



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة وهران 2 محمد بن أحمد
Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed
معهد الصيانة و الأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

Département : Maintenance en instrumentation

MÉMOIRE

Pour l'obtention du diplôme de Master

Filière : Génie Industriel

Spécialité : Génie Industriel

Thème

ETUDE D'UN TRANSFORMATEUR INDUSTRIEL

Nom : ROUANE HACENE

Prénom : Fethi

Nom : BELOUMI

Prénom : Mokhtar

Devant le jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Mme ARBI Maachia	MCB	IMSI-Univ. D'Oran2	Président
Mme AOUIMER Yamina	MAA	IMSI-Univ. D'Oran2	Encadreur
Mr TITAH MAwloud	MCB	IMSI-Univ. D'Oran2	Examineur

Année 2021/2022

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciement

Tout d'abord, on remercie « Allah » tout-puissant qui nous a donné le courage, la volonté et la force de faire ce modeste travail. Merci de nous avoir éclairé sur le chemin du succès.

Nous tenons à remercier chaleureusement Mme Aouimer yamina pour l'Aide et pour les conseils précieux pendant les études Et la réalisation de ce travail.

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement MR TITAH Mawloud et Mme ARBI Maachia pour avoir accepté de juger notre travail. Aouimer yamina pour l'Aide et pour les conseils précieux pendant les études Et la réalisation de ce travail.

Nous tenons à remercier tous les professeures et les enseignants du département Génie Industriel

En fin nos remerciements vont aux familles Rouanehacene et Beloumi pour leur soutien moral et financier.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents que m'ont beaucoup aidé

Durant Mon instruction

A mes frères et mes sœurs

A toute ma famille en générale

A tous mes amis (es)

A tous ceux que j'aime

A tous ceux qui m'aiment

A tous ceux qui me sont Chers

Fethi

Dédicace

Nous dédions ce modeste travail :

À nos très chères et douces mères, nos très chers pères qui ont été toujours auprès de nous, merci de nous avoir permis de réaliser notre parcours sans de ne jamais manquer de rien. Nous adressons au ciel les vœux les plus ardents pour la conservation de leur santé et de leur vie.

À nos frères et nos sœurs, les mots sont faibles pour exprimer la force de nos sentiments et la reconnaissance que nous portons pour vous. Que Dieu vous garde pour Nous.

Et à ceux qui partagent nos bonheurs, à nos amis

À nos collègues à l'Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle et nos camarades de promotion 2021-2022

À tous nos enseignants de notre cursus éducatif

À tous ceux qui nous sont chers et que nous aimons et qui nous aiment.

Mokhtar

SOMMAIRE

REMERCIEMENT	I
DEDICACE	II
DEDICACE	III
SOMMAIRE :	IV
INTRODUCTION GÉNÉRALE:	1
CHAPITRE I : GENERALITE SUR LES TRANSFORMATEURS	
I.1 INTRODUCTION :	3
I.2. DÉFINITION DE TRANSFORMATEUR :	3
I.3 TECHNOLOGIES DE CONSTRUCTION DE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE :	5
I.3.1 PARTIE ACTIVE :	6
I.3.1.1 CIRCUIT MAGNÉTIQUE :	6
I.3.1.2 ENROULEMENTS :	8
I.3.2 ISOLATION :	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
I.3.2.1 ISOLATION CELLULOSIQUE :	9
I.3.2.2 ISOLATION LIQUIDE :	9
I.3.3 CUVE :	9
I.3.4 TRAVERSÉES ISOLANTES :	10
I.3.5 EQUIPEMENT :	11
I.3.5.1 CHANGEURS DE PRISE :	11
I.3.5.2 REFROIDISSEMENT :	11
I.3.5.3 CONSERVATEUR :	12
I.3.5.4 COFFRET DE COMMANDE DU CHANGEUR DE PRISE EN CHARGE :	12
I.4. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :	12
I.4.1. DIAGRAMMES DE KAPP :	13
I.4.2. INDICE HORAIRE :	14
I.4.3. COUPLAGE DES ENROULEMENTS :	14
I.4.4. CHOIX DU COUPLAGE	15
I.5. LE RÔLE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES :	15
I.5.1.LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE SE RÉPARTISSENT EN 2 GRANDES FAMILLES :	16

I.5.1.1. LE TRANSFORMATEUR TRIPHASÉ :	16
I.5.1.2. TRANSFORMATEUR MONOPHASÉ :	16
I. 6. LES DIFFÉRENTS TYPES DE TRANSFORMATEURS :	17
I/ 6.1. AUTOTRANSFORMATEUR :	17
I/ 6.2. TRANSFORMATEUR VARIABLE :	18
I/ 6.3. TRANSFORMATEUR D'ISOLEMENT :	18
I/ 6.4. TRANSFORMATEUR D'IMPÉDANCES :	18
I/ 6.5. TRANSFORMATEUR DE MESURE :	19
I.7. SYSTÈME DE RÉGLAGE DE TENSION :	20
I.7.1. RÉGLEUR À VIDE :	20
I.7.2. RÉGLEUR EN CHARGE :	21
I.8. PERTES DANS LES TRANSFORMATEURS :	21
I.8.1. LES PERTES PAR EFFET JOULE :	21
I.8.2. LES PERTES MAGNÉTIQUES :	21
I.8.3. MESURE DES PERTES :	21
I/9. CONCLUSION :	22
CHAPITER II : LA MAINTENANCE DE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	
II.1. INTRODUCTION :	24
II.2. DÉFINITION DE LA MAINTENANCE :	24
II.3. OBJECTIF DE LA MAINTENANCE :	24
II.4. L'IMPORTANCE DE LA MAINTENANCE :	25
II.5. POLITIQUES DE MAINTENANCE :	26
II.5.1. MAINTENANCE CORRECTIVE :	27
II.5.2. MAINTENANCE CURATIVE :	27
II.5.3. MAINTENANCE PRÉVENTIVE :	28
II.6. OPÉRATIONS DE LA MAINTENANCE :	29
II.6.1 OPÉRATIONS DE LA MAINTENANCE CORRECTIVE :	29
II.7 PRINCIPALES OPÉRATIONS DE MAINTENANCE CORRECTIVE.....	30
II.7.1 OPÉRATIONS DE LA MAINTENANCE PRÉVENTIVE :	30
IV.7.2. PRINCIPALES OPÉRATIONS DE MAINTENANCE PRÉVENTIVE :	31
II.8. LA MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS:	31
II.8.1.ÉTAPES DE MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE:.....	31
II.8.2. MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS À AIR.....	32

II.8.3.MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE DE MESURE:.....	33
II.9. QUAND ON EFFECTUE LA MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS ?	33
II.10. LES ÉQUIPEMENTS CHOISIR POUR LA MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS :	34
II.11. STRATÉGIES DE MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS :	34
II.12. GESTION DE LA MAINTENANCE DES TRANSFORMATEURS :	34
II.13. EXÉCUTION DE LA MAINTENANCE:	36
II/ 14. LES TECHNIQUES DE DIAGNOSTIC	38
II/ 14.1. ANALYSE D’HUILE:.....	38
II/ 14.2. LES ANALYSES PHYSICO-CHIMIQUES	39
II/ 14.3. ANALYSE DES FURANES	40
II/ 14.4. ANALYSE DES GAZ DISSOUS DANS L’HUILE	41
II/ 14.5. MESURES ÉLECTRIQUES:.....	48
II.15 PRINCIPE DE MESURE.....	52
II/ 16. CONCLUSION:	52
CHAPITRE 03 : CALCUL DES COURANTS DE COURT CIRCUIT	
III.1 INTRODUCTION	54
III.2 DÉFINITIONS	54
III.3 EFFETS DES COURANTS DE COURT-CIRCUIT :	54
III.4. CARACTÉRISATION DES COURTS-CIRCUITS :	55
III.4.1 COURT-CIRCUIT TRIPHASÉ :	55
III.4.2. MONOPHASÉ TERRE :	55
III.4.3 COURT-CIRCUIT BIPHASÉ ISOLÉ :	55
III.4.4 COURT- CIRCUIT BIPHASÉ TERRE :	56
III.5. CALCUL DES ICC DANS LES RÉSEAUX À L’AIDE DES COMPOSANTES SYMÉTRIQUES.....	56
III.5.1 LES COMPOSANTES SYMÉTRIQUE	56
III.5.2. CALCUL SELON LA NORME CEI 60909	59
III.5.2.1 LA PROCÉDURE	59
III.5.2.2 EQUATIONS DES DIFFÉRENTS COURANTS	61
III.6. CALCUL DES ICC PAR LA MÉTHODE DES IMPÉDANCES [4].....	64
III.6.1 ICC SELON LES DIFFÉRENTS TYPES DE COURT-CIRCUIT	64
III.6.1.1 COURT-CIRCUIT TRIPHASÉ.....	64

III.6.1.2. COURT-CIRCUIT BIPHASÉ ISOLÉ	65
III.6.1.3. COURT-CIRCUIT MONOPHASÉ ISOLÉ	66
III.6.1.4. COURT-CIRCUIT À LA TERRE (MONOPHASÉ OU BIPHASÉ)	66
III.6.2. DÉTERMINATION DES DIVERSES IMPÉDANCES DE COURT-CIRCUIT	66
III.6.2.1. IMPÉDANCES DU RÉSEAU	66
III.7 CONCLUSION	69
CHAPITRE 04 : ETUDES D UN RÉSEAU RÉEL (BOUHANIFFIA)	
IV.1 INTRODUCTION.....	72
VI.2 ETUDES DES PROTECTIONS DES DÉPARTS HTA DU POSTE HTB/HTA BOUHANIFIA :.....	72
IV.3. CALCUL DU COURANT DE COURT-CIRCUIT TRIPHASÉ AU NIVEAU DES JEUX DE BARRES HTA :.....	74
IV.4. CALCUL DES COURANTS DE COURT CIRCUIT BIPHASÉ AU NIVEAU DES DÉPARTS HTA :.....	75
IV.4.1 DÉPART HTA MASCARA	75
IV.4.1.1 CAS DU SCHÉMA NORMAL D'EXPLOITATION (FIG.VI.3):.....	75
IV.4.1.2 CAS DU SCHÉMA D'EXPLOITATION SECOURS (FIG.VI.4):.....	77
IV.4.2 DÉPART TIZI :.....	80
VI.4.2.1 CAS DU SCHÉMA NORMAL D'EXPLOITATION	80
VI.4.2.2 CAS DU SCHÉMA SECOURS (FIG.VI.6) :.....	82
IV.4.3. DÉPART HACINE :	84
IV.4. 3.1 CAS DU SCHÉMA NORMAL D'EXPLOITATION	84
VI.4.3.2 CAS DU SCHÉMA D'EXPLOITATION SECOURS :	85
IV.4.4. DÉPART MAOUSSA :	87
IV.4. 4.1 CAS DU SCHÉMA NORMAL D'EXPLOITATION	87
IV.4. 4.2 CAS DU SCHÉMA D'EXPLOITATION SECOURS :	89
IV.5. RÉGLAGES DES COURANTS HOMOPOLAIRES :.....	90
IV.5.1 DÉPART MASCARA :	91
IV.5.2 DEPART TIZI :	91
IV.5.3 DÉPART MAOUSSA :	91
IV.5.4. DÉPART HACINE :	91
VI.6. ANALYSE DES RÉSULTATS	91
IV.7 CONCLUSION	93

CONCLUSION GÉNÉRALE	95
BIBLIOGRAPHIE	97

Liste des figures :

Chapitre I :

Figure (I.1): Transformateur monophasé.....	4
Figure (I.2) : Transformateur triphasé.....	4
Figure (I.3) : Symbole de transformateur de puissance.....	5
Figure (I.4) : Schéma d'un transformateur monophasé.	5
Figure (I.5) : Schéma d'un transformateur triphasé de type colonne.....	5
Figure (I.6) : Vue intérieure d'un transformateur, type colonne.....	6
Figure (I.7) : Circuit magnétique.....	7
Figure (I.8) : Transformateur cuirassé.....	7
Figure (I.9) : circuit magnétique triphasé.....	8
Figure (I.10) : Enroulement.....	9
Figure (I.11) : Coupe de demi-enroulement.....	9
Figure (I.12) : La cuve d'un transformateur de puissance.....	11
Figure (I.13) : Traversée haute tension.....	11
Figure (I.14) : Traversé porcelaine	12
Figure (I.15) : Traverse condensateur.....	12
Figure (I.16) : Refroidissement par circulation forcée de l'huile dans des radiateurs ventilés (a) ou dans des aéroréfrigérants (b).....	13
Figure (I.17) : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur de puissance Le schéma électrique monophasé de transformateur réel représenté ce dissous.....	14
Figure (I.19) : Représentation vectorielle d'un transformateur.....	14
Figure (I.20) : Indice horaire.....	14
Figure (I.21) : les différents types de couplage.....	16
Figure (I.22) : transformateur triphasé.....	17
Figure (I.23) : transformateur monophasé.....	17
Figure (I.24) : Symbole d'un autotransformateur.....	18
Figure (I.25) : Un ancien transformateur électrique dans une usine reconvertie.....	20
Figure (I.26) : Un régleur hors tension.....	21
Figure (I.27) : Régleur en charge et Système de commutation.....	22

Chapitre II :

Figure (II.1) : Objectif de la maintenance.....	26
Figure (II.2) : Les différentes politiques de maintenance.....	28
Figure (II.3) : Intervention corrective.....	28
Figure (II.4) : Maintenance curative ou réparation.....	29
Figure (II.5) : Intervention de préventive.....	30
Figure (II.6) : Opérations de la maintenance corrective.....	31
Figure (II.7) : Exemple de maintenance pour un transformateur.....	33
Figure (II.8) : Nettoyage d'un transformateur.....	34
Figure (II.9) : Processus de maintenance.....	36
Figure (II.10) : Opérations et cycle de maintenance du transformateur.....	37
Figure (II.11) : Triangle de Duval.....	49
Figure (II.12) : Shéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements....	52

Chapitre III :

Figure (III.1): Schéma simplifié d'un réseau en court-circuit.....	55
Figure (III.2): court-circuit triphasé (5 % des cas).....	56
Figure (III.3): court -circuit monophasé (80 % des cas).....	57
Figure (III.4): court-circuit biphasé isolé.....	57
Figure (III.5) : court circuit biphasé terre.....	57
Figure (III.6): Décomposition d'un système triphasé en composante symétriques.....	58
Figure (III.7): caractéristique homopolaire des différents éléments d'un réseau électrique...60	
Figure (III.8): Valeurs du facteur de tension c (CEI 60909).....	61
Figure (III.9): valeurs des modules des courants de court-circuit en fonction des impédances du réseau concerné (CEI 60909).....	62
Figure (III.10): facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b (CEI 60909) surexcitation = 1,3 selon CEI 60909).....	63
Figure (III.11): Facteurs λ_{max} et λ_{min} pour turbo-alternateurs.....	64
Figure (III.12): Facteurs λ_{max} et λ_{min} pour alternateurs à pôles saillants (Surexcitation = 1,6	

selon CEI 60909).....65

Figure (III.13): Les différents courants de court-circuit.....66

Figure (III.14): Tension de court-circuit u_{cc} normalisée pour les Transformateurs HTA/BT de distribution publique.....69

Chapitre IV :

Figure (IV.1) : Poste HTB/HTA BOUHANIFIA.....73

Figure (IV.2) : Schéma d'exploitation en boucle ouverte de deux départs HTA Issus de deux postes HTB/HTA différents.....74

Figure (IV.3) : Départ HTA MASCARA, schéma normal d'exploitation.....76

Figure (IV.4) : Départ HTA MASCARA, schéma d'exploitation secours.....79

Figure (IV.5) : Départ TIZI, schéma d'exploitation normal.....81

Figure (IV.6) : Départ TIZI, schéma d'exploitation secours.....83

Liste des tableaux :

Chapitre II :

Tableau (II.1) : Périodicité des composants externes du transformateur.....38

Tableau (II.2) : périodicité des composantes internes.....39

Tableau (II.3): Les gaz pour le diagnostic.....43

Tableau (II.4): codes de Rogers.....44

Tableau (II.5): Interprétation de Rougers.....45

Tableau (II.6): Interprétation da la CEI60599.....46

Tableau (II.7): Exemples des Défauts typique.....46

Tableau (II.8) : Concentration des gaz dissous.....47

Tableau (II.9): Rapports des gaz clé-Doernenburg.....48

Chapitre VI :

Tableau (IV.1) : Les longueurs des lignes issu du départ HTA mascara, schéma normal d'exploitation.....77

Tableau (IV.2) : Les longueurs des lignes issu du départ HTA MASCAR et HTA Zone Industrielle, schéma d'exploitation secours.....79

Tableau (IV.3) : La sommes des longueurs des lignes MASCARA+Zone industrielle.....79

Tableau (IV.4) : Les longueurs des lignes issues du départ HTA TIZI, schéma normal d'exploitation.....	81
Tableau (IV.5) : caractéristiques des départs HTA TIZI et MAOUSSA.....	83
Tableau (IV.6) : caractéristiques du départ en cas de schéma secours.....	84
Tableau (IV.7) : Les longueurs des lignes issu du départ HACINE, schéma normal d'exploitation.....	85
Tableau (IV.8) : Les longueurs des lignes issu du départ HACINE, HACINE1, schéma d'exploitation secours.....	87
Tableau (IV.9) : La sommes des longueurs des lignes HACINE+HACINE1	87
Tableau (IV.10) : Les longueurs des lignes issu du départ HACINE, schéma normal d'exploitation.....	89
Tableau (IV.11) : Les longueurs des lignes issu du départ MAOUSSA,MAOUSSA01, schéma d'exploitation secours.....	90
Tableau (IV.12) : La sommes des longueurs des lignes MAOUSSA+MAOUSSA01.....	91
Tableau (IV.13) : Interprétation des résultats de réglage des relais de phase.....	94
Tableau (IV.14) : valeurs réelles affichées sur les protections.....	94
Tableau (IV.15) : Interprétations des résultats de des courants homopolaires.....	95

INTRODUCTION

GENE

RALE

Introduction Générale

Les transformateurs sont des machines électriques statiques dont la fonction est d'élever ou d'abaisser les valeurs de la tension et de l'intensité d'entrée. Depuis leur apparition; leur utilisation a pris de l'importance, surtout au niveau industriel, où ils sont imposés comme un élément majeur, au point où ils sont diversifiés, tel qu'on trouve plusieurs types de transformateurs selon l'utilisation.

Les transformateurs comme tous les appareils électriques peuvent présenter des défaillances à cause de certains facteurs intérieurs et extérieurs. Par conséquent, nous essayant de présenter la capacité de réduire la possibilité de présence d'une défaillance ou une dégradation au rendement et l'assurance d'une longue vie du transformateur et cela en utilisant les techniques de diagnostic.

L'objectif final du diagnostic est la surveillance du transformateur et le suivi de l'évolution des défauts dès leurs premiers signes d'apparition, pour ensuite préconiser les actions correctives.

L'apparition d'un défaut dans le réseau électrique provoque la circulation de forts courants de court-circuit dans le transformateur, induisant des champs parasites dans celui-ci. Ces champs produisent des forces axiales et radiales sur les enroulements du transformateur. Les signaux mesurables tels que les courants, les tensions, les vibrations ou bien encore la température peuvent fournir des informations significatives sur les défauts et ainsi servir à déterminer un ensemble de paramètres représentant les signatures de défauts du transformateur.

A partir de ces paramètres, la mise en place de méthodes convenables peut permettre de concevoir des systèmes de diagnostic performants.

Ce mémoire est subdivisé en quatre chapitres:

Le premier chapitre est consacré aux généralités de fonctionnement et de constitution du transformateur de puissance.

Dans le deuxième chapitre on présente la maintenance des différents types de transformateur de puissance avec ses étapes et sa stratégie.

Le troisième chapitre décrit les courts-circuits, leurs effets sur les réseaux et leurs interactions sur les matériels.

Dans le quatrième chapitre on a étudié un réseau HTA réel composé de (lignes et transformateurs) de BOUHANIFIA en utilisant la méthode des impédances.

CHAPITRE I
GÉNÉRALITÉ SUR
LES
TRANSFORMATEURS

I.1 Introduction

Les transformateurs de puissance jouent un rôle fondamental dans tout système de gestion de l'énergie électrique. Celui-ci se décline en phase de production, de distribution, de transport et d'utilisation du courant électrique. Les transformateurs se retrouvent à tous les niveaux d'un tel système, de la production à l'utilisation.

Pour obtenir une connaissance de l'état des équipements et d'adopter les solutions les plus adéquates qui garantissent le fonctionnement correct des transformateurs, il est nécessaire d'effectuer périodiquement des inspections et des travaux de réparation.

Dans ce qui suit, une étude théorique détaillée des transformateurs de puissance ainsi que les modes de défaillances seront présentés.

I.2. Définition de transformateur

Le transformateur est une machine électrique statique, appelé aussi convertisseur statique à induction, il comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, destiné à transformer la tension et le courant alternatifs, à une tension et courant alternatifs de même fréquence mais d'amplitudes différentes selon les besoins d'utilisation [1].

Le transformateur est un appareil électrique très simple mais il est très important dans un réseau électrique car c'est une machine de base pour le transport d'énergie électrique. Le transformateur permet de modifier la tension et le courant dans un circuit.

Les transformateurs sont utilisés dans les niveaux suivants :

- A la sortie des centrales ou la tension est élevée pour la transmission.
- Dans les postes d'interconnexion ou de répartition.
- Dans les sous-stations de distribution ou la tension est réduite pour être adaptée à la tension de la distribution.
- Dans les postes de distribution ou la tension est réduite pour être adaptée au niveau de la tension d'utilisation des entreprises et des résidences. [2]



Figure (I.1): Transformateur monophasé.



Figure (I.2) : Transformateur triphasé.

Symbole de transformateur

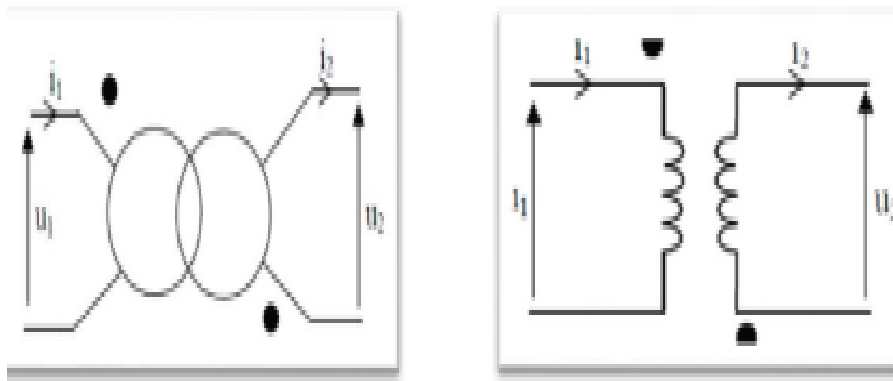


Figure (I.3) : Symbole de transformateur de puissance.

Les deux points représentés dans chaque symbole permettent de repérer le sens conventionnel de la tension et du courant [2].

