



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière d'Electrotechnique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique

Machine électrique

Réf. :

Présenté et soutenu par :

Nouari Saber

Thème

***Protection et maintenance d'un
transformateur industrielle***

Jury

Mme. Becha Habiba	Dr	Université de Biskra	Président
Mme. Laala Widad	Dr	Université de Biskra	Encadreur
Mr. Mahdad Belkacem	Pr	Université de Biskra	Examineur

Année universitaire : 2020/2019

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 Khider Biskra Faculté des

Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : ELECTROTECHNIQUE Option:
Machine électrique

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

*Protection et maintenance d'un transformateur
industrielle*

Présenté par :

Nouari Saber

Avis favorable de l'encadreur :

Laala widad

Avis favorable du Président du Jury

Dr. Becha Habiba

Cachet et signature



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la
Technologie Département de Génie
Electrique Filière: Electrotechnique
Option: Machine électrique

Thème : Protection et maintenance d'un transformateur industrielle

Proposé et Dirigé par : *Mme. Laala widad*

RESUMES (Français et Arabe)

Résumé: Un transformateur de puissance est un composant électrique haut-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivant : Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [1].

Dans ce travail, nous avons présenté une étude générale sur le transformateur de puissance. On a expliqué comment protéger et maintenir les transformateurs. Alors, nous avons vu quelques méthodes de diagnostic pour détecter les différents défauts. L'analyse de gaz dissous dans l'huile, méthodes de mesures possibles et application de la logique floue sont les méthodes utilisées dans cette mémoire.

Mot clés : Transformateur de puissance, diagnostic, Protection, Maintenance.

ملخص : يعد محول الطاقة مكونا كهربائيا أساسيا عالي الجهد في تشغيل الشبكات الكهربائية. تعريفه وفقا للجنة الكهروتقنية الدولية هو كما يلي : جهاز ثابت مع لفتين أو أكثر, يحول عن طريق الحث الكهرومغناطيسي, نظام الجهد و التيار المتردد إلى نظام آخر للجهد و التيار بقيم مختلفة عموما, على نفس التردد, لغرض نقل الطاقة الكهربائية [1].

في هذا العمل, قمنا بتقديم دراسة عامة حول محول الطاقة. فقد قمنا بشرح كيفية حماية و صيانة المحولات. و أيضا رأينا بعض طرق التشخيص من أجل الكشف عن الأخطاء. تحليل الغازات المذابة فالزيت, طرق القياسات الممكنة وتطبيق المنطق هم الطرق المستعملة في هذه المذكرة.

كلمات مفتاحية : محول الطاقة, التشخيص, الحماية, الصيانة.

Dédicace

*A mon cher père et ma chère mère
A mes chers Frère et mes chères Sœurs
Naziha, Imad, Adel, Salima et Latifa
A tous mes proches
A tous mes amis
A tous ce que j'aime
Ce mémoire leur est dédié*

Saber Nouari



Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant, qui nous a donné la force et la patience pour l'accomplissement de ce travail.

Nous tenons à exprimer nos remerciements et notre profonde gratitude à notre encadreur

Mme. Laala Widad

pour son encadrement, son suivi et ces conseils tout au long de cette période.

Nous tenons aussi à remercier

Madame Becha Habiba président du jury, et Monsieur Mahdad Belkacem

membre du jury

pour leur précieux temps accordé à l'étude de notre mémoire.

Bien entendu, Nous tenons surtout à remercier nos parents

pour leurs sacrifices et leur patience, tout au long de leurs vies.

Que toute personne ayant œuvré de près ou de loin à la réalisation de ce projet

par une quelconque forme de contribution, trouve ici le témoignage de notre

plus profonde reconnaissance.

Liste de tableaux

Chapitre II : Maintenance de transformateurs de puissance

Tab. II.1. Actions de maintenance sur les composantes externes d'un transformateur et leur périodicité	36
Tab. II.2. Analyses d'huile de transformateurs et leur périodicité	38

Chapitre III : Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance

Tab. III.1. Défauts retenus et leurs codes associés	42
Tab. III.2. Les gaz pour le diagnostic	44
Tab. III.3. Code de Rogers	45
Tab. III.4. Interprétation de Rogers	46

Chapitre IV : Diagnostic de transformateurs de puissance par la logique floue

Tab. IV.1. Base de données	58
Tab. IV.2. Résultats obtenue par la technique floue en utilisant la méthode de Rogers .	60

Liste de figures

Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

Fig. I.1. Transformateur élévateur de sortie de centrale électrique	3
Fig. I.2. Transformateur de puissance	4
Fig. I.3. Schéma de principe d'un transformateur monophasé.....	5
Fig. I.4. Schéma électrique d'un transformateur réel.....	5
Fig. I.5. Diagrammes de Kapp	6
Fig. I.6. Enroulement d'un transformateur et disposition des enroulements	8
Fig. I.7. Transformateur à cuve à radiateur	9
Fig. I.8. Circuit magnétique	10
Fig. I.9. Transformateur cuirassé	10
Fig. I.10. Transformateur à colonnes à flux forcé.....	11
Fig. I.11. La cuve d'un transformateur de puissance	12
Fig. I.12. La plaque signalétique d'un transformateur de puissance.....	14
Fig. I.13. Symboles de transformateur de puissance.....	15
Fig. I.14. Modèle sans saturation	16
Fig. I.15. Modèle avec pertes fer, sans saturation.....	17
Fig. I.16. Modèle avec saturation.....	17
Fig. I.17. Modèle avec pertes fer, sans saturation.....	18
Fig. I.18. Circuit de base	18
Fig. I.19. Circuit simplifié.....	18
Fig. I.20. Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique	19
Fig. I.21. Schéma de fonctionnement de relais BOUCHHOLZ	21
Fig. I.22. Placement de Tc tore	22
Fig. I.23. Protection masse cuve	22
Fig. I.24. Dispositif DGBT	22
Fig. I.25. Eclateur.....	23
Fig. I.26. Parafoudre.....	23
Fig. I.27. Schéma de fonctionnement de la protection différentielle	24

Chapitre II : Maintenance des transformateurs de puissance

Fig. II.1. Maintenance de transformateur de puissance	25
Fig. II.2. Objectif de la maintenance	26
Fig. II.3. Opération et cycle de maintenance du transformateur	27
Fig. II.4. Composants de transformateur et leurs défauts détectables	28
Fig. II.5. Amorçage diélectrique entre spire	28
Fig. II.6. Court-circuit entre spires.....	29
Fig. II.7. Coupure de circuit électrique	29
Fig. II.8. Déformation géométrique des enroulements	30
Fig. II.9. Les différents politiques de maintenance	31
Fig. II.10. Maintenance curative ou réparation	31
Fig. II.11. Maintenance préventive	32

Chapitre III : Méthodes de diagnostic de transformateur de puissance

Fig. III.1. Principe générale du processus de diagnostic	41
Fig. III.2. Défaut de court circuit	43
Fig. III.3. Défaut suit au mauvais serrage sur borne	43
Fig. III.4. Défauts et leurs types de diagnostic	49

Chapitre IV : Diagnostic de transformateurs de puissance par la logique floue

Fig. IV.1. Structure générale d'un système floue	52
Fig. IV.2. Exemple de diagnostic par la logique floue	55
Fig. IV.3. Fonction d'appartenance de la première entrée	57
Fig. IV.4. Fonction d'appartenance de la deuxième entrée	57
Fig. IV.5. Fonction d'appartenance de la troisième entrée	59
Fig. IV.6. Fonction d'appartenance de la sortie	59
Fig. IV.7. Modèle global de la logique floue	59
Fig. IV.8. Résultats de la logique floue	60

Table de Matière

Table de matière

Dédicace.....	I
Remerciement	II
Liste des tableaux.....	III
Liste des figures	VI
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance	
I.1. Introduction	3
I.2. Définition de transformateur de puissance.....	3
I.3. Types de transformateurs classiques	4
I.3.1. Transformateur de distribution et de puissance	4
I.3.2. Autotransformateur	4
I.3.3. Transformateur triphasé	4
I.4. Principe de fonctionnement.....	5
I.4.1. Principe générale	5
I.4.2. Schéma électrique équivalent.....	5
I.4.3. Diagrammes de Kapp.....	6
I.4.4. Tension de court-circuit	7
I.4.5. Réglage.....	7
I.4.6. Couplage des enroulements	8
I.5. Constitution générale d'un transformateur.....	9
I.5.1. Circuit magnétique	10
I.5.1.1. Type cuirassé.....	10
I.5.1.2. Type à colonnes.....	11
I.5.2. Circuit électrique	11
I.5.2.1. Bobinage concentrique simple	12
I.5.2.2. Bobinage concentrique double	12
I.5.2.3. Bobinage à galette	12
I.5.3. La cuve	12
I.6. Isolation.....	13
I.6.1. Isolation cellulosique.....	13
I.6.2. Isolation liquide.....	13

I.7.	Caractéristiques et symboles.....	13
I.7.1.	La plaque signalétique (lecture et décodage)	13
I.7.2.	Symbolisation.....	15
I.8.	Modélisation des transformateurs.....	16
I.8.1.	Transformateur monophasé linéaire sans saturation	16
I.8.2.	Transformateur monophasé avec saturation	17
I.8.3.	Transformateur monophasé avec saturation et perte fer.....	18
I.8.4.	Modèle de CHIMKLAI	18
I.9.	Utilisations de transformateur de puissance.....	19
I.10.	Protection et surveillance de transformateur de puissance.....	20
I.10.1.	Différent types de protections	20
I.10.1.1.	Protection internes	20
a)	Relais BUCHHOLZ.....	20
b)	Protection masse cuve.....	21
c)	Protection par DGPT	22
d)	Protection thermique.....	23
I.10.1.2.	Protection externes.....	23
a)	Protection des surtensions	23
b)	Protection à maximum d'intensité.....	23
I.10.1.3.	Protection différentielle.....	23
I.11.	Conclusion.....	24

Chapitre II : Maintenance des transformateurs de puissance

II.1.	Introduction.....	25
II.2.	Objectif de la maintenance	26
II.3.	L'importance de la maintenance.....	26
II.4.	Objectif de la maintenance	27
II.5.	Quelques types de défauts	28
II.5.1.	Composants du transformateur et leurs défauts détectables	28
II.5.2.	Amorçage diélectrique entre spires.....	29
II.5.3.	Court-circuit entre spires	29

II.5.4. Coupure du circuit électrique	29
II.5.5. Déformation géométrique des enroulements.....	30
II.6. Les différentes formes de maintenance	31
II.6.1. La maintenance corrective.....	31
II.6.2. La maintenance préventive ou planifiée	32
II.6.2.1. La maintenance systématique	33
II.6.2.2. La conditionnelle.....	33
II.7. Les opérations de maintenance.....	34
II.7.1. Les opérations de maintenance préventive.....	34
II.7.2. Les opérations de maintenance corrective	34
II.7.3. Autres activités du service maintenance	34
II.8. Mise en œuvre de la maintenance des transformateurs	35
II.8.1. Maintenance des composants externes du transformateur	35
II.8.2. Maintenance des composants internes du transformateur.....	37
II.9. Conclusion	39

Chapitre III : Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance

III.1. Introduction	40
III.2. Objectif du diagnostic	40
III.3. Principe générale	40
III.4. Présentation du processus du diagnostic	41
III.5. Défauts retenus dans cette étude	42
III.5.1. Défaut d'ordre électrique	42
III.5.2. Défaut d'ordre mécanique.....	43
III.5.3. Les causes	43
III.6. Technique de diagnostic de transformateur de puissance.....	44
III.6.1. Analyse des gaz dissous dans l'huile.....	44
III.6.1.1. Méthodes d'interprétation des résultats	45
• Méthodes de Rogers.....	45
III.6.2. Méthodes de mesures possibles	47
III.6.2.1. Mesures diélectriques.....	47
III.6.2.2. Mesures électriques.....	47

a) Mesure de courant à vide	47
b) Mesure de rapport de transformation	47
c) Mesure de la résistance d'enroulements	48
d) Mesure de la réactance de fuite	48
III.7. Conclusion	50

Chapitre IV : Diagnostic de transformateurs de puissance par la logique floue

IV.1. Introduction	51
IV.2. Définition de la logique floue	51
IV.3. Elément de base de la logique floue	51
IV.4. Structure générale d'un système floue.....	52
IV.4.1. Fuzzification	53
IV.4.2. Base de connaissances	53
a) Base de données	53
b) Base de règles.....	53
IV.4.3. Logique de prise de décision (bloc d'inférence)	53
IV.4.4. défuzzification	54
IV.5. Les applications de la logique floue	54
IV.5.1. Diagnostic industriel.....	54
IV.6. Caractéristique d'un système à inférence floue	56
IV.6.1. Caractéristiques structurelles	56
IV.6.2. Caractéristiques paramétriques.....	56
IV.7. Application de la logique floue pour diagnostic des transformateurs	57
IV.7.1. Construction d'un système floue pour le diagnostic de l'huile de transformateur.....	57
IV.7.2. Résultats de simulation.....	60
IV.8. Interprétation des résultats	60
IV.9. Conclusion	60
Conclusion générale	61
Bibliographie	62
Annexe	65

***Introduction
Générale***

Introduction Générale

Les transformateurs de puissance sont des équipements coûteux qui sont essentiels à la bonne marche des réseaux électriques. Ils jouent un rôle important dans le transport et la distribution de l'électricité. Or, même s'ils sont fiables, des pannes peuvent survenir. Au fil des ans, les techniques d'évaluation de l'état des transformateurs ont considérablement évolué. Aujourd'hui, le vieillissement des transformateurs en service et la demande croissante d'électricité constituent les principaux moteurs d'avancement des techniques d'évaluation de l'état des transformateurs [2].

Afin de maintenir la fiabilité du réseau électrique, les ingénieurs doivent évaluer l'état des transformateurs en service et prendre des décisions concernant leur fonctionnement, leur protection, leurs maintenances et leur remise à neuf ou leur remplacement. Ceci est nommé le diagnostic de transformateur.

Le diagnostic consiste en la détection d'un changement anormal dans le comportement ou dans l'état d'un système et dans la localisation de sa cause. Les systèmes de diagnostic peuvent être mis en œuvre en cours d'exploitation ou pendant les phases normales d'arrêt d'exploitation. En cours d'exploitation, le but est de garantir la sécurité et la continuité de service et d'enregistrer les événements utiles pour la maintenance curative ou le retour d'expérience. En arrêt d'exploitation, l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative [3].

La stratégie de maintenance de l'outil de production doit être en concordance avec la politique de la gestion de la production. Il est clair que la gestion de production joue un rôle important dans la satisfaction du client dans les délais. En effet, un bon réglage de la cadence de production permet de satisfaire au maximum les demandes des clients [4].

L'étude menée dans ce travail s'inscrit dans le cadre de la protection et la maintenance pour la détection et le diagnostic de défauts de transformateur de puissance. En effet, 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. Pour améliorer et automatiser le processus de diagnostic, nous avons appliqué une technique d'intelligence artificielle qui est la logique floue.

Ce mémoire est constitué de quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, on trouve des généralités sur les transformateurs de puissance tels que le principe de fonctionnement et les différents éléments qui constituent cette machine.

Dans le deuxième chapitre, nous abordons les généralités de la maintenance, en citons ses différentes formes et stratégies de maintenances.

Dans le troisième chapitre, nous présentons les différentes méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance, où nous avons mis l'accent sur la méthode d'analyse des gaz dissous et les méthodes de mesures possibles.

Le dernier chapitre est destiné à l'application de la logique floue pour le diagnostic des transformateurs de puissance, en adoptant le critère de Rogers.

Enfin, nous clôturons ce travail par une conclusion générale.

Chapitre I

*Généralités sur les
transformateurs de
puissance*

I.1. Introduction

La modélisation des transformateurs de puissance, a traditionnellement occupé beaucoup d'attention durant des années, pour leurs importances dans les systèmes de puissance, le grand intérêt porté à l'étude de ces derniers ont permis de réaliser un développement remarquable dans le domaine de la conversion du transport et de la distribution de l'énergie électrique [5].

Dans ce chapitre on trouve des généralités sur les transformateurs de puissance tels que le principe de fonctionnement, types de transformateurs, constitution générale d'un transformateur et protection et surveillance de transformateur de puissance.

I.2. Définition de transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est un appareil statique 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 » norme (IEC 60076-1, 2000) [6].



Fig. I.1. Transformateur élévateur de sortie de centrale électrique [6]

I.3. Types de transformateurs classiques [6]

I.3.1 Transformateur de distribution et de puissance

Couramment les transformateurs de distribution sont ceux qui abaissent la tension du réseau, principalement 20 kV, pour l'adapter à l'utilisateur final, en général 400 V triphasé en France. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haut tension seront des transformateurs de puissance (Fig. I.2). Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV.



Fig. I.2. Transformateur de puissance [6]

I.3.2. Autotransformateur

Cet appareil présente l'avantage d'un dimensionnement plus faible que celui d'un transformateur, à puissance traversant égale. Il se distingue du transformateur par le fait qu'il existe un point commun aux enroulements primaire et secondaire. Etant donné qu'il n'y a plus d'isolation galvanique entre les enroulements primaire et secondaire, tout défaut se manifestant sur un réseau se propage immédiatement sur le second.

Dans la présente étude sur le diagnostic de défauts, les autotransformateurs de puissance seront assimilés aux transformateurs de puissance dont la construction et le fonctionnement sont très proches.

