



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم



Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

N° d'ordre : M...../GE/2020

## MEMOIRE DE FIN D'ETUDES MASTER ACADEMIQUE

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

### *Thème*

**ETUDE ET SIMULATION DE LA COORDINATION DES  
PROTECTIONS D'UN TRANSFORMATER DE PUISSANCE HT/MT**

**Présenté par :**

- DANI Sabria
- MANSOURI Yamna

*Soutenu le ..... / 08 / 2020 devant le jury composé de :*

- Président : Pr. BEKKOUCHE Benaissa
- Examineur : Dr. CHAOUICHE abdellah
- Encadreur : Dr. SOUAG Slimane

**Année Universitaire : 2019 / 2020**

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

## **Remerciement**

*Je remercie dieu de nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

*Je remercie mes très chers parents.*

*Je remercie mon encadreur Dr. Slimane SOUAG pour son aide, son encouragement et sa patience, ainsi pour ces orientations et ses conseils judicieux.*

*Et nous n'oublions pas tous les enseignants de département génie électrique.*

*Le, 08,2020*

## Dédicace

*Je dédie ce travail,*

*A mon cher père, et ma mère bien-aimée, la lumière de ma vie, je vous dédie ce travail, à toute la famille. Nos parents en particulier qui se sont sacrifiés et ont veillé pour notre succès, notre aide et notre soutien, nous demandons à Dieu de prolonger leur vie et de les protéger pour nous.*

*A toute la famille Dani et Mansouri.*

*A toute nos amis et mes collègues, et à tous ceux qui nous ont aidé pour réaliser ce mémoire.*

*Le, 08/2020*

# TABLE DES MATIERES

## TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENT .....	III
DEDICACE.....	IV
<b>CHAPITRE I            GENERALITE SUR LE TRANSFORMATEUR .....</b>	<b>3</b>
I.1 INTRODUCTION.....	4
I.2 LE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE HT/MT.....	4
I.2.1 DEFINITION : .....	4
I.2.2 SYMBOLE .....	6
I.2.3 PRINCIPE.....	7
I.2.4 SCHEMA EQUIVALENT DU TRANSFORMATEUR .....	8
I.2.5 CONSTRUCTION INTERNE .....	9
I.2.6 LES TYPES .....	13
I.2.7 LA PROTECTION.....	18
I.3 LE BUT DE LA PROTECTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE .....	19
I.4 CONCLUSION .....	19
<b>CHAPITRE II            LA PROTECTION DIFFERENTIEL .....</b>	<b>21</b>
II.1 INTRODUCTION.....	22
II.2 LA PROTECTION DIFFERENTIELLE .....	22
II.3 LES PRINCIPES DE BASE DE LA PROTECTION DIFFERENTIELLE .....	22
II.4 LES PROBLEMES PRATIQUES DE PROTECTION DIFFERENTIELLE .....	23
II.5 UTILISATION DE LA PROTECTION DIFFERENTIELLE AVEC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE.....	28
II.6 PROPRIETES DE LA COURBE D'INCLINAISON : .....	32
II.7 REGLAGE DES TRANSFORMATEURS A TROIS VOIES.....	33
II.8 L'UTILISATION DES TRANSFORMATEURS DE COURANT INTERMEDIAIRES AVEC LE DISPOSITIF DE PROTECTION DIFFERENTIELLE.....	35
II.9 COURANT D'IMPULSION DANS LES TRANSFORMATEURS .....	44
II.10 CONCLUSION .....	50
<b>CHAPITRE III            AUTRES DIFFERENTES PROTECTIONS DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE.....</b>	<b>51</b>
III.1 INTRODUCTION.....	52
III.3 PROTECTION DIFFERENTIELLE POUR TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE AUTOMATIQUE .....	55
III.4 PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES .....	56
III.5 L'IMPORTANCE DE L'HUILE DANS LE TRANSFORMATEUR.....	59
III.6 AFFICHER LE NIVEAU D'HUILE.....	60
III.7 DISPOSITIF DE PROTECTION CONTRE LES GAZ (BUCHHOLZ) .....	60
III.8 UN APPAREIL POUR MESURER LA TEMPERATURE DES ENROULEMENTS DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE.....	63
III.9 UN APPAREIL POUR MESURER LA TEMPERATURE DE L'HUILE DANS LE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE .....	64
III.10 DISPOSITIF DE DECHARGE DE PRESSION D'HUILE.....	66
III.11 DISPOSITIF DE PROTECTION CONTRE LE TAUX DE HAUTE PRESSION D'HUILE .....	66
III.12 PROTECTION CONTRE LES DEBORDEMENTS .....	67
III.13 LES ALARMES LES PLUS IMPORTANTES SUR LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE .....	68
III.14 CONCLUSION.....	68
<b>CHAPITRE IV            ETUDE DES CAS DE PROTECTIONS DES TRANSFORMATEUR .....</b>	<b>69</b>
IV.1 INTRODUCTION.....	70
IV.2 PROTECTION DU TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE AUTO 380/ 132/ 33 KV .....	70
IV.3 PROTECTION DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE 132/33 KV .....	78
IV.3.1.2 PROTECTION RESTREINT CONTRE LES FUITES A LA TERRE COTE DE LA HAUTE TENSION (132 KV) (64 NP) ....	79
IV.3.1.3 PROTECTION RESTREINT CONTRE LES FUITES A LA TERRE COTE BASSE TENSION (33 KV) (64NS).....	79
IV.3.1.4 DISPOSITIF DE PROTECTION CONTRE LES GAZ BUCHHOLZ .....	81
IV.3.1.5 DISPOSITIF DE PROTECTION CONTRE LES GAZ POUR CONVERTISSEUR DE TENSION .....	81
IV.3.1.6 PROTECTION CONTRE LA HAUTE TEMPERATURE D'ENROULEMENT.....	81
IV.3.2 PROTECTION EN VEILLE .....	81
IV.3.2.1 DISPOSITIF DE PROTECTION CONTRE LES SURINTENSITES COTE HAUTE TENSION 132 KV (50 /51P) .....	81
IV.3.3 CONNECTER LES DISPOSITIFS DE PROTECTION INSTALLES SUR UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE.....	82
IV.3.4 L'ADAPTATEUR DECONNECTE LES APPAREILS EN CAS DE DYSFONCTIONNEMENTS .....	83
IV.4 PROTECTION DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE 132/13.8 KV.....	85
<b>CHAPITRE V            SIMULATION SUR ETAP ET RESULTATS .....</b>	<b>96</b>
V.1 INTRODUCTION.....	97
V.2 PRESENTATION DU LOGICIEL ETAP : .....	97
V.3 ETUDE DE CAS .....	97
V.4 L'ANALYSE DE COURT-CIRCUIT .....	98
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>120</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE            121</b>	

## Liste des figures

Fig I.1 Transformateur de puissance	6
Fig I.2 Symbole	6
Fig I.3 Principe du fonctionnement	7
Fig I.4 Schéma équivalent d'un transformateur	8
Fig I.5 Schéma équivalent simplifié d'un transformateur	8
Fig I.6 Circuit magnétique	9
Fig I.7 Disposition classique des enroulements autour de noyau magnétique	10
Fig I.8 Schéma d'une isolation uniforme avec schéma équivalent	11
Fig I.9 Schéma d'une isolation non uniforme avec schéma équivalent	12
Fig I.10 Isolation papier	13
Fig I.11 Transformateur de transmission	14
Fig I.12 Transformateur de type immergé	14
Fig I.13 Transformateur de type sec	15
Fig I.14 Transformateur d'évacuation d'énergie	16
Fig II.1 L'idée de base de la protection différentielle	23
Fig II.2 Protection différentielle après son développement	24
Fig II.3 La relation entre le courant de fonctionnement et le courant de résistance	26
Fig II.4 La relation entre le courant de fonctionnement, le courant de résistance avec une inclinaison 10%	28
Fig II.5 Connectez les adaptateurs d'alimentation des deux côtés des transformateurs de puissance	29
Fig II.6 Calculs de dispositif de protection différentielle d'exemple	31
Fig II.7 La méthode de connexion de transformateur de courant à un transformateur de puissance ce forme Dy	34
Fig II.8 Utilisation des transformateurs de courant intermédiaires avec le dispositif de protection différentielle pour protéger le transformateur de puissance connecté Yd5	37
Fig II.9 Utilisation des transformateurs de courant intermédiaires avec le dispositif de protection différentielle pour protéger le transformateur de puissance connecté Dy11	38
Fig II.10 Comment fabriquer les transformateurs de puissance triphasé	39
Fig II.11 La relation entre le groupe directionnel du transducteur de puissance et l'horloge	40
Fig II.12 Un tableau montrant les types les plus courants de connexions de transformateur de puissance	41
Fig II.13 La relation entre différents courants et tensions dans le transformateur de puissance suppose que le facteur de puissance est acceptable	42
Fig II.14 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Yy0	43
Fig II.15 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Yy6	43
Fig II.16 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Yd1	43
Fig II.17 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Dy1	43
Fig II.18 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Dy5	44
Fig II.19 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Yd5	44
Fig II.20 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Dy11	44
Fig II.21 Connexion du transformateur de puissance 3 voies à Yd11	44
Fig II.22 Le premier cas pour le courant d'impulsion	45
Fig II.23 Le deuxième cas pour le courant d'impulsion	46
Fig II.25 Etat actuel de l'impulsion	47
Fig II.26 Etat actuel stable	47
Fig II.27 Comment le courant impulsif diminue	47
Fig II.28 Circuit magnétique équivalent d'un transformateur	48
Fig II.29 Réduire la sensibilité du dispositif de protection différentielle pour éviter de fonctionnement en raison u courant d'impulsion au moment le transformateur de puissance est connecté	49
Fig III.1 Protection différentielle restrictive contre les fuites à la terre sur le côté d'un transformateur de puissance connecté en Y	53
Fig III.2 Protection différentielle restrictive contre les fuites à la terre des deux côtés d'un transformateur de puissance de type Yd	54
Fig III.3 Protection différentielle sur un transformateur auto - alimenté d'une manière qui équilibre les courants des trois côtés (véhicule à courant nul)	55
Fig III.4 Protection différentielle sur un transformateur de puissance par auto-équilibrage de chacun des trois séparément	56

Fig III.5 Branchement des dispositifs de protection contre les surtensions des deux côtés d'un transformateur de puissance	58
Fig III.6 La coordination temporelle entre les dispositifs de protection contre les surtensions des deux d'un transformateur de puissance	58
Fig III.7 Installation simplifiée d'un dispositif de protection contre les gaz (Buchholz)	61
Fig III.8 Où installer le dispositif de protection	62
Fig III.9 Un appareil pour mesurer la température des enroulements du transformateur de puissance	64
Fig III.10 Appareil de mesure la température de l'huile dans le transformateur de puissance	65
Fig III.11 Lieu d'installation du dispositif de protection Buchholz, du dispositif de mesure de la température de la bobine et du dispositif de mesure de la température de l'huile	69
Fig IV.1 Protection différentielle sur un transformateur automatique	71
Fig IV.2 Branchement des deux dispositifs de protection contre la surchauffe des bobines de chaque côté du transformateur de puissance à partir d'un transformateur de courant de chaque côté	73
Fig IV.3 Branchement du dispositif de protection contre la surchauffe des bobines de chaque côté d'un transformateur autoalimenté avec un transformateur de courant d'un côté et deux transformateur de courant de l'autre coté	73
Fig IV.4 Un système de protection intégré est déjà appliqué dans les stations	75
Fig IV.5 Faire deux séparateurs 94T1 et 86T1	78
Fig IV.6 Faire deux séparateurs 94T2 et 86T2	78
Fig IV.7 L'idée de base de connecter et de fabriquer un dispositif de protection différentielle pour le transformateur de puissance	79
Fig IV.8 Branchement du dispositif de protection restreinte contre les fuites à la terre des transformateurs de courant à trois voies et un transformateur de courant au point d'égalité	80
Fig IV.9 Branchement de la même protection restreinte contre les fuites à la terre que celle utilisé dans le dispositif de protection différentielle	80
Fig IV.10 Les dispositifs de protection installés sur un transformateur de tension 132/33 KV	83
Fig IV.11 Travail des deux dispositifs de déconnexion 86T1 et 94	85
Fig IV.12 Travail des deux dispositifs de déconnexion 86T2 et 94T2	85
Fig IV.13 Branchement de la même protection restreinte contre les fuites à la terre que celle utilisé dans le dispositif de protection différentielle	86
Fig IV.14 Connecter les dispositifs de protection installés sur un transformateur de tension 132/13.8 KV et puissance 60 MVA	88
Fig IV.15 Le travail des deux dispositifs de séparation 86T1 et 94T1	90
Fig IV.16 Le travail des deux dispositifs de séparation 86T2 et 94T2	91
Fig IV.17 Protection différentielle pour transformateur de puissance 20MVA et tension 33/13.8 KV	94
Fig IV.18 Le travail de deux dispositifs de déconnexion	95
Fig V .1 Schéma unifilaire sur le logiciel ETAP du réseau radial en étude	100
Fig V.2 Simulation du défaut phase terre sur un jeu de barre en aval du transformateur HT/MT	106
Fig V.3 Séquences des relais de protection du transformateur HT/MT	107
Fig V.4 Simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur HT/MT	108
Fig V.5 Séquences des relais de protection du transformateur HT/MT	109
Fig V.6 Simulation du défaut triphasé sur un jeu de barre en aval du transformateur HT/MT	110
Fig V.7 Séquences des relais de protection du transformateur HT/MT	111
Fig V.8 Simulation du défaut phase terre sur le câble en aval du transformateur HT/MT	112
Fig V.9 Séquences des relais de protection du transformateur HT/MT	113
Fig V.10 Simulation du défaut phase-phase sur le câble en aval du transformateur HT/MT	114
Fig V.11 Séquences des relais de protection du transformateur HT/MT	115
Fig V.12 Simulation du défaut triphasé terre sur le câble en aval du transformateur HT/MT	116
Fig V.13 Séquences des relais de protection du transformateur HT/MT	117

## **La liste des abréviations, des sigles et des acronymes.**

HT : haut tension

MT : moyenne tension

TC : transformateur de courant

CB : disjoncteur

87T : différentiel de phase avec restrictions

51 : surintensité de phase

50N/51N : surintensité résiduelle instantanée

50G/51G : surintensité de terre

49 : surcharge thermique

50BF : panne du disjoncteur

64G : surintensité de masse du réservoir

26 : dispositif thermique

46 : surintensité de séquence négative

50 : surintensité de phase instantanée

50G : surintensité de masse instantanée

50N : surintensité résiduelle instantanée

51G : surintensité de temps inverse à la terre

51N : surintensité de temps inverse résiduel

63 : relais de pression soudaine

## Résumé :

*Les réseaux électriques sont toujours soumis à de nombreuses perturbations, notamment des courants de court-circuit qui affectent directement la chute de tension, ainsi que des dommages aux équipements qui la composent. Nous mentionnons en particulier le composant essentiel de cet équipement, le transformateur de puissance. Donc une intervention doit être faite pour couper le courant en peu de temps afin que les autres parties, qui ne sont pas concernées par le défaut ne soient pas endommagées, et pour cette raison, il doit être alimenté comme le reste de l'équipement des lignes de transmission à haute tension, et des générateurs électriques avec de nombreux types de relais afin d'assurer un service continu et ininterrompu grâce au bon fonctionnement de ces relais. C'est pourquoi nous avons traité du thème d'étude et simulation de la coordination des protections d'un transformateur de puissance ht /mt.*

**Mot-clé:** Réseau électrique, transformateur de puissance, la protection, les relais, simulation.

## ملخص

تخضع الشبكات الكهربائية دائمة للعديد من الاضطرابات، لا سيما التيارات ذات الدائرة القصيرة التي تؤثر بشكل مباشر على انخفاض الجهد، فضلا عن تلف المعدات التي تتكون منها، ونذكر على وجه الخصوص المكون الأساسي لهذه المعدات و هو بالخطأ، ولهذا محول الطاقة. لذلك يجب اجراء تدخل لقطع التيار في وقت قصير حتى لا تتضرر الأجزاء الأخرى التي لا تتأثر السبب يجب ان تعمل بالطاقة مثل باقي المعدات الموجودة في خطوط نقل الجهد العالي ومولدات كهربائية بأنواع عديدة من المرحلات لضمان خدمة مستمرة وغير منقطعة من خلال حسن سير هذه المرحلات. هذا هو السبب اننا تعاملنا مع موضوع دراسة ومحاكاة تنسيق الحماية لمحول الطاقة.

**الكلمات المفتاحية:** شبكة الكهرباء، محول القدرة، الحماية، المرحلات، محاكاة

## Abstract

*Electrical networks are always subject to many disturbances, in particular short circuit currents which directly affect the voltage drop, as well as damage the equipment that composes it. We mention in particular the basic component of this device, which is the power transformer, so an intervention must be made to cut the current in a short time so that other parts, which are not related to the error, are not damaged, and for this reason, it must be supplied like the rest of the equipment of high voltage transmission lines and electric generators of all kinds. Several relays in order to ensure uninterrupted service thinks to their correct operation. This is why we dealt with the theme of study and simulation of the protection coordination of a HV/ MV power transformer.*

**Keyword :** Power grid, power transformer, protection, the relays, simulation

# Introduction général

L'électricité est devenue une source d'énergie indispensable dans la vie quotidienne de l'être humain, donc il faut assurer les moyens de production et le transit de puissance vers les différents utilisateurs.

Un réseau électrique est l'ensemble des transformateurs, lignes, postes de livraison et d'autres équipements qui constituent une chaîne élémentaire pour la gestion de l'énergie électrique.

Dans un point de production tel que la centrale électrique, l'énergie produite est délivrée via un système spécial qui se base sur un transformateur principal. Ce dernier a pour mission de garantir une haute tension à sa sortie afin de garantir un transport avec des pertes négligeables par rapport à la puissance utile.

Un transformateur est une machine statique comportant plusieurs éléments sensibles, le fonctionnement continu de ce type de machine donne naissance à des anomalies causées des fois par les conditions du service ou par des facteurs environnementaux, un système de protection spécial est utilisé pour surveiller et protéger le transformateur, afin de prolonger sa durée de vie.

Tant que les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique reposant essentiellement sur les transformateurs, alors il est nécessaire que ces derniers fonctionnent correctement durant de nombreuses années. Le dysfonctionnement de ces transformateurs à des conséquences défavorables.

La protection différentielle est l'une des protections internes du transformateur. Elle est connue par sa rapidité, sa sensibilité et sa fiabilité. En plus, elle est simple à implémenter. Elle consiste à comparer le courant entrant et sortant d'un appareil électrique. Elle sert à protéger en particulier les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs de puissance.

Dans ce travail on va travailler essentiellement sur les différents types de protection des transformateurs de puissance HT/MT et leurs simulations sur le logiciel ETAP dans la norme CEI.

# CHAPITRE I    **Généralité sur** **le transformateur**

## **I.1 Introduction**

Plus l'élément est important dans le système d'alimentation électrique, plus l'attention est portée à sa protection contre l'impact des dysfonctionnements qui peuvent y être exposés, de sorte que le générateur, par exemple, est le composant le plus protégé du système. D'autant plus que les transformateurs sont plus répandus dans le réseau que les générateurs, donc leurs propriétés doivent être bien comprises et les différentes méthodes de leurs protections doivent être comprises.

## **I.2 Le transformateur de puissance HT/MT**

### **i.2.1 Définition :**

Un transformateur de puissance HT/MT est un composant électrique haut tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : le transformateur est un appareil statique à deux enroulements ou plus qui par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique ou sa principale utilité est de réduire les pertes de transmission, ou autre. Il peut être monophasé ou triphasé et recevoir divers couplages : étoile, triangle et zigzag.

De nombreux aspects sont à prendre en compte pour leur conception :

- circuit magnétique,
- enroulements,
- conducteurs,
- isolation,
- système de refroidissement.

Par ailleurs, le transformateur est indissociable d'autres composants qui doivent être conçus en même temps comme le changeur de prises, les traversées isolées, les protections et leurs capteurs. Le transformateur doit être capable de résister sans dommage à la fois aux aléas du réseau électrique : surtensions, courts-circuits, courants d'enclenchement et surcharges; et aux autres contraintes mécaniques liées le tout dans des conditions météorologiques diverses.

Les transformateurs ont le défaut d'être bruyants, de pouvoir prendre feu et de causer des pertes, même si elles sont faibles en proportion. Les recherches actuelles tentent de remédier à ces problèmes et de réduire leurs pertes, leur bruit et leur impact écologique général. Les nouveaux types d'huile et les matériaux supraconducteurs sont des pistes à l'étude.

Il faut comprendre que même si les transformateurs de puissance ont des rendements allant de 99,5 à 99,8 %, les puissances les traversant sont tellement grandes que les pertes représentent dans l'absolu de grandes valeurs. Ainsi pour un transformateur de 800 MVA, on a, avec 99,8 % de rendement, des pertes de 1,6 MW, sous forme de chaleur difficile à évacuer.

Ainsi, un système de refroidissement est toujours mis en place pour maintenir les températures des enroulements et de l'isolant (huile par exemple) à des niveaux acceptables. Le choix du mode de refroidissement se fait en particulier en fonction des paramètres suivants :

- pertes à évacuer,
- température ambiante extérieure,
- contraintes de bruit,
- contraintes dimensionnelles limitant la taille du transformateur,
- et bien sûr le coût.

Un système de refroidissement est caractérisé par un code de quatre lettres:

La première lettre désigne le fluide de refroidissement interne : **O** pour l'huile minérale (99 % des cas), **K** pour les liquides isolant ayant un point de feu >300°C, **L** pour les liquides à point de feu non mesurable.

La seconde lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement interne : **N** pour naturel, **F** pour forcer (présence d'une pompe, mais l'huile circule librement), **D** pour forcer et dirigé (pompe et l'huile est forcée et dirigée à travers les enroulements).

La troisième lettre indique le fluide de refroidissement externe : **A** pour air, **W** pour eau.

Enfin la quatrième lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement externe : **N** pour naturel, **F** pour forcer (ventilateurs).

Ainsi le mode de refroidissement le plus simple est l'ONAN. Concrètement l'huile colporte la chaleur vers l'extérieur du transformateur et est refroidie à l'intérieur du radiateur, qui évacue la chaleur par convection. Des ventilateurs permettent d'augmenter cette dernière.

Des canaux permettant la circulation de l'huile sont aménagés dans le noyau et les enroulements afin de permettre l'évacuation de leur chaleur.

On retrouve les transformateurs de puissance dans différents types d'application : dans les réseaux de transmission électrique, dans la distribution électrique, dans les usines en amont de fours électriques notamment et dans les trains. Chacun répondant à des contraintes et des usages très différents.

La CEI divise les transformateurs de puissance à l'huile en trois catégories en fonction de la puissance apparente : jusqu'à 2500 KVA en triphasé ou 833 KVA en monophasé, divisé par trois : on parle de transformateur de distribution, au-delà et jusqu'à 100 MVA en triphasé respectivement 33.3 MVA en monophasé, transformateur de moyenne puissance, au-delà de transformateur de grande puissance. Les transformateurs de distribution sont très nombreux dans le monde, ceux de grande puissance le sont moins.



Fig (I.1) : Transformateur de puissance

### **i.2.2 Symbole**



Fig (I.2) : symbole

### i.2.3 Principe

Un transformateur est un élément statique qui transfère de l'énergie électrique entre deux circuits grâce à l'induction électromagnétique. Les deux circuits sont donc séparés électriquement, mais couplés magnétiquement.

Un transformateur idéal ou parfait est un transformateur virtuel sans aucune perte. Il est utilisé pour modéliser les transformateurs réels. Ces derniers sont considérés comme une association d'un transformateur parfait et de diverses impédances. Dans le cas où toutes les pertes et les fuites sont négligées, le rapport de nombre de spires primaires sur le nombre de spires secondaires détermine totalement le rapport de transformation du transformateur.

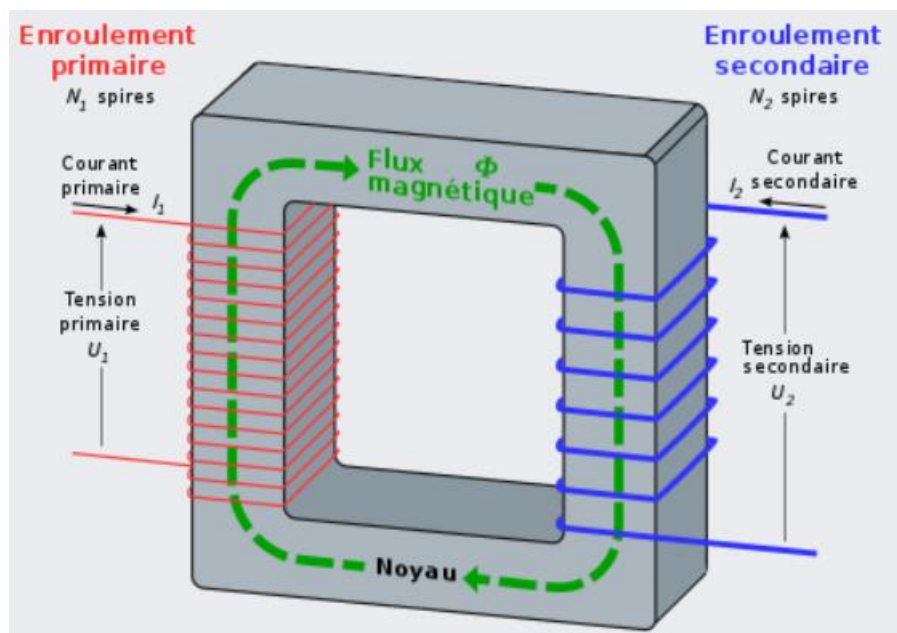


Fig (I.3) : Principe du transformateur

Tout enroulement soumis à un flux variable, généré par une tension variable, crée à travers une section d'un circuit magnétique donné, une force électromotrice induite à ses bornes, proportionnelle au nombre de spires de cet enroulement.

Cette force électromotrice détermine la tension aux bornes du transformateur, par la formule de Boucherot :

$$U = 4,44 B_{\max} \times N \times S \times f \quad (\text{I.1})$$

$U$  = tension aux bornes de l'enroulement primaire ou secondaire.

$B_{\max}$  = valeur maximale du champ magnétique dans le circuit magnétique.

$N$  = nombre de spires de l'enroulement primaire ou secondaire.

$S$  = section du circuit magnétique.

$f$  = fréquence d'alimentation du transformateur exprimée en Hertz.

## i.2.4 Schéma équivalent du transformateur

Tout circuit polyphasé est une combinaison de circuits monophasés et par conséquent, nous pouvons schématiser le transformateur en monophasé comme suit :

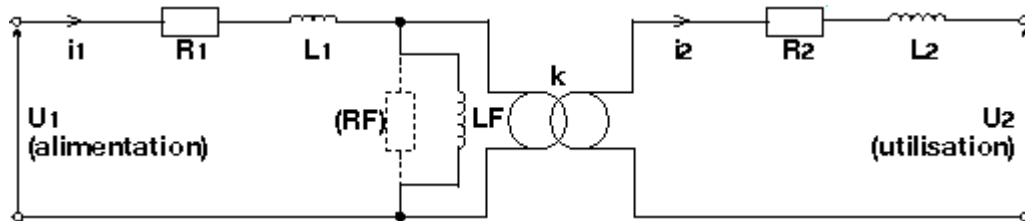


Fig (I.4) : Schéma équivalent d'un transformateur

$R_1$  : résistance de l'enroulement primaire

$R_2$  : résistance de l'enroulement secondaire

$L_1$  : inductance de fuite au primaire

$L_2$  : inductance de fuite au secondaire

$LF$  : bobine magnétisante

$K$  : rapport de transformation

Nous pouvons ramener au primaire l'impédance du secondaire du transformateur en la multipliant par le rapport de transformation " $k$ " au carré.

Nous avons donc :

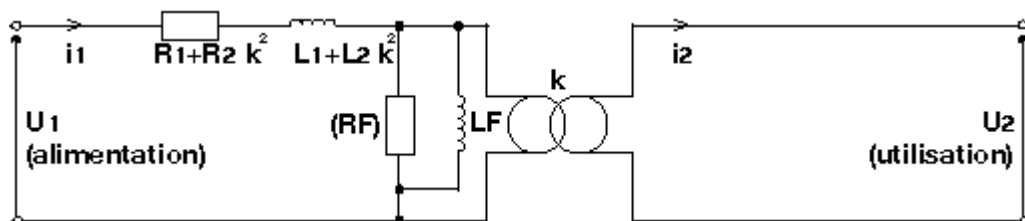


Fig (I.5) : Schéma équivalent simplifié d'un transformateur

$R_1 + R_2 K^2$  : résistance des enroulements ramenée au primaire

$L_1 + L_2 K^2$  : inductance de fuite ramenée au primaire

$$K = \frac{U_2}{U_1} \quad (I.2)$$

## i.2.5 Construction interne

### A. Partie active

La partie active est définie comme le circuit magnétique et les enroulements

#### A.1 circuit magnétique

Le rôle du noyau est de guider le flux magnétique entre le primaire et le secondaire. La densité du flux doit être aussi haute que possible sans que le noyau entre en saturation. Cela permet de réduire la taille du transformateur et ainsi son prix. Le champ magnétique a typiquement une valeur comprise entre 1.6 et 1.8 teslas. Deux grandes familles de circuits magnétiques existent : en colonnes et cuirassé la première est la plus répandue : les enroulements y sont placés autour du circuit magnétique. Les parties métalliques verticales appelées colonnes, celles horizontales culassent. Les circuits cuirassés entourent au contraire les enroulements. Ceux à colonnes ont l'avantage d'être plus simple à construire et à refroidir ainsi qu'à réparer, les seconds permettent de réaliser des transformateurs avec une faible impédance de court-circuit. En outre de la meilleure protection magnétique produite par le montage cuirassé, celui-ci est utilisé dans le cas où la tension est faible et le courant est très élevé.

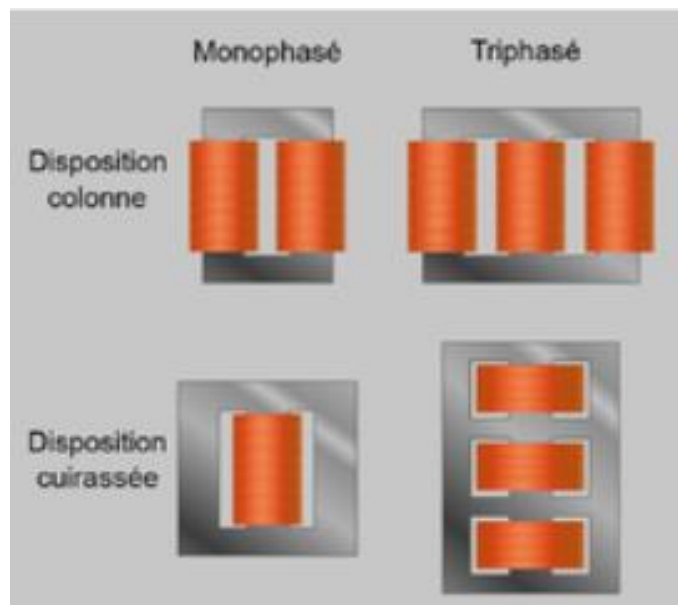


Fig (I.6) : Circuit magnétique

## A.2 Enroulements

Un enroulement est l'ensemble des spires formant un circuit associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi. Traditionnellement on appelle l'enroulement qui reçoit la puissance active de la source d'alimentation en service (enroulement primaire), et celui qui délivre la puissance active à une charge (enroulement secondaire). Ces termes ne sont pas significatifs de l'enroulement qui a la tension assignée la plus élevée et il convient de ne pas les utiliser sauf dans le contexte de la direction du flux de puissance active. Un enroulement du transformateur, ayant habituellement une puissance assignée inférieure à celle de l'enroulement secondaire, est alors souvent appelé (enroulement tertiaire), pour plus de clarté, il convient d'employer les termes enroulement haute tension HT, moyenne tension MT et basse tension BT qui ne prête pas à confusion étant classée en fonction de leur niveau de tension

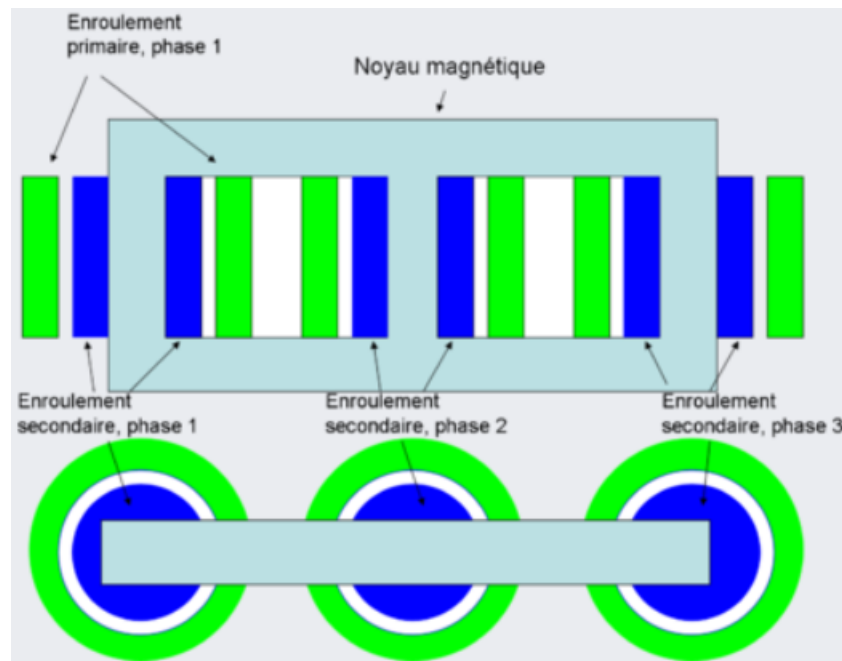


Fig (I.7) : disposition classique des enroulements autour de noyau Magnétique

## A.3 isolation

L'isolation diélectrique, qu'elle soit solide ou liquide, doit permettre au transformateur de résister à la fois à la tension alternative en régime permanent et aux surtensions transitoires sans décharge électrique.

Pour ce faire, elle doit homogénéiser le champ électrique dans le transformateur. L'isolation solide est constituée principalement de cellulose, celle liquide est normalement constituée d'huile.

### A.3.a Isolation uniforme et non uniforme

On distingue deux familles d'isolation interne pour les transformateurs : ceux isolés de manière non uniforme. L'isolation uniforme d'un enroulement veut dire que : toutes les extrémités reliées aux bornes ont le même niveau d'isolement assigné. Une isolation uniforme au contraire est une isolation dont l'extrémité neutre est prévue pour être connectée directement ou indirectement à la terre, et qui est conçue avec un niveau d'isolement inférieur à celui affecté à l'extrémité ligne. L'avantage du second est naturellement de permettre une économie de matériau isolant, elle ne peut être réalisée que pour les enroulements connectés à la terre : les zigzags et les étoiles concrètement, les enroulements en triangle sont toujours isolés de manière uniforme. L'idée est que les spires proches du neutre ont une tension faible, à l'inverse les spires proches de la ligne ont une haute tension. Il est intéressant de ne pas les isoler de la même manière. Les connexions à la ligne sont dans ce cas placé au centre de l'enroulement afin d'être aussi loin que possible du noyau magnétique, les connexions au neutre sont placées à l'extrémité. L'enroulement est donc divisé en deux parties (une en haut, une en bas) connectées en parallèle. L'enroulement de réglage est également coupé en deux.

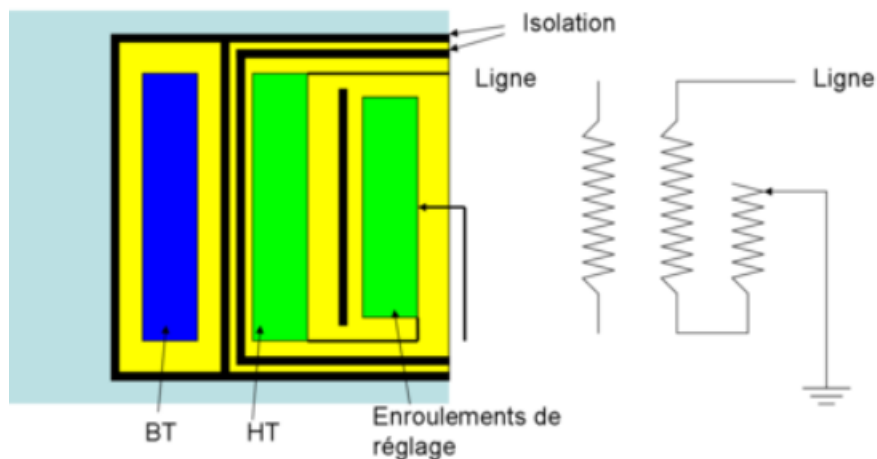


Fig (I.8) : Schéma d'une isolation uniforme avec schéma équivalent

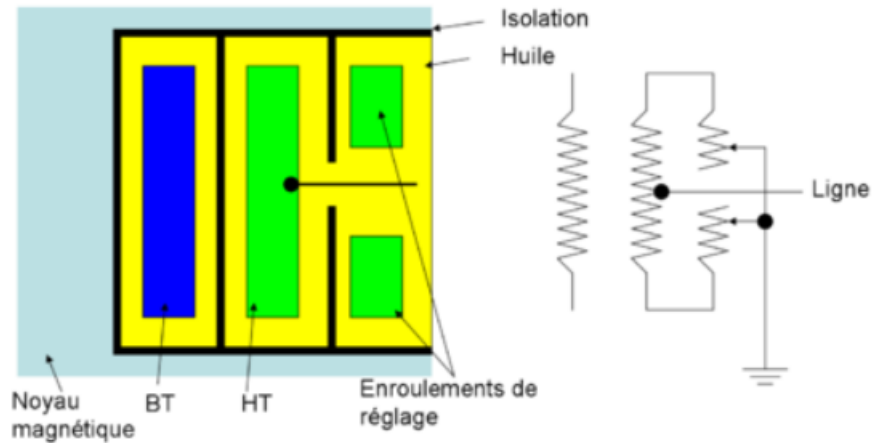


Fig (I.9) : schéma d'une isolation non uniforme avec schéma équivalent

### A.3.b Huile

Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huile minérale spécifique. Elle permet l'isolation diélectrique des enroulements entre eux ainsi que le refroidissement du transformateur. Elle a en effet une rigidité diélectrique nettement supérieure à l'air par exemple : typiquement une huile minérale à une rigidité de 70 KV/2.5 mm soit 280 KV/cm alors que l'air n'est qu'à 24 KV/cm, cela influe fortement sur le dimensionnement du transformateur. L'huile est un bon conducteur thermique, et sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur.

### A.3.c Isolation papier

L'isolation papier est réalisée à l'aide de couches de papier superposées. Imprégnées d'huiles puis séchées. Les pores du papier atteignent alors une grande rigidité diélectrique, des pertes diélectriques faibles et un constant diélectrique proche de celle d'huile. Il est à noter que le papier ou l'huile séparément. La présence d'humidité dans l'isolation est très néfaste pour ses propriétés.

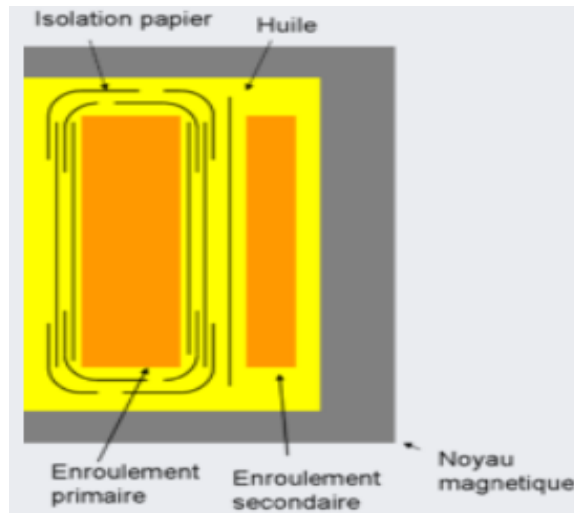


Fig (I.10) : Isolation papier

## A.4 Cuve

Les cuves des transformateurs sont faites de tôles. Elles doivent pouvoir résister aux forces exercées lors du transport du transformateur. Leur couvercle est amovible et scellé grâce à des boulons ou une soudure. Il est incliné d'au moins  $1^\circ$  afin d'évacuer les eaux de pluie. Afin de garantir l'étanchéité, des joints en caoutchouc synthétique sont utilisés. L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point. Par ailleurs pour les transformateurs de forte puissance, le flux de fuite devient assez important, pour éviter un échauffement s'induisant en leur sein, des écrans sont placés à l'intérieur des parois de la cuve. Ceux-ci conduisent le flux et évitent ainsi son passage dans les autres parties et ainsi leur échauffement par courant de Foucault. Comme pour les circuits magnétiques, afin d'éviter la circulation du courant, il est important qu'ils ne soient mis à la terre qu'en un point.

