



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2020

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : électrotechnique industrielle

Présenté par :

- **AZZOUZ Mohamed Amine**
- **MERALET Bilal**

*Étude de la protection du transformateur de puissance élévateur
13KV/235KV du poste de transformation de la central thermique de Marsat
El Hadjadj.*

Soutenu le .../ 09 / 2020 devant le jury composé de :

Président :	Slimane Souag	MCB	Université de Mostaganem
Examineur :	OMARI Hamza	MAA	Université de Mostaganem
Encadreur :	Bekkouche Benaissa	PR	Université de Mostaganem
Co-Encadreur :	kobibi Youcef	Doctorant	

Année Universitaire 2019/2020

ملخص:

يقدم هذا العمل دراسة تفصيلية عن حماية محول القدرة، وقد تم تقديم هذه الدراسة من خلال عرض للدورة الإنتاجية لمحطة الطاقة الحرارية مرسى الحجاج. محولات الطاقة محمية بشكل أساسي من الأعطال الداخلية باستخدام الحماية التفاضلية. تكتشف تقنية الحماية هذه تيارًا تفاضليًا (يختلف عن الصفر)، ثم ينشط قاطع الدائرة الذي يفصل محول الطاقة. ومع ذلك، يمكن إنتاج هذا التيار التفاضلي (يختلف عن الصفر) بواسطة تيار الإثارة ويمكن أن يتسبب في تشغيل غير ضروري للترحيل. تيار المغنطة هذا هو تيار عابر يظهر فقط عندما يتم تنشيط المحول أو بعد التخلص من عطل خارجي. يجب تحسين نظام الحماية التفاضلية للمحول بحيث يكون قادرًا على التمييز بين التيار التفاضلي (المختلف عن الصفر) الناتج عن تيار التمغنط والتيار الناتج عن خطأ داخلي. تم اقتراح العديد من الطرق لمنع نظام الحماية التفاضلية أثناء تيار الإثارة، حيث تم استخدام المكونات التوافقية كوسيلة للكشف. ومع ذلك، توفر الحماية الرقمية عددًا من المزايا مقارنة بالمزايا التقليدية. ومع ذلك، أجرينا محاكاة باستخدام برنامج ما تلاب سيمولينك لتحليل سلوك كل حماية (تقليدية ورقمية). أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن الحماية الرقمية أكثر موثوقية مقارنة بالحماية التقليدية من وجهة نظر الحساسية والسرعة.

الكلمات المفتاحية: محول الطاقة؛ الحماية التفاضلية؛ الحماية التقليدية و الحماية الرقمية.

Résumé

Ce travail présente une étude détaillée sur la protection d'un transformateur de puissance. Cette étude a été introduite par une présentation du cycle de production du central thermique de Marsat El Hadjadj. Un transformateur de puissance est principalement protégé contre les défauts internes à l'aide d'une protection différentielle. Cette technique de protection détecte un courant différentiel (différent à zéro), puis actionne un disjoncteur qui débranche le transformateur de puissance. Cependant, ce courant différentiel (différent à zéro) peut être produit par courant d'excitation et peut provoquer un fonctionnement inutile du relais. Ce courant de magnétisation est un courant transitoire qui apparaît seulement lorsque le transformateur est mis sous tension où après l'élimination d'un défaut externe. Le système de protection différentielle du transformateur doit être amélioré de manière à pouvoir distinguer entre le courant différentiel (différent à zéro) produit par le courant de magnétisation et celui produit par un défaut interne. Plusieurs méthodes ont été proposées pour bloquer le système de protection différentielle au cours de courant d'excitation, où les composantes harmoniques ont été utilisées comme moyens de détection. Toutefois, la protection numérique offre un certain nombre d'avantages par rapport aux conventionnels. Cependant nous avons réalisé une simulation sous le logiciel Matlab-Simulink pour analyser le comportement de chaque protection (conventionnelle et numérique). Les résultats obtenus ont montrés que la protection numérique est plus fiable en comparant avec la protection conventionnelle du point de vue sensibilité et rapidité.

Mot clé: transformateur de puissance, protection différentielle, la protection conventionnelle et la protection numérique.

Summary

This work presents a detailed study on the protection of a power transformer. This study was introduced by a presentation of the production cycle of the Marsat El Hadjadj thermal power station. A power transformer is mainly protected against internal faults using differential protection. This protection technique detects a differential current (different to zero), then activates a circuit breaker which disconnects the power transformer. However, this differential current (different to zero) can be produced by excitation current and can cause unnecessary

operation of the relay. This magnetization current is a transient current which appears only when the transformer is energized or after elimination of an external fault. The transformer differential protection system must be improved so as to be able to distinguish between the differential current (different to zero) produced by magnetization current and that produced by an internal fault. Several methods have been proposed to block the differential protection system during excitation current, where harmonic components have been used as a means of detection. However, digital protection offers a number of advantages over conventional ones. However, we carried out a simulation using Matlab-Simulink software to analyze the behavior of each protection (conventional and digital). The results obtained have shown that digital protection is more reliable when compared with conventional protection from the point of view of sensitivity and speed.

Key words: power transformer, differential protection, conventional protection and digital protection.

DEDICACE

Nous dédions ce travail la lumière de notre vie, mes chers parents, en témoignage de leur amour et de leur sacrifice sans limites ; nous leurs souhaite une bonne santé, que Dieu me les garde.

À toutes les personnes qui nous ont accompagnés, Par une parole, UN geste ou même une pensée, A toutes celles qui ont contribué de près ou de loin à cette finalité

A nos frères qui nous ont soutenus et encouragés tous au long de notre projet

A nos sœurs, qui nous ont toujours soutenus et poussés à donner le meilleur de nous-même, A nos chères amies et cousines.

A tous mes collègues de la promotion 2019/2020.

Avec une grande dédicace spéciale à Mr BEKKOUCH BENAÏSSA, qui nous a encouragés et nous a permis de mener à bien ce travail.

Remerciement

Nous remercions Dieu de nous avoir données la force, la volonté et le courage pour accomplir ce modeste travail.

*Tout d'abord, avant tout, Nous tenons à exprimer nos profondes gratitudees à **monsieur Bekkouch Benaissa** enseignant à l'université de Mostaganem qui a assumé la direction de ce travail. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de nos reconnaissances pour son dévouement, sa patience sa disponibilité, ses conseils et son aide constant qu'il nous apportés tout au long de ce travail.*

*Nous tenons à remercier vivement notre co-encadreur monsieur **kobibi Youcef**, pour son accueil, le temps passé ensemble et le partage de son expertise au quotidien. Grâce aussi à sa confiance qu'on a accomplie notre rédaction.*

*Nous remercions vivement au président et membres du jury : **Mr Slimane Souag** et **Mr OMARI Hamza** pour avoir bien vouloir accepter de faire partie du jury de soutenance. Qu'ils trouvent ici l'expression de nos gratitudees respect.*

Nous remercions aussi toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin au sein de la Centrale de production d'énergie électrique a Marsat El Hadjadj lors de notre stage pratique.

Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui nous ont conseillé lors de la rédaction de cette étude : notre famille, nos amies et nos camarades de promotion.

Sommaire

Sommaire

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Généralité sur les transformateurs de Marsat El Hadjadj	
I.1. Introduction:.....	4
I.2. Présentation de l'entreprise d'accueil:.....	4
I.2.1. Relation entre la production (SPE), le transport (GRTE) et la distribution d'électricité (SDX):	5
I.2.2. Présentation de la centrale de MARSAT EL HADJADJ:	5
I.2.3. Situation géographiques:	6
I.2.4. Installation électrique:.....	6
I.2.4.1. Partie Haute Tension (220 KV):	7
I.2.4.2. Ligne de Secours:	7
I.2.4.3. TYPES DE DECLANCHEMENTS :	8
I.3. Généralité sur transformateur de Marsat El Hadjadj :.....	9
I.3.1. Transformateurs de puissance :	9
I.3.1.1. Description :.....	9
I.3.1.2. Les composants du transformateur de puissance :	10
I.3.1.3. Principe de fonctionnement :	10
I.3.1.4. Constitution :.....	11
I.3.1.4.1. Circuit magnétique :	11
I.3.1.4.2. Circuit électrique (bobinage) :.....	12
I.3.1.5. Rôle et domaine d'application :	12
I.3.1.6. Différents types de transformateurs :.....	13
I.3.1.6.1. Classification selon le type de construction :	13
I.3.1.6.2. Classification selon le domaine d'application :	14
I.3.1.6.3. Classification selon le type de refroidissement :	14
I.3.2. Le transformateur principal :.....	15
I.3.2.1 Couplage des enroulements :	16

Sommaire

I.3.2.1.1. Modes de couplage :	17
I.3.2.1.2. Choix de couplage :	18
I.3.2.2. Fonctionnement en régime équilibré :	18
I.3.2.2.1. Indice horaire :	18
I.3.2.2.2. Détermination de l'indice horaire :	19
I.3.2.2.3. Rapport de transformation :	19
I.2.2.3. Mode de refroidissement :	20
I.3.2.4. System d'incendie :	20
I.3.2.5. Isolants électriques pour transformateurs :	21
I.3.2.5.1. Caractéristiques des huiles minérales :	21
I.3.2.5.1.1. Choix de l'huile :	21
I.3.2.5.1.2. Rôle des huiles isolantes :	22
I.3.2.5.1.3. Analyses d'huile et diagnostic de transformateur :	22
I.4. Conclusion :	23

Chapitre II : Système de protection du transformateur de puissance

II.1. Introduction :	25
II.2. Instruments de mesure et de protection :	25
II.2.1. Les transformateurs de mesure:	26
II.2.1.1. Transformateur de tension TT :	27
II.2.1.2. Transformateur de courant TC :	29
II.2.2. Mesure Température d'enroulement:	35
II.2.3. Sonde de température d'huile:	36
II.2.4. Les relais de protection:	36
II.2.4.1. Principe de fonctionnement d'un relais:	38
II.2.4.2. Différents types de relais:	40
II.3. Défaillance du transformateur de puissance:	42
II.3.1. Les défauts internes:	42

Sommaire

II.3.1.1. Défaut entre phases (enroulements):-----	42
II.3.1.2. Défaut entre spire (même enroulements): -----	43
II.3.1.3. Défaut à la terre: -----	43
II.3.1.4. Défaut entre enroulement et la cuve: -----	43
II.3.2. Les défauts externes: -----	43
II.3.2.1. Court-circuit externe: -----	43
II.3.2.2. Les surcharges: -----	45
II.3.2.3. Surtension: -----	45
II.4. Protection et surveillance de transformateur de puissance:-----	45
II.4.1. Rôle des protections: -----	45
II.4.2. Différents types des protections:-----	45
II.4.2.1. Protections internes: -----	45
II.4.2.1.1. Protection par relais Buchholz :-----	45
II.4.2.1.2. Protection de masse cuve :-----	47
II.4.2.1.3. La protection thermique -----	48
II.4.2.1.4. La protection par DGPT : -----	48
II.4.2.2. Protection externes:-----	49
II.4.2.2.1. Protection des surtensions : -----	49
II.4.2.2.2. Protection à maximum d'intensité: -----	50
II.4.2.2.3. Protection différentielle: -----	50
II.4.2.2.3.1. Protection différentielle conventionnelle: -----	50
II.4.2.2.3.2. Protection différentielle numérique: -----	54
II.4.2.2.3.3. Principe de fonctionnement: -----	54
II.4.2.2.3.4 Condition de base de la protection différentielle:-----	56
II.5. Conclusion : -----	57

Chapitre III : Analyse et comparaison des résultats de simulation

III.1. Introduction :	59
III.2. Simulation de la protection différentielle :	59
III.2.1. Modèle de simulation :	59
III.2.2. Protection différentielle conventionnelle :	60
III.2.2.1. Fonctionnement normal :	61
III.2.2.1.1. Interprétation des résultats:	62
III.2.2.2. Défaut externe :	62
III.2.2.2.1. Interprétation des résultats:	64
III.2.2.3. Défaut interne :	64
III.2.2.3.1. Interprétation des résultats:	66
III.2.2.4. Faut déclenchement :	66
III.2.2.4.1. Interprétation des résultats:	67
III.2.3. Protection différentielle numérique:	68
III.2.3.1. Simulation d'un transformateur à vide	71
III.2.3.1.1 Interprétation des résultats:	72
III.2.3.2. Simulation d'un transformateur chargé :	73
III.2.3.2.1. Interprétation des résultats:	74
III.2.3.3. Simulation d'un transformateur chargé avec un défaut triphasé interne :	75
III.2.3.3.1 Interprétation des résultats:	77
III.2.3.4. Simulation d'un transformateur chargé avec un défaut triphasé externe:	77
III.2.3.4.1. Interprétation des résultats:	79
III.2.4. Comparaison entre les deux protection :	79
III.3. Conclusion :	80
Conclusion générale	82
Annexes	85
Bibliographie	87

Listes des Figures

Chapitre I : Généralité sur les transformateurs de Marsat El Hadjadj

Figure I. 1 : relation entre SPE, GRTE et SDx-----	5
Figure I. 2 : production thermoélectrique-----	5
Figure I. 3 : Les cinq groupes de production -----	6
Figure I. 4 : Architecture du réseau de centrale -----	8
Figure I. 5 : Différentes composantes constituant un transformateur de puissance -----	10
Figure I. 6: schéma d'un transformateur -----	11
Figure I. 7: circuit magnétique -----	12
Figure I. 8: Transformateur à colonnes-----	13
Figure I. 9: Transformateur type cuirassé -----	12
Figure I. 10: plaque signalétique -----	16
Figure I. 11 : Symbole de couplage du transformateur principal-----	17
Figure I. 12: Couplage de primaire -----	17
Figure I. 13: Couplage de secondaire-----	17
Figure I. 14: Représentation symboliques-----	18
Figure I. 15: Détermination de l'indice horaire -----	19
Figure I. 16: Processus de raffinage pour les huiles brutes-----	22

Chapitre II : Système de protection du transformateur de puissance

Figure II. 1 : Eléments constitutifs d'un système de protection. -----	26
Figure II. 2 : Utilisation des transformateurs de mesures -----	27
Figure II. 3 : Capacité parasite entre primaire et secondaire -----	27
Figure II. 4 : Transformateur de courant -----	30
Figure II. 5 : Modèle de transformateur de courant -----	30
Figure II. 6 : Courbe d'excitation de transformateur de courant-----	31
Figure II. 7: TC avec un secondaire ouvert -----	31

Listes des Figures

Figure II. 8: Capacité parasite entre primaire et secondaire-----	32
Figure II. 9: la classe de précision des transformateurs de courant pour mesure -----	33
Figure II. 10 : la classe de précision des transformateurs de courant pour protection --	34
Figure II. 11 : Type des relais -----	37
Figure II. 12: Développement dans la protection des lignes -----	37
Figure II. 13: Différents types de court-circuit. -----	43
Figure II. 14: Représentation de forme de courant de défaut symétrique -----	44
Figure II. 15: Représentation de forme de courant de défaut asymétrique -----	44
Figure II. 16: Relais BUCHHOLZ -----	46
Figure II. 17: Protection de masse cuve -----	47
Figure II. 18: Placement de TC tore. -----	48
Figure II. 19: dispositif de protection DGBT -----	49
Figure II. 20: Éclateur -----	49
Figure II. 21: parafoudre -----	49
Figure II. 22 : Schéma de fonctionnement de la protection différentielle -----	51
Figure II. 23: Schéma de défaut externe -----	55
Figure II. 24: Schéma de défaut interne -----	55

Chapitre III : Analyse et comparaison des résultats de simulation

Figure III. 1 : Modèle globale de simulation -----	60
Figure III. 2 : relais différentielle conventionnelle -----	60
Figure III. 3: Le courant primaire pour chaque phase -----	61
Figure III. 4: Zoom de courant primaire pour chaque phase -----	61
Figure III. 5 : Le courant secondaire pour chaque phase -----	61
Figure III. 6 : Zoom de courant secondaire pour chaque phase -----	62
Figure III.7 : Courant différentielle -----	62
Figure III.8 : Le signal de déclenchement du relais différentiel -----	62
Figure III. 9 : Le courant primaire pour chaque phase -----	63

Listes des Figures

Figure III. 10 : Le courant secondaire pour chaque phase -----	63
Figure III.11 : Courant différentielle-----	63
Figure III.12 : Le signal de déclenchement du relais différentiel -----	63
Figure III. 13 : Le courant primaire pour chaque phase -----	64
Figure III.14 : le courant secondaire pour chaque phase -----	65
Figure III.15 : Courant différentielle-----	65
Figure III.16 : Le signal de déclenchement du relais différentiel -----	65
Figure III.17 : zoom du signal de déclenchement à $t=0.6$ s-----	65
Figure III. 18 : Le courant primaire pour chaque phase -----	66
Figure III. 19 : zoom du courant primaire pour chaque phase à $t=0.2$ -----	66
Figure III.20 : le courant secondaire pour chaque phase -----	67
Figure III.21 : Courant différentielle-----	67
Figure III.22 : Le signal de déclenchement du relais différentiel -----	67
Figure III.23 : Zoom de signal de déclenchement à $t=0.2$ s-----	67
Figure III. 24 : relais différentielle numérique -----	68
Figure III.25 : Le contenu du bloc comparateur-----	69
Figure III. 26 : Le contenu du bloc comparateur harmonique -----	69
Figure III. 27 : Le contenu du bloc comparateur d'amplitude -----	69
Figure III. 28 : Organigramme du schéma de relais différentiel numérique -----	70
Figure III. 29: Courants d'appel des formes d'onde des trois phases du côté primaire du transformateur de puissance. -----	71
Figure III. 30 : Le courant secondaire pour chaque phase -----	71
Figure III.31 : Amplitude de courant primaire et secondaire-----	72
Figure III.32 : la différence entre courant primaire et secondaire-----	72
Figure III. 33: Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale -----	72
Figure III. 34 : Le signal de déclenchement du relais différentiel-----	72
Figure III. 35: Courant primaire pour chaque phase -----	73
Figure III. 36: Courant secondaire pour chaque phase -----	73

Listes des Figures

Figure III.37 : Amplitude de courant primaire et secondaire-----	74
Figure III.38 : la différence entre courant primaire et secondaire-----	74
Figure III. 39: Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale -----	74
Figure III. 40 : Le signal de déclenchement du relais différentiel-----	74
Figure III. 41: Courant primaire pour chaque phase -----	75
Figure III. 42: Courant secondaire pour chaque phase -----	75
Figure III.43 : Amplitude de courant primaire et secondaire-----	76
Figure III.44 : la différence entre courant primaire et secondaire-----	76
Figure III. 45 : Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale -----	76
Figure III. 46 : Le signal de déclenchement du relais différentiel-----	76
Figure III. 47: Zoom du Signal de déclenchement à $t=0.6$ s -----	77
Figure III. 48: Courant primaire pour chaque phase -----	77
Figure III. 49: Courant secondaire pour chaque phase -----	78
Figure III.50 : Amplitude de courant primaire et secondaire-----	78
Figure III.51 : la différence entre courant primaire et secondaire-----	78
Figure III. 52 : Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale -----	79
Figure III. 53 : Le signal de déclenchement du relais différentiel-----	79

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralité sur les transformateurs de Marsat El Hadjadj

Tableau. I. 1 : Composantes du transformateur de puissance	10
Tableau. I. 2: Caractéristique du transformateur principal	16

Chapitre II : Système de protection du transformateur de puissance

Tableau II. 1: La précision des TT pour la mesure	29
Tableau II. 2: La précision des TT pour la protection	29
Tableau II. 3: Limites permises pour l'erreur du courant et du déphasage.....	33
Tableau II. 4: Les TC de protection dans la centrale.....	35

Listes des Abréviations

Listes des Abréviations

SPE :	Société de production de l'électricité.
GRTE :	Gestionnaire du réseau de transport de l'électricité.
SDx :	Sociétés de distributions de l'électricité et du gaz.
TP :	Transformateur Principale.
HT :	Haut Tension.
THT:	Très haut Tension.
HTA:	Haut Tension seuil haut.
HTB:	Haut Tension seuil bas.
BT :	Base Tension.
MT :	Moyenne Tension.
Φ :	Flux magnétique.
TC :	Transformateur de Courant.
TT :	Transformateur de Tension.
CEI :	Commission Electrotechnique international.
DGPT:	Détection Gaz, pression et température.

Introduction générale

Introduction générale

L'approvisionnement en énergie électrique est assuré par un ensemble d'infrastructures qui garantit le transfert de cette énergie du point de production jusqu'au client. Un réseau électrique est l'ensemble des générateurs, 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 par l'alternateur est délivrée par un système spécial qui se base sur un transformateur principal.

Ce dernier a pour mission d'augmenter la tension de sortie du turbo-alternateur à une très haute tension pour minimiser les pertes de transports. Donc le transformateur est le maillon le plus fort de la chaîne de distribution de l'énergie électrique. Cependant toute perturbation de son fonctionnement provoque une pénurie de distribution. Pour cette raison, l'amélioration et la modernisation de la protection des transformateurs de puissance ont pris une importante considération par les chercheurs. Or la centrale de Marsat El Hadjadj été réalisé en 1984, avec le développement de la technologie numérique leurs systèmes sont dépassés dans le temps de réponse, les détections de défauts et la sensibilité. Le transformateur de puissance est actuellement protégé contre les défauts à l'aide d'une protection différentielle conventionnelle qui été sensible et elle été une technique de compensation rapide. Mais la protection numérique reste plus fiable, plus sensible et multi-optionnelles. Par conséquent, le développement de ces systèmes est devenu actuellement un devoir pour assurer la continuité de ces fonctions en futur. Afin de contribuer dans cette numérisation des systèmes, nous avons choisi de passer notre stage au niveau de cette centrale. Cependant ce stage pratique au sein de la structure nous a permet d'apprendre beaucoup de compétences pratiques, et d'avoir une grande familiarisation avec le matériel de la centrale. En effet, pour compléter notre savoir-faire sur ces systèmes industriels, nous avons choisi de faire une mémoire de fin d'étude sur la protection du transformateur principale.

Le développement du système électrique indique dans l'évolution et le renouvellement de tous ces composants. Un transformateur de puissance est une importante partie du réseau de transports d'énergie électrique, tant du point de vue de sa fonction sensible que de son prix élevé. De ce fait, sa disponibilité est très importante pour éviter des pertes de production dues à des pannes. La fiabilité du transformateur pourra être renforcée par une bonne protection et supervision. La protection doit être fiable et rapide afin de déconnecter le transformateur le plus rapidement possible, dans les délais, pour limiter les conséquences. La surveillance du

Introduction générale

transformateur de puissance peut être également utilisée pour détecter les conditions anormales pouvant entraîner le développement de défaut.

La technologie numérique a fait preuve dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Un relais numérique très performant assure la protection du transformateur principal, il regroupe plusieurs protections sous forme d'éléments à réglage différent, tel que la protection différentielle, surintensité de phase et surexcitation. Notre étude porte sur les éléments de protection utilisés dans la centrale, Le principal défi de la protection des transformateurs est de trouver un algorithme de relais numérique différentiel rapide et efficace qui isole le transformateur du système pour éviter les dommages matériels.

La protection différentielle est l'une de ces protections, elle consiste à comparer le courant entrant et le courant sortant dans la zone. Cette protection doit être fiable et rapide pour protéger et isoler le transformateur lors d'un défaut. On vise à modéliser cette protection afin d'établir une simulation dans des conditions de fonctionnement différentes pour mieux observer le comportement du système entier. Pour bien mener ce travail, nous avons élaboré un plan d'étude divisé en trois axes comme suit:

Le premier axe sera concerné à une présentation de la centrale thermique de marsat el hadjadj, un traitement générale du transformateur, en commençant par la description de leur fonctionnement, leur différents types et leurs éléments principaux.

Le deuxième présentera les instruments de mesure et de protection du transformateur HT/THT, Les relais de protection et leur principe de fonctionnement, les TC et le TT seront décrits. Les défauts internes et externes qui peuvent affecter les circuits des transformateurs seront exposés. Cependant le relais qui sera utilisé pour la protection du transformateur, doit regroupe plusieurs éléments de protection et possède des caractéristiques permettant de simplifier les réglages des éléments toute en utilisant une logique simple, et de faciliter le dépannage lors d'un défaut. La méthode numérique de l'algorithme de protection différentielle sera détaillée.

Le dernier axe sera consacré à la simulation afin d'analyser la protection du transformateur modélisé antérieurement en utilisant deux méthodes de protection. La première est une protection conventionnelle. La deuxième est une protection numérique. Une comparaison entre les deux techniques sera exécutée pour montre les avantage de la numérisation de la technologie.

En fin nous achèverons ce travail par des une conclusion générale et des recommandations.

Chapitre I

I.1.Introduction:

Afin de compléter notre formation et confronter nos connaissances acquises au niveau de l'université avec la réalité industrielle des unités de production, nous avons fait un stage et un mémoire de fin d'étude pour affirmer encore plus notre savoir et acquérir un état d'esprit industriel. Le stage pratique au sein de la centrale de production d'énergie électrique a Marsat El Hadjadj nous a permis d'apprendre beaucoup de compétences pratiques, La centrale thermique se présente de façon générale comme un ensemble industriel destiné à transformer de l'énergie. Le but final étant de délivrer de l'énergie électrique sur le réseau.

Le transformateur est un élément important dans le transport et la distribution de l'énergie électrique, Les transformateurs constituent une partie importante de ce secteur, ils sont utilisés essentiellement pour transmettre l'énergie électrique de la source aux consommateurs.

Dans ce 1^{er} chapitre nous allons introduire une présentation sur la centrale thermique de Marsat El Hadjadj, et aussi traiter d'une manière générale le transformateur, notre description commencera par leur fonctionnement, leur différents types et leurs éléments principaux.

I.2.Présentation de l'entreprise d'accueil:

La société nationale de l'électricité et du gaz « SONELGAZ » est la société la plus importante dans la fourniture de l'énergie électrique et gazière en Algérie. Cette société a subi plusieurs changements au fil des années, elle est passée d'une société qui avait le monopole de la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz à une société par action (SPA) sous forme de holding d'entreprises. Elle est composée de trois grandes filiales :

- SPE : Société de production de l'électricité
- GRTE : gestionnaire du réseau de transport de l'électricité
- SDx : sociétés de distributions de l'électricité et du gaz

La SONELGAZ a pour mission :

- La gestion des filiales
- élaboration et la mise en œuvre de la stratégie financière
- élaboration de la stratégie et le pilotage du groupe
- La définition de la politique de rémunération et du développement de la Ressource Humaine du Groupe.

I.2.1. Relation entre la production (SPE), le transport (GRTE) et la distribution d'électricité (SDX):

Après sa production dans les centrales (SPE), l'énergie électrique est injectée au réseau de transport. Le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE), transporte cette énergie sur de très longues distances jusqu'à le réseau de distribution (SDX), après une série de transformation l'énergie électrique arrive aux consommateurs comme est montré dans la Figure (I.1).

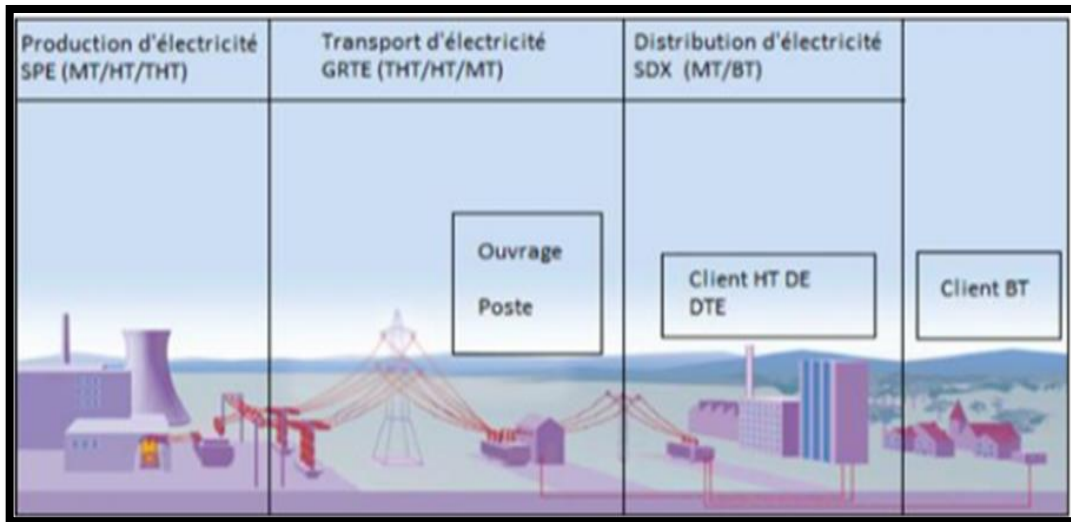


Figure I. 1 : relation entre SPE, GRTE et SDx [1].

I.2.2. Présentation de la centrale de MARSAT EL HADJADJ:

La production du courant électrique s'effectue aux moyens des centrales qui sont classées selon leurs Principes de fonctionnement en deux grandes catégories hydrauliques et thermiques.

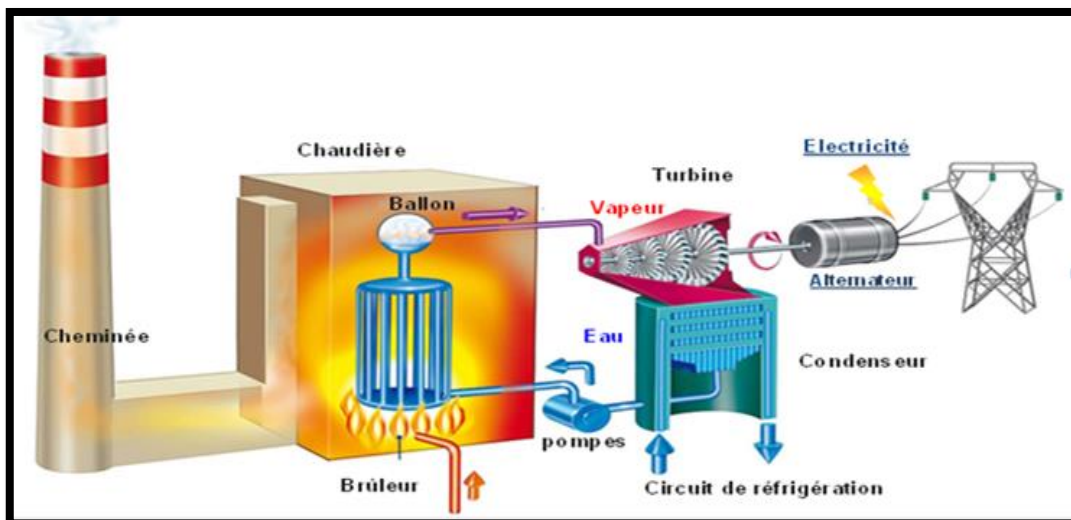


Figure I. 2 : production thermoélectrique [1].

La Centrale thermoélectrique de Marsat el hadjadj consiste à produire de l'électricité par l'alternateur à partir d'une transformation d'énergie calorifique en énergie mécanique ; cette énergie ne peut être directement transformée en énergie électrique, il faudra donc réaliser plusieurs transformations successives, la figure (I.2) représente la chaîne de production [1].

I.2.3.Situation géographiques:

La centrale thermoélectrique de Marsat el hadjadj est située au bord de la mer à 14 Km environ de la zone industrielle d'Arzew et à 50Km à l'est d'Oran .Cette centrale se compose de cinq tranches identiques produisant chacune 168 MW comme le montre la figure (I.3). Pour le réseau national et 8 MW pour les auxiliaires de la centrale. L'énergie produite est transmise avec des lignes de 225 KV vers une sous station de transformation 225KV / 63KV installée à 3 KM de la centrale vers le sud... [1].



Figure I. 3: Les cinq groupes de production [1].

I.2.4.Installation électrique:

La centrale thermoélectrique est destinée à produire une puissance de 176 MW à la borne de chaque alternateur. Une partie de cette puissance est utilisée pour alimenter les auxiliaires généraux soit les auxiliaires tranche [1].