I.3.3. Transformateur triphasé

Dans les réseaux industriels l'énergie électrique est principalement transportée en triphasé, où sont par suite utilisés les transformateurs triphasés. Cependant pour des questions de gabarit de transport, ou d'unités de secours, il peut arriver que trois transformateurs monophasés distincts soient couplés en montage triphasé extérieurement.

I.4. Principes de fonctionnement [6]

I.4.1. Principe générale

Pour assurer sa fonction, un transformateur est constitué d'enroulements primaire et secondaire couplés par un circuit magnétique qui canalise le flux créé par les enroulements (Fig. I.3). Ces parties actives sont placées dans une cuve qui en assure le support mécanique et la protection.

La tenue aux contraintes diélectriques (basses et hautes fréquences) doit être assurée, ainsi que l'évacuation des pertes.

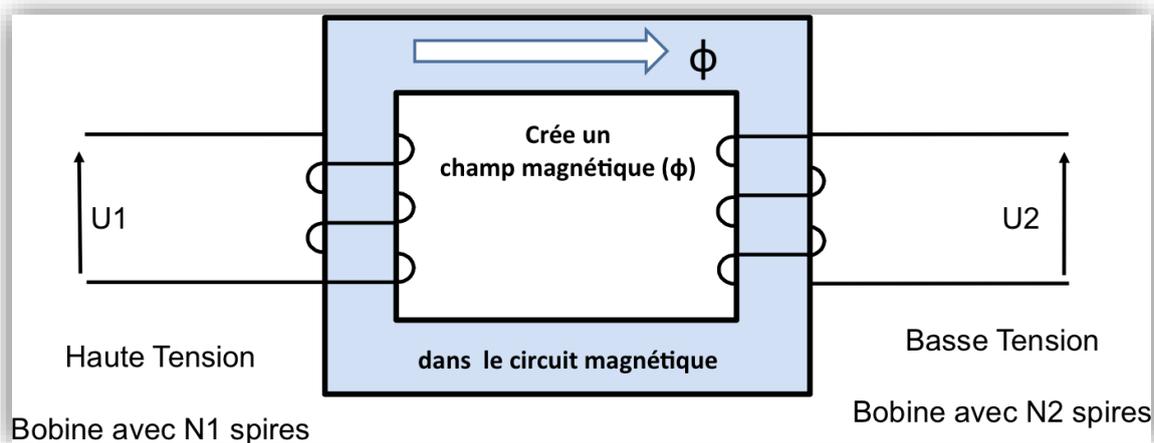


Fig. I.3. Schéma de principe d'un transformateur monophasé [6]

I.4.2. Schéma électrique équivalent

Un transformateur réel, monophasé, peut être électriquement modélisé selon Fig. I.4, issue de (KULKARNI & KHAPARDE, 2004).

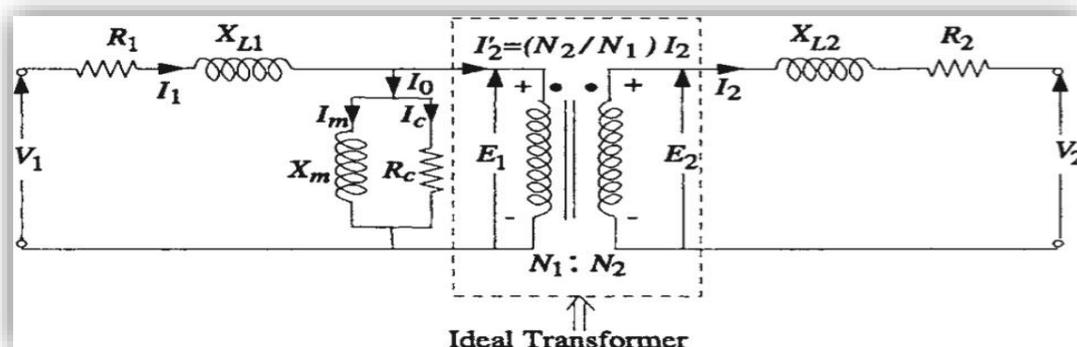


Fig. I.4. Schéma électrique d'un transformateur réel [6]

Les valeurs typiques de ces paramètres diffèrent selon la réalisation particulière d'un transformateur donné. Les grandes lignes de la construction d'un transformateur seront présentées en 1.3.3.

Les éléments V_1 , V_2 , N_1 et N_2 fixent les tensions nominales et le rapport de transformation à vide.

Les éléments R_1 et R_2 sont les résistances électriques des enroulements, et les pertes Joule seront principalement dues au passage des courants I_1 et I_2 de charge dans ces résistances.

Les réactances X_{L1} et X_{L2} correspondent aux flux de fuites de chacun des enroulements. L'impédance équivalente ($X_{L1} + (N_2/N_1)^2 * X_{L2}$ ramené au primaire par exemple) représente le flux de fuites de l'ensemble des deux enroulements. Elle induit une chute de tension, fonction de la charge, représentative de l'impédance de court-circuit du transformateur. Elle est fortement influencée par la configuration géométrique des enroulements entre eux.

I.4.3. Diagrammes de Kapp

Les tensions, courants et flux magnétiques du transformateur de la Fig. I.4 peuvent être représentés selon des diagrammes vectoriels de la Fig I.5, issus de (KULKARNI & KHAPARDE, 2004), appelés diagrammes de Kapp. Il y a le diagramme du côté primaire (a) et du côté secondaire (b).

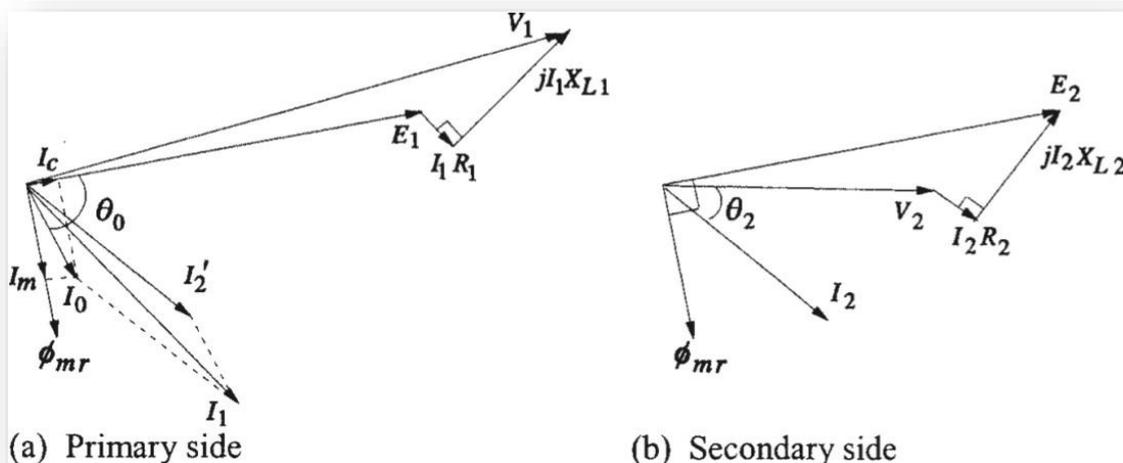


Fig. I.5. Diagrammes de Kapp [6]

La chute de tension totale en charge est donc variable en fonction du courant de charge. Pour plus de détails se reporter à (KAPP, 1896, p. 107), ou tout cours d'électrotechnique classique.

La tension de court-circuit correspond à la chute de tension équivalente des chutes de tensions primaires et secondaire au courant nominal.

I.4.4. Tension de court-circuit

Par définition, c'est la tension pour laquelle on obtient le courant nominal de l'enroulement considéré, les enroulements de l'autre niveau de tension étant mis en court-circuit.

La tension de court-circuit s'exprime habituellement en pourcentage de la tension nominale de l'enroulement auquel la tension est appliquée. L'ordre de grandeur des tensions de court-circuit pour les transformateurs de puissance est d'une dizaine de pourcents.

La tension de court-circuit peut être vue comme une image de la géométrie des enroulements d'une phase entre eux. En effet, elle est directement fonction du passage du flux de fuite d'une phase, entre ses enroulements. Si ces enroulements sont déformés, alors le passage du flux de fuites dans les enroulements considérés n'est plus le même, en conséquence la valeur de la tension de court-circuit peut varier.

I.4.5. Réglage

Les gestionnaires de réseau garantissent une tension « fixe » à leurs clients. Pour cela ils doivent la réguler, et l'organe principal leur permettant ce réglage se trouve au sein du transformateur : c'est le régleur, ou changeur de prises. Une autre utilisation du réglage de tension se situe au niveau des applications industrielles électro-intensives, où le réglage sert alors à réguler la charge du processus.

Les régleurs qui peuvent être très complexes, comportent deux familles d'appareils : ceux qui fonctionnent hors tension (1.3.3.7), et ceux qui fonctionnent en charge (1.3.3.8).

Le régleur est connecté sur l'un des enroulements du transformateur, généralement l'enroulement haut tension, qui est pourvu de prises supplémentaires et intermédiaires. Le placement en exploitation sur différentes prises fait varier le rapport de transformation du transformateur. Si un nombre de prises important est nécessaire, un enroulement dédié de réglage est alors fabriqué. Il comporte des prises sur ses spires. Il est souvent placé à l'extérieur d'une phase, pour des raisons pratiques de réalisation, et il est connecté en série avec l'enroulement haute tension.

I.4.6. 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. L'ensemble des couplages usuels sont présentés en Annexe D de la norme (IEC 60076-1, 2000). 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)

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.

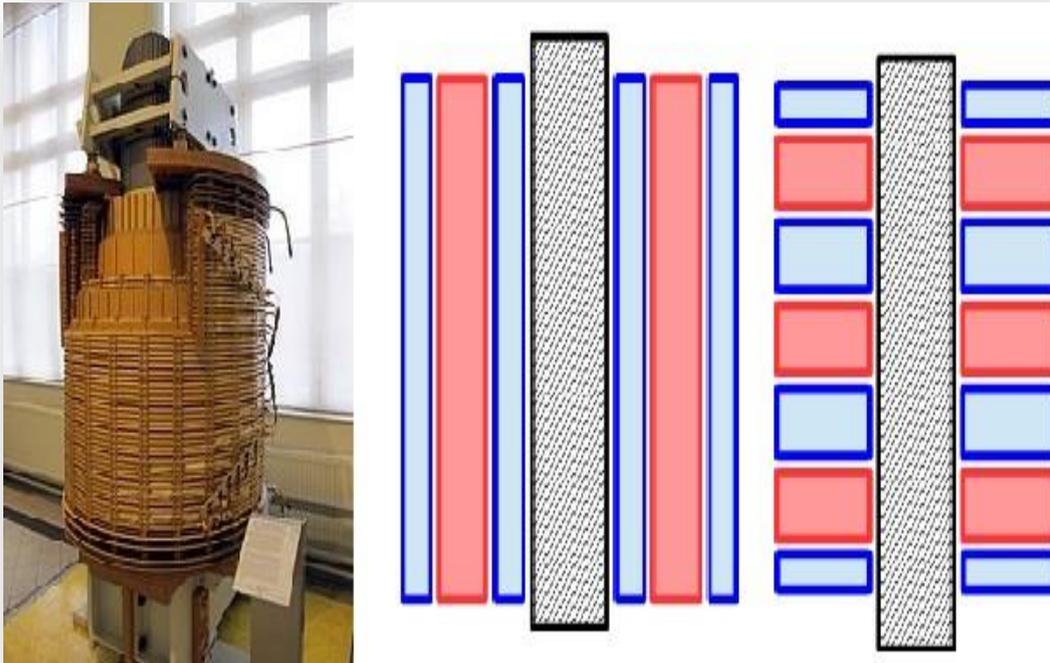


Fig. I.6. Enroulement d'un transformateur et disposition des enroulements [8]

I.5. Constitution générale d'un transformateur

Le transformateur de puissance Fig. I.7, se compose essentiellement d'un circuit magnétique et circuit électrique [3].

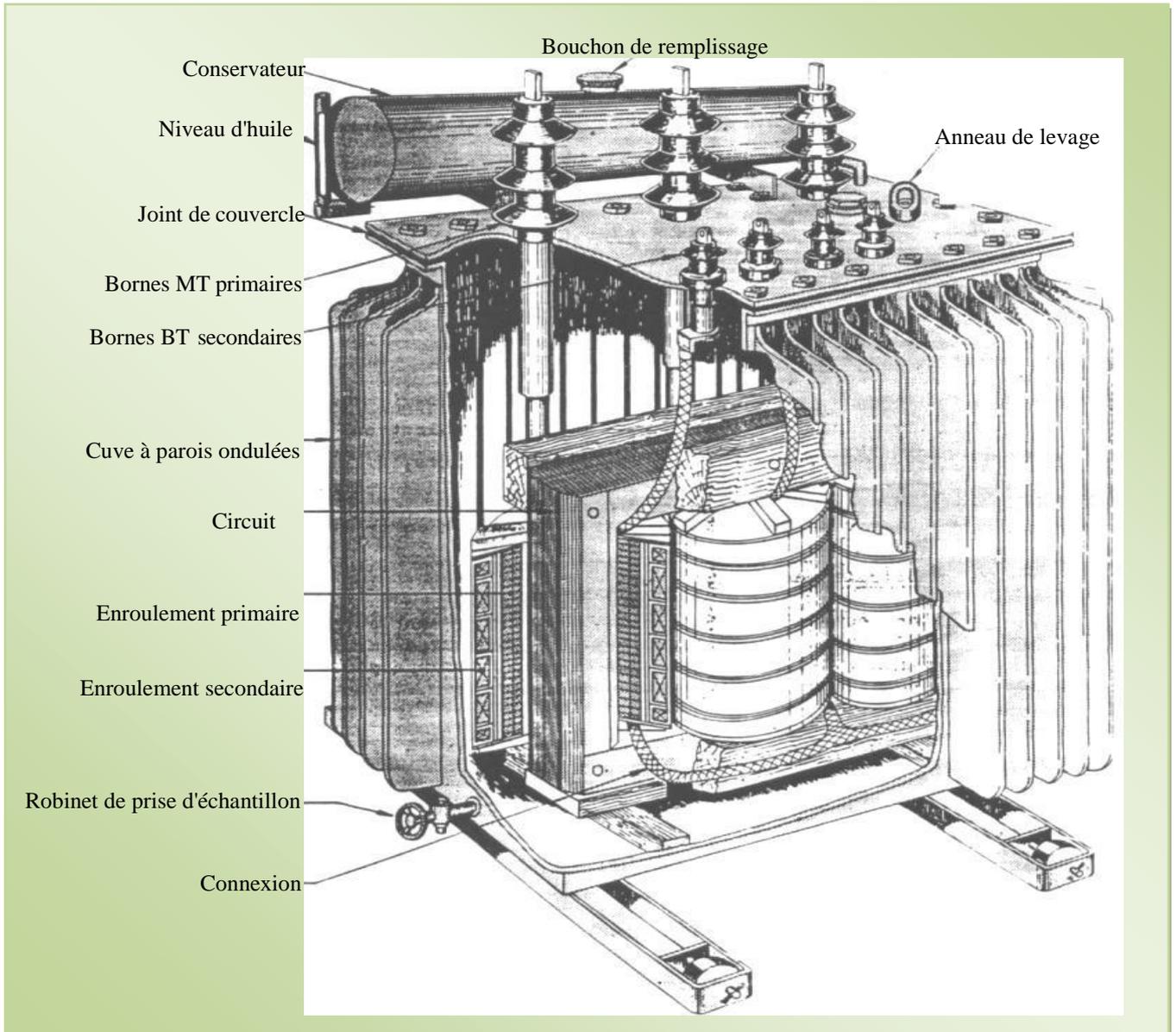


Fig. I.7. Transformateur à Cuve à Radiateur [3]

I.5.1. Circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques haute perméabilité et à cristaux orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. On parvient à résoudre ce problème en prenant des mesures à savoir :

- Emploi d'acier magnétiquement doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faible perte par hystérésis ;
- Emploi d'aciers spéciaux présentant, grâce à des additifs, une résistivité élevée ;
- Emploi de tôles dont l'épaisseur est choisie tel que les courants de Foucault soient pratiquement sans effet [3].

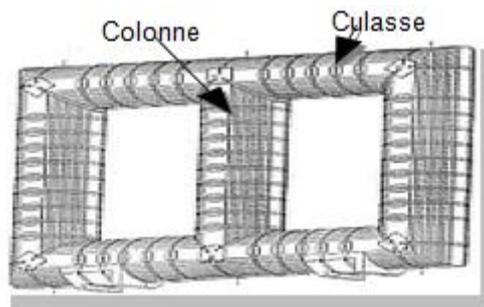


Fig. I.8. Circuit magnétique [8]

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

I.5.1.1. Type cuirassé

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux côtés. La cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité. Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, où les surtensions transitoires sont fréquentes. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [3].

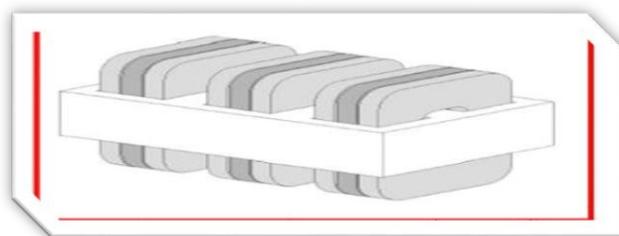


Fig. I.9. Transformateur cuirassé [17]

I.5.1.2. Type à colonnes [3]

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. ces enroulements sont montés sur le noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses a fin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs. Cette disposition plus simple que la précédente est utilisée pour les transformateurs à haute tension et les grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique comportant trois colonnes ou noyaux, ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé.