## i.2.6 Les types

### A. Transformateur de transmission

Les transformateurs de transmission sont utilisés dans le réseau de transport électrique pour l'interface entre les différents niveaux de haute tension. Ce sont surtout des transformateurs triphasés, ayant un noyau à 5 colonnes. Le système de refroidissement est en général un ONAN/ODAF. Un enroulement de réglage est connecté aux primaires. Pour la redondance, deux transformateurs sont connectés en parallèle. Le couplage est normalement en étoile/étoilée afin d'économiser en isolation électrique. Un tertiaire connecté en triangle est également présent pour limiter l'impédance homopolaire



Fig (I.11) : Transformateur de transmission

## B. Transformateur de distribution et de type immergé



Fig (I.12) : Transformateur de type immergé

## C. Transformateur de distribution et de type sec

Les transformateurs de distribution sont les transformateurs de faible puissance, moins de 2500 KVA en triphasé. Ils servent, comme leur nom l'indique, à alimenter le réseau de distribution, c'est-à-dire à transformer la moyenne tension en basse tension (230 volts). Ils sont de fait beaucoup plus nombreux que ceux de grande puissance, leur production est donc réalisée en série. C'est également un secteur très

concurrentiel, les modèles sont optimisés autant que possible. La plupart utilisent de l'huile minérale pour l'isolation et le refroidissement. Leur noyau magnétique utilise des techniques semblables à celles des transformateurs de plus grandes puissances avec chevauchement, acier orienté et absence totale de boulon. Les pertes fer sont d'autant plus importantes pour les transformateurs de distribution que leur charge n'est pas constante, or les pertes fer ne dépendent pas de la charge contrairement aux pertes cuivre.



Fig (I.13) : Transformateur de type sec

#### **D. Transformateur de traction**

Les transformateurs de traction sont utilisés dans les trains électriques. Ils ont une puissance allant de 5 à 18 MVA. Leur impédance de court-circuit est relativement élevée avec une valeur allant de 8 à 12 %. Leur courant varie très rapidement entre 0 et 2 fois le courant nominal, un changeur de prise en charge n'est pas installé, celui-ci devrait changer de prise extrêmement souvent ce qui l'userait prématurément. Leur tension est en général inférieure à 50 KV est 16, 7, 50 ou 60 HZ selon le cas. Ils sont construits avec 1 ou 2 colonnes bobinées dans le second cas un enroulement est connecté en série, l'autre en parallèle pour une répartition égale de la charge entre bobines.

#### **E. Transformateur déphaseur**

Les transformateurs déphaseurs permettent de créer un déphasage entre leur tension d'entrée et de sortie. Cela a pour objectif de soulager un réseau surchargé. Le réseau de transport d'électricité est maillé ; l'électricité emprunte naturellement et préférentiellement les lignes de moindre résistance électrique. Cela explique que certaines lignes peuvent être saturées alors que d'autres lignes desservant la même zone peuvent être sous-utilisées. En forçant le passage de l'électricité sur une ligne électrique plutôt que sur une autre, le transformateur déphaseur permet d'optimiser les lignes les moins empruntées et donc de soulager les lignes saturées. Grâce à cette meilleure répartition des transits sur les lignes, le réseau de transport d'électricité peut

être exploité au maximum de ses capacités techniques. Sur le plan technique, un transformateur déphaseur est constitué d'un transformateur connecté en triangle et en parallèle aux systèmes d'entrée et d'un transformateur connecté en série. Les deux ont des noyaux magnétiques séparés et des cuves séparées. Un changeur de prises permet de régler le déphasage souhaité.

## F. Transformateur d'évacuation d'énergie

Les transformateurs d'évacuation plus "énergie forment une catégorie à part dans les transformateurs de puissance. Ce sont des transformateurs reliés directement aux générateurs des centrales électriques, d'une puissance élevée. Plus la tension est élevée côté générateur, plus ce dernier a besoin d'isolation, il devient donc plus gros et plus cher. À l'inverse, une tension trop basse implique l'usage de courants très élevés. Un compromis est en général trouvé entre 11 et 30 KV. Côté ligne, la tension doit être élevée pour permettre le transport de l'énergie avec un minimum de pertes, les transformateurs d'évacuation d'énergie sont donc caractérisés par une tension élevée aux primaires, un courant élevé au secondaire et un rapport de transformation élevé. Par ailleurs ils doivent être dimensionnés pour pouvoir résister aux conséquences d'un déclenchement de la charge. C'est-à-dire que, si pour une raison quelconque, la charge qu'alimente le générateur tombe à 0, une surtension apparaît à ses bornes, donc au secondaire du transformateur. La norme CEI prévoit que ces transformateurs doivent pouvoir supporter une surtension de 140 % pour une période de 5 s.



Fig (I.14) : Transformateur d'évacuation d'énergie

## G. Transformateur pour four à arc

Un transformateur pour four à arc doit fournir un courant extrêmement élevé, allant jusqu'à 200 KA. Ils ont en général une puissance allant de 10 à 100 MVA mais peuvent exceptionnellement atteindre les 200 MVA. Pour fournir cette puissance, ces transformateurs sont typiquement reliés au réseau 33 ou 66 KV. Afin

de limiter le courant dans la bobine basse tension, une connexion en triangle est choisie, cela impose de placer l'enroulement basse tension à l'extérieur de celui haute tension. Le courant étant très élevé, les transformateurs pour four à arc combiné à ces derniers ont une impédance totale approchant les 50 %. Ces courants créent également des forces importantes, requérant une conception très solide pour les enroulements. Par ailleurs, l'état du métal changeant, la tension du four charge fortement. Un changeur de prises est donc nécessaire. Une conception adaptée doit être choisie pour éviter que la densité de flux dans le circuit magnétique ne devienne trop importante. En outre les changements de prises sont beaucoup plus fréquents que pour un transformateur de puissance connecté au réseau.

## **H. Transformateur pour convertisseur à thyristor**

Les transformateurs connectés entre les lignes à courant alternatif et les convertisseurs utilisant des thyristors stations HVDC ont des caractéristiques très différentes des transformateurs de puissance ordinaire. Les lignes à courant continu transportant de grande puissance, les transformateurs HVDC sont également de forte puissance pour permettre leurs transports, ils sont en général monophasés. Ils comportent 2 ou 3 enroulements, le premier est connecté au réseau à courant alternatif, le ou les autres aux convertisseurs. Afin de limiter la production d'harmoniques, un banc de transformateur est connecté en triangle, l'autre en étoile, un déphasage de  $30^\circ$  est ainsi obtenu entre les deux. Dans le cas des transformateurs à 3 enroulements, l'un est connecté en étoile, l'autre en triangle.

## **I. Transformateur pour convertisseur à IGBT**

Dans le cas de la technique VSC « Voltage-source converters », utilisant des IGBT les transformateurs sont beaucoup plus classiques. Avec des convertisseurs à IGBT multi niveaux, des transformateurs standards peuvent être utilisés sans contrainte spécifique de tenue à courant continu ou aux courants harmoniques.

## **J. Transformateur supraconducteur**

Les transformateurs utilisant du supraconducteur sont en phase de recherche et développement, ils semblent constituer un objectif long terme pour l'industrie électrotechnique l'usage de supraconducteurs dans la fabrication des transformateurs permettraient de réduire les pertes et de limiter les courants de court-circuit, deux propriétés très intéressantes. Sur le principe, les enroulements en matériau supraconducteur refroidis à l'azote liquide permettant de transporter une forte densité de courant, ils sont donc plus petits, plus courts et plus légers. Le noyau magnétique n'a lui pas besoin d'être refroidi et est relativement standard.

## i.2.7 La protection

Les informations suivantes doivent être disponibles lors du choix de la protection nécessaire pour les transformateurs :

### A. Données de base :

- Puissance
- Rapport de transformateur
- Pourcentage d'impédance
- Mise à la terre du point neutre du transformateur : est-il mis à la terre directement avec la terre ou isolé ou mise à la terre via une résistance
- Un état de point d'arrêt du système mise à la terre neutre du système
- Le transformateur est-il installé à l'intérieur ou à l'extérieur d'un bâtiment
- Le transformateur est-il sec ou rempli d'huile
- Le transformateur a une réserve de chaleur ou non
- La longueur et la section des câbles entre les transformateurs de courant et les cellules des dispositifs de protection
  - 1) Niveau de court-circuit au niveau des rails principaux du transformateur
  - 2) Mise en place du transformateur par rapport au réseau électrique

### B. Les types de protection les plus importantes installées sur les transformateurs :

Les types de dispositifs de protection qui doivent être installés sur le transformateur, peuvent être résumés selon la capacité du transformateur comme suit :

- Transformateurs de distribution avec de petites machines et fusibles avec une grande capacité de coupure pour se protéger des cas à court terme avec le sol.
  - ✓ une protection contre les surcharges
- Des transformateurs de distribution d'une capacité de 500 KVA
  - ✓ Une protection contre les surintensités
  - ✓ Protection contre les défauts à la terre
- Transformateurs de distribution composés dans des endroits importants d'une capacité supérieure à 500 KV
  - ✓ Une protection limitée contre les défauts à la terre.

- ✓ Protection contre les surintensités
- ✓ Relais Buchholz ou plus
- Transformateurs d'une capacité de 5 MVA et plus
  - ✓ Protection différentielle
  - ✓ Protection limitée contre les défauts à la terre
  - ✓ Protection contre les surintensités
  - ✓ Protection contre les débordements
  - ✓ Relais Buchholz
  - ✓ Protection contre les sous-tensions

### **I.3 Le but de la protection des transformateurs de puissance**

Le principal objectif de la protection des transformateurs de puissance peut être résumé comme suite :

- Protéger le transformateur contre les dysfonctionnements externes tels que : diverses situations à court terme, une augmentation de la tension, une surcharge.
- La protection du réseau électrique connecté au transformateur.
- La protection des parties entourant le transformateur en cas de défaut.
- surveiller le fonctionnement des transformateurs et réduire au maximum les risques au moment du dysfonctionnement.

Malgré la disparition du fusible dans les applications de protection basse tension en raison du principal inconvénient des fusibles, qui est la nécessité de remplacer le fusible chaque fois qu'il y a un dysfonctionnement, ce qui signifie perdre beaucoup de temps – nous notons l'utilisation courante des fusibles avec des petits transformateurs pour plusieurs raisons, y compris le bon marché par rapport au MCCB, y compris aussi que la fiabilité du fusible est très élevée dans la détection du défaut , peut être avec un degré plus élevé que les dispositifs de protection habituels, et enfin, même dans le cas de l'utilisation du MCCB, nous aurons besoin d'un certain temps.

### **I.4 Conclusion**

Puisque le sujet de notre projet est l'étude et la simulation de la protection du transformateur de puissance HT/MT, nous avons donc dans ce chapitre donné un aperçu complet du transformateur de puissance, qui consiste à fournir une définition détaillée du transformateur de puissance HT/MT, son

symbole, son principe de fonctionnement, son schéma équivalent, sa composition, et nous avons également mentionné ses types, puis la protection installée dessus, ses types et son objectif.

# CHAPITRE II    **La** **protection différentiel**

## II.1 Introduction

L'un des problèmes les plus importants des dispositifs de protection contre les surintensités « relais de surintensité » c'est leur capacité à distinguer l'emplacement de défaillance, en particulier dans les réseaux à architecture radial c'est à dire es qu'il se trouve à l'intérieur de la zone à protéger ou à l'extérieur de celle-ci car juste ou un courant dépasse la valeur de réglage, le relais déclenche quel que soit l'emplacement de dysfonctionnement. Tous ces problèmes et d'autres ont motivé la réflexion sur une nouvelle méthode de protection, connut ce le nom de protection différentielle.

## II.2 La protection différentielle

La protection différentielle caractériser par la capacité de distinguer les dysfonctionnements à l'intérieur et à l'extérieur de la zone de protection car elle est capable de protéger une unité de réseau, alors que cette unité peut être le générateur lui-même, le transformateur ou l'une des lignes de transmission. Dans tous les cas, le relais différentiel ne sera pas fonctionnel que si le défaut se trouve à l'intérieur de l'élément (zone) à protéger. Il est installée sur les transformateurs d'une capacité de **5 MVA et plus** et ce type de protection est considérée comme coûteuse. Dans ce chapitre, on fournit une explication complète du fonctionnement de ce type de protection, comment le contrôler, les problèmes les plus importants auxquels il est confronté et les moyens de surmonter ces problèmes.

## II.3 Les principes de base de la protection différentielle

L'idée de base de ce type de protection ressort clairement de la figure n° (II.1). Comme il est clair, le courant entrant dans l'appareil de protection est la différence entre le courant entrant **I1** dans l'élément à protéger et le courant sortant **I2**, qui est égale **I1-I2**. Ce courant est appelé courant différentiel. Dans les conditions normales, sans pannes, le courant à l'intérieur de l'appareil de protection **I1-I2** doit être nul. En cas de défauts à l'intérieur de l'élément à protéger, le courant d'entrée sera inévitablement différent du courant de sortie et faire la différence fait fonctionner le dispositif de protection.

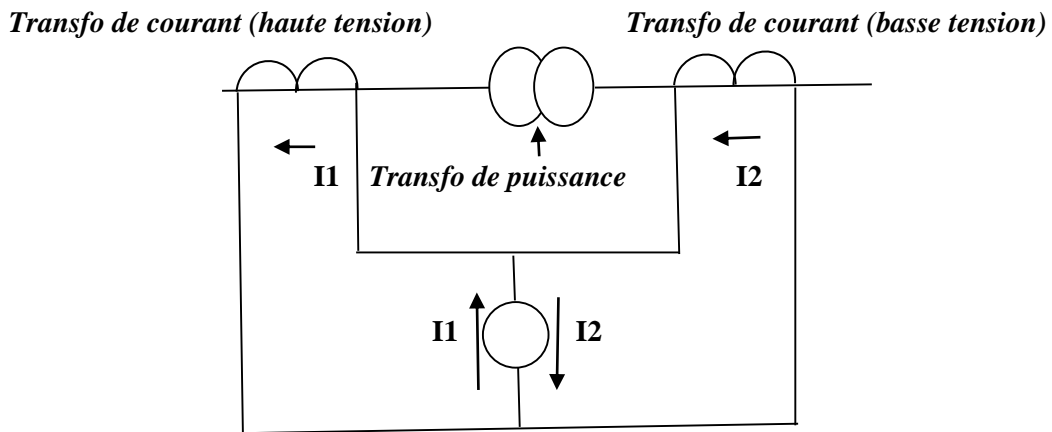


Fig (II.1): l'idée de base de la protection différentielle

De cette simple explication se trouve la compréhension de la signification de son nom de protection différentielle car le dispositif comme il est clair – regarde toujours la différence entre le courant d'entrée et de sortie. Noter également que les limites de la zone protégée sont déterminées par les transformateurs de courant. Il est également noté que le dispositif n'est pas affecté par des défauts externes, qui se trouvent en dehors des limites de l'élément en raison du dysfonctionnement externe, le courant d'entrée de l'élément restera égal au courant de sortie et donc le courant du relais différentiel sera nul et donc il n'est pas affecté par les défauts externes. Par conséquent, il a été nommé protection d'unité car il ne protège qu'une seule unité.

## II.4 Les problèmes pratiques de protection différentielle

Il est à noter que le système de protection différentiel a plusieurs problèmes pratiques qui nécessitent quelques modifications. Le premier de ces problèmes est que le flux d'entrée diffère du flux de sortie même dans des conditions normales et n'est pas égal à zéro, pour plusieurs raisons:

- A. Y compris l'asymétrie des transformateurs de courant, même s'ils sont d'une même marque de fabricant, les différences entre eux qui font que le courant du côté secondaire de chacun d'entre eux sera différents de l'autre, même si le courant primaire est totalement égal et cela est parfois attribué à des défauts de fabrication et la question est plus difficile en cas de saturation de l'un des transformateurs.
- B. La protection différentielle a été calculée lorsque le transformateur de puissance fonctionne ou l'état à laquelle la tension à l'intérieur est la tension nominale, mais pour les conditions du réseau différentes,

l'état peut changer jusqu'à ce que le transformateur donne un effort qui réponde aux exigences de charge et dans ce cas, le rapport du nombre de tours du transformateur de puissance diffère des calculs de conception, puis les valeurs auxquelles le dispositif de protection différentielle doit être actionné doivent être augmentées afin qu'il ne fonctionne à aucun des échelons de tension du transformateur dans des conditions des charges normales .

- C. Parmi ces raisons figurent également la présence de capacités parasite dans l'élément à transporter non dus à des câbles ou des isolateurs dans l'élément à protéger et ces condensateurs fuient par quelle partie du flux d'entrée vers le sol (et c'est la raison de la désignation dans les courants parasites), ce qui entraine la différence du courant de sortie même si l'on suppose que les deux transformateurs de courants sont identiques.
- D. Et il y a une quatrième infraction, c'est que lorsqu'un dysfonctionnement externe se produit, il y a une possibilité qu'une saturation de l'un des transformateurs de courant se produise, entraine une diminution significative de la valeur du courant secondaire à l'extérieur de ce transformateur, malgré le courant élevé sur son côté primaire. Ainsi, il y aura inévitablement une grande différence entre les flux d'entrée et de sortie, ce qui peut entrainer une mauvaise séparation.

### 1. Le dispositif de protection différentielle relative

Le traitement de ces problèmes a été fait à l'idée simplifiée qui a été présentée sous la forme du numéro (1) plusieurs ajustements pour être sous la forme d'une modifiée – comme dans la figure (2).

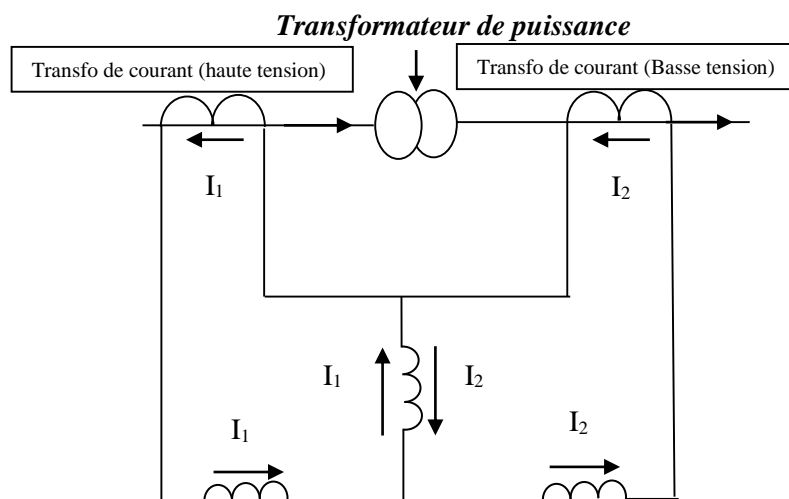


Fig (II.2) : Protection différentielle après son développement

Maintenant, le dispositif de protection contient plusieurs courants différents :

La première est le courant différentiel et est égale à  $(I_1 - I_2)$  et il également appelle courant de fonctionnement car il passe dans la bobine de fonctionnement (la bobine verticale de la figure (II.2)).

Mais ce qui est nouveau maintenant, c'est le couple résultant de ce courant trouvera un couple résistif provenant de deux autres courants séparés, chacun d'eux étant égal :

$$\left(\frac{I_1 - I_2}{2}\right) * N \tag{II.1}$$

Ou **N** est le nombre de bobines de retenue (profil horizontal sur la figure (2)), et ce courant est appelé courant traversant moyen. Si le courant de fonctionnement dépasse le courant résistif, l'appareil sépare le transformateur et vice-versa, ou généralement lorsque les enroulements de la résistance d'enroulement sont inférieurs au nombre de tours d'enroulement de la bobine, notez maintenant qu'en cas légère différence (une différence naturelle) entre les courant d'entrée et de sortie, cela ne posera pas de problème, et s'il survient cette différence est due à l'asymétrie des deux transformateurs de courant et la raison en est évidente dans l'exemple :

**Exemple 1 :**

Nous supposons que **I<sub>1</sub> = 5 A** et **I<sub>2</sub> = 4.5 A**, le couple de fonctionnement est proportionnel aux courants égaux à :

$$I_{op} = (I_1 - I_2) \Rightarrow I_{op} = (5 - 4.5) \Rightarrow I_{op} = 0.5 \tag{II.2}$$

Et le couple de résistance sera proportionnel à un courant égal à :

$$I_{res} = (5 + 4.5) / 2 \Rightarrow I_{res} = 4.75 \text{ A} \tag{II.3}$$

Ainsi, la présence d'une différence de **0.5 A** entre les courants d'entrée et de sortie, l'appareil il reste stable et ne fonctionne pas, et c'est ce qui est réellement exigé de lui dans de tels cas. Mais si le dysfonctionnement au sein du transformateur à protéger se produit alors on aura une grande différence entre les courants d'entrée et de sortie, par exemple, il peut devenir : **I<sub>1</sub> = 20 A** et **I<sub>2</sub> = 1 A**

Lorsque le couple de fonctionnement devient proportionnel à un courant égal à :

$$I_{op} = 20 - 1 \Rightarrow I_{op} = 19 \text{ A} \tag{II.4}$$

Alors que le couple de résistance est proportionnel au courant égal à :

$$I_{res} = \left(\frac{20 + 1}{2}\right) \Rightarrow I_{res} = 10.5 \text{ A} \tag{II.5}$$

Ainsi, une séparation des circuits se produit comme réellement nécessaire, et le dispositif est appelé après ces ajustements relais différentiel en pourcentage et il est également appelé relais différentiel biaisé.

**Remarque**

En cas de dysfonctionnement interne, il existe deux possibilités :

- A. Il y aura une alimentation bidirectionnelle, puis le courant circulera dans la bobine opérationnelle est la somme des deux courants car le courant est réfléchi dans le deuxième transformateur de courant.
- B. Que l'alimentation soit d'un seul côté et c'est le cas le plus difficile où il n'y a pas d'alimentation de l'autre côté, dans ce cas le courant de défaut sera réparti entre le court-circuit et la charge, mais dans la plupart des cas, il y aura une différence suffisante pour le fonctionnement

**2. Réglage de l'inclinaison dans le dispositif du courant différentiel relatif**

La relation entre le courant de fonctionnement et le courant de résistance dans ce type de relais apparait comme sur la figure n° (II.3), ou il a été observé dans ce type que la condition de fonctionnement doit dépasser un pourcentage fixe du courant.

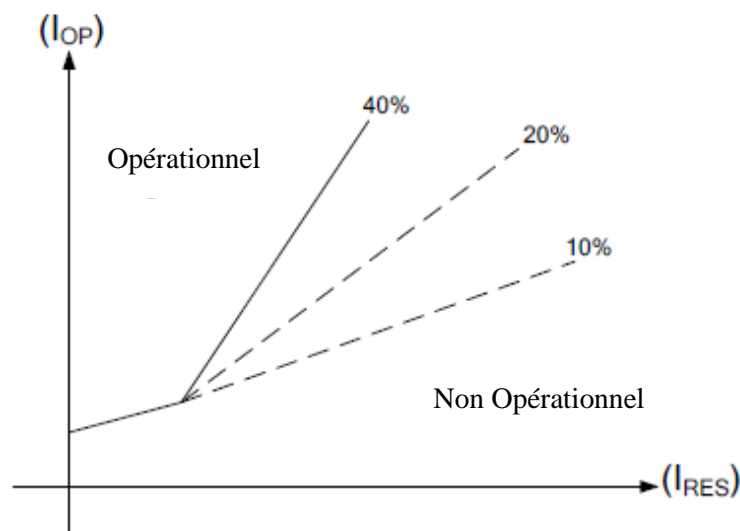


Fig (II.3) : la relation entre le courant de fonctionnement et le courant de résistance

$$I_{op} = I_1 - I_2 \tag{II.6}$$

$$I_{res} = \frac{I_1 + I_2}{2} \tag{II.7}$$

La pente de cette relation représente indirectement le pourcentage d'erreurs qui représentent l'asymétrie entre le courant d'entrée et de sortie et est toujours connue sous forme de pourcentage.

$$A = I_{op} / I_{res} \tag{II.8}$$

Et cette pente peut être de **10 %**, **20 %**, ou **40 %**, ce qui signifie que le courant de fonctionnement doit être par exemple, **10 %** du courant de résistance pour que l'appareil commence à fonctionner, et dans certains appareils, l'inclinaison est faite de deux parties comme dans la figure n° (II.3). De toute évidence, plus la valeur de la pente est faible, plus l'appareil sera sensible au fonctionnement. En d'autres termes, plus la valeur de pente n'est faible, plus le taux d'erreur attendu est faible, ce qui est généralement pris en compte, par exemple l'asymétrie de **CT**.

Remarquez la petite hauteur au-dessus de zéro par rapport à fonctionnement au début de l'opération, qui est nécessaire comme espace sûr contre une mauvaise opération, car elle sécurise le dépassement des frottements dans les appareils traditionnels, et plusieurs d'entre nous sont configurés pour travailler sur de très petites valeurs à partir d'un quart d'amplitude ampère et cela s'appelle le courant de démarrage minimum. La durée de fonctionnement de ces appareils est comprise entre **25** et **150** millisecondes.

### Exemple 2 :

Si nous supposons que le relais différentiel avait une pente égale à **10 %**, comme dans la figure n° (II.4), nous supposons qu'un dysfonctionnement dans la zone de protection s'était produit pendant une résistance élevée de sorte que la différence entre les courants entrants et sortants n'était pas grande, alors le courant interne était égal à **320** ampères. Alors que le courant sortant est égal à **304** ampères, et si l'on suppose que le rapport de conversion des transformateurs de courants est de **5/ 400** ampères. L'appareil se sentira-t-il défectueux ou non ?

### Solution

A partir la valeur des courants d'entrée et de sortie, **I<sub>op</sub>** et **I<sub>res</sub>** la valeur des courants de fonctionnement et de résistance peut être calculé comme suit :

$$I_1 = \frac{320 \times 5}{400} = 4 \text{ A} \quad (\text{II.9})$$

$$I_2 = \frac{304 \times 5}{400} = 3.8 \text{ A} \quad (\text{II.10})$$

$$I_{op} = I_1 - I_2 = 0.2 \text{ A} \quad (\text{II.11})$$

$$I_{res} = \frac{I_1 + I_2}{2} = 3.9 \quad (\text{II.12})$$

En notant ces points (**3.9 A** et **0.2 A**) sur le dessin, nous constatons qu'il est situé dans la zone restreint (sous la ligne diagonale) sur la figure n°(II.4), ce qui signifie que l'appareil ne ressentira pas ce dysfonctionnement.

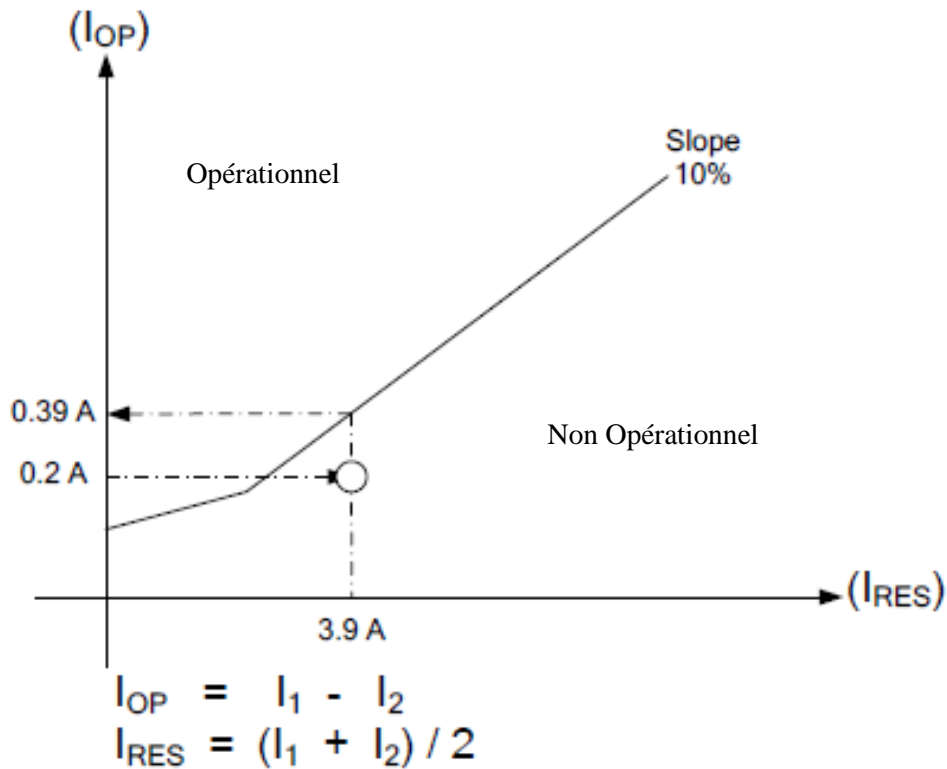


Fig (II.4) : La relation entre le courant de fonctionnement, le courant de résistance avec une inclinaison de 10 %

## II.5 Utilisation de la protection différentielle avec des transformateurs de puissance

L'utilisation d'un relais différentiel pour protéger un transformateur puissant présente d'autres problèmes (en plus d'un certain nombre de problèmes qui ont été précédemment discutés) : il existe des différences naturelles entre le courant entrant et sortant au transformateur en raison de la différence dans le nombre de tours de l'enroulement primaire et du secondaire. Ce problème peut être résolu en utilisant un CT différent du CT dans le primaire et dans le secondaire. Et parmi eux aussi que certains des transformateurs de puissance sont équipés de ce qu'on appelle un changeur de prises, et il régule la tension sortante du transformateur et est souvent du type qui est utilisé pendant que le transformateur est en service « changeur de prises en charge », ce qui entraîne une modification de la valeur du courant latérale fourni avec la prise changeur sans changement de l'autre côté, et si cela n'est pas pris en compte, il peut être causé par un mauvais contact et il est géré en choisissant une pente appropriée pour éviter la plus grande erreur attendue. Il y a un troisième problème lié à la méthode de connexion des transformateurs triphasés, et est-ce par exemple une étoile-étoile ou delta-étoile ou étoile-delta ou autre et chacune de ces méthodes crée une relation entre le courant primaire et secondaire différent en valeur et en direction d'autres méthodes et ce déphasage

peut être surmonté par le couplage des transformateurs de courant **CT** du côté étoile se présentent sous la forme d'un delta et vice versa comme sur le figure n°(II.5). Il s'agit d'une règle importante et nécessaire pour réaliser la protection du transformateur.

Il est connu que la connexion sous la forme de Delta empêche le passage des courants à courant nul zéro. Par conséquent, le couplage de cette manière : le transformateur de puissance est connecté delta-étoile, puis les transformateurs de courant relient une étoile-delta. Il est également utile pour empêcher l'apparition de courant à courant nul des deux côtés. Parce que la connexion delta qui est maintenant de chaque côté fera le travail, que ce soit la connexion delta pour le transformateur lui-même ou la connexion delta pour les transformateurs de courant. On sait également que le courant du véhicule zéro tourne à l'intérieur des fonctions et ne se déplace pas de l'autre côté, et donc que le courant qui atteint le dispositif de protection maintenant est libre de ces courants et cela signifie que le dispositif de protection ne sera pas affecté par les défauts externes qui sont généralement caractérisés par une valeur élevée de ce courant.

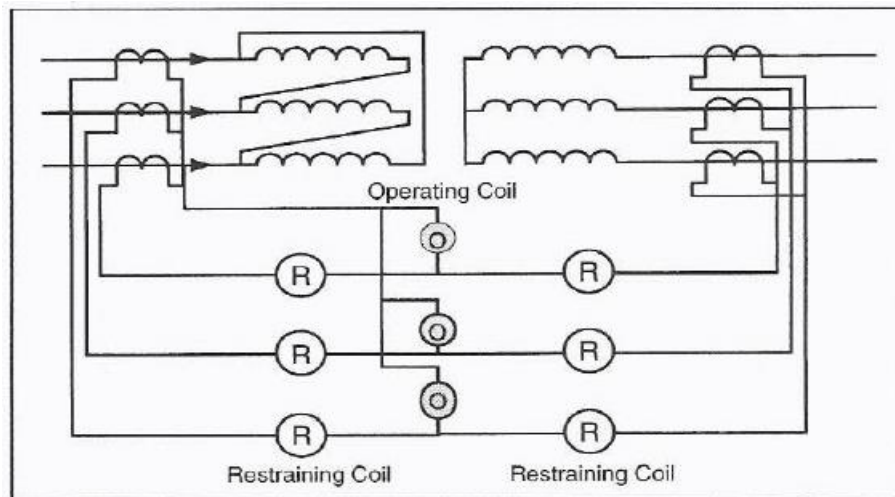


Fig (II.5) : connectez les adaptateurs d'alimentation des deux côtés des transformateurs de puissance

Il convient de noter qu'il existe un troisième enroulement dans la plupart tertiaires, qui est considéré comme un troisième enroulement dans le transformateur en plus des enroulements primaire et secondaire et est toujours connecté sous la forme d'un delta et est utilisé pour le passage d'un courant de séquence zéro à courant nul en cas de charges déséquilibre. La valeur de puissance dans cette bobine diffère des principaux, et sa capacité est souvent un tiers de la capacité des deux autres bobines. Et dans de nombreux cas, cette bobine n'est pas utilisée pour produire de l'énergie, mais uniquement pour le passage de courant de séquence zéro.

### Exemple 3 :

En supposant la présence d'un transformateur d'une capacité de **20 MVA** et d'une tension **110/96 kV** de chaque côté séparément, ce qui signifie qu'il représente un transformateur monophasé et que le transformateur est installé sur le changeur de prises lors du chargement, il peut changer le rapport de conversion par étapes pendant le chargement avec une charge maximale de **-5%** à **+5%** et est destiné à être protégé par un dispositif de protection différentielle. Requête pour connaître :

- A.** Comment choisir la valeur **CT** appropriée de chaque côté du transformateur.
- B.** Comment choisir la pente en pourcentage les rapports de protection de l'appareil disponibles sont : **(10%, 20%, 40%)**.
- C.** La détermination du courant le plus bas dans le primaire peut faire fonctionner le dispositif de protection.

**Remarque :**

Le dispositif de courant différentiel est fourni avec un ensemble de prises d'entrée pour pouvoir traiter le problème du raisonnement entre les deux côtés du mobile, qui sont différentes valeurs dans les valeurs d'entrée, mais la sortie est toujours **5A** de l'autre côté et les valeurs utilisées ici sont : **[3 :5 & 4 :5 & 4.5 :5 & 4.8 :5 & 4.9 :5 & 5 :5 & 5.1 :5 & 5.2 :5 & 5.5 :5 ]**

**La solution :**

**A. Choisissez le CT approprié dans les convertisseurs :**

**A.** D'abord, nous calculons les courants primaire et secondaire normalement

$$CTR_p = \frac{300}{5} A \tag{II.13}$$

$$I_p = \frac{20MVA}{69KV} = 289.8A \tag{II.14}$$

$$I_s = \frac{20MVA}{110kv} = 181.1A \tag{II.15}$$

**B.** Ici, le premier problème que nous avons mentionné précédemment apparaît, qui est la différence du courant primaire par rapport au secondaire même dans des conditions normales, nous choisissons donc une valeur différente, un **CT** de chaque côté, de sorte qu'il produit un courant dans le secondaire plus proche de **5** et dans ce cas, les rapports standard les plus proches des courants naturels dans cet exemple.

$$CTR_p = \frac{300}{5} A \tag{II.16}$$

$$CTR_s = \frac{200}{5} A \tag{II.17}$$

Donc :

$$I'p = 289.8 \times \frac{5}{300} = 4.83A \quad (\text{II.18})$$

$$I's = 181.8 \times \frac{5}{200} = 4.54A \quad (\text{II.19})$$

Ici, un nouveau problème apparaît, qui est que les valeurs actuelles des deux côtés sont encore très éloignées malgré l'utilisation de **CT** différents, et donc l'importance de la présence de prises d'entrée avec des valeurs différentes dans l'appareil de protection contre la modification des deux valeurs de courant dans le sens que nous utilisons avec le **TAP** primaire

$= \frac{4.8}{5}$  pour que le courant à l'intérieur du dispositif de protection devienne

$$I'p = \frac{4.83}{4.8} \times 5 = 5.031A \quad (\text{II.20})$$

Ainsi, le taux d'erreur dû à la différence du taux de conversion dans le convertisseur atteint seulement. La séquence des étapes de calcul est illustrée à la figure n° (II.6).

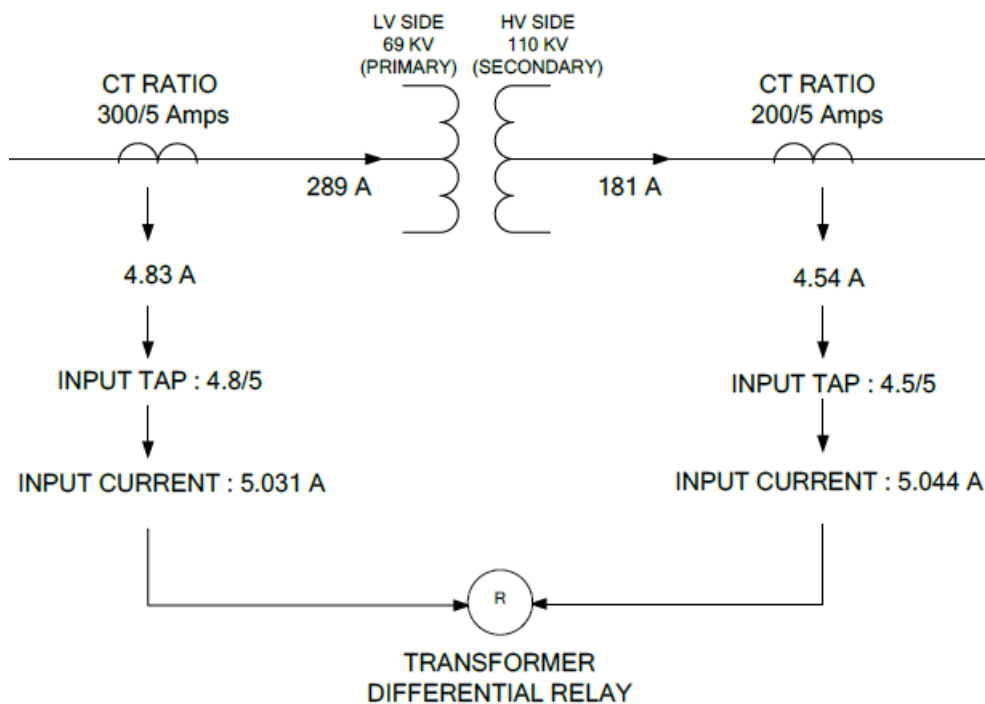


Fig (II.6) : calculs de dispositif de Protection différentielle d'exemple (3)

### C. Choisissez la pente appropriée

Comme précédemment, les relais différentiels en pourcentage sont caractérisés par la présence de plus d'une pente, et c'est la taille des différences naturelles attendues entre le courant primaire et secondaire. Par exemple, jusqu'à ce que nous prenions en compte le changeur de prises, nous supposons qu'il y a eu un changement dans le changeur de prises du transformateur qui a atteint

la valeur maximale de **5 %**, ce qui signifie que le courant d'un seul côté à change de **5 %**, et donc le taux d'erreur totale entre la protection atteint cet exemple à **5.3 %**, où nous constatons que la différence entre les deux courants et après utilisation des prises d'entrée a atteint **0.3 %**. Si l'on prend en considération qu'il y a des défauts dans la fabrication des **CT** qui provoquent une sorte d'asymétrie entre eux, elle peut atteindre **10 %**, donc l'erreur totale devient maintenant **15.3 %**, et ainsi, nous avons ajouté une zone de sécurité dans un autre **5 %**, le taux d'erreur entre les deux courants entrant dans le dispositif de protection devient **20 %**, et sur cette base, l'inclinaison la plus appropriée est de **20 %**

#### D. Choisissez la valeur du pick-up

Quant au courant pour le fonctionnement du pick-up, il est souvent choisi que le courant de fonctionnement disponible dans l'appareil soit un quart d'ampère (la différence entre les courants d'entrée et de sortie dans la plupart des appareils disponibles) et cela signifie que le courant le plus bas du côté primaire en fonction supposant que le courant secondaire est égal à zéro il peut faire fonctionner l'appareil équivaut à un quart d'ampère. Sa valeur est égale au côté primaire la valeur suivante :

$$I_{op} = \frac{1}{4} \times \frac{4.8}{5} \times \frac{300}{5} = 14.44A \quad (II.21)$$

Il comprend à partir de cette valeur qui est inférieure au courant normal que le dysfonctionnement s'est produit pendant le non-chargement du transformateur. Sinon, si le dysfonctionnement s'est produit pendant le chargement, le courant de dysfonctionnement serait beaucoup plus important. Cette valeur signifiée également que tout dysfonctionnement peut créer un courant côté primaire à **14.4** ampères ne seront pas détectés par l'appareil, et de même tout dysfonctionnement crée une différence entre le courant primaire et le courant secondaire inférieur à **14.4** ampères ne seront pas ressentis par l'appareil.

