

959

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université 8Mai 1945 – Guelma
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrotechnique et Automatique



Domaine: Sciences et Technologie
Filière: Electrotechnique
Spécialité: Réseaux électriques

Mémoire de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de master Académique

Techniques de diagnostic des transformateurs de puissance

Présenté par :

***azouzi mohammed amin**
***belhimeur hemza**

Sous la direction de :
***Dr. Boudefel Amar**

Juin 2017

Remerciements

17/3/81

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon Directeur de mémoire Dr Amar BOUDEFFEL. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

Je remercie mes très chers parents, qui ont toujours été là pour moi, « Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fier ».

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à me rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches.

Enfin, je remercie tous mes Ami(e)s que j'aime, Pour leur sincère amitié et confiance, et à qui je dois ma reconnaissance et mon attachement.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude



Sommaire

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I : Les transformateurs

Introduction	3
I.1 Définition	3
I.2 Constitution générale d'un transformateur	4
I.2.1 Circuit magnétique	5
I.2.1.1 Type cuirassé	5
I.2.1.2 Type à colonnes	5
I.2.2 Circuit électrique	6
I.2.2.1 Bobinage concentrique simple	6
I.2.2.2 Bobinage concentrique double	6
I.2.2.3 Bobinage à galette	6
I.2.3 La cuve	7
I.3 Types de transformateurs	7
I.3.1 Transformateur de distribution et de puissance	7
I.3.2 Autotransformateur	8
I.3.3 les transformateurs triphasés	9
I.3.3.1 Constitution d'un transformateur triphasé	9
I.3.3.2 Couplage des enroulements d'un transformateur triphasé	9
I.4 Les contraintes	11
I.4.1 Surtension.....	11
I.4.2 Court-circuit	12
I.4.3 Surcharges.....	12

Conclusion	13
------------------	----

Chapitre II : Les diélectriques dans les transformateurs

Introduction	14
II.1 Définition	14
II.2 Constitution générale des transformateurs de puissance	16
II.3 Système d'isolation des transformateurs	18
II.3.1 Isolation liquide	18
II.3.1.1. Huiles minérales isolantes	18
II.3.1.1.1. Huiles inhibées	20
II.3.1.1.2. Rôle des huiles minérales	20
II.3.1.2. Huiles synthétiques	21
II.3.1.2.1. Les esters synthétiques	21
II.3.1.2.2. Huiles silicones	22
II.3.1.3. Les huiles végétales ou esters naturels	23
II.3.1.4. Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique.....	24
II.3.2. Isolation solide	25
II.3.2.1. Papier et carton	25
II.3.3. Complexe huile/Papier	26
II.4. Vieillissement et dégradation des isolants	26
II.4.1. Dégradation de l'huile minérale	27
II.4.2. Vieillissement du papier (Mécanismes de dégradation).....	27
II.4.3. Vieillissement du complexe huile/papier	28
II.4.4. Récapitulatif du vieillissement de l'huile et du papier	28
II.4.5. Vieillissement des accessoires	29

II.5. Évaluation de l'état du transformateur	30
Conclusion	33

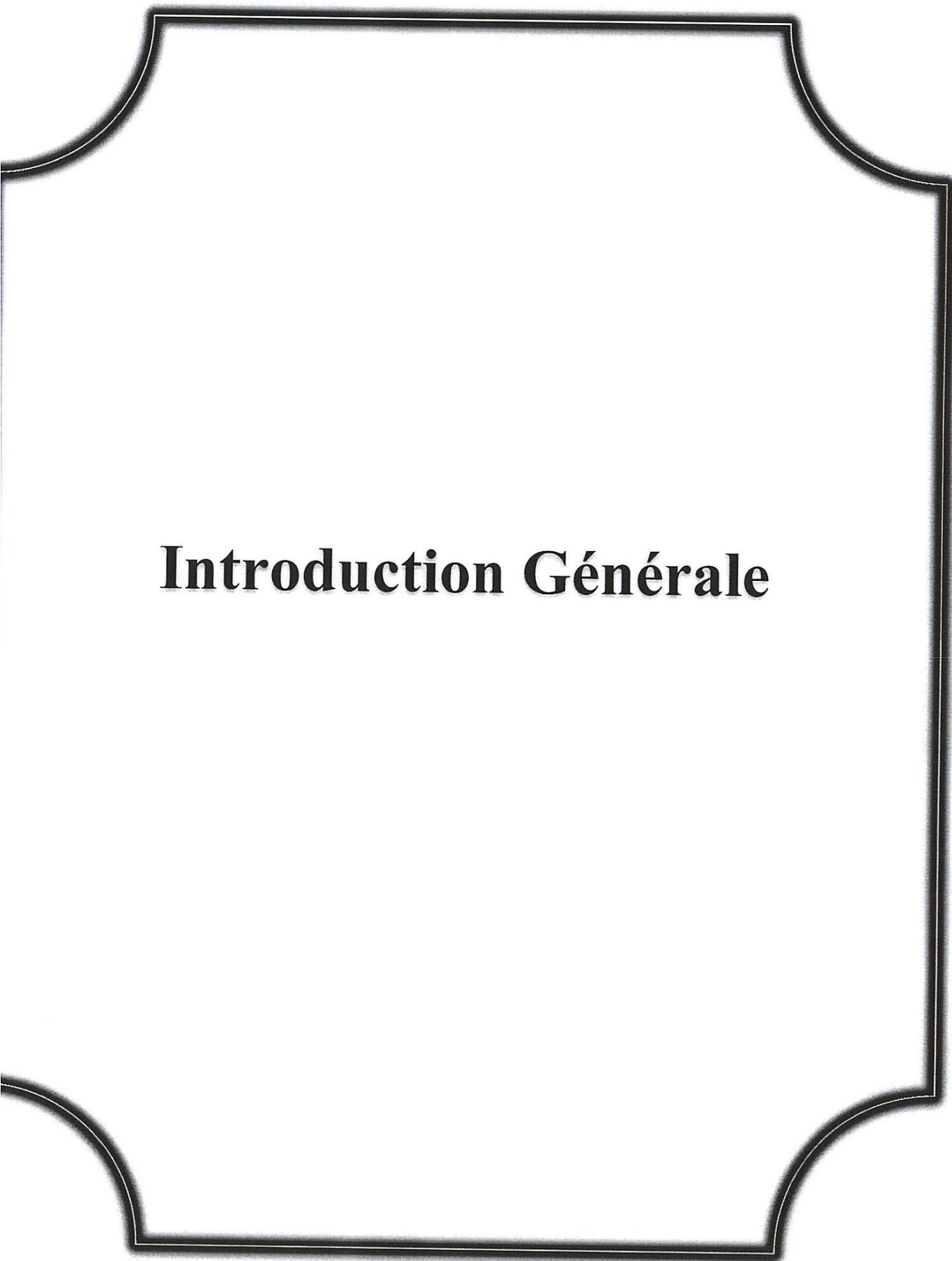
Chapitre III : Les décharges partielles

Introduction	34
III.1 Définition	34
III.2 Classification	35
III.3 Circuit équivalent des décharges partielles	36
III.3.1 Décharges internes	36
III.3.2 Décharges couronnes	37
III.4 Effets des DP	39
III.4.1 : Effets d'un coup de foudre direct sur un réseau électrique.....	39
III.5 Conséquences des décharges partielles	40
III.5.1 Destruction de l'isolation	41
Conclusion.....	42

Chapitre IV : Les techniques de diagnostic

Introduction	43
IV.1 Analyse d'huile	43
IV.1.1 Les analyses physico-chimiques	44
IV.1.2 Analyse des furanes	46
IV.1.3 Analyse des gaz dissous dans l'huile	46
IV.1.3.1 Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut	46
IV.1.3.2 Méthodes d'interprétation des résultats	48
IV.2 Mesures diélectriques.....	56
IV.2.1 Mesure du facteur de perte et de la capacité	56

IV.2.2 Mesure de résistance d'isolement en courant continue	58
IV.3 Mesures électriques.....	60
IV.3.1 Mesure du courant à vide	60
IV.3.2 Mesure de rapport de transformation	60
IV.3.3 Mesure de la résistance d'enroulements	61
IV.3.4 Mesure de la réactance de fuite	62
Conclusion.....	62
Conclusion générale	63
Bibliographie	65

A decorative border with a double-line black outline. The corners are rounded with a concave-in design, creating a frame around the central text.

Introduction Générale

Introduction générale

Un transformateur électrique est un convertisseur dont la rentabilité dépend fortement de l'énergie électrique fournie. Par conséquent, pour gérer et prolonger la vie du transformateur et pour réduire des défauts du transformateur, quelques mesures sont adoptées. 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 (en ligne) 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 (hors ligne), l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative.

Les signaux mesurables tels que les courants, les tensions, les vibrations ou bien encore la température peuvent fournir des informations significatives sur les défauts et ainsi servir à déterminer un ensemble de paramètres représentant les signatures de défauts du transformateur.

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

Ce mémoire est subdivisé en quatre chapitres.

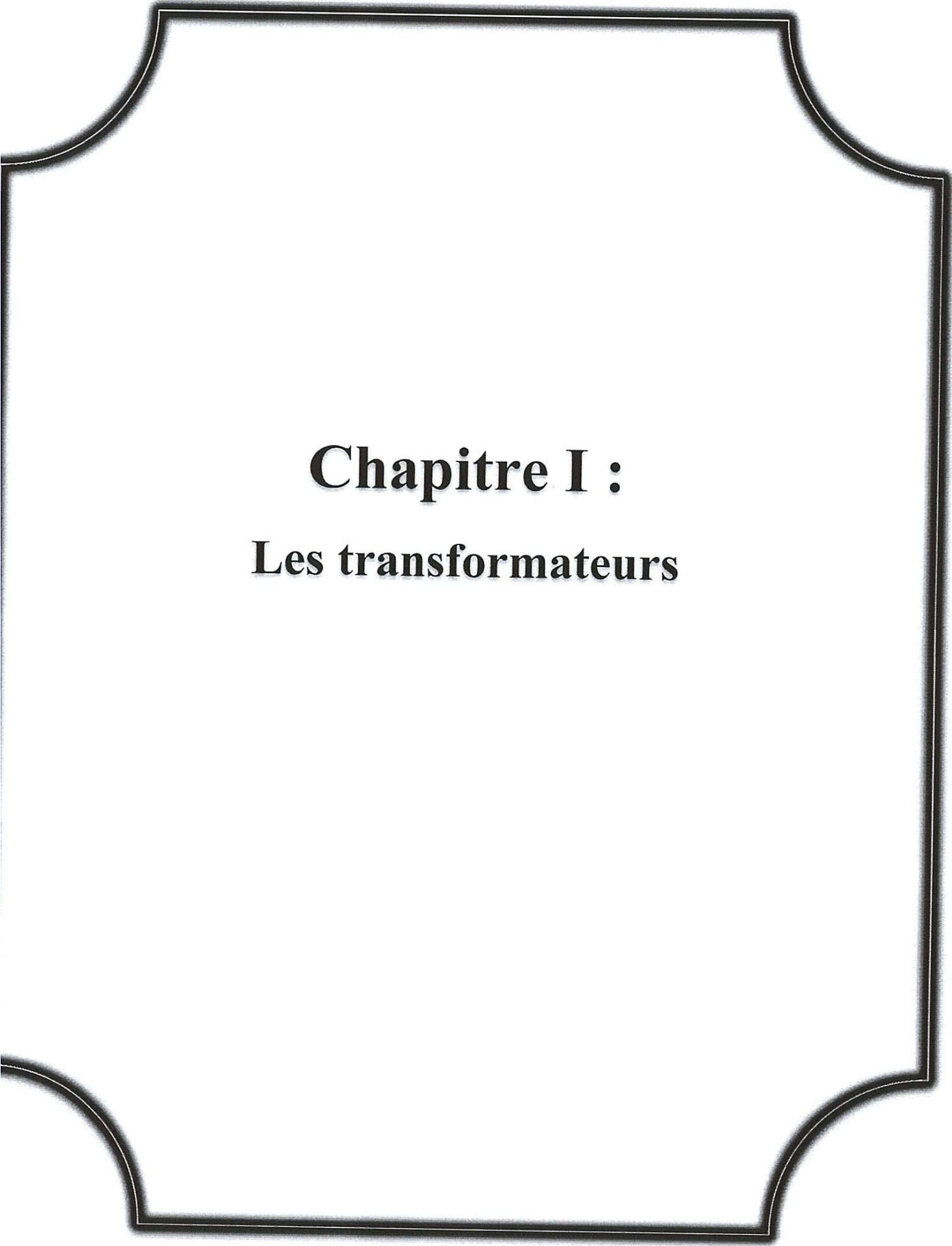
Le premier chapitre concerne une étude théorique détaillée de transformateur ainsi que les contraintes seront présentées.