Schema du transformateur

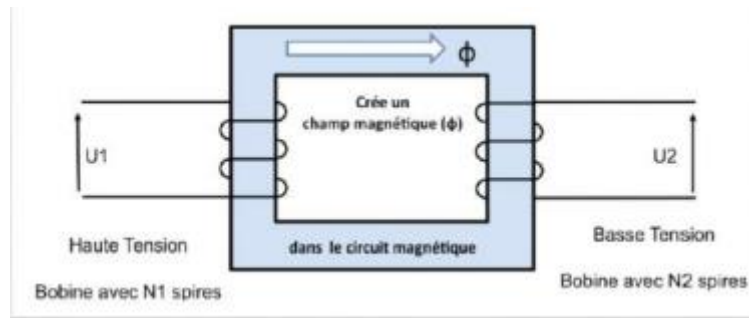


Figure (I.4) : Schéma d'un transformateur monophasé

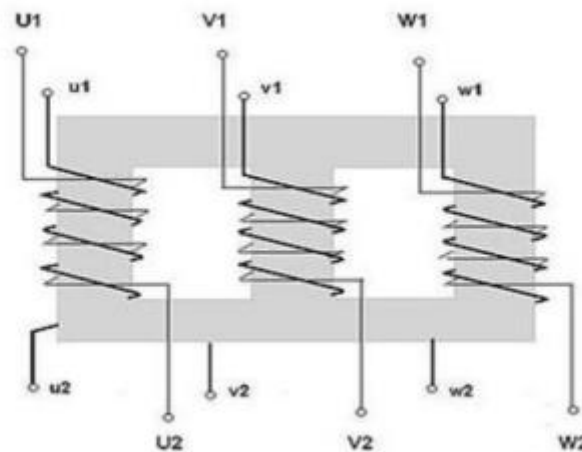


Figure (I.5) : Schéma d'un transformateur triphasé de type colonne

I.3 Technologies de construction de transformateur de puissance

La figure (I.13) suivant montre la constitution d'un transformateur de puissance triphasé.

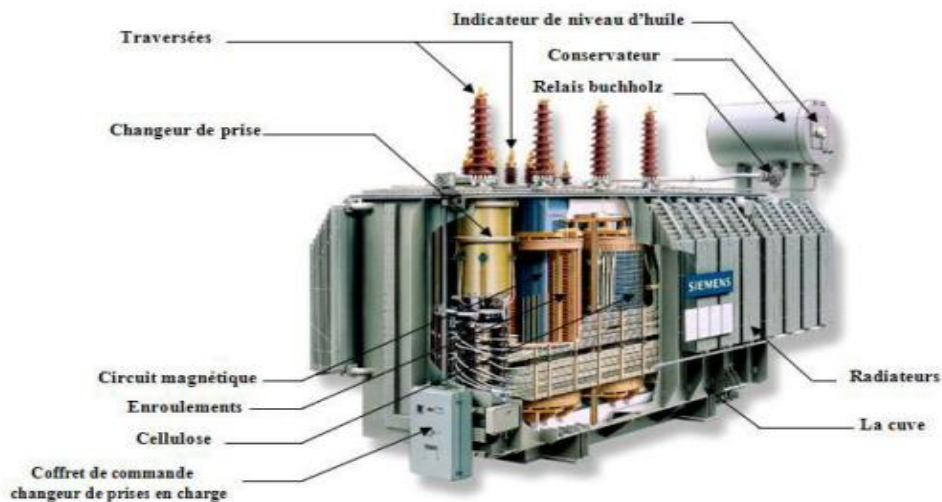


Figure (I.6) : Vue intérieure d'un transformateur, type colonne

I.3.1 Partie active

La partie active d'un transformateur est définie comme le circuit magnétique et les enroulements.

I.3.1.1 Circuit magnétique

Le rôle du circuit magnétique est de canaliser le flux magnétique produit par l'excitation de l'enroulement primaire vers l'enroulement secondaire [3].

Le noyau se compose d'un empilage de tôles ferromagnétique de haute perméabilité et à grains orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. Afin de minimiser les pertes on procède à [3,4] :

- l'emploi d'acier magnétique doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faible perte par hystérésis.
- l'emploi de tôles dont l'épaisseur est choisie tel que les courants de Foucault soient pratiquement sans effet.

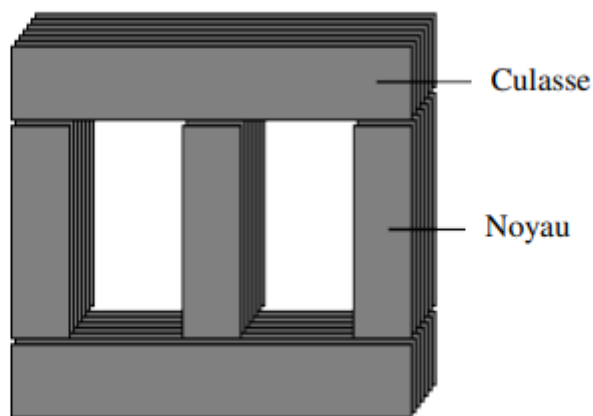


Figure (I.7) : Circuit magnétique.

Suivant la forme du circuit magnétique on distingue deux dispositions principales qui sont :

I.3.1.1.1 Transformateur cuirassé

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux côtés. La cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité. Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, où les surtensions transitoires sont fréquentes. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobines.

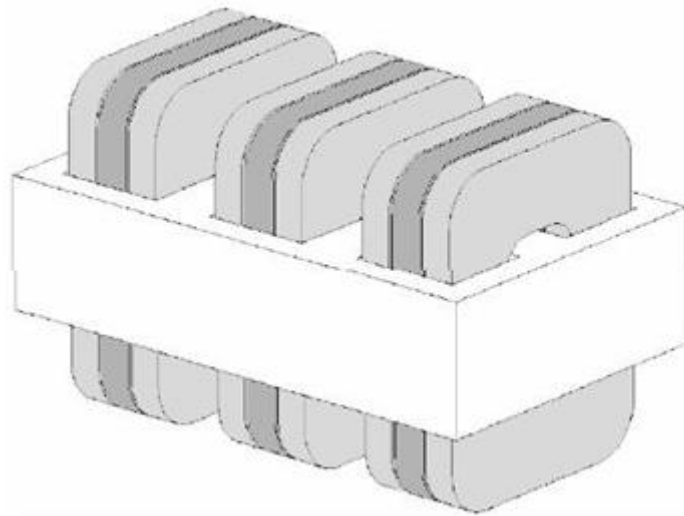


Figure (I.8) : Transformateur cuirassé.

Avantages et inconvénients du transformateur cuirassé

Le transformateur cuirassé possède un circuit magnétique plus court, ce qui permet d'avoir un courant à vide relatif plus faible et ses enroulements sont plus simples car le nombre de spires est moins grand vu que la section du noyau dans un transformateur cuirassé peut être plus grande que dans le transformateur à colonne. Mais ils présentent aussi certains inconvénients:

- Ses enroulements sont moins accessibles à l'agent refroidissant ;
- l'examen et la réparation sont plus difficiles et demande davantage de matériaux isolants pour la haute tension ; Ce type de transformateurs coûte cher.

I.3.1.1.2 Transformateur colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se ferme à ses extrémités via des culasses afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs. Cette disposition plus simple que la précédente est utilisée pour les transformateurs de haute tension et les grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique trois colonnes (noyaux). Ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé. Si le déséquilibre est important, on utilise les transformateurs à quatre ou cinq colonnes. Dont trois sont bobinées et les autres servent au retour des flux [5].

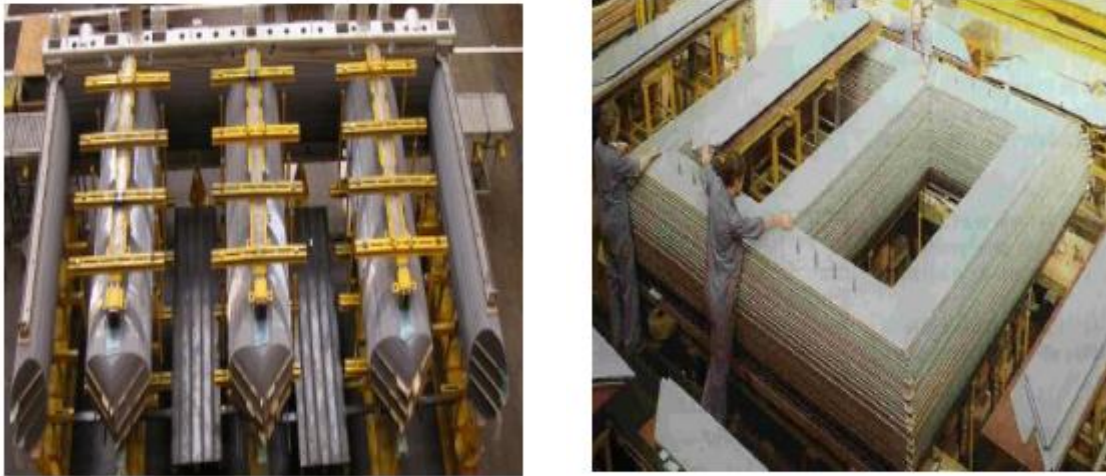


Figure (I.9) : Circuit magnétique triphasé

I.3.1.2 Enroulements

Les enroulements du transformateur sont l'ensemble des spires fabriqués généralement en cuivre émaillé, isolées entre elles par du papier [4].

Pour une phase d'un transformateur donnée il y a un enroulement par niveau de tension considéré: un pour la basse tension et un pour la haute tension, avec parfois un supplémentaire pour la moyenne tension. Ces différents enroulements sont imbriqués les uns dans les autres avec l'enroulement de basse tension à l'intérieur et les enroulements de niveau de tension supérieurs de façon croissante vers l'extérieur. La figure (I.19) représente une demi-coupe d'enroulement [5].

Les enroulements permettent le transfert de la puissance du primaire vers le secondaire (tertiaire) tout en modifiant la tension (circulation du courant) [3].



Figure (I.10) : Enroulement

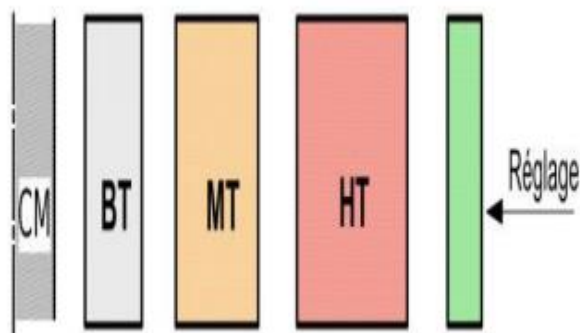


Figure (I.11) : Coupe de demi-enroulement

I.3.2 Isolation

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation [4].

I.3.2.1 Isolation cellulosique

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

I.3.2.2 Isolation liquide

L'huile du transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcane, de naphthènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut. Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement, ou la combinaison de ces méthodes. Le raffinage lorsqu'il est parfaitement achevé, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux spécifications exigées. Le rôle fondamental de l'huile est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation, et elles sont dépourvues du soufre en corrosif. Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes:

- point d'inflammabilité élevée
- point de congélation bas
- rigidité diélectrique élevée
- basse viscosité
- bonne résistance à l'électrification statique

I.3.3 Cuve

La constitution de la cuve de transformateurs est liée aux calculs thermiques, généralement elle est fabriquée en acier.

La cuve sert à la protection de la partie active du transformateur, elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur elle assure plusieurs rôles tels que :

- réservoir d'huile,
- assurer la résistance en court-circuit,
- maintenir à l'intérieur de la cuve la majorité du flux de fuite produit par le courant dans les enroulements [3], [4].



Figure (I.12) : La cuve d'un transformateur de puissance

I.3.4 Traversées isolantes

La connexion aux réseaux électriques des parties actives du transformateur, est réalisée par les traversées (bushings). 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

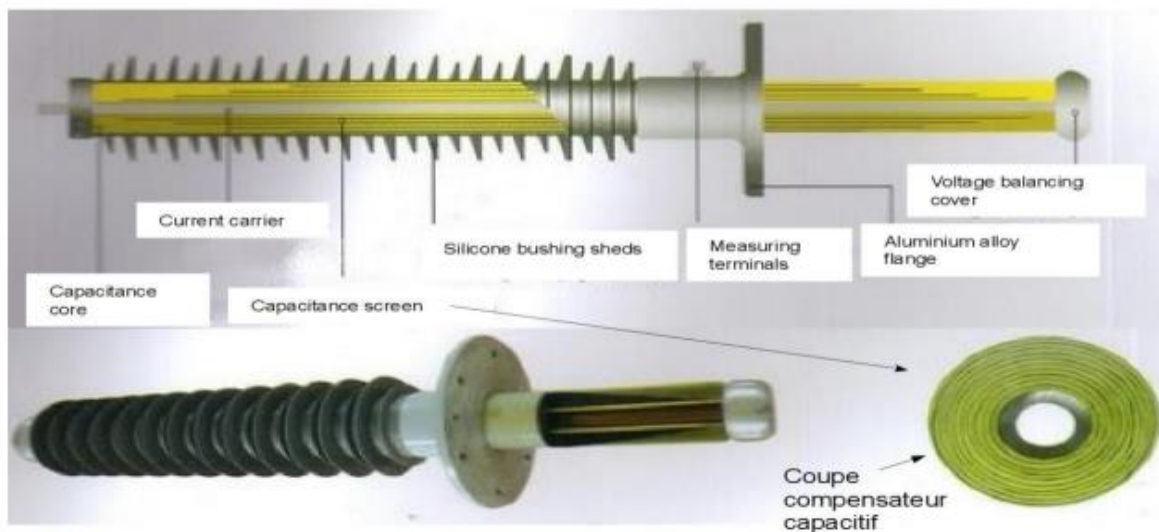


Figure (I.13) : Traversée haute tension

La longueur de l'isolateur et son profil crénelé, permet d'accroître l'éloignement du conducteur d'alimentation en limitant le champ électrique longitudinale, dans le but d'éviter tout amorçage par l'extérieur en cas de surtension (foudre par ex.). Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant [6].



Figure (I.14) : Traversé porcelaine



Figure (I.15) : Traverse
Condensateur

I.3.5 Equipement

I.3.5.1 Changeurs de prise

Le changeur de prise est un ensemble de quelques spires qui sont condensés en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Elles permettent de modifier le rapport de transformation en charge et hors charge d'un transformateur de puissance sur une plage de réglage, on distingue deux types de changeur de prise en charge et hors charge (avide).

I.3.5.2 Refroidissement

Dans les transformateurs de puissance le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes vers une source froide à la quelle il abandonne des calories celle-ci peut être. [5]:

- Directement la surface de la cuve pour les petites puissances,
- Des aéroréfrigérants,
- Des radiateurs,
- Des hydro réfrigérants.

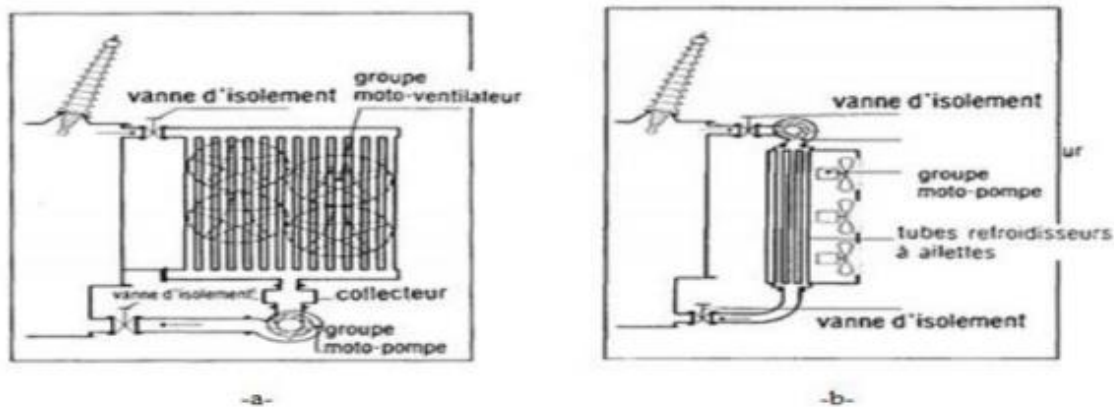


Figure (I.16) : Refroidissement par circulation forcée de l'huile dans des radiateurs ventilés (a) ou dans des aéroréfrigérants (b)

I.3.5.3 Conservateur

Le conservateur (réservoir d'expansion) est utilisé pour les transformateurs dits « respirant » son rôle est de permettre la dilatation de l'huile en fonction de la température.

La surface du diélectrique peut être en contact avec l'air ambiant (conservateur classique) ou être séparée par une paroi étanche souple (conservateur à diaphragme) [6].

I.3.5.4 Coffret de commande du changeur de prise en charge

Ces équipements permettent de commander les changeurs de prise en charge qui se trouve à l'intérieur de la cuve du transformateur [6].

I.4. Principe de fonctionnement

Un transformateur comprend essentiellement deux circuits électriques montés sur un circuit magnétique, l'un des circuits électriques dit enroulement primaire comporte N_1 spires étant raccordé à une source de tension alternatif U_1 , le courant I_1 qui traverse cet enroulement donne naissance à un flux ϕ_m dans le circuit magnétique. Ce flux induit une force électromotrice dans le deuxième enroulement dit « enroulement secondaire » de N_2 spires aux bornes duquel apparaît une tension U_2 [7].

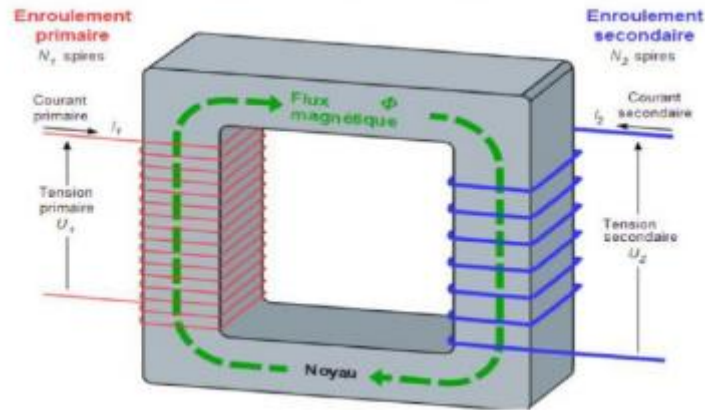


Figure (I.17) : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur de puissance
Le schéma électrique monophasé de transformateur réel représenté ce dissous

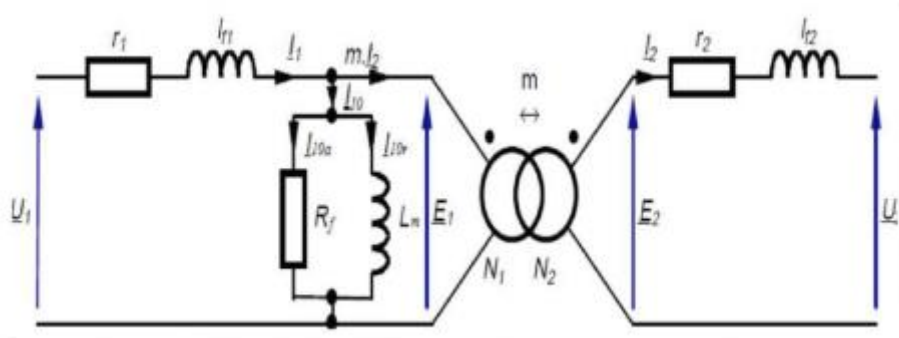


Figure (I.18) : Schéma équivalent d'un transformateur monophasé.

I.4.1. Diagrammes de Kapp

Les tensions, courants et flux magnétiques du transformateur de la Figure (I.7), peuvent être représentés selon des diagrammes vectoriels de la Figure(I.8), appelés diagrammes de Kapp. Il y a le diagramme du côté primaire (a) et du côté secondaire (b) [4].

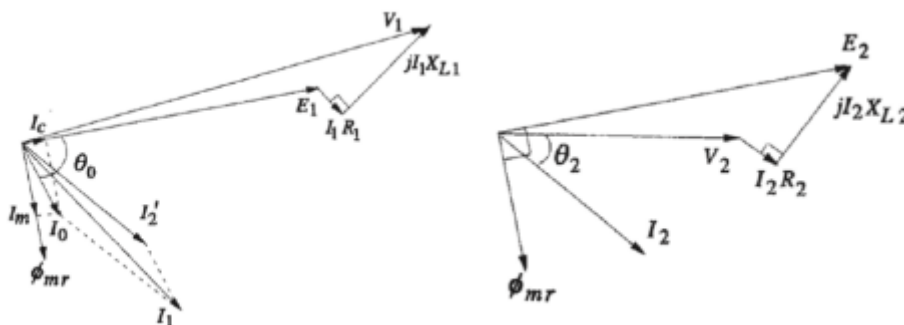


Figure (I.19) : Représentation vectorielle d'un transformateur.

I.4.2. Indice horaire :

L'indice horaire représente le déphasage entre la tension simple haute tension et la tension simple basse tension ou la HT étant prise comme référence. Cette indication permet de mettre en parallèle des transformateurs et éviter qu'ils ne se court-circuitent entre eux.

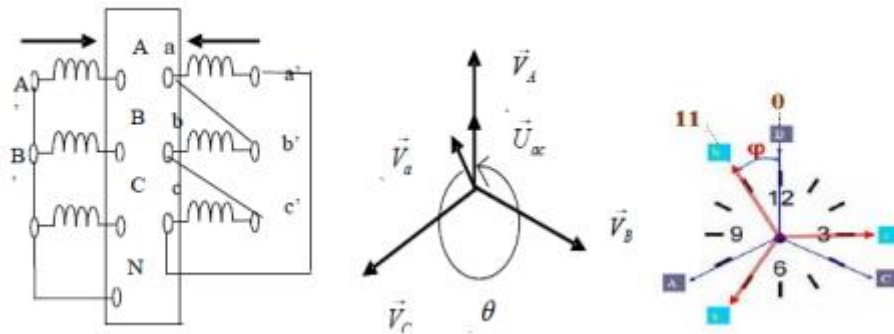


Figure (I.20) : Indice horaire

I.4.3. Couplage des enroulements

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

Les couplages sont normalisés et possèdent un symbole qui indique le mode de connexion électrique, et un indice horaire qui indique le déphasage en tension entre les bornes primaires et secondaires de la phase A [8].

Les symboles des couplages usuels sont :

- Couplage étoile : Y, avec point neutre sorti (YN), ou inaccessible en service (Y).
- Couplage triangle : D.
- Couplage en zigzag : Z, avec point neutre sorti (ZN), ou non (Z).

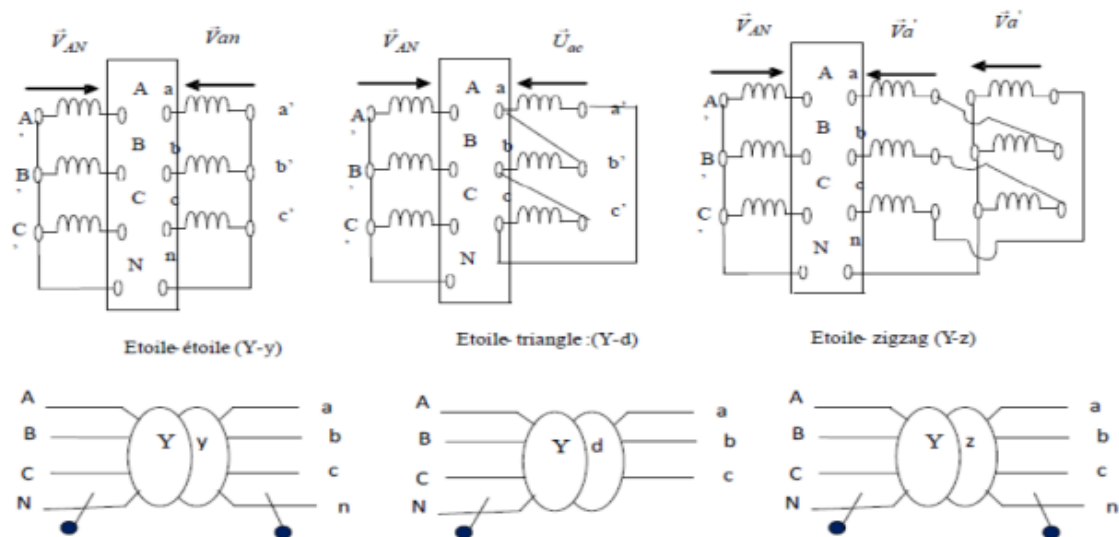


Figure (I.21) : Les différents types de couplage

Les symboles sont toujours présentés partant du niveau de tension le plus élevé (en majuscule) vers les niveaux de tensions les plus faibles par ordre décroissant (en minuscules).
Exemple : un transformateur triphasé 225 / 64,5 / 10 kV, couplage : YNyn0d11.