## II.6 Propriétés de la courbe d'inclinaison :

Une tendance est faite dans les propriétés du dispositif de protection différentiel du transformateur pour les mêmes raisons qui sont prises en compte dans toute autre protection différentielle, à savoir que le système reste équilibré en cas de dysfonctionnement en dehors de la zone de protection tandis que la sensibilité du système augmente si des dysfonctionnements se produisent à l'intérieur de la zone de protection et la situation est compliquée par la présence d'un changeur de tension dans les transformateurs Tap Changer, où l'utilisation des transformateurs de courant (CT) et de courant intermédiaire (IPCT) {CT d'interposition} a des proportions spéciales et est soigneusement calculée pour assurer un équilibre complet à l'étape nominale du transformateur de puissance, ce qui conduit au passage du courant dans le fichier de fonctionnement de l'appareil de protection différentielle pour faire avancer le transducteur de puissance en ce qui concerne

l'étape nominale et l'état du dispositif de protection différentielle, il semble qu'il y ait un dysfonctionnement interne dans les bobines du transformateur de puissance et à partir de là, la pente doit être choisie de manière à ne pas limiter le travail du dispositif de protection lorsque le transformateur de puissance fonctionne aux échelons supérieurs ou inférieurs et impose des taux d'erreurs sur les transformateurs de courant utilisés dans sa valeur. Les dispositifs de protection différentielle maximales et modernes utilisent les courbes de propriétés de trois sections de la première section pour garantir que le dispositif de protection ne fonctionne pas lors du passage du courant couvert (lorsque le transformateur est connecté d'un seul côté). Et la deuxième section pour s'assurer que le dispositif de protection ne fonctionne pas lorsque le transformateur travaille sur une étape autre que l'étape nominale et la troisième section pour s'assurer que le dispositif de protection ne fonctionne pas en cas des défauts graves en dehors de la zone de protection

## II.7 Réglage des transformateurs à trois voies

Quant au transformateur à trois voies connecté par la méthode de Delta-Star, la seule chose qui différenciera de l'exemple précédent est que nous devons utiliser **CT** du côté de l'étoile connectée sous la forme de delta et **CT** du côté du Delta sous la forme d'une étoile. Notant que les courants de ligne du côté delta sont toujours  $\sqrt{3}$  fois supérieures à leurs côtés étoile, et cela doit également être pris en compte lors du choix des taux de conversion de courant de chaque côté du transformateur comme dans l'exemple suivant.

### Exemple 4

En supposons que nous avons un transformateur à trois voies de **30 MVA** à **69/11.5 KV** connecté à la méthode **DY** comme dans la figure n° (II.7). Il est nécessaire de calculer le rapport de conversion approprié pour les **CT** des deux côtés et la méthode de leur connexion, sachant que les valeurs disponibles sont des convertisseurs de courant à (5/50 ampères à 5/2500 ampères). Il est également prévu de régler le dispositif de protection différentielle pour ce convertisseur, en notant que les prises d'entrée disponibles sont : (5 : 5, 5.5 : 5, 5 : 6, 5 : 6.6, 5 : 7.3, 5 : 8, 5 : 9, 5 : 10)

### Solution

Sur la figure n°(II.7), la méthode de connexion **CT** est illustrée des deux côtés.

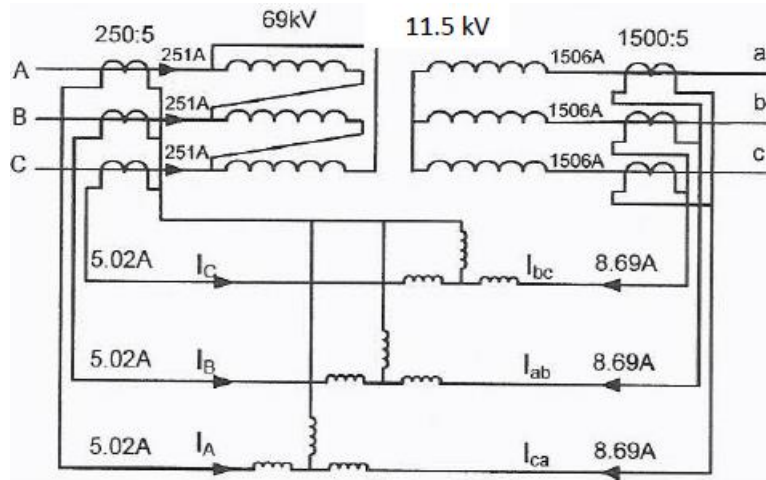


Fig (II.7) : la méthode de connexion de transformateur de courant à un transformateur de puissance ce forme Dy

**B.** La première étape consiste toujours à calculer les courants naturels (à pleine charge)

$$I(69kv) = \frac{30MVA}{69 \times \sqrt{3}} = 251A \quad (II.21)$$

$$I(11.5kv) = \frac{30MVA}{11.5 \times \sqrt{3}} = 13.1506A \quad (II.22)$$

**C.** La deuxième étape consiste à choisir **CTR** du côté de **11.5 KV**, son courant approprié est de **5/1500 A** (la valeur standard la plus proche de **13.1506**). Pour calculer le **CTR** approprié de l'autre côté (coté **69 KV**), considérons que nous choisissons une valeur qui produit un courant du côté secondaire du CT de l'autre côté (côté **11.5 KV**), en tenant compte du fait que le côté **11.5 KV** lui connecté sous la forme d'un delta et il est connu que le courant provenant du delta est supérieur à la valeur du courant de la bobine en  $\sqrt{3}$  car il est le courant de ligne et il y a deux façons de choisir **CTR** sur l'autre côté du transformateur de puissance.

**E.** La première méthode (la méthode d'égalisation des deux courants secondaires entrants dans l'appareil de protection lorsque le transformateur a une charge normale) : le taux de parité entre les deux courants secondaires du transformateur de courant de chaque côté du transformateur comme suit :

$$(13.1506 \times \frac{5}{1500})_{phase} \times \sqrt{3} = 251 \times \frac{5}{x} \quad (II.22)$$

$$x = 144$$

Nous constatons que  $x = 144$ , c'est-à-dire le rapport approprié est de **5/150 A** (la valeur d'enregistrement la plus proche est de **144**). Noter que le choix de cette valeur fera toujours passer un courant élevé (supérieur à **5 A**) même dans des conditions normales car le courant

naturel égal à **250 A**. pour résoudre ce problème, il est préférable d'utiliser la deuxième méthode.

- F.** La deuxième méthode (la méthode de passage le courant nominale du dispositif de protection lorsque le transformateur est normalement chargé) : Puis qu'il est toujours préférable de faire passer un courant d'environ 5 A à charge normale, nous choisissons rapport **5/250 A** à sa proximité avec la charge normale du transformateur qui est à **251 A**, puis régler la différence entre les deux participants de courants au dispositif de protection (qui, après avoir choisi le rapport 5/250, deviendra complètement à part en valeur). Cette différence est par conséquent assez distincte en valeur) en choisissant des prises de courant appropriées pour compenser le courant à **69 KV** est égal à :

$$251 \times \frac{5}{250} = 5.02A \quad (\text{II.23})$$

Alors que le courant est à 11.5 KV est égal à :

$$1506 \times \frac{5}{1500} \times \sqrt{3} = 8.69A \quad (\text{II.24})$$

Nous choisissons donc « input **Tap** » sur le côté **11.5 KV** qui est égale à **5/9 A**, de sorte que les deux flux de courants dans le système de protection soient presque égaux. Notez à nouveau l'importance de la présence des prises d'entrées dans le dispositif de protection pour traiter un tel problème.

## II.8 L'utilisation des transformateurs de courant intermédiaires avec le dispositif de protection différentielle

Tous les dispositifs de protections différentielles modernes n'ont pas d'entrée différente pour les prises d'entrées de courant où l'une des deux méthodes est utilisée :

- A. La première méthode :** Utilisation de moyens de transformateurs de courant « INTERPOSING CTS » parfois appelé « MATCHING CTS » pour traiter la différence « MISMATCH » dans la valeur des courants entrants dans le dispositif de protection en termes de valeur (car les courants sont toujours inégaux des deux côtés du transformateur de puissance) et de la direction (dans le cas où la connexion du groupe directionnel du transformateur de puissance est une étoile delta où Delta-étoile).
- B. La deuxième méthode :** l'utilisation de dispositifs de protection numériques. Les courants secondaires de chacun des transformateurs de courant des deux côtés du transformateur de puissance sont connectés à l'appareil. L'appareil est également fourni avec un coupleur de transformateur de puissance et le

rapport des transformateurs de courant sur les côtés et le groupe directionnel du transformateur de puissance. Le dispositif de protection effectue les travaux nécessaires sur les valeurs des courants en terme de valeur et de direction pour déterminer l'état de fonctionnement normal du transformateur à partir du dysfonctionnement, la figure n° **(II.8)** montre comment un transformateur de courant intermédiaire est utilisé avec un dispositif de protection différentielle pour protéger le transformateur de puissance à conducteur **Yd5**. Ou les transformateurs de courant intermédiaires sont connectés au côté primaire du transformateur de puissance selon le groupe directionnel **Yy0** et les transformateurs de courant sont connectés. Et en utilisant des rapports de transfert précis des transformateurs de courant intermédiaires, il s'avère que le courant entrant dans le dispositif de protection différentielle est égal à la valeur, et la direction opposée est le courant provenant du dispositif de protection différentielle. Ainsi, l'équilibre se produit et le courant qui passe dans les bobines de fonctionnement du dispositif de protection différentielle est presque nulle.

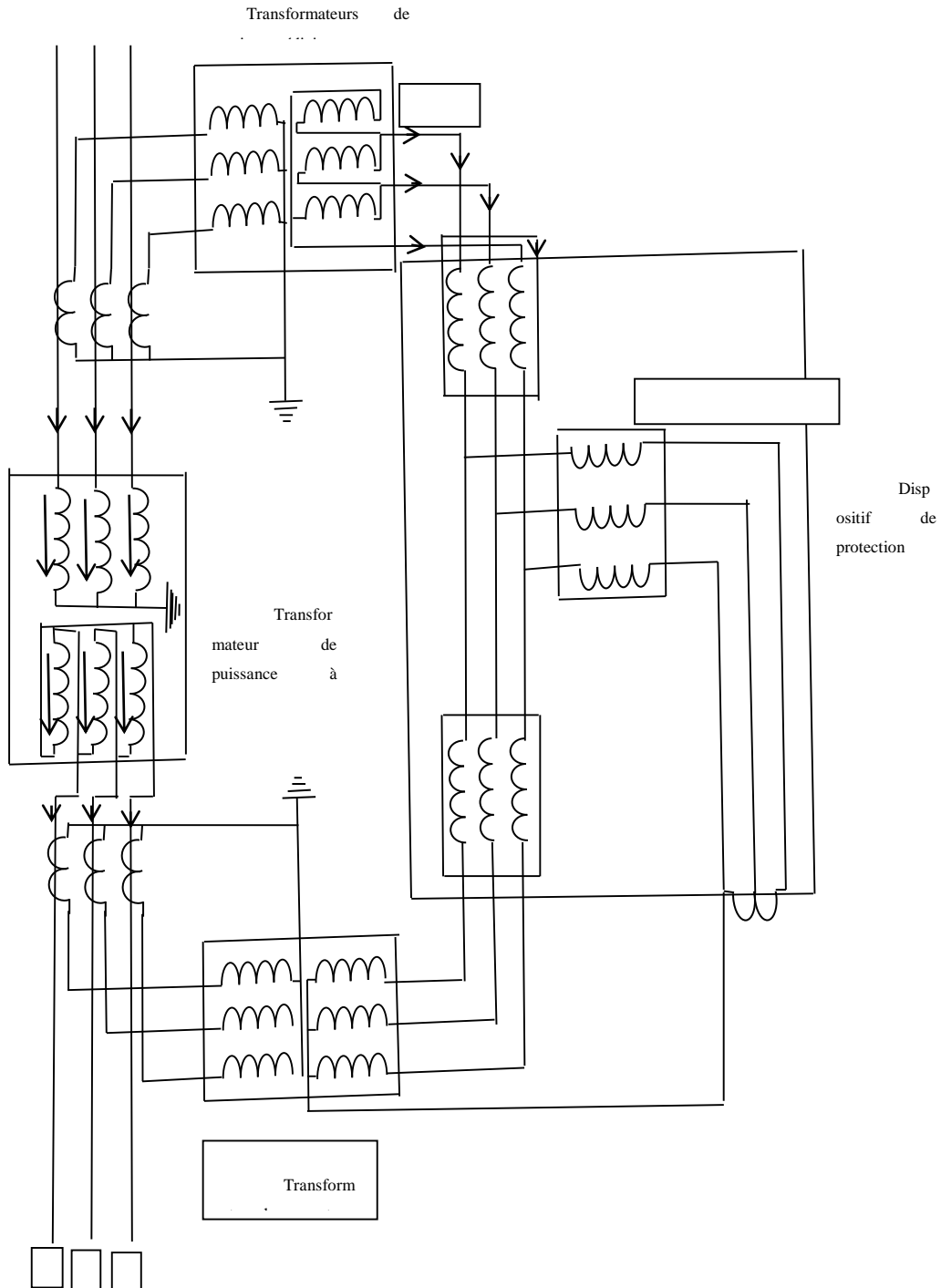


Fig (II.8) : Utilisation des transformateurs de courant intermédiaires avec le dispositif de protection différentielle pour protéger le transformateur de puissance connecté Yd5

La figure n° (II.9) montre comment les transformateurs de courant intermédiaires avec le dispositif de protection différentielle sont utilisés pour protéger le transformateur de puissance connecté **Dy11**. Ou les transformateurs de courant intermédiaires sont connectés au côté primaire de l'adaptateur d'alimentation selon le réseau **Yy0**, et les transformateurs de courant intermédiaires sont connectés au côté secondaire de l'adaptateur d'alimentation selon le réseau **Yd1**. Et en utilisant des rapports de transfert précis des transformateurs de courant intermédiaires, il s'avère que le courant entrant dans le dispositif de protection différentielle est égal à la valeur, et la direction opposée est le courant provenant du dispositif de protection différentielle. Ainsi, l'équilibre se produit et le courant qui passe dans les bobines de fonctionnement du dispositif de protection différentielle est presque nulle.

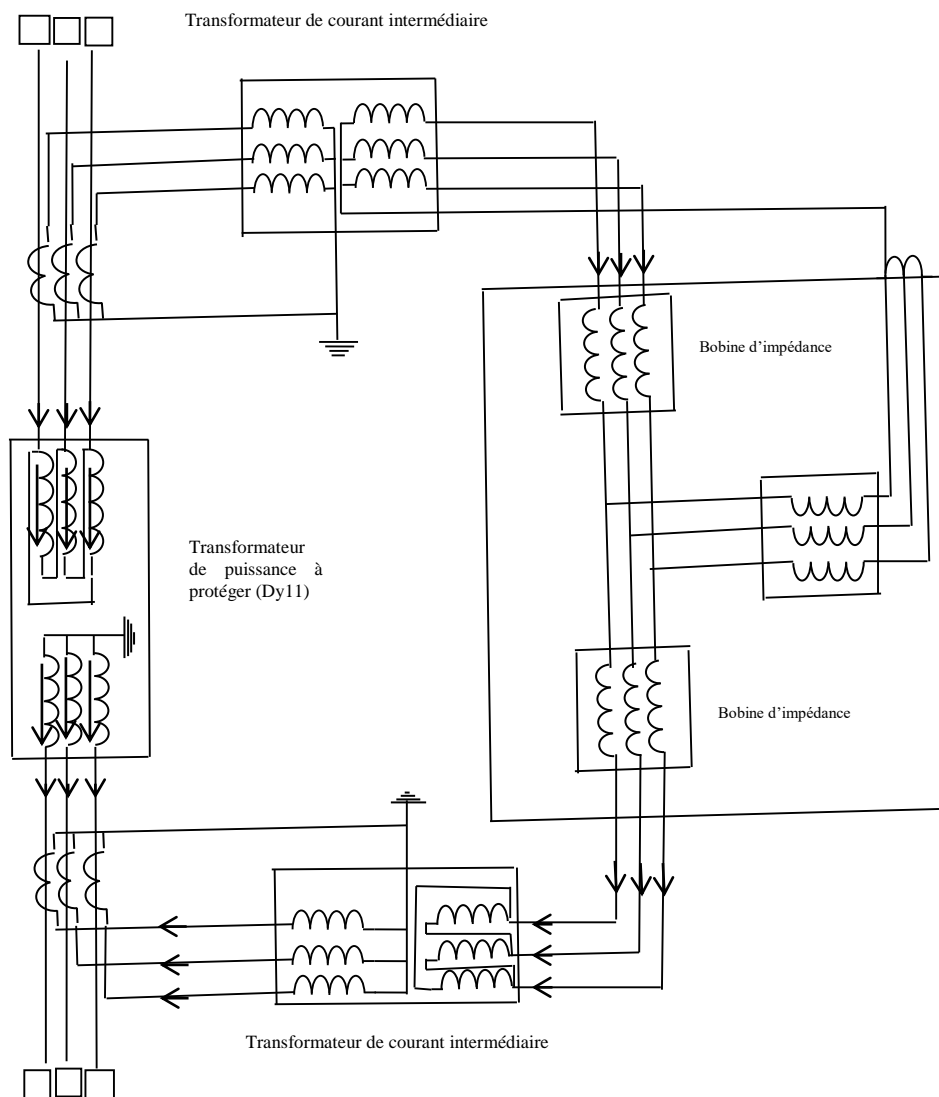


Fig (II.9) : Utilisation des transformateurs de courant intermédiaires avec le dispositif de protection différentielle pour protéger le transformateur de puissance connecté Dy11

### ii.8.1 Types de groupes directionnels pour connecter les transformateurs :

Il n'est connu que dans les transformateurs triphasés, chacun des deux côtés est identique, par exemple, la phase **R** pour le côté primaire et la phase **r** pour le côté secondaire lorsque la fabrication est placée l'une sur l'autre sur une colonne comme dans la figure n° (II.10)

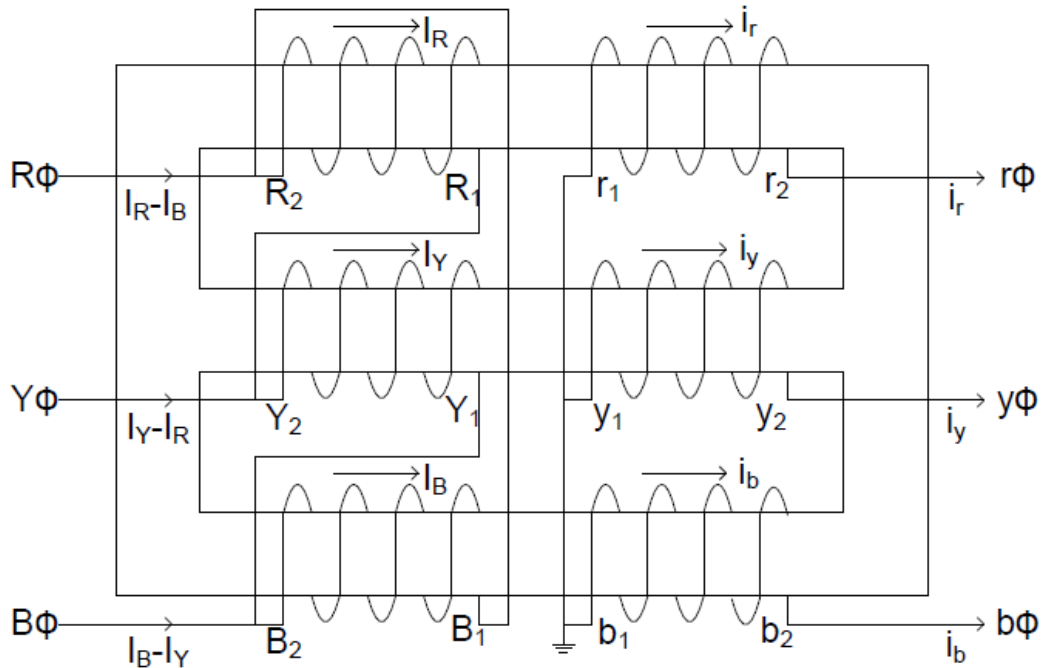


Fig (II.10) : comment fabriquer les transformateurs de puissance triphasé

Notez sur la figure n° (II.10) qu'il n'y a pas de déphasage entre les deux flux. Ceci est confirmé par la méthode de dessin Y des enroulements qui sont dessinés sous un angle de sorte que la direction s'applique à la direction dans les enroulements delta correspondant. Comment connecter les enroulements primaire et secondaire dans les transformateurs avec une image telle que l'image suivante : **Dd**, **Dy**, **Yd**, **Yy**, et souvent un nombre apparaît à côté du type de connexion, par exemple **Dy1**, **Dy11**, **Dy5** et ainsi de suite, qui est-ce qu'on appelle le groupe vectoriel et ce sujet est considéré comme l'un des principaux points qui doivent être déterminés pour vous assurer que les performances de la protection différentielle sont correctes et qu'elles ne sont pas affectées par ce déphasage naturel, ici nous expliquerons la signification des symboles précédents à travers les notes suivantes :

- D.** Si les côtés primaire et secondaire ont la même méthode de connectivité, les deux sont un type Y par exemple, alors le nombre utilisé est pair à partir de nombres pairs. Par exemple, **Yy0**, **Yy2**, **Yy4** et ainsi de suite. Si le primaire diffère du secondaire, alors nous utilisons les nombres impairs comme **Dy1**, **Dy11**, **Dy5** et ainsi de suite. Notez toujours que chacune des trois flèches des trois Y doit être parallèle à un côté dans le triangle de Delta.

- E.** Si nous imaginons que les nombres ont été écrits au format heure comme dans la figure n° (II.10) et que chacun des nombres de douze heures équivalent à un déphasage de **30** degrés au moyen de l'exemple **Dy1** signifie qu'il y a un déphasage de **30** degrés entre les enroulements côtés transformateurs. Quant à **Dy3**, cela signifie **90** degrés entre les deux côtés, et le nombre **11** équivaut à **330** degrés. Et ainsi de suite. Notant que tous les angles sont mesurés dans le sens horaire.
- F.** Le groupe directionnel est écrit de sorte que la première lettre soit dans la grande taille puis la deuxième lettre vient dans une petite taille et enfin le groupe directionnel vient et il exprime l'angle entre le courant de ligne primaire et le courant de ligne secondaire et il est mesuré dans le sens horaire à partir du courant de la ligne de départ sur la base de ces règles, on peut dire maintenant que la connexion **Yd5**, par exemple, signifie que les enroulements primaires sont connectés à la méthode star, les enroulements secondaires sont connectés à la méthode delta et le courant de la ligne primaire est avancé au courant dans la ligne secondaire par un taux de **150** degrés.

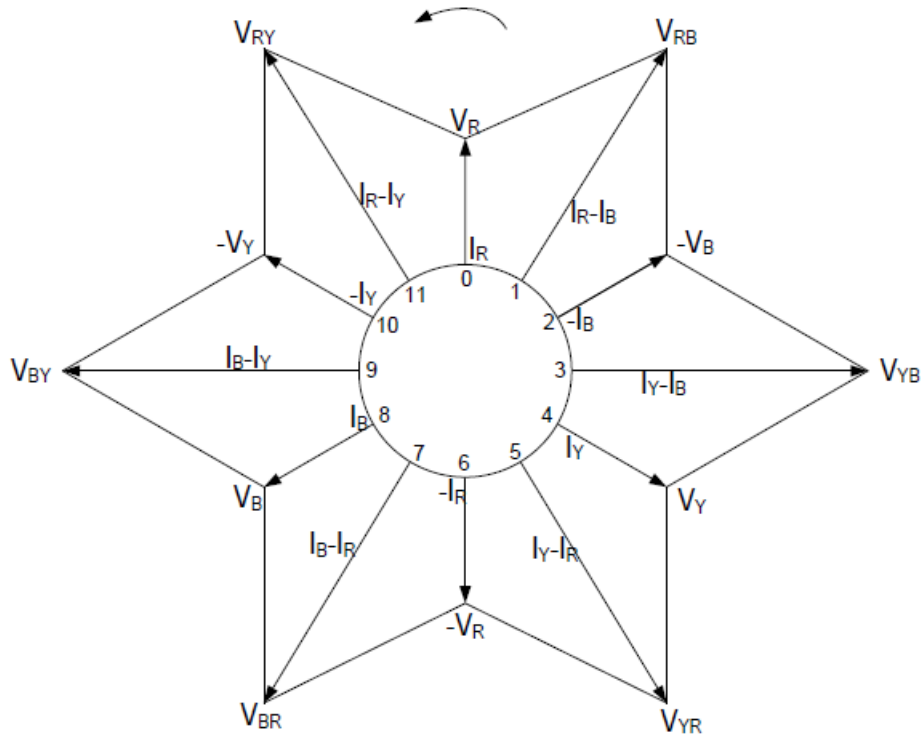


Fig (II.11): la relation entre le groupe directionnel du transducteur de puissance et l'horloge

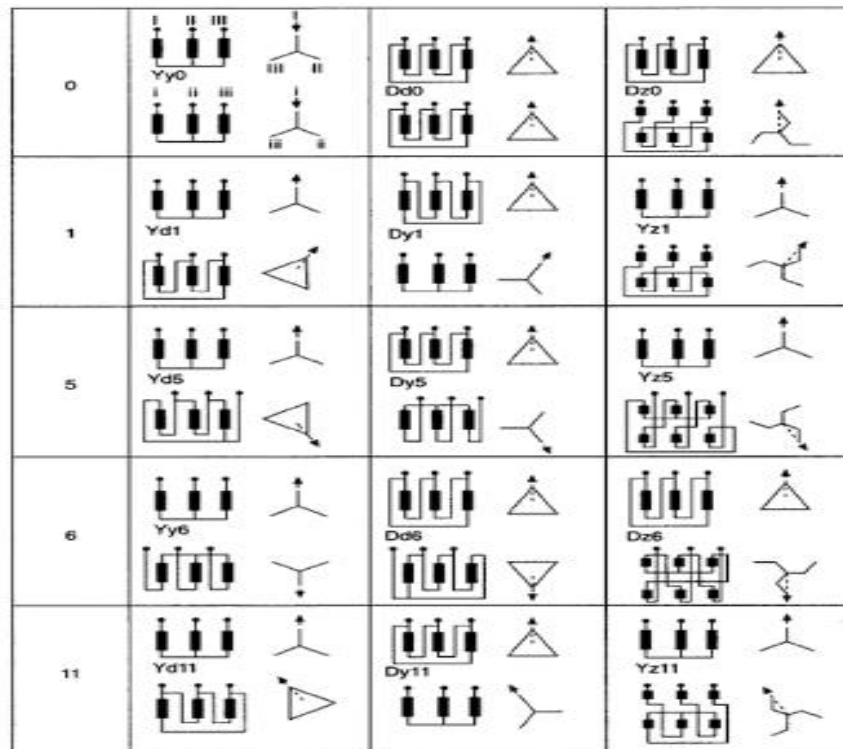


Fig (II.12): un tableau montrant les types les plus courants de connexions de transformateur de puissance

### ii.8.2 Comment connaître le groupe directionnel connecté au transformateur de puissance

Les étapes suivantes doivent être suivies pour trouver le groupe directionnel pour la connexion du transformateur de puissance et la même chose peut être suivie pour trouver le groupe directionnel pour le courant d'interposition :

- A. Nous supposons que l'angle entre le courant et la tension pour chacun des trois côtés est nul (c'est-à-dire que le facteur de puissance de la charge connectée au transformateur de puissance est correct et identique à celui de la figure (II.13),
- B. Nous concluons le courant provenant de l'enroulement secondaire lorsque le courant entre dans l'enroulement primaire,
- C. En tout point de convergence, la première loi du Kirchhoff est appliquée, qui est (la somme des courants en un point égal à zéro) ce que signifie que la somme des courants entrant dans le point est égale à la somme des courants sortant du point,
- D. Nous concluons l'angle entre le courant dans la ligne primaire à l'intérieur du transformateur de puissance et le courant dans la ligne secondaire à l'extérieur du transformateur de puissance,
- E. L'enroulement primaire est la référence (mesurant la mesure),

- F. L'angle est mesuré dans le sens horaire,
- G. Divisez cet angle par  $30^\circ$ , de sorte que le résultat est le nombre indiqué pour le groupe de vecteurs pour connecter le transformateur de puissance.

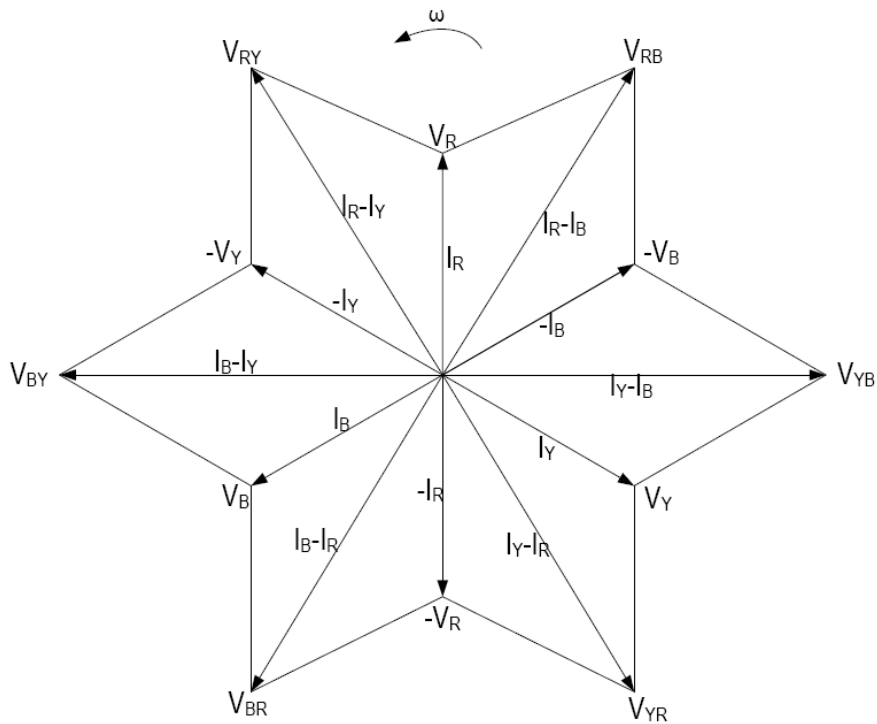


Fig (II.13) : la relation entre différents courants et tensions dans le transformateur de puissance suppose que le facteur de puissance est acceptable

Et les formes de la figure (II.14) à la figure (II.21), montrant différentes combinaisons directionnelles des transformateurs de puissance.

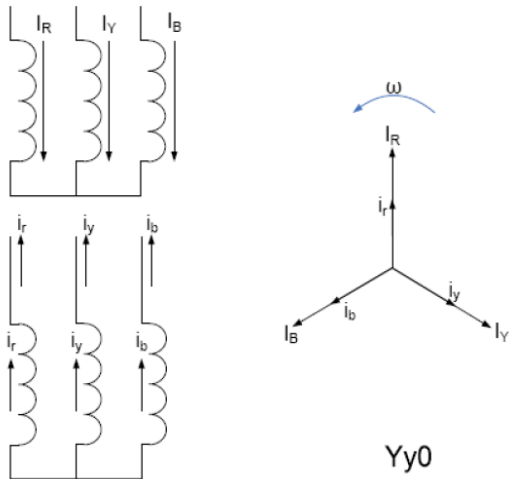


Fig (II.14): connexion du transformateur De puissance 3 voies à Yy0

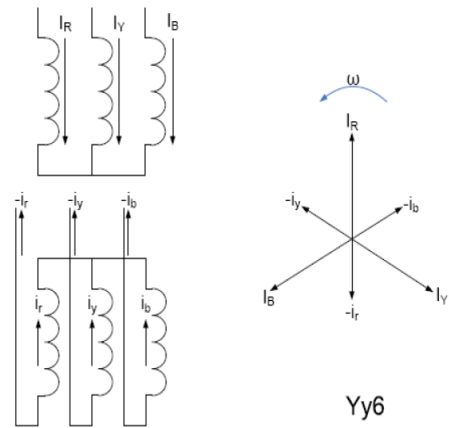


Fig (II.15) : connexion du transformateur de puissance 3 voies à Yy6

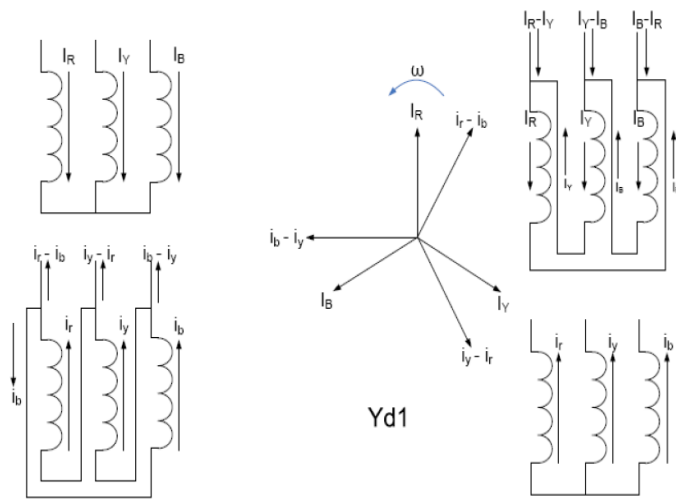


Fig (II.16): Connexion du transformateur de Puissance 3 voies à Yd1

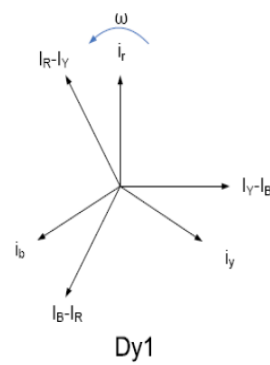


Fig (II.17): connexion du transformateur de puissance 3 voies à Dy1

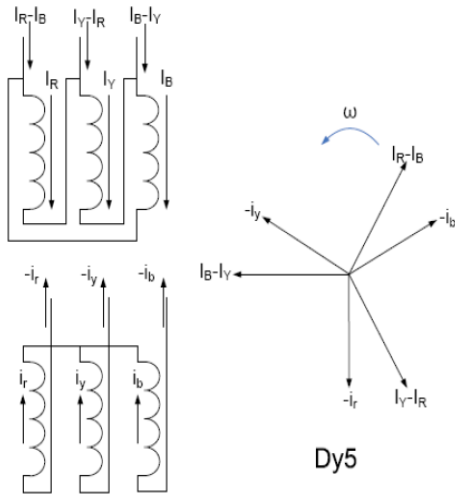


Fig (II.18): connexion du transformateur de  
Puissance 3 voies à Dy5

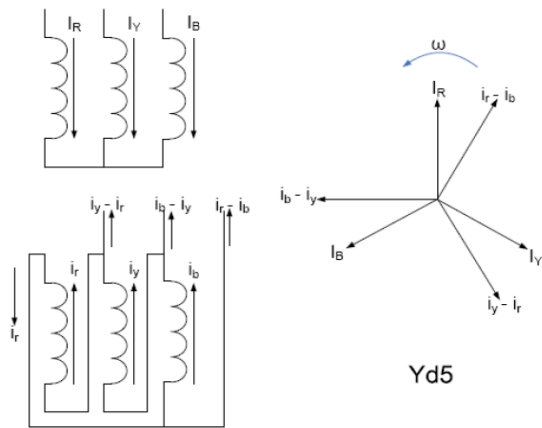


Fig (II.19): connexion du transformateur de puissance  
3 voies à Yd5

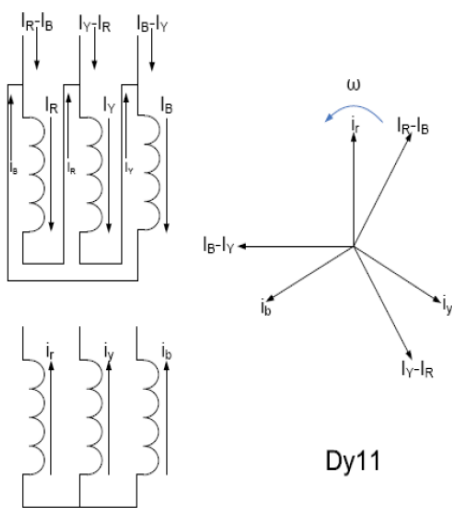


Fig (II.20): connexion du transformateur de  
Puissance 3 voies à Dy11

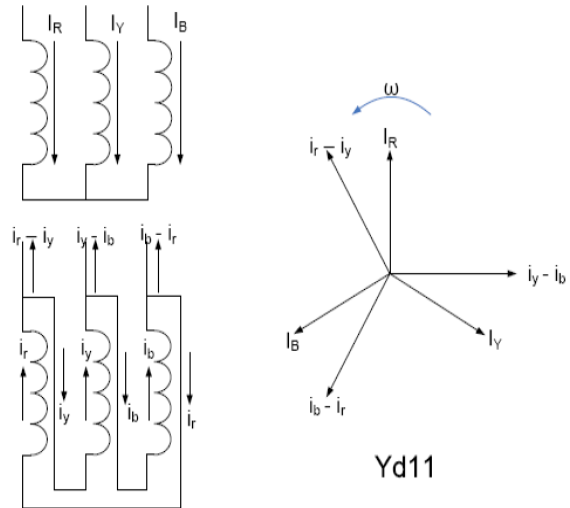


Fig (II.21): connexion du transformateur de  
puissance 3 voies à Yd11

## II.9 Courant d'impulsion dans les transformateurs

Il est important de parler des problèmes de protection dans les transformateurs, qui est le problème du courant d'impulsion, qui est l'un des problèmes les plus effrayants qui peuvent provoquer un défaut. Et les facteurs qui influencent la valeur et la durée du courant d'impulsion sont :

- ❖ La capacité du transformateur
- ❖ La taille du système (le réseau) sur lequel le transducteur est connecté

- ❖ Le type de fer magnétique utilisé dans la fabrication du noyau
- ❖ La valeur du flux magnétique restant dans le noyau avant le moment de la connexion
- ❖ Au moment où le courant est connecté au transformateur de puissance.

### ii.9.1 Les raisons de ce courant

Pour expliquer les causes de ce courant sans trop de détails, nous pouvons faire référence aux figures n ° (II.22) et n ° (II.23) à partir d'où les causes du problème peuvent être résumées comme suit:

- 1) Lorsque le transformateur de puissance est séparé, il reste à l'intérieur du noyau de fer une partie du trop-plein appelé : trop-plein résiduel, flux résiduel
- 2) Lorsque le transformateur revient en service, et comme il est impossible de contrôler le moment où il revient pour être le même que le moment où il est parti, donc l'inondation supposée commencera à apparaître avec le retour du courant doit parfois être élevée pour compenser la valeur résultante de l'inondation restante, et cela nécessite de tirer un courant élevé, qui est le courant d'appel pour générer ce débordement compensatoire, comme dans le premier cas de la figure (II.K). Dans ce cas, le transformateur est revenu à un moment qui équivaut à un débordement de (- flux m) tandis que le débordement restant est suffisant pour une valeur positive de (flux r) pour compenser cette différence, le courant d'appel est tiré à une valeur élevée.

