

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

Université Mohamed Seddik Ben Yahia - Jijel
Faculté des Sciences et de la Technologie



جامعة محمد الصديق بن يحيى - جيجل
كلية العلوم والتكنولوجيا

Département D'Électrotechnique

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du diplôme

Master en Electromécanique

Option : Electromécanique

Thème

**étude et analyse du procédé de la maintenance du
Transformateur de puissance de la centrale thermique de Jijel**

Par:

Mr. djemaouni Abderafik

Et

Mr. Aliuoa Adem

Travail proposé et dirigé par :

Mr. Boulassel Ammar

Co-encadreur:

Mr. Kessasra Rachid

Promotion 2020

Université Mohamed Seddik Ben Yahia - Jijel
PB 98, Ouled Aissa. 18000. Algérie. Tél : +213 34 50 11 89
<http://www.univ-jijel.dz>

DÉDICACES

Nous dédions ce travail, Nos parents qui ont sacrifié leur vie pour nous avons réussi et pour les encourager. Que dieu
Les garde éternellement heureux. A toute la famille DJEMAOUNI, ALIOUA, A tous nos amis et
nos collègues et l'esprit de l'étudiant de l'ami et frère mezziche Soufiane rabi yrahmo , et à tous ceux qui aidé nous à le réaliser

REMERCIEMENTS

En premier lieu, nous remercions DIEU tout puissant, qui nous a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Nous remercions notre encadreur **Mr. Boulassel Ammar** qui ont suivi ce travail, pour leur aide, leurs orientation leur disponibilité et tous les conseils qu'ils nous ont prodigué pendant toute la durée de ce travail.

Nos remerciements s'étendent également à notre Co-encadreur **Mr. Rachid Kessasra , Chef de service de production à la centrale de Jijel**, pour ses bonnes explications qui nous ont éclairé le chemin de la recherche et sa collaboration avec nous dans l'accomplissement de ce modeste travail.

Nous adressons nos plus vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'être rapporteurs de notre mémoire.

Nous sincères remerciements vont également à tous les enseignants du Département de Génie Electrotechnique ayant contribué de près et/ou de loin à notre formation de Master.

Enfin nous exprimons notre très grande reconnaissance à notre famille, à Mon père et Ma mère nos frères et mes sœurs à nos proches pour nous avoir encouragés.

Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale	01
Chapitre I : Généralité sur les transformateurs de puissance	
I.1. Introduction	02
I.2. Définition de transformateur	02
➤ Symbole de transformateur	02
➤ Schéma du transformateur	03
I.3. Principe de fonctionnement	03
I.3.1. Diagrammes de Kapp	04
I.3.2. Couplage des enroulements	04
I.3.3. Indice horaire	05
I.3.4. Choix du couplage	06
I.4. rôle des transformateurs de puissances	06
I.4.1. transformateur triphasé	06
I.4.2. transformateur monophasé	07
I.4.3. L'autotransformateur	07
I.5. Construction et technologie du transformateur de puissance	07
I.5.1. Le circuit magnétique	09
I.5.2. Types des circuits magnétiques	10
➤ Type cuirassé	11
➤ Type à colonnes	11
I.5.3. Les enroulements	11
I.5.4. Disposition des enroulements	12
➤ Enroulements concentriques simple	12
➤ Enroulements concentriques doubles	12
➤ Enroulements alternés (à galettes)	13
I.5.5. Traversées isolantes	13
I.6. Le système de réglage de tension	14
I.6.1. Régleur à vide	14
I.6.2. Régleur en charge	15

I.7- Dispositif de protection	15
I.7.1 Cuve	16
I.7.2. Conservateur	17
I.7.2. L'assécheur	17
I.7.3. Isolation	18
➤ Isolation solide	18
➤ Isolation liquide	19
I.7.4. Huile diélectrique	19
I.7.5. Refroidissement	20
I.8. Conclusion	22

Chapitre II : la maintenance de transformateur de puissance

II.1. Introduction	23
II.2. Stratégie de maintenance	23
II.3. Définition de la maintenance	23
II.4. Objectif de la maintenance	24
II.5. L'importance de la maintenance	24
II.6. Politiques de maintenance	25
II.6.1. Maintenance corrective	25
II.6.2. Maintenance curative	26
II.6.3. Maintenance palliative	26
II.6.4. Maintenance préventive	27
II.6.4.1. Maintenance préventive systématique (périodique)	28
II.6.4.2. Maintenance préventive prévisionnelle	28
II.6.4.3. Maintenance préventive conditionnelle	29
II.7. Opérations de la maintenance	29
II.7.1. Opérations de la maintenance corrective	29
II.7.2. Opérations de la maintenance préventive	30
II.8. Classification des tâches de maintenance	31
II.9. Centralisation ou décentralisation de la maintenance	32
II.9.1. La centralisation	32
II.9.2 La décentralisation	32
II.10. Les stratégies et les décisions associée	33
II.11. Les équilibres de la maintenance	34

II.12. Autre formes et méthodes de maintenance	35
II.12.1. maintenance améliorative	35
II.12.2. totale productive maintenance (T.P.M)	35
II.13. Conclusion	36

Chapitre III : Défaits et méthodes de diagnostic du transformateur

III.1. Introduction	37
III.2. Défaits des transformateurs	37
➤ Les défauts externes	37
➤ Les défauts internes	37
III.3. Classification des défaillances.....	38
III.3.1. Classification des défaillances en fonction de leur manifestation	38
➤ Défaillance progressive	38
➤ Défaillance soudaine	38
III.3.2. Classification des défaillances en fonction de leur amplitude.....	38
➤ Défaillance partielle	38
➤ Défaillance complète	38
➤ Défaillance intermittente	38
III.4. Mode de défaillances des transformateurs	39
III.4.1. Mode de défaillance diélectrique	40
III.4.2. Mode de défaillance électrique.....	40
III.4.3. Mode de défaillance Mécanique	41
III.4.4. Mode de défaillance thermique	42
III.4.5. Le mode de défaillance chimique.....	43
III.5. Sources des défaillances du transformateur	44
III.6. État de l'art du diagnostic d'état	45
III.7. Le diagnostic, une partie intégrante de la stratégie de maintenance	45

III.8. Présentation du processus de diagnostic	46
III.9. Diagnostic des transformateurs	49
III.10. Techniques de diagnostic	49
III.10.1. Mesure électrique.....	49
➤ Mesure de rapport de transformation.....	49
➤ Mesure de courant à vide	50
➤ Mesure de la résistance d'enroulement	50
➤ Mesure de la réactance de fuite	50
➤ Analyse de la réponse en fréquence	50
➤ Mesure diélectriques.....	50
➤ Mesure du facteur de perte et de la capacité	50
➤ Facteur de dissipation	51
➤ Mesure de résistance d'isolement en courant continue.....	51
III.10.2. Principe de mesure	51
III.10.3. Méthodes d'interprétation d'analyse des gaz dissous	51
III.10.3.1. Méthode de Rogers	51
III.10.3.2. Méthode de la CEI 60599 (commission électrotechnique internationale	53
III.10.3.3. Méthode de Doernenburg	55
III.10.3.4. Méthode de triangle Duval.....	58
III.11. Conclusion	59

Chapitre VI :Maintenance du transformateur de puissance de la centrale de Jijel

IV.1. Introduction	60
IV.2. Transformateur de la centrale de Jijel	60
IV.3. Refroidissement	61
IV.4 Surveillance du transformateur	62

IV.5. Historique des transformateurs de puissance de la centrale de Jijel	63
IV.6. Maintenance transformateur de la centrale de Jijel	64
IV.7. Révision générale des transformateurs de la centrale de Jijel	65
VI.8. Stratégies de maintenance des transformateurs	71
IV.9. Gestion de la maintenance des transformateurs	71
IV.10. Exécution de la maintenance.....	72
IV.11. Politique de maintenance	73
IV.11.1. Principales opérations de maintenance corrective	75
IV.11.2. Principales opérations de maintenance préventive	76
IV.12. Conclusion	77
Conclusion générale.....	78

**LISTE
DES TABLEAUX**

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau (I.1) : type de fluide de refroidissement et type de circulation du fluide de refroidissement 21

Tableau (I.2) : type de refroidissement les plus courants 21

Chapitre II

Tableau (II.1) : Prise de décisions pour les stratégies de maintenance 34

Chapitre III

Tableau (III.1) : Rapport, intervalle et code de Rogers 52

Tableau (III.2) : Codes et défauts selon la méthode de Rogers 53

Tableau (III.3) : Limites admissibles pour chaque gaz selon CEI 54

Tableau (III.4) : Code des rapports de gaz relatif à la méthode CEI 54

Tableau (III.5) : Types de défauts relatif à la méthode CEI 55

Tableau (III.6) : Concentration des gaz dissous 56

Tableau (III.7) : Rapports des gaz clé-Doernenburg 57

Chapitre VI

Tableau (IV.1) : Caractéristiques du transformateur de la centrale de Jijel 61

Tableau (IV.2) : Gamme d'entretien mensuel du transformateur principal (02/09/2001) 64

Tableau (IV.3) : Analyse d'huiles des transformateurs (16/10/2001) 65

Tableau (IV. 4) : Mesure Rapport de transformation 66

Tableau (IV.5) : Mesure perte à vide 66

Tableau (IV.6) : Mesure des résistances primaire en courant continu à 22 °C 67

Tableau (IV.7) : Mesure de résistance enroulement secondaire en courant continu à 23 °C 67

Tableau (IV.8) : Tableau de mesure de résistance primaire et mesure $\text{tg}(\delta)$ de la borne 67

Tableau (IV.9) : Résultat de l'analyse chromatographique 68

Tableau (IV.10) : Périodicité des composant externes du transformateur 74

Tableau (IV.11) : périodicité des composantes internes 75

LISTE DES FIGURES

Liste des figures

Chapitre I

Figure (I.1) : Transformateur monophasé	02
Figure (I.2) : Transformateur triphasé.....	02
Figure (I.3) : Symbole de transformateur de puissance.	02
Figure (I.4) : Schéma d'un transformateur monophasé.	03
Figure (I.5) : Schéma d'un transformateur triphasé de type colonne.	03
Figure (I.6) : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur de puissance	04
Figure (I.7) : Schéma équivalent d'un transformateur monophasé	04
Figure (I.8) : Représentation vectorielle d'un transformateur	04
Figure (I.9) : les différents types de couplage	05
Figure (I.10) : Indice horaire	05
Figure (I.11) : transformateur triphasé	06
Figure (I.12) : transformateur monophasé.....	07
Figure (I.13) : Autotransformateur	07
Figure (I.14) : Vue intérieure d'un transformateur, type colonne	08
Figure (I.15) : Circuit magnétique.	09
Figure (I.16) : Hystérésis du circuit magnétique	09
Figure (I.17) : vue horizontale d'un transformateur.....	10
Figure (I.18) : circuit magnétique triphasé	10

Figure (I.19) : Les enroulements	11
Figure (I.20) : Traversée haute tension	13
Figure (I.21) : Traversée condensateur haute tension	13
Figure (I.22) : Un régleur hors tension	14
Figure (I.23) : Régleur en charge et Système de commutation	15
Figure (I.24) : DGPT2) et Relais Buchholz	16
Figure (I.25) : La cuve d'un transformateur de puissance	16
Figure (I.26) : la membrane du conservateur	17
Figure (I.27) : Assécheur d'humidité	18
Figure (I.28) : Isolation entre couches des bobines intérieures en fil rond	18
Figure (I.29) : représenté Isolation liquide entre les enroulements	19
Figure (I.30) : Refroidissement par circulation forcée de l'huile dans des radiateurs ventilés (a) Ou dans des aéroréfrigérants (b).	20

Chapitre II

Figure (II.1) : Objectif de la maintenance	24
Figure (II.2) : Les différentes politiques de maintenance	25
Figure (II.3) : Intervention corrective	26
Figure (II.4) : Maintenance curative ou réparation	26
Figure (II.5) : Maintenance palliative	27
Figure (II.6) : Intervention de préventive	28
Figure (II.7) : Intervention préventive systématique	28
Figure (II.8) : schématisation de la maintenance prévisionnel	29
Figure (II.9) : Intervention préventive conditionnelle	29
Figure (II.10) : Fréquence des interventions de maintenance en fonction du coût	30

Chapitre III

Figure (III.1) : Classification des défaillances	39
Figure (III.2) : Durée de vie d'un transformateur	39
Figure (III.3) : Amorçage entre spires	40
Figure (III.4) : Point chaud du sélecteur du régulateur en charge	41
Figure (III.5) : Point chaud sur connexion boulonnée	41
Figure (III.6) : Effort électrodynamique franc	42
Figure (III.7) : Joint de traversée écrasé	43
Figure (III.8) : Echauffement excessif d'un enroulement	43
Figure (III.9) : Dégradation de la cellulose des isolants	44
Figure (III.10) : Statistiques de défaillances pour les différents composants de Transformateurs	45
Figure (III.11) : Optimisation de la maintenance selon le rapport Cout/taux de défaillance ..	45
Figure (III.12) : Taux de défaillance des différents constituants	46
Figure (III.13) : Principe général du processus de diagnostic	47
Figure (III.14) : Méthodologie d'emploi des techniques de diagnostic	48
Figure (III.15) : Organigramme de la méthode Doernenburg	56
Figure (III.16) : Triangle de Duval	58

Chapitre VI

Figure (IV.1) : Transformateur de la centrale de Jijel	60
Figure (IV.2) : Groupe de refroidissement du transformateur principal	62
Figure (IV.3) : Organigramme d'une prise de décision en cas de dépassement des rapports de concentration des gaz dissous dans l'huile	70
Figure IV.4 : Processus de maintenance	71
Figure (IV.5) : Opérations et cycle de maintenance du transformateur.	72

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Dans ce travail nous avons faire un étude et analyse des procédure de la maintenance de transformateur de puissance de la centrale thermique de Jijel a partir d'un diagnostic déjà fait.

L'analyse des gaz dissous est l'une des techniques la plus efficace pour surveiller l'état des transformateurs . Elle permet, à travers la nature et la concentration des gaz, d'identifier l'existence du défaut latent ou le mode de défaillance touchant le transformateur par un simple prélèvement. Les quantités d'informations, leur complexité, l'existence simultanée de plusieurs défauts.

Les transformateurs de puissance et de distribution conventionnels sont généralement considérés comme des équipements fiables ayant des taux de défaillance électrique faibles. Cependant, le vieillissement de l'infrastructure des sous-stations dans toutes les branches industrielles est inquiétant et conduit à l'augmentation des sinistres.

Durant une défaillance ou un défaut, les intégrités mécanique, diélectrique et thermique du transformateur sont souvent affectées et évoluées dans le temps. Ainsi elles provoquent une dégradation d'isolement par de différentes causes telles que les courants de défaut (courant de court-circuit, courant d'enclenchement...) et les surtensions électriques (transitoire, manœuvre, ou de foudre). Ces défauts sont généralement apportés par l'analyse de l'huile du transformateur où la majorité des informations recueillies sont données et exploitées pour des actions de maintenance. La décomposition de l'huile selon les différents défauts et leurs intensités conduit à la formation des gaz qui peuvent être exploités pour le diagnostic.

Dans le premier chapitre, nous avons défini le transformateur de puissance, leur composant et leur protection ainsi leur refroidissement.

Dans le chapitre deux nous avons mettre en relief la notion de maintenance, son importance et des différents modes de stratégies à adoptés, comme objectif.

Dans le chapitre trois, nous présentons les types de défauts dans un transformateur de puissance, le moyen de les diagnostique et la sécurité de transformateur de puissance.

Dans le dernière chapitre nous allons présenter la maintenance du transformateur de puissance de la centrale de Jijel et voir la stratégie de maintenance à adéquate à adopter pour les transformateurs de puissance de la centrale de Jijel.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

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].



Figure (I.1) : Transformateur monophasé. **Figure (I.2) :** Transformateur triphasé.

➤ Symbole de transformateur

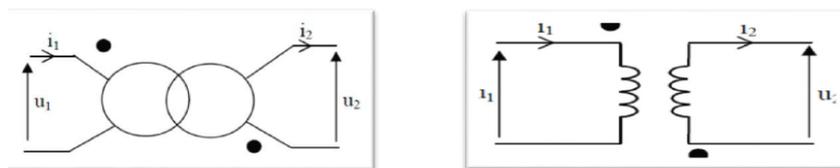
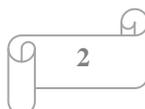


Figure (I.3) : Symbole de transformateur de puissance.

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

➤ Schéma du transformateur



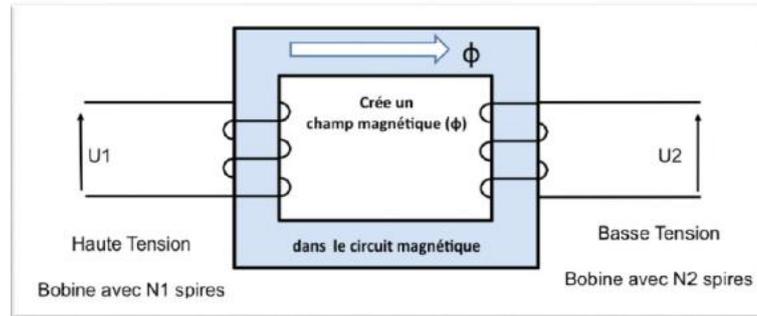


Figure (I.4) : Schéma d'un transformateur monophasé.

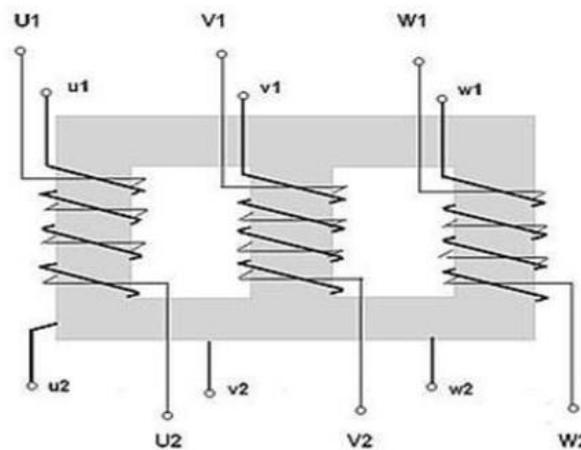


Figure (I.5) : Schéma d'un transformateur triphasé de type colonne.

I.3. 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 [3].

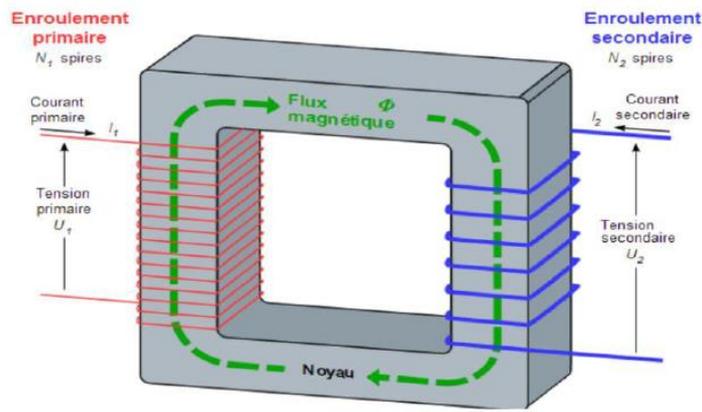


Figure (I.6) : Schéma de principe de fonctionnement d'un transformateur de puissance
Le schéma électrique monophasé de transformateur réel représenté ci-dessous.

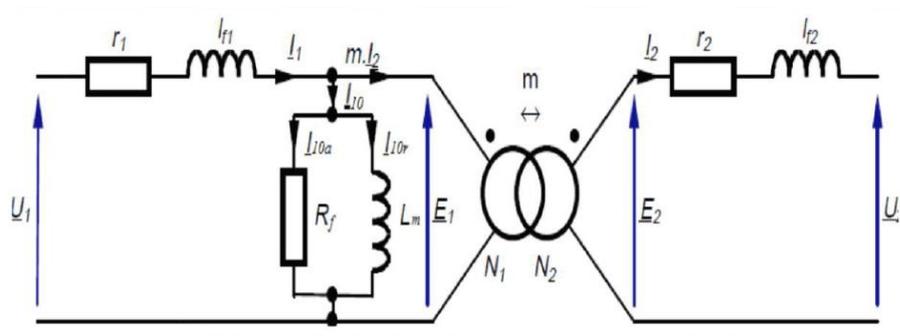


Figure (I.7) : Schéma équivalent d'un transformateur monophasé

I.3.1. 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].

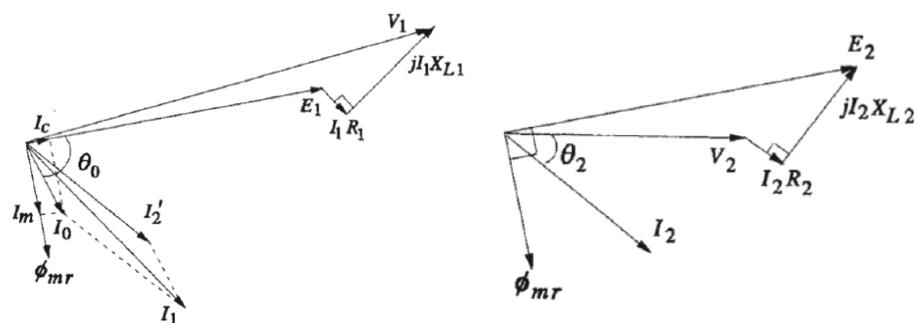


Figure (I.8) : Représentation vectorielle d'un transformateur

I.3.2. 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.

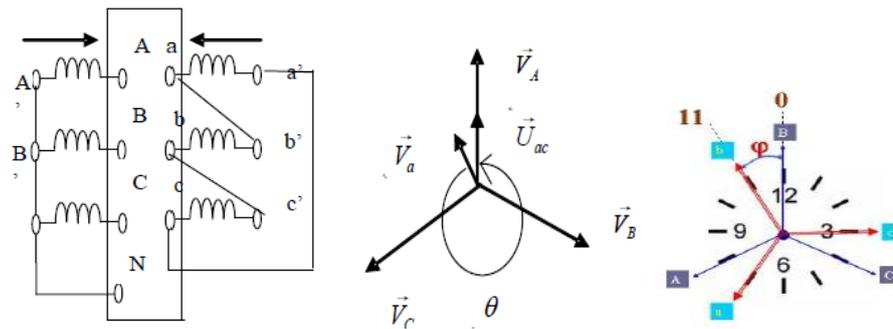


Figure (I.10) : Indice horaire

I.3.3. 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 [4].