Le second chapitre présente de manière générale l'isolation liquide et solide utilisées dans les transformateurs de puissance (les diélectriques).

Le troisième chapitre présente le phénomène de décharge partielle et leurs types, nous allons présenter aussi les effets qui engendrent la dégradation irréversible des matériaux diélectrique.

Dans le quatrième chapitre, nous allons présenter l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance.

Nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale.

A decorative border with a double-line black outline and inward-curving corners, framing the central text.

Chapitre I :

Les transformateurs

Introduction

Les centrales électriques étant souvent éloignées du consommateur, le rôle du transformateur, élément essentiel de ce réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique de son point de production jusqu'à son point de consommation. Les anomalies des transformateurs sont de différentes catégories (internes, externes).

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

Dans ce qui suit, une étude théorique détaillée de transformateur ainsi que les contraintes et les moyens de protection seront présentées.

I.1 Définition

Le transformateur est une machine électrique statique destinée à transformer une tension (courant) alternative en une autre tension (courant) alternative de même fréquence, et d'amplitudes généralement différentes afin de l'adapter aux différents besoins d'utilisation [1].

Comme on peut l'appeler convertisseur statique à induction qui comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, inductivement couplés et destiné à la conversion, par l'intermédiaire de l'induction électromagnétique, des paramètres (tension, intensité de courant, fréquence, nombre de phases) de l'énergie électrique à courant alternatif.

Seuls les transformateurs de puissance permettent, très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous tension élevée (200kV et 400kV et plus entre phases), puis d'abaisser ensuite cette tension, étape par étape, pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux, jusqu'à la tension d'alimentation domestique.

I.2 Constitution générale d'un transformateur :

Le transformateur de puissance (figure I.1), se compose essentiellement d'un circuit magnétique et circuit électrique.

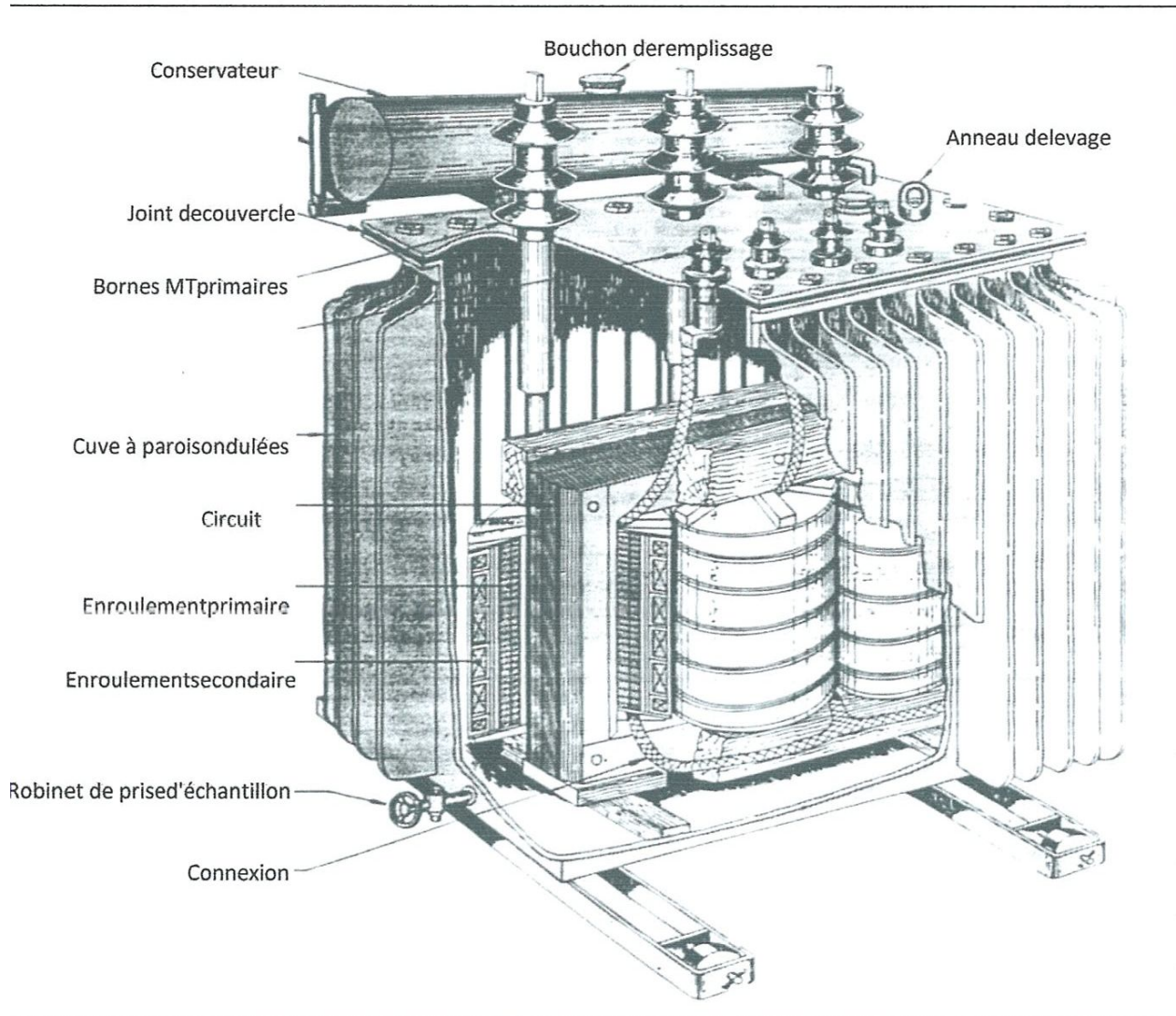


Figure I.1: Transformateur à Cuve à Radiateur

I.2.1 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 [2], [3]:

- 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.

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

I.2.1.1 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.

I.2.1.2 Type à colonnes :

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 afin 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 [4], [5]. 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.

I.2.2 Circuit électrique :

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. [5].

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux:

I.2.2.1 Bobinage concentrique simple :

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

I.2.2.2 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.2.2.3 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.2.3 La cuve :

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur [6].

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 [7].

Pour les transformateurs dont la puissance dépasse 25 kVA, la surface lisse de la cuve devient insuffisante pour évacuer les pertes dans les conditions normales d'échauffement; il faut alors prévoir une cuve de surface ondulée.

I.3 Types de transformateurs :

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. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haute tension seront des transformateurs de puissance (i.e. Figure 1). Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV.



Figure I.2 : Transformateur de puissance

I.3.2 Autotransformateur (figure I.3):

Cet appareil présente l'avantage d'un dimensionnement plus faible que celui d'un transformateur, à puissance traversante 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.



Figure I.3 : Autotransformateur

I.3.3 les transformateurs triphasés :

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

I.3.3.1 Constitution d'un transformateur triphasé :

La figure (I.4) nous montre la constitution d'un transformateur triphasé.

Sur chaque colonne du circuit magnétique feuilleté, on dispose un enroulement primaire de N_1 spires et un enroulement secondaire de N_2 spires.

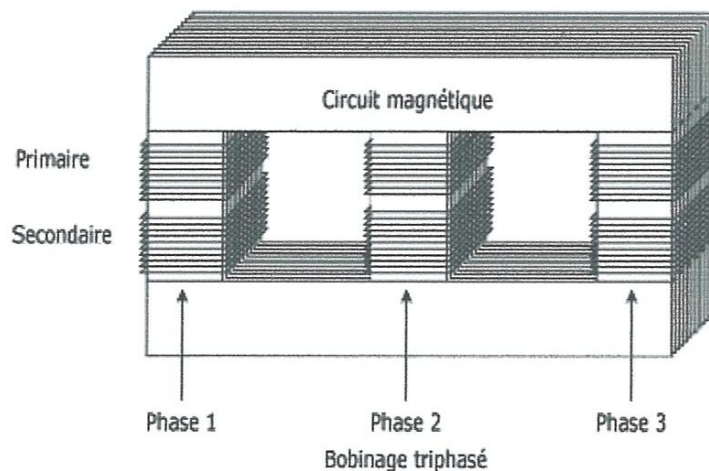


Figure I.4 : la constitution d'un transformateur triphasé

I.3.3.2 Couplage des enroulements d'un transformateur triphasé :

L'association d'un mode de connexion du primaire avec un mode de connexion du secondaire caractérise un couplage.

Les enroulements primaires d'un transformateur peuvent être reliés :

- En étoile.
- En triangle.

Les enroulements secondaires d'un transformateur peuvent être reliés :

- En étoile.
- En triangle.
- En zig-zag.

- **Le couplage étoile :** permet la sortie du neutre et ainsi de disposer des tensions simples et composées. Il est, pour cela, très utilisé en BT.
- **Le couplage triangle :** ne permet pas la sortie du neutre ; de plus, comme les enroulements sont alimentés par la tension composée, ils nécessitent un plus grand nombre de spires qu'en étoile.
- **Les enroulements du couplage zigzag :** sont divisés en deux demi-bobines placées sur deux colonnes différentes. De plus la deuxième demi-bobine est inversée par rapport à la première. On obtient avec ce couplage une meilleure répartition des tensions sur un réseau BT déséquilibré.

Les différents modes de couplage sont symbolisés par des lettres, majuscules pour la haute tension, minuscules pour la basse tension :

- Y ou y pour le couplage étoile.
- D ou d pour le couplage triangle.
- Z ou z pour le couplage zigzag.

Si le point neutre des enroulements en étoile ou en zigzag est accessible pour être raccordé, les désignations deviennent YN ou ZN et yn ou zn.

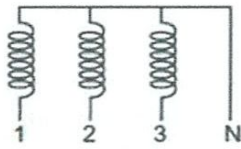
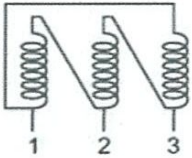
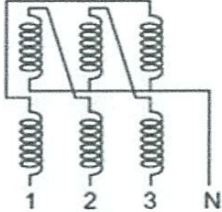
Branchement	Etoile	Triangle	Zigzag
Schéma			
Symbole			
Lettre	Y ou y	D ou d	Z ou z
Remarques	Simple, robuste et adapté aux très hautes tensions	Plus adapté aux courants importants	Utilisé côté secondaire des transformateurs de distribution

Tableau I.1 : Les types de couplage

I.4 Les contraintes:

Un réseau électrique doit fournir une énergie avec une meilleure qualité possible. Cette qualité se dégrade avec l'apparition des anomalies dont la durée peut conduire à des arrêts des fonctionnements prolongés [7].

Nous passerons rapidement en revue dans cette analyse, les défauts que l'on rencontre couramment sur les transformateurs, leurs causes, leurs conséquences.

I.4.1 Surtension:

Les surtensions sont dangereuses dans un réseau de distribution car elles soumettent les isolants à des contraintes qui risquent de les détruire ou du moins de les vieillir.

Les surtensions peuvent être causées par :

- Contact avec une ligne de plus forte tension.
- Coupure brutale d'une ligne.
- Coups de foudre directs ou indirects.

Les conséquences de surtension sont:

- Dans le cas où la surtension persiste, elle risque d'entraîner des surcharges dangereuses pour les récepteurs et même pour les générateurs.
- En cas de claquage de l'isolant, elles ont pour conséquence immédiate un court-circuit même s'il s'agit seulement d'un arc dans l'air, celui-ci persister sur les réseaux de tension supérieure à quelques milliers de Volts, même après disparition de la surtension

On a alors le courant de suite qui ne sera coupé que par isolement de la ligne ou de l'appareil atteint.

- Les surtensions de longue durée augmentent le courant magnétisant des transformateurs, d'autant plus que leur circuit magnétique est saturé.

I.4.2 Court-circuit:

Un court-circuit est la disparition intempestive de l'isolement relatif de deux conducteurs de tensions différentes à la même source, sans interposition d'une impédance convenable.

Le court-circuit peut être causé par :

- Installations intérieurs : frottement – écrasement – rupture de conducteur contact avec le conducteur voisin ...
- Lignes aériennes : coup de foudre – balancement de conducteur - chutes du branches...
- Lignes souterraines : mouvement de terrain – infiltration d'humidité – coup de pioche ...
- Postes : avarie d'un appareil – vieillissement, détérioration ou claquage des isolants [8].