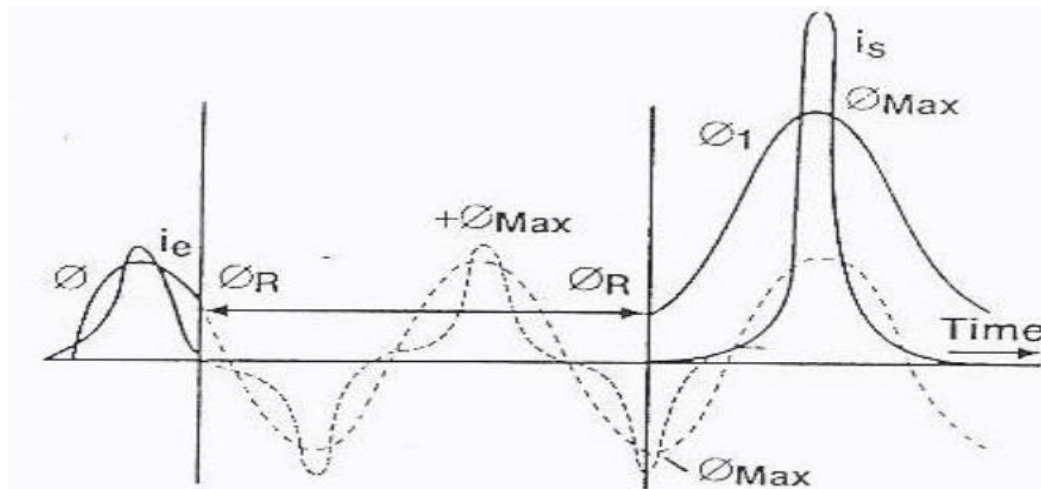


Fig (II.22): le premier cas pour le courant d'impulsion

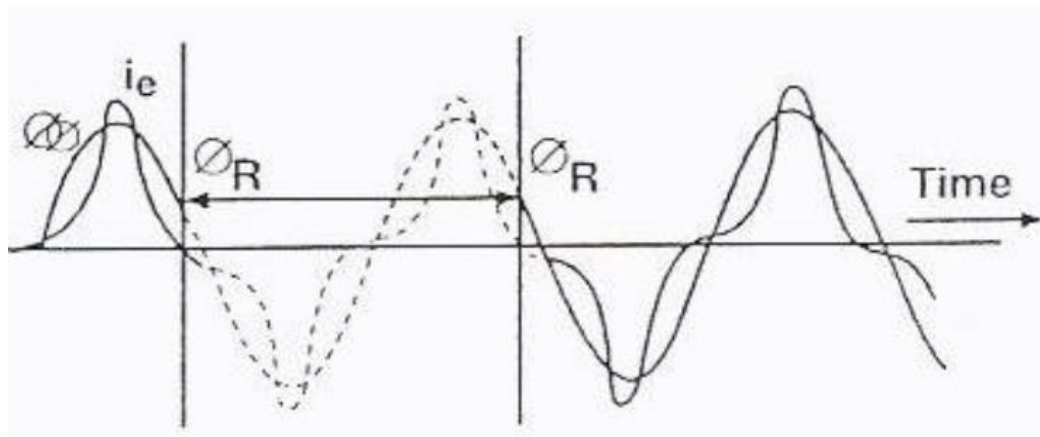


Fig (II.23): le deuxième cas pour le courant d'impulsion

Comme il ressort de l'explication, le courant d'impulsion n'a pas de valeur spécifique, il peut être très élevé comme dans le premier cas de la figure (II.22), mais parfois il est très proche du courant nominal, si les deux conditions sont achevées:

- 1) Qu'il n'y a pas de flux résiduel à l'intérieur du convertisseur
- 2) Si le moment d'entrée coïncide avec le moment du plus grand courant en lui, dans lequel le débit est le plus faible possible, comme on sait que le flux est toujours à un angle de 90 degrés par rapport au courant (  $I \propto \frac{d\phi}{dt}$  )

Dans ces deux cas, il existe de nombreux cas qui rendent, comme nous l'avons dit, la valeur du courant d'impulsion non spécifique, ni forme ni valeur, car elle dépend principalement comme nous l'avons mentionné sur la valeur de deux variables aléatoires, la première est la valeur du trop-plein résiduel, ou la seconde qui est le moment où le transformateur entre en service, de sorte que la valeur de ce courant varie même entre les trois côtés, comme dans la figure n° (II.24)

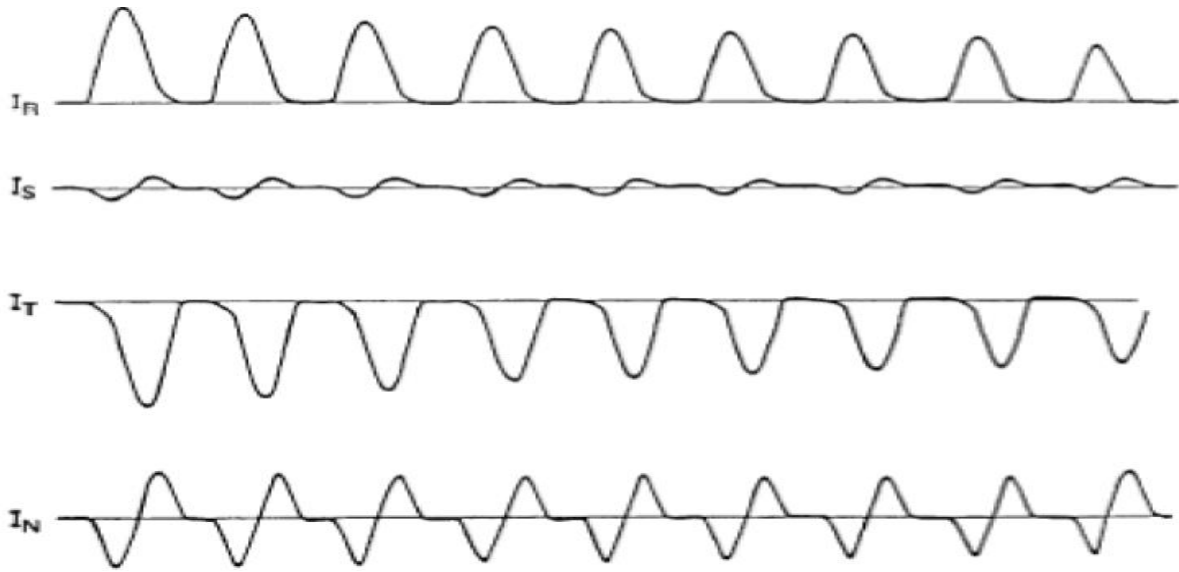


Fig (II.24): le courant d'impulsion nominale d'un transformateur de puissance

60 MVA avec une tension de 6.6 / 140 KV

Notez que si le moment de fermeture peut être contrôlé pour être à la valeur maximale de la tension et en même temps s'il n'y a pas de débordement résiduel dans le noyau de fer, les courants d'impulsion disparaîtront et leur valeur deviendront la même valeur des courants de magnétisation à l'état stable comme la figure n° (II.26).

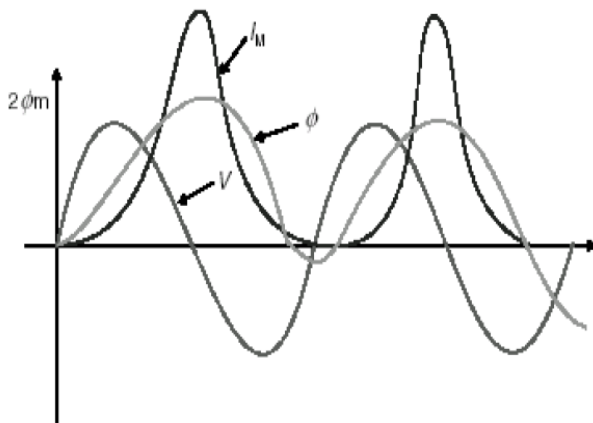


Fig (II.25): Etat actuel de l'impulsion

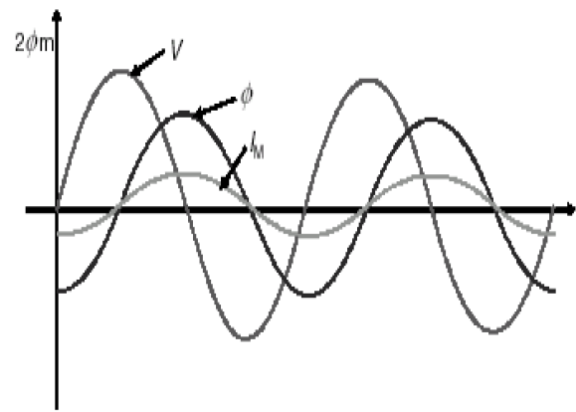


Fig (II.26): Etat actuel stable

La valeur maximale pour ce courant dépend de plusieurs facteurs, dont les plus importants sont:

- 1) Valeur de tension au l'instant où le transformateur est connecté

- 2) La valeur de flux résiduel est la polarité du noyau de fer du transformateur à partir du moment de la séparation
- 3) Caractéristiques de la charge connectée au transformateur à l' instant de la connexion

La première valeur maximale après la connexion du transformateur peut atteindre une valeur allant de 10 à 15 fois le courant de charge nominal du transformateur, mais cette valeur peut atteindre des valeurs allant de 20 à 25 fois le courant de charge nominal pour les transformateurs d'une puissance inférieure à 50 KVA et la valeur de courant décroît rapidement selon une constante de temps qui va de plusieurs millièmes de seconde à des dizaines de millièmes de seconde

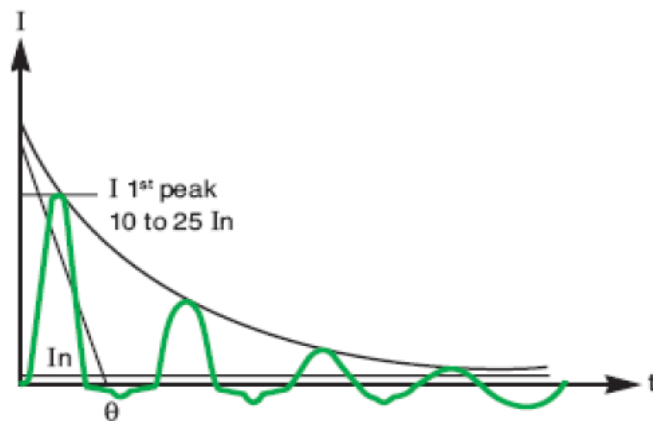


Fig (II.27) : Comment le courant impulsif diminue

### ii.9.2 La gravité de ce courant :

Ce courant n'apparaît donc qu'au début du fonctionnement, et le problème majeur est que ce courant ne passe que du côté primaire du transformateur qui est le côté qui est connecté à la source et ne passe pas du côté secondaire car il traverse ce qu'on appelle un circuit magnétique avec transformateurs, et il apparaît sur la figure n° (II.28).

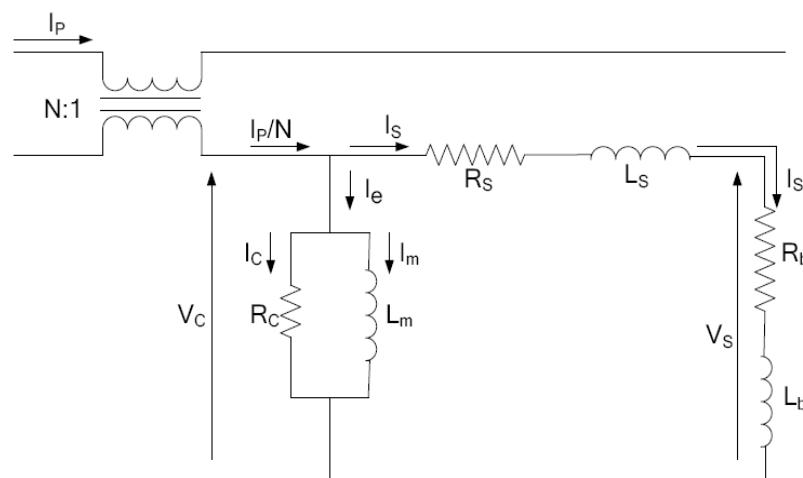


Fig (II.28) : Circuit magnétique équivalent d'un transformateur de puissance

$I_p$ : courant primaire

$N$  : rapport de tours

$I_s$  : courant secondaire

$R_c$  : résistance à la perte de noyau

$I_e$  : courant d'excitation

$R_s$  : résistance secondaire

$I_c$  : courant de perte de Foucault

$R_b$  : résistance au fardeau

$I_m$  : courant de magnétisation

$L_s$  : réticence secondaire

$I_p/N$  : courant secondaire idéal

$L_b$  : réticence à la charge

### ii.9.3 Façon d'éviter une séparation défectueuse due au flux d'impulsion

Cela se fait de manière moins risquée en réduisant la sensibilité du dispositif de protection pendant un certain temps après que le transformateur est entré en service. Il se fait en conduisant une résistance en parallèle avec la bobine qui passe le courant de fonctionnement comme dans la figure n° (II.29) ou cette résistance le retrait d'une partie du courant de fonctionnement, et par conséquent, le courant traversant la bobine de fonctionnement diminue et le dispositif ne fonctionne pas. Cette résistance est connectée comme sur la figure n° (II.29), respectivement, avec deux points de contact au moyen d'un dispositif de protection contre les chutes de tension.

*Transfo de puissance à protégé*

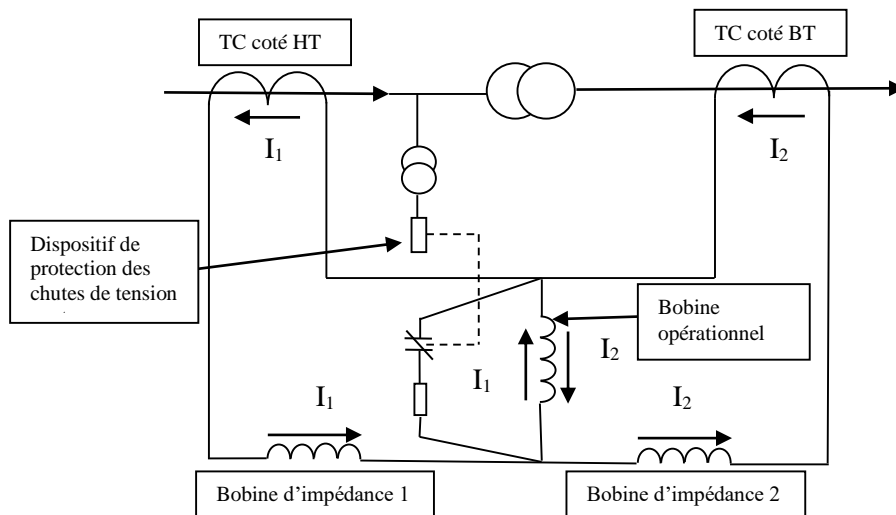


Fig (II.29) : Réduire la sensibilité du dispositif de protection différentielle pour éviter de fonctionnement en raison du courant d'impulsion au moment le transformateur de puissance est connecté

## **II.10 Conclusion**

Le type de protection différentielle est actuellement le plus populaire et le plus rapide. Il est capable de protéger le système des fermetures de surface. Et dans les systèmes qui utilisent une base neutre, les dysfonctionnements monophasés peuvent facilement être évités. Le type de protection différentielle est utilisé pour sécuriser les lignes électriques, les motrices hautes puissances, les transformateurs et les générateurs.

# CHAPITRE III

## **Autres différentes protections des transformateurs de puissance**

## III.1 Introduction

Le transformateur, par ses différents utilisation rend possible le transport d'énergie et se trouve présent à toutes les étapes d'utilisation de l'énergie électrique depuis le transport jusqu'à l'utilisation. Pour cela nous devons lui fournir toutes sortes de protections nécessaires pour éviter les dysfonctionnements qui provoquent des pertes. Alors dans ce chapitre, nous verrons toutes sortes de protections installées sur le transformateur.

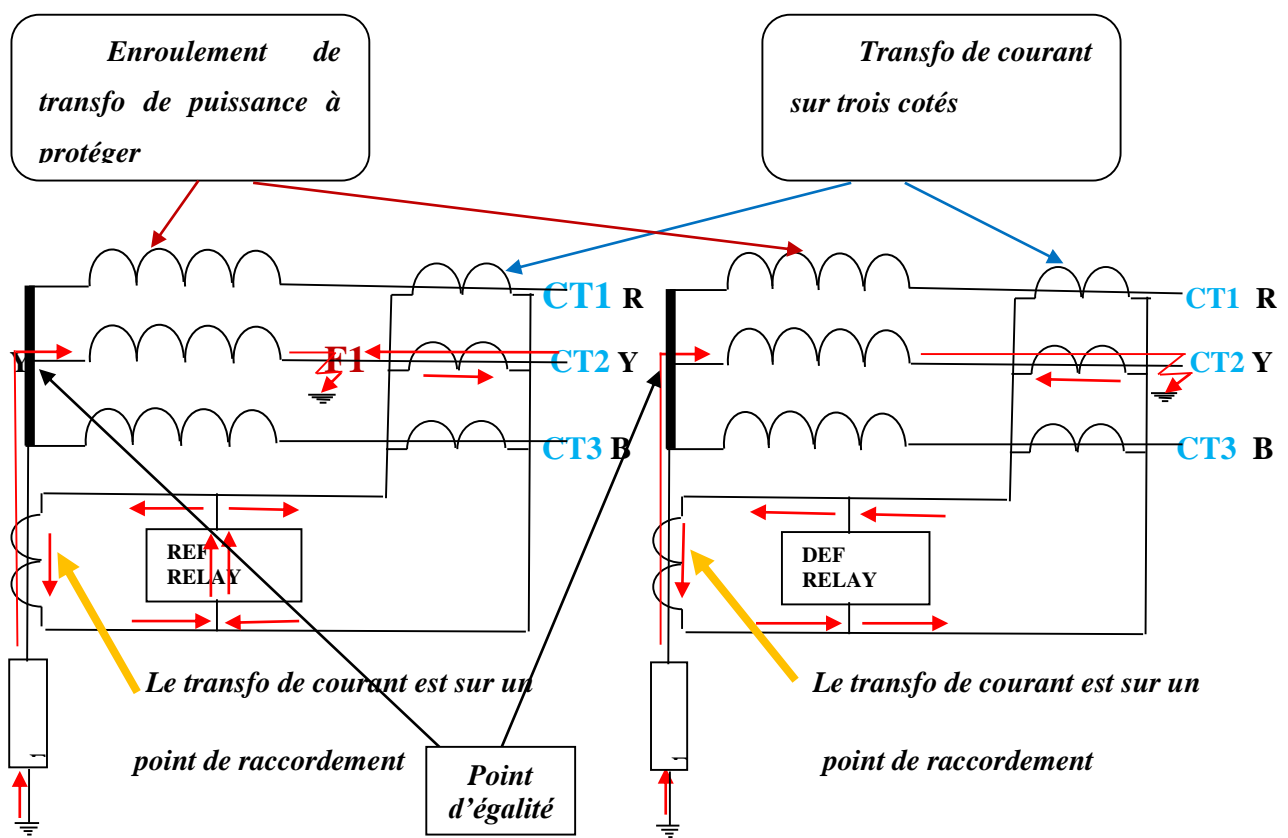
## III.2 Protection restreinte contre les fuites à la terre

Il est connu que les critères de réglage pour les dispositifs de relais différentiel du transformateur principal sont nécessaires pour augmenter la valeur de démarrage pour tenir compte des éléments suivants :

- ❖ Le dispositif de protection ne fonctionne pas lorsque le courant de magnétisation passe (lorsque le transformateur est connecté d'un seul côté), ce qui est également appelé courant à vide
- ❖ Le dispositif de protection ne fonctionne pas lorsque l'adaptateur fonctionne sur une étape autre que l'étape nominale. Alors que le rapport de conversion du transformateur de puissance affecte les calculs de base du dispositif de protection différentiels et que le rapport de conversion nominale est pris en compte dans ces calculs, ce qui signifie que le travail sur une étape autre que l'étape nominale est suivi d'un flux de courant dans l'enroulement de fonctionnement du dispositif de protection différentielle primaire conduisant au fonctionnement de l'appareil.
- ❖ Le dispositif de protection ne fonctionne pas en raison du taux d'erreur des transformateurs de courant utilisé et du dispositif de protection lui-même.

On appliquant ces critères (augmentation de la valeur de réglage), la partie des enroulements proches du seuil de rentabilité sort de la plage de couverture et de surveillance du dispositif de protection différentielle du transformateur, cela a nécessité la mise en place du dispositif de protection restreinte contre les fuites à la terre, qui couvre l'ensemble de l'enroulement d'un côté. Dispositif de la protection limitée contre les fuites à la terre du côté primaire couvre tout le profil primaire, et le dispositif avec protection contre les fuites à la terre restreinte sur le côté secondaire couvre tout l'enroulement secondaire comme son nom l'indique, cette protection couvre les défauts de fuite à la terre dans une zone spécifique uniquement, qui est la zone située entre les transformateurs de courant installés sur les côtés des bobines. Et cette protection ne fonctionne pas lorsqu'une fuite à la terre se produit en dehors des entrées et sorties des enroulements qui sont déséquilibrés dans ce cas, et le dispositif de protection contre les fuites à la terre est connecté à côté du transformateur de puissance en forme d'étoile de la manière illustrée à la figure n° (III.1), de sorte que le dispositif de protection compare la somme des courants des trois côtés et du courant passant du point de rupture des enroulements à la terre. On constate que les deux courants sont quasi nuls dans le cas d'une charge normale (pas de pannes sur les enroulements du transformateur sous protection). En cas de dysfonctionnement au point F1 (en dehors de la zone de protection de la figure n° (III.2), le courant renvoyé par le transformateur de courant CT4

installé dans le circuit de point neutre sera égal au courant circulant dans le transformateur de courant CT2 où les deux courants dans les transformateurs de courant CT1 et CT3 sont négligés. par rapport au courant défaillance, car la direction du courant dans le transducteur de courant CT4 est dans la direction opposée au courant dans le transformateur de courant CT2 alors le courant traversant le dispositif de protection sera nul. Autrement dit, le dispositif de protection ne fonctionne pas et sera équilibré dans ce cas parce que le dysfonctionnement est en dehors de la zone de protection, mais en cas de dysfonctionnement au point F2 (à l'intérieur de la zone de protection), il y aura une grande différence entre la somme des deux courants des transformateurs de courant sur les côtés des bobines conduisant à un courant passant dans le dispositif de protection, ce qui signifie que le dispositif de protection fonctionne.



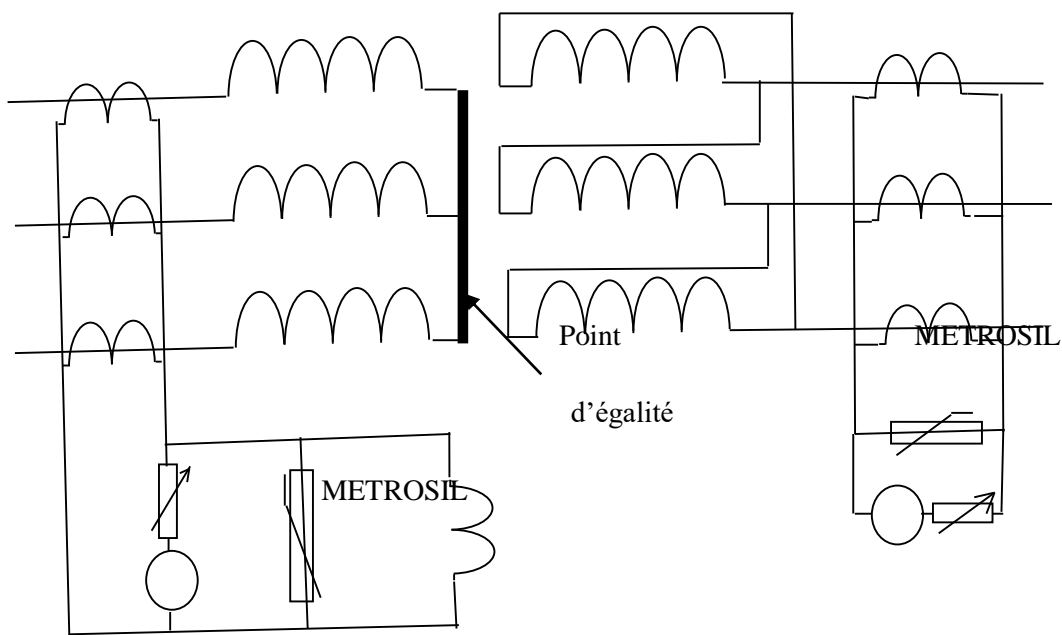
*Le dysfonctionnement F2 à l'intérieur de la zone de protection  
(Le dispositif de protection fonctionne)*

*Le dysfonctionnement F1 à l'extérieur de la zone de protection  
(Le dispositif de protection ne fonctionne pas)*

Fig (III.1) : Protection différentielle restrictive contre les fuites à la terre sur le côté d'un transformateur de puissance connecté en Y

Et pour éviter l'apparition de faux fonctionnement dans des cas conditions normales en raison de la présence d'une petite différence entre les courants de face et le courant d'équilibre, une résistance a été ajoutée successivement avec le dispositif de protection pour assurer sa stabilité et elle est appelée la résistance de stabilisation. L'appareil est appelé après l'ajout de la résistance REF à haute impédance. De sorte que la

tension générée aux deux extrémités du dispositif de protection est plus petit après l'ajout de la résistance, et donc le dispositif de protection ne fonctionne pas dans des conditions de charge normales. Ce qui vaut la peine de noter est que le dispositif de protection avant d'ajouter la résistance est appelé un dispositif à faible impédance. Aucun impact négatif de cette résistance n'apparaît en cas de dysfonctionnements internes du fait de la valeur élevée du courant de dysfonctionnements et de l'absence du courant de sens opposé. En cas de dysfonctionnement externe, les courants entrants et sortants seront de valeur égales et varieront en sens, ce qui signifie que leur somme sera nulle et donc l'appareil ne fonctionne pas. Et dans le cas où l'un des deux côtés du transformateur de puissance est connecté sous la forme d'un delta, le dispositif de protection contre les fuites à la terre est connecté au côté delta à la sortie des transformateurs de courant des trois côtés cotés ensemble en parallèle. Comme le montre la figure n°(III.2)



Connectez le dispositif de protection contre les fuites à la terre au côté Y du transfo de puissance

Connectez le dispositif de protection contre les fuites à la terre au côté  $\Delta$  du transfo de puissance

fig (III.2): Protection différentielle restrictive contre les fuites à la terre des deux côtés d'un transformateur de puissance de type Yd

Il est noté sur la figure n° (III.2) qu'il existe une unité « METROSIL » connectée en parallèle avec (le relais + la résistance d'équilibre) et cette unité à une résistance non linéaire (c'est-à-dire que plus la tension appliquée est élevée, moins sa résistance provoque une forte consommation de courant entraînant une diminution de la valeur de tension qui lui est appliquée sur le relais), la fonction de cet appareil est de limiter la valeur maximale de la tension générée aux bornes du relais lorsqu'un dysfonctionnement se produit dans

les bobines du transformateur sous protection afin de protéger le relais de tout effet pouvant résulter de l'exposition du dispositif de protection à une haute tension lors de dysfonctionnements qui se produisent dans les enroulements du transformateur.

### III.3 Protection différentielle pour transformateur de puissance automatique

Il s'agit d'un système de protection à haute impédance fonctionnant sur un courant circulaire et fonctionnant instantanément, schéma de courant de circulation à haute impédance instantanée est alimenté par le courant de trois groupes de transformateurs de courant installés aux extrémités des trois côtés du transformateur de puissance. Le premier groupe est installé du côté de la haute tension, le deuxième groupe est installé du côté de la basse tension et le troisième groupe est installé du côté du point d'arrêt avant le « Star point ». Il convient de noter que tous les transformateurs de courant ont le même rapport, et il est connu que le transformateur auto – alimenté est dans lequel l'enroulement secondaire fait partie de l'enroulement primaire, ce qui signifie la petite taille du transformateur et le manque de la perte dans les enroulements, mais il n'est plus affecté que les transformateurs à enroulement primaire et secondaire indépendants par des dysfonctionnements à court terme côtés secondaires du transformateur. Il existe deux types de protection :

- 1) **Le premier type:** un seul transformateur de courant est utilisé du côté du point de coupure, puis il est nécessaire de faire des connexions sur le côté primaire et secondaire du transformateur de puissance afin que le déséquilibre de la somme des courants dans les trois côtés (véhicule à courant nul) sur les trois côtés témoigné d'un dysfonctionnement entre l'un des côtés trois transformateurs de puissances et de terre. Ce type utilise un dispositif de protection de relais à élément unique, ce qui présente l'inconvénient de n'identifier que les défauts à la terre (entre l'un des trois côtés et la terre), comme illustre sur la figure n° (II.)

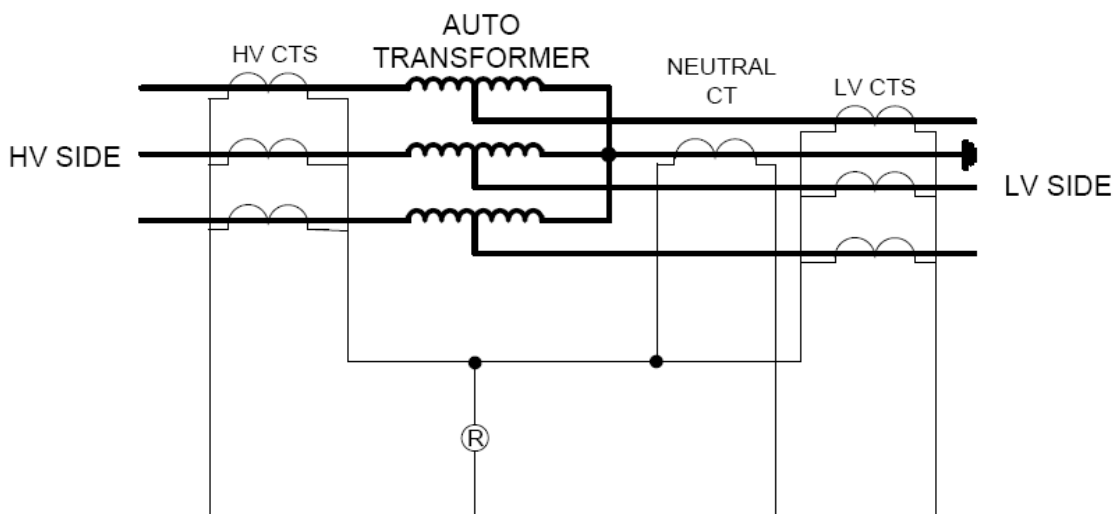


Fig (III.3): Protection différentielle sur un transformateur auto- alimenté d'une manière qui équilibre les courants des trois côtés (véhicule à courant nul).

- 2) **Le deuxième type:** un transformateur de courant est utilisé sur chacun des trois côtés de chaque côté du transformateur de puissance et un équilibre est établi pour chacun des trois côtés séparément pour déterminer les défauts entre les faces et les autres ou également identifier les défauts entre n'importe quel côté avec le sol. Ce type utilise un dispositif de protection de relais à trois éléments tels qu'il apparaît sur la figure (II.4), et il est possible d'identifier la partie qui fonctionne mal

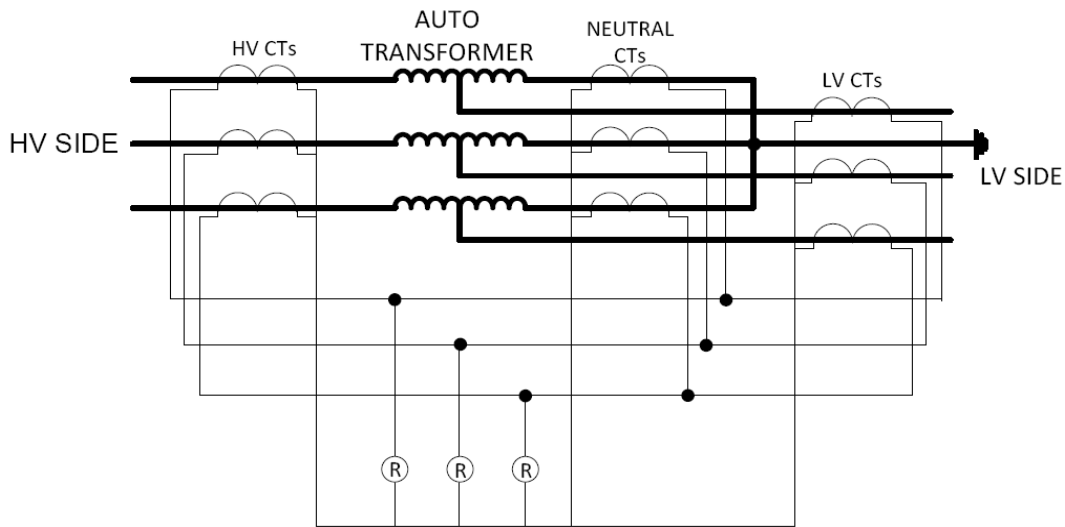


Fig (III.4): Protection différentielle sur un transformateur de puissance par auto-équilibrage de chacun des trois séparément

Cette protection présente deux avantages:

- Il n'est pas affecté par le fonctionnement du transformateur de tension du changeur de prises
- Il n'est pas affecté par le passage du courant de surtension, car il n'y a qu'une seule bobine des deux côtés du (côté haute tension et du côté basse tension), ce qui signifie que le même courant passe des deux côtés, puis le dispositif de protection différentielle ne sent pas de différence de courant des deux côtés, bien qu'il y ait un courant impulsif.

### III.4 Protection contre les surintensités

Le dispositif de protection contre les surintensités est installé comme protection principale pour protéger le transformateur contre les types de transformateurs courts dont la capacité varie de 500 kVA à 5 MVA où l'installation d'un dispositif de protection différentielle pour les transformateurs d'une puissance supérieure à 5 MVA coûte cher. Alors que, dans le cas de transformateurs de moins de 500 kVA, seuls les fusibles à

grande capacité de coupure sont installés côté transformateur haute tension. . Et le dispositif de protection contre les surintensités en plus du dispositif de protection contre les fuites a la terre, protection de secours contre les défauts qui se produisent en dehors de la zone de protection dans le cas de transformateurs d'une capacité supérieure à 5 MVA, alors l'importance d'utiliser cette protection apparaît dans deux cas:

- ❖ Lorsque des dysfonctionnements se produisent à l'extérieur du transformateur, des défauts externes font passer un courant important à travers le transformateur, ce qui provoque une surchauffe du transformateur et est affecté par cette température.

Le courant dans les enroulements du transformateur ne doit pas être supérieur à 25 fois le courant nominal des enroulements. Et le tableau suivant montre le temps que les enroulements portent lorsque différents courants les traversent selon les spécifications américaines ANSI C57-12: 00-1968

Tableau (III.1): Passage des courants dans les enroulements selon les spécifications américaines

<b>Rapport entre le courant passant et le courant nominal</b>	<b>Temps alloué en secondes</b>	<b>Impédance du transfo en %</b>
<b>25</b>	<b>2</b>	<b>4</b>
<b>20</b>	<b>3</b>	<b>5</b>
<b>16.6</b>	<b>4</b>	<b>6</b>
<b>14.4</b>	<b>5</b>	<b>7</b>

Lorsque l'adaptateur est surchargé, il est surévalué. Le tableau suivant indique le temps de surcharge autorisé:

Tableau (III.2): Le temps de surcharge

Le temps de surcharge en pourcentage	<b>125</b>	<b>150</b>	<b>175</b>	<b>200</b>	<b>300</b>
Le temps de surcharge en minute	<b>125</b>	<b>45</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>1</b>

Cette protection est installée du côté haute tension et du côté basse tension du transformateur. Il est similaire à une protection de sauvegarde pour une protection différentielle sur l'adaptateur. Il est nécessaire de faire une coordination temporelle entre eux, en garantissant d'abord la vitesse de séparation du côté basse tension. Sur le relais actuel, ces dispositifs contiennent des éléments spéciaux (instantanés) de haute qualité qui sont utiles dans les court-circuités. Il est également nécessaire de s'assurer que cette protection ne fonctionne pas

lors du passage d'un courant impulsif. Et la figure n° (III.5) montre la connexion des dispositifs de protection contre les surintensités sur les côtés haute tension et basse tension du transformateur de puissance.

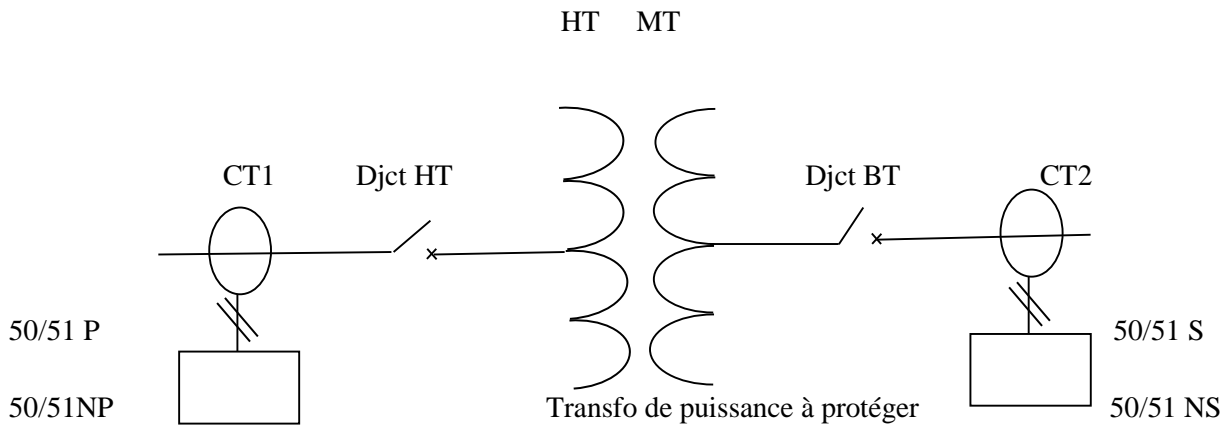


Fig (III. 5): branchement des dispositifs de protection contre les surtensions des deux côtés d'un transformateur de puissance

Il montre également la coordination temporelle entre eux en choisissant la courbe de temps appropriée pour les dispositifs de protection des deux côtés du transformateur de puissance, comme le montre la figure n° (III.6). Lorsqu'un dysfonctionnement se produit en raison du passage d'un courant d'une certaine valeur, le temps nécessaire pour séparer le disjoncteur côté secondaire doit être plus rapide (moins) que le temps nécessaire pour séparer le disjoncteur de côté secondaire.

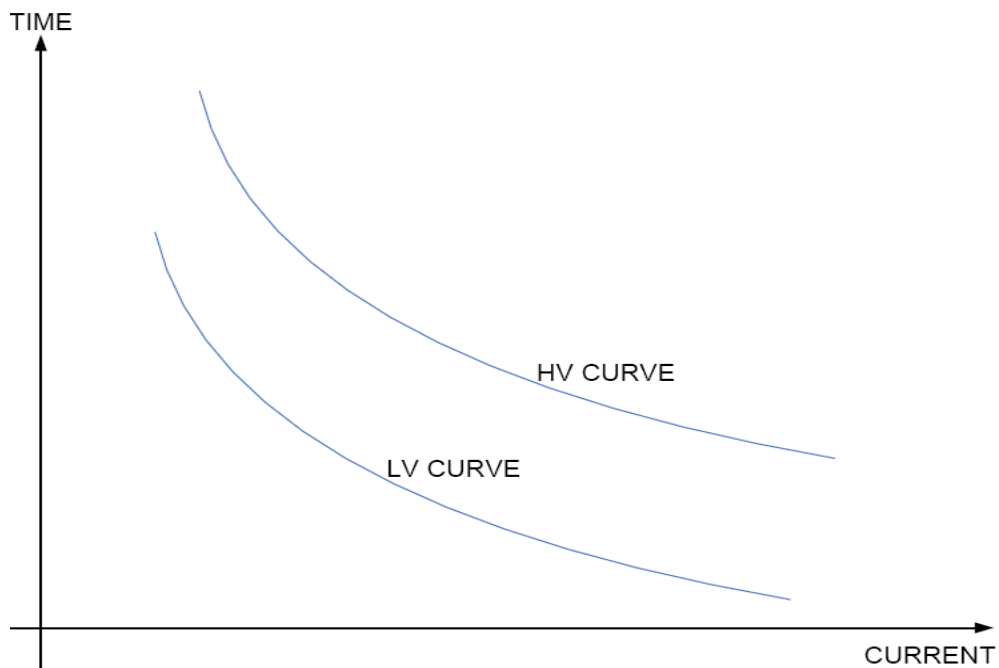


Fig (III.6): la coordination temporelle entre les dispositifs de protection contre les surtensions des deux d'un transformateur de puissance

## III.5 L'importance de l'huile dans le transformateur

L'huile dans les transformateurs à deux fonctions de base:

- ❖ Isolement entre l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire, l'enroulement secondaire et le corps du transformateur, et enfin le corps du transformateur et l'enroulement primaire
- ❖ Refroidissement des enroulements primaires et secondaires du transformateur dû au passage du courant de charge en son sein.

