وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTER DE L'ENSEIGNEMENT SUPEREUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Science et de la Technologie

Département de génie électrique

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme

De master académique

MASTER EN ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

PAR :

ZAOUI Abderrahamane Amine

KOIBICH Touati

Etude de fonctionnement et de la protection d'un transformateur de puissance élévateur 15KV/400KV de la centrale à cycle combinée *SONACKTER MOSTAGANEM*

Soutenu le / 06 / 2026 devant le jury composé de :

Président :	BENOUALI Abdelhak	MAA	Université de Mostaganem
Examinateur :	SOUAG Slimane	MCB	Université de Mostaganem
Rapporteur :	BEKKOUCHE Benaissa	Pr	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2025/2026

بسم الله الرحمن الرحيم

REMERCIEMENT

- Nous remercions ALLAH, le tout puissant, e nous avoir accordé la santé, la patience et la volonté nécessaires pour mener à bien ce travail.
- Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre encadrant **M. BKKOUCHE Benaïssa**, pour son accompagnement, ses conseils précieux et son soutien tout au long de la réalisation de ce mémoire.
- Nous exprimons nos sincère remercîments à notre professeur et chef du département de génie électrique, **M. BENOUALI Abdelhak**, pour son soutien, ses conseils avisés et son accompagnement
- Nous adressons également notre profonde gratitude à notre professeur **M. SOUAG Slimane**, qui nous a guidés et aidés tout au long de notre parcours.
- Nos remerciements vont aussi aux ingénieurs qui ont contribué à la réalisation de ce travail M. **Kezai Moussa**, ingénieur chez Général Electric, M. **Kellal Mohamed**, ingénieur chez Samsung.
- Nous remercions également **Mme Boubagra Naïma**, du département Génie des Procédés, pour son aide.
- Nous n'oublions pas de remercier chaleureusement nos parents, nos familles et nos amis pour leur soutien moral, leur patience et leurs encouragements constants.
- Nous adressons enfin nos plus vifs remerciements aux membres du jury qui nous feront l'honneur d'évaluer ce travail et d'y apporter leurs remarques.
- Enfin, nous exprimons notre reconnaissance à l'ensemble des enseignants du département de **Génie Électrique**, qui ont contribué à notre formation tout au long de notre cursus universitaire. Ainsi qu'à toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce modeste travail.

DÉDICACE

❖ Je dédie ce modeste travail à mon cher père,
Pour son soutien, ses sacrifices, sa patience et ses encouragements tout au long de mon parcours.

❖ À la mémoire de ma chère mère, qu'Allah lui pardonne ses péchés et l'accueille dans Son vaste paradis,
Elle restera à jamais présente dans mon cœur. Que ce travail soit un humble hommage à son amour, à ses sacrifices et à tout ce qu'elle a représenté pour moi.

❖ À mes chers frères et sœurs,
Pour leur présence, leur soutien et leurs encouragements, avec une dédicace particulière à mon frère **Koibich Mourad**, pour son aide précieuse, sa confiance et son soutien constant.

❖ À mes chers amis,
Pour leur accompagnement, leur motivation et tous les moments partagés durant ces années d'études.

❖ À toutes les personnes qui ne nous ont jamais privés de leur aide, de leurs conseils ou de leurs encouragements.
Je leur exprime toute ma gratitude, mon profond respect et ma sincère reconnaissance.

Koibich Touati

DÉDICACE

Je dédie ce travail,

- À mon cher père **Zaoui Khaled**, et à ma chère mère, pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et tous les sacrifices qu'ils ont consentis pour ma réussite.
- À mon frère **Zaoui Mohamed Yacine**, ainsi qu'à mes deux sœurs, pour leur présence, leur encouragement et leur soutien tout au long de mon parcours.
- À toute ma famille, et plus particulièrement à **Branes Houcine** et **Branes Aboutaleb**, pour leur aide et leur soutien moral.
- À tous mes amis, qui m'ont accompagné et encouragé durant la réalisation de ce travail.
- Et enfin, à toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

Zaoui Abderrahmane Amine

LISTES DES ABRÉVIATIONS

TG : Centrales thermiques à Gaz

TGM : Centrales Turbines à Gaz Mobiles

TV : Centrales thermiques à Vapeur

TH : Centrales Turbines Hydrauliques

CC: Centrales Cycles Combinés

CCG : Centrales électrique à cycle combinée

HT : Haute tension

THT: Très haut Tension

MT : moyenne tension

TC : transformateur de courant

DDP : différences de potentiel

ERT : étanche a remplissage totale

CB : disjoncteur

87T : Protection différentielle du Transformateur

51 : surintensité de phase

50N/51N : surintensité résiduelle instantanée

50G/51G : surintensité de terre

49 : surcharge thermique

50BF : panne du disjoncteur

64 : Protection de défaut à la terre côté BT

50 : surintensité de phase instantanée

50G : surintensité de masse instantanée

50N : surintensité résiduelle instantanée

51G : surintensité de temps inverse à la terre

51N : surintensité de temps inverse résiduel

TP : Transformateur Principale.

CEI : Commission Electrotechnique international.

GE : General Electric

IED : Intelligent electronic devices

GSU: Generator step-up transformer

TOC :surintensité temporisée

الملخص

تقدم هذه المذكرة دراسة لعمل وأنظمة الحماية المطبقة على المحول الرافع 15 كيلوفولط / 400 كيلوفولط بمحطة الدورة المركبة مستغانم يتمثل الهدف الرئيسي من هذا العمل في ضمان حماية فعالة وموثوقة للمحول ضد مختلف الأعطال الكهربائية التي قد تتسبب في إتلاف هذا المعدّ الاستراتيجي ومرتفع التكلفة.

تعتمد هذه الحماية على .GE MULTILIN T60T ركزت الدراسة بشكل خاص على مبدأ عمل الحماية التفاضلية المدمجة داخل المرحل الرقمي مقارنة التيارات المقاسة في الجانبين الابتدائي والثانوي للمحول باستعمال محولات التيار. ففي حالة التشغيل العادي أو عند حدوث أعطال خارجية، تبقى التيارات متوازنة بعد تعويض نسب التحويل والانزياح الطوري، مما يمنع تشغيل المرحل. أما عند حدوث عطل داخلي داخل المحول، يظهر فرق مهم بين التيارات، مما يؤدي إلى الفصل السريع للمرحل لحماية المحول من الأضرار الخطيرة.

كما يتناول هذا العمل دراسة حماية زيادة التيار للطور والأرضي مدمجة داخل المرحل. وقد تم استغلال اختبارات الحقن الثانوي المنجزة من طرف المهندسين ومحاكاة باستعمال برنامج ETAP للتحقق من حسن عمل أنظمة الحماية. وأظهرت المقارنة بين الحسابات النظرية والاختبارات الحقيقية ونتائج المحاكاة توافقاً كبيراً، مما يؤكد فعالية وموثوقية نظام الحماية المدروس.

الكلمات المفتاحية محول رافع محول رافع 15 كيلوفولط / 400 كيلوفولط، الحماية التفاضلية، زيادة التيار، مرحل رقمي، ، ، الحقن الثانوي، شبكة الجهد العالي . GE MULTILIN T60,ETAP جداً، الدورة المركب مستغانم

Résumé

Ce mémoire présente une étude de fonctionnement et des systèmes de protection appliqué sur le transformateur élévateur 15KV/400KV de la centrale à cycle combiné de Mostaganem l'objectif principal de ce travail est d'assurer une protection fiable et efficace du transformateur contre les différents défauts électriques susceptibles d'endommager cet équipement stratégique et couteux.

L'étude s'est particulièrement concentrée sur le principe de fonctionnement de la protection différentielle intégrée dans le relais T60T. Cette protection fonctionne par la comparaison des courants mesurés au primaire et au secondaire du transformateur à l'aide des transformateurs de courant (TC). En fonctionnement normal ou lors des défauts externes, les courants restent équilibrés après compensation des rapports et du déphasage, ce qui empêche le déclenchement du relais. En revanche, lors d'un défaut interne au transformateur, une différence importante de courant apparaît, ce qui provoque le déclenchement rapide du relais afin de protéger le transformateur contre les dommages graves.

Ce travail traite également les protections contre les surintensités de phase et de terre intégrées dans le relais. Des essais d'injection secondaire réalisés par les ingénieurs et des simulations sous ETAP ont été exploités afin de vérifier le bon fonctionnement des protections. La comparaison entre les calculs théoriques, les essais réels et les résultats des simulations a montré une forte concordance, confirmant l'efficacité et la fiabilité du système de protection étudié.

Mots-clés : Transformateur élévateur 15KV/400KV, Protection différentielle, Surintensité, Relais numérique, GE MULTILIN T60T, ETAP, Injection secondaire, Réseau THT, Cycle combiné Mostaganem.

Abstract

This thesis presents a study of the operation and protection systems applied to the 15 kV / 400 kV step-up transformer of the combined cycle power plant of MOSTAGANEM. The main objective of this work is to ensure reliable and effective protection of the transformer against various electrical faults that may damage this strategic and expensive equipment.

The study focused particularly on the operating principle of the differential protection integrated into the digital relay GE Multilin T60. This protection operates by comparing the currents measured on the primary and secondary sides of the transformer using current transformers (CTs). Under normal operating conditions or during external faults, the currents remain balanced after ratio and phase-shift compensation, which prevents relay tripping. However, during an internal transformer fault, a significant current difference appears, causing the relay to trip rapidly in order to protect the transformer from severe damage.

This work also focuses on phase and earth overcurrent protections protection integrated into the relay. Secondary injection tests carried out by engineers and simulations using ETAP were used to verify the correct operation of the protection systems. The comparison between theoretical calculations, real tests, and simulation results showed strong agreement, confirming the effectiveness and reliability of the studied protection system.

Keywords 15 kV / 400 kV Step-up Transformer, Differential Protection, Overcurrent Protection, Digital Relay, GE Multilin T60, ETAP, Secondary Injection, EHV Network, Combined Cycle Power Plant Mostaganem.

Sommaire

TABLE DES MATIÈRES

Introduction générale……..1

Chapitre 1 : Aperçu sur la production et le transport d'énergie électrique

I-1-Introduction ……..4
I-1-1-Aperçu sur la production de l'énergie électrique en Algérie…… ……..4
I-1-2-Les types des centrales de la production d'énergie électrique…….. ……..……..5
I-1-3- Généralité sur la centrale combinée de Mostaganem …….……7
I-1-3-1-Principe de fonctionnement de la centrale ……9
I-1-3-2- Les équipement de centrale ……10
I-2- Aperçu sur le réseau de transport d'énergie électrique ……11
I-2-1-Réseau de transport ……12
I-2-2-Déférente Topologie des réseaux de transport électrique …….……..12
I-2-2-1-Réseau maillée ……13
I-2-2-2-Réseau bouclé …….……13
I-2-2-3-réseau radial …….……13
I-3-Les postes de transformation HT ……14
I-3-1-Types des postes HT ……...14
I-3-2- Les technologies des postes électriques…….……15
I-3-3-L'équipements des poste haute tension …….……15
I-3-3-1- Les transformateur …….……15
I-3-3-2-les jeux de barre électrique ……..17
I-3-3-3-Les Disjoncteurs ……..……18
I-3-3-4-Les sectionneurs ……..19
I-3-4-Configuration des postes ……19
I-3-4-1-Schéma a un jeu de barres ……..……..19
I-3-4-2-Schéma double antenne simple jeu de barres…….……..20
I-3-4-3-Schéma a double jeu de barres double disjoncteur ……..20
I-3-4-4- schéma en anneau …….……..20
I-4-Conclusion…….……..21

Chapitre 2 : Étude des transformateurs électriques

II.1 introduction…….……23
II-2-Aperçu Historique du transformateur …….……...23
II-3-1-Composant du transformateur monophasé……..23
II-3-2- Symbole de transformateur monophasé……..24
II-4-1-Principe de fonctionnement ……24
II-4-2-1 principes fonctionnement selon la loi de faraday ……25
II-4-2-2-Le rapport de transformation ……..….25
II-4-2-3-Facteur de régulation de transformateur …….……25
II-5-1-Constitution d'un transformateur triphasé ……..……25
II-5-2-Les différents types du couplage du transformateur triphasé …….……26
II-5-2-1-Couplage du coté primaire ……..26
II-5-2-2-Couplage du coté secondaire ……..……27
II-5-2-3- L'indice horaire ……..……28
II-5-2-4- détermination de l'indice horaire par la méthode du schéma …….…29
II-5-2-5- détermination de l'indice horaire par la méthode de l'oscilloscope……29
II-5-2-6 - détermination de l'indice horaire par la méthode des électriciens …….……29
II-5-3-1- -Shema équivalent avec la méthode de Thevenin……30
II-5-3-2 --Puissance de transformateur …….……31
II-5-3-3 --Rendement du transformateur ……..……31

II-5-4-1-La mise en parallèle des transformateurs ……32
II-6-Les types des transformateurs ……33
II-6-1-Le type de transformateur selon la construction ……33
II-6-2- Le type de transformateur selon le type de refroidissement et l'isolation diélectrique ……34
II-6-3- Les transformateurs de mesures……35
II-6-3-1- Transformateur de tension (VT)……35
II-6-3-1-1- Les type de transformateur de tension ……36
II-6-3-1-2- Transformateur de tension selon en fonction de leur construction ……36
II-6-3-1-3- Transformateur de tension Selon la tension de fonctionnement ……36
II-6-3-1-4- Transformateur de tension Selon leur fonction ……37
II-6-4- Transformateur du courant CT……37
II-6-4-1- Les déférente type de TC dans industriels ……38
II-6-4-2- Les application de TC ……39
II-7-Le transformateur 15KV/400KV ……40
II-7-1-La plaque signalétique ……41
II-7-2-Construction de transformateur 15KV/400KV ……42
II-7-3- Les éclateurs ……44
II-7-3-1- Principe de fonctionnement ……44
II-7-3-2- Les type éclateur ……44
II-7-4- Les parafoudres ……45
II-7-4-1- Principe de fonctionnement de parafoudre ……45
II-7-4-2- Les type des parafoudres ……45
II-7-5-1- Le système de refroidissement ……46
II-7-6-1- Ambiance et environnement ……46
II-7-6-2- Le diélectrique dans ce transformateur ……46
II-7-6-3- Position du transformateur principal dans le cycle combiné……47
II-8- Les tests du transformateur principal……47
II-8-1-Calcule de teste de court-circuit ……47
II-8-1-1- Les caractéristiques Techniques ……47
II-8-1-2- Formules de calcul du courant de court-circuit……48
II-8-2-1- Tension de court-circuit ……48
II-8-2-2- Teste de surcharge ……48
II-8-3-1- L'essai du transformateur à vide……48
II-8-3-2- Les essai sur sites après le montage ……49
II-9- Les avantages du transformateur principale 15KV/400KV……49
II-9-1- Le rôle de transformateur 15/400KV dans la réduction de pertes joule……49
II-9-2-L'efficacité du transport sur les longues distances……49
II-9-3- La fiabilité……50
II-9-4- Isolation et sécurité……50
II-10- Conclusion ……50

Chapitre III: Défauts et protection des transformateurs 15KV/400KV

III -1-Introduction……52
III-1-1- Classification des défaillances……52
III-1-2-Les défauts du transformateur ……53
III-1-2-1-Les défaut électrique ……53
III-1-2-1-1 Les court-circuit entre spires ……53
III-1-2-1-2 Les court-circuit entre Phase ……54
III-1-2-1-3 Les court-circuit entre phase terre ……54
III-1-2-1-4 Défaut entre les enroulements primaire est secondaire ……55
III-1-2-1-5 Rupture de conducteur dans l'enroulement ……55
III-1-2-1-6 Déséquilibre de courant ……55

III-1-2-2 Défauts d'isolation ……56
III-1-2-2-1- Dégradation de niveau d'huile isolante ……56
III-1-2-2-2- Humidité dans l'isolation ……56
III-1-2-2-3- Décharges partielles ……57
III-1-2-2-4- Le claquage diélectrique ……57
III-1-2-3- Défaut thermique ……57
III-1-2-3-1- Surchauffe des enroulements ……57
III-1-2-3-2- Surchauffe du noyau magnétique……58
III-1-2-3-3- Mauvais refroidissement ……58
III-1-2-4- défaut mécanique ……58
III-1-2-4-1- déplacement des enroulements ……58
III-1-2-4-2- Desserrage du noyau ……59
III-1-2-5-Les défauts du traversé ……60
III-1-2-5-1-Le contournement externe (Arc)……60
III-1-2-5-2-Echauffement Anormaux ……60
III-1-2-5-3-Claquage interne……60
III-1-2-5-4- Fuite d'huile……60
III-1-2-5-5-Surtension externe atmosphérique……61
III-1-2-5-5-1-Caractéristique de l'onde de foudre ……61
III-1-2-6-Défauts du changeur de prises ……62
III-2-Les systèmes de protection du transformateur principale 15KV/400KV……63
III-2-1-Le relais Buchholz……63
III-2-1-1-Les composants de relais Buchholz……63
III-2-1-2- Exigences de protection du transformateur par relais Buchholz ……64
III-2-1-3-Exigences de surveillance thermique du transformateur par le relais Buchholz ……64
III-2-2-1-Disjoncteur de groupe 50BF……64
III-2-2-2- Détection d'un défaut ……65
III-2-3-Protection contre la surcharge 49T ……65
III-2-3-1-Equation Thermique……66
III-2-4-Protection par température maximale d'huile [63] ……67
III-2-4-1- Organisation de la protection ……67
III-2-5-Protection de défaut à la terre côté MT (64T) ……68
III-2-6-Protection de réserve par maximum de 51 TP……68
III-2-6-1-Paramétre de réglage du relais 51TP ……69
III-2-6-2-Exemple ……69
III-2-7-Protection différentielle du Transformateur 87T……70
III-2-7-1-Exigence de la protection différentielle du transformateur 15KV/400KV……70
III-2-7-2-Caractéristique de la protection différentielle à pourcentage 87T……71
III-2-7-3- Principe de fonctionnement du relais différentiel (87T)……72
III-2-7-3-1-Condition de fonctionnement du relais……72
III-2-7-3-2-Choix du seuil minimal Iop1……72
III-2-7-4-Exemple de calcule pour choisir un CT ……73
III-2-7-5-Detection des harmoniques 2 et 5 ……74
III.3 Conclusion……74

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

IV-1-Introduction……76
IV-1-1-Définition du relais GE MULTILIN T60T ……76
IV-1-2-Principe de fonctionnement du relais T60T……77
IV-1-3- Face du Relais T60T……79
IV-1-4- L'emplacement du relais T60T……80
IV-2-La modélisation du transformateur élévateur 15KV/400KV ……82

IV-2-1- Données du relais……..……..82
IV-2-2-Données du transformateur de courant TC……..…….82
IV-2-3-Paramétres de la protection différentielle 87T…….……...82
IV-2-3-1-La compensation en amplitude …….……..82
IV-2-3-2Courant traversant chaque enroulement ……..….83
IV-2-3-3- calcule des paramètres de la protection surintensité 51T…….……..84
IV-2-4- injection secondaire du relais de protection de transformateur élévateur…..…….……. 85
IV-2-4-1Logiciel ENERVISTA UR setup ……..…85
IV-2-4-1-2- Communication entre ENERVISTA et les relais numériques…….……85
IV-2-4-3- Avantages du logiciel ENERVISTA……..…...……86
IV-2-4-4-Injecteur CMC ……...……86
IV-2-5-Paramétrages des protections ……..86
IV-2-6-Présentation sur ETAP……..……..……91
IV-2-6-1-Modelisation de la protection du transformateur sous ETAP…….92
IV-2-6-2-Model de la simulation……..……...…92
IV-2-6-3-Simulation des protections contre les déférentes cas de défauts …….……..……..97
IV-2-6-3-1-Protection différentielle 87T ……..……..…….97
IV-2-6-3-1-1-Comparaison avec le teste d'injection secondaire …….……100
IV-2-6-3-2-Protection Surintensité 51 …….……101
IV-2-6-3-2-1-Réponse du relais T60T lors d'un défaut phase-terre……..……103
IV-2-6-3-2-2-Comparaison avec le teste d'injection secondaire …….……104
IV-3 Conclusion……..……...…105
Conclusion générale …….…107
Références Bibliographique …….110

LISTE DES FIGURES

Chapitre I: Aperçu sur la production et le transport d'énergie électrique

Figure(I .1) Processus de production de l'énergie électrique…….……..4
Figure (I .2) Les centrales de production en Algérie……....5
Figure (I .3) Principe de fonctionnement de la centrale hydraulique……...5
Figure (I .4) principe de fonctionnement d'une centrale photovoltaïque ……...…6
Figure (I .5) Composantes d'une éolienne……...…6
Figure (I .6) Les centrales Thermiques……...…7
Figure (I .7) Schéma explicatif d'une centrale combinée……..…..7
Figure (I .8) l'interconnexion du transport d'énergies électriques possibles ……....…8
qui peuvent être réalisé après la réception des projets (Naâma-Mostaganem – Alger)
Figure (I .9) Organisation globale de projet……...……9
Figure (I .10) Plan de masse……..10
Figure (I .11) turbine à gaz ……10
Figure (I .12) Turbine à vapeur ……..…11
Figure (I .13) Alternateur ……..…..11
Figure (I .14) Le réseau électrique…….……12
Figure (I .15) Structure maillée …….……..13
Figure (I .16) Réseau électrique bouclé ……..……..13
Figure (I .17) réseau électrique Radial ……14
Figure (I .18) poste électrique ouvert ……...……15
Figure (I .19) Poste électrique blindé……..……..15
Figure (I .20) Le transformateur de puissance ……...……..16
Figure (I .21) Autotransformateur ……16
Figure (I .22) transformateur de courant ……17
Figure (I .23) transformateur de tension ……..17
Figure (I .24) conducteur flexible……..18
Figure (I .25) tube conducteur……...18
Figure (I .26) Disjoncteur de poste HT ……..……18
Figure (I .27) Le sectionneur……19
Figure (I .28) Schéma a un jeu de barres ……..……..19
Figure (I .29) double antennes et simple JDB …….……19
Figure (I .30) Schéma a double jeu de barres double disjoncteur ……...……20
Figure (I .31) schéma a jeu de barres en anneau …….……20

Chapitre II : Étude des transformateurs électriques

Figure (II. 1) : Le Transformateur……..23
Figure (II.2) : Schéma électrique d'un transformateur monophasé……24
Figure (II.3) : Symbole d'un transformateur monophasé……..……24
Figure (II.4) : Principe générale de fonctionnement d'un transformateur ……..……..25
Figure (II.5) : constitution du transformateur triphasé……..……26
Figure (II.6) : couplage triangle primaire…….……26
Figure (II.7) : Couplage étoile secondaire…….……26
Figure (II.8) : couplage étoile dans le secondaire ……..……27
Figure (II.9) : couplage triangle secondaire……..……27
Figure (II.10) : Montage zigzag du secondaire…….……27
Figure (II.11) : Les différents types des couplages possibles avec leurs indices horaires ……28
Figure (II.12) : Indice horaire……29
Figure (II.13) : Exemple d'indice horaire…….……29
Figure (II.14) : une mesure avec l'oscilloscope…….……29
Figure (II.15) : Diagramme vectorielle……..……30
Figure (II.16) : Sheema équivalent Thevenin ……..……30
Figure (II.17) : Diagramme de kapp ……..31
Figure (II.18) : allure de rendement par rapport au facteur de puissance(charge)…….……31
Figure (II.19) : les conditions pour le raccordement en parallèle des transformateur**s…….……**32
Figure (II.20) : schéma exemplaire de la mise en parallèle de quatre transformateurs ……32
Figure(II.21) : Les différents types des couplages des transformateurs ……33

Figure (II.22) : Transformateur cuirassé ……33
Figure (II.23) : Transformateur a colonne ……34
Figure (II.24) : Bobinage MT ……34
Figure (II.25) : Bobinage BT ……34
Figure (II.26) transformateur de tension ……35
Figure (II.27) principe de fonctionnement de transformateur de tension ……35
Figure (II.28) schéma de raccordement d'un transformateur de tension capacitif ……36
Figure (II.29) les défèrent type des transformateurs de tension ……37
Figure (II.30) : Symbol de TC……38
Figure (II.31) TC à noyau de fer ……38
Figure (II.32) boucle de Rogowski ……39
Figure (II.33): Le transformateur principal de cycle combiné à étudier……40
Figure (II.34): La plaque signalétique du transformateur 15KV/400KV……41
Figure (II.35) : Les enroulements du transformateur hyosung ……42
Figure (II.36) : Les bornes du transformateur principale……43
Figure (II.37) : un modèle d'un changeur de prise……43
Figure (II.38) un éclateur sur un transformateur ……44
Figure (II.39) éclateur avec un tig oiseau……44
Figure (II.40) parafoudres protégeant un transformateur de puissance ……45
Figure (II.41) schéma électrique de l'installation de parafoudre……45
Figure (II.42): One line diagram……47
Figure (II.43) : Changement de puissance nominal en fonction du temp……48
Figure (II.43) : Les étapes des essais sur site après le montage……49

Chapitre III: Défauts et protection des transformateurs 15KV/400KV

Figure (III.1) : Les classes des défaillances……52
Figure (III. 1) : Déclenchement d'incendie au niveau du transformateur……53
Figure (III .2): courte circuite entre spire ……53
Figure (III.3) : courte circuit entre phase……54
Figure (III .4) : courte circuite entre phase terre……54
Figure (III.5) : Rupture de conducteur dans l'enroulement ……55
Figure (III. 6) : Dégradation de niveau d'huile……56
Figure (III.7) : Humidité dans l'isolation ……56
Figure (III. 8) : humidité dans l'huile d'isolation……57
Figure (III.9) : Surchauffe du noyau magnétique ……58
Figure (III.10) : déplacement des enroulement ……59
Figure (III.11) : Génération du courant de foucault……59
Figure (III. 12) : Arc électrique dans les traversé du transformateur……60
Figure (III.13) : Fuite d'huile……60
Figure (III.14) : L'image de la Foudre……61
Figure (III. 15) : courbe de l'onde de courant 10/350 µs ……61
Figure (III.16) : courbe de l'onde de courant 8/20 µs ……62
Figure (III. 17) : Point chaud du régleur ……62
Figure (III. 18) : Le relais de Bucholz dans un transformateur……63
Figure (III.19) : Schéma du relais Buchholz……63
Figure (III.20) : schéma unifilaire d'un exemple du fonctionnement du disjoncteur de groupe 50BF……64
Figure (III.21) : Temp de déclanchement du schéma de défaillance de disjoncteur 50BF……65
Figure (III.22) : schéma de l'image thermique……66
Figure (III.23) : courbe de l'équation thermique……66
Figure (III. 24) : courbe de déclanchement ……67
Figure (III. 25) : La protection 51T……68
Figure (III. 26) : Protection maximum courant à temp indépendant ……69
Figure(III.27):Diagram logique des éléments simple 87T ……70
Figure(III.28) :schéma d'une protection différentielle …… 70
Figure (III.29) : courbe de pourcentage d'un relai différentiel……71

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

Figure (IV.1) DIMENSIONS HORIZONTALES T60 (PANNEAU AMÉLIORÉ)……79

Figure (IV. 2) : Face avant Horizontale améliorée du relais……80
Figure(IV. 3) :schéma unifilaire……..……..80
Figure(IV. 4) : Zoom sur le relais T60T Dans le schéma unifilaire…….……81
Figure (IV.5) :Schema du câblage typique……81
Figure (IV. 6) : courbe de la caractéristique de la pente de transformateur différentiel ……..84
Figure (IV.7) : l'interface du logiciel ENERVISTA……85
Figure (IV.8) : l'injection secondaire à l'aide du cmc……..……86
Figure (IV.9) : CMC Omicron……..……86
Figure (IV.10) : les paramètres de la protection différentielle dans L'ENERVISTA UR…..……..87
Figure (IV.11): essai du seuil de déclanchement……..87
Figure (IV.12) : essai pente 1……88
Figure (IV.12) : essai pente 2……88
Figure (IV.14) : paramètre du protection THT Phase surintensité 51…….……..89
Figure (IV.15) :paramètre du THT Terre protection surintensité ……...……..90
Figure (IV.16) : Logo de La logiciel ETAP……...…91
Figure (IV.17) : schéma unifilaire sur le logiciel ETAP…….……..92
Figure (IV.18) : paramètre de la source……...……..93
Figure (IV.19) :circuit breaker utiliser……..……93
Figure (IV.20) : paramètre du transformateur……...……94
Figure(IV.21) :CT 1 ratio….……94
Figure (IV.22) :CT 2 ratio……..94
Figure (IV.23) :relais INPUTS……..……95
Figure (IV. 24) : relais outputs…….……..95
Figure (IV. 25) : Paramètre de oc1 phase et terre……..96
Figure (IV. 26) : Paramètre de oc2 terre……96
Figure (IV. 27) : paramètre de la différentielle dans le relais……97
Figure (IV.28) :schéma unifilaire d'un cas de défauts triphasé externe ……98
Figure (IV.29) : Schéma unifilaire d'un défaut phase terre externe…….……98
Figure (IV.30) : schéma unifilaire du défauts interne (triphasé et phase-terre)……99
Figure (IV.31) :séquence des évènements……..……100
Figure (IV.32) :schéma unifilaire d'un défaut phase terre et triphasé externe dans BUS 400KV…..……101
Figure (IV.33) : Séquence des évènements……..102
Figure (IV.34) :courbe temp courant de protection 51 Triphasé……..103
Figure (IV.35) : courbe temp courant de protection 51 phase-terre……...……..104
Figure(IV. 36) :seuil de déclanchement de caque fonction de protection contre surintensit……..104

LISTES DES TABLEAUX

Chapitre I: Aperçu sur la production et le transport d'énergie électrique
Tableau (I-1) : Les types des turbines ……..……..……..5
Tableau (I.2) : projet de cycle combiné (Fiche technique de Samsung)……..……9
Tableau (I.3) :Les équipement de centrale……...……..……10
Chapitre II : Étude des transformateurs électriques

Tableau (II.1) : Les groupes d'indices horaire compatible……..…..…….33
Tableau (II.2) : Limites permises pour l'erreur du courant et du déphasage……..……40
Tableau (II.3) : le type de refroidissement selon la puissance apparente (TAG)…….……46
Tableau (II.4) : Le type de refroidissement selon la puissance apparente (TAV)…….……46
Tableau (II.5) : Tension, capacité et courant pour chaque enroulement …….……..47
Tableau (II.6) : Valeur de calcul calculée de l'impédance et du K (valeur crête du courant asymétrique….……47
Chapitre III: Défauts et protection des transformateurs 15KV/400KV
Tableau (III.1) : Données technique du disjoncteur 50BF…….……65
Tableau (III. 2) : Description du courbe de déclanchement selon la norme IEC 60947……67
Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

Tableau (IV.1) : Les différentes fonctions de protection dans le relais T60……..……77
Tableau (IV.2) : Les Testes du relais T60……..……78
Tableau (IV.3):les paramètres recommandé par GE…….……83
Tableau(IV.4) : essais THT Phase……..……89
Tableau (IV.5) liste des actions activé ……90
Tableau (IV.6) : comparaison entre les deux testes……..…101
Tableau(IV.7) :Comparaison entre les testes de simulation de protection contre surintensité ……..……104

Introduction générale

Introduction Général

L'énergie électrique est essentielle au développement industriel et économique des nations. Elle est également un élément fondamental du bien-être humain moderne, étant devenue partie intégrante de nos vies et de notre culture. Par conséquent, pour garantir un approvisionnement continu et fiable en énergie électrique, nous devons disposer d'un réseau électrique robuste et stable pour transporter cette énergie.

Depuis son indépendance, l'Algérie compte parmi les pays qui accordent une grande importance à la production, au transport et à la consommation d'électricité. Toutefois, malgré la présence de nombreuses centrales thermiques et photovoltaïques et l'étendue de son réseau électrique, la demande croissante d'électricité, alimentée par son développement économique, demeure un défi majeur.

Pour éviter une future crise énergétique et renforcer son réseau électrique, l'Algérie a décidé de relever le niveau des lignes à haute tension de 225 kilovolts à 400 kilovolts. Cela a nécessité la construction de centrales électriques à cycle combiné respectueuses de l'environnement, équipées de technologies avancées telles que des turbines à grande vitesse, des alternateurs de 15 kV et des transformateurs élévateurs de 15 kV/400 kV.

Les centrales thermiques à cycle combiné occupent progressivement une place prépondérante dans le système énergétique. Elles reposent sur le principe de récupération de la chaleur émise par les turbines à gaz pour produire de la vapeur destinée à alimenter une turbine à vapeur. Ces centrales comprennent des groupes turbo-alternateurs à turbine à gaz et d'autres groupes turbo-alternateurs à turbine à vapeur. Elles sont constituées d'un ensemble complexe de composants fonctionnant au sein de systèmes interconnectés. La moindre défaillance de l'un de ces sous-systèmes peut entraîner des perturbations importantes, voire des pannes de production. Il est donc nécessaire d'améliorer ces dispositifs, notamment ceux liés à la régulation de la puissance active et réactive des générateurs synchrones, qui jouent un rôle crucial dans la stabilité dynamique du réseau électrique.

Toutefois, afin d'acquérir davantage d'informations, nous avons choisi d'effectuer notre stage final à la centrale à cycle combiné de plage de sonackter à Mostaganem, afin de participer à l'application de ces nouvelles technologies. Cette expérience nous a permis de développer nos compétences techniques et de nous familiariser avec les différents composants de la station et les problématiques liées à la régulation de l'énergie électrique. Cependant, pour approfondir cette démarche dans le cadre de notre mémoire de fin d'étude, nous avons décidé d'étudier la protection des transformateurs élévateurs 15KV/400KV car, ce dernier joue un rôle primordial dans l'acheminement de l'énergie électrique vers le réseau THT. Ce transformateur est un équipement très couteux et critique pour la continuité de service, ce qui nécessite l'utilisation d'un système de protection performant et fiable capable de détecter rapidement les différents défauts et d'éviter les dommages maternels ainsi que les interruptions de production.

Le travail présenté dans ce mémoire sera structuré en quatre chapitres :

- ✓ Le premier chapitre présentera des informations générales sur la production d'électricité en Algérie, les types de centrales utilisées et la centrale à cycle combiné de Mostaganem. Il abordera également le réseau de transport d'électricité à haute tension et ses différentes configurations, ainsi qu'un aperçu des postes de transformation à haute tension et de leurs configurations.

- ✓ Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude générale des transformateurs, principe de fonctionnement, constitution d'un transformateur triphasé et les différents types du couplage du transformateur triphasé. Une attention particulière sera portée au transformateur principal élévateur 15KV/400KV utilisé dans la centrale et ces avantages

- ✓ Le troisième chapitre traitera les principaux défauts susceptibles d'affecter le transformateur de puissance 15KV/400KV, ainsi que les différentes protections utilisées pour garantir sa sécurité, telle que

les protections de surintensité (51), défaut de terre (64), surcharge thermique (49), défaillance de disjoncteur de groupe (50BF) et la protection différentielle (87T).

- ✓ Enfin, le quatrième chapitre sera consacré à l'étude du relais numérique GE MULTILIN T60T utilisé pour la protection du transformateur principal. Nous étudierons les réglages et les tests d'injection secondaire effectués par les ingénieurs de General Electric, puis nous tenterons quelques simulations à l'aide du logiciel ETAP à des fins de comparaison. Nous accorderons une attention particulière à la protection différentielle afin de garantir une protection sélective et efficace. Nous étudierons également la protection contre les surintensités dues aux défauts à la terre et aux défauts triphasés afin d'assurer une protection fiable et rapide contre les surintensités susceptibles d'endommager le transformateur et ses équipements associés. La simulation est outil pour valider les résultats théoriques et confirmer le bon fonctionnement des protections pour préserver le transformateur contre les différents défauts et éviter les dégâts importants pouvant affecter ces équipements stratégiques.

- ✓ Notre travail sera achevé par une conclusion générale et des perspectives

Chapitre I
Aperçu sur la production et le transport d'énergie électrique

I-1-Introduction

L'invention et le développement de la production d'électricité ont constitué un tournant majeur pour le monde depuis le début du XVIIIe siècle ; ils ont apporté lumière et prospérité à la vie humaine et ont stimulé les économies des pays en intensifiant l'activité des usines.

La production d'énergie électrique dépend d'énergies primaires qui sont converties par différentes étapes de conversion : panneaux photovoltaïques pour l'énergie solaire, éoliennes pour l'énergie cinétique du vent, batteries pour l'énergie chimique et turbines pour l'énergie hydraulique des rivières et des barrages.

Cependant, après la découverte du pétrole, l'énergie thermique est devenue la source d'énergie la plus utilisée au monde. Bien que sa conversion nécessite plusieurs étapes industrielles importantes, à commencer par les chaudières, les turbines, les générateurs électriques et les transformateurs de puissance raccordés au réseau électrique. Aujourd'hui, l'énergie thermique est devenue la source d'énergie la plus fiable, durable et répandue.

Grâce aux progrès technologiques rapides réalisés dans le domaine des équipements de production d'électricité, les centrales thermiques produisent désormais de l'électricité à grande échelle, capable de couvrir plusieurs kilomètres.

La figure (I.1) illustre un schéma du processus de production au sein d'une centrale thermique.

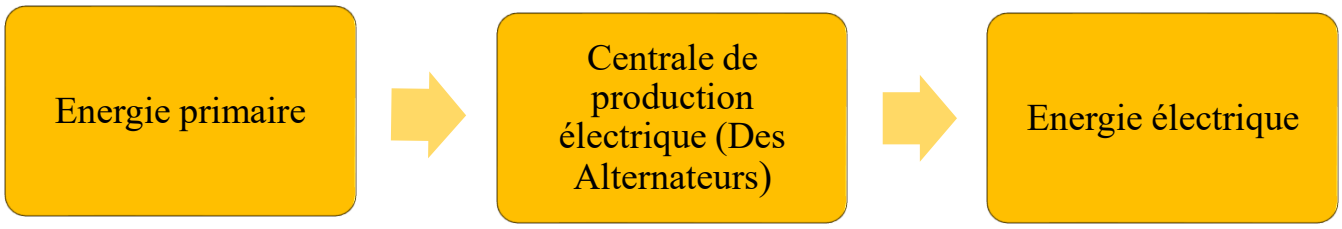


Figure (I.1) Processus de production de l'énergie électrique

Ce chapitre présente un aperçu de la production d'électricité, en mettant l'accent sur les mécanismes de production à partir de sources d'énergie thermique. Ce chapitre présentera également le réseau électrique à haute tension, en mettant en évidence ses principales configuration. Aussi nous parlons aussi sur les postes de transformation HT, ainsi que leur différent schéma. Nous aborderons également les équipements des centrales à cycle combiné, ce qui nous permettra d'examiner ultérieurement les transformateurs élévateurs et leur protection.

I-1-1-Aperçu sur la production de l'énergie électrique en Algérie

Actuellement, la Sonelgaz produise de l'électricité, exploite et assure la maintenance de plusieurs centrales de différentes filières de production de l'électricité [1] :

- ✓ Centrales thermiques à Gaz (TG),
- ✓ Centrales Turbines à Gaz Mobiles (TGM),
- ✓ Centrales thermiques à Vapeur (TV),
- ✓ Centrales Turbines Hydrauliques (TH),
- ✓ Centrales photovoltaïques
- ✓ Centrales éoliennes
- ✓ Centrales Cycles Combinés (CC)

Figure (I.2) : Les centrales de production en Algérie

I-1-2-Les types des centrales de la production d'énergie électrique

✓ Les centrales Hydro-électrique

Les centrales hydroélectriques sont considérées comme les systèmes de production le plus enceins. Elles utilisent des turbo- alternateurs pour convertir l'énergie hydraulique en énergie électrique. Le type de turbine choisi dépend essentiellement de la hauteur de la chute d'eau et du débit disponible [2]. Comme le montrent le tableau (I.1) et la figure (I.4).

Tableau (I-1) : Les types des turbines

Type de turbine	Hauteur de chute	Débit
Turbine bulbe	1 à 30 m	Elevé
Turbine Kaplan	5 à 50 m	Très élevé
Turbine Francis	40 à 600 m	Moyen
Turbine Pelton	200 à 1800 m	Faible

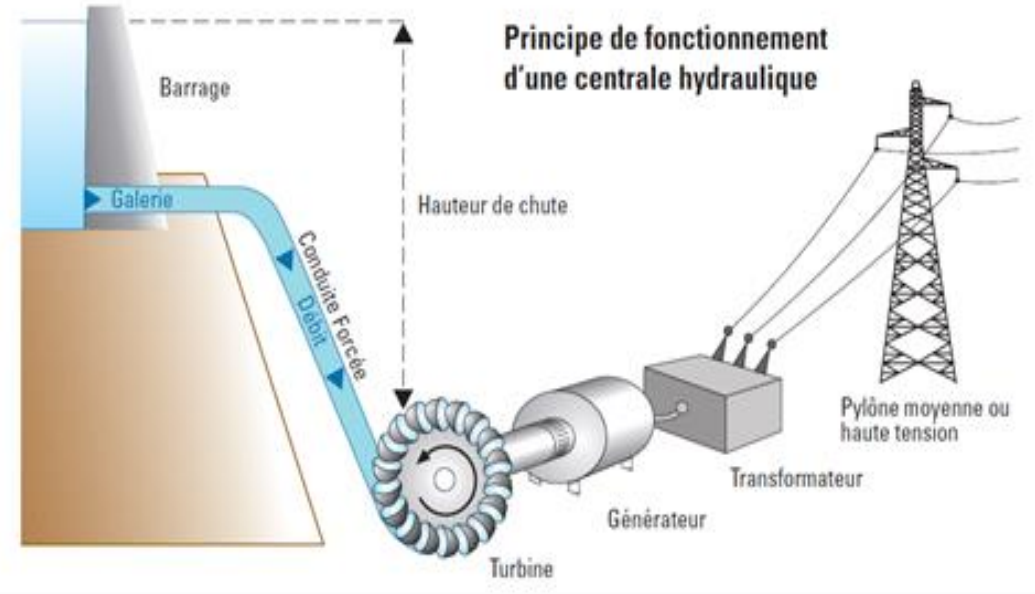


Figure (I.3) : Principe de fonctionnement de la centrale hydraulique

✓ **Les centrales photovoltaïques**

L'énergie solaire photovoltaïque correspond à l'électricité obtenue à partir du rayonnement solaire grâce à des cellules photovoltaïques. Lorsque la lumière du soleil atteint ces cellules les photons transfèrent leur énergie aux électrons du matériau semi-conducteur qui provoque la mise en mouvement et généré ainsi un courant électrique comme le montre la figure (I.4).

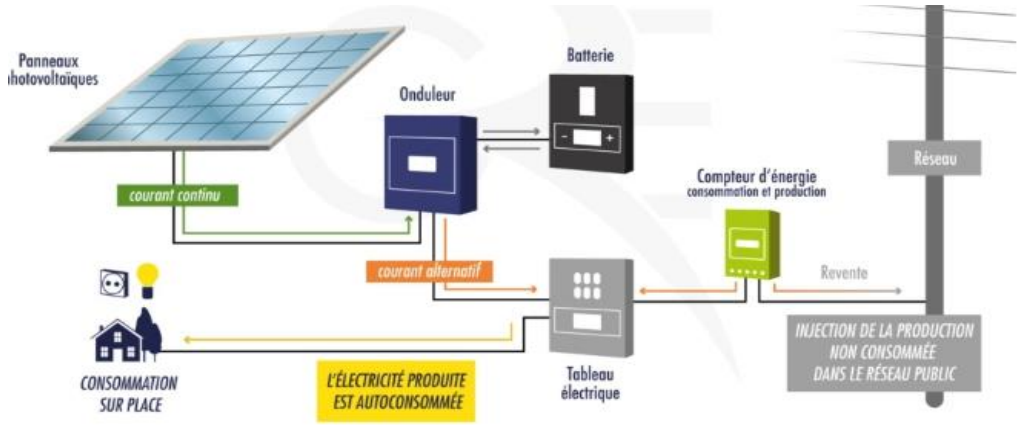


Figure (I.4) : principe de fonctionnement d'une centrale photovoltaïque [3]

✓ **Les centrales éoliennes**

Cette énergie est destinée pour convertir l'énergie cinétique du vent à une énergie électrique en utilisant un aérogénérateur pour entrainer l'arbre du rotor. La Figure (I.5) explique toutes les composantes quand on a trouvé dans une éolienne.