Les conséquences des surintensités sont :

- La chaleur de l'arc ou celle dépensée dans le contact imprévu, peut faire fondre les métaux environnants, carboniser les isolants et même déclencher les incendie.
- Les efforts électrodynamiques des courants de court-circuit sont très dangereux, les enroulements des transformateurs sont véritablement secoués. Ils peuvent même causer un décalage de galettes.
- L'échauffement de tous les conducteurs traversés par le courant de court-circuit est très important, il concentre ses effets sur les points faibles : bornes des transformateurs.
- Les effets de la chute de tension, s'ils font couvrir moins de danger au matériel, n'en sont pas moins gênants, la tension devient quasi-nulle au voisinage du court-circuit [8].

I.4.3 Surcharges:

Les surcharges sont dues essentiellement à une augmentation de la demande d'énergie, mais parfois aussi à un dimensionnement incorrect des équipements qui composent les installations électriques.

Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles. Si ces courants se maintiennent trop longtemps ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique.

Les conséquences des surcharges sont :

Un régime de charge d'un transformateur au-delà des valeurs de la plaque signalétique a les conséquences suivantes :

- Les températures des enroulements, des calages, des connexions, des isolants et de l'huile vont augmenter, et peuvent atteindre des niveaux inacceptables.
- L'induction magnétique du flux de fuite en dehors, du circuit magnétique augmente et provoque un accroissement de l'échauffement par courant de Foucault dans les parties métalliques embrassées par le flux de fuite.
- Comme la température varie, les taux d'humidité et teneur en gaz dans l'isolation et dans l'huile sont modifiés.
- Les traversées, les changeurs de prises, les connexions d'extrémités de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées qui réduisent leurs marges de conception et d'application.

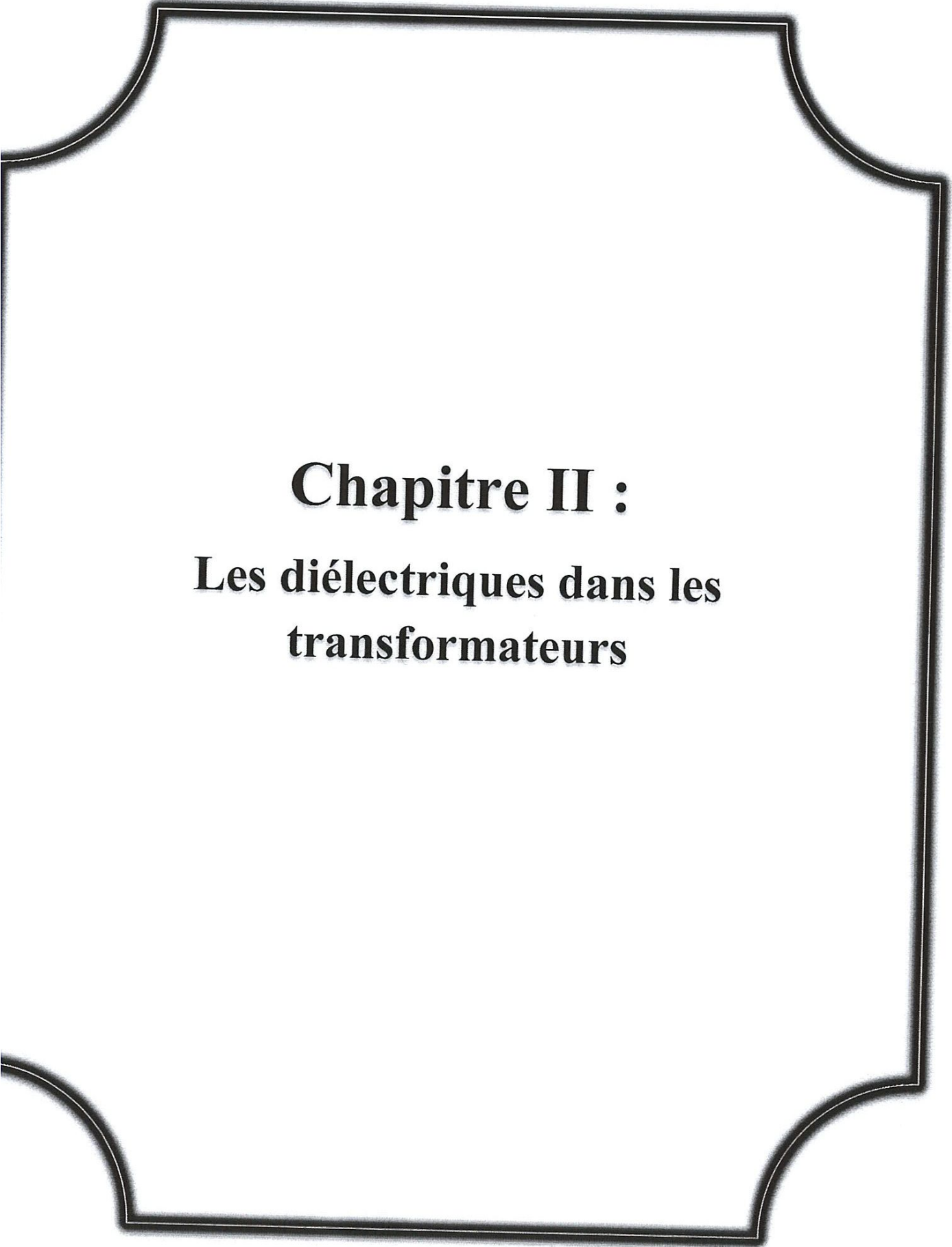
Par conséquence il y a un risque de défaillance prématurée lié à l'augmentation des courants et des températures. Ce risque peut être d'un caractère à court terme immédiat ou résulter de l'effet cumulatif du vieillissement thermique de l'isolation du transformateur sur de nombreuses années.

Conclusion :

Les transformateurs sont des appareils complexes, qui doivent tenir de nombreuses et fortes contraintes, de natures diverses, durant leur cycle de vie. De plus, dans le contexte actuel, avec un parc d'appareils vieillissant et un réseau de plus en plus chargé, les transformateurs seront soumis à des contraintes de plus en plus importantes, pendant encore plusieurs années à priori.

Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique. Il est donc très important d'être capable d'en assurer la maintenance, et le dépannage au mieux, afin d'optimiser l'exploitation du matériel lui-même, et surtout de garantir la transmission importante d'énergie électrique, qui transite par lui.

Nous présentons dans le deuxième chapitre, les isolations liquides et solides utilisées dans les transformateurs de puissance.



Chapitre II :

Les diélectriques dans les transformateurs

Introduction :

Les transformateurs de puissance sont des équipements importants et coûteux dans les réseaux d'énergie électrique. En termes d'investissement, ces équipements représentent près de 60 % du prix d'un poste de transformation. La majorité de ces appareils sont exposés à diverses contraintes durant leur exploitation (électrique, thermique, mécanique, environnementales...). Or une fiabilité extrême est exigée pour la distribution d'énergie électrique.

Ce chapitre présente de manière générale l'isolation liquide et solide utilisées dans les transformateurs de puissance. Les différents mécanismes de vieillissement et de dégradation associés à chacune des isolations sont étudiés afin d'identifier les causes de défaillances dans les transformateurs.

II.1 Définition :

Les isolants ou diélectriques sont des matériaux ayant une résistivité très élevée : 10^8 à $10^{16} \Omega.m$, car ils contiennent très peu d'électrons libres. Un isolant est caractérisé par ses propriétés électriques, mécaniques chimiques et thermiques. Un bon isolant ne devrait pas laisser de courant lorsqu'il est soumis à une tension continue. Autrement dit, sa résistance en CC doit être infiniment grande. Cependant, en pratique, un courant de fuite très faible circule dans tous les matériaux isolants en HT continue. Le courant passe à travers un isolant en HT continue est également constant et est appelé courant résiduel. En HT alternative, n'importe quel matériau isolant laisserait passer un courant capacitif.

Le tableau (II.1) résume quelques facteurs d'influence importants et des modes de fonctionnement relatifs à l'isolation des matériels électriques.

Contrainte électriques	Environnement
Tension de service	Air
Surtensions (régime transitoire)	Oxygène
Fréquence	Hydrogène
Décharges partielles	Azote
Cheminement	Gaz inertes
Contournement	Hexafluorure de soufre
Décharges rampantes	Pollutions industrielles
Contraintes thermiques	Rayonnement ultraviolet
Température maximale	Radiations nucléaires
Température ambiante basse	Vide
Température élevée	Lubrifiants solvants
Gradient de température	Liquides isolants
Vitesse d'évolution de la température (choc thermique)	Eau
	Acides, base
	Poussière semi-conductrice
	Poussière et sable
	Moisissures
	Rongeurs
	Termites
	Humidité
	Mode de fonctionnement
	Continu
	De courtes durées
	Intermittent
	Stockage et transport

Tableau II.1: Listes de quelques facteurs d'influence importants et de modes de fonctionnement relatifs à l'isolation des matériels électriques

II.2 Constitution générale des transformateurs de puissance :

Dans la pratique, la majorité des transformateurs de puissance sont de construction triphasée. Pour des raisons d'encombrement (poids et dimensions) et de transport, on les trouve en unités monophasées.

Les principaux organes du transformateur sont :

- Les bornes de traversées basses et hautes tensions qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches ;
- La cuve constituée de tôles d'acier. Les parois de la cuve sont, selon les modèles, radiantes à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une vanne d'arrêt. La structure et les soudures d'assemblage peuvent être renforcées dans le cas où une bonne tenue au vide est nécessaire ;
- Le noyau magnétique constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possible du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique ;
- Les enroulements (feuillard ou rond, ou méplat de cuivre ou d'aluminium) sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation d'huile et les échanges thermiques ;
- Le conservateur d'huile (réservoir métallique (acier en général)) est situé sur le dessus du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni découvrir (mettre à nu) les parties actives. Dans certains cas, une poche souple est présente dans le conservateur ; elle permet d'éviter à l'huile d'entrer en contact avec l'air ambiant.

Certains transformateurs sont munis d'assécheur permettant de limiter la teneur en eau de l'air pénétrant dans le conservateur ;

- Les changeurs de prise en charge ou hors charge ;
- Le fluide diélectrique (huiles minérales, synthétiques ou végétales) ;

- Les isolants solides (papiers à base de celluloses, rubans, vernis, résines époxydes, cartons, bois...).

L'ensemble des principaux organes d'un transformateur sont indiqués sur la figure (II.1), la légende de cette figure est représentée par le tableau (II.2).

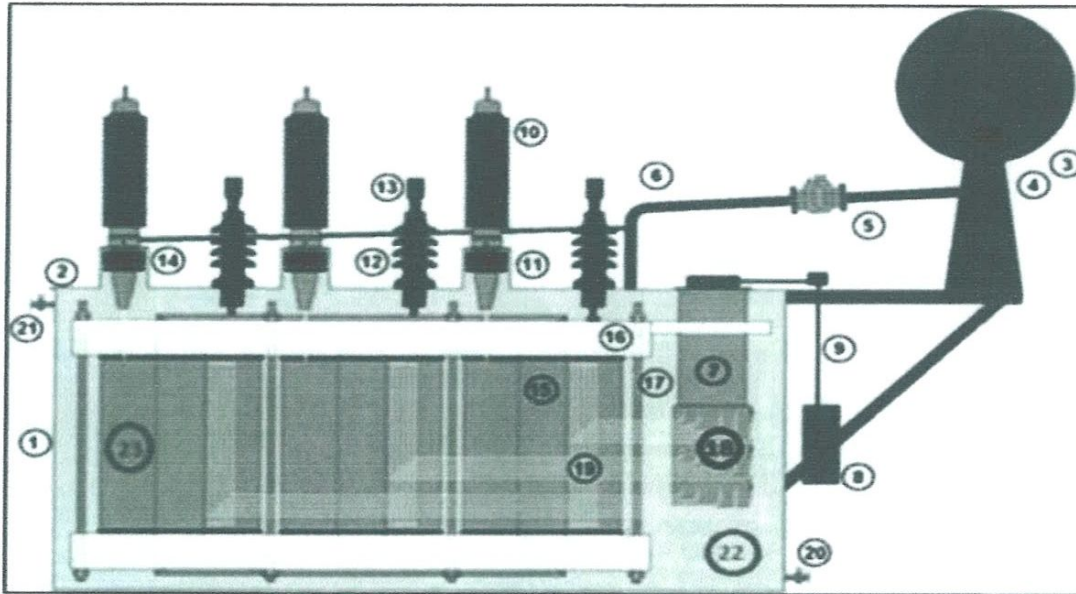


Figure II.1 : Principaux organes d'un transformateur de puissance

1	Cuve	13	Contact du secondaire
2	Couvercle	14	Transformateur de courant
3	Conservateur	15	Enroulements
4	Indicateur de niveau d'huile	16	Noyau magnétique
5	Relais Buchholz	17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble exerçant une force de compression
6	Tuyau d'huile	18	Bornes de connexion du changeur de prises
7	Changeur de prises	19	Connexion du changeur de prises aux enroulements
8	Moteur électrique du changeur de prises	20	Robinet pour prélèvement d'huile
9	Transmission mécanique du changeur de prises	21	Robinet d'air
10	Connexion du primaire	22	fluide diélectrique (huile)
11	Bornes de traversée	23	isolant solide (papier)
12	Connexion du secondaire		

Tableau II.2 : Principaux organes d'un transformateur de puissance.

