caractéristique de déclenchement (Figure IV.16.c). Nous observons aussi que seul le relais de la phase A à donné l'ordre de déclenchement (Figure IV.16.d) car le défaut est apparu sur la Phase A uniquement. Cependant les autres phases sont saines et enfin le signal final de déclenchement est positif.

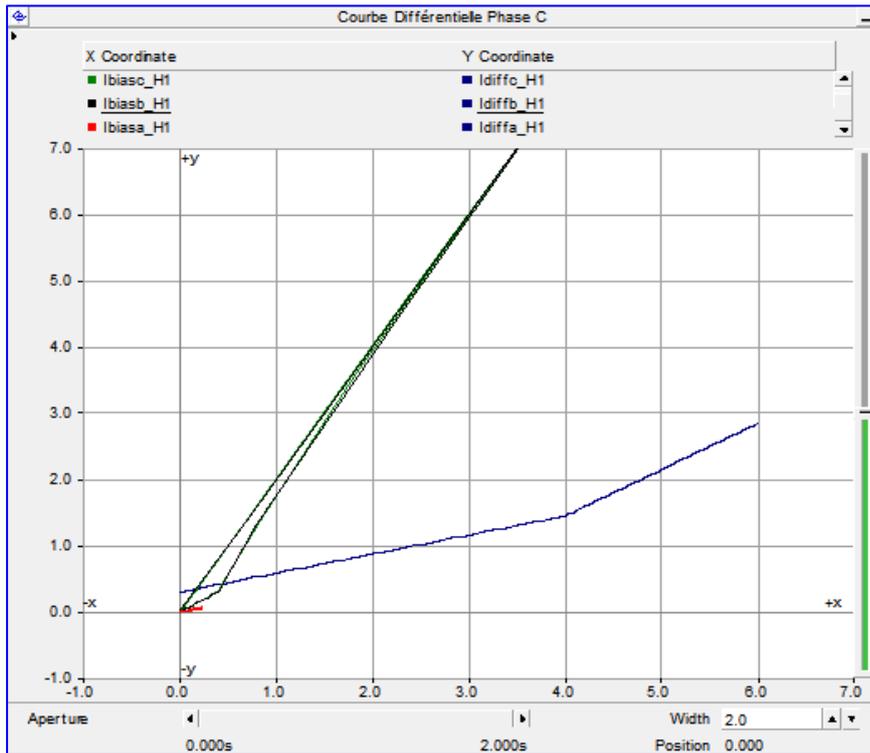
IV-4-3-1.b. Défaut biphasé (BC_G) :



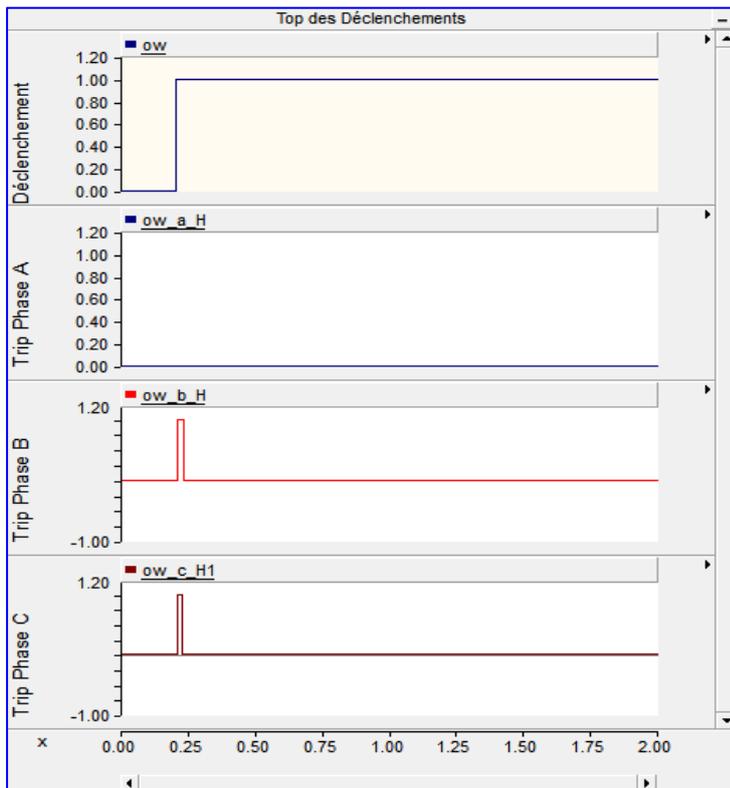
a). les courants triphasés primaires et secondaires (défaut biphasé interne).



b). Formes des courants IDiff et IRet , des trois Phases.



c). Pente de caractéristique la Protection Différentielle (défaut biphasé).



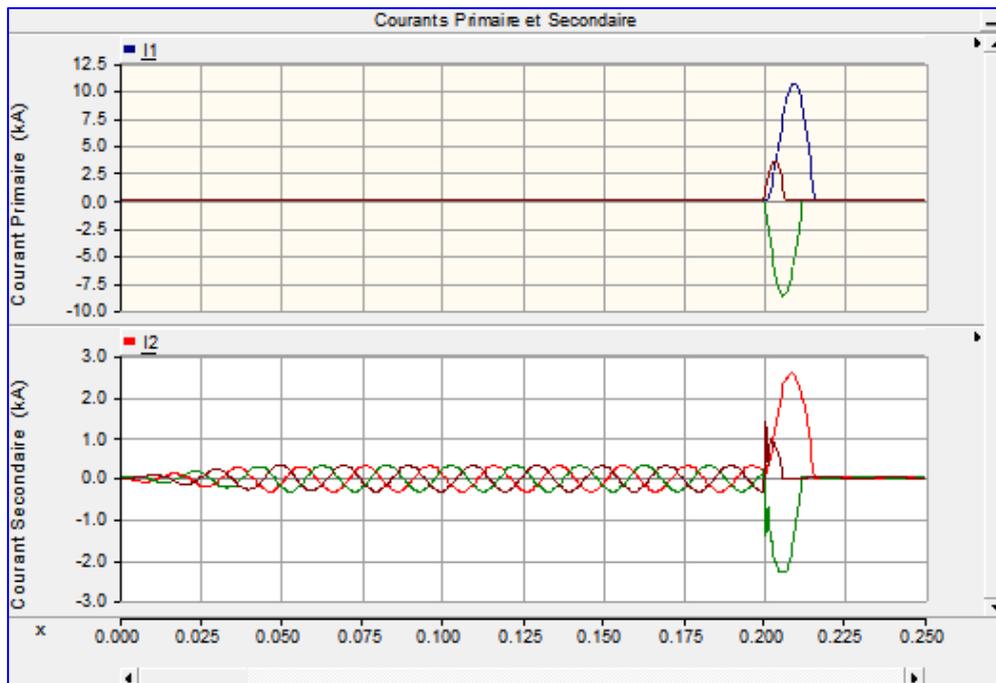
d). Courbe du signal de déclenchement du relais

Figure IV.17 : Défaut biphasé (BC_G).