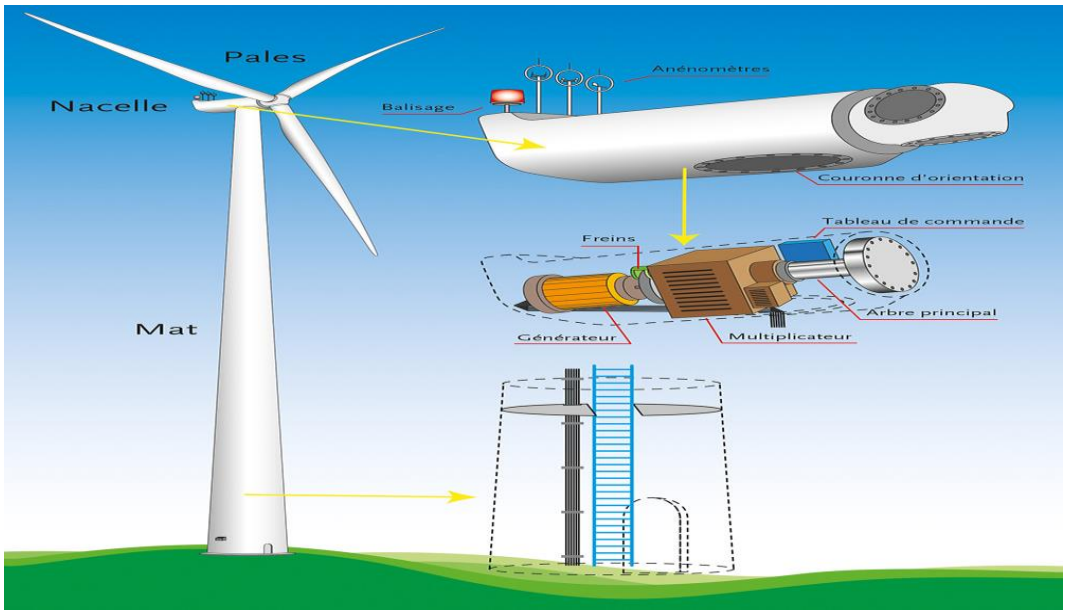


Figure (I.5) : Composantes d'une éolienne

✓ **Centrales thermiques :**

Cette centrale utilise la chaleur pour produire la vapeur qui fait tourner les turbines. Ces derniers entrainent des alternateurs qui produise de l'énergie électrique, la chaleur dépend du type de centrale thermique donc on distingue 5 centrales thermiques :

i) Centrales thermiques à flamme
ii) Centrales nucléaires
iii) Centrales à turbines à combustion
iv) Centrales Géothermiques

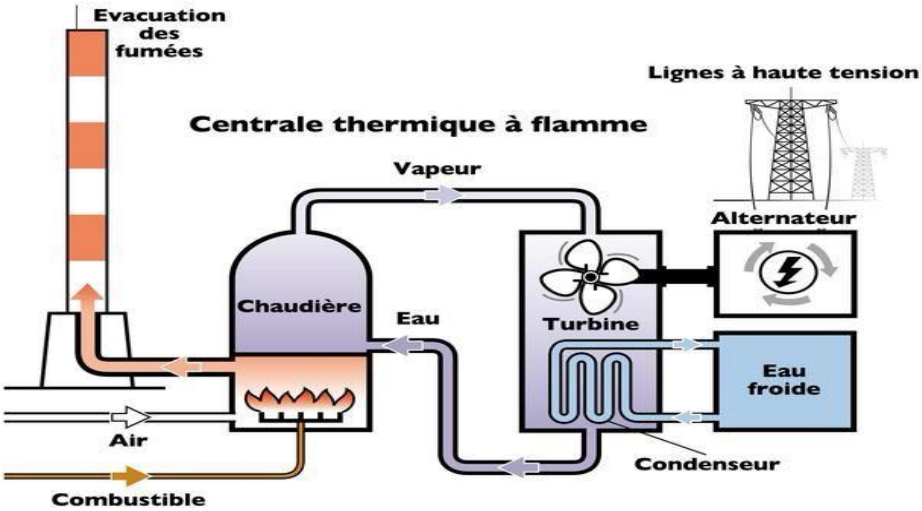


Figure (I.6) : Les centrales Thermiques

✓ **Les Centrales électrique à cycle combinée (CCG)**

Une centrale électrique à cycle combiné (CCG) est une installation d'électricité à haute rendement qui associe deux types de turbine à gaz (combustion) et une turbine à vapeur. La fonction première des centrales électriques est d'assurer l'approvisionnement en électricité des secteurs industriels et des consommateurs résidentiels. Leur fonctionnement repose sur le principe fondamental d'un équilibre constant entre production et consommation. L'électricité ne pouvant être stockée à grande échelle de manière simple et économique, la puissance produite doit correspondre en temps réel à la demande du réseau. Par conséquent, la production est constamment ajustée aux besoins afin de garantir un approvisionnement stable et continu.

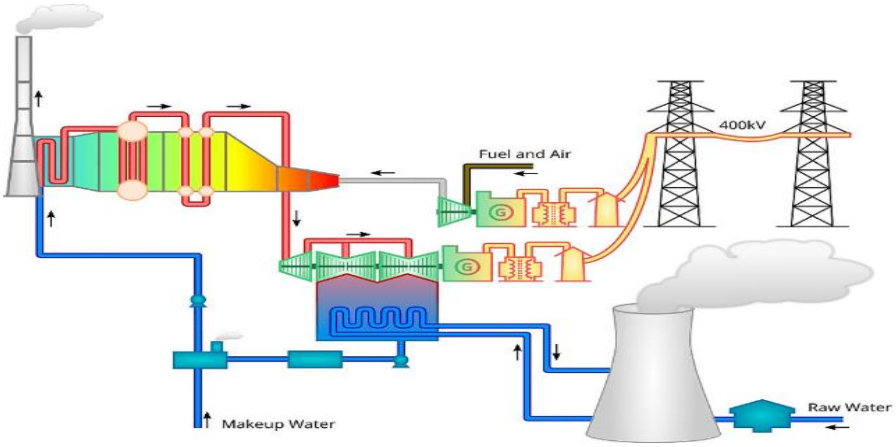


Figure (I.7) : Schéma explicatif d'une centrale combinée

Les centrales à cycle combiné exploitent l'énergie résiduelle de ces gaz à haute température, qui libèrent de la chaleur dans un échangeur thermique, provoquant l'ébullition du fluide lors d'un second cycle thermodynamique. La vapeur ainsi produite actionne une seconde turbine pour générer de l'électricité qui donne nettement plus performance de 55 a 60 % d'efficacité qui signifie que le cycle combiné offre un meilleur rendement énergétique et un bon impact environnemental par rapport au centrale classique [4] [5].

I-1-3- Généralité sur la centrale combinée de Mostaganem

L'Algérie s'est engagée à développer son infrastructure énergétique en renforçant ses centrales à cycle combiné gaz (CCGT). Afin d'accroître sa capacité de production et de répondre à la demande croissante

d'électricité, le pays a mené à bien plusieurs projets d'envergure, tels que les centrales de Cap Djinet, Bellara et Biskra. L'Algérie travaille également à étendre cette technologie à d'autres régions, comme Mostaganem et Addar, et prévoit de futurs projets à Kaïs. Ces centrales tirent pleinement parti des avantages d'une utilisation efficace du gaz naturel et d'une consommation de combustible réduite, contribuant ainsi au développement durable du secteur énergétique et à une croissance économique équilibrée.

La structure du projet industriel de la centrale à cycle combiné repose sur plusieurs intervenants aux rôles complémentaires. Le projet est piloté par Sonelgaz, à travers sa filiale SPE (Société algérienne de production d'électricité), qui assure la maîtrise d'ouvrage. La gestion technique ainsi que la coordination globale des différentes activités sont confiées à Sonelgaz Engineering (SE).

La réalisation des travaux s'inscrit dans le cadre d'un contrat EPC (Engineering, Procurement and Construction) attribué à Samsung C&T. Dans ce cadre, cette entreprise agit en tant que maître d'œuvre et prend en charge la conception du projet, l'approvisionnement en équipements ainsi que l'exécution des travaux de construction. Pour mener à bien certaines opérations spécifiques, Samsung C&T fait également appel à des entreprises locales.

En outre, un accord de transfert a été établi entre Samsung C&T et General Electric (GE). Cet accord désigne GE comme fournisseur stratégique d'équipements pour le projet. Dans le cadre de ce contrat de fourniture, GE intervient également dans le suivi technique des travaux et participe aux activités de revue et de validation technique.

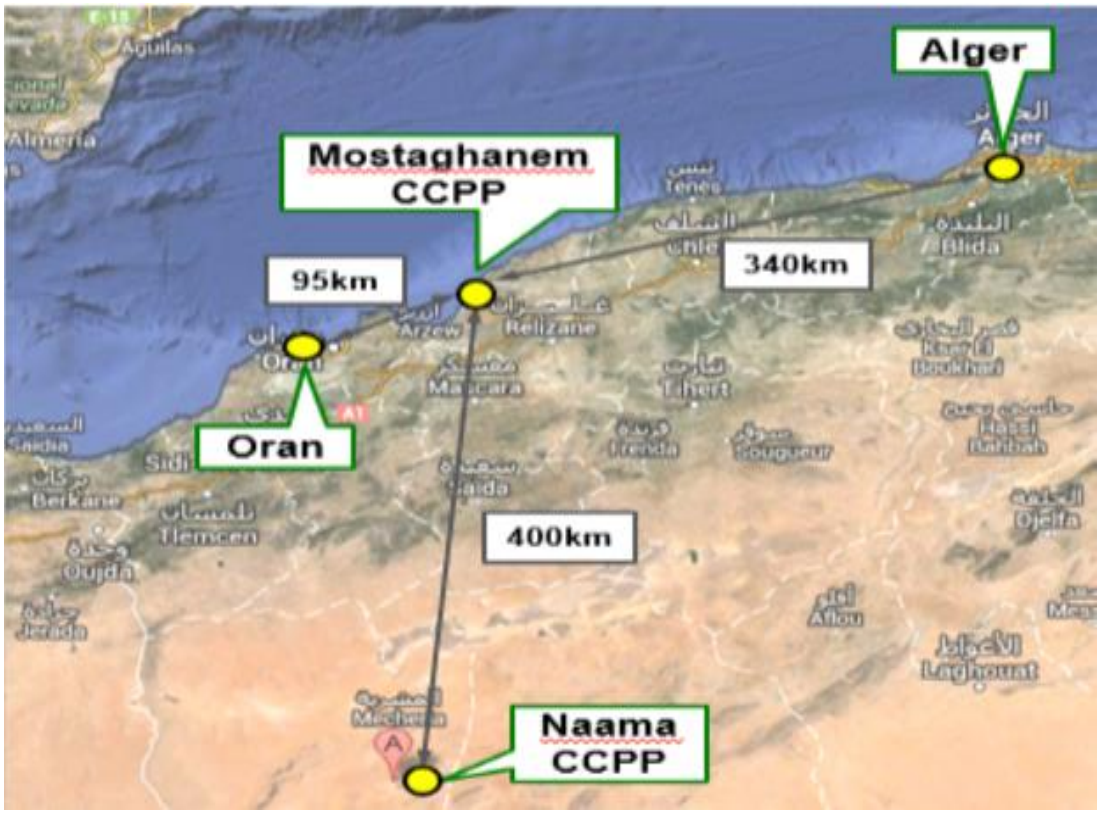


Figure (I.8) : l'interconnexion du transport d'énergies électriques possibles qui peuvent être réalisé après la réception des projets (Naâma-Mostaganem – Alger)

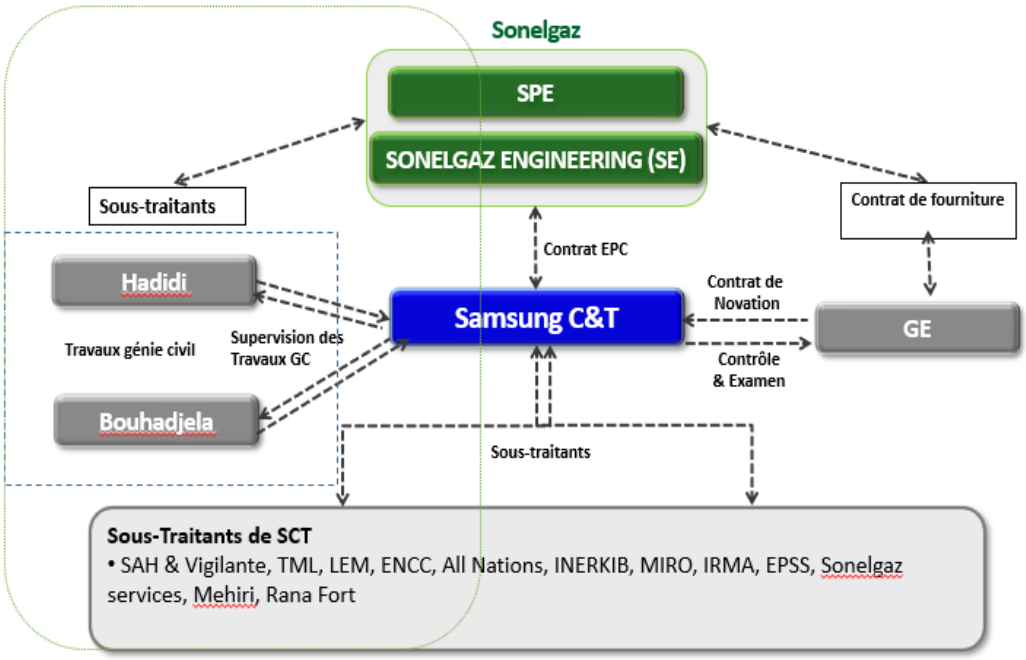


Figure (I. 9) : Organisation globale de projet

Tableau (I.2) : projet de cycle combiné (Fiche technique de Samsung)

NOM DU PROJET	Mostaganem CCPP projet
CLIENT	Ouest d'Alger, près de Mostaganem, plage de Sonackter
MAITRE D'OUVRAGE	Société Algérienne de Production de l'Electricité "SPE"
CAPACITE DU PROJET	Production nette 1.450,356 MW
CONSTRUCTEUR	Samsung C&T
SURFACE	38 hectares

- ✓ Situation de projet :

La centrale est située dans la région côtière sur l'Est de la ville de Mostaganem

La latitude : "36 ° 01 07'. 2 N ; Longitude :"0 .° 07 ' 36. 2 E ; L'altitude : 10 m

I-1-3-1-Principe de fonctionnement de la centrale

La turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) représente une solution performante adoptée dans les centrales électriques modernes afin d'optimiser le rendement énergétique. Son principe repose sur l'association de deux cycles thermodynamiques complémentaires : un cycle à gaz et un cycle à vapeur, permettant de valoriser l'énergie thermique des gaz d'échappement au lieu de la dissiper.

Dans une première étape, l'air ambiant est aspiré puis comprimé par un compresseur. Il est ensuite mélangé à un combustible, généralement du gaz naturel ou du fioul, au sein de la chambre de combustion. La réaction de combustion génère des gaz chauds à haute pression qui se détendent dans la turbine à gaz, provoquant sa rotation. Cette dernière entraîne un alternateur couplé mécaniquement, produisant ainsi de l'électricité. Les gaz en sortie, encore chargés d'une importante énergie thermique, sont dirigés vers la seconde phase du processus.

La deuxième étape correspond au cycle vapeur. Les gaz d'échappement traversent un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG – Heat Recovery Steam Generator), où ils transfèrent leur énergie thermique à de l'eau afin de produire de la vapeur à haute pression. Cette vapeur alimente une turbine à vapeur qui entraîne à son tour un alternateur, générant une production électrique supplémentaire. Après son expansion dans la turbine, la vapeur est refroidie dans un condenseur, retransformée en eau, puis réinjectée dans le circuit pour recommencer le cycle.

Ce fonctionnement combiné permet d'atteindre un rendement nettement supérieur à celui d'une centrale fonctionnant uniquement avec une turbine à gaz, grâce à une meilleure exploitation de l'énergie disponible.

Figure (I. 10) : Plan de masse

I-1-3-2- Les équipements de centrale

Tableau (I.3) : Les équipements de centrale

Turbines	Alternateur	transformateurs	Groupe de secours
04 turbines à gaz	04 alternateurs	06 transformateurs principaux	Groupe électrogène en diésel (BSDG)
02 turbines à vapeur	02 alternateurs	transformateur secondaire	

- ✓ **Turbine à gaz :**

C'est la machine principale de la transformation d'Energie thermique vers une Energie mécanique pour entrainer les alternateurs afin de produire l'Energie électrique désiré. Est la Figure (I -11) explique les composantes essentielles de la turbine a gaz.

La turbine Utilise des brûleurs à faible teneur en oxyde d'azote (*Dry LowNox*) et entrainé un alternateur refroidi à l'hydrogène qui produit 294 MVA équivalent à 264,6 MW en marche au gaz et 165 MW [6]

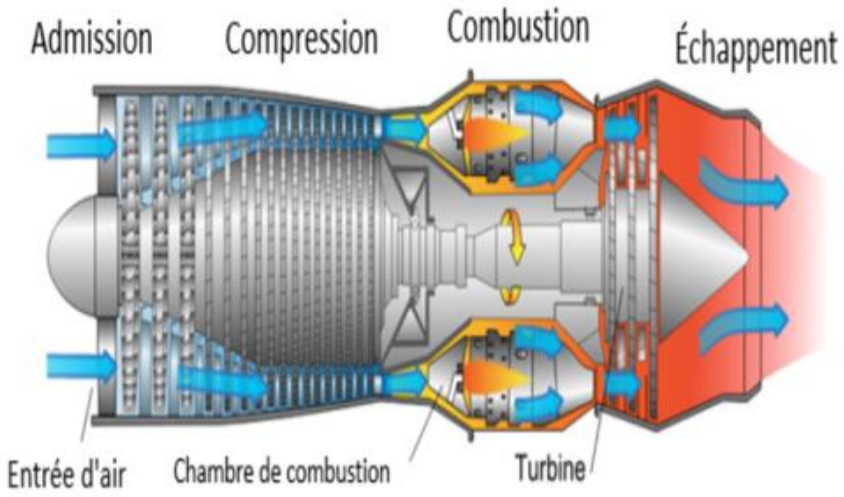


Figure (I-11) : turbine à gaz [7]

- ✓ **Turbine à vapeur**

La turbine à vapeur assure la conversion de l'Energie thermique de la vapeur à l'Energie mécanique et tourne le générateur de cycle généralement sont couplé à turbo-alternateur produit 330MVA équivalent 297MW

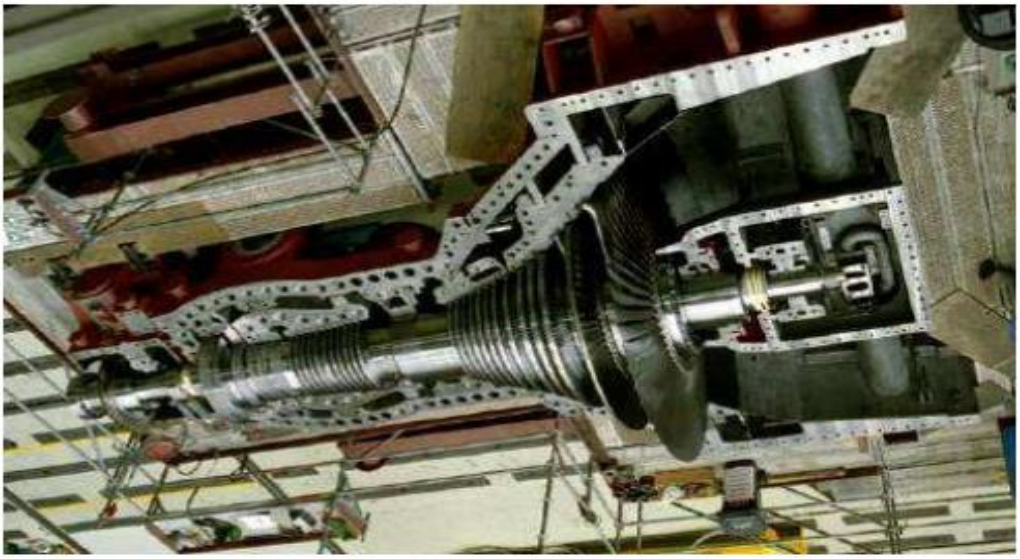


Figure (I.12) Turbine à vapeur [7]

- ✓ **Les alternateurs**

L'alternateur est la source primaire d'Energie électrique avec une grande puissance après avoir une Energie mécanique des turbines. L'alternateur de site produit l'Energie électrique sous tension de 15KV.[8]

Figure (I.13) : Alternateur [9]

- ✓ **Les transformateurs principaux de site**

Le transformateur est le point de base de la transformation de l'énergie électrique en vue de son transport avec une grande efficacité. Son importance est indispensable, c'est pour cela il représente un élément central de notre étude en tant que composant essentiel et sensible du réseau de transport de l'électricité.

I-2- Aperçu sur le réseau de transport d'énergie électrique

Le réseau électrique occupe une place centrale dans la vie moderne, car il constitue l'interface essentielle entre la production de l'énergie électrique et son exploitation par les utilisateurs. Il permet d'assurer le transport et la distribution de l'électricité de manière fiable et efficace avec continuité de service et un rendement élevé, afin de répondre au besoin croissants des secteurs domestique et industriel.

En générale un réseau électrique comporte trois étapes

- ✓ Etape de transport reliant les centrales et les postes de transformation
- ✓ Etape de répartition et de distribution concernant la tension MT ou elle relier les industrielles exploitant la moyenne tension et les postes des abonner MT/BT
- ✓ La dernière étape concerne la distribution de l'énergie électrique pour les clients de base tension

En générale nous donnons un détaille sur l'étape de transport d'énergie électrique.

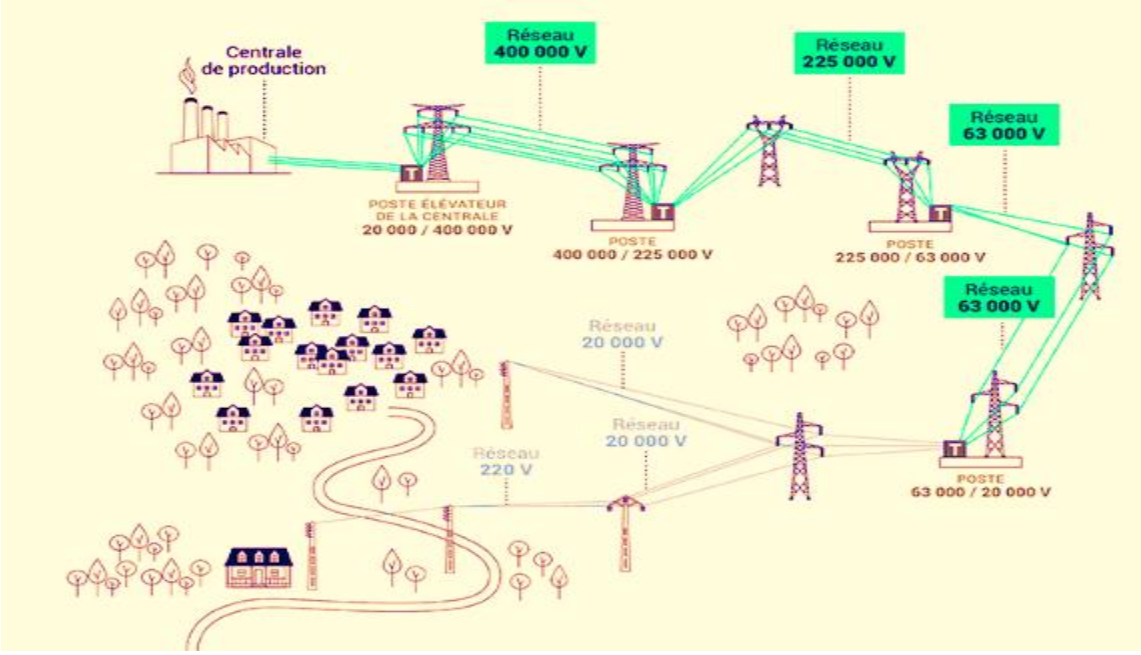


Figure (I.14) : Le réseau électrique

I-2-1-Réseau de transport

Les centrales électriques produiront avec ces alternateurs une puissance de moyennes tension MT (12 à 15 KV) et la transformé cette tension avec un transformateur élevé à 225KV a 400 KV pour réduire les pertes dans les lignes. Lesquelles sont principalement des pertes thermiques (pertes RI^2) et pour un gain économique, De nouveaux projet visent a élevé le niveau de tension 225KV a 400KV en Algerie, dans le but d'améliorer le rendement du transport de l'énergie électrique et de réduire les pertes au sein de réseau.

En effet, l'introduction du transport a 400 KV marque le début d'une ère dans le domaine du réseau électrique en Algérie, Cette élévation de tension est assurée par un transformateur élévateur 15KV/400KV, qui constitue l'élément principale dans les centrales

Le complexe de Mostaganem 1400 MW, est équipé de transformateurs 15KV/400KV dans le cadre du projet de renforcement du transport d'énergie électrique à haute rendement. Dans ce contexte, notre travaille portera sur l'étude approfondie de ces transformateurs et leurs protections, pour assurer le transport sans aucun problème et améliorer la qualité.

I-2-2-Différentes Topologies du réseau de transport électrique

On peut classer les réseaux de distribution électrique selon leur topologie en réseaux radiaux, bouclés, maillés et arborescents. Ils peuvent également être distingués selon le milieu d'utilisation en réseaux urbains et ruraux, et selon le mode d'alimentation en réseaux à dérivations multiples ou en réseaux avec coupure d'artère principale.

I-2-2-1-Réseau maillée

Il s'agit d'un réseau de boucles interconnectées, formant une structure en maillage. Cette structure présente l'avantage de permettre la sélection de la tension la plus adaptée à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie via des transformateurs, et de prévenir les courts-circuits. Cependant, sa conception est très complexe et son coût de mise en œuvre élevé.

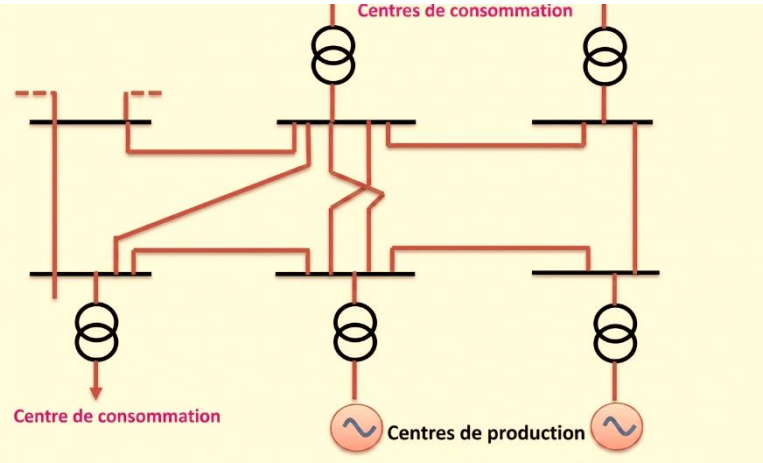


Figure (I. 15) : Structure maillée [10]

I-2-2-2-Réseau bouclé

Cette topologie est principalement utilisée dans les réseaux de distribution moyenne tension. Les postes de transformation haute ou moyenne tension alimentée par des réseaux à très haute tension sont interconnectés pour former des boucles, améliorant ainsi la disponibilité de l'alimentation électrique.

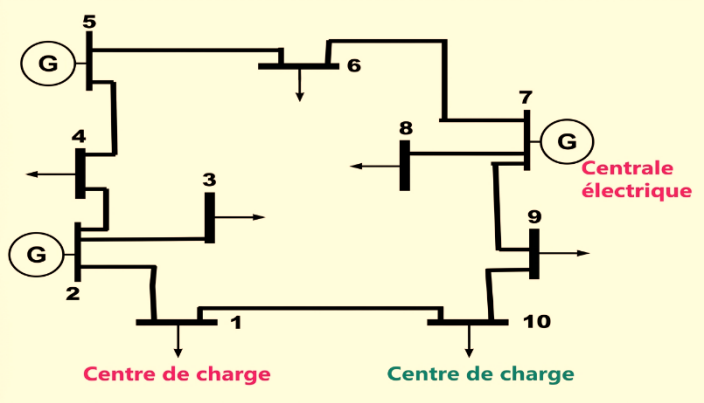


Figure (I.16) Réseau électrique bouclé [10]

I-2-2-3-réseau radial

Il s'agit d'un réseau partant d'un poste de transformation, où chaque branche est isolée des autres, à l'instar des branches d'un arbre, ne partageant ainsi qu'un point commun avec les autres connexions. Cette méthode de distribution radiale (moyenne et basse tension) est plus couramment utilisée dans les installations industrielles.

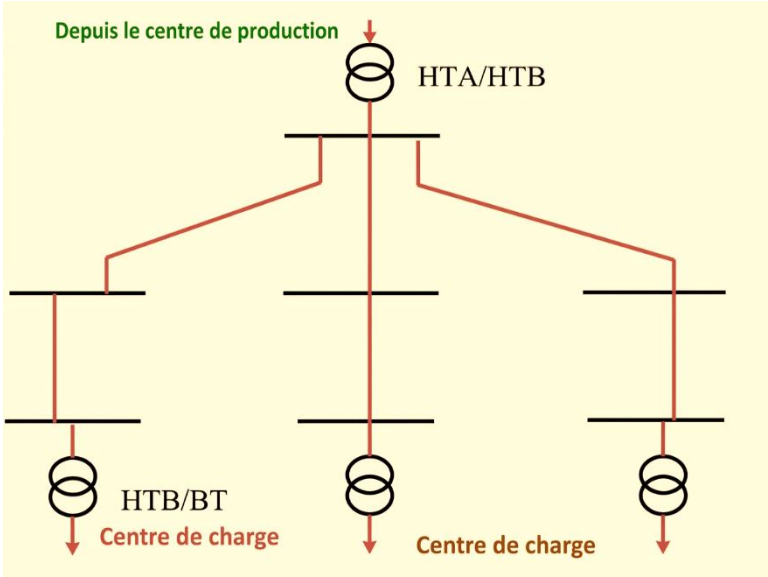


Figure (I.17) : réseau électrique Radial [10]

I-3-Les postes de transformation HT

Selon la définition de la Commission Electrotechnique Internationale, un poste électrique est la « partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et, éventuellement, des transformateurs ». [11]

Un poste de transformation est un élément essentiel du réseau électrique, dont la fonction dépasse le simple acheminement de l'énergie. Il assure principalement l'adaptation des niveaux de tension selon les exigences du transport et de la distribution. Après sa production en centrale, la tension est élevée au moyen d'un transformateur élévateur afin de réduire les pertes d'énergie lors du transport sur de longues distances.

À l'arrivée dans les zones urbaines ou industrielles, cette haute tension, inadaptée à l'usage direct, est abaissée par un transformateur abaisseur pour devenir compatible et sûre pour les consommateurs domestiques et industriels. L'élévation de la tension permet de diminuer le courant et ainsi de limiter les pertes par effet Joule, tandis que son abaissement garantit une alimentation adaptée aux équipements électriques. Les postes de transformation sont généralement implantés aux extrémités des lignes de transport ou à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution.

I-3-1-Types des postes HT

Il existe plusieurs types de postes électriques

- ✓ Postes de sortie de la centrale : L'objectif de ces postes est de connecter une centrale de production d'énergie au réseau électrique.
- ✓ Postes d'interconnexion : Son but est de relier les différentes lignes électriques entre elles.
- ✓ Postes élévateurs : Le but est d'élever le niveau de tension à l'aide d'un transformateur. [12]

L'apparence d'un poste de transformation varie selon sa fonction. Les postes de transformation peuvent être situés en surface, à l'intérieur d'une structure étanche, ou souterraine, dissimulés dans le bâtiment qu'ils alimentent. Ainsi, d'un point de vue architectural, depuis la fin du XIXe siècle, les pylônes de postes de transformation ont revêtu une grande diversité de formes, allant des constructions industrielles en briques aux styles néo-roman, Art nouveau, historiciste et résolument moderne. [13]

I-3-2- Les technologies des postes électriques

Généralement deux types de postes qui existent :

- ✓ Poste électrique à isolation dans l'air AIS (ouvert) :

Les postes ouverts, ou AIS (Air Insulated Switchgear), sont des postes qui utilisent l'air comme isolant. L'isolation est assurée par l'air et la pression atmosphérique, et des distances de sécurité sont définies pour éviter tout défaut électrique. Ces postes nécessitent un espace important en raison de la disposition des équipements et de l'isolation par l'air. La **figure (I.16)** est un exemple réel d'un poste électrique ouvert.

Figure (I.18) : poste électrique ouvert [14]

- ✓ Poste électrique à isolation gazeuse GIS blinder

Les postes à isolation gazeuse (GIS) sont des postes électriques protégés à l'intérieur d'une enveloppe métallique étanche, parfois appelés postes blindés. Ces postes utilisent le gaz SF6 comme isolant à la place de l'air, ce qui permet de réduire l'encombrement par rapport aux postes ouverts.

Ils contiennent des conducteurs et des appareils à haute tension répartis dans des caissons ou modules fermés, lesquels sont divisés en compartiments étanches et surveillés individuellement pour assurer la sécurité et l'efficacité opérationnelle

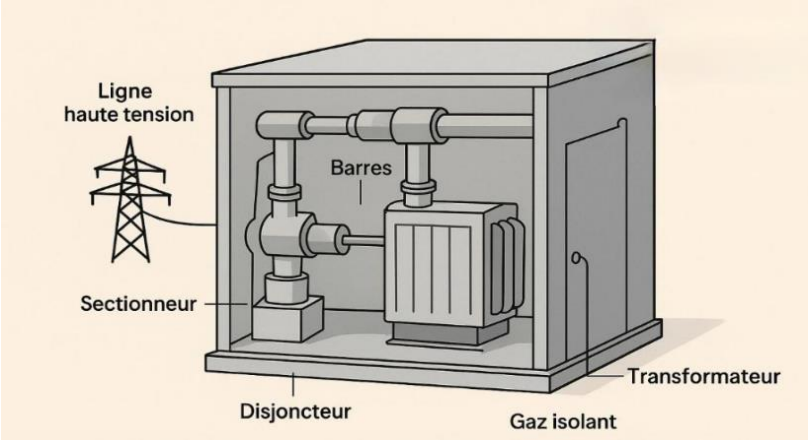


Figure (I.19) : Poste électrique blindé

I-3-3-Les équipements des postes haute tension

I-3-3-1-les transformateurs

Le transformateur est élément essentielle dans tous les postes donc en trouvant trois types des transformateurs :

- ✓ **Transformateurs de puissance**

Un transformateur de puissance est un appareil électrique qui transmet l'énergie électrique en modifiant la tension du courant alternatif sans en changer la fréquence. Les transformateurs de puissance ont de nombreuses applications, des réseaux de transport et de distribution d'électricité aux usines, et même les trains en dépendent.

Figure (I.20) : Le transformateur de puissance [12]

- ✓ **Autotransformateur**

Un autotransformateur est un dispositif électrique caractériser par un seul enroulement qui sert à la fore ou primaire et au secondaire, Sa fonction est similaire à celle du transformateur de puissance, mais la différence réside dans l'absence d'isolation entre le primaire et le secondaire. Le courant traversant le transformateur circule à la fois dans l'ensemble du primaire et dans une dérivation à un point précis, qui détermine la tension en sortie du secondaire.

Figure (I.21) Autotransformateur [15]

- ✓ **Transformateurs de mesure**

Il existe deux types de transformateur.

A- Transformateurs de courant

Dans les réseaux électriques à haute tension, les courants peuvent atteindre plusieurs milliers d'ampères, ce qui rend leur mesure extrêmement difficile. Pour simplifier les mesures, on utilise des transformateurs de

courant, qui divisent la valeur du courant par un facteur constant. Cette méthode permet également de standardiser les appareils de mesure de courant et garantit leur isolation vis-à-vis du réseau électrique à haute tension. [16]

Figure (I.22) : transformateur de courant [12]

B- Transformateur de tension

Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, 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 »

Figure (I.23) : transformateur de tension [12]

I-3-3-2-les jeux de barre électrique

Les jeux de barres sont des composants essentiels pour divers systèmes électriques, des plus petits aux plus grands, caractérisés par une faible impédance, auquel plusieurs circuits électriques peuvent être raccordés en différents points distincts. La section conductrice constitue un paramètre essentiel pour déterminer le courant maximal admissible par le jeu de barres. Celui-ci peut adopter une forme rectangulaire ou tubulaire creuse, ces configurations permettant une dissipation efficace des pertes.

En HT, deux technologies principales sont généralement employées pour les jeux de barres :

- ✓ Les jeux de barres tendus sont constitués de conducteurs flexibles, suspendus à des Portiques métalliques à l'aide de chaînes d'isolateurs. Figure (I.23)
- ✓ Les jeux de barres posés composés de tubes conducteurs reposant sur des isolateurs, assurant à la fois le support mécanique et l'isolation Figure (I.23)

Figure (I.24) : conducteur flexible

Figure (I.25) : tube conducteur

I-3-3-3-Les Disjoncteurs

C'est un dispositif de protection a un pouvoir de coupure utilisant le gaz SF6 comme le GCB ou le vide VCB ou l'aire comme ACB. Ça milieux d'extinction appelé la chambre de coupure de contact de puissance et aussi avoir un mécanisme de commande il peut être pneumatique, hydraulique ou à ressort.

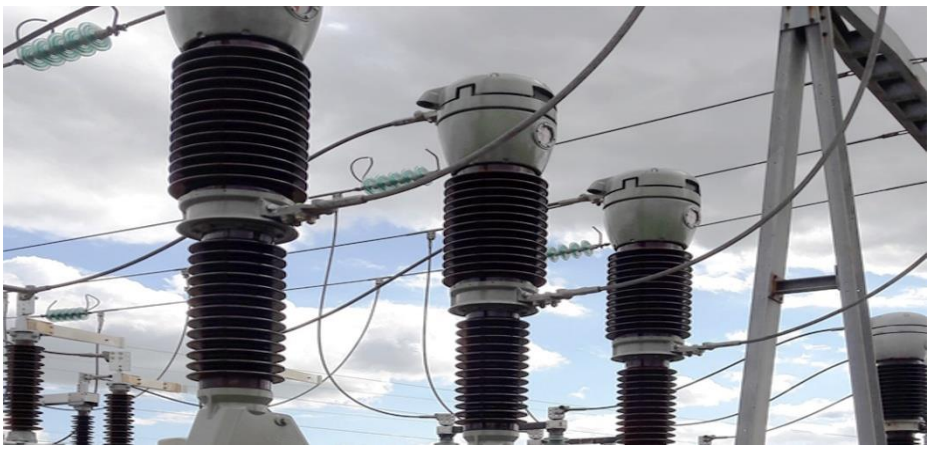


Figure (I.26) : Disjoncteur de poste HT [17]

I-3-3-4-Les sectionneurs :

Le sectionneur haute tension a pour fonction principale de séparer physiquement un élément du réseau électrique qui peut être une ligne, transformateur ou une partie de poste pour permettre des opérations de maintenance en tout sécurité, Le sectionneur assure la séparation avec une coupure visible ça est un avantage pour l'opérateur offrant à lui une indication claire de sa position. Il doit garantir une isolation suffisante entre ses bornes pour prévenir toute remise sous tension accidentelle due à une surtension, supporter des courantes de court-circuit forte entre 25KA et 63KA.

Figure (I.27) : Le sectionneur

I-3-4-Configuration des postes

Plusieurs postes électriques ont été conçus en réponse à la nécessité d'investir dans la protection des équipements ainsi que des lignes d'alimentation. C'est pour cela, on trouve plusieurs types de configurations que nous aborderons brièvement. La différence entre chaque type dépend du niveau d'investissement et du type de protection adopté.

I-3-4-1-Schéma a un jeu de barres

Ce schéma n'assure pas la continuité du service, toute défaillance affectant le jeu de barres, ou toute intervention de maintenance réalisée sur celui-ci, entraine l'interruption totale de l'alimentation du poste. [8]

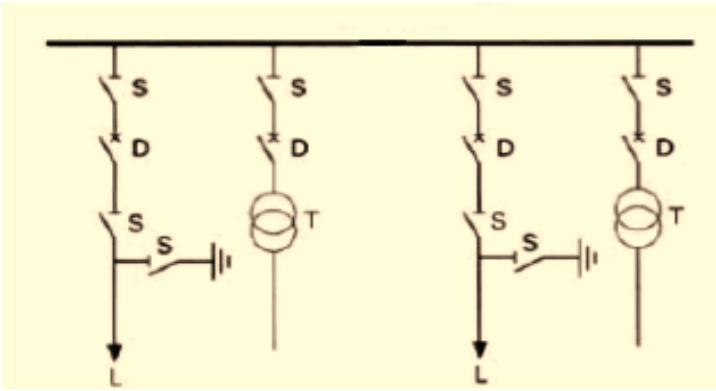


Figure (I.28) : Schéma a un jeu de barres [9]

I-3-4-2-Schéma double antenne simple jeu de barres

Cette configuration utilise le disjoncteur a la place de sectionneur pour bien sécurité Le disjoncteur est pour le couplage de deux traçons et il est normalement ouvert et il se ferme quand l'un des deux traçons est en défaillance. [18]

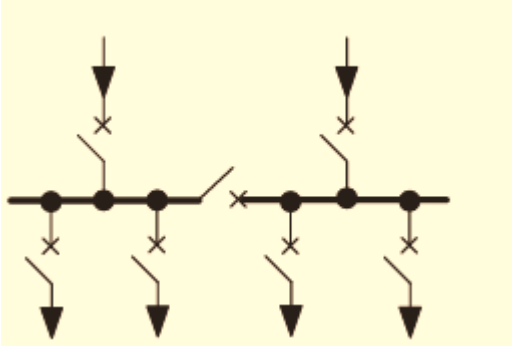


Figure (I.29) : double antennes et simple JDB [9]

I-3-4-3-Schéma double jeu de barres double disjoncteur

C'est une configuration très fiable et flexible, dans chaque départ ou arrivée deux jeux de barres son connecté à l'aide de deux disjoncteurs, donc toute départ peur être basculé entre eux. [18]

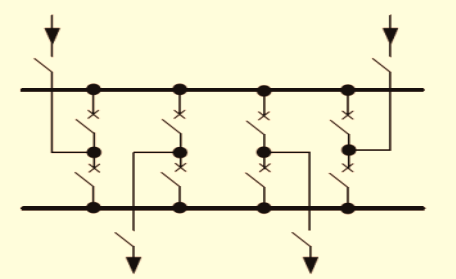


Figure (I.30) : Schéma a double jeu de barres double disjoncteur [9]

I-3-4-4- schéma en anneau

Une configuration en anneau désigne des disjoncteurs disposés en boucle fermée, chaque départ étant connecté entre deux disjoncteurs. Cette configuration garantit une excellente continuité de l'alimentation électrique car, en cas de défaillance ou de maintenance d'un disjoncteur, seule la boucle concernée doit être isolée, sans interruption de l'alimentation des autres boucles. Bien que cette configuration présente une certaine complexité en termes d'extension de capacité future, elle est couramment utilisée dans les postes hautes tension (HT) et très haute tension (THT) en raison de sa grande fiabilité.

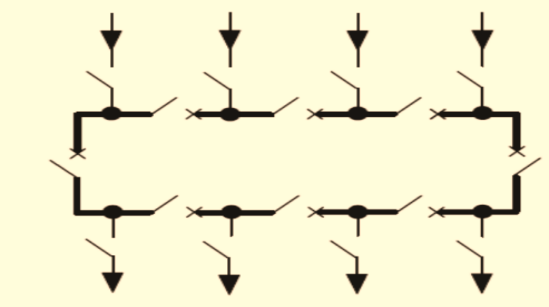


Figure (I.31) schéma a jeu de barres en anneau [9]

I-4-Conclusion

Après avoir étudié la production et le transport de l'énergie électrique, ainsi que son importance dans le développement moderne et la vie humaine contemporaine. En plus de son utilisation à l'échelle mondiale, nous avons acquis plusieurs concepts sur la manière dont elle est produite à partir de ses sources primaires et sur les mécanismes de sa transmission jusqu'à son exploitation finale.

Nous avons pris comme exemple la centrale électrique de Centrale électrique de Mostaganem d'une puissance de 1450 MW, qui constitue l'axe principal de notre étude.

Nous avons également présenté les bases et les différents types de transport d'énergie électrique à haute tension, depuis les centrales jusqu'aux postes électriques, en expliquant les moyens mis en œuvre pour faciliter cette transmission.

Nous avons constaté que l'élément le plus essentiel, et indispensable en raison de son importance dans le domaine de transport électrique, est le transformateur. C'est pourquoi nous consacrons le chapitre suivant à l'étude du transformateur électrique en général, et plus particulièrement du transformateur élévateur 15 kV / 400 kV installé au niveau de la centrale.

Chapitre II

Étude des transformateurs électriques

II.1 introduction

Le transformateur est une machine électrique statique permettant de transférer l'énergie électrique en adaptant les niveaux de tension (de nature sinusoïdale) et de courant entre deux réseaux de même fréquence. Il est constitué de deux parties électriques isolées, les enroulements primaires et secondaires, liées magnétiquement par un circuit magnétique. Les transformateurs sont les liens indispensables entres les différentes parties du réseau national de distribution de l'énergie électrique.

Toutes les lignes de transport sont interconnectées, c'est-à-dire qu'elles sont reliées par des postes d'interconnexion assurant la continuité entre les lignes de différents niveaux de tension. L'interconnexion permet des échanges d'énergie entre les régions. Dans une analyse globale d'un réseau électrique un poste d'interconnexion est considéré comme une barre ou tout simplement un nœud où transitent des flux de puissances. Pour la planification du réseau, ce poste constitue une pièce majeure dans le système de répartition ou de distribution, dans la mesure où c'est à ce niveau qui est organisée la configuration de la topologie du réseau, et c'est aussi un point de surveillance de contrôle et de protection.

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, il sert à baisser la tension, régler la tension, compter la puissance, surveiller l'écoulement, . . . etc.

Cet ensemble d'appareillage comporte principalement des transformateurs, des disjoncteurs et sectionneurs, des jeux de barres ainsi d'autre appareillage de mesure et de comptage de puissance. Le transformateur est régi par la norme **CEI 60047** [11]. La figure (II.1) montre l'image d'industrielle d'transformateur.

Figure (II. 1) : Le Transformateur

II-2-Aperçu Historique du transformateur

Le développement du transformateur trouve son origine au début du XIX siècle la découverte du principe d'induction électromagnétique par Michael Farady en 1831, fondement théorique de cette technologie. Au cours des décennies suivantes, plusieurs chercheurs ont contribué à perfectionner ce concept, aboutissant à la mise au point de dispositifs plus performants. A la fin de XIX siècle, Lucien Gualard et Jhon Dixon Gibbs relisent des expériences déterminantes en démontrant la transmission du courant alternatif sur de longues distances grâce au système de transformation de tension

Ces expériences ont consacré l'usage des transformateurs et du transport en courant alternatif comme solution pour les réseaux électriques modernes.

II-3-1-Composant du transformateur monophasé

Généralement le transformateur monophasé se constitue de :

- ✓ Deux enroulements bobinés de N1 spires pour le premier enroulement et N2 spires pour l'enroulement secondaire.
- ✓ Un circuit magnétique fermé pour transmettre l'énergie magnétique du primaire. Ce circuit a une très grande perméabilité magnétique et faible hystérésis pour diminuer les pertes, et il faut que le circuit soit feuilleté pour résister contre les courants de Foucault.