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)

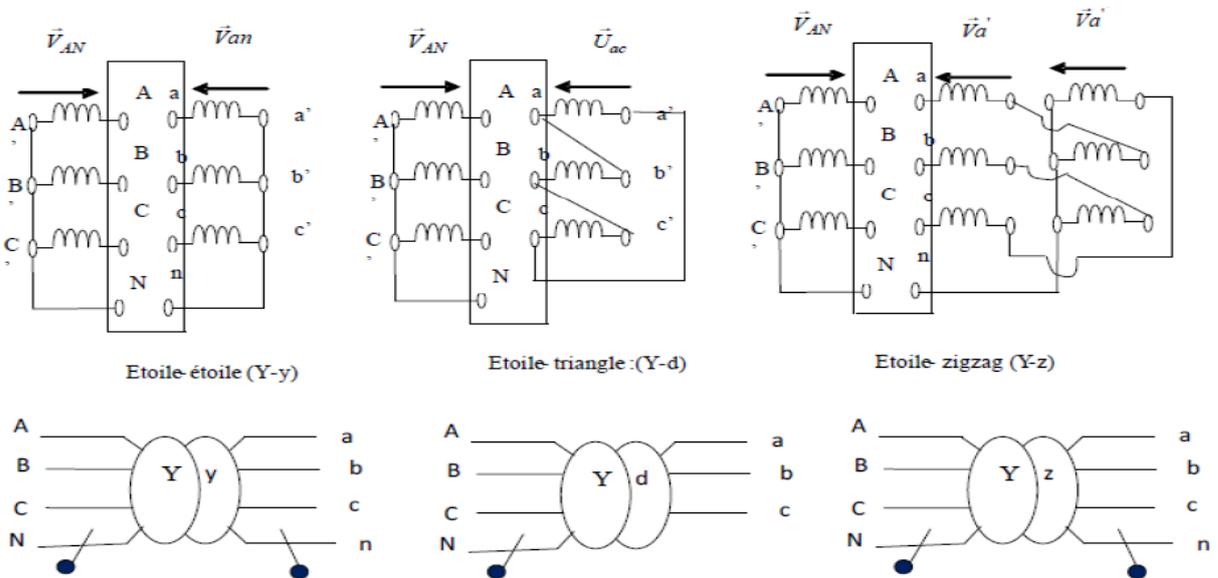


Figure (I.9) : les différents types de couplage

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.3.4. 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.4. 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 [5].

Les transformateurs de puissance se répartissent en 3 grandes familles :

I.4.1. 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.11) : transformateur triphasé

I.4.2. 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.12) : transformateur monophasé

I.4.3. L'autotransformateur

À un rapport poids/puissance plus réduit qu'un transformateur standard. Il ne comporte qu'un enroulement par phase. Le changement de tension est réalisé par une « prise » de tension sur l'enroulement, et possède un point de raccordement commun aux deux réseaux. Leur principal inconvénient réside dans l'absence d'isolation galvanique, autorisant la propagation des défauts homopolaires. Ils sont utilisés pour le réglage de la tension sur de grandes amplitudes, ou pour agir sur le transfert de puissance réactive dans les réseaux maillés.

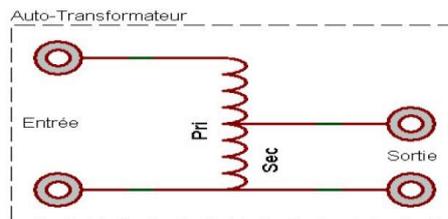


Figure (I.13) : Autotransformateur

I.5. Construction et technologie du transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est un système de haute technologie cherchant l'optimisation du transfert d'énergie électrique, contraint par une minimisation des pertes et d'une maximisation de la fiabilité. Les domaines de tension et de puissance actuels, relevaient il y a encore peu, de l'utopie.

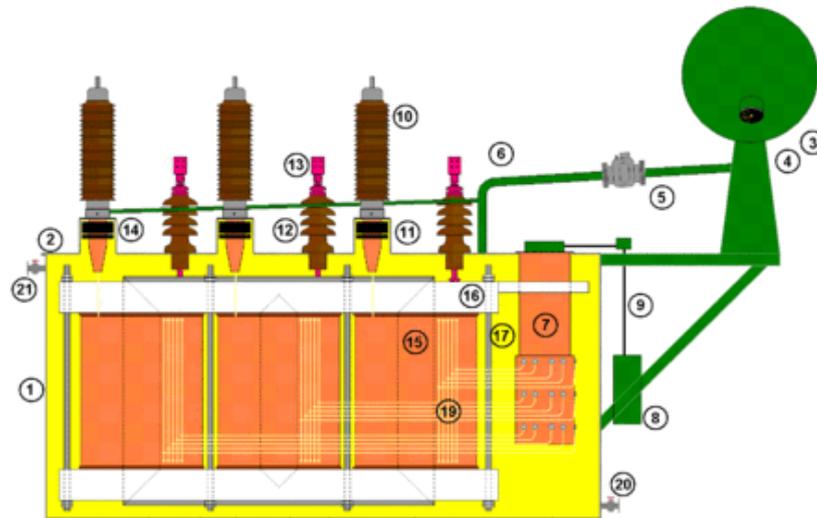


Figure (I.14) : Vue intérieure d'un transformateur, type colonne

1	Cuve
2	Couvercle
3	Conservateur
4	Indicateur de niveau d'huile
5	Relais piège à gaz ou Buchholz
6	Tuyau d'huile
7	Changeur de prises
8	Moteur électrique du changeur de prises.
9	Transmission mécanique du changeur de prises
10	Traversée du primaire
11	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur.
12	Traversée du secondaire
13	Connexion du secondaire avec l'extérieur
14	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur.
15	Enroulements.
16	Noyau magnétique
17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements.
18	Connexion du changeur de prises aux enroulements.
19	Robinet d'huile
20	Robinet d'air.

On trouve aussi sur la cuve d'un transformateur une plaque signalétique. On indique sur cette plaque les grandeurs nominales suivantes : la puissance apparente, les tensions composées, les courants composés à puissance nominale, la fréquence, le nombre de phases, le schéma, le mode de couplage, la tension de court-circuit, le service (continu ou temporaire) et le mode de refroidissement.

I.5.1. circuit magnétique

Le circuit magnétique est constitué d'un empilage de tôles d'acier au silicium à cristaux orientés de 0,28 à 0,35 mm d'épaisseur. Ce feuilletage de tôles isolées les unes des autres permettent de réduire la surface apparente aux lignes de champ qui les traversent. Les courants de Foucault induit dans cette fine section, y sont limités. L'utilisation d'acier traité au silicium réduit les pertes par hystérésis (cycle alors étroit). Ces techniques ont toutes pour objectif de limiter l'échauffement dites pertes fer.



Figure (I.15) : Circuit magnétique

L'optimisation du circuit magnétique passe aussi par la réduction du courant magnétisant i_0 . Le plus grand soin est apporté à l'assemblage des tôles de manière à faciliter au mieux la pénétration et la circulation des lignes de champ, qui contribueront à limiter le flux de fuite, et la réluctance équivalente. Ce courant est l'image des pertes à vide, ou pertes fer, qui sont permanentes sous tension [6].

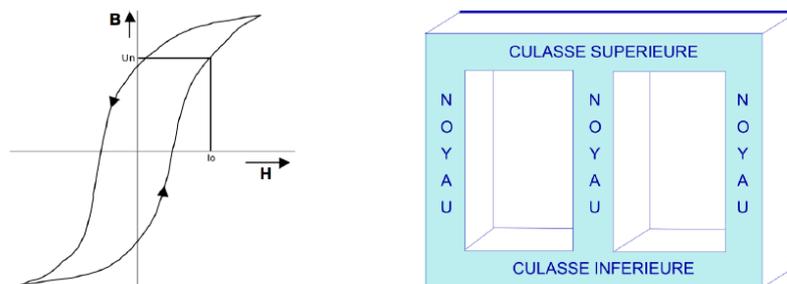


Figure (I.16) : Hystérésis du circuit magnétique

C'est pourquoi, la conception des colonnes et des culasses sont réalisées en gradin, afin d'épouser au mieux la section circulaire des enroulements. Ce montage a également l'avantage

d'assurer une meilleure tenue mécanique des bobines grâce à une réduction des mouvements radiaux engendrés par les forces électromagnétiques. Un profilage biseauté des assemblages de tôles permet de canaliser et faciliter la circulation des lignes de champ.

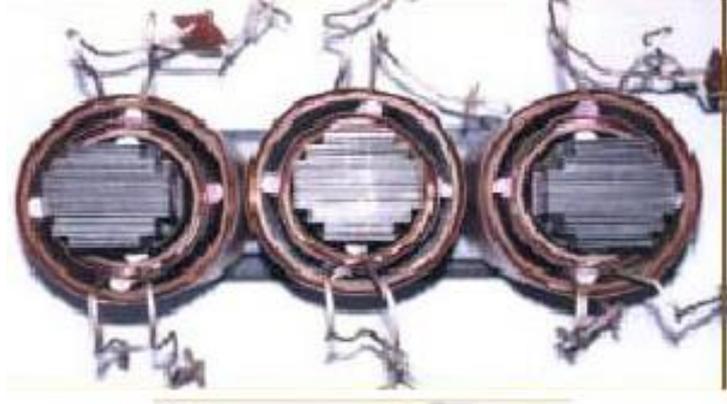


Figure (I.17) : vue horizontale d'un transformateur

Il existe principalement deux types de circuits magnétiques. Les plus courants sont dits à flux forcés. Les seconds comportent 4 ou 5 colonnes et sont dits cuirassés (utilisation spécifique : four à arc..). ils sont moins sensibles aux fonctionnements déséquilibrés en raison du bouclage du flux homopolaire dans la ou les colonnes supplémentaires.

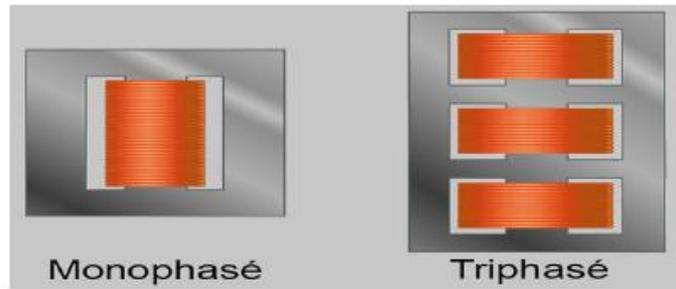


Figure (I.18) : circuit magnétique triphasé

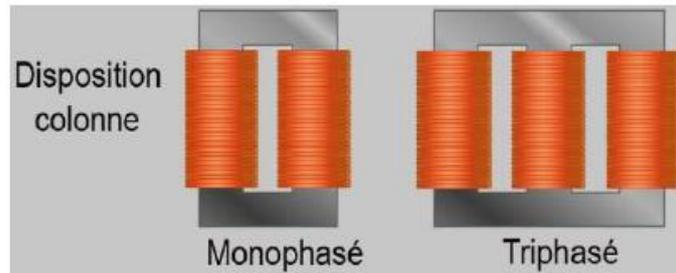
I.5.2. Types des circuits magnétiques

On distingue deux types de circuits magnétiques [27] :

- **Type cuirassé :** Le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux côtés.



- **Type à colonnes** : Dans ce cas, les enroulements entourent le circuit magnétique



I.5.3. Les enroulements

Les enroulements sont constitués de conducteurs. Ils sont enroulés autour des sections des noyaux des circuits magnétiques. Les enroulements sont reliés à la source de tension et crée le flux magnétique est appelé l'enroulement primaire et le second enroulement est appelé le secondaire, une tension est induite à la suite de l'induction mutuelle.

Si la tension aux bornes de l'enroulement primaire est inférieure à celle de l'enroulement secondaire, on dit que L'enroulement primaire est l'enroulement basse tension (BT) et L'enroulement secondaire est l'enroulement haute tension (HT) [7].

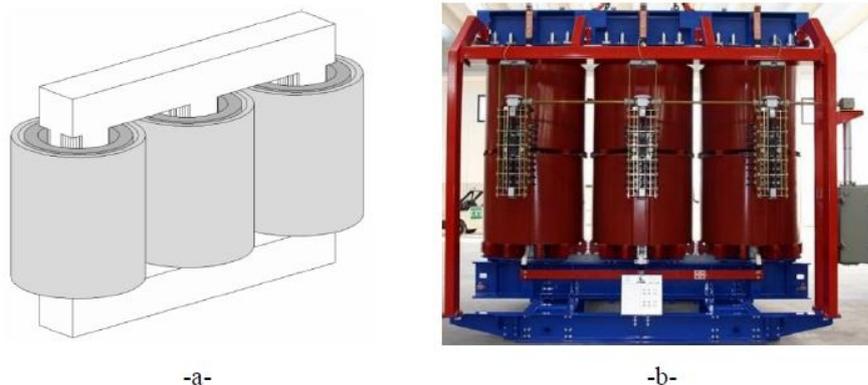


Figure (I.19) : Les enroulements

Les enroulements des transformateurs doivent satisfaire à plusieurs exigences, dont les plus importantes sont :

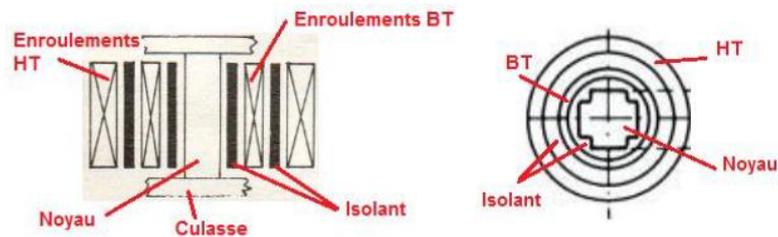
- ✓ L'enroulement doit être économique en tenant compte le prix du matériau utilisé et le rendement du transformateur.
- ✓ Le régime thermique doit correspondre aux exigences.
- ✓ L'enroulement doit résister aux contraintes naissantes lors d'un court-circuit brusque.
- ✓ L'enroulement doit présenter la rigidité diélectrique nécessaire pour supporter les surtensions.

Le choix du type de l'enroulement et de celui des conducteurs est fait en tenant compte des courants et des tensions mesurées en relation avec les valeurs d'essai exigées ainsi que les contraintes thermiques et mécaniques prévisibles.

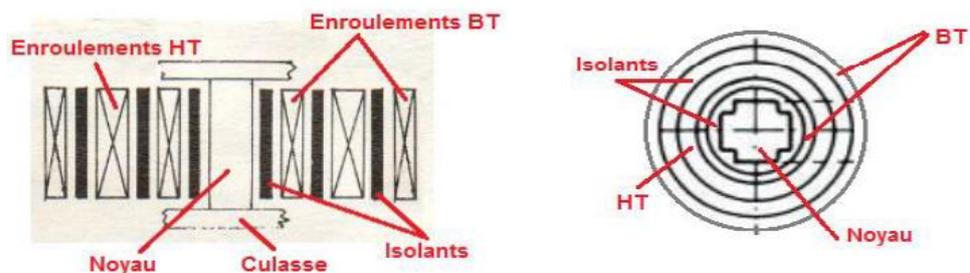
I.5.4. Disposition des enroulements

On distingue trois dispositions principales des enroulements (bobines) sur les noyaux :

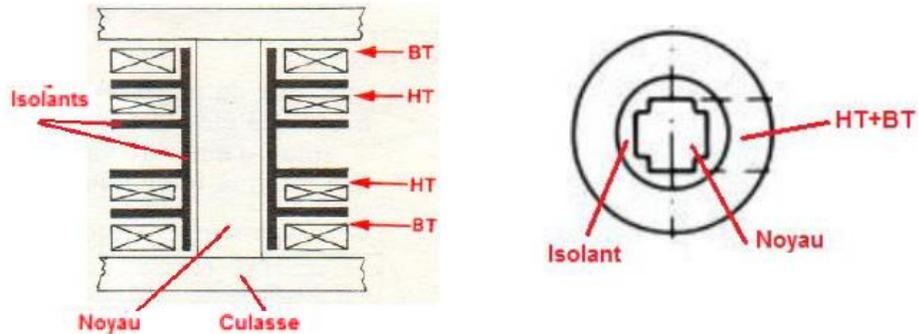
- **Enroulements concentriques simple** : Pour cette disposition, l'enroulement BT est enroulé autour de la section du noyau, puis on enroule l'enroulement de HT sur l'enroulement de BT. L'avantage majeur de l'enroulement concentrique est qu'il résiste énormément aux effets des courants de court-circuit.



- **Enroulements concentriques doubles** : Pour diminuer cette tension, on peut subdiviser l'enroulement de basse tension. Dans ce cas la moitié du bobinage basse tension.



- **Enroulements alternés (à galettes) :** Les bobinages HT et BT sont réalisés sous forme de galettes et disposés alternativement. Dans cette disposition, les bobines (BT) sont disposées contre le fer de la culasse.



I.5.5. 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.

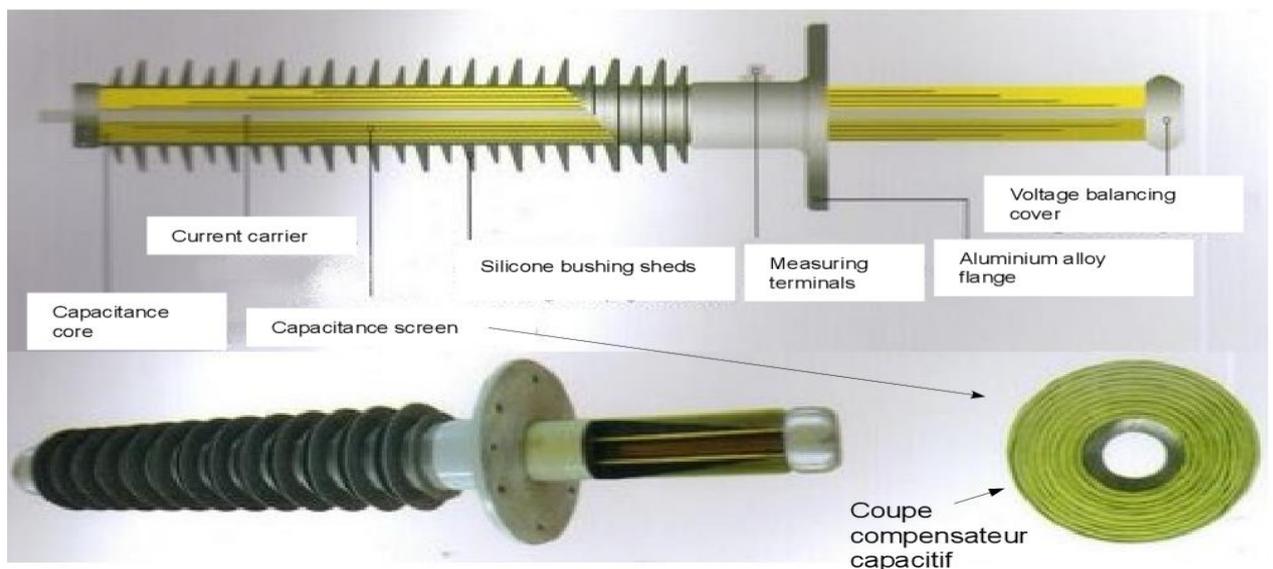


Figure (I.20) : Traversée haute tension

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 [8].



Figure (I.21) : Traversée condensateur haute tension

I.6. 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.6.1. 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 [5].

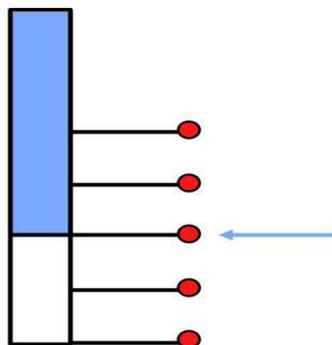


Figure (I.22) : Un régleur hors tension

I.6.2. 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 (figure I.23) [4].

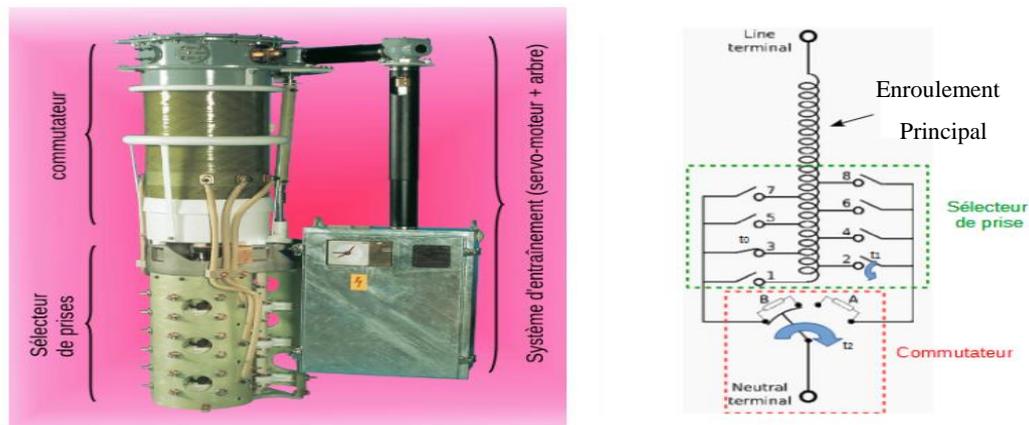


Figure (I.23) : Régleur en charge et Système de commutation

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.7. Dispositif de protection

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restant enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés [8].