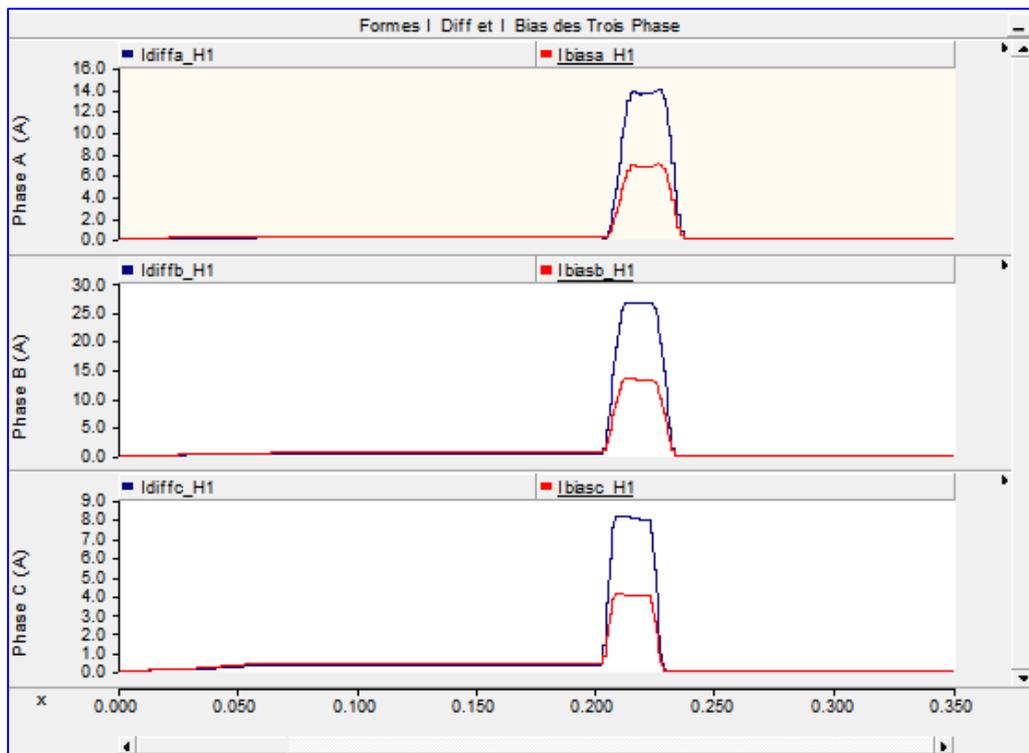
Dans le cas d'un défaut interne biphasé (B-C-G) on remarque que les courants différentiels de la phase B et C sont largement supérieures aux courants retenu de ces phases respectivement (Figure IV.17.b) ce qui à permis d'actionner la caractéristique de déclenchement et de donner l'ordre au relais liés à ces phases de donner un ordre de déclenchement (Figure IV.17.c et Figure IV.17.d). Tendis que la phase A et saine ce qui explique qu'aucun signal de déclenchement n'était donné. A la fin le signal final du relais est bien justifier.

IV-4-3-1.c. Défaut triphasé (ABC) :

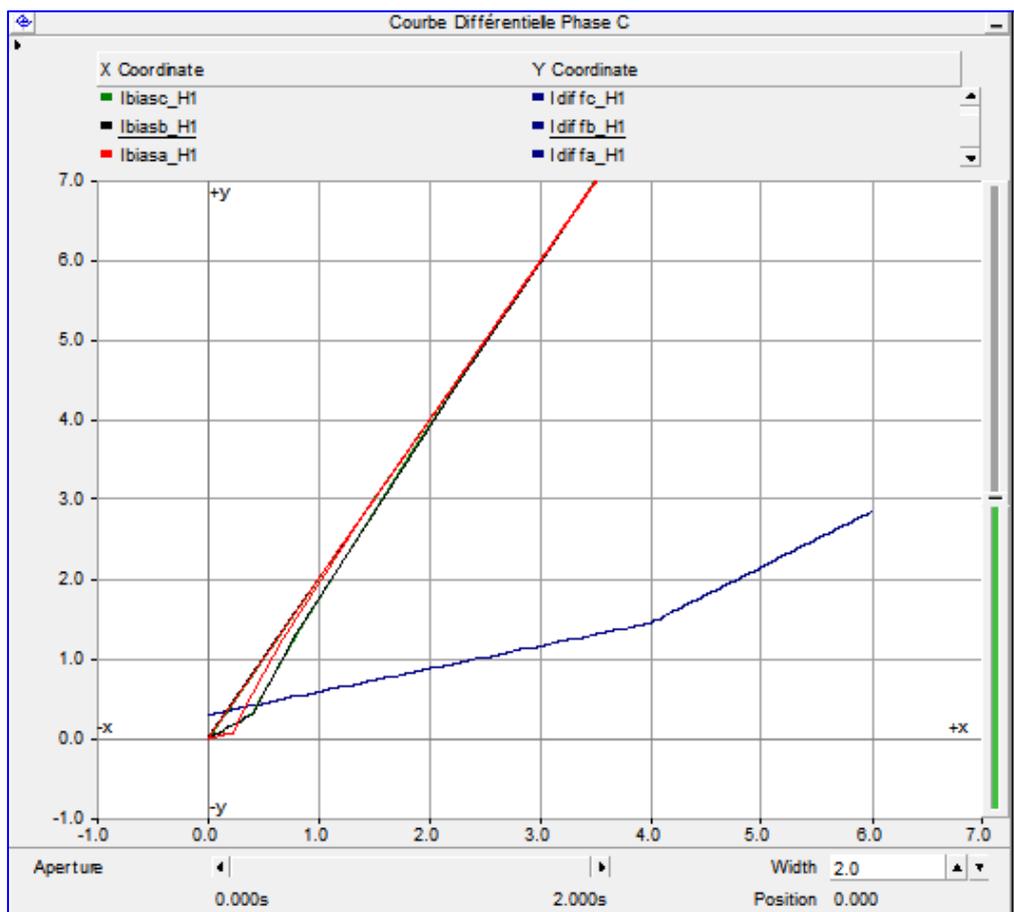
Enfin dans le cas d'un défaut triphasé (ABC) même constatation . Pour les deux premiers cas notre relais à rempli sa tache parfaitement en détectant le défaut dans les trois phases ce qui a permis au relais de transmettre l'ordre de déclenchement au disjoncteur.