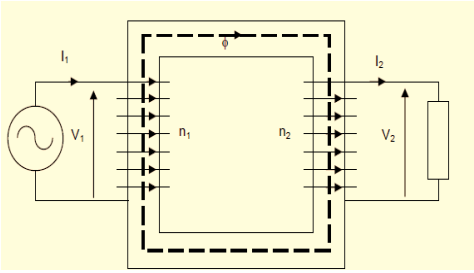


Figure (II.2) : Schéma électrique d'un transformateur monophasé

II-3-2- Symbole de transformateur monophasé

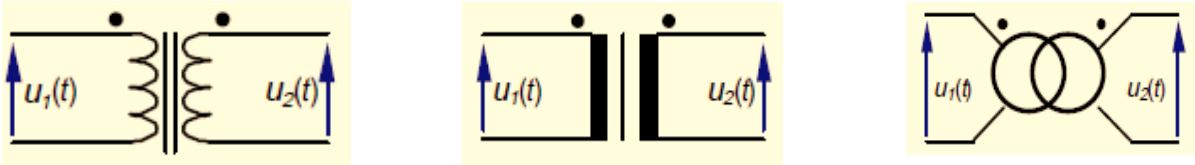


Figure (II.3) : Symbole d'un transformateur monophasé

II-4-1-Principe de fonctionnement

Lorsque l'enroulement primaire d'un transformateur est alimenté par une source de tension alternative, il engendre un courant alternatif qui crée à son tour un champ magnétique variable dans le temp au sein du circuit magnétique feuilleté. Ce champ produit un flux magnétique alternatif $\varphi(t)$qui circule dans le noyau et relie simultanément l'enroulement secondaire. Sous l'effet de la variation temporelle de ce flux, une force électromotrice (f.é.m.) est induite dans le secondaire conformément à la loi de faraday cette f.é.m. induite est à l'origine de la tension disponible aux bornes du secondaire et permet l'alimentation de la charge connectée

En exprime la loi de faraday par la relation suivante :

$$e = -N\frac{d\varphi(t)}{dt} \qquad \text{(II.1)}$$

N : est le nombre de spires de la bobine

$\frac{d\varphi(t)}{dt}$: c'est le dérivé temporel du flux magnétique

Remarque : d'après la loi de Lenz la tension induite s'oppose à la variation du flux c'est pour cela on ajoute la signe négative dans la loi de faraday

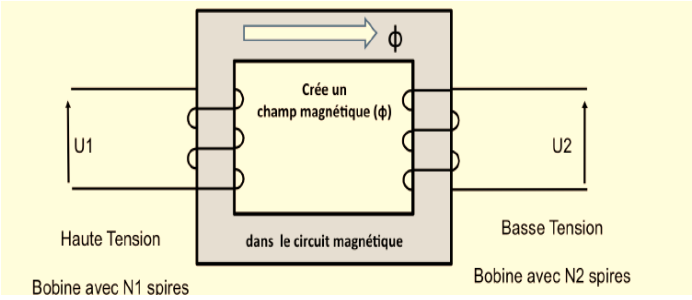


Figure (II.4) : Principe générale de fonctionnement d'un transformateur [19]

$$\begin{cases} n1\phi1=\phi+F1 \\ n2\phi2=\phi-F2 \end{cases} \quad \text{(II.2)}$$

$\phi1$:le flux primaire (Wb)

$\phi2$:Le flux secondaire (Wb)

n : nombre de spires

II-4-2-1 principes fonctionnement selon la loi de faraday

La loi de Faraday indique que la force électromotrice induite dans une bobine fermée, soumise à un champ magnétique variable, dépend directement de la variation temporelle du flux magnétique traversant le circuit. Elle s'exprime par la relation (II.1).

II-4-2-2-Le rapport de transformation :

Le rapport de transformation dépend du nombre de spires de la coté primaires et de la coté secondaire et dépend de couplage qui nous avons parlé précédemment donc par définition :

$$m = \frac{N2}{N1} \quad \text{(II.3)}$$

N1 : nombre de spires coté primaire.
N2 : nombre de spire coté secondaire.

II-4-2-3-Facteur de régulation de transformateur

Le facteur de régulation de transformateur représente la variation de la tension au bout de secondaire de transformateur entre la tension à vide et en charge. Sa valeur est en pourcentage.

C'est un indicateur de qualité de maintien de la tension dans le fonctionnement réelle

$$\frac{U_{2\,vide} - U_{2\,charge}}{U_{2\,charge}} \times 100 \quad \text{(II.4)}$$

II-5-1-Constitution d'un transformateur triphasé

Le transformateur triphasé constitué de trois enroulements primaires qui reçoit l'énergie (et trois enroulements secondaires qui donne l'énergie après la transformation ces enroulements sont sur un circuit magnétique qui s'appelé le Noyau ce circuit comporte 3 colonnes à 5 colonnes selon le transformateur.

Dans La Figure (II.5) « U1 V1 W1 » représente le début des enroulements primaire et U2 V2 W2 la fin de ces enroulements, Dans la partie des enroulements secondaire on les caractérise avec les chiffres minuscules tel que « u1 v1 w1 » sont les débuts et « u2 v2 w2 » sont la fin des enroulements

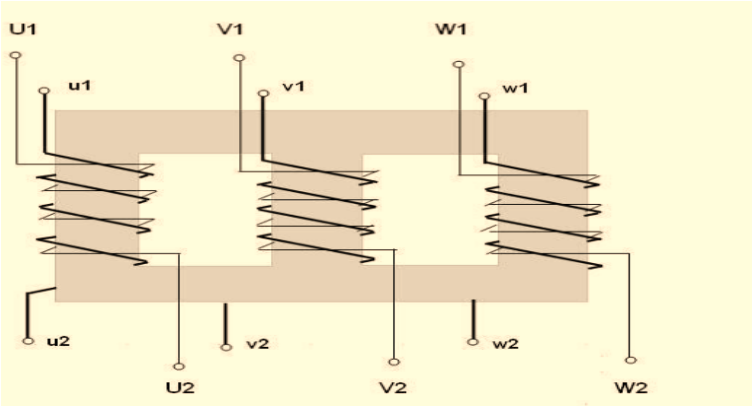


Figure (II.5) : constitution du transformateur triphasé

II-5-2-Les différents types du couplage du transformateur triphasé

II-5-2-1-Couplage du coté primaire

On distingue deux types de couplage dans les enroulements primaire :

- ✓ **Triangle (D)**: les enroulements primaires sont connectés en série la Figure (II.6) donne une représentation schématique du ce couplage et en voit que les points A et B et C forme une boucle fermée et chaque phase reçoit une tension composée (U)

La tension d'enroulement (V) est égale à la tension (U) entre phase de la ligne par contre le courant d'enroulement (i) est égale au courant de la ligne I/ $\sqrt{3}$

Ce montage est adapté pour les courants forts

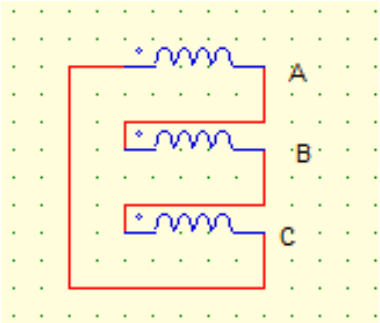


Figure (II.6) : couplage triangle primaire

- ✓ **Etoile (Y)** : c'est de relier une extrémité de chacun des trois enroulements en un point neutre commun. La tension va être réduit aux bornes des bobines V=U/$\sqrt{3}$. Cette connexion est économique dans les hautes tensions et donne un point neutre et permet la mise à la terre

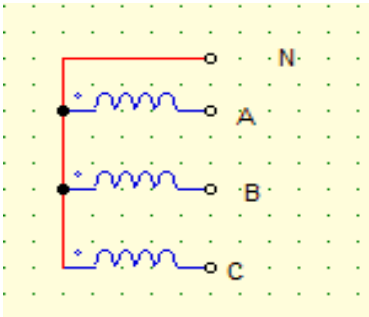


Figure (II.7) : Couplage étoile secondaire

II-5-2-2-Couplage du coté secondaire

La différence dans la partie secondaire est le couplage zigzag donc il y a trois types de couplage

- ✓ Etoil**e** : **(Y)** et Triangle **: (D)**

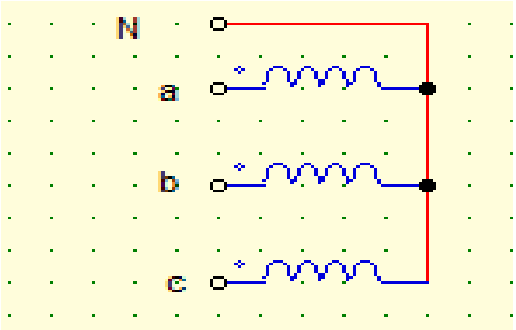


Figure (II.8) : couplage étoile dans le secondaire

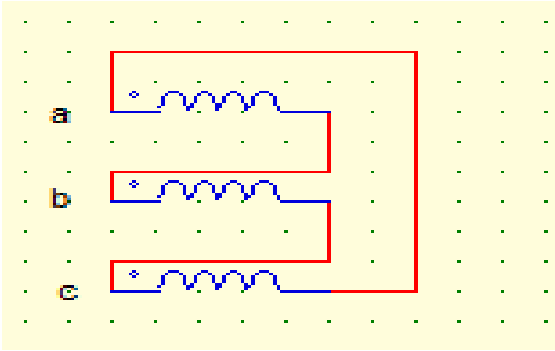


Figure (II.9) : couplage triangle secondaire

- ✓ **Zigzag :** (Z) Devise chaque bobinage en deux demi enroulement monté en série et placés sur des colonnes différentes inversés entre eux pour former un neutre il est pour éliminer les harmoniques de rang 3 dans les réseaux a forte charge déséquilibrée

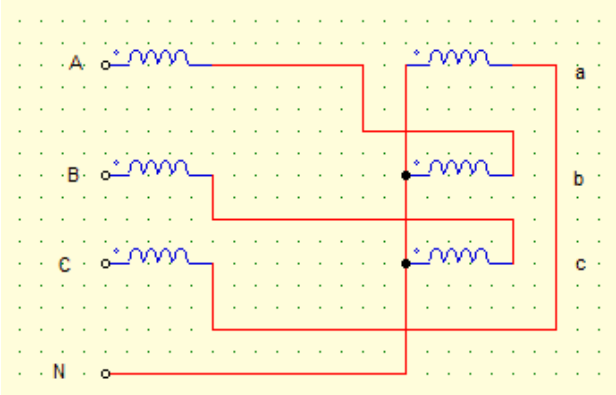


Figure (II.10) : Montage zigzag du secondaire

Donc en peut obtenir 6 montages possibles :

Y-y : Etoile-étoile, Y-d : étoile-triangle, Y-z : étoile-zigzag, D-y : triangle- étoile, D-d : triangle –triangle, D-z : triangle-zigzag

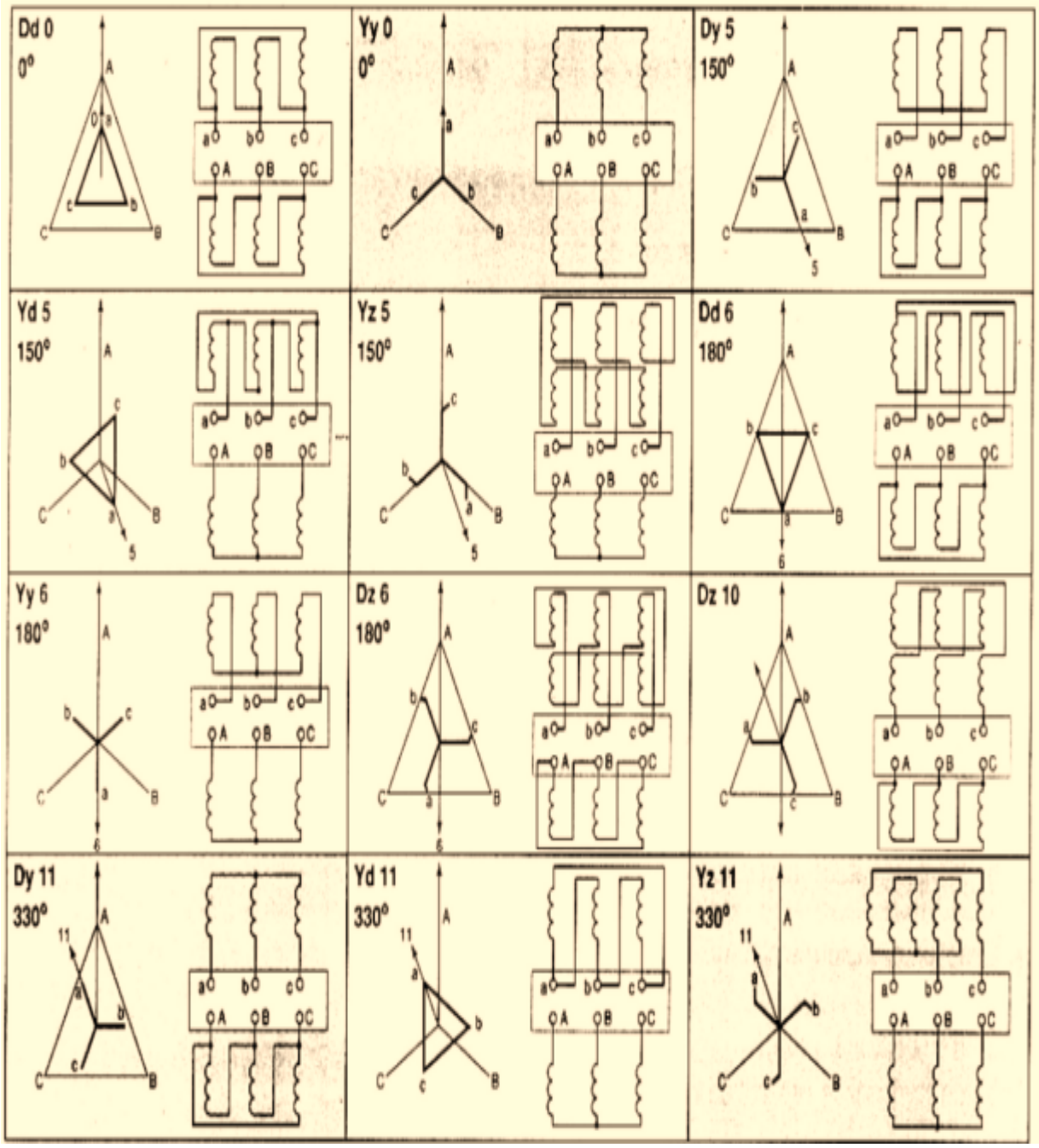


Figure (II.11) : Les différents types des couplages possibles avec leurs indices horaires [6]

II-5-2-3- L'indice horaire :

C'est le déphasage θ entre la tension primaire et la tension secondaire ce déphasage est entre 0 à 11. On l'exprime par (Ih)

$$\begin{cases} I_h = \frac{\theta}{30°} \\ \theta = (VA\ ;\ Va) = (VB\ ;Vb\ ) = (VC\ ;Vc\ ) \\ \theta = \left(\overrightarrow{UAB};\overrightarrow{Uab}\right) = \left(\overrightarrow{UBC};\overrightarrow{Ubc}\right) = (\overrightarrow{UCA};\overrightarrow{Uca}) \end{cases} \quad \text{(II.5)}$$

Le nom horaire c'est une analogie avec une horloge. Dans la Figure (II.12) La grande aiguille représente la tension primaire et la petite aiguille représente la tension secondaire, avec un angle de 30° entre chacune

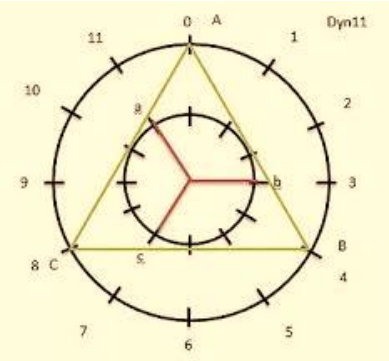


Figure (II.12) : Indice horaire

II-5-2-4- - détermination de l'indice horaire par la méthode du schéma

Dans cette figure par exemple le déphasage est 120° en voit que la grande aiguille est en 0 et la petite aiguille est en 4 donc en multiplier 4 ×30°=120°

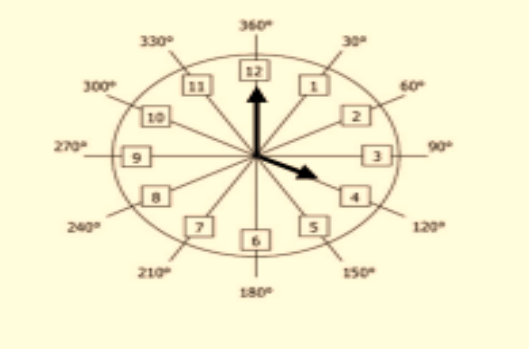


Figure (II.13) : Exemple d'indice horaire

II-5-2-5- détermination de l'indice horaire par la méthode de l'oscilloscope

En peut déduire l'indice horaire quand en mesure le déphasage entre deux tensions homologues à l'aide de l'oscilloscope

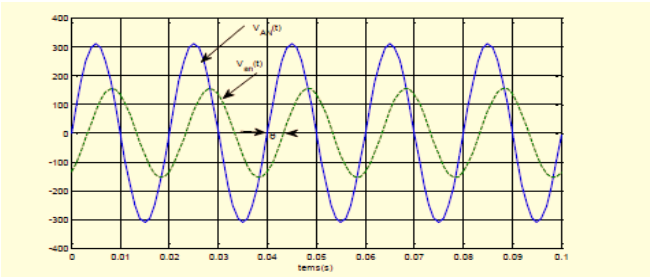


Figure (II.14) : une mesure avec l'oscilloscope

II-5-2-6- - détermination de l'indice horaire par la méthode des électriciens

C'est une procédure simple permettant de déterminer le déphasage du transformateur en utilisant le voltmètre. Elle consiste de relier deux bornes homologues du primaire et du secondaire et après mesure les tensions composées au primaire on trouve généralement :

UAB=UBC=UCA

On relève les tensions mixtes entre les bornes de primaire et du secondaire retrouvant :

UAb,UBb,UAc,UBc,UCc.

On peut avec toutes ces mesures tracer un diagramme vectorielle tensions et à l'aide de diagramme en peut identifier le déphasage

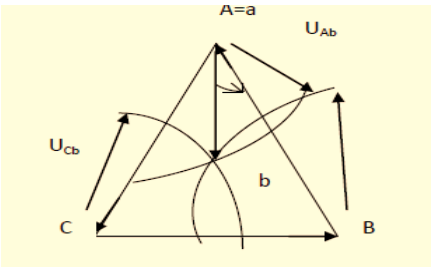


Figure (II.15) : Diagramme vectorielle

II-5-3-1-Schéma équivalent avec la méthode de Thevenin :

En peut modéliser un transformateur triphasé en fonctionnement équilibré comme le transformateur monophasé utilisant la méthode de diagramme de Kapp ,

La Figure (II.16) est une modélisation simple d'un transformateur monophasé

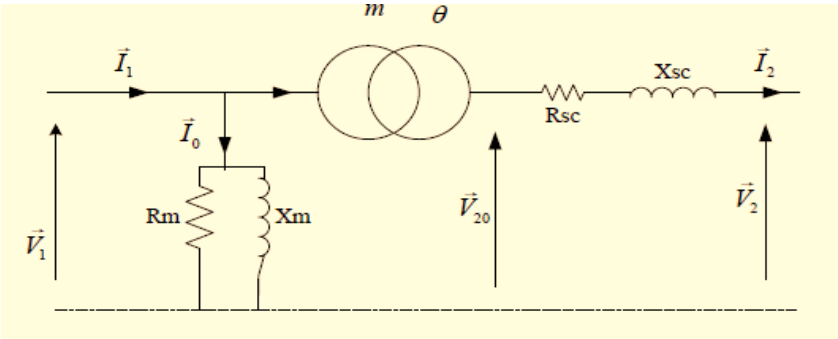


Figure (II.16) : Sheema équivalent Thevenin

Depuis le schéma en trouve :

$$\begin{cases} m = \frac{V20}{V1} \\ Rs = \frac{Pcc}{3 \times I2cc^2} \\ Zs = m \times \frac{V1cc}{I2cc} \end{cases} \qquad \text{(II.6)}$$

Appliquant la maille dans le secondaire et la loi des nouds en trouvent l'équation de diagramme suivante :

$$\begin{cases} \overline{V}_2 = \overline{V}_{20} - \overline{Z}_s * \overline{I}_2 \text{ avec } \overline{V}_{20} = m * \overline{V}_1 * e^{-j*\theta} \\ \overline{V}_2 = m * \overline{V}_1 * e^{-j*\theta} - (R_s + jX_s) * \overline{I}_2 \\ \overline{I}_1 = m * \overline{I}_2 * e^{j*\theta} + \overline{I}_{10} \end{cases} \qquad \text{(II.7)}$$

Avec ces équations en peut tracer la Figure (II.17) qui représente le diagramme de Kapp

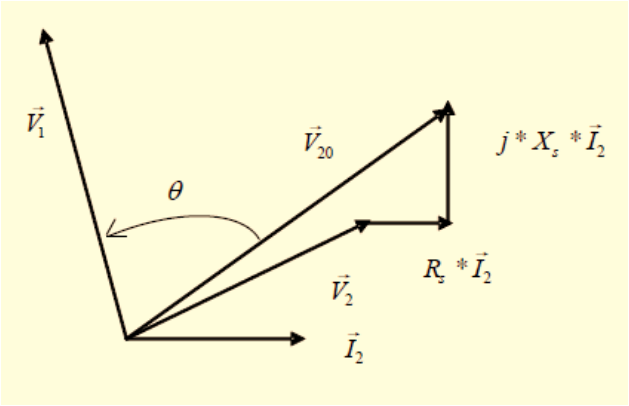


Figure (II.17) : Diagramme de kapp

✓ Avec la méthode de Boucherot

$$\begin{cases} V1=\frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{I'2} \text{ ou } U1=\frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{\sqrt{3}\times I'2} \\ I1=\frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{V1} \text{ ou } I1=\frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{\sqrt{3}\times V1} \end{cases} \quad \text{(II.8)}$$

II-5-3-2 -Puissance de transformateur

En peut exprimer la puissance de transformateur par :

Puissance apparente S tenant que S1 est la puissance apparente absorbé au primaire et S2 c'est la puissance apparente fournie au secondaire

$$S=\sqrt{P^2+Q^2} \quad \text{(II.9)}$$

Et par la puissance active qui s'exprime :P=S cos θ et par la puissance réactive qui est donner : Q=S cos θ

Dans le cas d'un transformateur idéal la puissance apparente fourni égale la puissance apparente absorbé

II-5-3-3 -Rendement du transformateur

C'est le rapport entre la puissance active entrante et la puissance active sortante en relève l'efficacité de la conservation d'énergie a l'aide de ce rapport et nous donne une idée sur les pertes fer et pertes joule. Le rendement du transformateur varie avec le facteur de puissance Le rendement est donné par l'expression suivante :

$$n=\frac{P2}{P1} \quad \text{(II.10)}$$

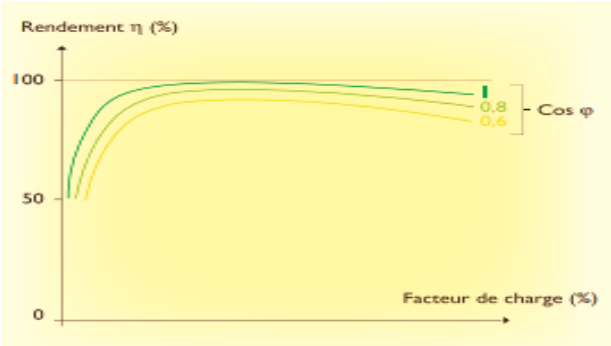


Figure (II.18) : allure de rendement par rapport au facteur de puissance(charge)[20]

II-5-4-1-La mise en parallèle des transformateurs

Pour considérations économiques, techniques et afin d'assurer la meilleure redondance, en peut raccorder plusieurs transformateurs en parallèle [12]

Mais pour ce raccordement soit possible il y'a des conditions qu'il faut les respecter

Les conditions pour le raccordement

- Doivent avoire la meme tension dans le primaire et le secondaire
- Doivent avoir le meme rapport de transformation
- Doivent avoir le meme déphasage et indice horaire

Figure (II.19) : les conditions pour le raccordement en parallèle des transformateurs

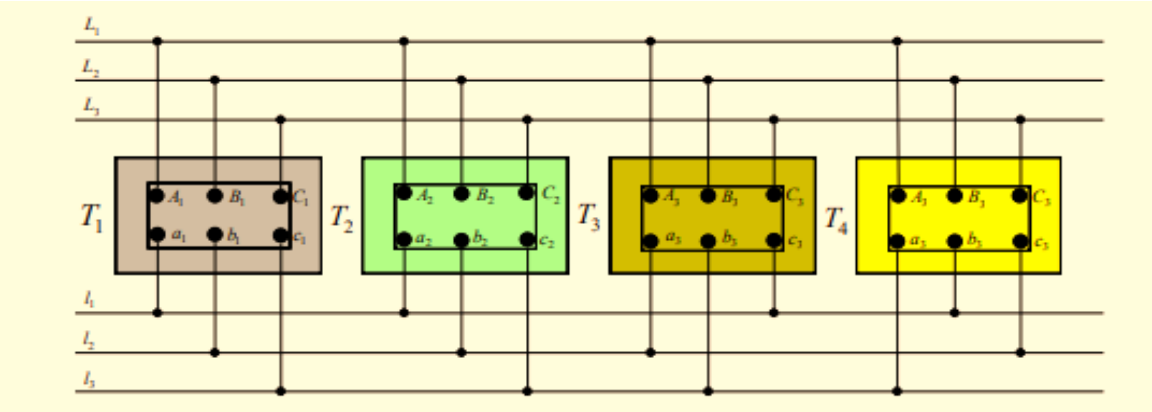


Figure (II.20) : schéma exemplaire de la mise en parallèle de quatre transformateurs [21]

On définit quatre groupes de transformateurs suivant les valeurs des indices : deux transformateurs d'un même groupe (et de même rapport) peuvent aisément marcher en parallèle

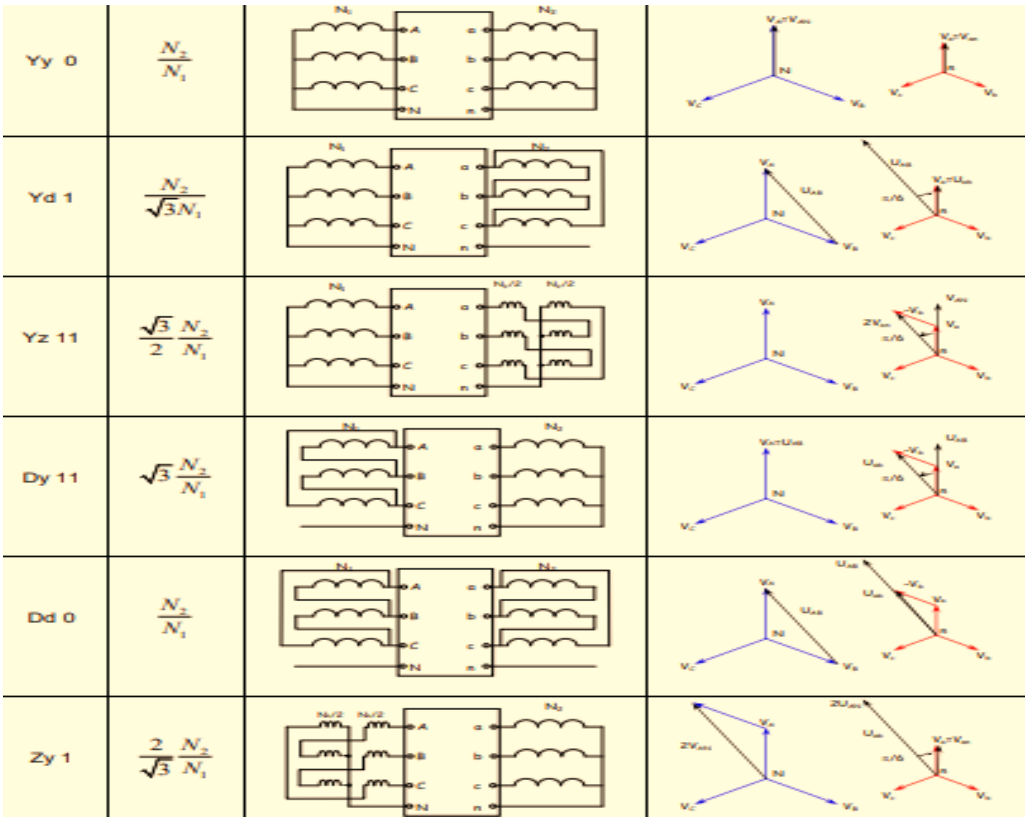


Figure (II.21) : Les différents types des couplages des transformateurs [21]

Tableau (II.1) : Les groupes d'indices horaire compatible [22]

Groupe	Indices horaire	Couplage
I	0,4,8	Y-y,D-d,D-z
II	1,5,9	Y-y,D-d,D-z
III	2,6,10	D-y,Y-z,Y-d
IIII	3,7,11	D-y,Y-z,Y-d

II-6-Les types des transformateurs

Les transformateurs se diffère l'un a l'autre selon la construction de chaque transformateur il peut aussi différât grâce à la technique de refroidissement et l'isolation diélectrique de transformateur

On classe ces types dans chaque critère principal :

II-6-1-Le type de transformateur selon la construction

- ✓ **Transformateur cuirassé :** Le flux magnétique dans ce type prend un trajet de retour passant par le circuit magnétique sont externes et autour de bobinage [23]

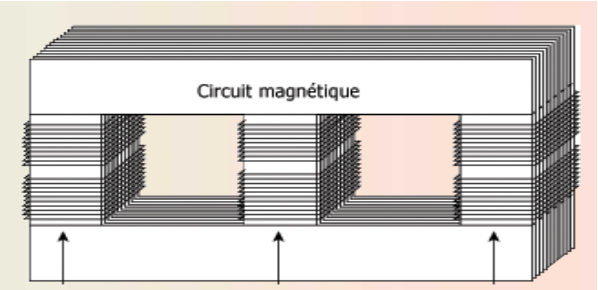


Figure (II.22) : Transformateur cuirassé [24]

✓ **Transformateur à colonne**

Ce transformateur est utilisé suffisamment dans la distribution HT/BT, la structure est compacte et légère par rapport au cuirassé

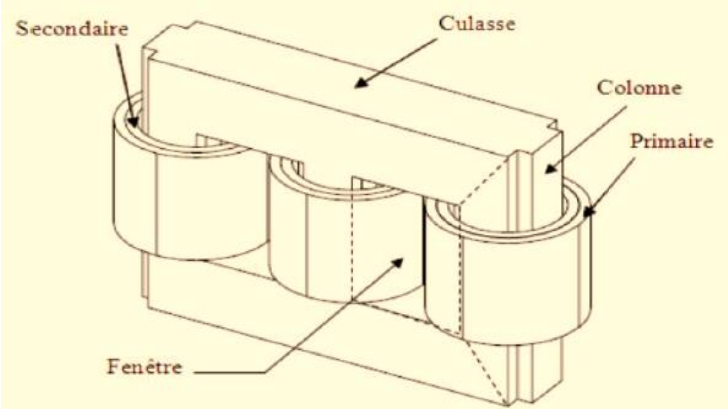


Figure (II.23) : Transformateur a colonne [23]

✓ **Bobinage concentrique (en tonneau)**

La position de l'enroulement se primaire est près la colonne a cause de la distance de l'isolation entre la colonne et la bobine qui va être plus faible [25]

✓ **Bobinage mixte**

Il est construit pour la raison d'éviter les très fortes différences de potentiel (DDP) entre les spires d'extrémité de deux couches successives, réalisant des bobines plates qui sont montées en série [25]

✓ **Bobinage alterné en galettes**

Les galettes MT et BT sont disposées en alternance, et l'empilage se termine par les galettes BT, car celles-ci sont plus simples a isoler du circuit magnétique.

Figure (II.24) : Bobinage MT [25]

Figure (II.25) : Bobinage BT [25]

II-6-2- Le type de transformateur selon le type de refroidissement et l'isolation diélectrique

On distingue deux types du transformateur :

✓ **Transformateur sec** : c'est un type iel dans les installations intérieures il utilise l'aire ou le mélange de sec : gazeux sans aucun huile (DRY) pour le refroidissement il est un matérielle non inflammable est puissant qui peut alimente une tension de 36KV jusqu'au 50KV

✓ **Transformateur a huile** : Pour une bonne asserté de refroidissement et isolation il existe le transformateur a huile cette huile minérale est tirée du pétrole et remplisse la cuve qui est shunté en forme magnétique ou amagnétique pour plus économie ce type a un grand risque d'explosion car l'huile est inflammable

L'huile végétale est tirée par les plantes le grand avantage d'huile végétale est qu'elle est inflammable

Le remplissage des huiles dans le transformateur à deux techniques, la technique ERT c'est l'étanche a remplissage totale ou respirant avec conservateur [22]

II-6-3- Les transformateurs de mesures

II-6-3-1- Transformateur de tension (VT)

Selon la définition donnée par la Commission électrotechnique internationale, 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 » [26]

Par conséquence, nous concluons que le transformateur de tension est élément essentiel dans la chaine de distribution de l'énergie électrique, car sa fonction consiste pour abaisser la tension élevée par une tension plus faible pour l'alimentation des systèmes de protection et de contrôle, mesure, sécurité des personnes et les équipements.

Figure (II.26) transformateur de tension [27]

- ✓ **Principe de fonctionnement**

Un transformateur de tension est généralement utilisé pour mesurer les hautes tensions dans les réseaux électriques. Son enroulement primaire, indiqué par PT dans la figure (III.27), est raccordé à la ligne de transmission dont la tension doit être mesurée, par exemple 132 kV. Cette ligne alimente une charge A, qui reçoit l'énergie électrique transmise. Le transformateur de tension est toujours branché en parallèle avec la ligne. Son enroulement secondaire est relié à un voltmètre de faible calibre, indiqué par V dans la figure (III.27), afin de permettre une mesure sûre et adaptée. À l'inverse, un transformateur de courant se raccorde en série avec la ligne dont on souhaite mesurer le courant. Lorsque la tension est appliquée à l'enroulement primaire, elle crée un flux magnétique dans le noyau du transformateur. Ce flux induit ensuite une tension dans l'enroulement secondaire. La tension obtenue au secondaire est plus faible que celle du primaire et dépend du rapport entre le nombre de spires des deux enroulements. [28]

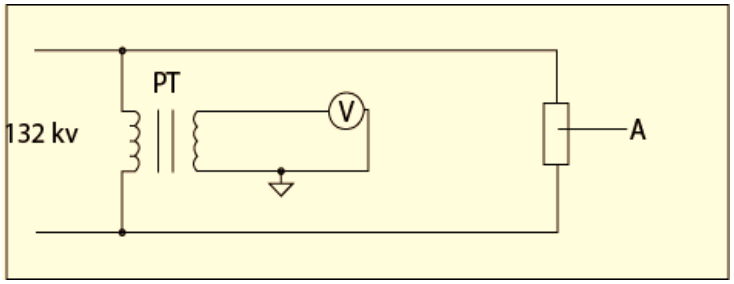


Figure (II.27) principe de fonctionnement de transformateur de tension [28]

II-6-3-1-1- Les type de transformateur de tension [28]

II-6-3-1-2- selon la construction

Il existe deux types principaux on a :

- ✓ **Transformateur de tension à enroulement**

Les transformateurs de tension de type à enveloppe et à noyau appartiennent à la famille des transformateurs bobinés. Dans ces constructions, les enroulements primaire et secondaire sont disposés autour des parties du noyau magnétique, avec une isolation adaptée entre les différents éléments afin de garantir la sécurité et le bon fonctionnement de l'appareil.

Lorsque la tension à mesurer est très élevée, généralement supérieure à 10 kV, la réalisation du transformateur devient plus délicate, principalement à cause des contraintes liées à l'isolation. C'est pour cette raison que l'on utilise souvent des transformateurs de tension capacitifs, mieux adaptés à la mesure des très hautes tensions

- ✓ **Transformateur de tension à capacitif**

Un transformateur de potentiel capacitif utilise à la fois un diviseur capacitif et un transformateur auxiliaire, comme le montre la figure (III.28). Cette solution permet d'éviter l'utilisation d'un transformateur de potentiel classique directement soumis à une très haute tension. Le diviseur capacitif, composé ici de plusieurs condensateurs, est raccordé à la haute tension à mesurer, indiquée par B sur la figure (II.28). Lorsqu'il est soumis à une tension alternative, chaque condensateur se charge selon la valeur de la tension appliquée. La tension totale se répartit alors entre les condensateurs, ce qui permet de réduire la haute tension d'entrée à une valeur beaucoup plus faible. Cette tension réduite est ensuite appliquée au transformateur auxiliaire, indiqué par D, qui l'abaisse encore afin d'obtenir une tension adaptée aux appareils de mesure ou de protection. La partie ombrée, repérée par C sur la figure, représente l'ensemble du transformateur de potentiel capacitif, comprenant le diviseur capacitif et le transformateur auxiliaire

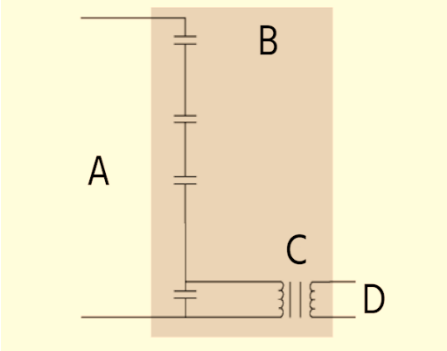


Figure (II.28) schéma de raccordement d'un transformateur de tension capacitif

II-6-3-1-3- Selon la tension de fonctionnement :

Le transformateur de tension son classé par :

- ✓ **Haut tension**

Les transformateurs de tension utilisés en haute tension sont généralement conçus pour fonctionner avec des tensions d'entrée supérieures à 69 kV. Ils permettent de mesurer les tensions importantes présentes sur les lignes électriques, notamment dans les réseaux de transport et de distribution. Cependant, lorsque la tension dépasse environ 500 kV, l'utilisation d'un seul transformateur devient peu pratique et coûteuse, car l'appareil doit être très volumineux et fortement isolé. Pour cette raison, on préfère utiliser deux transformateurs montés en cascade, ce qui permet de répartir la tension entre plusieurs unités et d'obtenir une mesure plus sûre et plus économique. Figure (II .29) A

- ✓ **Moyen tension**

Le transformateur de potentiel, moyenne tension est principalement utilisée dans les réseaux de distribution électrique, ainsi que dans les postes MT/BT, les cellules moyenne tension et les installations industrielles. Il permet d'abaisser une tension élevée à une valeur plus faible, adaptée aux appareils de mesure, de protection et de contrôle. Figure (II.29) B

- ✓ **Base tension**

Un transformateur, basse tension est utilisée lorsque la tension d'entrée reste inférieure à 600 V. On le retrouve souvent dans les installations électriques pour alimenter les appareils de mesure, les systèmes de surveillance ou les circuits auxiliaires, par exemple dans les tableaux de commande des moteurs. Figure (II.29) C

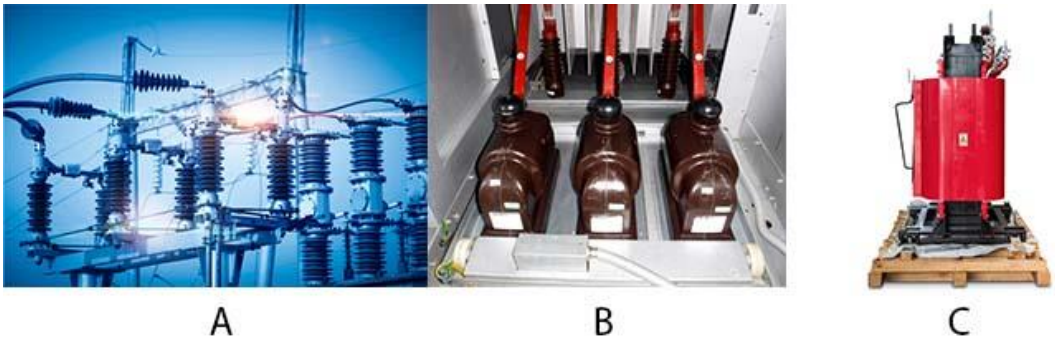


Figure (II.29) : les différents types des transformateurs de tension

II-6-3-1-4- Selon leur fonction

- ✓ **Transformateur de tension type mesure**

Il s'agit d'appareils de mesure utilisés pour mesurer la tension électrique avec précision tout en assurant un niveau de sécurité acceptable. Grâce à eux, les voltmètres et les autres instruments de mesure ne sont pas directement exposés à la haute tension : ils reçoivent une tension réduite, plus facile à mesurer et adaptée à leur fonctionnement. [27]

Transformateur de tension type protection : Dans le système électrique, un défaut ou une anomalie peut modifier les conditions de fonctionnement existantes. Ces appareils sont donc placés dans les systèmes de protection afin d'alimenter les relais [27]

II-6-4-Transformateur du courant CT

Selon la commission électrotechnique internationale CEI, Un transformateur de courant est un dispositif de mesure qui permet de reproduire le courant du circuit primaire dans un circuit secondaire. Dans des conditions normales de fonctionnement, le courant secondaire est presque proportionnel au courant primaire. De plus, le déphasage entre les deux courants est très faible, à condition que les connexions soient réalisées dans le bon sens [29]

Un transformateur de courant (TC) est un appareil électrique utilisé pour mesurer le courant dans les circuits hauts tension. Il permet de transformer ce courant élevé en un courant réduit et proportionnel, facilement mesurable à l'aide d'instruments de mesure standards. Son rôle principal est donc d'assurer une mesure précise et sécurisée du courant dans les installations à haute tension. Il est largement utilisé dans les réseaux de distribution d'énergie électrique, les postes de transformation, les sites industriels ainsi que dans d'autres installations électriques. [30]

- ✓ **Principe de fonctionnement**

Le fonctionnement d'un transformateur de courant est proche de celui d'un transformateur classique à deux enroulements. Il est utilisé pour mesurer des courants élevés en toute sécurité. Lorsque le courant passe dans l'enroulement primaire, il induit un courant beaucoup plus faible dans le secondaire, en fonction du rapport entre le nombre de spires des deux enroulements. Un ampèremètre de faible calibre, connecté au secondaire, permet alors de mesurer facilement ce courant réduit. [28]

$$\frac{N1}{N2} = \frac{V1}{V2} = \frac{I2}{I1}$$

N1 : nombre de spire primaire
N2 : nombre de spire secondaire
I1 : le courant primaire
I2 : le courant secondaire
V1 : la tension primaire
V2 : la tension secondaire

Figure (II.30) : Symbol de TC

II-6-4-1- Les déférente type de TC dans industriels

- ✓ **À noyau fer**

Le fonctionnement d'un tore de mesure de courant repose sur le principe de l'induction magnétique. Lorsqu'un courant électrique traverse le conducteur placé au centre du noyau, il crée un champ magnétique B dans la figure (II .31) à l'intérieur du circuit magnétique torique. Ce champ magnétique induit ensuite un courant dans l'enroulement secondaire du transformateur. A dans la figure (II.31) Ce courant représente le courant secondaire, proportionnel au courant primaire qui circule dans le conducteur. Le rapport de transformation dépend du nombre de spires enroulées autour du noyau. Plus ce nombre est élevé, plus la réduction du courant est importante. C'est pour cette raison qu'on distingue toujours une valeur de courant primaire et une valeur de courant secondaire dans un transformateur de courant. [31]

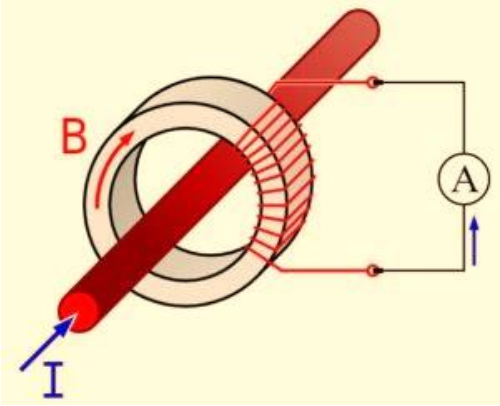


Figure (II.31) TC à noyau de fer [31]

- ✓ **À tore Rogowski**

Les capteurs de courant à boucle de Rogowski, également appelés bobine de Rogowski ou tore de Rogowski, sont des dispositifs électromagnétiques utilisés pour la mesure des courants électriques, notamment ceux de très fortes intensités. Inventée au début du XXe siècle par le physicien et ingénieur allemand Walter Rogowski, cette boucle se présente sous la forme d'une bobine constituée d'un fil enroulé

en hélice autour d'un support flexible ou rigide. Elle est placée de manière à entourer le conducteur dans lequel circule le courant à mesurer [31]

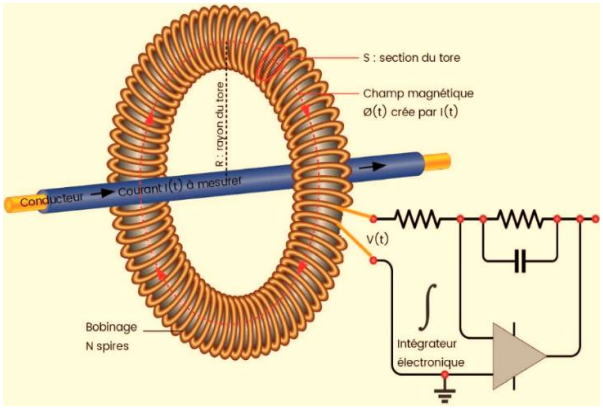


Figure (II.32) boucle de Rogowski [31]

- ✓ **Non conventionnel**

On appelle ainsi des capteurs qui reposent sur des phénomènes physiques particuliers, comme l'effet Hall ou l'effet Faraday. Ces principes permettent de mesurer le courant électrique de façon indirecte grâce à des effets électromagnétiques. Cependant, ce type de capteurs n'est pas très répandu dans les applications courantes. Ils sont surtout utilisés dans des cas spécifiques, notamment pour la mesure des courants continus. [32]

II-6-4-2- Les application de TC

- ✓ **Mesure de courant électrique**

Les transformateurs de courant servent à mesurer des intensités élevées en les transformant en valeurs plus faibles et normalisées, adaptées aux appareils de mesure. On les retrouve dans les tableaux électriques, les postes de distribution et les installations industrielles, où ils permettent de surveiller les courants avec précision tout en protégeant les instruments.

- ✓ **Protection des installations électrique**

Les transformateurs de courant servent à alimenter les relais de protection qui surveillent les anomalies comme les courts-circuits, les surcharges ou les défauts à la terre. Grâce à ces informations, les systèmes de protection peuvent intervenir rapidement en déclenchant les disjoncteurs, ce qui permet de réduire les dommages et d'éviter des interruptions prolongées du service.

- ✓ **Comptage et facturation de l'énergie électrique**

Dans les installations de forte puissance, les transformateurs de courant jouent un rôle essentiel dans le comptage de l'énergie. Ils permettent d'utiliser des compteurs standards tout en assurant une mesure précise et fiable, conforme aux exigences de facturation aussi bien pour les consommateurs industriels que pour les réseaux publics

- ✓ **Les réseaux moyens et haut tension**

Dans les réseaux de moyenne et haute tension, les transformateurs de courant sont indispensables pour assurer à la fois la mesure des grandeurs électriques et la protection des équipements comme les lignes et les transformateurs de puissance. Ils contribuent au bon fonctionnement du réseau en permettant une coordination efficace des protections, tout en garantissant une alimentation électrique stable et continue.