➤ ALTERNATEUR :

Il s'agit d'un alternateur synchrone, triphasé, de fourniture ANSALDO, à deux pôles, à axe horizontal. Le refroidissement est du type indirect en hydrogène. Les caractéristiques principales sont :

- Puissance apparente : 220 MW.
- Facteur de puissance : 0,8.
- Tension : 13,8 KV \pm 5% KV.

- Fréquence : 50Hz.
- Vitesse : 3000 tr/min.
- **Transformateur principal :**
 - Puissance nominale : 220 MVA.
 - Tension côté H.T. : $235 \pm 2 \times 2,5 \%$ KV.
 - Tension côté B.T. : 13,8 KV.
- **Transformateur de soutirage :**
 - Puissance nominale : 15 MVA.
 - Puissance MAX : 20 MVA.
 - Tension côté H.T. : $13,8 \pm 2 \times 2,5 \%$ KV.
 - Tension côté B.T. : 6,6 KV.
- **Transformateur de réseau :**
 - Puissance nominale : 15 MVA.
 - Tension côté H.T. : $63 \pm 2 \times 2,5 \%$ KV.
 - Tension côté B.T. : 6,6 KV.

I.2.4.1.Partie Haute Tension (220 KV):

La tension du 220 KV qui est évaluée et produite par l'alternateur avec une tension de 13,8 KV en aval de ce dernier un disjoncteur machine et la transformation de la tension est élevée par un transformateur principal TP d'une Puissance nominal de 220 MVA (13,8 KV ; 220 KV) [1].

I.2.4.2.Ligne de Secours:

La ligne de secours est alimentée par le réseau en cas de manque de courant dans la centrale, avec une tension de 63 KV qui alimente les jeux de barres des MT des tranches à travers un transformateur de réseau TR00 (63 KV/6,6 KV). Cette même ligne assure l'interconnexions entre les trois tranches partie MT (6,6 KV).

Donc nous avons deux types de secours :

- Secours réseau tranche: avec fermeture DR00 et DR10, 20 ou 30 de la tranche à secourir.
- Secours tranche-tranche: ouverture DR00 et fermeture des disjoncteurs de la ligne de secours de la tranche donneuse et réceptrice [1].

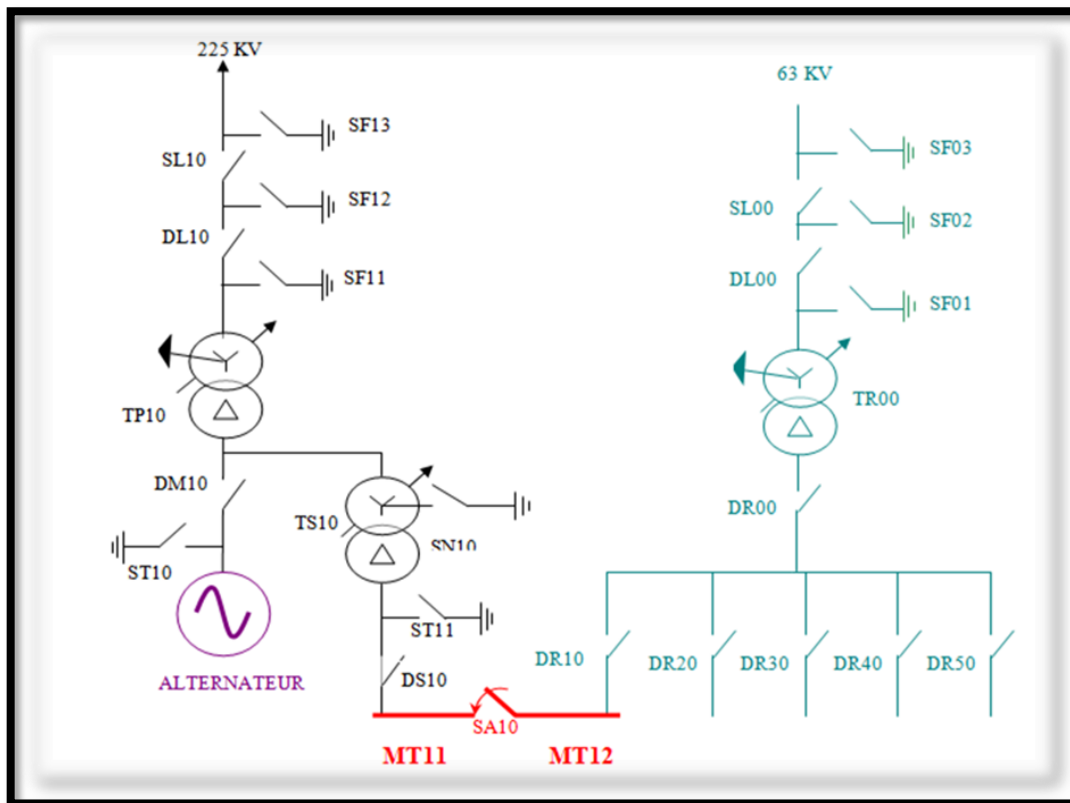


Figure I. 4 : Architecture du réseau de centrale [1].

I.2.4.3. TYPES DE DECLANCHEMENTS :

TYPE A :

On prendra comme exemple la tranche 01.

- Disjoncteur ligne ouvert DL10.
- Transformateur principal TP10 hors tension.
- Disjoncteur machine fermé.

Nous sommes dans le cas d'un îlotage avec un minimum de charge 7MW.

- Les by-pass HP et BP sont ouverts.
- Trois brûleurs sur neuf seront éteints pour soulager la chaudière (brûleurs N°7, 8,9)

REMARQUE : si l'îlotage n'est pas réussi avec non ouverture des by-pass HP et BP au bout de 5'' nous aurons le déclenchement de la chaudière.

TYPE B :

- Disjoncteur machine ouvert DM10.
- Disjoncteur ligne fermé DL10.
- La tranche alimentée par la ligne 220 KV (ou réseau) puisque le transformateur principal TP10, le transformateur de soutirage TS10 et le disjoncteur DS10 sont toujours fermés.

TYPE C :

Si le disjoncteur machine ne s'ouvre pas après 5'' l'ordre sera donné au disjoncteur ligne de s'ouvrir.

- Disjoncteur machine DM10 ouvert.
- Disjoncteur ligne DL10 ouvert.

I.3.Généralité sur transformateur de Marsat El Hadjadj :**I.3.1. Transformateurs de puissance :****I.3.1.1. Description :**

Le transformateur est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer un courant (tension) alternatif primaire en un autre courant (tension) secondaire de même fréquence ayant dans le cas général une autre tension et un autre courant. Un transformateur se compose d'un noyau en tôles d'acier, de deux ou de plusieurs enroulements à couplage électromagnétique, selon le nombre d'enroulements, le transformateur est dit à deux, trois ou à plusieurs enroulements. Conformément au genre du courant on distingue, les transformateurs monophasés, triphasés et polyphasés.

L'enroulement du transformateur auquel est amenée l'énergie du courant alternatif est appelé enroulement primaire et l'autre enroulement duquel l'énergie est prélevée est appelé enroulement secondaire. Conformément aux appellations des enroulements toutes les grandeurs qui se rapportent à l'enroulement primaire, par exemple la puissance, le courant, la résistance, etc..., sont également appelées primaires et celles qui se rapportent à l'enroulement secondaire sont dites secondaires.

Seuls les transformateurs de puissance permettent de minimiser les pertes joule dans la ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous-tension élevée puis d'abaisser ensuite cette tension, étape par étape pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux jusqu'à la tension d'alimentation domestique (distribution).

L'enroulement connecté au réseau à tension plus élevée est appelé enroulement de haute tension (HT), l'enroulement connecté au réseau de tension inférieure est appelé enroulement de basse tension (BT). Si la tension secondaire est inférieure à celle primaire le transformateur est appelé transformateur abaisseur, et lorsque cette tension est supérieure à la tension primaire le transformateur est dit élévateur [2].

I.3.1.2. Les composants du transformateur de puissance :

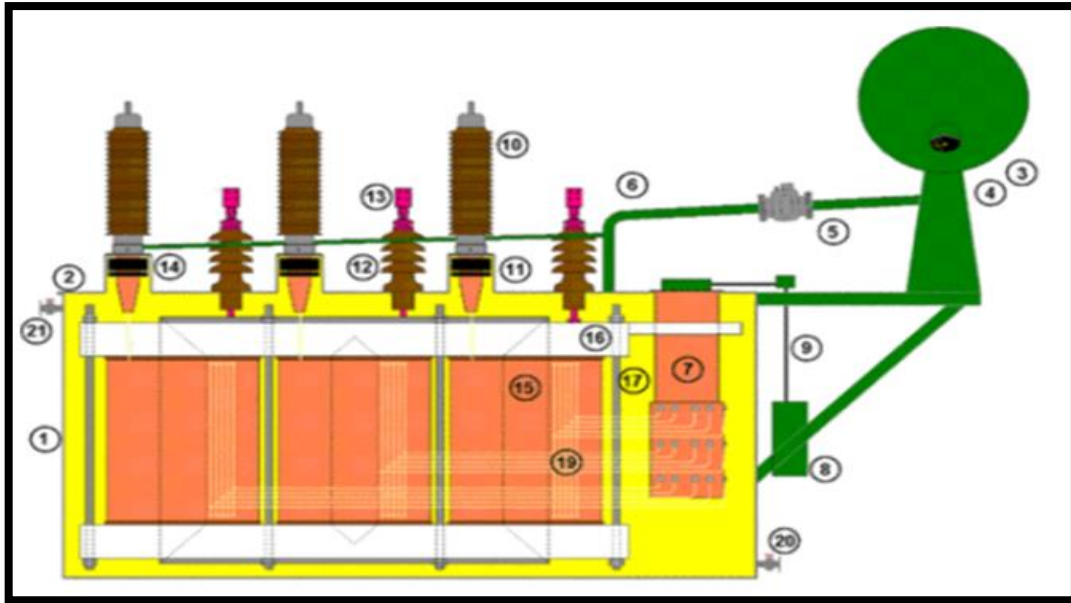


Figure I. 5 : Différentes composantes constituant un transformateur de puissance [2]

La Figure (I.5) montre les Différents composants d'un transformateur de puissance et le tableau (I. 1) montre les annotations de chaque composant de la figure précédente, on remarque que le transformateur a plusieurs composants qui constituent le circuit magnétique, le système de refroidissement et de protection ...etc.

Tableau. I. 1 : Composantes du transformateur de puissance

1	Cuve	8	Moteur électrique du chargeur	15	Enroulements
2	Couvercle	9	Transmission mécanique du chargeur	16	Noyau magnétique
3	Conservateur	10	Traversée du primaire	17	Élément mécanique pour compression
4	Indicateur de niveau d'huile	11	Dôme avec transformateur	18	L'huile
5	Relais buchholz	12	Traversée du secondaire	19	Connexion du chargeur de prises aux enroulements
6	Tuyau d'huile	13	Connexion du secondaire	20	Robinet d'huile
7	Changeur de prises	14	Dôme avec transformateur de courant à l'intérieur	21	Robinet d'air

I.3.1.3. Principe de fonctionnement :

Le transformateur est constitué de deux enroulements (ou plus) couplés sur un noyau magnétique, comme la figure(I.6). Le 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, galvaniquement, 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 de flux sont négligées, le rapport du nombre de spires primaires sur le nombre de spires secondaires détermine totalement le rapport de transformation du transformateur [2].

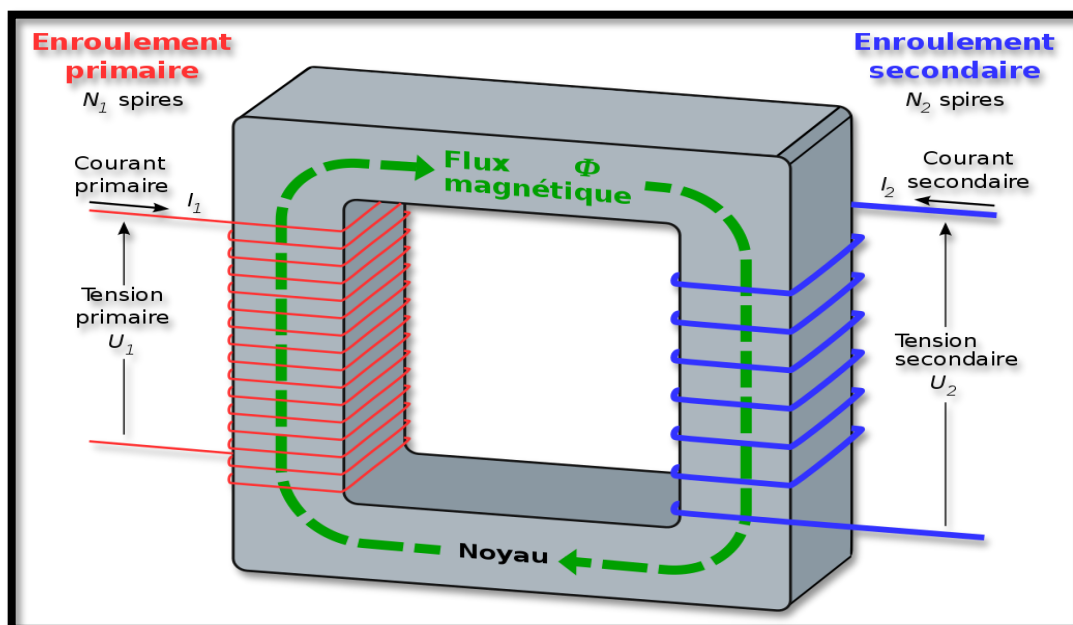


Figure I. 6: schéma d'un transformateur [2].

I.3.1.4. Constitution :

I.3.1.4.1. Circuit magnétique :

Le circuit magnétique d'un transformateur est soumis à un champ magnétique variable au cours du temps. Pour les transformateurs reliés au secteur de distribution, cette fréquence est de 50 ou 60 hertz. Le circuit magnétique est le plus souvent feuilleté pour diminuer les pertes par courants de Foucault comme est montré dans la figure(I.7), qui dépendent de l'amplitude du signal et de sa fréquence. Pour les transformateurs les plus courants, les tôles empilées ont la forme de E et de I, donnant la possibilité ainsi de glisser une bobine au sein des fenêtres du circuit magnétique ainsi constitué [3].

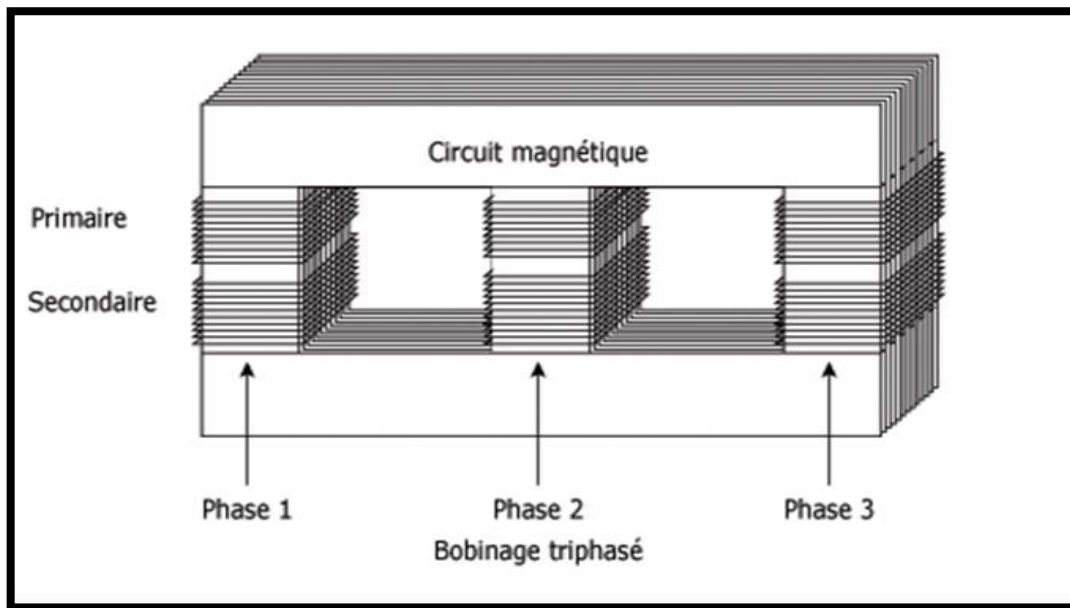


Figure I. 7: circuit magnétique [3].

I.3.1.4.2. Circuit électrique (bobinage) :

C'est l'ensemble des spires ou le bobinage qui entoure le circuit magnétique.

a) Bobinage concentrique (en tonneau)

L'enroulement est placé près de la colonne car la distance d'isolation entre la bobine Et la colonne sera la plus faible [4].

b) Bobinage mixte

Pour éviter les très fortes différences de Potentiel entre les spires dans les extrémités de deux couches successives, on réalise des bobines plates (galettes) qui sont montées en série les unes avec les autres il est utilisé surtout en HT [4].

c) Bobinage alterné en galettes

Les galettes MT et BT sont alternées, l'empilage est terminé par les galettes BT plus faciles à isoler du circuit magnétique [4].

I.3.1.5. Rôle et domaine d'application :

Les transformateurs triphasés sont présents à différents endroits dans les réseaux électriques pour adapter les valeurs efficaces des tensions aux niveaux souhaitables. De façon simplifiée, l'énergie électrique est produite dans les centrales sous des tensions moyennes. Le transport à longue distance exige des hautes tensions afin de limiter les pertes par effet Joule et réduire le dimensionnement des Conducteurs.

L'utilisation demande des tensions basses ou moyennes. Alors, des transformateurs éleveurs sont nécessaires au départ, et des transformateurs abaisseurs sont indispensables à l'arrivée côté consommateur [5].

I.3.1.6. Différents types de transformateurs :

Il existe différents types de transformateur, nous nous intéressons ici, à l'étude des transformateurs de puissances des réseaux électriques triphasés. Ces transformateurs présentent le plus grand intérêt dans le développement de l'interconnexion des réseaux. Pour différencier entre transformateurs, on distingue plusieurs types de classifications à savoir: [5]

I.3.1.6.1. Classification selon le type de construction :

a. Transformateur à colonnes :

Les transformateurs à colonnes ont leurs chemins de retour du flux magnétique qui passent dans des jambes de circuit magnétique qui sont entourées concentriquement par les enroulements principaux, comme est indiqué sur la figure(I.8).

Dans un transformateur triphasé il y a une jambe de circuit magnétique par phase électrique. Ce type de transformateur est particulièrement répandu dans le monde pour tout type d'application.

Dans la technologie à colonne il y a principalement deux techniques de bobinages qui sont le bobinage en couches et le bobinage en galettes [5].

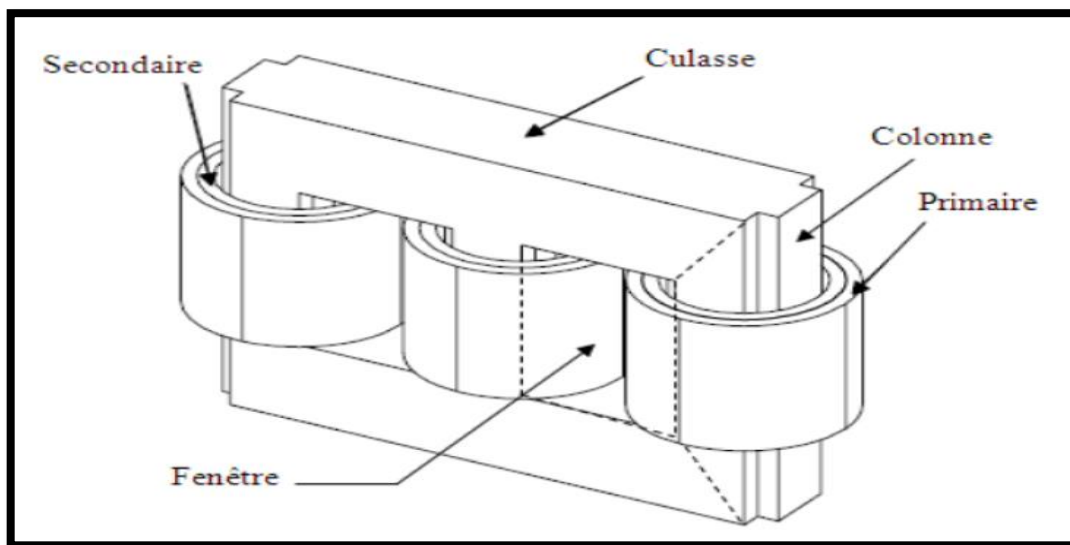


Figure I. 8: Transformateur à colonnes

b. Transformateur cuirassé :

Dans la technologie cuirassée le circuit magnétique entoure les bobinages hauts et basse tensions d'une phase donnée, comme sur la figure(I.9).

Dans ces transformateurs cuirassés les chemins de retour du flux magnétique à travers le circuit magnétique sont externes et entourent les bobinages. Grâce à son excellent arrangement de l'écrantage magnétique le transformateur cuirassé correspond

particulièrement bien à la fourniture de basse tension et fort courant, comme par exemple dans le cas de transformateurs de fours à arcs.

Cette technologie est particulièrement compacte par rapport à la technologie colonne. Cependant elle requière une certaine expérience et beaucoup de main d'œuvre quant à la construction des bobinages et à l'assemblage des tonnes de circuit magnétique [5].

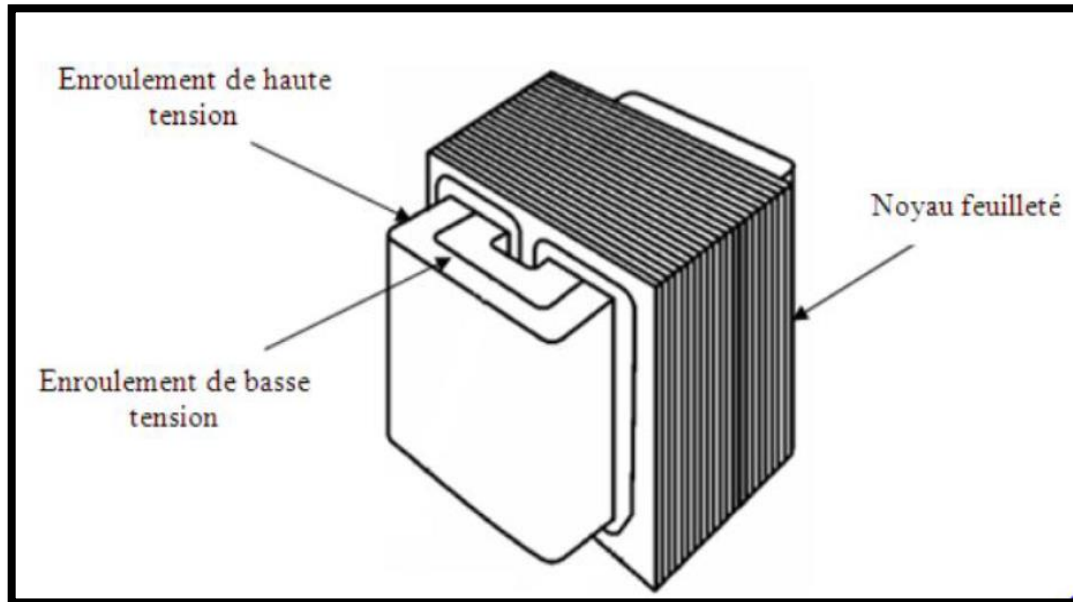


Figure I. 9: Transformateur type cuirassé

I.3.1.6.2. Classification selon le domaine d'application :

Du point de vue de leurs applications, les transformateurs ordinaires de phase (monophasé, biphasé, et triphasé), groupés dans trois ou cinq colonnes se classent en trois catégories : [5]

- Les transformateurs pour les grands réseaux et les grandes centrales, leur puissance varie de 100 à 400 MVA.
- Les transformateurs pour réseaux de répartition qui alimentent les lignes à moyenne tension leur puissance varie de 5 à 30 MVA.
- Les transformateurs de distribution destinés à l'alimentation des utilisateurs de l'énergie électrique en basse tension (380 ou 220V), leur puissance varie de 5 à 1000 KVA.

I.3.1.6.3. Classification selon le type de refroidissement :

Selon le type de refroidissement, on distingue : les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

a. Transformateur à l'huile :

Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement du transformateur, on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale. Malgré ces propriétés avantageuses, l'huile de transformateurs a deux défauts principaux: elle est inflammable et sa vapeur forme avec l'air dans certaines conditions un mélange explosif. En plus de son rôle de réservoir au liquide diélectrique, la cuve assure le maintien mécanique du circuit magnétique et des enroulements. La construction de la cuve généralement de forme ovale est liée au calcul thermique du transformateur. Le refroidissement du transformateur est d'autant plus difficile à réaliser que la puissance du transformateur est grande. La cuve est tapissée de shunts magnétiques, dont on distingue deux types : [5]

- Les shunts magnétiques formés d'un empilement de tôles magnétiques semblable au noyau et qui canalise le flux de fuite.
- Les shunts amagnétiques plus économiques, constitués de plaque de cuivre ou aluminium ayant pour rôle de repousser le flux de fuite.

b. Transformateurs secs :

Les transformateurs secs sont constitués de bobinages enveloppés d'une résine époxy, ils peuvent alors être disposés dans une enveloppe de protection (IP 315 ou IP 235) qui permet d'isoler le transformateur du monde extérieur et d'assurer l'évacuation de la chaleur au travers de ses parois.

Les transformateurs secs présentent les meilleures garanties de sécurité contre l'incendie et contre la pollution (pas de fuite de liquide, pas de vapeurs nocives en cas d'incendie) [5].

I.3.2. Le transformateur principal :

Le transformateur principal est le premier élément dans la chaîne de transport d'énergie électrique produite dans la centrale. C'est un transformateur élévateur de tension qui présente une dernière technologie de conception et de gestion.

Chaque alternateur produit 13.8KV qui est ensuite élevé à 235 kV à travers ce transformateur afin de transmettre cette énergie vers le poste d'interconnexion à travers une ligne de départ.

L'importance de ce transformateur, la nécessité de la continuité de production et de service ont fait de sa protection et de sa durée de vie une priorité pour le constructeur d'une part et pour le producteur d'énergie d'autre part. Le transformateur principal étudié est fabriquée par le constructeur mondial Alstom «ALS-Thom» pour le projet de la central

électrique 168MW. Selon sa plaque signalétique représenté sur la figure(I.10) on peut donner les caractéristiques principales de ce transformateur, qui indiqué sur le tableau(I.2) [1].

Tableau. I. 2: Caractéristique du transformateur principal

Modèle	PA046-02
Nombre de phase	3
Fréquence	50
Capacité nominale	220 MVA
Symbole de couplage	Ynd1
Type de refroidissement	ODAF
Echauffement (huile/bobine)	50K/55K

ALSTOM							
FABRIQUANT ALSTOM ENERJİ ENDUSTRİSİ AS 41410GEBZE / KOCAELİ - TÜRKİYE							
TYPE DU TRANSFORMATEUR	PUISSANCE	SERVICE	CONTINU	NIVEAU DISOLATION			
NO DE SERIE	PA046-02	FREQUENCE NOMINALE	50HZ	ENROULEMENT	HT	HT-N	BT
ANNEE DE FABRICATION	2015	SYMBOLE DE COUPLAGE	YNd1	Um (KV)	245	72.5	17.5
DE FABRICATION	IEC 60076	NOMBRE DE PHASE	3	LI (KV)	15.50	325	5
TYPE DE REFOUILLISSEMENT	ODAF			AC (KV)	460	140	30
PUISSANCE NOMINALE (KVA)	TENSION NOMINALE (V)		COURANT (A)				
	HT	BT	POS.1/HT	POS.3/HT	POS.5/HT	BT	
220000	235000	13800	514.8	540.5	568.9	9204.1	
TENSION DE COURT-CIRCUIT (%)				DUREE DE TENUE AU COURT-CIRCUIT		INTENSITE MAX DE COURT-CIRCUIT	
HT/BT	BASE (KVA)	1	3	5	4 sec.	HT	BT
	220000	12.83	12.49	12.18		4.64	75.56
MASSE DU CIRCUIT MAGNETIQUE	95T	MASSE DE CUIVRE	18.65 t	PERTES A VIDE			
TEMPERATURE AMBIANTE MAX	50°C	MASSE TOTALE	216t	SURCHARGE IEC 60076-7			
ECHAUFFEMENT MOYEN DES ENROULEMENTS	55K	MASSE DE LA PERTIE ACTIVE	122t	NO. DE SERIE			
ECHAUFFEMENT DE L'HUILE	50K	MASSE DE L'HUILE	53t	COURANT NOMINALE			
CHANGEUR DE PRISES TYPE	DU III 600-245 KV 06050V	PERTES EN COURT CIRCUIT (circuit nominale)	559.3 kW	Um	245 KV		

Figure I. 10: plaque signalétique [1]

I.3.2.1 Couplage des enroulements :

Dans les transformateur triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres .il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un system triphasé.

Le transformateur à un raccordement delta (d) au primaire et un raccordement étoile (YN) au secondaire. Ce symbole de la figure(I.11) signifie le type de couplage du transformateur [6].

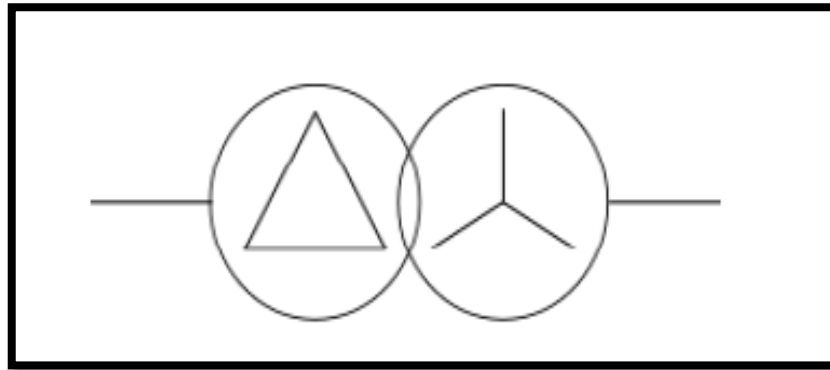


Figure I. 11 : Symbole de couplage du transformateur principal [1].

I.3.2.1.1. Modes de couplage :

Au primaire les enroulements peuvent être connectés soit en étoile(Y) soit en triangle(D) représenté sur la figure (I.12).