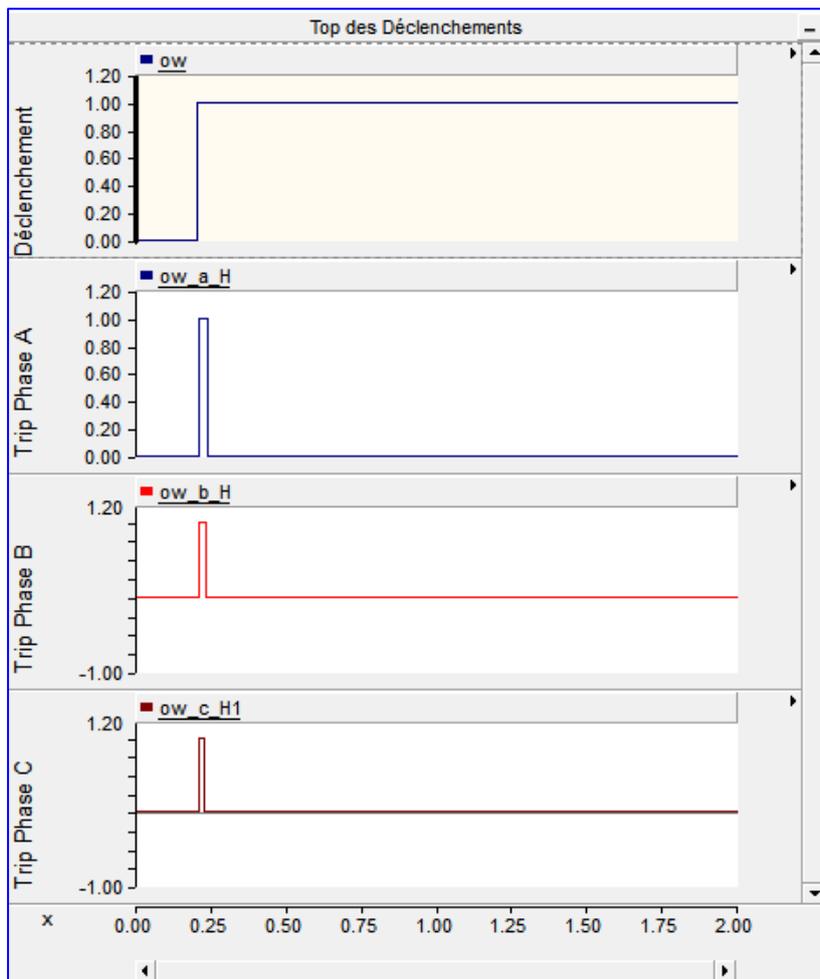
a). les courants triphasés primaires et secondaires (défaut triphasé interne).



b). Formes des courants IDiff et IRet , des trois Phases.



c). Pente de caractéristique la Protection Différentielle (défaut triphasé).



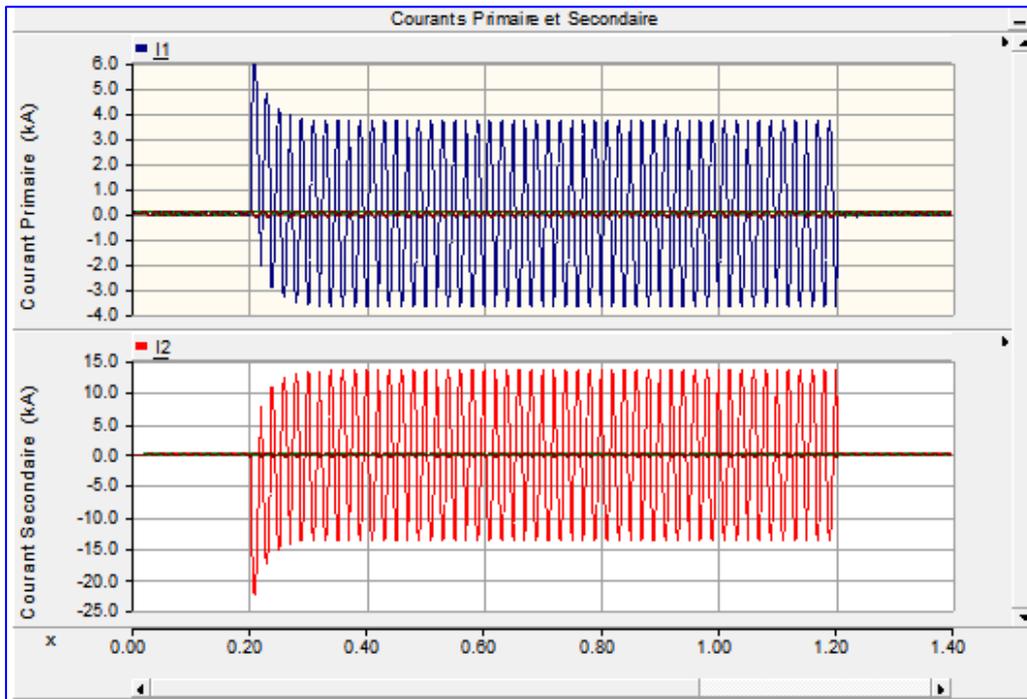
d). Courbe du signal de déclenchement du relais.

Figure IV.18: Défaut triphasé (ABC).