✓ **La sécurité et l'isolation**

Les transformateurs de courant permettent d'assurer une isolation électrique entre le circuit de puissance et celui de mesure. Cette séparation contribue à protéger les personnes ainsi que les appareils de mesure contre les dangers électriques, ce qui en fait un élément important pour la sécurité des installations.

Tableau (II.2) : Limites permises pour l'erreur du courant et du déphasage [29]

CP	Δ I %					Δφ'				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	**120**
TC 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**

CP : Classe de précision
Δ I % : Erreur de courant en % pour les valeurs du courant exprimées en pourcentage du courant assigné
Δφ' : Déphasage en minutes pour les valeurs du courant exprimées en pourcentage du courant assigné

II-7-Le transformateur 15KV/400KV

Ce transformateur de puissance est utilisé dans la centrale à cycle combiné de Mostaganem il est généralement connecté au poste extérieur à travers le système de barres sous gaines à phase isolée et avec isolation (AIS) et par un disjoncteur GCB gaz circuit breaker il est pour l'exportation de la puissance tenant sa puissance de l'alternateur de gaz (TAG) et de vapeur (TAV) du cycle a niveau de 15KV Et il élevé cette tension a 400KV

Le transformateur principal doive être connecté à l'alternateur en utilisant des barres blindées de phase isolé a travers le disjoncteur groupe, Il est équipé par des transformateurs de tension VT et de courants CT pour le comptage et la protection
La capacité de ce transformateur lui permet de tenir à la tension transitoire, Il existe deux transformateurs principaux TAV immergés dans l'huile et Quatre transformateurs TAG immergés dans l'huile

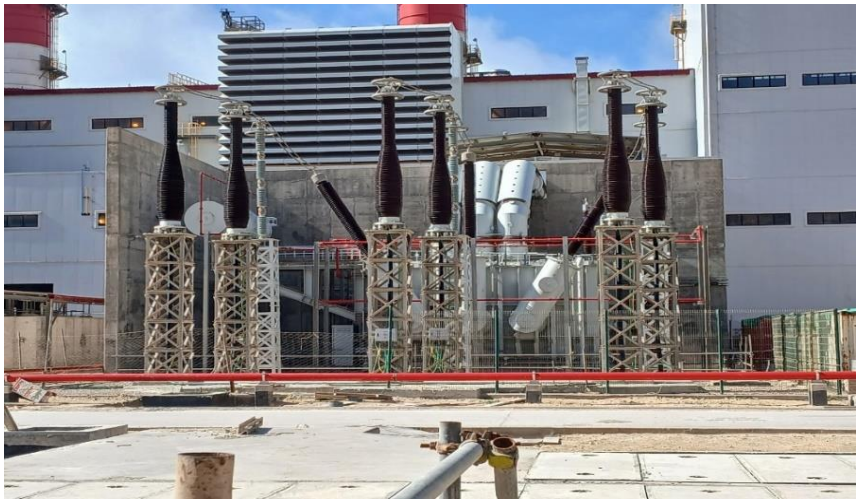


Figure (II.33): Le transformateur principal de cycle combiné à étudier

II-7-1-La plaque signalétique

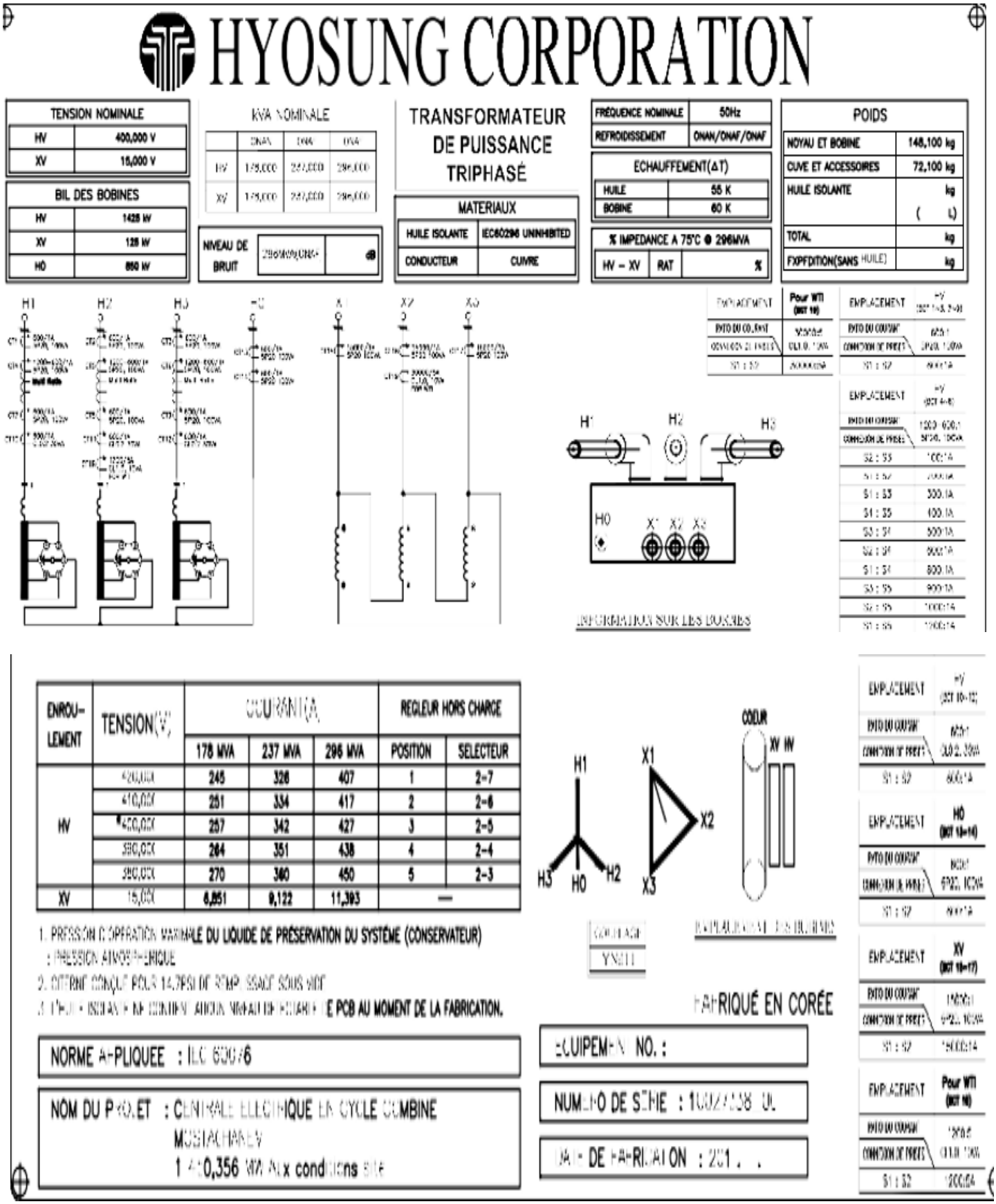


Figure (II.34): La plaque signalétique du transformateur 15KV/400KV

Dans la plaque signalétique de la Figure (II.34) en trouve **:**

- ✓ **La tension nominale**

Le transformateur doit alimenter un poste THT (400KV) . La tension de l'enroulement MT doit être celle de l'alternateur (15KV).
Il doit être pourvu d'un changeur de prises manœuvrables hors-tension à cinq (5) positions :
-5%, -2.5%, 0%, +2.5% et +5% du coté haute tension. (Fiche technique de samsung)

- ✓ **Puissance nominale**

Le transformateur est destiné à assurer un service continu et doit transformer la puissance Totale fournie par l'alternateur dans les conditions spécifiées au CPS (contrôle protection système).
Les quatre transformateurs associés aux TAG, chacun ayant une puissance nominale de 296MVA, ainsi que deux transformateur principaux associés du TAV, caractérisées par une puissance nominale de 352 MVA

- ✓ **Régime de neutre et couplage**

Le neutre du côté haute tension (THT) doit être mis à la terre au moyen d'un sectionneur de mise à la terre. Un parafoudre doit également être installé afin de limiter les surtensions susceptibles d'apparaître lors de l'ouverture du sectionneur de neutre THT. Le niveau d'isolement du neutre du côté THT doit être dimensionné pour une demi-tension, conformément aux exigences de la norme IEC 60076-3.Par ailleurs, le transformateur doit être configuré avec un couplage de type YNd11.

- ➢ **La fréquence** : est adapté à la fréquence de réseau algérien 50HZ

II-7-2-Construction de transformateur 15KV/400KV

- ✓ **Le noyau du transformateur**

Les colonnes du noyau sont en ligne et connecté à l'aide de la culasse et le circuit magnétique est feuilleté à grains orienté

- ✓ **Les enroulements**

Ils sont construits avec des matériaux isolant qui doit être conforme de la CEI 60076

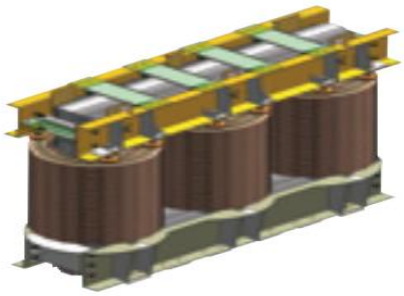


Figure (II.35) : Les enroulements du transformateur hyosung [33]

- ✓ **Bornes**

Ils sont des tubes des condensateur HT a isolement interne en papier immergé d'huile et externe en porcelaine. Il existe 3 bornes de chaque transformateur principale Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées. » (BOYER, NORBERT, & PHILIPPE, 1981)

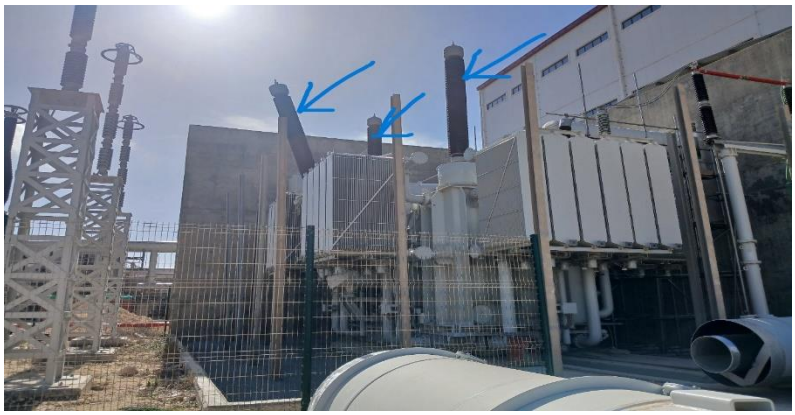


Figure (II.36) : Les bornes du transformateur principale

✓ **Cuve et couvercle**

La cuve et le couvercle d'un transformateur principale 15KV/400KV forment une enceinte étanche en acier a haute résistance, conçu pour contenir le noyau, les enroulement et l'huile isolante.

La cuve assure la dissipation thermique en supportant des radiateurs ou les échangeurs de chaleur

✓ **Conservateur**

Le conservateur doit être monté sur une charpente fixée à la cuve. Il doit permettre une Expansion de l'huile pour toute la plage de température atteinte par le transformateur soit de -10°C à 105°C. Le conservateur de puissance est un réservoir auxiliaire positionné au-dessus du réservoir principale.il assure et maintient le niveau d'huile.il absorbe l'huile lors de la dilatation et la renvoie lors de la contraction

✓ **Radiateurs**

Le radiateur évacue la chaleur du transformateur pour éviter la surchauffe donc il est indispensable pour la longévité de l'équipement

✓ **Changeurs de prises hors tension (NLTC) :**

Le changeur de prises permet u transformateur d'ajuster son rapport de conversion en modifiant la valeur de l'inductance de ses bobinages ceci permet d'ajuster le niveau de tension du réseau d'électricité.

Il se trouve en générale sur le flanc du transformateur et est équipé d'un réservoir d'huile distinct

Figure (II.37) : un modèle d'un changeur de prise

II-7-3- Les éclateurs

L'éclateur est un dispositif simple composé de deux électrodes : l'une est raccordée au conducteur à protéger, tandis que l'autre est reliée à la terre. À l'endroit où il est installé sur le réseau, l'éclateur joue le rôle d'un point de passage privilégié pour évacuer les surtensions vers la terre, ce qui permet de protéger les équipements électriques.[35]

Figure (II.38) un éclateur sur un transformateur [36]

II-7-3-1- Principe de fonctionnement

Quand une onde de surtension arrive sur l'installation, la tension devient très élevée au niveau de l'éclateur. Cela provoque la formation d'un arc électrique, qui permet au courant de se décharger vers la terre en passant par le chemin le plus facile. Le réglage de l'éclateur se fait en ajustant la distance d'air entre ses électrodes. Cette distance est choisie de manière à assurer une protection efficace, tout en laissant une marge de sécurité entre la tenue au choc du matériel protégé et la tension nécessaire pour déclencher l'éclateur.[35]

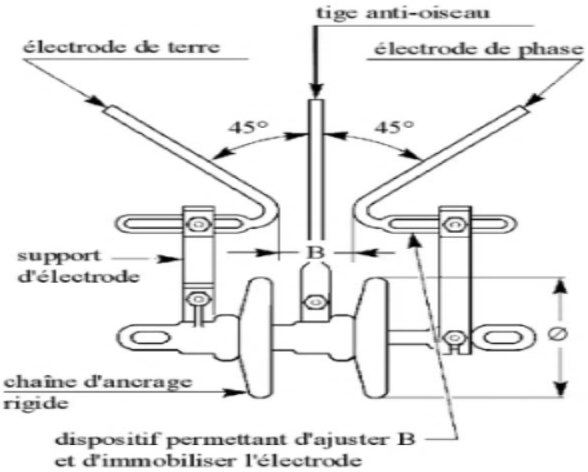


Figure (II.39) éclateur avec un tige anti-oiseau[35]

II-7-3-2- Les type éclateur

- ✓ **À tiges simples :** Il s'agit d'un modèle ancien, qui était généralement utilisé pour protéger les isolateurs des équipements à haute tension.
- ✓ **À cornes :** Il est principalement utilisé en moyenne tension (MT). Ses électrodes, en forme de cornes, permettent d'étirer l'arc électrique afin de faciliter son extinction [37]
- ✓ **Tige anti-oiseau :** Sur les modèles utilisés en moyenne tension, on ajoute souvent une tige entre les cornes. Son rôle est d'éviter que les oiseaux provoquent accidentellement un court-circuit au niveau du dispositif.

II-7-4- Les parafoudres

Les parafoudres sont placés dans les postes haute tension pour assurer la protection des équipements importants, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les traversées, contre les surtensions dues à la foudre ou aux manœuvres sur le réseau. Ils sont installés près de l'équipement à protéger et branchés en parallèle. Leur fonction est de conduire l'énergie de la surtension vers la terre en toute sécurité, tout en maintenant la tension à un niveau acceptable afin de préserver l'isolation des appareils. [36]

Figure (II.40) parafoudres protégeant un transformateur de puissance

II-7-4-1- Principe de fonctionnement de parafoudre

Résistance non-linéaire : Le parafoudre se comporte comme une résistance qui change selon la tension : en fonctionnement normal, il reste très résistant, mais dès que la tension dépasse un certain seuil, sa résistance chute rapidement pour évacuer la surtension [37]

- ✓ **Comportement réversible :** Contrairement à d'autres dispositifs, le parafoudre peut revenir à son état normal après son intervention. Une fois la surtension atténuée, il cesse de conduire le courant et reprend son rôle d'isolant.[38]

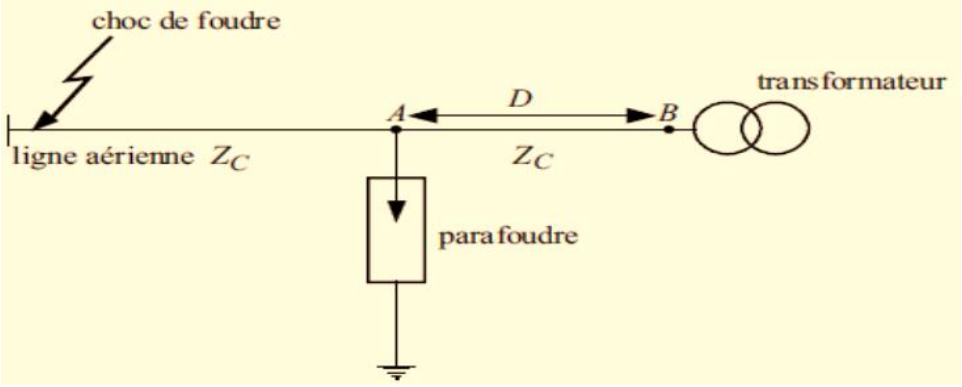


Figure (II.41) schéma électrique de l'installation de parafoudre

II-7-4-2- Les type des parafoudres

- ✓ **Au carbure de silicium (SiC) :** Les anciens parafoudres étaient généralement associés à des éclateurs en série. Cela s'explique par le fait qu'ils ne supportaient pas longtemps la tension normale du réseau sans chauffer de manière excessive [37]
- ✓ **À oxyde de zinc (ZnO) :** Les parafoudres modernes n'ont pas besoin d'éclateurs. Leur fonctionnement est plus performant, car ils peuvent rester branchés en permanence sur le réseau tout en laissant passer seulement un très faible courant de fuite, généralement autour de 10 mA.

- ✓ **À enveloppe synthétique :** Les modèles les plus récents sont fabriqués avec une enveloppe en fibre de verre et en silicone. Ils sont plus légers, plus résistants aux chocs et au vandalisme, et mieux protégés contre l'humidité, qui peut provoquer des défaillances dans les parafoudres à oxyde de zinc.

II-7-5-1- Le système de refroidissement

Le transformateur doit pouvoir fonctionner à Sn + 5% avec 20% des radiateurs hors service. Les ventilateurs doivent démarrer automatiquement en fonction de la température de l'huile. Tous les moteurs du système de refroidissement doivent être munis individuellement des Protections contre les courts-circuits, les surcharges, les surintensités et contre le Fonctionnement en biphasé. Les signalisations et alarmes suivantes doivent être prévues en salle de commande : Système de refroidissement hors-service ,Mise en marche d'un radiateur de réserve, D'une source d'alimentation de réserve, Non démarrage du système de refroidissement.

Tableau (II.3) : le type de refroidissement selon la puissance apparente (TAG)

Puissance MVA	178	237	296
Type de refroidissement	ONAN	ONAF	ONAF

Tableau (II.4) : Le type de refroidissement selon la puissance apparente (TAV)

Puissance MVA	212	282	352
Type de refroidissement	ONAN	ONAF	ONAF

ONAN : oïl(huile) naturel et air naturel
ONAF : oïl(huile) et air forcé

II-7-6-1- Ambiance et environnement

Les transformateurs seront de type extérieur et auront un régime nominal pour un fonctionnement continu à pleine charge dans les conditions environnementales décrites dans les Conditions de Conception Générales. La condition de température ambiante réelle sur le site sera de 45ºC.

II-7-6-2- Le diélectrique dans ce transformateur

Les transformateurs seront remplis d'azote jusqu'au moment de la livraison et maintenus sous pression jusqu'au premier remplissage d'huile. Dès que le transformateur est livré et mis sous pression il faut procéder ensuite au premier remplissage avec une huile produite en Algérie et fournie par la société Hyusong. Cette huile sera conforme à la dernière édition de la norme IEC 60296 (2012).

II-7-6-3- Position du transformateur principal dans le cycle combiné

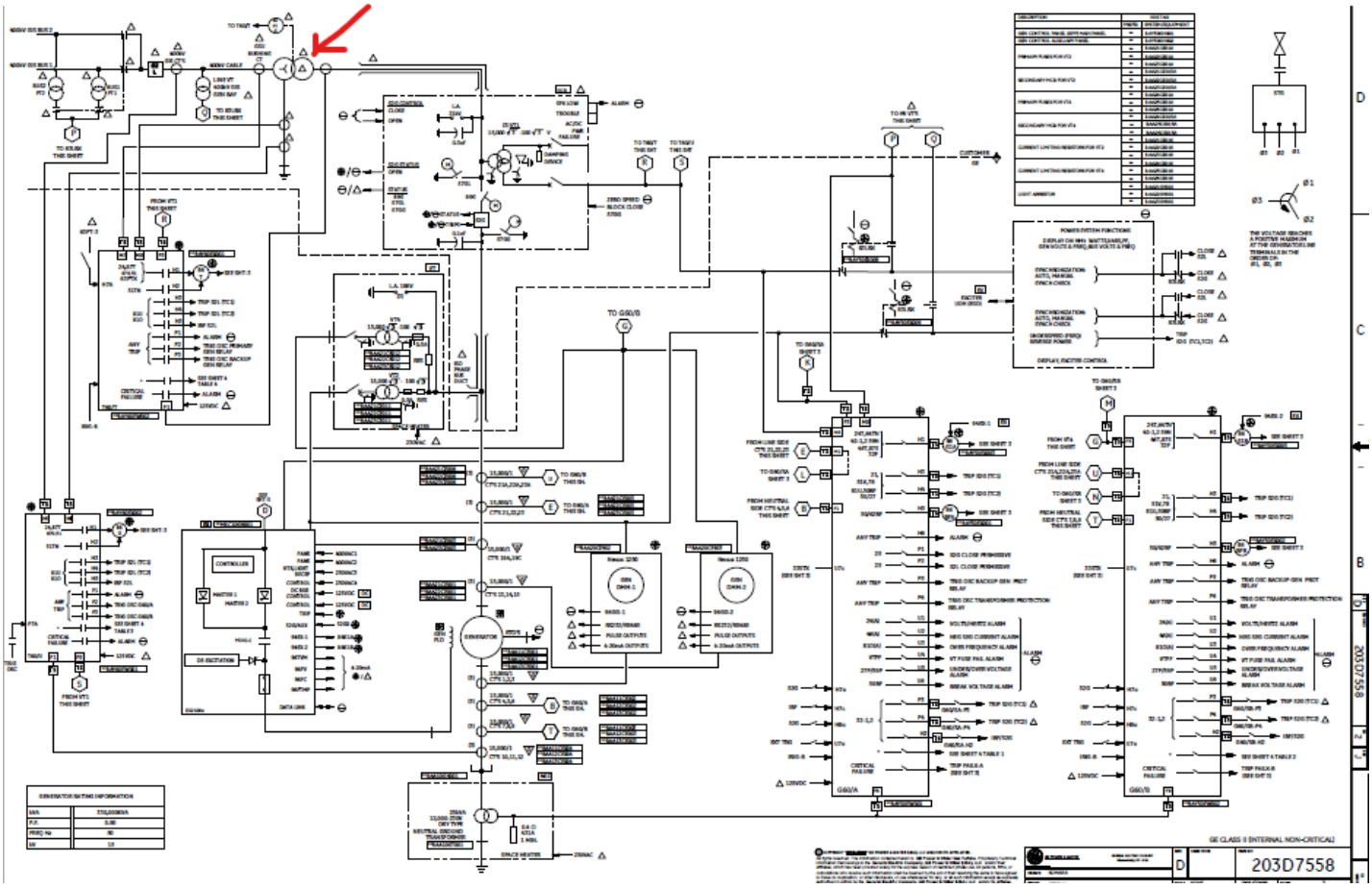


Figure (II.42): One line diagram

II-8- Les tests du transformateur principal

II-8-1-Calcule de teste de court-circuit

II-8-1-1- Les caractéristiques Techniques

Tableau (II.5) : Tension, capacité et courant pour chaque enroulement Fiche technique de samsung

Sinueux	Tension		Capacité nominale	Courant évalué
HV Sinueux	Max.	420,000 V	296 MVA	407 A
	Rat.	400,000 V		427 A
	Min.	380,000 V		450 A
LV Sinueux	Rat.	15,000 V		6578 A

Tableau (II.6) : Valeur de calcul calculée de l'impédance et du K (valeur crête du courant asymétrique)) Fiche technique de samsung

Tap Position	Séquence positive Impédance	Séquence positive Impédance (le minimum)	Séquence zéro Impédance	k	$k \times 2$
Max.	12.72%	11.77%	11.45%	1.9	2.69
Rat.	12.98%	12.03%	11.68%	1.9	2.69
Min.	13.47%	12.46%	12.12%	1.9	2.69

II-8-1-2- Formules de calcul du courant de court-circuit

✓ Courant de court-circuit symétrique, I

$$I_{SC} = \frac{100}{Z_T + Z_S} \times I_R \; Z_S = \frac{Us^2}{S} \qquad \text{(II.11)}$$

Z_T : % Courant de court-circuit d'impédance

Z_S : % D'impédance du système,

L'impédance du système est négligée dans ce calcul.

I_R : Courant nominal à chaque position de prise (r.m.s)

U_S : Tension du système

S : Puissance apparente de court-circuit du système

✓ Courant de court-circuit asymétrique, i (valeur maximale du premier cycle)

$$\hat{i} = I_{SC} \times k \times \sqrt{2} \qquad \text{(II.12)}$$

II-8-2-1- Tension de court-circuit

C'est la tension qu'il faut appliquer à un enroulement pour que le courant nominal y circule, tandis que l'autre enroulement est mis en court-circuit. Elle est généralement exprimée en pourcentage de la tension nominale de l'enroulement alimenté

II-8-2-2- Teste de surcharge :

Selon la température de l'environnement ou de l'unité de transformation sera installé, une surcharge quotidienne significative et étendue peut être tolérée. Les graphiques de la figure (II.43) suivent la condition de température exigée par la CEI 60076 [9]

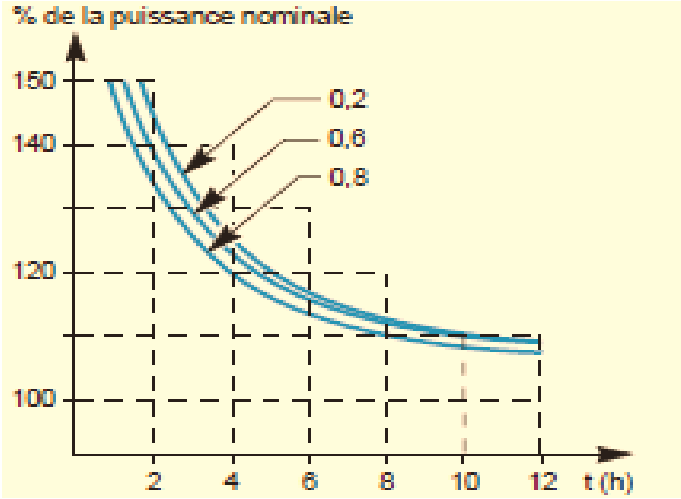


Figure (II.43) : Changement de puissance nominal en fonction du temp

II-8-3-1- L'essai du transformateur à vide [39]

D'après ce teste on peut déterminer le rapport de transformation V2 / V1. et l'impédance de magnétisation avec un Ampèremètre (A), un Voltmètre (V), un Wattmètre

$$\begin{cases} RF = \frac{V1^2}{P0} \\ X\mu = L\mu\omega = \frac{V1^2}{Q0} \\ Q0 = \sqrt{(V1I1)^2 - P0^2} \end{cases} \quad \text{(II.13)}$$

II-8-3-2- Les essai sur sites après le montage

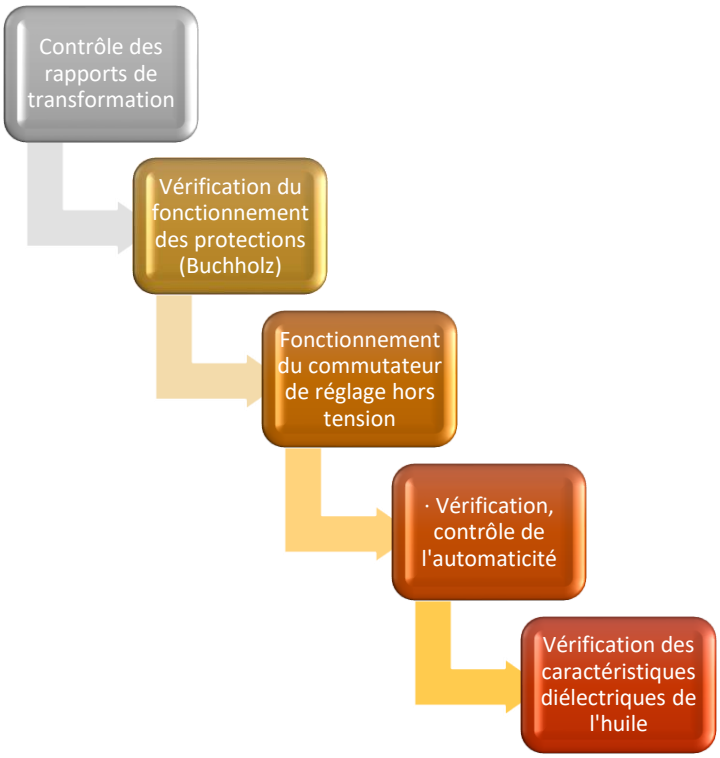


Figure (II.43) : Les étapes des essais sur site après le montage

II-9- Les avantages du transformateur principale 15KV/400KV

Ce transformateur occupe une place fondamentale dans les réseaux de transport d'énergie ces avantages sont divisés en quatre principales catégories

II-9-1- Le rôle de transformateur 15/400KV dans la réduction de pertes joule :

La réduction des pertes en ligne grâce à un transformateur élévateur (15KV/400KV) est basée sur le principe d'élévation de la tension afin de diminuer l'intensité du courant pour une même puissance transporté. En effet, pour une puissance donnée l'augmentation de la tension entraine une réduction proportionnelle du courant, conformément à la relation P=U*I, et les pertes par effet de joule

Le passage de 15KV à 400KV est donné par 26,6 (400/15=26,6) et les pertes par effet de joule sont exprimées par $Pj=RI^2$, donc si en devise la tension par le facteur ($26,6^2$) les pertes en ligne sont réduites de 700 fois alors avec cette élévation de tension permet de minimiser considérablement les pertes dans le transport de longues distances.

II-9-2-L'efficacité du transport sur les longues distances

Ce transformateur est idéal pour l'acheminement de l'énergie qui a été produite dans le cycle combine de Mostaganem de 15KV a des réseaux très loin en haute tension de 4OOKV sans grandes pertes et avec un excellent rendement

II-9-3- La fiabilité

Il est conçu pour travailler dans les différents environnements et les obstacles naturels gardant la continuité de service

II-9-4- Isolation et sécurité

Il garantisse une séparation galvanique fiable entre le circuit de production et le réseau électrique, ce qui contribue à renforcer la sécurité face aux surtensions et aux anomalies de fonctionnement.

II-10- Conclusion

Ce chapitre nous a permis d'approfondir et de mettre à jour nos connaissances sur les transformateurs électriques en général. Dans cette étude introductive, nous avons passé en revue le principe de fonctionnement de ces machines électriques. Nous avons également abordé les différents types de couplage de transformateurs triphasés, le concept de l'indice horaire, ainsi que les différents types de transformateurs et leurs classifications.

Ces concepts ont constitué le fondement de notre étude du transformateur principal 15 kV/400 kV de la centrale à cycle combiné de Mostaganem. Nous avons reconnu son importance et son caractère indispensable. Compte tenu de son coût élevé et de la complexité de son installation, la question de sa protection est naturellement devenue un élément central de notre réflexion.

La fiabilité et la durabilité d'un transformateur peuvent être accrues grâce à une protection et une surveillance adéquate. Le coût des dispositifs de protection est négligeable comparé à celui du transformateur lui-même et aux dommages potentiels causés par les défauts. Par conséquent, le chapitre suivant abordera les différents types de défauts susceptibles d'affecter un transformateur principal et ses systèmes de protection.

Chapitre III
Défauts et protection des transformateurs 15KV/400KV

III -1-Introduction

Un bref aperçu des différents sous-systèmes d'une centrale électrique à cycle combiné a été exposé dans les chapitres précédents, avec des détails sur les transformateurs, en particulier le transformateur élévateur principal de 15 kV/400 kV installé au début du système de transport d'énergie électrique. Dans cette section, nous avons mis en évidence les différentes limitations auxquelles cet équipement peut être confronté en raison de son rôle central dans le réseau électrique, de son coût élevé et de la difficulté de son remplacement et de son installation. Par conséquent, une protection robuste et extrêmement fiable des transformateurs est indispensable.

Ce chapitre, sera consacré aux défauts susceptibles d'affecter le transformateur ainsi qu'aux dispositifs de protection utilisés afin d'assurer et de réduire les risques de détérioration. Donc, il sera divisé en deux parties principales la première partie portera sur les défauts généralement rencontrés au niveau du transformateurs, en les classent selon leur nature : électriques, mécaniques d'isolement. La deuxième partie sera consacrée aux différentes protections utilisées dans l'installation afin de garantir la sécurité du transformateur et la continuité de service du réseau électrique.

III-1-1- Classification des défaillances

Les défaillances des transformateurs se divisent principalement en deux catégories : les défaillances partielles et les défaillances complètes. Les défaillances partielles provoquent une dégradation du fonctionnement sans arrêt total du transformateur, tandis que les défaillances complètes entrainent la perte totale de fonctionnement à la suite d'un défaut important. Ces deux catégories peuvent être de type soudain ou progressif. Les défaillances soudaines apparaissent sans avertissement, alors que les défaillances progressives évoluent progressivement et peuvent être détectées avant la panne

On distingue également les défaillances intermittentes, qui correspondent à une perturbation temporaire du fonctionnement avant un retour automatique à l'état normal. L'organigramme suivant présente cette classification des défaillances

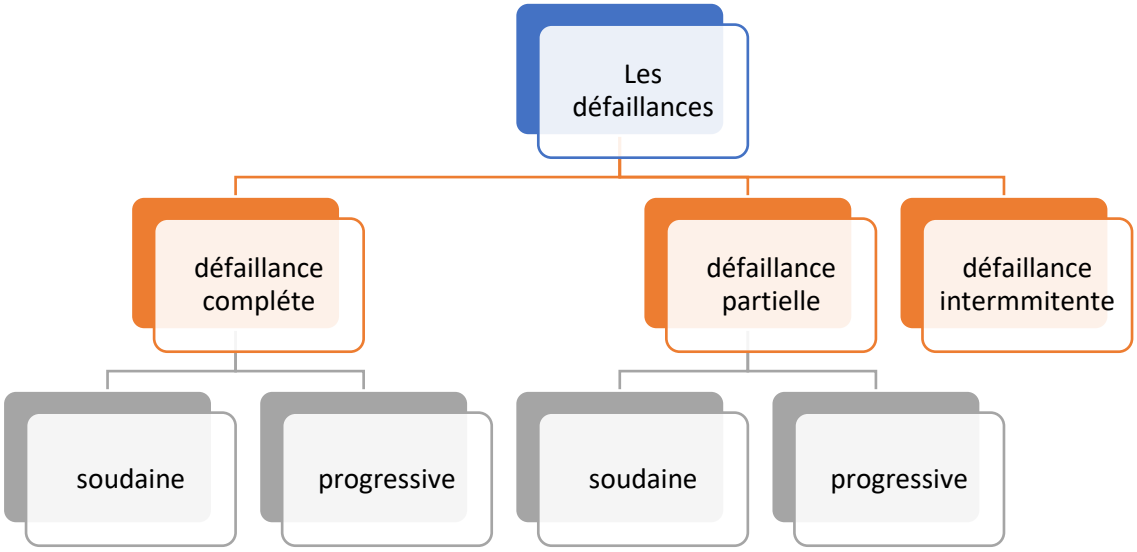


Figure (III.1) : Les classes des défaillances

III-1-2-Les défauts du transformateur

Les transformateurs de puissance 15 KV/400 KV sont critiques pour le transport d'énergie, mais il est très sensible aux différentes contraintes diélectriques thermique et ces défauts provoque les courts circuits entre spires et les problèmes au niveau du traversées et les surchauffes et ces problèmes et défaut va affecter le rapport de transformation et crée des dégâts comme il est indiqué dans la figure (III.1)

Figure (III. 1) : Déclenchement d'incendie au niveau du transformateur

III-1-2-1-Les défaut électrique

Dans le transformateur de puissance les défauts électriques ce sont les perturbations ou anomalies qui touche les grandeurs électriques quelle que soit courant ou tension à l'intérieure de l'équipement. Il se divise en plusieurs parties :

III-1-2-1-1 Les court-circuit entre spires

Un court-circuit se produit entre les spires lorsqu'il y a un contact électrique anormal entre les spires d'une même bobine, censées être isolées les unes des autres. Ceci résulte souvent d'une dégradation continue de l'isolation entre les spires, ou de la déchirure du papier isolant due à une déformation mécanique importante des spires. Ce défaut peut entraîner la fusion du cuivre des conducteurs et, dans certains cas, une interruption du circuit électrique.[19] Parmi les causes de cet incident, on peut citer :

- Vieillissement de l'isolant ;
- Echauffement excessif à cause de de mouvais système de refroidissement et le surcharge ;
- Surtension ;
- Défaut de fabrication ;
- Contamination d'huile ;

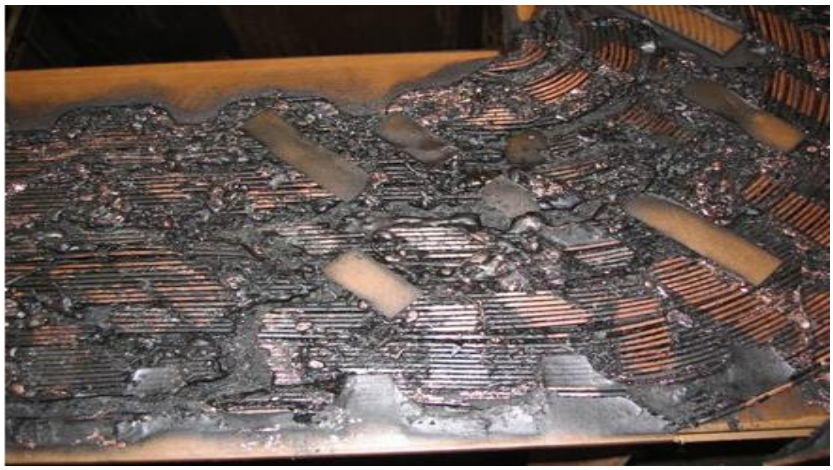


Figure (III .2) : Court-circuit entre spire [19]

III-1-2-1-2 Les court-circuit entre Phase

Un court-circuit se produit lorsque deux phases différentes entrent en contact, que ce soit en raison d'un défaut du transformateur ou du réseau électrique. Ce phénomène génère un courant excessivement élevé susceptible d'endommager le transformateur. Les causes de cet incident sont variées et comprennent :

- Détérioration ou vieillissement de l'isolation des phases ;
- Humidité ou fuite d'huile dans les transformateurs ;
- Défauts mécaniques ;
- Contamination des surfaces par des poussières conductrices ;
- Surtension de manœuvre ou surtension atmosphérique (foudre) ;

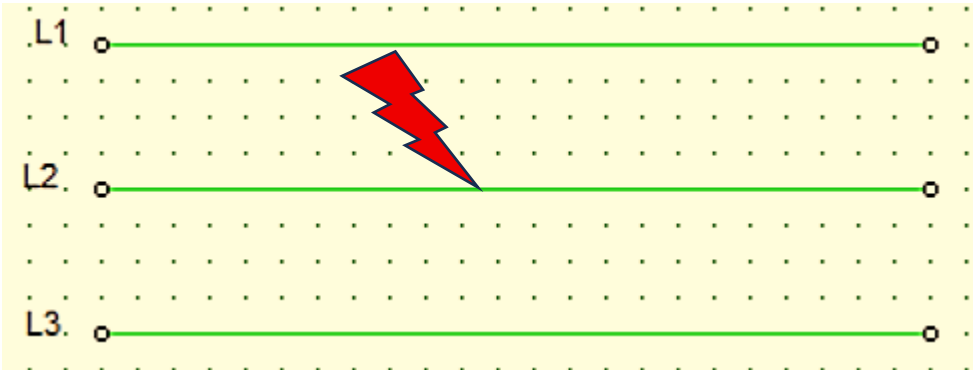


Figure (III.3) : court-circuit entre phase

III-1-2-1-3 Les court-circuit entre phase terre

Un court-circuit entre une phase et la terre se produit lorsqu'une des phases entre accidentellement en contact avec la terre ou bien la carcasse du transformateur. Ceci crée un chemin de courant à faible résistance, générant ainsi un courant très élevé vers la terre. Voici quelques causes possibles de ce défaut :

- Infiltration d'eau sur le transformateur.
- Dégradation de l'isolation par la chaleur.
- Défaut ou usure des câbles est isolante externes.
- Erreurs humaines.

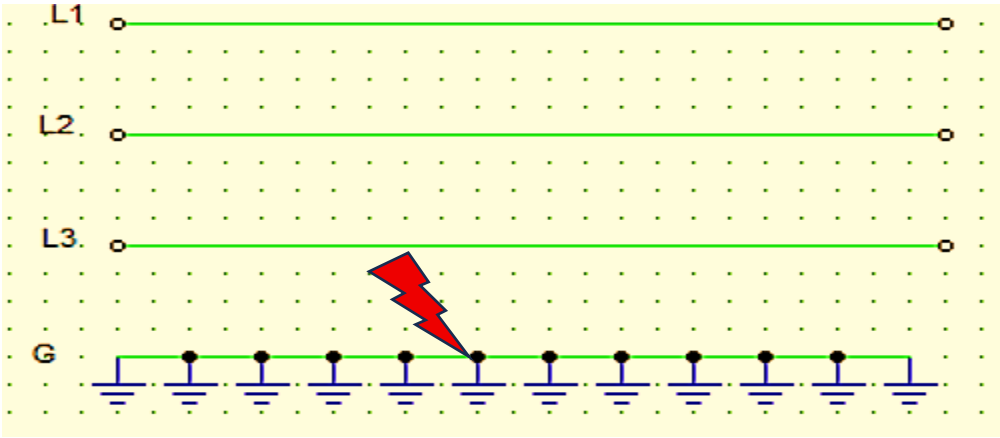


Figure (III .4) : court-circuit entre phase terre

III-1-2-1-4 Défaut entre les enroulements primaire est secondaire

Ce problème survient lorsque l'isolation entre les enroulements primaire et secondaire se détériore, provoquant un court-circuit direct. Ceci est généralement dû à un espacement insuffisant de l'isolation lors de la fabrication, ou à une dégradation des performances de l'isolation suite à une augmentation de la tension, une surcharge ou l'humidité. Les principales conséquences notables sont la déformation mécanique des enroulements et la formation de gaz dans l'huile isolante. [38] Les essentielles causes de ce défaut sont les suivantes :

- Fabrication : Une isolation trop mince ou un mauvais positionnement des entretoises peut provoquer des décharges partielles entre les enroulements.
- Exploitation : Des surtensions (comme la foudre), des courts circuits externes provoquant la déformation des enroulements, ou le vieillissement thermique entraînant la carbonisation de l'isolant.

III-1-2-1-5 Rupture de conducteur dans l'enroulement

Le rupture d'un conducteur au sein de l'enroulement d'un transformateur, constitue un défaut interne grave, affecter la continuité du circuite électrique, ce genre d'anomalie peut engendrer un déséquilibre des courant dans le transformateur, est élévation locale de la température, ce problème pourrait accentuer les dégâts sur le transformateur.

Les causes principales de ce défaut sont :

- Amorçage de puissance entre spires : Un arc électrique à l'intérieur du transformateur peut atteindre une intensité telle qu'il provoque la fusion du cuivre, entraînant la rupture physique du conducteur.
- Contraintes électrodynamiques et surintensités : Lors d'un court-circuit, les forces de Laplace produites peuvent atteindre des valeurs considérables, parfois plusieurs centaines de tonnes. Si ces efforts excèdent la résistance mécanique des conducteurs, ils peuvent entraîner leur rupture complète
- Problèmes mécaniques du régleur : Un mauvais alignement du mécanisme du changeur de prises peut provoquer également une interruption du circuit. [19].

Figure (III.5) : Rupture de conducteur dans l'enroulement [19]

III-1-2-1-6 Déséquilibre de courant

Le déséquilibre de courant dans un transformateur de puissance souvent le signe d'un problème, il peut être causé par un défaut interne ou par des conditions externes difficiles. [19] parmi les causes principales du déséquilibre on a :

- Courte circuit entre les spires : Un court-circuit entre spires provoque souvent un déséquilibre important. Ce défaut réduit l'impédance de la phase touchée, ce qui entraîne une élévation du courant dans celle-ci.
- Coupure d'enroulement : Une rupture de conducteur dans un enroulement bloque le passage du courant. Ainsi, le courant magnétisant devient très faible ou même inexistant dans la phase affectée.

- Défaut d'isolement à la masse : Lorsqu'il y a un défaut d'isolement à la masse, une partie du courant fuit vers la cuve du transformateur, ce qui provoque une différence entre le courant entrant et le courant sortant.

III-1-2-2 Défauts d'isolation

III-1-2-2-1- Dégradation de niveau d'huile isolante

L'huile pour transformateurs, principalement composée d'huile minérale, joue un double rôle crucial : l'isolation électrique et le refroidissement des enroulements. Spécialement raffinée pour garantir sa stabilité dans le temps, cette huile est exempte de soufre corrosif et présente une rigidité diélectrique élevée, un point de congélation bas et de bonnes propriétés antistatiques, assurant ainsi une protection fiable et durable des transformateurs.

Cependant, sous l'effet de la chaleur, de l'oxydation et de l'humidité, l'huile peut se dégrader, réduisant son efficacité et augmentant le risque de défauts internes tels que les décharges partielles ou les courts-circuits.