Si le déséquilibre est important, on utilise les transformateurs à quatre ou cinq colonnes, dont trois sont bobinées, les autres servent au retour des flux [3].



Fig. I.10 Transformateur à colonnes à flux forcé [17]

I.5.2. Circuit électrique [3]

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont constitués par des bobines en file de cuivre émaillé, chaque couche étant isolée de la suivante par du papier. Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines, quelque fois fractionnées en galettes, sont constituées par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné et séparées par des isolants tels que fibre, mica,etc.

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux:

I.5.2.1. Bobinage concentrique simple

Le bobinage basse tension est enroulé sur le noyau et après isolement est recouvert par le bobinage haute tension.

I.5.2.2. Bobinage concentrique double

La moitié du bobinage basse tension est enroulée sur le noyau et isolée, puis on enroule le bobinage haut tension et on isole et enfin, on termine par la deuxième moitié du bobinage basse tension. Autrement dit, le bobinage haut tension est en sandwich entre les deux moitiés basses tensions.

I.5.2.3. Bobinage à galette

Les bobinages hauts et bas sont fractionnés et constitués par des couronnes ou galettes qui sont enfilées alternativement sur les noyaux.

Parfois pour les transformateurs à forte intensité, les bobinages sont calés à l'aide de ressorts permettant de légers déplacements dans le cas de fortes actions électrodynamiques.

En distribution, les transformateurs sont à bobinage concentrique simple.

I.5.3. La cuve [3]

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur.

Elle a pour rôles :

- Réservoir d'huile.
- Assurer la résistance au court-circuit (pour les transformateurs Cuirassé uniquement).
- Maintenir à l'intérieur de la cuve la majorité du flux de fuite produit par le courant dans les enroulements.
- Elle sert à la protection de la partie active du transformateur. Elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur.



Fig. I.11. La cuve d'un transformateur de puissance [7]

I.6. Isolation [7]

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

I.6.1. Isolation cellulosique

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

I.6.2. Isolation liquide

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

Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

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

I.7. Caractéristiques et symboles

I.7.1. La plaque signalétique (lecture et décodage)

C'est la plaque qui permet d'indiquer les principales caractéristiques et branchements du transformateur, plus particulièrement : les valeurs assignées de la puissance, des tensions primaires et secondaires, la fréquence d'emploi, les courants primaire et secondaire et le couplage des enroulements, la tension de court-circuit en %.

L'indication de couplage des enroulements permet d'effectuer le branchement en cas de mise en parallèle de plusieurs transformateurs [9].

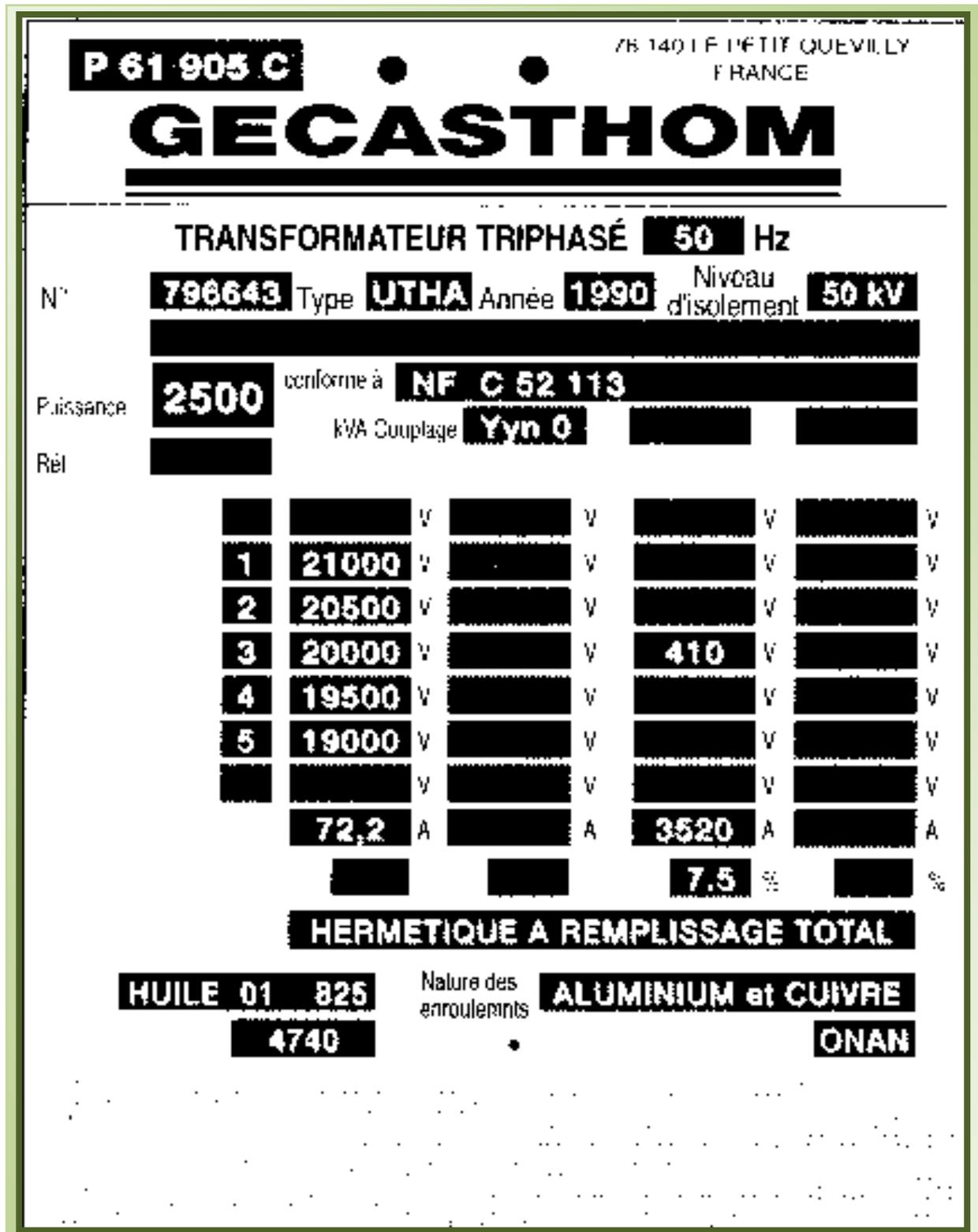


Fig. I.12. La plaque signalétique D'un transformateur de puissance [9]

I.7.2. Symbolisation [6]

Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur à deux enroulements
		Transformateur à deux enroulements avec indicateurs des polarités instantanées des tensions
		Transformateur à trois enroulements
		Autotransformateur
		Inductance
		Transformateur de courant

Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur triphasé à prises multiples avec commutateur de prises pour manœuvre en charge, couplage étoile - triangle
		Transformateur triphasé couplage étoile zig-zag neutre sorti au secondaire

EXEMPLES D'AUTOTRANSFORMATEURS

Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Autotransformateur monophasé
		Autotransformateur triphasé, couplage étoile
		Autotransformateur monophasé à réglage progressif de la tension

TRANSFORMATEURS DE MESURE ET D'IMPULSION

Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur de tension
		Transformateur de courant
		Transformateur de courant sans primaire bobiné avec 5 passages du conducteur primaire
		Transformateur de courant à plusieurs primaires pour détection différentielle
		Transformateur d'impulsion avec indicateur de polarité instantanée des tensions

EXEMPLES DE TRANSFORMATEUR À ENROULEMENTS SÉPARÉS		
Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur monophasé à deux enroulements avec écran
		Transformateur à prise médiane sur un enroulement
		Transformateur à couplage réglable
		Transformateur triphasé, couplage étoile-triangle
		Transformateur triphasé à quatre prises (non compris la prise principale) couplage étoile-étoile
		Groupe de trois transformateurs monophasés, couplage étoile-triangle

Fig. I.13. Symboles de transformateur de puissance [9]

I.8. Modélisation des transformateurs [10]

Comme pour tout composant d'un réseau électrique, sa modélisation dépend du type de phénomène à étudier, c'est-à-dire de la gamme de fréquences concernée.

Il est connu que l'impédance des composantes inductives augmente avec la fréquence, alors que, inversement, l'impédance des composantes capacitatives diminue avec la fréquence :

$$Z_L = m \times L$$

$$Z_C = \frac{1}{m \times C}$$

Ainsi, avec l'augmentation de la fréquence considérée, l'importance des composantes inductives s'amenuise et celle des composantes capacitatives croît. Autrement dit, à basse fréquence, Z_C est très grand, le composant capacitif peut être considéré comme un circuit ouvert.

I.8.1. Transformateur monophasé linéaire sans saturation

Un transformateur présente un comportement non linéaire dû principalement à la caractéristique de l'inductance. Lorsque le fonctionnement du transformateur se situe dans la zone linéaire de cette caractéristique, alors la modélisation devient simple. Celle-ci se traduit par un schéma équivalent où l'on représente ses impédances linéaires et son rapport de transformation N .

L'impédance linéaire est composée, pour chaque enroulement, d'une inductance modélisant le flux magnétique de fuite et d'une résistance modélisant les pertes par effet Joule et les pertes supplémentaires (perte dans les parois de Bloch). Il faut aussi ajouter une branche parallèle pour représenter l'inductance de magnétisation. On a donc le schéma classique suivant :

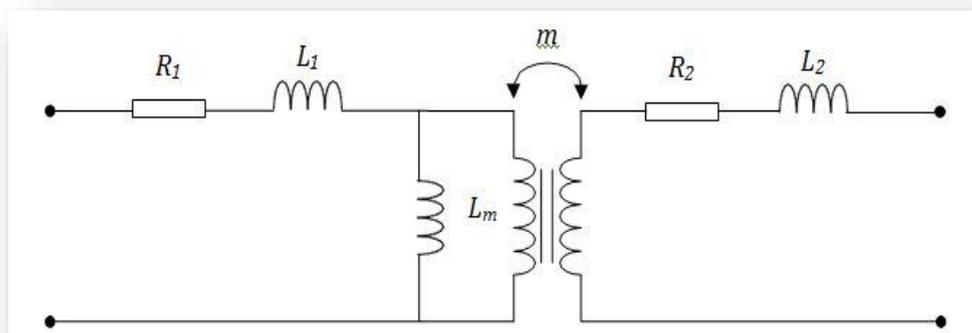


Fig. I.14. Modèle sans saturation [10]

Avec :

- ❖ R_1, L_1 : Résistance et inductance de l'enroulement primaire.
- ❖ R_2, L_2 : Résistance et inductance de l'enroulement secondaire.
- ❖ L_m : Inductance de magnétisation du circuit magnétique.

Il existe éventuellement des pertes à vide, nous pouvons les représenter au moyen d'une résistance R_N en parallèle (Fig. I.14):

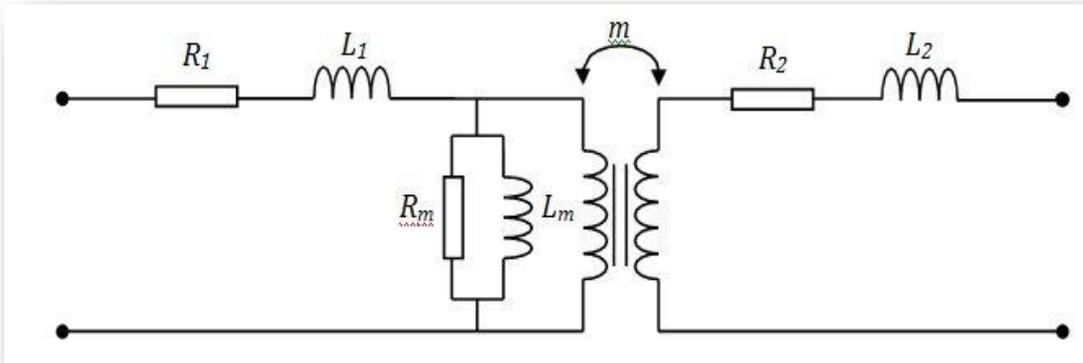


Fig. I.15. Modèle avec pertes fer, sans saturation [10]

R_N : Résistance qui représente les pertes fer dans le circuit magnétique.

I.8.2. Transformateur monophasé avec saturation

Dans ce modèle l'inductance L_N est remplacée par une inductance non linéaire dont la caractéristique de saturation est donnée par une courbe du flux dans le noyau en fonction du courant magnétisant inductif (Fig. I.15).

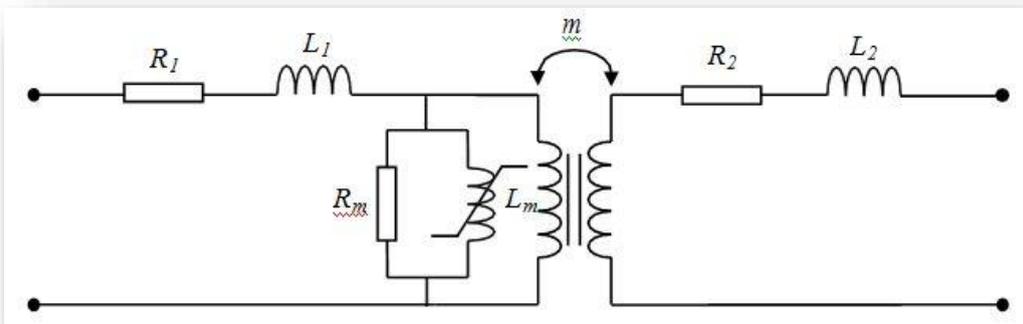


Fig. I.16. Modèle avec saturation [10]

I.8.3. Transformateur monophasé avec saturation et perte fer

Dans ce modèle la résistance R_N est remplacée par une résistance non linéaire dont la caractéristique est donnée par la courbe de la tension à vide en fonction du courant magnétisant résistif (Fig. I.16).

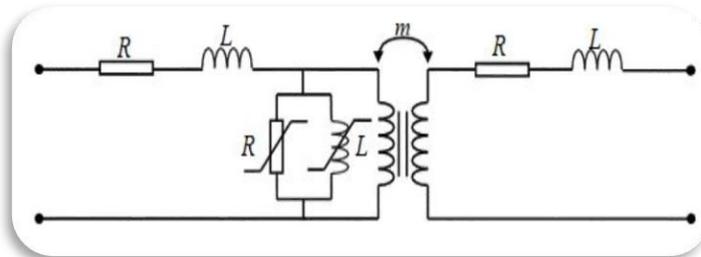


Fig. I.17. Modèle avec pertes fer, sans saturation [10]

Tous ces modèles sont destinés pour la simulation des phénomènes basse fréquence (50Hz). Il existe aussi des modèles en Haute fréquence. De nombreux travaux ont été réalisés pour essayer de trouver un modèle unique du transformateur en HF. Parmi ces modèles on trouve :

I.8.4. Modèle de CHIMKLAI

Dans ce modèle, les auteurs ont proposés une méthode simple pour modéliser un transformateur de puissance. Ce modèle (Fig. I.17 (a)) se base sur le modèle classique du transformateur à 50Hz. Pour tenir compte de l'effet de la fréquence les auteurs rajoutent des capacités primaire, secondaire et mutuelle. Les éléments du circuit équivalent ainsi réalisés ont été déterminés expérimentalement. En effet, chaque circuit rajouté représentera un phénomène qui se produit en HF. Les capacités représentent les phénomènes électrostatiques de l'enroulement, les circuits R, L, C représentent les phénomènes magnétiques dans le noyau de fer, etc. La figure. Fig. I.18 (b) présente son schéma simplifié. Cette idée est la base pour établir plusieurs modèles et présentés par plusieurs chercheurs. On peut citer par exemple le modèle de Morched, le modèle de Léon, le modèle de Noda et le modèle d'Andrieu.

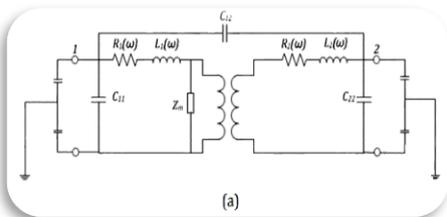


Fig. I.18. Circuit de base [10]

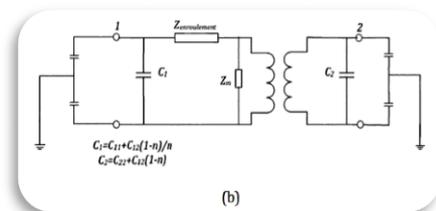


Fig. I.19. Circuit simplifié [10]

I.9. Utilisations de transformateur de puissance [7]

Les transformateurs de puissance sont des appareils très employés dans les réseaux électriques et les applications industriels.

- la sortie des centrales électriques,
- transport d'énergie électrique,
- distribution d'énergie électrique,
- Les applications industrielles (transformateur de four et sous-station ferroviaires). Un transformateur peut assurer deux fonctions :
 - élever ou abaisser une tension alternative monophasée ou triphasée,
 - assurer l'isolation entre deux réseaux électriques (isolation galvanique entre deux réseaux électriques).