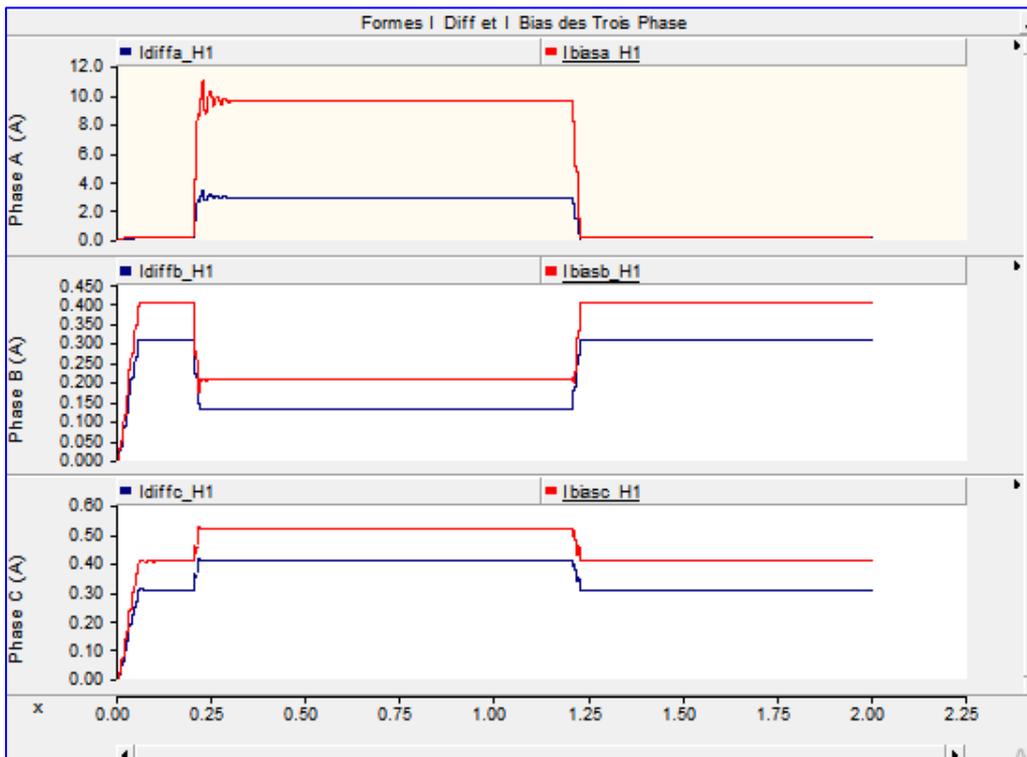
IV-4-3-2 Défaut externe de la zone de protection:

IV-4-3-2.a. Défaut triphasé (ABC) :

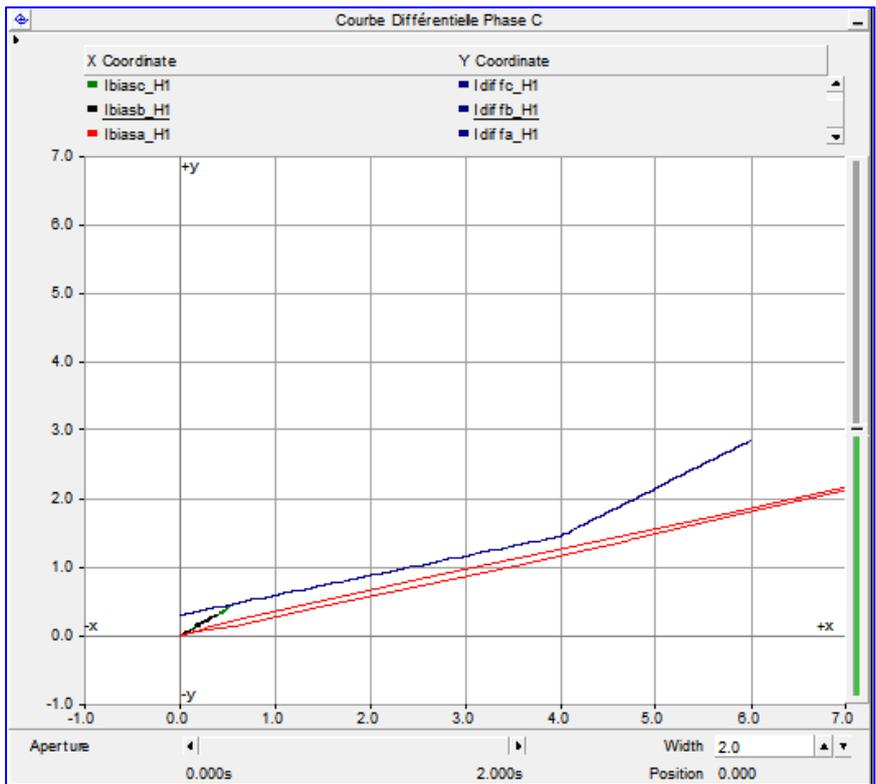
Dans le cas de simulation du défaut externe nous avons essayé uniquement un défaut Monophasé (Phase A à la Terre) ce qui est largement suffisant pour tester la stabilité de notre relais. Nous avons remarqué que les valeurs du courant différentiel et du courant retenu ne rentrent pas dans la caractéristique de déclenchement (Figure IV.19.c). Les résultats de simulation montrent que notre relais ne réagit pas malgré les perturbations qui apparaissent sur la Phase A mais le relais est resté stable.



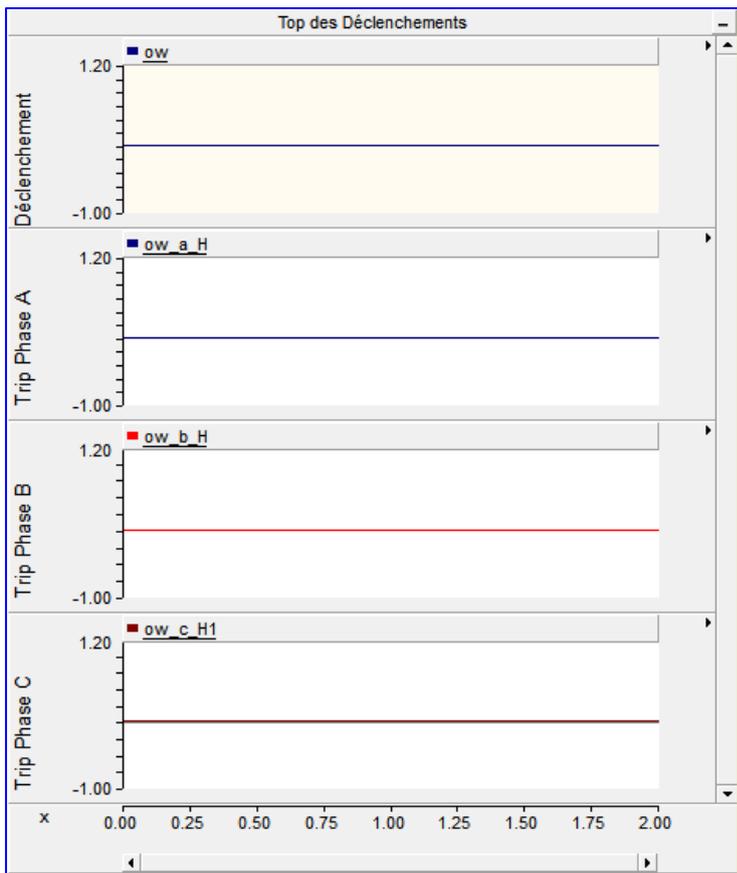
a). les courants triphasés primaires et secondaires (défaut externe).



b). Formes des courants IDiff et IRet , des trois Phases.



c). Pente de caractéristique la Protection Différentielle (défaut externe).



d). Courbe du signal de déclenchement du relais.