I.4.4. Choix du couplage

Le choix du couplage repose sur plusieurs critères :

- La charge nécessite la présence du neutre : Le secondaire doit être connecté soit en étoile soit en zigzag.
- Le fonctionnement est déséquilibré : le secondaire doit être couplé en zigzag.
- Coté haute tension on a intérêt à choisir le couplage étoile (moins de spire à utiliser).
- Pour les forts courants, on préfère le couplage triangle.
-

I.5. Le rôle des transformateurs de puissances

Les transformateurs de puissance sont des appareils statiques à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique.

Il peut être à construction triphasée, mais pour des raisons d'encombrement (poids et dimensions), de transport et facilité de maintenance, on les trouve également en unités monophasées facilement interchangeables.

Un transformateur électrique permet donc de faire transiter la puissance électrique en courant alternatif (AC) depuis la centrale de production d'électricité jusqu'à son utilisateur

final avec un minimum de pertes, à différents niveaux de tensions. Le transformateur est l'élément du réseau qui permet le passage d'une tension alternative donnée à une autre : c'est un convertisseur statique à fréquence fixe [8].

I.5.1. Les transformateurs de puissance se répartissent en 2 grandes familles

I.5.1.1. Le transformateur triphasé

Est le plus courant, il comporte généralement un enroulement secondaire par phase, mais dans certain cas, il peut en posséder d'avantage dans le cas d'utilisations spécifiques telles que l'alimentation d'un pont redresseur polyphasé.



a) Transformateur immergé. **b)** transformateur à sec.

Figure (I.22) : Transformateur triphasé

I.5.1.2. Transformateur monophasé

Utilisé majoritairement dans le domaine de la traction électrique pour l'alimentation des caténaires et des convertisseurs à bord des locomotives. Mais également, lorsque des limites de gabarit et de masse s'imposent en matière de transport. Les transformateurs monophasés sont couplés pour alimenter un système triphasé.



Figure (I.23) : transformateur monophasé

I. 6. Les différents types de transformateurs

Ces distinctions sont souvent liées aux très nombreuses applications possibles des transformateurs.

I.6.1. Autotransformateur

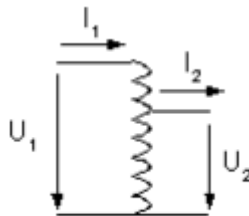


Figure (I.24) : Symbole d'un autotransformateur

1 indique le primaire ; 2 le secondaire

Il s'agit d'un transformateur sans isolement entre le primaire et le secondaire.

Dans cette structure, le secondaire est une partie de l'enroulement primaire. Le courant alimentant le transformateur parcourt le primaire en totalité et une dérivation à un point donné de celui-ci détermine la sortie du secondaire. Le rapport entre la tension d'entrée et la tension de sortie est identique à celui du type isolé.

À puissance égale, un autotransformateur occupe moins de place qu'un transformateur ; cela est dû au fait qu'il n'y a qu'un seul bobinage, et que la partie commune du bobinage unique est parcourue par la somme algébrique des courants primaire et secondaire. L'autotransformateur n'est intéressant que lorsque les tensions d'entrée et de sortie sont du même ordre de grandeur : par exemple, 230V/115V, plus le rapport de la tension d'entrée sur la tension de sortie se rapproche de 1 plus l'autotransformateur sera de faible importance en termes de masse et encombrement. Une de ses principales applications est pour utiliser dans un pays un matériel électronique prévu pour un pays où la tension du secteur est différente (États-Unis, Japon...). Il présente cependant l'inconvénient de ne pas présenter d'isolation galvanique entre le primaire et le secondaire (c'est-à-dire que le primaire et le secondaire sont directement connectés), ce qui peut présenter des risques du point de vue de la sécurité des personnes.

En France, l'autotransformateur est systématiquement utilisé pour le raccordement entre le réseau 225kV et 400kV.

Un type particulier d'autotransformateur triphasé est utilisé pour le démarrage des moteurs asynchrones en permettant de limiter la pointe d'intensité et le couple au démarrage.

De même on utilise un autotransformateur appelé "diviseur de tension" pour créer un neutre artificiel dans un réseau triphasé.

I.6.2. Transformateur variable

Il s'agit d'une variété d'autotransformateur, puisqu'il ne comporte qu'un seul bobinage. La dérivation de sortie du secondaire peut se déplacer grâce à un contact glissant sur les spires du primaire.

I.6.3. Transformateur d'isolement

Le transformateur d'isolement est uniquement destiné à créer un isolement électrique entre plusieurs circuits pour des raisons bien souvent de sécurité ou de résolution de problèmes techniques. Tous les transformateurs à enroulement primaire isolé du (des) secondaire(s) devraient être considérés comme des transformateurs d'isolement ; toutefois, en pratique, ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie a la même valeur efficace que celle de l'entrée.

Le transformateur d'isolement comporte deux enroulements presque identiques au primaire et au secondaire :

- le nombre de spires du secondaire est souvent très légèrement supérieur au nombre de spires du primaire afin de compenser la faible chute de tension en fonctionnement,
- en théorie les sections de fil au primaire et au secondaire sont identiques car l'intensité des courants est la même, mais en pratique l'enroulement intérieur (ou près du noyau) sera de section plus importante pour minimiser les pertes Joule car cet enroulement dissipe moins bien les calories, emprisonné qu'il est entre le noyau et l'enroulement extérieur.

Ils sont, par exemple, largement utilisés dans les blocs opératoires : chaque salle du bloc est équipée de son propre transformateur d'isolement, pour éviter qu'un défaut qui y apparaîtrait n'engendre des dysfonctionnements dans une autre salle.

Un autre intérêt est de pouvoir changer de régime de neutre (cas d'utilisation de matériel informatique et/ou d'équipements électroniques sensibles dans une installation IT).

I.6.4. Transformateur d'impédances

Le transformateur est toujours un transformateur d'impédance, mais les électroniciens donnent ce nom aux transformateurs qui ne sont pas utilisés dans des circuits d'alimentation.

Le transformateur d'impédance est principalement destiné à adapter l'impédance de sortie d'un amplificateur à sa charge.

- Ce genre de transformateur était en particulier employé dans la restitution sonore, pour adapter la sortie d'un amplificateur audio à lampes (haute impédance), avec les hautparleurs destinés à la restitution du son et caractérisés par une impédance basse.
- En électronique audio professionnelle, on utilise toujours des transformateurs pour les entrées et sorties d'appareils haut de gamme, ou bien dans la fabrication de « Di-box » ou boîte de direct. Le transformateur est alors utilisé, non seulement pour adapter l'impédance et le niveau de sortie des appareils (synthétiseurs, basse électrique, etc.) aux entrées micro de la console de mixage mais en outre pour symétriser la sortie des appareils connectés.
- En technique des hautes fréquences, on utilise également des transformateurs dont le circuit magnétique est en ferrite ou sans circuit magnétique (aussi appelé transformateur sans noyau) pour adapter les impédances de sortie d'un amplificateur, d'une ligne de transmission et d'une antenne. En effet, pour un transfert optimal de puissance de l'amplificateur vers l'antenne, il faut que le taux d'ondes stationnaires (TOS) soit égal à 1.

De tels montages présentent en outre l'avantage de rendre les appareils connectés beaucoup plus résistants aux perturbations électromagnétiques par une augmentation significative du CMRR (Common Mode Rejection Ratio) ou taux de réjection du mode commun.

I.6.5. Transformateur de mesure



Figure (I.25) : Un ancien transformateur électrique dans une usine reconvertie

Les transformateurs de mesure font l'interface entre le réseau électrique et un appareil de mesure. La puissance disponible au secondaire est définie en fonction des besoins de l'appareil de mesure.

a- Transformateur d'intensité

Ce type de transformateur, appelé aussi transformateur de courant, est dédié à l'adaptation des courants mis en jeu dans des circuits différents mais fonctionnellement interdépendants.

Un tel transformateur autorise la mesure des courants alternatifs élevés. Il possède une spire au primaire, et plusieurs spires secondaires : le rapport de transformation permet l'usage d'un ampèremètre classique pour mesurer l'intensité au secondaire, image de l'intensité au primaire pouvant atteindre plusieurs kilos Ampères (kA).

b-Transformateur de tension

Ce transformateur est l'un des moyens pour mesurer des tensions alternatives élevées. Il s'agit d'un transformateur qui a la particularité d'avoir un rapport de transformation étalonné avec précision, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible charge au secondaire, correspondant à un voltmètre. Le rapport de transformation permet de mesurer des tensions primaires s'exprimant en kilovolts (kV). On le rencontre en HTA et HTB. D'autres technologies existent, comme celle du diviseur capacitif.

I.7. système de réglage de tension

Les transformateurs sont construits selon des normes, qui leur confèrent des grandeurs caractéristiques assignées. Leur point de fonctionnement dépend des tensions aux points de connexion primaire, et des fluctuations de charge au secondaire. Il existe pour cela, deux principes :

I.7.1. Régleur à vide

Il consiste à utiliser des prises de réglage fixes, principalement destinés aux réseaux dont la charge est stable (à vide). À l'installation, le rapport de transformation est optimisé en insérant ou supprimant un certain nombre de spires sur les enroulements HT en positionnant le sélecteur fixe sur les bornes adéquates, de sorte que la tension secondaire reste dans l'écart admissible sur tout un cycle de fonctionnement [9].

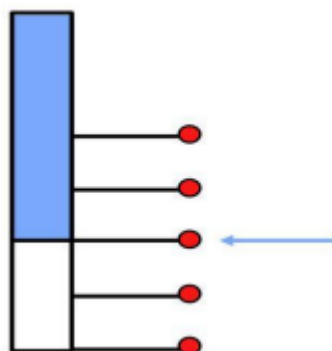


Figure (I.26) : Un régleur hors tension

I.7.2. Régleur en charge

Sur de nombreux transformateurs de puissance, des spires additionnelles sont installées en série sur l'enroulement haute tension. Sur ces quelques spires, on peut mécaniquement et électriquement se placer pour faire varier la tension sur une plage de réglage. Le régleur en charge permet d'ajuster la tension secondaire en fonctionnement par le biais d'un système automatique, qui optimise continuellement le rapport de transformation. Il agit sur le nombre de spires de l'enroulement HT suivant les variations de charge, à l'aide de contacts de sélection et d'un commutateur de passage **fig (I.23) [8]**.



Figure (I.27) : Régleur en charge et Système de commutation

Le commutateur est logé dans une enveloppe étanche sous vide pour éviter toute contamination de l'huile du transformateur. Les prises du sélecteur sont raccordées en bas de colonne ; le commutateur est raccordé soit au point neutre, soit à l'un des sommets du triangle selon le couplage.

I.8. Pertes dans les transformateurs

I.8.1. Les pertes par effet Joule

Les pertes par effet Joule dans les enroulements sont appelées pertes cuivre. Elles dépendent de la résistance de ces enroulements et de l'intensité du courant qui les traverse. Avec une bonne approximation, elles sont proportionnelles au carré de l'intensité.[11]

I.8.2. Les pertes magnétiques

Les pertes dans le circuit magnétique sont également appelées pertes fer. Elles dépendent de la fréquence et de la tension d'alimentation. A fréquence constante, elles peuvent être considérées comme proportionnelles au carré de la tension d'alimentation. Ces pertes ont deux origines physiques : les pertes par courants de Foucault et les pertes par hystérésis.[11]

I.8.3. Mesure des pertes

Il est possible de mesurer les deux types de perte séparément. Les pertes par effet Joule sont mesurées quand le transformateur est soumis à un fort courant et une faible tension (pertes magnétiques faibles). Cela est réalisé par la mise en court-circuit du transformateur (essai en court circuit) avec une alimentation en tension réduite. Les pertes du transformateur sont alors quasiment égales aux pertes Joules. Les pertes magnétiques sont mesurées quand le transformateur est soumis à une tension élevée et un faible courant (pertes par effet Joule faibles). Cela est réalisé quand le transformateur fonctionne a vide (essai a vide), c'est à dire sans récepteur relié au secondaire. Les pertes du transformateur sont alors quasiment égales aux pertes magnétiques.[11]

I.9. Conclusion

Les transformateurs de puissance sont des appareils complexes, qui doivent tenir de nombreuses et fortes contraintes, de natures diverses, durant leur cycle de vie. Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique. Il est donc très important d'être capable d'en assurer la maintenance, et le dépannage au mieux, afin d'optimiser l'exploitation du matériel lui-même, et surtout de garantir la transmission, importante, d'énergie électrique qui transite par lui.

CHAPITRE II

LA MAINTENANCE DE TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

II.1. Introduction

La maintenance est devenue une réelle préoccupation dans les entreprises, elle s'est affirmée comme un véritable enjeu compétitif, tant sur l'assurance des performances de la disponibilité, des matériels existants qu'en termes de sécurité, de qualité et de coûts. Aujourd'hui, elle est perçue comme un processus industriel à part entière. L'objectif de ce chapitre est de mettre en relief la notion de maintenance, son importance et des différents modes de stratégies à adoptés.

II.2. Définition de la maintenance

La maintenance est l'ensemble des moyens nécessaires pour maintenir et remettre les facteurs d'opérations en bon état de fonctionnement. Elle comprend l'ensemble des moyens d'entretien et leur mise en œuvre. La différence entre la maintenance et l'entretien est que ce dernier consiste à maintenir les facteurs d'opérations en état de fonctionnement adéquat. En fait, les facteurs d'opérations se manifestent dans les moyens et les ressources indispensables à la création du bien ou du service, comme entre autres : les machines, les équipements, etc. Selon AFNOR X 60-010 : La maintenance est « l'ensemble des activités destinées à maintenir ou à réaliser un bien dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service déterminé. Bien maintenir, c'est assurer ces opérations au coût optimal ». Ces activités sont une combinaison d'activités techniques, administratives et de management ». Selon CEN projet WI 319-003 (1997) : La maintenance est « l'ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de gestion durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise ». La fonction requise est ainsi définie : « fonction, ou ensemble de fonctions d'un bien considérées comme nécessaires pour fournir un service donné » [12].

La définition de la maintenance fait donc apparaître 4 notions :

- Maintenir qui suppose un suivi et une surveillance.
- Rétablir qui sous-entend l'idée d'une correction de défaut.
- État spécifié et service déterminé qui précise le niveau de compétences et l'objectif attendu de la maintenance.
- Coût optimal qui conditionne l'ensemble des opérations dans un souci d'efficacité Économique. [9]

II.3. Objectif de la maintenance :

Les objectifs de la maintenance, schématisés dans la **fig II.1** sont nombreux :

- Assurer la qualité et la quantité des produits fabriqués, tout en respectant les délais.
- Optimiser les actions de maintenance (exemple : réduire la fréquence des pannes)
- Contribuer à la création et au maintien de la sécurité au travail.
- Consolider la compétitivité de l'entreprise (exemple : améliorer la productivité) [13].

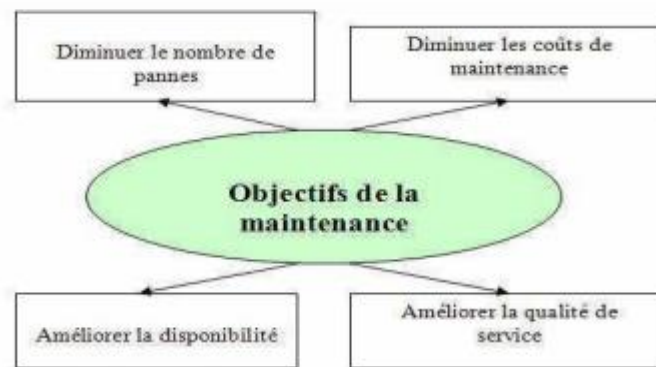


Figure (II.1) : Objectif de la maintenance

II.4. L'importance de la maintenance

La maintenance est importante pour l'industrie, ce qui paraît clair lors de l'occurrence des pannes provoquant des arrêts non planifiés. Par conséquent, toute interruption au cours du fonctionnement cause, comme entre autres :

- Augmentation du coût de productions
- Diminution de la marge du profit,
- Rupture du stock
- Retard des livraisons
- Ajout des heures supplémentaires
- Absence des sécurités des opérateurs.

Donc, si on planifie et on prévoit des entretiens planifiés avant l'occurrence des pannes, on pourra surmonter ces conséquences. Pour ce faire, la partie suivante comprend des stratégies de maintenances [14].

II.5. Politiques de maintenance

A politique de maintenance peut être répertoriée en deux grandes catégories la maintenance corrective et la maintenance préventive. La maintenance corrective est la maintenance qui intervient suite à la défaillance du système alors que la maintenance préventive est réalisée lorsque le système est encore en fonctionnement.

Les interventions sur les équipements sont nécessaires pour la conservation de leur bon état de fonctionnement. Mais l'état d'esprit lié à la maintenance implique également que ce bon fonctionnement soit atteint dans les meilleures conditions de coût et de réalisation et que les problèmes passés et présents soient mis à profit pour améliorer la situation future de l'équipement.

Il est donc possible de garder en mémoire :

- Les pannes et les incidents qui se sont présentés
- Les coûts de remise en état
- Les temps d'indisponibilité
- Les coûts de pertes de production liés à l'indisponibilité
- Les modifications techniques apportées
- Les valeurs avant et après correction, etc

Dans la **fig II.2**, nous présentons les différentes politiques suivant le type de maintenance étudiée. Alors que la mise en place d'opérations correctives ne dépend que de l'occurrence d'une panne, les maintenances préventives peuvent être programmées en fonction de différents paramètres [13].

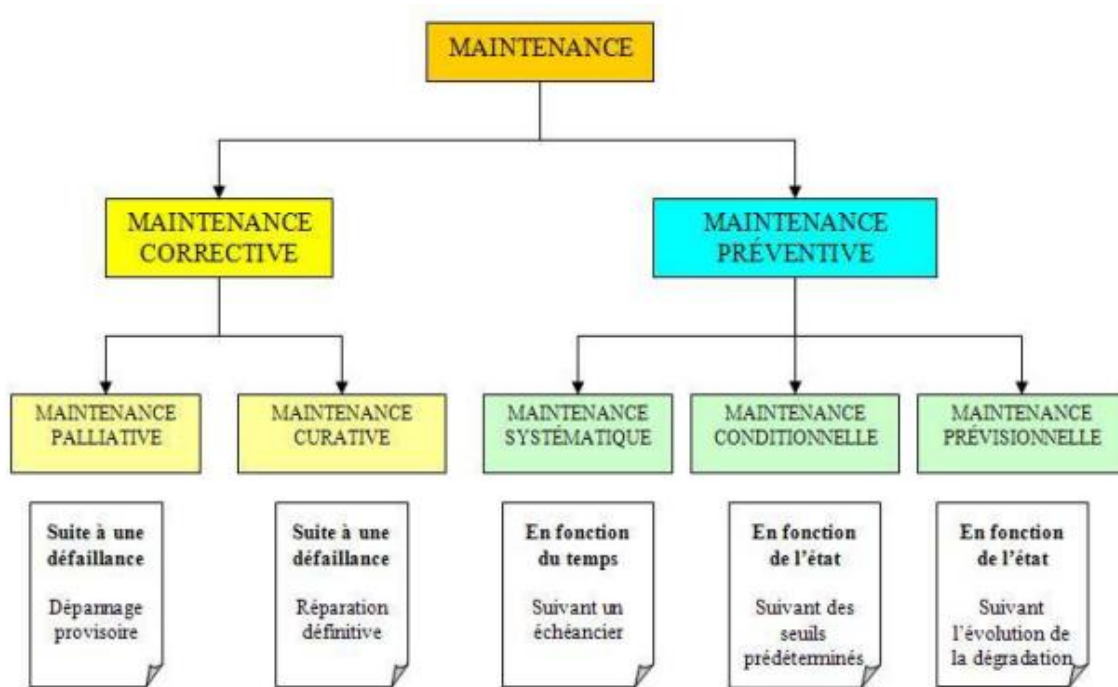


Figure (II.2) : Les différentes politiques de maintenance

II.5.1. Maintenance corrective

« Maintenance exécutée après détection d'une panne et destinée à remettre un bien dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise ». Fig II.3 On peut distinguer deux types de maintenance corrective la maintenance curative et la maintenance palliative [9].

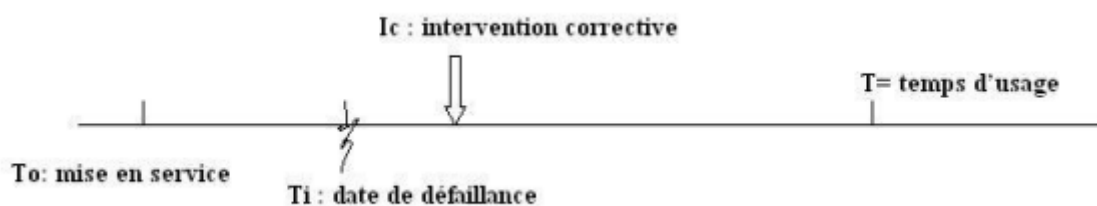


Figure (II.3) : Intervention corrective

II.5.2. Maintenance curative

Ce type de maintenance permet de remettre définitivement en état le système après l'apparition d'une défaillance (fig II.4). Cette remise en état du système est une réparation durable. Les équipements réparés doivent assurer les fonctions pour lesquelles ils ont été conçus. Une réparation est une opération définitive de la maintenance curative qui peut être décidée soit immédiatement à la suite d'une défaillance, soit après un dépannage, ce type de maintenance, provoque donc une indisponibilité du système. [1]

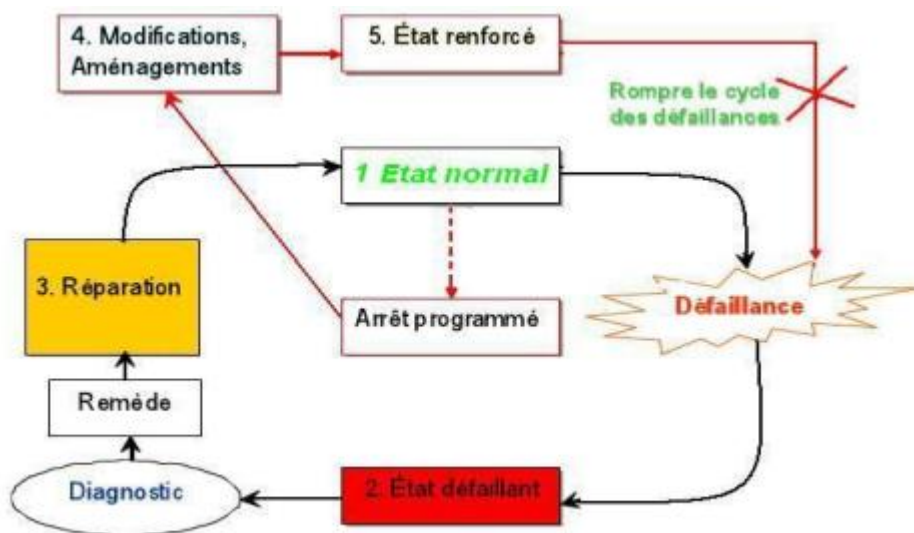


Figure (II.4) : Maintenance curative ou réparation

II.5.3. Maintenance préventive

Opération de maintenance effectuée avant la détection d'une défaillance d'une entité, à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits (suite à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs) et destinée à réduire la probabilité de défaillance d'une entité ou la dégradation du fonctionnement d'un service rendu (**fig II.6**).