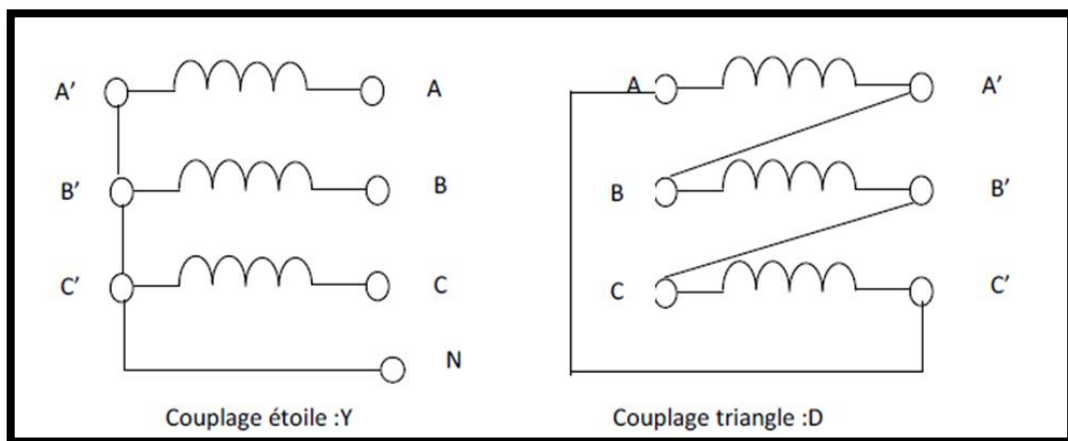


Figure I. 12: Couplage de primaire

Au secondaire les enroulements peuvent être couplés de 3 manières différentes : étoile(y), triangle(d) et zigzag(z) représenté sur la figure(I.13)

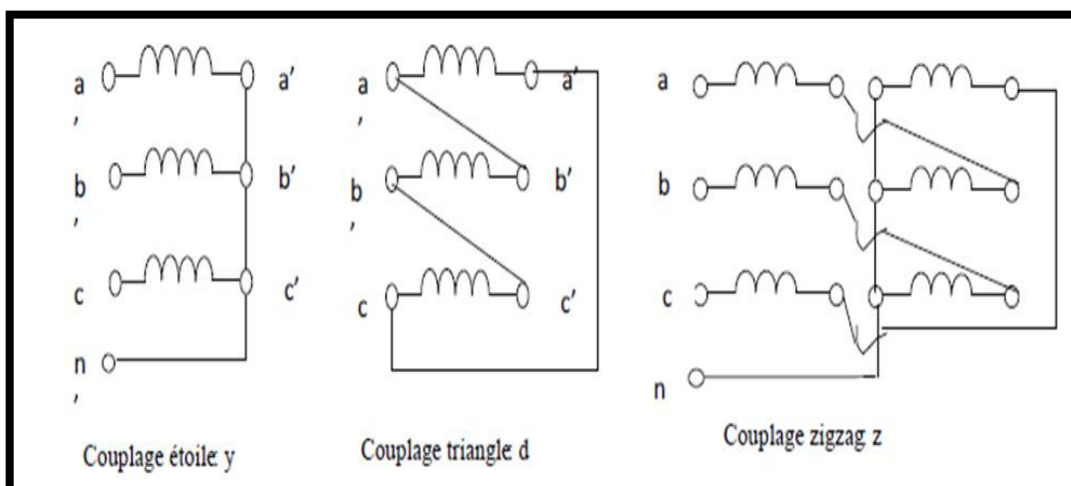


Figure I. 13: Couplage de secondaire

Il existe trois modes de couplage normalisés et possédant un symbole qui indique le mode de connexion électrique, représenté sur la figure(I.14) [6].

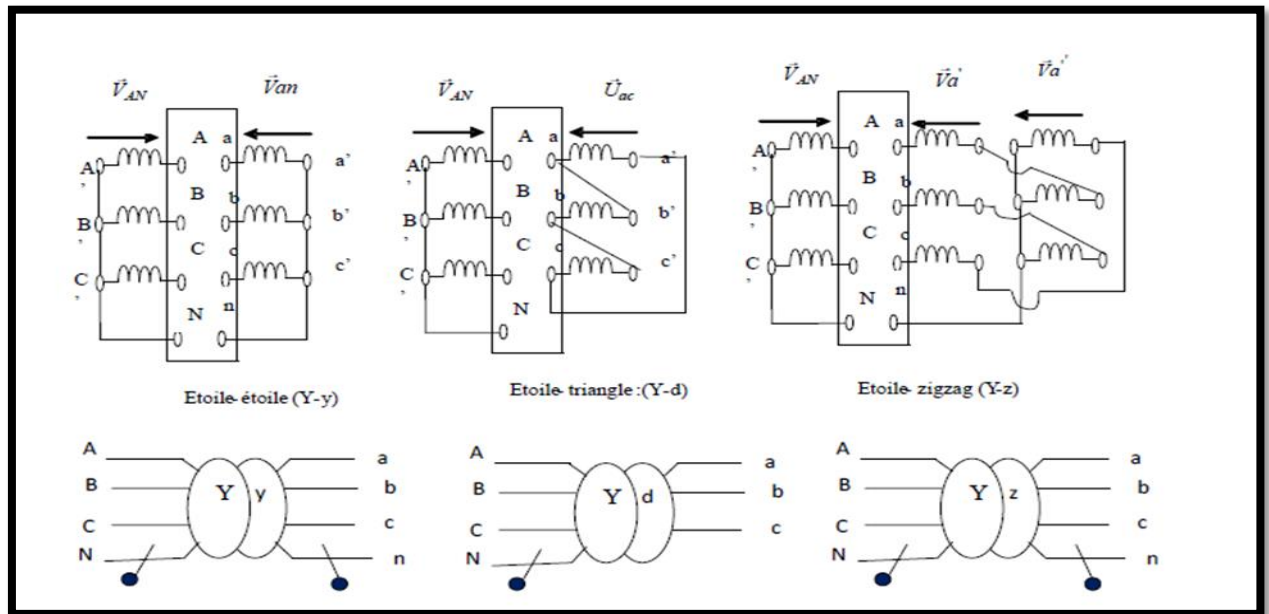


Figure I. 14: Représentation symboliques

I.3.2.1.2.Choix de couplage :

Le choix du couplage repose sur plusieurs critères :

- La charge nécessite la présence du neutre (par exemple réseau BT).Le secondaire doit être connecté soit en étoile soit en zigzag.
- Le fonctionnement est déséquilibré (courant de déséquilibre dans le neutre I_n est V_A supérieur à 0.1 le courant nominal), le secondaire doit être couplé en zigzag.
- Coté haute tension on a intérêt à choisir le couplage étoile (moins de spire à utiliser).
- Pour les forts courants, on préfère le couplage triangle.

I.3.2.2.Fonctionnement en régime équilibré :

I.3.2.2.1.Indice horaire :

L'indice horaire, c'est à dire l'angle de déphasage entre les tensions primaire et secondaire homologues (tensions simples par exemple). Ce nombre de 0 à 11 exprime le nombre d'angle de 30° que forment ces 2 tensions. Par exemple : un couplage Dy 11 signifie que la HT est triangle (D), la BT est étoile (y), les tensions simples V_A et V_a former un angle de $11 \times 30 = 330$, il existe 4 groupe : [7]

- Groupe 1: indice horaire 0 - 4 - 8
- Groupe 2: indice horaire 1 - 5
- Groupe 3: indice horaire 2 - 6 - 10
- Groupe 4: indice horaire 7 - 11

I.3.2.2.2. Détermination de l'indice horaire :

La méthode des électriciens est la plus simple car elle nécessite juste l'utilisation d'un voltmètre [6].

- On relie entre elles deux bornes homologues (par exemple A et a).
- On mesure les tensions composées au primaire $U_{AB}=U_{BC}=U_{CA}=U$.
- On mesure les tensions mixtes entre les bornes HT et BT : U_{Ab} ; U_{Bb} ; U_{Cb} ; U_{Ac} ; U_{Bc} ; U_{Cc} .
- Ces mesures permettent de construire le diagramme vectoriel et d'enduire le déphasage.
- On choisit une échelle.
- On construit le triangle des tensions primaires (A.B.C).
- Le potentiel A est celui de a, donc on construit « a » confondu avec « A ».
- Pour avoir le point b, il suffit de tracer les 3 arcs de cercles de rayon U_{Ab} ; U_{Bb} et U_{Cb} et d'origines respectivement A.B et C.

Le déphasage sera donné par l'angle entre U_{AB} et U_{Ab} comme l'exemple de la figure (I.15) $\phi = 30$ et $I_h = 1$.

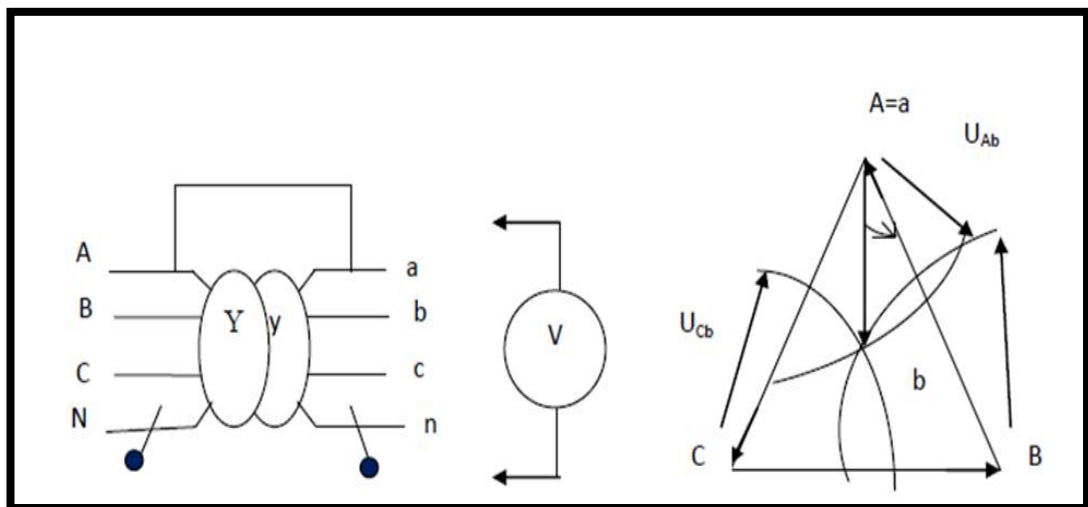


Figure I. 15: Détermination de l'indice horaire

I.3.2.2.3. Rapport de transformation :

Par définition, le rapport de transformation à vide m est donné par :

$$m = \frac{U_{ab}}{U_{AB}} = \frac{V_a}{V_A} \quad (I.1)$$

Le rapport de transformation triphasé dépend de N_1 et N_2 les nombres de spires au primaire et au secondaire et du couplage [6].

I.2.2.3.Mode de refroidissement :

Le système de refroidissement d'un transformateur a pour but de 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.

Le refroidissement est caractérisé sur les transformateurs par lettres suivantes :

Le type de fluide : A = Air, O = Huile, W = Eau.

Le type de circulation : N = Naturelle, F = Forcée, D = Dirigée.

La source principale de la chaleur dans le transformateur est les pertes joules (pertes cuivre), si cette chaleur n'est pas évacuée correctement elle va endommager l'huile et le papier d'isolation. Donc il est essentiel de contrôler la température moyenne pour assurer une longue durée de vie de transformateur [4].

Le transformateur principal dispose de deux modes de refroidissement :

- ONAN : (Huile naturelle Air naturel) : Si la température est dans des valeurs normales, le refroidissement est obtenu par l'écoulement d'huile chaude vers la partie supérieure et dissipe la chaleur dans l'atmosphère par les conditions naturelles.
- ODAF (Huile directe Air forcé) : si la température dépasse les seuils nominaux, la circulation d'huile sera forcée et dirigée à travers des chemins prédéterminés dans l'enroulement à l'aide des pompes. Donc un taux de transfert de chaleur plus rapide est assuré.

I.3.2.4.System d'incendie :

Chaque jour, des transformateurs explosent dans le monde, entraînant l'interruption de la transmission d'électricité, la destruction d'infrastructures très coûteuses, la pollution de sites protégés et parfois même la mort de techniciens travaillant près des transformateurs au moment de l'explosion.

Il faut donc protéger le transformateur qui coûte trop cher, la majorité des grands transformateurs de puissance offre un système automatisé d'incendie en utilisant plusieurs produits d'extinction (eau, gaz, mousse...), au niveau de la centrale on utilise l'eau de mer traitée (désalée) et qui est utilisée dans les différentes étapes de production (l'eau stockée dans

des réservoir) à partir des pompes est un système automatisé on peut isoler la zone d'incendie et éteindre le feu.

Généralement les incendies sont causés par des défauts qui sont soit non détectés ou bien la défaillance des systèmes de refroidissements ou de la protection et surveillance.

I.3.2.5. Isolants électriques pour transformateurs :

L'isolation de la plupart des transformateurs est composée de cellulose (papier/carton comprimé) et d'huile. L'isolation solide est divisée en une structure majeure et mineure. La structure isolante majeure inclut des barrières, des entretoises et des attaches, alors que l'isolation mineure est composée d'enroulements.

Une isolation en cellulose a trois fonctions. Tout d'abord, elle agit en élément diélectrique en stockant une charge électrique lorsque le transformateur est alimenté et isole ainsi les composants de différentes tensions. Elle remplit également une fonction mécanique en supportant les enroulements, et contribue à un meilleur état thermique du transformateur en créant des conduits de refroidissement pour l'huile.

L'huile doit fournir une puissance diélectrique et un refroidissement suffisants, protéger le noyau et l'assemblage circulaire en comblant les espaces dans les matériaux isolants. Elle doit également minimiser le contact de la cellulose et d'autres matériaux avec l'oxygène afin de réduire les risques d'oxydation [8].

I.3.2.5.1. Caractéristiques des huiles minérales :

Dans de nombreux équipements électriques l'huile permet l'isolation entre les éléments à des potentiels électriques différents qu'il est nécessaire d'isoler les uns par rapport aux autres.

Les transformateurs sont souvent définis pour supporter des tensions supérieures à leur fonctionnement nominal pendant de brèves périodes. Ce qui implique de tenir les contraintes électriques dues à des transitoires, des commutations ou des chocs de foudre.

Donc L'huile est nécessaire, et avec une contribution importante, à l'efficacité des isolants solides en pénétrant dans ceux-ci et en remplissant les espaces entre couches de papier particulièrement [9].

I.3.2.5.1.1. Choix de l'huile :

L'huile minérale est obtenue à partir du raffinage du pétrole brut, principalement composée de trois familles d'hydrocarbures : les paraffines, les naphthènes, les aromatiques, représenté sur la figure(I.16) [9].

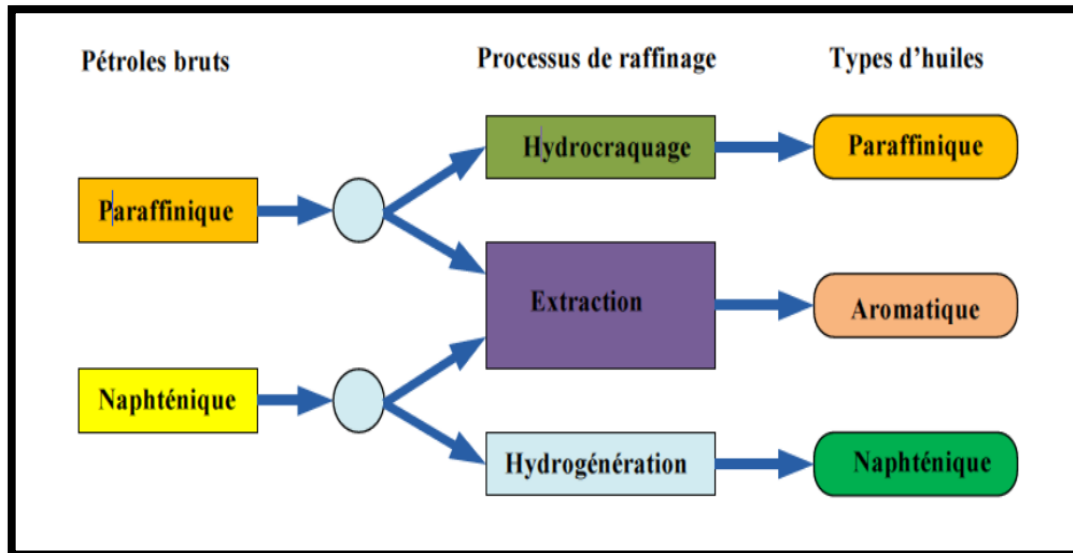


Figure I. 16: Processus de raffinage pour les huiles brutes [9].

I.3.2.5.1.2.Rôle des huiles isolantes :

Le rôle principal des huiles est d'éliminer l'air et les autres gaz de façon à améliorer ses propriétés. Elles jouent aussi le rôle de refroidissement en captant la chaleur dissipée par les éléments actifs pour la restituer à une source froide. L'huile isolante minérale joue aussi le rôle d'isolant entre les différentes parties des transformateurs : [9]

- Isolation entre conducteurs sous tension.
- Isolation entre enroulements basse et haute tension.
- Isolation entre enroulement et cuve (terre).

I.3.2.5.1.3.Analyses d'huile et diagnostic de transformateur :

Ils y a plusieurs techniques d'analyse d'huile qui sont ; très fiables et à moindre coût. Et qui permet de diagnostiquer l'état interne d'un transformateur et de détecter d'éventuels défauts [9].

Pour cela, les laboratoires d'analyses réalisent des mesures physico-chimiques des propriétés de l'huile, Les principaux essais ou grandeurs mesurées sont :

- Analyse des gaz dissous
- Rigidité diélectrique ou tension de claquage
- Teneur en eau
- Acidité
- Tangente delta ou facteur de dissipation
- Comptage de particules

I.4.Conclusion :

Ce chapitre, nous a permis d'étudier tous les sous-systèmes principaux de la centrale thermique de Marsat El Hadjadj que nous avons observés lors de notre stage. Il présente la description des divers composants qui rentrent dans le cycle de production de l'énergie électrique, Enfin nous avons expliqué le fonctionnement de transformateur principale de puissance qu'est l'un des éléments les plus importants d'un système électrique, il constitués de plusieurs éléments et fonctionnent dans des conditions de haute tension. Cependant le transformateur est l'élément clé dans le transport d'énergie électrique.

Pour cela on utilise des dispositifs pour assure sa protection et le choix de ces équipements fait une grande partie de cette protection, des transformateur de courant et de tension, des capteurs de températures et des relais sont utilisé pour surveiller, détecter et éliminer toutes les anomalies affectant le transformateur, ces équipement sont présentés dans le chapitre II qui suit.

Chapitre II

II.1.Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons présenter les instruments de mesure et de protection du transformateur HT/THT, Les relais de protection et leur principe de fonctionnement, et en étudiés les déférentes défaillances du transformateur de puissance (internes et externes), puis leur déférentes types de protection (internes et externes) et surveillance.

Les tensions et les courants traversant le transformateur sont trop élevés, on doit utiliser le TC et le TT pour mesure et donner une image réduite et parfaite, et pour que la protection puisse analyser ces valeurs.

Durant une défaillance ou un défaut, les intégrités mécanique, diélectrique et thermique du transformateur sont souvent affectées, et diminuent à des valeurs inférieures, par rapport celles de leurs tenues normales. Les défauts latents peuvent évoluer dans le temps et provoquer une perforation d'isolement par de différentes causes telles que les defaults internes ou externes. L'évaluation de l'état du transformateur est souvent réalisée à travers les diagnostics effectués.

Pour obtenir une connaissance de l'état des équipements et d'adopter les solutions les plus adéquates qui garantissent le fonctionnement correct des transformateurs et pour une bon protection, il est nécessaire d'effectuer périodiquement des inspections et des travaux de réparation. Un relai est utilisé pour la protection de ce transformateur, il regroupe plusieurs éléments de protection et possède des caractéristiques permettant de simplifier les réglages des éléments toute en utilisant une logique simple, et de faciliter le dépannage lors d'un défaut.

Le développement du système électrique se reflète dans le développement de tous les générateurs, des transformateurs de différentes tailles, des lignes de transmission et des équipements de protection. Le transformateur de puissance moderne est l'un des dispositifs les plus vitaux du système d'alimentation électrique et sa protection est essentielle. Pour cette raison, la protection des transformateurs de puissance a pris une importante considération par les chercheurs. L'une des méthodes de protection de transformateur les plus efficaces est l'algorithme de protection différentielle.

II.2.Instruments de mesure et de protection :

Un instrument de mesure est un dispositif destiné à obtenir expérimentalement des valeurs qu'on puisse attribuer à une grandeur [10].

Au niveau de la centrale électrique la mesure a une grande importance, pour cela on trouve plusieurs instruments de mesure qui sert à donner les valeurs instantanées et réelles des

différents phénomènes et grandeurs physiques. L'appareil de mesure électrique est l'instrument indispensable lors d'une intervention sur une machine ou tout autre dispositif sous tension pour la sécurité.

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des dispositifs de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la continuité de flux de puissance en prévoyant les défauts et les dépassements des grandeurs.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments tels que les capteurs, les relais, les automates et les disjoncteurs. Elle doit avoir un temps de réponse très faibles de quelques millisecondes, la figure(II.1) montre un schéma synoptique d'un système de protection [11].

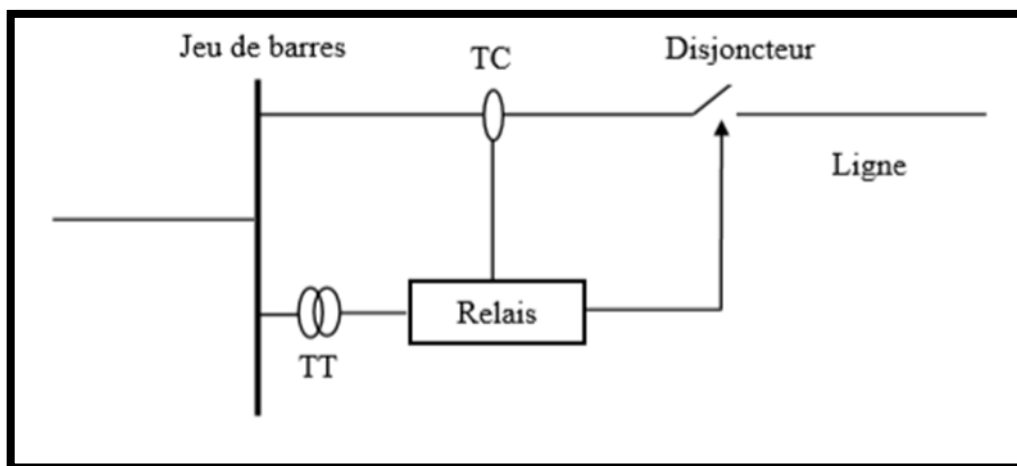


Figure II. 1 : Eléments constitutifs d'un système de protection.

II.2.1. Les transformateurs de mesure:

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale (CEI), un transformateur de mesure est un transformateur destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues [12].

En distribution électrique, les valeurs élevées de courant et de tension ne permettent pas leur utilisation directe par les unités de mesure ou protection. Des transformateurs de mesure sont nécessaires pour fournir des valeurs utilisables par ces dispositifs qui peuvent être :

- des appareils analogiques, utilisant directement le signal fourni.
- des unités de traitements numériques à microprocesseur, après conversion analogique/digitale du signal en entrée.

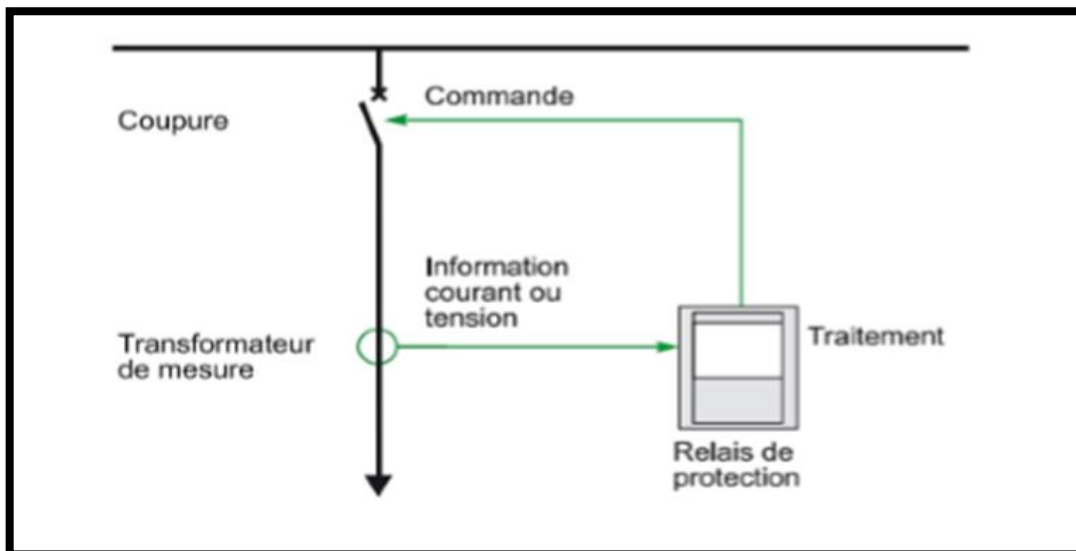


Figure II. 2 : Utilisation des transformateurs de mesures [13]

II.2.1.1. Transformateur de tension TT :

Un transformateur de tension est un transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions.

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure des hautes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HT et les appareils de mesure comme les voltmètres, et wattmètre ou les relais de protection, qui eux sont prévus pour supporter faibles.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation comme est illustré sur la figure (II.3).

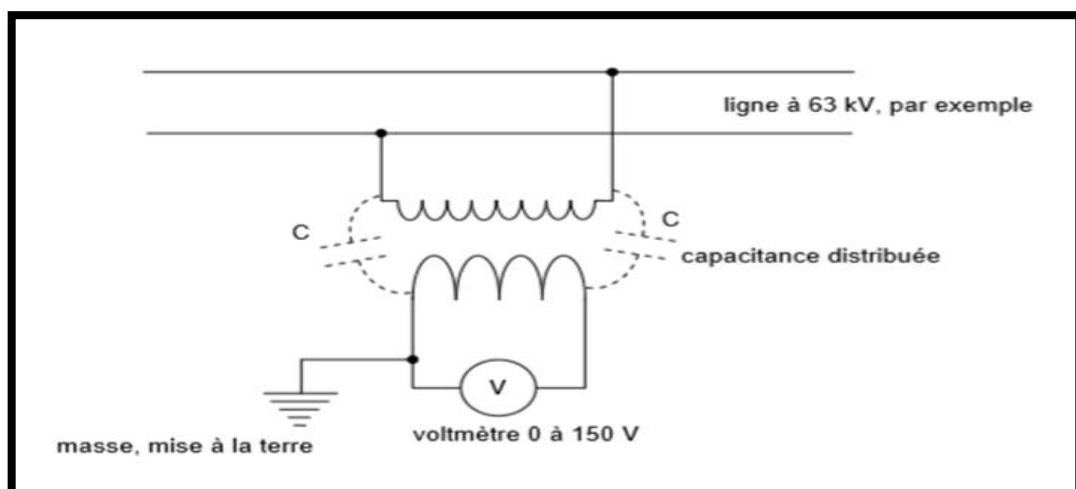


Figure II. 3 : Capacité parasite entre primaire et secondaire

Alors dans cette catégorie il existe aussi deux types de transformateur de tension, le TT inductif et le TT capacitif.

a. Le TT inductif :

IL s'agit d'un transformateur à induction classique, mais prévu pour ne délivrer qu'un très faible courant, donc une faible puissance au secondaire. Son fonctionnement est similaire à un transformateur de puissance, d'où il reçoit la tension de réseau au primaire (kV), et le secondaire donne une image réduite de cette tension de 100 ou 150V [14].

b. Le TT capacitif:

Les transformateurs capacitifs de tension séparent le circuit à haute tension des instruments de mesures, compteurs, relais protection, etc...et ramènent les tensions à des valeurs maniables et proportionnelles aux primaire, de plus ils offrent la possibilité de transmettre des signaux haute fréquence à travers les lignes haute tension. Les condensateurs servent uniquement à coupler les signaux de communication haute fréquence et correspondant à la partie inductive de transformateur de tension [15].

II.2.1.1.1. Raccordement:

Il existe deux types de raccordement des transformateurs de tension selon le mode d'emplois et la tension mesuré.

Selon leur raccordement :

- phase/phase : primaire raccordé entre deux phases.
- phase/terre : primaire raccordé entre une phase et la terre.

On place des disjoncteurs sur le secondaire de TT, car lors d'un défaut dans le circuit secondaire il y aura un courant de défaut important, on peut ouvrir le secondaire de transformateur en toute sécurité.

II.2.1.1.2. La mise à la terre du secondaire:

On doit toujours connecter l'un des files de l'enroulement secondaire de TT à la masse. Bien que le secondaire paraisse isolé du primaire, la capacitance distribuée entre les deux enroulements effectue une connexion invisible qui peut produire au secondaire une tension très élevée par rapport à la terre.

II.2.1.1.3. Caractéristiques de transformateur de tension:

Classe de précision : définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur le déphasage dans des conditions spécifiées de puissance et de tension.

a. Transformateur de tension pour mesure:

Les classes de précision des TT répond à la norme CEI 60044-2, cette précision est valide de 80% à 120% de la tension assignée du TT. Elle est définie dans le tableau(II.1)

Tableau II. 1: La précision des TT pour la mesure [14]

Application		Classe
Mesures de laboratoire comptages précis (appareils étalons)		0.2
Mesures industrielles comptages tarifaires		0.2
Mesures de tableau comptages statistiques		0.5 - 1

Classe de précision	Erreur de tension (de rapport) \pm %	Erreur de déphasage $\pm mn$
0.2	0.2	10
0.5	0.5	20
1	1.0	40

b. Transformateur de tension pour la protection:

La précision des TT pour la protection est de 3P et 6P tel que défini dans le tableau(II.2).

Tableau II. 2: La précision des TT pour la protection [14]

Classe de précision	Erreur de tension (\pm %) entre		Erreur de déphasage (minutes) entre	
	5% de U_{pn} Et KT	2 % de U_{pn} et Kt	5% de U_{pn} Et KT	2 % de U_{pn} et Kt
3P	3	6	120	240
6P	6	12	240	480

KT coefficient de surtension
 U_{pn} : tension primaire assignée

II.2.1.2.Transformateur de courant TC :

Les courants industriels sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables par la plupart des appareils, généralement 5 ampères. Comme est montré sur la figure (II.4). De plus le transformateur de courant garantit une bonne isolation galvanique entre son primaire (courant fort) et son secondaire (mesure) [16].

Les transformateurs de courant alimentent les instruments de mesure basse tension et les isolent du réseau. Ils délivrent à leur secondaire un courant normalisé proportionnel au courant primaire. Ils se déclinent en quatre grandes familles:

- Primaires bobinés.
- Tores ouvrant.
- A passage de câble
- A passage de barre.

Les transformateurs s'associent avec tous les appareils de mesure : ampèremètres, compteurs d'énergie, centrales de mesure...

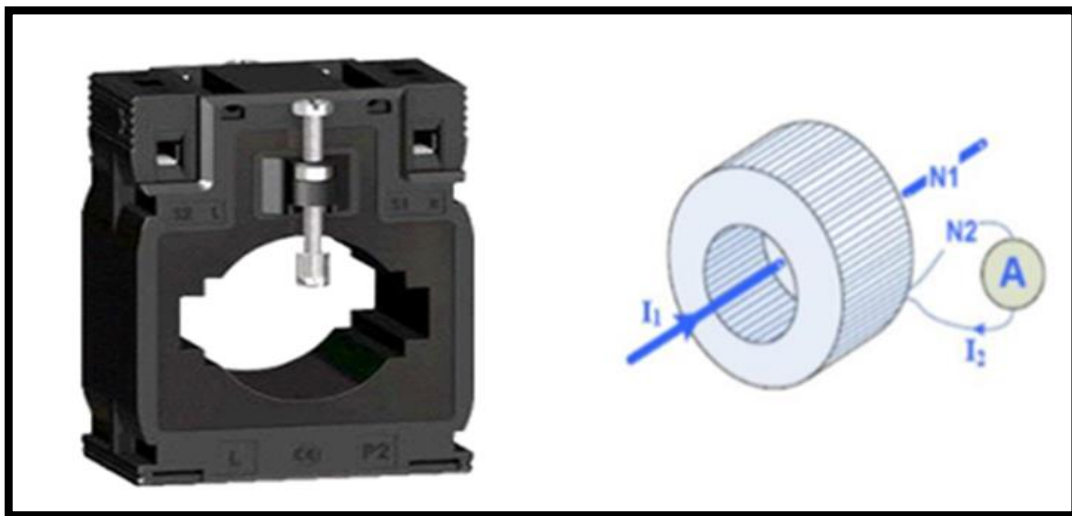


Figure II. 4 : Transformateur de courant

II.2.1.2.1 Régulation de TC:

La régulation de fonctionnement de l'appareil de mesure dépend de la précision du TC, Donc il est très important d'avoir la théorie de base des TC, en adaptant le modèle équivalent du TC dans la figure(II.5).