Figure IV.19: Défaut Monophasé (A-G) externe.

IV-5 Protection à maximum de courant :

La protection à maximum de courant protège les transformateurs de puissance contre les perturbations qui provoquent des courants importants comme les court-circuits, les surcharges externes.

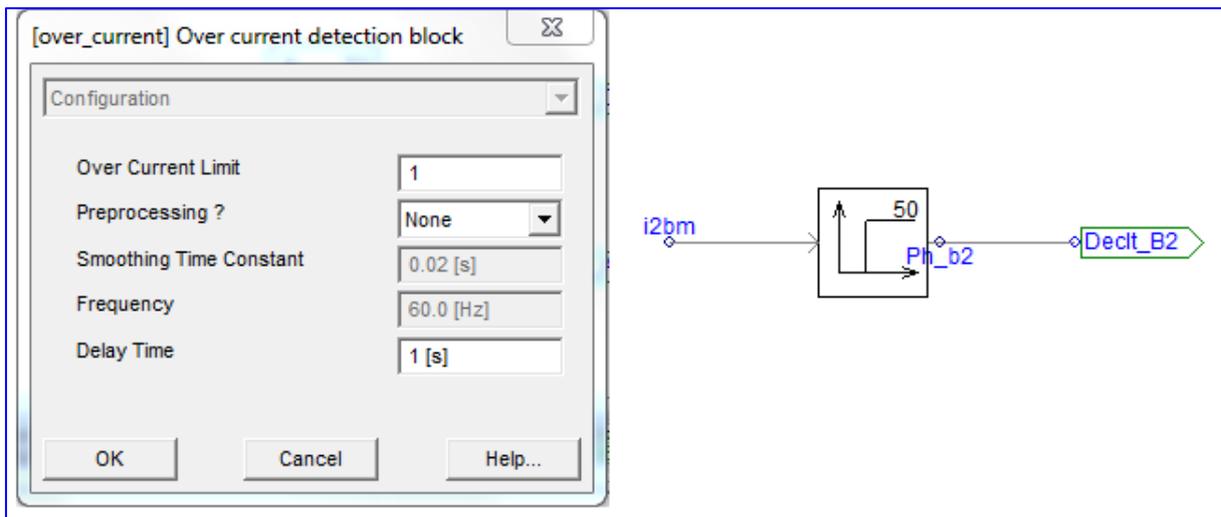
Les relais de protection à maximum de courant sont principalement définis par leurs caractéristiques temps/courant. On distingue deux types :

Protection à maximum de courant à temps constant ;

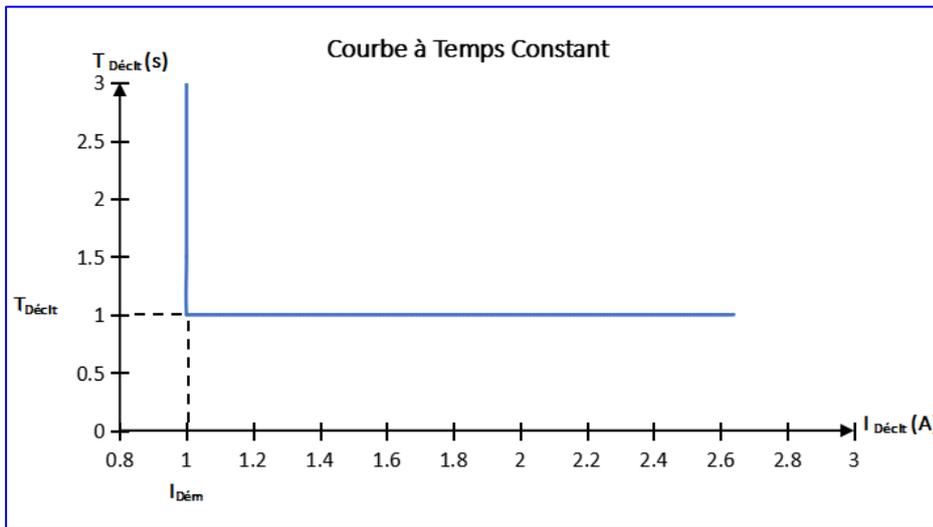
Protection à maximum de courant à temps inverse.

IV-5-1 Protection à Maximum de courant à temps constant :

La Figure IV.20.a représente le module de la protection à maximum de courant à temps constant ainsi le bloc de réglage du seuil de fonctionnement en courant (Over Current Limit) et la temporisation de déclenchement (Delay Time).



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



b). Caractéristique de la protection.

Figure IV.20 : Protection maximum de courant à temps constant.

IV-5-2 Protection à maximum de courant à temps inverse :

La Figure IV.21.a représente le module de la protection à maximum de courant à temps inverse, ainsi le bloc de réglage des paramètres de la caractéristique de la courbe à temps inverse est calculé par l'équation suivante :

$$t_{D\acute{e}clt} = TD \left(\frac{A}{(I/I_p)^{p-1}} + B \right) + K \quad (IV.2)$$