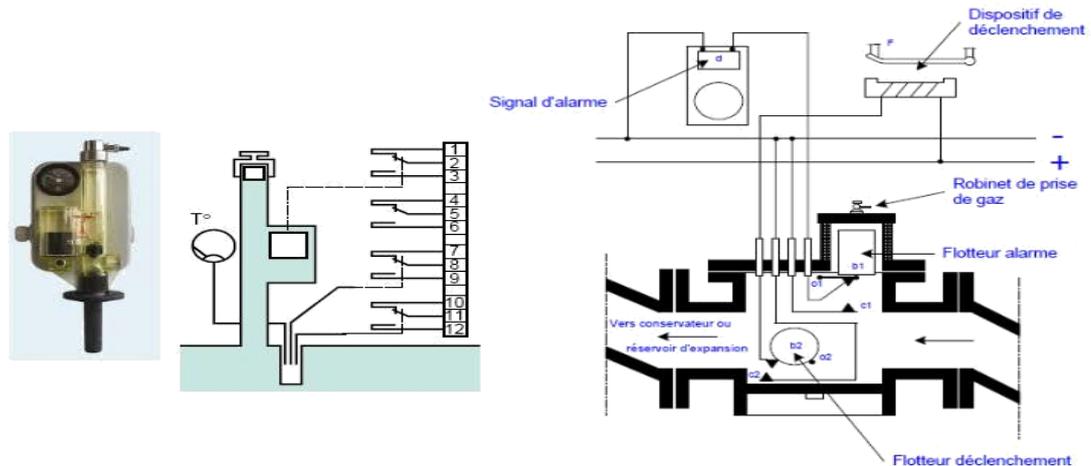


Figure (I.24) : DGPT2 et Relais Buchholz

Il assure la protection contre les fuites d'huile, et détecte la présence de gaz issu d'une surchauffe ou d'un amorçage grâce à un jeu de flotteurs qui détectent un remplacement de l'huile par un gaz. Il déclenche une alarme, voire le transformateur

I.7.1. Cuve

Leur cuve étanche étant sous-vide, l'élasticité des ailettes permet de supprimer les efforts de dilatation sur l'ensemble de la structure. Sur le couvercle de ces transformateurs sont disposés les traversées, mais également les capteurs assurant la protection de machine.

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 [8] :

- ✓ 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.



Figure (I.25) : La cuve d'un transformateur de puissance.

I.7.2. Conservateur

Sur les transformateurs de forte puissance, la dilatation de l'huile se compense par un vase d'expansion situé au-dessus du couvercle, servant également de réservoir de charge (maintien sous pression gravitaire).

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 : membrane) [5] [10].



Figure (I.26) : la membrane du conservateur

I.7.2. L'assécheur

Les dilatations et les contractions du diélectrique, dues aux variations de température, provoquent un échange d'air entre l'extérieur et l'intérieure du transformateur. Le rôle de l'assécheur est de retenir l'humidité de l'air extérieur à son entrée dans le transformateur, l'atmosphère interne devra être le plus sec possible.

L'assécheur est constitué essentiellement d'un réservoir transparent, dans lequel se trouve la masse déshydratante sous forme de cristaux d'antigel. Un joint d'huile est placé à l'entrée de l'appareil pour éviter que l'air extérieur soit constamment en contact avec l'actigel même lorsque le transformateur ne respire pas. L'air humide pénètre par le joint d'huile à la base de l'appareil, circule dans la colonne desséchante et ressort séché à la partie supérieure par la tubulure d'entrée dans le transformateur.

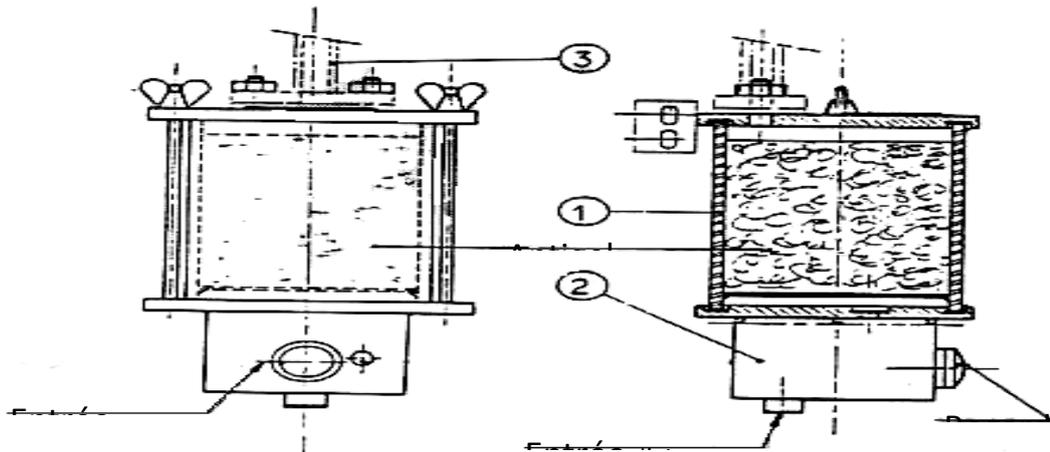


Figure (I.27) : Assécheur d'humidité

I.7.3. Isolation

L'isolation des parties actives d'un transformateur de puissance est nécessaire, afin de réduire les différentes contraintes, qui influent négativement sur le bon fonctionnement et la durée de vie de ces machines. Généralement l'isolation dans un transformateur de puissance est prévue :

- ✓ Entre spires et couches d'un enroulement
- ✓ Entre les divers enroulements.
- ✓ Entre chaque enroulement et le circuit magnétique.

Le système d'isolation sert à isoler les parties actives du transformateur (bobinage, circuit magnétique, etc.) et à assurer la fonction de refroidissement. Il est constitué d'une partie solide et d'une partie liquide (huile). Comme suit :

- **Isolation solide** : Elle est constituée de papiers et de cartons. Le papier sert à l'isolation des enroulements et le carton sert à l'isolation entre les enroulements, et entre les enroulements et le noyau. Papiers et cartons sont imprégnés par le diélectrique liquide afin d'augmenter leur rigidité diélectrique, donc réduire le risque de décharges partielles.

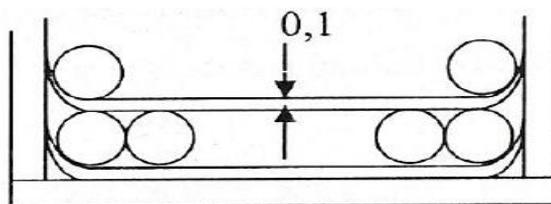


Figure (I.28) : Isolation entre couches des bobines intérieures en fil rond

- **Isolation liquide** : L'huile assure l'évacuation de la chaleur produite par les pertes au niveau des enroulements, du circuit magnétique et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement (radiateurs externes). Il ralentit l'oxydation (la dégradation) de l'isolation solide. Aussi l'huile isole électriquement les éléments de la partie active. À ces trois principales fonctions, il faut ajouter la fonction de résistance à l'incendie. On utilise aussi le vernis pour assurer l'isolation des conducteurs [11].

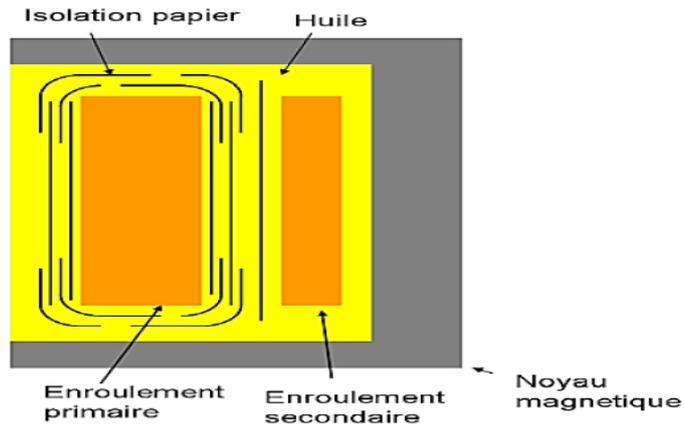


Figure (I.29) : représenté Isolation liquide entre les enroulements

I.7.4. Huile diélectrique

Le diélectrique constitue l'élément physique dans lequel les parties actives du transformateur sont immergées. Ce milieu a la fonction d'isolant et de fluide caloporteur. On distingue deux catégories de transformateurs : les transformateurs secs, et les transformateurs immergés.

L'huile isolante est l'un des composants indispensables au bon fonctionnement des transformateurs. Elle doit assurer non seulement une bonne isolation des diverses parties de l'appareil, mais aussi son refroidissement. Ces fonctions doivent être remplies tout au long de la durée de vie du transformateur, et malgré le vieillissement de l'huile qui peut être plus ou moins marqué selon les conditions de fonctionnement (température, humidité, oxydation par contact avec l'air ambiant, etc.).

L'huile minérale, issue du pétrole, est majoritairement utilisée dans les transformateurs de puissance aujourd'hui. Cependant il existe de nombreuses recherches sur des types d'huiles alternatives comme les esters végétaux ou synthétiques, mais aucune d'elles n'est encore amenée à remplacer l'huile minérale de manière significative actuellement dans les appareils de forte puissance, bien que des essais industriels soient menés [5].

I.7.5. Refroidissement

Les calories produites par les pertes sont transmises dans un échangeur à un fluide réfrigérant qui peut être de l'air ou de l'eau. Le coefficient de convection traduisant l'aptitude d'un fluide à transmettre la chaleur par convection naturelle dépend de cinq facteurs : masse volumique, coefficient de dilatation thermique, viscosité, chaleur spécifique et la conductibilité thermique.

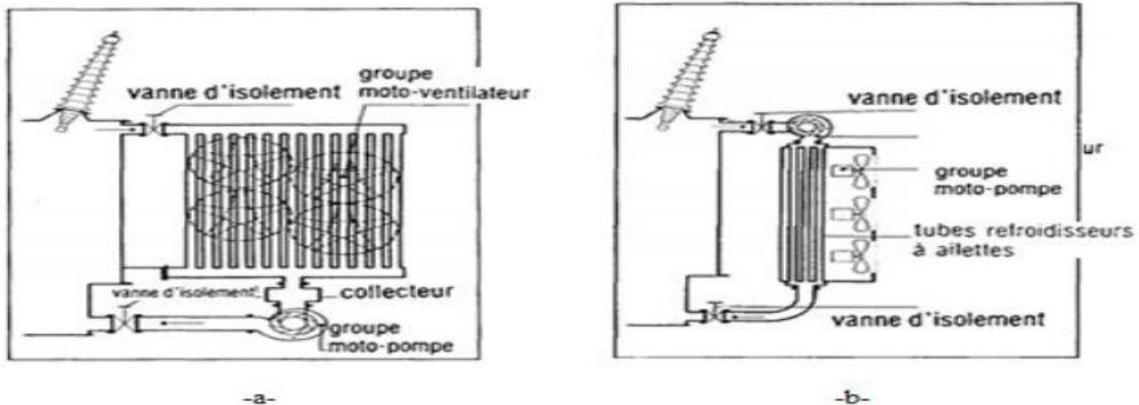


Figure (I.30) : Refroidissement par circulation forcée de l'huile dans des radiateurs ventilés (a) ou dans des aéroréfrigérants (b).

Un système de refroidissement est caractérisé par un code de quatre lettres ; La première lettre désigne le fluide de refroidissement interne. La seconde lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement interne. La troisième lettre indique le fluide de refroidissement externe. Enfin la quatrième lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement externe. Comme il est indiqué dans le tableau (I.1) si contre. Et pour les refroidissements les plus courants sont présentés dans le tableau (I.2).

1ère lettre		2ème lettre		3ème lettre		4ème lettre	
Nature du diélectrique		Mode de circulation du diélectrique		Fluide de refroidissement		Mode de circulation du fluide	
O	Huile minérale	N	Naturel	O	Huile minérale	N	Naturel
L	Diélectrique chloré	F	Forcé	L	Diélectrique chloré	F	Forcé
		D	Forcé et dirigé dans les enroulements				
G	Gaz			G	Gaz		
A	Air			A	Air		
S	Isolant solide			S	Isolant solide		

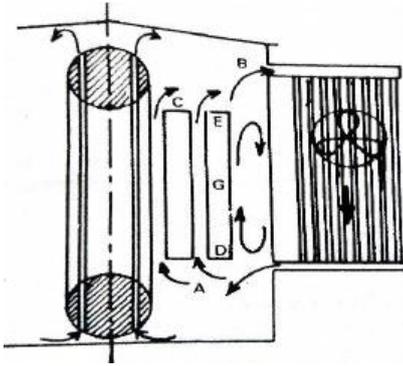
Tableau (I.1) : Type de fluide de refroidissement et Type de circulation du fluide de refroidissement

	Type de refroidissement les plus courants	Symbole
1	Transformateurs à circulation naturelle d’huile et d’air	ONAN
2	Transformateurs à circulation naturelle d’huile et circulation forcée d’air	ONAF
3	Transformateurs à circulation forcée d’huile et d’air	OFAF
4	Transformateurs à circulation forcée et dirigée d’huile et circulation forcée d’air	ODAF
5	Transformateurs à circulation forcée d’huile et d’eau	OFWF
6	Transformateurs à circulation forcée et dirigée d’huile et circulation forcée d’eau	ODWF
7	Transformateurs de type sec à circulation naturelle d’air	AN
8	Transformateurs de type sec à ventilation forcée d’air (peu fréquent)	AF

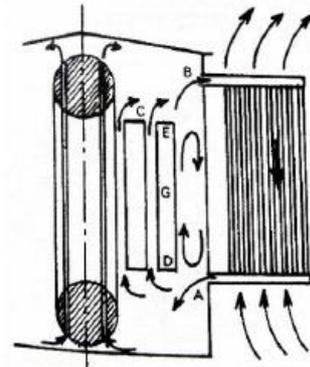
Tableau (I.2) : Type de refroidissement les plus courants

Le choix du type de refroidissement dépend de la puissance, des conditions locales d’installation et du mode d’exploitation. Le refroidissement naturel est le plus économique pour petites et moyennes puissance jusqu’aux environs de 15MVA, les équipements de réfrigération artificielle grevant alors fortement le coût initial. Les frais d’entretien sont alors les plus réduits. Le fonctionnement avec plusieurs échelons de réfrigération permet d’ajuster celle-ci à la puissance débitée et à la température ambiante. Le refroidissement par eau est inévitable dans certaines installations ou le transformateur est enfermé dans un espace réduit

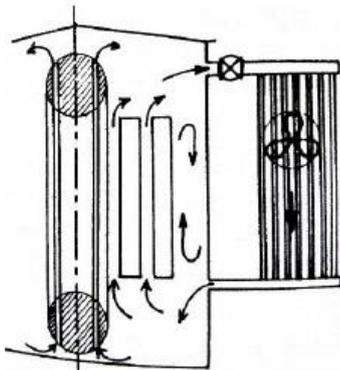
(sidérurgie, centrales souterraines) il est, dans d'autres cas, une solution intéressante lorsque l'eau est déjà disponible en quantité suffisante et à bas prix [16].



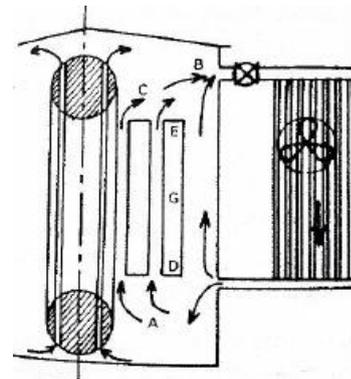
Principe de refroidissement à circulation naturelle d'air et huile (ONAN)



Principe de refroidissement à circulation naturelle d'huile et ventilation forcée d'air (ONAF)



Principe de refroidissement à circulations forcées d'huile et d'air (OFAF)



Principe de refroidissement à circulation dirigée d'huile-forcée d'air (ODAF)

I.8. 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. Stratégie de maintenance

Les stratégies de maintenance sont variées et peuvent être les systèmes sur lesquels elles s'appliquent. Cependant, toutes visent à maintenir le système dans un état de bon fonctionnement le plus longtemps possible ou la restauration la plus brève lors d'une défaillance. Ainsi, l'ensemble des décisions qui conduisent à :

- ✓ Définir le portefeuille d'activités de la production de maintenance, c'est - à - dire, à décider des politiques de maintenance des équipements (méthodes correctives, préventives, à appliquer à chaque équipement).

- ✓ Organiser structurellement le système de conduite et les ressources productives pour y parvenir dans le cadre de la mission impartie [5].

II.3. 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 » [28].

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 les objectifs attendus de la maintenance
- ✓ Coût optimal qui conditionne l'ensemble des opérations dans un souci d'efficacité économique [5]

II.4. Objectif de la maintenance

Les objectifs de la maintenance, schématisés dans la figure 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) [25].

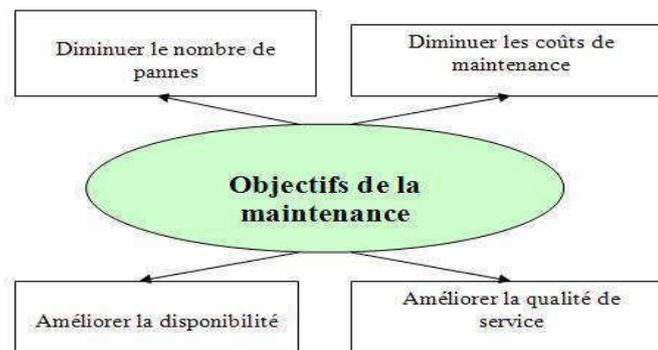


Figure (II.1) : Objectif de la maintenance

II.5. 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 [26].

II.6. Politiques de maintenance

La 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. Le recours à l'une ou à l'autre de ces politiques diffère suivant l'élément considéré mais aussi le type de structure, la politique d'exploitation et de suivi, les coûts, la disponibilité de l'information, etc.

Dans la figure 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 [25].

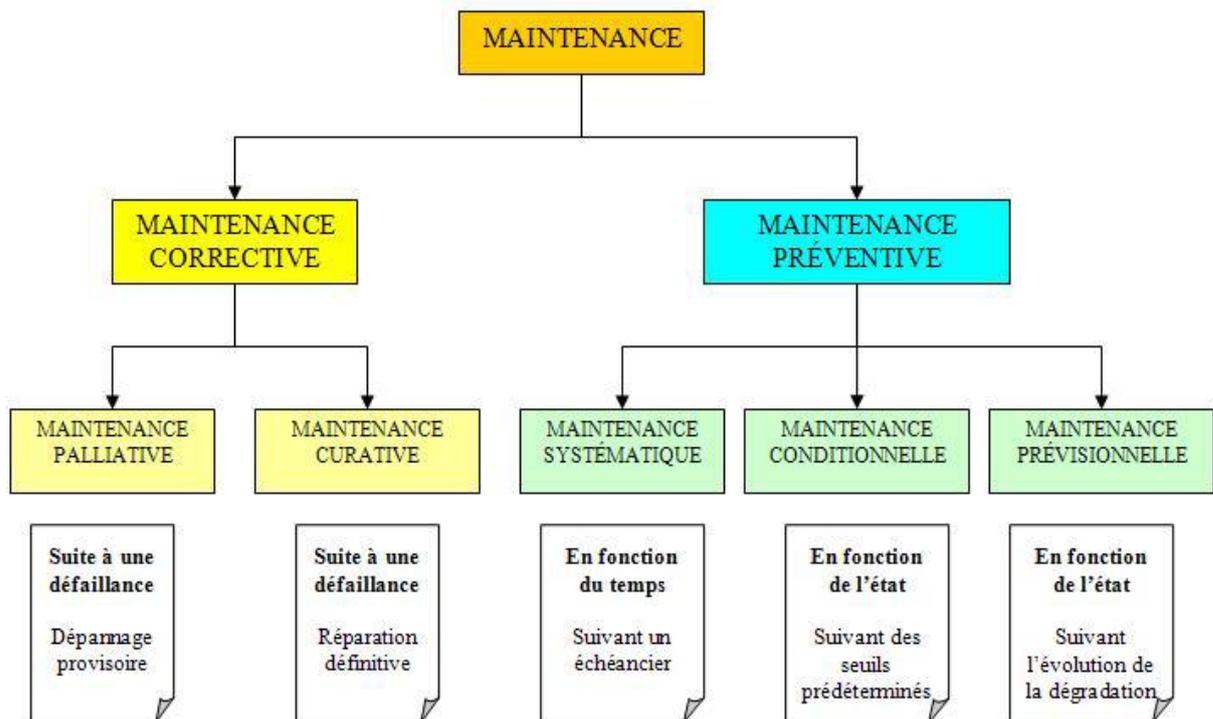


Figure (II.2) : Les différentes politiques de maintenance

II.6.1. 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 ». Figure II.3 On peut distinguer deux types de maintenance corrective la maintenance curative et la maintenance palliative [5].

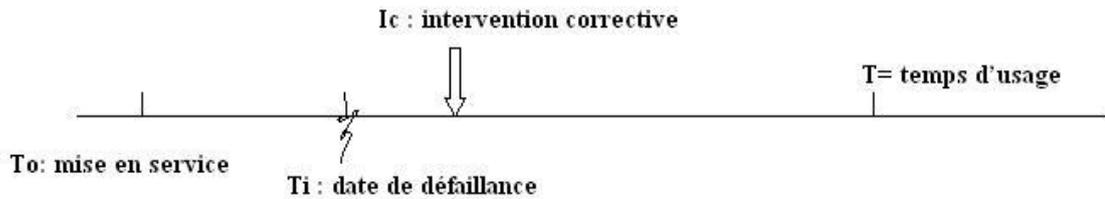


Figure (II.3) : Intervention corrective

II.6.2. Maintenance curative

Ce type de maintenance permet de remettre définitivement en état le système après l'apparition d'une défaillance (figure 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].