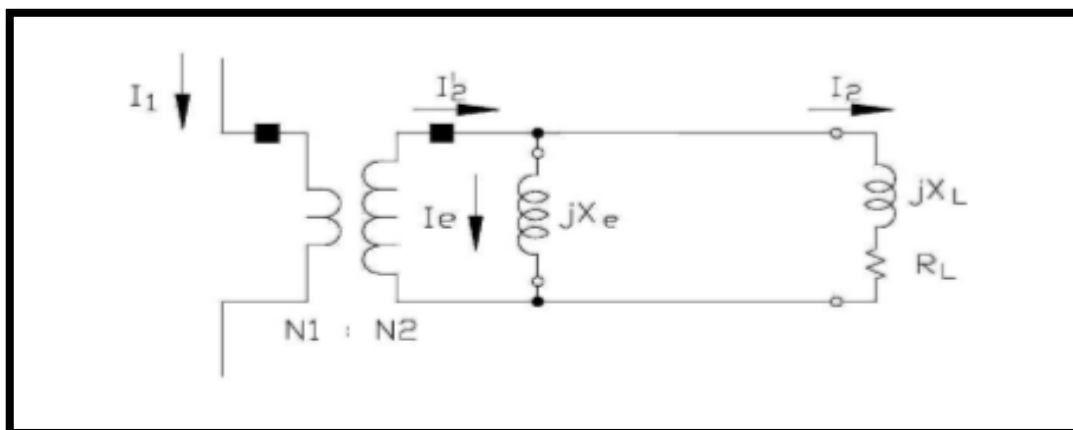


Figure II. 5 : Modèle de transformateur de courant

On constate que (I_2) courant de la sortie n'est pas exactement égal au rapport I_1/I_2

$$\text{Mais : } I_2 = \left(\frac{I_1}{I_2}\right) - I_e \quad (\text{II.1})$$

I_e : est le courant d'excitation. Ce courant est responsable de générer la tension aux bornes du TC. C'est le facteur qui engendre l'erreur dans le circuit de mesure. Pour un seuil de tension aux bornes du TC, une augmentation importante de courant d'excitation I_e représente l'erreur du TC, le constructeur offre donc les courbes d'excitation des TC pour prendre en considération cette erreur et étalonner ces appareils. Le graphe de la figure(II.6) représente la courbe d'excitation des TC.

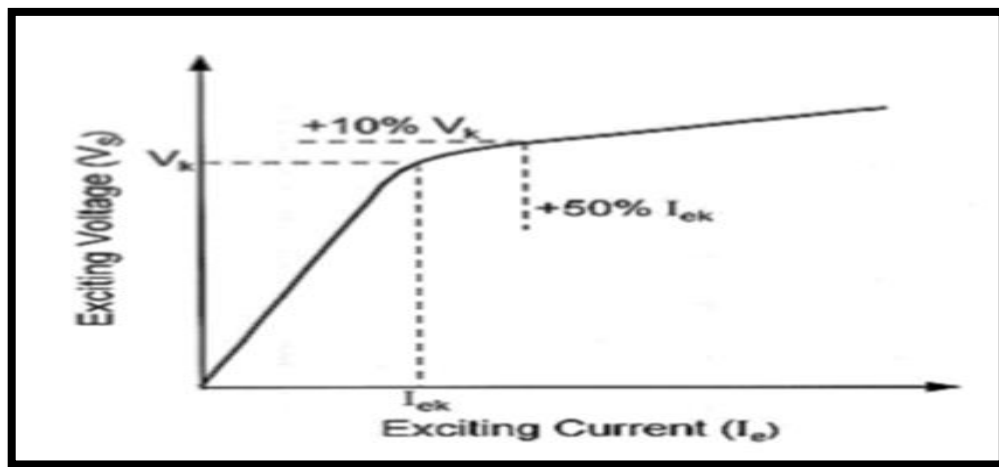


Figure II. 6 : Courbe d'excitation de transformateur de courant

II.2.1.2.2. Configuration de TC:

Les appareils doivent être utilisés uniquement avec le secondaire en court-circuit, si on ouvre le secondaire tout le courant alors circule dans la branche de magnétisation ce qui donne une tension (surtension) très élevée (kV) aux bornes du circuit, comme le montre la figure(II.7). [1].

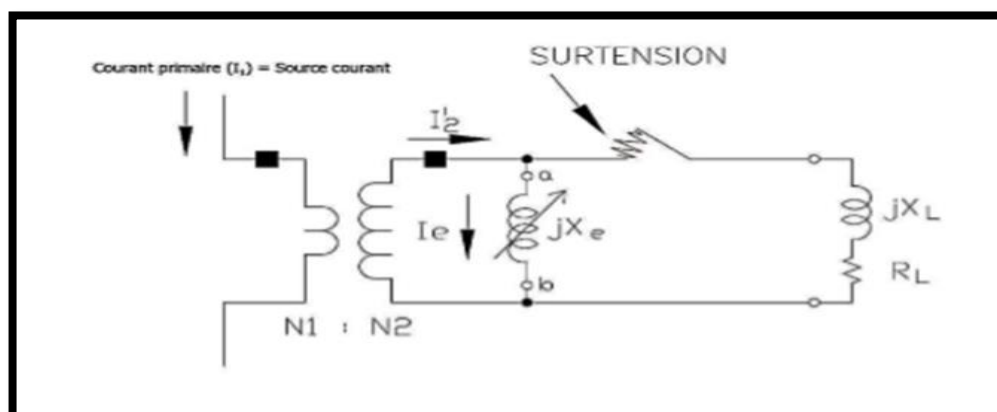


Figure II. 7: TC avec un secondaire ouvert [1]

Cette tension est très dangereuse et peut causer des dégâts soit pour les personnes ou les appareils .

Pour une tension très élevés (HT) au primaire, il existe des capacités parasites entre le primaire et le secondaire, pour limiter cette dangereuse tension, on doit toujours placer une mise à la terre sur le circuit secondaire du TC comme est montré sur la figure(II.8).

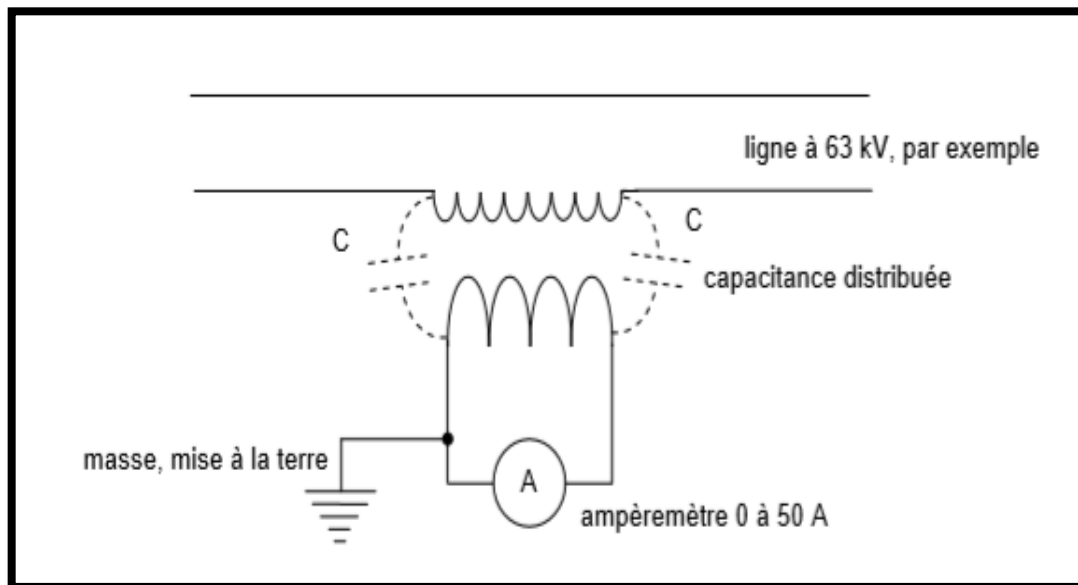


Figure II. 8: Capacité parasite entre primaire et secondaire

II.2.1.2.3.Caractéristiques de TC:

Classe de précision : définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur le déphasage dans des conditions spécifiées de puissance et de courant. Les classes 0,5 et 1 sont utilisées pour la mesure et la classe P pour la protection.

a. Transformateur de courant pour mesure:

Les transformateurs de courant de mesure sont fabriqués pour alimenter les appareils de mesure, les compteurs et les autres appareils qui marchent avec la même technique. Ces transformateurs sont celles, qui isolent ces appareils des réseaux à haute tension et réduisent les courants qui sont hors des limites mesurables des appareils de mesure aux limites mesurables.

La commission électrotechnique international « CEI » spécifie la classe de précision des transformateurs de courant pour mesure, prenant comme exemple la figure(II.9).

Le facteur de sécurité a pour rôle de protéger l'appareillage de mesure raccordé au TC du courant élevé cotés HT [17].

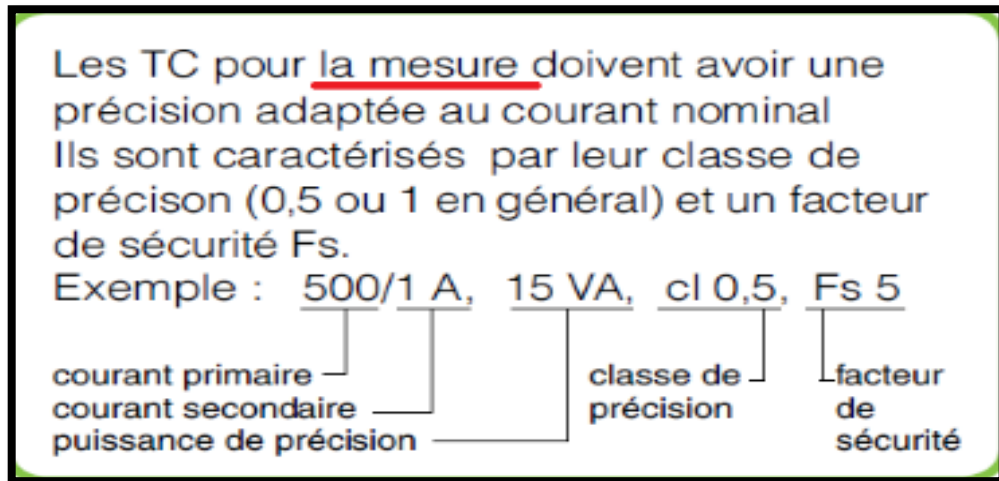


Figure II. 9: la classe de précision des transformateurs de courant pour mesure

La norme CEI donne pour chaque classe de précision l'erreur maximale en phase et en module selon la plage de fonctionnement indiquée dans le tableau(II.3).

Tableau II. 3: Limites permises pour l'erreur du courant et du déphasage [16]

Classe de précision	Erreur de courant en % pour les valeurs du Courant exprimées en pourcentage du courant assigné					Déphasage en minutes pour les valeurs du courant exprimées en pourcentage du courant assigné				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
Transformateur de courant pour la mesure										
0.1	-	0.4	0.2	0.1	0.1	-	15	8	5	5
0.25	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10
0.2	-	0.75	0.35	0.2	0.2	-	30	15	10	10
0.55	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30
0.5	-	1.5	0.75	0.5	0.5	-	90	45	30	30
1	-	3.0	1.5	1.0	1.0	-	180	90	60	60

b. Transformateur du courant pour la protection :

Un TC de protection est conçu pour transmettre une image aussi fidèle que possible du courant de défaut (surcharge ou court-circuit) qui peut atteindre plus de 10 fois le courant nominal et qui en résulte la saturation de noyaux, Ils sont caractérisés par leur classes de précision et le facteur limite de précision, La précision du transformateur de courant est décrite dans la figure(II.10).

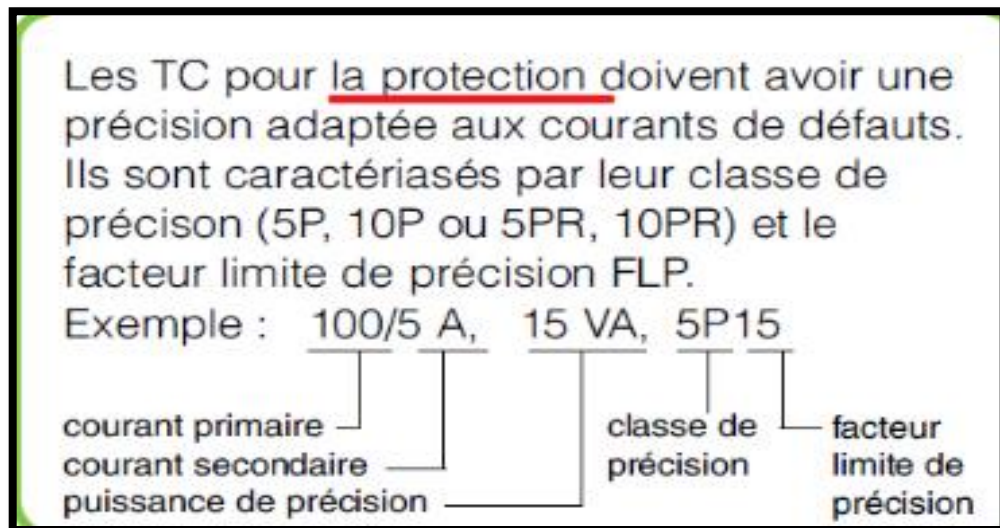


Figure II. 10 : la classe de précision des transformateurs de courant pour protection [16]

Un TC de protection doit saturer suffisamment pour permettre une mesure assez précise du courant de défaut par la protection dont le seuil de fonctionnement très élevé.

Les TC de protection sont normalisés par la CEI, on distingue deux classes de précision des TC de protection:

a. Classe PR:

Un TC de classe PR est caractérisée par :

- Classe de précision (5PR ou 10 PR).
- facteur de précision.
- puissance de précision.
- facteur de rémanence inférieur à 10% .

On prend comme exemple un TC 5PR 20 30VA 1000/1, ce TC a une précision de 5% à 21 fois le courant nominale [11].

b. Classe PX:

Les caractéristiques de TC de classe PX sont :

- tension de saturation assignée (E_k).
- Courant d'excitation maximal (I_e).
- résistance maximale de secondaire .

Prenons comme exemple un TC PX, $E_k > 1300V$, $R_{tc} < 6 \text{ ohms}$, $I_e < 25mA$, (1000:1), ce TC a donc une tension de saturation de 1300V. À cette tension de saturation, le courant de magnétisation ne dépasse pas 25mA. La résistance des enroulements secondaires ne dépasse pas 6 ohms à une température donnée. Cette classe est plus utile dans une protection différentielle ou tous les TC auront les mêmes caractéristiques on évite donc qu'un TC se

sature avant les autres ce qui provoquera un déclenchement intempestif par protection différentielle .

Les TC de protection ainsi que leurs classes et leurs zones d'utilisation au niveau de la centrale sont donnés dans le tableau(II.4)

Tableau II. 4: Les TC de protection dans la centrale [1]

Transformateur du courant pour protection:		
Classe	Caractéristique	Emplacement
5PR20	5% d'erreur à 20 x In	Protection de surintensité et différentielle du transformateur de soutirage
5PR20	5% d'erreur à 20 x In et basse rémanence	Protection différentielle globale G1 et TP1
PX	Tension de saturation et courant de magnétisation spécifié	Différentielle de ligne, de distance différentielle de barres, différentielle de transformateur élévateur
C800	10% d'erreur à 20 x le courant nominal (norme américaine)	Protection d'alternateur

II.2.2.Mesure Température d'enroulement:

Un enroulement de transformateur est l'« ensemble des spires formant un circuit associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi ». En d'autre terme il s'agit d'une bobine électrique placée autour du noyau magnétique d'un transformateur.

Lors de la conversion de tension et de courant par un transformateur, des pertes (pertes dans le noyau, pertes dans les conducteurs et pertes par courants de Foucault) se traduisent en chaleur. Il est alors possible de ressentir une chaleur à proximité du transformateur. Par mesure de sécurité, des normes réglementent les élévations maximales de température permises.

La durée de vie des transformateurs est essentiellement conditionnée par la température de fonctionnement en régime nominal et de surcharge, la surveillance de points chauds au cœur des enroulements est critique pour protéger le transformateur et prolonger sa durée de vie. Les conditions de fonctionnement dans une haute tension et les champs

électromagnétiques rendent la mesure de température difficile. Une température très élevée de l'enroulement entraîne une dégradation d'isolant et provoque des défauts internes.

Il existe plusieurs méthodes de mesure de cette température qui est soit calculée ou bien obtenue par des outils de haute gamme basés sur des sondes de fibre optique. La température des enroulements dépend de la charge du transformateur et de la température d'huile. La température de l'huile est obtenue à l'aide d'une sonde. On mesure la charge à l'aide d'un TC. L'appareil de mesure combine ainsi la température de l'huile et la charge du transformateur pour en arriver à déduire la température des enroulements [1].

II.2.3.Sonde de température d'huile:

Sondes de température à haute résistance électrique et durabilité mécanique pour mesurer la température des enroulements et de l'huile des transformateurs.

Dans la plupart des transformateurs, un fluide diélectrique (huile minérale, synthétique,...) est utilisé dans le circuit de refroidissement pour dissiper la chaleur du circuit magnétique et des enroulements, la température d'huile est obtenue directement par une sonde placée dans le réservoir d'huile.

Sondes de température à résistance encapsulés dans un tube métallique ou dans un tube thermo-rétractable. Ces sondes de température fonctionnent dans diverses plages de température de -50°C à $+260^{\circ}\text{C}$. Ces sondes de température sont le plus souvent utilisées pour mesurer la température des enroulements et de l'huile [18].

II.2.4.Les relais de protection:

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température etc.) et les transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement. Les relais peuvent être classés en trois familles montrées sur la figure(II.11) [19].

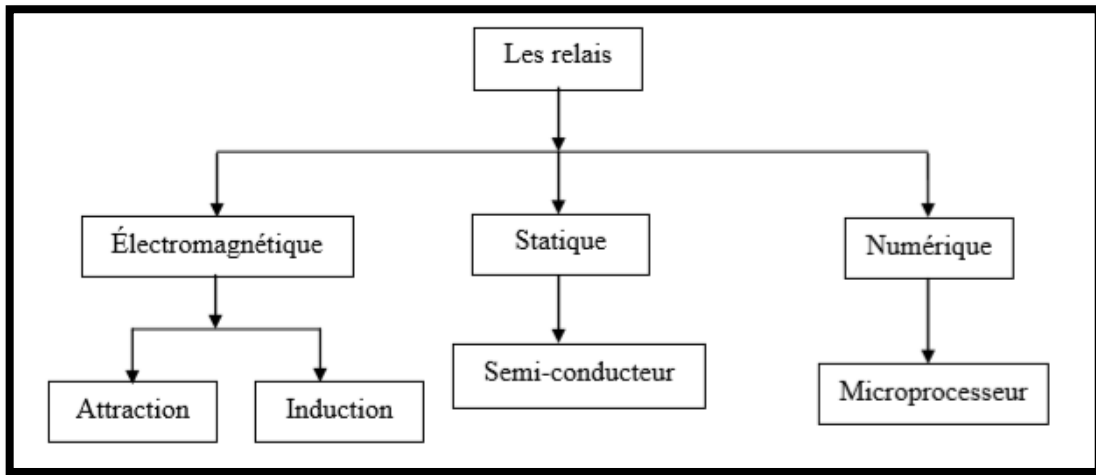


Figure II. 11 : Type des relais

La figure(II.12) suivant représente le développement dans la protection des lignes Selon les principes de la protection et la technologie des relais.

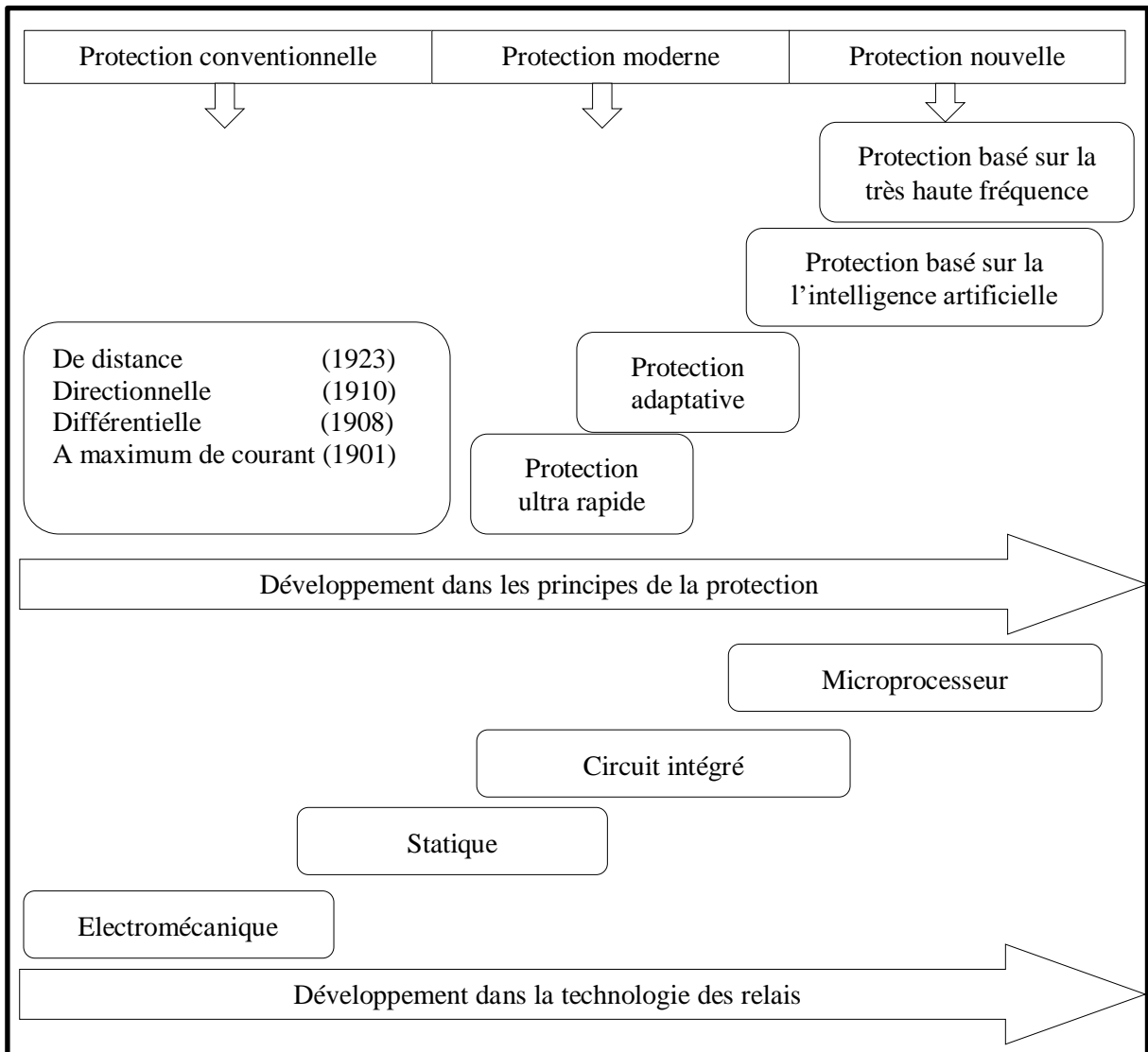


Figure II. 12: Développement dans la protection des lignes

II.2.4.1. Principe de fonctionnement d'un relais:

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases.
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension.
- Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage.
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant.
- Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci-dessous: [1]

a. Relais de mesure de courant:

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court-circuit.

b. Relais de mesure de tension:

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension composée U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

c. Relais de mesure d'impédance:

Relais de mesure d'impédance Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre,

soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires. Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, X) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

d. Relais de mesure de puissance:

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée par différentes manières :

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée.
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

e. Relais directionnel:

Ce type de relais apparaît aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service. Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction prédéfinie. Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant d'assurer une bonne isolation de la portion du réseau en défaut.

f. Relais différentiel:

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

II.2.4.2. Différents types de relais:

Il existe plusieurs types de relais sur le marché, ils sont classés par la technologie de conception, mode de fonctionnement et la fonctionnalité disposé qui dépend de chaque constructeur, on trouve des relais statiques, numérique, analogique, etc... [20]

Un relais de protection assure la surveillance permanente du dispositif protégé pour qu'il détecte le défaut, analyse la situation et opéré rapidement, il est caractérisé par :

La sensibilité: C'est la capacité ou le pouvoir de détecter toutes les défauts et les conditions anormales présentent lors du fonctionnement d'élément protégé et d'analyser la situation dans le cas de perturbation à un point quelconque sur la zone protégé.

La rapidité: Les dommages sont souvent liés à la durée de défaut, le système de protection doit se déclenché pour tous les types de défauts quel que soit leurs duré, et s'actionner en temps réel qui ne dépasse pas le millième de second.

La fiabilité: C'est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (déclenchement intempestifs) et assure un fonctionnement parfait et correcte lors de défaut.

On distingue :

- Relais par technologie.
- Relais par grandeur de mesure.

I.1.4.2.1. Relais par technologie:

a. Relais électromécanique :

Un relais électromécanique se compose de deux parties : l'une est fixe et l'autre est mobile, entre lesquelles s'exerce une force (ou un couple) d'origine mécanique ou thermique ou électromagnétique. La partie mobile est solidaire d'un contact qui se déplace par rapport au circuit d'utilisation (exemple : le circuit de disjoncteur). Le mouvement de cette partie mobile sert à fermer ou ouvrir le circuit d'utilisation. Cette protection est relativement abandonnée parce qu'elle est caractérisée par un temps de fonctionnement très élevé, une grande consommation d'énergie et un grand prix de revient.

b. Relais électronique (ou statique):

Les relais statiques dont les circuits de mesure et de commutation sont généralement à base de composants semi-conducteurs : transistors, diodes, thyristors,...etc. Le parcours du signal d'état depuis les capteurs des grandeurs (physiques ou électriques) jusqu'à la prise de décision (le fonctionnement de la protection ou pas) s'effectue dans des modules entièrement électroniques propres à chaque fonction. Cette protection est caractérisée par une construction simple, un temps de déclenchement très court et une grande précision.

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue :

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

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

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

c. Relais numérique :

Les relais modernes sont numériques (les anciennes étaient analogiques, c'est encore la majorité de celles installées dans le réseau), le signal d'entrée est échantillonné (1000 Hz), et la mise au point d'algorithmes performant (placé sur mémoire EPROM) permet, sur base de la topologie de l'état des disjoncteurs (ouvert, fermé) ainsi que des tensions et courants mesurés d'en déduire une décision à prendre (ouverture de disjoncteurs).

Les algorithmes dépendent du type de protection désiré : protection de distance (qui fait l'objet d'étude), intensité, différentiel. Selon le type d'élément à protéger (ligne, câble, alternateur, poste, transformateur...) un certain nombre de réglages (quelques centaines) sont nécessaires : nombre de kilomètres de lignes, notion de gradin de protection, aspect directionnel, impédances, etc...

d. Relais par grandeur de mesure:

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court-circuit.

e. Relais de mesure de courant:

Ces relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courants direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

- valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace.
- valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc.

- valeur instantanée ou temporisée (temporisation fixe ou inverse).

Les relais à maximum de courant sont très largement utilisés sur les réseaux à moyenne tension MT ; et les plus usuels dans les systèmes de protection des réseaux HT et THT.

f. Relais de mesure de tension:

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple VAN avec la tension composée UBC en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

II.3. Défaillance du transformateur de puissance:

Les conséquences des défauts latents à l'intérieur du transformateur de puissance sont souvent remarquables, qui peuvent diminuer à la fois ses tenues : diélectriques, thermiques et mécaniques à des valeurs inadmissibles, au-dessous des contraintes appliquées. Ceci peut progresser à un point où l'isolation ne peut résister face à ces surcharges provoquées par le courant de défaut ou de surtension (court-circuit, vibrations, surcharges, décharges partielles, foudre...). Ainsi, le diagnostic de ces défauts est étroitement lié à l'évaluation de l'état d'isolation solide et liquide [21].

On peut classer les défauts en deux types internes et externes :

II.3.1. Les défauts internes:

Les défauts internes sont des défauts qui se manifestent à l'intérieur du transformateur. Vu la complexité de la machine, la confirmation visuelle de ce type de défaut demeure compliquée.

II.3.1.1. Défaut entre phases (enroulements):

La diminution ou la perte d'isolement entre les enroulements provoque un court-circuit entre phase extrêmement dangereux sa valeur varie de 6 à 25 fois courant nominal [21].

II.3.1.2. Défaut entre spire (même enroulements):

La dégradation ou la perte d'isolation cause un contact entre les spires ce qui provoque un courant élevé mettant en danger le transformateur [21].

II.3.1.3. Défaut à la terre:

Les défauts à la terre sont le cas le plus fréquent, la valeur du courant dépend de la valeur d'impédance de terre et de la distance du défaut de point neutre [21].

II.3.1.4. Défaut entre enroulement et la cuve:

La dégradation de l'isolation provoque un contact direct ou indirect à la cuve de transformateur, la valeur du courant sera très élevée et extrêmement dangereuse [21].

II.3.2. Les défauts externes:

Les défauts externes peuvent se résumer dans les défauts de court-circuit sur le réseau qui contraignent le transformateur à ses limites ou les lignes alimentant les jeux de barres de poste GIS, couplage de réseaux inadapté et surcharges en exploitation etc.

II.3.2.1. Court-circuit externe:

Ce sont les court-circuits sur le terminal du transformateur ou la ligne 400kV alimentant les jeux de barres qui arrivent accidentellement soit entre phases ou entre phase et terre et qui comporte trois types montrés sur la figure (II.13): [4]

- Défaut monophasé entre phase et terre (ou masse).
- Défaut biphasé entre phase et phase soit mis à la terre ou isolé.
- Défaut triphasé entre les trois phases de la ligne ou les trois phases à la terre

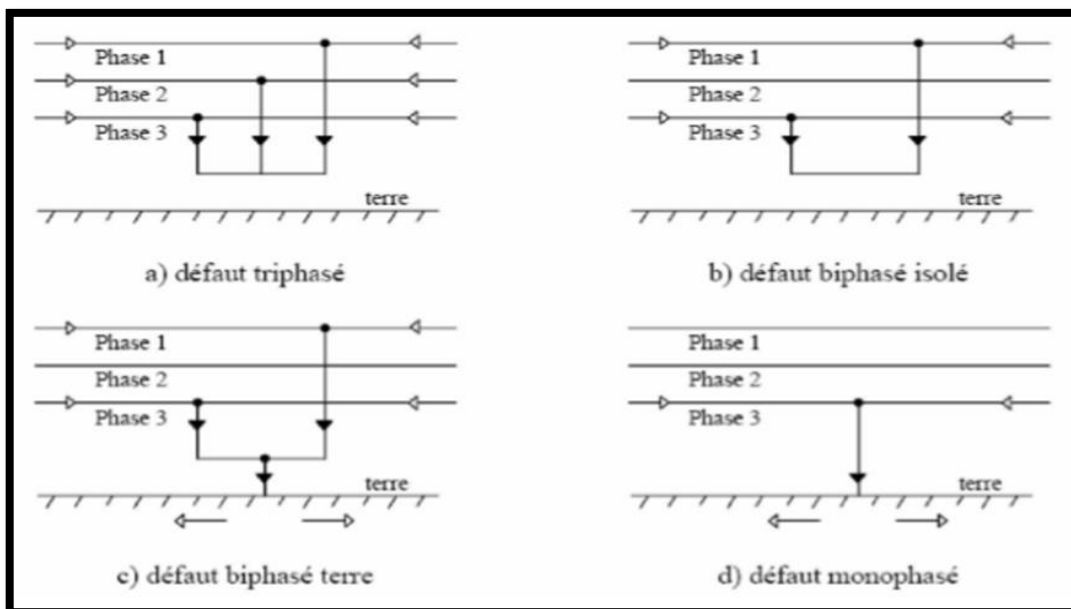


Figure II. 13: Différents types de court-circuit.

On peut distinguer deux classes ou catégories de court-circuit :

a. Défaut symétriques:

C'est les défauts électriques dangereux en raison du courant de court-circuit élevé, on peut le voir en tant que triphasé à la terre ou triphasé sans défaut à la terre, la figure(II.14) représente la forme de courant et tension dans un défaut symétrique.