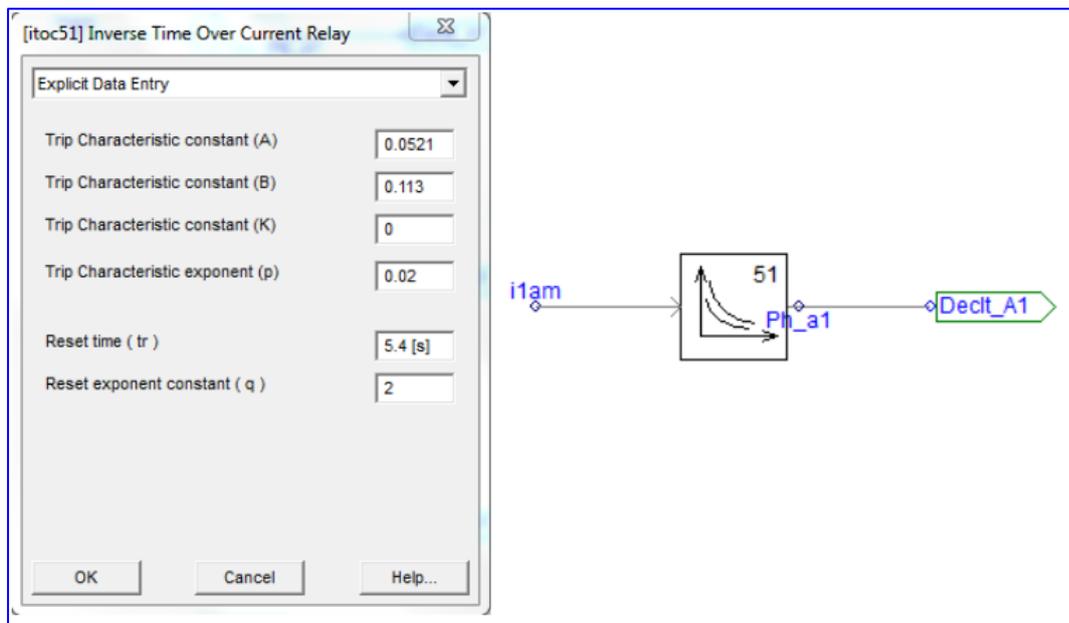
Avec :

TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

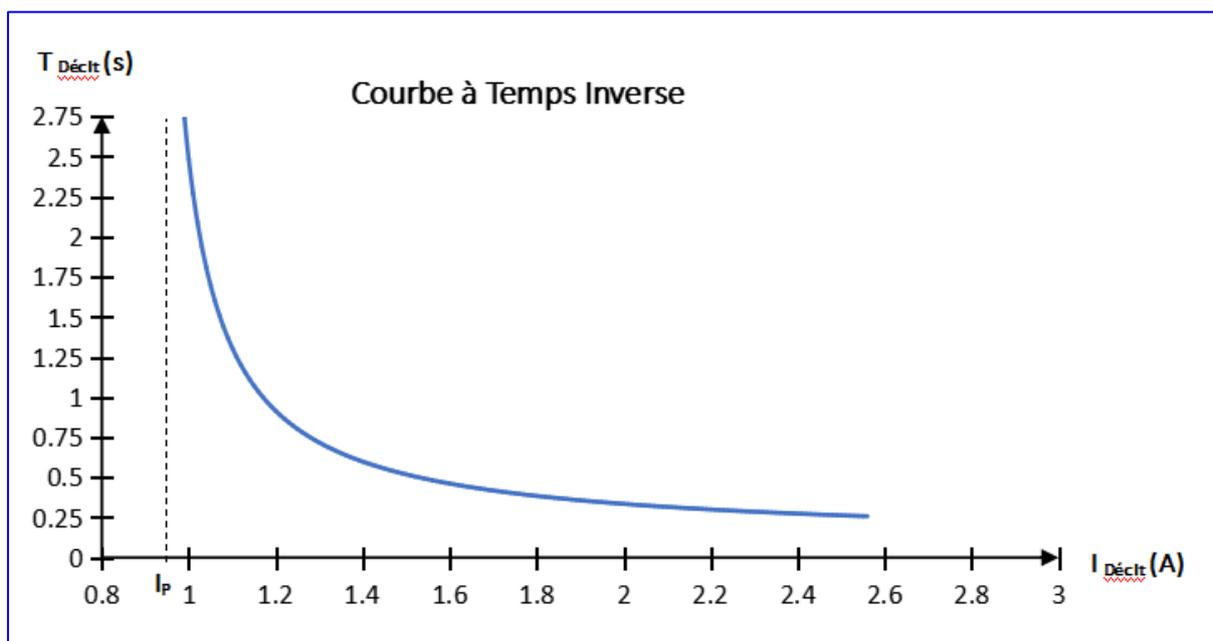
I : Courant de Défaut.

I_p : Valeur de réglage de courant d'excitation.

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



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



b). Caractéristique de la protection

Figure IV.21 : Protection maximum de courant à temps inverse.

IV-5-3 Résultats de simulation :

Dans notre cas d'étude, on a activé deux seuils de fonctionnement au côté primaire (MAX I à Temps Constant à deux seuils) pour la protection du Transformateur de puissance.

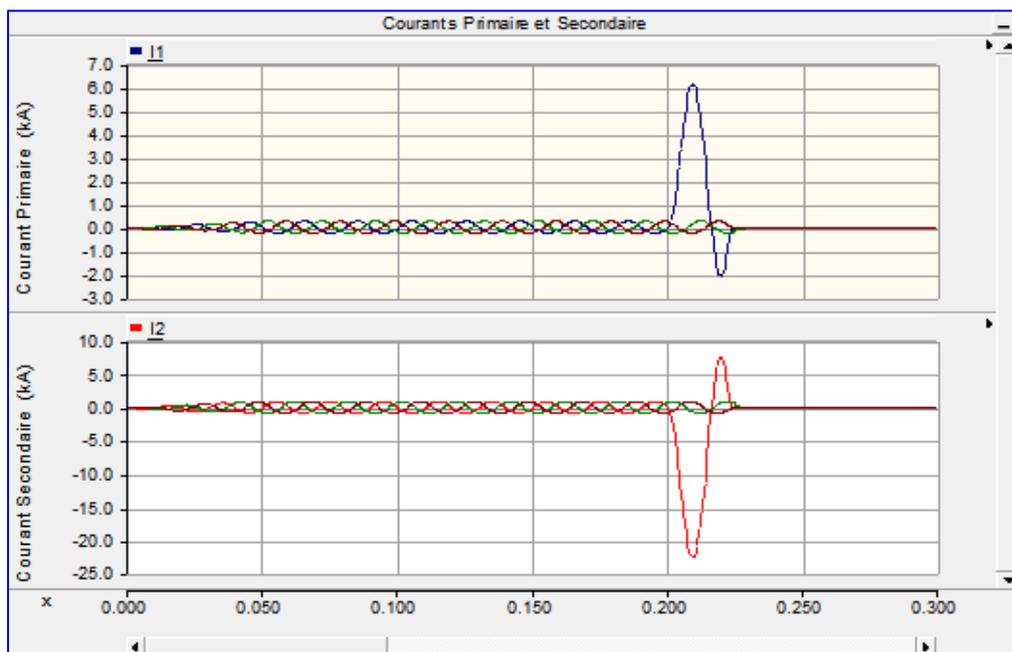
Les paramètres de réglages des deux protections sont résumés dans le Tableau suivant :