La chaleur s'accumule à l'intérieur des bobines si elle n'est pas expulsée ou éliminée, il existe de nombreuses méthodes et systèmes pour refroidir les transformateurs :

- I. Refroidissement par air naturel
- II. Refroidissement naturel avec air et huile
- III. Refroidissement naturel avec de l'huile entraînée par air
- IV. Refroidissement par air et huile

Le refroidissement à l'air naturel ne fonctionne que dans le cas de petits transformateurs, tandis que le refroidissement à l'air et l'huile fonctionnent ensemble dans le cas de grands transformateurs où l'air est entraîné par des ventilateurs pour passer à travers les radiateurs sur le corps du transformateur de l'extérieur. L'huile est également poussé par des pompes pour circuler en circuit fermé pour transporter la chaleur des bobines intérieures et sort pour passer devant les ventilateurs externes pour expulser cette chaleur vers l'atmosphère extérieure entourant le transformateur, puis l'huile retourne à l'intérieur et se débarrasse de la chaleur qu'il transportait et le cycle se poursuit ainsi. Et il y a dans chaque grand transformateur un réservoir d'huile principal dans lequel les enroulements primaire et secondaire du transformateur sont noyés. Il y a également un réservoir de compensation installé au-dessus du réservoir principal qui est reliés par un tube, et ce réservoir de compensation rend le réservoir principal toujours plein d'huile, ce qui permet de dilater et de se contracter en fonction des conditions de charge du transformateur. Et ce réservoir de compensation est divisé en deux parties plus grandes, à savoir du transformateur principal et les plus petites pour remplacer l'huile dans la partie des bobines du changeur de tension. Afin que ce l'huile soit utilisable, il doit être:

- ❖ Bon isolant électrique
- ❖ Évaporé uniquement à des températures élevées
- ❖ Sans impuretés
- ❖ Sans acides ni soufre
- ❖ Faible humidité

### III.6 Afficher le niveau d'huile

Dans le cas où le niveau d'huile chute en dessous d'une certaine limite. À la suite d'une fuite ou d'un manque de remplissage d'huile, par exemple, la marque. Cela affectera négativement le degré d'isolation et le degré de refroidissement, ce qui nécessite une installation de deux indicateurs pour connaître le niveau d'huile sur le réservoir de compensation: le premier est installé sur la partie du transformateur principal qui est le niveau d'huile du réservoir principal et le second est installé sur la partie du changeur de tension du niveau d'huile du changeur de prises et en cas de diminution ou augmentation le niveau d'huile au-dessus d'une certaine limite, cela nécessite d'envoyer un signal (alarme) au panneau de contrôle de la station et de là au centre de contrôle, afin d'arrêter la tache indiquée de la répartition à la fuite ou au déchargement pour augmenter et remplir le réservoir à temps.

### III.7 Dispositif de protection contre les gaz (Buchholz)

Lorsqu'un court-circuit se produit à l'intérieur du transformateur, cela entraîne une augmentation de la température de l'huile, puis ce dernier se décompose, et un groupe de gaz s'accumule au-dessus du transformateur de puissance dans le réservoir d'huile. Et il y'a un groupe de différents appareils installés sur le transformateur qui peuvent déterminer la vitesse à laquelle ces gaz sont générés et ainsi donner un signal d'alarme ou un signal de déconnexion selon les normes appliquées à ces appareils. Et l'appareil le plus célèbre qui est installé sur les transformateurs est un appareil Buchholz, (voir figure n °(III.7)), qui est composé simplement d'un récipient métallique à l'intérieur qui contient deux flotteurs en aluminium, à l'intérieur flottant à la surface de l'huile lorsque le pot est plein d'huile. Chaque flotteur se déplace autour d'un joint indépendant et contrôle une clé. Contact au mercure (interrupteur.) en position normale, l'appareil est complètement rempli d'huile car son niveau est inférieur au niveau du réservoir, et il n'y a pas de gaz et les points de contact sont ouverts, où les bouées flottent et les deux points de contact ne sont fermés que si les flotteurs tombent et ce pot est bien fermé et a un trou ce qui précède est ouverte et fermée par la soupape et utilisé cet emplacement pour prendre un gaz échantillon à analyser après le remplissage de l'huile de transformateur ou après le raffinage d'huile ou après séparation du transformateur et ensuite déduit de la couleur résultant de la flamme d'allumage de ce gaz sur le type et le lieu de dysfonctionnement du transformateur.

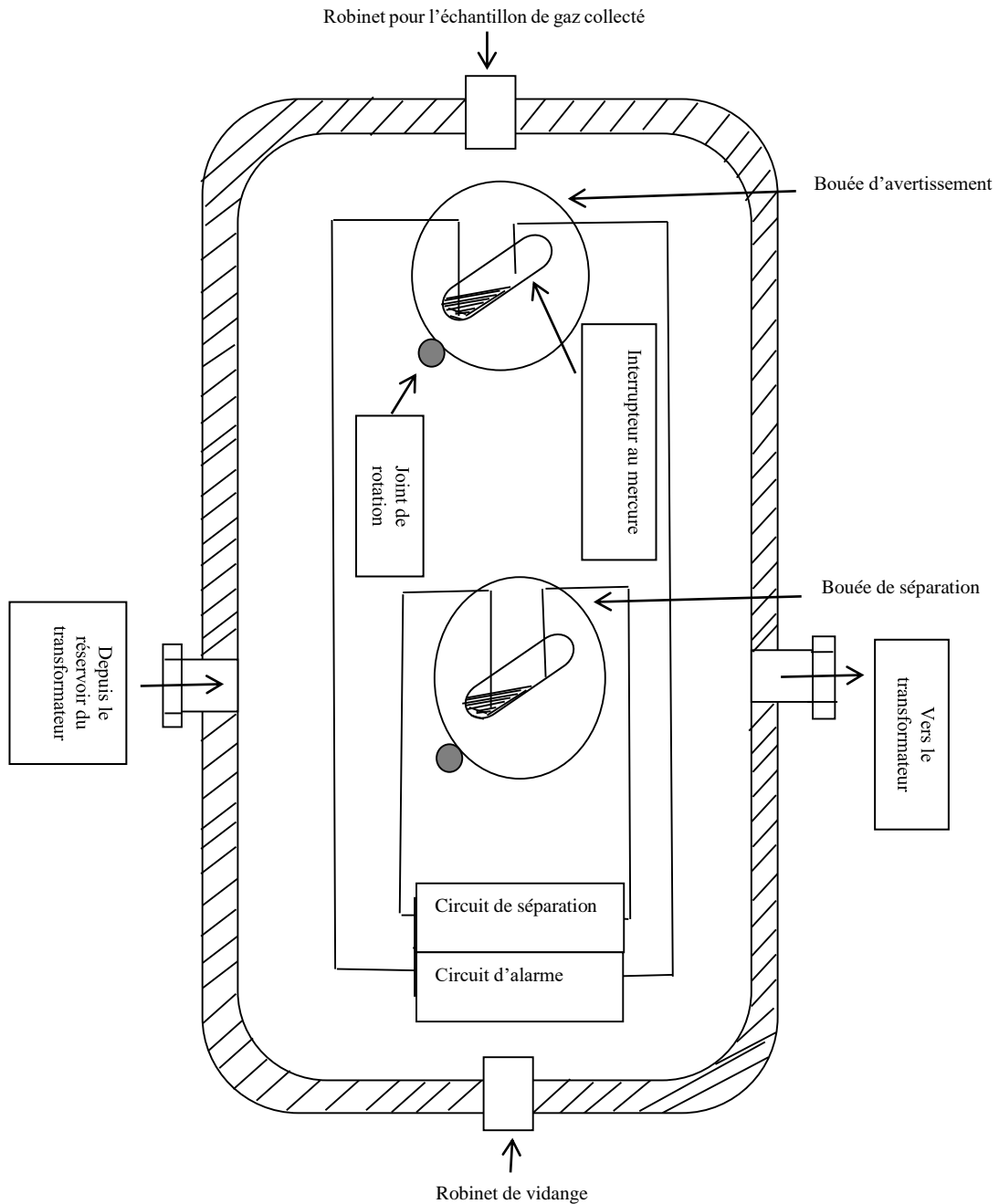


Fig (III.7) : Installation simplifiée d'un dispositif de protection contre les gaz (Buchholz)

Ce dispositif doit être installé sur la conduite entre le réservoir d'huile de compensation et le transformateur lui-même, avec une pente d'environ 10% à la surface du transformateur, comme indiqué sur la figure n° (III.8). Sa fonction est de surveiller l'état de l'expansion de l'huile du réservoir principal au réservoir de compensation. Si le niveau d'huile de l'appareil diminue ou si certains gaz sont générés dans l'huile, cela fera tomber la bouée ou les flotteurs vers le bas et fermer un ou deux points de contact selon le cas. Il est à noter que l'appareil comporte deux étapes. Chaque bouée représente le premier étage (supérieur), l'étage d'alarme et le deuxième étage (inférieur) de séparation (séparant les disjoncteurs alimentant le transformateur).

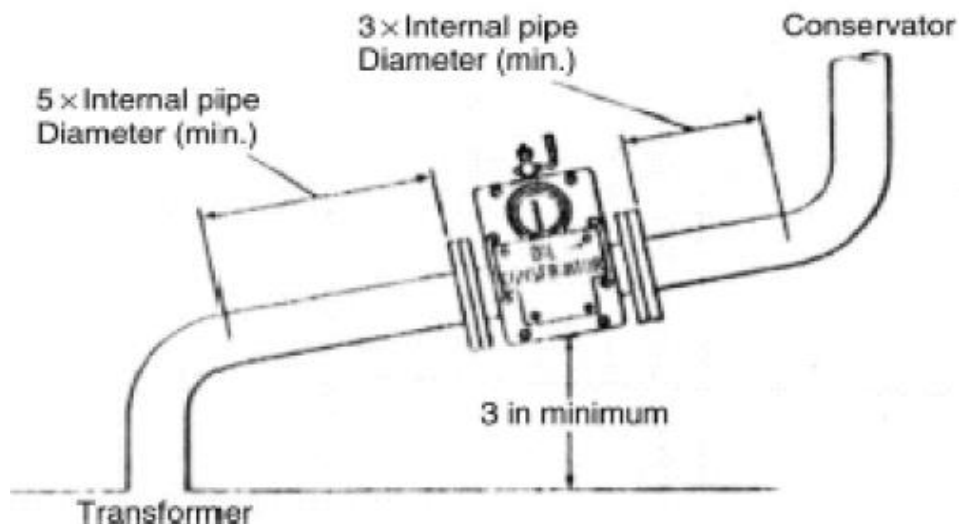


Fig (III.8) : Où installer le dispositif de protection

L'appareil fonctionne en émettant une alarme dans l'un des cas suivants:

- A. Lorsqu'un point chaud se trouve à l'intérieur du transformateur en raison d'un raccourcissement des tranches de noyau de fer.
- B. Lorsque l'isolement des vis fixant les bandes de noyaux en fer s'effondre.
- C. Lors de l'ouverture de l'un des points de connexion des connecteurs.
- D. Lorsque les enroulements sont raccourcis.
- E. Lorsque le niveau d'huile baisse en raison d'une fuite.

Si l'un des cas précédents persiste et qu'aucun traitement sévère ou court-circuit ne se produit à l'intérieur du transformateur, le deuxième étage (les points de contact inférieurs) de l'appareil fonctionnera et émettra un signal de déconnexion pour les disjoncteurs alimentant le transformateur. S'il y a un gaz qui monte légèrement vers le haut en direction du réservoir de compensation, cela indique une augmentation de la charge sur le transformateur ou la survenue d'un léger raccourcissement qui a entraîné de la chaleur qui a entraîné la décomposition d'une partie de l'huile et le montage de fumées et de gaz qui ont été pressés sur la première bouée (supérieure), puis il donne une alerte d'intervention précoce en fonction de la situation. Il convient de noter que la première étape de l'appareil Buchholz peut fonctionner après avoir rempli le corps du transformateur d'huile en raison de l'accumulation d'air normal à l'intérieur de l'appareil Buchholz, et que ces gaz formés doivent donc être prélevés dans un échantillon et analysés. S'ils ne trouvent que l'air, la situation est considérée comme normale et l'air collecté est aspiré. L'adaptateur est ensuite connecté au service. Mais si les gaz collectés contiennent d'autres gaz, comme l'hydrogène par exemple, cela signifie qu'il existe un véritable dysfonctionnement, dont l'aire est déterminée en fonction du produit de l'analyse des gaz en termes de couleur, de combustibilité et de composition chimique, puis le service de maintenance du transformateur

est nécessaire pour la réparation ou les travaux nécessaires. Le tableau suivant montre la source de l'échec dans différents cas

Tableau (III.3) : source de l'échec dans différents cas

<b>Etat du gaz</b>	<b>Source de dysfonctionnement</b>
Incolore, inodore et ininflammable	Il y a de l'air à l'intérieur de l'adaptateur
Incolore, inodore et inflammable	Dysfonctionnement de l'adaptateur
Blanc et gris	Papier isolant
jaune	Pièces en bois
Noir	Huile

S'il y a un court-circuit sévère avec des enroulements, cela produira un courant important et une élévation de température élevée, ce qui conduira à la génération de gaz en grande quantité qui se précipiteront rapidement et appuieront sur la deuxième bouée pour émettre un signal de séparation pour le transformateur. Cette protection dépend de l'effet thermique des pannes. Parmi les protections de base du transformateur, il convient de noter que l'huile commence à se dissoudre après la montée en température de la partie dans laquelle l'arc électrique s'est produit à 350°C. Il existe un autre dispositif Buchholz pour protéger le changeur de tension installée sur la conduite entre le changeur de tension et le réservoir de compensation d'huile au-dessus du transformateur et cela fonctionne comme un appareil Buchholz installé sur le transformateur principal, sauf qu'il fonctionne en une seule étape lorsque le transformateur est déconnecté et que le signal est émis indiquant son fonctionnement vers le panneau de contrôle de localité et de là vers le centre de contrôle.

### **III.8 Un appareil pour mesurer la température des enroulements du transformateur de puissance**

En augmentant la charge sur le convertisseur, la température des enroulements augmente, puis le niveau d'isolation est affecté négativement, il est donc conseillé d'utiliser des ventilateurs de refroidissement et ces ventilateurs fonctionnent manuellement ou automatiquement via un appareil qui mesure la température des enroulements. Et le dispositif de mesure de la température de l'enroulement dépend de son travail sur un capteur placé très près des enroulements du transformateur et il se compose d'un renflement immergé dans l'huile remplie de gaz qui a un grand coefficient de dilatation et le gaz atteint du renflement à l'appareil avec l'indicateur et les points de contact au moyen d'un tube très précis (Treillis). En plus de cela, le dispositif (représenté sur la figure n° (III.9)) ajoute une augmentation de la mesure de la température sur l'huile en mesurant le courant traversant les bobines et en faisant passer ce courant dans une résistance à l'intérieur du

dispositif. Cet appareil possède plusieurs contacts, soit des contacts Mercure ou des interrupteurs de fin de course. Il existe plusieurs modèles pour utiliser ces contacts :

**Le premier modèle :** utilise le premier contact pour faire fonctionner le premier groupe de ventilateurs de refroidissement (il y a généralement deux groupes) et son étalonnage sont de 75°C pour démarrer et 65°C pour arrêter, la deuxième touche pour faire fonctionner le deuxième ensemble des ventilateurs et ses normes sont de 85° C pour le démarrage et 75°C pour l'arrêt, le troisième contact de l'avertissement est à 115°C. Et le quatrième contact pour séparer le transformateur du côté basse tension (déconnecter la charge uniquement et maintenir le transformateur connecté du côté haute tension) à 125°C.

**Le deuxième modèle :** le premier contact, se ferme à une température spécifique (75°C) pour commencer à faire fonctionner les ventilateurs de refroidissement du groupe 1. Si la température continue d'augmenter et ne baisse pas pendant 10 minutes, par exemple, les ventilateurs de refroidissement du groupe 2 commencent à tourner et ce contact ne s'ouvre que si la température baisse à 65°C. Il y a aussi un deuxième contact qui envoie un avertissement d'une élévation de température à 115°C. Il y a un troisième contact qui produit un signal de déconnexion pour le transformateur du côté basse tension à 125°C.

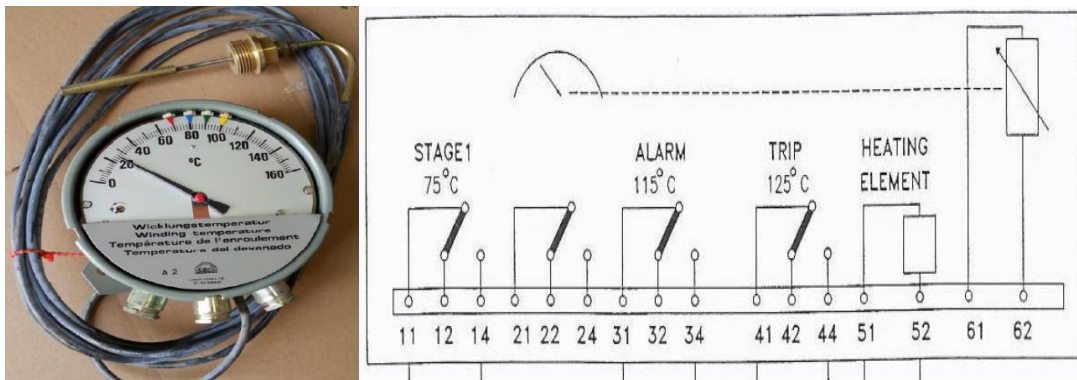


Fig (III.9) : Un appareil pour mesurer la température des enroulements du transformateur de puissance.

### III.9 Un appareil pour mesurer la température de l'huile dans le transformateur de puissance

Et il y a un appareil indépendant pour surveiller la température de l'huile, qui consiste en un renflement immergé dans l'huile remplie de gaz qui a un coefficient de dilatation élevé et le gaz atteint du renflement à l'appareil avec l'indicateur et les points de contact par un tube très fin (capillaire) . Et cet appareil émet une alarme uniquement lorsque la température de l'huile atteint certaines valeurs et cet appareil fonctionne en deux étapes pour chaque étape une température différente et lorsque l'avertissement est émis, le nécessaire est pris par le service de maintenance et cet appareil est illustré à la figure n° (44). Lorsque l'appareil

déclenche une alarme comme première étape lorsque la température de l'huile atteint 100°C et une alarme comme deuxième étape lorsque la température de l'huile atteint 110°C.

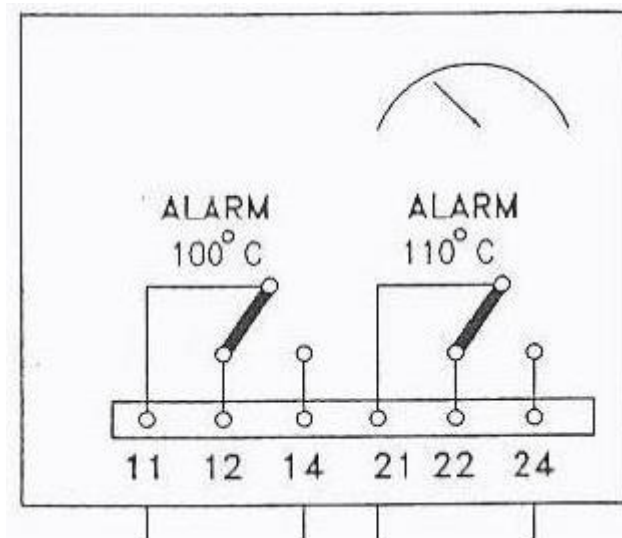


Fig (III.10) : Appareil de mesure la température de l'huile dans le transformateur de puissance.

Et la figure n° (III.11) montre sur le transformateur de puissance et le lieu d'installation des appareils suivants :

- a. Le dispositif de protection contre les gaz (Buchholz)
- b. Appareil de mesure de température de bobine alimenté par un transformateur de courant sur un côté du transformateur de puissance. Et il donne un signal de séparation comme expliqué ci-dessus
- c. L'appareil de mesure de la température de l'huile ne donne qu'une alarme

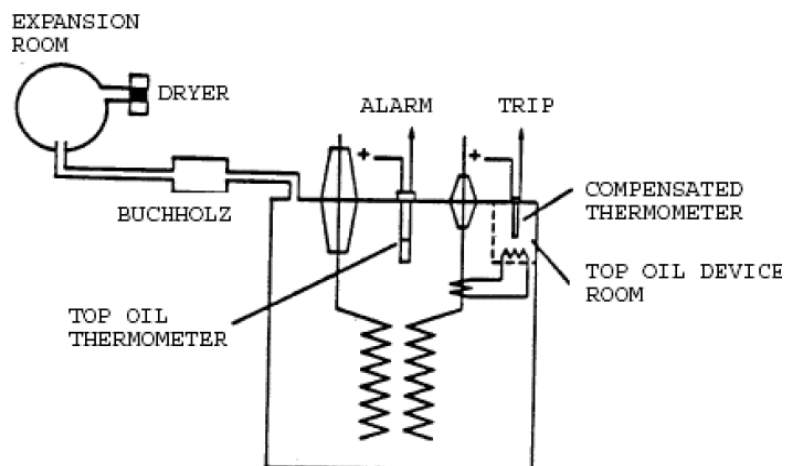


Fig (III.11) : Lieu d'installation du dispositif de protection Bochholz, du dispositif de mesure de la température de la bobine et du dispositif de mesure de la température de l'huile

### **III.10 Dispositif de décharge de pression d'huile**

La forme la plus simple de cet appareil est le disque frangible, qui est le plus courant et qui est toujours fixé à l'extrémité d'un tuyau situé sur le dessus du transformateur. Son but est de libérer la pression d'huile en la libérant dans l'atmosphère environnante dans les cas suivants: les dysfonctionnements qui provoquent un arc dans l'huile.

Et l'éclatement de l'huile résultant d'un raccourcissement sévère à l'intérieur du transformateur briseront ce disque ou cette membrane, puis l'huile se libèrera rapidement vers l'extérieur, évitant ainsi le risque d'incendie. L'inconvénient de cette méthode est que l'huile restant dans le transformateur reste exposé à l'air, y compris aux facteurs de pollution.

Et ce défaut peut être surmonté grâce à un système moderne, qui est une soupape qui s'ouvre automatiquement à la montée soudaine de la pression d'huile soupape de décharge de pression soudaine. Cette ouverture se produit lorsque la valeur de pression atteint 10 Bar par pouce carré, puis se ferme automatiquement lorsque la pression d'huile tombe à une certaine valeur et donc L'appareil est utilisé pour émettre des signaux indiquant son fonctionnement. Cet appareil est installé sur des transformateurs de distribution à partir de la capacité de 200 KVA.

Et s'il n'y avait pas un tel appareil, le corps du transformateur exploserait ou s'écraserait lorsqu'un raccourcissement sévère se produirait à l'intérieur du transformateur en raison de la pression d'huile très élevée résultante du raccourcissement.

### **III.11 Dispositif de protection contre le taux de haute pression d'huile**

Cet appareil détermine l'augmentation soudaine de la pression d'huile en plus de la valeur absolue pour mettre l'huile sous pression, puis elle réagit à l'augmentation soudaine de la pression d'huile plus rapidement que la soupape de décharge d'huile (décharge) Soupape de surpression (qui fonctionne en fonction de la valeur absolue de la pression de l'huile). La sensibilité de cet appareil peut être atteinte jusqu'à 1 bar par pouce carré par seconde, et lorsqu'il est installé sur un transformateur de puissance alimenté par refroidissement forcé à l'huile, un délai peut fonctionner pour éviter le mauvais fonctionnement lors du démarrage de la circulation des pompes de refroidissement d'huile. Cet appareil a des contacts utilisés pour générer un signal indiquant son fonctionnement

## III.12 Protection contre les débordements

On sait que le transformateur est exposé (à la suite du passage du courant électrique à l'intérieur) à des niveaux de flux magnétique très élevés qui peuvent parfois atteindre le niveau de saturation, et il est également connu qu'avec une tension et une fréquence naturelle normale, un point est atteint moins que la valeur de saturation par 10%, si le débordement dépasse la limite de saturation, cela entraînera le passage de courants de Foucault dans toutes les pièces en fer du transformateur. Par conséquent, certaines pièces en fer comme (cœur de pierre) sont fabriquées sous forme des tranches pour résister à ces courants et réduire leur valeur, mais il y'a des pièces métalliques dans l'adaptateur, en particulier rouleaux, le principal adaptateur contenant du fer et des vis reliant le cœur de fer peuvent être fabriqués à partir des bandes ne sont pas, et atteindre ainsi la valeur des courants de Foucault aux courants de Foucault des valeurs élevées peut-être des pressions élevées magnétiques se présente, sur ces parties, ce qui pourrait conduire à l'isolement chauffée et l'effondrement de l'ordre ou cassé. Pour éviter ce problème, il faut trouver un moyen de mesurer l'inondation et savoir qu'elle a dépassé une limite autorisée. L'une de ces méthodes est la méthode volts - par - Hertz, qui dépend principalement du fait que le débit est directement proportionnel à la tension générée  $V$  et inversement à la fréquence  $F$

$$\phi \propto \frac{V}{F} \quad (\text{III.1})$$

La même relation peut également être déduite de l'équation populaire :  $V = 4.44N\phi F$  (III.2)

Le trop – plein peut être mesuré, ou plus précisément, une quantité proportionnelle au trop-plein peut être mesurée en utilisant la nouvelle quantité ( $V / F$ ). Si le trop-plein dépasse une valeur spécifiée, cela signifie que la tension augmentera et que la fréquence diminuera et la quantité ( $V / F$ ) deviendra très élevée. Le convertisseur est alors déconnecté. Le dispositif de protection contre les surtensions est classé dans un rapport ( $V / F$ ) et les valeurs de réglage de 1 à 1.25 est souvent réglé sur le 1,1. Et les cas les plus importants dans lesquels l'importance de cette protection apparaît ne sont que le générateur du transformateur est protégé comme une unité spéciale dans le cas de la turbine quittant le service avec l'hypothèse que le régulateur du générateur reste en service

- ❖ La sortie de la turbine signifie une diminution de la vitesse et par conséquent une diminution de la fréquence
- ❖ La survie du régulateur de tension en service signifie la stabilité de la tension
- ❖ Le rapport de ( $V / F$ ) sera très important, ce que nécessite la séparation complète de l'unité

Le même problème se produira si une grande charge est soudainement déconnectée (rapide) en l'absence de régulateur de tension.

### III.13 Les alarmes les plus importantes sur les transformateurs de puissance

Tableau (III.4) : Tableau des alarmes les plus importantes

séquence	Alarme	Standard	Remarques
1	Refroidissement a échoué	23	Non-Trip
2	Niveau d'huile du réservoir principal du transformateur (bas / haut)	(63QL-1/63QH-1)	Non-Trip
3	Niveau d'huile du changeur de prises en charge (bas / haut)	(63QL-2/63QH-2)	Non-Trip
4	Transformateur réservoir principal Buchholz stage 1	96-1	Trip on stage 2
5	Relais de protection du changeur de prises en charge	63QP-1	Trip
6	Décompression du transformateur	96D-1	Non-Trip
7	Décompression du changeur de prises en charge	96D-2	Non-Trip
8	Température d'huile de transformateur élevée, niveau 1	26D-1	Non-Trip
9	Température d'huile du transformateur élevée, niveau 2	26D-2	Non-Trip
10	Température d'enroulement du transformateur élevée, niveau 1	49W	Trip on stage 2
11	Protection contre les incendies de transformateur	26S	Trip
12	Relais de pression rapide	63F	Trip

### III.14 Conclusion

Ce chapitre est dédié à exposer les différents dispositifs de protections indispensables aux transformateurs de puissance installés dans les différents postes HT/MT . Dans un premier temps, on a présenté les différentes perturbations qui affectent les transformateurs à savoir, les défauts internes et externes. Puis, on a exposé les principales dispositifs de protection associées aux transformateurs de puissance, tels que la protection à maximum de courant, la protection différentielle, et la protection interne assurée par le relais de protection Buchholz.

# CHAPITRE IV

## **Etude des cas de protections des transformateur**

## **IV.1 Introduction**

Un transformateur est une machine statique comportant plusieurs éléments sensibles, le fonctionnement continu de type machine donne naissance à des anomalies provoquées défois par les conditions du service ou par des facteurs environnementaux, un système de protection spécial est utilisé pour surveiller et protéger le transformateur, afin de prolonger sa durée de vie. Ainsi, dans ce chapitre, nous étudierons les différents types de protection appliqués, en fonction de la capacité de chaque transformateur.

## **IV.2 Protection du transformateurs de puissance AUTO 380/ 132/ 33 KV**

### *iv.2.1 Protection de base pour le transformateur de puissance*

#### *iv.2.1.1 Première protection principale (87T1)*

Qui comprend un système de protection à haute impédance qui fonctionne avec un courant circulaire et fonctionne instantanément, et il est alimenté par le courant de trois groupes de transformateurs de courant installés sur les bornes des trois côtés du transformateur de puissance, le premier groupe est installé sur le côté du **380 KV**, le deuxième groupe est installé sur le côté du **132 KV**, le troisième groupe est installé sur le côté du point de rupture avant le point étoile comme le montre la figure n°(III.1). Tous les transformateurs de courant ont le même rapport et en cas d'augmentation de la longueur du fil transformateur de plus de 200 mètres des courants secondaires nécessaires pour installer l'équipement de surveillance, il s'agit d'un dispositif sensible à l'augmentation de tension à trois voies

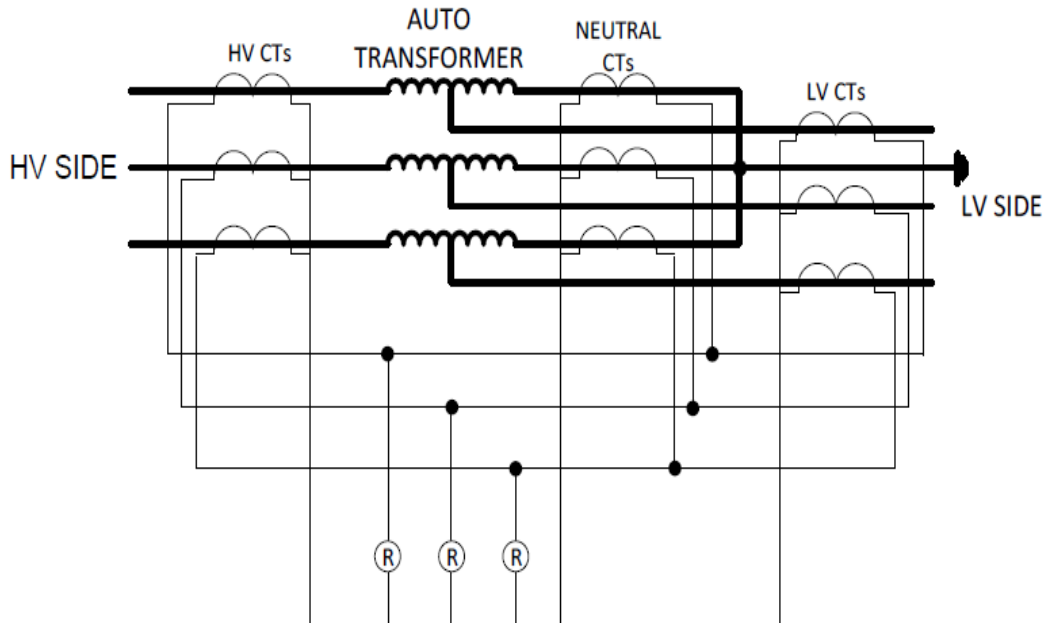


Fig (IV.1) : Protection différentielle sur un transformateur automatique

#### *iv.2.1.2 La Deuxième protection principale (87T2)*

Qui comprend un système de protection à haute impédance qui fonctionne avec un courant circulaire et fonctionne instantanément, et il est alimenté par le courant de trois groupes de transformateurs installés sur les bornes des trois côtés du transformateur de puissance, le premier groupe est installé sur le côté du **380 KV**, le deuxième groupe est installé sur le côté du **132 KV**, le troisième groupe est installé sur le côté du point de rupture avant le point étoile. Il convient de noter que tous les transformateurs de courant ont le même rapport, et cette protection doit être destinée à une usine autre que la première installation de protection primaire afin d'éviter les effets négatifs de la répétition des dysfonctionnements des composants des matériels. Et en cas d'augmentation de la longueur du chemin de fil transformateur de plus de 200 mètres des courants secondaires nécessaires pour installer l'équipement de surveillance, il s'agit d'un dispositif sensible à l'augmentation de tension à trois voies.

#### *iv .2.1.3. Les dispositifs de protection contre les gaz (Bukholz) (96-2+63QP-2)*

Sont des dispositifs de protection qui fonctionnent lorsque les gaz de l'huile environnante vers le transformateur ou le changeur de tension sont montés sur le réservoir d'huile supérieure et installés sur chacun des transformateurs principaux et son symbole (96-2) et sur le changeur de tension et son symbole (63QP-2). Chaque appareil a deux contacts. Le premier contact donne une alarme uniquement et le deuxième contact donne un signal de déconnexion au transformateur. Il convient de noter que les deux contacts fonctionnent en deux étapes dans le cas de (96-2) et en une seule étape dans le cas de (63QP-2).

#### *iv.2.2 Protection de secours du transformateur de puissance*

*iv.2.2.1 Protection contre les surintensités côté 380 KV (50/51+62)*

C'est un dispositif anti-surtension qui fonctionne en fonction du temps inverse, est alimentée par des transformateurs de courant installés sur le côté **380 KV** du transformateur de puissance et il donne le signal de déconnexion du transformateur de puissance sur le côté **132 KV**. En même temps, l'expansion du signal horaire de l'heure de démarrage de la minuterie est réglée sur **300** millisecondes. Dans le cas où l'augmentation de courant se poursuit après que le disjoncteur du transformateur de puissance est déconnecté du côté **132 KV**. Cela signifie qu'il y a un dysfonctionnement dans le transformateur lui-même, puis le disjoncteur du transformateur de puissance est déconnecté du côté **380 KV**, et les dysfonctionnements près des bornes du transformateur de puissance du côté **380 KV** s'accompagnent d'une forte augmentation de courant et peuvent représenter un danger pour le système, et comme ces dysfonctionnements étaient un retard délibéré de **300** millisecondes, il est nécessaire d'ajouter des unités de protection contre les surintensités, les barrières fonctionnent sans temporisation instantanée pour se protéger contre ces dysfonctionnements. Et ces unités peuvent être dans le même dispositif de protection contre les surintensités côté tension **380 KV**.

*iv.2.2.2 Protection contre les surintensités côté 132 KV*

En tant que protection d'appoint contre les dysfonctionnements à proximité des bornes 132 kV alimentées par le système 132 kV, des dispositifs de protection sont installés contre les surintensités côté tension afin qu'ils soient alimentés en courant par les transformateurs installés sur les bornes du transformateur de puissance côté 132 kV. Ces appareils fonctionnent dans une relation extrêmement inversée par rapport au courant

*iv.2.2.3 Protection contre haute température des enroulements (49T)*

Cette protection est installée sur le transformateur de puissance à partir des deux premiers côtés et du côté **380 KV** et les transformateurs de courant qui alimentent cette protection sont installés aux extrémités du transformateur de puissance du **380 KV** et de l'autre côté. En ce qui concerne le côté **132 KV**, les transformateurs de courant qui fournissent cette protection sont installés de deux manières : la première est du côté du point de rupture de l'enroulement **132 KV**, comme dans la figure n°(III.2), et la seconde est deux transformateurs de prise connectée ensemble comme dans la figure n°(III.3). Dans les deux cas, la traversée le thermomètre en est un. Cette protection déclenche une alarme à **105°C** et un signal de déconnexion à **130°C**, et le signal de déconnexion entraîne la déconnexion du transformateur de puissance du côté basse tension.

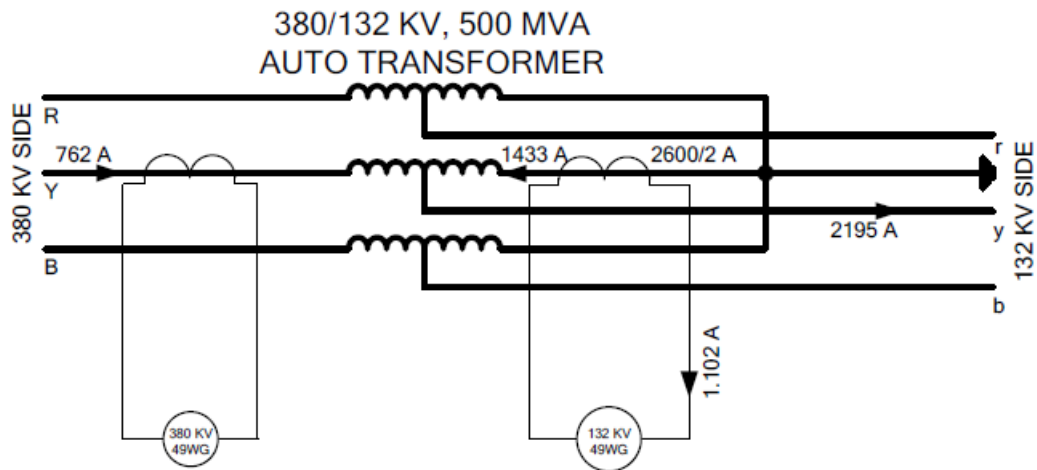


Fig (IV.2) : Branchement des deux dispositifs de protection contre la surchauffe des bobines de chaque côté du transformateur de puissance à partir d'un transformateur de courant de chaque côté

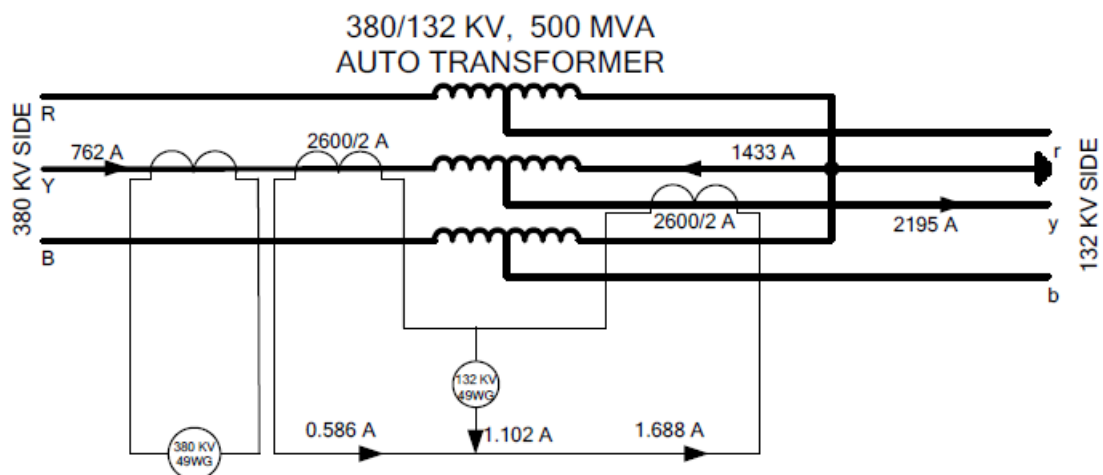


Fig (IV.3): Branchement du dispositif de protection contre la surchauffe des bobines de chaque côté d'un transformateur autoalimenté avec un transformateur de courant d'un côté et deux transformateurs de courant de l'autre côté

#### iv.2.2.4 Dispositif de décharge de pression d'huile

Installez la surface supérieure du transformateur de puissance. Lors de pannes internes en dessous du niveau d'huile, la température de l'arc entraîne une dégradation de l'huile et une augmentation de la pression, ce qui entraîne le fonctionnement d'un dispositif de décompression et l'ouverture d'une vanne pour égaliser la pression, et donc un verrouillage des contacts donne une alarme uniquement. Après le fonctionnement de l'appareil, la vanne doit être repositionnée manuellement.