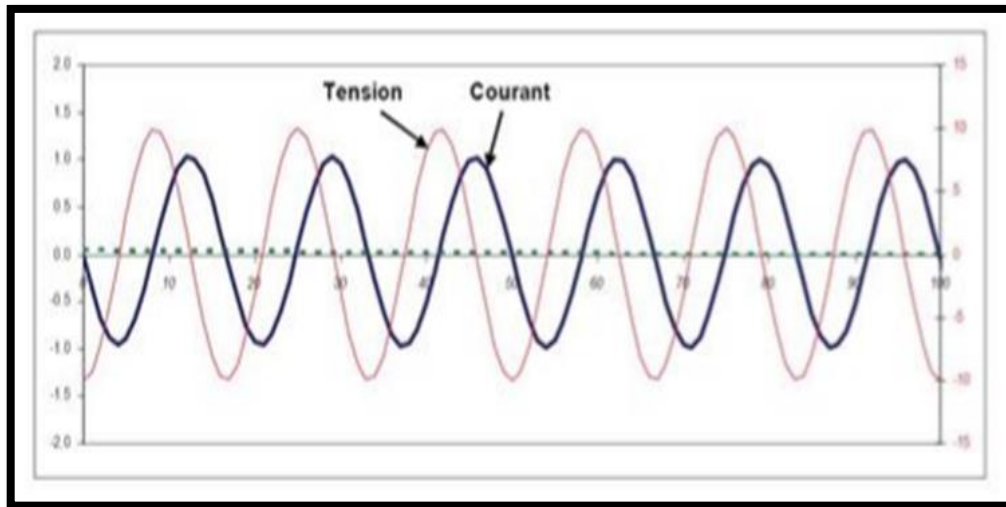


Figure II. 14: Représentation de forme de courant de défaut symétrique

b. Défaut asymétrique:

Tous les défauts n'affectent pas les trois phases sont à l'origine d'un courant asymétrique tel que le défaut phase terre, deux phases à la terre, phase ouverte ,quand ces défauts présentent dans le transformateur un courant très élevé atteint selon la CEI $1.9 \cdot \sqrt{2}$ courant symétrique, la figure(II.15) représente la forme de courant et tension dans un défaut asymétrique.

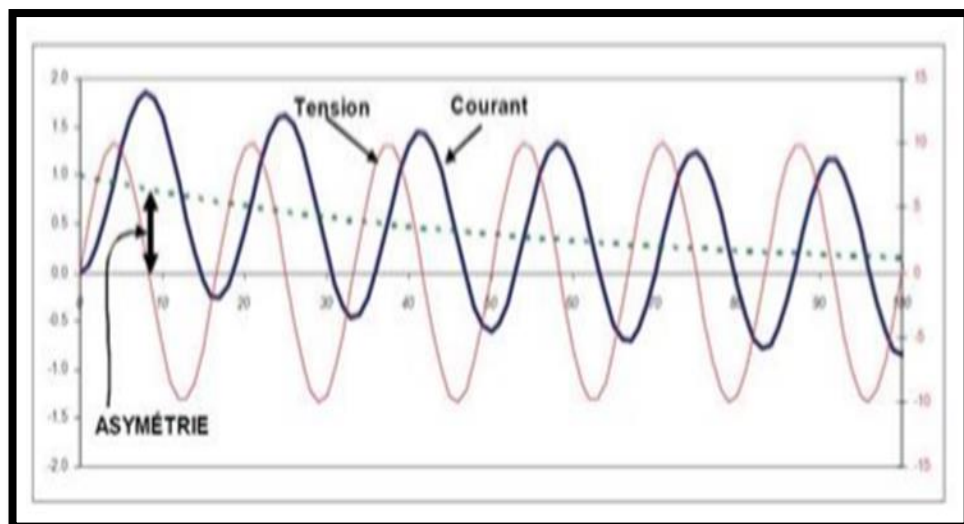


Figure II. 15: Représentation de forme de courant de défaut asymétrique

II.3.2.2.Les surcharges:

Les surcharges provoquent l'échauffement du transformateur, et sont généralement causé par l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément, ce qui traduit par une surintensité de longue durée [4].

II.3.2.3.Surtension:

La surtension est généralement à cause des opérations de commutation et la foudre ,ou les ondes transitoires se déplacent le long du réseau, ce qui engendre des contraintes mécaniques et fait dégrader l'isolation, un court-circuit en résulte [4].

II.4.Protection et surveillance de transformateur de puissance:

II.4.1.Rôle des protections:

Les fonctions de protection sont destinées à surveiller un ou plusieurs paramètres de l'installation, par exemple : les courants, la tension, la température, la fréquence... Ces grandeurs sont mesurées en permanence et comparées à des consignes ou à des seuils au-delà desquels la situation est définie comme anormale et dangereuse. En présence d'un défaut, la protection donne des ordres de déclenchement bien sûr, et pour isoler durablement la partie en défaut, elle interdit le ré-enclenchement. Elle peut aussi délivrer une alarme pour informer le personnel de maintenance et lui permettre d'intervenir.

II.4.2.Différents types des protections:

Le transformateur est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue, Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient internes ou externes.

II.4.2.1.Protections internes:

II.4.2.1.1.Protection par relais Buchholz :

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ représenté sur la figure(I.16). Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ).

Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts: [22]

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

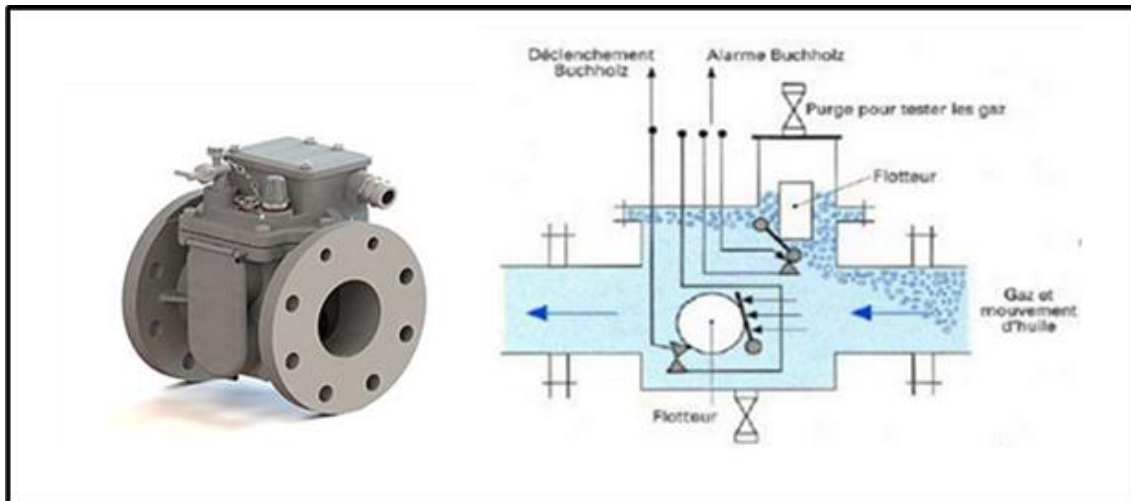


Figure II. 16: Relais BUCHHOLZ

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur: le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée:

- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur .
- Pour déceler le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais BUCHHOLZ .
- Pour le régulateur en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement .
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse .
- Analyse visuelle, si le gaz est :
 - Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension.

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

II.4.2.1.2. Protection de masse cuve :

Cette disposition est recommandée par la NF C13-200 dès que la puissance du transformateur atteint 5 MVA, quelle que soit la technologie de transformateur utilisée. La mise à la masse de la cuve d'un transformateur par l'intermédiaire d'un relais indirect d'intensité signale tout défaut interne à la masse et permet la mise hors tension du transformateur.

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre comme est indiqué sur la figure(II.17).

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

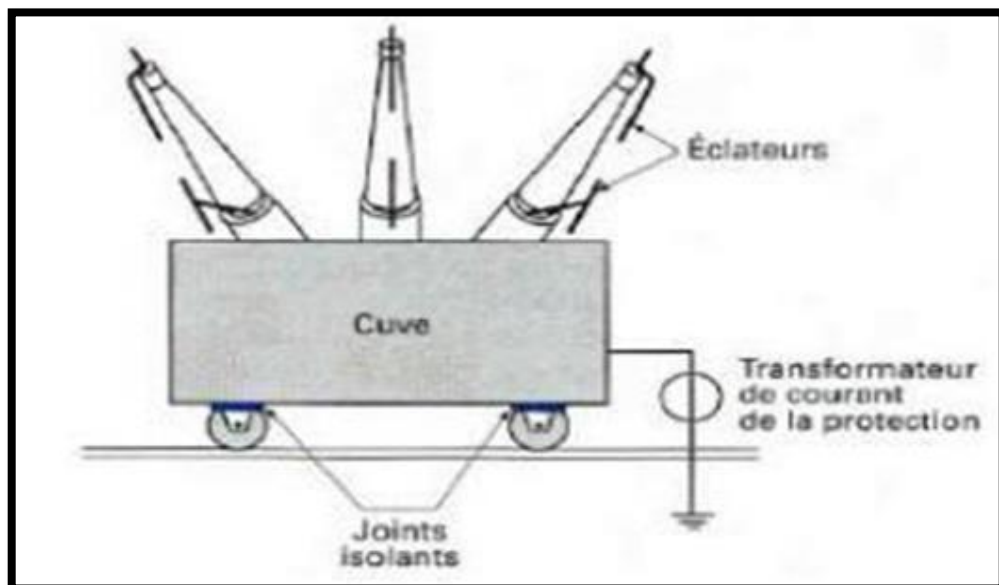


Figure II. 17: Protection de masse cuve

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

La protection de cuve est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre comme montré la figure(II.18) [22].

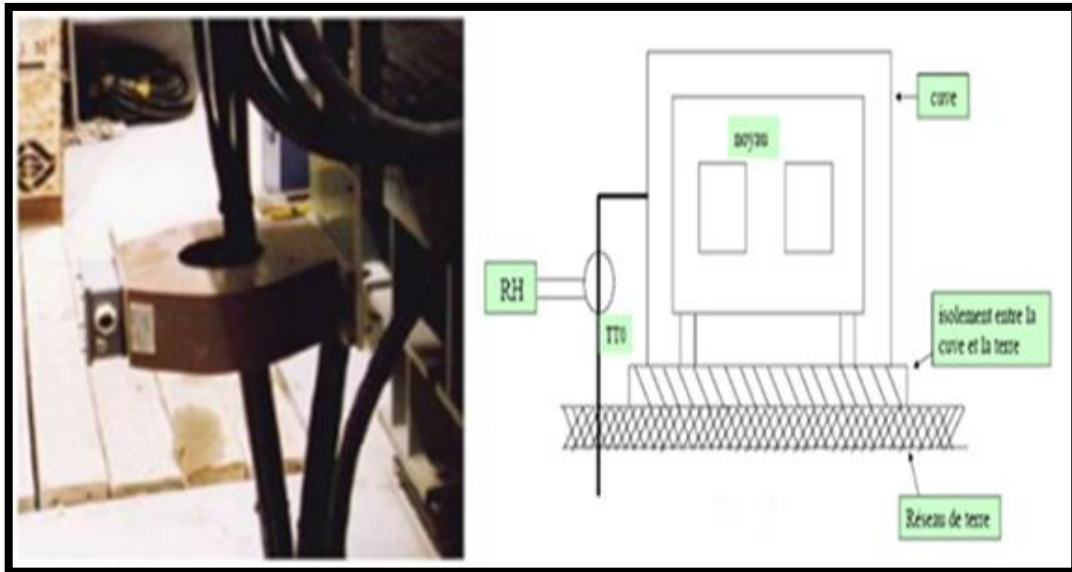


Figure II. 18: Placement de TC tore.

II.4.2.1.3.La protection thermique :

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

Elle est utilisée pour protéger le transformateur de puissance contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger à partir de la mesure du courant.

II.4.2.1.4.La protection par DGPT :

Le DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolements liquides. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme, la figure(II.19) représente le dispositif DGPT [22].

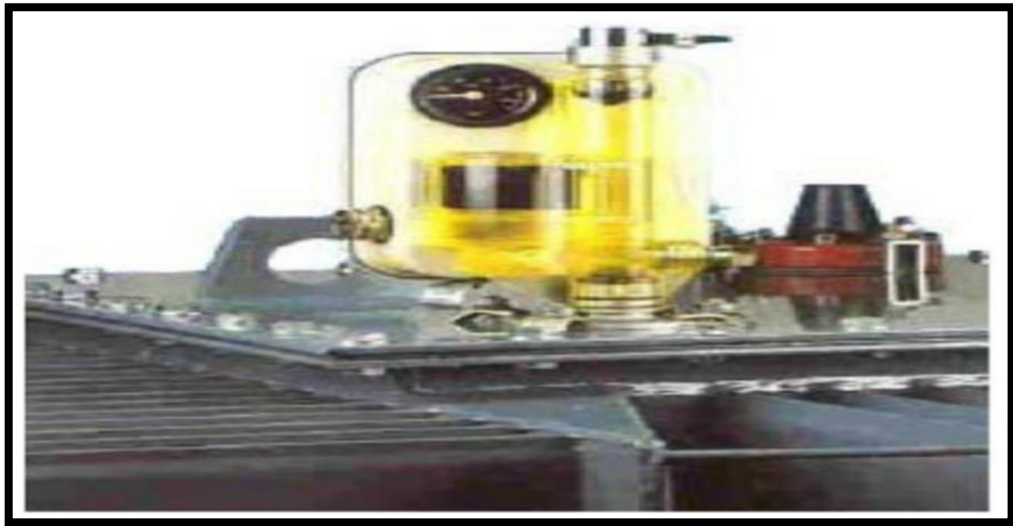


Figure II. 19: dispositif de protection DGBT

II.4.2.2. Protection externes:

II.4.2.2.1. Protection des surtensions :

Pour protéger le transformateur contre les surtensions, il Ya deux moyens de protection sont utilisé de manière large, les éclateurs et les parafoudres.

- **Eclateur** : est un dispositif simple constitué de deux électrodes dans l'air. la limitation de tension aux bornes est effectuée par l'amorçage d'intervalle d'air. Comme est montré sur la figure(II.20).
- **Parafoudre** : permettent de se débarrasser de ce comportement néfaste car ils présentent un comportement réversible. Ce sont des résistances fortement non linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au-dessus d'une certaine valeur de tension aux bornes. Comme est montré sur la figure(II.21) [23].



Figure II. 20: Éclateur



Figure II. 21: parafoudre

II.4.2.2.2. Protection à maximum d'intensité:

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension seuil bas (HTB) et Protection coté moyenne tension seuil haut (HTA).

Des relais reliés à des transformateurs de courant (équivalents d'un ampèremètre en haute tension) déclenchent le transformateur suite à une surintensité temporaire, fixée selon un seuil. Ces unités de protection agiront contre le défaut externe (défaut entre les phases et défaut entre phase et terre) [24].

- Trois relais à maximum de courant de phase à deux seuils (seuils bas et seuils haut) temporisés pour la protection contre les défauts entre les phases.
- Un relais à maximum de courant homopolaire à deux seuils (seuils bas et seuils haut) temporisé, désensibilisé à l'harmonique trois pour la protection contre les défauts de la terre.

II.4.2.2.3. Protection différentielle:

II.4.2.2.3.1. Protection différentielle conventionnelle:

La philosophie de la protection différentielle s'applique sur la protection des transformateurs de puissance. L'application est basée sur le courant de Kirchhoff loi aux nœuds. Le principe de la protection différentielle est basé sur la comparaison des courants entre le primaire et le secondaire du transformateur de puissance. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller fournir les courants au relais, qui sont le courant de fonctionnement (ID) et le courant de restriction (IR). La figure(II.24) illustre le Schéma de protection différentielle pour un transformateur .Les courants de fonctionnement et de restriction sont définis comme:

$$iD = i1 - i2 \quad (II.2)$$

$$iR = (i1 + i2)/2 \quad (II.3)$$

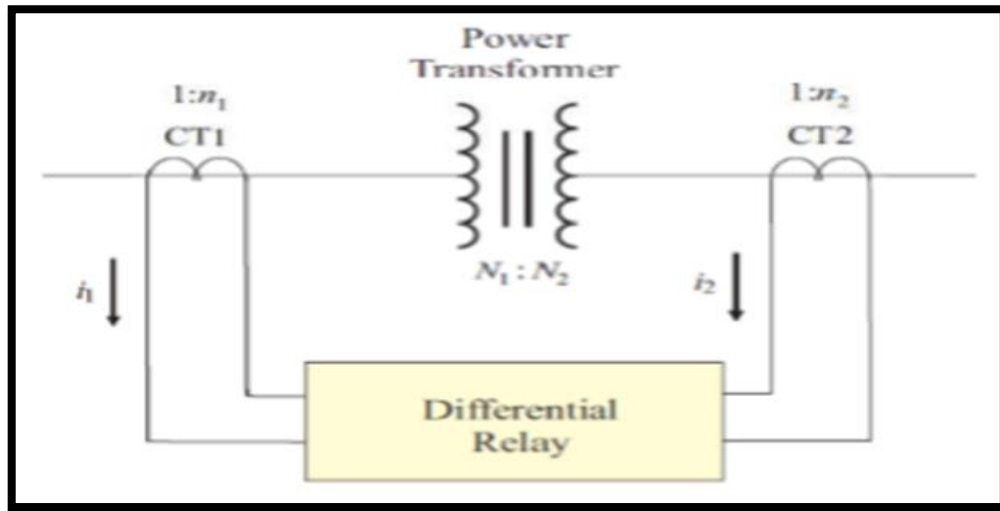


Figure II. 22 : Schéma de fonctionnement de la protection différentielle

Lors de l'extension de ce qui précède à un transformateur triphasé, dans des conditions de fonctionnement normales, les TC transforment les courants primaire et secondaire après avoir pris en compte les rapports de transformation, de sorte que i_1 et i_2 sont presque identiques. Pour un transformateur connecté primaire / secondaire Y / Δ , les TC sont connectés Δ / Y de rapport approprié.

Les transformateurs de courant sur le marché ont leurs propres normes de fabrication pour le rapport de tour et donc la sélection appropriée des TC pour la protection des transformateurs joue un rôle très important. Depuis, le rapport de transformation des transformateurs est le rapport entre le nombre de tours du côté primaire et le nombre de tours du côté secondaire. Par conséquent, le rapport de rotation du transformateur de courant primaire est $\frac{1}{N_1}$ et le rapport de rotation du transformateur de courant côté secondaire est $\frac{1}{N_2}$.

Le courant secondaire du TC situé sur le côté primaire du transformateur de puissance est:

$$I_1 = \frac{I_p}{N_1} \quad (\text{II.4})$$

Où:

I_p : Le courant côté primaire du transformateur de puissance.

I_1 : Le courant du côté secondaire de TC1.

N_1 : Le nombre de tours du côté secondaire de TC1.

De la même manière pour le TC situé du côté secondaire du transformateur de puissance, le courant secondaire du TC est:

$$I_2 = \frac{I_s}{N_2} \quad (\text{II.5})$$

Où:

I_s : Le courant côté secondaire du transformateur de puissance.

I2: Le courant du côté secondaire de TC2.

N2: Le nombre de tours côté secondaire de TC2.

Puisque le courant différentiel est: $I_d = I_1 - I_2$ alors, d'après l'équation (II.4) et l'équation (II.5), le courant différentiel circulant dans le courant de la bobine de fonctionnement du relais I_d peut être calculé comme suit:

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} - \frac{I_s}{N_2} \quad (\text{II.6})$$

S'il n'y a pas de défaut interne dans la zone protégée du transformateur de puissance, les courants I_1 et I_2 sont supposé égal en amplitude et en sens inverse. Cela signifie que le courant différentiel $I_d = 0$. Les courants côté primaire et secondaire du transformateur de puissance sont liés l'un à l'autre par l'équation (II.7):

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} \quad (\text{II.7})$$

Où:

N_s Et N_p : nombre de spires des côtés primaire et secondaire du transformateur de puissance, respectivement.

$\frac{N_s}{N_p}$: Le rapport de transformation du transformateur de puissance.

D'après l'équation (II.4), le courant secondaire par rapport au courant primaire du transformateur de puissance est:

$$I_s = \frac{I_p \cdot N_p}{N_s} \quad (\text{II.8})$$

Par conséquent, en manipulant les équations (II.6) et (II.8):

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} - I_p \cdot \frac{N_p}{N_2}$$

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} \left(1 - \frac{N_p \cdot N_s}{N_2 \cdot N_1}\right) \quad \text{Ou :} \quad \lambda = 1 - \frac{N_p \cdot N_s}{N_2 \cdot N_1}$$

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} \lambda \quad (\text{II.9})$$

D'après l'équation (II.6), il est évident que le terme λ doit être égal à zéro pour faire:

$$I_d = 0$$

$$1 - \frac{N_p \cdot N_s}{N_2 \cdot N_1} = 0$$

$$\frac{N_2}{N_1} = \frac{N_p}{N_s} \quad (\text{II.10})$$

L'équation (II.10) indique la condition de sélection des tours TC:

Puisque le rapport de transformation du transformateur crée différentes amplitudes de courants sur les côtés primaires et secondaires, pour la protection, les TC du schéma différentiel doivent être correctement sélectionnés. Dans le cas où le rapport exact des TC

n'est pas disponible, des TC d'interposition peuvent être déployés. Cependant, il convient de prendre soin en compte la charge supplémentaire qu'ils imposent. Le même argument est appliqué pour les transformateurs triphasés (3Φ), sauf que des problèmes supplémentaires peuvent apparaître dans transformateurs de multi phase. Dans le cas des transformateurs triphasés, les connexions étoile / triangle ou triangle / étoile utilisées sur Les côtés primaire / secondaire doivent être pris en charge en connectant un triangle / étoile ou étoile / triangle des transformateurs de courant employé dans le système de protection [24].

II.4.2.2.3.1.1. Difficultés de protection différentielle conventionnelle:

Les difficultés liées à ce schéma de protection compte tenu des TC sont:

- faux déclenchement.
- non-concordance du rapport TC.

Et aussi:

➤ **Courant d'appel magnétisant:**

- Courant magnétisant d'appel lors de la charge du transformateur.
- Saturation de TC et leur décalage.
- Changement du rapport du transformateur en raison du changement de prise.

Le courant d'appel magnétisant provoque une augmentation des niveaux de flux par rapport à la normal et donc les courants peuvent être considéré comme courant de défaut par le système de protection. L'amplitude et la durée du courant d'appel magnétisant sont influencées par de nombreux facteurs, certains de ces facteurs sont:

- Amplitude et forme d'onde de la tension au moment de la fermeture du disjoncteur.
- Amplitude du flux résiduel dans le transformateur.
- Valeur de saturation du transformateur.
- Impédance du circuit.
- Effet des courants d'appel sur les faux déclenchements.

Le courant d'appel est uniquement sur le côté primaire du transformateur et donc le différentiel lancera l'action de relais. Ceci doit être reconnu par le relais et traité comme une condition saine [25].

a. Faux déclenchement en raison des caractéristiques du TC:

En raison de la discordance des TC, le schéma de protection différentielle reconnaîtra une condition saine normale également comme un défaut. Cela doit également être éliminé en utilisant des TC d'interposition de multiprises.

b. Faux déclenchement dû au changeur de prises:

Le changeur de prises en charge (OLTC) est installé sur le transformateur de puissance pour contrôler automatiquement la tension de sortie du transformateur. Cet appareil est nécessaire partout où il y a de fortes fluctuations de la tension du système d'alimentation. Le rapport de transformation des TC peut être mis en correspondance avec une position du commutateur de changement de prise en charge. Si la position du changeur de prises est modifiée, le schéma de protection détectera la différence de courant comme un défaut et déclenchera l'action. L'autre condition importante est la saturation du noyau des TC et cela entraînera également un faux fonctionnement.

II.4.2.2.3.2. Protection différentielle numérique:

Des dizaines d'algorithmes numériques ont été développés et utilisés en tirant parti de la capacité de calcul de l'ordinateur. La supériorité de tout algorithme peut être mieux jugée par sa précision et sa vitesse. Selon la norme IEEE, la protection du transformateur doit être effectuée en 100 ms. Dans le scénario de nombreux algorithmes disponibles qui ont 10 fois la vitesse de fonctionnement, cet article décrit un algorithme avec une vitesse comprise entre 1 et 15 ms en utilisant Fast Fourier pour transformer. Cet algorithme est adapté pour augmenter sa vitesse.

La version simulée du relais proposé est présentée dans cet article. L'algorithme reconnaît le contenu harmonique dans le courant magnétisant et le courant normal et agit en conséquence, déclenchant l'action de protection.

L'amplitude des harmoniques diminue progressivement et en FFT le signal est décomposé comme un ensemble de termes sinus et cosinus donné par:

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} (C_k \cos(k\omega t) + S_k \sin(k\omega t))$$

En particulier, les C_k et S_k sont définis comme:

$$C_k = \frac{2}{N} \sum_{n=1}^{N-1} X(n) \cos\left(\frac{2k\omega t}{N}\right)$$

$$S_k = \frac{2}{N} \sum_{n=1}^{N-1} X(n) \sin\left(\frac{2k\omega t}{N}\right)$$

Les coefficients harmoniques de Fourier peuvent être exprimés comme:

$$F_k = \sqrt{C_k^2 + S_k^2} \quad (\text{II.11})$$

II.4.2.2.3.3. Principe de fonctionnement:

Une protection différentielle consiste à comparer les courants entrants et les courants sortants dans la zone protégée, à l'état normal les deux courants sont égaux et si un défaut apparaît les deux courants seront différents, cette protection doit opérer rapidement quand le

courant différentiel mesuré est supérieur à des valeurs déjà programmées (seuil). Cette protection est utilisée pour:

- Détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal.
- Déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté [26]:

- Courant magnétisant de transformateur.
- Courant capacitif de ligne.
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

a. L'état normal (ou défaut externe):

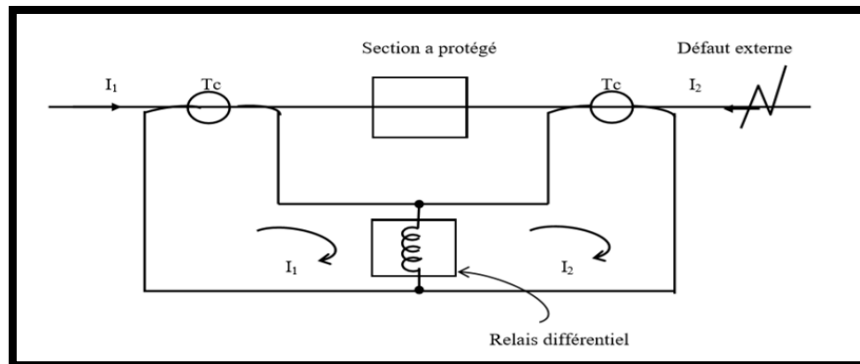


Figure II. 23: Schéma de défaut externe

Les secondaires des transformateurs de courant sont reliés en série ainsi les courants induits sont égaux. Supposons qu'il y a un défaut externe en service au point (b). Les courants aux secondaires resteront égaux, aucun courant ne traverse la bobine d'opération du relais. Par conséquent le relais sera inopérant. Ainsi le relais ne peut pas fonctionner s'il y a un défaut externe. Comme est montré sur la figure(II.23).

b. Défaut interne:

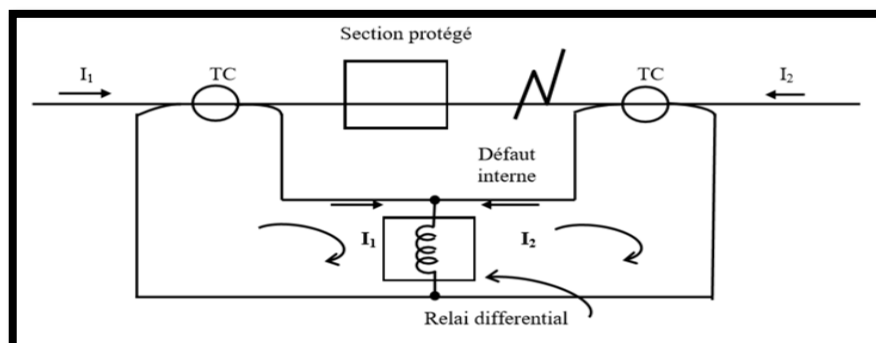


Figure II. 24: Schéma de défaut interne

Le courant qui traverse les deux côtés des secondaires des TC ne sont pas égaux. Le courant traversant la bobine du relais est maintenant $(I1+I2)$, ce fonctionnement à cause du relais.

II.4.2.2.3.4 Condition de base de la protection différentielle:

Les conditions de base du système de protection différentielle sont comme suivent :

Fiabilité : Elle peut être définie comme la capacité de fonctionnement du système de protection quand le défaut se produit sur le système. Ici nous avons deux aspects différents, le premier est la fiabilité (ou disponibilité) du système de protection qui signifie que le système de protection doit fonctionner dans des conditions de panne. Le second est la sécurité qui signifie que le système de protection ne doit pas fonctionner dans les conditions normales où le défaut est externe La fiabilité peut être réalisée en choisissant les composants fiables pour toute la chaîne à savoir : [25]

- A. Transformateur.
- B. Relais protecteurs.
- C. Câblage du système de protection.
- D. Circuits de commande.
- E. Approvisionnements de puissance auxiliaire.

Sélectivité : C'est la capacité du système de protéger et d'isoler seulement la partie défectueuse de sorte que la pièce restante reliée toujours au système selon cette condition que le système d'alimentation continuera la fourniture d'énergie à toutes les parties saines du système.

Sensibilité : C'est la capacité du système de protection de détecter la réponse à tout défaut à un point quelconque sur la zone protégée dans toutes les conditions de fonctionnement.

Vitesse : Le système de protection doit se déclencher pour les défauts instantanément (c.-à-d. sans retard de temps) sur tout pour les courants graves de court-circuit. Pour réduire au minimum les dommages dans le système d'alimentation. Pour fournir la stabilité pour le système d'alimentation.

Simplicité : Un système de relais protecteur devrait être maintenu simple et direct tout en accomplissant ses buts prévus. Chaque unité ou composant supplémentaire, peuvent offrir l'amélioration de la protection mais n'est pas nécessairement à la base des conditions de protection. Chaque addition fournit une source possible de problème et d'entretien supplémentaire.

Économie : Il est fondamental qu'il faut obtenir une protection maximale pour un coût minimum. Le système qui à coût de protection minimum peut ne pas être le plus fiable ; en

outre, il peut entraîner de plus grandes difficultés dans l'installation et l'opération, aussi bien que des coûts de maintenance plus élevés. Des coûts de protection sont considérés haute une fois qu'ils devraient être évalué à l'encontre du coût élevé de l'équipement qu'ils se protègent, et du coût d'une panne ou d'un équipement protégé par la protection inexacte [25].

II.5. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons donné des généralités sur les différents types de protection utilisée dans la centrale, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace.

Nous allons procéder à des différentes mesures de suivi en prenant les différentes grandeurs tel que la tension et le courant par le TT et le TC pour identifier l'état de fonctionnement de transformateur HT/THT.

Chapitre III

III.1.Introduction :

Un transformateur de puissance est principalement protégé contre les défauts internes à l'aide d'une protection différentielle conventionnelle qui est sensible et une technique de compensation rapide. Mais reste la protection numérique mieux que la protection conventionnelle.

Dans ce chapitre nous allons procéder à l'exécution de notre simulation du groupe transformateur de Marsat El Hadjaj pour analyser la protection d'un transformateur, modélisé dans le chapitre précédent en utilisant deux méthodes de protection. La première est une protection conventionnelle. La deuxième est une protection numérique. Dans la dernière phase de notre analyse nous allons faire une comparaison entre eux.

III.2.Simulation de la protection différentielle :

III.2.1.Modèle de simulation :

Le schéma de notre modèle globale de simulation représente sur la figure (III.1) a été inspiré de matlab-simulink. Quoiqu'il existe plusieurs schémas de simulations sur ce logiciel le choix d'un prototype dépend des compétences d'opérateur.