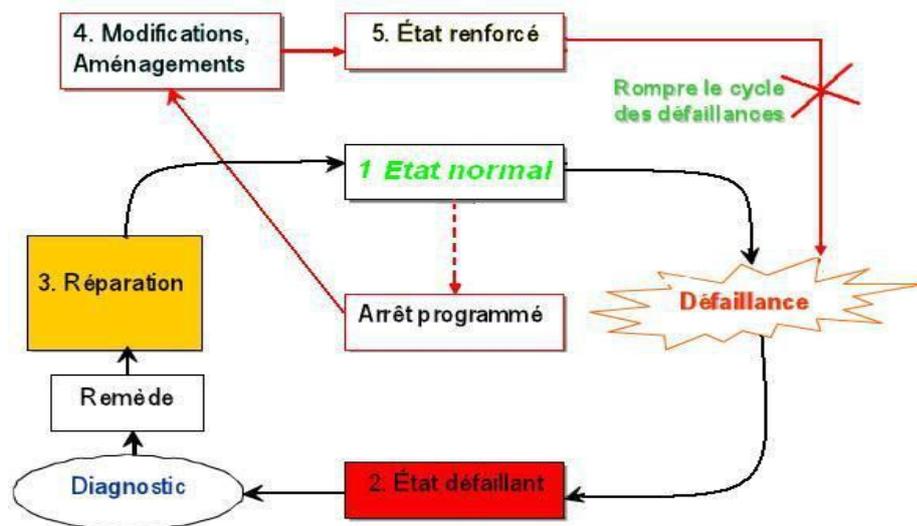


Figure (II.4) : Maintenance curative ou réparation

II.6.3. Maintenance palliative

La maintenance palliative revêt un caractère temporaire, provisoire (Figure II.5). Elle est principalement constituée d'opérations qui devront toutefois être suivies d'opérations curatives (réparations).

Le dépannage est une opération de maintenance palliative qui est destinée à remettre le système en état provisoire de fonctionnement de manière à ce qu'il puisse assurer une partie des fonctions requises. Les opérations de dépannage sont souvent de courte durée et peuvent être nombreuses. Son coût est très élevé, pour plusieurs raisons [5] :

- ✓ Non respect des dates de livraisons, d'où le risque de perdre des clients qui vont chercher des concurrents,
- ✓ Recours aux heures supplémentaires qui coûtent chers,
- ✓ Baisse de la qualité des produits,
- ✓ Absence de la sécurité dans les lieux de travail,
- ✓ Aux équipements de secours ou en attente qui peuvent entrer directement en fonction à la place de l'équipement défectueux,
- ✓ Besoin d'une équipe d'entretien hautement qualifiée et compétente.

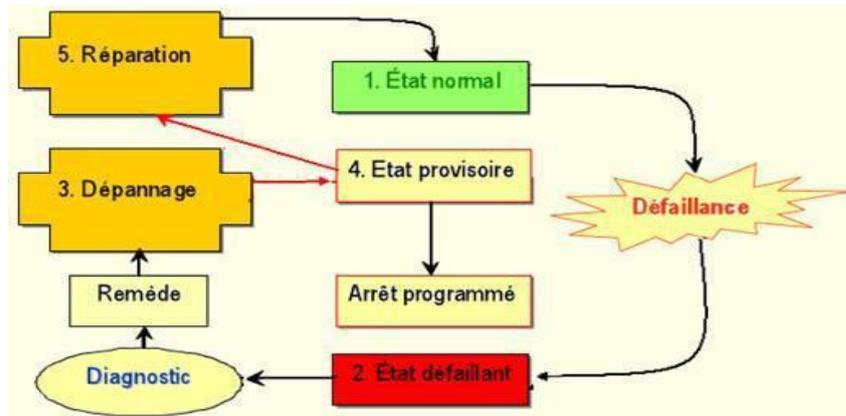


Figure (II.5) : Maintenance palliative

II.6.4. 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 (figure 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 [29].

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.

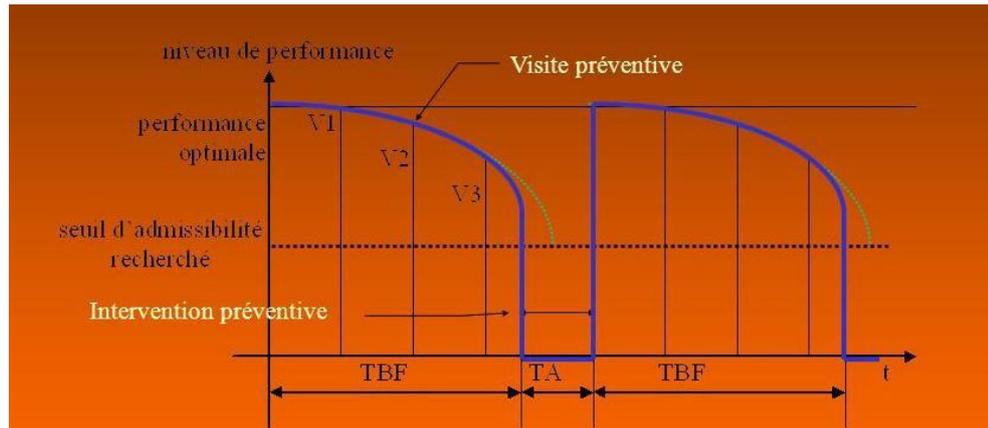


Figure (II.6) : Intervention de préventive

II.6.4.1. Maintenance préventive systématique (périodique)

Lorsque la maintenance préventive est réalisée à des intervalles prédéterminés, on parle de maintenance systématique, l'opération de maintenance est effectuée conformément à un échancier, un calendrier déterminé a priori (Figure II.7). Aucune intervention ne peut avoir lieu avant l'échéance prédéterminée. L'optimisation d'une maintenance préventive systématique consiste à déterminer au mieux la périodicité des opérations de maintenance sur la base du temps, du nombre de cycles de fonctionnement, du nombre de pièces produites etc... [5].

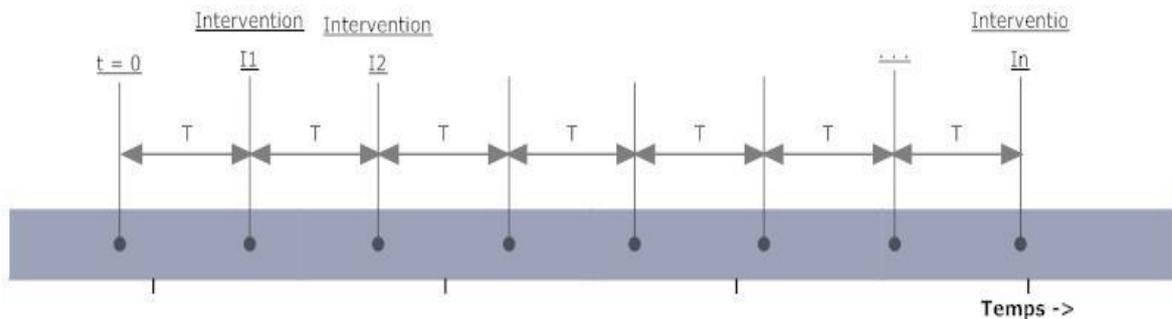


Figure (II.7) : Intervention préventive systématique

Où

T : Période d'intervention à intervalles constants

In : Intervention préventive systématique

II.6.4.2. Maintenance préventive prévisionnelle

Maintenance conditionnelle exécutée en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation de paramètres significatifs de la dégradation du bien.

Elle consiste à extrapoler la courbe de dégradation d'un organe pour prévoir une intervention (figure II.8) [30].

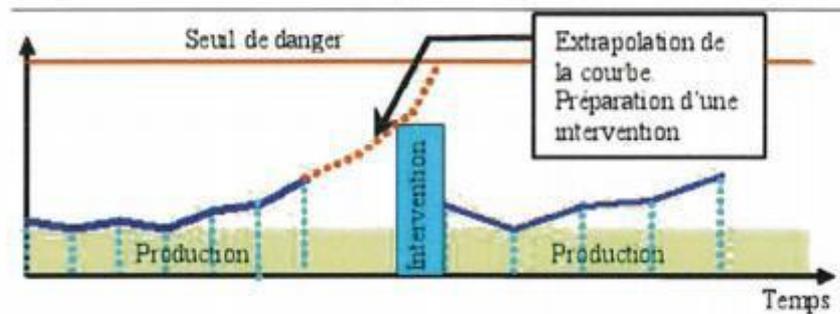


Figure (II.8) : Schématisation de la maintenance prévisionnelle.

II.6.4.3. Maintenance préventive conditionnelle

Maintenance préventive basée sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent. (Norme NF EN 13306) (Figure II.9) [30].

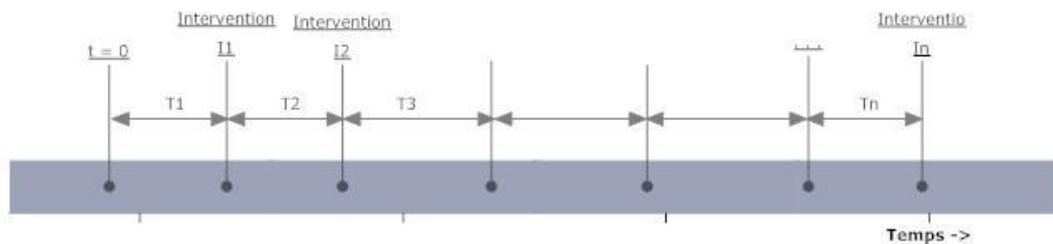


Figure (II.9) : Intervention préventive conditionnelle

Où :

- T_n : période d'intervention à intervalles variant

- I_n : intervention préventive conditionnelle

II.7. Opérations de la maintenance

Il existe des définitions normatives des différentes opérations de maintenance.

II.7.1 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) [5] :

- **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.

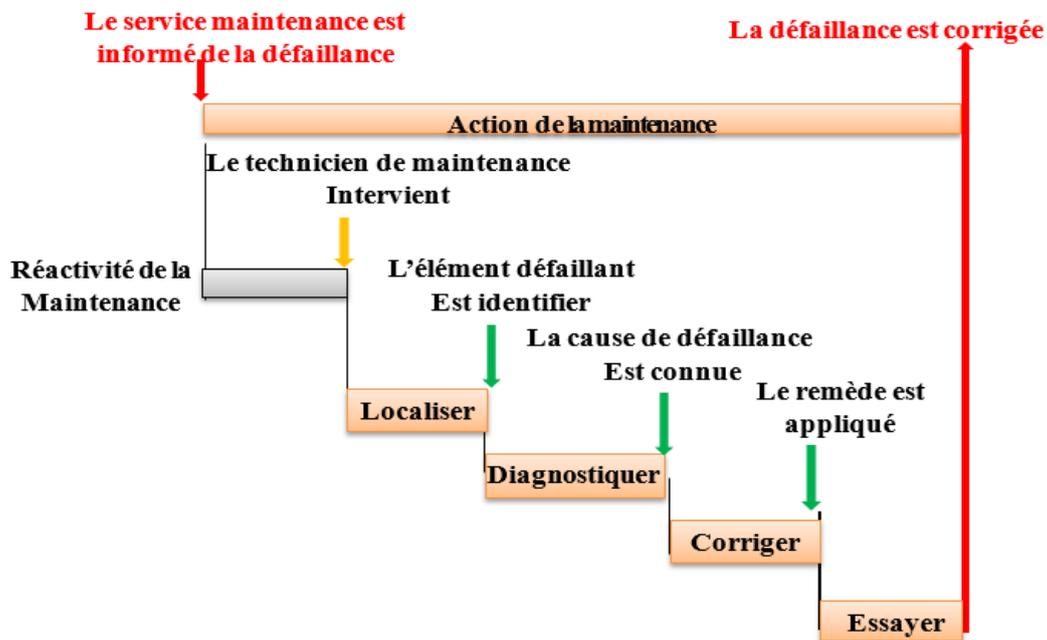


Figure (II.10) : Opérations de la maintenance corrective [30]

II.7.2 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'exams 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. Le terme révision ne doit donc pas être confondu avec surveillance. Une révision est une action de maintenance de niveau 4.

Les trois premières opérations sont encore appelées « opérations de surveillance ». Elles caractérisent parfaitement la phase d'apprentissage et sont absolument nécessaires si on veut maîtriser l'évolution de l'état réel d'un bien. On accepte donc de payer pour savoir puis pour prévenir. Elles sont effectuées de manière continue ou à intervalles prédéterminés ou non, calculés sur le temps ou sur le nombre d'unités d'usage.

II.8. Classification des tâches de maintenance

Les tâches de maintenance sont classées en cinq niveaux. Ceux-ci font référence à la complexité des tâches à effectuer et, entre autres aux ressources matérielles nécessaires à la réalisation de chacune des tâches [31] :

- 1. Tâches de maintenance du premier niveau** : Comporte des réglages simples prévus par le constructeur au moyen d'organes accessibles sans aucun démontage ; ou échange d'éléments accessibles en toute sécurité, sans avoir la nécessité à un outillage spécifique.

- 2. Tâches de maintenance de deuxième niveau** : Comporte des opérations de dépannage par échange standard d'éléments prévus à cet effet ou opérations mineures de maintenance préventive qui peuvent nécessiter un outillage standard.

- 3. Tâches de maintenance de troisième niveau** : Nécessite une identification et un diagnostic des pannes. La réparation s'effectue toujours par un échange de composants fonctionnels et les réparations mécaniques à réaliser sont mineures. L'outillage nécessaire est courant et prévu pour ce type d'intervention. De plus des appareils de mesure (banc d'essai,

contrôle, etc....) sont nécessaires pour la remise en route correcte de l'équipement qui a nécessité l'intervention.

4. Tâches de maintenance du quatrième niveau : Est celui des travaux importants de maintenance corrective ou préventive. Un outillage plus spécialisé est généralement requis tel que du matériel d'essai ou de test, un banc de contrôle, ...etc.

5. Tâches de maintenance du cinquième niveau : Comporte les travaux de rénovation, de reconstruction ou réparations importantes confiés à un atelier central. Les moyens nécessaires pour effectuer ce type d'intervention sont proches de ceux qui ont été utilisés lors de la fabrication de l'équipement par le constructeur. Après avoir défini l'activité du service de maintenance dans le milieu industriel, nous allons maintenant en détailler la composition avec notamment ses ressources.

II.9. Centralisation ou décentralisation de la maintenance

Il existe deux tendances quant au positionnement de la maintenance dans l'entreprise :

II.9.1 La centralisation

Toute la maintenance est assurée par un service. D'où les avantages sont :

- ✓ Standardisation des méthodes, des procédures et des moyens de communication.
- ✓ Possibilité d'investir dans du matériel onéreux grâce au regroupement.
- ✓ Vision globale de l'état du parc du matériel à gérer.
- ✓ Gestion plus aisée et plus souple des moyens en personnels.
- ✓ Rationalisation des moyens matériels et optimisation de leur usage (amortissement plus rapide).
- ✓ Diminution des quantités de pièces de rechange disponibles.
- ✓ Communication simplifiée avec les autres services grâce à sa situation centralisée.

II.9.2 La décentralisation

La maintenance est confiée à plusieurs services, de dimension proportionnellement plus modeste, et liés à chacun des services de l'entreprise. D'où les avantages sont :

- ✓ Meilleures communications et relations avec le service responsable et l'utilisateur du parc à maintenir.
- ✓ Effectifs moins importants dans les différentes antennes.
- ✓ Réactivité accrue face à un problème.
- ✓ Meilleure connaissance du matériel.
- ✓ Gestion administrative allégée [32].

II.10. Les stratégies et les décisions associées

Les stratégies de maintenance permettent de définir des règles de décision et de déterminer le contexte informationnel qui détermine un espace de décision de maintenance . Les questions Pourquoi, Quand, Quoi et Où sont les questions essentielles auxquelles une décision de maintenance doit répondre. En effet les questions Comment et Combien de Temps, d'ordre opérationnel, sont caractéristiques de l'action envisagée et peuvent être données par le plan de maintenance.

Toutefois les réponses peuvent être considérées comme des contraintes sur les actions envisagées. Ainsi le tableau 1 synthétise les différents contextes de la décision à travers les réponses aux questions Pourquoi, Quand, Où et Quoi [33].

	POURQUOI ?	QUAND ?	OÙ ?	QUOI ?
Maintenance corrective	Corriger une défaillance	Après le constat de la défaillance	Composant défaillant (résultat du diagnostic)	Dépannage ou Réparation
	Eviter une défaillance	Avant la défaillance qui est déterminée par le franchissement (présent ou futur)	Composant associé à un indicateur ou	Défini par le plan de maintenance
Maintenance préventive		d'un seuil représentatif de la défaillance par un indicateur	ou résultat d'un diagnostic	ou par l'expert
Maintenance systématique	Eviter une défaillance	Un indicateur d'usage	Composant associé	Défini par le plan de

Maintenance Conditionnelle	Eviter une défaillance en optimisant le risque d'action superflue	Un indicateur surveillé atteint un seuil représentatif d'un niveau de dégradation	Composant associé à l'indicateur surveillé ou résultat d'un	Défini par le plan de maintenance
Maintenance prévisionnelle	Eviter une défaillance en agissant au meilleur moment vis-à-vis de la dégradation et des performances du composant ou système	Un indicateur prédit de dégradation atteint un seuil	Composant associé à l'indicateur prédit ou résultat d'un diagnostic	Issue d'un processus d'aide à la décision rationalisant les performances du composant ou système

Tableau (II.1) : Prise de décisions pour les stratégies de maintenance

Les stratégies recensées dans le tableau 1 ont le point commun de se focaliser sur des objectifs de fiabilité ou de disponibilité.

II.11. Les équilibres de la maintenance

Dans le milieu industriel, en général, une maintenance mixte est appliquée aux systèmes. En effet, la maintenance préventive est destinée à réduire la probabilité de défaillance, mais il subsiste une part de maintenance corrective incompressible. Il est donc nécessaire de considérer des stratégies qui combinent les deux : maintenance corrective et maintenance préventive [34].

De plus l'optimisation de la maintenance consiste à trouver la balance optimale entre maintenance préventive et corrective tout en respectant les objectifs fixés. L'entreprise doit rechercher un compromis afin d'optimiser les relations entre les coûts de maintenance [35].

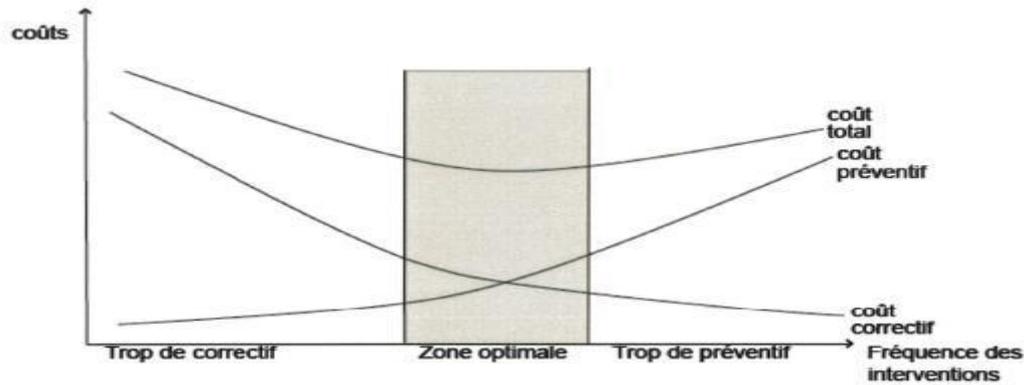


Figure (II.11) : Fréquence des interventions de maintenance en fonction du coût

La figure II.10 est une illustration des effets de la fréquence des opérations de maintenance sur les coûts liés soit à la maintenance corrective, soit à la maintenance préventive.

L'augmentation du nombre d'interventions sur le système permet de réduire les effets indésirables engendrés par une panne mais pénalise le fonctionnement du système. Il peut donc entraîner une augmentation du coût global d'exploitation du système dans la mesure où chaque opération de maintenance engendre un coût.

II.12. Autre formes et méthodes de maintenance

II.12.1. La maintenance améliorative

Elle consiste à apporter des modifications aux entités pour satisfaire des objectifs de performance, de qualité, de coût, de sécurité et de protection de l'environnement [30].

Activités :

- Supprimer les causes premières de défaillances.
- Satisfaire de nouvelles exigences de production par des modernisations et adaptations.
- Augmenter la durée de vie par des rénovations.

II.12.2. La totale productive maintenance (T.P.M)

La stratégie TPM1 est un élargissement de la mission de la maintenance à la totalité du personnel, c'est-à-dire impliquant la participation de tous les services, implication de toutes les productions, maintenance et tous les niveaux hiérarchiques, des dirigeants aux services opérateurs.

Elle s'inscrit dans les stratégies fondamentales du juste à temps (zéro panne, zéro stock, zéro délai, etc.). Les fonctions et responsabilités envers les équipements sont partagées, en procédant comme suit [36] :

- ✓ Les opérateurs sont chargés de tâches de maintenance du 1er niveau
- ✓ Le service maintenance intervient comme spécialiste pour des tâches plus complexes
- ✓ La TPM fait participer des petits groupes analogiques aux cercles de qualités ayant pour objectif l'amélioration de la maintenance dans l'intérêt de l'entreprise.
- ✓ Réduction du délai de mise au point des équipements.
- ✓ Augmentation de la disponibilité, et du taux de rendement synthétique (T.R.S.).
- ✓ Augmentation de la durée de vie des équipements.
- ✓ Participation des utilisateurs à la maintenance appuyée par des spécialistes de maintenance.
- ✓ Pratique de la maintenance préventive systématique et conditionnelle.
- ✓ Meilleure maintenabilité des équipements.

II.13. Conclusion

Nous avons, présenté dans ce chapitre une prospective sur la maintenance.

CHAPITRE III

DÉFAUTS ET MÉTHODES DE DIAGNOSTIC DU TRANSFORMATEUR

III.1 Introduction

Ce chapitre présente les types de défauts dans un transformateur de puissance et le moyen de les diagnostiquer et la sécurité de transformateur de puissance

III.2 Défauts dans les transformateurs:

Les transformateurs sont dimensionnés pour résister aux contraintes de fonctionnement, conformément aux normes en vigueur. Certaines contraintes pourraient être à l'origine des dysfonctionnements qui impacteraient non seulement les performances, mais aussi la durée de vie des transformateurs [11].