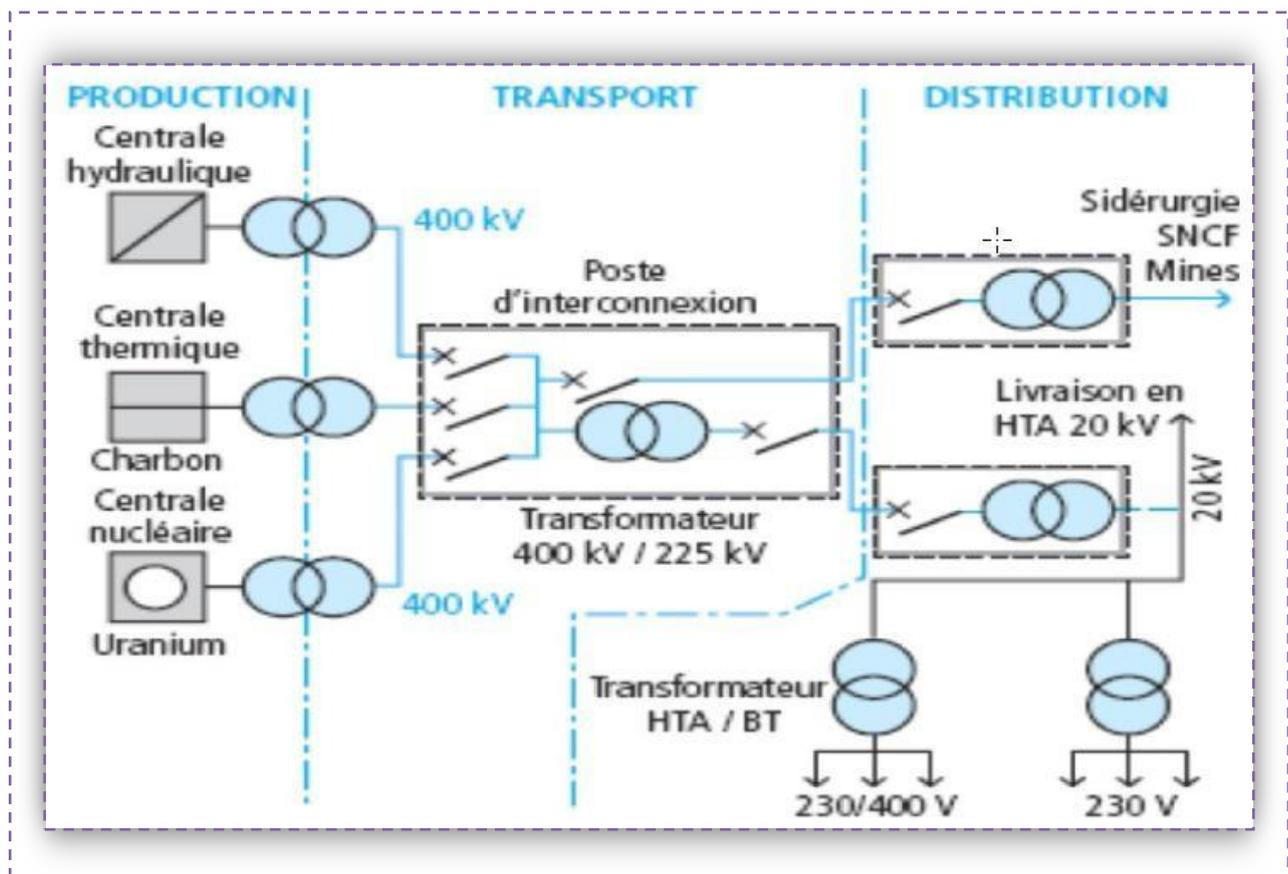


Fig. I.20. Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique [7]

I.10. Protection et surveillance de transformateur de puissance [11]

La protection est une question à traiter de vue économique, en considérant la probabilité d'un type de défaut, les conséquences de sa manifestation éventuelle (perte de production, coût de remise en état, dommage au matériel) et le coût de l'efficacité des protections destinées à l'empêcher ou à les limiter.

I.10.1. Différents types de protections

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau électrique. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager qu'ils soient internes ou externes.

I.10.1.1. Protections internes

a) Relais BUCHHOLZ

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. 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, et leur examen permettent dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

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

Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension. Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant.

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

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

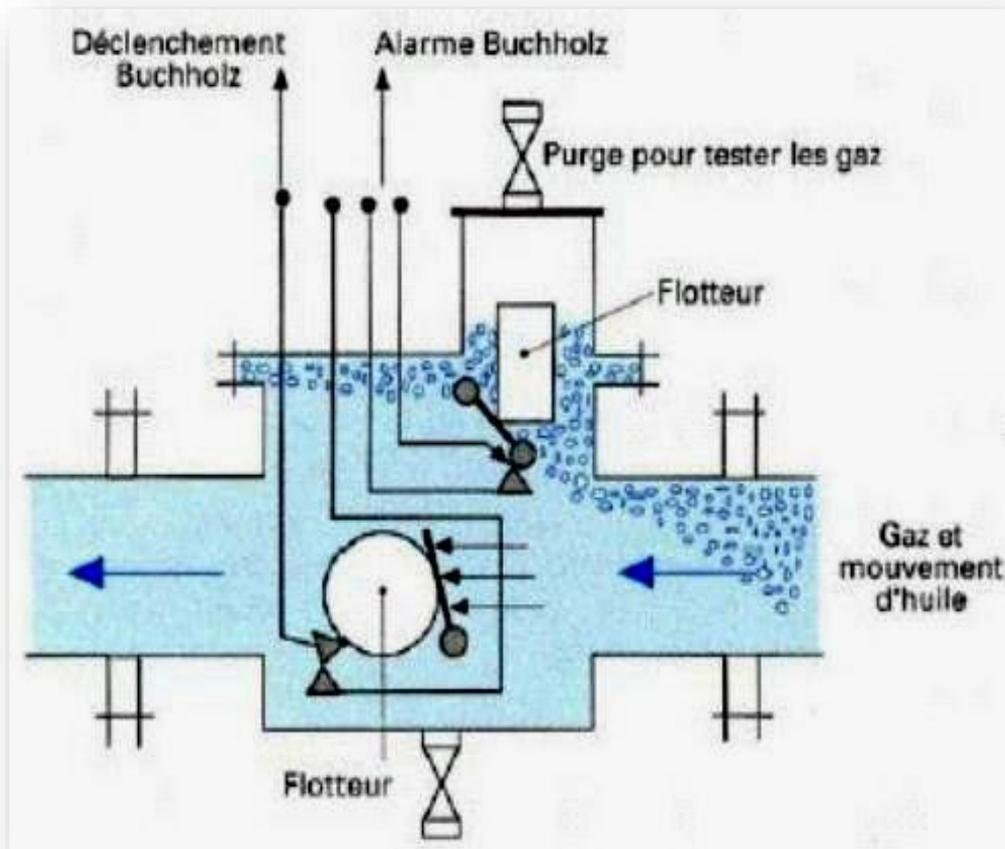


Fig. I.21. Schéma de fonctionnement de Relais BUCHHOLZ [11]

b) Protection masse cuve

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relai de détection de défaut à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants.

La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un transformateur de courant tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

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

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



Fig. I.22. Placement de TC tore [11]

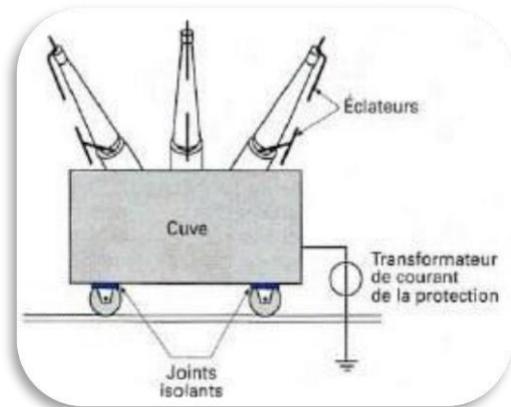


Fig. I.23. Protection masse cuve [11]

c) Protection par DGPT

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



Fig. I.24. Dispositif DGBT [11]

d) Protection thermique

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

I.10.1.2. Protection externes

a) Protection des surtensions

Deux moyens de protection contre les surtensions sont utilisés de manière large, les éclateurs et les parafoudres :

- **Eclateur** : est un dispositif simple constitué de deux électrodes dans l'air. La limitation de tension aux bornes est effectuée par l'amorçage d'intervalle d'air.
- **Parafoudre** : permettent de se débarrasser de ce comportement néfaste car ils présentent un comportement réversible. Ce sont des résistances fortement non- linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au- dessus d'une certaine valeur de tension aux bornes.



Fig. I.25. Eclateur [11]



Fig. I.26. Parafoudre [11]

b) Protection à maximum d'intensité

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

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

I.10.1.3. Protection différentielle

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur i_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé plus d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise :

- ✓ pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- ✓ pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

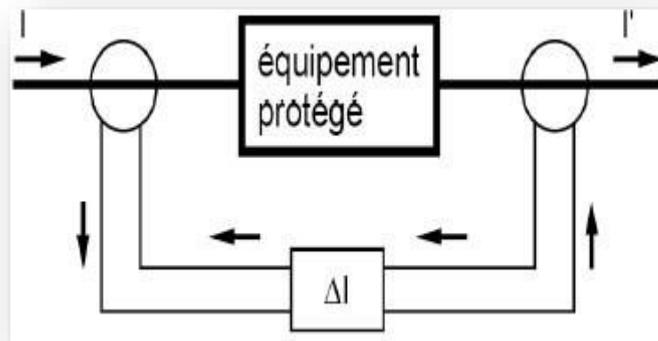


Fig. I.27. Schéma de fonctionnement de la protection différentielle [11]

I.11. Conclusion

Les transformateurs sont caractérisés par leurs grandeurs assignées qui sont : Puissance, tension primaire et secondaire, fréquence, couplage des enroulements.

Dans ce chapitre nous avons donné quelques généralités sur les transformateurs de puissance. Ainsi que nous avons vu les différents éléments qui constituent cette machine.

Chapitre II

Maintenance des transformateurs de puissance

II.1. Introduction

La maintenance des transformateurs est une activité qui s'intègre dans le processus de gestion d'un parc de transformateurs. A ce titre, l'exploitant des transformateurs doit avoir un regard sur chaque unité de son parc. Dans cette activité, maintenir la disponibilité des transformateurs est l'un des objectifs majeurs de tout exploitant. Cet objectif passe par le maintien de la fiabilité de chaque transformateur et s'opère à travers un niveau de maintenance adapté à chaque contexte d'utilisation et de gestion des transformateurs [12].

Dans ce chapitre, nous présenterons et expliquerons quelque des notions nécessaires pour la maintenance des transformateurs de puissance.



Fig. II.1. Maintenance de transformateur de puissance

II.2. Objectif de la maintenance [4]

Les objectifs de la maintenance, schématisés dans la figure II.2 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).

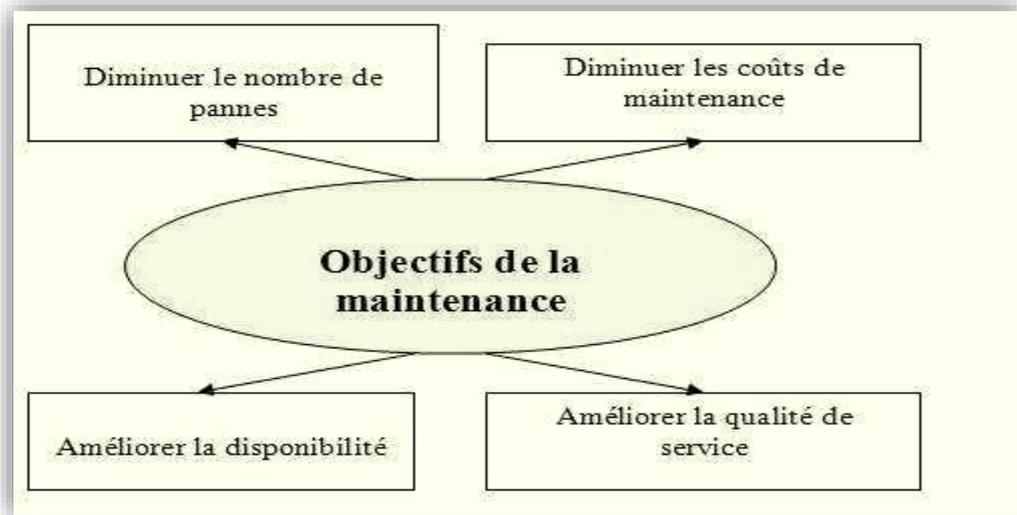


Fig. II.2. Objectif de la maintenance [4]

II.3. L'importance de la maintenance [4]

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.

II.4. Stratégies de maintenance des transformateurs [12]

Les transformateurs sont des équipements robustes, construits avec une bonne fiabilité. Toutefois, les exploitants doivent mettre en œuvre des stratégies de maintenance qui leur assurent une disponibilité et une fiabilité continues. Une bonne stratégie de maintenance assure aux transformateurs, une durée de vie à un coût relativement maîtrisé. Elle doit intégrer un ensemble d’actions qui permettent de suivre l’état du transformateur dès sa mise en fonctionnement jusqu’à sa fin de vie. Il existe plusieurs méthodes qui peuvent rentrer dans une stratégie de maintenance d’un transformateur. Chaque méthode ou groupes de méthodes combinées doit aboutir à l’évaluation de l’état réel du transformateur. Il sera déclenché une action de maintenance corrective ou une évaluation poussée, selon les résultats de cette évaluation. La méthodologie de l’évaluation de l’état d’un transformateur est donnée en annexe1. La figure II.3 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. Elle organise les différents types de maintenances préventives (systématique et conditionnelle) et propose une mise en œuvre qui guide l’exploitant dans l’évaluation de l’état du transformateur. Ces différentes techniques sont présentées ci-dessous.

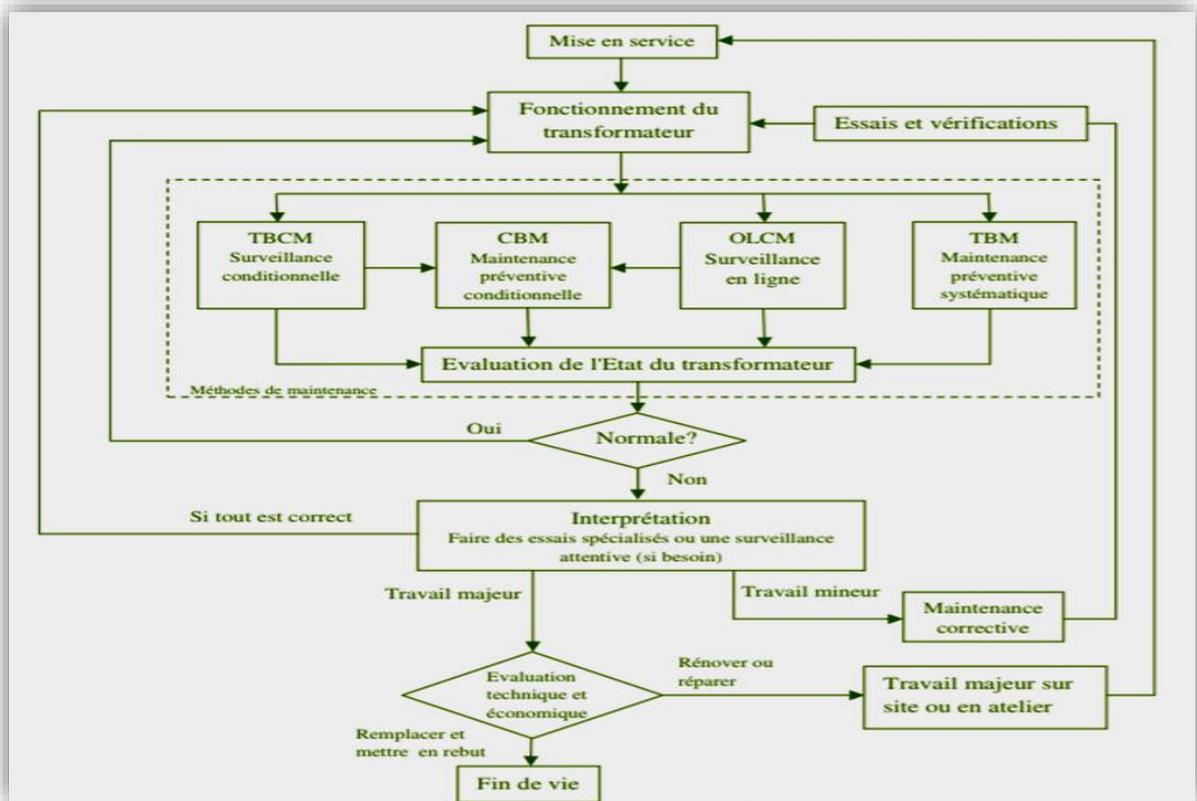
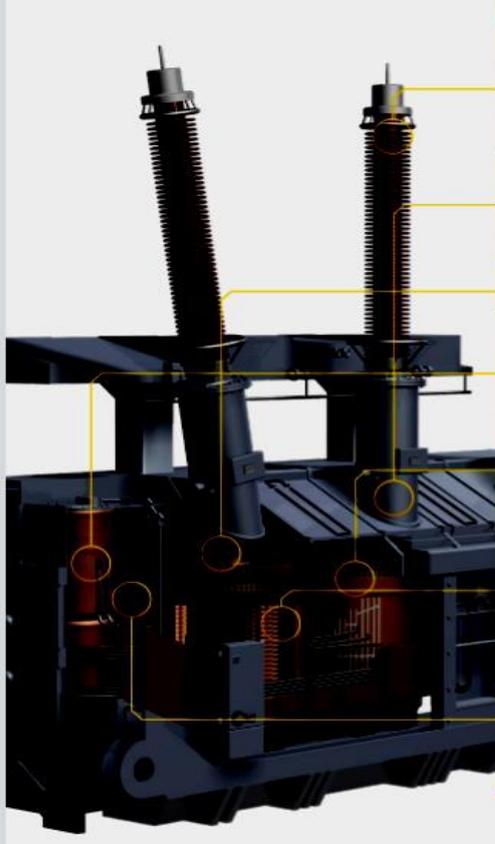


Fig. II.3. Opérations et cycle de maintenance du transformateur [12]

II.5. Quelques types de défauts

II.5.1. Composants du transformateur et leurs défauts détectables



Composant	Défauts détectables
Traversées	Claquage partiel entre les couches capacitives de répartition, fissures dans l'isolation enduite de résine
	Vieillessement et pénétration d'humidité
	Connexion de la prise de mesure ouverte ou défectueuse Décharges partielles dans l'isolation
TC	Erreur de rapport de courant ou de déphasage en tenant compte de la charge, magnétisme résiduel excessif, non-conformité à la norme IEEE ou CEI applicable
	Rapport de courant et déphasage dépendant de la charge Spires en court-circuit
Connexions internes	Problèmes de contact
	Déformation mécanique
Changeur de prises	Problèmes de contact au niveau du sélecteur de prise et du commutateur
	Circuits ouverts, spires en court-circuit, ou connexions fortement résistives dans les réactances du Changeur de Prises en Charge
	Problèmes de contact dans le Changeur de Prise hors charge
Isolation	Humidité dans l'isolation solide
	Vieillessement, humidité, contamination des liquides isolants
	Décharges partielles
Enroulements	Court-circuits entre les enroulements ou entre les spires
	Courts-circuits entre les conducteurs
	Circuits ouverts dans les conducteurs parallèles
	Court-circuit à la terre
	Déformation mécanique
Circuit magnétique	Problèmes de contact, circuits ouverts
	Déformation mécanique
	Terre du circuit magnétique flottante
	Tôles du circuit magnétique en court-circuit
	Magnétisme résiduel

Fig. II.4. Composants du transformateur et leurs défauts détectables [13]

II.5.2. Amorçage diélectrique entre spires [14]

C'est un amorçage entre spires (Contraintes diélectriques et surtensions) d'un même enroulement, sans que les conducteurs soient mis en court-circuit entre eux. L'isolant entre ces spires est donc dégradé, voire détruit, localement (Fig. II.5).