Si une entité tombe en panne avant l'occurrence d'une date de maintenance, elle n'est pas réparée et attendra la prochaine date de maintenance préventive. L'intervention préventive sert à améliorer l'état de l'élément. Par conséquent, seules les défaillances progressives sont prises en compte ici. [15]

Une politique de maintenance préventive a pour objectifs :

- Réduire les coûts de défaillance.
- Augmenter la fiabilité d'une machine.
- Améliorer la disponibilité de l'atelier de production.
- Augmenter la durée de vie efficace d'une machine.
- Améliorer l'ordonnancement des travaux.
- Faciliter la gestion des stocks.
- Assurer la sécurité, etc.

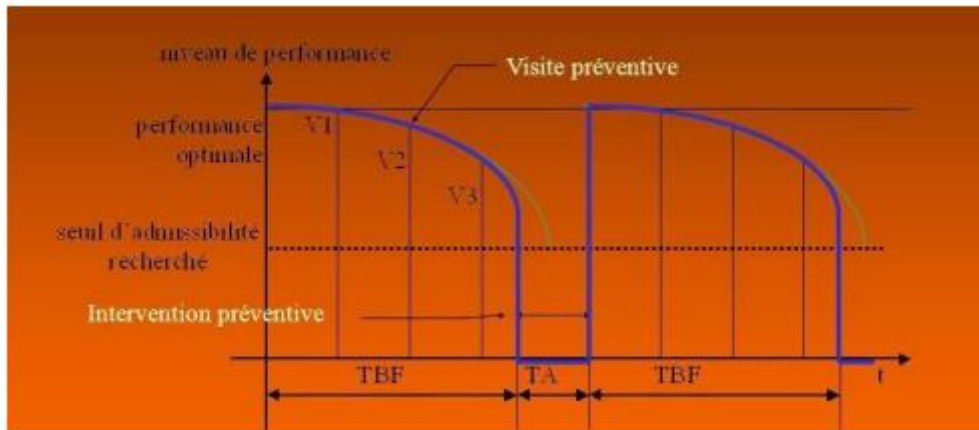


Figure (II.5) : Intervention de préventive

II.6. Opérations de la maintenance

Il existe des définitions normatives des différentes opérations de maintenance.

II.6.1 Opérations de la maintenance corrective

Après apparition d'une défaillance, le mainteneur doit mettre en œuvre un certain nombre d'opérations dont les définitions sont données ci-dessous. Ces opérations s'effectuent par étapes (dans l'ordre): [9]

- **Test** : c'est à dire la comparaison des mesures avec une référence.
- **Détection** : ou action de déceler l'apparition d'une défaillance.
- **Localisation** : ou action conduisant à rechercher précisément les éléments par lesquels la défaillance se manifeste.
- **Diagnostic** : ou identification et analyse des causes de la défaillance.
- **Dépannage** : réparation ou remise en état (avec ou sans modification).
- **Contrôle** : du bon fonctionnement après intervention.
- **Amélioration** : éventuelle : c'est à dire éviter la réapparition de la panne.
- **Historique** : ou mise en mémoire de l'intervention pour une exploitation ultérieure.

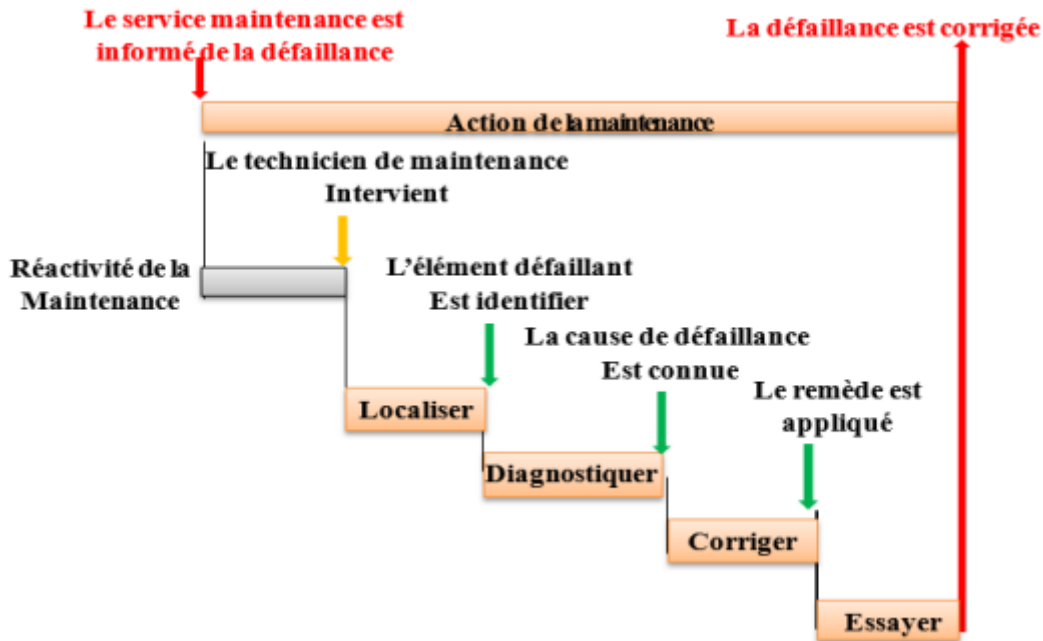


Figure (II.6) : Opérations de la maintenance corrective. [16]

II.7 Principales opérations de maintenance corrective

- Le diagnostic après incident pour cibler l'état précis du transformateur,
- Le remplacement d'accessoires,
- La réparation du matériel,
- Le traitement voire le remplacement d'huile selon les défauts engendrés,
- L'achat d'un nouveau transformateur

II.7.1 Opérations de la maintenance préventive

Inspection : contrôle de conformité réalisé en mesurant, observant, testant ou calibrant les caractéristiques significatives d'un bien ; elle permet de relever des anomalies et d'exécuter des réglages simples ne nécessitant pas d'outillage spécifique, ni d'arrêt de la production ou des équipements (pas de démontage) [5].

Contrôle : vérification de la conformité à des données préétablies, suivie d'un jugement. Ce contrôle peut déboucher sur une action de maintenance corrective ou alors inclure une décision de refus, d'acceptation ou d'ajournement.

Visite : examen détaillé et prédéterminé de tout (visite générale) ou partie (visite limitée) des différents éléments du bien et pouvant impliquer des opérations de maintenance du premier et du deuxième niveau ; il peut également déboucher sur la maintenance corrective.

Test : comparaison des réponses d'un système par rapport à un système de référence ou à un phénomène physique significatif d'une marche correcte.

Echange standard : remplacement d'une pièce ou d'un sous-ensemble défectueux par une pièce identique, neuve ou remise en état préalablement, conformément aux prescriptions du constructeur.

Révision : ensemble complet d'examen et d'actions réalisées afin de maintenir le niveau de disponibilité et de sécurité d'un bien. Une révision est souvent conduite à des intervalles prescrits du temps ou après un nombre déterminé d'opérations. Une révision demande un démontage total ou partiel du bien.

II.7.2. Principales opérations de maintenance préventive

- Le contrôle quotidien du transformateur
- Le prélèvement d'huile, son analyse et son suivi dans le temps
- Le changement de joints, ou des traversées
- L'adaptation d'une nouvelle réfrigération
- Le resserrage de la partie active

II.8. La maintenance des transformateurs

Le fonctionnement normal des dispositifs électriques dépend de leur maintenance régulière. La *maintenance des transformateurs de puissance* est la condition préalable de son fonctionnement fiable.

Combien de fois est-il nécessaire d'effectuer la maintenance des transformateurs de puissance? Il n'est pas facile de donner une réponse claire à cette question, car ça dépend de l'état technique de l'équipement et il n'existe pas deux dispositifs qui soient les mêmes. Les normes établissent un intervalle maximum de quatre ans.

II.8.1. Étapes de maintenance des transformateurs de puissance

D'habitude on commence la maintenance des transformateurs de puissance par un examen externe. On doit éliminer les défauts s'ils sont constatés. Après l'inspection visuelle, un certain nombre de procédures préliminaires sont effectuées, y compris: vérification de la fiabilité des connexions, nettoyage des radiateurs et de cuve, en enlevant la saleté du conservateur d'huile, en remplissant de l'huile et en prenant des échantillons d'huile. Il est très important d'effectuer le test de fuites de transformateur. Une fuite peut se produire faute d'étanchéité au couvercle de cuve et peut être éliminée par le serrage des vis. Sinon, les joints doivent être remplacés. Les joints sont généralement faits de caoutchouc résistant à l'huile.

La cuve et les radiateurs sont nettoyés de la poussière et de l'huile. Les isolateurs sont nettoyés avec de l'essence. Lors du remplissage, il est important de maintenir la température de l'huile neuve proche à la température de l'huile dans le transformateur, à moins de 5°C. La

température d'huile est contrôlée par un thermomètre spécial, qui est situé sur le couvercle de la cuve.

L'attention est également prêtée au gel de silice dans le sécheur d'air. Si le gel de silice devient rose, il est remplacé pour garantir le fonctionnement fiable du sécheur d'air. Le gel de silice usagé est régénéré par dessèchement à 100-120°C pendant 15 à 20 heures, ou à 400-500°C pendant 2 heures. Le processus est terminé lorsque l'absorbant reprend la couleur bleue claire.

Le filtre à thermosiphon est nettoyé selon l'indice d'acide de l'huile. L'indice d'acide est déterminé par les tests d'échantillons d'huile. Si l'indice d'acide dépasse 0,1 mg KOH/g, il est nécessaire d'effectuer les opérations suivantes :

- Vidanger l'huile du conservateur d'huile.
- Retirer le couvercle du filtre.
- Retirer le conteneur à sorbant.
- Retirer le gel de silice usagé et le remplacer par le neuf (sec).



Figure (II.7) : Exemple de maintenance pour un transformateur.

II.8.2. Maintenance des transformateurs à air

La maintenance des transformateurs à isolement sec est quelque peu différente. Après avoir retiré le couvercle de cuve, déterminer de dommages mécaniques aux bobinages et aux

autres éléments importants. De plus, vérifier la fiabilité des connexions et la mise à la terre. Il est recommandé de sécher le transformateur à air chaud, et aussi de racler les isolateurs. Après la maintenance, la résistance d'isolement du bobinage doit être vérifiée.

II.8.3. Maintenance des transformateurs de puissance de mesure

Transformateurs de mesure sont utilisés à la mesure de courants dans le circuit. De plus, ces transformateurs surveillent la présence de la phase d'un signal électrique et fonctionnent à la tension spécifique.

La maintenance d'un transformateur de mesure commence par le nettoyage de saleté et de poussière, l'inspection de l'isolement, la vérification du niveau d'huile dans la cuve et le test des fuites aux soudures et joints. Les fuites d'huile sont supprimées en serrant les vis de fixation. S'il n'y a pas de résultat, un nouveau joint de caoutchouc résistant à l'huile est installé.



Figure (II.8) : Nettoyage d'un transformateur.

II.9. Quand on effectue la maintenance des transformateurs ?

Transformateurs remplis d'huile, sec ou de mesure ont besoin d'une maintenance appropriée pour éliminer l'influence de forces mécaniques, thermiques et électrodynamiques. Maintenance des transformateurs de puissance permet de détecter l'évolution de divers défauts et prévenir les arrêts d'urgence.

Selon le caractère du travail effectué, on peut répartir la maintenance de transformateur en entretien courant et capital. Maintenance courante et les réparations ne posent pas beaucoup de difficultés. On vérifie les composants individuels qui peuvent se détériorer rapidement. Maintenance capitale d'un transformateur inclut l'évaluation de toutes les performances, ainsi que l'inspection complète et la réparation de toutes les parties.

Il est difficile de déterminer la périodicité de maintenance, étant donné qu'aucun de deux transformateurs de même puissance n'est pas dans le même état. Cela est dû aux changements des charges en service. En conséquence, les normes établissent l'intervalle maximal pour la maintenance: la maintenance courante de transformateur doit être effectuée au moins tous les quatre ans, et la maintenance capitale tous les huit ans après la mise en service et plus souvent si nécessaire.

II.10. Les équipements choisir pour la maintenance des transformateurs

Certaines maintenances peuvent être effectuées manuellement avec des outils simples. Par exemple, vous pouvez prendre des échantillons d'huile, nettoyer la cuve et les isolateurs; serrer les écrous pour restaurer l'étanchéité des joints d'étanchéité entre la cuve et le couvercle. Mais il est impossible de remplir de l'huile au transformateur sans équipement spécial. Avant le remplissage, l'huile doit être préparée (dégazée, nettoyée des impuretés) et stockée jusqu'à ce qu'elle est rajoutée au transformateur.

II.11. Stratégies de maintenance des transformateurs

Les inspections et les tests de routine constituent pour le cas de la maintenance des transformateurs, le premier niveau d'actions dans la mise en œuvre d'une politique de maintenance. A partir des résultats de ce niveau d'investigation, il peut se déclencher d'autres niveaux d'investigation sur la méthodologie d'évaluation de l'état d'un transformateur et l'organigramme du diagnostic des transformateurs.

Une bonne stratégie de maintenance assure aux transformateurs, une durée de vie avec un coût relativement maîtrisé. Il existe plusieurs méthodes qui peuvent rentrer dans une stratégie de maintenance d'un transformateur de puissance. Chaque méthode ou groupes de méthodes combinées doit aboutir à l'évaluation de l'état réel du transformateur. Il sera déclenché ainsi, une action de maintenance corrective ou une évaluation poussée, selon les résultats de cette évaluation. La figure IV.4 ci-dessous résume les opérations et le cycle de maintenance d'un transformateur de sa mise en service à sa fin de vie, telle que propose la référence

II.12. Gestion de la maintenance des transformateurs

Pendant la vie du transformateur, un ensemble d'informations concernant les événements opérationnels de son utilisation doit être collecté, analysé et utilisé.

Une organisation qui exige une minutie particulière doit être élaborée pour faciliter la prise de décision. La maintenance des transformateurs est donc une activité assez structurée

qui suit un processus bien établi. Ce processus s'intègre dans la gestion de la maintenance et se résume en quatre étapes comme le présente la **fig 4**.

À ces quatre étapes de planification, d'organisation, d'exécution et d'enregistrement des données, il est associé une phase de retour d'information pour l'optimisation de la maintenance du transformateur.

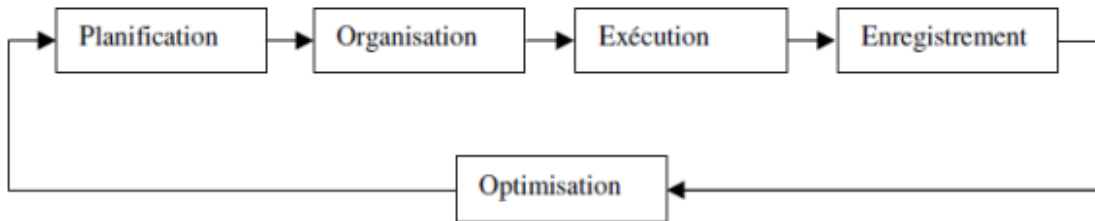


Figure (II.9) : Processus de maintenance.

A chaque étape de ce processus détaillé ci-dessous, les informations pertinentes sur les performances du transformateur doivent être disponibles. Elles permettent à l'exploitant d'avoir un regard assez large dans la gestion de chaque transformateur.

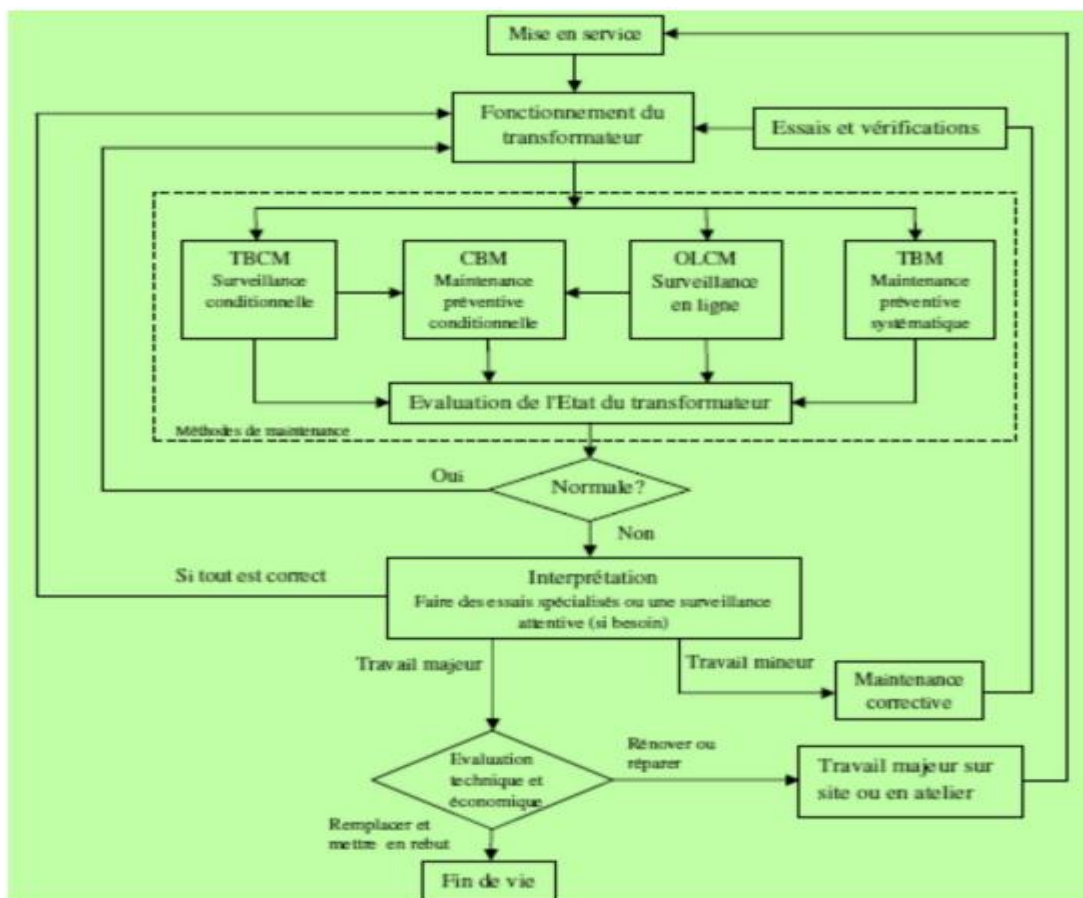


Figure (II.10) : Opérations et cycle de maintenance du transformateur

II.13. Exécution de la maintenance

Les composantes d'un tel système peuvent être subdivisées selon un point de vue opérationnel en composantes « essentielles » ou « non-essentielles ». La maintenance de ces composantes pourra aussi dans une certaine mesure tenir compte de cette criticité

- Un composant « essentiel » désigne tout composant dont la défaillance conduit à une indisponibilité du transformateur.
- Un composant « non-essentiel » désigne toute composante d'un système dont la défaillance conduit à un fonctionnement d'exception ou dégradé. Dans ce cas, la défaillance est rendue tolérable grâce à l'intégration des techniques de reconfiguration réactive.

La mise en œuvre de la maintenance consiste à opérationnaliser la politique de maintenance établie. Elle consiste à l'application de différentes stratégies de maintenance. Dans l'opérationnalisation de la maintenance d'un transformateur, les actions s'articulent autour de ses composantes. Dans cet ordre d'idée, les composantes d'un transformateur peuvent se distinguer en deux groupes, les composantes externes tableau IV.10 et les composantes internes tableau IV.11.

Composantes	Parties	Actions de maintenance	Périodicité	Observations
Système de ventilation	Moteur, pompe	Suivre les indications du constructeur	Annuelle	Un nettoyage par air ou par eau est possible suivant les recommandations du constructeur
Traversées		Inspection	Annuelle	Niveau d'huile, étanchéité, cassure des ailettes sont à contrôler
Parafoudre	- Compteurs; - Mise à la terre	Inspection	Mensuelle Annuelle	Vérification de la propreté, des connexions.
Assécheur d'air	silicagel et autres	Remplacement des charges de silicagel. Vérification du niveau d'huile dans l' assécheur, et des joints	Annuelle ou selon la coloration	Empêche l'humidité de l'air d'être en contact avec l'huile quand la charge ou la température changent.
Changeur de prises	- Sélecteurs; - Commutateur.	-Inspection -Analyse d'huile	Annuelle	Toutes les 50 000 manœuvres (ou 5 ans), révision complète du régleur avec échange des pièces suivant besoin (contact, résistance de passage).
Connexion de puissance	Commutateurs	Inspection thermographique	Annuelle	Manœuvrer hors tension
Appareillage de protection	- Différents capteurs, - Relais Buchholz, - Disjoncteurs et éléments de signalisation	Inspection	Annuelle	Vérification de fonctionnement
Armoires auxiliaires	Matériels électriques	Inspection	Annuelle	Contrôle des connexions, d'échauffement anormal, intrusion diverses etc.

Tableau (II.1) : Périodicité des composants externes du transformateur.

² Analyses d'huile	Détails	Périodicité	Observations
Analyses physico-chimiques	-Rigidité diélectrique - Teneur en eau - Colorimétrie - Indice d'acidité	Annuelle	La périodicité peut être réduite si une des grandeurs s'approche des seuils limites admissibles. (CEI 60 422)
Analyse Chromatographique Des Gaz Dissous	Les gaz sont séparés et les concentrations analysées par des méthodes bien connues. Généralement, chaque gaz ou groupe de gaz est lié à un type de défaut. (CEI 60599)	Initialement annuelle, elle peut être bi ou tri-annuelle en fonction des résultats et de l'âge du transformateur	Il est réalisé, le matériel étant de préférence en service, le plus rapidement possible après la mise hors tension. La température d'huile au moment du prélèvement doit être notée.
Analyse des Furfurals	Les composés Furaniques renseignent sur l'état du papier	Pour les appareils de plus de 10 ans, tous les 2 ans	Interprétation et actions selon la norme CEI 1198.
Analyses Complémentaires	Il est recommandé de faire: - les analyses de sédiment (en cas de boue) - les analyses des métaux (point chaud haute température) - le comptage de particules (pour transformateur > 400 kV) - etc...	Au vu des résultats des analyses physico-chimiques et chromatographiques	

Tableau (II.2) : périodicité des composantes internes

II. 14. Les techniques de diagnostic

L'utilisation des techniques de diagnostic, a une grande utilité car elle permet d'évaluer l'état des composants du transformateur et de programmer des activités préventives ou rectificatives, de manière à faciliter la programmation des travaux et réduire les temps d'indisponibilité.[17]

Dans ce cadre, les actions de diagnostic effectuées par SONELGAZ-GRTE sur les transformateurs de puissances sont :

II. 14.1. Analyse d'huile

Le fonctionnement dans de bonnes conditions des transformateurs, dépend dans une large mesure de la qualité des huiles minérales isolantes utilisées. Les caractéristiques des huiles se dégradent par l'effet de la contamination, de l'humidité et du vieillissement.

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un entretien car sa fonction est d'assurer l'isolation et le refroidissement de celui-ci.

L'huile est un fluide qui pénètre dans toutes les parties internes du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection à travers la cuve du transformateur [18].

La connaissance de l'état de l'huile et des gaz qui peuvent être dilués dans ce dernier est d'une importance fondamentale pour assurer un bon fonctionnement des transformateurs, il est par conséquent nécessaire d'effectuer une vérification régulière de l'état de l'huile [17].