Un tel défaut peut résulter d'un court-circuit ou d'un circuit ouvert au niveau du bobinage primaire ou secondaire. Un court-circuit provoque une augmentation de la température à l'intérieur de transformateur, ce qui conduit à la détérioration des isolants des conducteurs. Le transformateur est donc déséquilibré [12].

De manière générale, sont distingués sur un transformateur, des défauts externes et des défauts internes :

- **Les défauts externes :** surviennent sur les dispositifs en liaison directe avec le transformateur. Généralement, des protections sont prévues pour l'endommagement du transformateur. Les défauts externes sont :
 - ✓ Les surtensions et des surexcitations causées par les manœuvres sur les lignes et les générateurs;
 - ✓ Les court-circuits sur les lignes ou entre ligne et terre
 - ✓ Les surcharges, relatives à la sollicitation du transformateur
 - ✓ Les surtensions transitoires créées par des conditions atmosphériques particulières
 - ✓ Les défauts du système externe de refroidissement [11].
- **Les défauts internes :** s'observent sur les composantes du transformateur, qui pour la plupart nécessite une analyse particulière afin d'être détectée. On peut citer :
 - ✓ Les points chauds : échauffement anormal observé sur les dispositifs actifs du transformateur, ils se trouvent généralement sur les régulateurs ;
 - ✓ Les court-circuits internes, entre spires, entre enroulements ou entre enroulements et noyau magnétique ou cuve.
 - ✓ Les fuites d'huile : Le transformateur possède de nombreux joints en caoutchouc, typiquement en bas de cuve, à la base des bornes, aux raccords de la réfrigération. Dans le temps, ces joints peuvent se dégrader, se durcir, et provoquer des fuites;

- ✓ La dégradation de l'isolation : En fonctionnement, l'isolation du transformateur est soumise aux contraintes électriques, thermiques, mécaniques et environnementales. Le papier et l'huile interagissent pour produire des composés extractibles et utilisés dans le diagnostic des défauts [11].

III.3. Classification des défaillances

III.3.1 Classification des défaillances en fonction de leur manifestation

➤ **Défaillance progressive**

C'est la défaillance due à une évolution progressive des caractéristiques d'un bien. Ces défaillances concernent principalement le domaine mécanique. Ce type peut être repéré par un contrôle antérieur. Elle peut être évitée par la mise en place d'une maintenance spécifique [13].

➤ **Défaillance soudaine**

C'est la défaillance brutale due à une évolution quasi instantanée des caractéristiques d'un bien. La soudaineté de l'apparition de ces défaillances rend impossible une anticipation pour une intervention avant manifestation [14].

III.3.2. Classification des défaillances en fonction de leur amplitude :

➤ **défaillance partielle**

C'est la défaillance résultante de déviation d'une ou des caractéristiques au delà des limites spécifiées mais telle qu'elle n'entraîne pas une disparition complète de la fonction requise.

➤ **défaillance complète**

C'est la défaillance résultante de déviation d'une ou des caractéristiques au-delà des limites spécifiques telle qu'elle n'entraîne pas une disparition complété de la fonction requise.

➤ **Défaillance intermittente**

Ces défaillances résultent d'une perte de certaines des fonctions pour une très courte durée dans le temps. Le bloc fonctionnel retrouve ses performances d'opération tout de suite après la défaillance. (Exemple : défaut de connexion électrique.).

Les défaillances catastrophiques correspondent aux défaillances soudaines et complètes, alors que les défaillances dégradées correspondent aux défaillances partielles et progressives.

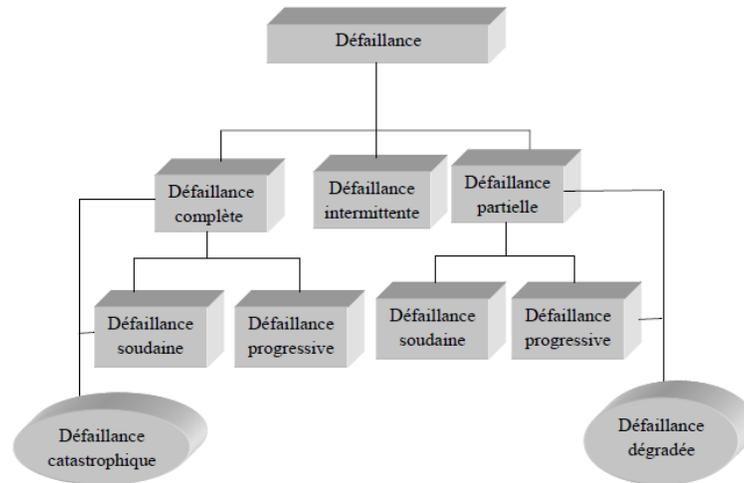


Figure (III.1) : Classification des défaillances

III.4. Mode de défaillances des transformateurs

Le transformateur de puissance est un appareil relativement fiable. Sa durée de vie est de l'ordre de trente ans, dans des conditions normales d'exploitation. Les pannes importantes sont rares mais souvent problématiques, en particulier par rapport à l'indisponibilité du matériel.

Un transformateur est dimensionné pour résister à ses contraintes de fonctionnement nominales dans le temps. Des écarts liés à des perturbations vont engendrer le stress des différents composants fonctionnels, entamant son potentiel de vie (Figure III.2). La répétition de ces événements engendrera par phénomène d'avalanche une destruction d'autant plus rapide. Ces contraintes peuvent être caractérisées par l'équation suivant :

$$\text{Taux de fatigue} = \Sigma (\text{écart} \times \text{temps de perturbation}) + \text{vieillessement naturel}.$$

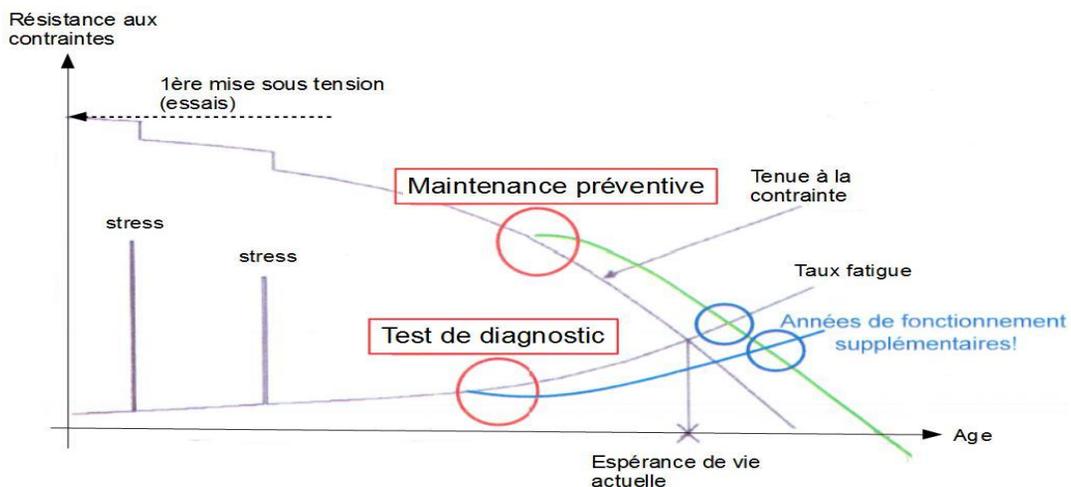


Figure (III.2) Durée de vie d'un transformateur

La défaillance du transformateur de puissance peut être attribuée à des défaillances thermiques, diélectriques, mécanique [5].

III.4.1. Mode de défaillance diélectrique

Lors de surtensions sur le réseau, comme des chocs de foudre ou de manœuvre de disjoncteurs par exemple, les modes de défaillances diélectriques entraînent la perte d'isolement développant un amorçage des pièces sous tension :

- entre elles, comme entre enroulements ou entre spires (Figure(III.3))
- avec la masse, comme l'amorçage d'une traversée ou d'un enroulement à la cuve ou au circuit magnétiques décharges partielles au sein d'un isolant, classiquement solide dans les transformateurs. Ce sont des micro-décharges locales qui tendent à se propager dans le temps [5].



Figure (III.3) : Amorçage entre spires

III.4.2. Mode de défaillance électrique :

Lorsque les contacts se dégradent dans le temps, ils laissent passer le courant sur une surface de passage effective réduite par rapport à la construction originale. En conséquence la densité de courant locale augmente ce qui peut créer des points chauds dus à des échauffements anormaux sur les éléments suivants :

Connexions dans certains changeurs de prises en charge, en particulier les contacts mobiles de l'inverseur s'ils sont peu manipulés, alors qu'ils voient passer en permanence le courant de charge du transformateur (Figure(III.4)).



Figure(III.4) : Point chaud du sélecteur du régulateur en charge

- Connexions des changeurs de prise hors tension. Les contacts mobiles sur les positions en service qui ne sont pas manipulés durant des années peuvent se dégrader avec le temps.
- Connexion entre le cuivre des enroulements et une connexion interne, comme pour les prises de réglage ou les connexions qui passent dans les traversées.

Ces différentes connexions sont brasées, serties ou boulonnées, et suivant la qualité du contact et les conditions d'exploitation, certains de ces raccords peuvent chauffer anormalement. Un point chaud très avancé sur un contact boulonné est visible sur la figure (III.5).



Figure(III.5) Point chaud sur connexion boulonnée

III.4.3. Mode de défaillance Mécanique

La dégradation des isolants solides de la partie active, ou le déplacement du circuit magnétique sont dus aux importants chocs du transformateur lors du transport. Ceci entraîne :

- Des points chauds sur des régulateurs de prises si ceux-ci sont mécaniquement mal alignés.

- La diminution de distances diélectriques, dues au déplacement interne massif d'un circuit magnétique de plusieurs centimètres, suite à un choc mécanique comme lors de la chute d'un transformateur.
- Des dégradations d'isolants internes dues à des vibrations anormales, elles mêmes dues à un manque de serrage interne à la construction, ou suite à des chocs importants.
- Les fuites de joints mécaniquement trop serrés et/ou chauffés (Figure(III.6)) lors de leur installation puis leur exploitation.



Figure(III.6) : Effort électrodynamique franc

III.4.4. Mode de défaillance thermique

Les surcharges et les points chauds sont principalement des perturbations thermiques anormales. Ces modes de défaillances ont pour effet le vieillissement [15] :

- des papiers isolants, et la dégradation de leurs propriétés diélectriques. accélèrent le vieillissement

Par exemple dans la figure (III.8) toute la bobine est noircie de l'intérieur à cause d'un fonctionnement à des températures excessives.

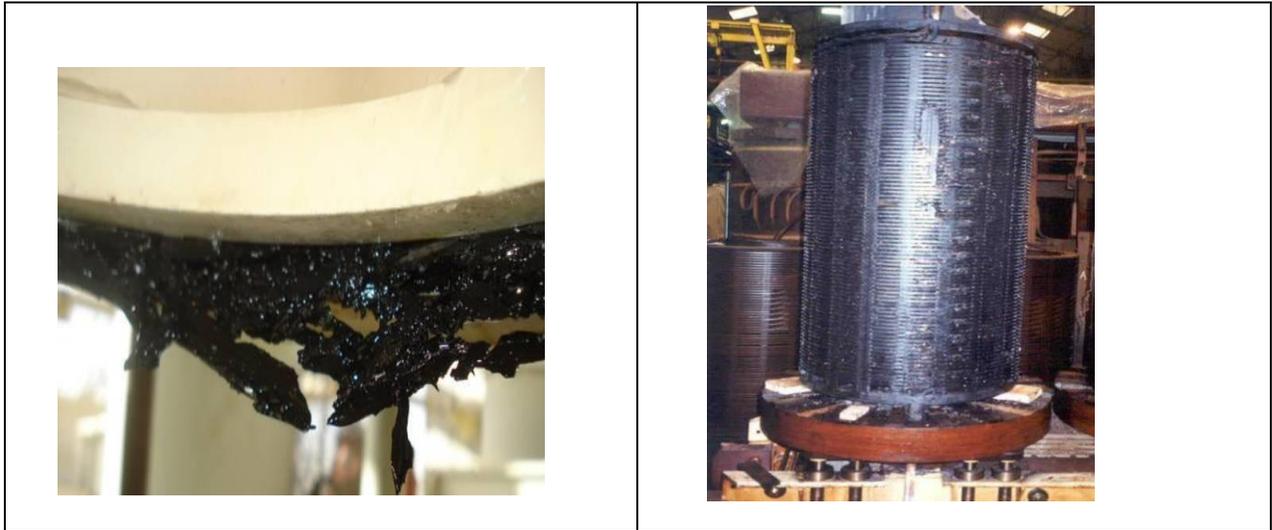


Figure (III.7) : Joint de traversée écrasé **Figure (III.8) : Echauffement excessif d'un enroulement**

III.4.5. Le mode de défaillance chimique

Ce mode de défaillance est lié aux réactions chimiques agressant les éléments du transformateur. Elles sont activées par des sources de contamination extérieures, et ont pour effet principal de réduire la qualité des diélectriques :

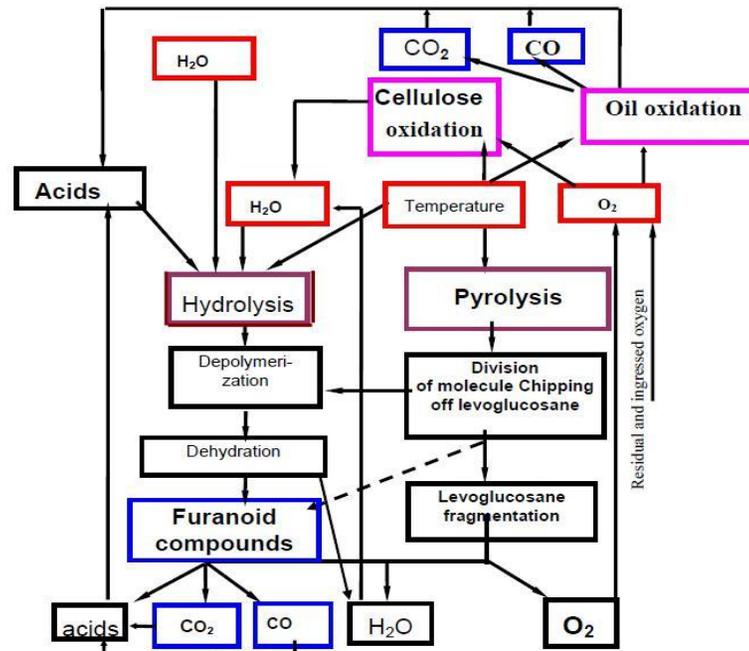
➤ **D'origine liquide par la présence d'eau de provenance externe :** issue de l'humidité atmosphérique. Elle pénètre dans le transformateur par des faiblesses dans les jointures par ruissellement, ou sous forme de vapeur par aspiration. Ce phénomène se produit lors de l'arrêt prolongé d'une machine. La baisse des températures et des pressions internes créent une contraction des matériaux de la structure, et une baisse du volume de liquide. Des jointures alors vieillies par différentes agressions (météorologique, mécanique, thermique), favorisent la pénétration d'eau et d'autres éléments polluants, dans le transformateur et les traversées.

➤ **D'origine liquide par la présence d'eau de provenance interne :** En raison d'un mauvais séchage lors de la phase d'imprégnation, et par la présence de particules d'eau dans les isolants solides tels que la cellulose (3% de la masse du transformateur). Elle va s'extraire par diffusion moléculaire à travers la matière, ou bien par hydrolyse (dépolymérisation).

L'hydrolyse résulte d'une combinaison de l'eau avec l'acide, en produisant des particules hydrogénées. Cette réaction initie un phénomène d'avalanche puisque : l'eau provoque la dépolymérisation qui produit de l'eau... ; et une accélération du vieillissement de la cellulose.

L'eau réduit non seulement la tenue diélectrique du transformateur, mais accélère également la défragmentation moléculaire des matériaux isolants, ce qui se matérialise par une désagrégation des plastiques et résines, et la présence de furanes issue de la décomposition de la cellulose.

L'huile a une capacité d'absorption de l'eau très faible. Évaluer la teneur en eau d'un transformateur, c'est évaluer son état de vieillissement [15], et l'état des isolants cellulose.



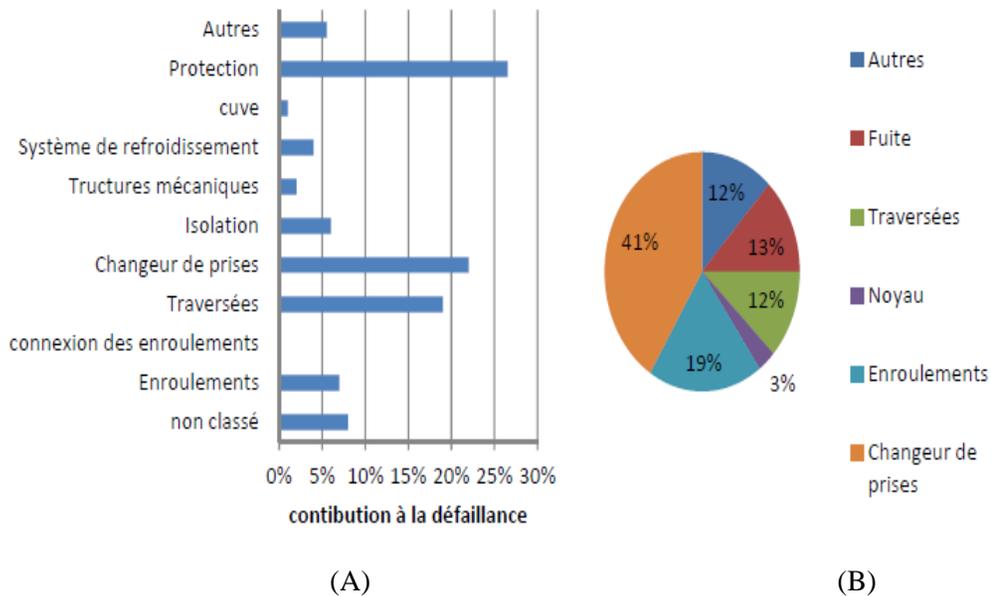
Figure(III.9) : Dégradation de la cellulose des isolants

III.5. Sources des défaillances du transformateur

Les conséquences des défauts latents à l'intérieur du transformateur de puissance sont souvent remarquables, et aussi être considérée comme un évènement non désiré qui se produit, entraînant ainsi la rupture de service d'une ou de plusieurs fonctions du transformateur [16].

Le transformateur étant un système complexe, constitué d'un ensemble de composantes ; la défaillance de certaines composantes va entraîner celle du transformateur. Soumis à des contraintes d'exploitation, les défaillances pouvant survenir sont multiples.

L'étude des modes de défaillance consiste à déterminer les effets physiques des sollicitations extérieures exceptionnelles, sur les éléments constitutifs de la machine [11].



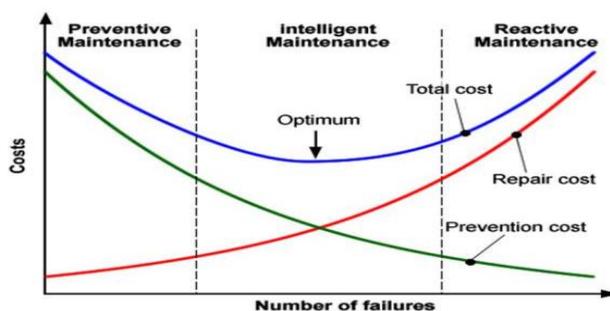
Figure(III.10) : Statistiques de défaillances pour les différents composants de transformateurs

III.6. État de l'art du diagnostic d'état

Un diagnostic se définit comme : « l'identification de la nature d'une situation, d'un mal, d'une difficulté, etc., par l'interprétation de signes extérieurs. Il nécessite pour cela un ensemble de mesures, de contrôles faits pour déterminer ou vérifier les caractéristiques techniques d'un système à des fins de maintenance ou d'amélioration ». C'est une tâche hautement cognitive nécessitant une grande expertise du système considéré [15].

III.7. Le diagnostic, une partie intégrante de la stratégie de maintenance

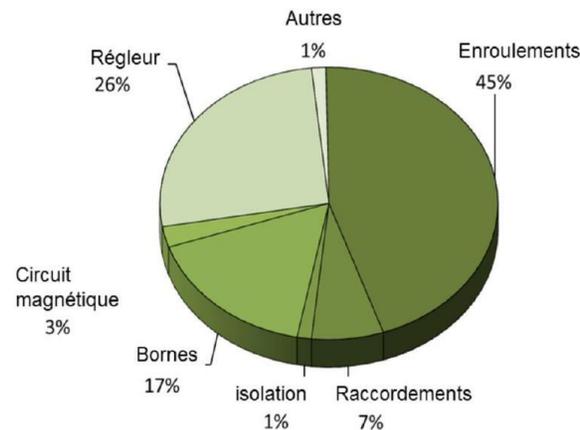
Le transformateur est un élément-clé du réseau de transport et de distribution d'électricité. De conception fiable, il est parfois trop négligé par les utilisateurs au détriment d'installations moins sûres et à priori plus sensible. En terme de coût (indisponibilité des processus et remplacement systématique), ni en terme de souplesse, dans un monde piloté par le « juste-à-temps ». L'idée consiste à mettre en place une politique de maintenance raisonnée, dont l'objectif est l'optimisation des coûts face au risque de défaillance (Figure(III.11)).



Figure(III.11) : Optimisation de la maintenance selon le rapport Cout/taux de défaillance

Il existe pour ce faire, des méthodes telles que l'Optimisation de la Maintenance par la Fiabilité (OMF) qui se base sur l'application de modèles élaborés à partir d'analyses statistiques et probabilistes issues des techniques de sûreté de fonctionnement et de fiabilité des équipements. Elle ne vise à effectuer que les opérations de maintenances, dont la criticité des pannes préalablement identifiées s'opposent aux contraintes économiques et opérationnelles de l'utilisateur.

En découle une étude d'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets, et de leur Criticité (AMDEC) prenant en compte l'effet des défaillances et la recherche de la cause pour chaque éléments du système. Elle sera comparée à un seuil préalablement défini, en fonction de l'importance stratégique de l'installation concernée. Il en résulte une priorisation des éléments sensibles.