Fig. II.5. Amorçage diélectrique entre spire [14]

II.5.3. Court-circuit entre spires [14]

Le court-circuit entre spires est caractérisé par le contact électrique anormal entre des spires d'un même enroulement (Contraintes diélectriques et surtensions) qui devraient être normalement isolées entre elles (Fig. II.6). Cela arrive souvent suite à un amorçage diélectrique entre spires entretenu, ou le déchirement du papier isolant suite à une déformation mécanique violente des enroulements. Ce défaut peut aller jusqu'à la fusion du cuivre des conducteurs, et l'ouverture du circuit électrique dans certains cas.



Fig. II.6. Court-circuit entre spires [14]

II.5.4. Coupure du circuit électrique [14]

La plupart des cas de coupure d'un circuit électrique (Fig. II.7) sont le résultat d'un défaut interne, provoqué par :

- Un amorçage de puissance entre spires, qui les fusionne et coupe le conducteur.
- Un point chaud qui dégénère, au niveau des brasures des connexions internes, pouvant aller du débrasage jusqu'à la fusion du contact.
- Un mauvais alignement d'un régleur.



Fig. II.7. Coupure du circuit électrique [14]

II.5.5. Déformation géométrique des enroulements [14]

Il est possible mécaniquement de déformer les enroulements d'un transformateur, généralement suite à des courts-circuits extérieurs qui provoquent des courants extrêmement élevés, qui par voie de conséquence génèrent des forces de Laplace très importantes à noter sans amorçages entre spires, ni courts-circuits internes.

Il est possible de déformer un enroulement, ce qui fragilise inévitablement son isolement papier se trouvant au contact des conducteurs, sans nécessairement avoir d'amorçages entre spires ou à la masse. Un transformateur avec une telle déformation mécanique peut dans certains cas fonctionner à son régime nominal. Il reste néanmoins fragilisé et il n'est absolument pas certain qu'il puisse ainsi tenir des perturbations de courts-circuits ou de surtensions ultérieures sans amorcer.



Fig. II.8. Déformation géométrique des enroulements [14]

II.6. Les différentes formes de maintenance

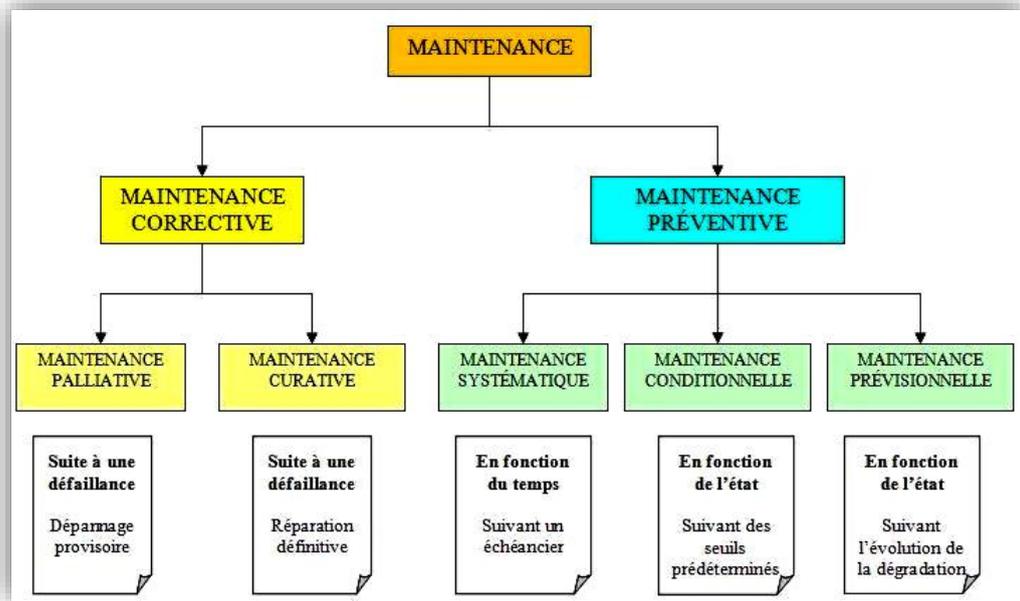


Fig. II.9. Les différentes politiques de maintenance [4]

II.6.1. La maintenance corrective

Il s'agit d'une « maintenance effectuée après défaillance ». C'est une politique de maintenance qui correspond à une attitude de réaction à des évènements plus ou moins aléatoires et qui s'applique après la panne. On parle dans ce cas de dépannage [15].

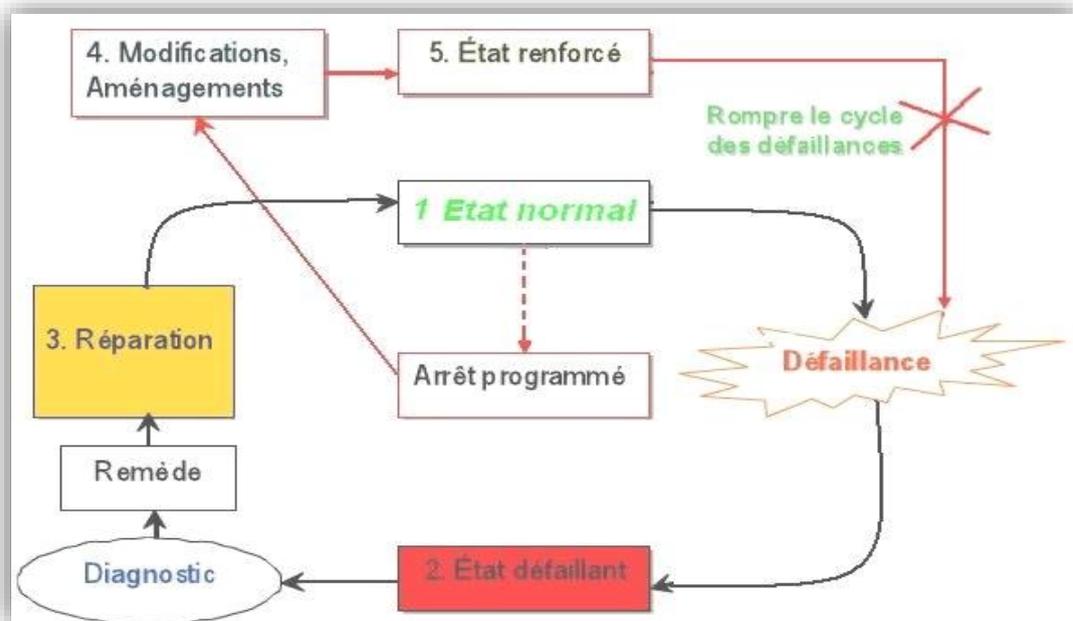


Fig. II.10. Maintenance curative ou réparation [4]

II.6.2. La maintenance préventive ou planifiée

Extrait de norme

AFNOR X60-010 « maintenance ayant pour objet de réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation d’un bien ou d’un service rendu. Les activités correspondantes sont déclenchées selon un échéancier établi à partir d’un nombre prédéterminé d’unités d’usage (maintenance systématique) et/ou de critères prédéterminés significatifs de l’état de dégradation du bien ou du service (maintenance conditionnelle). »

Cette définition est générale. L’objectif de la maintenance préventive demeure de réduire la probabilité de défaillance puisque $R(t) + F(t) = 1$. Elle est légèrement détaillée dans la norme CEN 319-003 « maintenance exécutée à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinés à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation d’un bien ».

Attention: trop de maintenance préventive n’est souvent pas économiquement viable. Chaque industrie doit trouver le niveau à atteindre [15].

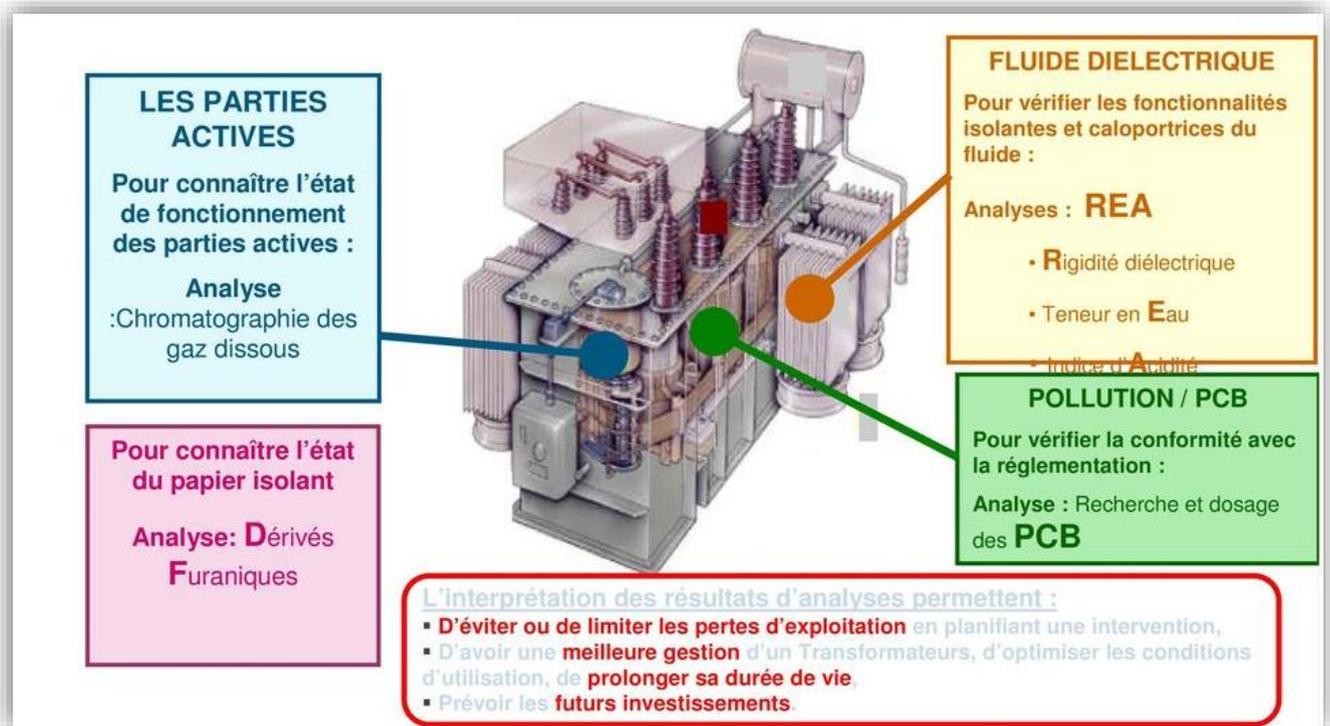


Fig. II.11. Maintenance préventive

II.6.2.1. La maintenance systématique [15]

« Maintenance préventive effectuée selon un échéancier établi en fonction du temps ou du nombre d'unités d'usage ».

Extrait de norme

CEN WI 319-003 « maintenance préventive exécutée sans contrôle préalable de l'état du bien et à des intervalles définis. ». « Maintenance préventive exécutée en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation de paramètres significatifs de la dégradation du bien. » « Maintenance préventive exécutée selon un calendrier préétabli ou selon un nombre défini d'unités d'usage ».

AFNOR X60-010 « ... activité déclenchée suivant un échéancier établi à partir d'un nombre prédéterminé d'unités d'usage », « ... les remplacements des pièces et des fluides ont lieu quel que soit leur état de dégradation, et ce de façon périodique ». « Maintenance préventive subordonnée à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de la dégradation du bien permettant de retarder et de planifier les interventions. Elle est parfois improprement appelée maintenance prédictive. »

II.6.2.2. La maintenance conditionnelle [15]

« Maintenance préventive subordonnée à un type d'évènement prédéterminé révélateur de l'état de dégradation d'un bien ».

Extrait de norme

AFNOR X60-010 : « les activités de maintenance conditionnelle sont déclenchés ... suivant des critères prédéterminés significatifs de l'état de dégradation du bien ou du service. Les remplacements ou les remises en état des pièces, les remplacements ou les appoints des fluides ont lieu après une analyse de leur état de dégradation. Une décision volontaire est alors prise d'effectuer les remplacements ou les remises en état nécessaire.

CEN « maintenance préventive consistant en une surveillance du fonctionnement du bien et des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent. La surveillance ... peut être exécutée selon un calendrier, ou à la demande, ou de façon continue. »

II.7. Les opérations de maintenance [16]

II.7.1. Les opérations de maintenance préventive

Les opérations suivantes sont effectuées de manière continue ou à des intervalles prédéterminés calculés sur le temps ou le nombre d'unités d'usage.

- **Inspection** : activité de surveillance s'exerçant dans le cadre d'une mission définie. et à pour but la détection de défaillances mineures :
 - défauts de lubrification (contrôles des niveaux).
 - défauts de pression, de températures, de vibrations.
 - détection visuelle de fuites, détection d'odeurs, de bruits anormaux.
 - dépannages simples : réglage de tension de courroie, échanges de lampes...
- **Contrôle** : vérification de la conformité par rapport à des données pré- établies, suivies d'un jugement (décision de non-conformité, d'acceptation, d'ajournement).
- **Visite** : activité consistant en un examen détaillé et prédéterminé de tout ou partie des éléments d'un bien. Elle peut entraîner certains démontages et déclencher des opérations correctives des anomalies constatées.

II.7.2. Les opérations de maintenance corrective

- **Dépannage** : action sur un bien en panne en vue de le remettre en état de fonctionnement, provisoirement avant réparation.
- **Réparation** : intervention définitive et limitée de maintenance corrective.

II.7.3. Autres activités du service maintenance

- Les travaux d'amélioration : ils consistent à modifier un équipement pour augmenter sa sécurité, sa fiabilité et sa maintenabilité.
- Les travaux de modernisation : ils consistent à remplacer des composants âgés ou à leurs adjoindre des composants d'une génération nouvelle.
- La rénovation : ces travaux comprennent l'inspection complète de tous les organes suivie de :
 - la réparation des éléments usés.
 - l'achat d'éléments neufs.
- les travaux neufs : ils contiennent, entre autres, les tâches suivantes :
 - avis sur le choix du matériel.
 - réception technique et vérification de la conformité.

II.8. Mise en œuvre de la maintenance des transformateurs [12]

Le transformateur est un système complexe constitué de composantes interconnectées. Chaque composante a une fonction bien précise et joue un rôle dans le fonctionnement de l'ensemble. Certaines composantes peuvent remplir des fonctions importantes ou critiques plus que d'autres. Les composantes d'un tel système peuvent être catégorisées selon un point de vue opérationnel en composantes « essentielles » ou « non-essentielle ». La maintenance de ces composantes pourra aussi dans une certaine mesure tenir compte de cette criticité. En effet, un composant « essentiel » désigne tout composant dont la défaillance conduit à une indisponibilité du transformateur. Autrement dit, l'altération ou la cessation de l'aptitude de la composante à accomplir son rôle conduit à l'indisponibilité de tout le système. 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 évoquées ci-dessus. 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 et les composantes internes. Les paragraphes ci-après présentent les différentes actions de maintenance des composantes externes et internes d'un transformateur et leur périodicité. L'annexe 4 récapitule dans un tableau, la synthèse des actions de maintenance à effectuer sur un transformateur et leur périodicité.

II.8.1. Maintenance des composantes externes du transformateur

La maintenance régulière des différentes composantes du transformateur de puissance est vitale pour sa vie, quel que soit son âge. Le tableau II.1 ci-dessous présente une synthèse d'actions de maintenances à entreprendre sur les composantes externes et leur périodicité.