II.3 Système d'isolation des transformateurs :

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

II.3.1 Isolation liquide :

II.3.1.1. Huiles minérales isolantes :

Les huiles minérales sont utilisées comme isolants dans les équipements électriques depuis plus d'un siècle. Mis à part les transformateurs de distribution, lesquels sont soumis à des contraintes de fonctionnement particulières, les transformateurs immergés sont généralement remplis d'huile minérale. Les caractéristiques principales requises pour l'huile minérale sont [18] :

- Une faible viscosité et un bon point d'écoulement pour assurer sa circulation ;
- Un point éclair élevé ;
- Une bonne stabilité chimique vis-à-vis des phénomènes d'oxydation et de décomposition ;
- Une rigidité diélectrique élevée.

L'huile minérale est obtenue à partir du raffinage du pétrole brut. Selon l'origine du pétrole et du processus de raffinage, on peut identifier différents types d'huiles (figure II.2).

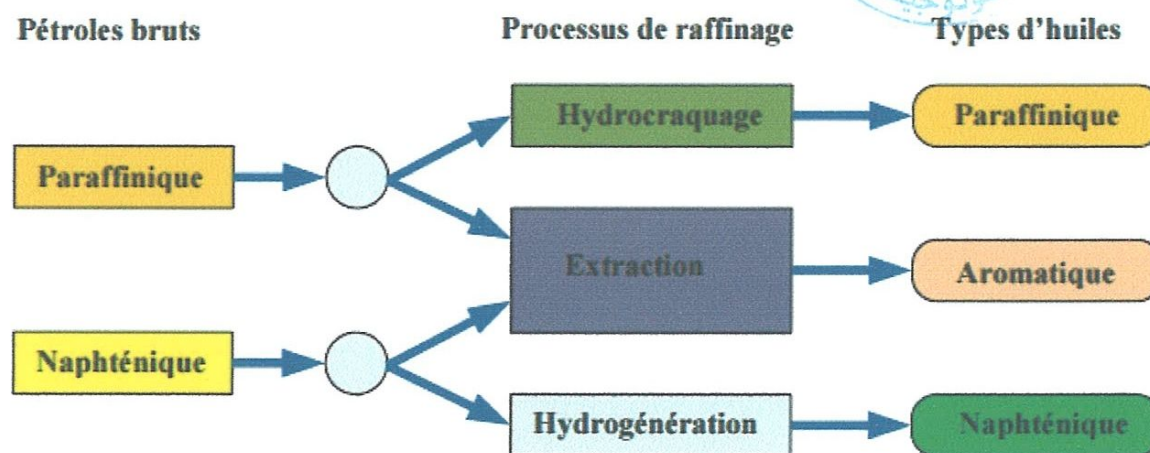


Figure II.2 : Processus de raffinage pour les huiles brutes [19].

Une fois les impuretés enlevées, ces huiles deviennent des mélanges très complexes ; elles peuvent comporter plus de 3000 hydrocarbures différents [20]. Ces molécules ne comportent que du carbone et de l'hydrogène. Elles sont divisées en trois groupes comme le montre la figure (II.3) : les alcanes (ou paraffines), les cyclanes (ou naphtènes) et les composés aromatiques. D'autres constituants peuvent être présents dans l'huile, à savoir de petites quantités de soufre (0.1 à 7 % en masse), d'azote (0.001 à 2 %) et des traces d'oxygène (400 à 600 ppm en masse). La structure générale de l'huile minérale neuve est $C_{20}H_{41.6}O_{0.3}$ avec une masse moléculaire moyenne située entre 250 et 300 [19].

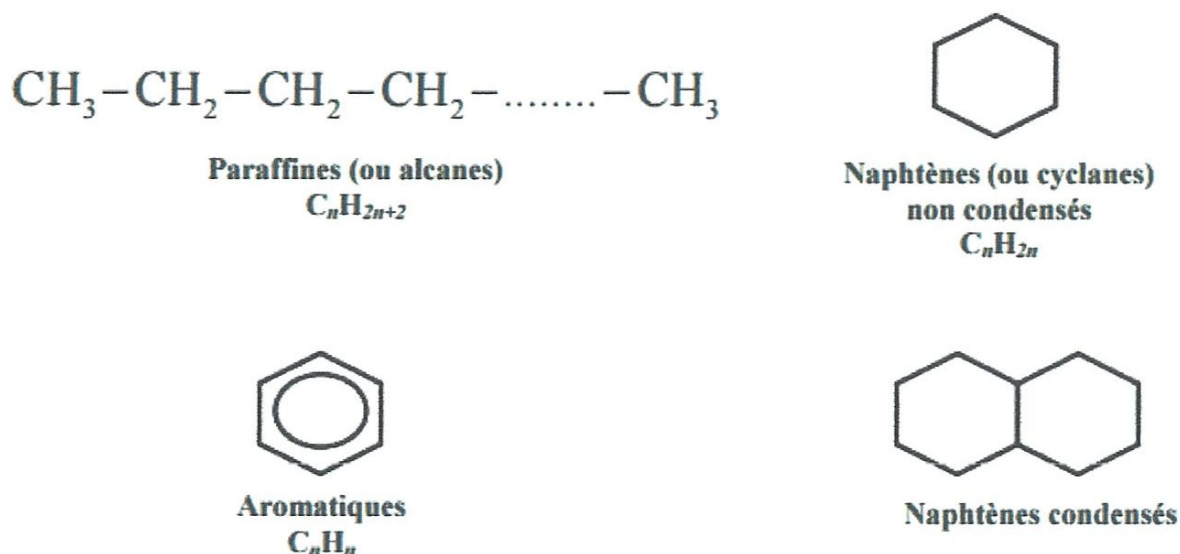


Figure II.3 : Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut [19].

Selon le processus de raffinage, les proportions de paraffines, de naphtènes et d'aromatiques peuvent varier de 40 à 60 %, 30 à 50 % et 5 à 20 % respectivement. La composition typique des types d'hydrocarbures est donnée dans le tableau (II.3).

Types d'hydrocarbures	Type de brut pétrolier		
	Paraffinique	Mixte	Naphténique
Paraffinique	20	40	20
Naphténique	25	40	65
Aromatique	15	20	15

Tableau II.3 : Composition typique des bruts pétroliers (en %) [19].

Dans ces molécules, deux types de structure existent : en chaîne ou cyclique. Compte tenu de leurs doubles liaisons, les composés aromatiques qui sont de nature cyclique, sont plus instables et donc plus réactifs que les composés paraffiniques et naphténiques.

II.3.1.1.1. Huiles inhibées :

Pour améliorer la stabilité chimique des huiles isolantes, les fabricants rajoutent des additifs à très faible dose. Ceux-ci sont principalement des antioxydants ayant pour effet de réagir directement avec les agents oxydants. Leur rôle est de casser la réaction d'oxydation évitant ainsi la formation d'acides et de composés polaires dont certains sont susceptibles de dégrader de manière irréversible l'huile minérale. Ces additifs ne font que prolonger la durée d'utilisation de l'huile avant son altération. Une fois leur action terminée, c'est-à-dire lorsque les additifs antioxydants sont consommés, des boues et des acides se forment dans l'huile à peu à peu à la même vitesse que s'il n'y avait pas eu d'additif dans l'huile. L'inhibiteur le plus utilisé est le DBPC (2,6-ditertio-butyl para-cresol) ou le DBP (2,6-ditertio-butyl phenol) [21].

II.3.1.1.2. Rôle des huiles minérales :

L'huile est utilisée comme isolation électrique seulement dans les régions où par conception les contraintes électriques sont relativement faibles. Dans un transformateur haute tension, l'huile minérale doit imprégner les papiers et les cartons qui ont été préalablement séchés et dégazés. Les huiles minérales ont trois fonctions principales :

- assurer l'évacuation de la chaleur, produite par les pertes au niveau des conducteurs, des circuits magnétiques et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement ;
- Isoler, c'est-à-dire ralentir l'oxydation de l'isolation solide ;
- Isoler électriquement.

À ces fonctions principales fondamentales, il y a lieu d'ajouter la fonction résistance incendie et lubrifiant pour certains appareils comportant des pièces mobiles.

II.3.1.2. Huiles synthétiques :

Les huiles synthétiques sont utilisées lorsque les caractéristiques requises ne sont pas remplies par les huiles minérales. C'est le cas en particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (transformateurs) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs). Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques :

- Les hydrocarbures aromatiques ;
- Les hydrocarbures aliphatiques tels que les polyoléfines ;
- Les esters synthétiques ou esters organiques (esters de pentaérythritol, les phtalates) ;
- Les silicones.

Les liquides synthétiques sont un peu dans une position intermédiaire entre les PCB et les huiles minérales à cause de leur point d'éclair et leur température d'auto-inflammation. Les liquides synthétiques appartiennent aux liquides ayant un point d'éclair élevé. On les appelle également liquides ininflammables (liquides qui ont un point d'éclair minimum au-dessus de 300 °C). En raison de ce degré élevé de résistance à l'inflammation, ils sont utilisés dans les transformateurs situés dans les zones urbaines (c'est-à-dire là où la sécurité des personnes et des biens pourrait être compromise par le feu).

II.3.1.2.1. Les esters synthétiques :

Fondamentalement, les esters synthétiques peuvent être classés en 5 groupes [22] :

- Les monoesters ;
- Les esters dicarboxyliques (di esters) ;
- Les esters du glycérol ;
- Les polyolesters ;
- Les esters complexes.

Les esters sont obtenus par synthèse d'un acide et d'un alcool. Les polyesters et les esters complexes sont utilisés dans des conditions extrêmes (contraintes élevées) comme dans le cas des transformateurs de puissance. Ces groupes d'esters sont les plus utilisés à cause de l'absence de groupes hydroxyles secondaires et un carbone quaternaire dans leur structure chimique en position β . Les alcools typiques utilisés pour la synthèse sont des peo-penty glycol, trimethylolpropane, pentaérythritol ou dipentaérythritol.

Quelques principales données techniques pour les esters sont contenues dans le tableau (II.4).

	Midel 7131	s-Ester	n-Ester 1	n-Ester 2
Tan δ (%) à 20 °C	0,001	0,0006	0,001	0,003
Tan δ (%) à 90 °C	<0,03	<0,03	0,009	0,005
ϵ_r à 20 °C	3,3	3,0	3,0	3,0
Tension de claquage (kV)	<75	99	<75	56
Point de feu (°C)	322	303	356	360
Point d'écoulement (°C)	-60	-50	-31	-21
Viscosité cinématique (mm ² /s) à 40 °C	28	25	37	33

Tableau II.4 : Données techniques pour différents types d'esters [23].

L'ester synthétique le plus utilisé dans les transformateurs de distribution est le Midel 7131 à cause de son aspect respectueux de l'environnement et aussi de sa bonne résistance au vieillissement [23]. L'utilisation des esters dans les transformateurs de puissance est principalement limitée à cause de leur prix trop élevé et de leur viscosité élevée.

II.3.1.2.2. Huiles silicones :

Les silicones, ou encore polysiloxanes, sont des composés inorganiques formés d'une chaîne silicium-oxygène (...-Si-O-Si-O-Si-O-...) sur laquelle des groupes se fixent, sur les atomes de silicium. Certains groupes organiques peuvent être utilisés pour relier entre elles plusieurs de ces chaînes (...-Si-O-...).

Le type le plus courant est le polydiméthylsiloxane linéaire ou PDMS. La formule générale des huiles silicones est : $(\text{CH}_3)_3\text{Si}-(\text{C}_2\text{H}_5\text{OSi})_n-\text{Si}(\text{CH}_3)_3$. Les huiles silicones utilisées dans les transformateurs de puissance correspondent à des enchaînements avec n égal à 40 à 50, afin d'obtenir une viscosité acceptable avec un point de feu supérieur à 330 °C. Elles possèdent de bonnes propriétés contre le vieillissement et l'oxydation.