Figure(III.12) : Taux de défaillance des différents constituants

Bien qu'axée sur les points stratégiques d'une installation, cette politique ne reste pas moins systématique à période fixe. C'est pourquoi, actuellement, certaines entreprises s'orientent vers une politique de maintenance préventive séquentielle. Le concept consiste à ne pas réaliser les maintenances à âge fixe, mais à rapprocher les intervalles de maintenance à mesure que le matériel vieillit [11].

III.8. Présentation du processus de diagnostic

L'objectif du diagnostic est d'apporter les arguments nécessaires à l'exploitant, de manière à consolider son avis sur l'état du transformateur. Ils lui permettront, d'adopter en toute connaissance de cause, la décision techno-économique la plus pertinente quant à la poursuite de l'exploitation de la machine. Le diagnostic n'intervient pas uniquement en cas de suspicion d'avarie, mais également dans le cas d'une volonté d'évaluer l'état général de la machine.

Le processus de diagnostic consiste à déterminer une cause d'avarie à partir de données d'entrée (symptômes, mesures, divers paramètres...), comparées à des critères de tolérance. Ces derniers peuvent être empiriques (alimentation d'une base de donnée, retours d'expérience, historiques...).

L'expert a une vision globale de l'ensemble du processus. Par ses compétences, il synthétise l'ensemble des données issues du programme d'essai préalablement défini en fonction des besoins du client. Puis valide leur cohérence face à la problématique initiale.

Fort de ces éléments, il formule un avis, et porte conseil à l'exploitant quant aux risques éventuels d'une remise sous tension. En fonction des résultats, il peut proposer des solutions d'investigations complémentaires, afin d'affiner le diagnostic final (SANCHEZ, 2011).

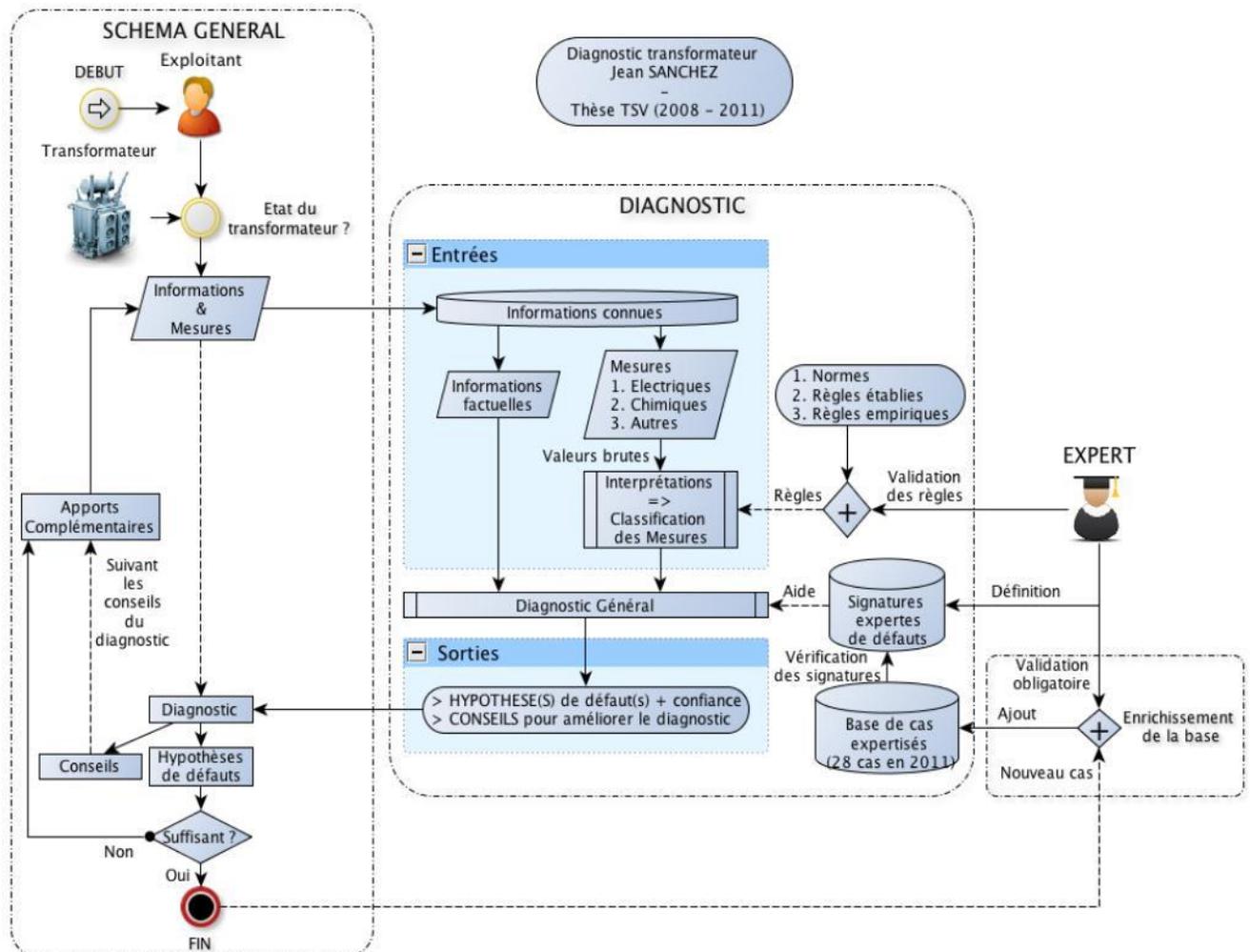
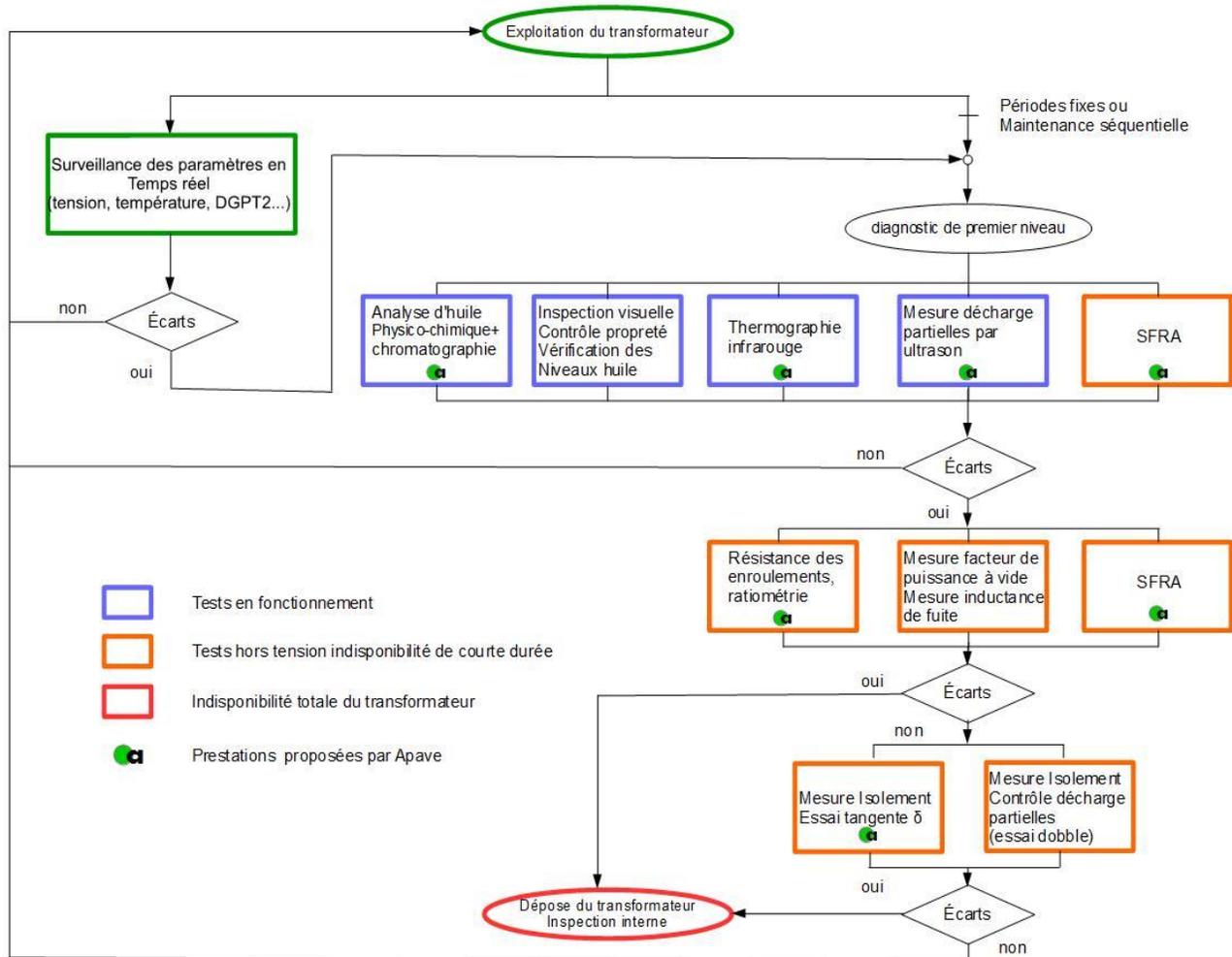


Figure (III.13) : Principe général du processus de diagnostic

L'aboutissement à un diagnostic fiable passe par différentes phases. Cette pratique montre une chronologie dans la complexité de l'outil utilisé à mesure que la difficulté de la recherche de

l'élément défaillant s'accroît. L'emploi de méthodes de plus en plus lourdes se traduit inévitablement en termes de coût et d'indisponibilité [5].

L'intérêt des méthodes non intrusives est d'obtenir des résultats fiables en réduisant le temps d'intervention d'une part, mais également en réduisant les moyens matériels et humain. Car si l'inspection interne permet de découvrir l'origine de la défaillance, l'utilisation de méthodes alternatives est plus délicate. En effet, c'est l'interprétation de signes extérieurs qui permettent une projection à l'interne à la machine ; encore faut-il considérer les bons paramètres



Figure(III.14) : Méthodologie d'emploi des techniques de diagnostic

Ces techniques d'investigation nécessitent de toute évidence une compétence experte, compte tenu des responsabilités et des enjeux de l'opération. Effectivement, décider du « go/no go » d'une installation douteuse peut conduire à des conséquences allant bien au-delà de l'investissement nécessaire à l'ouverture d'un transformateur.

III.9. Diagnostic des transformateurs

La question de maintenir les transformateurs en bon état de fonctionnement pré occupe souvent les compagnies et les utilisateurs de réseau électrique.

De nos jours, un grand nombre de transformateurs de puissance dans le monde approchent la fin de leur durée de vie effective. Les remplacer par des neufs, seulement en raison de leur âge, est clairement non rentable, puisque certains de ces transformateurs sont encore en bon état et peuvent encore servir pendant plusieurs années.

Pour des raisons économiques et techniques, la gestion de la vie des transformateurs a gagné un intérêt considérable ces dernières décennies. Actuellement, le diagnostic de l'état de l'isolation des transformateurs de puissance est devenu un élément essentiel dans la gestion des transformateurs. Ces dernières décennies, des exigences dans le domaine de développement des outils et des méthodes de diagnostic fiables, non-destructives et rapides n'ont cessé d'augmenter.

D'une façon générale, la surveillance consiste en la mise en œuvre de techniques reposant sur l'analyse des variations de paramètres ou de grandeurs de fonctionnement de l'entité, visant à évaluer son état de dégradation. Ceci est réalisé en vue de décider de la nécessité d'une inspection ou d'une réparation préventive afin d'éviter sa défaillance. Si la surveillance permet de détecter une défaillance, le diagnostic consiste d'une part à observer les effets de la défaillance et, d'autre part, à identifier si possible les causes et l'importance de cette défaillance.

Un examen strict des définitions de la surveillance et du diagnostic montre que ce sont des outils de la maintenance qui visent à améliorer la sûreté de fonctionnement d'une entité à laquelle ils sont appliqués [17].

III.10. Techniques de diagnostic

L'utilisation des techniques de diagnostic, à une grande importance car elle permet d'évaluer l'état des composantes du transformateur et de programmer des activités préventives ou rectificatives, de manière à faciliter les programmes des travaux de maintenance et réduire l'indisponibilité [8].

III.10.1. Mesure électrique

Les mesures électriques effectuées sur les transformateur et utilisés comme outil de diagnostic de défaut qui sont :

➤ **Mesure de 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 régleur.

Les mesures en monophasé peuvent être préférables pour la recherche de défauts, permettent ainsi de localiser précisément la phase en défauts, si existante.

➤ **Mesure de courant à vide :**

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 contient une composante de magnétisation et une composante de perte [2].

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer la partie active du transformateur

- ✓ Problème associé au noyau (des tôles coupées, des joints défectueux).
- ✓ Problème associé au bobines (des spires en court-circuité ou en circuit ouvert).

➤ **Mesure de la résistance d'enroulement :**

La résistance de chaque enroulement est mesurée en courant continu, si l'écart de la valeur mesurée de la résistance des enroulements est supérieur à 5% de la valeur de résistance d'enroulement à la sortie d'usine cela indique la présence d'un défaut de type coupure, au court-circuit entre spire ou un point chaud.

➤ **Mesure de la réactance de fuite :**

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court-circuit permet par comparaison à la valeur de mesures lors des essais en usine du transformateur de détecter des changements très importants (inférieur 5%) qui devraient nous amener à des investigations plus profondes (circuit ouvert ou des courts-circuits entre spires, ou entre enroulements et cuve) .

➤ **Analyse de la réponse en fréquence :**

L'analyse de la réponse en fréquence d'un enroulement donné, alimenté par une tension à fréquence variable de quelques Hz à quelques MHz, donne une signature fréquentielle unique d'un enroulement par rapport à son environnement mécanique et électrique.

➤ **Mesure diélectriques :**

Les isolants des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause des défauts dans le transformateur [8].

L'objectif des mesures diélectriques est de détecter d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie.

➤ **Mesure du facteur de perte et de la capacité**

On applique ce type d'essai aux enroulements et aux bornes, en permettant d'identifier clairement des sources de problèmes à court terme dans le transformateur.

La mesure du facteur de perte 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 [19].

➤ **Facteur de dissipation**

Le facteur de dissipation, également appelé $\tan(\delta)$, est calculé via la tangente de l'angle δ entre le courant mesuré et le courant idéal qui existerait en l'absence de pertes. Une fois les mesures effectuées et comparées aux valeurs de référence, un changement indique existence détériorations de l'isolement (vieillessement de papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état d l'huile, décharge électrique) [8].

➤ **Mesure de résistance d'isolement en courant continue**

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 [19].

III.10.2. Principe de mesure

Consiste à court-circuité 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 court-circuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve et le noyau sont branchés à la terre [19].

III.10.3. Méthodes d'interprétation d'analyse des gaz dissous

Les défaillances du transformateur se classent en deux catégories si on utilise l'AGD (Analyse des Gaz Dissous) pour détecter l'apparition des défauts : les défaillances graves imminentes, qui peuvent se développer en temps très court et que l'AGD ne peut les détecter, et les défaillances qui se développent sur une période de temps prolongée et qui sont donc en principe détectables par l'AGD. Pour interpréter les résultats en utilisant une analyse de tendance, on a généralement recours aux méthodes suivantes :

III.10.3.1 Méthode de Rogers

En 1974, après qu'une étude détaillée des données des gaz dissous et des défauts associés aux transformateurs, Rogers du CEGB d'Angleterre (central Electricity Generating Board) a proposé une certaine amélioration des rapports dans des bandes selon leurs valeurs rapportées dans les tableaux (III.1) et (III.2). Cette méthode utilise les quatre rapports de gaz suivant :

$$R_1 = \frac{\text{Méthane}}{\text{Hydrogene}} = \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} \quad , \quad R_2 = \frac{\text{Ethane}}{\text{Methane}} = \frac{\text{C}_2 \text{H}_6}{\text{CH}_4}$$

$$R_3 = \frac{\text{Ethylene}}{\text{Ethane}} = \frac{\text{C}_2 \text{H}_4}{\text{C}_2 \text{H}_6} \quad , \quad R_4 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} = \frac{\text{C}_2 \text{H}_2}{\text{C}_2 \text{H}_4}$$

Ces rapports sont exploités pour générer des codes basés sur des limites numériques classées dans des intervalles selon le tableau (III.1). La combinaison de codes, peut être reliée à une interprétation comme il est montré dans le tableau (III.2) [8]. La validité de cette méthode est soutenue par la corrélation avec les résultats d'un grand nombre d'expertises de défaillance avec l'analyse de gaz pour chaque cas. Cependant, malgré l'efficacité de cette méthode, il arrive parfois, que l'on trouve des combinaisons de codes qui ne s'adaptent pas à ceux de la première colonne du Tableau (III.2)

Rapport des gaz	Intervalle	codes
$\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$	≤ 0.1	5
	$> 0.1 < 1$	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
$\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{CH}_4}$	< 1	0
	≥ 1	1
$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	< 1	0
	$\geq 1 < 3$	1
	≥ 3	2
$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	≤ 0.5	0
	$\geq 0.5 < 3$	1
	≥ 3	2

Tableau (III.1) : Rapport, intervalle et code de Rogers.

N°	Codes				Interpretations
1	0	0	0	0	Normal
2	5	0	0	0	Décharge partielle (DP) d'une faible énergie
3	1-2	0	0	0	Surchauffement Léger < 150°C
4	1-2	1	0	0	Surchauffement Léger 150-200°C
5	0	1	0	0	Surchauffement Léger 200-300°C
6	0	0	1	0	Surchauffement au conducteur
7	1	0	1	0	Echauffement causé par la circulation de courant dans les enroulements
8	1	0	2	0	causé par la circulation de courant dans le noyau et le réservoir
9	0	0	0	1	Arc d'une faible énergie
10	0	0	1-2	1-2	L'arc d'une grande énergie
11	0	0	2	2	Etincellement continu, arc
12	5	0	0	1-2	Décharge partielle DP

Tableau (III.2) : Codes et défauts selon la méthode de Rogers

III.10.3.2. Méthode de la CEI 60599 (commission électrotechnique internationale)

Le critère CEI 60599 a été employé pour plusieurs décennies et une expérience considérable est accumulée dans le monde entier pour diagnostiquer les défauts naissant dans les transformateurs. Cette méthode est un guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dans les transformateurs et autres matériels électriques remplis d'huile en service. Elle a été publiée en 1978. Elle utilise le calcul des rapports des concentrations des gaz.

Les six grandes classes de défauts sont présentées sous forme d'une table d'interprétation ci-dessous (Tableau III.3) [20].

Les gaz dissous	Limites admissibles en ppm
H ₂	60-150
CH ₄	40-110
CO	540-900
CO ₂	5100-13000
C ₂ H ₄	60-280
C ₂ H ₆	50-90
C ₂ H ₂	3-50

Tableau (III.3) Limites admissibles pour chaque gaz selon CEI

Les intervalles pour les codes	Les rapports des gaz caractéristiques de défaut		
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
< 0.1	0	1	0
0.1-1	1	0	0
1-3	1	2	1
> 3	2	2	2

Tableau (III.4) : Code des rapports de gaz relatif à la méthode CEI.

N°	Type de défaut			
1	Pas de défaut	0	0	0
2	DP avec faible énergie	0	1	0
3	DP avec grande énergie	1	1	0
4	Décharge électrique avec faible énergie	1 ou 2	0	1 ou 2
5	Décharge électrique avec grande énergie	1	0	2
6	Surchauffement avec température < 150°C	0	0	1
7	Surchauffement avec température 150°C < T < 300 °C	0	2	0
8	Surchauffement avec température 300°C < T < 700 °C	0	2	1
9	Surchauffement avec température T > 700 °C	0	2	2

Tableau (III.5) : Types de défauts relatif à la méthode CEI.

III.10.3.3. 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 :

$$R_1 = \frac{\text{Méthane}}{\text{Hydrogene}} = \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} \quad , \quad R_2 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} = \frac{\text{C}_2 \text{H}_2}{\text{C}_2 \text{H}_4}$$

$$R_3 = \frac{\text{Acetylene}}{\text{Methane}} = \frac{\text{C}_2 \text{H}_2}{\text{CH}_4} \quad , \quad R_4 = \frac{\text{Ethane}}{\text{Acetylene}} = \frac{\text{C}_2 \text{H}_6}{\text{C}_2 \text{H}_2}$$

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 (III.6) : Concentration des gaz dissous.

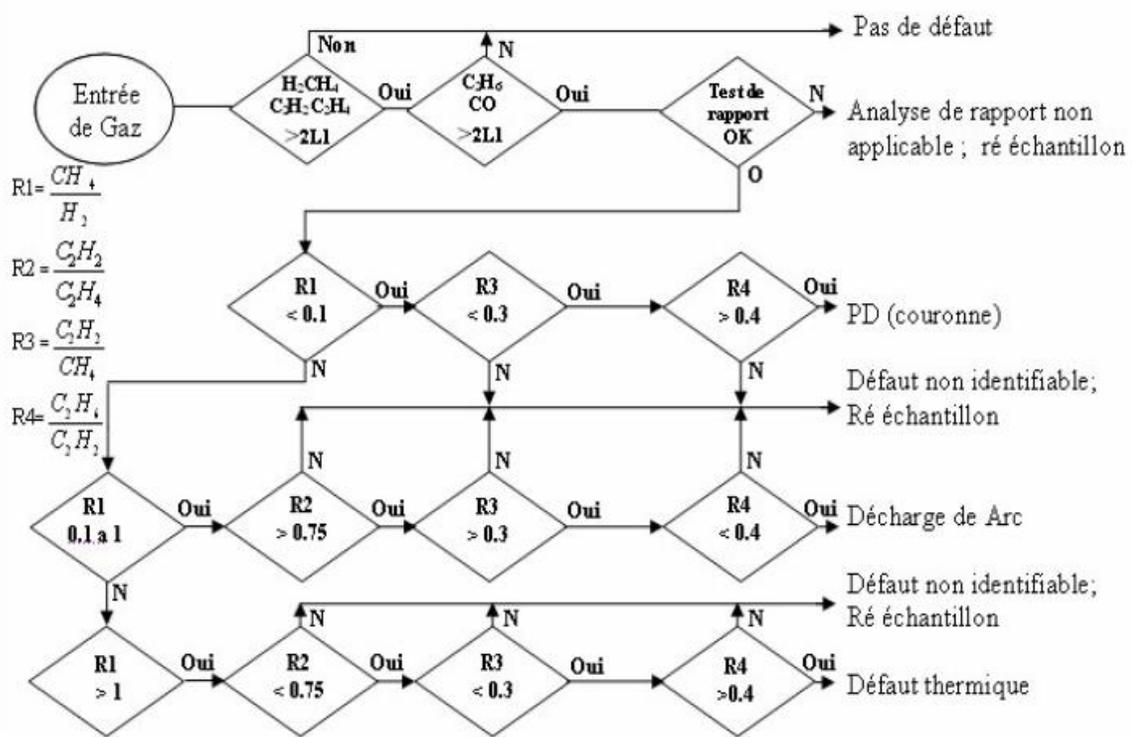


Figure (III.15) : Organigramme de la méthode Doernenburg.