Les aspects les plus significatifs à vérifier sur l'huile, reposent sur un nombre important d'analyse telle que :

- Les analyses physico-chimiques ;
- Les analyses des furanes ;
- L'analyse des gaz dissous ;

II. 14.2. Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants. [19]

- **Aspect et couleur**

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide [12].

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service [20].

- **La viscosité**

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide [22]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

- **L'acidité (indice de neutralisation)**

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides

tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme CEI 296, une bulle d'huile possède une acidité inférieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g): il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

- **Teneur en eau (mg / kg)**

Ce paramètre permet de déterminer s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la présence d'eau conduit à une perte de la capacité diélectrique de l'huile. La présence d'humidité dans l'eau permet aussi de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière [19].

- **La teneur en soufre**

L'huile peut contenir des traces de soufres, soit sous forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés, leur formation conduit à des défaillances dans l'isolement cellulosique [21].

Le dérivé de soufre est diffusé à travers le papier et attaque sélectivement le cuivre en formant le Cu_2S , Ceci apporte par conséquent une augmentation de la probabilité de défaillance par manque d'isolement dans le transformateur. [17]

- **Facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$)**

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide. La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique.

- **Tension de claquage (kV)**

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service. Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre. [17]

- **Analyse de particules**

La rigidité diélectrique de l'huile dépend de la concentration, de la taille, de la forme et du type de particules, ainsi que du degré d'humidité dans l'huile.

II. 14.3. Analyse des furanes

La dégradation des matériaux cellulosiques constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation des dérivées furaniques ; leur présence dans les

huiles du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier. [19]

Les composés furaniques sont générés quand la cellulose est décomposée thermiquement, par conséquent un contenu élevé de composés furaniques indique un haut degré de dégradation du papier isolant. L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire. [17]

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

- 2 FAL : Furfuraldéhyde le plus significatif
- 5 HMF : 5- Hydroxyméthylfuraldéhyde
- 2 ACF : 2- Furilméthylcétone
- 5 MEF : 5- Méthylfurfuraldéhyde

Généralement les niveaux de furaniques dans les transformateurs sont en dessous de 0.1ppm. Dans des vieux équipements, ils peuvent dépasser 1 ppm, même atteindre 10 ppm.

II. 14.4 Analyse des gaz dissous dans l'huile :

a-Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut

L'apparition de défauts d'origine thermique conduit à la dégradation de l'huile. Chaque type de défaut fait cuire l'huile ou le papier d'une manière différente, produisant des quantités relatives de gaz dissous qui caractérisent le défaut.

Par conséquent, les analyses des gaz dissous permettent de suivre le comportement du transformateur à travers des analyses par chromatographie en phase gazeuse, elles permettent de :

- Détecter la présence d'anomalies dans le transformateur dès leur premier stade d'apparition et de suivre leur évolution.
- D'avoir des hypothèses sur le type de défaut (arc, point chaud, décharge partielle, mauvaise connexion d'un contact). [19]

Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service.

La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur a été soumis. [17]

Les gaz sujet au diagnostic et leur origine sont représentés dans le tableau ci-dessous
Tableau (II.1). [17]

Type	Gaz	Symbole	Origine
Gaz combustibles	Acétylène	C ₂ H ₂	Il apparaît par défaut électriques (décharges) de haute énergie.
	Ethylène	C ₂ H ₄	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide.
	Ethane	C ₂ H ₆	Proviennent de la décomposition thermique de l'huile.
	Hydrogène	H ₂	Il se génère par défauts électriques (décharges) de basse ou de haute énergie.
	Méthane	CH ₄	Généralement il apparaît quand il existe des décharges partielles ou de décomposition thermique de l'huile.
	Monoxyde de Carbone	CO	Proviennent de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur.
Gaz non combustibles	Anhydride carbonique	CO ₂	
	Azote	N ₂	Pour vérifier la prise d'échantillon.
	Oxygène	O ₂	

Tableau (II.3): Les gaz pour le diagnostic. [17]

b- Méthodes d'interprétation des resultants

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connu dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Les critères communs les plus connus sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI 60599 et triangle de Duval [13].

- **Méthode de Rogers**

Rogers a développé cette méthode dans laquelle trois rapports de gaz sont employés (C₂H₂/C₂H₄, CH₄/H₂, C₂H₄/C₂H₆) pour produire des codes basés sur des gammes des rapports comme montré dans le Tableau II-2. La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation de diagnostic comme montré dans le **Tableau (II-3)**. [17]

Rapport de gaz		Type de gaz	Range	Code
A	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Acétylène/ Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 1	1
			1 à 3	1
			> 3	2
B	CH ₄ /H ₂	Méthane/hydrogène	< 0,1	1
			0,1 à 1	0
			1 à 3	2
			> 3	2
C	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Ethylène/ Ethane	< 1	0
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2

Tableau (II-4):codes de Rogers.

Case	Type défaut	A	B	C	Problèmes trouvés
0	Sans défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharge partielle de base énergie	1	1	0	Décharges électriques dans les bulles, provoquées par des vides d'isolation, saturation en gaz superbe dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidité élevée dans l'huile (bulles de vapeur d'eau)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	1	0	Egal que ce qui est précédent mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arcs. Ceci produit généralement CO et CO ₂ .
3	Décharges de base énergie, arcs	1-2	0	1-2	Etincellement continu en huile entre les connexions mauvaises de potentiel différent ou au potentiel flottant ; panne de l'huile diélectrique entre les matériaux solides d'isolation.
4	Décharges de haute énergie, arcs	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arcs de l'huile entre les enroulements, entre les enroulements et terre ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant au réservoir principal.
5	Défaut thermique de base T < 150°C	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ceci produit généralement CO et CO ₂ parce que ce type de défaut comporte généralement l'isolation de cellulose.
6	Défaut thermique de T entre 150 – 300° C	0	2	0	Points surchauffant dans le noyau dû aux concentrations de flux. Les problèmes ci-dessous sont en règle des températures croissantes des points chauds dans le noyau. Stratifications court-circuitées dans le noyau. Surchauffe du conducteur de cuivre. Mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contacts dans le régulateur. Circulation de courants dans le noyau.
7	Défaut thermique de T entre 300 – 700 °C	0	2	2	Ces problèmes produisent généralement CO et CO ₂ parce qu'ils comportent généralement l'isolation de cellulose
8	Défaut thermique de T > 700 °C				

Tableau (II.5): Interprétation de Rougers. [17]

- **Méthode de CEI 60599**

Le critère CEI 60599 a été employé pour plusieurs définies et une expérience considérable est accumulé dans le monde entier pour diagnostiquer les défauts naissant dans les transformateurs.

Les six grandes classes de défauts sont présentées sous forme d'une table d'interprétation cidessous (**Tableau II.4**).

Cas	Défaut typique	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
DP	Décharges partielles	NS*	< 0,1	< 0,2
D1	Décharge de basse énergie	> 1	0,1 + 0,5	> 1
D2	Décharge d'haute énergie	0,6 > + 2,5	0,1 + 1	> 2
T1	Faute thermique, T < 300 °C	NS*	> 1 mais NS*	< 1
T2	Faute thermique 300°C < T < 700°C	< 0,1	> 1	1 > + 4
T3	Faute thermique, T > 700°C	< 0,2 **	> 1	> 4

Tableau (II.6): Interprétation de la CEI60599. [17]

NS* : non significatif quel que soit la valeur

Le Tableau (II.5) ci-dessous donne quelque défaut typique pour une recherche plus approfondie des causes de défauts ou de dégradation dans le transformateur.

Typique	Défaut	Exemple
DP	Décharge partielle	Décharge dans les cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier, de la sursaturation de l'huile ou de la cavitation, et entraînant la formation de cire-X
D1	Décharge de faible énergie	Etincelle ou arc entre mauvaise connexion à potentielle différent ou à potentielle flottant en provenance d'anneau statique, de tore, de disque ou de conducteur d'enroulement adjacents, de mauvaise soudure ou de boucle fermée dans le noyau Décharge entre les pièces de serrages, la traversée et la cuve, la haute tension et le tore dans les enroulements, sur la paroi de cuve. Cheminement dans le calage de bois, la colle des poutres d'isolation, les cales entre enroulements, claquage dans l'huile, courant de coupure dans le sélecteur.
D2	Décharge de forte énergie	Contournement, cheminement ou arc de forte énergie locale pu de puissance (forte courant). Courts-circuits entre basse tension et terre, connecteur, enroulement, traversées et cuve, jeux de barre et cuve, enroulement et noyau, dans le canal de l'huile, la tourelle. Boucle de courant entre deux conducteurs adjacents autour du flux magnétique principale entre des boulons du noyau, des anneaux métalliques serrant le noyau.
T1	Faute thermique, 300°C < T < 700°C	Contact défectueux entre connexion boulonnée (particulièrement entre des barres omnibus en aluminium), contact glissante, contacts à l'intérieur du sélecteur (formation pyrolytique de carbone), connexion entre les câbles et le conducteur de traversée courants de circulation entre pièces de serrage défectueux dans les écrans magnétiques. Isolation endommagée entre conducteurs adjacents parallèles dans les enroulements
	Faute thermique, T > 700°C	Forts courants de circulations de la cuve et le noyau. Faible courant dans les parois de la cuve créé par un champ magnétique élevé ou compensé. Court circuit dans les joints du noyau.

Tableau (II.7): Exemples des Défauts typique

- **Méthode de Doernenburg**

Doernenburg est l'un des premiers chercheurs, avoir publié une technique pour le diagnostic des défauts dans des transformateurs de puissance en utilisant les résultats issus des AGD. Cette méthode est capable de suggérer 03 types généraux à savoir. [20]

- Défauts thermiques
- Effets couronne-décharge partielle de faible énergie.
- Arcs-décharges partielles de forte énergie.

La méthode exige la présence significative des niveaux de concentration des gaz afin que le diagnostic soit valide. Une fois la détermination des niveaux des gaz est suffisamment en limites acceptables selon le Tableau (III.6), les rapports R1, R2, R3 et R4 sont calculés et comme suit :

$$R_1 = \frac{\text{Méthane}}{\text{Hydrogene}} = \frac{CH_4}{H_2} \quad , \quad R_2 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} = \frac{C_2 H_2}{C_2 H_4}$$

$$R_3 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Methane}} = \frac{C_2 H_2}{CH_4} \quad , \quad R_4 = \frac{\text{Ethane}}{\text{Acetylene}} = \frac{C_2 H_6}{C_2 H_2}$$

Gaz clé	Concentrations L1 [ppm]
Hydrogène (H ₂)	100
Méthane (CH ₄)	120
Carbone Monoxyde (CO)	350
Acétylène (C ₂ H ₂)	50
Ethylène (C ₂ H ₄)	50
Ethane (C ₂ H ₆)	65

Tableau (II.8) : Concentration des gaz dissous

Les valeurs de ces gaz sont comparées premièrement aux concentrations L1 rapportées dans le Tableau (III.6) pour s'assurer s'il y a vraiment un problème et s'il y'a une génération suffisante de chaque gaz. Puis, les rapports R1, R2, R3, R4 sont comparé aux valeurs limites comme il est présenté dans le **Tableau (II.7)**, pour fournir un diagnostic de défaut suggéré.

Ce Tableau donne les valeurs limites des rapports de gaz dissous dans l'huile et les gaz obtenus à partir des gaz dissous des transformateurs ou des relais.

Diagnostic de défaut suggère	Rapport (R1) CH ₄ /H ₂	Rapport (R2) C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Rapport (R3) C ₂ H ₂ /CH ₄	Rapport (R4) C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Décomposition thermique	> 1 > 1	< 0.75 < 1	< 0.3 < 0.1	> 0.4 > 0.2
Effet couronne (DP de faible énergie)	< 0.1 < 0.01	Non significé	< 0.3 < 0.1	> 0.4 > 0.2
ARC (DP de forte énergie)	> 0.1 > 0.01 < 1.0 < 0.1	> 0.75 > 1	> 0.3 > 0.1	< 0.4 < 0.2

Tableau (II.9): Rapports des gaz clé-Doernenburg

➤ Triangle de Duval

Un point faible des techniques de ratios est qu'elles ne couvrent pas toutes les gammes des données et négligent souvent les données qui sont des rapports en dehors des seuils déterminées dans les tables. Duval a développé une représentation triangulaire pour dépasser ce problème [6].

Elle consiste au calcul de pourcentages de concentrations en (ppm) des trois gaz (CH₄, C₂H₄, C₂H₂) par rapport au total (CH₄+C₂H₄+C₂H₂). Ces pourcentages seront tracés dans un triangle divisé en régions indiquant le type de défaut (**Fig. II.1**).

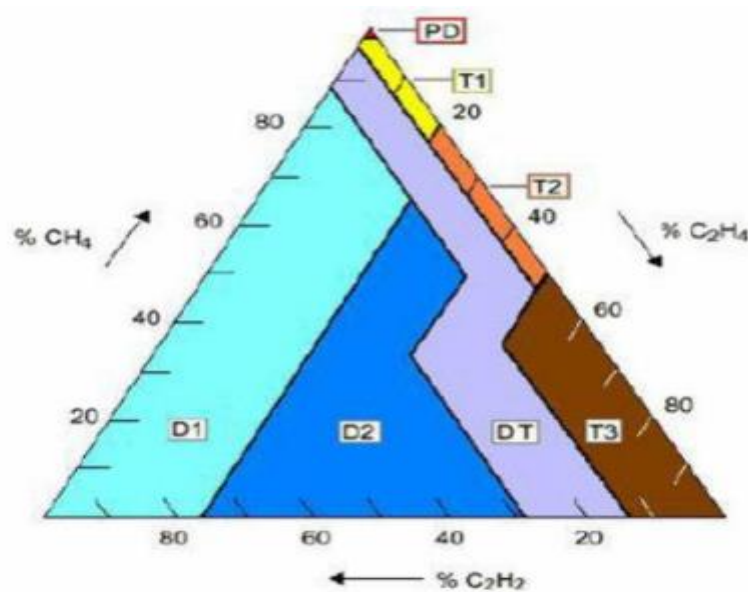


Figure (II.11) : Triangle de Duval

Légende :

PD : décharge partielle

T1 : défaut thermique moins de 300 °C

T2 : défaut thermique entre 300°C et 700°C

T3 : défaut thermique plus grands que 700°C

D1 : décharge de basse d'énergie D2=décharge d'énergie élevée

DT=mélange des défauts thermique et électrique

II.14.5. Mesures électriques

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont:

a- Mesure du courant d'excitation:

Le courant d'excitation d'un transformateur est le courant consommé lorsque l'un des enroulements est alimenté à une tension alors que le second est ouvert. Ce courant total à vide à une composante de magnétisation et une composante de perte. [19]

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer le circuit magnétisé du transformateur.[17]

-problème associé au noyau (des tôles coupées, des joints défectueux).

-problème associé au bobines (des spires en court-circuité ou en circuit ouvert, des déficiences dans les dispositifs de commutation du régulateur en charge).

b- Mesure du rapport de transformation

Il consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régulateur et les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions intérieures. Des déviations indiquent des courts-circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régulateur. [19]

Les mesures sont effectuées :

- A la mise en service.
- Lors d'un entretien détaillé.
- En cas d'une défaillance.
- Après une réparation.

La technique d'essai consiste à injecter des tensions alternes dans le bobinage haut tension, en mesurant les tensions résultantes dans les autres. [17]

c- Mesure de la résistance d'enroulements

La mesure de la résistance a pour objectif de déterminer l'existence des déviations sur les valeurs de conception des résistances dans chaque bobinage. Entre autre cette mesure détermine les pertes par effet joule dans les enroulements et les connexions.

La mesure est effectuée par l'application du courant continu sur le bobinage, en mesurant ensuite la chute de tension par conséquent sa résistance. En prenant le soin de relever la température des enroulements afin de pouvoir ramener les valeurs mesurées vers des valeurs à la température référence. [19]

La résistance corrigée est calculé par l'équation (II-2) suivante :

$$R_{COR} = R_m \left(\frac{\theta_F + \theta_{ref}}{\theta_F + \theta_m} \right) \quad (II-2)$$

R_m : Résistance mesurée

θ_F: 235 pour le cuivre et 225 pour l'aluminium

θ_{ref}: Température de référence

θ_m: Température des enroulements

Des valeurs supérieures peuvent indiquer:

- L'existence de court-circuit entre spires.
- Des irrégularités dans les circuits de régulation du transformateur (valeur de la résistance par prise).
- Des connexions défectueuses.
- Des échauffements anormaux dans les bobines et les conducteurs.

La mesure de la résistance des enroulements doit être effectuée en dernier lieu, puisqu'elle produit des problèmes de magnétisation du noyau en étant effectué l'essai avec du courant continu [17].

d- Mesure de la réactance de fuite

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court-circuit, permet par comparaison aux valeurs des mesures lors des essais en usine du transformateur de détecter des changements très importants ($> \pm 5\%$) qui devrait amener à des investigations plus importantes; un circuit ouvert ou des courts-circuits entre spires, ou entre enroulements et cuve.

e- Mesures diélectriques

Les isolants électriques des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause des défauts du transformateur. L'objectif des mesures diélectriques est de déceler d'éventuelle dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie. [19]

La condition d'isolement est un facteur essentiel de la fiabilité opérationnelle des transformateurs. Pour évaluer son état on doit effectuer la mesure des paramètres suivants :

- Mesure de facteur de puissance.
- Mesure de capacité.
- Mesure de la résistance d'isolement en courant continu.

a- Mesure du facteur de puissances et de la capacité

La mesure du facteur de puissance et de la capacité des enroulements est un bon outil pour déterminer la qualité et l'état de l'isolement des équipements, spécialement ceux qui incorporent dans leur fabrication de l'isolant papier ou huile.

• Mesure de facteur de puissance F.P

L'essai du facteur de puissance ou appelé 'tag δ ' permet d'évaluer la qualité et l'intégrité de l'isolement capacitif des enroulements, en indiquant l'existence des détériorations de

l'isolement (un vieillissement du papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état de l'huile, décharge électrique). [19]

• Mesure de capacité des enroulements

La capacité fournit des informations générales sur la perte d'isolement dans le noyau ou les enroulements. La mesure de capacité se fait entre cuve et enroulement ou entre enroulement Fig (II.2).

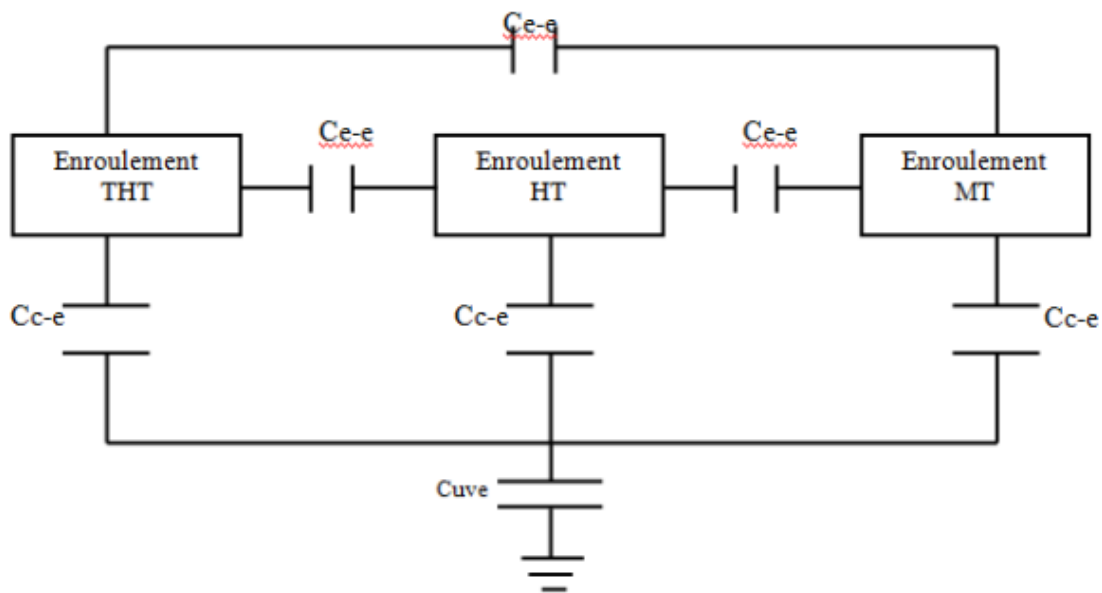


Figure (II.12) : Shéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements

C c-e : capacité entre cuve et enroulement.

C e-e : capacité entre enroulements.

Ainsi, une variation de la capacité d'isolement prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs Court-circuitées ou interrompues, de déformation de bobinage. [19]

• Mesure de capacité des bornes

Les traversées haute tension sont un accessoire important qui peut en cas d'avarie être une cause d'indispensabilité importante du transformateur ce qui fait une attention particulière doit être accordée à leur entretien.

b- Mesure de résistance d'isolement en courant continu

Elle correspond principalement à la mesure de la conductivité superficielle de l'isolement et utilisé dans la détection d'une faille imminente. Elle consiste à vérifier l'isolement entre enroulements, entre enroulement et cuve, entre cuve et masse.

II.15. Principe de mesure

Consiste à court-circuiter toute les bornes de l'enroulement essayé et y appliquer une tension de 5000 V avec un appareil de mesure appelé Mégohmmètre et les autre enroulements sont courtcircuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve et le noyau sont branchés à la terre. [23]

II.16. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre La maintenance .la maintenance est une fonction complexe qui, selon le type de processus, peutêtre déterminante pour la réussite d'une entreprise.les fonctions qui la composent et les actions qui les réalisent doivent etre soigneusement dosé pour que les performances globales de l'outil de production soient optimisés.

Et Nous avons présenté l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance,

Les mesures électriques et diélectriques sont à effectuer d'une manière systématique sur les transformateurs afin de connaitre leur état et prévenir leurs avaries.

CHAPITRE III :

CALCUL DES COURANTS DE COURT CIRCUIT

III.1. Introduction

Le court-circuit est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques. Ce chapitre décrit les courts-circuits, leurs effets sur les réseaux et leurs interactions sur les matériels. Il donne également l'approche méthodologique pour calculer courants et tensions lors de courts-circuits, et indique les formules essentielles.

III.2. Définition

Un court-circuit (Fig.III.1) est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non nul (court-circuit impédant). Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons. La durée d'un court-circuit est variable : auto extincteur si le défaut est trop court pour déclencher la protection : fugitif lorsque le défaut est éliminé après déclenchement et réenclenchement de la protection ; permanent s'il ne disparaît pas après déclenchement de la protection.

Les causes de court-circuit sont d'origines mécanique (coup de pelle, branche, animal), électrique (dégradation d'isolant, surtension), humaine (erreur de l'exploitant).

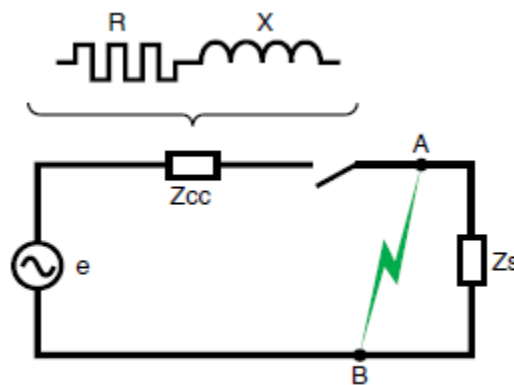


Figure (III.1): Schéma simplifié d'un réseau en court-circuit

III.3. Effets des courants de court-circuit

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves sinon dramatiques :

- Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne,
- Tous les matériels et liaison (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des

ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants,

- Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une donnée indispensable pour définir les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages.

III.4. Caractérisation des courts-circuits

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

III.4.1 Court-circuit triphasé

Il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés. **fig (III.2)**

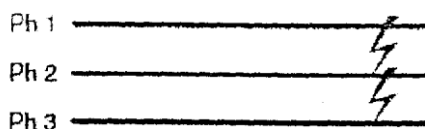


Figure (III.2): Court-circuit triphasé (5 % des cas)

III.4.2. Monophasé terre

il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent (fig. III.3).