Leur stabilité est liée à l'énergie de la chaîne Si-O (374 au lieu de 245 kJ/mol pour la chaîne C-C). L'huile silicone est incolore ; elle est caractérisée par un point d'écoulement très bas comparé à celui des huiles minérales, même si sa viscosité à 20 °C est plus élevée.

Les huiles silicones sont également utilisées pour l'imprégnation de condensateurs au film de polypropylène métallisé.

II.3.1.3. Les huiles végétales ou esters naturels :

Leur composition chimique est celle d'un triester provenant principalement de triglycérides. La formule d'un ester est $R\text{-COO-R'}$. La figure (II.4) donne la structure chimique d'une huile végétale.

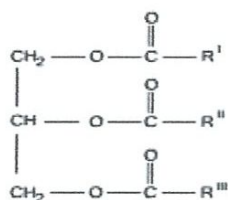


Figure II.4 : Structure générale d'une huile végétale.

Les huiles végétales (ou esters naturels) sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, avec trois acides gras. Ces acides sont mono-carboxyliques (de formule $R\text{-COO-H}$), à chaîne linéaire non branchée, comprenant un nombre pair d'atomes de carbone. Ils peuvent être saturés (sans double ou triple liaison) ou insaturés et parfois hydroxylés. Les triglycérides sont obtenus par trituration (broyage et pression) des grains.

Les huiles végétales sont en général très peu toxiques et possèdent une excellente biodégradabilité. Ces qualités sont dues notamment à une faible résistance à l'oxydation et l'hydrolyse. Ces deux caractéristiques, qui sont favorables à l'aspect éco-toxicologique, représentent un désavantage important pour les applications électrotechniques. En outre, leur comportement diélectrique n'est pas très élevé. Malgré ces inconvénients, les huiles végétales sont déjà utilisées dans les transformateurs de distribution et des tentatives sont en cours pour étendre leur utilisation dans les transformateurs de puissance.

II.3.1.4. Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique :

Le choix d'un liquide pour une application donnée doit assurer la fiabilité du fonctionnement des équipements ainsi que la sécurité des opérateurs. Il existe toujours un compromis entre les performances techniques du liquide isolant et son coût.

Les hydrocarbures aromatiques présentent des propriétés diélectriques nettement supérieures à celles des huiles minérales ; cependant, leurs prix restent élevés : 4 à 5 fois plus. Ils sont utilisés dans les câbles et les condensateurs, où le fabricant peut bénéficier de meilleures propriétés d'imprégnation en réduisant la taille des équipements et ainsi obtenir un équipement plus puissant et moins coûteux que s'il était imprégné d'huile minérale. Dans le cas des transformateurs, il n'est pas possible de tirer avantage des meilleures propriétés diélectriques des liquides synthétiques. Et c'est pour cette raison que les huiles minérales sont universellement utilisées dans cette application. Toutefois, lorsque la résistance au feu devient un paramètre dominant, les transformateurs sont imprégnés d'huiles silicones ou d'esters. Ces produits sont ininflammables, comme le sont les polychlorobiphényles (PCB). D'autre part, ils présentent un point de feu très élevé ($> 300\text{ }^{\circ}\text{C}$), ce qui limite le risque d'inflammation du liquide. Le tableau (II.5) illustre les différents types d'huiles pour divers types de transformateurs.

	Huile minérale	Fluide silicone	Ester synthétique	Huiles végétales (Esters naturels)
Transformateurs de puissance	A	X	B	B
Transformateurs de traction	A	A	A	X
Transformateurs de distribution	A	A	A	A
Transformateurs d'instrument	A	X	X	X
A= Largement utilisé B= Utilisé moins fréquemment X= Couramment non utilisé				

Tableau II.5 : Choix du liquide isolant pour différents types de transformateurs[24]

II.3.2. Isolation solide :

II.3.2.1. Papier et carton :

Les papiers et les cartons sont des matériaux isolants possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale leur confère une rigidité diélectrique remarquable. Le papier Kraft est l'un des papiers les plus utilisés dans l'industrie électrique. Ces isolants solides sont constitués de fibres de celluloses (chaînes de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton). Les celluloses sont formées de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène (figure II.5).

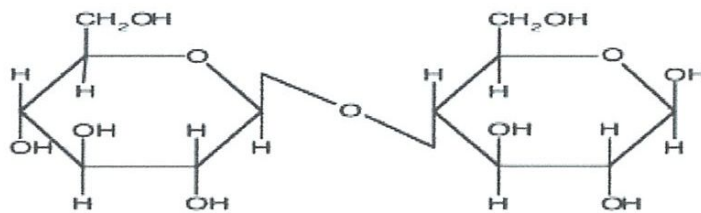


Figure II.5 : Motif élémentaire d'une cellulose [21].

De par leur densité, la longueur et la diversité des fibres de cellulose qui les constituent, ces matériaux possèdent des caractéristiques mécaniques et électriques particulières. À part la cellulose qui constitue 90 % du papier, des constituants autres que la cellulose existent dans le papier. On note 6 à 7 % de lignine, 3 à 4 % d'hémicellulose (typiquement du pentasone) et des traces de cations métalliques[21].

La cellulose est un polysaccharide linéaire de la série des β - D-glucanes. Elle se présente sous forme de longues chaînes (100 nm environ) obtenues par enchaînement linéaire de motifs anhydroglucose unis par des liaisons glycosidiques β -1-4. La cellulose peut être caractérisée par son degré de polymérisation moyen qui est le nombre moyen de motifs glucose par chaîne de cellulose.

Les hémicelluloses sont des hétéropolysaccharides contenant des monosaccharides de types variés (avec 6 ou 5 atomes de carbone). Ils sont partiellement liés aux molécules de cellulose et de lignine par liaison hydrogène.

Les lignines sont des polymères tridimensionnels irréguliers constitués de motifs phenylpropane. Ils jouent un rôle de ciment. La lignine résiduelle dans la pâte après traitement est difficile à éliminer (inaccessibilité physique, liaisons

lignines-hydrate de carbones) sans provoquer des coupures dans les chaînes de cellulose et par conséquent une dépolymérisation importante de la cellulose. La constante diélectrique du papier est deux fois plus élevée que celle de l'huile. Le papier et le carton seront donc utilisés dans les zones où règne un fort champ électrique pour renforcer l'isolation dans l'huile.

II.3.3. Complexe huile/Papier :

L'huile assure avec le papier un complexe isolant très efficace. Ce complexe constitue une clé maîtresse dans l'isolation électrique dans un transformateur de puissance. C'est également sa composante la plus fragile.

Les caractéristiques électriques des complexes sont obtenues grâce à l'huile, le papier diminuant sensiblement les caractéristiques de celle-ci. La tenue mécanique du complexe est assurée par le papier. Les phénomènes vibratoires dus aux parties actives du transformateur sont en partie atténués par la présence des cales. On limite ainsi les contraintes subies par le complexe. Dans le but de renforcer la tenue mécanique du papier, celui-ci est disposé en bandes alternées de 75 μm d'épaisseur autour de la barre de cuivre. Le nombre de bandes de papier est généralement compris entre 3 et 12.

Différentes caractéristiques peuvent être mesurées pour tester le papier [25] :

- Longueur à la rupture ou résistance à la traction ;
- Allongement à la rupture ;
- Indice de déchirement ;
- Résistance au pliage ;
- Limite élastique à la traction ;
- Indice d'éclatement ;
- Mesure du degré de polymérisation moyen viscosimétrique.

Cette dernière caractéristique est de nos jours la plus utilisée pour évaluer l'état du papier. Sur le plan chimique, le complexe papier/huile subit l'action de l'eau et de l'oxygène, l'action de ces réactifs étant exaltée par la température. Les effets les plus importants sont observés sur le papier.

II.4. Vieillissement et dégradation des isolants :

Le vieillissement des isolants est le résultat d'une détérioration graduelle due à des réactions physiques et chimiques affectant la tenue mécanique et diélectrique du système d'isolation. Plus exactement, le vieillissement est défini par la dégradation irréversible des propriétés du système d'isolation électrique due à

l'action d'un ou plusieurs facteurs. Il s'ensuit de cette définition que l'un des paramètres déterminants pour qualifier le vieillissement d'un transformateur est le vieillissement des matériaux.

II.4.1. Dégradation de l'huile minérale :

En service, les huiles isolantes subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques. Ces changements sont dus à un ensemble de processus réactionnels responsables de la durée de vie des huiles isolantes en service. Ce processus réactionnel conduit inexorablement au vieillissement de ces huiles. L'action simultanée de l'oxygène moléculaire et du champ électrique en présence de matériaux de construction des appareils conduit au vieillissement. L'oxydation est le facteur prédominant.

Les principaux facteurs qui influencent l'oxydation des huiles minérales sont l'oxygène, la température et les métaux agissant comme catalyseurs.

II.4.2. Vieillissement du papier (Mécanismes de dégradation) :

La détérioration du papier résulte principalement de la détérioration de la cellulose. Cette détérioration est normalement associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui se produisent dans les matériaux. Ces trois réactions entraînent la rupture des macromolécules de la cellulose et réduisent le degré de polymérisation moyen. Elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité. Les tendons d'Achille du papier sont la température et l'humidité ; la cellulose peut se dégrader rapidement aux températures supérieures à 90 °C.

Plus concrètement, on assiste à [21-26] :

- La pyrolyse ou thermolyse : la dégradation thermique de la cellulose provoque la coupure des liaisons glucosidiques et l'ouverture des anneaux de glucose. Les produits majoritaires formés sont des molécules de sucre libre, CO, CO₂, H₂O et H₂ ; La pyrolyse n'affecte sensiblement les qualités mécaniques du papier qu'au-dessus de 150 °C ;
- L'oxydation qui consiste en l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène. Elle provoque une dépolymérisation. Les produits formés sont des carbonyles, des aldéhydes et des acides, mais aussi des gaz tels que CO, CO₂, H₂O et H₂ ;
- L'hydrolyse qui est la réaction de l'eau avec les ponts d'oxygène et qui provoque la rupture de chaînes sans formation de produits libres. L'eau formée par pyrolyse et oxydation contribue à augmenter l'hydrolyse.

Il faut noter qu'en dessous de 140 °C, il devient difficile de distinguer les trois mécanismes précédents. Dans ce cas, la dégradation du papier est due à l'action combinée de l'oxygène ou de l'eau, exaltée par la température.

Les trois types de mécanismes conduisent à la formation de sucres suite à la scission de la chaîne cellulosique. L'analyse des sucres dans l'huile d'imprégnation pourrait constituer un moyen de diagnostic de l'état de l'isolation solide. Cela ne peut être possible à cause de la faible solubilité des sucres dans l'huile. Sous influence de l'humidité et des acides, le glucose se dégrade en 5-hydroxyméthyl-2-furfuraldéhyde. Étant instable, ce dernier se décompose à son tour en d'autres dérivés furaniques tels que le 2-acétyl-furan, le 5-méthyl-2-furfuraldéhyde. En raison de leur solubilité partielle dans l'huile, ces produits constituent de nos jours les seuls traceurs caractéristiques de la dégradation du papier.

D'autres facteurs contribuent aussi à la détérioration du papier et du carton. Les vibrations, les efforts électromagnétiques causés par les courts-circuits et les courants d'appel, les chocs au cours du transport ainsi que les efforts résultant des différents matériaux sont les principales contraintes mécaniques qui altèrent le papier et le carton. Si celles-ci sont suffisamment fortes, elles détruiront les matériaux isolants et entraîneront une défaillance électrique. Les efforts de compression entraînent le tassement des isolants solides et par conséquent une prise de jeu de l'ensemble de l'assemblage. Ceci rendra le transformateur plus vulnérable en cas de court-circuit.

II.4.3. Vieillissement du complexe huile/papier :

Pour chaque composante du complexe, les phénomènes de vieillissement thermique restent essentiellement les mêmes. Cependant, il a été constaté que les produits d'oxydation de l'huile contribuent au vieillissement du papier soit par leur action propre, soit par augmentation de l'hygroscopicité de l'huile ; par exemple, la vitesse de dégradation du papier peut être 10 fois plus rapide dans l'huile que dans un diélectrique. L'eau accélère fortement le vieillissement, car elle se fixe principalement dans le papier. L'effet de l'air n'est pas toujours mis en évidence, car l'oxygène réagit surtout avec l'huile.