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 (III.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 significié	< 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 (III.7) Rapports des gaz clé-Doernenburg.

L'organigramme de la figure (III.15) illustre l'application étape par étape de la méthode des rapports de Doernenburg. Description de l'organigramme de la figure (III.15) :

- **Etape 1** : Des concentrations de gaz sont obtenues en extractant les gaz et en les séparant par le chromatographe.

- **Etape 2** : Si au moins une des concentrations (en ppm) des 04 gaz suivant H₂, CH₄, C₂H₄ et C₂H₂, dépasse deux fois les valeurs limites L1 et un des 03 autres gaz (CO, CO et C₂H₆), dépasse les valeurs limites L1, le transformateur est considéré défectueux. Procéder à l'étape 3 pour déterminer la validité de la méthode des rapports.

- **Etape 3** : Détermination de la validité de la méthode des rapports du Doernenburg, si au moins un des gaz dans chaque rapport R1, R2, R3 ou R4 dépasse la limite L1, la méthode est valide, et elle donne des résultats. Si non, les rapports ne sont pas significatifs, la méthode ne donne pas de résultats l'unité devrait, être donc, re-échantillonné et étudié par d'autre méthode alternatives.

- **Etape 4** : Supposant que l'analyse des rapports est valide, chaque rapport successif est comparé aux valeurs du Tableau(III.7) dans l'ordre R1, R2, R3 et R4.

• **Etape5** : Enfin, si tous les rapports satisferont un type spécifique de défauts illustrés dans le Tableau (III.7) le diagnostic suggéré est valide.

III.10.3.4. Méthode de triangle Duval

Le triangle de Duval a été développé pour la première fois en 1974. Il utilise seulement trois gaz d'hydrocarbure (CH_4 , C_2H_4 et C_2H_2). Ces trois gaz correspondant aux niveaux croissants de l'énergie nécessaire pour produire des gaz dans les transformateurs en service. La méthode du triangle est indiquée sur la figure(III.16). Les zones de différents défauts mentionnés au-dessous de la figure (III.16) (PD, D1, D2, T1, T2 ou T3), une zone DT intermédiaire a été attribuée au mélange des défauts électriques et thermiques dans le transformateur [8].

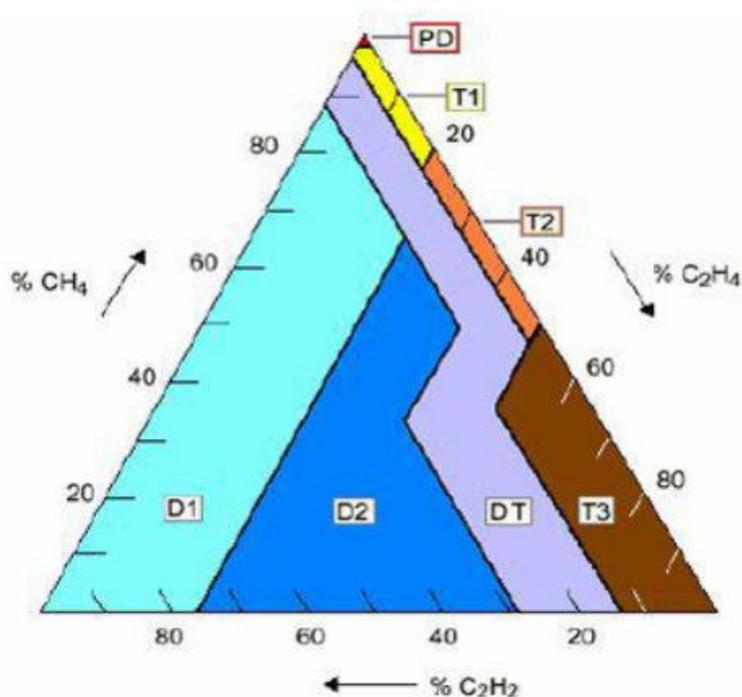


Figure (III.16) : Triangle de Duval

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

Cette méthode permet d'établir un diagnostic ou la combinaison de gaz dissous a un effet minime. Elle n'utilise pas l'Hydrogène, il faut donc s'attendre à ce que cette méthode ait une sensibilité diminuée pour les défauts classés comme 'décharge partielle sur le triangle de Duval. Cette méthode s'est avérée précise et sûre sur beaucoup d'années et gagne maintenant dans la popularité. La manière de son utilisation consiste au calcul de pourcentages de concentration (ppm) des trois gaz CH₄, C₂H₄, C₂H₂ par rapport au total (CH₄+C₂H₄+C₂H₂) [8].

Ces pourcentages (CH₄ %, C₂H₄ %, C₂H₂ %) seront tracés sur le triangle de Duval, en commençant du côté indiqué pour ce gaz particulier. Les lignes tracées à travers le triangle pour chaque gaz parallèle aux hachures montrées de chaque côté du triangle fournissent seulement un point dans triangle.

III.11. Conclusion

Les transformateurs de puissance jouent un rôle important dans la fourniture de l'énergie électrique de la production à la distribution vers les consommateurs. La disponibilité de l'énergie électrique dépend donc leur aptitude à fonctionner sans défaillance. En effet, pendant leur fonctionnement, les transformateurs sont soumis à des contraintes qui entraînent souvent l'apparition des défauts. La connaissance des mécanismes de ces défauts est une étape importante dans le processus de maintenance et de gestion de ces équipements. Dans ce chapitre, nous avons discuté à la fois les modes de défaillances, et la localisation des défauts. Les mesures électriques diélectriques sont à effectuer d'une manière systématique sur les transformateurs afin de connaître leur état et prévenir leur avarie

CHAPITRE IV

MAINTENANCE DU TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE DE LA CENTRALE DE JIJEL

IV.1. Introduction

La durée de service des transformateurs est essentiellement déterminée par l'état du système d'isolation. Un certain nombre d'opération de maintenance est à effectuer périodiquement au cours de l'année, soit en profitant d'une interruption de service soit pendant le service.

Dans ce chapitre nous allons présenter la maintenance du transformateur de puissance de la centrale de Jijel et voir la stratégie de maintenance à adéquate à adopter pour les transformateurs de puissance de la centrale de Jijel.

IV.2. Transformateur de la centrale de Jijel

L'évacuation de l'énergie électrique produite par la centrale de Jijel est réalisée à travers des ternes de 225 kV vers le poste de Chekfa. Chaque groupe est raccordé au réseau de transport nationale par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur 15.75 kV/220 kV (Figure IV.1) via un disjoncteur 220 kV isolant la centrale du réseau nationale en cas d'avarie soit d'une source interne ou externe dont les caractéristiques sont :



Figure (IV.1) : Transformateur de la centrale de Jijel

N°	Désignation	Unité	Valeur
01	Puissance apparente	MVA	250
02	Tension nominale HT	kV	235 ± 2x2,5 %
03	Tension nominale MT	kV	15,75
04	Tension de court-circuit	%	12
05	Courant nominale HT	A	614
06	Courant nominale MT	A	9164
07	Couplage		D₁₁ / Y_n
08	Type de refroidissement		OFAF
09	Poids Total	tonnes	246
10	Type de régleur		à vide

Tableau (IV.1) : Caractéristiques du transformateur de la centrale de Jijel

Comme il a été mentionné dans le chapitre I, Les éléments constitutifs de ce transformateur sont :

- La carcasse qui comporte les circuits magnétiques
- Les enroulements : Ils sont montés sur les tiges de carcasse et sont disposés concentriquement
- Cuve avec accessoires
- Conservateur d'huile
- Système de refroidissement
- Appareils de contrôle et d'automatisme
- Traversées HT et BT

IV.3. Refroidissement

Le système de refroidissement du transformateur est du type OFAF. Le transformateur possède neuf groupes de refroidissement. Chaque groupe est composé d'un radiateur

(échangeur de réfrigération), une pompe de circulation d'huile et de deux moto-ventilateurs. La commande des moteurs des pompes et des ventilateurs fonctionne suivant un automatisme qui fonctionne comme suit :

- Groupes 1, 3 et 7 fonctionnent à la mise sous tension du transformateur ;
- Groupes 2 et 6 fonctionnent lorsque la puissance atteint 40 % de la charge nominale
- Groupe 5 fonctionne lorsque la puissance atteint 75 % de la charge nominale
- Groupe 4 et 8 sont de réserve : le groupe N°4 démarre à une augmentation de la température d'huile de 70 °C et le groupe N° 8 démarre lorsque la température d'huile atteint 75 °C.

La marche des moto-ventilateurs est globale ils démarrent lorsque la température d'huile dépasse 50 °C et s'arrêtent à la baisse de la température d'huile inférieure à 40°C.

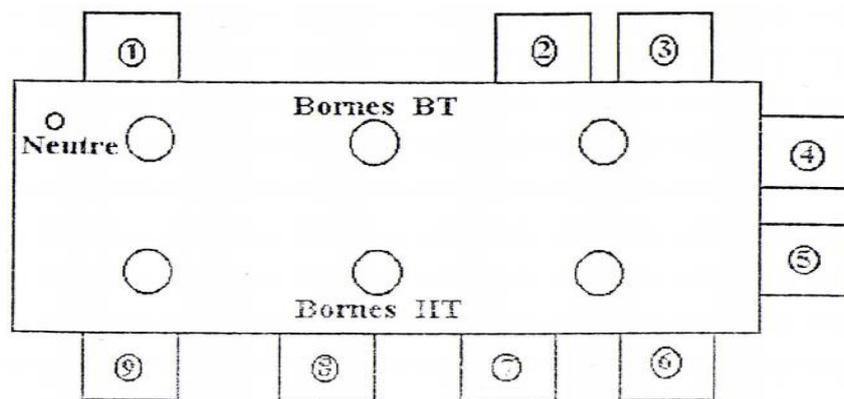


Figure (IV.2) : Groupe de refroidissement du transformateur principal

IV.4. Surveillance du transformateur

Etant donné, que le transformateur principal est un élément principal dans la production d'énergie dont on ne peut tolérer leur indisponibilité plus grande que celle permise pour une maintenance doit être protégé pour garder l'équipement toujours exploitable. Le transformateur comprend :

- **Indicateur température d'huile** : Indication et mise en route des ventilateurs de service, indication et Mise en route des ventilateurs de secours et protection contre la haute température et Déclenchement.

- **Indicateur à aiguille** : du niveau d'huile dans le conservateur en fonction de la température
- **Soupape de retenue** : qui isole conservateur et la cuve, en cas d'un incendie
- **Quatre soupapes de décharge** : en cas de la surpression dans la cuve lors d'un court-circuit ou lors du dysfonctionnement du système de refroidissement.
- **Indicateurs de circulation d'huile** : du transformateur et fonctionnement des pompes d'huiles.
- **Relais Buchhols** : qui protège le transformateur contre les entrées d'air lors d'une opération de maintenance sur les motopompes d'huile, intervention sur les radiateurs ou encore lors d'une décharge intérieure par défaut d'isolation.
- **Protection par image thermique** : (chaque enroulement) 100, 115 et 140 °C, qui informe sur la surcharge et le temps de refroidissement du transformateur.
- **Sécheur d'air** : est destiné pour filtrer et déshumidifier l'air entrant dans le conservateur du aux fluctuations du niveau d'huile, Sécheur d'huile (2 sécheurs) : installés sur la cuve contiennent une substance absorbante de l'humidité (zéolite).
- **Conservateur d'huile** : équipé d'une membrane qui empêche l'humidification d'huile et de son oxydation.

IV.5. Historique des transformateurs de puissance de la centrale de Jijel

Les transformateurs de puissance de la centrale de Jijel sont en service depuis 1992. Durant tous des années de fonctionnement, ces transformateurs ont été le siège de plusieurs incidents :

- Fonctionnement du relais Buchhols à plusieurs reprises
- Dégradation de l'huile du transformateur suite à des défauts internes mineurs et dégradations des joints des bornes lors des arrêts des transformateurs.
- Eclatement d'une borne de traversée suite à une fuite d'huile de la borne de traversée vers la cuve de, le manomètre qui indique la pression d'huile de la borne était bloqué ce qui a donné une fausse image sur l'état de l'isolation de la borne, il faut noter que l'analyse chromatographique a décelé plusieurs fois une présence d'un échauffement localisé à une température de 150 °C, cette anomalie n'a été détecté

qu'après cette incident au niveau d'un défaut d'isolement (court-circuit) au niveau des transformateurs de courant incorporé avec la borne de sortie.

- Fonctionnement à plusieurs reprises de la protection différentielle transformateur suite à un défaut de contact de fermeture du neutre de transformateur empêchant ainsi, la circulation de défaut de déséquilibre de la ligne.

Ainsi, comme il été présenté que l'absence d'une stratégie ou politique adéquate de maintenance des transformateurs peut causer une perte de production et que la détérioration complète des transformateurs ou son remplacement sans oublier le temps de l'acquisition d'un transformateur peut causer l'arrêt de l'unité de production pendant 2 ans.

IV.6. Maintenance transformateur de la centrale de Jijel

La maintenance du transformateur de la centrale de Jijel repose sur deux types de maintenances la maintenance systématique préventive et la maintenance curative. La maintenance préventive à fonctionner de l'année 1992 jusqu'à l'année 2001 et dans le suivi est représenté par la feuille de gamme d'entretien montré par le tableau IV.2

Sonelgaz	Désignation matériel ou appareil		N° Appareil	N° OT
Production thermique Jijel	Gamme d'entretien Technique		2KE	
	Transformateur Principal		préparateur	expertise
	Groupe N°			
Rapport d'expertise			Etat constaté	
N° Phase	Point à examiner	Objet de l'examen	Mesures Observations	
	Etat extérieur du transformateur	Voir étanchéité et garniture	RAS	
	Contrôle de la température	Voir thermomètre	49 °C	
	Cable aérien et température	Voir absence échauffement	RAS	
	Ventilation du transformateur	Voir fonctionnement	Bonne	
	Cable de terre	Voir connexion	Bonne	
	Silicagel (zéolite)	Voir sa couleur	Bonne (bleu)	
	Niveau d'huile	Voir indicateur	40%	
	Analyse d'huile	Prises d'échantillon	Voir analyse	
Suites Données			préparateur	Ingénieur

Tableau (IV.2) : Gamme d'entretien mensuel du transformateur principal (02/09/2001)

Ce type de maintenance n'était pas efficace et ne permet pas une vraie vision sur l'état réel du transformateur :

- Les analyses réalisées au niveau du laboratoire chimique ne donnent pas de résultats sur l'état réel d'huile à l'intérieur du transformateur (tableau IV.3)
- La seule mesure signifiante et pas suffisante est la tension de claquage
- Absence d'analyse chromatographique
- Absence de la mesure $\text{tg}(\delta)$ d'huile.

Paramètres	Teneur En eau	Acidité KOH/ghuile	Point de Flash vase	Matières En	Tension de Claquage	$\text{tg}(\delta)$ Huile
Lieu prélèvement	g/t	En mg	Fermé °C	suspension	Kv/cm	à 90 °C
Transformateur principale	Abs	0.006	150	Abs	70	/
Transformateur excitation	Abs	0.013	151	Abs	35	/
Transformateur Des auxiliaires	Abs	0.007	149	Abs	67	/
Transformateur réseau	Abs	0.008	149	Abs	68	/

Tableau (IV.3) Analyse d'huiles des transformateurs (16/10/2001)

Après 2001 et après l'apparition de l'alarme Buchhols à plusieurs reprises que la centrale a saisi que les états des fiches d'entretien systématique n'apportent pas un vrai diagnostic sur l'état de transformateur, ainsi la centrale a décidé d'introduire trois nouvelles mesures :

- Achat d'un appareil qui indique les gaz dissous dans l'huile équivalent en hydrogène
- Achat d'un appareil qui mesure $\text{tg}(\delta)$ d'huile qui donne plus d'informations sur l'état d'huile
- Procéder à une analyse chromatographique externe

Ce n'est qu'après ces opérations que la centrale a commencé à maîtriser le suivi du comportement d'huile des transformateurs en service.

IV.7. Révision générale des transformateurs de la centrale de Jijel

La révision générale des transformateurs dans la centrale de Jijel n'a été introduite dans la centrale thermique de Jijel qu'après apparition des problèmes sur les transformateurs surtout celui du groupe 2 d'une part et l'autre part elle se fait en couverture avec la révision du turboalternateur chaque 5 ans. Les éléments principaux pour la prise de décision lors de la révision des transformateurs principale sont :

- Son historique
- Analyse chromatographique (tableau IV.9).
- Les essais des mesures des résistances ohmiques des enroulements primaire et secondaire (tableau IV.6,7).
- Les mesures d'isolement
- Mesure des rapports de transformations pour différentes positions (tableau IV.4).
- Les mesures de pertes à vide (tableau IV.5).
- Les mesures de $\text{tg}(\delta)$ des bornes de traversée coté HT (tableau IV.8).
- Le contrôle de l'isolement des bornes de traversée coté HT.
- Mesure du rapport de court-circuit .

Suivant le résultat de tous ses opérations (rapport d'expertise) qu'un programme est établi pour l'entretien du transformateur, car la question toujours pour l'entretien de transformateur est ce qu'on va procéder au décuillage du transformateur ou non.

La déviation maximale de la valeur du taux de transformation mesurée de la valeur chez le fabricant dans position III du commutateur pour la phase AC/ac est de 0,34%. La déviation maximale de la valeur des taux de transformation des phases est égale à 0.34% pour les AB/CA dans la position V du commutateur.

La déviation maximale des valeurs mesurées de valeur chez le fabricant dans position I du commutateur pour la phase B est de 1.98%. La déviation maximale de la valeur des phases est égale à 1.03% pour les phases A et C dans la position V du commutateur.

L'analyse de l'huile de transfo à la teneur des gaz par la méthode CG (de la chromatographie de gaz) transformateur (TAU-250000/220 T1) de la date de la prise de l'échantillon 09.09.2006,

de l'huile Borak-22 du transformateur principal de la tranche à la température d'huile 45°C.
 Date La date de l'analyse est réalisé le 13.09.2006.

Enroulements	AB/ab					BC/bc				
	Uht, V	Ubt, V	Krap fabr	Krap fabr	Δ%	Uht, V	Ubt, V	Krap fabr	Krap fabr	Δ%
I	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III	376	25.1	14.98	14.93	3.34	376	25.1	14.98	14.93	0.34
IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Enroulements	CA/ca				
	Uht, V	Ubt, V	Krap fabr	Krap fabr	Δ%
I	-	-	-	-	-
II	-	-	-	-	-
III	376	25.1	14.98	14.93	0.34
IV	-	-	-	-	-
V	-	-	-	-	-

Tableau (IV. 4) : Mesure Rapport de transformation

N°	Tension	Shunt	Valeurs mesurées			Valeur de l'usine	
			U (V)	Imv (A)	ΔPmv (W)	Imv5 (A)	ΔPmv (W)
1	b-c	a(a-c)	380	0.560	102	0.398	84.5
2	a-c	b(b-a)	380	0.765	132	0.528	104
3	a-b	C(c-b)	380	0465	88.5	0.395	84.2

Tableau (IV.5) : Mesure perte à vide

Position de commutateur	A-O				B-O				C-O			
	R _m Ω	R _{m,réel} Ω	R _{Fab} Ω	Δ%	R _m Ω	R _{m,réel} Ω	R _{Fab} Ω	Δ%	R _m Ω	R _{m,réel} Ω	R _{Fab} Ω	Δ%
I	0,196	0,204	0,206	0,97	0,194	0,202	0,206	1,94	0,196	0,204	0,208	1,96
II	0,192	0,200	0,202	0,99	0,190	0,198	0,202	1,98	0,192	0,200	0,203	1,48
III	0,187	0,195	0,196	0,51	0,186	0,194	0,196	1,02	0,187	0,195	0,198	1,52
IV	0,182	0,190	0,192	1,04	0,181	0,189	0,192	1,50	0,182	0,191	0,193	1,04
V	0,178	0,185	0,188	1,60	0,178	0,185	0,188	1,60	0,178	0,186	0,188	1,06

Tableau (IV.6) : Mesure des résistances primaires en courant continu à 22 °C

Enroulement	R _{mes} , Ohm	R _{mes.rel} Ohm	R fab. Ohm	Δ%
a-b	0.001167	0.001216	0.00120	1.33
b-c	0.001167	0.001216	0.00121	0.50
c-a	0.001150	0.00121	0.00121	0.99

Tableau (IV.7) : Mesure de résistance enroulement secondaire en courant continu à 23 °C

Enroulement	R ₁₅ , Ohm	R _{60.rel} Ohm	Tg δ %	Δ%
a-b	0.001167	0.001216	0.00120	1.33
b-c	0.001167	0.001216	0.00121	0.50
c-a	0.001150	0.00121	0.00121	0.99

Tableau (IV.8) : Tableau de mesure de résistance primaire et mesure tg(δ) de la borne

GAZ	Concentration, vol. %	Norme, vol. %	Cadence rel. d'augmentation
Hydrogène	0,11309	0,01	0
Oxyde de carbone	0,01398	0,01	0
Méthane	0,02675	0,05	0
Gaz carbonique	0,24329	0,01	0
Ethylène	0,00123	0,4	0
Ethylène	0,00544	0,01	0
Acétylène	0,0001	0,005	0
Ionol	position exclue		0
Oxygène	0,17515	E < 2,0	0
Azote	3,03498	E < 2,0	0

Tableau (IV.9) : Résultat de l'analyse chromatographique

Ainsi, les proportions des gaz caractéristiques sont données par :

▪ Acétylène/éthylène	0,0813
▪ Méthane/hydrogène	0,23654
▪ Ethylène/éthane	0,2261
▪ Gaz carbonique/oxyde de carbone	17,40272

Selon l'instruction concernant le diagnostic des défauts développant de l'équipement de transfo par la méthode de la chromatographie de gaz, la détermination des gaz : propane + Propylène, butène-1 dissous dans de l'huile de transfo ne se fait pas.