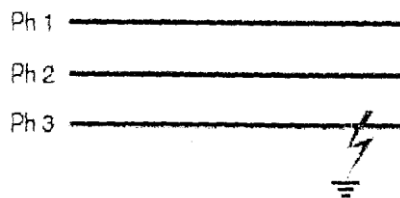


Figure (III.3): Court -circuit monophasé (80 % des cas)

III.4.3 Court-circuit biphasé isolé

il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur **Fig (III.4)**

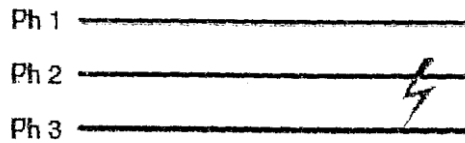


Figure (III.4): court-circuit biphasé isolé

III.4.4. Court- circuit biphasé terre

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre. **Fig (III.5)**

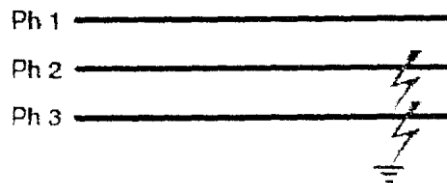


Figure (III.5) : court circuit biphasé terre

III.5. Calcul des I_{cc} dans les réseaux à l'aide des composantes symétriques

III.5.1. Les composantes symétrique

En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasé se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques). Dès qu'apparaît une dissymétrie significative dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification n'est plus possible : on ne peut alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques. On emploie la méthode des composantes symétriques **Fig (III.6)**, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasé indépendants, appelés selon que l'on est en France ou dans les pays anglo-saxons :

- système direct (d) ou séquence positive (1).
- système inverse (i) ou séquence négative(2).
- système homopolaire ou séquence nulle (0).

Pour chaque système respectivement d, i et 0, les tension V_d , V_i , V_0 , et les courants i_d , i_i , i_0 sont liés par les impédance Z_d , Z_i , Z_0 du même système.

Les impédances symétriques sont fonction des impédances réelles, notamment des inductances mutuelles. La notion de composantes symétriques s'étend également aux puissances.

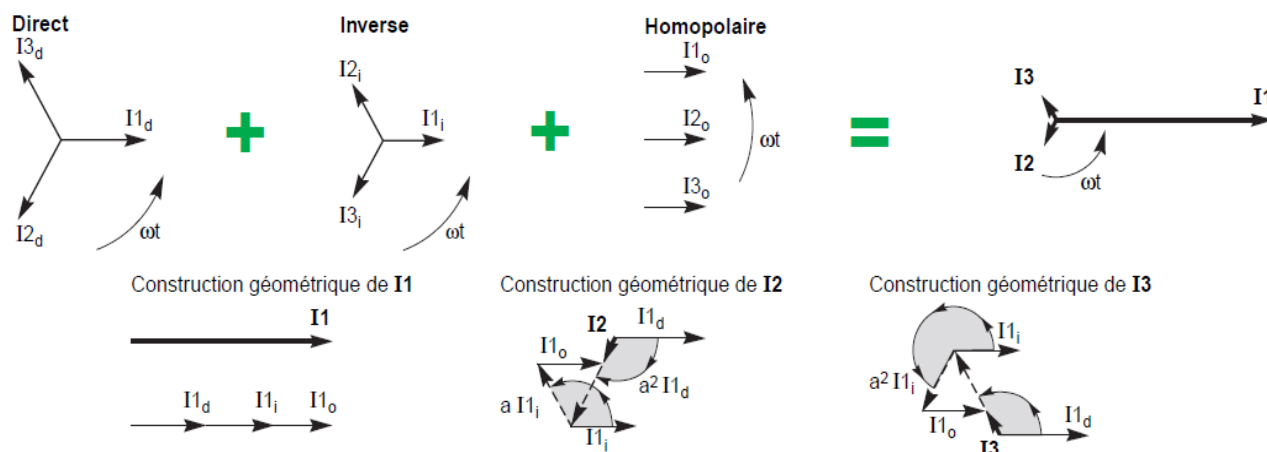


Figure (III.6): Décomposition d'un système triphasé en composante symétriques

La décomposition en composantes symétrique n'est pas uniquement un artifice de calcul, mais correspond bien à une réalité physique des phénomènes : on peut en effet mesurer directement les composantes symétriques : tension, courants et impédances d'un système déséquilibré.

Les impédances directe, inverse et homopolaire d'un élément de réseau sont les impédances présentées par cet élément soumis à des systèmes de tensions respectivement triphasé direct, triphasé inverse et phase-terre sur trois phases en parallèle.

Le principe de superposition est alors exploitable pour le calcul des courants de défaut. Pour l'explication suivante, le système est défini en prenant le courant I_1 comme référence de rotation, avec

- I_{1d} comme sa composante directe,
- I_{1i} sa composante inverse,
- I_{1o} sa composante homopolaire, et en utilisant l'opérateur a entre I_1 , I_2 , I_3 .

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Ce principe appliqué à un système de courants se vérifie par construction graphique.

Fig (III.6) A titre d'exemple l'addition graphique des vecteurs donne bien, pour I_2 , le résultat suivant :

$$\vec{I}_2 = a^2 \cdot \vec{I}_{1d} + a \cdot \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o}$$

Les courants I_1 et I_3 s'expriment de la même manière

$$\begin{aligned}\vec{I}_1 &= \vec{I}_{1d} + \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o} \\ \vec{I}_2 &= a^2 \cdot \vec{I}_{1d} + a \cdot \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o} \\ \vec{I}_3 &= a \cdot \vec{I}_{1d} + a^2 \cdot \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o}\end{aligned}$$

Ces composantes symétriques de courants sont liées aux composantes symétriques de tensions par les impédances correspondantes.

$$Z_d = \frac{V_d}{I_d}, Z_i = \frac{V_i}{I_i} \text{ et } Z_o = \frac{V_o}{I_o}$$

Ces impédances se définissent à partir des caractéristiques des différents éléments (indiquées par leurs constructeurs) du réseau électrique étudié. Parmi ces caractéristiques il faut noter que $Z_i \approx Z_d$ sauf pour les machines tournantes, alors que Z_o varie selon les éléments **Fig (III.7)**.

Eléments		Z_o
Transformateur (vu du secondaire)		
Sans neutre		∞
Yyn ou Zyn	flux libre	∞
	flux forcé	10 à 15 X_d
Dyn ou YNyn		X_d
Dzn ou Yzn		0,1 à 0,2 X_d
Machine		
Synchrone		$\approx 0,5 Z_d$
Asynchrone		≈ 0
Ligne		$\approx 3 Z_d$

Figure (III.7): caractéristique homopolaire des différents éléments d'un réseau électrique.

III.5.2. Calcul selon la norme CEI 60909

La norme CEI 60909 définit et présente une procédure, exploitant les composantes symétriques. Elle s'applique aux réseaux électriques d'une tension inférieure à 550 kV.

Elle explique le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques. Les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité. Cette norme est complétée, pour son application aux réseaux BT, par le guide CEI 60781.

III.5.2.1. La procédure

- 1- Calcul de la tension équivalente au point de défaut et qui est égale à : $cUn/\sqrt{3}$.

Avec c un facteur de tension dont l'introduction dans les calculs est nécessaire pour tenir compte :

- des variations de tension dans l'espace et dans le temps,
- des changements éventuels de prise des transformateurs,
- du comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs.

Selon les calculs à effectuer et les niveaux de tension considérés, les valeurs normatives de ce facteur de tension sont indiquées dans le tableau la figure III.8.

Tension nominale U_n	Facteur de tension c pour le calcul de	
	$I'_{cc \text{ max}}$	$I'_{cc \text{ mini}}$
BT (100 à 1000 V)		
Si tolérance + 6 %	1,05	0,95
Si tolérance + 10 %	1,1	0,95
HT		
1 à 550 kV	1,1	1

Figure (III.8): Valeurs du facteur de tension c (CEI 60909).

- 2- Détermination et sommation des impédances équivalentes directe, inverse, et homopolaire amont au point de défaut.
- 3- Calcul du courant de court-circuit initial, à l'aide des composantes symétriques. En pratique, selon le type de défaut, les formules à retenir pour le calcul des I_{cc} sont indiquées dans le tableau de la figure III.9.
- 4- A partir du calcul de la valeur efficace du courant de court-circuit initial (I''_k), sont déterminées les autres grandeurs caractéristiques :

i_p , la valeur de crête,

I_b , la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique coupé,

i_{cc} , la composante apériodique,

I_k , la valeur efficace du courant de court-circuit permanent.

Type de court-circuit	I_k'' Cas général	Défaut éloigné des machines tournantes
Triphasé (Z_t quelconque)	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$	$I_{k3}'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>Dans les deux cas, le courant de court-circuit ne dépend que de Z_d. Ainsi Z_d est remplacée généralement par Z_k : impédance de court-circuit au point de défaut avec $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ où R_k est la somme des résistances d'une phase placées en série ; X_k est la somme des réactances d'une phase placées en série.</p>		
Biphasé isolé ($Z_t = \infty$)	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot U_n}{ Z_d + Z_1 }$	$I_{k2}'' = \frac{c \cdot U_n}{2 Z_d }$
Monophasé	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + Z_1 + Z_0 }$	$I_{k1}'' = \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{2 Z_d + Z_0 }$
Biphasé terre (Z_{cc} entre phases = 0)	$I_{kE2E}'' = \frac{c \cdot U_n \sqrt{3} Z_1 }{ Z_d \cdot Z_1 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_d \cdot Z_0 }$	$I_{kE2E}'' = \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + 2 Z_0 }$
	I_{k2EL}''	
	I_{k2EL}''	

Notations retenues dans ce tableau :

- tension efficace composée du réseau triphasé = U_n
- impédance de court-circuit = Z_{cc}
- impédances symétriques = Z_d, Z_1, Z_0
- courant de court-circuit en module = I_k''
- impédance de terre = Z_t .

Figure (III.9): valeurs des modules des courants de court-circuit en fonction des impédances du réseau concerné (CEI 60909).

III.5.2.2 Equations des différents courants

a) Courant de court-circuit initial (I''_k)

Le calcul des différents courants de court-circuit initiaux I''_k est effectué en appliquant les formules du tableau de la figure III.9.

b) Courant de court-circuit de crête i_p

La valeur de crête i_p du courant de court-circuit, dans les réseaux non maillés, peut être calculée, quelque soit la nature du défaut, à partir de la formule suivante :

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} I_k''$$

Où I''_k = courant de court-circuit initial,

κ = facteur fonction des rapports R / X , calculé par la formule approchée suivante

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}}$$

Il est nécessaire de calculer i_p pour déterminer le pouvoir de fermeture des disjoncteurs à installer, et aussi pour définir les contraintes électrodynamiques que devra supporter l'ensemble de l'installation.

c) Courant de court-circuit coupé I_b

Le calcul du courant de court-circuit coupé I_b n'est nécessaire que dans le cas de défaut proche des alternateurs et lorsque la protection est assurée par des disjoncteurs retardés. Rappelons que ce courant sert à déterminer le PdC de ces disjoncteurs.

Ce courant peut être calculé avec une bonne approximation, à l'aide de la formule suivante :

$I_b = \mu \cdot I''_k$ dans laquelle :

μ = facteur fonction du temps mort minimal t_{min} et du rapport I''_k / I_r (**fig. III.10**) qui traduit l'influence des réactances subtransitoire et transitoire, avec I_r = courant assigné de l'alternateur.

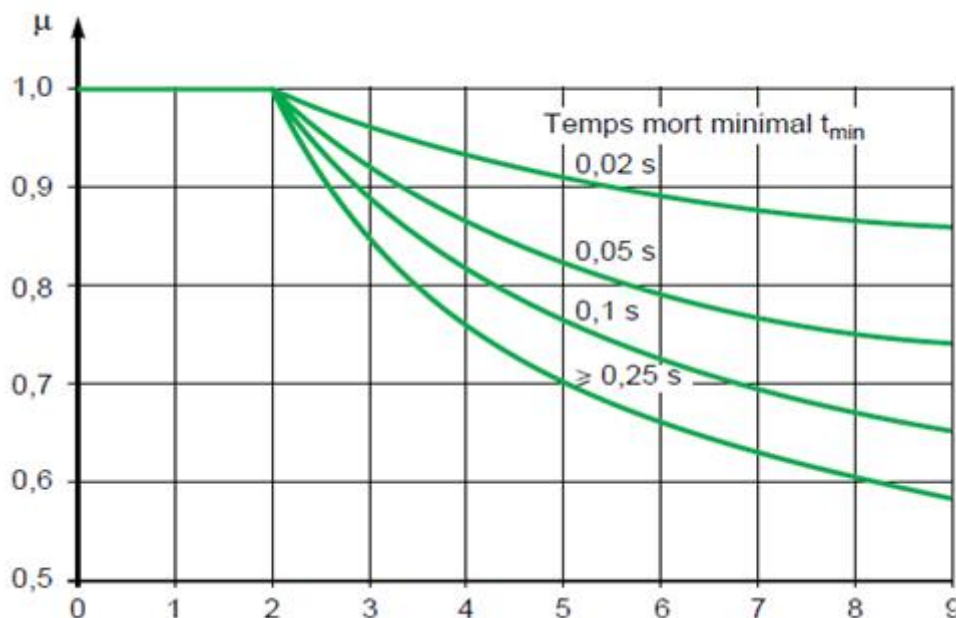


Figure (III.10): facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b (CEI 60909)

d) Courant de court-circuit permanent I_k

L'amplitude du courant de court-circuit permanent I_k , étant dépendant de l'état de saturation du fer des alternateurs, son calcul est moins précis que celui du courant symétrique initial I''_k . Les méthodes de calcul proposées peuvent être considérées comme procurant une estimation suffisamment précise des valeurs supérieure et inférieure pour le cas où le court-circuit est alimenté par un alternateur ou une machine synchrone. Ainsi :

- le courant de court-circuit permanent maximal, sous la plus forte excitation du générateur synchrone, est donné par :

$$I_{k\max} = \lambda_{\max} \cdot I_r$$

- le courant de court-circuit permanent minimal est obtenu pour une excitation constante (minimale) à vide de la machine synchrone. Il est donné par :

$$I_{k\min} = \lambda_{\min} \cdot I_r$$

λ = facteur dépendant de la réactance synchrone saturée $X_{d\text{sat}}$.

Les valeurs de λ_{\max} et λ_{\min} sont données sur la **figure (III.11)** pour les turboalternateurs et la **figure (III.12)** pour les machines à pôles saillants (CEI 60909)

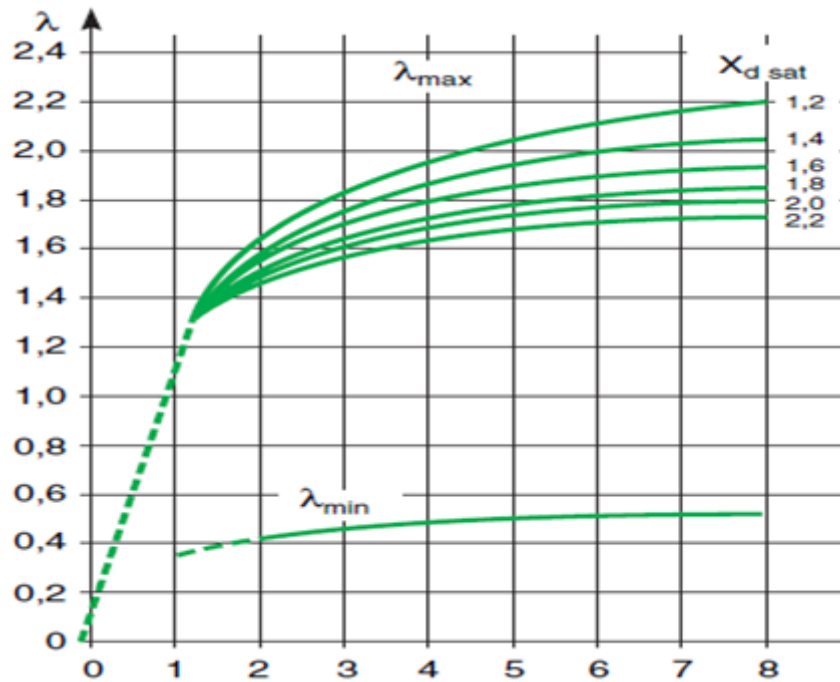


Figure (III.11): Facteurs λ_{\max} et λ_{\min} pour turbo-alternateurs (sur excitation = 1,3 selon CEI 60909).

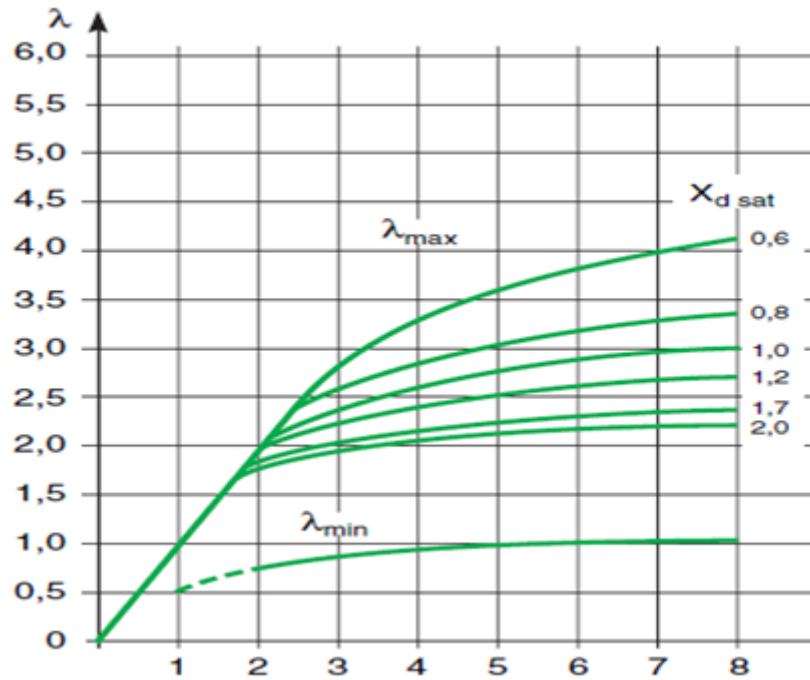


Figure (III.12): Facteurs λ_{\max} et λ_{\min} pour alternateurs à pôles saillants
(Surexcitation = 1,6 selon CEI 60909).

III.6. Calcul des I_{cc} par la méthode des impédances

III.6.1. I_{cc} selon les différents types de court-circuit

III.6.1.1. Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{cc} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

Avec U : tension composée entre phases, correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est $U = 410$ V, avec comme tension simple $U / \sqrt{3} = 237$ V.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par le courant I_{cc} du générateur jusqu'au point de défaut, de la source jusqu'au des lignes **Fig (III.13)**. C'est en fait l'impédance «directe» par phase:

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

Avec

ΣR = Somme des résistances en série,

ΣX = Somme des réactances en série.

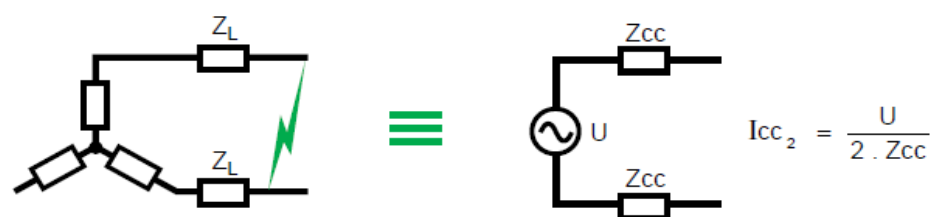
Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau.

Le calcul d' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

Défaut triphasé



Défaut biphasé



Défaut monophasé



Défaut terre

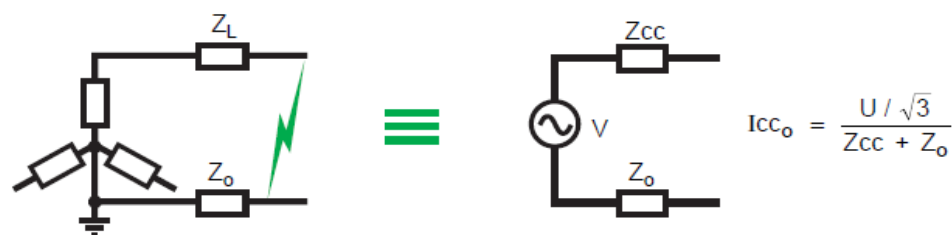


Figure (III.13): Les différents courants de court-circuit

III.6.1.2. Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U . L'intensité I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc3} = 0,86 I_{cc3} \quad \text{III.7}$$

Dans le cas d'un défaut proche des machines tournantes, les impédances de celles-ci sont telles que I_{cc2} est proche du I_{cc3} .

III.6.1.3 Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

L'intensité I_{cc1} débitée est alors

$$I_{cc1} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zigzag ou d'un alternateur en régime subtransitoire). L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

III.6.1.4 Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_0 . Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{cco} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé. Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

$$I_{cco} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_0}$$

III.6.2 Détermination des diverses impédances de court-circuit

Le principe de cette méthode consiste à déterminer les courants de court-circuit à partir de l'impédance que représente le « circuit » parcouru par le courant de court-circuit. Cette impédance se calcule après avoir totalisé séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source d'alimentation du circuit, jusqu'au point considéré. (Les numéros X permettent, à partir de l'exemple placé en fin de chapitre, de retrouver les explications données dans le texte.)

III.6.2.1 Impédances du réseau

a) Impédance du réseau amont

Dans la plupart des calculs, on ne remonte pas au-delà du point de livraison de l'énergie. La connaissance du réseau amont se limite alors généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir uniquement la puissance de court-circuit S_{cc} (en MVA). L'impédance équivalente du réseau amont est :

$$Z_a = \frac{U^2}{Z_{cc}}$$

U est la tension composée du réseau non chargé.

La résistance et la réactance amont se déduisent à partir de R_a / Z_a en HT par :

$R_a / Z_a \approx 0,3$ en 6 kV,

$R_a / Z_a \approx 0,2$ en 20 kV,

$R_a / Z_a \approx 0,1$ en 150 kV

$$X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2}$$

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2}$$

Pour 20 kV, on a donc

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (0,2)^2} = 0,980$$

$$\frac{X_a}{Z_a} = 0,980$$

d'où l'approximation $X_a \approx Z_a$

b) Impédance interne du transformateur

L'impédance se calcule à partir de la tension de court-circuit u_{cc} exprimée en % :

$$Z_T = \frac{u_{cc} U^2}{100 S_n}$$

Avec

U : Tension composée à vide du transformateur,

S_n : Puissance apparente du transformateur.

$\frac{u_{cc}}{100} U$: Tension qu'il faut appliquer au primaire du transformateur pour que le secondaire soit parcouru par l'intensité nominale I_n , les bornes secondaires BT étant court-circuitées. Pour les transformateurs HTA / BT de distribution publique des valeurs de u_{cc} (**fig.IV.14**).

A ce sujet il faut noter que la précision de ces valeurs influe immédiatement sur le calcul de I_{cc} puisqu'une erreur de $x\%$ sur u_{cc} induit une erreur du même ordre ($x\%$) sur Z_T .

Puissance du transformateur HTA/BT(en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tension de court-circuit u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

Figure (III.14): Tension de court-circuit u_{cc} normalisée pour les Transformateurs HTA/BT de distribution publique.