Simulink est un programme de Matlab pour la simulation des systèmes, c'est une plateforme de simulation multi-domaine des systèmes dynamiques, dans laquelle la définition des modèles se fait par schémas bloc (diagramme structurel). Il met en évidence la structure du système et permet de visualiser les interactions entre les différentes grandeurs internes et externes, Simulink possède une interface graphique pour visualiser les résultats sous forme graphiques ou de valeurs numériques [4] [25].

Le système simulé est constitué de :

- Source de tension triphasée qui représente l'alternateur (13.8KV ,220 MVA)
- Le transformateur élévateur (13.8/235 KV ,220MVA), représente le transformateur étudié.
- Deux disjoncteurs triphasés commandés en amont et en aval de transformateur.
- Outil de mesure de courant et de tension.
- Protection différentielle.
- Une charge (R, L, C) représente la consommation nominale.
- Générateur des différents défauts triphasés, biphasé, monophasé,

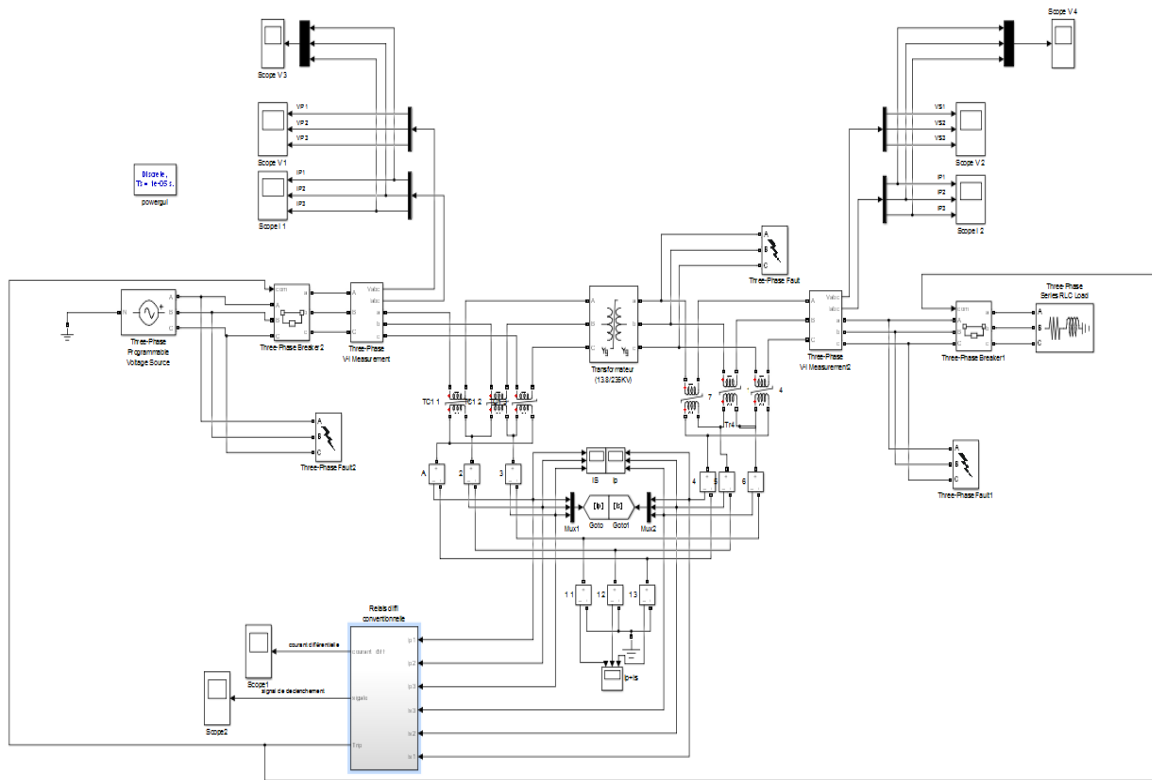


Figure III. 1 : Modèle globale de simulation [27]

III.2.2. Protection différentielle conventionnelle :

Le bloc de la protection différentielle a été réalisé en faisant une approche de son mode de fonctionnement, en utilisant plusieurs blocs de Simulink. Comme montrer sur la figure(III.2).

On calcul la différence entre les deux courants primaires et secondaires après la compensation d’amplitude. Si cette différence dépasse un seuil prédéterminé, l’ordre de déclenchement sera donné aux disjoncteurs [4].

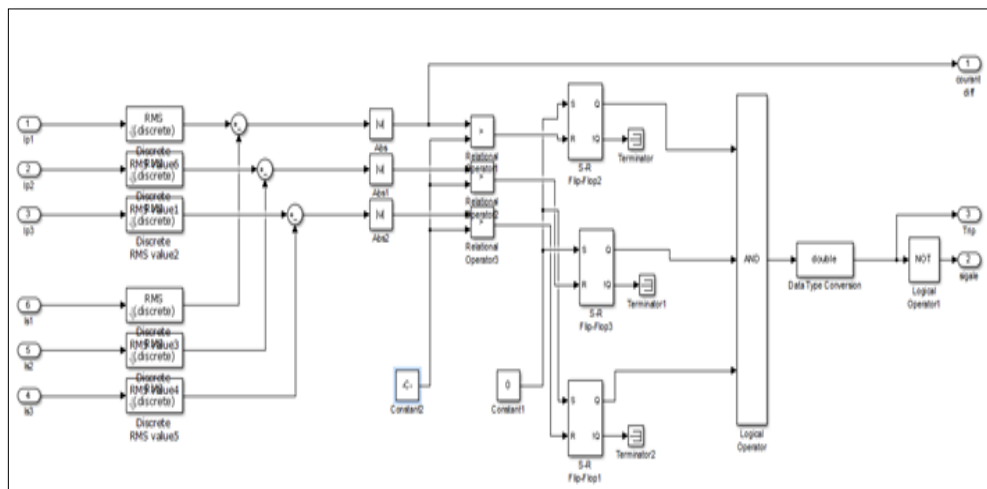


Figure III. 2 : relais différentielle conventionnelle [4]

Le modèle de la protection différentielle est exécuté pour les cas suivants :

- Fonctionnement normal.
- Défaut externe.
- Défaut interne.
- Faut déclenchement

III.2.2.1 Fonctionnement normal :

Après l'introduction des paramètres de notre système dans le schéma pour la simulation avec la protection conventionnel, nous avons exécuté la simulation pour le premier essai de fonctionnement normal. Alors nous avons obtenu les résultats suivants.

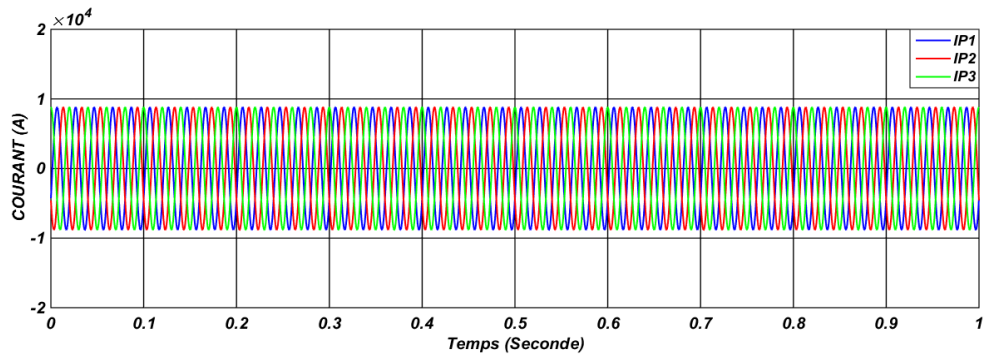


Figure III. 3: Le courant primaire pour chaque phase

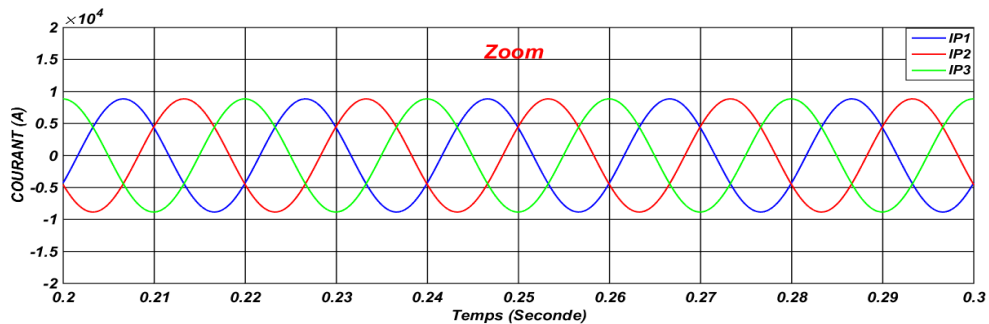


Figure III. 4: Zoom de courant primaire pour chaque phase

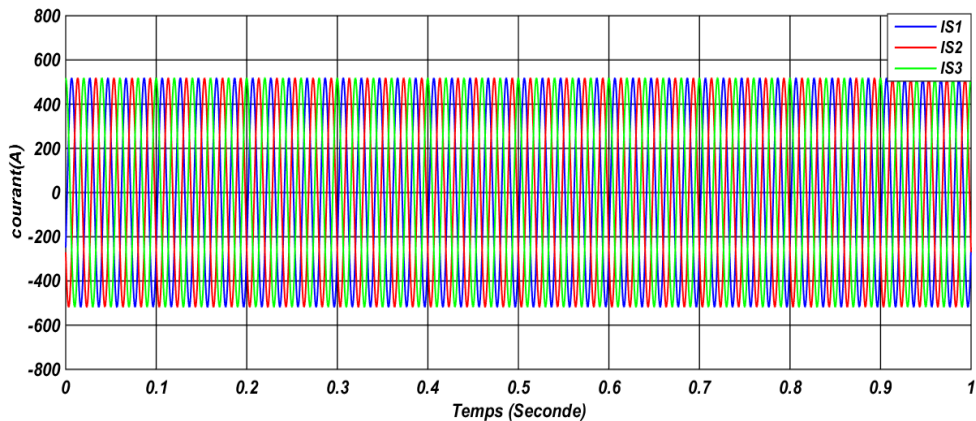


Figure III. 5 : Le courant secondaire pour chaque phase

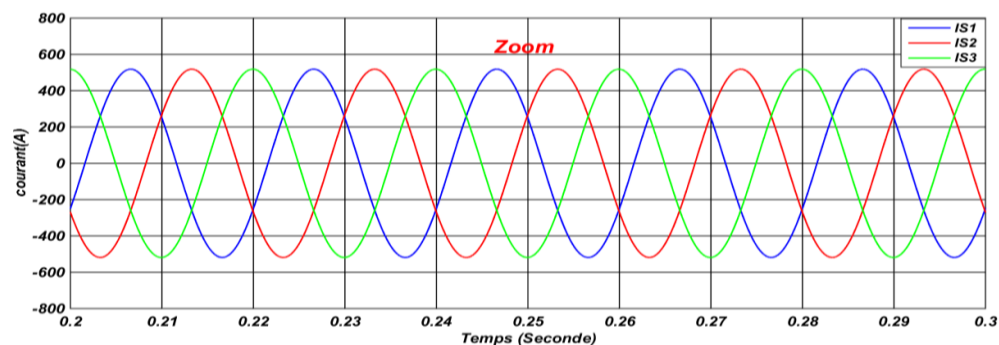


Figure III. 6 : Zoom de courant secondaire pour chaque phase

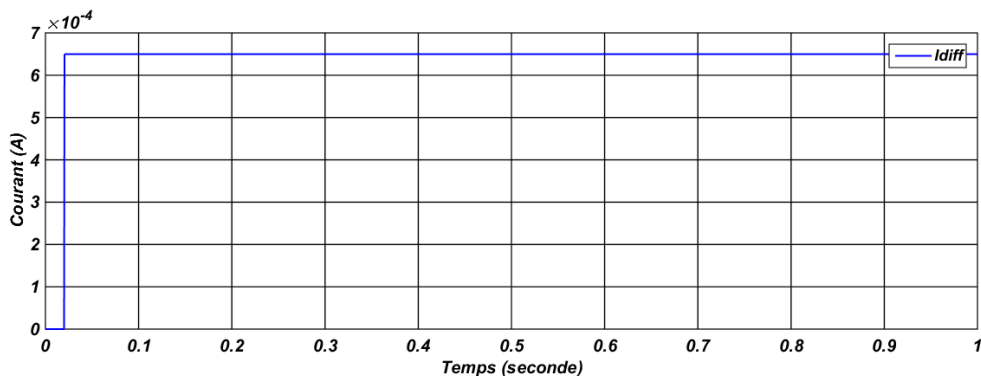


Figure III.7 : Courant différentielle

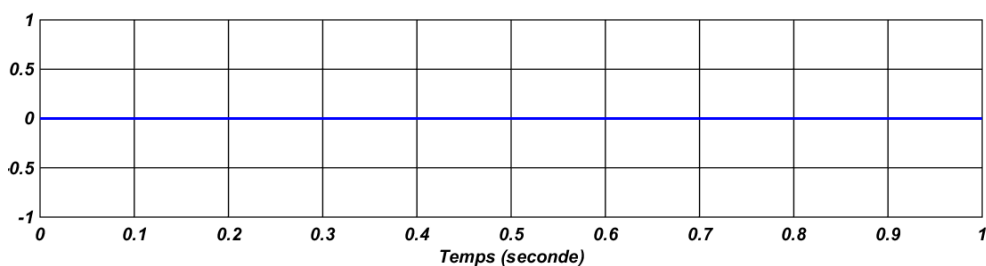


Figure III.8 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

III.2.2.1. Interprétation des résultats:

Dans le fonctionnement normal les courants primaire et secondaire est dans les valeurs nominales (figure III.3, figure III.5), le courant différentiel est presque nulle après la compensation d'amplitude (figure III.7), et aucun signal de déclenchement (figure III. 8), $I_D \approx 7 \times 10^{-4}$

III.2.2.2. Défaut externe :

Maintenant nous allons appliquer un défaut à l'extérieur de la zone protégé, soit en amont ou en aval de transformateur, le défaut est appliqué à $t=0.6$ seconde

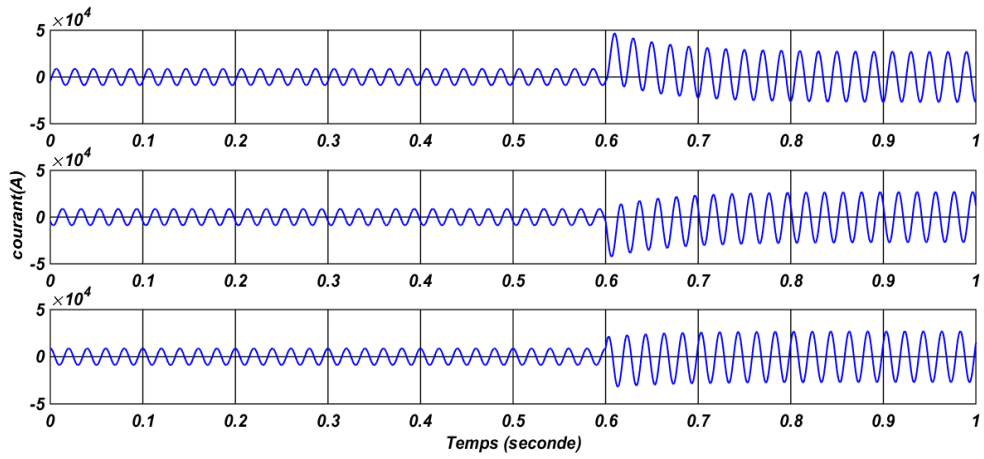


Figure III. 9 : Le courant primaire pour chaque phase

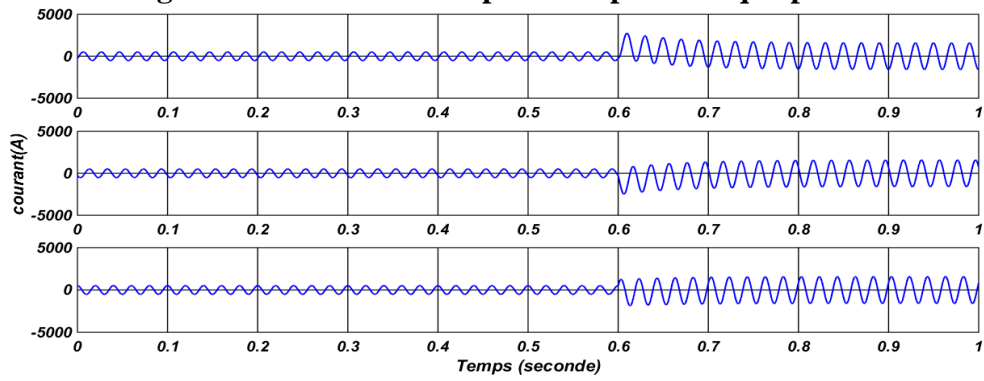


Figure III. 10 : Le courant secondaire pour chaque phase

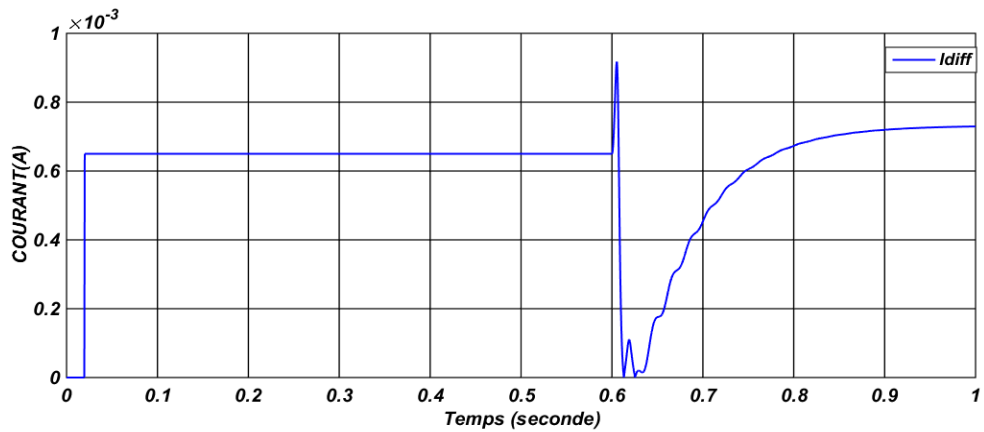


Figure III.11 : Courant différentielle

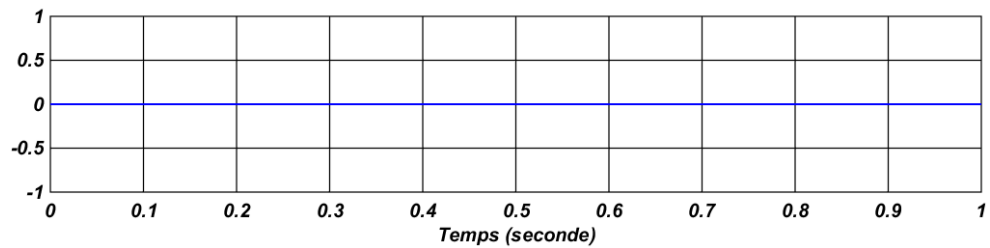


Figure III.12 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

III.2.2.2.1 Interprétation des résultats:

Avant l'occurrence de défaut externe à $t=0.6$, les résultats sont déjà interprétés dans la partie précédente (fonctionnement normal). Cet essai est effectué pour voir le comportement de la protection différentielle à face d'un défaut externe. Cependant, nous avons appliqué un défaut en dehors de la zone protégée à l'instant $t = 0.6$ seconds pendant le fonctionnement normal de transformateur de puissance. On remarque d'après la figure (III.9), que le transformateur engendre une augmentation de courant jusqu'à 50kA au primaire, et son image au secondaire sur la figure(III.10), malgré que le courant augmente mais la différence entre eux ne dépasse pas le seuil selon la figure (III.11), donc Les disjoncteurs ne reçoivent pas un signal de déclenchement et la protection ne doit pas opérer. Comme est illustré sur la figure(III.12).

Remarque :

Dans ce cas, la protection contre la surintensité doit fonctionner pour protéger le transformateur contre le défaut externe, qui cause la dégradation dans quelques caractéristiques de transformateur, car le transformateur ne peut pas supporter le courant de défaut.

III.2.2.3.Défaut interne :

On applique un défaut interne dans le secondaire de transformateur à l'instant $t=0.6$ s et pour une durée de 0.15 seconde pour voir le comportement de la protection différentielle.

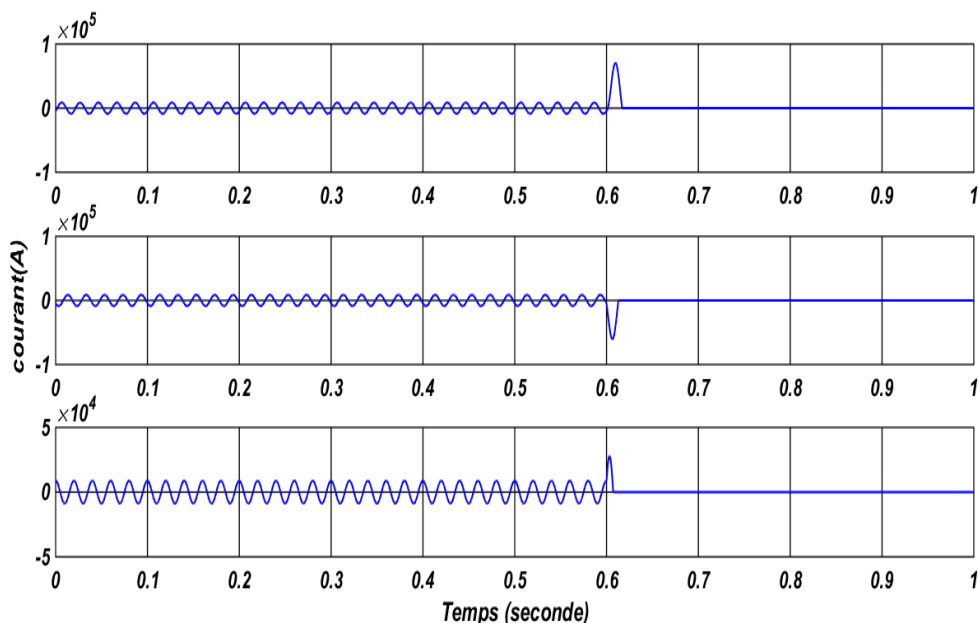


Figure III. 13 : Le courant primaire pour chaque phase

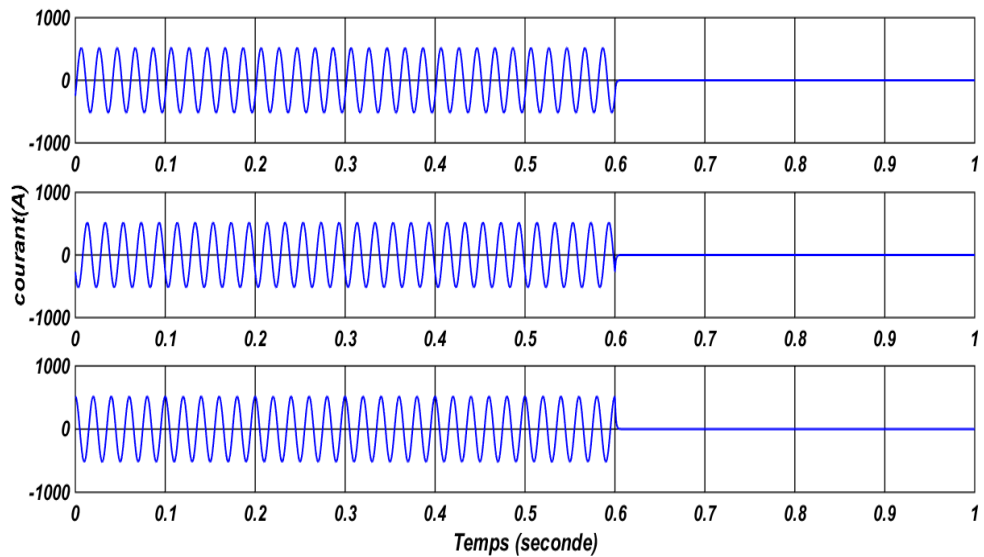


Figure III.14 : le courant secondaire pour chaque phase

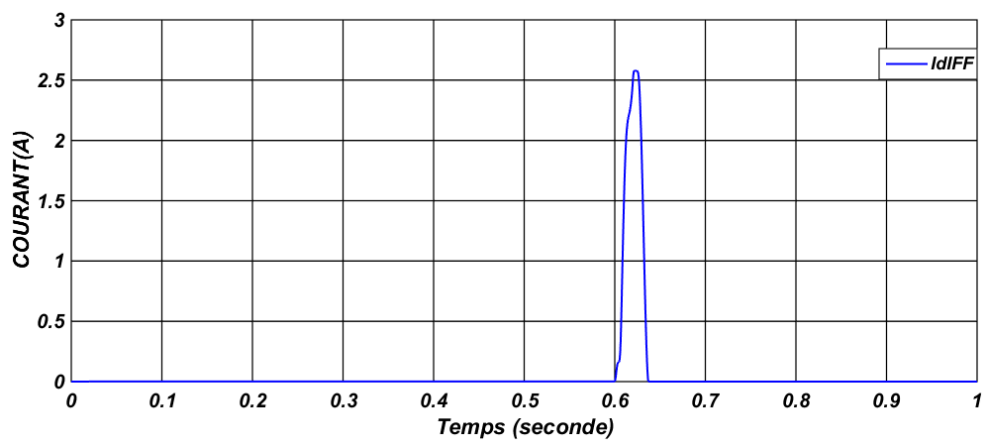


Figure III.15 : Courant différentielle

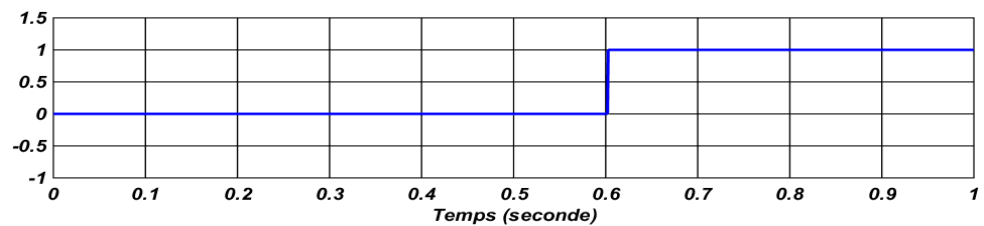


Figure III.16 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

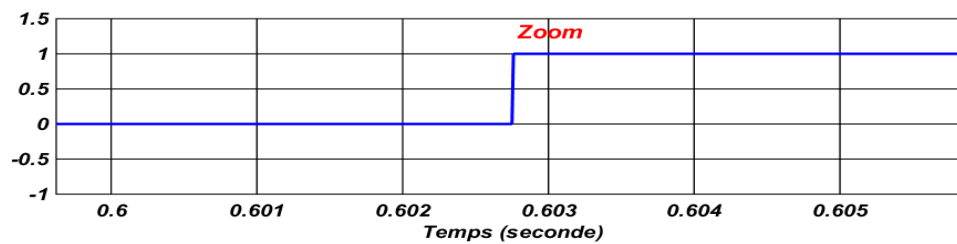


Figure III.17 : zoom du signal de déclenchement à $t=0.6$ s

III.2.2.3.1 Interprétation des résultats:

Dans cette essai nous avons appliqué un défaut interne pour voir le fonctionnement de la protection différentielle sur le transformateur à l'instant $t = 0.6$ seconds, Avant l'occurrence de default interne la protection est en fonctionnement normal qui est déjà interprétés dans la partie précédente (fonctionnement normal). Et lorsqu'on applique le défaut la différence entre le courant primaire et secondaire augmente et dépasse le seuil selon la figure (III.15), car le courant primaire augmente et le courant secondaire diminue. Dans une durée très court, on peut voir que le disjoncteur ouvre le circuit pour isoler le transformateur, la séquence d'ouverture par phase est montrée dans les figures III.13 et III.14, le signal de déclenchement reçu du relai différentiel est montré sur la figure III.16.

III.2.2.4. Faut déclenchement :

Pour cette simulation nous allons analyser la réaction de la protection différentielle conventionnelle lorsqu'on alimente le transformateur et la mise sous tension, donc on réglé le côté primaire CB1 est fermé à l'instant $t=0.2$ seconde.