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 régulateur 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	Matériaux électriques	Inspection	Annuelle	Contrôle des connexions, d'échauffement anormal, intrusion diverses etc.

Tab. II.1. Actions de maintenance sur les composantes externes d'un transformateur et leur périodicité [12].

Les actions présentées sur le tableau II.1 rentrent pour la plupart, dans le cadre de l'entretien du transformateur. La maintenance de ces composantes externes est tout aussi importante que celle des composantes internes qui constituent le cœur du transformateur.

II.8.2. Maintenance des composantes internes du transformateur

Les composantes internes d'un transformateur sont constituées : du noyau magnétique, des bobinages et du système d'isolation. Le noyau magnétique et le bobinage peuvent être sujets aux courts - circuits et autres contraintes mécaniques qui conduisent aux déformations de leur structure. Il existe des actions de maintenance adaptées à la recherche de ce type de défauts. Ces actions sont généralement mises en œuvre à la suite d'alarmes analytiques obtenues à partir des informations d'analyse liées au système d'isolation. Le système d'isolation, constituée d'une partie solide et d'une partie liquide subit des contraintes électriques pouvant développer des défauts conduisant à la défaillance du transformateur. En effet, la partie liquide est constituée d'une huile isolante dans laquelle baignent tous les autres éléments internes du transformateur. Elle constitue dans le cadre de la maintenance, la mémoire des défauts qui engagent les parties internes du transformateur. Les différentes contraintes que subit le transformateur laissent donc des traces dans cette huile. Lorsqu'elle est analysée, elle révèle des défauts qui peuvent attester de l'état de santé interne du transformateur. Le tableau II.2 ci-après résume les différentes analyses à effectuer dans le cadre du diagnostic des transformateurs ou plus précisément, de la recherche des défauts (signes) qui enclencheraient des actions de maintenance préventive ou d'autres formes d'analyses poussées. Le diagnostic des transformateurs s'appuie sur un ensemble de méthodes appliquées dans le contexte de la politique de maintenance. Ces méthodes sont encadrées par des normes qui proposent des directives générales.

La partie solide de l'isolation quant à elle, est constituée du papier ou des couches de papier disposées entre les enroulements et la cuve et entre les bobines. Elle baigne dans l'huile et sous la contrainte de la chaleur, elle se dégrade en produisant des composés chimiques détectables par analyse. Ces composés donnent une indication sur l'état du papier dans le transformateur. Il est aussi possible de faire une analyse du degré de polymérisation sur un échantillon de papier. Le prélèvement dans ce cas exige la mise à l'arrêt du transformateur. À partir de l'analyse des composés organiques, une estimation du degré de polymérisation du papier est possible.

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)	Au vu des résultats des analyses physico-chimiques et chromatographiques	
	– etc...		

Tab. II.2. Analyses d'huile de transformateurs et leur périodicité [12]

Derniers peuvent être empiriques (alimentation d'une base de donnée, retours d'expérience, historiques...), ou fixés par des référentiels (la norme NF EN 60076 pour les transformateurs).

II.9. Conclusion

L'aptitude d'un transformateur à jouer efficacement son rôle dans un réseau électrique dépend des différentes mesures prises pour assurer sa disponibilité. La maintenance organise toutes les actions qui concourent à cet effet.

Dans ce chapitre nous avons présenté les stratégies de maintenance des transformateurs, les différentes formes de maintenance, les opérations de maintenance, mise en œuvre de la maintenance des transformateurs.

Chapitre III

Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance

III.1. Introduction

Pour les entreprises de production et distribution de l'énergie électrique exemple: LA SONELGAZ, Les abonnés important et celle de première catégorie ne tolère pas les pannes intempestives et sur tout celles qui prend beaucoup de temps tels que les avaries des transformateurs de puissance qui à engendre des pertes énormes pour la réparation et énergie non vendu, c'est pour ces raisons que la détections et le diagnostique des différents défauts des transformateurs de puissances s'annonce indispensable et faits l'objet de plusieurs labo de recherche [17].

Dans ce chapitre, nous présenterons toutes les notions nécessaires pour réaliser la détection et la localisation de défauts des transformateurs de puissance, et aussi nous présenterons quelques méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance.

III.2. Objectif du diagnostic

L'objectif du diagnostic est d'apporter les arguments nécessaires au client (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 [8].

III.3. Principe générale

La démarche permettant l'élaboration du principe général de l'outil de diagnostic repose sur le type d'informations nécessaires à l'expert ainsi que la méthodologie de diagnostic utilisée. Pour arriver à un diagnostic final couplant plusieurs sources d'informations différentes, l'expert effectue toujours un « pré diagnostic » sur toutes les informations à sa disposition. Il attribue ainsi un facteur de qualité à chaque source d'information. Cette étape capitale permet de sélectionner dans un premier temps les entrées potentiellement intéressantes.

Ensuite l'expert cherche des relations, explicites ou tacites, entre ces « pré diagnostics » et des hypothèses de défauts, prenant en compte le contexte et l'historique de l'appareil. Enfin, il fait la synthèse de ces hypothèses lors d'un diagnostic final.

III.4. Présentation du processus de diagnostic

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...), ou fixés par des référentiels (la norme NF EN 60076 pour les transformateurs).

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 [8].

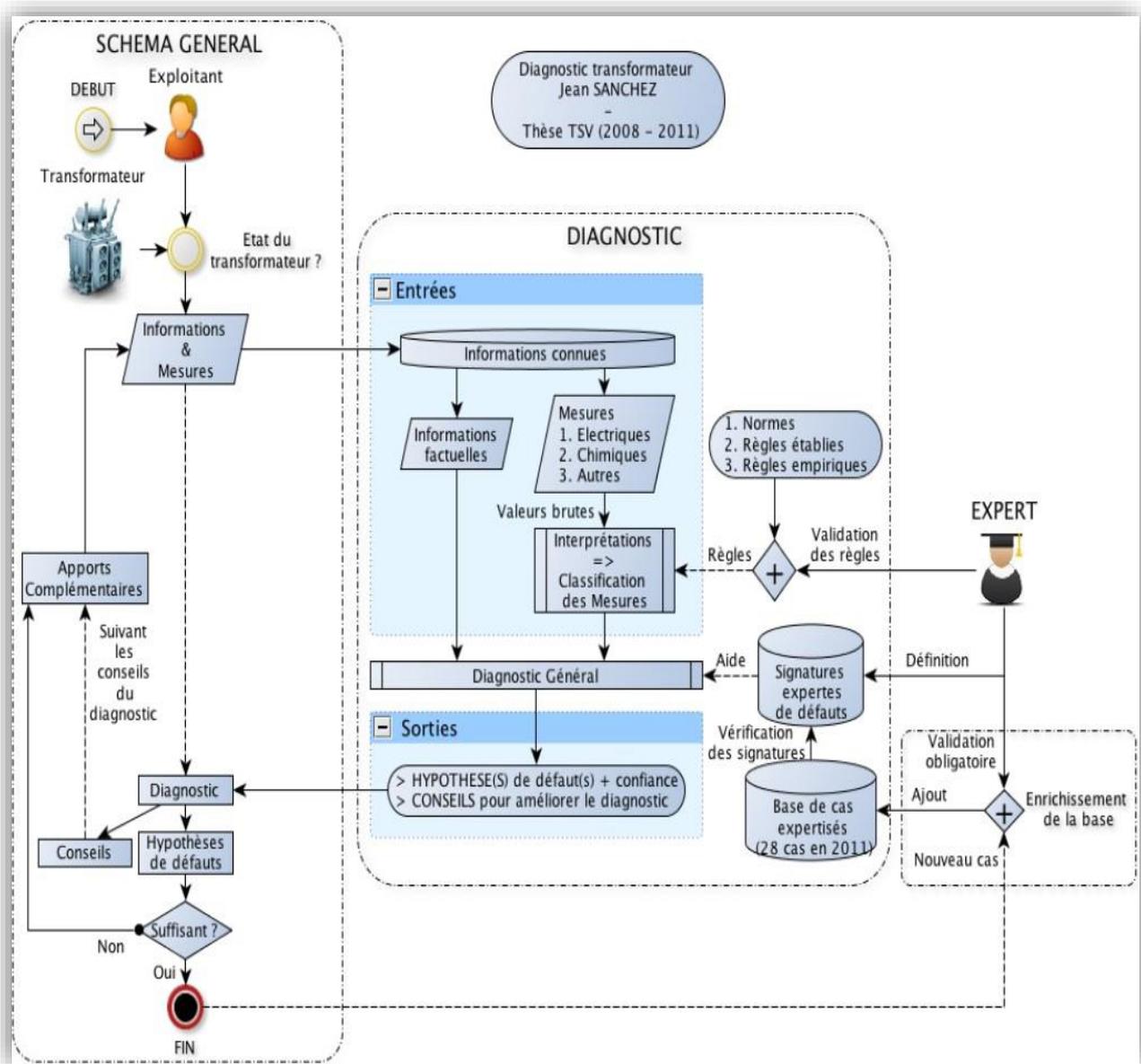


Fig. III.1. Principe général du processus de diagnostic [8]

III.5. Les éventuels défauts

Le Tableau III.1 liste des grandes catégories de défauts, les types des défauts, et la correspondance avec les codes utilisés par le système de diagnostic [6].

Catégorie de défaut	Type de défaut	Code associé
Diélectrique	Isolement de la partie active	Isolement_PA
	Amorçage diélectrique entre spires, sans court-circuit	Flash_spires
	Court-circuit entre spires	CC_spires
	Amorçage du corps insérable du régleur en charge	Flash_CPC_Commutateur
	Décharges Partielles	DP
Electrique	Point chaud interne au transformateur	PointChaud_PA
	Coupure du circuit électrique	Coupure
Mécanique	Déformation géométrique des enroulements	Meca_Bobine

Tab. III.1. Défauts et leurs codes associés [6]

Cette liste de défauts ne représente certainement pas la totalité des défauts possibles ou ayant déjà existés sur les transformateurs de puissance.

III.5.1. Défaut d'ordre électrique [17]

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.

- Les surtensions suite au mauvais contactent.
- Les manques phases de la source HT.
- Les surcharges des transformateurs de puissances ($K_{ch} > 100\%$).
- Le déséquilibre des charges sur les trois phases BT.

➤ Court circuit entre spires



Fig. III.2. Défaut de court circuit [17]

III.5.2. Défauts d'ordre mécanique [17]

- Déformation du circuit magnétique.
- Défauts liés conditions de transport.
- Percement de la cuve qui provoque les fuites d'huile.
- Les fissures ou les cassures de isolateurs des bornes HT /BT.
- Le mauvais serrage des connexions HT/BT provoque leurs l'échauffement.



Fig. III.3. Défaut suite au mauvais serrage sur borne BT [17]

III.5.3. Les causes [17]

Les causes des défauts sont multiples. Elles peuvent être classées en trois groupes :

- Les initiateurs de défauts : surchauffe du transformateur, usures des éléments des contacts, cassures des isolateurs de bornes HT, BT de fixations, problème d'isolation électrique notamment du bobinage, surtension transitoire...
- Les contributeurs aux défauts : surcharge fréquente, température ambiante élevée, ventilation défaillante, humidité, mauvaise terre, vieillissement...
- Les défauts sous jacents et erreurs humaines : défauts de fabrication, composants défectueux, protections inadaptées, fausses manœuvres côté HT, absence de maintenance...

III.6. Technique de diagnostic de transformateur de puissance

III.6.1. Analyse des gaz dissous dans l'huile

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

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

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

Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service. La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur a été soumis.

Les gaz sujet au diagnostic et leur origine sont représentés dans le tableau ci-dessous [18].

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

Tab. III.2. Les gaz pour le diagnostic [18]

III.6.1.1. Méthodes d'interprétation des résultats

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connue dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Le critère commun le plus connu est Rogers.

- **Méthode de Rogers [18]**

Rogers a développé cette méthode dans laquelle trois rapports de gaz sont employés (C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6) pour produire des codes basés sur des gammes des rapports comme montré dans le Tableau III.3.

La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau III.3.

Rapport de gaz		Type de gaz	Rang	Code
A	C_2H_2/C_2H_4	Acétylène/Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 1	1
			1 à 3	1
			> 3	2
B	CH_4/H_2	Méthane/hydrogène	< 0,1	1
			0,1 à 1	0
			1 à 3	2
			> 3	2
C	C_2H_4/C_2H_6	Ethylène/ Ethane	< 1	0
			0,1 à 1	0
			0,1 à 1	1
			> 3	2

Tab. III.3. Code de Rogers [18]

Cas	Défaut typique	A	B	C	Problème trouve
0	Sans défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharge partielle de base énergie	1	1	0	Décharges électriques dans les bulles, provoquées par des vides d'isolation, saturation en gaz superbe dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidité élevée dans l'huile (bulles de vapeur d'eau)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	1	0	Egal que ce qui est précédent mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arcs. Ceci produit généralement CO et CO2.
3	Décharges de base énergie, arcs	1-2	0	1-2	Etincellement continu en huile entre les connexions mauvaises de potentiel différent ou au potentiel flottant ; panne de l'huile diélectrique entre les matériaux solides d'isolation.
4	Décharges de haute énergie, arcs	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arcs de l'huile entre les enroulements, entre les enroulements et terre ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant au réservoir principal
5	Défaut thermique de base T < 150°C	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ceci produit généralement CO et CO2 parce que ce type de défaut comporte généralement l'isolation de cellulose.
6	Défaut thermique de T entre 150 – 300° C	0	2	0	Points surchauffant dans le noyau dû aux concentrations de flux. Les problèmes ci-dessous sont en règle des températures croissantes des points chauds dans le noyau. Stratifications court-circuitées dans le noyau. Surchauffe du conducteur de cuivre. Mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contacts dans le régulateur. Circulation de courants dans le noyau.
7	Défaut thermique de T entre 300 – 700 °C	0	2	1	Ces problèmes produisent généralement CO et CO2 parce qu'ils comportent généralement l'isolation de cellulose
8	Défaut thermique de T > 700 °C	0	2	2	

Tab. III.4. Interprétation de Rogers [18]

III.6.2. Méthodes de mesures possibles [19]

III.6.2.1. Mesures diélectriques

Les isolants électriques des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause des défauts du transformateur.

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

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

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

III.6.2.2. Mesures électriques

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont :

a) 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 a une composante de magnétisation et une composante de perte.

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

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

❖ Principe de mesure

La technique d'essai consiste à injecter une tension alternative de valeur réduite (Jusqu'à 12 kV) de différents niveaux, et réaliser une mesure du courant de magnétisation.

b) 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 régulateur.

Les mesures sont effectuées :

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

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

c) Mesure de la résistance d'enroulements

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

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

d) Mesure de la réactance de fuite

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

La figure III.4 montre les composants du transformateur et leurs défauts ainsi que la méthode adéquate pour les détecter.

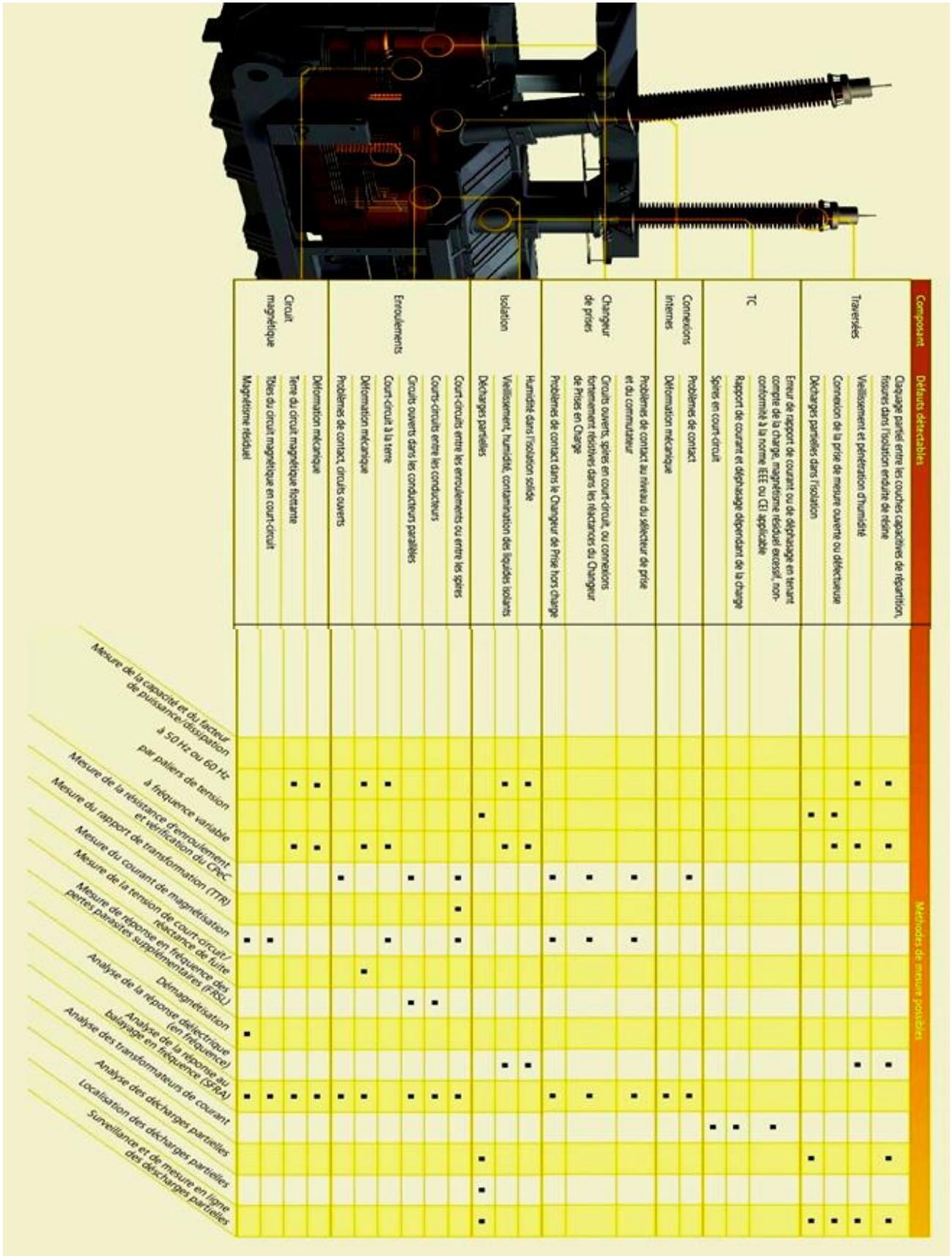


Fig. III.4. Défauts et leurs types de diagnostic [19]

III.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté des méthodes de diagnostic de transformateurs de puissance. On a vu deux techniques de diagnostic: l'analyse de gaz dissous dans l'huile et méthode de mesures possibles.