II.4.4. Récapitulatif du vieillissement de l'huile et du papier :

Dans les transformateurs de puissance, ce n'est pas toujours le comportement électrique qui est le plus difficile à maîtriser, mais c'est l'interaction de toutes les autres contraintes, conduisant pendant une durée limitée ou non, avec des répétitions possibles, à augmenter les contraintes sur les isolations. Les contraintes

susceptibles d'affecter le bon fonctionnement des équipements électriques sont au nombre de quatre :

- Contraintes électriques (décharges partielles, courts-circuits, surtensions de manœuvres ou atmosphériques, etc.) ;
- Contraintes mécaniques (courts-circuits, régimes transitoires, surcharges, vibrations, etc.) ;
- Contraintes thermiques (effet joules, courant de Foucault, pertes magnétiques et diélectriques, etc.) ;
- Contraintes chimiques (humidité relative, eau, oxygène, etc.).

La figure (II.6) illustre simplement l'interaction entre ces contraintes et le système d'isolation du transformateur de puissance conduisant ainsi à son vieillissement.

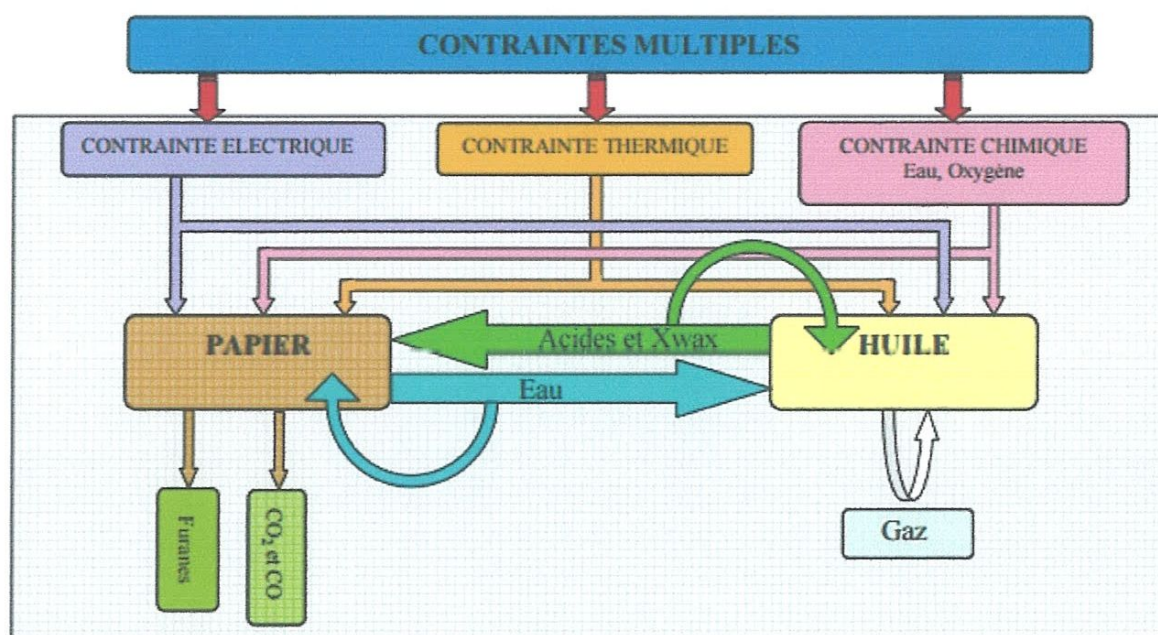


Figure II.6 : Interaction entre les différentes contraintes et le système d'isolation du transformateur [17].

II.4.5. Vieillessement des accessoires :

Le vieillissement étudié jusque-là concernait la partie principale du transformateur de puissance. L'état des accessoires tels que les changeurs de prise en charge ainsi que des bornes de traversées constituent également des paramètres importants pour évaluer la capacité de service d'un transformateur. Comparés à l'ensemble du transformateur, leurs coûts sont modérés, mais leurs défaillances peuvent entraîner la destruction de tout le système.

Ces éléments n'interviennent donc pas de manière déterminante dans l'évaluation globale du vieillissement du transformateur, mais du fait de leur importance stratégique, ils nécessitent une maintenance régulière. Au niveau des changeurs de prises en charge, le vieillissement est essentiellement mécanique et diélectrique (qualité de l'huile). Pour les bornes de traversées, qu'elles soient sèches ou remplies d'huile, seule la dégradation de l'isolation est prédominante[27].

II.5. Évaluation de l'état du transformateur :

L'évaluation de l'état du transformateur est vérifiée en examinant l'isolation huile - papier. L'huile du transformateur contient 70 % des informations sur l'état du transformateur [17]. C'est en connaissant les variations des divers paramètres de l'huile et du papier que l'on est en mesure de savoir si le transformateur comporte une défaillance.

L'analyse des variations des caractéristiques de ces matériaux isolants s'effectue au moyen d'essais conventionnels (normes) ou plus perfectionnés. Ces méthodes (techniques) d'essais sont indispensables pour apprécier l'état du système d'isolation neuf et après plusieurs années d'exploitation. Les variations observées dans les différentes caractéristiques de l'huile peuvent être utilisés pour identifier/détecter les défauts naissants dans le transformateur. Les techniques de diagnostic peuvent être subdivisées en 4 groupes (figure II.7), [17] :

- L'identification/ la caractérisation. Ces paramètres peuvent être utilisés pour identifier ou caractériser l'huile ;
- Le taux de vieillissement. Ces paramètres ou propriétés sont pertinents pour le processus de vieillissement ;
- Les propriétés diélectriques. Ces paramètres caractérisent le fluide comme un bon isolant. Ils sont également pertinents pour établir la marge de sécurité diélectrique ;
- L'état de dégradation de l'isolant.

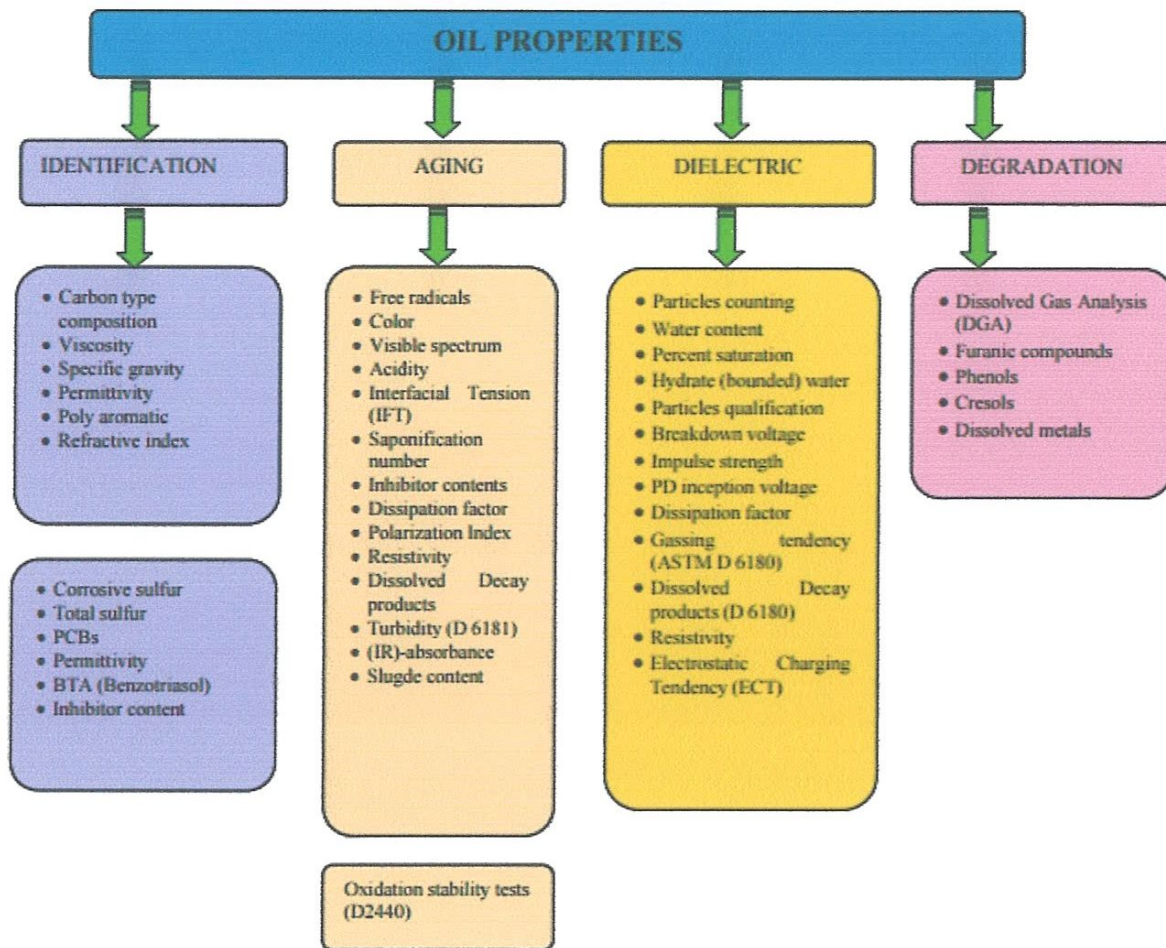


Figure II.7 : Évaluation de l'état de l'huile [17].

En pratique, la durée de vie du transformateur est directement liée à la durée de vie de l'isolation solide. La figure (II.8) montre l'évaluation des propriétés du papier depuis la conception du transformateur jusqu'à sa mise en service. Il convient de souligner que certaines des principales procédures de diagnostic peuvent être réalisées par analyse d'huile.

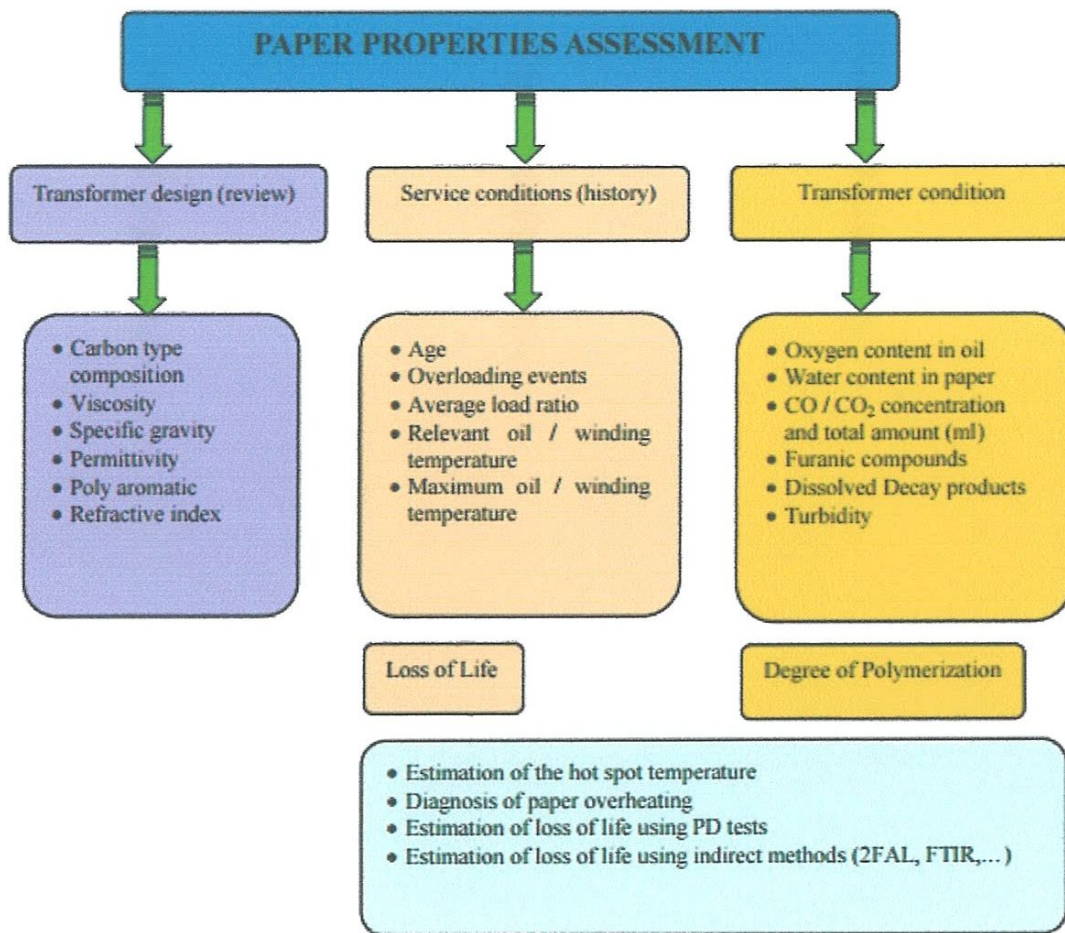


Figure II.8 : Évaluation des propriétés du papier [17].