#### iv.2.3 Protection de base pour les troisièmes rouleaux

***iv.2.3.1 Protection contre les surintensités aux troisièmes extrémités de l'enroulement du transformateur de puissance : relais instantané à haute impédance (50-1)***

Dans le cas de l'utilisation des troisièmes enroulements comme source pour alimenter la source auxiliaire à la station, il est nécessaire d'installer des dispositifs de protection à haute impédance qui fonctionnent dans un relais instantané à haute impédance alimenté par des transformateurs de courant installés aux extrémités du troisième enroulement du transformateur de puissance.

***iv.2.3.2 Protection restreinte contre les fuites (64-1)***

Est installé sur le point de raccordement du transformateur de mise à la terre du côté **33 KV**, qu'est un dispositif de relais à haute impédance instantanée.

***iv.2.3.3 Le dispositif de la protection gazeuse (Buchholz) (96-4)***

Il s'agit d'un dispositif de protection qui fonctionne lorsque les gaz de l'huile entourant le transformateur vers le réservoir d'huile supérieure sont montés et installés sur le transformateur auxiliaire ou le transformateur de mise à la terre. L'appareil a deux contacts, le premier contact donne une alarme uniquement et le deuxième contact donne un signal de déconnexion au transformateur principal.

***iv.2.4 Protection de base pour les troisièmes enroulements***

***iv.2.4.1 La protection contre les surintensités aux extrémités du troisième enroulement du transformateur de puissance (51-1)***

Ce sont des dispositifs de protection contre les surintensités qui fonctionnent selon la relation inverse et sont alimentées par des transformateurs de courant installés aux extrémités du troisième enroulement du transformateur de puissance de **33 KV**.

***iv.2.4.2 Protection restreinte contre les fuites à la terre côté basse tension 220 KV (64-2)***

Il est alimenté par un transformateur de courant installé sur le point d'égalité du transformateur de mise à la terre du côté basse tension **220 KV** et par des transformateurs de courant installés sur les trois côtés du côté de la basse tension 220 volts et c'est un dispositif à haute impédance qui fonctionne dans un relais instantané à haute impédance.

***iv.2.4.3 Protection contre les fuites à la terre au point d'égalité du transformateur de mise à la terre (51N-1)***

Il s'agit d'un dispositif de protection installé sur le point d'égalité de transformateur de mise à la terre, du côté **33 KV**, et fonctionne selon la relation inverse, la figure n° **(III.4)** illustré le système de protection intégré qui est effectivement appliqué dans les stations.



### *iv.2.5 Dispositifs de déconnexion du transformateur en cas de dysfonctionnements*

Il y a deux dispositifs de séparation, chaque dispositif fonctionne à partir d'une source de tension continue indépendant et donne un signal de déconnexion séparé pour une déconnexion séparée et installée sur les cellules de protection du transformateur du coté **380 KV** et ces deux dispositifs fonctionnent (donner un signal de déconnexion au sectionneur du coté **380 KV**) à partir de différentes sources.

- 1. Le premier dispositif 86T1 :** fonctionne à partir de la source de courant continu **n°1** et sur le chapitre **n°1** de la bobine de séparation de signaux et de fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants fonctionne :
  - A.** Dispositif de protection de base (**87T1**)
  - B.** Protection contre les surintensités côté tension de **380 KV (50/51+62)**
  - C.** Protection restreinte contre les fuites à la terre (**64-1**)
  - D.** Protection contre les surintensités aux extrémités du troisième enroulement du transformateur de puissance (**50-1**)
  - E.** Dispositif de protection contre les gaz sur le transformateur de puissance principale (**96-2**)
  - F.** Dispositif de protection contre les gaz sur le changeur de tension (**63QP-2**)
  - G.** Dispositif de protection contre les gaz sur le transformateur de mise à la terre ou transformateur auxiliaire (**96-4**)
  - H.** Dispositif de protection des câbles côté tension **132 KV**, qui est dispositif à haute impédance qui fonctionne avec un courant circulaire et fonctionne instantanément (sans temporisation) (**87CT1**)
  
- 2. Le deuxième dispositif 86T2 :** fonctionne à partir de la source de courant continu **n°2** et fournit un signal de déconnexion pour la bobine de séparation **n°2** et fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants fonctionne :
  - A.** Le deuxième dispositif de protection de base **87T2**
  - B.** La protection restreinte contre les fuites à la terre du côté de la basse tension **220 V (64-2)**
  - C.** Protection contre les surintensités sur les bornes du troisième enroulement du transformateur de puissance (**51-1**)
  - D.** Protection contre les fuites à la terre sur le point d'égalité du transformateur de mise à la terre (**51N-1**)
  - E.** Dispositif de protection des câbles côté **132 KV** du transformateur aux barres de tension **132 KV** qui est dispositif de courant de circulaire à haute impédance (**87CT1**)

- F.** Dispositif de protection contre les surintensités à une tension de **132 KV**, qui fonctionne selon une relation inverse à long terme (**51EI**)

Ces dispositifs peuvent être ramenés à leur position normale manuellement ou réinitialiser électriquement à partir de la cellule de protection (c'est-à-dire en présence d'un spécialiste de la station et connaître les appareils qui ont fonctionnés, la raison de la déconnexion et la possibilité que l'adaptateur renvoie le service ou non). Ces appareils envoient des signaux au panneau de contrôle de la station et de là au centre de contrôle quand il fonctionne.

Il existe également deux autres appareils pour séparer le disjoncteur de la tension de **132 KV** et le disjoncteur de la basse tension de **220 V** et revenir à la normale à réinitialisation automatique après les avoir travaillés :

- I.** **Le premier appareil 94T1** : fonctionne lorsque l'un des appareils de protection suivants
- A.** Dispositif de protection contre les surintensités installé au côté **380 KV** dans le cas où le passage actuel dépasse la surcharge prêté (**51**)
  - B.** Tous les appareils conduisant au fonctionnement des **86T1** (le mode standard diode empêche le fonctionnement des **86T1** de fonctionner à **94T1**)
- II.** **Le deuxième appareil 94T2** : fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants
- A.** Appareils de mesure de la température installés sur les bobines du transformateur de puissance sur les trois côtés ont une tension de **380 KV**, une tension de **132 KV** et une tension de **33 KV**
  - B.** Tous les appareils qui ont conduit au fonctionnement des **86T2** (au moyen d'une diode à conduction unifiée empêchent le fonctionnement des **86T2** lors du fonctionnement des **94T2**)
- Et la figure n° (**III.5**) montre le travail des appareils **86T1** et **94T1**  
Et la figure n° (**III.6**) montre le travail des appareils **86T2** et **94T2**

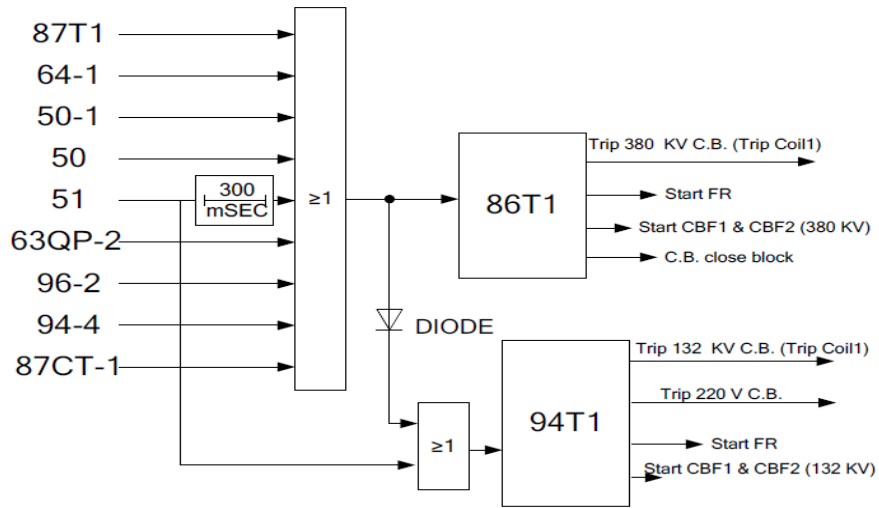


Fig (IV.5) : Faire deux séparateurs 94T1 et 86T1

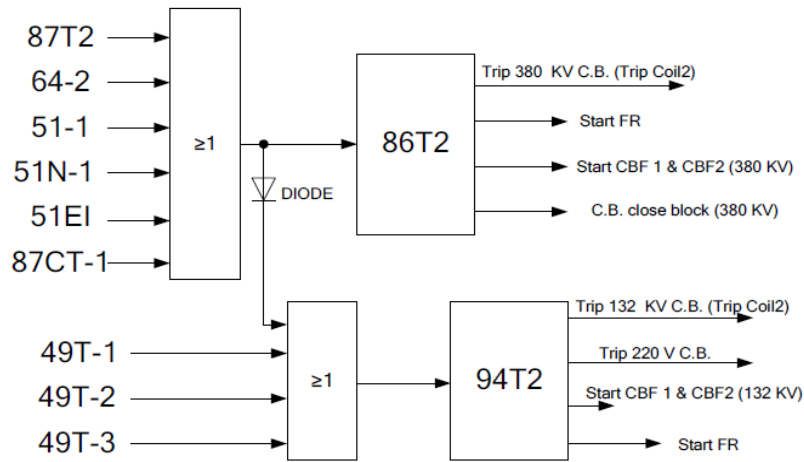


Fig (IV.6) : Faire deux séparateurs 94T2 et 86T2

## IV.3 Protection du transformateur de puissance

### 132/33 KV

#### iv.3.1 Protection de base

##### iv.3.1.1 Dispositif de protection différentiel (87T)

Le relais de protection différentielle est le principal dispositif de protection différentielle qui compare les courants entrants et sortants du transformateur, comme le montre la figure n° (III.7). Normalement, il y a un équilibre entre les courants internes et externes sur chacun des trois côtés du transformateur séparément, et lorsqu'un déséquilibre se produit dans cet équilibre, le dispositif de protection différentielle devient un

signal de déconnexion pour les interrupteurs qui alimentent le transformateur des deux côtés. Et ce dispositif est prévu en interne, ce qui lui permet de déterminer les harmoniques du courant et ne fonctionne alors pas dans le cas d'un courant impulsif. Cet appareil couvre les défauts entre les faces, entre eux, entre les faces et le sol. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et la conversation de ces appareils donne un signal (alarme) également lorsqu'un dysfonctionnement se produit.

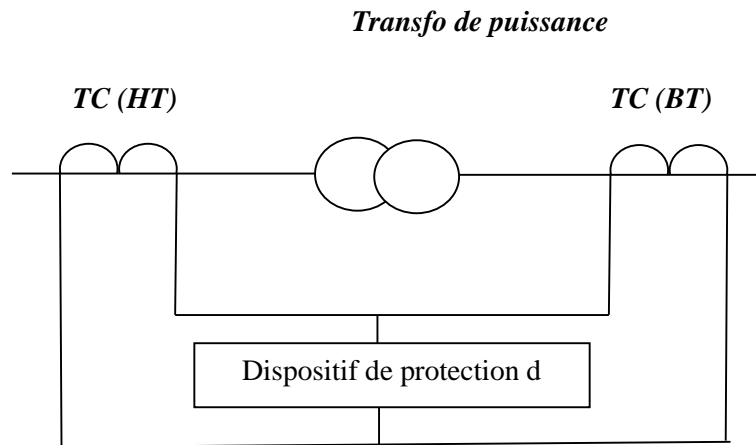


Fig (IV.7) : L'idée de base de connecter et de fabriquer un dispositif de protection Différentielle pour le transformateur de puissance

#### ***iv.3.1.2 Protection restreint contre les fuites à la terre côté de la haute tension (132 KV) (64 NP)***

Est un appareil qui compare la somme des courants sur trois côtés haute tension du transformateur en utilisant les mêmes transformateurs de courant utilisés pour le dispositif de protection différentielle et le courant de point d'égalité du côté haute tension du transformateur. Et cet appareil est du type haut impédance et il protège et identifie les défauts proches du point égal du côté haute tension, qui sont difficiles à couvrir par le dispositif de protection différentielle principal. Cet appareil comprend les interrupteurs hautes et basses tension du transformateur. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle quand il fonctionne.

#### ***iv.3.1.3 Protection restreint contre les fuites à la terre côté basse tension (33 KV) (64NS)***

Est un dispositif qui compare la somme de deux courants sur les trois côtés du côté basse tension du transformateur, comme illustré sur la figure n° (III.8). Cela se fait en utilisant les mêmes transformateurs de courant utilisés comme dispositifs de protection différentielle comme le montre la figure n° (III.9) et côté courant de point d'égalité de basse tension du même transformateur et cet appareil sont du type haute impédance et il protège et identifie les défauts proches de point d'égalité de la basse tension ce qui est

difficile à couvrir par le principal dispositif de protection différentielle et sépare ce dispositif la haute tension et basse de l'adaptateur. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle quand il fonctionne.

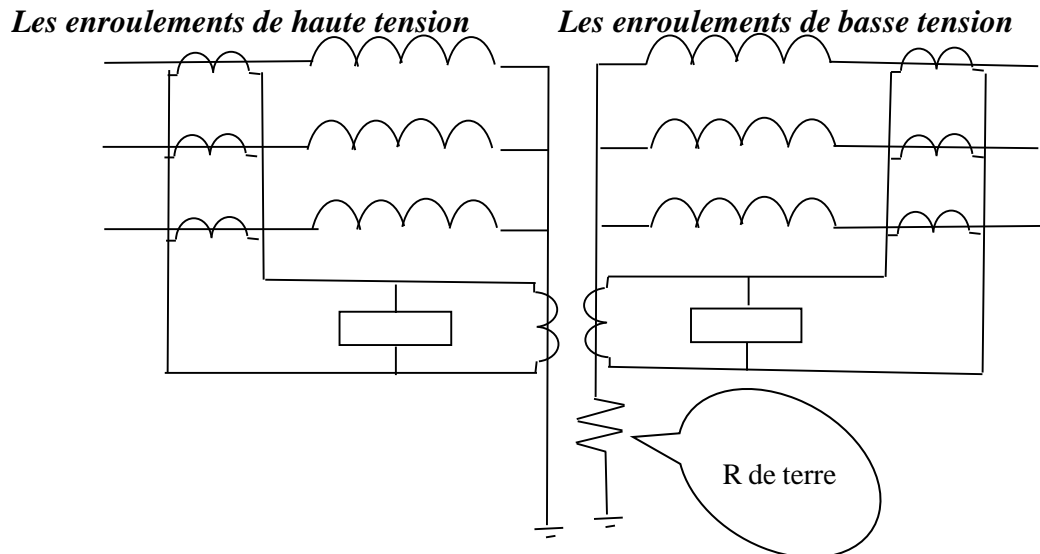


Fig (IV.8) : Branchement du dispositif de protection restreinte contre les fuites à la terre des transformateurs de courant à trois voies et un transformateur de courant au point d'égalité

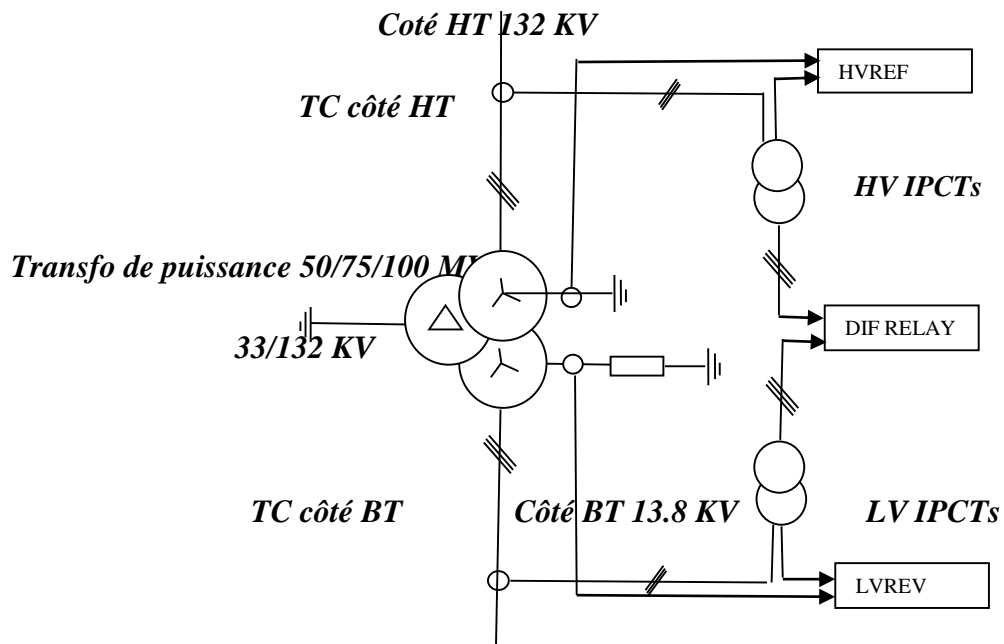


Fig (IV.9) : Branchement de la même protection restreinte contre les fuites à la terre que celle utilisé dans le dispositif de protection différentielle

#### ***iv.3.1.4 Dispositif de protection contre les gaz Buchholz***

Il s'agit d'un dispositif de protection contre les gaz avec un convertisseur de tension de transformateur. Il est installé entre le corps du transformateur et le réservoir d'huile dans le transformateur et détermine le dysfonctionnement s'il détecte la présence de gaz montant sur le réservoir d'huile dans le transformateur et donne un signal de séparation lorsque les gaz montent et en même temps, il donne également un signal au panneau de contrôle de localité et de celui-ci à centre de contrôle

#### ***iv.3.1.5 Dispositif de protection contre les gaz pour convertisseur de tension***

C'est un dispositif de protection contre les gaz avec un convertisseur de tension du transformateur et il est installé entre le corps du modulateur et le réservoir d'huile du transformateur et détermine un dysfonctionnement s'il détecte la présence de gaz le montage sur le réservoir d'huile du transformateur donne un signal de déconnexion lorsque les gaz montent et en même temps donne un signal au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôler quand il fonctionne.

#### ***iv.3.1.6 Protection contre la haute température d'enroulement***

La température des bobines du transformateur augmente si la charge augmente et lorsque la température augmente, le thermomètre envoie un signal aux ventilateurs de refroidissement du premier ensemble pour qu'ils fonctionnent. Si la température ne baisse pas, le thermomètre envoie un signal aux deuxièmes groupes de ventilateurs de refroidissements. Si la température ne baisse pas, le thermomètre est averti que la température du premier étage augmente. Si la température ne baisse pas, le thermomètre donne une alarme concernant l'augmentation de température du deuxième étage, l'interrupteur étant déconnecté du côté basse tension et affiché sur le panneau de commande de la station ainsi que dans le centre de contrôle (température des bobines du premier étage) et (température de la bobine du deuxième étage).

### ***iv.3.2 Protection en veille***

#### ***iv.3.2.1 Dispositif de protection contre les surintensités côté haute tension 132 KV (50 /51P)***

C'est le dispositif de protection de secours contre les surintensités (sur trois côtés) et c'est le composé du côté haute tension du transformateur et il sépare les interrupteurs hautes et basses tensions du transformateur et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et ces appareils donnent un signal (alarme) également lorsqu'un dysfonctionnement se produit.

***iv.3.2.2 Dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre du côté de la basse tension 33 KV (50S/51S/50NS/51NS)***

C'est le dispositif de protection de secours contre les surintensités (seulement deux ou trois cotés) et les fuites. Il est installé du côté de la basse tension du transformateur et cet appareil sépare uniquement l'interrupteur bas du transformateur et cet appareil est monté au-dessus des signaux vers le panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle à son fonctionnement et la conversation à partir de ces appareils reçoivent également un avertissement (alarme) en cas de dysfonctionnement.

***iv.3.2.3 Dispositif de protection en veille contre les fuites à la terre côté basse tension 33 KV (51N)***

C'est le dispositif de protection de secours contre les fuites à la terre et c'est un composite du côté de la basse tension du roulement , alimenté par le courant de mouvement nul du point d'égalité et son temps de fonctionnement suit la relation inverse à long terme et il est supérieur au temps de fonctionnement du dispositif de protection contre les fuites à la terre installé sur tous les départs Il offre la possibilité d'isoler les dysfonctionnements par le ou les dispositifs de protection du départ défectueux au lieu de déconnecter le transformateur qui alimente simultanément d'autres départs sains. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et la conversation à partir de ces appareils donne un signal (alarme) également lorsqu'un dysfonctionnement se produit.

***iv.3.3 Connecter les dispositifs de protection installés sur un transformateur de puissance***

La figure n° (IV.10) montre comment connecter les dispositifs de protection installés sur un transformateur de 100 MVA et tension 132/33 KV

Jeux de barre HT 132KV

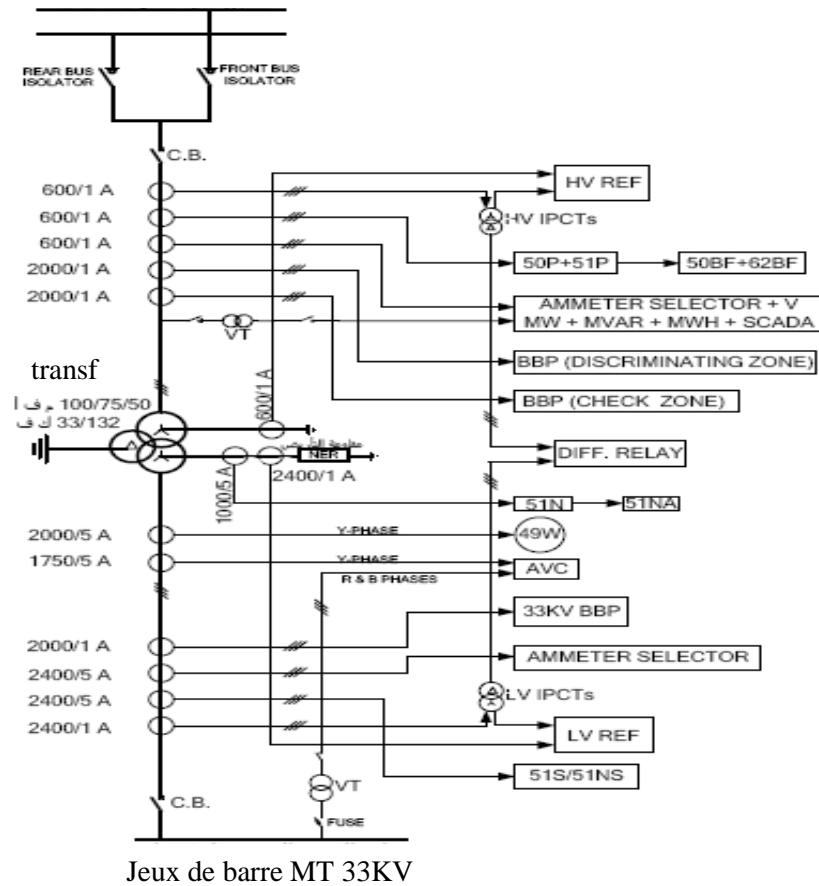


Fig (IV.10) : les dispositifs de protection installés sur un transformateur de tension 132/33 KV

#### *iv.3.4 L'adaptateur déconnecte les appareils en cas de dysfonctionnements*

Il y a deux dispositifs de séparation 86T1 et 86T2, chaque dispositif fonctionne à partir d'une source de tension continue indépendante et donne un signal de séparation de la bobine une séparation indépendante et ils sont installés sur la cellule de protection du transformateur du côté du 132 KV. On peut le voir sur les figures (IV.11) et (IV.12).

❖ **Le premier dispositif 86T1** : fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants

- 1) Le dispositif de protection différentielle (87T)
- 2) Le dispositif de protection contre les surintensités côté haute tension 132 KV (50/51P)
- 3) Le dispositif de protection de secours contre les fuites à la terre côté basse tension 33 KV (51N)

❖ **Le deuxième dispositif 86T2** : fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants :

- 1) Dispositif de protection restreinte contre les fuites à la terre du côté de la haute tension 132 kV (64NP) -
- 2) Dispositif de protection restreinte contre les fuites à la terre du côté basse tension 33 kV (64NS)
- 3) Dispositif de protection contre les gaz pour transformateur (962)
- 4) Dispositif de protection Bochoz pour changeur de tension du transformateur (2-63QP) -

Et ces deux appareils peuvent être ramenés à leur position normale manuellement ou réinitialiser électriquement depuis la cellule de protection (c'est-à-dire en présence d'un spécialiste à la station et la connaissance des appareils qui ont fonctionnés et la raison de la séparation et la possibilité du retour du service ou non). Ces appareils transmettent des signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'elle fonctionne.

Et il y a deux autres appareils qui reviennent automatiquement à leur état normal - Réinitialisation automatique après leur fonctionnement,

❖ **Le premier appareil 94T1** : qui fonctionne lorsque l'un des appareils de protection suivants fonctionne

- 1) Appareil de protection contre la surchauffe des foyers
- 2) Barres de l'appareil de protection 33 kV
- 3) Appareil de protection directionnel contre les surintensités et fuite à la terre côté basse tension de 33 kV (cet appareil est utilisé dans le cas d'un appareillage de 132 kV du transformateur dans une autre station)
- 4) Tous les appareils qui ont conduit au fonctionnement 86T1 (en utilisant une connexion DIODE standard empêchent le fonctionnement du 86T1 lors du fonctionnement du 94T1)

❖ **Le deuxième dispositif 94T2** : fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants fonctionne

- 1) Le dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre du côté de la basse tension 33 kV / 132KV du transformateur dans une autre station) (50S / 51S / 50NS / 51NS)
- 2) Dispositif de protection contre les fuites à la terre sur le point d'égalité côté 132 KV (ce dispositif est utilisé dans le cas où le disjoncteur côté 132 KV du transformateur se trouve dans une autre station.
- 3) Tous les appareils qui ont conduit au fonctionnement 86T2 (en utilisant le mode standard DIODE empêchent le fonctionnement du 86T2 lorsque le 94T2 fonctionne).

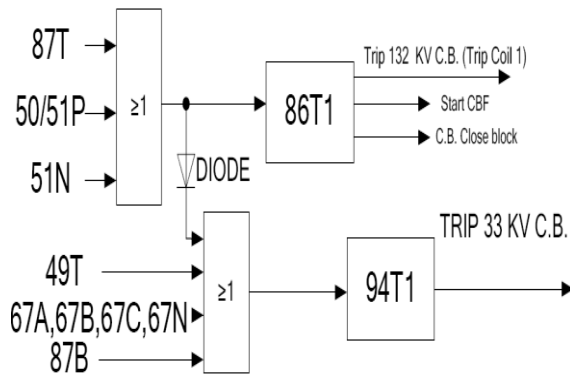


Fig (IV.11) : travail des deux dispositifs de déconnexion 86T1 et 94T1

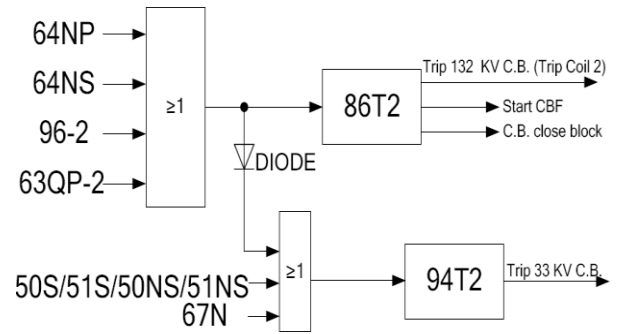


fig (IV.12) : travail des deux dispositifs de déconnexion 86T2 et 94T2

### *iv.3.5 Le dispositif de contrôle automatique de la tension*

Est un appareil qui mesure la tension et le courant du transformateur du côté de la basse tension et envoie des ordres au convertisseur de tension du transformateur pour augmenter ou diminuer le pas afin de maintenir la tension technique des abonnés fixée à certaines limites.

## **IV.4 Protection du transformateur de puissance 132/13.8 kV**

### *iv.4.1 Protection principale*

***iv.4.1.1 Le relais de protection différentielle (87T) :*** est le principal dispositif de protection différentielle qui compare les courants d'entrée et de sortie du transformateur et en position normale, il existe un équilibre entre les courants d'entrée et de sortie de chaque côté des trois faces du transformateur séparément, et lorsqu'un déséquilibre se produit dans ce différentiel, le dispositif de protection différentielle émet un signal de séparation pour les interrupteurs qui alimentent le transformateur des deux côtés. Ce dispositif est fourni en interne afin qu'il puisse déterminer les harmoniques dans le courant et ne fonctionne pas en cas de courant d'impulsion. Cet appareil couvre les défauts entre les faces Entre eux et entre les facettes et le sol. Cet appareil et donne des signaux au panneau de contrôle, y compris la station au centre de contrôle quand il quitte et parler de ces appareils donne un signal (alarme) aussi quand un dysfonctionnement.

**iv.4.1.2 Le dispositif de protection contre les fuites à la terre du côté haute tension 132kV (64NP)** : est un appareil qui compare la somme des courants sur les trois côtés du côté haute tension du transformateur en utilisant les mêmes transformateurs de courant utilisés pour le dispositif de protection différentielle) et le courant de rupture du côté haute tension du même transformateur et cet appareil sont de type haute impédance et il protège et identifie les défauts près du point de rupture du côté de la haute tension qui sont difficiles à couvrir par le dispositif de protection différentielle principal et cet appareil sépare les interrupteurs haute et basse tension du transformateur. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle quand il fonctionne

**iv.4.1.3 Le dispositif de protection contre les fuites à la terre côté tension 13,8 V (13,8 KV) (64NS)** : est un appareil qui compare la somme des courants sur les trois côtés du côté basse tension du transformateur en utilisant les mêmes transformateurs de courant utilisés pour le dispositif de protection différentielle, comme illustré dans la figure n ° ( 63)) Le courant de point de rupture du côté basse tension du même transformateur et cet appareil est de type haute impédance et il protège et identifie les défauts proches du point de rupture du côté basse tension qui sont difficiles à couvrir par le dispositif de protection différentielle principal et cet appareil sépare les deux interrupteurs haute tension et le transformateur bas. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle quand il fonctionne

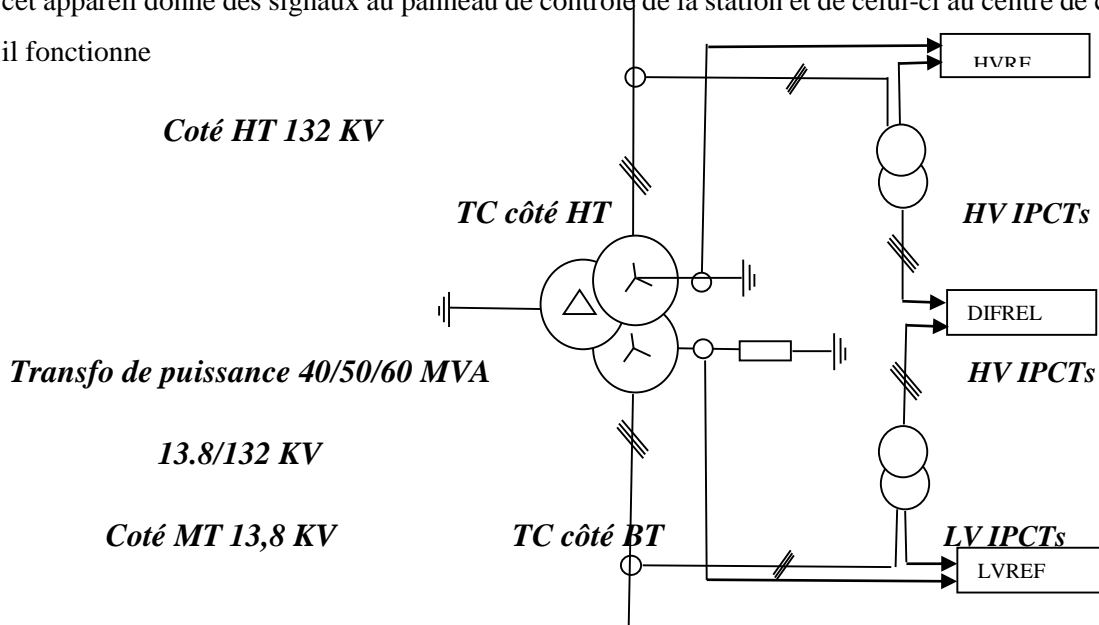


Fig (IV.13) : Branchement de la même protection restreinte contre les fuites à la terre que celle utilisé dans le dispositif de protection différentielle

**iv.4.1.4 Le dispositif de protection du gaz pour le transformateur** : est le dispositif de protection contre le gaz avec le transformateur. Il est installé entre le corps du transformateur et le réservoir d'huile principal dans le transformateur et détermine le dysfonctionnement du transformateur s'il détecte la présence de gaz montant sur le réservoir d'huile dans le transformateur et il donne une alarme lorsqu'une escalade de

gaz se produit en petite quantité et donne un signal de déconnexion. Lorsque les gaz augmentent en quantité importante, un signal est également donné au panneau de contrôle de la station et de là au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne sur l'une ou l'autre des deux phases.

***iv.4.1.5 Dispositif de protection contre la surchauffe des fichiers :*** La température du transformateur augmente si la charge augmente et lorsque cette température augmente, le thermomètre émette un signal aux ventilateurs de refroidissement du premier groupe afin de démarrer. Si la température ne baisse pas, le thermomètre envoie un signal au deuxième groupe de ventilateurs de refroidissement. Si la température ne baisse pas, le thermomètre donnera une alarme sur la première montée en température. Si la température ne baisse pas, le thermomètre avertit d'une montée en température du deuxième étage tout en déconnectant le transformateur du côté basse tension. Elle apparaît dans le panneau de contrôle de la station, ainsi que dans le centre de contrôle (fichier température premier étage) et (température du deuxième étage)

#### ***iv.4.2 Protection de secours***

***iv.4.2.1 Le dispositif de protection contre les surintensités du côté haute tension 132 KV (50P / 51P) :*** C'est le dispositif de protection de secours contre les surintensités (sur les trois côtés) et c'est un composé du côté haute tension du transformateur. Cet appareil sépare les interrupteurs hauts et bas tension du transformateur et transmet ces signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne de manière moderne à partir de ces appareils. Il donne également une alarme lorsqu'un dysfonctionnement se produit.

***iv.4.2.2 Dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre se produit du côté basse tension de 13,8 kV (50S / 51S / 50NS / 51NS).***

C'est le dispositif de protection de secours contre les surintensités (seuls deux ou trois côtés) et les fuites à la terre côté basse tension du transformateur. Cet appareil sépare l'interruptrice basse tension du transformateur uniquement et cet appareil envoie des signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne. Et le discours de ces appareils donne également un signal (une alarme) lorsqu'un dysfonctionnement se produit

***iv.4.2.3 Dispositif de protection contre les fuites côté basse tension 13,8 kV (51N) :*** C'est le dispositif de protection de réserve contre les fuites à la terre et il est installé du côté basse tension du transformateur, alimenté par le courant nul du véhicule à partir du point d'égalité et son temps de fonctionnement est plus long que le temps de fonctionnement du dispositif de protection contre les fuites à la terre pour donner une possibilité de défaillance d'être isolé par le dispositif des dispositifs de protection sur le conducteur qui a un dysfonctionnement à la place de séparer le transformateur qui alimente d'autres nutriments sains. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au

centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et que la conversation à partir de ces appareils reçoit un signal (alarme) également lorsqu'un dysfonctionnement se produit

**iv.4.2.4 Dispositif d'alarme de fuite à la terre côté basse tension 13,8 kV (51NA) :** Il s'agit d'un appareil alimenté par le courant nul du véhicule à partir du point d'arrêt. Il est composé du côté bas tension du transformateur et alimenté par le courant du même transformateur alimentant le dispositif de protection de secours contre les fuites à la terre. Cet appareil envoie un signal au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsque cet appareil fonctionne.

**iv.4.2.5 La protection installée sur un transformateur de 60 MVA et une tension de 13,8 / 132 kV :** la figure (IV.14) montre comment connecter les dispositifs de protection installés sur un transformateur de 100 MVA 13,8 / 132 kV.

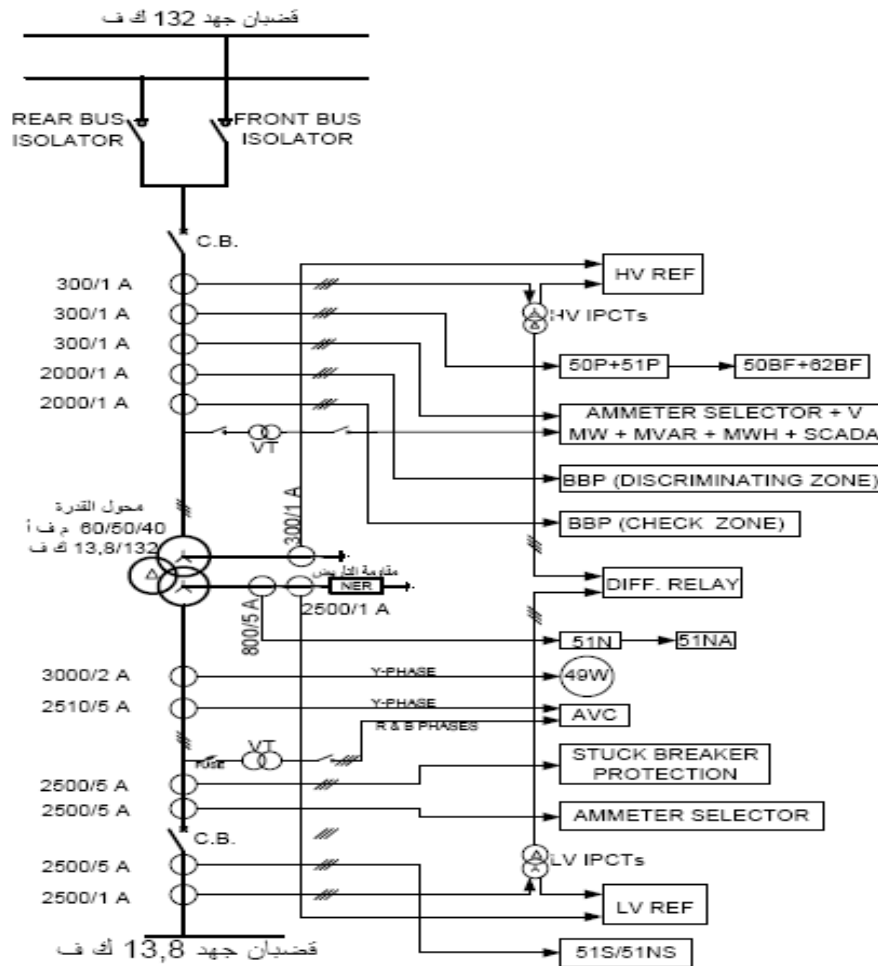


Fig (IV.14) : connecter les dispositifs de protection installés sur un transformateur de tension 132/13.8 KV et puissance 60 MVA

**iv.4.2.6 Dispositifs de déconnexion du transformateur en cas de dysfonctionnement :**

Il existe deux dispositifs de séparation, chaque dispositif fonctionne à partir d'une source de tension continue indépendant et envoie un signal séparé à une bobine séparée et s'installe sur la cellule de protection du transformateur du côté 132 KV et ces deux dispositifs fonctionnent (donnent un signal de déconnexion au disjoncteur du côté 132 KV) Différent. Comme le montrent les figures () et (),

**Le premier dispositif 86T1** : fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants est opérationnel

1. Le dispositif de protection différentielle (87T)-
2. Dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre du côté de la haute tension 132 kV (50 / 51P)
3. Le dispositif de protection de secours contre les fuites à la terre du côté de la basse tension 13,8 kV (51N)

**Le deuxième dispositif 86T2** fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants est en fonctionnement

1. Le dispositif de protection restrictif contre les fuites à la terre du côté de la haute tension 132 kV (64NP)-
2. Dispositif de protection contre les fuites à la terre côté tension 13,8 kV (64NS)
3. Dispositif de protection contre les gaz (Bucholz) pour transformateur (96-2)
4. Dispositif de protection contre les gaz (Bucholz) pour le transformateur de tension du transformateur (63QP-2)

Et ces deux appareils peuvent être ramenés à leur position normale manuellement ou réinitialiser électriquement depuis la cellule de protection (c'est-à-dire en présence du spécialiste à la station et la connaissance des appareils qui ont fonctionnés et la raison de la séparation et la possibilité que l'adaptateur revienne ou non le service). Ces appareils transmettent des signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'elle fonctionne.