Paramètre	Valeur de Réglage
Protection à Temps Constant Instantanée (Court-Circuit) I	
Seuil du Courant de Déclenchement :	$I > = 1,3 \times I_{CC_MAX}$ $I_{CC_MAX} = U_N / (Z_R + Z_T)$ $U_N : \text{Tension Nominal.}$ $Z_R : \text{Impédance de Réseau.}$ $Z_T : \text{Impédance du Transformateur}$
Temporisation de Déclenchement :	$T_{Déclt.} = 0 \text{ s}$
Protection à Temps Constant Temporisée (Surcharge) I	
Seuil du Courant de Déclenchement :	$I > = 1,3 \times I_{N_TR}$ $I_{N_TR} = S_N / \sqrt{3} \times U_N$ $S_N : \text{Puissance Apparente du Transformateur}$ $U_N : \text{Tension Nominal du Transformateur}$
Temporisation de Déclenchement :	$T_{Déclt.} = 3,0 \text{ s}$

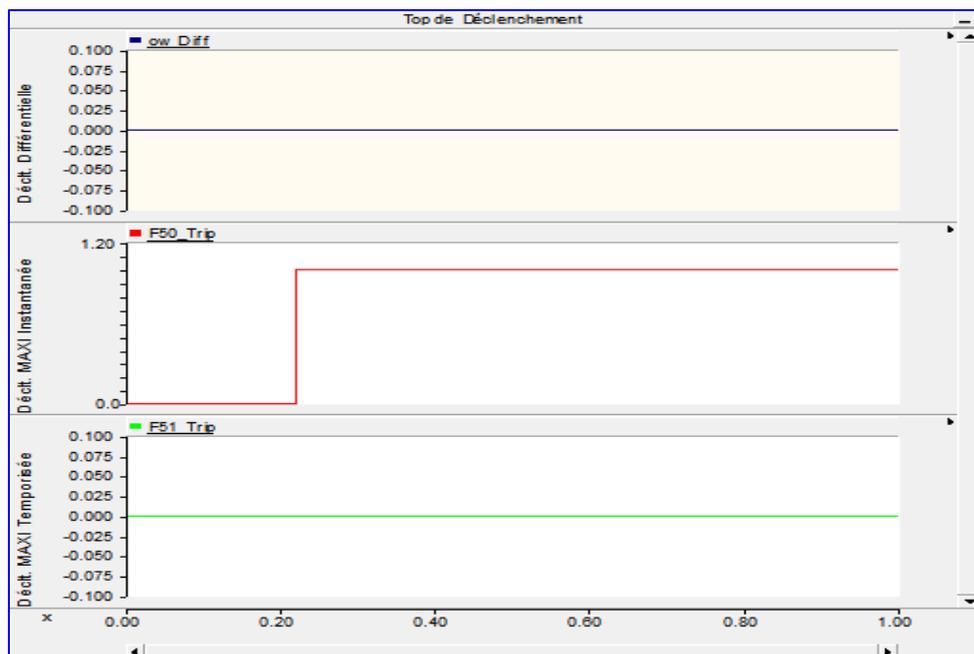
Tableau IV.4 : Paramètres de réglage des Protection à maximum de courant.

La simulation de la protection à maximum de courant est réalisée par l'application des valeurs de courants de défaut Phase-Terre de plus de 2.7 kA pour simuler la Protection MAX I instantanée et un courant de surcharge de

plus de 0,410 kA pour simuler la Protection MAXI temporisée dont les résultats sont représentés sur les Figures IV.22 et IV.23 respectivement.

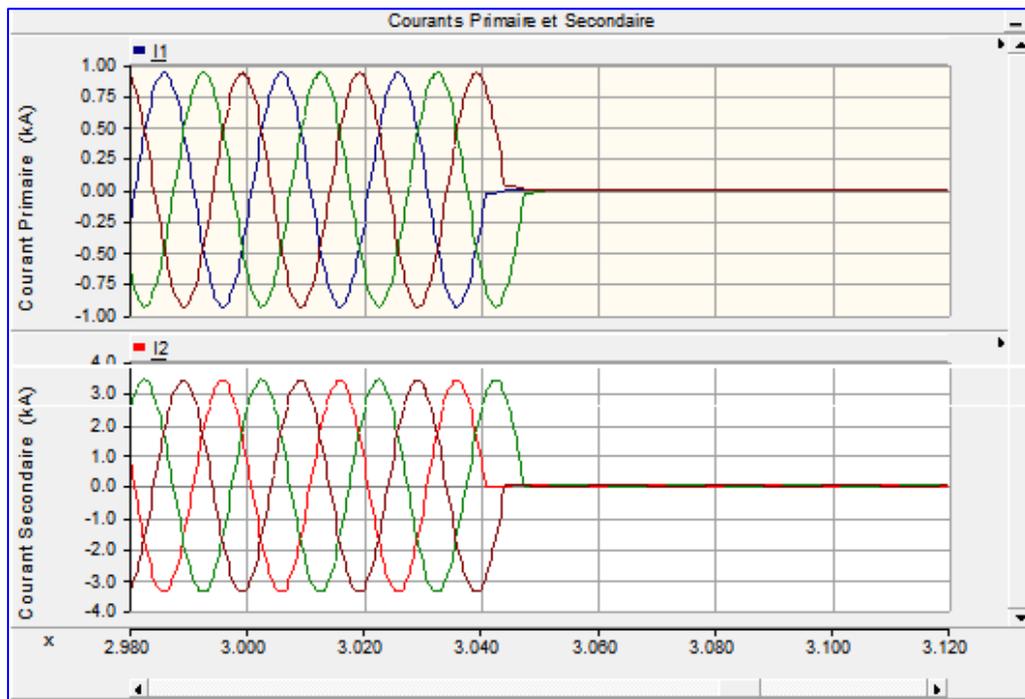


a). les courants triphasés primaires et secondaires (défaut externe sur Phase A).