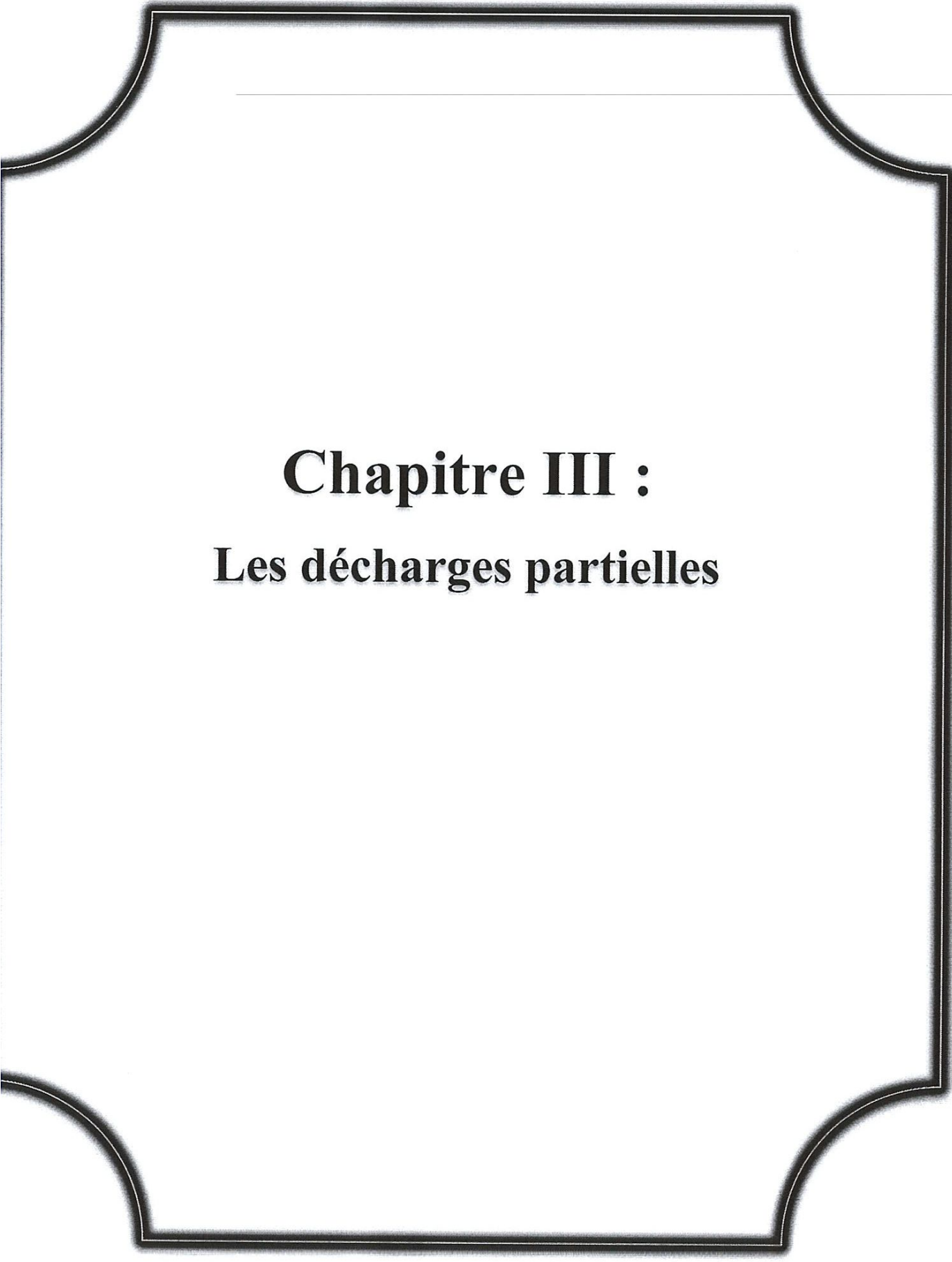
Ces techniques traduisent clairement le fait que les pannes de transformateur peuvent être évitées si l'état de l'huile et du papier est surveillé. Et c'est sur la base des résultats, d'analyse que des mesures correctives sont prises. Pour des raisons économiques, les entreprises d'électricité changent leur politique de maintenance périodique et la gestion de la vie effective de leurs équipements. Dans ce contexte, l'utilisation de nouvelles techniques fiables, capables d'évaluer efficacement et rapidement les défauts naissants dans le système d'isolation du transformateur de puissance s'avère indispensable.

Conclusion :

Il ressort de cette analyse que les deux types d'isolation, papier et huile, sont essentiels dans la vie du transformateur. Lorsque le transformateur est en service, il est soumis à plusieurs contraintes (électriques, chimiques, mécaniques, thermiques) qui altèrent son système d'isolation. Le vieillissement/dégradation de l'huile minérale et du papier procède de différents mécanismes. Le vieillissement de l'huile est essentiellement dû à l'action de l'oxygène tandis que celui du papier provient de l'action de la température, de l'humidité et de l'oxygène. L'oxydation de l'huile a pour conséquence une diminution de son pouvoir isolant suite à l'augmentation des pertes diélectriques, une mauvaise circulation de l'huile suite à la formation des produits de décomposition dissous, une dégradation plus rapide du papier.

La vie du transformateur étant liée à celle de son isolation, l'évaluation de l'état du transformateur s'avère indispensable pour apprécier l'état du système d'isolation lorsqu'il est neuf et après plusieurs années d'utilisation. Cette évaluation passe nécessairement par des techniques et des méthodes de diagnostic tant électriques que physico-chimiques.

Dans le prochain chapitre, l'un des défauts que l'on rencontre couramment sur les transformateurs, leurs causes et leurs conséquences.



Chapitre III :

Les décharges partielles

Introduction :

Dans un milieu diélectrique, lorsqu'on applique une différence de potentiel entre les deux faces opposées de l'isolant, par le jeu de la répartition de la tension qui dépend du facteur de permittivité du matériau et des dimensions géométriques des défauts (cavités), il arrive qu'un déplacement local d'électrons et d'ions puisse avoir lieu soudainement lorsque le champ dans la cavité atteint la valeur du gradient disruptif du gaz occlus. Ce phénomène transitoire de déplacement de charges est une décharge partielle. Il existe parfois une confusion dans la terminologie. Ainsi on peut trouver des termes tels que : décharge de couronne, avalanche électronique, ionisation... au lieu de décharge partielle.

III.1 Définition :

Dans le domaine du génie électrique, une décharge partielle (DP) est un amorçage électrique localisé dans la partie isolante d'un système électrique qui ne court-circuite pas entièrement l'isolation (solide ou liquide). Celles-ci apparaissent, en général, sous l'application d'une haute tension. [10]

Les décharges partielles (DP) apparaissent, en général, sous l'application d'une tension élevée. Elles provoquent la dégradation du matériau et peuvent conduire au claquage de l'isolant ou du diélectrique.

Les décharges partielles (DP) sont des décharges électriques qui apparaissent dans les diélectriques solides, liquides ou gazeux présentant des défauts (cavité, décollement,...) dès qu'une tension suffisante est appliquée. Ces décharges correspondent à une rupture des gaz occlus dans les défauts, et elles sont appelées "partielles" car elles ne court-circuitent pas l'ensemble de l'isolation. [11]

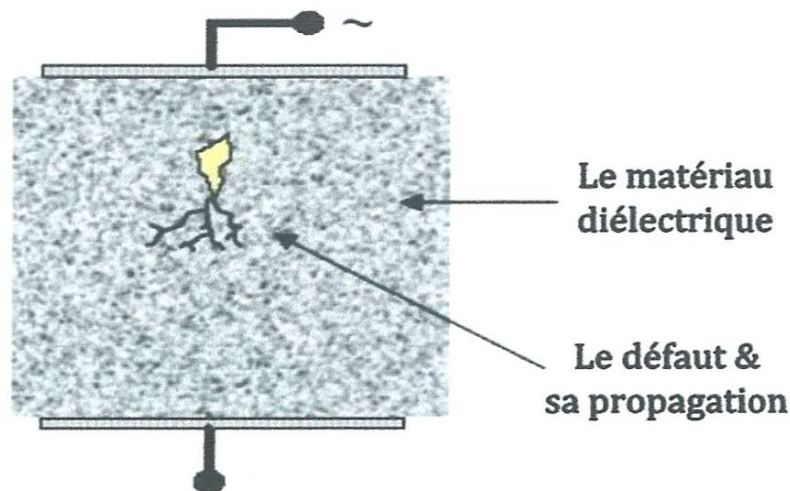


Figure III.1 : Décharge partielle dans un diélectrique. [12]

III.2 Classification :

Plusieurs classes de décharges partielles ont été proposées. Suivant leur localisation, on divise les DP en quatre groupes (figure III.2) :

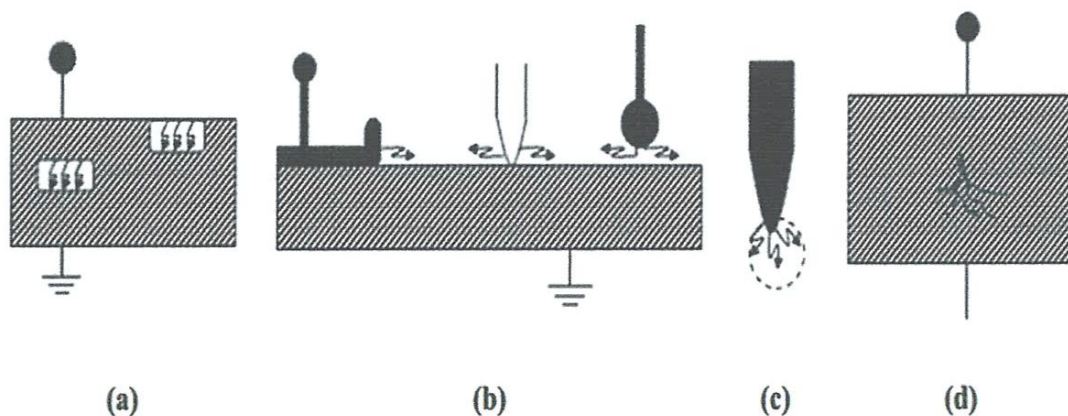


Figure III.2 : Types des décharges partielles : a : interne, b : de surface, c : couronne, d : en arborescence

1. Décharges internes : Ces décharges apparaissent à l'intérieur du matériau isolant, aux endroits où la rigidité diélectrique est faible, par exemple dans une cavité dans un solide ou une bulle dans un liquide (Figure III.2 -a).

2. Décharges de surface : elles se manifestent lorsqu'un champ tangentiel important existe à la surface d'un diélectrique (Figure III.2-b).

3. Décharges couronnes : elles prennent naissance au niveau des points où le champ électrique est renforcé. La décharge est restreinte à une zone réduite entourant la pointe (Figure III.2-c).

4. Décharges en arborescence : elles se produisent suite à un défaut dans l'isolant. Une croissance des différentes branches de l'arborescence produira des conditions propices pour l'apparition d'autres DP (Figure III.2-d).

Dans les modules IGBT, les deux types de décharges observées le plus souvent sont les décharges dans les cavités et les décharges couronnes.

III.3 Circuit équivalent des décharges partielles :

III.3.1 Décharges internes :

Le comportement des décharges internes peut être présenté par le circuit équivalent composé de 3 condensateurs notés a, b et c (Figure III.3).

- c : la capacité de la cavité, qui est en parallèle avec un éclateur. Lorsque la tension de claquage de la cavité est atteinte, l'éclateur se met en court-circuit.
- b : la capacité du diélectrique sans DP en série avec la cavité.
- a : la capacité équivalente de l'isolant en parallèle avec a et b. Cette capacité correspond à la partie saine de l'isolant.
- V_a : la tension appliquée aux bornes du diélectrique.
- V_c : la tension aux bornes de la cavité.