Il existe également deux autres appareils qui reviennent automatiquement à leur état normal après leur fonctionnement, et ils sont :

**Le premier appareil 94T1** : qui fonctionne lorsque l'un des appareils de protection suivants fonctionne :

1. L'appareil pour se protéger contre les fichiers à haute température

2. L'appareil pour se protéger contre l'incapacité d'un des disjoncteurs de 13,8 kV de se séparer, ce qui est-ce Il s'agit de la protection contre les coupures coincées.

3. Le dispositif de protection directionnelle contre les surintensités et les fuites à la terre du côté de la basse tension 13,8 A (Ce dispositif est utilisé dans le cas d'une coupure 132 kV du transformateur de la station

4. Tous les dispositifs qui ont conduit au fonctionnement du 86T1) au moyen d'une connexion unifiée DIODE empêche le fonctionnement du 86T1 lors du fonctionnement du 94T1))

**Le deuxième dispositif 94T2 :** fonctionne lors du fonctionnement de l'un des dispositifs de protection suivants :

1. Le dispositif de protection contre l'augmentation du courant et les fuites à la terre du côté de la basse tension 13,8 kV

2. Dispositif de protection contre les fuites à la terre au seuil de rentabilité du côté 132 KV (cet appareil est utilisé dans le cas où le tableau 132 KV du transformateur est présent dans une autre station)

3. Tous les appareils qui ont conduit au fonctionnement 86T2 (avec une méthode de conduction unifiée DIODE empêchent le fonctionnement du 86T2 lors du fonctionnement du 94T2)

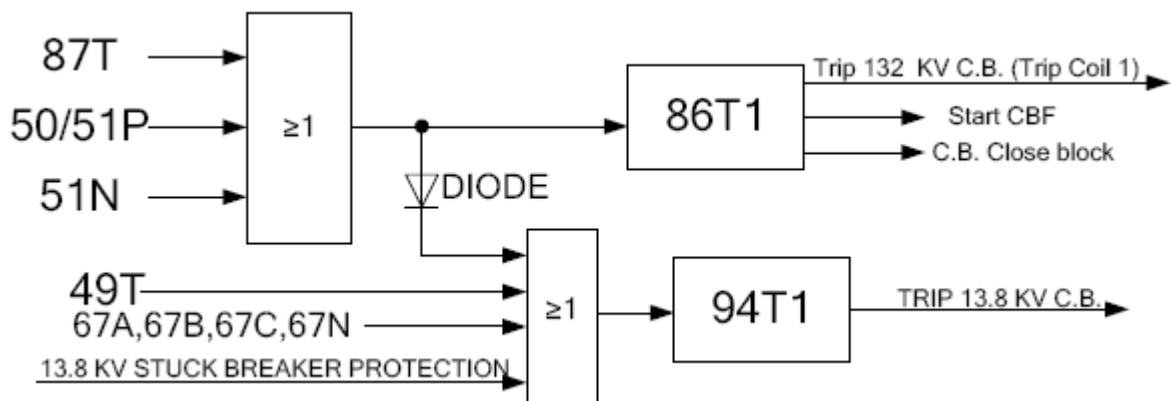


Fig (IV.15) : le travail des deux dispositifs de séparation 86T1 et 94T1

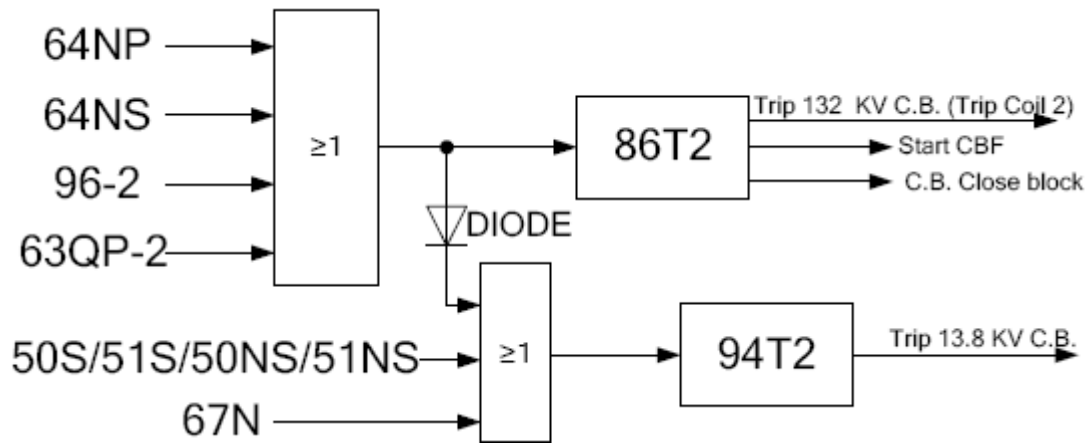


Fig (IV.16) : le travail des deux dispositifs de séparation 86T2 et 94T2

**iv.4.2.7 Le dispositif de contrôle automatique de la tension** : est un appareil qui mesure la tension et le courant du transformateur du côté de la basse tension et envoie des ordres au changeur de tension du transformateur pour augmenter ou diminuer le pas afin de maintenir la tension d'alimentation des abonnés constante dans certaines limites.

**iv.4.2.8 Déplacement de charge par le système de changeur de tension**

Certains conduisent à une diminution de la capacité effective et de la capacité inefficace presque égale au double du taux de chute de tension (sans séparer les touches) -

$$\Delta P \text{ active/réactive} \approx 2 \Delta U$$

Par conséquent, cela s'appelle (décalage de charge) et la tension peut être abaissée soit depuis la cellule de régulation de tension de la station, soit depuis le centre de contrôle.

## IV.5 Protection de transformateur de tension 33/13,8 kV

### iv.5.1 Protection de base

**iv.5.1.1 Dispositif de protection différentielle (87T)** : est le principal dispositif de protection différentielle, qui compare les courants d'entrée et de sortie du transformateur et en position normale, il y a un équilibre entre les courants d'entrée et de sortie sur chacun des trois côtés du transformateur séparément. Lorsqu'un déséquilibre se produit dans cet équilibre, le dispositif de protection différentielle émet un signal de déconnexion pour les disjoncteurs qui alimentent le transformateur des deux côtés, et ce dispositif est fourni en interne avec lui qui lui permet de déterminer les harmoniques dans le courant et ensuite ne fonctionne pas en cas de surtension et il couvre les défauts entre les faces et certains d'entre eux Certains et entre les faces et le sol, et cet appareil envoie des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci

au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et la conversation à partir de ces appareils donne un signal (alarme) également lorsqu'un dysfonctionnement se produit

***iv.5.1.2 Le dispositif de protection contre les fuites à la terre côté basse tension est de 13,8 kV (64NS) :*** est un appareil qui compare la somme des courants sur les trois côtés du côté basse tension du transformateur en utilisant les mêmes transformateurs de courant utilisés pour le dispositif de protection différentielle) et le courant de rupture du côté basse tension du même transformateur et Cet appareil est du type haute impédance et il protège et identifie les défauts à proximité du point de coupure du côté de la basse tension qui sont difficiles à couvrir par le dispositif principal de protection différentielle et cet appareil sépare les interrupteurs haute et basse tension du transformateur. Et cet appareil donne des signaux au panneau de contrôle de la station et de celui-ci au centre de contrôle quand il fonctionne

***iv.5.1.3 Le dispositif de protection contre les gaz pour le transformateur :*** est le dispositif de protection contre le gaz avec le transformateur. Il est installé entre le corps du transformateur et le réservoir d'huile principal dans le transformateur et détermine le dysfonctionnement du transformateur s'il détecte la présence de gaz montant sur le réservoir d'huile dans le transformateur et il donne une alarme lorsqu'une escalade de gaz se produit en petite quantité et donne un signal de déconnexion lorsque les gaz sont augmentés en grande quantité, il envoie également un signal au panneau de commande de la station et de là au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne sur l'un des deux étages.

***iv.5.1.4 Le dispositif de protection contre les gaz (Bucholz) au convertisseur de tension du transformateur :*** est le dispositif de protection contre les gaz pour le convertisseur de tension du transformateur. Il est installé entre le corps du modulateur et le réservoir d'huile du transformateur et détermine un dysfonctionnement s'il détecte la présence de gaz croisés vers le réservoir d'huile dans le transformateur et donne un signal de déconnexion lorsque les gaz sont donne en même temps un signal de déconnexion de référence également au panneau de commande de la station, et de celui-ci au centre de contrôle.

***iv.5.1.5 Le dispositif de protection contre la surchauffe des fichiers :*** est utilisé quand la température des bobines du transformateur augmente encas ou la charge augmente. Quand la température augmente, le thermomètre donne un signal aux ventilateurs de refroidissement du premier groupe à travailler. Si la température ne diminue pas, le thermomètre envoie un signal aux ventilateurs de refroidissement du deuxième groupe pour qu'ils fonctionnent. Si la température ne baisse pas, la jauge de température donne une alarme pour une augmentation de la température du premier étage. Si la température ne descend pas, la jauge de température donne une alarme avec une augmentation de la température du deuxième étage, tout en faisant la séparation du transformateur du côté de la basse tension. Et il apparaît dans le panneau de contrôle de la station, ainsi que dans le centre de contrôle (fichier température premier étage) et fichier température deuxième étage).

### ***iv.5.2 Protection en veille***

***iv.5.2.1 Dispositif de protection contre les surintensités et les défauts à la terre côté haute tension (33 KV) (50P / 51P / 51NP) :*** C'est le dispositif de protection de secours contre les surintensités (sur les trois côtés) et les fuites à la terre et le côté haute tension du transformateur et cet appareil sépare les interrupteurs haute et basse tension du transformateur et cet appareil envoie des signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et parle de ces appareils, il émet également une alarme en cas de dysfonctionnement.

***iv.5.2.2 Dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre du côté de la basse tension (13,8 KV) (51S / 51NS) :*** C'est le dispositif de protection de secours contre les surintensités (seuls deux ou trois côtés) et les fuites à la terre et le côté basse tension du transformateur. Cet appareil sépare l'interruptrice basse tension du transformateur uniquement et cet appareil envoie des signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne. Et nouveau de ces appareils donne également une alarme en cas de dysfonctionnement.

***iv.5.2.3 Protection de secours contre les fuites à la terre côté basse tension 13,8 kV (51N) :*** C'est le dispositif de protection de secours contre les fuites à la terre et c'est un composé du côté basse tension du transformateur et il est alimenté avec le courant de véhicule nul à partir du point de rupture et son temps de fonctionnement est plus long que le temps de fonctionnement du dispositif de protection contre les fuites à la terre pour donner la possibilité d'être isolé par un ou plusieurs dispositifs sur le chargeur défectueux au lieu de déconnecter le transformateur qui alimente d'autres départs sains et cet appareil transmettent des signaux au panneau de commande de la station et de celui-ci au centre de contrôle lorsqu'il fonctionne et la conversation de ces appareils donne un signal (alarme) également lorsqu'un dysfonctionnement

***iv.5.2.4 Dispositif d'avertissement de fuite à la terre se produit du côté de la basse tension 13,8 KV (51NA) :*** Il s'agit d'un dispositif alimenté par le courant nul du véhicule à partir du point de rupture. Il est composé du côté basse tension du transformateur. Il est alimenté par le courant du même transformateur de courant alimentant le dispositif de protection de secours contre les fuites à la terre.

***iv.5.2.5 Connectez les dispositifs de protection installés sur un transformateur de 20 MVA avec une tension de 13,8 / 33 kV*** et la figure n° (IV.17) montrant comment connecter les dispositifs de protection installés sur un transformateur de puissance 20 MV et de tension 33/13.8 kv

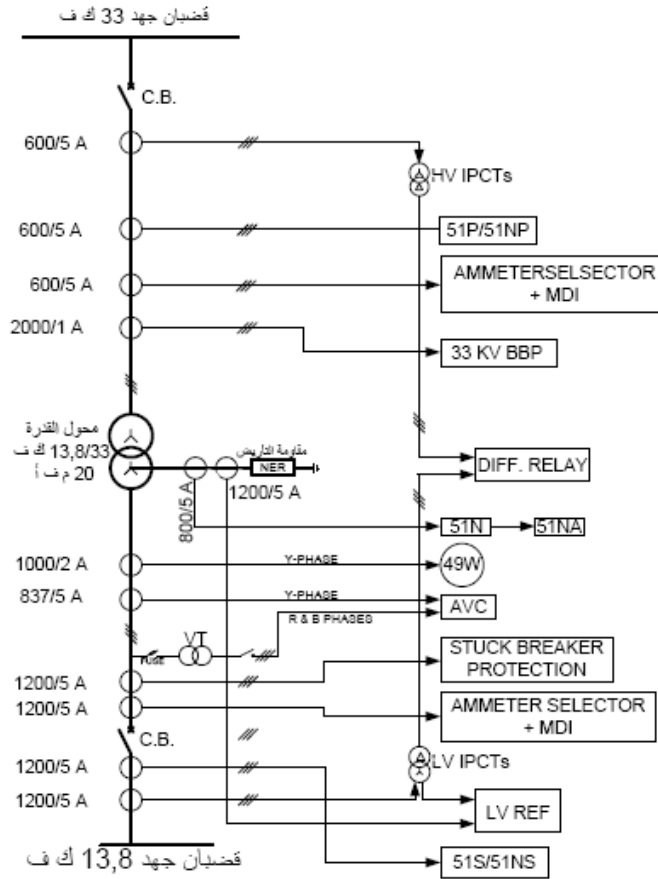


Fig (IV.17) : protection différentielle pour transformateur de puissance 20 MVA et tension 33/13.8 KV

**iv.5.2.6 Le transducteur déconnecte les dispositifs en cas de dysfonctionnements** : il n'y a qu'un seul dispositif 86T, installé sur la cellule de commande et de protection du transformateur, il donne un signal de séparation pour les deux disjoncteurs dans le côté 33 KV et 13.8 KV, comme le montre la figure n ° (IV.18) en fonctionnement lequel des dispositifs de protection suivants est

1. Dispositif de protection différentielle (87)
2. Dispositif de protection contre les fuites à la terre à basse tension de 13,8 kV (64NS)
3. Dispositif de protection contre les gaz.
4. Dispositif de protection contre les gaz pour convertisseur de tension de transformateur
5. Dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre du côté haute tension 33 KV (50P/51P/51NP)
6. Dispositif de protection contre les fuites à la terre du côté de la basse tension 13.8 KV (51N)

Et l'appareil ne peut être ramené à sa position normale que manuellement (c'est-à-dire en présence d'un spécialiste et de la connaissance des appareils qui ont fonctionnés et de la raison de la déconnexion et

de la possibilité pour l'adaptateur de retourner le service ou non). Et cet appareil donne une référence au panneau de contrôle de la station et de là au centre de contrôle quand il fonctionne.

Il existe également un autre appareil qui revient automatiquement à son état normal, qui est 94T, qui fonctionne lorsque l'un des dispositifs de protection suivants fonctionne.

1. Dispositif de protection contre la surchauffe des fichiers
2. Dispositif de protection contre les surintensités et les fuites à la terre côté basse tension 13,8 kV
3. Tous les appareils qui conduisent au fonctionnement à 86T (le mode standard DIODE empêche le fonctionnement à 86T à 94T).

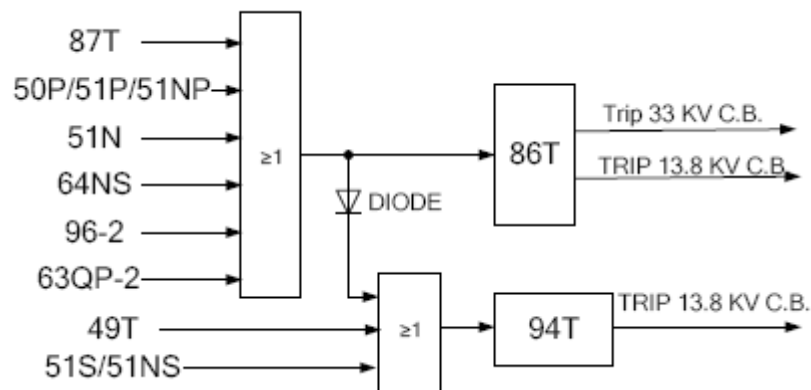


Fig (IV.18) : le travail de deux dispositifs de déconnexion

Le dispositif de contrôle automatique de la tension est un appareil qui mesure la tension et le courant du transformateur du côté de la basse tension et envoie des ordres au changeur de tension du transformateur pour augmenter ou diminuer le pas afin de maintenir la tension d'alimentation des abonnés constante dans certaines limites. Certains conduisent à une diminution de la capacité effective et de la capacité inefficace presque égale au double du taux de chute de tension (sans séparer les touches) -

$$\Delta P \text{ active/réactive} \approx 2 \Delta U$$

Par conséquent, cela s'appelle (déplacement des charges) et la tension peut être réduite soit à partir de la cellule de régulation de tension de la station ou du centre de contrôle.

## IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté tous les dispositifs de protection des transformateurs de puissance après avoir étudié les types de protection appliquées aux transformateurs et comment les installer. À la fin d'étude, nous avons choisi la protection nécessaire au transformateur afin d'avoir une meilleur distribution.

CHAPITRE V

**Simulation sur ETAP et  
résultats**

## **V.1 Introduction**

Dans tout réseau électrique, la protection doit être conçue de manière à ce que les relais de protection isolent la partie défectueuse du réseau au plus tôt, pour éviter les dommages aux équipements, blesser les opérateurs et assurer une perturbation minimale du système permettant la continuité du service pour une bonne santé. Portion du réseau. En cas de défaillance des relais primaires, les relais de secours fonctionnent après une discrimination de temps suffisant le relais de protection doit être capable de discriminer entre les conditions normales, anormales et de défaut. Le terme coordination de relais couvre le concept de discrimination, de sélectivité et de protection de sauvegarde. Dans l'ère moderne, la demande d'énergie électrique augmente généralement à un rythme plus rapide dans les pays émergents économiquement. Les réseaux des compagnies d'électricité deviennent donc très compliqués. L'exercice d'analyse de flux de charge, de calcul des défauts et de listage des paires primaires et de secours sera très fastidieux et plusieurs itérations seraient nécessaires pour calculer le TMS des relais afin que la marge de discrimination minimale requise soit trouvée entre un relais et tous les ses relais de secours dans un grand système électrique. Cela n'est possible que grâce à la programmation informatique.

## **V.2 Présentation du logiciel ETAP :**

ETAP (analyse transitoire des programmes électrique) est la plate-forme d'analyse la plus complète pour la conception, la simulation, le fonctionnement et l'automatisation des systèmes de production, de distribution et d'énergie industrielle. ETAP effectue des calculs numériques à une vitesse incroyable, applique automatiquement les normes acceptées par l'industrie et fournit des rapports de sortie faciles à suivre. ETAP, bien que capable de gérer 1000 bus, contient un programme de charge qui suit jusqu'à 10 000 000 éléments de charge et signale la tension et le courant de court-circuit aux bornes de chaque élément de charge. 100% des 10 meilleures entreprises de conception électrique s'appuient sur ETAP (ECM Magazine). Cette capacité rend ETAP adapté aux grandes installations industrielles, ainsi qu'aux systèmes de services publics. Ainsi, notre projet comprend la mise en œuvre intelligente de la coordination des relais à l'aide d'ETAP et de relais multifonctions ayant des caractéristiques combinées à temps défini et à temps inverse.

## **V.3 Etude de cas**

Pour effectuer notre simulation on a pris une portions d'un réseau industrielle qui est composé de 3 jeux de barre principales et une arrivé de tension en haute tension de 132 KV , un transformateur HT/MT de 10 MVA qui alimente une charge moyenne tension de 13.8KV et un autre transformateur MT/BT d'un

puissance apparente de 4 MVA qui alimente un réseau basse tension de 380 V avec une charge total de 2.5 MVA avec un facteur de puissance de 98%

## V.4 L'Analyse de court-circuit

2.1. Calcul du courant de défaut du transformateur HT/MT de 10 MVA, 132KV/13.8KV et de la capacité du disjoncteur, pour cela on doit d'abord connaitre l'ampérage du transformateur a plein charge FLA (full load ampères)

$$= \text{MVA} / 1,732 \times \text{L-L KV}$$

$$\text{FLA}_{\text{prim}} = 10.000.000 / 1,732 \times 132 \times 1000$$

$$\text{FLA}_{\text{prim}} = 43.74 \text{ A}$$

$$\text{FLA}_{\text{sec}} = 10.000.000 / 1,732 \times 13.8 \times 1000$$

$$\text{FLA}_{\text{sec}} = 418,4 \text{ A}$$

L'ampérage secondaire à pleine charge du transformateur HT/MT est de 418,4 A, le primaire est de 43.74A et Le pourcentage de la valeur d'impédance est de  $Z \% = 0,09 \times 100 = 9\%$  cela montre que s'il y avait un défaut triphasé sur le primaire à l'extérieur du transformateur, le courant de défaut maximal qui pourrait traverser le transformateur serait le rapport de 100 /9 fois le FLA du transformateur, ou  $11,11 \times \text{le FLA}_{\text{prim}} = 486 \text{ A}$ .

Basé sur la méthode de la source infinie au primaire du transformateur. Un calcul rapide pour le courant de défaut maximal aux bornes primaire du transformateur est :

$$\text{FC} = \text{FLA} / \text{PU } Z\%$$

$$\text{FC}_{\text{prim}} = 43.74 / 0,09 = 486 \text{ A}$$

Et pour le courant de défaut maximal aux bornes secondaire du transformateur est :

$$\text{FC}_{\text{sec}} = 418,4 / 0,09 = 4648,88 \text{ A}$$

Ce calcul rapide peut vous aider à déterminer le courant de défaut sur le secondaire d'un transformateur dans le but de sélectionner les dispositifs de protection contre les surintensités correctes qui peuvent interrompre le courant de défaut présent. Le disjoncteur principal qui doit être installé dans le circuit du secondaire du transformateur doit avoir une valeur d'interruption KA supérieure à 4700 A. Sachez que les disjoncteurs d'alimentation doivent également inclure la contribution estimée du moteur. Si les moteurs

réellement connectés ne sont pas connus, alors supposez que la contribution est de 4 x FLA du transformateur. Par conséquent, dans ce cas, les départs seraient dimensionnés à 4648, 88+ (4 x 418,4) = 6322,488 ampères.

### v.4.a Hypothèses

**v.4.a.1.** La réactance de tous les câbles, disjoncteurs, transformateurs de courant et Bus est négligée, ainsi que les valeurs de résistance de tous les composants du système. L'effet de ceux-ci est généralement faible par rapport à l'effet de la réactance PU de court-circuit des sociétés qui fournissent l'électricité et de la réactance PU du générateur et du transformateur.

**v.4.a.2.** Tous les défauts sont considérés comme boulonnés (bolted fault), c'est-à-dire que leur impédance de défaut est supposée nulle.

**v.4.3.** La contribution de la FEM arrière des moteurs à l'alimentation du courant de défaut est négligée.

Les courants de court-circuit calculés avec les hypothèses précédentes seront légèrement plus élevés, du côté conservateur, que si les valeurs négligées étaient utilisées dans les calculs.

## V.5. Étapes pour le calcul manuel du courant de court-circuit triphasé

- la capacité MVAsc d'un équipement est obtenue en divisant la MVA de l'équipement avec (% Z / 100) de l'équipement : MVAsc d'un équipement  $MVA = (MVA \times 100) / Z \%$
- Si les équipements se trouvent dans des départs parallèles, simplement ajouter le MVAsc des équipements pour obtenir le MVASC résultant.

$$MVAsc (res) = MVAsc1 + MVAsc2$$

- Si les équipements se trouvent sur le même départ,

$$MVAsc \text{ résultant (res)} = \frac{1}{\frac{1}{MVAsc1} + \frac{1}{MVAsc2}}$$

- Maintenant, pour la capacité MVAsc du point où le défaut se produit dans le système, considérez le chemin à partir duquel le courant de défaut circule, et trouvez le MVAsc résultant en utilisant les formules ci-dessus.

- Courant de défaut au point de défaut =  $\frac{MVAsc(res)}{\sqrt{3} * KV(L - L)_{aupo \text{ int dedéfaut}}}$

## V.6. Modèle de système

Ici, nous avons considéré une partie du système radial de 132 kV d'une capacité de 1218,5 MVAsc pour la coordination des relais illustrée à la figure suivante

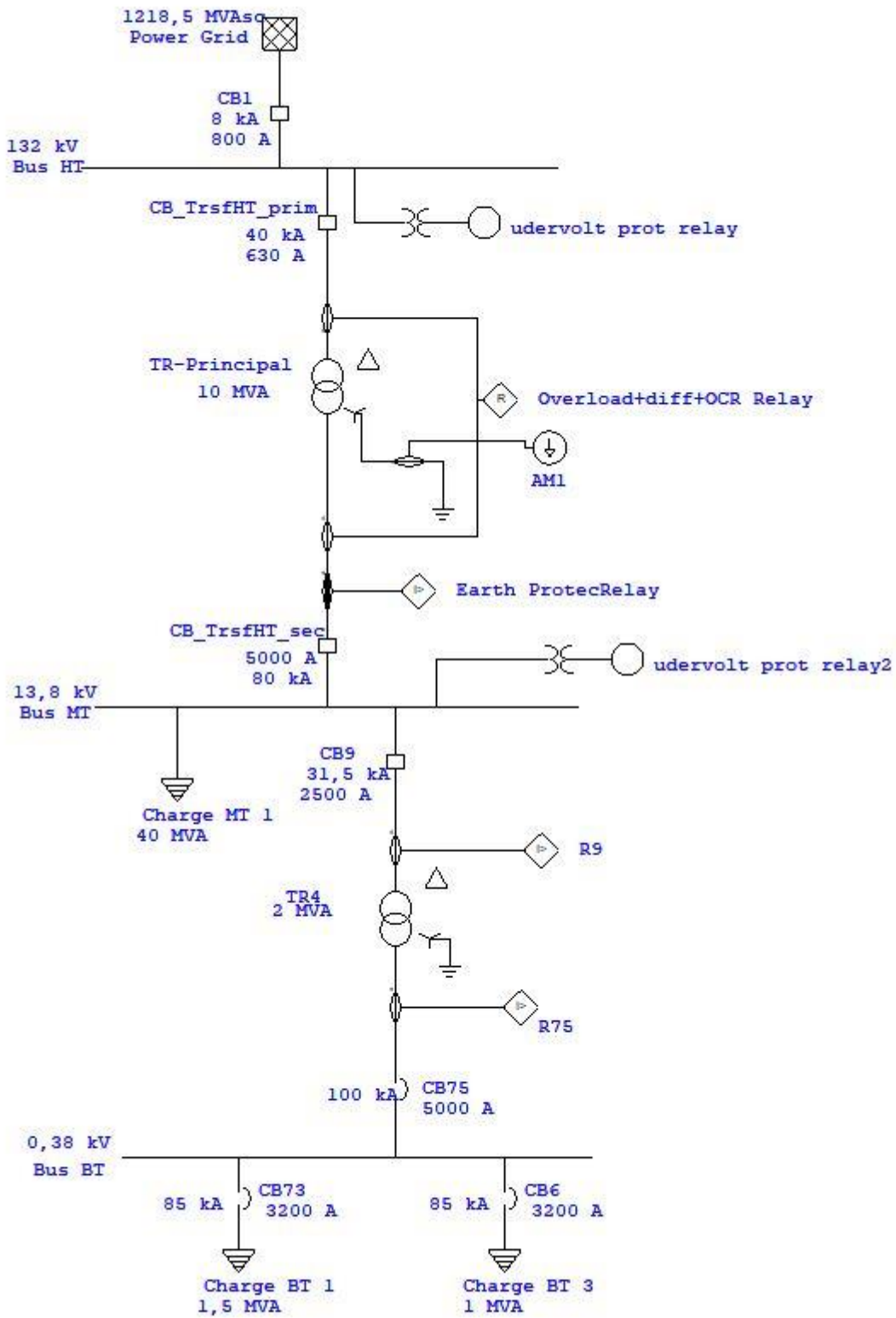


Fig (V.1) : schéma unifilaire sur le logiciel ETAP du réseau radial en étude

## V.7. Calcul du courant de court-circuit triphasé du modèle de système

Considérons le schéma unifilaire de la figure (2) qui montre les valeurs de courant dans le diagramme obtenu en effectuant une analyse de court-circuit lorsqu'un défaut triphasé est inséré côté charge dans ETAP. Le courant de défaut circule du réseau à travers le transformateur 2 (10 MVA) et le transformateur 3 (10MVA) (connecté en alimentation parallèle) et le transformateur 3 (2 MVA) (fig.

- ✓ MVAsc du réseau = 1218.5MVA
- ✓ MVAsc du transformateur HT/MT principale =  $\frac{10*100}{9} = 111.11MVA$
- ✓ MVAsc du transformateur MT/BT =  $\frac{4*100}{5.75} = 69.56MVA$
- ✓ MVASC (res) =  $\frac{1}{\frac{1}{1218.5} + \frac{1}{111.11} + \frac{1}{69.56}} = \frac{1}{0.02419} = 41.32MVA$
- ✓ Courant de défaut au point de défaut =  $\frac{41.32}{\sqrt{3}*0.380} = 62.79KA$

Tableau (V.1) : comparaison entre résultat du calcul à mains et résultat ETAP

Résultat du calcul a mains	Résultat ETAP
62.80 kA	64.1 kA

## V.8. Coordination des relais

### v.8.1 Protection à maximum de courant à temps inverse (code ANSI 51) :

Une protection à temps inverse (code ANSI 51) 2 à un seuil dépendant du temps, la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. L'idée est qu'en cas de fort courant, il est important que la

protection déclenche rapidement pour éviter des dommages à l'équipement. Elle implique les caractéristiques à temps inverse, nécessaire à la coordination des relais suivants.

- ✓ Pickup
- ✓ Numérotation horaire

### **v.8.2 Protection à maximum de courant à temps indépendant (code ANSI 50):**

Une protection à temps indépendant (code ANSI 50) est une protection pour laquelle le seuil ne dépend pas du temps. Si elle est instantanée, si  $I_{\text{mesuré}}$  dépasse  $I_{\text{max}}$  alors la protection déclenche. S'il y a une temporisation, un certain intervalle de temps sera respecté avant le déclenchement. Elle implique les caractéristiques, nécessaire à la coordination des relais suivants.

- ✓ Fonctionnement instantané du relais
- ✓ Fonctionnement à temps défini du relais (retard)
- ✓ Délai de démarrage

### **v.8.3 Réglage des relais de protection thermique 51**

- 1) **Type de courbe** : IEC Normal Inverse
- 2) **Réglage du pickup (Amp)** : pour tous les relais, le pickup pour 51 = le courant nominal qui traverse le relais

$$\text{Pick up} = \{(\text{transformateur MVA} * 1000) / (\sqrt{3} * U \text{ nominal (L-L)})\} / \{\text{rapport CT}\}$$

- 3) **Les temps requis de fonctionnement pour chaque relais** : tout d'abord, nous considérons les paramètres PSM et TMS du relais **R N 1**, fournis par COOPER. Nous insérons un défaut triphasé côté charge et notons son temps de déclenchement de la protection 51 (nous avons obtenu 700 ms). En prenant maintenant ce temps comme référence, nous décidons les temps de déclenchement pour le reste en gardant une différence de 150 ms entre eux comme suit :
  - ❖ R N 2 devrait se déclencher à 600 ms (avant R N 1).
  - ❖ Les deux R N 3-1 et R N 3-2 devraient se déclencher à 550 ms (car il n'y a pas d'autre départ ou bus connecté entre eux).
- 4) **Numérotation horaire (TSM)**: Insérez un défaut triphasé entre MDB3 et CB69 et notez les courants réfléchis à travers tous les relais pour le calcul de la protection 51:
  - ❖ réglage du relais **R-tr2-sec** (400ms) (rapport CT -5000/5):

$$\text{Pick up : relais} = \frac{\frac{\text{transformateurMVA} * 1000}{\sqrt{3} * \text{tension nominale}(L-L)}}{\text{rapportCT}} = \frac{4000}{1000} = 6.07A$$

5) **Numérotation horaire:**

- Courant réfléchi à R-tr2-sec en raison d'un défaut triphasé côté charge = 64.102 kA
- avec TMS = 1,

$$\text{Temps de fonctionnement} = \frac{0.14}{PSM^{0.02} - 1} = \frac{0.14}{\left(\frac{64.102 * 10^3}{6.07 * 1000}\right)^{0.02} - 1} = 2.90 \text{ sec}$$

Pour le temps de fonctionnement = 0.4 s ;  $TMS = 0.4 / 2.90 = 0.138$

❖ réglage du relais **R-tr2-prim** (550ms) (rapport CT -100/1):

$$\text{Pick up : relais} = \frac{\frac{\text{transformateurMVA} * 1000}{\sqrt{3} * \text{tension nominale}(L-L)}}{\text{rapportCT}} = \frac{4000}{100} = 1,67A$$

6) **Numérotation horaire:**

- Courant réfléchi à R-tr2-prim en raison d'un défaut triphasé côté charge = 4,7 kA
- avec TMS = 1,

$$\text{Temps de fonctionnement} = \frac{0.14}{PSM^{0.02} - 1} = \frac{0.14}{\left(\frac{4.7 * 10^3}{1.67 * 1000}\right)^{0.02} - 1} = 6.69 \text{ sec}$$

Pour le temps de fonctionnement = 0.4 s ;  $TMS = 0.55 / 6.69 = 0.08$

❖ réglage du relais **R-principal** (700ms) (rapport CT -300/1):

$$\text{Pick up : relais} = \frac{\frac{\text{transformateurMVA} * 1000}{\sqrt{3} * \text{tension nominale}(L-L)}}{\text{rapportCT}} = \frac{10000}{300} = 0,145A$$

7) **Numérotation horaire:**

- Courant réfléchi à R-principal en raison d'un défaut triphasé côté charge = 5.3 kA
- avec TMS = 1,

$$\text{Temps de fonctionnement} = \frac{0.14}{PSM^{0.02} - 1} = \frac{0.14}{\left(\frac{5.3 * 10^3}{0.145 * 1000}\right)^{0.02} - 1} = 1.87 \text{ sec}$$

Pour le temps de fonctionnement = 0.4 s ;  $TMS = 0.70 / 1.87 = 0.373$

D’où les réglages de la protection thermique des relais sont récapitulés ci-dessus :

Tableau (V.2) : la protection thermique des relais

Relais	Pickup (amp)	N. horaire (TMS)	Temps prévu (ms)
R-tr2-sec	6.07	0.138	400
R-tr2-prim	1.67	0.08	550
R-principal	0.145	0.373	700

## v.8.4 Réglage de la protection instantané 50

### v.8.4.1. Réglage de démarrage (Amp):

- ❖ Pour tous les relais de départ, nous insérons un défaut triphasé du côté BT du transformateur et notons le courant de défaut réfléchi du côté HT à travers le relais.

$$Pickup = \frac{1.3}{rapportCT} * \text{Courant de défaut primaire réfléchi du côté HT du transformateur}$$

Le facteur 1.3 est multiplié de manière à éviter le ramassage du relais pour défaut côté BT du transformateur c’est-à-dire pour un défaut hors de sa portée de niveau de tension.

- ❖ Pour tous les relais entrants :

$$Pickup = \frac{1.3}{rapportCT} * \text{Démarrage primaire du relais de descente immédiate}$$

Le facteur de 1,3 est multiplié de sorte que les réglages doivent être suffisamment élevés pour éviter le fonctionnement du relais avec la charge probable maximale, une marge appropriée étant autorisée pour les grands courants de démarrage du moteur ou transitoires d'appel du transformateur.

### v.8.4.2. Réglage du délai (sec):

- pour tous les relais d'alimentation,  
Délai = 0 sec (instantané) ou (0,04 à 0,06 s)
- pour tous les relais entrants,  
Délai = 0,2 sec (pour permettre au relais d'alimentation de se déclencher en premier)

En allant du côté charge à l'amont et en appliquant au-dessus du deux points,

- pour le relai R-tr2-sec (côté charge), nous définissons un retard fixe (300/400 ms), car nous voulons que le relai se déclenche en 400 ms ou moins de toute façon pour un défaut à côté charge.
  - **R-tr2-prim (CT Ratio-100: 1):**
    - **Pickup:**
      - ✓ courant de défaut réfléchi côté HT du transformateur = 4.5 kA
      - ✓ Pickup primaire =  $1.3 * 4.5 = 5.85 KA$
      - ✓ Pickup =  $5850 / 150 = 39A$ , délai de démarrage: 0 sec (instantané)
  - **R-principal (relais entrant) (rapport CT -300: 1):**
    - **Pickup:**
      - ✓ Pickup primaire du relais de descente immédiate = 5.3 kA
      - ✓ Pickup =  $1,3 * 5300/300 = 22.96 A$  Retard: 0,2 sec

Tableau (v.2): la protection instantané 50

Niveau 50		
Relay	Pickup (Amp)	Temps (s)
R-tr2-prim	39	0
R-principal	22.96	0.2

## V.9. Résultats de la simulation et comparaison

En saisissant le démarrage et le réglage du temps des relais obtenus à partir des calculs au chapitre 4 des relais de surintensité (niveau 50 et 51) et de défaut à la terre (niveau 50 et 51), nous pouvons simuler le déclenchement du système et la coordination des relais en cas de tout type de panne survenant à tout moment sur le système considéré. Les résultats dans la visionneuse de séquence de défauts triphasés à différents emplacements sont joints ci-dessous: de même, nous avons calculé le démarrage et le retard pour le reste des relais comme indiqué ci-dessous:

## V.10 Les cas de défauts en d'hors de la zone de la protection différentiel :

### Cas N°01 : défaut phase terre

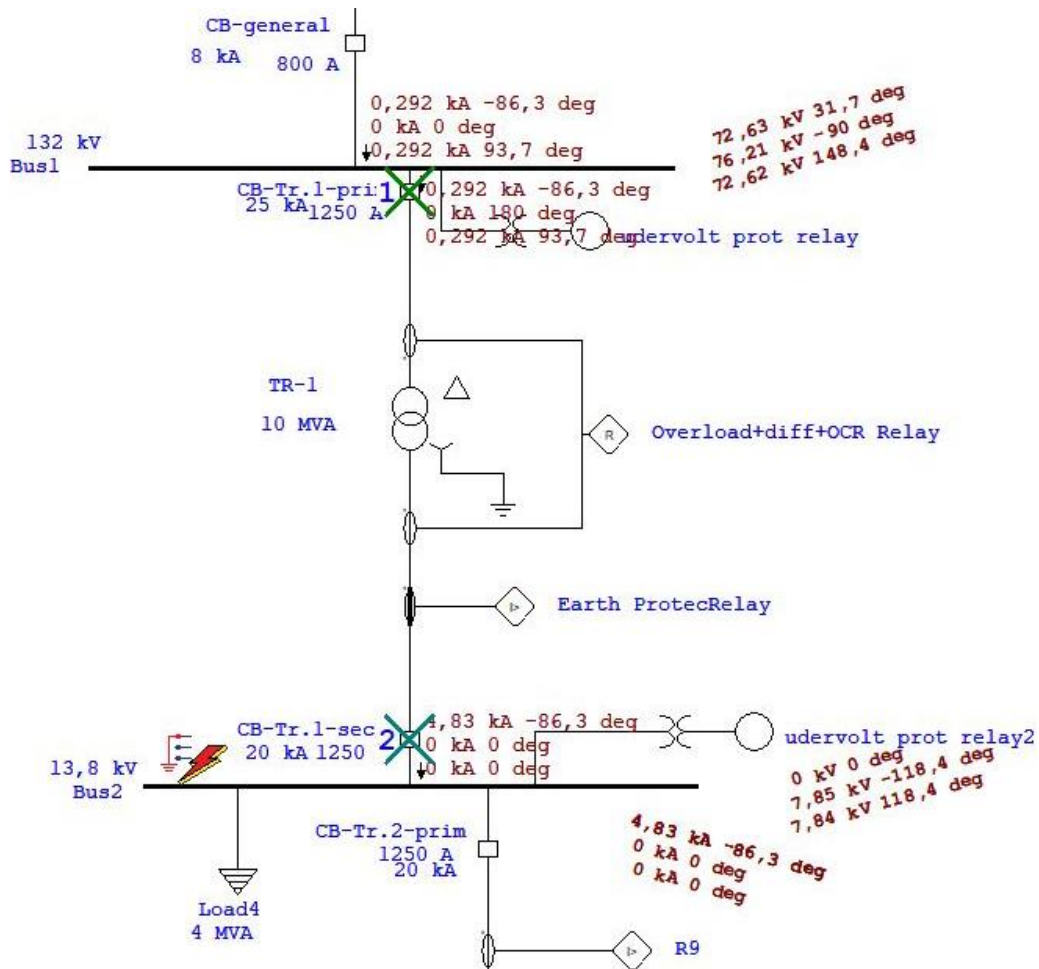


Figure (V.2) : simulation du défaut phase terre sur un jeu de barre en aval du transformateur HT/MT

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-08-2020	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	Overload+di...	0,292	0,0		Phase - OC1 - 50
21,4	Overload+di...	0,292	21,4		Overload Phase - Thermal
46,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
46,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
67,4	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
67,4	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
100	udervolt prot...		100		Undervoltage - 27
152	CB ( GETCO)		52,0		Tripped by udervolt prot relay2 Undervoltage - 27
200	Earth Protec...	4,831	200		Ground - OC1 - 50
252	CB-general		52,0		Tripped by Earth ProtecRelay Ground - OC1 - 50
640	Overload+di...	0,292	640		Phase - OC1 - 51
686	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51
686	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51

Figure (V.3): séquences des relais de protection du transformateur HT/MT

**Discussion :**

Dans ce cas de simulation le défaut phase terre est sur le jeu de barre en aval du transformateur d’où le courant de défaut sur la phase touché a atteint la valeur de 4.83 KA et dans le jeu de barre en amont du transformateur a atteint la valeur de 0.292 KA qui a causé des chute de tension dans les autres deux phase qui ont atteint la valeur de 7.85 KV en aval alors qu’elle étés a 13.8 KV dans les conditions normal et la valeur de 72.62 KV en amont du transformateur HT/MT alors elle étés a 132 KV dans les conditions normal.