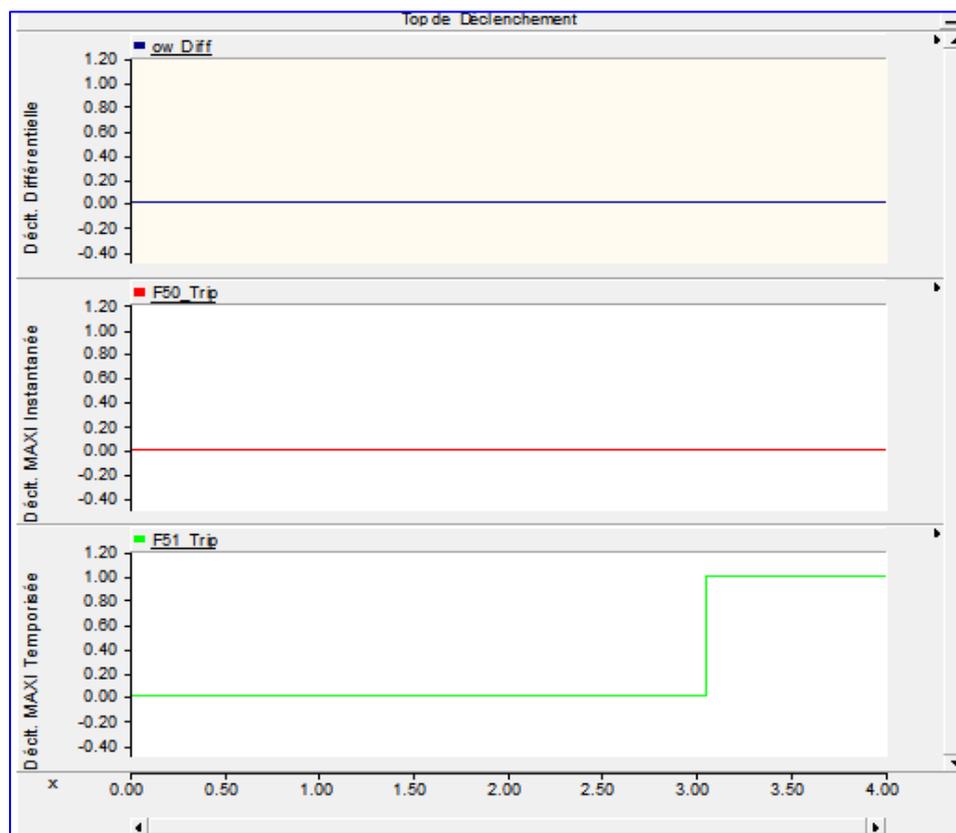


d). Courbe du signal de déclenchement du relais.

Figure IV.22 : Formes de courant de défaut et Top de déclenchement de la Protection MAX I Instantanée.



a). les courants triphasés primaires et secondaires (Surcharge).



d). Courbe du signal de déclenchement du relais.

Figure IV.23 : Formes de courant de défaut et Top de déclenchement de la Protection MAX

I Surcharge.

Les deux fonctions de protection sont destinées à protéger le transformateur contre les défauts externes (Court-Circuit ou Surcharge).

On observe que la protection à maximum du courant contre les courts-courts est déclenchée instantanément après apparition du défaut à 0.2 s pour des courant supérieur au réglage configuré (Figure IV.22). Ainsi la fonction de protection contre les surcharges a bien fonctionné après 3 s pour des courants de surcharge supérieurs à 130% du courant nominal du transformateur (Figure IV.23). On remarque aussi d'après les Tops de déclenchement que la protection Différentielle est restée toujours stable et sélective .

IV-6 Conclusion :

.Dans ce dernier chapitre, nous avons élaboré des modèles de simulation de la protection différentielle du transformateur de puissance en utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

Nous avons présenté les différents composants du modèle de simulation étudié. Ensuite nous avons simulé deux modèles de protection, la protection différentielle et la protection à maximum de courant à deux seuils.

Les résultats de simulation montrent que la protection Différentielle est stable et sélective pour les cas des défauts internes ou externes. Les protections à Maximum de courant sont des protections de secours pour les défauts externes ou les surcharges.

Conclusion générale

Ce projet consiste à étudier la protection d'un transformateur de puissance contre les perturbations (court-circuit, surcharges.....)

Différents modèles de circuits magnétiques et de bobinages des transformateurs de puissance ont été décrits. Le principe de refroidissement et les différents types de connexion des enroulements des transformateurs ont été mentionnés. L'étude des différents types de défauts qui peuvent perturber le bon fonctionnement des transformateurs ainsi que les systèmes de protection possibles pour les protéger ont été étudiés afin d'assurer une bonne protection des transformateurs.

Afin de prolonger le cycle de vie des transformateurs, des tests de diagnostic de quelques éléments des transformateurs ont été réalisés avec succès.

La simulation des modèles de relais de protection numériques tel que la protection différentielle a été décrite . La méthodologie proposée consiste à intégrer les modèles de relais numériques dans le modèle du système électrique en utilisant l'environnement PSCAD/EMTDC. Les Composants du PSCAD/EMTDC qui ont été utilisés pour le modèle du système électrique et les modèles de relais de protection numérique sont réparties comme suit :

- Présentation des résultats de simulation des formes de signaux d'entrées analogiques (avant et après le traitement des signaux par le module FFT).
- Simulation d'un modèle d'une protection différentielle du transformateur de puissance avec application des défauts internes de la zone de protection et des défauts externes. Les résultats obtenus expliquent le bon fonctionnement de la protection lors des défauts internes et sa stabilité lors des défauts externes a la zone de protection.

Finalement, nous espérons que notre travail sera fort utile pour l'amélioration des connaissances des étudiants et constituera une étape pour aborder une étude plus approfondie sur la simulation des protections de transformateurs de puissance a travers l'utilisation du logiciel de simulation PSCAD/EMTDC et d'autres logiciels

Références Bibliographiques

- [1] **Jean SANCHEZ**, << Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance >>, thés de doctorat, Université de Grenoble, 2011. Français.
- [2] **ZELAGUI MOHAMED**, « Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV) », mémoire de magister, UNIVERSITE MENTOURI Constantine, Année 2010.
- [3] **REKIK BADRI**, « Etude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance », mémoire de magister, UNIVESITE ANABA, Année 2008.
- [4] **BOUAKOUK MOHAND, HADJEBAR RAMDANE**, « Diagnostic des transformateurs de puissances », mémoire de Master, UMMTO, Promotion 2014.
- [5] **D. Fulchiron**, « Protection des transformateurs de postes MT/BT », Cahier technique N° 192, Edition avril 1998.
- [6] **omicron**, <<Tests de diagnostic et surveillance des transformateurs de puissance >> Cahier technique
- [7] **Mariya Babiy**, « turn-to-turn fault detection in transformers using negative sequence currents », University of Saskatchewan, Canada, September 2010.
- [8] **Craig Muller**, « User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre », Canada, 2005.
- [9] **LEE KAH CHOON**, « simulation study and setting of distance relays on double circuit transmission lines using pscad », Bachelor of Engineering (Electrical), Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, 2003.
- [10] **SIEMENS AG**, « Protection de Distance 7SA6 V. 4.6 », 7SA6 Manuel, 2004.