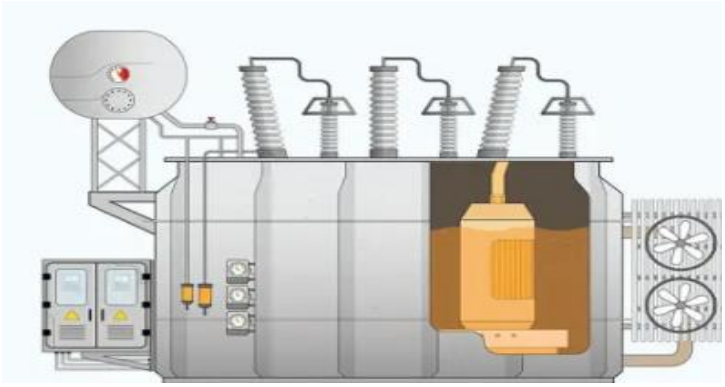


Figure (III. 6) : Dégradation de niveau d'huile

III-1-2-2-2- Humidité dans l'isolation

L'humidité est souvent considérée comme le pire ennemi des transformateurs de puissance, car elle fragilise l'isolant, diminue sa capacité diélectrique et accélère le vieillissement de l'appareil, réduisant ainsi sa durée de vie et sa fiabilité. L'humidité dans un transformateur provient principalement de trois sources :

- L'atmosphère ;
- La décomposition thermique ;
- Les résidus de fabrication ou de maintenance ;

Les conséquences de l'humidité sont

- Perte de tenue diélectrique ;
- Accélération du vieillissement ;
- Risque de décharges ;

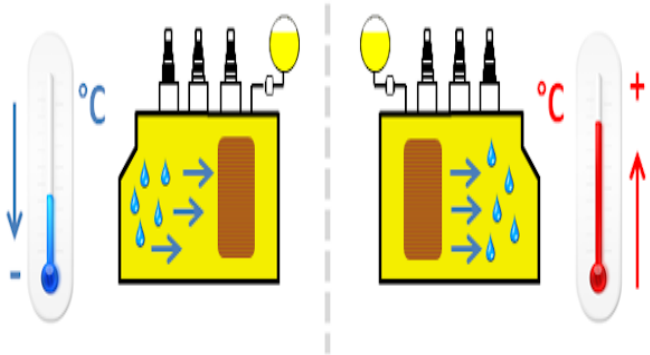


Figure (III.7) : Humidité dans l'isolation

III-1-2-2-3- Décharges partielles

Les décharges partielles représentent est un phénomène diélectrique important dans le transformateur de puissance, elle caractérisé par un faible décharge électrique locales au sein d'un isolant sans que celui soit totalement perforé. [19], parmi les facteurs principaux de décharge électrique on à

- ✓ **Faiblesses de l'isolant** : L'existence de bulles d'air, de vides ou d'impuretés dans le papier ou l'huile réduit la qualité de l'isolation
- ✓ **Effets de bord** : Des champs électriques trop élevés sur des aspérités métalliques (effet couronne)
- ✓ **Vieillissement** : Avec le vieillissement, les contraintes thermiques et mécaniques détériorent les isolants solides, ce qui peut provoquer la formation de vides propices aux décharges partielles

III-1-2-2-4- Le claquage diélectrique

Correspond à la défaillance de l'isolation d'un transformateur. Il se manifeste par l'apparition d'un arc électrique intense entre deux parties sous tension, ou entre une partie active et la masse. Et parmi les causses principaux de claquage diélectrique on a :

- ✓ **Surtensions :** Les surtensions provoquées par la foudre ou les manœuvres électriques peuvent dépasser la capacité de l'isolant et entraîner sa défaillance
- ✓ **Humidité et impuretés** : L'humidité et les impuretés dans l'huile réduisent fortement sa capacité d'isolation et sa tension de claquage.

Figure (III. 8) : humidité dans l'huile d'isolation

III-1-2-3- Défaut thermique

III-1-2-3-1- Surchauffe des enroulements

La surchauffe des enroulements est l'un des problèmes les plus sérieux pour un transformateur de puissance. Lorsqu'elle se produit, elle compromet directement l'intégrité du système d'isolation, ce qui peut détériorer les matériaux isolants et réduire leur efficacité. Cette élévation de température accélère également le vieillissement du transformateur, diminue ses performances et augmente les risques de panne, ce qui peut avoir un impact sur la stabilité et la sécurité du réseau électrique,[40] et On peut citer quelques causes :

- Les pertes joule
- Les surcharges
- Les points chauds localisés
- Les courants de Foucault anormaux
- Défaillance du refroidissement

III-1-2-3-2- Surchauffe du noyau magnétique

La surchauffe du noyau magnétique se produit lorsque le noyau d'un transformateur chauffe de manière excessive en raison des pertes de noyau (hystérésis et courants de Foucault) ou d'autres facteurs comme une charge élevée ou un défaut d'isolation. Cette élévation de température peut détériorer l'isolant du noyau et réduire la durée de vie du transformateur si elle n'est pas contrôlée. [40], et parmi les origines normales et anormales des chaleurs est :

- Perte fer
- Boucles de courant de défaut
- Défaut d'isolation entre tôles
- Saturation et flux de fuite

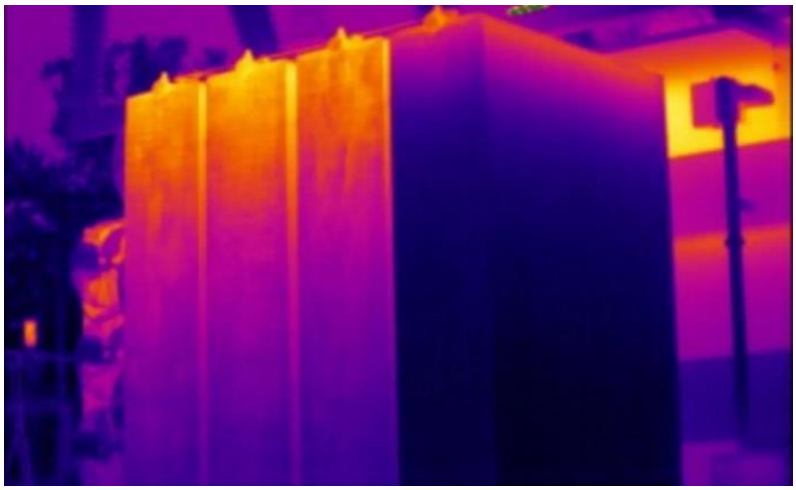


Figure (III.9) : Surchauffe du noyau magnétique

III-1-2-3-3- Mauvais refroidissement

Lorsque les conduits de ventilation sont bouchés, que les ventilateurs fonctionnent mal ou que l'air circule insuffisamment autour du transformateur, la chaleur a tendance à s'accumuler. Dans le cas des transformateurs à huile, le refroidissement peut aussi devenir moins efficace si le niveau d'huile est faible, si l'huile est contaminée ou si les ailettes du radiateur sont encrassées.

III-1-2-4- défaut mécanique

III-1-2-4-1- déplacement des enroulements

Le déplacement ou la déformation géométrique des enroulements est un défaut mécanique sérieux affectant les transformateurs de puissance, ce phénomène modifier la configuration physique des bobinages et peut gravement compromettre l'intégrité et la durée de vie de transformateur.

Parmi les causes principales de ce défaut on a :

- ✓ Forces électrodynamiques (force de Laplace) : représentent la cause la plus courante. Lorsqu'un court-circuit se produit, qu'il soit interne ou sur le réseau, des courants d'une intensité extrêmement élevée traversent les bobinages. Ces courants engendrent des forces de Laplace directement proportionnelles au carré de leur intensité. Ces forces, pouvant atteindre plusieurs centaines de tonnes, génèrent des efforts radiaux qui tendent à éloigner les enroulements, ainsi que des efforts axiaux qui les compriment

- ✓ Aléas de transporte et chocs : par fois un choc important lors du transport ou une chute de l'appareil, provoquer un déplacement de la partie active ou du circuit magnétique, plusieurs centimètres cela peut réduire la distance diélectrique de sécurité et augmenter le risque de défaut
- ✓ Défaut de conception ou de maintenance : un mauvais serrage interne lors de la fabrication, ou encore un relâchement lié au vieillissement et à la dégradation de l'isolation, peut augmenter la liberté de mouvement des enroulements. De plus, même un léger déséquilibre ou un défaut de symétrie entre les bobinages suffit à amplifier fortement les contraintes mécaniques lors des fortes pointes de courant. [19]

Figure (III.10) : déplacement des enroulements [19]

III-1-2-4-2- Desserrage du noyau

Le desserrage des fixations du noyau (circuit magnétique) est un défaut mécanique interne rare mais importante car il peut compromettre la rigidité et l'intégrité du transformateur, le noyau est composé par des tôles d'acier qui doivent rester solidement serrée entre elle pour garantir les bonnes performances mécaniques de l'appareil [9] est parmi les effets sur le transformateur on a :

- ✓ **Vibration anormale** : dans le fonctionnement normale le noyau de transformateur vibre légèrement à 100 Hz, mais un manque de serrage ce traduit par une vibration ce qui peut dégrader les isolation internes qui ne sont pas prévus pour supporter ce type de contraintes mécaniques.
- ✓ **Point chaud et courant de Foucault :** Lorsque l'isolation des boulons de serrage devient défaillante, qu'elle soit causée par un desserrage ou des vibrations, des courants de Foucault peuvent se former en traversant les boulons. Ce phénomène engendre un échauffement local considérable (point chaud), susceptible de dégrader l'huile isolante et de provoquer l'émission de gaz.
- ✓ **Instabilité mécanique** : lorsque l'assemblage est mal serré, le transformateur devient beaucoup plus sensible aux fortes contraintes électrodynamiques qui apparaissent lors d'un court-circuit sur le réseau.

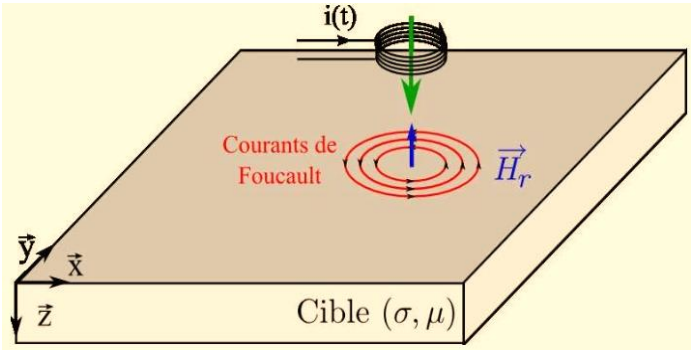


Figure (III.11) : Génération du courant de Foucault

III-1-2-5-Les défauts du traversé

Les défauts des traversées isolées dans les transformateurs de puissance sont critiques et peuvent entrainer des défaillances graves. Parmi les problèmes rencontrés sont provoqués par des facteurs tels que la foudre, la pollution ou encore le vieillissement prématuré des matériaux isolants.

Figure (III. 12) : Arc électrique dans les traversé du transformateur

III-1-2-5-1-Le contournement externe (Arc)

A cause de la pollution excessive avec l'humidité il se forme aux surfaces de l'isolateur un arc électrique qui peut entrainer un court-circuit phase-terre

III-1-2-5-2-Echauffement Anormaux

Le mauvais serrage des connexions électriques câblés et barres au niveau du tête de traversé peut provoquer une oxydation et une augmentation de la résistance de contact par conséquent une surchauffe dans les traversé du transformateur

III-1-2-5-3-Claquage interne

La modification des propriétés diélectriques de l'isolateur solide ou du condensateur interne de la traversée entraîne une défaillance de l'isolation, provoquant un dysfonctionnement interne grave.

III-1-2-5-4- Fuite d'huile

Les fuites d'huile au niveau du traversé sont à cause du desserrage des passes-barres, le vieillissement des joints et la dégradation des joints d'étanchéité au fil du temps. Ces fuites provoquent des risques environnementaux.

Figure (III.13) : Fuite d'huile

III-1-2-5-5-Surtension externe atmosphérique

La foudre est une décharge électrique de grande amplitude qui se produit entre un nuage orageux chargé et la terre, constituant ainsi deux électrodes naturelles. L'effet de la foudre sur les installations électriques peut être comparé à celui d'une source de courant extrêmement élevé, atteignant des valeurs comprises entre 10 et 100 kA. Cette décharge électrique naturelle génère une surtension très importante susceptible de perturber le fonctionnement des équipements. Donc ce dernier représente un danger majeur car ils peuvent provoquer des dommages aux équipements du réseau électrique, notamment aux transformateurs. [42]

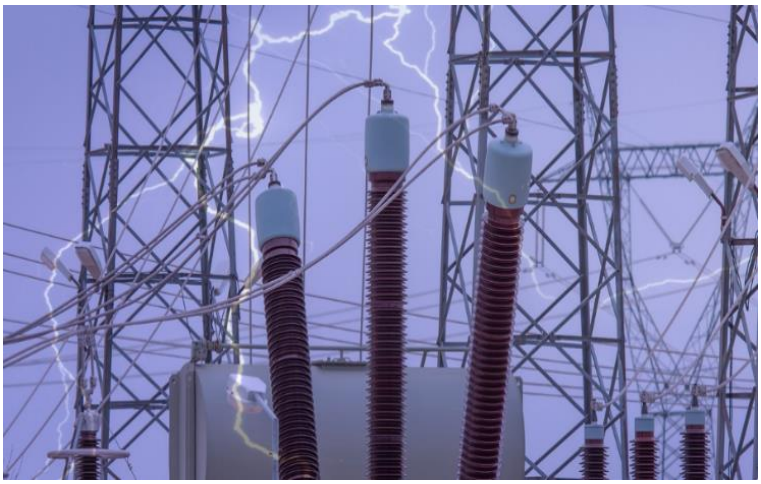


Figure (III.14) : L'image de la foudre

III-1-2-5-5-1-Caractéristique de l'onde de foudre

L'analyse des phénomènes liés à la foudre permet de caractériser les formes d'ondes de courant et de tension qu'elle engendre. Ces formes d'onde sont pour l'étude et la conception des systèmes de protection contre les surtensions

En trouve deux types principaux d'ondes de courant :

- L'onde 10/350 µs : cette onde est utilisée pour représenter les courants de foudre en cas d'impact direct sur une installation ou Equipment. Elle se caractérise par une monté lente et décroissance plus longue. Ce type correspond à des courants très énergétiques qui provoquent des dommages importants au niveau des transformateurs.

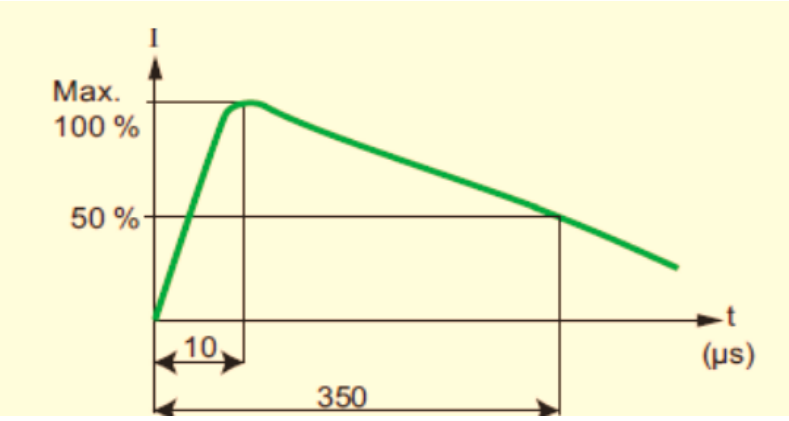


Figure (III. 14) : courbe de l'onde de courant 10/350 µs [42]

- l'onde 8/20 µs : c'est pour les courants de la foudre indirecte, lorsque la foudre frappe à proximité de l'installation ou l'équipement électrique. Ça montée et plus rapide et une durée courte et moins énergique que l'autre onde de 10/350 µs .

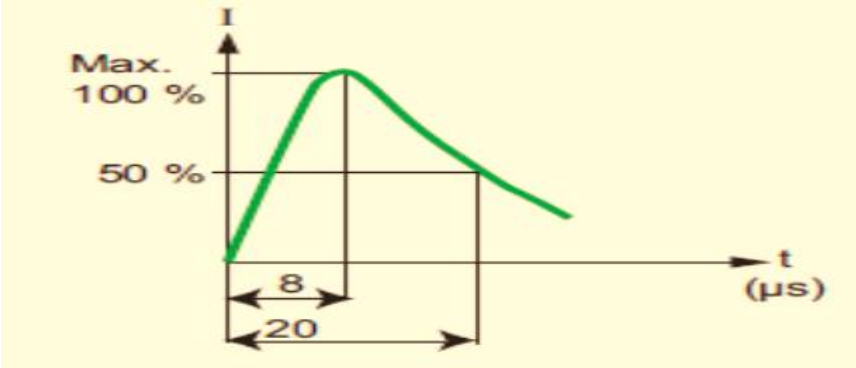


Figure (III.15) : courbe de l'onde de courant 8/20 µs [42]

III-1-2-6-Défauts du changeur de prises

Les défauts affectant les changeurs de prises des transformateurs, qu'ils fonctionnent en charge ou hors tension, sont généralement liés à une dégradation mécanique, à l'usure des contacts ou encore à la contamination de l'huile isolante. Ces dégradations peuvent entrainer des échauffements anormaux, la formation d'arcs électriques ainsi que des problèmes d'isolation. Parmi les défaillances les plus critiques es mauvais contacts et le blocage du mécanisme qui provoque des déclanchements du transformateur.

- **Défaut de commutation dans les changeurs de prises en charge**

Un arc électrique se produit lorsque le contact de transition du changeur de prises en charge est endommagé ; cela peut provoquer un arc électrique, qui affecte le niveau d'huile.

- **Contamination de l'huile dans les changeurs de prises**

L'arc électrique dans le compartiment du changeur crée une accumulation du carbone qui diminue la rigidité d'huile

- **Point chaud régleur**

Le régleur comporte, de par sa conception plusieurs prises munies de contacts permettant le passage du courant nominal pour chaque position.si ces positions ne sont pas actionnées régulièrement, les contacts peuvent subir un échauffement anormal lors du passage du courant. Cette élévation de température peut entrainer la dégradation de l'huile isolante, conduisant à la formation de dépôts de carbone solide autour de la zone défectueuse, Dans les cas les plus sévères, les contacts peuvent même se souder.[43]

Figure (III. 16) : Point chaud du régleur [43]

III-2-Les systèmes de protection du transformateur principale 15KV/400KV

Après avoir étudié les problèmes rencontrés par le transformateur 15KV/400KV, il apparait clairement qu'une protection rigoureuse est indispensable. Ainsi, nous aborderons les dispositifs de protection utilisé pour la protection du transformateur principale de la centrale à cycle combiné de Mostaganem 1400MW en mettant particulièrement l'accent sur le relais numérique *GE MULTIN T60T* utilisé dans cette dernière.

III-2-1-Le relais Buchholz

Le relais Buchholz est un dispositif de protection essentiel utilisé dans les transformateurs électriques équipés d'un conservateur d'huile. Installé entre la cuve principale et le réservoir conservateur comme montré dans la figure (III.17), il permet de détecter les défauts internes du transformateur. Son fonctionnement repose sur un principe simple : tout défaut électrique à l'intérieur de la cuve comme un court-circuit ou les défauts d'isolement entrainent un échauffement anormal de l'huile provoquant sa décomposition et la formation de gaz. L'apparition de ces gaz, ainsi que les mouvements anormaux de l'huile entre les deux réservoirs, sont alors détectées par le relais. Selon l'intensité du défaut, le relais peut soit déclencher une alarme dans le cas du défaut naissant, soit provoquer la mise hors service du transformateur en cas de défaut grave [44]

Figure (III. 17) : Le relais de Buchholz dans un transformateur [44]

III-2-1-1-Les composants de relais Buchholz

Les relais Buchholz sont équipes par :

- Deux flotteurs un qui est supérieur et l'autre inferieur
- Une palette de déviation (le clapet)
- Un axe de rotation
- Un boitier (corps du relais)

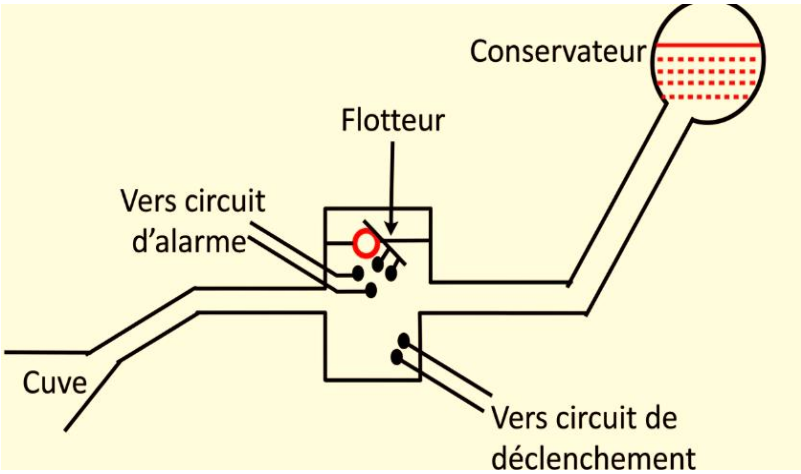


Figure (III.18) : Schéma du relais Buchholz

III-2-1-2-Exigences de protection du transformateur par le relais Buchholz

Le système de protection du transformateur comprend deux étapes principales pour garantir une sécurité optimale de l'installation. La première étape consiste en un simple signal d'alarme qui avertit l'opérateur en cas de défaut. La seconde étape, plus critique, déclenche l'arrêt du groupe et la coupure de ses disjoncteurs de protection (52G), de la ligne (52L) et des transformateurs.

III-2-1-3-Exigences de surveillance thermique du transformateur par le relais Buchholz

Cela nécessite une surveillance thermique précise par imagerie thermique, permettant d'identifier le point le plus chaud des bobines. La température correspondante doit être affichée directement sur la cuve du transformateur et transmise au système local d'acquisition et de contrôle (SACL) pour une surveillance en temps réel. Le dispositif comprend également plusieurs thermostats assurant différentes fonctions : deux thermostats dédiés à la température de l'huile dans la cuve (avec seuils d'alarme et de déclanchement) et un ou plusieurs thermostats pour la mise en service automatique du système de refroidissement, ainsi que deux thermostats associés à l'image thermique. Enfin le niveau d'huile et le thermomètre à cadran doivent rester visibles sans nécessiter l'accès a la baie du transformateur pour des raisons de sécurité.[51]

III-2-2-1-Disjoncteur de groupe 50BF

Selon la norme ANSI la dénomination de 50BF est :
50 : surintensité instantanée en ampère.
BF : défaillance de disjoncteur (Breaker Failure).
Ce dispositif de protection de sécurité à haute vitesse est utilisé dans les installations électriques et dans notre circuit principal de transformateur 15KV/400kV ; il assure l'élimination du défaut dans le cas où le disjoncteur principal ne s'ouvrirait pas.
D'après la fiche technique du Samsung le constructeur doit prévoir un dispositif de protection contre le refus d'ouverture du disjoncteur de groupe 52G. En effet, en cas de défaut, si ce disjoncteur ne s'ouvre pas dans un délai maximal d'une seconde, une commande automatique doit être envoyée pour déclencher l'ouverture du disjoncteur de ligne 52L ainsi que du disjoncteur associé 40. Cette mesure permet d'assurer l'élimination rapide du défaut et de garantir la sécurité de transformateur principal.

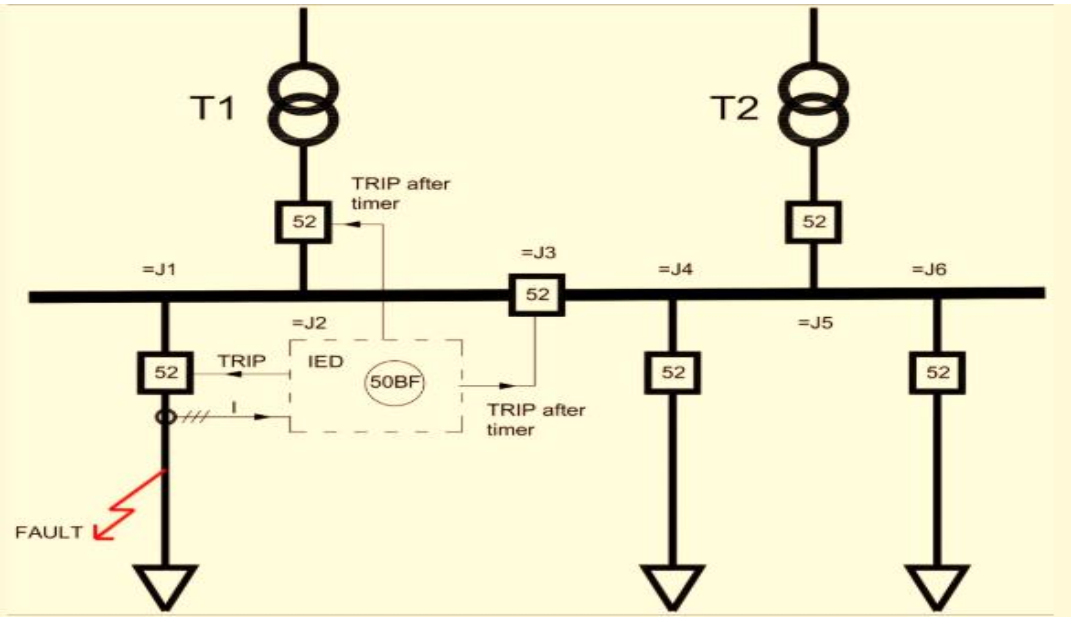


Figure (III.19) : schéma unifilaire d'un exemple du fonctionnement du disjoncteur de groupe 50BF[53]

III-2-2-2-Détection d'un défaut [53]

Nous avons pris un exemple issu de Valence training :

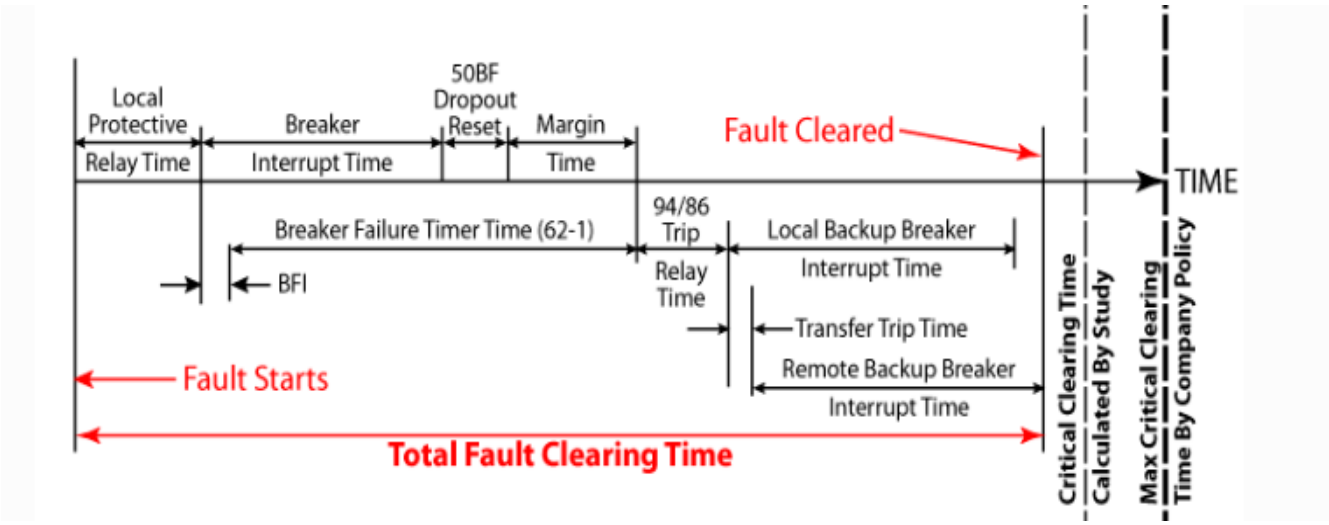


Figure (III.20) : Temps de déclanchement du schéma de défaillance de disjoncteur 50BF

Les temporisations associées au schéma de défaillance de disjoncteur permettent d'assurer une élimination rapide et fiable des défauts. Le paramètre BF Dropout Reset introduit un délai permettant à la fonction de défaillance de disjoncteur (50BF) de se réinitialiser après l'ouverture du disjoncteur, évitant ainsi tout déclenchement intempestif. Le Margin Time constitue une marge de sécurité supplémentaire pour tenir compte d'éventuels retards dans l'ouverture du disjoncteur. Le temps BFI correspond à la durée nécessaire pour que le système détecte le signal de déclenchement envoyé au disjoncteur. Le temporisateur 62-1 (Breaker Failure Timer Time) définit le délai au-delà duquel l'absence d'ouverture du disjoncteur est considérée comme une défaillance, entraînant le déclenchement des disjoncteurs adjacents pour isoler le défaut. Le 94/86 Trip Relay Time représente le temps requis pour que les relais externes prennent en compte cet ordre et transmettent les signaux de déclenchement. Le Local/Remote Breaker Interrupt Time correspond au temps d'ouverture du disjoncteur en conditions normales, tandis que le Transfer Trip Time désigne le délai lié à la transmission des ordres de déclenchement via les systèmes de communication. L'ensemble de ces temporisations doit être coordonné de manière à garantir l'élimination du défaut avant le temps critique (Critical Clearing Time), permettant ainsi d'assurer la sécurité du réseau sans dépendre uniquement des protections de secours.

Tableau (III.1) : Données technique du disjoncteur 50BF

Données technique	Plage effective	Précision
Précision courant		< 2%
Durée réenclenchement	Environ 15ms	
Précision durée BF		+5ms
Temp de repos courant	20 ms	

III-2-3-Protection contre la surcharge 49T

La protection 49T, souvent appelée protection par sonde de température, sert à surveiller l'état thermique des enroulements du transformateur. Son rôle principal est de détecter toute élévation anormale de la température, généralement liée à une surcharge, afin d'éviter la détérioration des composants internes et garantir le bon fonctionnement de l'équipement, Cette protection est surtout utilisée dans les transformateurs secs enrobés, mais on la retrouve aussi sur les transformateurs de grande puissance immergés dans l'huile,

Et la fonction 49T il se travail pour surveille la température à l'intérieure au cours de la partie active du transformateur et fonctionne par deux manières :

- ✓ **Mesure directe** : consiste à utiliser des sondes de type PTC installées au plus près des enroulements du transformateur. Ces capteurs suivent en continu la température interne. Dès que celle-ci dépasse une valeur limite prédéfinie, la résistance de la sonde augmente brusquement. Cette variation est ensuite interprétée par un dispositif électronique, qui la transforme en signal d'alarme ou en ordre de déclenchement pour protéger le transformateur.[43]
- ✓ **Estimation par image thermique** : Certains systèmes permettent d'estimer l'échauffement des enroulements en se basant sur la mesure du courant, tout en utilisant un modèle mathématique appelé « image thermique », qui reproduit de manière réaliste le comportement et l'inertie thermique du transformateur. Utilisant la modélisation thermique I^2 t. cette méthode est utiliser dans la protection du transformateur 15KV/400KV de cycle combine Mostaganem.[52]

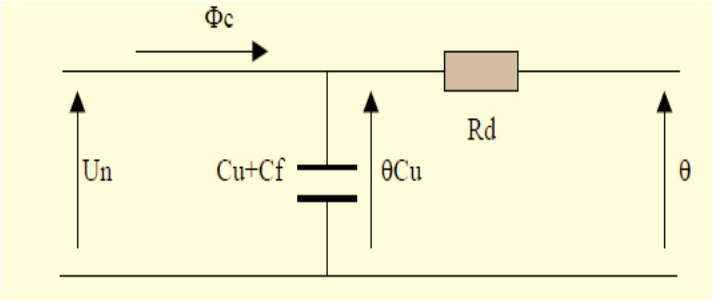


Figure (III.21) : schéma de l'image thermique

Flux de chaleur par effet joule :

$$\Phi c = f(i^2) \times t \qquad \text{(III.1)}$$

Capacité calorifique moyenne (Cuivre + Fer) :

$$Cu+Cf \qquad \text{(III.2)}$$

Résistance de fuite thermique moyenne : isolant + milieu ambiant (air ou fluide).

$$Rd$$

L'échauffement est de la forme :

$$\theta = \theta m(1 - e^{\frac{-t}{Te}}) \times (\frac{I}{In})^{2} \qquad \text{(III.3)}$$

- ✓ Dans lequel :

θ = température à l'instant t.
θm = température maximale nominale (lorsque I = In en permanence).
t = temps de calcul.
Te = constante de temps thermique à l'échauffement.
I = courant à l'instant t.
In = courant nominal du transformateur.

III-2-3-1-Equation Thermique

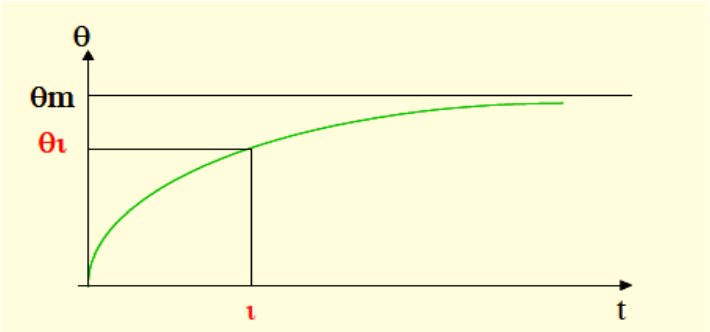


Figure (III.22) : courbe de l'équation thermique

τ= constante de temps du transformateur (en s).
θ_m = température maximum après stabilisation des échanges thermiques (en °).
G = Poids de la pièce (en kg).
P = Puissance dépensée (en w).

$$\begin{cases} \theta = \theta m \times (1 - e^{\frac{-t}{\tau}}) \\ \theta\tau = 0.632\ \theta m \\ \tau = \frac{417 \times G \times \theta m}{P} \end{cases} \quad \text{(III.4)}$$

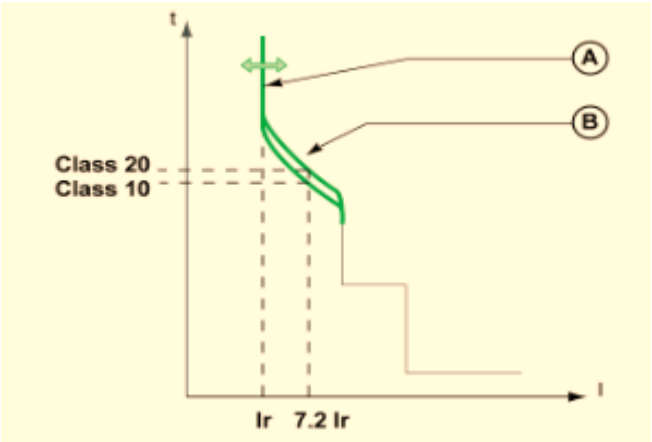


Figure (III. 23) : courbe de déclanchement [38]

Tableau (III. 2) : Description de la courbe de déclanchement selon la norme IEC 60947 [38]

Elément	Paramétré	Description
A	i_r	Seuil de déclanchement de la protection contre les surcharges
B	Classe	La class selon la norme (IEC 60947-4-1)

III-2-4-Protection par température maximale d'huile (63)

Cette protection constitue un élément essentiel pour garantir à la fois la sécurité de fonctionnement et la durée de vie des transformateurs immergés dans l'huile

III-2-4-1- Organisation de la protection

La surveillance de la température du diélectrique est assurée par deux thermostats indépendants et réglables. Ceux-ci sont généralement installés dans des « doigts de gant » placés sur le couvercle du transformateur, afin d'être en contact direct avec la zone d'huile la plus chaude [42]

Premier thermostat (alarme) : il sert à avertir l'exploitant que le transformateur fonctionne à une charge proche de sa puissance nominale ou qu'il présente un échauffement anormal.

Second thermostat (déclenchement) : il a pour fonction de protéger le transformateur en interrompant son fonctionnement lorsque la température dépasse la limite maximale fixée par le constructeur, afin d'éviter toute dégradation irréversible des matériaux isolants.

Seuils de réglage types :

Alarme : généralement réglée entre 85 °C et 95 °C, avec une valeur nominale courante autour de 90 °C.

Déclenchement : généralement réglé entre 95 °C et 110 °C, avec des seuils usuels situés autour de 100 °C à 105 °C.

III-2-5-Protection de défaut à la terre côté MT (64T)

Il s'agit principalement d'une mesure destinée à prévenir les dommages causés par les surtensions sur les transformateurs.

Lorsque le disjoncteur d'un transformateur alimenté par l'autre extrémité n'est pas totalement ouvert ou fermé, plusieurs risques apparaissent si le point neutre n'est pas mis à la terre :

La tension entre le neutre et la terre côté alimentation peut atteindre la tension de phase, ce qui risque d'endommager l'isolation du transformateur.

La présence de capacités entre les enroulements haute et moyenne tension peut entraîner le transfert de surtensions de la haute tension vers la basse tension.

Le couplage capacitif entre les enroulements peut également provoquer des surtensions de résonance côté basse tension, susceptibles de détériorer l'isolation.[43]

III-2-6-Protection de réserve par maximum de courant 51 TP

La protection de réserve par maximum de courant 51TP constitue une fonction complémentaire essentielle dans la protection des transformateurs. Elle est destinée à assurer la continuité de la protection en cas un problème de la protection principale (telle que la protection différentielle 87T).

Cette protection doit être appliquée sur les trois phases pour garantir une détection complète des surintensités. Elle repose sur une caractéristique indépendante, ce qui signifie que le déclanchement intervient après un délai fixe dès que le courant dépasse le seuil réglé, indépendamment de l'amplitude du courant de défaut.[51]

Le fonctionnement de cette protection est important lorsque le disjoncteur associé à l'alternateur est déjà ouvert. Dans ce cas, la protection 51TP agit comme une sécurité de secours assurant l'élimination des défauts que les autres protections n'auraient pas isolés.

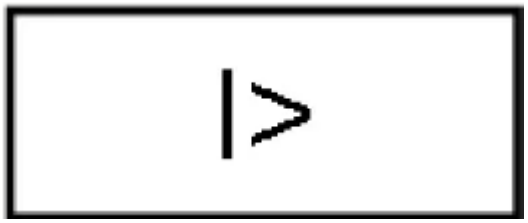


Figure (III. 24) : symbole de protection 51T

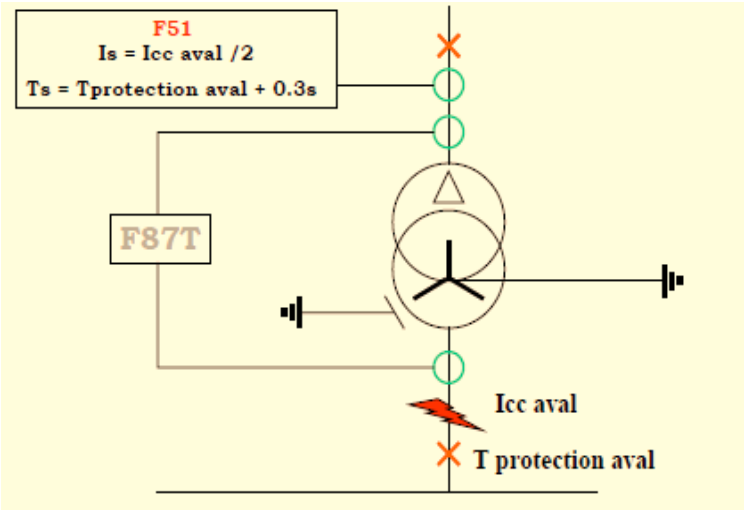


Figure (III.25) : La protection 51T [52]

III-2-6-1-Paramétre de réglage du relais 51TP

- ✓ **Plage de réglage du courant (pickup current)**
  C'est la valeur minimale du courant à partir de laquelle la protection commence à fonctionner. Ce seuil doit être choisi de manière à éviter les déclanchements intempestifs en régime normal ou en surcharge admissible, tout en restant suffisamment sensible pour détecter les défauts
- ✓ **Plage de réglage du temps (time delay)**
  Il s'agit du temp de temporisation avant déclanchement. Dans le cas d'une caractéristique à temps indépendant, ce délai est constant

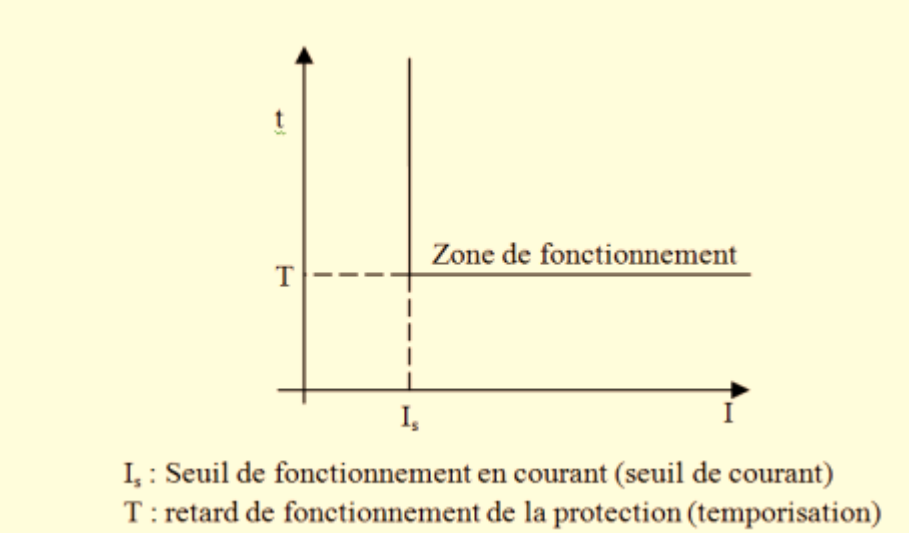


Figure (III. 26) : Protection maximum courant à temp indépendant

III-2-6-2-Exemple

On considère un transformateur de puissance Sn=1 MVA, de tension nominale Un = 20 kV, et d'une tension de courte circuit Ucc = 8 % alimenté par un réseau de puissance de court-circuit Minimum Scc = 250 MVA, le transformateur est associé à un transformateur de courant de rapport de TC = 30/1 A.

Calcul du courant de court-circuit secondaire :

1-L'Impédance équivalente maximale du source (Réseau) est donné par :

$$Zdsmaxi = \frac{20^2}{250} = 1.6\Omega \qquad \text{(III.5)}$$

Cette impédance représente la limitation du courant de défaut imposée par le réseau.

2-Impédance directe du transformateur : est déduite de sa tension de court-circuit :

$$Zdtr = 0.08 \times (\frac{20^2}{1}) = 32\Omega \qquad \text{(III.6)}$$

Cette impédance est la contribution interne du transformateur à la limitation du courant de court-circuit.

3-Impédance directe totale :

vue du point de défaut est la somme des impédances du réseau et du transformateur

$$Zdt = Zdsmaxi + Zdtr = 1.6 + 32 = 33.6\ \Omega \qquad \text{(III.7)}$$

4-Courant de court-circuit :

le courant de court circuit coté 20KV est alors déterminé par la loi d'ohm en régime triphasé

$$Icc\ secondaire\ (valeur\ 20\ kV) = .\frac{20}{(\sqrt{3}\times 3.66)} = 344\ A \qquad \text{(III.8)}$$

Ce courant représente le courant maximal susceptible de circuler en cas de défaut franc au secondaire du transformateur.

5-Courant nominal primaire :

le courant nominal coté primaire est donné par :

$$In = .\frac{1000}{\sqrt{3}\times 20} = 28.87\ A \qquad \text{(III.9)}$$

6-Niveau de sévérité du défaut

On exprime ensuite le courant de court-circuit en multiple du courant nominal afin d'évaluer la sévérité du défaut :

$$Icc = \frac{344}{28.87} = 11.9\ In \qquad \text{(III.10)}$$

Cela signifie que le courant de défaut est environ 12 fois supérieur au courant nominal du transformateur.

7-Réglage du seuil de court-circuit :

Afin d'assurer un déclanchement correct tout en évitant les déclanchements intempestifs, le seuil de la protection est choisi avec un coefficient de sécurité :

$$Ir = 11.9 \times 0.5 = 6\ In \qquad \text{(III.11)}$$

Ce réglage permet de garantir que la protection réagit uniquement en cas de défaut réel

8-Réglage de temporisation :

La temporisation sera celle de l'arrivée BT (temporisation de la protection immédiatement en aval) majorée d'un écart sélectif de 0.3 s

$$t = t_{BT} + 0.3s. \qquad \text{(III.12)}$$

Cet exemple met en évidence la démarche de calcule du courant de court-circuit à partir des paramètres de réseau et du transformateur. Il permet de déterminer les réglages de protection, notamment le seuil de déclanchement et la temporisation.

III-2-7-Protection différentielle du Transformateur 87T

La protection principale des transformateurs de puissance est la protection différentielle (AINSI 87T). Elle consiste à comparer les courants au primaire et au secondaire du transformateur, en tenant compte du rapport de transformation ainsi que du déphasage entre les enroulements. En cas d'écart significatif entre ces courants, interprété comme un courant différentiel, la protection ordonne le déclanchement.

Pour garantir la stabilité lors des défauts externes à la zone protégée, on utilise une caractéristique dite à pourcentage. Dans ce cas, le seuil de déclanchement n'est pas fixe il dépend du courant traversant le transformateur, appelé courant de polarisation. Ainsi plus ce courant est élevé plus le seuil de courant différentiel augmente, ce qui évite les déclanchements intempestifs.

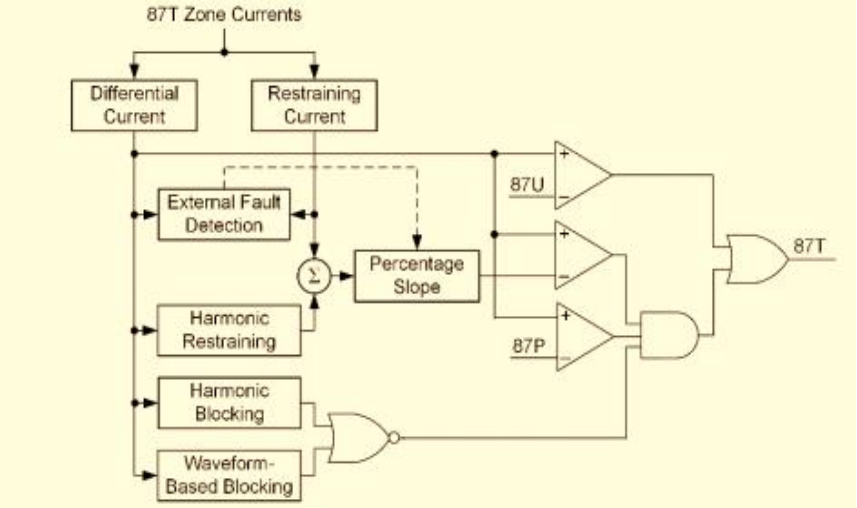


Figure (III.27) : Diagram logique des éléments simple 87T [46]

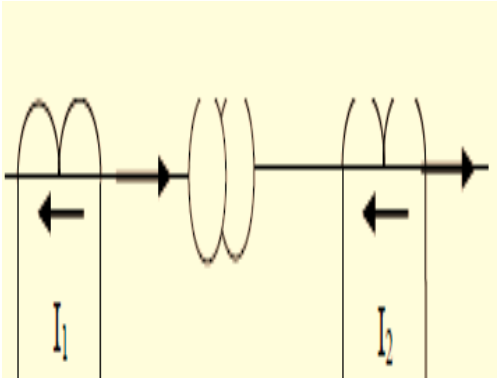


Figure (III.28) : schéma d'une protection différentielle

III-2-7-1-Exigence de la protection différentielle du transformateur 15KV/400KV[51]

- ✓ Une protection différentielle doit être appliquée aux trois phases du transformateur afin de garantir une détection complète et fiable de tous les types de défauts internes, qu'ils soient monophasés,

biphasés ou triphasés. Cette configuration triphasée assure une surveillance continue de l'ensemble du transformateur et améliore la sensibilité du système de protection.