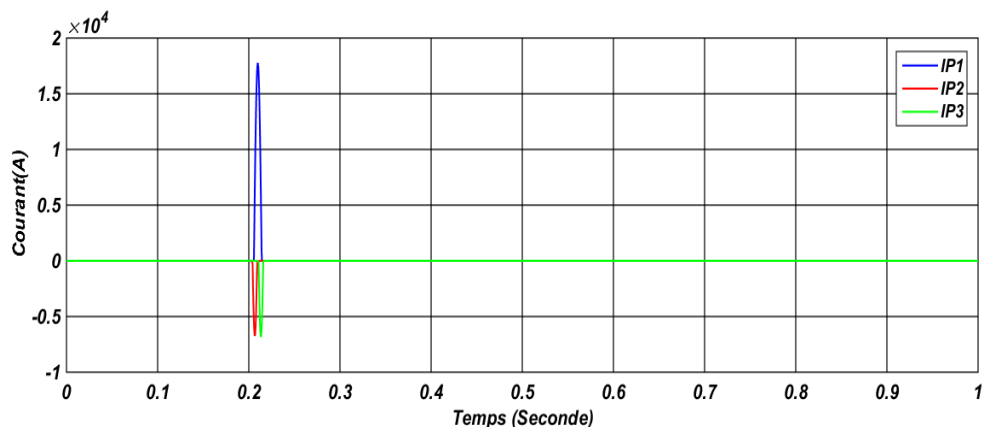


Figure III. 18 : Le courant primaire pour chaque phase

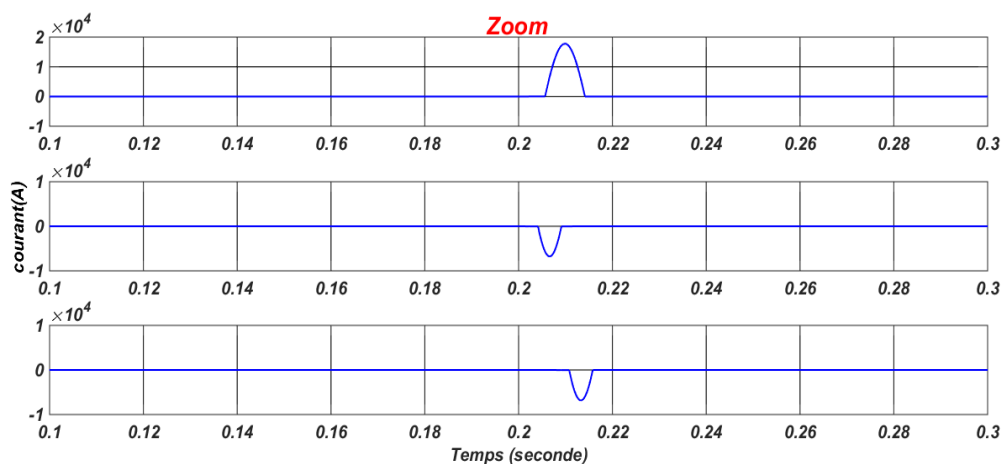


Figure III. 19 : zoom du courant primaire pour chaque phase à $t=0.2$

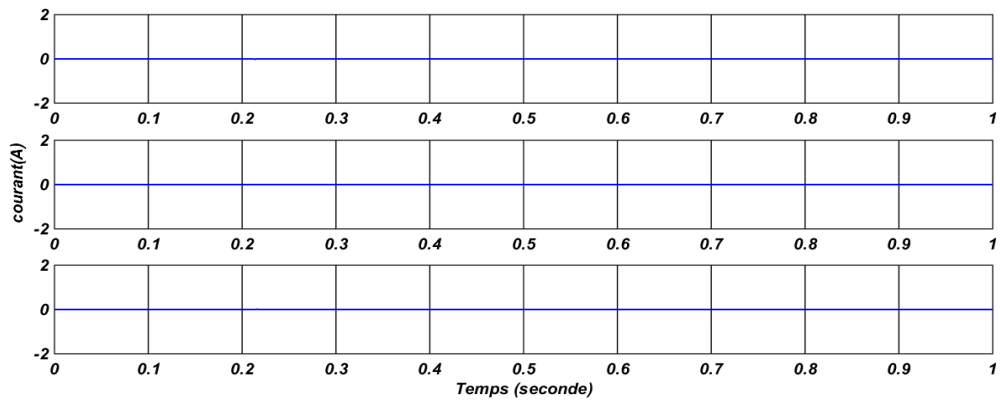


Figure III.20 : le courant secondaire pour chaque phase

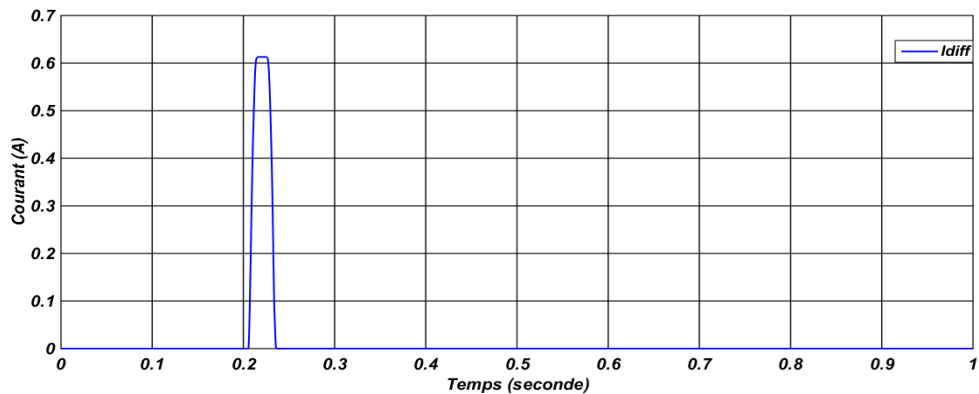


Figure III.21 : Courant différentielle

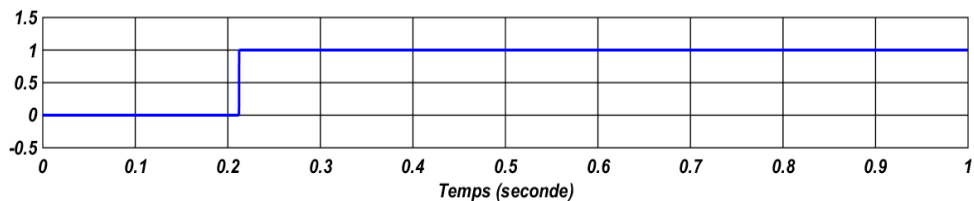


Figure III.22 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

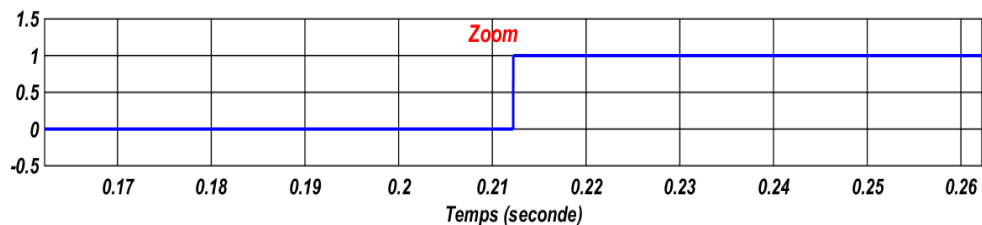


Figure III.23 : Zoom de signal de déclenchement à $t=0.2s$

III.2.2.4.1 Interprétation des résultats:

Dans cette partie nous avons effectué un essai pour étudier le problème lié au démarrage d'un transformateur de puissance. Lorsqu'on alimente le transformateur sans la charge à l'instant $t=0.2$, le courant d'appel existe seulement du côté de source du transformateur selon

la figure (III.18) et la figure(III.20) donc ce courant d'appel provoque une augmentation du courant différentielle , cette valeur dépasse le seuil de déclenchement d'après la figure (III.21), parce que le courant d'appel de magnétisation, qui se produit au cours de la mise sous tension du transformateur, résulte généralement du courant de pleine charge et peut donc causer des mauvais fonctionnement des relais, néanmoins on remarque bien dans la figure (III.22) que les disjoncteurs reçoivent un signal de déclenchement faut et le transformateur est isolé.

III.2.3. Protection différentielle numérique:

Ce schéma de notre modèle globale de simulation est identique au schéma global utilisé précédemment, cependant on a modifié le relai différentiel conventionnel par un relai différentiel numérique.

Le bloc de la protection différentielle numérique a été réalisé en faisant une approche de son mode de fonctionnement, Le contenu de chaque bloc montré sur des figures (III.24) à (III.27).

La figure(III.28) illustre l'organigramme de l'algorithme de technique logique à base de transformée de Fourier numérique conçu. Dans cet algorithme, les courants de sortie des TC subissent deux processus d'analyse, un processus de comparaison d'amplitude et un processus de calcul de contenu harmonique. La comparaison d'amplitude entre les valeurs RMS des courants de sortie des TC ($| Id1 - Id2 |$) se trouve à gauche de l'organigramme et le calcul harmonique se trouve à droite de l'organigramme. [25]

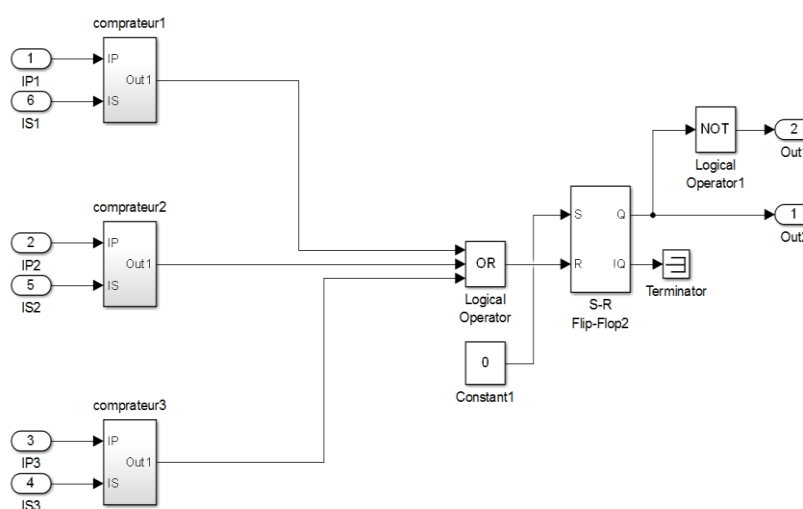


Figure III. 24 : relais différentielle numérique [25]

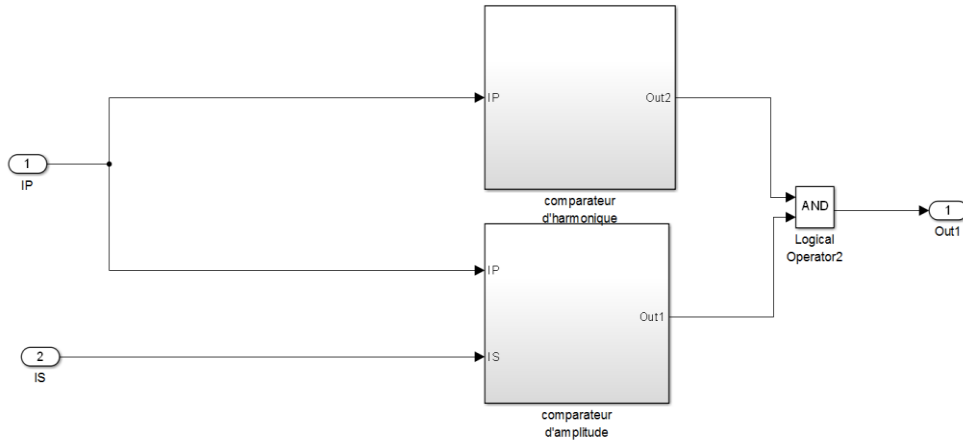


Figure III. 25 : Le contenu du bloc comparateur [25]

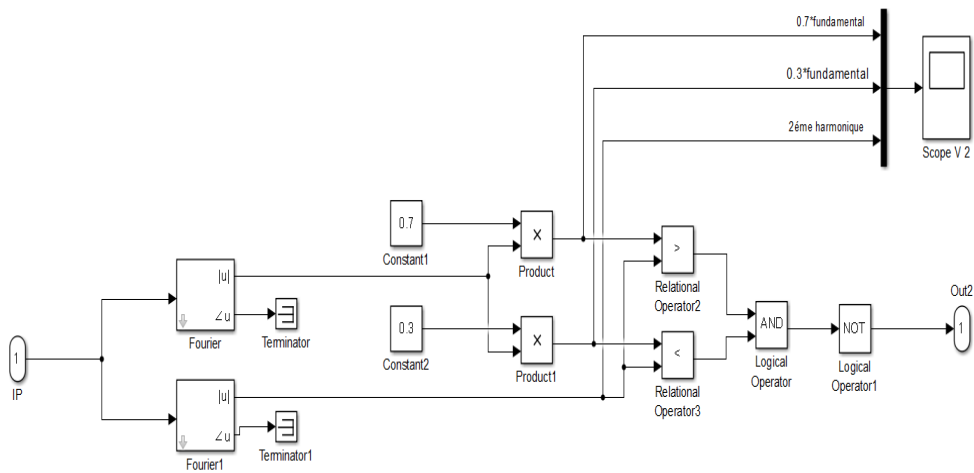


Figure III. 26 : Le contenu du bloc comparateur d'harmonique [25]

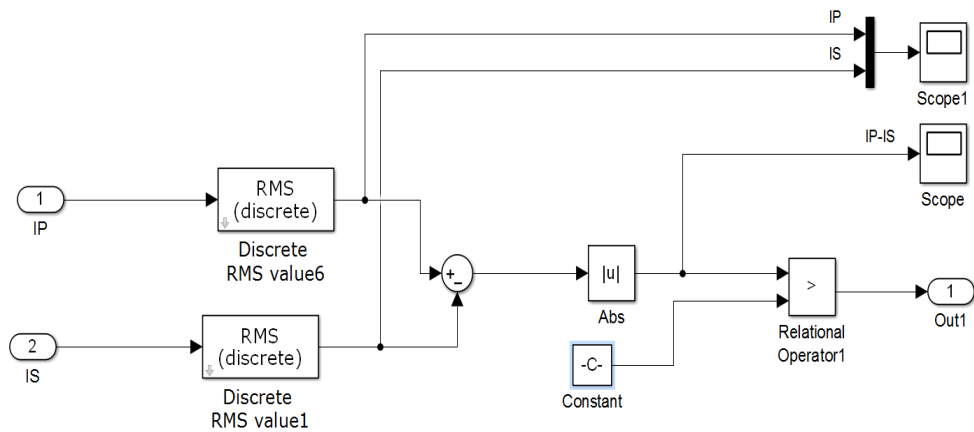


Figure III. 27 : Le contenu du bloc comparateur d'amplitude [25]

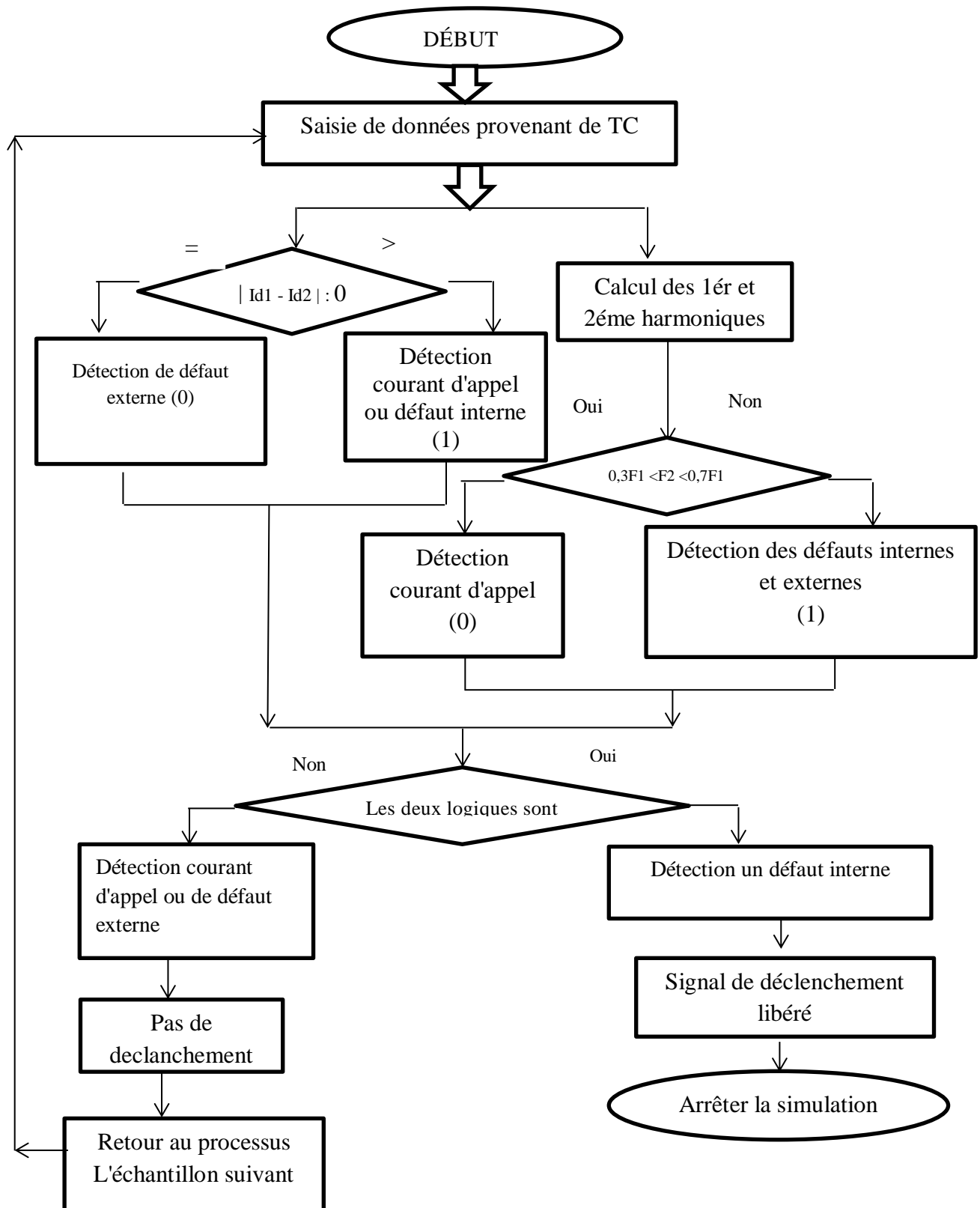


Figure III. 28 : Organigramme du schéma de relais différentiel numérique [25]

Le modèle de la protection différentielle est exécuté pour les cas suivants :

- Simulation d'un transformateur à vide pour voir le Courant d'appel magnétisant.
- Simulation d'un transformateur chargé
- Simulation d'un transformateur chargé avec un défaut triphasé interne
- Simulation d'un transformateur chargé avec un défaut externe

III.2.3.1. Simulation d'un transformateur à vide :

Au début, nous avons réalisé un essai pour voir le courant d'appel magnétisant qui est fait le problème dans la protection conventionnelle pour cela en réglé le disjoncteur CB1 est fermé à l'instant $t=0.2$ seconde.

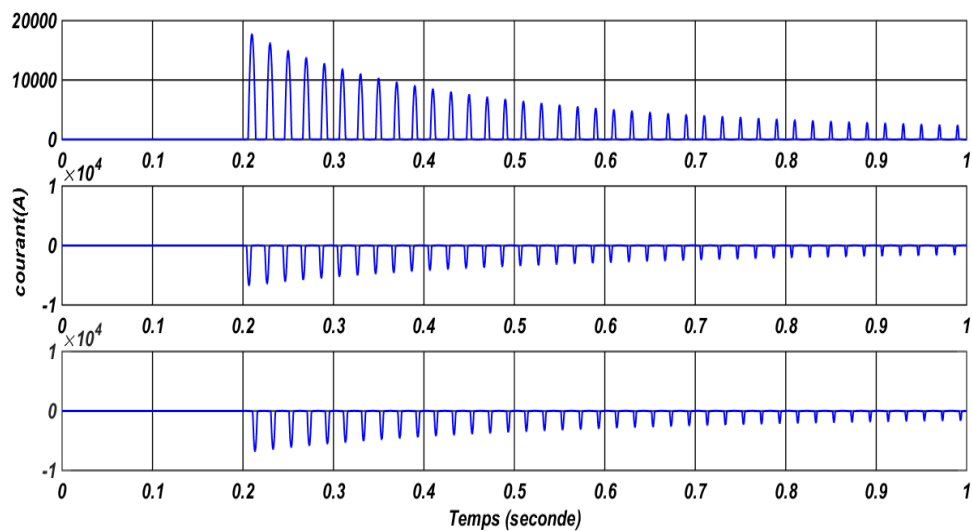


Figure III. 29: Courants d'appel des formes d'onde des trois phases du côté primaire du transformateur de puissance.

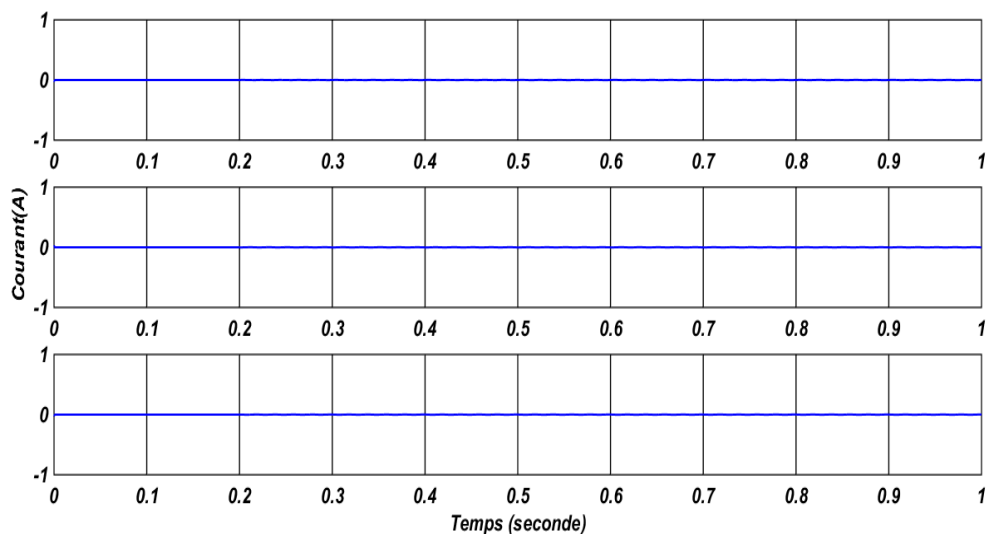


Figure III. 30 : Le courant secondaire pour chaque phase

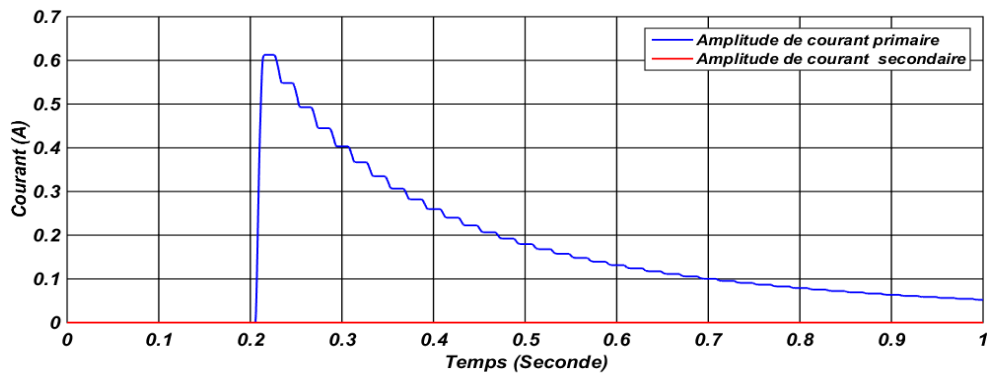


Figure III.31: Amplitude de courant primaire et secondaire

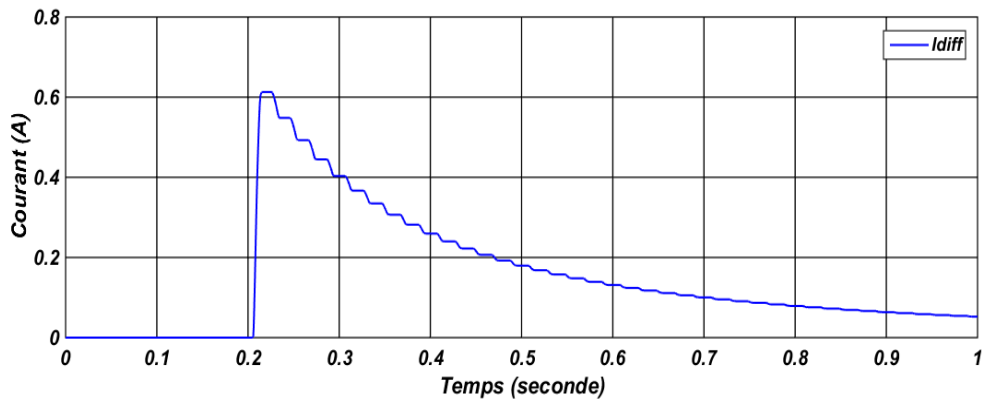


Figure III. 32 : la différence entre courant primaire et secondaire

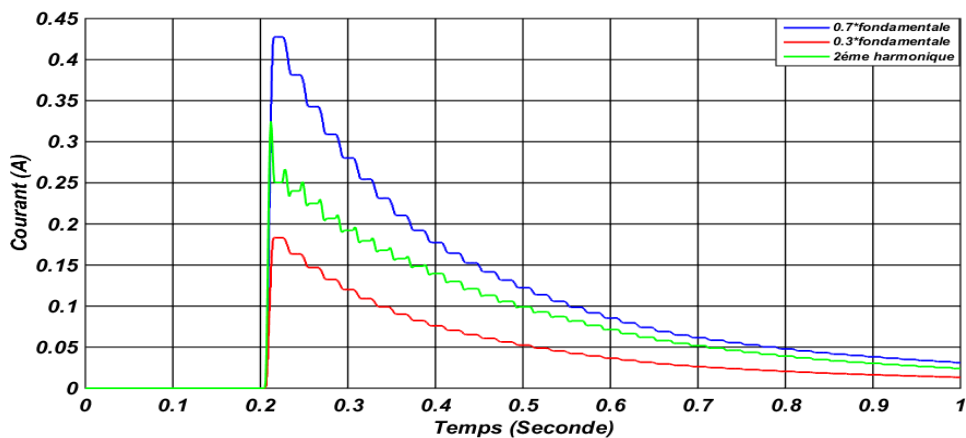


Figure III. 33: Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale

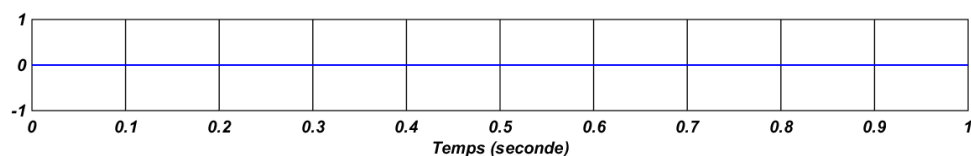


Figure III. 34 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

III.2.3.1.1 Interprétation des résultats:

L'objectif de cette manipulation est de voir le comportement du courant d'appel magnétisant, nous avons effectué un essai sur le transformateur à vide, et donc lorsque le

transformateur est connecté à l'instant $t=0.2$ second, on peut remarquer que le courant d'appel magnétisant n'apparaît que du côté primaire représenté sur la figure(III.29) et la figure(III.30) ce qui produit une grande différence de courant différentielle selon la figure(III.32) et la figure (III.31)qui représente l'amplitude du courant primaire et secondaire . Mais comme ce relais différentiel contient un comparateur d'harmonique qui évite le faut déclenchement, ce phénomène se produit à cause de 2ème harmonique qui est entre 0.3 et 0.7 de la composante fondamentale la figure (III.33), donc le comparateur d'harmonique annule le faut déclenchement et le disjoncteur ne reçoivent aucun signal de déclenchement selon la figure (III.34).

III.2.3.2. Simulation d'un transformateur chargé :

Ce test est effectué après la mise sous tension du transformateur de puissance en allumant le CB1 à 0,2 s et CB2 à 0,4 s depuis le début de la simulation pour voir l'effet de la charge sur le fonctionnement du relai conçu.

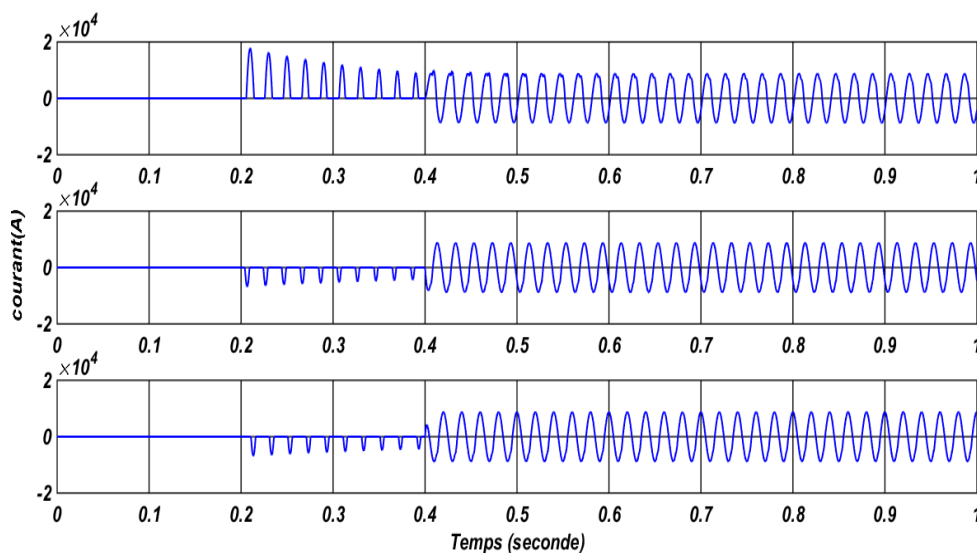


Figure III. 35: Courant primaire pour chaque phase

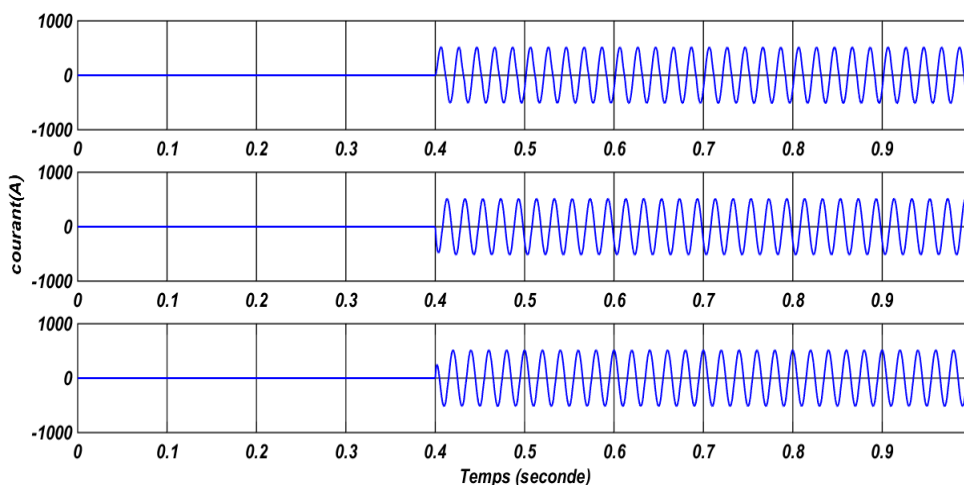


Figure III. 36: Courant secondaire pour chaque phase

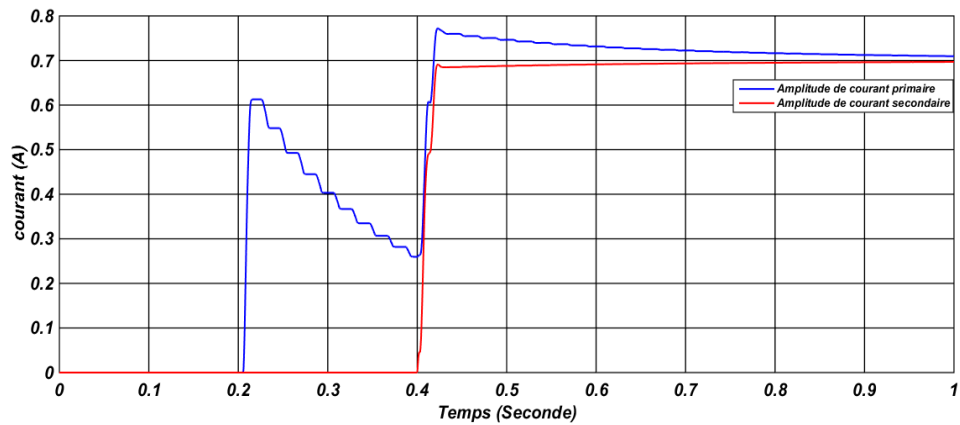


Figure III.37 : Amplitude de courant primaire et secondaire

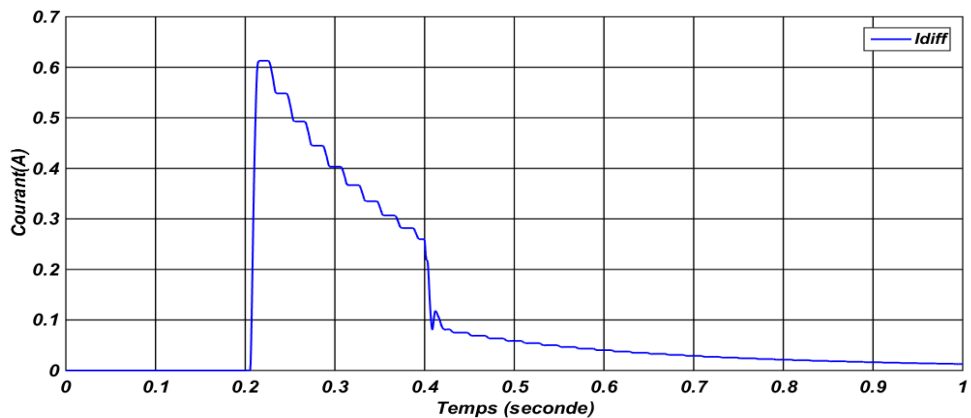


Figure III.38 : la différence entre courant primaire et secondaire

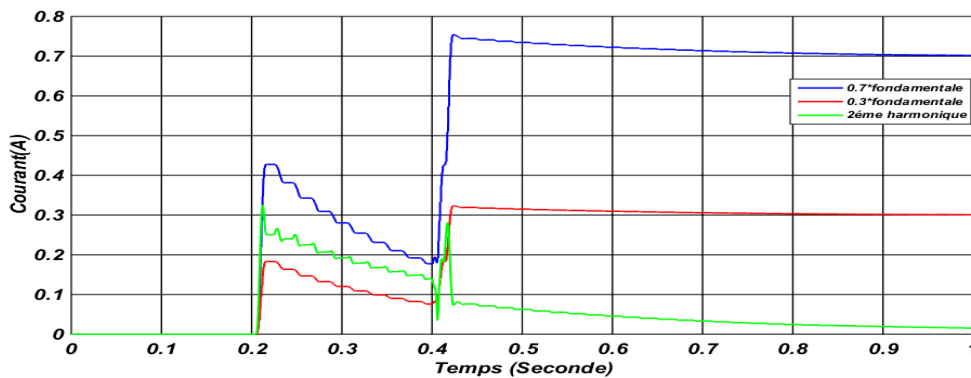


Figure III. 39: Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale

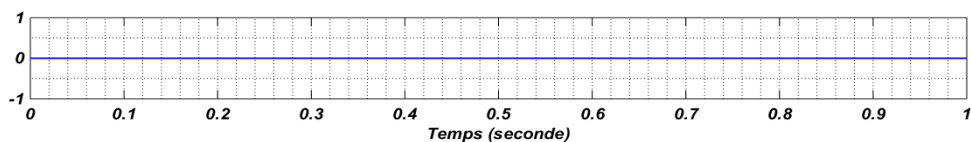


Figure III. 40 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

III.2.3.2.1. Interprétation des résultats:

Avant d'ajouter la charge au système les résultats sont déjà interprétés dans la partie précédente. Par conséquent, lorsqu'on ajoute une charge au système à 0,4 seconde, le courant

d'appel a disparu et le courant de charge a commencé à circuler dans les circuits primaire et secondaire du transformateur en fonction du rapport de transformation du transformateur de puissance comme indiqué sur la figure(III.35) et la figure(III.36). Cependant, suivant la figure(III.37) l'amplitude des courants de sortie des TC primaire et secondaire est égale en raison de la sélection correcte du rapport de transformation des TC primaire et secondaire, ce qui peut évidemment être remarqué sur la figure(III.38), où, avant le temps 0,3 s, le courant différentiel était égal au courant d'appel, mais après l'ajout de la charge, le courant différentiel est passé à zéro et les courants primaire et secondaire sont devenus égaux. Après la fermeture de deuxième disjoncteur CB2, la valeur de la 2ème harmonique devient inférieure à 0,3 de la composante fondamentale qui représenté sur la figure(III.39) pour cela le relai différentiel ne libère aucun signal de déclenchement comme indiqué sur la figure (III.40).