L'analyse des gaz dissous est l'une des techniques les plus efficaces 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.

Chapitre IV

*Diagnostic des
transformateurs de
puissance par la logique
floue*

IV.1. Introduction

La logique floue permet de faire le lien entre modélisation numérique et modélisation symbolique, ce qui permet des développements industriels spectaculaires à partir d'algorithmes très simples de traduction de connaissances symboliques en entité numérique et inversement [21].

Dans ce chapitre, nous avons présenté une synthèse sur la théorie de la logique floue, ainsi que des outils de ce système dans le domaine de diagnostic pour l'automatisation du processus de détection des défauts des transformateurs de puissance.

IV.2. Définition de la logique floue

La logique floue est une description mathématique d'un processus basée sur la théorie des ensembles flous. Cette théorie introduite en 1965 par le professeur Lotfi Zadeh. A cette époque la théorie de la logique floue n'a pas été prise au sérieux. En effet, les ordinateurs, avec leur fonctionnement exact par tout ou rien (1 ou 0), ont commencé à se répandre sur une grande échelle. Par contre, la logique floue permettait de traiter des variables non exactes dont la valeur peut varier entre 1 et 0. Initialement .Son but est, comme en automatique classique, de traiter des problèmes de commande de processus c'est-à-dire de gérer un processus en fonction d'une consigne donnée, par action sur les variables qui décrivent le processus, mais son approche est différente de celle de l'automatique classique. Elle se sert le plus souvent des connaissances des experts ou d'opérateurs qualifiés travaillant sur le processus [22].

IV.3. Elément de Base de la logique floue [23]

- **variable linguistique** la description d'une certaine situation, d'un phénomène ou d'un procédé contient en général des qualificatifs flous tels que.
 - ✓ peu, beaucoup, énormément,
 - ✓ rarement, fréquemment, souvent,
 - ✓ froid, tiède, chaud,
 - ✓ Petit, moyen, grand.

- **fonctions d'appartenance** au lieu d'appartenir à l'ensemble « vrai » ou à l'ensemble « faux » de la logique binaire traditionnelle, la logique floue admet des degrés d'appartenance à un ensemble donné. Le degré d'appartenance à un ensemble flou matérialisé par un nombre compris entre 0 et 1. Une valeur précise de la fonction d'appartenance liée à une valeur de la variable est notée μ et appelée « facteur d'appartenance ».

- **Inférence floue** plusieurs valeurs de variables linguistiques sont liées entre elle par des règles permettent de tirer des conclusions. Les règles peuvent alors être exprimées sous forme générale : Si condition 1 alors action 1 ou Si condition 2 alors action 2 ou Si condition n alors action n.

Les conditions peuvent dépendre de plusieurs variables liées entre elle par des opérateurs OU ou ET.

IV.4. Structure générale d'un système Floue

En général, les systèmes flous peuvent prendre la structure suivante (Fig. IV.1).

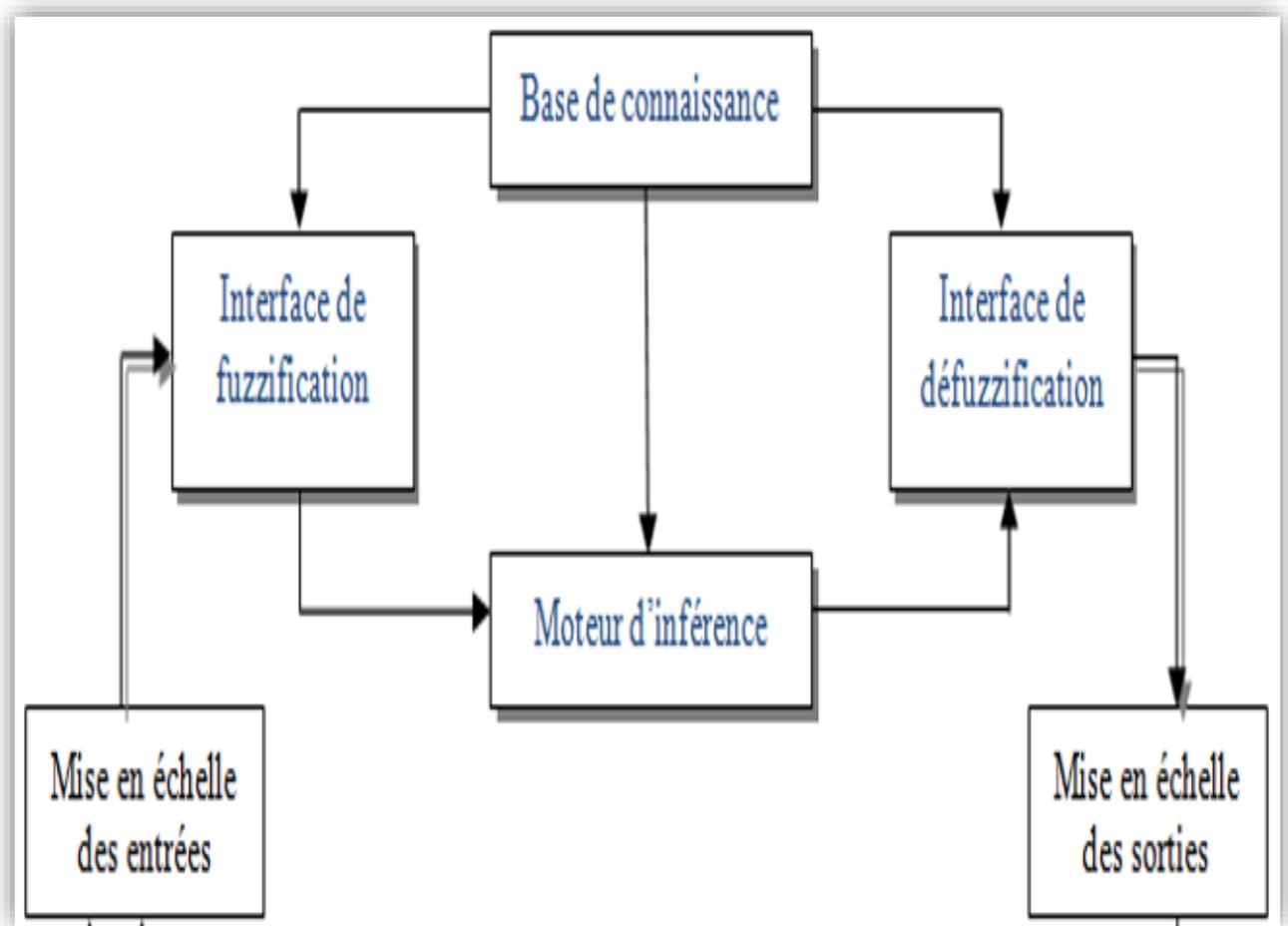


Fig. IV.1. Structure générale d'un système Floue

IV.4.1. Fuzzification [25]

L'interface de fuzzification est un bloc qui consiste à :

- Mesurer les valeurs numériques des variables d'entrées ;
- Les projeter dans l'univers de discours en utilisant un facteur d'échelle ;
- Transformer ces valeurs numériques en valeurs linguistiques en utilisant des fonctions d'appartenances qui ont pour but de subdiviser l'espace d'entrée de l'univers de discours en sous ensembles flous.

IV.4.2. Base de connaissances [25]

Elle contient les informations du domaine d'application. Elle est définie par les deux bases suivantes:

a) Base de données

Elle fournit des informations nécessaires qui sont utilisées pour l'exploration des règles de système floue.

b) Base de règles

On appelle règles d'inférence (ou base de règles) l'ensemble des différentes règles reliant les variables floues d'entrée d'un système aux variables floues de sortie de ce système à l'aide de différents opérateurs.

Dans le cas de diagnostic, ces règles doivent regrouper les défaillances.

IV.4.3. Logique de prise de décision (bloc d'inférence) [25]

Ce bloc représente le noyau du système flou, qui est capable de simuler les décisions humaines basées sur le concept flou et d'inférer les actions de contrôle flou par intervention de l'implication floue et des règles d'inférence.

Après avoir établi toutes les règles d'inférence on peut les représenter par un tableau ou par une matrice. Un traitement numérique des inférences selon l'une des trois méthodes suivantes est à exécuter.

- Méthode d'inférence max-min ;
- Méthode d'inférence max-prod ;
- Méthode d'inférence somme-prod.

IV.4.4. Défuzzification [25]

La défuzzification a pour but de Transformer les valeurs de la sortie situées dans l'univers du discours en valeurs réelles comprises dans le domaine de variation.

- . Il existe plusieurs stratégies de défuzzification dont les plus utilisées sont :
- Méthode du maximum ;
 - Méthode de la moyenne des maximums ;
 - Méthode du centre de gravité ;
 - Méthode des hauteurs pondérées.

IV.5. Les applications de la logique floue [21]

Les domaines d'applications de la logique floue concernant principalement les problèmes où les données ne peuvent être formulées de manière explicite, ainsi que des techniques de contrôle et de réglages, lorsque les moyens classiques atteignent leurs limites (exemples caméra, systèmes non linéaires, etc.). Et aussi pour les systèmes contrôlés par des experts humains.

IV.5.1. Diagnostic industriel

Les applications de la logique floue sont extrêmement nombreuses et variées. Les plus courantes sont les systèmes experts flous, le raisonnement à partir de cas est la reconnaissance floue de formes. Dans le cadre de la surveillance et du diagnostic, on trouve principalement les systèmes experts. Dans ces différents contextes (aide au diagnostic, aide à la décision), l'expert humain exprime des connaissances ou des données dans un langage naturel fondamentalement imprécis; la logique floue permet donc d'une part de prendre en compte les imprécisions inhérentes aux données et d'autre part de rendre compte de l'expression des règles qui permettent de formuler un diagnostic ou de déterminer une action. On trouve par exemple dans l'architecture d'un outil de détection/diagnostic de station d'épuration, dans lequel la logique floue intervient sous forme d'un système expert flou et dans les étapes de classification (Fig. IV.2).

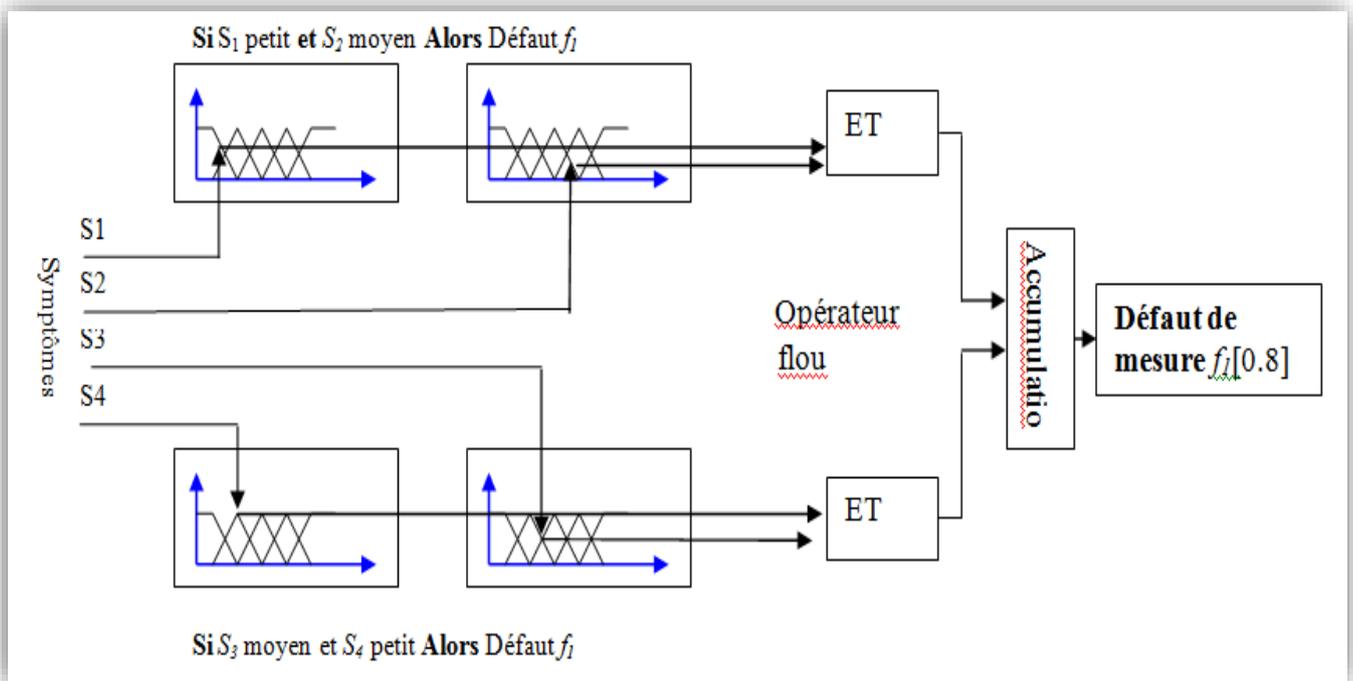


Fig. IV.2. Exemple de diagnostic par logique floue

Dans le cadre de la surveillance des systèmes industriels, la logique floue se trouve également associée à d'autres outils et techniques d'analyses. A titre d'exemple, la logique floue a trouvé des applications en combinaison avec les arbres de défaillances afin d'évaluer l'apparition de l'événement sommet.

Dans ces diverses applications, l'utilisation de la logique floue est assez naturelle dans la mesure où elle permet de traiter l'imprécision, l'incertitude et l'incomplétude liées aux connaissances du domaine. En plus, la logique floue leur confère une capacité d'utilisation en pronostic. Cependant, même si la logique floue fournit des résultats satisfaisants, on ne peut considérer ces applications comme de véritables applications de la logique floue pour le diagnostic dans la mesure où ces différents outils ne s'appliquent pas à la localisation et à l'identification des causes expliquant un défaut. Utilisée avec les arbres de défaillances, cette dernière devrait fournir une évaluation sur l'occurrence ou la présence des événements de base de l'arbre de défaillances qui sont eux à l'origine de l'événement sommet. On obtiendrait ainsi l'évaluation des causes à l'origine d'un dysfonctionnement.

IV.6. Caractéristiques d'un système à inférence floue [25]

Les systèmes à inférence floue sont caractérisés par le type utilisé (Mamdani, Takagi - Sugeno, etc.), par la méthode de partition du domaine de définition ou de validité pour les différentes variables utilisées et aussi par un ensemble de caractéristiques structurelles et paramétriques. Ces caractéristiques sont définies comme suit :

IV.6.1. Caractéristiques structurelles

Ces caractéristiques spécifient les composants du système. Le changement de ces éléments affectent la structure du système. Les plus importantes de ces caractéristiques sont:

- Le nombre de variables utilisés pour la génération de la base de règles.
- Le nombre de termes linguistiques associés à chaque variable du système.
- Le type de fonction d'appartenance utilisé pour caractériser les termes linguistiques. (gaussiennes, triangulaires, trapézoïdales, etc.).
- La taille de la base de règles (nombre de règles générées).
- La méthode utilisée pour la défuzzification lors de la mise en œuvre du système à inférence floue.

IV.6.2. Caractéristiques paramétriques

Ces caractéristiques spécifient les paramètres du système flou qui représentent l'aspect purement numérique du système, on distingue :

- Les paramètres des fonctions d'appartenances associées aux différentes variables d'entrée (moyenne, écart-type, variance, base, etc.)
- Les paramètres des fonctions d'appartenance associées à la variable de sortie

La mise en œuvre d'un système à inférence floue, dépend du processus qui conduit à la formalisation, sous forme de règles, des relations apprises à partir d'un ensemble de données d'entrées/sorties du système. L'induction des règles utilisée comporte deux étapes de génération de règles, suivie d'une phase d'optimisation du système.

IV.7. Application de la logique floue pour le diagnostic des défauts des transformateurs

Pour améliorer la précision et la rapidité du diagnostic des défauts par analyse des gaz dissous des huiles dans les transformateurs de puissance, nous avons automatisé le processus de prise de décision par l'application de la logique floue sur la méthode de **Rogers** pour l'interprétation des résultats. La base de données utilisée dans ce travail est présentée dans le tableau IV.1, elle contient Les concentrations des principaux gaz des échantillons prélevés des transformateurs de SONELGAZ-GRTE en partie par million (ppm) et les défauts associés.