En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de $0,2 X_T$, et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T . Cependant pour les petites puissances le calcul de Z_T est nécessaire car le rapport R_T / X_T est plus élevé. Cette résistance se calcule alors à partir des pertes joules (W) dans les enroulements :

$$W = 3R_T I_n^2 \Rightarrow R_T = \frac{W}{3I_n^2}$$

- lorsque n transformateurs sont en parallèle et de puissances identiques, leurs valeurs d'impédance interne ainsi que de résistance ou de réactance sont à diviser par n .
- il convient de porter une attention particulière aux transformateurs spéciaux : par exemple les transformateurs de groupes redresseurs ont des valeurs de u_{cc} qui atteignent 10 à 12 % pour limiter le courant de court-circuit. Avec la prise en compte de l'impédance amont au transformateur et de l'impédance interne du transformateur, le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_a + Z_T)}$$

En première approximation, Z_a et Z_T sont assimilées à leurs réactances respectives. L'impédance de court-circuit Z_{cc} est alors égale à leur somme algébrique. L'impédance du réseau amont peut être négligée, dans ce cas, la nouvelle valeur du courant est :

$$I'_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_T}$$

L'erreur relative $\Delta I_{cc} = \frac{I_{cc} - I'_{cc}}{I_{cc}}$ est d'environ 5%.

c) Impédance des liaisons

L'impédance des liaisons Z_L dépend de leur résistance et réactance linéiques, et de leur longueur.

- la résistance linéique R_L des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule avec l'équation :

$$R = \frac{\rho}{S}$$

Avec

S = section du conducteur ;

ρ = sa résistivité, mais dont la valeur à adopter n'est pas la même selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum. Dans la réalité, en BT et pour les conducteurs de section inférieure à 150 mm², seule la résistance est prise en compte ($R_L < 0,15 \text{ m}\Omega / \text{m}$ avec $S > 150 \text{ mm}^2$).

- la réactance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule par :

$X_L = Lw$ exprimée en $\text{m}\Omega / \text{km}$

Pour les lignes aériennes, la réactance croît légèrement avec l'espacement des conducteurs.

Les valeurs moyennes suivantes sont à retenir :

$X = 0,3 \Omega / \text{km}$ (lignes BT ou HTA),

$X = 0,4 \Omega / \text{km}$ (lignes HTA ou HTB).

III.7 Conclusion

Pour le calcul du courant de court-circuit, différentes méthodes ont été développées et ont trouvé place dans les normes. Plusieurs de ces méthodes normalisées ont été conçues de telle sorte que le courant de court-circuit puisse être calculé à la main ou à l'aide d'une calculatrice. La révision de ces normes a souvent conduit à faire évoluer ces méthodes pour les rendre plus précises et représentatives de la réalité mais a eu pour conséquence de les rendre moins pratiques, comme le montrent les évolutions récentes de la CEI 60909, réservant un calcul manuel aux cas les plus simples.

Avec le développement d'outils informatiques sans cesse plus performants, les concepteurs d'installations électriques ont conçu des logiciels pour leurs propres besoins. Ainsi de nombreux logiciels conformes aux normes sont disponibles, tel **Ecodial** en basse tension créé et commercialisé par Schneider Electric.

Tous ces logiciels de calcul des courants de court-circuit servent essentiellement à :

- Déterminer des pouvoirs de coupure et de fermeture des appareils ainsi que les tenues électromécanique et thermique des équipements,
- Calculer les réglages des relais de protection et les calibres des fusibles, afin d'assurer une bonne sélectivité dans le réseau électrique.

CHAPITRE IV :
ETUDES D'UN
RÉSEAU RÉEL
(BOUHANIFFIA)

IV.1. Introduction

Dans ce présent chapitre nous allons effectuer des calculs sur les courants de court-circuit dans différents points du réseau HTA réel composé de (lignes et transformateurs) en utilisant la méthode des impédances et voir si les protections existant déjà sont le meilleur choix ou existe-t-il un autre choix adéquat.

IV.2. Etudes des protections des départs HTA du poste HTB/HTA BOUHANIFIA :

Le poste HTB/HTA Bouhanifia alimente une partie importante de la ville de Mascara. La puissance installée au poste est de 80 MVA. Deux transformateurs de 40 MVA chacun alimentent le jeu de barre HTA qui est exploité en schéma normal avec le disjoncteur de couplage en position d'ouverture. Chaque demi jeux de barres est alimenté séparément par un transformateur de 40MVA / La tension de service est de 30 KVA.

La puissance de court circuit aux jeux de barres est de 500 MVA.

Huit départs HTA sont issus du poste HTB/HTA Bouhanifia (figure VI.1).

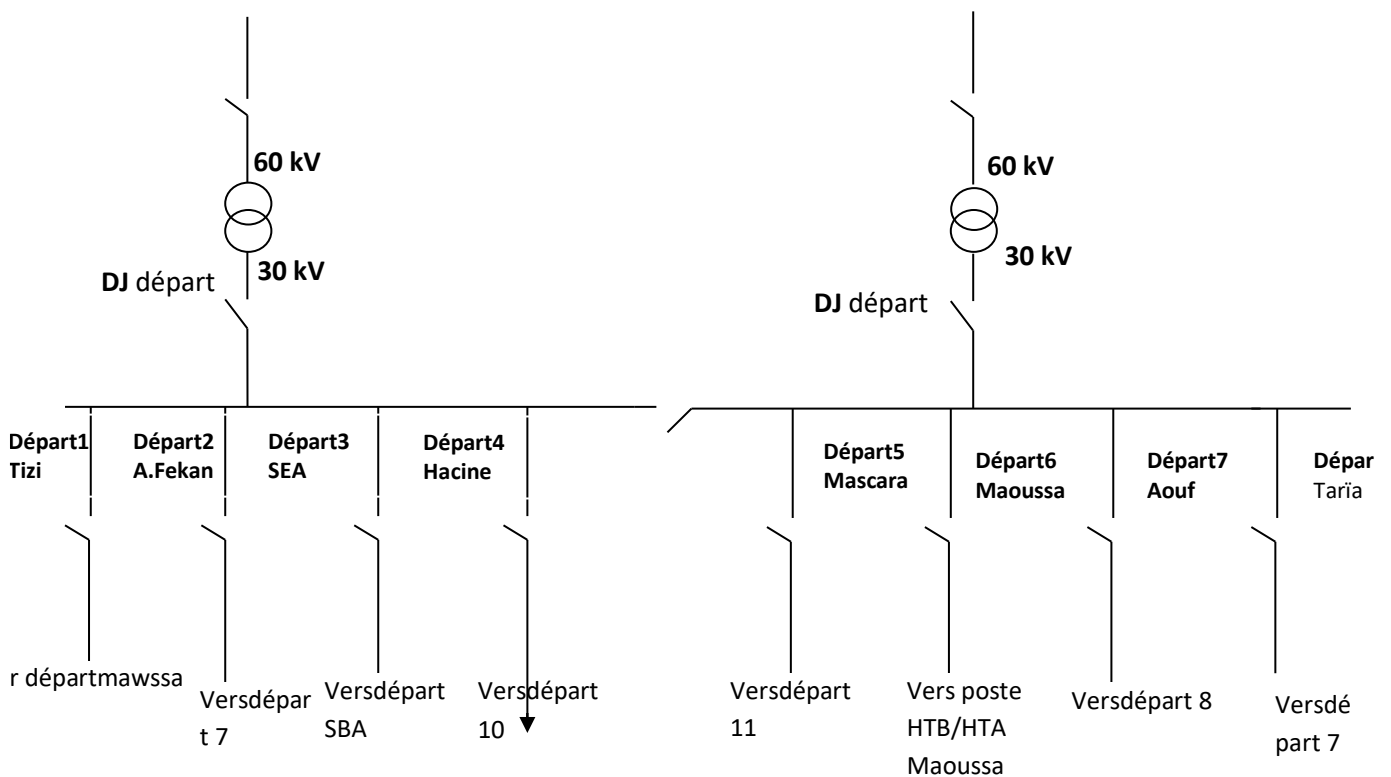


Figure (IV.1) : Poste HTB/HTA BOUHANIFIA.

Chapitre 04 : Étude d'un transformateur d'un réseau réel (BOUHANIFFIA)

73

Départ 10: départ HTA HACINE issu du poste HTB/HTA BOUHANIFFIA.

Départ 11: départ HTA ZONE INDUSTRIELLE issu de poste HTB/HTA MASCARA.

Les départs HTA sont exploités en boucle ouverte, donc avec possibilité de secours mutuel avec d'autres départs HTA exemple **Fig (IV.2)**.

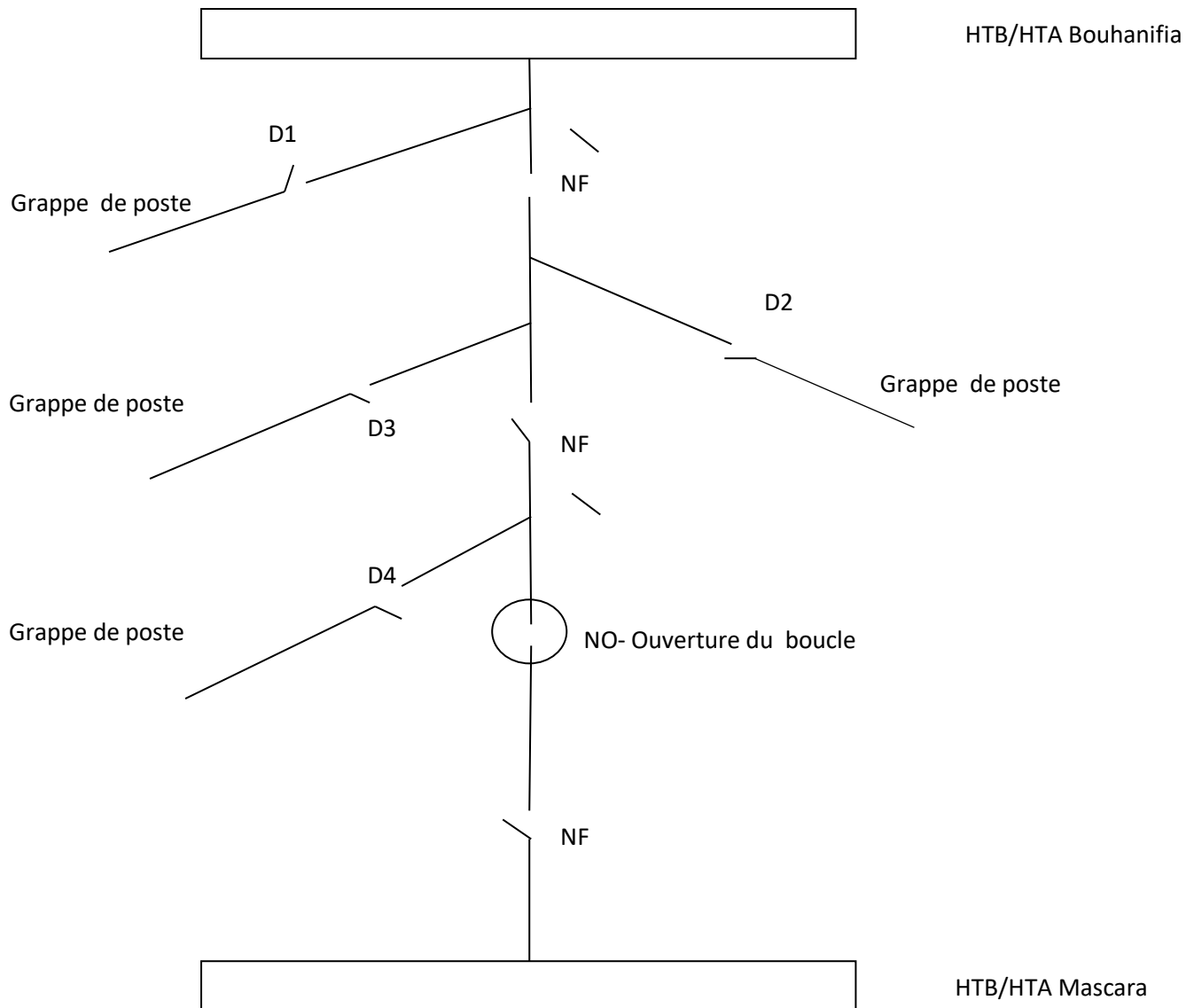


Figure (IV.2) : Schéma d'exploitation en boucle ouverte de deux départs HTA
Issus de deux postes HTB/HTA différents.

Nous examinerons dans notre étude les protections des quatre départs HTA : TIZI , HACINE , MASCARA et MAOUSSA

Dans cette étude, nous avons proposé en premier lieu, un calcul des courants de court circuit par la méthode des impédances dans le cas du schéma normal d'exploitation. En

deuxième lieu, nous avons considéré le cas le plus défavorable de schémas secours, c'est-à-dire la prise de l'alimentation de la totalité du départ secourable à partir du départ étudié.

IV.3. Calcul du courant de court-circuit triphasé au niveau des jeux de barres HTA :

Sachant que le courant de court circuit triphasé est généralement comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés. En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau. Le calcul de l' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir le matériel (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

Le courant de court circuit triphasé est donné par:

$$I_{cc_3} = \frac{u}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$

$$U = 30 \text{ KV}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_l^2 + (X_a + X_L + X_T)^2} \quad (\text{VI.2})$$

Pour ce cas : $R_l = 0$ et $X_L = 0$

Impédance du réseau amont

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$$X_a \approx Z_a$$

Puissance de courant de court circuit au niveau de jeux de barre :

$S_{cc} = 500 \text{ MVA}$: donné par le distributeur

$$Z_a = \frac{(30 \times 10^3)^2}{500 \times 10^6} = 1.8 \Omega$$

Impédance interne du transformateur

$$Z_t = \frac{u_{cc} U^2}{100 S_n}$$

$$u_{cc} = 10\%$$

$$Z_t = X_t \quad \text{car : } R_t \ll X_t$$

$$Z_t = \frac{10}{100} \times \frac{(31 \times 10^3)^2}{40 \times 10^6} = 2,4 \Omega$$

D'où

$$Z_{cc} = \sqrt{(1.8 + 2.4)^2} = 4.2 \Omega$$

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}} = \frac{30 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4.2} = 4,128 \text{ KA} = 4128 \text{ A}$$

IV.4. Calcul des courants de court circuit biphasé au niveau des départs HTA

Le court circuit biphasé en bout de ligne étant considéré comme le défaut générant le courant de court circuit le plus faible. Le calcul de ce courant est nécessaire pour l'affichage du courant de réglage des relais de protection par phases, ce courant sera calculé pour deux configurations du départ HTA :

- 1- Cas d'exploitation en schémas normal.
- 2- Cas d'exploitation en schéma secours.

IV.4.1. Départ HTA MASCARA

IV.4.1.1. Cas du schéma normal d'exploitation Fig (IV.3)

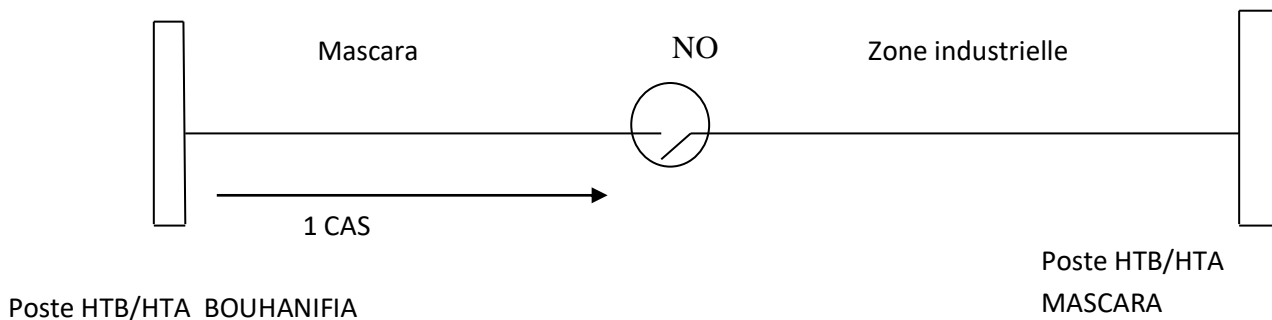


Figure (IV.3) : Départ HTA MASCARA, schéma normal d'exploitation.

a) Caractéristique du départ :

La nature des lignes (caractéristiques des câbles) :

Cu70 : Ligne en cuivre de diamètre 70 mm^2

Cu 48 : Ligne en cuivre de diamètre 48 mm^2

Al 120 : Câble en aluminium de diamètre 120 mm^2

Am 93.3 : Ligne en Almélec de diamètre 93.3 mm^2

Am 54.6 : Ligne en Almélec de diamètre 54.6 mm^2

Am 34.4 : Ligne en Almélec de diamètre 34.4 mm^2

Cu 17 : Ligne en cuivre de diamètre 17 mm^2

Nature de ligne (mm) ² Départ (m)	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.6	Am 34.4	Cu 17
Mascara	924	2034	2398	4267	3599	3507	0

Tableau (IV.1) : Les longueurs des lignes issu du départ HTA mascara, schéma normal d'exploitation.

$$I_{CC2} = \frac{U}{2Z_{CC}}$$

$$Z_{CC} = \sqrt{(\sum X)^2 + (\sum R)^2}$$

Avec

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7$$

$$X_t = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7$$

$$R_i = l_i \times r_i$$

$$X_i = l_i \times x_i$$

Ligne en cuivre de diamètre 70 mm² (Cu 70)

$$R_1 = 0.924 \times 0.25 = 0.231 \Omega$$

$$X_1 = 0.924 \times 0.1 = 0.0924 \Omega$$

Ligne en cuivre de diamètre 48 mm² (Cu 48)

$$R_2 = 2.034 \times 0.38 = 0.77292 \Omega$$

$$X_2 = 2.034 \times 0.4 = 0.8136 \Omega$$

Câble en aluminium de diamètre 120 mm² (AL 120)

$$R_3 = 2.398 \times 0.253 = 0.60 \Omega$$

$$X_3 = 2.398 \times 0.12 = 0.28776 \Omega$$

Ligne en Almélec de diamètre 93.3 mm² (AM 93.3)

$$R_4 = 4.267 \times 0.357 = 1.523319 \Omega$$

$$X_4 = 4.267 \times 0.4 = 1.7068 \Omega$$

Ligne en Almélec de diamètre 54.6 mm^2 (AM 54.6)

$$R_5 = 3.599 \times 0.608 = 2.188192 \Omega$$

$$X_5 = 3.599 \times 0.4 = 1.4396 \Omega$$

Ligne en Almélec de diamètre 34.4 mm^2 (AM 34.4)

$$R_6 = 3.507 \times 0.958 = 3.359706 \Omega$$

$$X_6 = 3.507 \times 0.4 = 1.0428 \Omega$$

D'où :

$$R_t = 0.231 + 0.77292 + 0.60 + 1.523319 + 2.188192 + 3.359706 + 0 = 8.675137 \Omega$$

$$X_t = 0.0924 + 0.8136 + 0.28776 + 1.7068 + 1.4396 + 1.4028 + 0 = 5.47 \Omega$$

On applique la loi 3 pour trouver Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R_t^2 + (X_a + X_L + X_T)^2} = \sqrt{8.675137^2 + (1.8 + 2.4 + 5.74296)^2} = 13.19 \Omega$$

$$Z_{cc} = 13.19 \Omega$$

On remplace Z_{cc} dans la relation (VI.5) :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}} = \frac{30 \times 10^3}{2 \times 13.19} = 1136.79 \text{ A}$$

$$I_{cc2} = 1136.79 \text{ A}$$

IV.4.1.2 Cas du schéma d'exploitation secours Fig (IV.4)

Le départ MASCRA issu du poste HTB/HTA BOUHANIFIA assure le secours du départ HTA ZONE INDUSTRIEL issu du poste HTB/HTA MASCARA.

NF

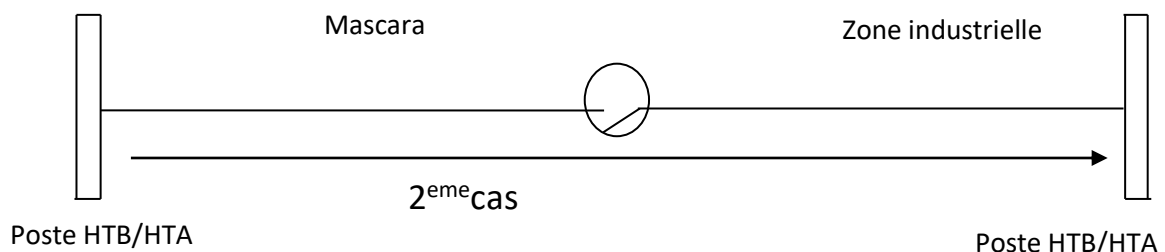


Figure (IV.4) : Départ HTA MASCARA, schéma d'exploitation secours.

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.6	Am 34.4	Cu 17
Mascara	924	2034	2398	4267	3599	3507	0
Zone industrielle	0	921	178	30346	2777	22762	418

Tableau (IV.2) : Les longueurs des lignes issu du départ HTA MASCAR et HTA Zone Industrielle, schéma d'exploitation secours.

La somme des longueurs des deux départs :

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.6	Am 34.4	Cu 17
Mascara + zone industrielle	924	2955	2576	34613	6376	26275	418

Tableau (IV.3) : La sommes des longueurs des lignes MASCARA+Zone industrielle.