III.2.3.3. Simulation d'un transformateur chargé avec un défaut triphasé interne :

Dans cette partie, on applique un défaut triphasé interne pour tester la sécurité de la protection numérique. Après la fermeture de CB1 à 0,2 seconde et CB2 à 0,4 seconde, un défaut interne est créé à 0,6seconde.

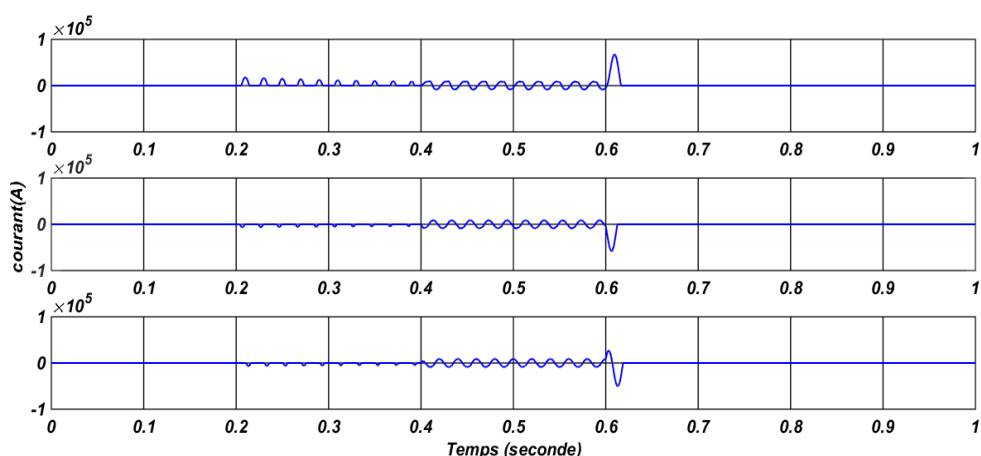


Figure III. 41: Courant primaire pour chaque phase

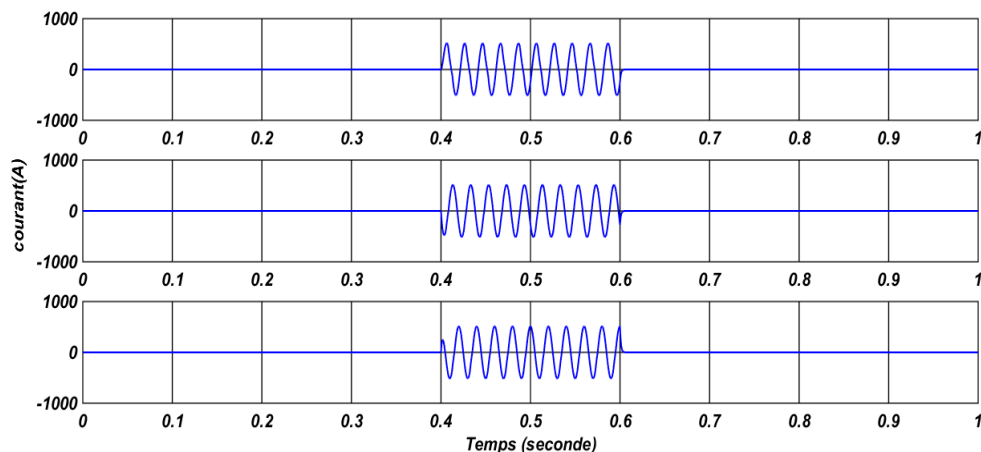


Figure III. 42: Courant secondaire pour chaque phase

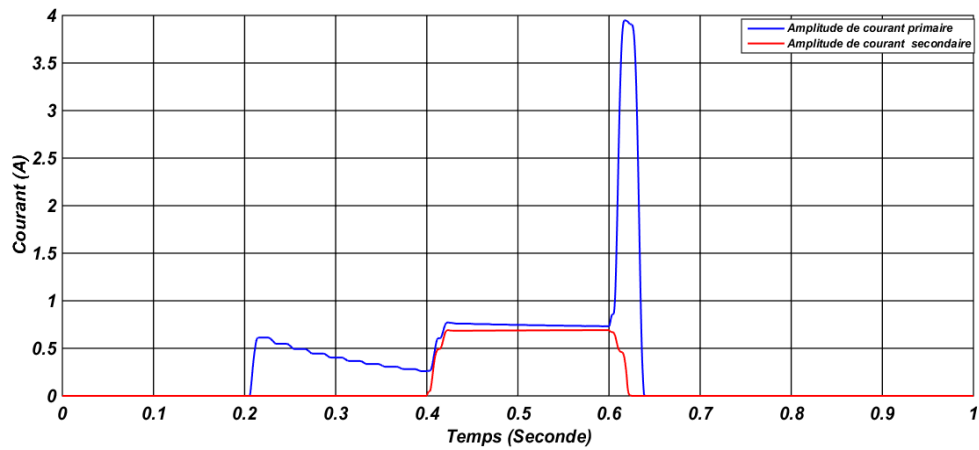


Figure III.43 : Amplitude de courant primaire et secondaire

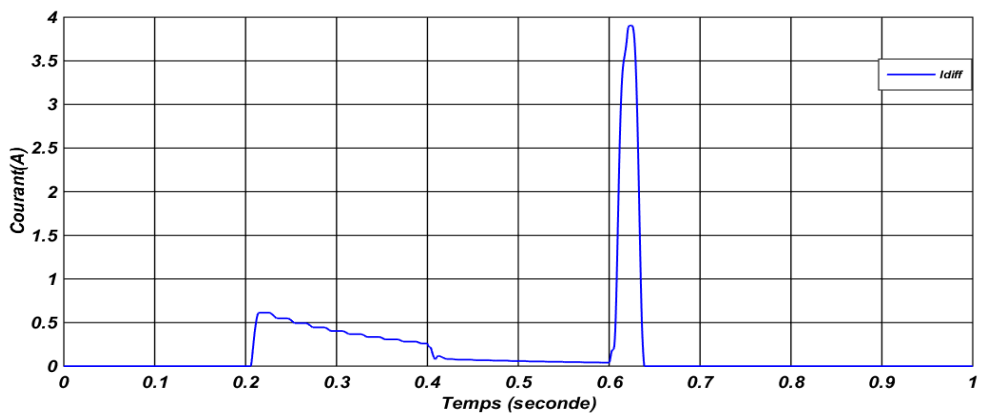


Figure III. 44 : la différence entre courant primaire et secondaire

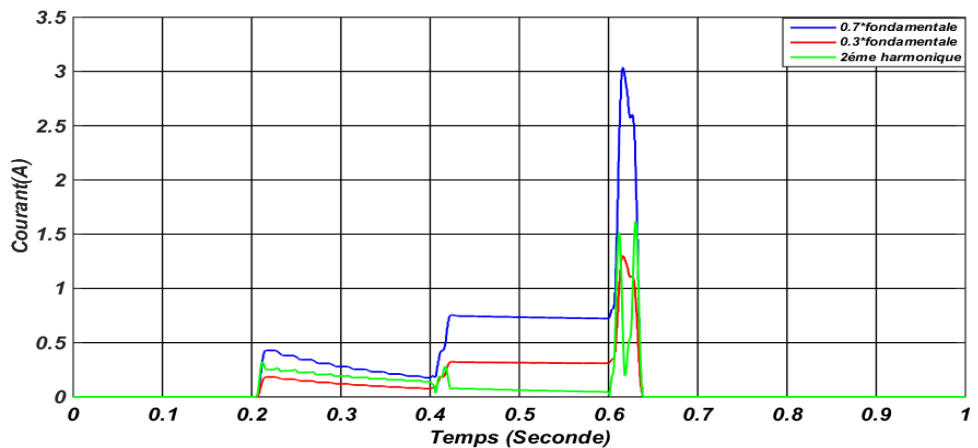


Figure III. 45: Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale

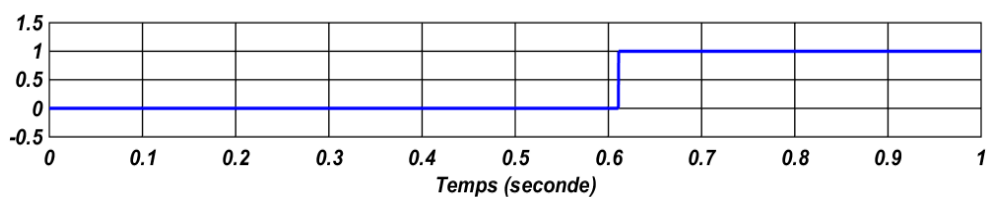


Figure III. 46 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

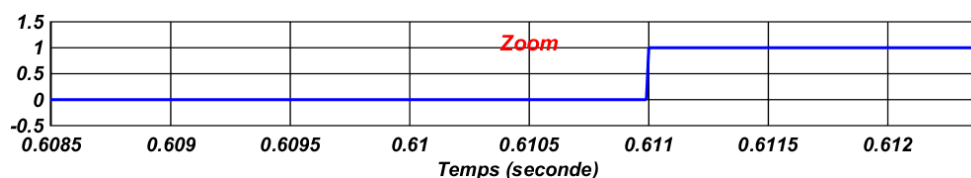


Figure III. 47: Zoom du Signal de déclenchement à $t=0.6$ s

III.2.3.3.1 Interprétation des résultats:

Dans cette essai nous avons réalisé un défaut interne à l'instant $t = 0.6$ seconds pour voir le fonctionnement de la protection différentielle. A l'instant de l'application de défaut interne on remarque une augmentation significative du courant primaire à 0,6 s comme indiqué sur la figure(III.41) Le relais a détecté cette augmentation à l'aide des comparateurs d'harmoniques et d'amplitude comme un défaut interne. D'après la figure(III.45), la valeur du 2ème harmonique a augmenté pendant le temps transitoire, puis a diminué rapidement jusqu'à une valeur inférieure à 0,3 de la composante fondamentale. Également à partir de la figure (III. 43) et la figure(III.44) qui montre le résultat du comparateur d'amplitude on remarque que la valeur du courant différentiel n'est plus nulle. Alors, Il est évident à partir de la figure(III.47) que le relais a envoyé un signal de déclenchement après 0,611 ms de l'apparition du défaut, ce qui est considéré comme une réponse très rapide pour isoler le transformateur et interrompre du courant primaire et secondaire selon la figure(III.41) et la figure(III.42).

III.2.3.4. Simulation d'un transformateur chargé avec un défaut triphasé externe :

Dans cette partie, on applique un défaut triphasé externe est créé pour tester la sécurité de l'algorithme. Après la fermeture de CB1 à 0,2 s et CB2 à 0.4s, on applique un défaut externe à l'instant $t= 0,6$ s pendant une période de 0.2 s.

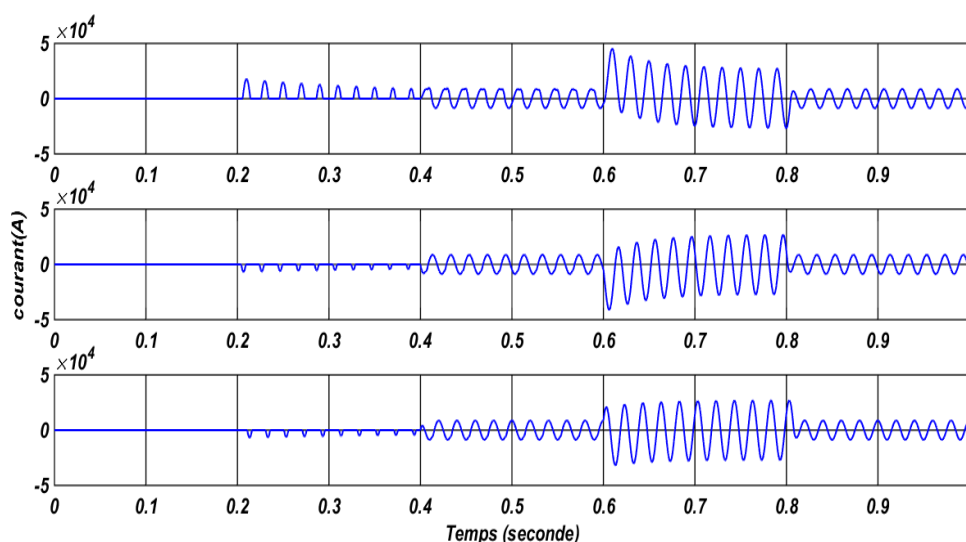


Figure III. 48: Courant primaire pour chaque phase

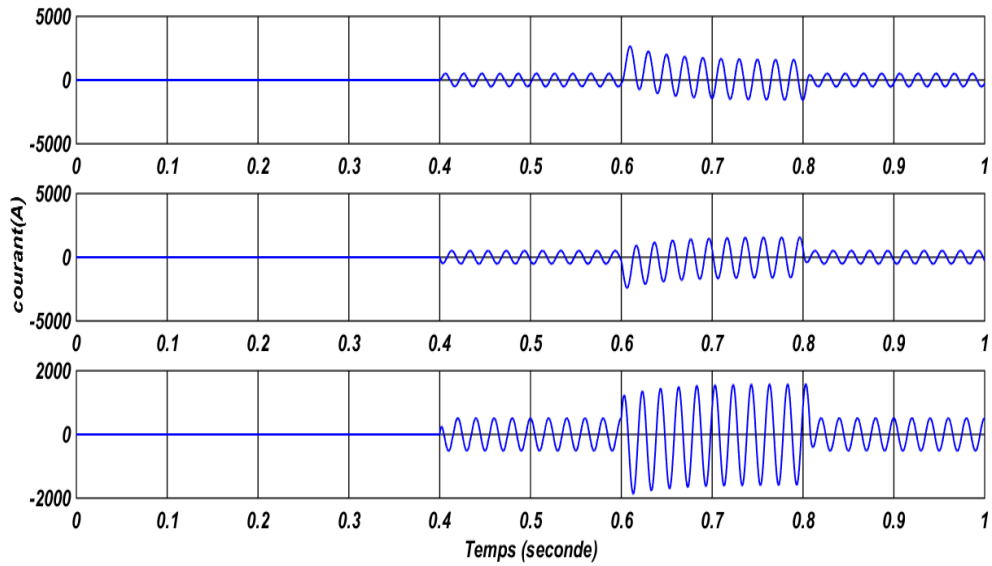


Figure III. 49: Courant secondaire pour chaque phase

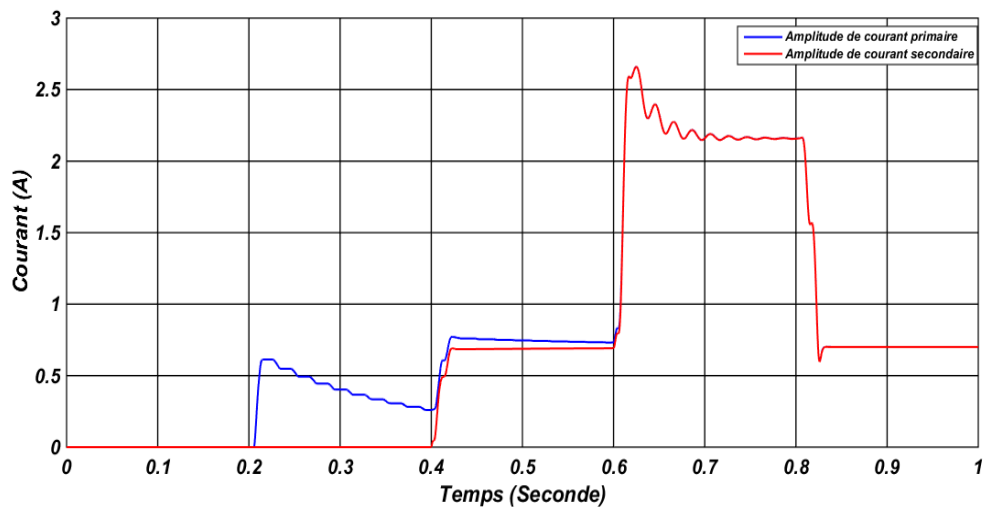


Figure III. 50 : Amplitude de courant primaire et secondaire

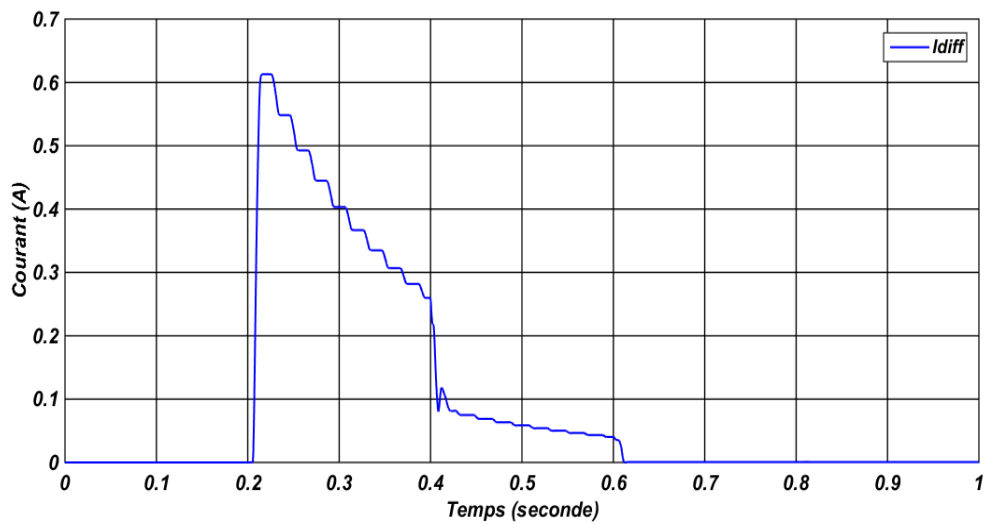


Figure III. 51 : la différence entre courant primaire et secondaire

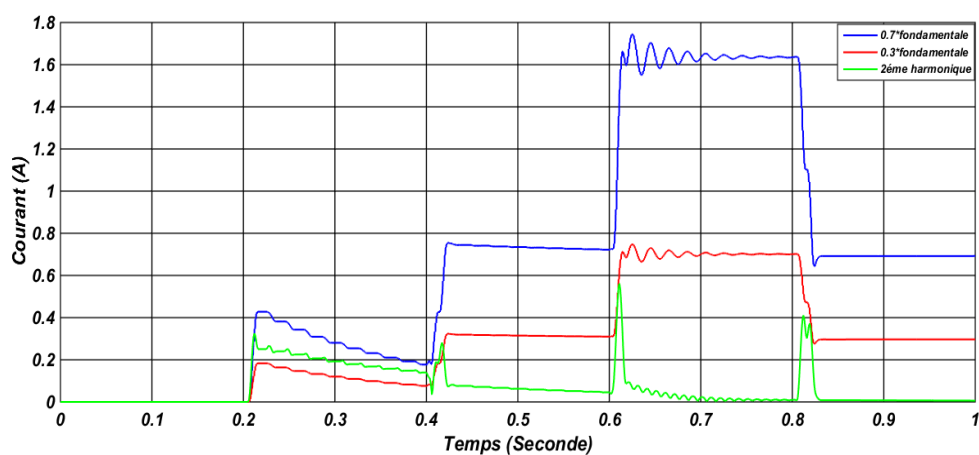


Figure III. 52 : Résultat du comparateur d'harmoniques: la 2e harmonique et la composante fondamentale

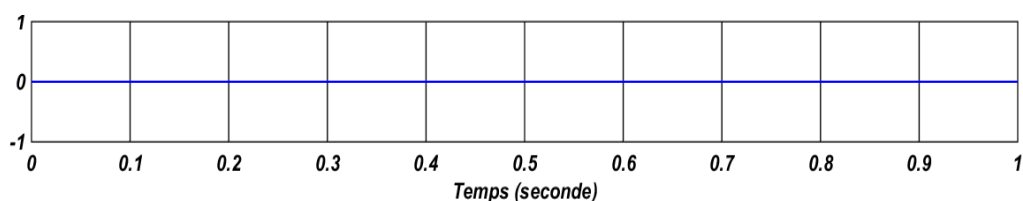


Figure III. 53 : Le signal de déclenchement du relais différentiel

III.2.3.4.1. Interprétation des résultats:

Cet essai est effectué pour étudier et tester le comportement de la protection différentielle numérique à face d'un défaut externe. Avant l'Occurrence de défaut externe à $t=0.6s$ les résultats sont déjà interprétés dans la 2ème partie (transformateur chargé), lorsqu'on applique un défaut externe pendant une période de 0.2s en dehors de la zone protégée qui conduit à une augmentation des courants dans les deux côtés du transformateur de puissance selon la figure(III.48) et la figure(III.49).,malgré que le courant augmente mais Les disjoncteurs ne reçoivent pas un signal de déclenchement figure (III.53) ,parce que suivant la figure (III.52) et la figure (III.51) la valeur de la 2ème harmonique a diminué jusqu'à une valeur inférieure à 0,3 de la composante fondamentale et la différence entre les deux courants primaire et secondaire dépasse pas le seuil donc la protection ne doit pas opérer.

III.2.4. Comparaison entre les deux protections :

Dans cette partie de notre analyse, nous allons analyser la différence entre les deux protections utilisées précédemment pour voir la meilleure méthode de protection.

D'une manière générale, la protection différentielle conventionnelle induit le relai différentiel à libérer un faux signal de déclenchement sans qu'il n'y ait aucun défaut lors de la

mise sous tension initiale, le courant d'appel de magnétisation transitoire ou le courant d'excitation se produit dans le côté primaire du transformateur à chaque fois que le transformateur est allumé (excité). A ce moment, le premier pic de l'onde de flux est plus élevé que le pic du flux à l'état normal. Ce courant apparaît comme un défaut interne, et il est détecté comme un courant différentiel par le relais différentiel. Pour cette raison, le relais doit être conçu pour reconnaître que ce courant est un phénomène normal et ne pas déclencher à cause de ce courant.

Le relais différentiel numérique proposé est conçu à l'aide d'une technique moderne. La conception est mise en œuvre pour protéger le transformateur de puissance contre les défauts internes et éviter les interruptions dues aux courants d'appel. Cet algorithme est construit sur le principe de la retenue du courant harmonique, où le courant d'appel de magnétisation est caractérisé par un contenu important de composants harmoniques qui ne sont pas sensiblement présents dans les courants de défaut. L'amplitude des harmoniques, par rapport au fondamental, se situe entre 30% et 70%. Les résultats des tests montrent que cette approche proposée est une bonne technique de blocage associé au relais différentiel numérique, qui offre un certain nombre d'avantages par rapport aux conventionnels. Ainsi, la sécurité et la fiabilité ont été améliorées.

III.3. Conclusion :

Ce dernier chapitre a présenté l'ensemble des résultats de notre étude de simulation avec leurs interprétations. D'abord nous avons élaboré les schémas des circuits de simulation en inspirant de matlab-simulink. Après la mise en fonctionnement, nous avons simulé le fonctionnement de la protection par deux méthodes (une méthode conventionnelle et l'autre numérique) les résultats de ce travail ont été analysés et interprétés, Donc nous avons décidé de comparer la protection différentielle conventionnelle avec la protection différentielle numérique sur le transformateur de puissance, on a trouvé que la protection différentielle conventionnelle induit le relais différentiel à libérer un faux signal de déclenchement. Mais d'après la simulation différentielle numérique, qu'est testée pour différents cas et pour tous les cas elle a donné des résultats satisfaisants, elle est mise en œuvre pour protéger le transformateur de puissance contre les défauts internes dans un temps parfait avec une très bonne vitesse pour isoler le transformateur et éviter les problèmes dus aux courants d'appel.

D'après notre comparaison en déduit que la protection numérique est fiable. et performant que la protection conventionnelle.

Conclusion générale

Conclusion générale

La protection du réseau électrique est assurée par les relais qui surveillent la ligne de transport d'énergie électrique. Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

Nous avons présenté dans ce mémoire une étude sur la centrale de production de Marsat El Hadjadj qui était le lieu de notre stage pratique. Dans notre travail nous avons fait une étude sur la protection du transformateur de puissance et ses principaux organes et son principe de fonctionnement. En conséquence à travers cet aperçu nous avons acquis beaucoup de connaissances sur les systèmes industriels de productions de l'énergie électrique. Nous avons déduit que le processus globale est très complexe et multi disciplinaire.

Cette approche nous a permis de comprendre mieux le fonctionnement de relais de protection, et d'utiliser l'identification des zones de protection pour assurer la protection contre les défauts internes et externes.

Le but de ce travail était d'étudier les différentes stratégies de protections de transformateurs, en comparant entre les relais différentielles conventionnels et numériques les résultats obtenus sont très encourageants en terme de sensibilité et de rapidité ainsi qu'en terme de fiabilité.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté la centrale électrique de Marsat El-Hadjadj ou l'étude et le stage pratique ont été faits, dans le même chapitre nous avons donnés des généralités sur les transformateurs de puissance, et on a présenté le transformateur principal, leur principe de fonctionnement et le couplage et ces caractéristiques. Alors cette partie nous a permis d'avoir beaucoup de connaissances sur le fonctionnement et la constitution de la centrale thermique.

Le deuxième chapitre comporte des détails sur les dispositifs de mesure et de protection ainsi que les types, la classe de précision et les réglages essentiels du transformateur du courant et de tension. Par la suite nous avons présenté le relais de protection du transformateur, en donnant ces caractéristiques et son mode de fonctionnement.

Une protection différentielle est simple et offre la meilleure protection contre les défauts de phase et de terre du transformateur de puissance. Même la protection différentielle conventionnelle est relativement simple à mettre en œuvre, mais elle présente des limites en raison

Conclusion générale

de sa faible sécurité. Pour éliminer ces inconvénients, la protection différentielle conventionnelle a été développée en protection différentielle numérique en de nombreuses techniques et davantage de calculs.

Nous avons consacré le troisième chapitre, à la simulation avec le logiciel de simulation Matlab-Simulink afin de faire une analyse complet sur la protection différentielle conventionnelle et numérique pour le transformateur de puissance, donc le chapitre rassemble la philosophie et les résultats de la simulation, une approche de fonctionnement de la protection différentielle a été proposé, les deux modèles de simulation sont exécuté pour des différents cas de fonctionnement, les résultats de simulation montre une performance de la protection différentielle, elle assure une grande sensibilité aux défauts internes et une stabilité durant les défauts externes.

Ensuit nous avons fait une comparaison entre la protection différentielle conventionnelle et la protection différentielle numérique pour analyser la différence entre les deux protections utilisées précédemment pour voir la meilleure méthode de protection. Donc, nous avons déduit que la protection différentielle numérique dépasse la protection différentielle conventionnelle dans la rapidité et la précision.

Enfin ce travail au niveau de la centrale, nous a permis d'apprendre beaucoup de connaissances sut le secteur industriel et d'enrichir nos savoirs théorique et pratique.

Annexe

Les paramètres réels des équipements de simulation :

Transformateur élévateur :

Puissance apparente: 220 (MVA)

Tension primaire : 13,8 (kV)

Tension secondaire : 235 (kV)

Source de tension :

Représente L'alternateur :

Tension nominal : 235 (kV)

Fréquence : 50 (HZ)

La charge :

Représente une charge dans le réseau :

Tension nominal : 235 (kV)

Puissance active : 168 (MW)

Puissance réactive: 30 (MVAR)

Bibliographie

[1] : Documentation de la centrale spe

[2] : Wikipédia, Transformateur de puissance,
https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance.

[3] : CIRCUIT magnétique, http://www.composelec.com/transformateur_electrique.php

[4] : DJAOUTI Saad Allah, «Etude de la protection d'un transformateur principal 533MVA», Université SAAD DAHLAB de BLIDA, promotion 2016.

[5] : Madjid Meziani, « Contribution à la modélisation analytico numérique des transformateurs de puissance», Université Mouloud Mammri Tizi-ouzou, Algérie, 2011

[6] : document Cours Electrotechnique GE AMARI.Mansour.

[7] : Indice horaire

http://lycees.acrouen.fr/maupassant/Melec/co/Reseau_HTABT/Couplage_transfo_tri/webMob/co/grain_indice_horaire.html

[8] : Isolants électriques pour transformateurs

<https://fr.megger.com/applications/transformateur/transformer-insulation>

[9] Janvier-Sylvestre N' Cho. Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance. Engineering Sciences. École Centrale de Lyon, 2011. France.

[10]: Wikipédia, instrument de mesure https://fr.wikipedia.org/wiki/instrument_de_mesure

[11]: [wikipedia.org/wiki/Protection_des_réseaux_électriques](https://fr.wikipedia.org/wiki/Protection_des_réseaux_électriques)

[12]: Norme CEI 60044 transformateur de mesure.

[13]: Schneider Electric CT18 transformateur de courant : comment les spécifier.

[14]: Norme CEI 60044-2 transformateur inductif de tension.

[15]: Norme CEI 60044-3 transformateur capacitif de tension.

[16]: Norme CEI 60044-1 transformateur de courant.

[17]: L. Lewis, "Travelling Wave Relations Applicable to Power System Fault Locators," AIEE Transactions, 1951.

[18]: SONDES DE TEMPÉRATURE POUR TRANSFORMATEURS ÉLECTRIQUES,
<https://www.guilcor.com/543-categorie-transformateurs>.

[19]: Mr. Elakermi Hadj Ahmed « localisation des défauts dans les lignes de transport en utilisant les valeurs instantanées des signaux » mémoire magister Université des Mohamed Boudiaf

[20]: Doc relais « relais de protection (synthèse)».

[21]: Mr. Abdelkebir Amir, «Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous», Mémoire de magister département de Génie Electrique, Promotion Juin 2017.

[22]: Groupe Sonelgaz, « Guide Technique des Protections de Réseaux de Transport Electricité - Partie 2 : Protection Transformateur HT/MT », Document Technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité, mars 2008.

[23]: Groupe Schneider « cahier technique n° 192 protection de transformateur MT/BT.

[24]Jean Sanchez. Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance. Université de Grenoble, 2011. France.

[25]: Adel Aktaibi and M. Azizur Rahman, «Digital Differential Protection of Power Transformer Using Matlab»,chapter 10.

[26]: Michelle Paulson « Relais électromécanique » <http://fr.wikipedia.org> année 7May2014.