Après cet incident de défaut la protection mise en place sur le transformateur doit réagir suivant les réglages qui ont étés effectuer précédemment et qui ont donné les réactions des relais et disjoncteurs présenté sur la figure des séquences de protection.

- 1- En premier lieu on remarque l’intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surchage + différentiel + maximum de courant) d’où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-50 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.292 KA qui ordonne lui-même l’ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant.
- 2- Après un temps de 21.4 ms on remarque l’intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l’ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $21.4+46 = 67.4$  ms.
- 3- Après un temps de 100 ms la protection de sous tension détecté par le relais mis sur le bus 1 a détecté une sous tension sur ce jeu de barre donc elle intervient on coupant le disjoncteur CB (GETCO) après 52 ms ce qui donne un temps global de 152ms après le défaut.

- 4- Apres un temps de 200 ms la protection de défaut de terre a détecté le défaut et ordonne l'ouverture du disjoncteur CB-général après 52 ms ce qui donne un temps global de 252ms après le défaut.
- 5- Apres un temps de 640 ms la partie protection relais de protection thermique 51 qui a ordonner l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant ce qui donne un temps global de 686 ms.

**Interprétation :**

On note que les protections cité ci-dessus ne vont pas intervenir réellement en même temps mais il y a une coordination pour isolé le défaut et en cas ou le défaut n'est pas isolé à cause d'une panne d'un relais il y a plusieurs alternative pour assurer la coupure certaine de ce défaut même en cas de panne des disjoncteurs en amont ou en val du transformateur HT/MT.

**Cas N°02 : entre deux phases**

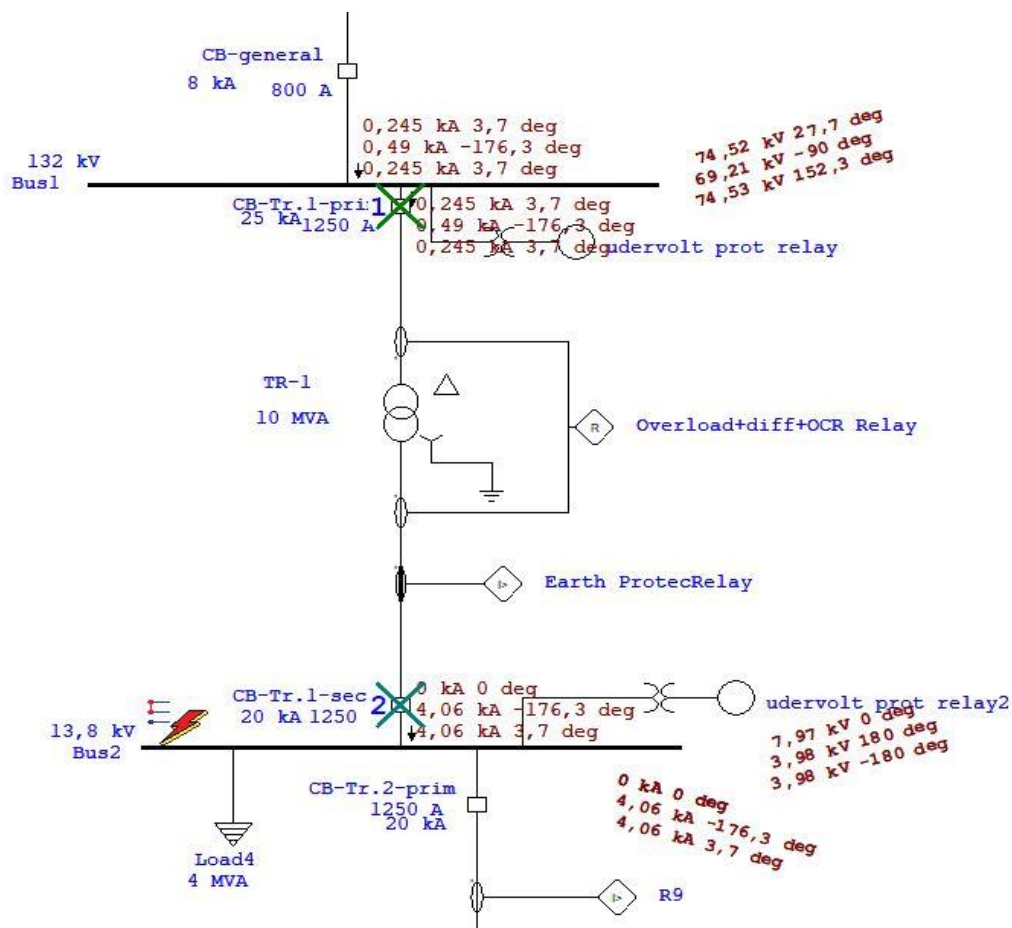


Figure (V.4): simulation du défaut phase-phase sur un jeu de barre en aval du transformateur HT/MT

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-08-2020	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	Overload+diff+OCR Relay	0,49	0,0		Phase - OC1 - 50
9,6	Overload+diff+OCR Relay	0,49	< 9,6		Overload Phase - Thermal
46,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
46,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
55,6	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
55,6	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
100	udervolt prot relay2		100		Undervoltage - 27
152	CB ( GETCO)		52,0		Tripped by udervolt prot relay2 Undervoltage - 27
279	Overload+diff+OCR Relay	0,49	279		Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51

Figure (V.5): séquences des relais de protection du transformateur HT/MT

**Discussion :**

Dans ce cas de simulation le défaut entre deux phase est sur le jeu de barre en aval du transformateur d'où le courant de défaut sur la phase touché a atteint la valeur de 0 KA, et dans le jeu de barre en amont du transformateur a atteint la valeur de 0.245 KA qui a causé des chute de tension dans les autres deux phase qui ont atteint la valeur de 3.98 KV en aval alors qu'elle étés a 13.8 KV dans les conditions normal et la valeur de 74.53 KV en amont du transformateur HT/MT, alors elle étés a 132 KV dans les conditions normal.

- 1- En premier lieu on remarque l'intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d'où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-50 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.49 KA qui ordonne lui-même l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant.
- 2- Apres un temps moins de 9.6 ms on remarque l'intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $9.6+46 = 55.6$  ms.
- 3- Apres un temps de 100 ms la protection de sous tension détecté par le relais mis sur le bus 1 a détecté une sous tension sur ce jeu de barre donc elle intervient on coupant le disjoncteur CB (GETCO) après 52 ms ce qui donne un temps global de 152ms après le défaut.

- 4- Apres un temps de 279 ms la protection de défaut de phase a détecté le défaut et ordonne l'ouverture du disjoncteur CB-général après 46 ms ce qui donne un temps global de 325 ms après le défaut.
- 5- Apres un temps de 46 ms la partie protection relais de protection thermique 51 qui a ordonner l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant ce qui donne un temps global de 92 ms.

**Interprétation :**

Même chose pour le défaut entre deux phases, on note que les protections cité ci-dessus ne vont pas intervenir réellement en même temps mais il y a une coordination pour isolé le défaut et en cas ou le défaut n'est pas isolé à cause d'une panne d'un relais il y a plusieurs alternative pour assurer la coupure certaine de ce défaut même en cas de panne des disjoncteurs en amont ou en val du transformateur HT/MT.

**Cas N°03 : défaut triphasé**

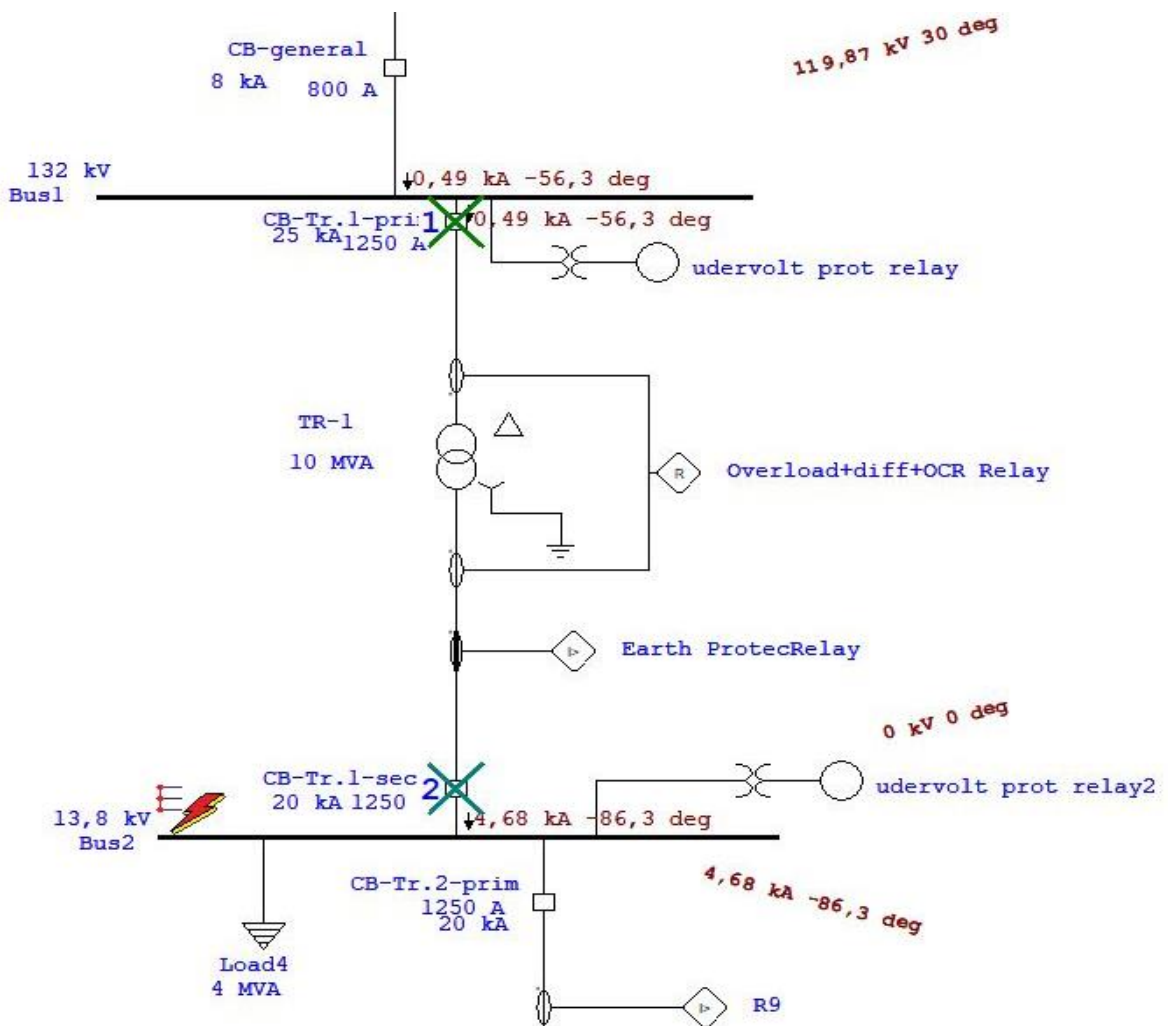


Figure (V.6): simulation du défaut triphasé sur un jeu de barre en aval du transformateur HT/MT

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-08-2020	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	Overload+diff+OCR Relay	0,49	0,0		Phase - OC1 - 50
9,6	Overload+diff+OCR Relay	0,49	< 9,6		Overload Phase - Thermal
46,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
46,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
55,6	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
55,6	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
100	udervolt prot relay2		100		Undervoltage - 27
152	CB ( GETCO)		52,0		Tripped by udervolt prot relay2 Undervoltage - 27
279	Overload+diff+OCR Relay	0,49	279		Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51

Figure (V.7): séquences des relais de protection du transformateur HT/MT

**Discussion :**

Dans ce cas de simulation le défaut triphasé est sur le jeu de barre en aval du transformateur d'où le courant de défaut sur la phase touché a atteint la valeur de 4.68 KA, et dans le jeu de barre en amont du transformateur a atteint la valeur de 0.49 KA qui a causé des chute de tension dans les autres deux phase, qui ont atteint la valeur de 0 KV en aval alors qu'elle étés a 13.8 KV dans les conditions normal et la valeur de 119.87 KV en amont du transformateur HT/MT alors elle étés a 132 KV dans les conditions normal.

Après cet incident de défaut la protection mise en place sur le transformateur doit réagir suivant les réglages qui ont été effectués précédemment et qui ont donné les réactions des relais et disjoncteurs présentés sur la figure des séquences de protection.

- 1- En premier lieu on remarque l'intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois types de protection (surchage + différentiel + maximum de courant) d'où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-50 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.49 KA qui ordonne lui-même l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant.
- 2- Après un temps moins de 9.6 ms on remarque l'intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $9.6+46 = 55.6$  ms.

- 3- Apres un temps de 100 ms la protection de sous tension détecté par le relais mis sur le bus 1 a détecté une sous tension sur ce jeu de barre donc elle intervient on coupant le disjoncteur CB (GETCO) après 52 ms ce qui donne un temps global de 152ms après le défaut.
- 4- Apres un temps de 279 ms la protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) a détecté le défaut et ordonne l'ouverture du disjoncteur CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms ce qui donne un temps global de 325ms après le défaut.

**Interprétation :**

On remarque en simulant un défaut triphasé que les méthodes de protection mentionnées ci-dessus n'intervient pas en même temps, mais plutôt séquentiellement pour isoler le défaut.

**V.11 Les cas de défauts à l'intérieur de la zone de la protection différentiel :**

**Cas N°01 : défaut phase terre**

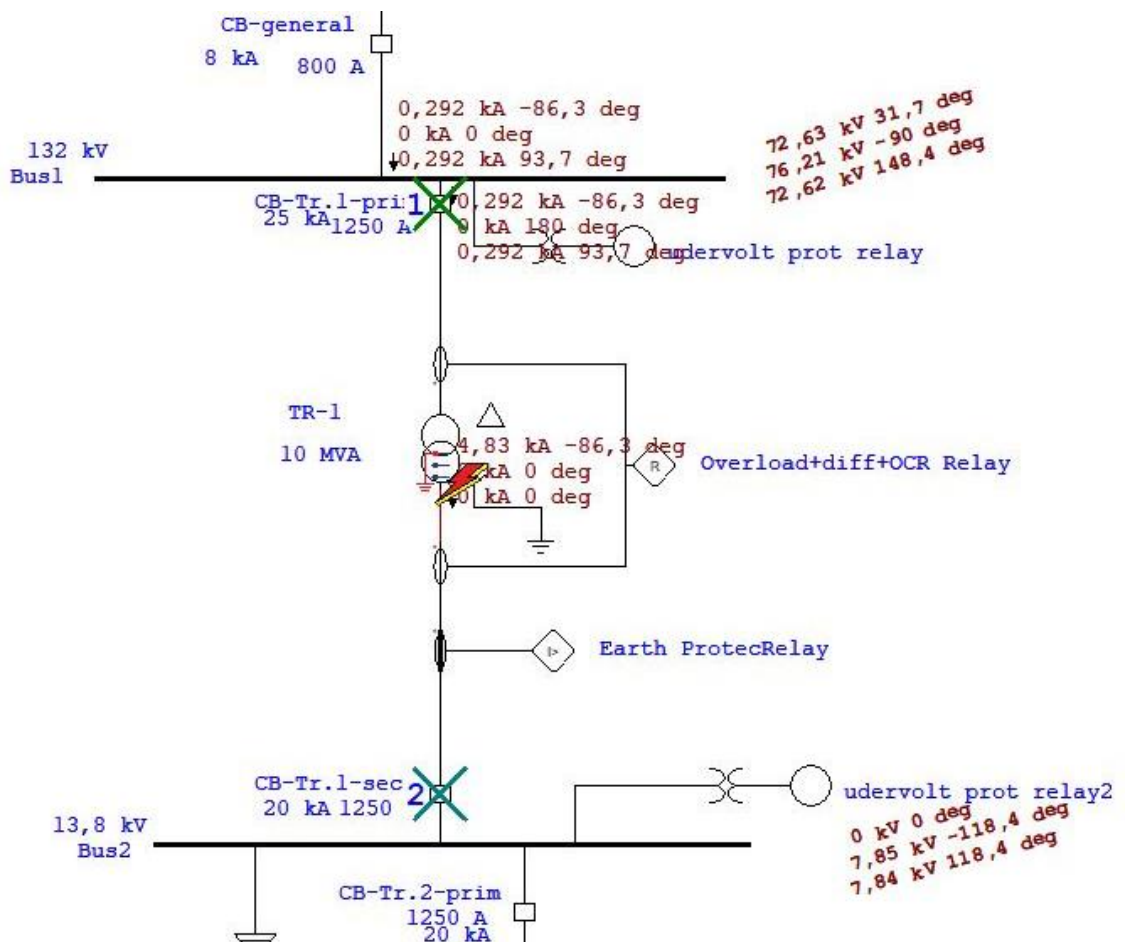


Figure (V.8): simulation du défaut phase terre sur le câble en aval du transformateur HT/MT

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between CT32 & TR-1. Adjacent bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-08-2020	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	Overload+diff+OCR Relay	0,292	0,0		Phase - OC1 - 50
20,0	Overload+diff+OCR Relay		20,0		Phase - 87
21,4	Overload+diff+OCR Relay	0,292	21,4		Overload Phase - Thermal
46,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
46,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
66,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - 87
66,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - 87
67,4	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
67,4	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
100	udervolt prot relay2		100		Undervoltage - 27
152	CB ( GETCO)		52,0		Tripped by udervolt prot relay2 Undervoltage - 27
640	Overload+diff+OCR Relay	0,292	640		Phase - OC1 - 51
686	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51
686	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51

Figure (V.9): séquences des relais de protection du transformateur HT/MT

**Discussion :**

Dans ce cas de simulation le défaut phase terre à l’intérieur de la zone de la protection différentielle est sur le transformateur d’où le courant de défaut sur le côté touché a atteint la valeur de 4.83 KA, qui a causé des chute de tension dans les autres deux phase qui ont atteint la valeur de 7.85 KV en aval alors qu’elle étés a 13.8 KV dans les conditions normal et la valeur de 76.21 KV en amont du transformateur HT/MT alors elle étés a 132 KV dans les conditions normal.

- 1- En premier lieu on remarque l’intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d’où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-50 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.292 KA.
- 2- Apres un temps de 21.4 ms on remarque l’intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l’ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $21.4+46 = 67.4$  ms.
- 3- Apres un temps de 66 ms on remarque l’intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l’ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $66+46 = 112$  ms.

- 4- Apres un temps de 100 ms, on remarque l'intervention de la partie sous tension détecté par relais numérique qui elle-même ordonne l'ouverture du disjoncteur de protection CB (GETCO) qui prennent un temps de 52 ms pour couper le courant donc ça donne  $100+52 = 152$  ms.
- 5- Apres un temps de 640 ms, on remarque l'intervention du relais numérique du transformateur, qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d'où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-51 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.292 KA qui ordonne lui-même l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant, ce qui donne un temps global de 686 ms.

**Interprétation :**

On note que dans la simulation du défaut phase terre à l'intérieur de la zone de protection, le courant de défaut est égale à 4.83 KA, et les protections cité ci-dessus ne vont pas intervenir réellement en même temps mais il y a une coordination pour isolé le défaut.

**Cas N°02 : entre deux phases**

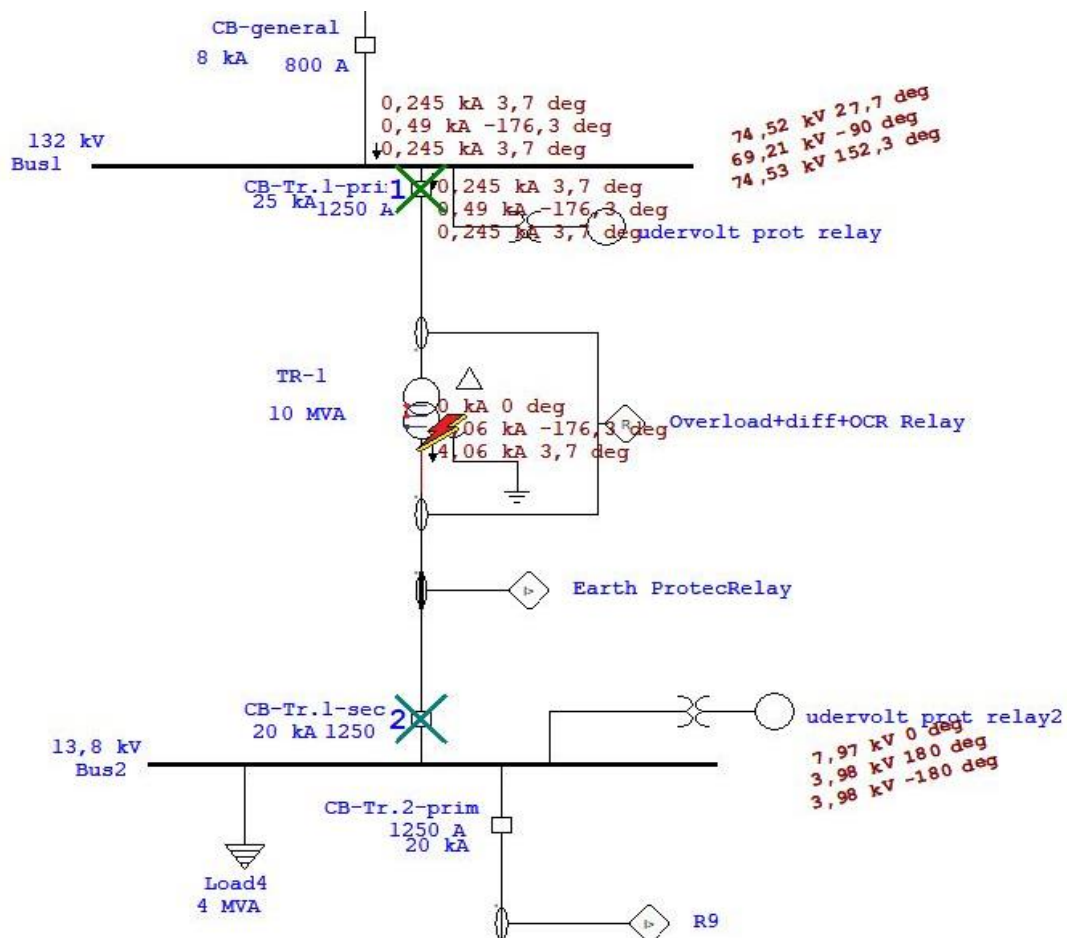


Figure (V.10): simulation du défaut phase-phase sur le câble en aval du transformateur HT/MT

Line-to-Line (Symmetrical) fault on connector between CT32 & TR-1. Adjacent bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-08-2020	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	Overload+diff+OCR Relay	0,49	0,0		Phase - OC1 - 50
9,6	Overload+diff+OCR Relay	0,49	< 9,6		Overload Phase - Thermal
20,0	Overload+diff+OCR Relay		20,0		Phase - 87
46,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
46,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
55,6	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
55,6	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
66,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - 87
66,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - 87
100	udervolt prot relay2		100		Undervoltage - 27
152	CB ( GETCO)		52,0		Tripped by udervolt prot relay2 Undervoltage - 27
279	Overload+diff+OCR Relay	0,49	279		Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51

Figure (V.11): séquences des relais de protection du transformateur HT/MT

**Discussion :**

Dans ce cas de simulation le défaut entre deux phase à l’intérieur de la zone de la protection différentielle est sur le transformateur d’où le courant de défaut sur le côté touché a atteint la valeur de 6 KA. qui a causé des chute de tension dans les autres deux phase qui ont atteint la valeur de 3.98 KV en aval alors qu’elle étés a 13.8 KV dans les conditions normal et la valeur de 69.21 KV en amont du transformateur HT/MT alors elle étés a 132 KV dans les conditions normal.

- 1- En premier lieu on remarque l’intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d’où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-50 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.49 KA.
- 2- Apres un temps moins de 9.6 ms on remarque l’intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l’ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $9.6+46 = 55.6$  ms.
- 3- Apres un temps de 100 ms on remarque l’intervention de la partie sous tension détecté par relais numérique qui elle-même ordonne l’ouverture du disjoncteur de protection CB (GETCO) qui prennent un temps de 52 ms pour couper le courant donc ça donne  $100+52 = 152$  ms.
- 4- Apres un temps de 279 ms on remarque l’intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d’où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-51 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.49 KA qui ordonne lui-même l’ouverture des deux disjoncteurs de protection

du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant.

**Interprétation :**

On note que dans la simulation du défaut phase terre à l'intérieur de la zone de protection, les protections citées ci-dessus ne vont pas intervenir réellement en même temps mais il y a une coordination pour isolé le défaut.

**Cas N°03 : défaut triphasé**

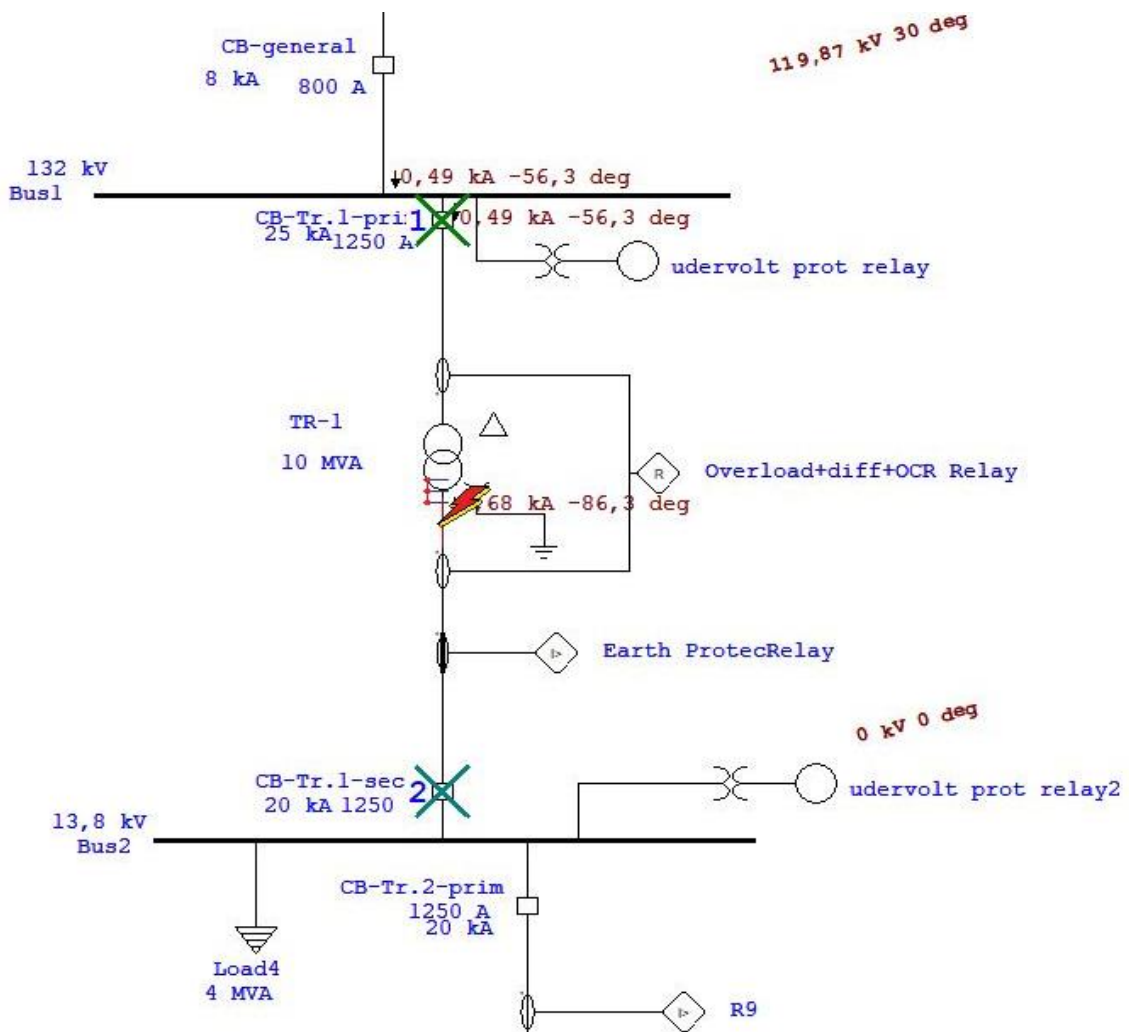


Figure (V.12): simulation du défaut triphasé terre sur le câble en aval du transformateur HT/MT

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT32 & TR-1. Adjacent bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 19-08-2020	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	Overload+diff+OCR Relay	0,49	0,0		Phase - OC1 - 50
9,6	Overload+diff+OCR Relay	0,49	< 9,6		Overload Phase - Thermal
20,0	Overload+diff+OCR Relay		20,0		Phase - 87
46,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
46,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 50
55,6	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
55,6	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Overload Phase - Thermal
66,0	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - 87
66,0	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - 87
100	udervolt prot relay2		100		Undervoltage - 27
152	CB ( GETCO)		52,0		Tripped by udervolt prot relay2 Undervoltage - 27
279	Overload+diff+OCR Relay	0,49	279		Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-prim		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51
325	CB-Tr.1-sec		46,0		Tripped by Overload+diff+OCR Relay Phase - OC1 - 51

Figure (V.13): séquences des relais de protection du transformateur HT/MT

### Discussion :

Dans ce cas de simulation le défaut triphasé à l'intérieur de la zone de la protection différentielle est sur le transformateur d'où le courant de défaut sur le côté touché a atteint la valeur de 68 KA. qui a causé des chute de tension dans les autres deux phase qui ont atteint la valeur de 0 KV en aval alors qu'elle étés a 13.8 KV dans les conditions normal et la valeur de 119.87 KV en amont du transformateur HT/MT alors elle étés a 132 KV dans les conditions normal.

- 5- En premier lieu on remarque l'intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d'où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-50 a intervenue instantanément à cause du courant détecté 0.49 KA.
- 6- Apres un temps moins de 9.6 ms on remarque l'intervention de la partie surcharge du relais numérique qui elle-même ordonne l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui prennent un temps de 46 ms pour couper le courant donc ça donne  $9.6+46 = 55.6$  ms.
- 7- Apres un temps de 100 ms on remarque l'intervention de la partie sous tension détecté par relais numérique qui elle-même ordonne l'ouverture du disjoncteur de protection CB (GETCO) qui prennent un temps de 52 ms pour couper le courant donc ça donne  $100+52 = 152$  ms.
- 8- Apres un temps de 279 ms on remarque l'intervention du relais numérique du transformateur qui combine trois type de protection (surcharge + différentiel + maximum de courant) d'où la partie protection à maximum de courant à temps indépendant OC-51 a intervenue instantanément à cause

du courant détecté 0.49 KA qui ordonne lui-même l'ouverture des deux disjoncteurs de protection du transformateur HT/MT, CB-TR.1-prim et CB-TR.1-sec qui eux même prennent un temps de 46 ms pour couper le courant, ce qui donne un temps global de 325 ms.

### **Interprétation** :

On note que dans la simulation du défaut phase terre à l'intérieur de la zone de protection, les méthodes de protection mentionnées ci-dessus n'intervient pas en même temps, mais plutôt séquentiellement pour isoler le défaut.

## **V.12. Méthodologie pour le réglage du défaut à la terre**

Les paramètres de démarrage et de temps pour les étages 51 et 50 pour le défaut à la terre peuvent être calculés de la même manière que nous avons calculée pour le relais de surintensité, à l'exception des différences suivantes:

- **Pickup:** Le capteur de relais de surintensité est défini au courant nominal tandis que la prise de relais de défaut à la terre de surintensité est réglée à 0,2 fois le courant nominal dans l'étage IDMT (51), tandis que la prise =  $0,4 * \text{courant nominal}$  dans l'étage de réglage haut (50).
- **Connexion du transformateur:** le réglage de l'heure à 51 étages du relais de défaut à la terre est augmenté en amont de la même manière que le réglage à 51 étages de la surintensité. Mais si le transformateur est connecté en triangle (neutre mis à la terre), le défaut côté étoile ne reflète aucun déséquilibre du courant de ligne du côté triangle. Ainsi, au lieu de poursuivre l'augmentation du temps en amont (le long de la ligne), nous recommandons par un déclenchement instantané côté delta. Et continuez à augmenter le temps en amont jusqu'au prochain transformateur étoile-triangle (c'est-à-dire lorsque le déséquilibre des courants de ligne dû au courant de défaut n'est pas réfléchi de l'autre côté).

## **V.13 Conclusion**

Ainsi, dans ce chapitre, nous avons présenté la méthode de calcul manuel et les résultats de l'analyse des court-circuités et de la coordination des relais d'une partie du système électrique 66kV d'une installation industrielle d'une capacité de 1218,5 MVA. La méthode d'analyse des court-circuits présentés ici est la méthode généralement utilisée dans les industries en référence à l'ect 158 de Schneider Electric. La méthode de coordination des relais utilisée dans ce rapport est basée sur des guides industriels (guide de protection Alstom) et des papiers IEEE. Sont obtenus à l'aide du programme d'analyse des transitoires électriques (ETAP).

Les relais de surintensité (défaut de phase et de terre) sont les principaux dispositifs de protection d'un réseau de distribution. La coordination des relais de surintensité dans le réseau radial est un problème d'optimisation très contraint. Les relais du système d'alimentation doivent être correctement coordonnés de manière à fournir une protection primaire et de secours, tout en évitant les dysfonctionnements et en évitant ainsi la panne inutile d'une partie saine du système. Dans cet article, le calcul manuel des paramètres de relais est présenté. Mais, si le réseau est très vaste et compliqué et que les calculs doivent être effectués encore et encore pour obtenir la meilleure coordination, cela devient très fastidieux, donc l'utilisation d'un logiciel comme ETAP est utile pour réduire les risques de dysfonctionnement et augmenter la vitesse. Ainsi, le logiciel ETAP fournit un outil efficace pour résoudre le problème de coordination des relais de surintensité dans le système de numérotation. Ainsi, on peut conclure que les résultats obtenus par les deux méthodes, à savoir le calcul manuel et la simulation, sont presque identiques.

# Conclusion générale

Les réseaux électriques sont toujours sujets à de nombreuses perturbations, y compris des courants de court-circuit, qui affectent directement la chute de tension et entraînent des dommages aux équipements constituant cette dernière. Et nous mentionnons surtout un élément essentiel parmi ces équipements, le relais, il faut donc qu'il intervienne pour donner l'ordre de couper le courant dans un court laps de temps afin que les autres pièces non concernées par le défaut ne soient pas endommagées, et pour cette raison il doit être pourvu comme le reste des équipements de lignes de transmission haute tension et générateurs de production d'énergie électrique avec de nombreux types de relais afin d'assurer un service continu et ininterrompu grâce au bon fonctionnement de ces relais.

C'est le but de notre travail, que nous avons commencé dans le premier chapitre en donnant une vision globale du transformateur (définition, principe, de fonctionnement, types, types de de protection installés sue celui-ci et finalité de celui-ci).

Dans le deuxième chapitre, nous avons discuté de la protection différentielle des transformateurs en vérifiant, dans le troisième chapitre nous avons étudié les différentes protections appliquées aux transformateurs de puissance, tandis que pour l'étude des cas de protection des transformateurs. Nous l'avons regardée dans le quatrième chapitre et ici nous avons étudié la protection de chaque transformateur en fonction de sa capacité et le dernier chapitre, nous avons consacré à la simulation à l'aide d'un programme ETAP, et ici nous incarnons tout ce que nous avons étudié sous forme de protection de transformateur de puissance, qui fait l'objet de notre mémoire.

# Bibliographie

- [1] Transformer Protection, HANDS-ON, Relay School, PULLMAN, WASHINGTON, MARCH 12-16, 2018 International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 6, Issue 5, May-2015 ,ISSN 2229-5518
- [2] Compagnie d'électricité saoudienne, Une formation en protection transformateur, Samir Abd Ali Zamzam, Ingénieur principal en transmission de puissance
- [3] Distribution BAC ELEEC, Transformateur de puissance, Eric Gicquel, Cifop
- [4] [https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur de puissance](https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance)
- [5] [https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Protection\\_diff%C3%A9rentielle&oldid=151224964](https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Protection_diff%C3%A9rentielle&oldid=151224964)
- [6] Mr Belazzoug Messaoud, '' Etude de la protection d'un transformateur principal 533 MVA '' Master en Electrotechnique, université de Blida, 2016-2017
- [7] Mr Mahdad Belkacem, ''Protection d'un Transformateur de Puissance'' Master en Electrotechnique, université Biskra Soutenu le 08/07/2019
- [8] (en) Jos Arrilaga, *High voltage direct current transmission*, vol. 6, Londres, Institution of Electrical Engineers, coll. « Power and energy », 1998 (ISBN 0-85296-941-4)
- [9] Christophe Perrier, Étude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateur de puissance - recherche d'un mélange optimal, Lyon, école centrale de Lyon, 2005
- [10] Isolation papier, Weidmann
- [11] CEI 60076-1 à 18 à l'exception de la 6 correspondant aux bobines d'inductance.
- [12] IEEE C57.12. \*\*
- [13] GENIE ELECTRIQUE, Vade-mecum d'électrotechnique (réseaux, production, électronique de puissance, systèmes industriels), Catherine LE TRIONNAIRE, Jean-Pierre PICHENY
- [14] Groupe de travail B5.05, *Modern techniques for protectiong, controlling and monitoring power transformers*, CIGRÉ, coll. « brochure 463 », juin 2011
- [15] « Présentation Merlin Gerlin de la protection différentielle » (consulté le 9 janvier 2013)
- [16] B. Nim Taj, A. Mahmoudi et S. Kahourzade, « Comparison of Low-Impedance Restricted Earth Fault Protection in Power-Transformer Numerical Relays », *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 2011 (consulté le 21 janvier 2013)