- ✓ Par ailleurs, il est exigé que cette protection soit de type à faible impédance ce choix technologique permet d'obtenir une réponse rapide et précise. Les relais à faible impédance sont aujourd'hui largement utilisés dans les protections numériques modernes en raison de leur robustesse et de leur flexibilité de réglage.
- ✓ La protection doit également intégrer une caractéristique à pentes réglables (souvent appelée pourcentage différentiel). Cela signifie que le seuil de déclenchement du courant différentiel n'est pas constant, mais dépend du courant de polarisation (courant traversant le transformateur).Les différentes pentes (Slope 1, Slope 2…..etc.) permettent d'adapter le comportement du relais : une pente faible assure une grande sensibilité aux défauts internes faibles
- ✓ La protection doit être instantanée :il ne doit pas introduire de temporisation intentionnelle lors de la détection d'un défaut interne. Dès que le courant différentiel dépasse le seuil défini par la caractéristique, le relai envoi immédiatement l'ordre de déclanchement. Cette rapidité d'action est essentielle pour limiter les dommages et réduire les contraintes thermiques et mécaniques sur le transformateur, et assure la continuité de service.

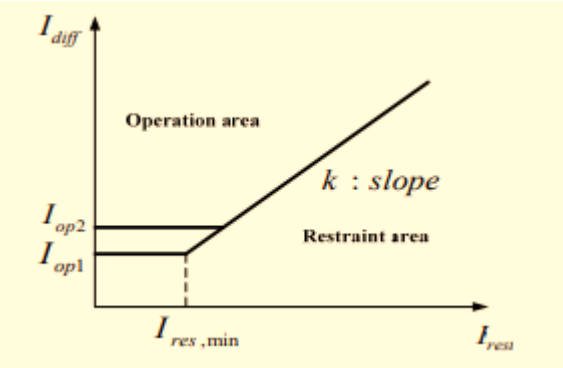


Figure (III.29) : courbe de pourcentage d'un relai différentiel

III-2-7-3-Caractéristique de la protection différentielle à pourcentage 87T [45]

Les transformateurs de puissance d'une puissance supérieure à 10 MVA sont généralement protégés par un relais différentiel à pourcentage (87T), afin de détecter et d'éliminer les courts-circuits internes. Ce type de relais offre une protection efficace contre les défauts à la terre ainsi que les défauts entre phases, notamment pour les transformateurs à deux ou trois enroulements.

Le relais 87T intègre une unité de retenue harmonique supplémentaire, utilisée pour empêcher les déclenchements intempestifs lors des phénomènes d'appel de courant magnétisant (inrush), qui apparaissent lors de la mise sous tension du transformateur. Il dispose également de prises d'adaptation (taps) permettant l'ajustement du rapport de transformation. L'unité de retenue par seconde harmonique est généralement calibrée en usine à environ 15 %, mais cette valeur peut être ajustée si nécessaire.

En complément, une unité instantanée non restreinte est prévue. Celle-ci fonctionne uniquement sur la base de l'amplitude du courant différentiel et sert de protection de secours au dispositif différentiel à pourcentage. Son seuil de fonctionnement est réglable typiquement entre 8 et 20 fois le courant nominal.

La caractéristique du relais différentiel à pourcentage est illustrée à la Figure 1. Dans certains cas, le courant différentiel mesuré peut être erroné (faux courant différentiel), ce qui peut entraîner un déclenchement injustifié. Ces situations peuvent se produire lors de l'aimantation du transformateur à la mise sous tension, en cas de surexcitation, après l'élimination d'un défaut, ou encore en présence de saturation des transformateurs de courant (TC).

Cependant, des algorithmes avancés ont été développés récemment pour limiter ces déclenchements intempestifs. Des techniques telles que l'analyse en composantes principales, la logique floue et les réseaux de neurones artificiels ont contribué à améliorer la performance de ces relais.
Les principaux paramètres de cette caractéristique sont définis comme suit :

- ✓ **Idiff** : amplitude de la composante fondamentale (50 Hz) du courant différentiel
- ✓ **Ires** : amplitude de la composante fondamentale (50 Hz) du courant de retenue (polarisation)
- ✓ **Iop1** : courant minimal de fonctionnement
- ✓ **Iop2** : courant minimal de fonctionnement ajusté
- ✓ **Ires,min** : courant minimal de retenue
- ✓ **k** : pente de la caractéristique (généralement 10 %, 20 % ou 40 %)

III-2-7-4- Principe de fonctionnement du relais différentiel (87T)

Pour chaque phase du transformateur (A, B ou C), le relais différentiel compare les courants mesurés au primaire et au secondaire, après adaptation par le rapport de transformation. Deux grandeurs fondamentales sont ainsi définies : le courant différentiel et le courant de retenue.
Le courant différentiel correspond à la différence vectorielle entre le courant primaire et le courant secondaire ramené au même référentiel :

$$I_{diff,\varphi}=I_{1,\varphi}-nI_{2,\varphi} \qquad \text{(III.13)}$$

Le courant de retenue (ou de polarisation) est quant à lui défini comme la moyenne des amplitudes des courants en présence :

$$I_{res,\varphi}=2I_{1,\varphi}+nI_{2,\varphi} \qquad \text{(III.14)}$$

Où :

- ✓ $I_{1,\varphi}$ représente le courant au primaire pour la phase considérée,
- ✓ $nI_{2,\varphi}$ correspond au courant secondaire ramené au primaire via le rapport de transformation,
- ✓ φ désigne la phase (A, B ou C).

III-2-7-4-1-Condition de fonctionnement du relais

Le principe du relais différentiel à pourcentage repose sur le fait que le déclenchement n'est autorisé que lorsque le courant différentiel dépasse un seuil dépendant du courant de retenue. Cela permet d'éviter les déclenchements intempestifs lors des défauts externes ou des phénomènes transitoires.
Le fonctionnement du relais est régi par deux conditions :

$$\begin{cases} I_{diff} \geq I_{op1} \\ I_{diff} \geq k(I_{res}-I_{res,min})+I_{op1} \end{cases}$$

- ✓ La première condition impose un seuil minimal de fonctionnement Iop1, qui garantit que le relais ne réagit pas aux faibles perturbations.
- ✓ La seconde condition introduit une caractéristique à pente (k), assurant que le seuil de déclenchement augmente avec le courant de retenue, ce qui améliore la stabilité du système.

III-2-7-4-2-Choix du seuil minimal Iop1

Le seuil minimal de déclenchement Iop1 doit être déterminé avec soin. Il dépend principalement :
du courant d'aimantation du transformateur,
des déséquilibres dus au changement de prises en charge (on-load tap changer), ainsi que des erreurs de mesure des transformateurs de courant. Une estimation de ce seuil peut être obtenue par la relation suivante :

$$I_{op1}=(k/(1+k))\cdot R\cdot T \qquad \text{(III.15)}$$

Où :

- ✓ R est le réglage du courant minimal de retenue (généralement compris entre 1 et 3),

- ✓ T représente le courant de réglage (tap) exprimé en ampères,
- ✓ k correspond à la pente de la caractéristique.

III-2-7-5-Exemple de calcule pour choisir un CT

utilisant les donnes de l'un des transformateurs de cycle combiné Mostaganem

On considère un transformateur de puissance Sn=296 MVA, de tension Primaire V1=15kV , et d'une tension secondaire V2=400kV
Avec l'impédance du 13%

S=296MVA
V1=15kV (primaire)
V2=400kV (secondaire)
Impédance : Z=13%

1. **On utilise la relation**

$I=S/(\sqrt{3}\times V)$ pour calculer les courants

Côté primaire (15 kV)

$I1=(296\times10^6)/(\sqrt{3}\times15\times10^3)\approx11390A$

Côté secondaire (400 kV)

$I2=(296\times10^6)/(\sqrt{3}\times400\times10^3)\approx427A$

2. **Choix des transformateurs de courant (CT)**

Côté 15 kV

Courant ≈ **11390 A**
On choisit un CT standard proche : **12000 / 5 A**

Côté 400 kV

Courant ≈ **427 A**
CT: **500 / 5 A**

3. **Vérification de l'adaptation au relais**

Primaire :
$Isec1=(11390/12000)\times5\approx4.75A$
Secondaire :
$Isec2=(427/500)\times5\approx4.27A$
Tap ≈ **4.8 : 5**
Choix des pentes (Slope)
Slope 1 = 20%
Slope 2 = 40%

4. **Calcul du courant minimum de déclenchement**

On utilise :

$Iop1=\left(\frac{K}{(1+K)}\right)\times R\times T$

Choix des paramètres :
k=0.2 (20%)
R=1.5
T=5A
Calcul :

$Iop1=\left(\frac{0.2}{1+0.2}\right)\times1.5\times5\approx1.25\ A$

Donc Le dimensionnement de la protection différentielle du transformateur 296 MVA (15/400 kV) a permis de déterminer :

- ✓ Courants nominaux : **11390 A / 427 A**
- ✓ Transformateurs de courant : **12000/5 A et 500/5 A**
- ✓ Réglages des pentes : **20% et 40%**
- ✓ Courant minimal de déclenchement : ≈ **1.25 A**

III-2-7-6-Detection des harmoniques 2 et 5

Lors de la mise sous tension d'un transformateur, que ce soit à vide ou en charge, un courant d'appel très élevé apparait du coté ou s'effectue l'enclenchement. Ce courant peut atteindre des valeurs importantes, souvent supérieur aux seuils de la protection différentielle, ce qui pourrai entrainer un déclenchement injustifié.

Cependant, ce courant d'appel possède une caractéristique particulière : il contient une proportion élevée d'harmonique 2, qui est typique des phénomènes d'aimantation du transformateur. En pratique, cette composante harmonique peut dépasser 50% du courant fondamental.

Pour éviter toute confusion entre un défaut réel et ce phénomène transitoire normal, la protection différentielle intègre un mécanisme de blocage basé sur la détection de l'harmonique 2. Lorsque le taux de cette harmonique dépasse un certain seuil, le déclanchement est inhibé. En général, un réglage de l'ordre de 20% du courant différentiel est recommandé pour assurer un bon compromis entre sécurité et sensibilité

Grace à cette méthode il permet de garantir que la protection ne réagit pas aux conditions normales d'exploitation, tout en restant efficace face aux véritables défauts internes.[52]

III-3-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principaux défauts susceptibles d'affecter les transformateurs élévateurs ainsi que les différentes protections mises en œuvre afin d'assurer sa sécurité et sa continuité de fonctionnement. Les défaillances étudiées, qu'elles soient électriques, mécaniques ou liées à l'isolement, peuvent avoir des conséquences importantes sur la fiabilité du réseau et sur l'intégrité du transformateur.

Afin de limiter les risques de détérioration et d'assurer une détection rapide des anomalies, plusieurs dispositifs de protection ont été étudiés, notamment le relai Buchholz, la protection 87T, la protection 51T, la protection 49T, la protection 63T, la protection 64T et la protection 50BF

A travers Cette étude, nous avons compris que chaque type de défaut peuvent entrainer des surintensités importantes et des échauffements dangereux pour l'équipement. Donc nous avons retenu que la coordination et le bon réglage de ces protections sont essentiels afin d'assurer la sélectivité, d'éviter les déclanchements intempestifs et garantir la protection efficace du transformateur

L'ensemble de ces protections joue un rôle complémentaire dans la surveillance et la sécurisation du transformateur élévateur .Toutefois, dans les installations modernes , ces différentes fonctions sont généralement regroupées au sein d'un relais numérique multifonction .Ainsi, Le chapitre suivant sera consacré à l'étude du relais numérique ***MULTIN T60T*** de ***GE VERNOVA*** , utilisé pour assurer la protection complète du transformateur à travers l'intégration de l'ensemble des fonctions précédemment étudiées . Une modélisation et simulation de ce relais seront également réalisées à l'aide du logiciel ETAP afin d'analyser son comportement et vérifier l'efficacité des protections appliquées au transformateur élévateur 15KV/400KV

Chapitre IV
Simulation et interprétation des résultats

IV-1-Introduction

Au fil de l'évolution des postes électriques, les systèmes de protection, de commande et de mesure ont connu d'importance transformations technologiques. Dans un premier temps, ces fonctions étaient assurées par des dispositifs électromécaniques, ensuite remplacé progressivement par des équipements analogiques. Bien que ces technologies aient permis d'assurer la protection des installations, elles nécessitent un grand nombre de câbles et d'équipement auxiliaires, ce qui rendait leur mise en œuvre couteuse et complexe.

L'apparition des relais numériques a marqué une avancée importante dans ce domaine. Contrairement aux anciennes technologies, ces équipements permettent de regrouper plusieurs fonctions de protection, de contrôle et de mesure dans un seul appareil. Cette intégration a contribué à simplifier les installations, à réduire le câblage et à diminuer les couts d'exploitation et de maintenance.

Ces dispositifs modernes, appelés **IED** (Intelligent electronic devices), disposent également de capacités de commination avancées, il permettant d'échanger rapidement des données avec les systèmes de supervision et de contrôle. Grace à cette évolution, il est désormais possible d'améliorer la fiabilité des réseaux électriques, d'optimiser la qualité de service et de facilite la gestion des postes électriques.

Parmi les solutions les plus utiliser dans ce domaine, le relais numérique T60 de *GE VERNOVA* se distingue par sa capacité à intégrer plusieurs fonctions de la protection du transformateur au sein d'un même équipement. Le relais T60 est utiliser au sein de la centrale a cycle combiné de Mostaganem 1400 MW pour assurer la protection du transformateur élévateur 15KV/400KV.

Dans ce chapitre, nous présentons l'étude du relais GE MULTILIN T60T en décrivant sa structure ainsi que son principe de fonctionnement. Nous analysons ensuite les calculs de compensation des transformateurs de courant (TC) et les paramètres de réglage des différentes protections associées au transformateur. Par la suite nous examinons les essais d'injection secondaire réaliser par les ingénieurs de *General electric* a l'aide de logiciel ENERVISTA et l'appareille d'injection CMS. Afin de vérifier le bon fonctionnement du relais. Enfin nous réaliserons la modélisation de la protection du transformateur par le relais GE MULTILIN T60T, en utilisant logiciel ETAP, cette modélisation nous permettant de comparer notre résultat de simulation avec les calculs de l'entreprise ainsi qu'avec ceux obtenu lors des essais d'injection secondaire.

IV-1-1-Définition du relais *GE MULTILIN T60T*

Le GE T60 transformer protection system est un relais numérique intelligent destiner à la protection des transformateurs de puissance triphasé dans les installations électriques haute tension. il est conçu pour assurer une protection fiable des transformateurs de différentes puissances, grâce à l'intégration de plusieurs fonctions de protection, de mesure et de supervision au sein d'un seul équipement.

Sa fonction principale repose sur la protection différentielle, qui constitue la méthode la plus efficace pour détecter les défauts internes du transformateur. En complément, ce relais intègre d'autre fonctions qui ont regroupé dans le tableau (IV.1) telles que la protection contre les surintensités, les défauts de terre, les surtensions que la surveillance de la fréquence et des harmoniques.

Tableau (IV.1) : Les différentes fonctions de protection dans le relais T60

Code ANSI	Fonction
21G	Protection de distance de terre
21P	Protection de distance de phase
24	Protection volts/hertz (surfluxage)
25	Controle de synchronisme
27P	Sous-tension de phase
27X	Sous-tension auxilere
49	Protection thermique (RTD)
50/87	Protection Surintensité différentielle instantanée
50BF	Protection e defiance disjoncteur
50G	Protection Surintensité instantanée de terre
50N	Protection Surintensité instantanée du neutre
50P	Protection Surintensité instantanée de phase
51G	Protection Surintensité temporisée de terre
51N	Protection Surintensité temporisé de neutre
51P	Protection Surintensité temporisé de phase
59N	Protection Surtension de neutre
59 P	Protection Surtension de de phase
59X	Protection Surtension auxiliaire
67N	Protection Surintensité de terre
67P	Protection Directionnel de surintensité de phase
68	Protection Oscillations de puissance
78	Protection Perte synchronisme
81O	Protection Surfréquence
81U	Protection Sous fréquence
87G	Protection Différentielle du générateur
87T	Protection Différentielle du transformateur

IV-1-2-Principe de fonctionnement du relais T60

Le *GE MULTILIN T60* transformer protection système est un relais numérique de protection conçu pour surveiller en permanence l'état de fonctionnement d'un transformateur de puissance et détecter rapidement les défauts électriques pouvant l'endommager. Son principe de fonctionnement repose sur l'acquisition et le traitement des signaux provenant des transformateurs de courant Tc et des transformateurs de tension TT installés autour du transformateur comme illustré dans la figure présentée en ANNEXE (IV.1).

Le relais récit les courant mesurés sur les côtes primaire et secondaire du transformateur puis effectue une comparaison entre ces valeurs après compensation interne du rapporte de transformation, du déphasage et du couplage des enroulement. Cette fonction permet d'assure la protection différentielle, qui constitue la protection principale du transformateur. En fonctionnement normale la somme vectorielle des courant d'entrée et de sortie reste équilibrée. En cas de défaut interne une différence significative apparait entre ces courant, ce qui provoque l'action du relais et l'envoi d'un ordre de déclanchement au disjoncteur

En plus la protection différentielle (fonction ANSI 87T) le T60 intègre plusieurs fonctions complémentaires telles que la protection contre les surintensités, les défauts de terre, la surcharge thermique, les surtensions et les anomalies de fréquence. Il assure également la surveillance continue des grandeurs électriques comme le courant, la tension, la puissance et la fréquence.

Grace à son architecture à microprocesseur, le relais analyse les données en temps réel, enregistre les événement et défaut ; puis transmet les informations vers les systèmes de supervision via le logiciel ENERVISTA UR Setup ou les protocoles de communication industriels.

Dans la centrale de Mostaganem, il est utilisé pour protéger le transformateur élévateur 15/400 KV en garantissant une détection rapide et faible des défaut internes. [57]

Tableau (IV.2) : Les Tests du relais T60 [57]

TEST	NORME DE RÉFÉRENCE	NIVEAU DE TEST
Tenue à la tension diélectrique	EN60255-5	2.2 kV
Tenue à la tension impulsionnelle	EN60255-5	5 kV
Oscillation amortie	IEC61000-4-18 / IEC60255-22-1	2.5 kV CM, 1 kV DM
Décharge électrostatique	EN61000-4-2 / IEC60255-22-2	Niveau 3
Immunité RF	EN61000-4-3 / IEC60255-22-3	Niveau 3
Perturbation transitoire rapide	EN61000-4-4 / IEC60255-22-4	Classe A et B
Immunité aux surtensions	EN61000-4-5 / IEC60255-22-5	Niveau 3 et 4
Immunité RF conduite	EN61000-4-6 / IEC60255-22-6	Niveau 3
Immunité à la fréquence industrielle	EN61000-4-7 / IEC60255-22-7	Classe A et B
Interruption de tension et ondulation DC	IEC60255-11	12% ondulation, interruptions 200 ms
Émissions rayonnées et conduites	CISPR11 / CISPR22 / IEC60255-25	Classe A
Vibration sinusoïdale	IEC60255-21-1	Classe 1
Chocs et secousses	IEC60255-21-2	Classe 1
Sismique	IEC60255-21-3	Classe 1
Immunité magnétique de puissance	IEC61000-4-8	Niveau 5
Immunité magnétique impulsionnelle	IEC61000-4-9	Niveau 4
Immunité magnétique amortie	IEC61000-4-10	Niveau 4
Creux de tension et interruption	IEC61000-4-11	0, 40, 70, 80% creux ; interruptions 250 /300 cycles
RF conduite, 0 à 150 kHz	IEC61000-4-16	Niveau 4
Ondulation de tension	IEC61000-4-17	15% ondulation
Protection contre les intrusions	IEC60529	IP40 avant, IP10 arrière
Froid	IEC60068-2-1	-40°C pendant 16 heures
Chaud	IEC60068-2-2	85°C pendant 16 heures
Humidité	IEC60068-2-30	6 jours, variante 1
Oscillation amortie	IEEE/ANSI C37.90.1	2.5 kV, 1 MHz
Immunité RF	IEEE/ANSI C37.90.2	20 V/m, 80 MHz à 1 GHz
Sécurité	UL508	e83849 NKCR
Sécurité	UL C22.2-14	e83849 NKCR7
Sécurité	UL1053	e83849 NKCR

IV -1-3- Face du Relais T60

Type Unité horizontales

Relais de protection T60 pour transformateur est conçu pour un montage horizontal sur rack de 19 pouces et possède une face avant amovible selon les besoins, cette face avant peut être commandé en version standard ou en version améliorée intégrant des boutions programmables et des voyants LED supplémentaires.

Grâce à son architecture modulaire, le relais peut être facilement entretenu, réparé ou mis à niveau par un personnel qualifié la. Face avant montée sur charnières, facilite l'accès ou modules internes amovibles et peut être retirée afin de permettre l'installation dans des espaces ayant une profondeur arrière réduite.

Le constructeur fournit les dimensions du boitier ainsi que les informations nécessaires pour la découpe du panneau de montage. Lors de l'installation, il est important de laisser un espace suffisant afin de permettre l'ouverture correcte de face avant sans contact avec les équipements voisins.

Le T60 doit être monté de façon semi-encastrée dans le panneau ou la porte du tableau électrique pour assurer un accès facile au clavier de commande et à la porte de communication RS232. La fixation de de l'appareil est réaliser à l'aide de quatre vis fournies avec le relais

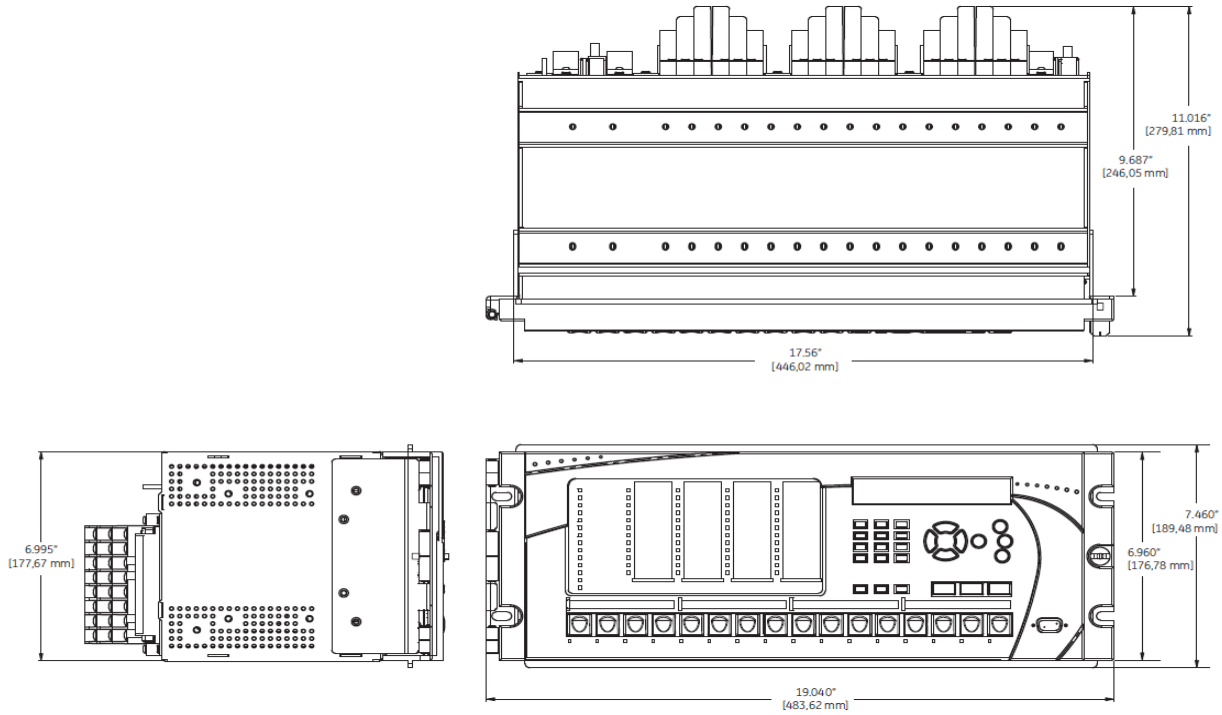


Figure (IV.1) dimensions horizontales t60 (panneau amélioré)

La face avant du *GE MULTILIN T60* représente une interface locale permettant l'exploitation et la supervision directe du relais. La seconde interface disponible pour la configuration et le paramétrage et le logiciel ENERVISTA UR setup.

Elle équiper de plusieurs éléments de commande et d'affichage, notamment des indicateurs LED, un port de communication RS232, un clavier de navigation, un écran LCD ainsi que des boutons de contrôle. Selon la version choisie, elle peut également intégrer des touches programmables destinées à des fonctions spécifiques définis par l'utilisateur

Figure (IV. 2) : Face avant Horizontale améliorée du relais

IV -1-4-L'emplacement du relais T60T

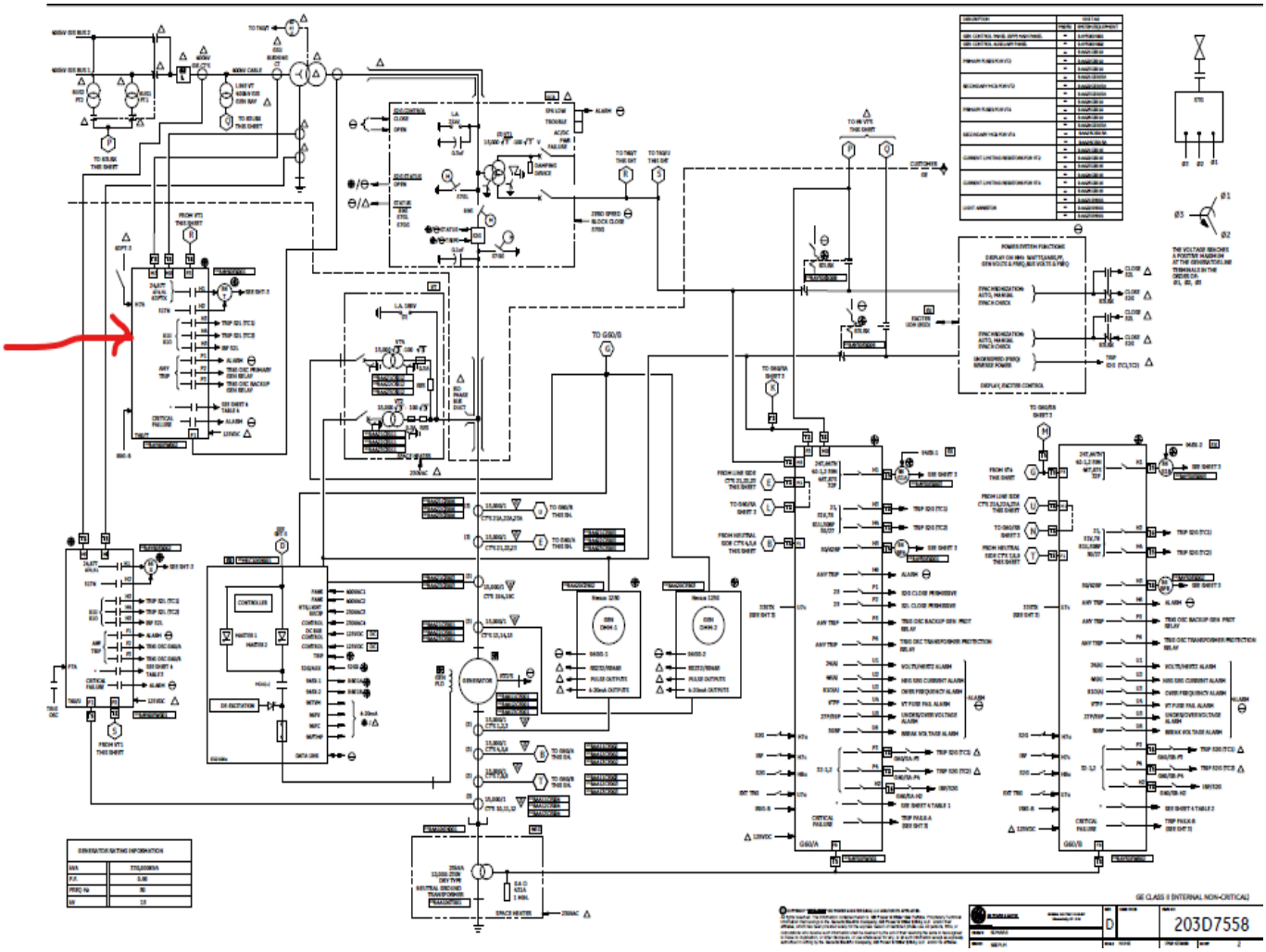


Figure (IV. 3) : schéma unifilaire

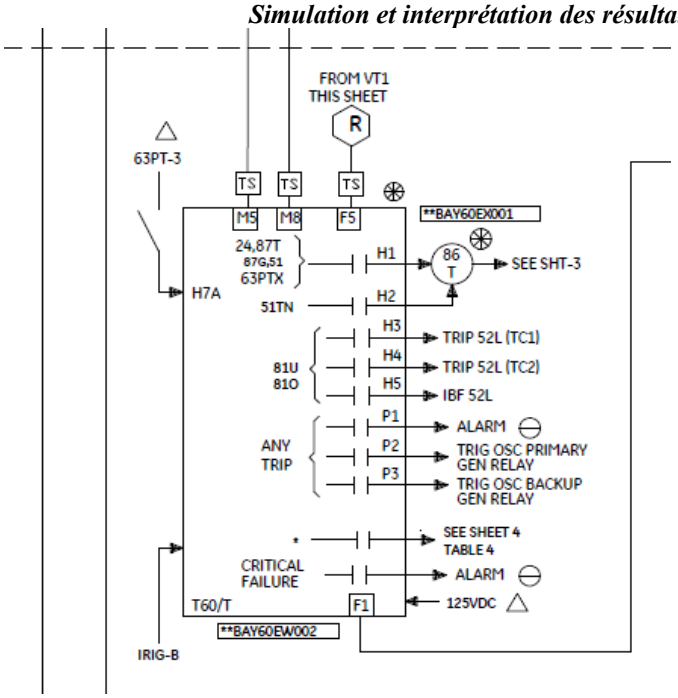


Figure (IV. 4) : Zoom sur le relais T60T Dans le schéma unifilaire

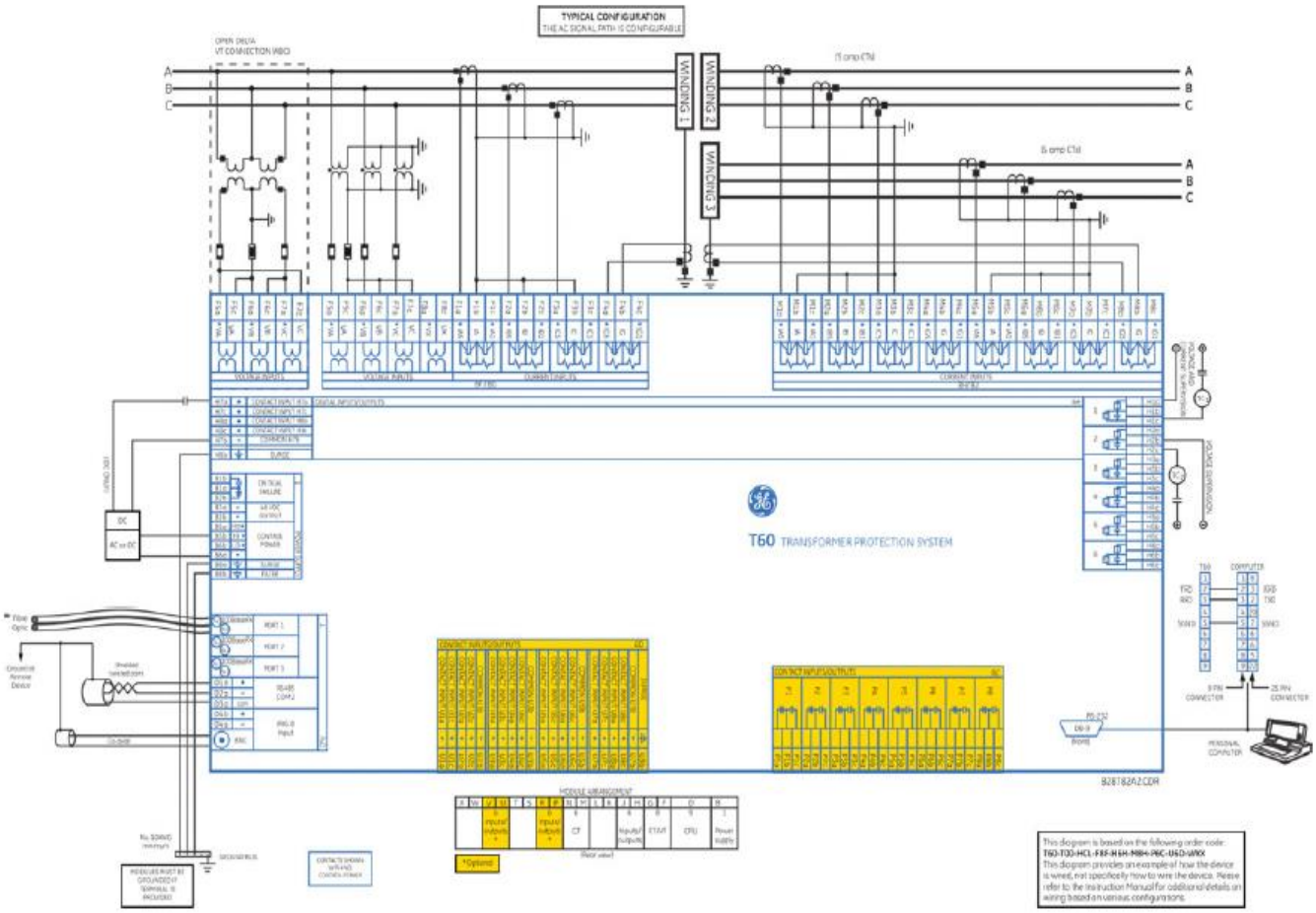


Figure (IV.5) : Schéma du câblage typique

IV-2-La modélisation du transformateur élévateur 15KV/400KV

Pour la présente étude, Nous avons choisi l'un des transformateurs de la centrale à cycle combiné comme cas d'application pour la modélisation et l'analyse. Il s'agit du transformateur TAV, associé au générateur de vapeur, sur lequel nous allons étudier le fonctionnement du relais de protection *GE MULTILIN T60*. Les principales caractéristiques techniques de ce transformateur sont présentées ci-après :

Transformateur : Coté secondaire 400 kV (THT) coté primaire 15kV (MT) la puissance apparente totale

352 MVAT couplage YNd11

IV-2-1-Données du Relais

Le relais de protection utiliser dans cette étude est de type *GE MULTILIN T6OT* modèle T60-N04-HDH-F8M-H6P-M8N-P6P-U6P-WXX d'un pourcent différentiel du 0.05 à 1x5A dans 0.01 steps est configuré avec deux pentes de fonctionnement : premier pente (slope 1) est réglable entre 15% et 100%, tandis que la seconde (slope 2) varie entre 50 % et 100%. Les seuils de transition correspondants sont définis par Break 1, compris entre 1 et 2 et Break 2, compris entre 2 et 30

IV-2-2- Données du transformateur de courant TC

Concernant le transformateur de courant associés au transformateur (GSU), le coté Moyenne tension (15 KV) est équipée d'un transformateur de courant de phase ayant u rapport de 15000/1 A, connecté à l'enroulement W1 et référencé comme SRC1. Du coté Très Haute tension (400 KV), les transformateurs de courant de phase sont configurés avec un rapport de 600/1 A, raccordé à l'enroulement W2 et identifiés sous la référence SRC2. De plus, un transformateur de courant de neutre est également installé sur le côté très haute tension avec un rapport identique de 600/1 A, assurant la mesure du courant de neutre pour la détection des défauts a la terre

IV-2-3- Paramètres de la protection différentielle 87T

La fonction de protection différentielle 87T utilise des valeurs de courant compensées en interne par le relais *GE MULTILIN T6OT*. Le courant différentiel réglé (I_{DIFF}) est défini par la somme des courants des enroulements F_1 et M_5 :

$$I_{DIFF} = IF_1 + IM_5. \qquad (IV.1)$$

La fonction différentielle instantanée agit en cas de défauts situés à l'intérieur de la zone de protection différentielle du transformateur. La fonction 87T est bloquée par la fonction adaptative moyenne d'inhibition du courant d'appel magnétisant basée dur la 2eme harmonique, ainsi que par la fonction d'inhibition de la surexcitation basée sur la 5eme harmonique

IV-2-3-1- La compensation en amplitude

Les calculs de compensation en amplitude ont été fournis par *GENERAL ELECTRIC* sont présentés comme suit :

Prenons l'enroulement de référence F_1

IF_1 = (MVAT) / ($\sqrt{3}$ * MT) = 13,548A Imargin = CTF_1/IF_1 = 1.107 (IV.2)

IM_5 = (MVAT) / ($\sqrt{3}$ * THT) = 508A Imargin = CTM_5/IM_5 = 1.181

Compensation de la magnitude F_1= [CTF1 x kV (MT)] / [CTF1 x kV (MT)] = 1.00 = MCF_1

Compensation de la magnitude M_5= [CTM_5 x kV (THT)] / [CTF1 x kV (MT)] = 1.07 = MCM_5

IV-2-3-2- Courants traversant chaque enroulement

Courants prévus traversant chaque enroulement en régime de fonctionnement normal est donné par les relations suivantes :

IF_1 = (MVAG) / (($\sqrt{3}$ * MT) = 12,702A, =0.847 pu x MCF_1 / IF_1pu = 1.00pu (IV.3)

IM_5 = (MVAG) / (($\sqrt{3}$ *THT) = 476A, =0.794 pu x MCM_5 / IF_1pu = -1.00pu

ID_{IFF} = IF_1 + IM_5 = 0.000 pu ==> utilise 0.3pu pickup Pour % Diff

Le réglage du seuil de déclanchement différentiel instantané doit être supérieur au courant de défaut traversant (through fault current) ou au courant d'appel magnétisant, afin d'assurer la stabilité de la protection

Maximum through-fault current = 1/Z * IF_1 pu = 6.51pu (IV.5)

Magnetizing Inrush Current = 12 * IF_1 pu = 10.16pu

Selon *GENERAL ELECTRIC* (GE) Il est recommandé d'utilise ces paramètres :

Tableau (IV.3) : les paramètres recommandés par GE

Les protections	Les réglages
Protection différentielle à pourcentage	Réglage de la seuil: 0.30 pu
Protection différentielle à pourcentage	Réglage de la pente 1 : 25%
Protection différentielle à pourcentage	Réglage du point de rupture 1: 2.0 pu
Protection différentielle à pourcentage	Réglage de la pente 2: 90%
Protection différentielle à pourcentage	Réglage du point de rupture 2 : 5.0 pu
Fonction de blocage de l'appel de courant magnétisant	Deuxiéme harmonique Adaptative (Adapt. 2nd)
Mode de l'appel de courant magnétisant	2-out-3
Niveau de blocage de l'appel de courant magnétisant	20%
Fonction de blocage en cas de surexcitation	5th
Seuil de blocage en cas de surexitation	20%
seuil de déclanchement instantané différentielle	11pu

seuil de déclanchement instantané différentielle est donné par : 11pu

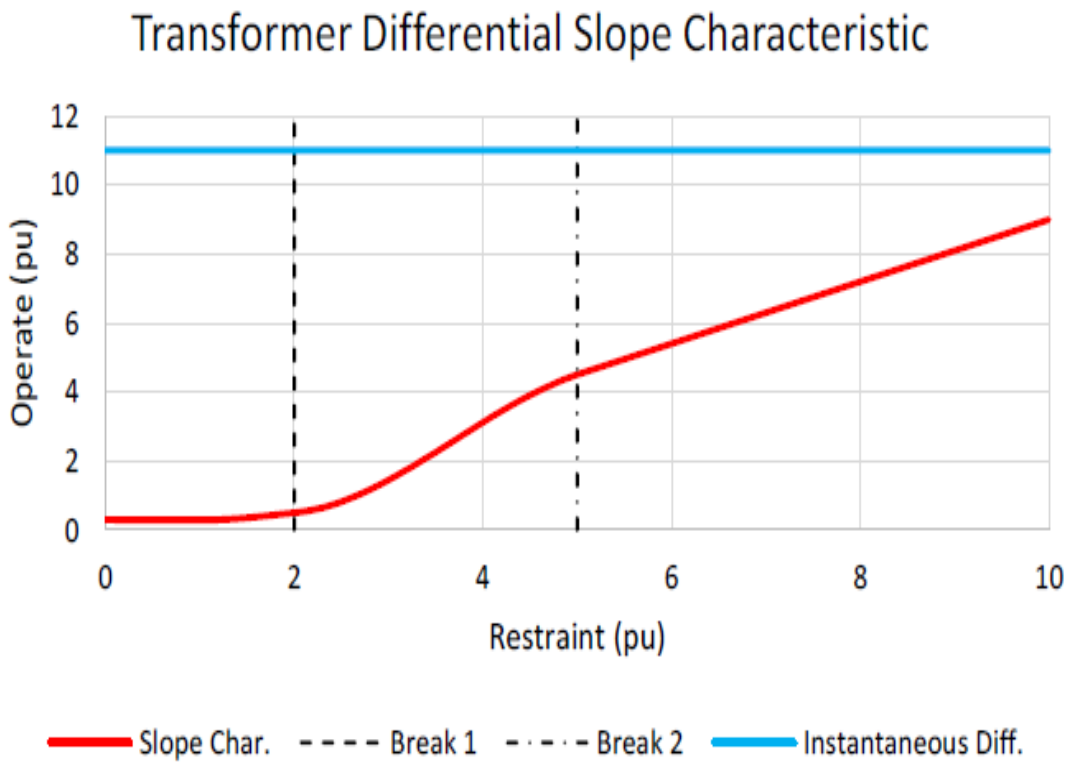


Figure (IV. 6) : courbe de la caractéristique de la pente de transformateur différentiel

IV-2-3-Calcules des paramètres de la protection surintensité 51T

- ✓ **Enroulement secondaire THT phase surintensité**

  Le relais est configuré selon une courbe à temps défini (definite time). Le seuil de déclenchement de l'unité de surintensité temporisée (TOC) du coté haute tension (W2) est réglée à 1.2 fois GSU

  Le réglage du temporisateur (time dial de la fonction TOC est effectué de maniére à assurer une bonne coordination avec les courbes de tenue thermique et mécanique des enroulement secondaire et/ou tertiaire du transformateur, conformément à la norme IEEE C57.109.

  Phase TOC1 Pickup: 610 A, = 1.016 CT multiples, Time Dial: 4.00

- ✓ **Enroulement secondaire THT terre (Ground) surintensité**

  Le relais est configuré selon une courbe à temps défini (definite time). L'unité de surintensité temporisée (TOC) du neutre du GSU est réglée avec un seuil de déclanchement correspondant à 20% du calibre su transformateur de courant (CT) neutre-terre.

  Le temporisateur (time dial) de la fonction TOC est ajusté pour assurer un fonctionnement avec un temps de déclanchement de 4 secondes

  Ground TOC1 Pickup: 120 A, = 0.200 CT multiples, Time Dial: 4.00

- ✓ **Calculs des réglages de surintensité de l'enroulement MT (51T-MV)**

  Le relais est configuré selon une courbe à temps défini (definite time).). Le seuil de déclenchement de l'unité de surintensité temporisée (TOC) du coté haute tension (W1) est réglée à 1.2 fois GSU

  Le réglage du temporisateur (time dial de la fonction TOC est effectué de manière à assurer un fonctionnement de 4 secondes

  Phase TOC2 Pickup: 16258 A, = 1.084 CT multiples, Time Dial: 4.00

IV-2-4-Injection secondaire du relais de protection de transformateur élévateur

Dans le cadre des opérations de mise en service de l'armoire de protection du transformateur de la centrale à cycle combiné de Mostaganem, des essais d'injection secondaire ont été réalisés sur site par les ingénieurs de *GE VERNOVA* sur le relais *T60T*. Ces essais ont été effectués dans le but de vérifier le bon fonctionnement des fonctions de protection et de valider la conformité des réglages appliqués au relais

Lors des essais réalisés sur le relais de protection du transformateurs, les ingénieurs de GE ont utilisé l'équipement CMC OMICRON, en association avec logiciel *ENERVISTA* UR setup afin de tester et valider le bon fonctionnement des fonctions de protection du relais.

IV-2-4-1-Logiciel ENERVISTA UR setup

Le logiciel *ENERVISTA* est une plateforme développée par *GE VERNOVA* destinée à la configuration, la programmation, la supervision et le diagnostic des relais numériques de protection des réseaux électriques. Il permet aux ingénieurs et techniciens de communiquer avec les équipements de protection GE, notamment les relais de transformateurs, de lignes, de générateurs et de moteurs. *ENERVISTA* facilite également le paramétrage des fonctions de protection, la lecture des événements, l'analyse des défauts ainsi que la maintenance des installations électriques industrielles et des postes haute tension. La figure (IV.7) Représente l'interface principale du logiciel.