On a :

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7$$

$$X_t = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7$$

Application numérique :

Cu 70:

$$R_1 = 0.231 \Omega$$

$$X_1 = 0.0924 \Omega$$

Cu 48:

$$R_2 = 1.1229 \Omega$$

$$X_2 = 0.2955 \Omega$$

Al 120:

$$R_3 = 0.651728 \Omega$$

$$X_3 = 0.30912 \Omega$$

Am 93.3:

$$R_4 = 12.35 \Omega$$

$$X_4 = 13.8452 \Omega$$

Am 54.6:

$$R_5 = 3.876608 \Omega$$

$$X_5 = 2.5504 \Omega$$

Am 34:

$$R_6 = 25.1714 \Omega$$

$$X_6 = 10.51 \Omega$$

Cu 17:

$$R_7 = 0.42218 \Omega$$

$$X_7 = 0.1672 \Omega$$

Donc on peut calculer R_t et X_t

$$R_t = 0.231 + 1.1229 + 0.651728 + 12.356841 + 3.876608 + 25.17145 + 0.42218 = 43.83 \Omega$$

$$X_t = 0.0924 + 0.2955 + 0.30912 + 13.8452 + 2.5504 + 10.51 + 0.1672 = 27.769892 \Omega$$

On applique pour trouver Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R_t^2 + (X_a + X_L + X_T)^2} = \sqrt{43.83^2 + (1.8 + 2.4 + 27.769892)^2}$$

$$Z_{cc} = 53.88 \Omega$$

On remplace Z_{cc} dans la relation (VI.5) :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}} = \frac{30 \times 10^3}{2 \times 53.88} = 278.37 \text{ A}$$

$$I_{cc2} = 278.37 \text{ A}$$

IV.4.2. Départ TIZI

IV.4.2.1. Cas du schéma normal d exploitations

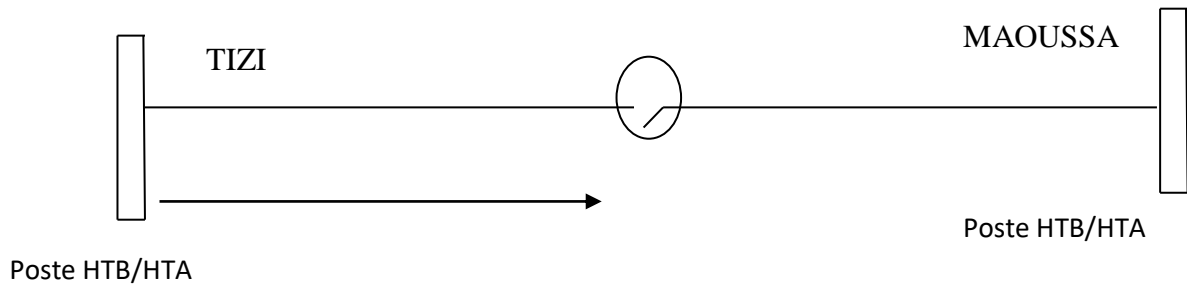


Figure (IV.5) : Départ TIZI, schéma d'exploitation normal

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.6	Am 34.4	Cu 17
TIZI	1254	364	604	23320	801	0	0

Tableau (IV.4) : Les longueurs des lignes issues du départ HTA TIZI, schéma normal d'exploitation

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7$$

$$X_t = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7$$

$$R_i = l_i \times r_i$$

$$X_i = l_i \times x_i$$

Application numérique :

Cu 70 :

$$R_1 = 0.3135 \Omega$$

$$X_1 = 0.1254 \Omega$$

Cu 48 :

$$R_2 = 0.135772 \Omega$$

$$X_2 = 0.1456 \Omega$$

Al 120 :

$$R_3 = 0.152812 \Omega$$

$$X_3 = 0.07248 \Omega$$

Am 93.3:

$$R_4 = 8.32524 \Omega$$

$$X_4 = 9.328 \Omega$$

Am 54.6:

$$R_5 = 0.487008 \Omega$$

$$X_5 = 0.3204 \Omega$$

Am 34:

$$R_6 = 0 \Omega$$

$$X_6 = 0 \Omega$$

Cu 17:

$$R_7 = 0 \Omega$$

$$X_7 = 0 \Omega$$

Donc on trouve R_t et X_t :

$$R_t = 0.3135 + 0.135772 + 0.152812 + 8.32524 + 0.487008 = 9.41 \Omega$$

$$X_t = 0.1254 + 0.1456 + 0.07248 + 9.328 + 0.3204 = 9.9918 \Omega$$

On applique pour trouver Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R_t^2 + (X_a + X_L + X_T)^2} = \sqrt{9.41^2 + (1.8 + 2.4 + 9.991)^2}$$

$$Z_{cc} = 17.0272 \Omega$$

On remplace Z_{cc} :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}} = \frac{30 \times 10^3}{2 \times 17.0272} = 880.94 \text{ A}$$

$$I_{cc2} = 880.94 \text{ A}$$

IV.4.2.2. Cas du schéma secours Fig (IV.6)

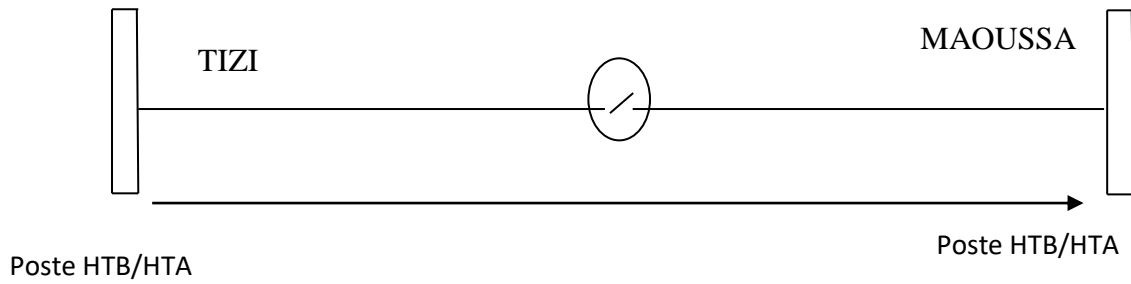


Figure (IV.6) : Départ TIZI, schéma d'exploitation secours.

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Départ (m)						
	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.6	Am 34.4	Cu 17
TIZI	1254	364	604	23320	801	0	0
MAOUSSA	0	0	30	14056	21851	13172	0

Tableau (IV.5) : caractéristiques des départs HTA TIZI et MAOUSSA.

La somme des deux départs

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Départ (m)						
	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.6	Am 34.4	Cu 17
TIZI + MAOUSSA	924	2955	2576	34613	6376	26275	418

Tableau (IV.6) : caractéristiques du départ en cas de schéma secours.

Calcul des résistances est des réactances :

Cu 70 :

$$R_1 = 0.323 \Omega$$

$$X_1 = 0.1292 \Omega$$

Cu 48 :

$$R_2 = 0.158152 \Omega$$

$$X_2 = 0.1696 \Omega$$

Al 120 :

$$R_3 = 0.762289 \Omega$$

$$X_3 = 0.36156 \Omega$$

Am 93.3 :

$$R_4 = 17.875704 \Omega$$

$$X_4 = 20.03 \Omega$$

Am 54.6 :

$$R_5 = 29.476448 \Omega$$

$$X_5 = 19.392 \Omega$$

Am 34 :

$$R_6 = 47.36831 \Omega$$

$$X_6 = 19.778 \Omega$$

Cu 17 :

$$R_7 = 0 \Omega$$

$$X_7 = 0 \Omega$$

Donc on trouve R_t et X_t :

$$R_t = 0.323 + 0.1581525 + 0.762289 + 17.875704 + 29.476448 + 47.36831 = 95.96 \Omega$$

$$X_t = 0.1292 + 0.1696 + 0.36156 + 20.03 + 19.3924 + 19.778 = 59.86 \Omega$$

On applique pour trouver Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R_t^2 + (X_a + X_L + X_T)^2} = \sqrt{95.96^2 + (1.8 + 2.4 + 59.86)^2}$$

$$Z_{cc} = 87.76 \Omega$$

On remplace Z_{cc} :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}} = \frac{30 \times 10^3}{2 \times 87.67} = 171.09 \text{ A}$$

$$I_{cc2} = 171.09 \text{ A}$$

IV.4.3. Départ HACINE

Le départ HACINE issu du poste HTB/HTA BOUHANIFFIA assure le secours du départ HTA HACINE01 issu du poste HTB/HTA BOUHAN I.

IV.4. 3.1 Cas du schéma normal d'exploitation

Caractéristique du depart

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 40	Al 120	Am 93.3	Am 54.4	Am 34.4	Cu 17
HACINE	160	0	4250	45952	40053	21068	0

Tableau (IV.7) : Les longueurs des lignes issu du départ HACINE, schéma normal d'exploitation.

Application:

AL120

$$R_1 = 0.68 \Omega$$

$$X_1 = 0.3825 \Omega$$

AM34.4

$$R_2 = 20.183144 \Omega$$

$$X_2 = 8.4272 \Omega$$

AM54.4

$$R_3 = 24.35224 \Omega$$

$$X_3 = 16.0212 \Omega$$

AM93.3

$$R_a = 16.404864 \Omega$$

$$X_a = 18.808 \Omega$$

CU70

$$R_s = 0.042496 \Omega$$

$$X_s = 0.064 \Omega$$

$$R_T = 0.68 + 20.183144 + 24.35224 + 16.404864 + 0.042496$$

$$R_T = 61.645192 \Omega$$

$$X_T = 0.3825 + 8.4272 + 16.0212 + 18.808 + 0.064$$

$$X_T = 43.3182 \Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_L + R_a + R_T)^2 + (X_a + X_T + X_L)^2}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{61.645192^2 + (43.3182 + 1.8 + 2.4)^2}$$

$$Z_{cc} = 76.7818 \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}}$$

$$I_{cc2} = \frac{30000}{2 \times 76.748}$$

$$I_{cc2} = 195.444 \text{ A}$$

IV.4.3.2 Cas du schéma d'exploitation secourt

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.4	Am 34.4	Cu 17
HACINE	160	0	4250	45952	40053	21068	0
HACINE 1	0	0	0	37182	13248	15540	0

Tableau (IV.8) : Les longueurs des lignes issu du départ HACINE, HACINE1, schéma d'exploitation secours.

La Somme des deux départs

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu48	Al 120	Am 39.3	Am 54.4	Am 34.4	Cu 17
Hacine+Hacine1	160	0	4250	83134	53301	236608	0

Tableau (IV.9) : La sommes des longueurs des lignes HACINE+HACINE1

$$R_L = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7$$

$$X_L = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7$$

AL120

$$R_1 = 0.68\Omega$$

$$X_1 = 0.425 \Omega$$

Am34

$$R_2 = 35.070646 \Omega$$

$$X_2 = 14.6432\Omega$$

Am54

$$R_3 = 32.407008 \Omega$$

$$X_3 = 21.3204 \Omega$$

AM93

$$R_4 = 29.678838 \Omega$$

$$X_4 = 33.2536 \Omega$$

CU70

$$R_5 = 0.042496 \Omega$$

$$X_5 = 0.016 \Omega$$

AM17

$$R_6 = 0.05748 \Omega$$

$$X_6 = 0.024 \Omega$$

$$R_T = 0.68 + 35.070646 + 32.407008 + 0.04 + 0.05748$$

$$R_T = 68.239912 \Omega$$

$$X_T = 0.425 + 14.6432 + 21.3204 + 0.016 + 0.024$$

$$X_T = 36.475 \Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_L + R_a + R_T)^2 + (X_a + X_T + X_L)^2}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{68.239912^2 + (36.475 + 1.8 + 2.4)^2}$$

$$Z_{cc} = 79.442691 \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}}$$

$$I_{cc2} = \frac{30000}{2 \times 79.442691}$$

$$I_{cc2} = 188.81A$$

IV.4.4. Départ MAOUSSA

Le départ MAOUSSA issu du poste HTB/HTA BOUHANIFFIA assure le secours du départ HTA MAOUSSA0101 issu du poste HTA/HTA BOUHAN I.

IV.4. 4.1 Cas du schéma normal d'exploitation

Caractéristique du départ

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 40	Al 120	Am 93.3	Am 54.4	Am 34.4	Cu 17
MAOUSSA	0	0	30	14056	21851	13172	0

Tableau (IV.10) : Les longueurs des lignes issu du départ HACINE, schéma normal d'exploitation.

On a :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}}$$

$$R_L = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7$$

$$X_L = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7$$

AL120

$$R_1 = 0.0048 \ \Omega$$

$$X_1 = 0.003 \ \Omega$$

AM3

$$R_2 = 12.618776 \ \Omega$$

$$X_2 = 5.2688 \ \Omega$$

AM54

$$R_3 = 13.285408 \ \Omega$$

$$X_3 = 8.7404 \ \Omega$$

AM93

$$R_4 = 5.017992 \ \Omega$$

$$X_4 = 5.6224 \ \Omega$$

$$R_T = 0.0048 + 12.618776 + 13.285408 + 5.017992$$

$$R_T = 30.926976 \ \Omega$$

$$X_T = 0.003 + 5.2688 + 8.7404 + 5.6224$$

$$X_T = 19.6346 \ \Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_L + R_a + R_T)^2 + (X_a + X_T + X_L)^2}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{30.926976^2 + (19.6346 + 1.8 + 2.4)^2}$$

$$Z_{cc} = 39.045693 \ \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}}$$

$$I_{cc2} = \frac{30000}{2 \times 39.045693}$$

$$I_{cc2} = 384.1652 \text{ A}$$

IV.4. 4.2 Cas du schéma d'exploitation secours

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu 48	Al 120	Am 93.3	Am 54.4	Am 34.4	Cu 17
MAOUSSA	0	0	30	14056	21851	13172	0
MAOUSSA01	30	0	2379	12699	25829	36172	0

Tableau (IV.11) : Les longueurs des lignes issu du départ MAOUSSA, MAOUSSA01, schéma d'exploitation secours.

La somme des deux départs

Nature de ligne (mm ²) Départ (m)	Cu 70	Cu48	Al 120	Am 39.3	Am 54.4	Am 34.4	Cu 17
MAOUSSA MAOUSSA01 +	30	0	2409	26755	47680	49344	0

Tableau (IV.12) : La sommes des longueurs des lignes MAOUSSA+MAOUSSA01.

On a :

$$R_L = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7$$

$$X_L = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7$$

AL120

$$R_1 = 0.38544\Omega$$

$$X_1 = 0.2409 \Omega$$

Am34

$$R_2 = 47.368531 \Omega$$

$$X_2 = 19.788 \Omega$$

Am54

$$R_3 = 28.98944 \Omega$$

$$X_3 = 19.072 \Omega$$

Am93

$$R_4 = 9.557535 \Omega$$

$$X_4 = 10.702 \Omega$$

Cu48

$$R_5 = 0.015 \Omega$$

$$X_5 = 0.024 \Omega$$

CU70

$$R_6 = 0.0075 \Omega$$

$$X_6 = 0.003 \Omega$$

$$R_T = 0.38544 + 47.36831 + 28.98944 + 9.551535 + 0.015 + 0.0075$$

$$R_T = 86.317225 \Omega$$

$$X_T = 0.2409 + 19.778 + 19.07 + 10.702 + 0.024 + 0.003$$

$$X_T = 49.8179 \Omega$$

$$Z_{cc} = \sqrt{(R_L + R_a + R_T)^2 + (X_a + X_T + X_L)^2}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{86.317225^2 + (49.8179 + 1.8 + 2.4)^2}$$

$$Z_{cc} = 101.18263 \Omega$$

$$I_{cc2} = \frac{U}{2Z_{cc}}$$

$$I_{cc2} = \frac{30000}{2 \times 101.18263}$$

$$I_{cc2} = 148.246789 \text{ A}$$

IV.5. Réglages des courants homopolaires

Courant sur le départ saint lors d'un défaut phase Terre sur un réseau HTA Issus des même jeux de barres est donné par :

$$I_r = 3 j c \omega v$$

Le courant de réglage des relais est de :

$$I_r \geq 1.2 (3c\omega v)$$

Pour les lignes HTA 30 KV ET 10 KV en prend en général :

$$I_r = 5 \text{ A/KM pour les câbles sous terrain}$$

$$I_r = 10 \text{ A/100 KM pour les lignes aériennes}$$

Chapitre 04 : Etude d'un transformateur d'un réseau réel (BOUHANIFFIA)

IV.5.1. Départ mascara

$$I_{cca} = 25.658 \times 0.1 = 2.5658 \text{ A (pour les lignes aeriennes)}$$

$$I_{ccs} = 1.569 \times 5 = 7.845 \text{ A (pour les lignes sous terrain)}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = I_{cco1} + I_{cco2}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = 2.5658 + 7.845 = 10.41 \text{ A}$$

$$I_r = 1.2 I_{cco} (\text{totale}) = 12.49 \text{ A}$$

IV.5.2. Depart TIZI

$$I_{ccs} = 25.581 \times 0.1 = 2.5581 \text{ A (pour les lignes aeriennes)}$$

$$I_{cca} = 3.673 \times 5 = 18.365 \text{ A (pour les lignes souréterain)}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = I_{cco1} + I_{cco2}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = 2.5581 + 18.365 = 20.916 \text{ A}$$

$$I_r = 1.2 I_{cco} (\text{totale}) = 25.0992 \text{ A}$$

IV.5.3. Départ MAOUSSA

$$I_{ccs} = 2.881 \times 5 = 14.405 \text{ A (pour les lignes souterrain)}$$

$$I_{cca} = 123.248 \times 0.1 = 1.23240 \text{ A (pour les lignes aeriennes)}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = I_{cco1} + I_{cco2}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = 14.405 + 1.23240 = 26.7298 \text{ A}$$

$$I_r = 1.2 I_{cco} (\text{totale}) = 32.07576 \text{ A}$$

IV.5.4. Départ HACINE

$$I_{ccs} = 4.976 \times 5 = 24.88 \text{ A (pour les lignes souterrain)}$$

$$I_{cca} = 109.18 \times 0.1 = 10.918 \text{ A (pour les lignes aeriennes)}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = 24.88 + 10.918 = 35.798 \text{ A}$$

$$I_{cc} (\text{totale}) = 35.798 \text{ A}$$

$$I_r = 1.2 I_{cco} (\text{totale}) = 42.9576 \text{ A}$$

IV.6. Analyse des résultats

Réglage des relais de phase :

Départ	Rapport TC phase	Icc2 calculé s. normal	Icc2 calculé s. secours	0,8*Icc2 s. normal	0,8*Icc2 s. secours	courant limite thermiqueIlt	1,2*Ilt
MASCARA	200-400/1	1136.79	278.54	909.432	222.832	270 A	324 A
TIZI	200-400/1	880.94	171.09	704.752	136.872	270 A	324 A

Chapitre 04 : Etude d'un transformateur d'un réseau réel (BOUHANIFFIA)

92

HACINE	20 0-400/1	195.444	188.81	156.3352	151.048	270 A	324 A
MAOUSSA	200-4001/1	184.165	148.2467	147.332	118.59736	270 A	324 A

Tableau (IV.13) : Interprétation des résultats de réglage des relais de phase

Les valeurs $0.8 I_{cc2}$ pour les quatre départs sont inférieures à la valeur du courant de limite thermique majorée de 20%. La valeur à prendre pour le réglage des protections est $0.8 I_{cc2}$.

Départ	Rapport_TC	Phase		Temps	
		1 Seuil	2 Seuil	1 Seuil	2 Seuil
Maoussa	200-400/1	296	480	0,8	0,06
Mascara	200-400/1	296	480	0,8	0,06
TIZI	200-400/1	240	480	0,8	0,06
Hacine	200-400/1	304	480	0,8	0,06
TR1	800/1	800	960	1,2	0,2
TR2	800/1	800	960	1,2	0,2

Tableau (IV.14) : valeurs réelles affichées sur les protections.

D'après nos calculs, nous constatons que :

1) Départ HTA MASCARA.

Les réglages affichés sur la protection sont corrects pour le schéma d'exploitation normal. En schéma secours, des courants de défaut inférieures au courant affiché (Tableau VI.14) peuvent circuler dans la ligne, d'où une nécessité de revoir ces réglages.

2) Départ TIZI

Les réglages affichés sur la protection sont corrects pour le schéma d'exploitation normal. En schéma secours, des courants de défauts inférieurs au courant affiché peuvent circuler dans la ligne, d'où une nécessité de revoir ces réglages.

3) Départ HACINE

Les courants de réglage sont incorrects pour les deux schémas d'exploitation normal et secours.

4) Départ MAOUSSA :

Les courants de réglage sont incorrects pour les deux schémas d'exploitation normal et secours.

nom du départ	valeur affichée		valeur à calculée
	seuil	tempo	
MASCARA	24 A	0.3	12.49
TIZI	27 A	0.3	25.0992
HACINE	43 A	0.3	42.9576
MAOUSSA	31 A	0.3	26.7298

Tableau (IV.15) : Interprétations des résultats de des courants homopolaires.

Les valeurs affichées sur les protections pour les courants homopolaires sont calculées en considérant, le schéma normal d'exploitation uniquement. Pour ce cas ces valeurs restent correctes.

Ces réglages peuvent conduire à des fonctionnements intempestifs des protections en cas de schéma secours.

IV.7. Conclusion

Nos calculs induisent à des résultats valeureux qui peuvent être exploitées dans la réalité par la société SONELGAZ.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Ce travail nous a permis de nous familiariser avec une machine électrique, indispensable dans le domaine du transport et de la distribution de l'énergie électrique, qui n'est autre que le transformateur de puissance.

De par son rendement et sa facilité de modifier la présentation de l'énergie électrique alternative, le transformateur est devenu omniprésent aussi bien en domestique (transformation 220/36V, 220/24V, 200/12...) qu'en industriel moyenne tension haute et très haute tension. Dans les centrales, on produit de l'énergie électrique en haute tension (de 15 kV à 20 kV en général). Les industries utilisent la moyenne tension, tandis que les particuliers utilisent la basse tension. On trouve ces transformateurs généralement aux centrales électriques et les postes de distribution comme dans les poteaux.

En début nous avons défini le transformateur de puissance, ses composants et sa protection. Ensuite nous avons mis en relief la notion de maintenance, son importance et des différents modes de stratégies à adoptés, comme objectif.

Puis nous avons présenté le court-circuit qui est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques, Les calculs des courants de court-circuit par deux méthodes possibles ; la méthode des composantes symétriques et celle des impedances.

En dernier lieu nous avons effectué un calcul des courants de court circuit par la méthode des impédances d'un réseau réel composé de lignes et transformateurs (Poste HTB/HTA BOUHANIFIA) afin de vérifier si la protection existante déjà est adéquate a ce réseau et nous avons trouvé que nos calculs induit à des résultats qui méritent d'être pris en considération et peuvent être exploitée dans la réalité par la société SONELGAZ.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] MEZARI Naouel, « Diagnostic des transformateurs de puissances », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université de Tizi Ouzou. Juillet 2011.
- [2] Ammar Benneddine, Flora Ben Mamer, « Etude des essais normalisés des transformateurs de puissance MT/BT » Master en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Soutenu le 09/06/2016.
- [3] Pauwels international service « formation générale sur les transformateurs de puissance GRTE octobre 2008 ».
- [4] Mr ZELLAGUI Mohamed, « Etude protection des réseaux électriques mt 30 & 10 kv », mémoire de magister université de Constantine. Juillet 2010
- [5] Jean Sanchez, « Aide au diagnostic des défauts des transformateurs de puissance » université Grenoble alpes, 2011.
- [6] Mr. Abdelkebir Amir et Mr. Saadi Nassim « Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous », Master en Génie Electrique, univ BOUMERDES, 2017.
- [7] KELIFI cherifa, DJADI hassiba « étude de réduction de courant d appelé dans les transformateurs par un manœuvre contrôle », ingénierie de l'énergie électrique et transport, buira, 2017.
- [8] Jean SANCHEZ « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance », Docteur DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, 2 Jul 2014
- [9] Benaïcha Halima, « Analyse des stratégies de maintenance des systèmes de production industrielle », Doctorat En-sciences, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohammed Boudiaf, 2015.
- [11] Audrey BOURGEOIS, « Etude du phénomène d'électrisation par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance », institut national polytechnique de Grenoble. Thèse de doctorat.
- [12] Maintenance : Terminologie de la maintenance- NF en 13306, 2001.
- [13] CAHIER DES CHARGES GENERAL POSTES HTB (Domaine Contrôle Commande) (CCG - CC).
- [14] SOUAIAIA HAKIM, « ETUDE DE MAINTENANCE DU SYSTEME MOTEURVOIX ROULEAUX "TSS" », DIPLOME DE MASTER de GENIE MECANIQUE, Badji Mokhtar Annaba, 2016/2017.

- [15] Entretien des transformateurs Des solutions intelligentes pour un futur sans mauvaise surprise.
- [16] Cours de master 1 de Mr. M .boukhanef.
- [17] B.Gustavsen, A. Semlyen. « Application of vector fitting to state equation representation of transformers for simulation of electromagnetic transient's ». IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, July 1998.
- [18] C.Andrieu, E. Dauphant D. Boss, « A Frequency-Dependant Model For a MV/LV Transformer» International Conference on Power Systems Transients (IPST), Budapest, Hungary, June 20-24, 1999.
- [19] T.Noda, H. Nakamoto, S.Yokoyama, «Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient Studies», IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, October 2002.
- [20] Metalbi fathi & bouhallab hadj, « diagnostic e localisation des défauts dans les enroulements du transformateur », DIPLOME DE MASTER, Blida, 2011.
- [21] M.J. Manyahi, M. Leijon, R. Thouttappillil, «Transient response of transformer with XPLE insulation cable winding design», Electrical power & energy systems, Vol 27 pp. 69-80, 2005.
- [22] MUFIDZADA N.A, OTMANE-CHRIF T, «Etude de l'Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur», IEEE conférence Porto page1-23, 2009.
- [23] M. Belkacem « Comportement de l'huile de transformateur "Borak 22" sous tension alternative 50 Hz », Mémoire de Magister, Département du Génie Electrique, Option : Réseaux Electriques et Haute Tension, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Soutenu publiquement le 16/05/2007.