D'après l'expertise, la description du défaut provoquant les mises en marche multiples du relais Buchholtz sont :

- Lors de l'inspection du relais nous avons détecté la détérioration du joint d'étanchéité du verre dont la destination est d'examiner la position de flotteurs du relais de gaz et la quantité de gaz à l'intérieur du relais.
- Lors du démontage nous avons détecté que le silicagel du sécheur d'air n'a pas été changé depuis très longtemps, il est huilé et tassé ce qui rend difficile « la respiration » (passage d'air) à travers le sécheur d'air.
- De l'air apparaît à l'intérieur du relais de gaz et le flotteur supérieur, partie de signalisation du relais de gaz Buchholtz, commence à fonctionner. C'est aussi la cause d'un grand contenu dans l'huile de transformateur des gaz dissous.

Alors et afin d'éliminer ce défaut :

- Il faut changer le relais de gaz,
- Changer le silicagel de séchage du sécheur d'air,

Ainsi en plus des travaux ordinaires de la révisions générale d'un transformateur et vu le rapport d'expertise établi, ils ont rajouté les opérations suivantes pour éliminer le défaut de fonctionnement du relais Buchhols en plus du changement du relais :

- Vidanger d'huile partielle de la cuve du transformateur jusqu'à un niveau à 300mm plus bas que celui du couvercle de la cuve. D'après les endroits de fuite détectés nous

avons changé les joints d'étanchéité en caoutchouc et ressoudé les lignes de soudure.

- Décrotter les impuretés des surfaces des entrées (porcelaine) et contrôlé les joints d'étanchéité. A cause d'abaissement de la pression d'huile, d'une grande valeur de tg δ d'isolement de l'entrée et d'une grande valeur de tg δ de l'huile (au-dessus de la norme) dans l'entrée de la phase « B ».
- Changer le silicagel usé des filtres d'absorption, Changement des joints d'étanchéité en caoutchouc, Les filtres à feutre décrottés des impuretés mécaniques.
- Contrôler de la membrane du conservateur, Contrôle de l'indicateur avec flotteur, Du silicagel desséché et tamisé de la poussière chargée dans le sécheur d'air qui est relié avec la membrane du conservateur.

Malgré le diagnostic qui a été fait, le transformateur à l'arrêt et les interventions faites à la base du diagnostic. Cela, n'a pas empêché la réapparition du problème du Buchhols après la remise en service et l'éclatement de la borne C, après sept mois de fonctionnement. Il faut signaler que pendant la révision, c'est borne B qui a été changer et la borne C n'a révélé aucune anomalie d'après les résultats des essais, cela veut dire que les bases d'appui du diagnostic fait n'était pas fiable, ce qui a conduit à des faux conclusions.

Donc, l'activité de maintenance doit s'appuyer essentiellement sur un bon diagnostic. Ce dernier met en œuvre un ensemble de techniques permettant d'identifier des comportements aberrants. Ces techniques regroupent en amont des tests, des essais et mesures, suivis en aval d'analyses et d'interprétations permettant pour comprendre les avertissements de défauts ou de défaillances.

Dans la maintenance des transformateurs, les analyses d'huile apportent des informations capitales sur la prise de décision des actions à entreprendre en cas de détection de défauts. La méthode d'analyse des gaz dissous utilisé pour le transformateur de Jijel n'était pas adéquate et les tests de vérification des principales caractéristiques de l'huile n'était pas concluante. Il est important de rappeler ici les processus devant guider la prise de décision lorsqu'il est observé des dépassements des valeurs d'analyse physico-chimique de l'huile.

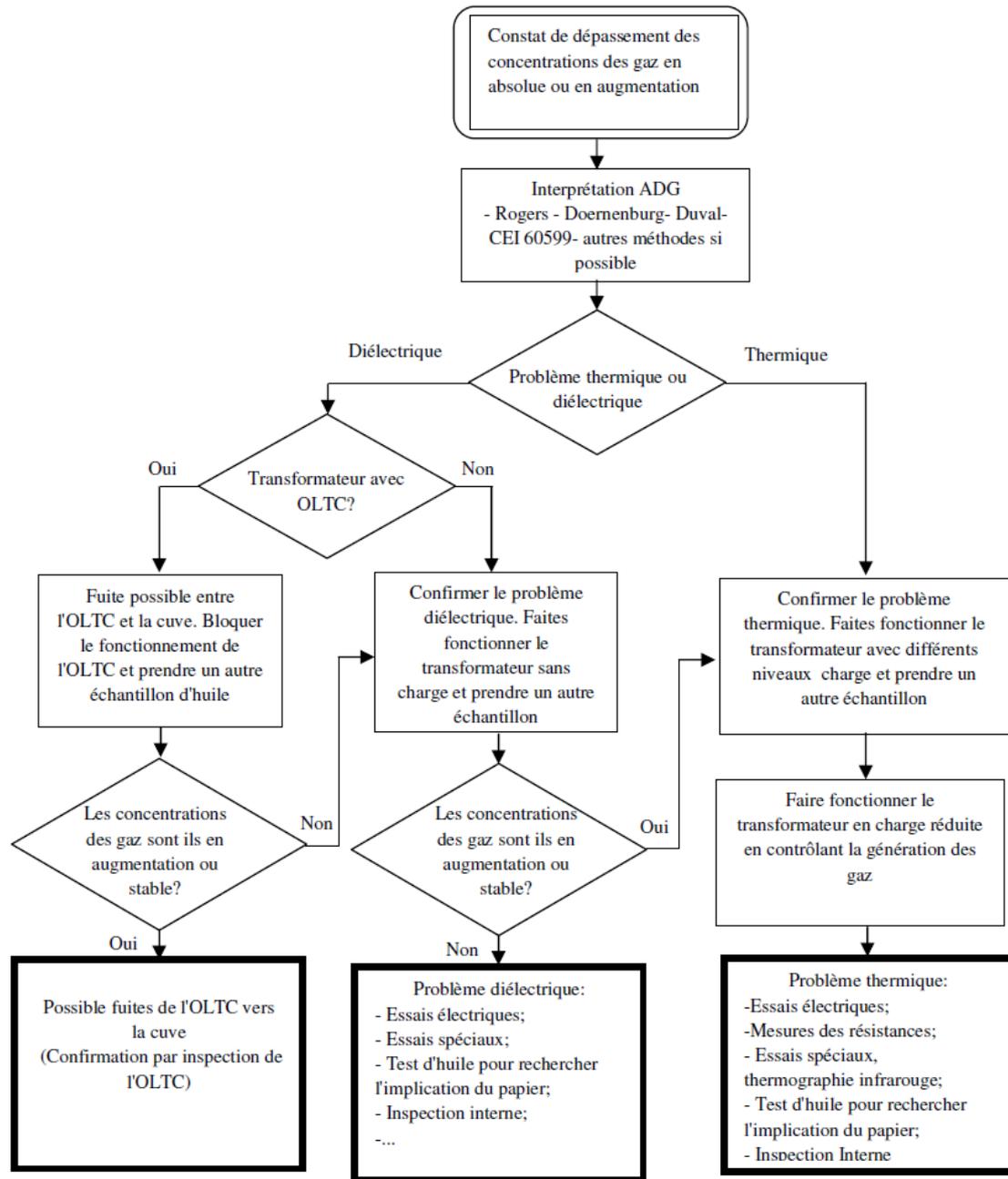


Figure (IV.3) : Organigramme d’une prise de décision en cas de dépassement des rapports de concentration des gaz dissous dans l’huile

VI.8. 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.

IV.9. 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 figure 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.

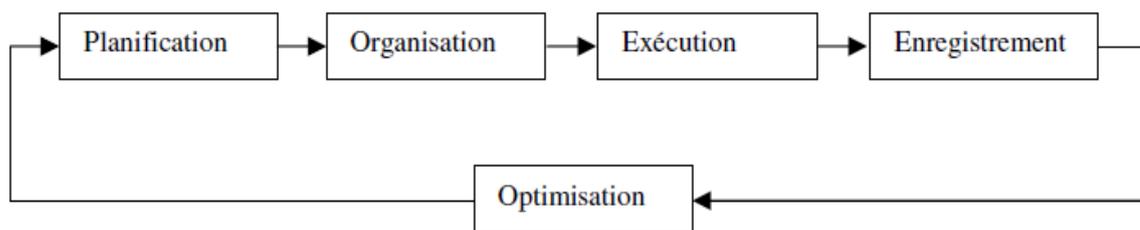


Figure (IV.4) : Processus de maintenance.

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.

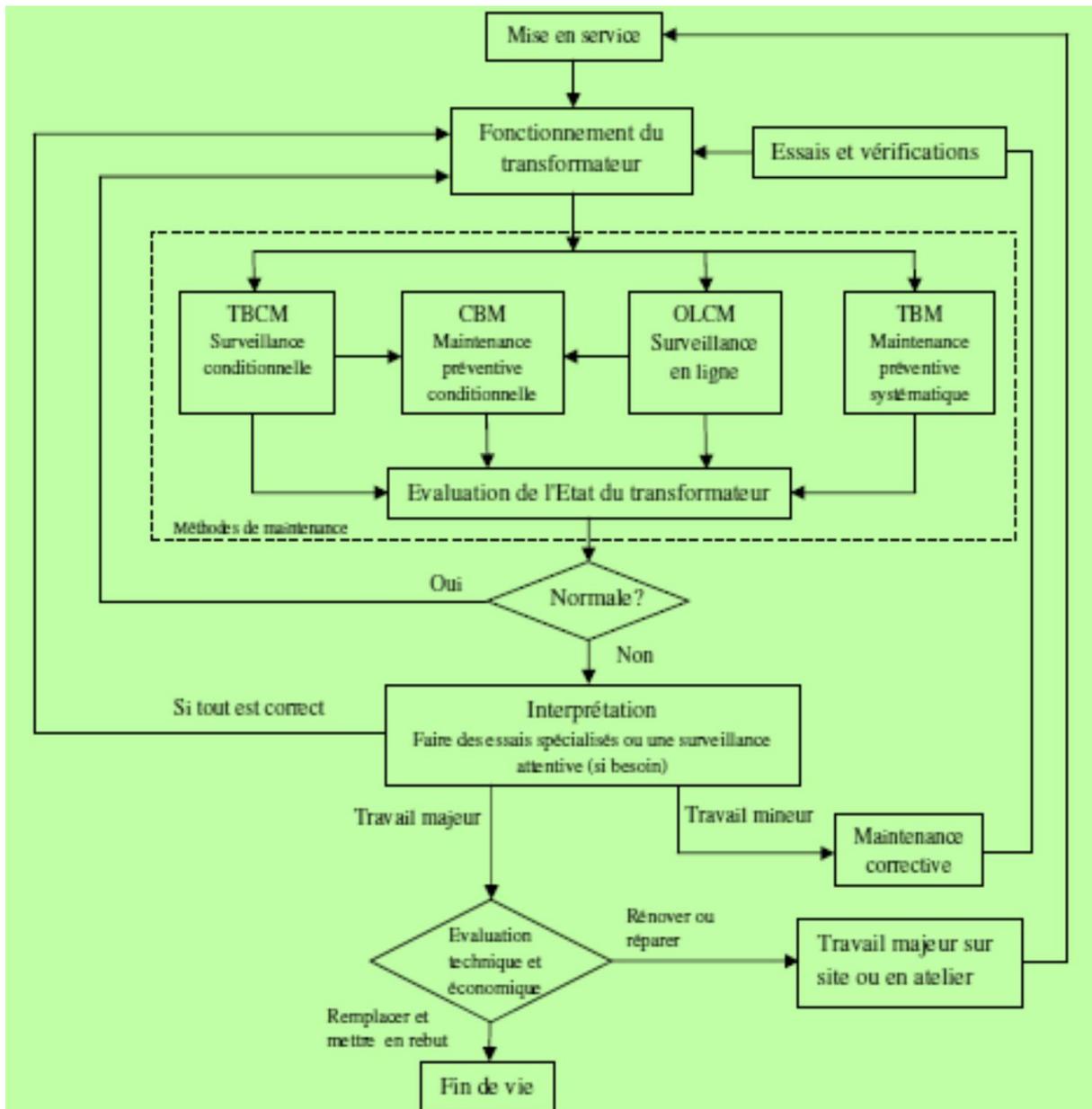


Figure (IV.5) : Opérations et cycle de maintenance du transformateur.

IV.10. Exécution de la maintenance

Les composants d'un tel système peuvent être subdivisés selon un point de vue opérationnel en composants « essentielles » ou « non-essentiels ». La maintenance de ces composants 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 (IV.10) : 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 (IV.11) : périodicité des composantes internes

IV.11. Politique de maintenance

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...

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

IV.11.1. 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.

IV.11.2. 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.

Conclusion

Ainsi nous avons exposé dans ce chapitre la maintenance du transformateur de la centrale de Jijel, qui a montré les anomalies dans les premières années de fonctionnement. Un mauvais diagnostic peut aggraver les anomalies lors les méthodes employées sont insuffisante pour déceler les anomalies.

L'absence d'une politique de maintenance réduit la durée de vie d'un transformateur, l'imprécision des informations apportés par un diagnostic conduit à des pertes énormes, pour cela l'adoption d'une stratégie et une politique précise pour la maintenance d'un transformateur comme, il a été exposé conduit à une meilleure gestion de la vie d'un transformateur.

CONCLUSION GÉNÉRALE

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 statique. 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). Afin de limiter les pertes dans les fils, le transport de cette énergie s'effectue en haute et très haute tension (de 200 kV à 400 kV). 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.

Dans les réseaux électriques triphasés, on pourrait parfaitement envisager d'utiliser trois transformateurs monophasés, un par phase. Dans la pratique, l'utilisation de transformateurs triphasés (un seul appareil regroupe les 3 phases) est généralisée : cette solution permet la conception de transformateurs bien moins coûteux, avec en particulier des économies au niveau du circuit magnétique.

Dans le premier chapitre, nous avons défini le transformateur de puissance, leur composant et leur protection ainsi leur refroidissement.

Dans le chapitre deux nous avons mettre en relief la notion de maintenance, son importance et des différents modes de stratégies à adoptés, comme objectif.

La politique de maintenance peut être classée en deux grandes catégories ; la maintenance corrective et la maintenance préventive. La maintenance corrective est la maintenance qui intervient suite défaillance du système alors que la maintenance préventive est réalisée lorsque le système est encore en fonctionnement. Le recours à l'une ou à l'autre de ces politiques diffère suivant l'élément considéré mais aussi le type de structure, la politique d'exploitation et de suivi, les coûts, la disponibilité de l'information, etc. En général, une maintenance mixte est appliquée aux systèmes.

Dans le chapitre trois, nous présentons les types de défauts dans un transformateur de puissance, le moyen de les diagnostiquer et la sécurité de transformateur de puissance.

De manière générale, sont distingués sur un transformateur, des défauts externes et des défauts internes.

La défaillance du transformateur de puissance peut être attribuée à des défaillances thermiques, diélectriques, mécanique.

Le diagnostic consiste d'une part à observer les effets de la défaillance et, d'autre part, à identifier si possible les causes et l'importance de cette défaillance.

Dans la dernière chapitre nous présentons la maintenance du transformateur de puissance de la centrale de Jijel et voir la stratégie de maintenance à adéquate à adopter pour les transformateurs de puissance de la centrale de Jijel.

L'utilisation des techniques de diagnostic, à une grande importance car elle permet d'évaluer l'état des composantes du transformateur et de programmer des activités préventives ou rectificatives, de manière à faciliter les programmes des travaux de maintenance et réduire l'indisponibilité.

L'activité de maintenance doit s'appuyer essentiellement sur un bon diagnostic. Ce dernier met en œuvre un ensemble de techniques permettant d'identifier des comportements absurdes. Ces techniques regroupent en amont des tests, des essais et mesures, suivis en aval d'analyses et d'interprétations permettant pour comprendre les avertissements de défauts ou de défaillances.

les analyses d'huile apportent des informations capitales sur la prise de décision des actions à entreprendre en cas de détection de défauts. La méthode d'analyse des gaz dissous utilisé pour le transformateur de Jijel n'était pas adéquate et les tests de vérification des principales caractéristiques de l'huile n'était pas concluante.

LES RÉFÉRENCES

- [1] MEZARI Naouel, « Diagnostic des transformateurs de puissances », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université de Tizi Ouzou. Juillet 2011
- [2] Professeur luc lasne, « exercice et problèmes d'électrotechnique notion de bases et machines électrique »
- [3] 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
- [4] Jean SANCHEZ « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance », Docteur DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE, 2 Jul 2014
- [5] 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
- [6] T. Noda, H. Nakamoto, S.Yakoyama, Accurate modeling of core-type distribution transformers for electromagnetic transient studies, IEEE Transaction on power delivery, Vol.17, N°4, 2002.
- [7] Chapitre 8Transformateur.pdf
- [8] 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
- [9] LES TRANSFORMATEURS .pdf
- [10] SPECIFICATION TECHNIQUE Transformateurs de puissance THT/HT/MT ST T25-P25 Edition Décembre 2012.

- [11] Samuel Eke, « Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs : esquisse de solutions pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants », THESE de DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE LYON,2018.
- [12] Mr. REKIK BADRI, « ETUDE ET MODELISATION DES DEFAUTS DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE », Département Electrotechnique, diplôme de MAGISTER, 2008.
- [13] Mohiédine Benghrsallah, Recherche sur le fraisage des matériaux durs avec les matières de coupe modernes : Application à l'UGV des superalliages, Thèse de Doctorat, l'Université Badrii Mokhtar. Annaba, 2010.
- [14] Dubois Benoît, « Méthodologie de conception de magnétomètre dans une approche mécatronique » Thèse de Doctorat, Université de Strasbourg, 2009.
- [15] Didier Nilly. Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance. Electromagnétisme. 2017, dumas-01871106.
- [16] BOUCHAOUI Lahcene, « Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : application des réseaux de neurones », Mémoire de magister département d'Electrotechnique, université de Sétif. 2010.
- [17] YAZID HADJADJ, « EXPLORATION DE TECHNIQUES PHYSICOCHEMIQUES ETCONCEPTION D'UN CAPTEUR EN LIGNE POUR LE DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE », THÈSE PRÉSENTÉE À L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC, AVRIL 2015.
- [18] MEZARI NAOUEL, "diagnostic des transformateurs de puissance », mémoire de magister en électrotechnique, option machine électrique, UNIVERSITE MOULOU MAMMERI DE TIZI-OUZOU.
- [19] 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.

- [20] IEEE Std C57.104-1991- revision of IEEE C57.104-1978 “Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers”.
- [21] OFPPT, « RESUME THEORIQUE & GUIDE DE TRAVAUX PRATIQUES », ELECTRICITE DE MAINTENANCE INDUSTRIELLE,maroc, 2007.
- [22] NASY RAMAROLAHY Nirinasoa, « OPTIMISATION DE LA MAINTENANCE PAR LA FIABILITE ET APPLICATION SUR UN POSTE SOURCE DE LA JIRAMA A LA TRAVEE TR9 DE LA SOUS-STATION AMBODIVONA », diplôme d’ingénieur, UNIVERSITE D’ANTANANARIVOECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE,2003.
- [23] Abbou R, Contribution à la mise en œuvre d’une maintenance centralisée : conception et optimisation d’un atelier de maintenance. Thèse de Doctorat, Université Joseph Fourier, Grenoble, France. 2003.
- [24] norme NF EN 13306 X60-319
- [25] CAHIER DES CHARGES GENERAL POSTES HTB (Domaine Contrôle Commande) (CCG - CC).
- [26] SOUAIAIA HAKIM, « ETUDE DE MAINTENANCE DU SYSTEME MOTEUR-VOIX ROULEAUX "TSS" », DIPLOME DE MASTER de GENIE MECANIQUE, Badji Mokhtar Annaba, 2016/2017.
- [27] Metalbi fathi & bouhallab hadj, « diagnostic e localisation des défauts dans les enroulements du transformateur », DIPLOME DE MASTER, blida,2011
- [28] Maintenance : Terminologie de la maintenance- NF en 13306, 2001.
- [29] Entretien des transformateurs Des solutions intelligentes pour un futur sans mauvaise surprise.

- [30] Cours de master 1 de Mr. M .boukhaneff
- [31] Marmier F, Contribution à l'ordonnancement des activités de maintenance sous contrainte de compétence: une approche dynamique, proactive et multicritère. Thèse de Doctorat, Université Franche-Comté, France.2007.
- [32] Alhouaij Ahmad, Contribution à l'optimisation de la maintenance dans un contexte distribué. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010.
- [33] Pierre Cocheteux, Contribution à la maintenance proactive par la formalisation du processus de pronostic des performances de systèmes industriels. Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré - Nancy I, 2010.
- [34] B.Castanier. Modélisation stochastique et optimisation de la maintenance conditionnelle des systèmes à dégradation graduelle. Thèse de l'Université de Technologie de Troyes. 2002.
- [35] Moukhli Amir, Optimisation de la maintenance de roues de turbines hydroélectriques soumises à une dégradation par cavitation. Maitrise ès sciences appliquées, école polytechnique de Montréal, 2011.
- [36] Nakajima S., La maintenance productive totale (TPM), nouvelle vague de la production industrielle, Afnor Gestion, 1987.