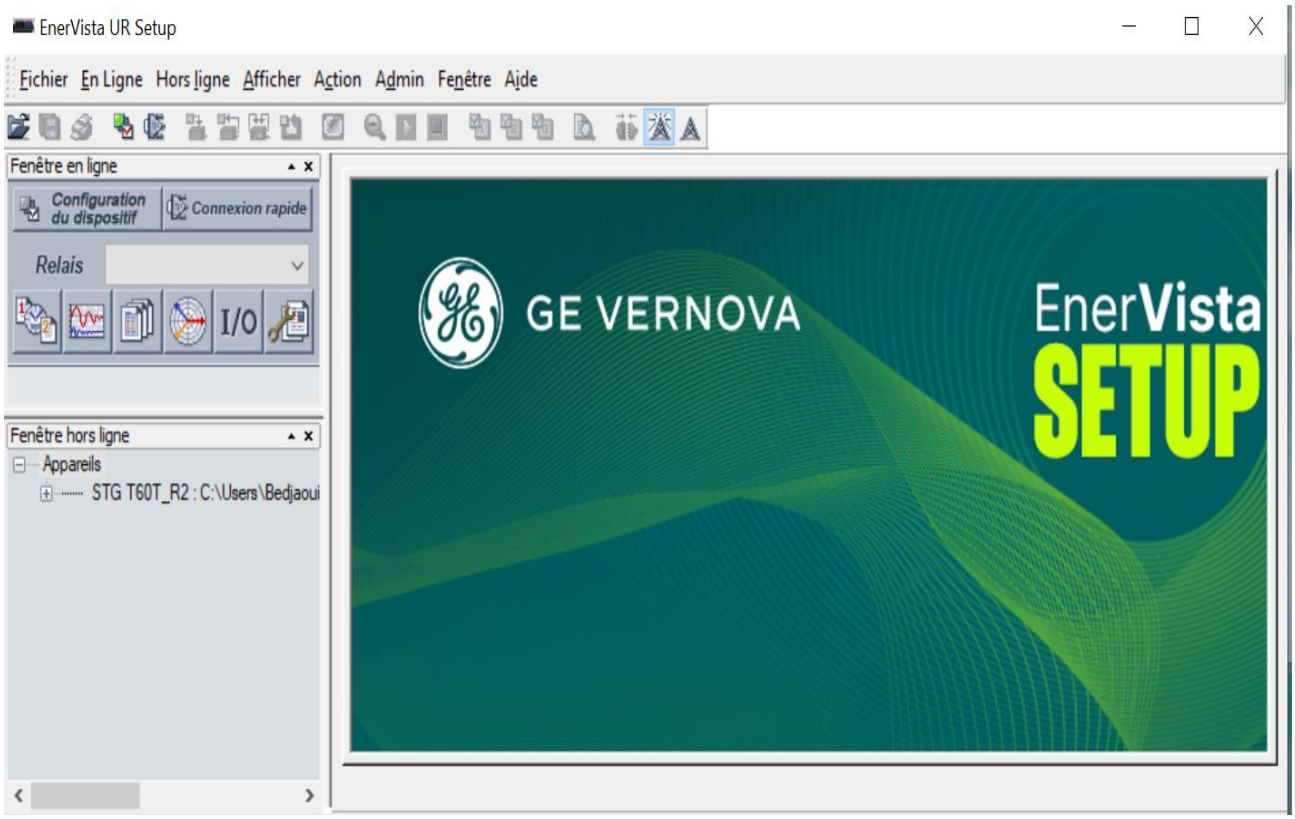


Figure (IV.7) : l'interface du logiciel ENERVISTA

IV-2-4-2- Communication entre *ENERVISTA* et les relais numériques

ENERVISTA permet d'établir une communication entre l'ordinateur et le relais numérique afin d'échanger les informations nécessaires à la configuration et au diagnostic. Cette communication peut servir à envoyer les réglages vers le relais, à récupérer les données enregistrées, à consulter les événements ou à vérifier l'état de fonctionnement de l'appareil. Elle représente une étape importante dans l'exploitation moderne des relais numériques, car elle permet un accès plus rapide aux informations du système de protection

IV-2-4-3- Avantages du logiciel *ENERVISTA*

Parmi les principaux avantages du logiciel *ENERVISTA* :

- ✓ Interface simple et pratique.
- ✓ Configuration rapide des relais.
- ✓ Gain de temps lors de la maintenance.
- ✓ Analyse détaillée des défauts électriques.
- ✓ Communication facile avec les équipements GE.
- ✓ Amélioration de la fiabilité du réseau électrique.
- ✓ Compatible avec plusieurs relais numériques

IV-2-4-4-Injecteur CMC

L'injection secondaire avec une valise CMC (Omicron) est une technique de test qui permette de simuler différents défauts électriques montrer dans la figure (IV.8) notamment des courants et des tensions, directement au niveau des relais de protection. Cette technique permet de vérifier le bon fonctionnement des relais, de contrôler leur temps de déclanchement ainsi que leur logique de protection, sans nécessiter l'injection de tension élevées sur l'installation réelle.

Figure (IV.8) : l'injection secondaire à l'aide du cmc [58]

Figure (IV.9) : CMC Omicron [58]

IV-2-5-Paramétrages des protections

Après les calculs de réglage effectué précédemment, les paramètres obtenus ont appliqué au relais *GE MULTILIN T60T* lors des essais d'injection secondaire. Par la suite, le logiciel *ENERVISTA* UR Setup a été configuré intégrant les différentes fonctions de protection afin de simuler leur comportement et d'analyser les résultats obtenus lors des essais des ingénieurs de GE.

A. Protection différentielle 87T

Save | Restore | Default | Reset | VIEW ALL mode

SETTING	PARAMETER
Operating Characteristc Graph	View
Function	Enabled
Pickup	0.300 pu
Slope 1	25 %
Break 1	2.000 pu
Break 2	5.000 pu
Slope 2	90 %
Inrush Inhibit Function	Adapt. 2nd
Inrush Inhibit Mode	2-out-of-3
Inrush Inhibit Level	20.0 % fo
Overexcitation Inhibit Function	5th
Overexcitation Inhibit Level	20.0 % fo
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

Figure (IV.10) : les paramètres de la protection différentielle dans L'ENERVISTA UR

Les résultats des essais

Essai de seuil de déclanchement

- Courant différentiel d'action *Iad = 0,300 PU*
- Courant de retenue *Iar= 0.300 PU*

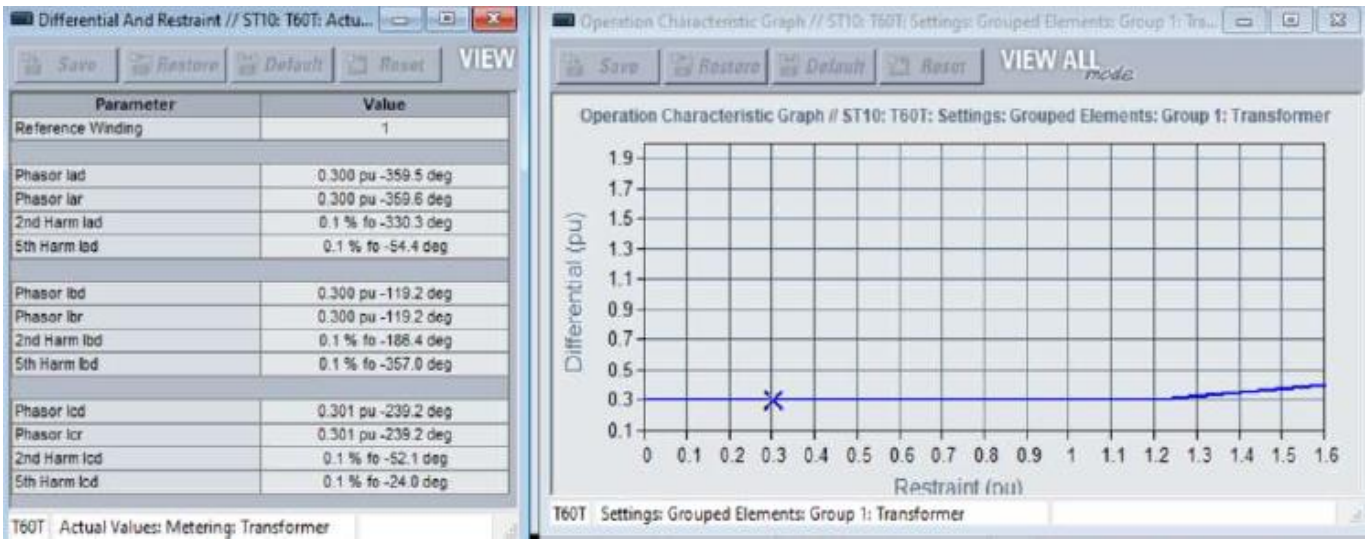


Figure (IV.11) : essai du seuil de déclanchement

Interprétation A travers le test d'injection secondaire réalisé sur la protection différentielle du transformateur, nous observons le comportement du relais GE MULTILIN T60T afin de vérifier le seuil de démarrage de la fonction 87T. nous remarquons que le les courants déférentiel et de retenue ont été injectes à une valeur de 0.3 pu permettant de simuler une condition de fonctionnement proche du seuil de déclanchement. L'analyse du point obtenu sur la courbe caractéristique montre qu'il se suite précisément au niveau du seuil programmé

Ce résultat met en évidence que la fonction différentielle régit conformément aux réglages définis dans le logiciel de configuration. Nous observons ainsi une bonne concordance entre les valeurs théorique et les résultats de test. Par conséquent notre interprétation montre que la protection 87T assure un démarrage correct et fiable, ce qui confirme la validité des paramètres configurés ainsi que le bon fonctionnement du relais GE MULTLIN T60T

- La pente 1

Iad = 0.407 pu Iar= 1.6 pu T= 30,10 ms

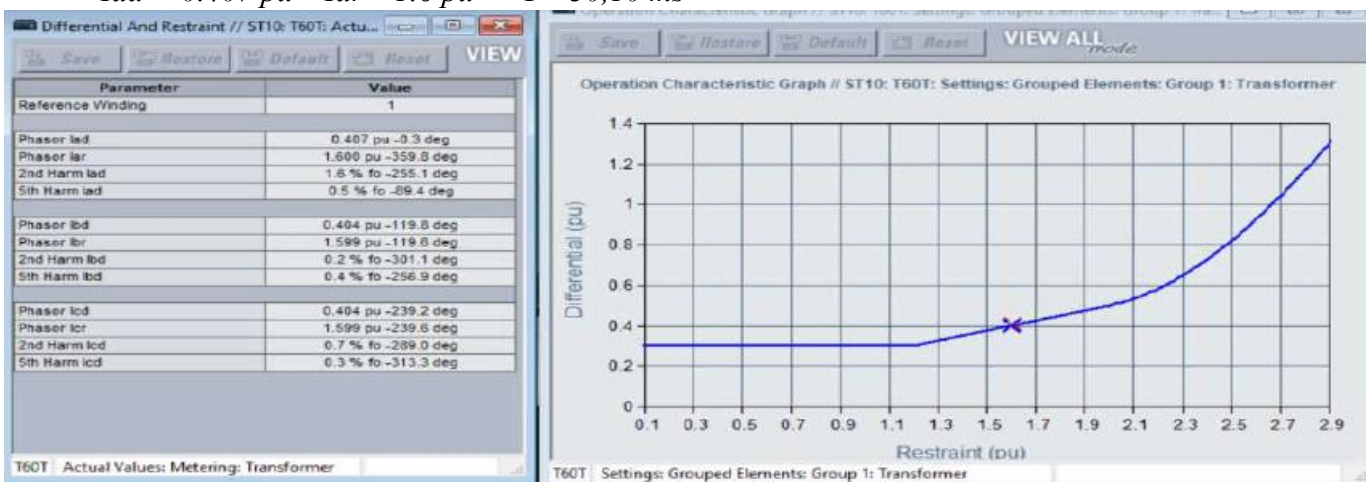


Figure (IV.12) : essai pente 1

- Le relais a été testée pour confirmer son fonctionnement correct dans la première zone de stabilité, utilisée pour les défaut internes
- Pente 2

Iad = 5.413 pu Iar= 6 pu T= 35.10 ms

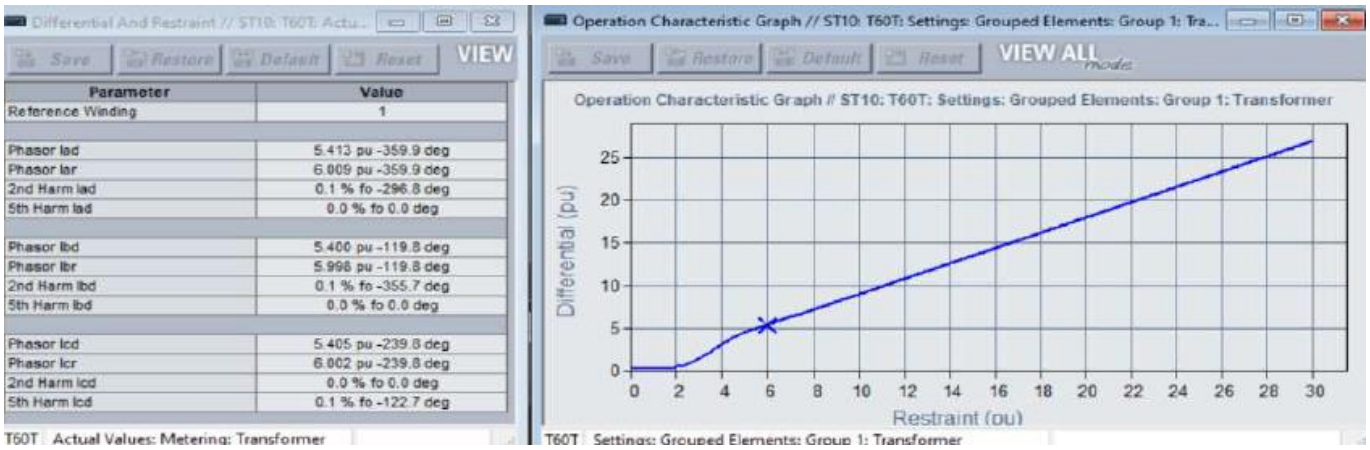


Figure (IV.13) : essai pente 2

- Le courant injecté est très important pour simuler un défaut interne sévère dans le transformateur le relais
- Test instantané 87T

  Iad =11 Pu T= 35.60 ms

  Lorsque le courant différentielle dépasse 11pu le relais déclenche directement sans tenir en compte des pentes

Interprétation

A travers notre analyse des résultats des essais réalisés sur la protection différentielle 87T du relais GE MULTILIN T60T, nous observons le comportement des différentes zones de fonctionnement, notamment les pentes SLOPE 1, SLOPE 2, ainsi que le seuil instantané.

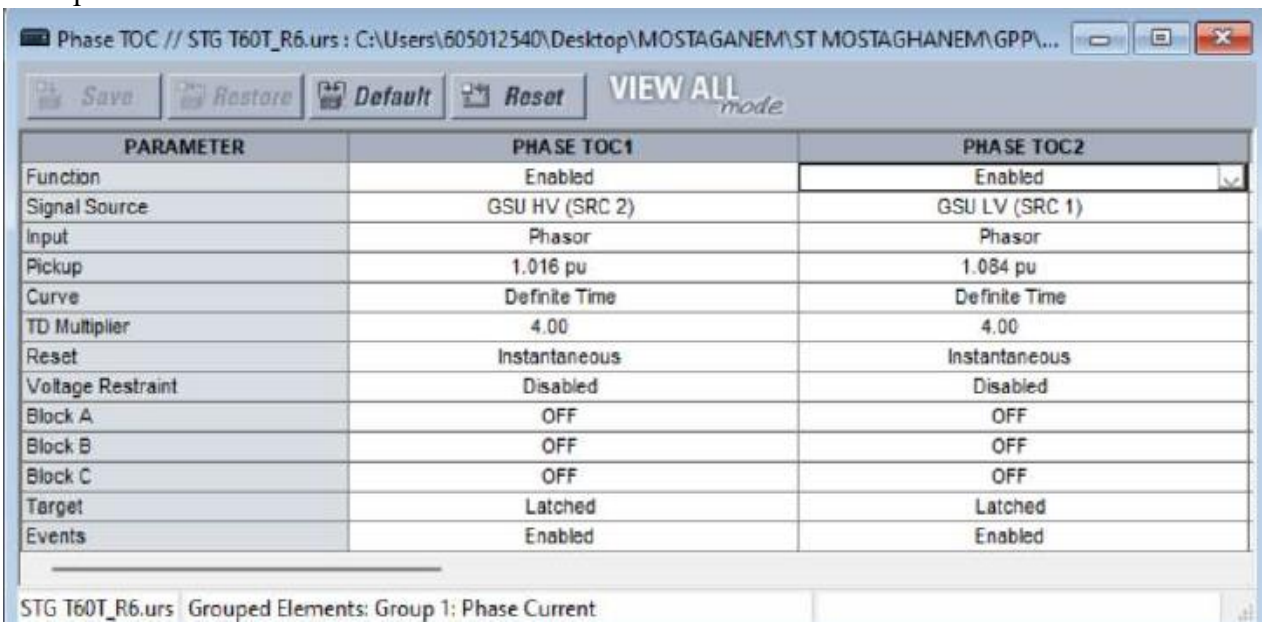
Nous metton en évidence que la protection réagit correctement aux conditions d'injection simulant des défauts internes du transformateur. Pour la deuxième pente, l'injection du courant différentiel de 5.413 pu associé à un courant de retenu de 6 pu montre un déclanchement de la protection en 35.10ms. ce résultat confirme a sensibilité de la fonction différentielle dans la zone de défaut tout en maintenant une stabilité satisfaisante vis-à-vis des conditions normales.

Nous remarquons également que, pour le test du seuil instantané avec un courant de 11 pu, la protection déclenche en 35.60ms. Ce comportement montre une réponse rapide du relais face à des courants de défauts élevés, ce qui confirme l'efficacité de la fonction instantanée.

L'ensemble de résultats montre que la protection différentielle assure une bonne sélectivité et une détection fiable des défauts interne du transformateur et on voire que les temps de déclanchement restent cohérents et stables.

B. Protection surintensité 51

- THT phase surintensité 51T



PARAMETER	PHASE TOC1	PHASE TOC2
Function	Enabled	Enabled
Signal Source	GSU HV (SRC 2)	GSU LV (SRC 1)
Input	Phasor	Phasor
Pickup	1.016 pu	1.084 pu
Curve	Definite Time	Definite Time
TD Multiplier	4.00	4.00
Reset	Instantaneous	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled	Disabled
Block A	OFF	OFF
Block B	OFF	OFF
Block C	OFF	OFF
Target	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled

Figure (IV.14) : paramètre du protection THT Phase surintensité 51

Tableau (IV.4) : essais THT Phase

	Courant d'injection	Courant de déclanchement	Temp de déclanchement
TOC1	1200 A	609 ,846 A	4.033s
TOC2	16260 A	16290 A	4.038 s

Interprétation

La protection de surintensité du relais a été configurée en deux étages : TOC1 pour l'enroulement THT et TOC2 pour l'enroulement MT, avec une courbe de type definite time et un temp de déclanchement réglé à environ 4s

TOC1 le seuil de déclanchement est réglé à un courant de 609.84 A. Lors de l'essai par l'injection secondaire, un courant de 1200 A a été appliqué. Nous remarquons que le relais a déclenché après 4.033s ce qui confirme que la fonction agit correctement lorsque le courant dépasse le seuil réglé

TOC2 le seuil de déclanchement est réglé à un courant de 16290 A. Lors de l'essai par l'injection secondaire, un courant de 16260 A a été appliqué. Nous observons que le relais a déclenché après 4.038s ce qui confirme que la fonction agit correctement est conforme au temps de fonctionnement paramétré

Donc les résultats obtenus sont concordés avec les réglages définis dans le relais. Ce qui confirme le bon fonctionnement de la protection de surintensité 51 et la fiabilité du paramétrage appliqué au relais T60T

➢ THT Terre surintensité 51T

Figure (IV.15) : paramètre du THT Terre protection surintensité

Essai : injection du courant défaut de terre Ig= 1A à T= 4.038 S

Seuil de déclanchement est : 119.64 mA cette valeur est dans le secondaire si on change vers le primaire (CT=600/1)

$$Iprim(pickup)=0.11964A*600*\sqrt{3}=123.66\ A \qquad (IV.6)$$

Interprétation

A travers notre analyse du Figure (IV.15), nous observons le paramétrage de La protection de surintensité de côté haute tension du transformateur THT Terre surintensité 51. Le seuil de déclanchement et réglé à 119.64 mA ou secondaire du transformateur de courant. Avec un rapporte CT= 600/1, cette valeur correspond à environ 123.66 A au primaire.

Lors de l'essai une injection de courant de 1 A On constat que le relais a déclenché après 4.038s. Ce qui confirme le bon dimensionnement assurant la protection du transformateur

Tableau (IV.5) liste des actions activé

Etat	Action	Etat	Action
×	TRIP 86T	×	CUSTOMER OSC
×	TRIP 52G TC-1/TC-2	×	TRIG OSC G60A
×	IBF 52G	×	TRIG OSC G60B
×	BLOCK CLOSE 52G	×	TURBINE ALARM TO M6
×	TRIP 52L TC-1 /TC-2	×	TURBINE TRIP & ALARM TO M6
×	IBF 52L		
×	BLOCK CLOSE 52L		
×	TRIP EXCITATION		

IV-2-6-Présentation sur ETAP

Le logiciel ETAP est l'un des logiciels les plus utilisés dans le domaine des réseaux électriques. Il fonctionne sous le système d'exploitation Microsoft Windows et se distingue par ses performances élevées dans l'analyse et la simulation des systèmes électriques, notamment les réseaux de grande taille nécessitant des calculs complexes. Le logiciel permet également d'assurer une surveillance et un suivi en temps réel des installations électriques grâce aux fonctions de contrôle et de monitoring intégrées.

ETAP organise le travail sous forme de projets indépendants. Chaque projet représente un système électrique composé de plusieurs équipements et composants interconnectés, tels que les transformateurs, les lignes, les générateurs ou encore les relais de protection. Le logiciel met à la disposition de l'utilisateur tous les outils nécessaires pour concevoir, modéliser et analyser le réseau étudié. Il permet aussi d'accéder facilement à une base de données contenant les caractéristiques des équipements ainsi que les informations de connexion utilisées dans le projet. (59)

- Analyse du comportement du relais T60T par ETAP :

La simulation permet de vérifier la réaction du relais numérique T60T face aux différents défauts et d'évaluer les paramètres suivants :

- ✓ Le temps de déclenchement ;
- ✓ La sensibilité.
- ✓ La sélectivité.
- ✓ La fiabilité de la protection.

Figure (IV.16) : Logo de La logiciel ETAP

IV -2-6-1-Modelisation de la protection du transformateur sous ETAP

Dans le cadre de cette étude nous avons réalisé une modélisation du système électrique à l'aide du logiciel ETAP afin d'analyser le système de protection du transformateur élévateur 15KV/400KV. Notre modèle simulé comprend une source (génératrice de 2000MVAsc, un disjoncteur, le transformateur principale élévateur, ainsi que le relais de protection *GE MULTILIN* T60T. Il intègre également une charge de type lumped load de 50 MVA, deux CT installés sur les côtés du transformateur, ainsi qu'un ct de neutre relié à la terre pour la détection des défauts à la terre. Cette configuration permet de simuler différents scénarios de défauts et d'évaluer la réponse des protections implémentées sur le relais.

IV -2-6-2-Model de la simulation avec ETAP

La figure (IV.17) représente notre modèle effectué par ETAP

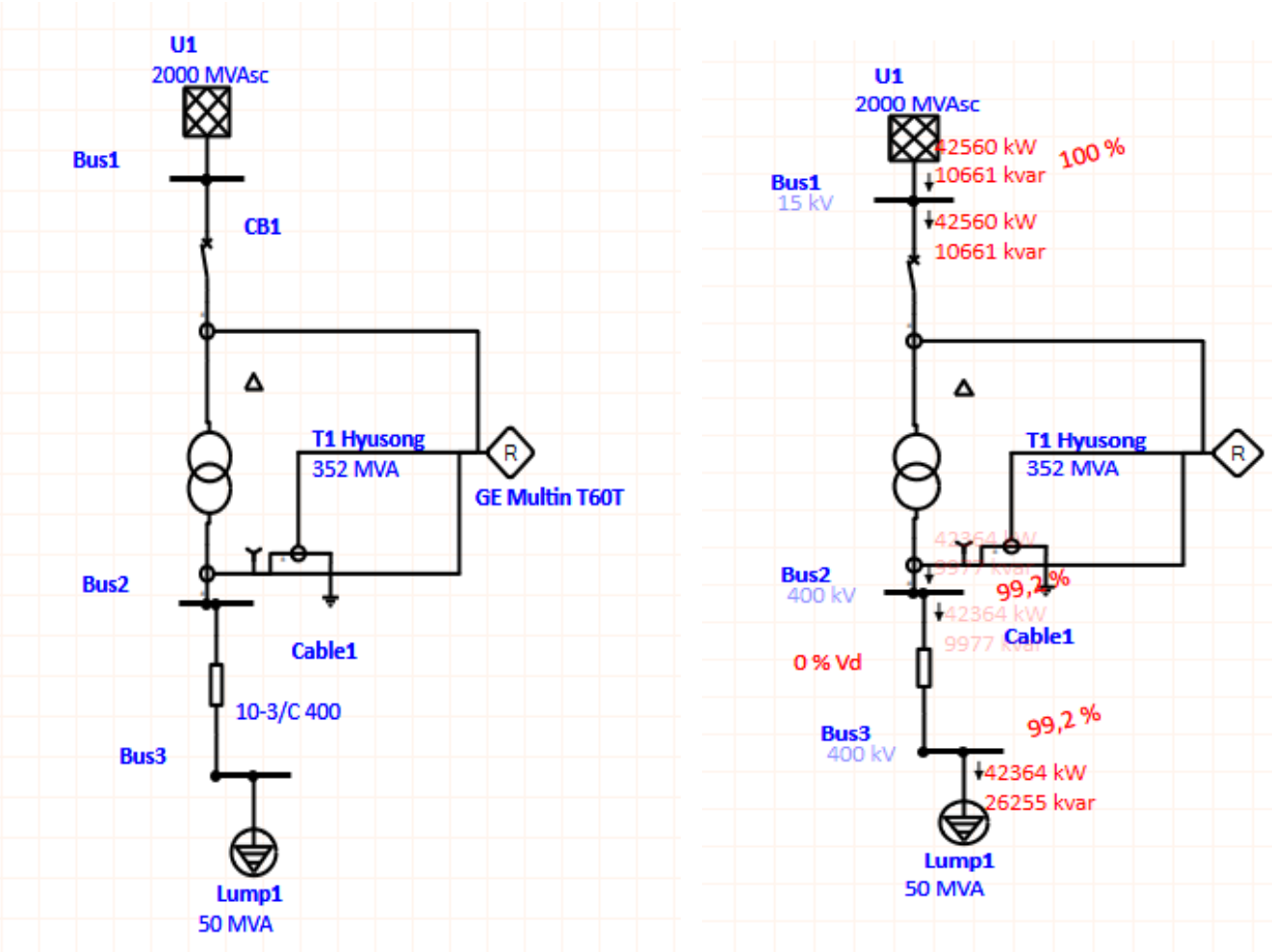


Figure (IV.17) : schéma unifilaire sur le logiciel ETAP

- **La source**

  Dans notre modèle, le générateur de cycle combiné (turbine a vapeur) a été représentée par une Source triphasée de tension 15KV et puissance de courte circuit 2000MVAsc et du rapport X/R =10 La figure (IV.18) montre les paramètres que nous avons insérés dans la source

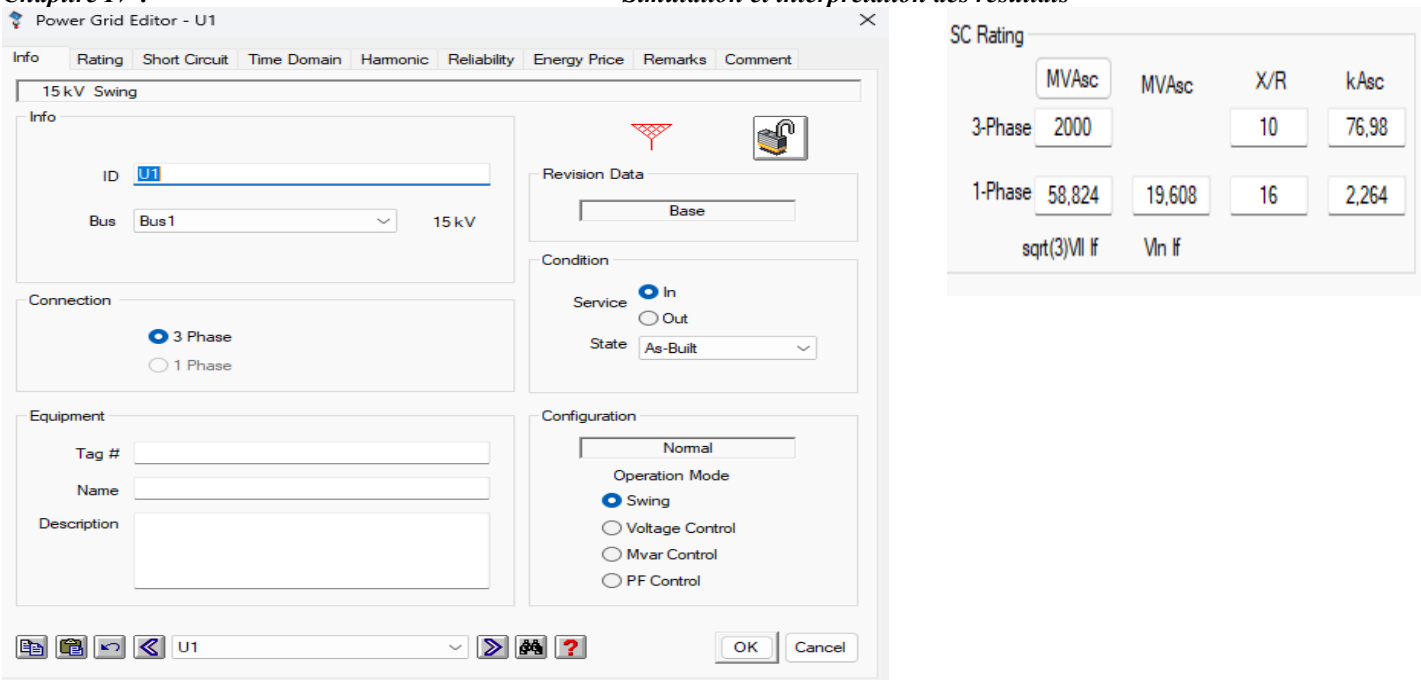


Figure (IV.18) : paramètre de la source

- **Disjoncteur (CB1)**

Dans notre modèle réalisé sur ETAP, un seul disjoncteur a été utilisé pour la simulation afin de visualiser le déclenchement et la transmission de l'ordre du relais *GE MULTILIN T60T* vers l'organe de coupure. Nous avons adopté ce choix pour simplifier la modélisation et mettre en évidence le fonctionnement de la protection.

En situation réelle, l'ordre de déclenchement envoyé par le relais n'agit pas uniquement sur ce disjoncteur de simulation, mais il est transmis au disjoncteur du générateur ainsi qu'à d'autres équipements de commande et de protection, conformément à la logique de déclenchement observée lors des essais d'injection secondaire réalisés sur site. La figure (IV.19) représente le disjoncteur qu'on a utiliser

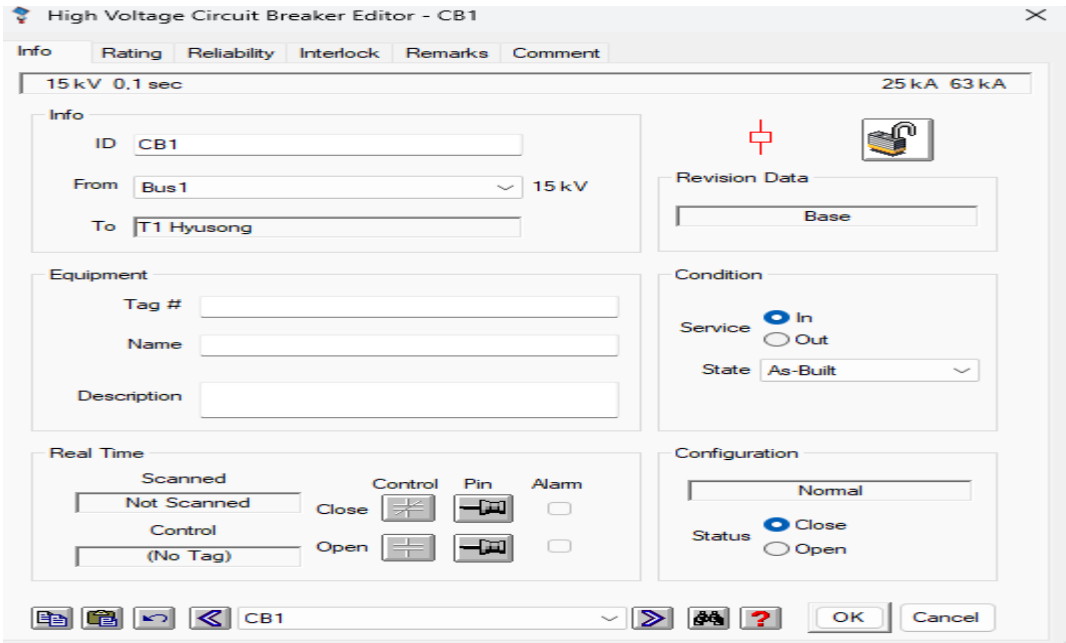


Figure (IV.19) : circuit breaker utiliser

- **Transformateur principale élévateur de *HYUSONG* 15KV/400KV**

Nous avons paramétré le transformateur conformément aux réglages présentés précédemment dans le chapitre 2, nous avons pris comme cas d'étude et simulation TAV d'une puissance nominale de 352 MVA les paramètres qu'on a insérés sont représenté dans la figure (IV.20)

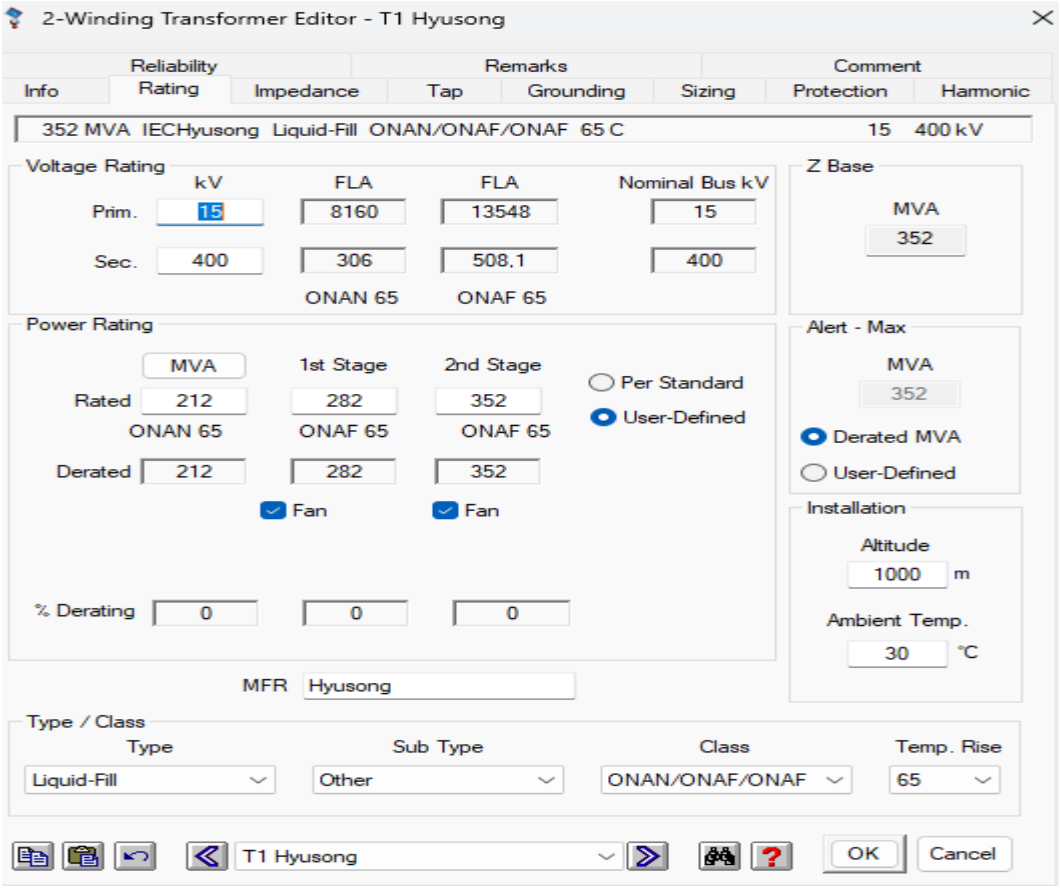


Figure (IV.20) : paramètre du transformateur

- **Les transformateurs de courants**

Les transformateurs de courants sont calculés par l'entreprise (GE) donc en prend les mêmes ratios

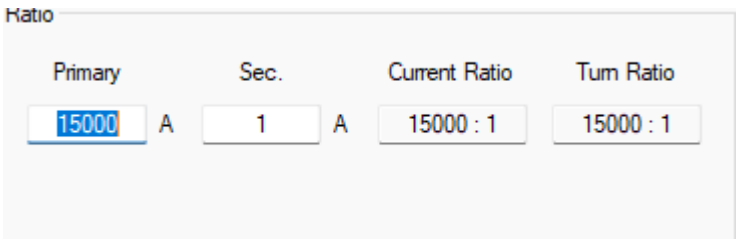


Figure (IV.21) : CT 1 ratio

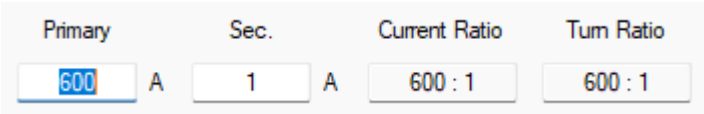


Figure (IV.22) : CT 2 ratio

- **Le relais GE MULTIN T6OT** : ce relais est disponible dans la bibliothèque du logiciel ETAP

Multi-Function Relay Editor - GE Multin T60T

Info | Input | Output | OCR | OLR | DIF | StarZ | Distance | Scheme Logic | TCC kA | Model Info | Checker | Remark

GE Multilin T60

Current | Voltage | Digital | Source | Base

Phase

	Terminal	ID	Type	Prim. Amp	Sec. Amp
Ip1	Phase1	CT1	Phase	15000	1
Ip2	Phase2	CT2	Phase	600	1
Ip3	Phase3			0	0
Ip4	Phase4			0	0

Differential

CT Terminals 6

	Terminal	ID	Type	Prim. Amp	Sec. Amp
1	Dif-1	CT1	Phase	15000	1
2	Dif-2	CT2	Phase	600	1
3	Dif-3				
4	Dif-4				

Ground

	Terminal	ID	Type	Prim Amp	Sec Amp
Ig1	Ground1	CT3	Ground	600	1
Ig2	Ground2			0	0
Ig3	Ground3			0	0
Ig4	Ground4			0	0

Figure (IV.23) : relais INPUTS

	Output ID	Relay Element	Level
1	DO1	Differential	
2	DO2	Phase	Any
3	DO3	Ground	Any
4	DO4	49/50	
5	DO5	Logic	

Figure (IV. 24) : relais outputs

- **Modélisation du surintensité protection dans le relais**

Les fonctions de surintensité ont été paramétrés par nous conformément aux calculs de réglages précédemment. La protection OC1 a été configurée pour la détection des défauts de terre coté Haute tension ainsi que des défaut phase haute tension, nous avons activer de la protection instantanée.

En complément, la protection OC2 a été appliquée pour la surveillance des défauts de Phase coté moyenne tension, en intégrant la fonction de la protection instantanée, afin de garantir une intervention rapide et sélective en cas de défauts

Nous avons saisi les paramétré dans ETAP Figure (IV.25) et Figure (IV. 26)

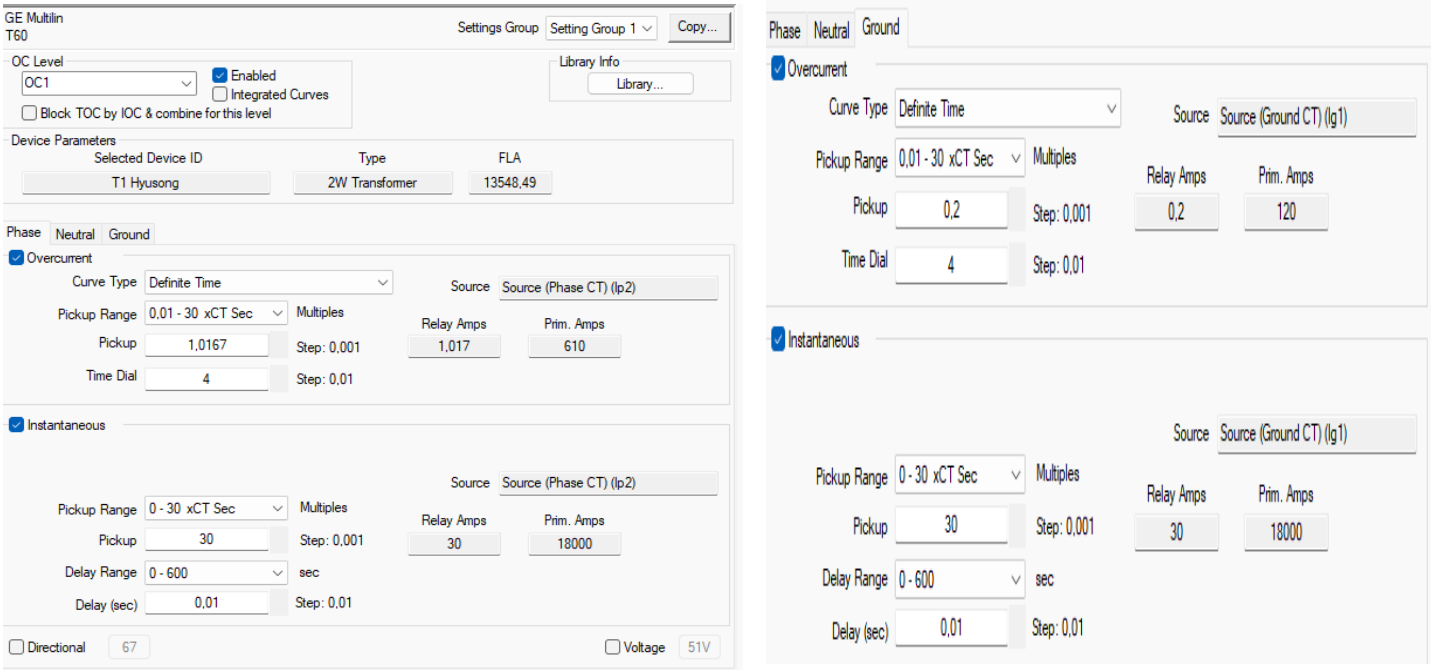


Figure (IV. 25) : Paramètre de oc1 phase et terre

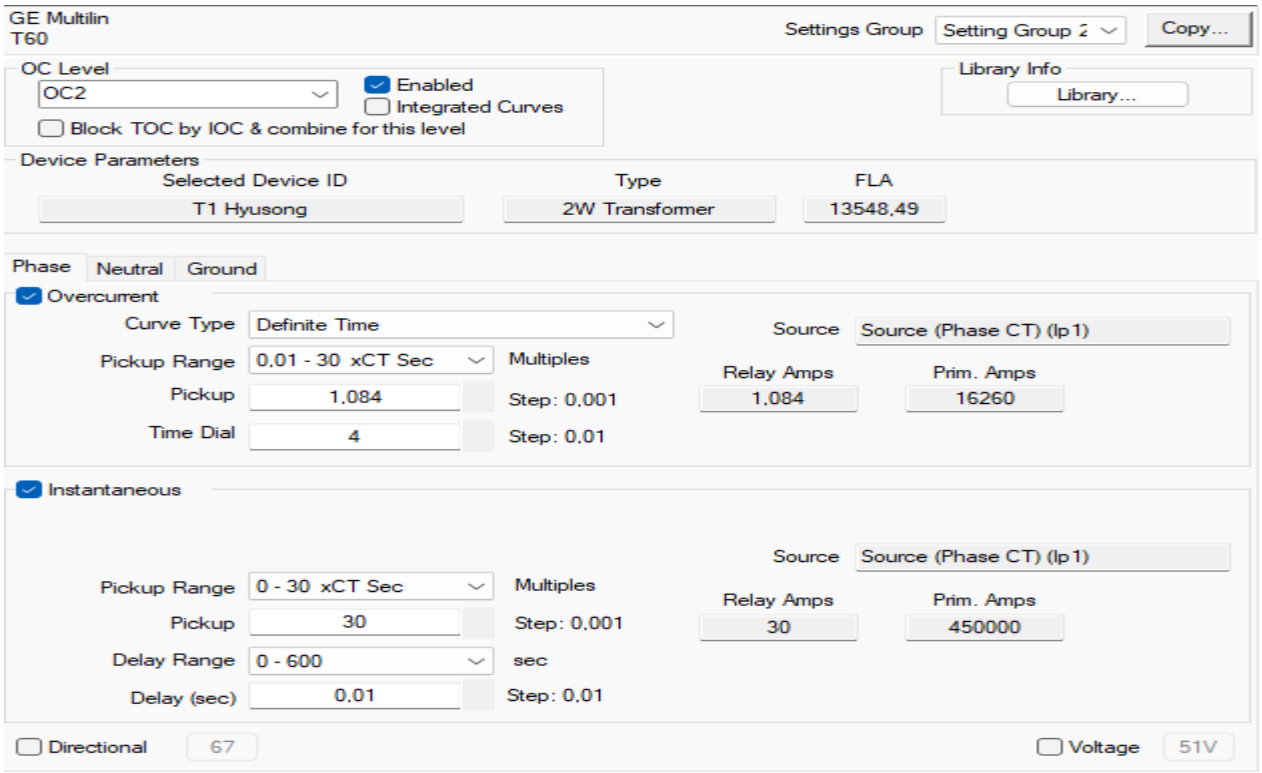


Figure (IV. 26) : Paramètre de oc2 Phase

- **Modélisation du protection différentielle 87T dans le relais**

Dans la protection différentielle implémentée à partir du relais *GE MULTIN T60T* disponible dans la bibliothèque du logiciel *ETAP*, le seul paramètre réglable directement est le temps de fonctionnement (operation time). Nous fixons le temp de fonctionnement à 0.035s conformément aux réglages utilisés dans la pratique. La fonction différentielle qu'on a retenue est de type différentiel à pourcentage (percentage differential protection), assurant une meilleure stabilité et une sensibilité adaptée aux courants de défauts

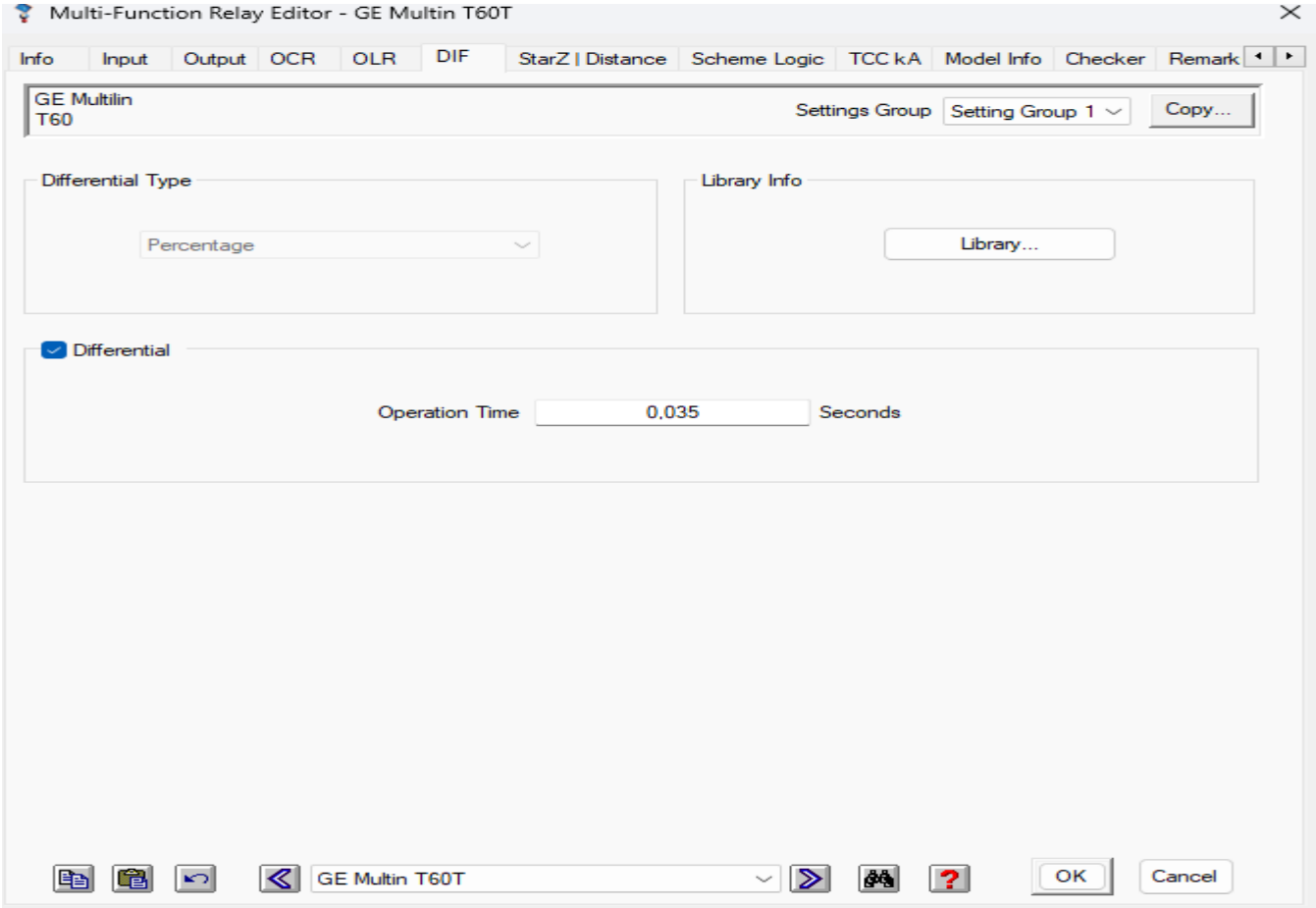


Figure (IV. 27) : paramètre de la différentielle dans le relais

IV-2-6-3-Simulation des protections contre les déférentes cas de défauts

IV-2-6-3-1-Protection différentielle 87T

Dans le but de valider le comportement du système de protection du transformateur nous avons simuler des défauts interne et externe sous *ETAP*.