IV.7.1. Construction d'un système flou pour le diagnostic de l'huile de transformateur

Pour la conception d'un système flou, basé sur la méthode de Rogers la première des choses les déterminations des variables linguistiques des entrées et des sorties, choix des fonctions d'appartenance des entrées et des sorties et à la fin on déclare les règles d'inférence.

➤ **Fonction d'appartenance**

Dans la méthode de diagnostic flou adoptée, le vecteur d'entrées **E** représente les rapports des gaz selon Rogers et le vecteur.

$$E = \left[A = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}, B = \frac{CH_4}{H_2}, C = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \right]$$

Le vecteur d'entrées **S** représente les éventuels défauts :

$$S = [y_0, y_1, \dots, y_s]$$

y_i représente les éventuelles cas de défaut.

Les fonctions d'appartenance de ces différentes variables sont présentées aux figures (IV.3 - IV4):

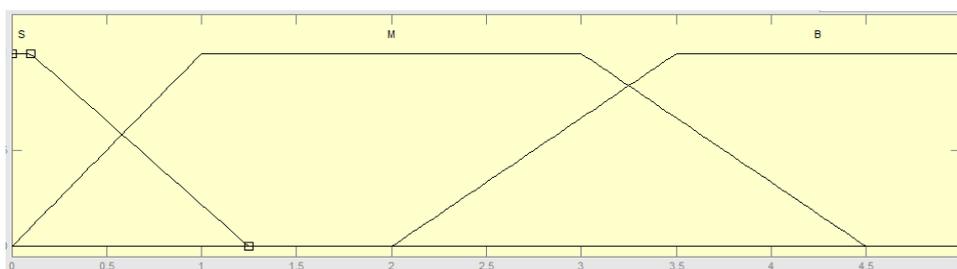


Fig. IV.3. Fonction d'appartenance de la première entrée

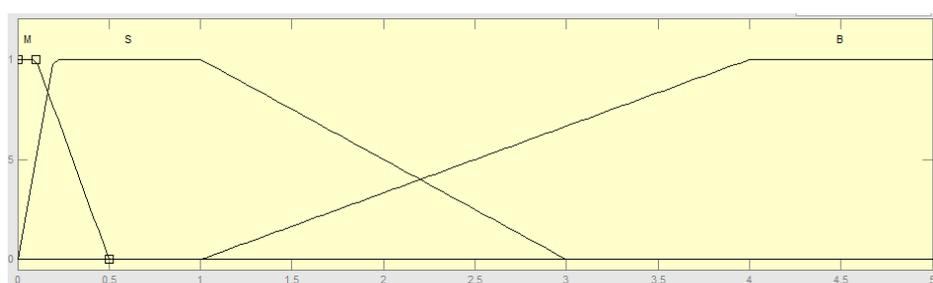


Fig. IV.4. Fonction d'appartenance de la deuxième entrée

Echantillons	H ₂ (ppm)	CH ₄ (ppm)	CO (ppm)	CO ₂ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	Défauts enregistrés
1	1	22	253	3684	88	143	1	OH>700°C +deg cellulose
2	17	15	292	6956	20	78	35	ARC+deg cellulose
3	1046	2809	681	7820	675	321	7	OH
4	62	26	863	3214	18	9	<2	Etat Normal
5	3	600	154	3198	437	1588	61	OH>700°C
6	239	41	841	4964	21	59	227	ARC+deg cellulose
7	<1	115	469	3319	147	16	<1	OH<300°C
8	2	113	353	1860	235	6	<1	OH<300°C
9	127	76	879	3471	32	23	49	ARC+deg cellulose
10	367	903	324	2633	921	5760	54	OH>700°C
11	4	144	560	1684	234	15	<1	OH<300°C
12	1	8	245	3533	15	21	3	NR
13	53	611	101	1307	725	1644	<1	OH>700°C
14	645	45	217	2099	<1	51	326	ARC
15	6	9	25	290	4	10	<1	OH
16	111	26	293	2188	9	31	65	DP
17	11	101	597	1944	110	<1	<1	OH>700°C +deg cellulose
18	1443	3899	934	13561	1115	600	113	OH>700°C +deg cellulose
19	107	27	-	1414	18	25	65	ARC
20	72	278	53	610	289	629	<1	OH

Tab. IV.1. Base des données

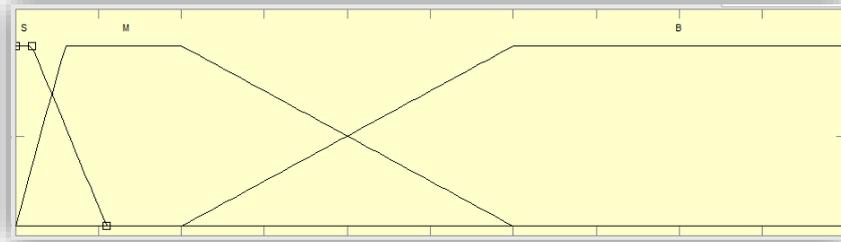


Fig. IV.5. Fonction d'appartenance de la troisième entrée

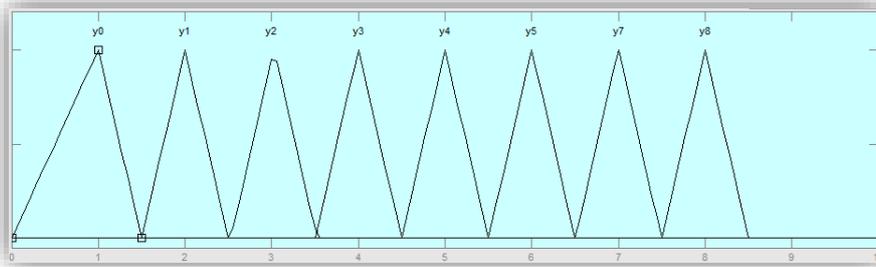


Fig. IV.6. Fonction d'appartenance de la sortie

➤ Règles d'inférence

Les règles d'inférence utilisées sont récapitulées au tableau IV.1, où on a utilisé la méthode somme-produit pour l'entrée et la méthode centre de gravité pour la sortie.

1. If (A is S) and (B is M) and (C is S) then (SS is y0) (1)
2. If (A is M) and (B is S) and (C is S) then (SS is y1) (1)
3. If (A is M) and (B is M) and (C is M) then (SS is y2) (1)
4. If (A is M) and (B is M) and (C is B) then (SS is y3) (1)
5. If (A is S) and (B is M) and (C is M) then (SS is y4) (1)
6. If (A is S) and (B is B) and (C is S) then (SS is y5) (1)
7. If (A is S) and (B is B) and (C is M) then (SS is y6) (1)
8. If (A is S) and (B is B) and (C is B) then (SS is y7) (1)
9. If (A is B) and (B is M) and (C is B) then (SS is y3) (1)

➤ Le modèle global de la logique floue

Le système flou de type MAMDANI réalisé sous l'environnement MATLAB est présenté à la figure IV.7

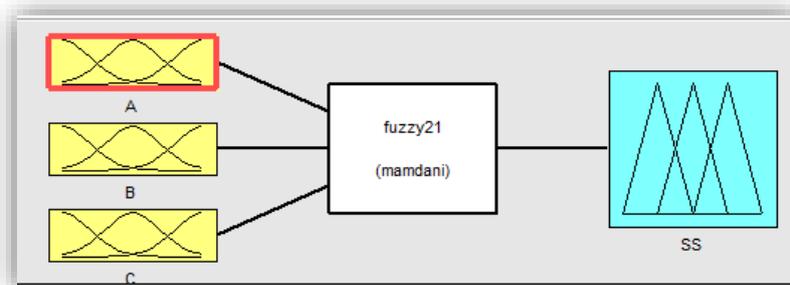


Fig. IV.7. Modèle global de la logique floue

IV.7.2. Résultats de simulation

A	B	C	SS	Type de défaut
0.4487	0.8823	3.9	Y5	Surchauffe isolée de conducteur, (l'isolation de cellulose).
0.0218	2.6854	0.4755	Y6	Surchauffe du conducteur de cuivre. Mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contacts dans le régulateur. Circulation de courants dans le noyau.
0.2111	1.3870	2	Y7	Surchauffement
2.1304	0.811	0.7187	Y5	Surchauffe isolée de conducteur, (l'isolation de cellulose).

Tab. IV.2. Résultats obtenus par la technique floue en utilisant la méthode de diagnostic Rogers

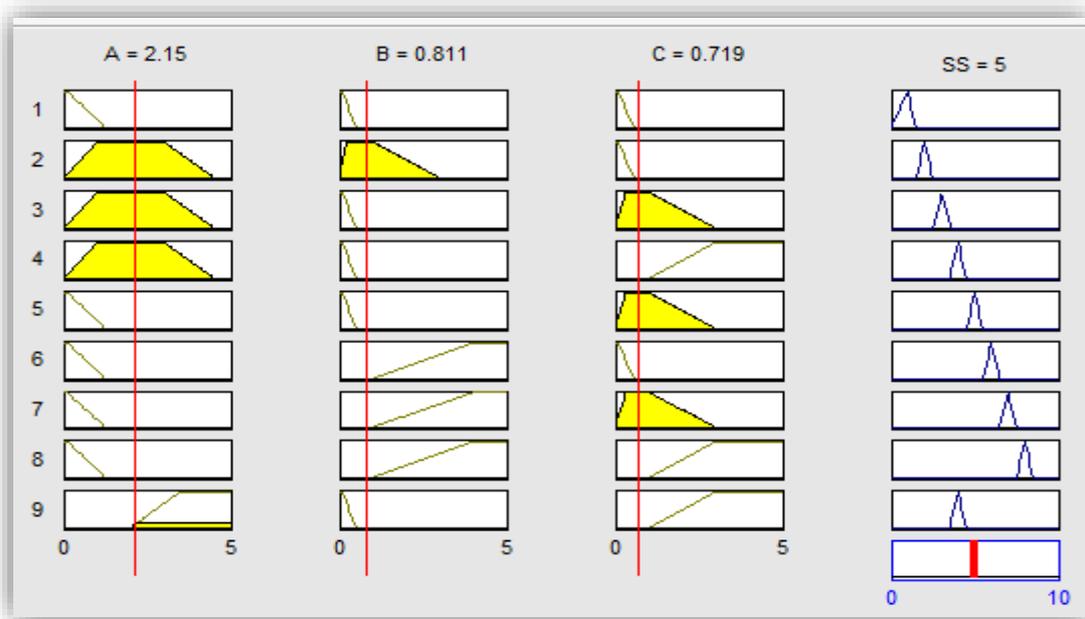


Fig. IV.8. Résultats de la logique floue

IV.8. Interprétation des résultats

Quelques échantillons sont simulés par le programme, les résultats obtenus sont montrés dans le Tableau IV.2 Ces résultats sont en excellent accord avec les défauts réels du transformateur.

IV.9. Conclusion

L'application de la technique floue pour le diagnostic de défauts par la méthode de Rogers a été appliquée dans ce chapitre. Les résultats montrent un excellent accord avec les défauts réels sur le transformateur.

Conclusion
Générale

Conclusion Générale

Les transformateurs de puissance sont des composants décisifs. Ils sont soumis à de nombreuses contraintes et nécessitent une surveillance et un suivi régulier. Un transformateur défaillant produit des situations parfois très lourdes de conséquences: techniques, financières, commerciales, et environnementales, d'où la nécessité de détecter et d'identifier le défaut des possibles.

Le but de ce travail est le diagnostic de défaut des transformateurs de puissance par l'analyse des gaz dissous dans les huiles. Cette technique est l'un des outils de diagnostic le plus utilisé pour la détection de défauts et l'évaluation de leurs états. 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. Cependant, l'existence simultanée de plusieurs défauts, leur complexité, l'absence d'équations qui les régissent, imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles.

L'étude menée dans ce travail est l'application de la floue pour le diagnostic par analyses des gaz dissous dans l'huile de transformateur de puissance. Les résultats obtenus, basés sur le critère de Rogers, sont fortement fiable et utile. La technique utilisée a donné un excellent accord avec les défauts réels.

Bibliographie

- [1] http://fr.m.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance.
- [2] CIGRE canada «Etude de cas d'analyse de la réponse en fréquence (FRA) pour l'évaluation de l'intégrité d'un transformateur usagé suite à une réparation », Mémoire de magister, Université de Québec à Chicoutimi, 2019.
- [3] Mezari Naouel, « Diagnostic des transformateurs de puissance », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université de Tizi-ouzou.
- [4] Benaïcha Halima «Analyse des stratégies de maintenance des systèmes de production industrielle», mémoire de doctorat, université des sciences et de la technologie d'Oran Mohammed Boudiaf, 2015.
- [5] Domane Ammar et Alili Abdelhak, « Amélioration de la protection d'un transformateur de puissance », Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de master académique, Université de M'sila, 2018.
- [6] Jean Sanchez « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance », mémoire de doctorat université de GRENOBLE, 21 Juin 2011.
- [7] Omrani Awatef, « Protection et maintenance des transformateurs de puissance », Mémoire de master, Université de Biskra, 6 juillet 2019.
- [8] Nilly Didier, « Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance », Mémoire de Fin d'Etude En vue de l'obtention du diplôme de d'ingénieur CNAM en systèmes électriques, 12 janvier 2017.
- [9] Eric Gicquel, « Transformateurs de puissance », Distribution BAC Elec.
- [10] Yahiou Abdelghani, « Contribution à l'étude et à l'analyse du régime transitoire dans les transformateurs de puissance : cas du courant d'appel », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université de Setif, 11 juin 2012.
- [11] Abdelkebir Amir et Saadi Nassim, « Application de la Logique Floue pour le diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous », mémoire de magister université de BOUMERDES, Juin 2017.
- [12] Samuel Eke «Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs esquisse des solutions pour gestion intégrée des transformateurs vieillissants», mémoire de doctorat, université de Lyon, 2018.

- [13] OMICON « Tests de diagnostic et surveillance des transformateurs de puissance », mars 2020.
- [14] ANDRIATSIMINDRAMBOLA «Diagnostic des défauts de court-circuit dans les enroulements d'un transformateur connecte sur un réseau pollue », Mémoire de master, Université d'Antananarivo, date de soutenance 15 Février 2019.
- [15] Chapitre 07 «Maintenance électrique», <http://elec.jbd.free.fr/etude/>.
- [16] Roache Ayache et Sakhri Walid «Développement d'un prototype de gestion des connaissances pour un processus de diagnostic. Application réseaux électrique», Mémoire de master, Université de Abou Bakr Belkaid-Tlemcen, 26 mai 2016.
- [17] Rekik Badri «Etude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance», Mémoire de magister, Université de Badji Mokhtar-Annaba, 2008.
- [18] Metalbi Fethi et Bouhallab Hadj, «Diagnostic et localisation des défauts dans les enroulements du transformateur », Mémoire de master, Université de Saad Dahlab de Blida, 2012.
- [19] Mouhous Youghorta et Debbi Farid «Méthodologie de diagnostic de défaillances des transformateurs de puissance au niveau de la GRTE», Mémoire de master, Université de Akli Mohand Oulhadj-Bouira, 2019.
- [20] Bouchaoui Lahcene «Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : application des réseaux de neurones », Mémoire de magister, Université Abbas-setif, 2010.
- [21] Mahadouï Rafik «Diagnostic industriel par neuro-Floue application a un système de production », Mémoire de magister, Université de El hadj Lakhdar-Batna, 2008.
- [22] Chekima Djamel «Command d'un moteur Asynchrone par logique floue», Mémoire de master, Université d'El-Oued, 2014.
- [23] Harrouch Fateh «Etude Comparative de Deux Méthodes D'optimisation d'un Système de Classification des Défauts Mécaniques par la Logique Floue», Mémoire de doctorat, Université Abbas-setif-1, 2019.

- [24] Talbi Nesrine «Conception des systèmes d'inférence floue par des approches Hybrides : Application pour la commande et la modélisation des systèmes non linéaire », Mémoire de doctorat, Université de Constantine-1, 2014.
- [25] Fakani lamouri et Aissaoui mohamed «Diagnostic par logique Floue applique à la machine asynchrone », Mémoire de master, Université de M'sila, 2007.

Annexe

Annexe A :

Base des données :

Echantillons	H₂ (ppm)	CH₄ (ppm)	CO (ppm)	CO₂ (ppm)	C₂H₆ (ppm)	C₂H₄ (ppm)	C₂H₂ (ppm)	Défauts enregistrés
1	1	22	253	3684	88	143	1	OH>700°C +deg cellulose
2	17	15	292	6956	20	78	35	ARC+deg cellulose
3	1046	2809	681	7820	675	321	7	OH
4	62	26	863	3214	18	9	<2	Etat Normal
5	3	600	154	3198	437	1588	61	OH>700°C
6	239	41	841	4964	21	59	227	ARC+deg cellulose
7	<1	115	469	3319	147	16	<1	OH<300°C
8	2	113	353	1860	235	6	<1	OH<300°C
9	127	76	879	3471	32	23	49	ARC+deg cellulose
10	367	903	324	2633	921	5760	54	OH>700°C
11	4	144	560	1684	234	15	<1	OH<300°C
12	1	8	245	3533	15	21	3	NR
13	53	611	101	1307	725	1644	<1	OH>700°C
14	645	45	217	2099	<1	51	326	ARC
15	6	9	25	290	4	10	<1	OH
16	111	26	293	2188	9	31	65	DP
17	11	101	597	1944	110	<1	<1	OH>700°C +deg cellulose
18	1443	3899	934	13561	1115	600	113	OH>700°C +deg cellulose
19	107	27	-	1414	18	25	65	ARC
20	72	278	53	610	289	629	<1	OH