Pour nous vérifions le déclanchement rapide de la protection différentielle 87T Les défauts on a appliqué des défauts à l'intérieur de la zone protégée du transformateur. Les défauts externes, quant à eux, ont été simuler en dehors de la zone de la protection afin de confirmer la stabilité de relais et l'absence de déclanchement intempestif.

- ✓ **Défauts externe(triphasé)**

Nous avons injecté un défauts externe triphasé dehors de la zone de protection de relais GE MULTIN T60T en obtient les résultats montrer dans la Figure (IV.28)

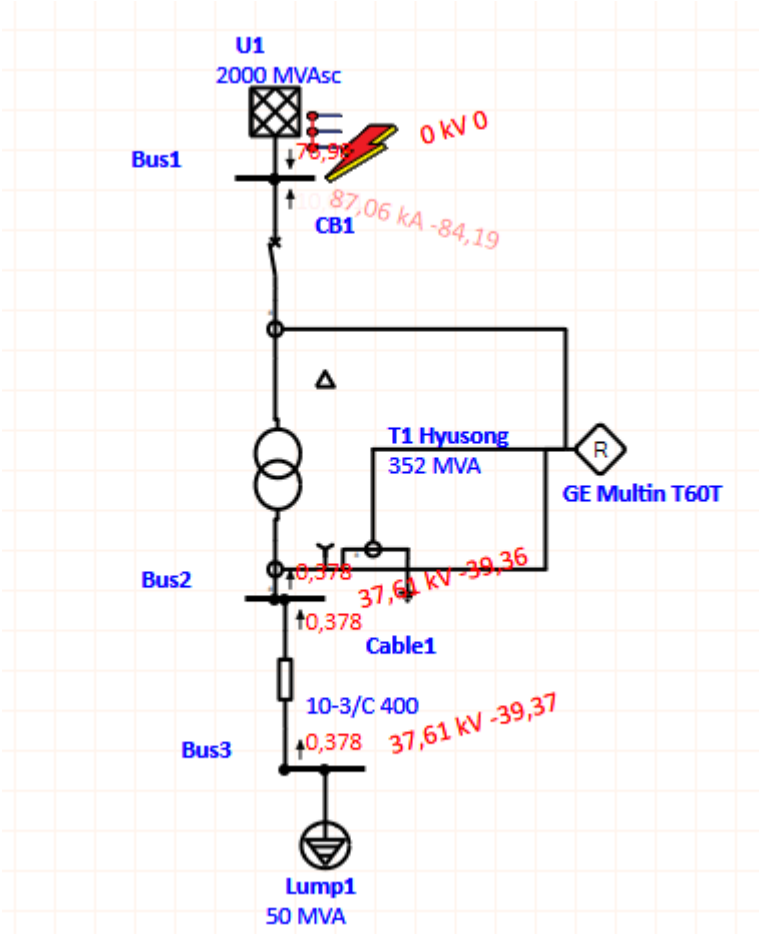


Figure (IV.28) : schéma unifilaire d'un cas de défauts triphasé externe

✓ **Défauts externe(phase-terre)**

Nous avons injecté un défauts externe phase terre dehors de la zone de protection de relais GE MULTIN T60T en obtient les résultats montrer dans la Figure (IV.29)

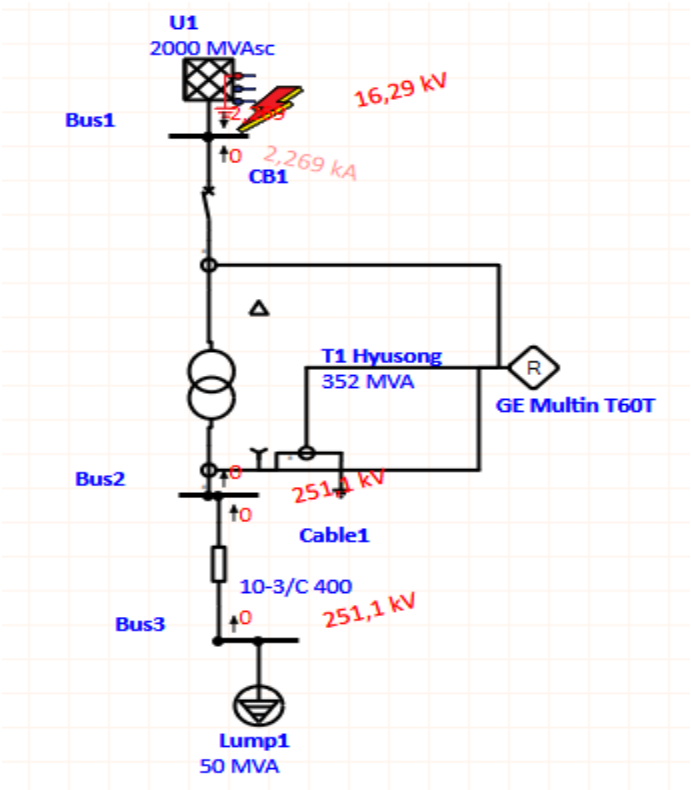


Figure (IV.29) : Schéma unifilaire d'un défaut phase terre externe

Remarque : Dans les deux cas des défauts externe, le relais GE MULTILIN T60T n'a pas détecter de courant déférentielle, car les courants mesurés par les transformateurs de courants de deux coté du transformateur restent équilibrés après compensation.

Par conséquent la protection déférentielle 87T n'est pas émis d'ordre de déclanchement ce qui explique que le disjoncteur CB1 est resté fermé. Ce comportement est normal est confirmé la sélectivité la protection différentielle, qui doit rester stable face aux défauts situés à l'extérieur de sa zone protégée.

- ✓ **Défauts interne (triphasé et phase-terre)**

Nous avons injecté deux types de défauts interne au niveau du transformateur, un défauts triphasé illustré sur la figure (IV. 30) gauche et un défaut phase terre illustré dans la même figure à droite

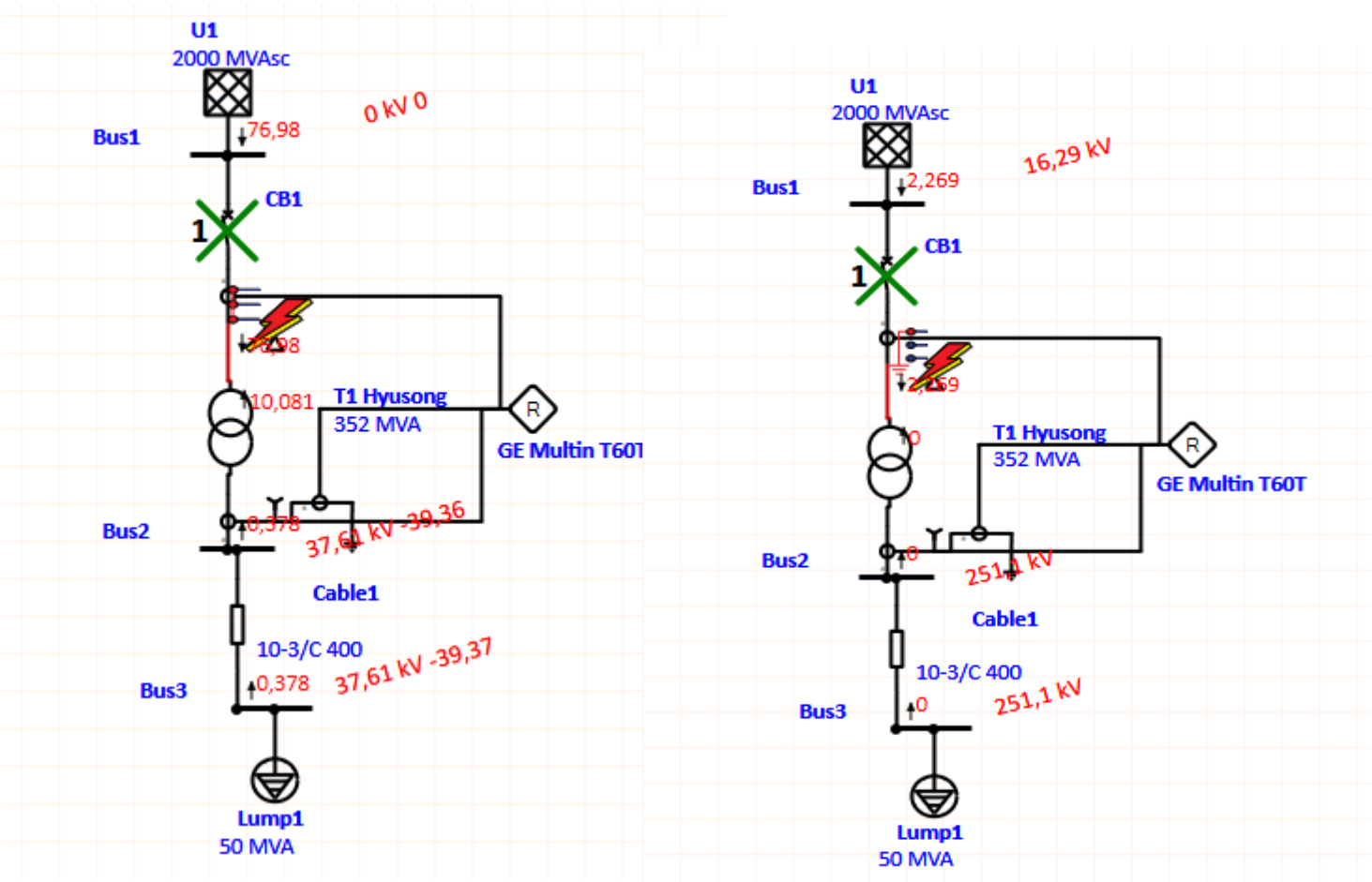


Figure (IV.30) : schéma unifilaire du défauts interne (triphasé et phase-terre)

Remarque : Dans les deux cas les courant mesuré par les transformateurs de courants présente un déséquilibre important ce qui généré un courant différentiel détecter par le relais GE MULTIN T60T

Par conséquent, la protection différentielle 87T a correctement identifiés ces défauts comme étant interne à la zone de la protection et à envoyer un ordre de déclanchement comme indiqué dans la figure (IV.31) ceci provoque l'ouverture de disjoncteur CB1, isolant le transformateur de réseaux pour éviter tout dommage matériel.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between T1 Hyusong & CT1. Adjacent bus: Bus1

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 19-05-2026

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
35.0	GE Multin T...		35.0		Phase - 87
135	CB1		100		Tripped by GE Multin T60T Phase - 87

Figure (IV.31) : séquence des évènements

Interprétation

A travers notre simulation réalisées sous ETAP, Nous observons le comportement global de la protection différentielle du relais GE MULTILIN T60T du transformateur face au différents scénarios de défauts qu'on exercé dans notre modèle de simulation (internes et externes).

Nous remarquons tout d'abord que, lors nous injectons des défauts externes (triphasé et phase terre), la protection ne provoque aucun déclanchement du disjoncteur CB1. Ce comportement montre que le relais distingue correctement les courants traversant le transformateur ainsi une bonne stabilité de la fonction différentielle vis-à-vis des perturbations externes.

En revanche, lors de la simulation des défauts internes (triphasé et phase terre), nous remarquons un déclanchement rapide de CB1, avec un temps d'environ 35ms. Ce résultat montre que la protection réagit de manière rapide et sélective uniquement en présence de défauts internes au transformateur.

Nous pouvons affirmer que cette différence de comportement entre défaut interne et externe met en évidence la capacité du relais à assurer une discrimination efficace des conditions de fonctionnement. Cette analyse montre que la protection présente une sélectivité correcte, en garantissant uniquement l'élimination des défaut interne du transformateur, tout en maintenant le réseau en service lors des perturbations externe

Ainsi, notre interprétation générale montre la protection différentielle fonctionne correctement dans l'ensemble des scénarios études. Nous remarquons que la coordination entre la détection et le déclenchement de CB1 est cohérente, ce qui confirme la fiabilité du relais dans la protection du transformateur

IV-2-6-3-1-1-Comparaison avec le teste d'injection secondaire

Nous comparons Les résultats obtenu par simulation sous ETAP avec ceux issus des essais d'injection secondaire réaliser sur le relais GE MULTIN T60T le principale paramètre de comparaison retenu est le temps de déclanchement de la protection différentielle

Dans les essais d'injection secondaire le temp de déclanchement pour la fonction différentielle 87T est de 0.035s.Les résultats de simulation montrent un comportement similaire, ou le relais déclenche rapidement à 0.035s en présence d'un défaut interne, ce qui confirme la cohérence entre la simulation et les essais pratique

Cette compatibilité valide le paramétrage adopté du relais et démontre que le modèle simuler représente correctement le fonctionnement réel de la protection des transformateurs principale

Tableau (IV.6) : comparaison entre les deux testes

Teste	Temp de déclanchement
Injection secondaire	35,60 ms
ETAP	35ms

IV-2-6-3-2-Protection surintensité 51

Pour l'étude de la protection de surintensité surintensité temporisé 51, on a injecté dans notre simulation un défaut externe au niveau de BUS (2) 400KV afin de provoquer une augmentation des courants traversant le transformateur son crée de défaut interne dans sa zone de protection, cette configuration permet de vérifier que le relais *GE MULTILIN* T60T détecte la surintensité et envoi un ordre de déclanchement après la temporisation réglé précédant 4s.

- ✓ Défaut phase-terre et triphasé

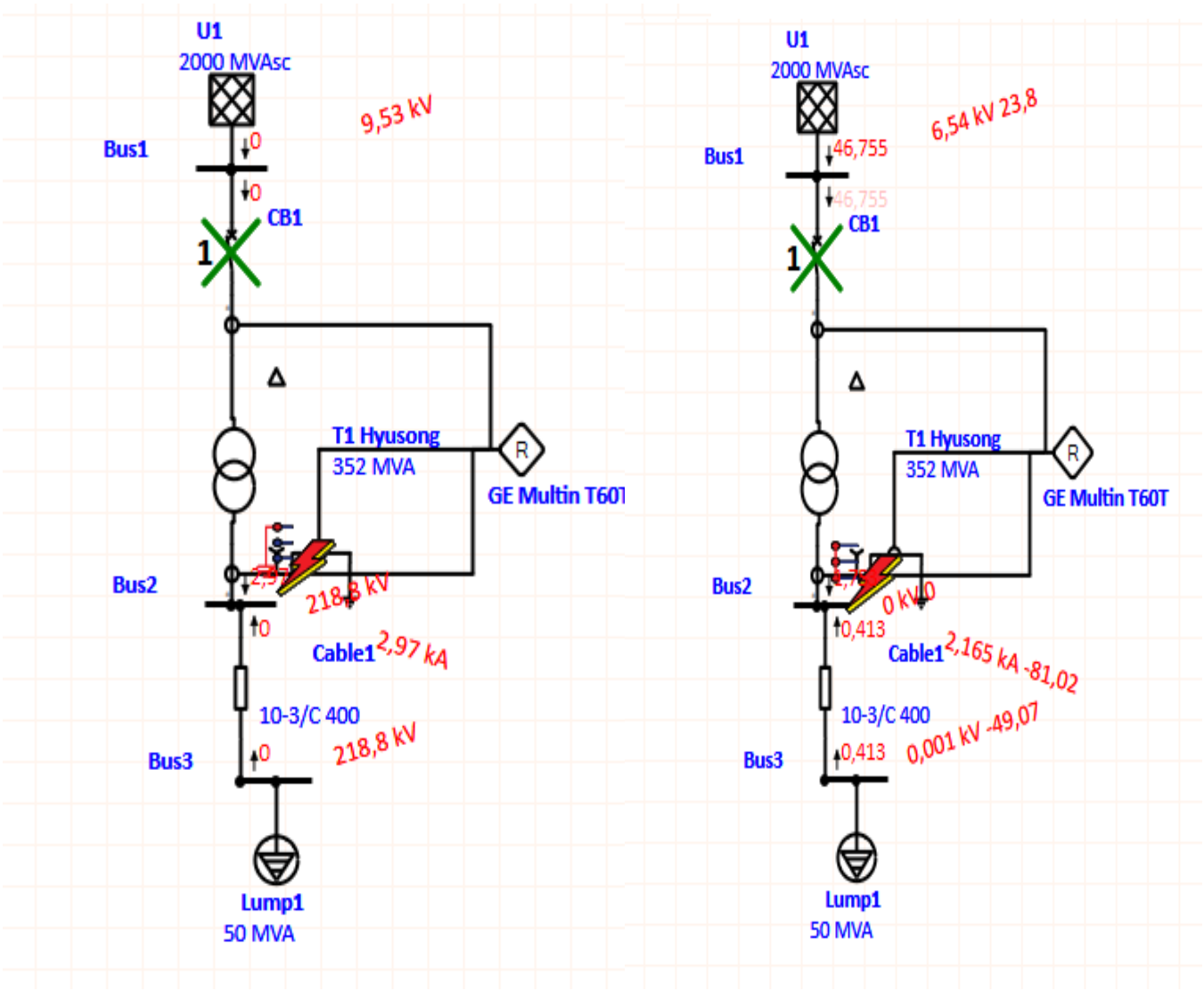


Figure (IV.32) : schéma unifilaire d'un défaut phase terre et triphasé externe dans BUS 400KV

Remarque : Nous remarquons que le disjoncteur déclenche après l'injection des défauts simulée triphasé et phase terre conformément au fonctionnement attendu de la protection de surintensité 51. Ce déclanchement confirme quelle relais GE MULTIN T60T à correctement détecter la condition de surintensité et à envoyer l'ordre de déclanchement au disjoncteur.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: zaoui

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: Bus2

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 12-06-2026

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
4000	GE Multin T...	2,593	4000		Phase - OC1 - 51
4000	GE Multin T...	2,593	4000		Phase - OC2 - 51
4000	GE Multin T...	2,97	4000		Ground - OC1 - 51
4100	CB1		100		Tripped by GE Multin T60T Phase - OC1 - 51
4100	CB1		100		Tripped by GE Multin T60T Phase - OC2 - 51

Sequence-of-Operation Events - Output Report: zaoui

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2

Data Rev.: Base Config: Normal Date: 12-06-2026

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
4000	GE Multin T...	1,753	4000		Phase - OC1 - 51
4000	GE Multin T...	1,753	4000		Phase - OC2 - 51
4100	CB1		100		Tripped by GE Multin T60T Phase - OC1 - 51
4100	CB1		100		Tripped by GE Multin T60T Phase - OC2 - 51

Figure (IV.33) : Séquence des évènements

On remarque dans la séquence chronologique des évènements de Figure (IV.34) qu'à l'instant 4s le relais GE *MULTIN T60T* détecte un défaut de surintensité. Trois conditions de protection apparaissent

- ✓ Protection de surintensité phase OC1
- ✓ Protection de surintensité de phase OC2
- ✓ Protection de surintensité de terre OC1

Après la détection des défauts à T=4s le relais envoi un ordre de déclanchement au disjoncteur CB1 et il s'ouvre à l'instant 4.1s après un temp de fonctionnement de 0.1s

Donc cette séquence montre que le relais à correctement détecter le défaut après 4s et à commander l'ouverture de disjoncteur dans 0.1s ce qui confirme la rapidité de réaction de système de protection

IV-2-6-3-2-1-Réponse du relais T60T lors d'un défaut phase- terre

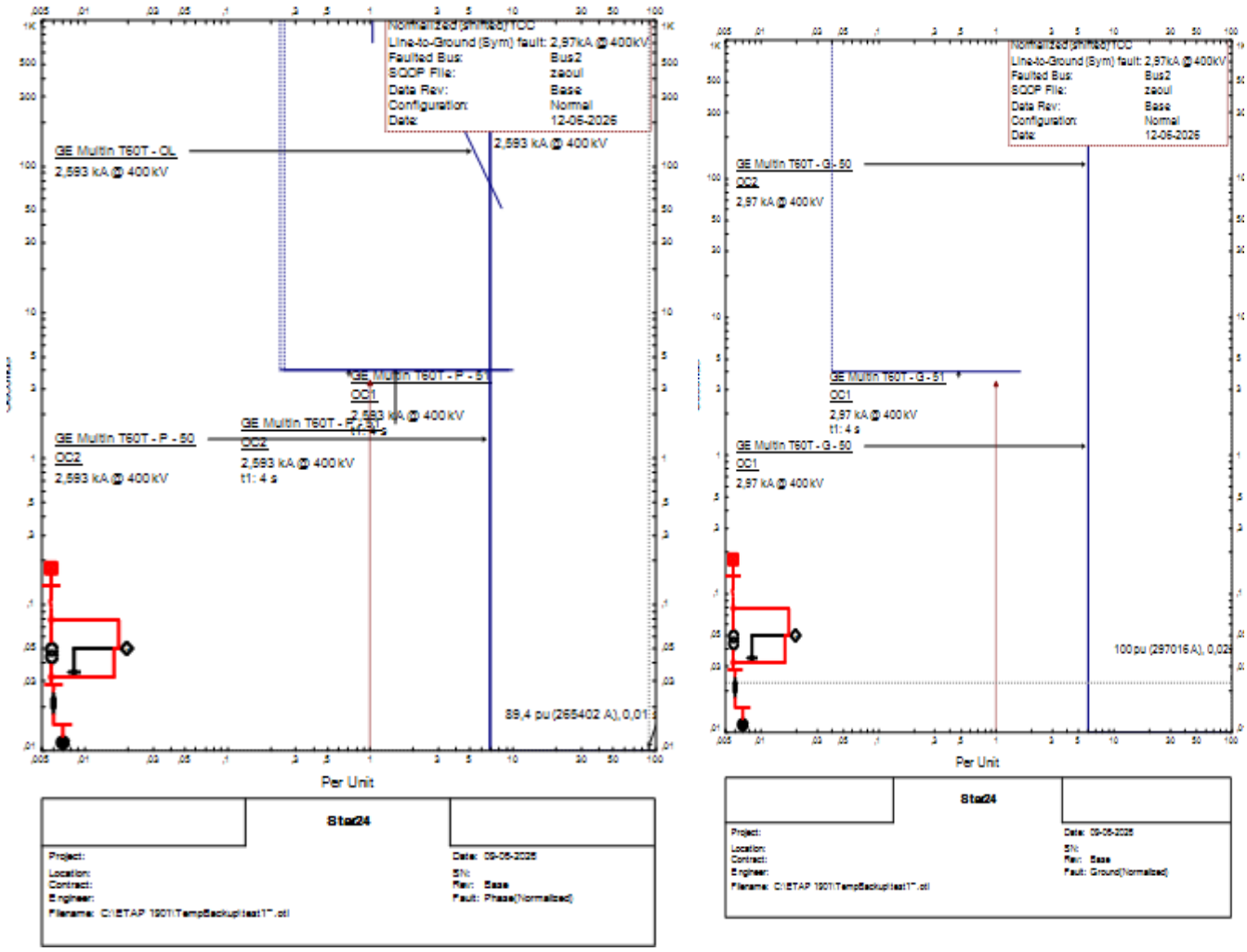


Figure (IV.35) : courbe temp courant de protection 51 phase-terre et triphasé

Remarque : la figure (IV.34) présente caractéristique temp courant du relais GE MULTILIN T60T lors d'un défaut phase terre le courant de défaut entre phase que nous avons obtenu est d'environ 2.59 KA à 400KV et le courant défaut à la terre est d'environ 2.97 KA ces courants sont détecté par la fonction de protection G-50/51 OC1 et P-51 OC1/OC2

- ✓ G-50 assure la protection instantanée contre les défauts important
- ✓ G-51 assure la protection temporisée de 4s

Interprétation

L'objective de cette étude de voir comment notre système électrique de protection du transformateur par le relais *GE MULTIN T60T* réagit dans le cas de la protection de surintensité 51 phase et terre.

Donc on observe que les défauts qu'on a injecté au niveau du réseau (BUS 2) des défauts triphasé et phase-terre, ce qui permet de tester la réponse du système de protection du transformateur.

On affirme que, dès l'apparition du défaut à l'instant simulé, le courant augmente de manière significative au niveau du bus et du câble, ce qui traduit une situation de surintensité. On remarque aussi que les valeurs de courant de court-circuit sont cohérant avec un défaut franc sur e réseau, c qui confirme que notre simulation de surintensité est sévère

On observe ensuite que notre relais GE MULTILIN T60T détecte correctement la condition de défaut (OC1/OC2 phase et défaut de terre OC1) On constate que le relais envoie immédiatement un ordre de déclanchement au disjoncteur CB1, ce qui entraine son ouverture.

On affirme que la séquence temporelle des évènements montre clairement l'ordre logique suivant dans la

Figure (IV.33) :

1-Apparition du défaut détection par le relais

2- activation des fonctions de protection

3- déclanchement du disjoncteur

Nous notons que les temps de déclanchement respectent le fonctionnement attendu d'une protection de surintensité.

On déduit globalement que le système de protection qu'on a créé sous ETAP fonctionne correctement. On constate que le relais assure une sélectivité efficace entre les différents types de défauts et garantit l'élimination rapide de la perturbation, ce qui confirme la validité de notre modélisation et du réglage.

IV-2-6-3-2-2-Comparaison avec le teste d'injection secondaire

Les résultats de seuil de déclanchement qu'on a obtenu sont montrer dans la figure (IV.36)

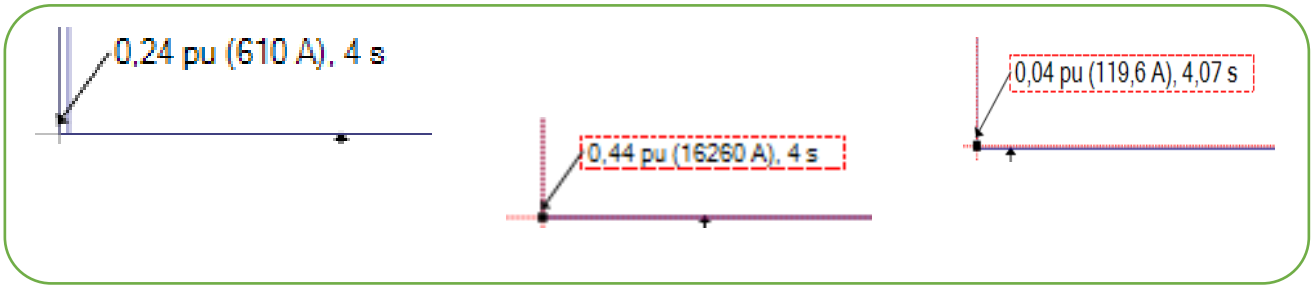


Figure (IV. 36) : seuil de déclanchement de chaque fonction de protection contre surintensité

Comparativement avec les résultats obtenus précédemment lors de tests injection secondaire nous procédons maintenant à une comparaison avec les résultats obtenu sous *ETAP*, afin de vérifier la compatibilité du comportement de la protection et la précision des réglages de relais

Tableau (IV.7) : Comparaison entre les tests de simulation de protection contre surintensité

Type de simulation	Injection secondaire (Enervista)	ETAP	Les calcules
Pickup TOC1 Phase	609,84 A à 4,03s	610 ,8 A à 4s	610 A
Pickup TOC1 Terre	123,66A à 4,038s	119,6 A à 4,07s	120 A
Pickup TOC2 phase	16290 A à 4,038s	16260 A à 4s	16258 A

D'après le tableau (IV.7), qui regroupe les valeurs de déclanchement (pickup) en ampères relevées lors des essais d'injection secondaire réalisées par les ingénieurs de GE VERNOVA ainsi que celles obtenus à partir de notre simulation sur ETAP, Extraites des courbes (Star view) présentées à la figure (IV.36), on constate une compatibilité entre les résultats avec les calculs théoriques.

Les valeurs obtenues sont pratiquement identiques, ce qui confirme la validité de la modélisation réalisée et démontre que la simulation reproduit correctement le comportement réel du relais de protection *GE MULTILIN* T60T. Cela montre également que le relais assure correctement sa fonction de protection conformément aux réglages appliqués.

IV-3-Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté le relais de protection GE T60T MULTILIN ainsi que les différents réglages associés, notamment les calculs de compensation des transformateurs de courants CT, les réglages de protection à maximum de courant OCR et de protection différentielle.

Dans ce chapitre, notre étude a également consisté à analyser les calculs fournis par l'entreprise *GENERAL ELECTRIC* (GE) ainsi qu'on a examiné les essais d'injection secondaire réaliser sur le relais. Par la suite, nous avons développé notre propre modèle de simulation de la protection sous ETAP, Afin de reproduire les mêmes conditions de fonctionnement. Cette étape parmi de valider le résultat obtenu est de vérifier leur cohérence avec les essais et les calculs

La comparaison entre les valeurs de la littérature de GE, les résultats des essais d'injection secondaires des ingénieurs et notre simulation réalisée sous ETAP, a montré une forte compatibilité. Cette cohérence confirme la justesse des calculs réalisés, la pertinence des réglages adoptés ainsi que la fiabilité du modèle de simulation.

Ainsi, l'ensemble des résultats obtenus valide le bon fonctionnement du système de protection et confirme l'efficacité du relais T60T dans la détection et l'élimination des défauts.

Les différentes études de défauts internes et externes ont également démontré que le relais est capable d distinguer efficacement les défauts externes. Ainsi, il déclenche uniquement en présence d'un défaut interne dans le cas de la protection différentielle, ce qui permet d'éviter les déclanchements intempestifs. Cette sélectivité améliore la fiabilité et la continuité de service du réseau électrique, tout en protégeant les équipements et en réduisant les pertes économiques ainsi que les couts de maintenance et d'exploitation.

Conclusion Générale

Conclusion Générale

À la fin de ce travail sur la protection des transformateurs réalisé dans le cadre du mémoire de fin d'études au sein de la centrale à cycle combiné de Mostaganem, nous pouvons conclure que la protection des transformateurs de puissance constitue une étape essentielle pour assurer la continuité, la stabilité et la sécurité du réseau électrique. Le transformateur principal élévateur 15KV/400KV représente un équipement stratégique, très couteux et indispensable au transfert de l'énergie produite vers les réseaux THT.

Nous pouvons affirmer que les objectifs fixés au début de cette étude ont été atteints. Ce travaille nous a permis d'étudier et de comprendre l'importance des systèmes de protection appliqués au transformateur principal élévateur 15KV/400KV, considéré comme l'un des équipements les plus importants et les plus couteux de la centrale.

Dans un premier temps, nous avons abordé le fonctionnement de la centrale à cycle combiné, la production de l'énergie électrique ainsi que le rôle du réseau de transport THT dans l'acheminement de l'énergie. Ensuite, nous avons étudié les transformateurs en générale, puis le transformateur principal de la centrale en particulière, en mettant en évidence son principe de fonctionnement, ses caractéristique et son importance dans le système électrique. Une analyse a été consacré à l'étude des différentes défauts pouvant affecter le transformateur de puissance, ainsi qu'aux différentes protections utilisées pour assure sa sécurité et sa continuité de service .Nous avons présenté les protections du transformateur principal de la centrale, notamment les protections contre les surintensités de réserve, les défauts thermiques ainsi que les protections différentielles , afin de garantir une protection fiable , rapide et sélective contre les différentes défaut pouvant endommager cet équipement stratégique. Cette expérience nous a permis d'acquérir de nombreuses compétences et de mettre en pratique nos connaissances théoriques.

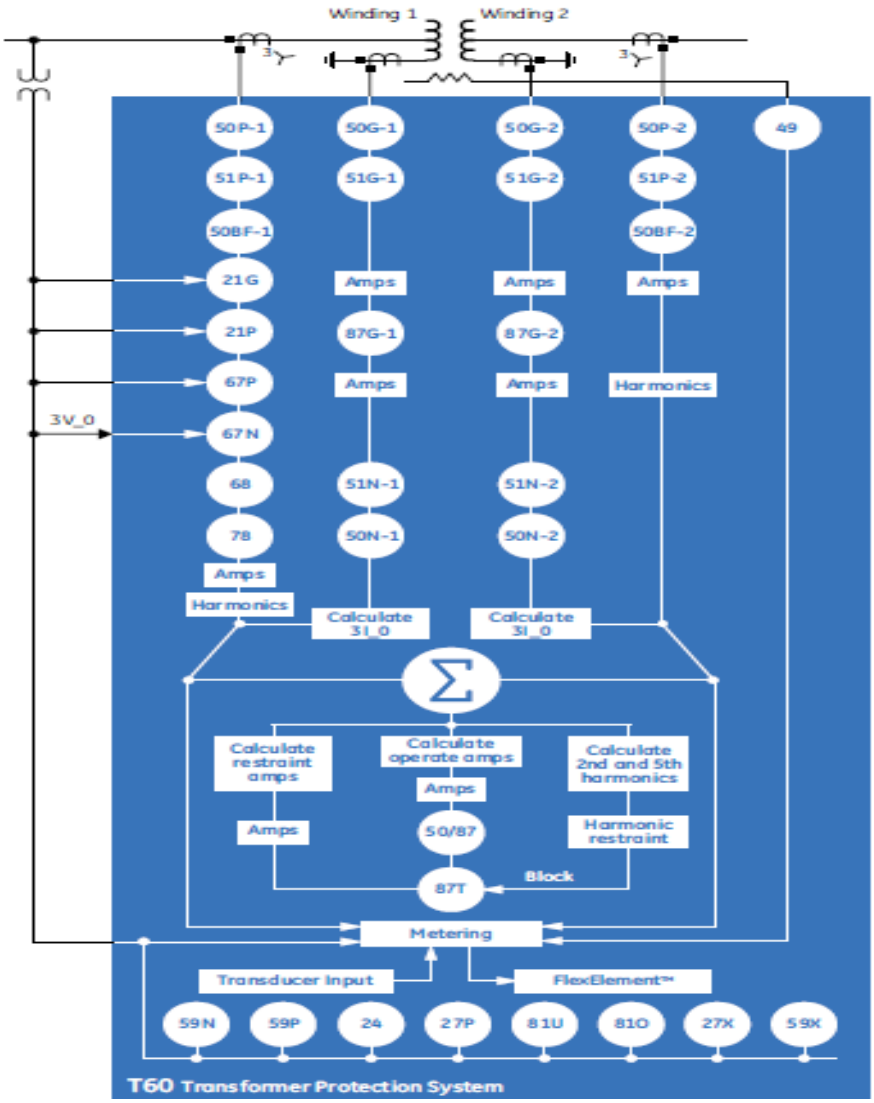
Dans le quatrième chapitre, nous avons étudié le relais numérique GE MULTILIN T60T, qui représente un équipement de haute technologie largement utilisé dans les systèmes modernes de protection des transformateurs. Une attention particulière a été accordée à la protection différentielle, dont le rôle principal est de différencier les défauts internes des défauts externes afin d'éviter les déclanchements intempestifs et d'assurer une protection efficace et rapide du transformateur. Nous avons également étudié les protections contre les surintensités de phase et de terre intégrées dans le relais afin d'assurer une protection complétée et fiable.

Nous avons ensuite analysé les essais d'injection secondaire réalisés par les ingénieurs ainsi que les calculs théoriques utilisés pour le paramétrage des protections. Par la suite, différentes simulations ont été effectuées sous ETAP afin de reproduire plusieurs cas de défauts et vérifier le comportement du relais. La comparaison entre les résultats obtenus par simulation, les essais réels d'injection secondaire et les calculs théorique a montré une grande concordance, confirmant ainsi le bon fonctionnement du relais et l'efficacité des protections mises œuvre pour préserver le transformateur contre les différents défauts.

Enfin, ce mémoire nous permis d'acquérir des connaissances théoriques et pratiques très enrichissantes dans le domaine des centrales à cycle combiné, des transformateurs de puissance et des systèmes de protection numériques. Cette expérience constitue une base importante pour notre future carrière professionnelle dans le domaine de l'électrotechnique industrielle.

Annexe

Annexe (IV.1)


Winding 1
Winding 2
50P-1
50G-1
50G-2
50P-2
49
51P-1
51G-1
51G-2
51P-2
50BF-1
50BF-2
21G
Amps
Amps
Amps
21P
87G-1
87G-2
67P
Amps
Amps
Harmonics
3V_0
67N
68
51N-1
51N-2
78
50N-1
50N-2
Amps
Harmonics
Calculate 3I_0
Calculate 3I_0
Calculate restraint amps
Calculate operate amps
Calculate 2nd and 5th harmonics
Amps
Amps
50/87
Harmonic restraint
Block
87T
Metering
Transducer Input
FlexElement™
59N
59P
24
27P
81U
81O
27X
59X
T60 Transformer Protection System

Bibliographie

REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

[1] https://www.sonelgaz-pe.dz/page/17
[2] https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/hydroelectricite
[3] https://www.gre-enr.fr/centrale-photovoltaique/
[4] EDF. *Types de centrales thermiques*. Disponible sur : https://www.edf.fr/groupe-edf/comprendre/production/thermique/types-de-centrales-thermiques
[5] Connaissance des Énergies. (2024, 19 août). *Qu'est-ce qui différencie une centrale à gaz à cycle combiné d'une centrale classique* https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quest-ce-qui-differencie-une-centrale-gaz-cycle-combine-dune-centrale-classique
[6] Mémoire fin d'étude MASTER EN ÉLOTECECTRHNIQUE université Abdelhamid IBN BADIS MOSTAGANEM BENAISSA NABILA 23/09/2025
[7] Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO-MB), *Cours sur les turbines*, support de cours (PowerPoint), disponible en ligne
[8] Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique Option : Réseaux Thème Etude & Dimensionnement du Poste de Transformation 400/220 KV de Sidi-Ali-Boussidi
[9] Planète Énergies. (s. d.). *Comment ça marche : turbo-alternateur*. Récupéré le 7 mars 2026, de https://www.planete-energies.com/fr/media/article/comment-ca-marche-turbo-alternateur
[10] https://staff.univ-batna2.dz/sites/default/files/bensalem_ahmed/files/chapitre_2.pdf
[11] La CEI (commission électrotechnique internationale)
[12] Wikipédia
[13] de) Ivonne Scheiwiller, « Trafohäuschen. Vom Reiz des Kleinen in der Architektur », *K+A, Art et architecture en Suisse*, nº 3, 2024, p. 60-66 (ISSN 1421-086X).
[14] Source : GLOBAL ENERGY E&F, *Transmission électrique*, https://globalenergy.ci/secteurs/1-transmission-electrique
[15] Bouzid, S., & Imarazene, A. (2014). *Modernisation de la protection des autotransformateurs contre les surtensions atmosphériques* [Mémoire de fin d'études, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou]. Photo extraite de DSPACE UMMTO
[16] Danny Kack, *Réseau de protection et coordination des réseaux de distribution électrique*, Laval, Université du Québec, 1998 (ISBN 0-612-55996-3, lire en ligne [archive])
[17] https://www.transfo-services.fr/correctif-equipements-htb/
[18] http://moodle.univ-skikda.dz/ Master 1 Réseaux Electriques Réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique 19 STRUCTURE ET CONSTITUTION DES RESEAUX ELECTRIQUES
[19] Thése doctorat Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance par Jean SANCHEZ 2011 préparée au sein du Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab) dans l'École Doctorale « Électrotechnique Électronique Automatique et Traitement du Signal »
[20]irmelec.fr/wp-content/uploads/2018/07/GUIDE-ADEME-Transformateurs-de-distribution-et-economies-denergie.pdf
[21] https://elearning.esgee-oran.dz/pluginfile.php/16193/mod_page/content/68/Le%20Transformateur%20Monophas%C3%A9.pdf

[22] Document technique Equipements et leurs caractéristiques Transformateurs Définition et paramètres Caractéristique
[23] Mémoire fin d'etude master electrotechnique industrielle : *Étude de la protection du transformateur de puissance* élévateur 13KV/235KV *du poste de transformation de la central thermique de Marsat El Hadjadj par Azzouz mohamed amine et Meralet bilal*
[24] erver.idemdito.org/electro/elec/alt/transfo.htm
[25] https://dspace.univ-annaba.dz/server/api/core/bitstreams/5cc17046-4f68-4dc6-b595-2308834f06dd/content
[26] CEI 60044-2, clause 2.1.1, version 2003
[27] Delixi Electric. (2022, June 13). *What is a potential transformer? Introduction about PT*. Delixi Electric. **https://www.cn-delixi.com/news/what-is-a-potential-transformer-introduction-about-pt/**
[28]Tameson. (s. d.). *Transformateurs de courant*. https://tameson.fr/pages/transformateurs-de-courant
[29] Norme**:** CEI 60044-1, clause 2.1.2, version 2003

[30] One-Elec. (s. d.). *Quel est le rôle d'un transformateur de courant ?* https://www.one-elec.com/blog/quel-est-le-role-d-un-transformateur-de-courant-one-elec.html
[31] https://lettel.com/fr/ressources/tore-rogowski/
[32] Zellagui, M. (2010). *Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)* [Mémoire de magistère non publié]. Université Mentouri Constantine
[33] http://www.wesemann.eu/documenten/Hyosung%20Transformer.pdf
[34] https://new.abb.com/docs/librariesprovider27/default-document-library/dtr-fr-2010_instructions.pdf
[35] Douici Douaa, & Mlekia Anis. (s. d.). *Protection des installations électriques par éclateurs* [Présentation PowerPoint, Université Badji Mokhtar – Annaba, Département d'électrotechnique]
[36] http://fr.scotech-electrical.com/info/what-is-a-buchholz-relay-and-how-does-it-work-63473988.html
[37] El Hadj Tahar, A., & Kerkar, R. (2022). *Étude et simulation de la protection d'un transformateur de puissance* [Mémoire de Master, Université Saad Dahlab de Blida]. Faculté de Technologie, Département d'Électrotechnique
[38] Abdelkebir, A., & Saadi, N. (2017). *Application de la logique floue pour le diagnostic des transformateurs de puissance par analyse des gaz dissous* [Mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara de Boumerdès]. Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Département de Génie Électrique.
[39] Les Cahiers Techniques de MICROENER PROTECTION DES TRANSFORMATEURS
[40] *Défauts courants des enroulements de transformateur et méthodes de réparation*. (n.d.). Kritester. Récupéré de https://www.kritester.com/fr/new/common-fault-winding-and-repair-method.html
[41] https://rooqcn.com/fr/what-causes-a-transformer-to-heat-up/
[42] https://biblio.univ-annaba.dz/ingeniorat/wp-content/uploads/2019/10/Karout-Wassila-Belhadj-Soumia.pdf
[43] https://www.tsv-transfo.com/fr/decouvrir-le-transformateur/defauts-transformateurs-electrique/
[44] https://savree.com/fr/encyclopedie/relais-buchholz-pour-transformateur
[45] International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS) Vol. 11, No. 2, June 2020, pp. 1088~1098 ISSN: 2088-8694, DOI: 10.11591/ijpeds.v11.i2.pp1088-1098 Simulink model of transformer differential protection using phase angle difference based algorithm Nassim A. Iqteit1 , Khalid Yahya2 1 Department of Electrical Engineering, Palestine Polytechnic University, Palestine 2 Department of Mechatronic Engineering, Istanbul Gelisim University, Turkey
[46] Transformer Differential Protection Revisited Bogdan Kasztenny and Satish Samineni Schweitzer Engineering Laboratories, Inc
[47] Malek, A., & Mezrag, A. E. (2019). *Protection électrique et technologique du transformateur de puissance 22 kV/400 kV dans la centrale de production à cycle combinée de Ain Arnet-Sétif 1200 MW* [Mémoire de Master, Université Akli Mohand Oulhadj de Bouira]. Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées, Département de Génie Électrique.
[48] GE Vernova T60 brochure PDF, *Technical Brochure – Transformer Protection System*
[49] https://www.kermelec-dz.com/language/fr/injections-secondaires
[50] Mouhyi El Sayed Bahgat, « Analyse et étude des systèmes de puissance et des moteurs électriques à l'aide du logiciel ETAP », support de cours, ETCP, s. d
[51] Fiche technique de samsung
[52] Les transformateurs électriques de tension (rev4A)
[53] Relay Training. (n.d.). *Introduction to breaker failure schemes (50BF).* https://relaytraining.com/introduction-to-breaker-failure-schemes-50bf/