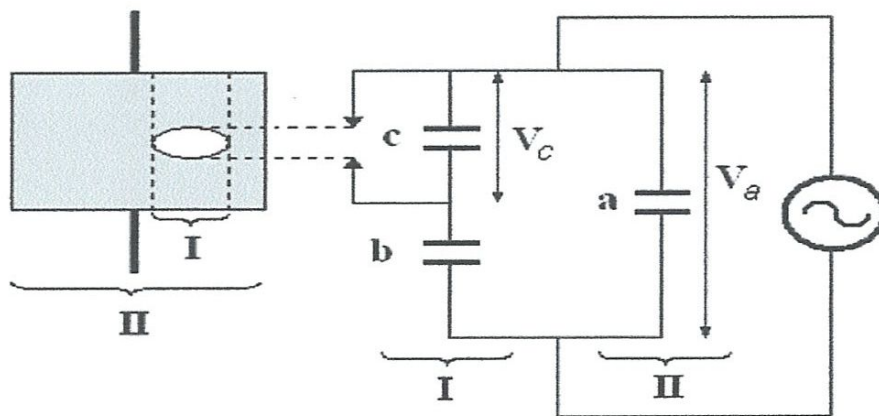


Figure III.3 : Modèle classique des capacités équivalentes d'un diélectrique avec une cavité interne.

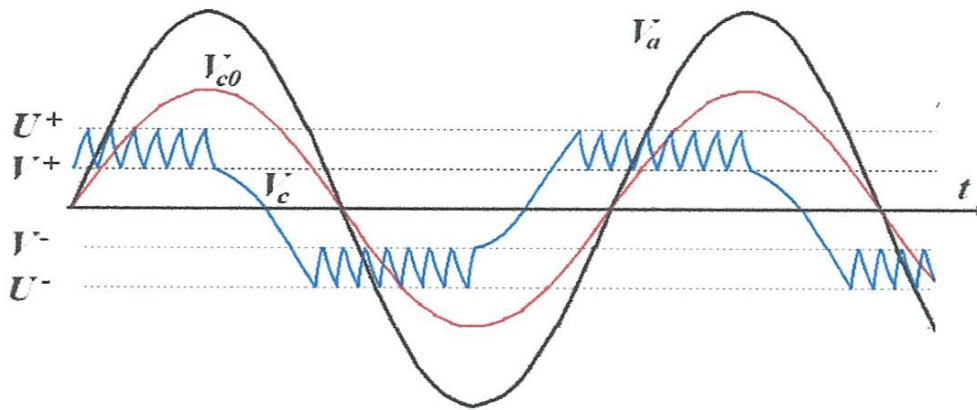


Figure III.4 : Récurrence des DP dans une cavité.

Dans l'hypothèse où il n'y a pas de claquage dans le condensateur c, si une tension alternative V_a est appliquée sur le diélectrique, une tension V_{c0} apparaît à travers la cavité.

$$V_{c0} = \frac{b}{c+b} V_a \quad (\text{III.1})$$

Lorsque la tension dans la cavité (V_c) dépasse une certaine valeur critique U^+ (tension d'ignition), une décharge partielle apparaît. V_c chute à une valeur d'extinction V^+ et la décharge disparaît. Cette chute de tension se produit sur une durée très courte (quelque nanosecondes) par rapport à la période de la tension sinusoïdale appliquée (50Hz). Ensuite, la tension aux bornes de la cavité augmente à nouveau, et s'effondre lorsque la valeur U^+ est atteinte, une nouvelle décharge se produit. Ce phénomène perdure jusqu'à ce que la tension appliquée V_a n'augmente plus (phase $\phi=90^\circ$). Le même phénomène se produit pendant l'alternance négative (arrêt des décharges à 270°) avec des seuils d'apparition et d'extinction de décharges à U^- et V^- . Ces décharges dans la cavité produisent des impulsions de courant rapides (quelque nanosecondes) dans l'échantillon et le circuit externe, (Figure III.4).

III.3.2 Décharges couronnes :

La décharge couronne représente l'ensemble des phénomènes liés à l'apparition d'une conductivité dans un gaz au voisinage d'un conducteur de faible rayon de courbure, les électrodes étant soumises à une différence de potentiel élevée. On désigne sous le nom d'électrode active celle qui possède le plus petit rayon de courbure, la décharge étant positive ou négative suivant que cette électrode joue le rôle d'anode ou de cathode.

Le phénomène fondamental est toujours la dissociation des atomes ou molécules en électrons et ions positifs.

Les charges de signe opposé à celui du conducteur sont instantanément attirées vers lui et neutralisées alors que les charges de même signe sont repoussées. Si l'électrode active est anode, les ions positifs sont repoussés et traversent l'espace entre les deux électrodes. Pour une électrode active cathode, comme les électrons s'attachent très rapidement aux atomes ou molécules neutres, des ions négatifs sont formés et tout se passe comme si des ions de même polarité que l'émetteur étaient émis sous l'effet de l'ionisation.[13]

L'effet de couronne se produit sur tous les conducteurs et lignes soumis à une haute tension. Dès que le champ électrique à la surface du conducteur devient suffisamment grand.

En configuration pointe-plan des décharges de types couronnes peuvent se produire. Leurs signatures diffèrent de celles dans les cavités. Le circuit équivalent d'une décharge couronne est présenté par la (Figure II.5-a). Lorsque la tension appliquée V_a dépasse une certaine valeur critique U^+ (seuil d'apparition des décharges), l'ionisation se produit et le phénomène de décharge couronne se manifeste. Ceci se répète jusqu'à ce que la tension appliquée V_a devienne inférieure au seuil de décharge V' (Figure II.5-b). Le même phénomène se produit pendant l'alternance négative. Les distributions de décharges sont centrées sur 90° et 270° pendant une alternance.

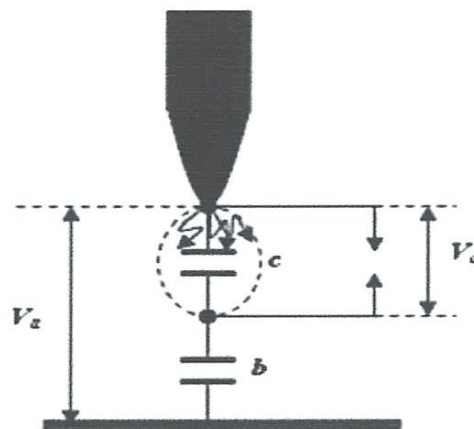


Figure III.5-a : Circuit équivalent des décharges couronnes.

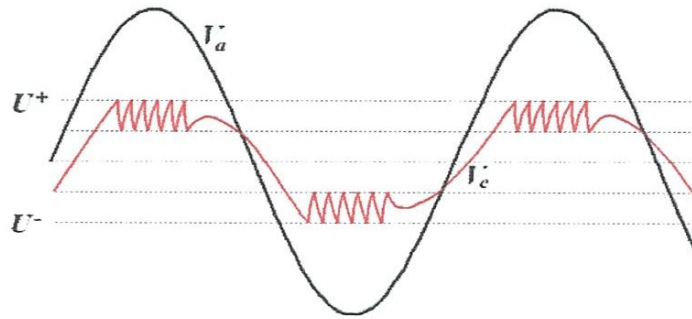


Figure III.5-b : récurrence des décharges couronnes[11].

III.4 Effets des DP :

La présence de DP constitue un mécanisme de dégradation, et leur détection constitue une méthode de diagnostic très utilisée. L'effet des DP est variable selon leur intensité et le milieu où elles se déroulent. La décharge partielle est souvent accompagnée d'une génération de gaz (formation de cavités dans le solide), de nouvelles espèces atomiques et moléculaires excitées, de radicaux qui peuvent générer à leur tour des acides attaquant les matériaux. Elles produisent également une érosion mécanique, une carbonisation des surfaces par bombardement d'ions, une élévation de température très localisée. Ces effets engendrent une dégradation irréversible des matériaux diélectriques, en particulier dans le cas des solides, et donc une diminution de la durée de vie de l'ensemble du système électrique. [10]

III.4.1 : Effets d'un coup de foudre direct sur un réseau électrique :

Lorsqu'un coup de foudre frappe un conducteur d'une ligne, tout se passe comme si l'arc en retour se comportait comme un courant injecté dans le conducteur. Ce courant se répartit par moitié de part et d'autre du point d'impact, et chacune de ces moitiés va se propager le long du conducteur. Les lois de propagation des ondes mobiles enseignent qu'à toute onde de courant est nécessairement associée une onde de tension, et réciproquement. Dans le cas d'un foudroiement direct d'un conducteur d'une ligne aérienne, compte tenu des fortes intensités des courants de foudre, l'onde de tension associée se caractérise par des amplitudes considérables, de l'ordre de quelques MV.

Aucune isolation économiquement acceptable ne peut supporter de pareilles surtensions : dans le cas des lignes, ce sont les chaînes d'isolateurs, auxquelles sont suspendus les conducteurs, qui constituent les points d'isolement les plus faibles, de sorte qu'un amorçage va inmanquablement se produire au niveau de la première chaîne rencontrée par l'onde de tension. Cet amorçage est une violente étincelle, qui n'est autre chose qu'un canal ionisé conducteur, et par lequel va pouvoir passer le courant d'arc en retour, puis un intense courant alimenté par le réseau : ce courant que l'on désigne par « courant de suite », est en fait un courant de court-circuit, et le seul moyen dont on dispose pour l'éliminer est l'ouverture des disjoncteurs aux deux extrémités de la ligne. [14]

III.5 Conséquences des décharges partielles :

Les décharges partielles conduisent à une dégradation des matériels sous l'action de diverses contraintes :

- Contrainte thermique générée localement par la décharge qui peut entraîner un farinage puis une carbonisation de l'isolant.
- Contrainte chimique due aux produits de dégradation générés par la décharge (ozone, oxydes d'azote et acide nitrique notamment).
- Erosion mécanique due au bombardement par des espèces chargées et aux attaques acides.

Ces contraintes provoquent une dégradation du matériau isolant les parties sous tension.

Lorsque l'isolant est trop abîmé, un arc électrique complet se produit entre deux phases ou entre une phase et le neutre, on dit alors qu'il y a amorçage. En général, cet amorçage conduit à la mort du matériel. [15]

Le phénomène de décharges partielles crée localement à la fois une érosion et une oxydation de l'isolant (par réactions chimiques). Une décharge partielle entraîne donc un vieillissement local qui a de grandes chances de s'étendre en fonction du temps. Il est même admis à ce jour que le phénomène de décharges partielles peut entraîner la destruction du matériel après un certain temps d'usage.

III.5.1 Destruction de l'isolation :

La détection de l'activité des DP est d'un intérêt capital pour prévenir toute dégradation d'un isolant. La figure (III.6) illustre un site de DP, photographié grâce à un microscope. Une décharge partielle y a créé une arborescence électrique.

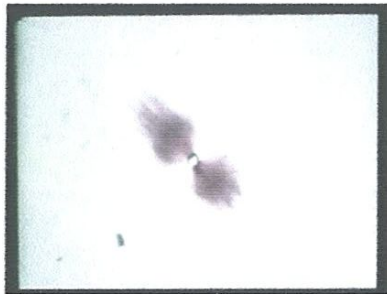
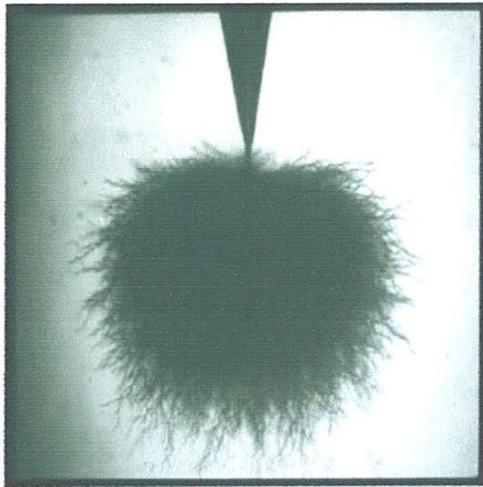


Figure III.6: Une décharge partielle a entraîné une arborescence électrique.

Une arborescence électrique est un réseau de fins canaux carbonisés qui se propagent relativement vite dans l'isolation et qui finissent par la détruire. Autre ennemi juré des câbles extrudés et de leurs accessoires (joints) : l'arborescence d'eau (figure III.7.b). En soi, une arborescence d'eau n'engendre pas de décharges partielles. Par contre, elle provoque localement un accroissement du champ électrique, donnant lieu avec le temps à une arborescence électrique. Cette dernière est alors responsable des nombreuses décharges partielles associées à ce type d'imperfection.

Enfin, nous devons noter que les décharges partielles n'engendrent pas systématiquement la destruction de l'isolation. En effet, certaines sources de DP peuvent être actives pendant des années sans pour autant causer de dommages catastrophiques. Néanmoins, quelle que soit la situation, le suivi de l'activité des DP nous renseignera avec intérêt sur l'état d'un isolant.

En guise de conclusion, nous pouvons dire que les décharges partielles sont d'une part un symptôme (signe précurseur) de la dégradation d'un isolant mais sont également responsables de cette dégradation.



(a) Arborescence électrique

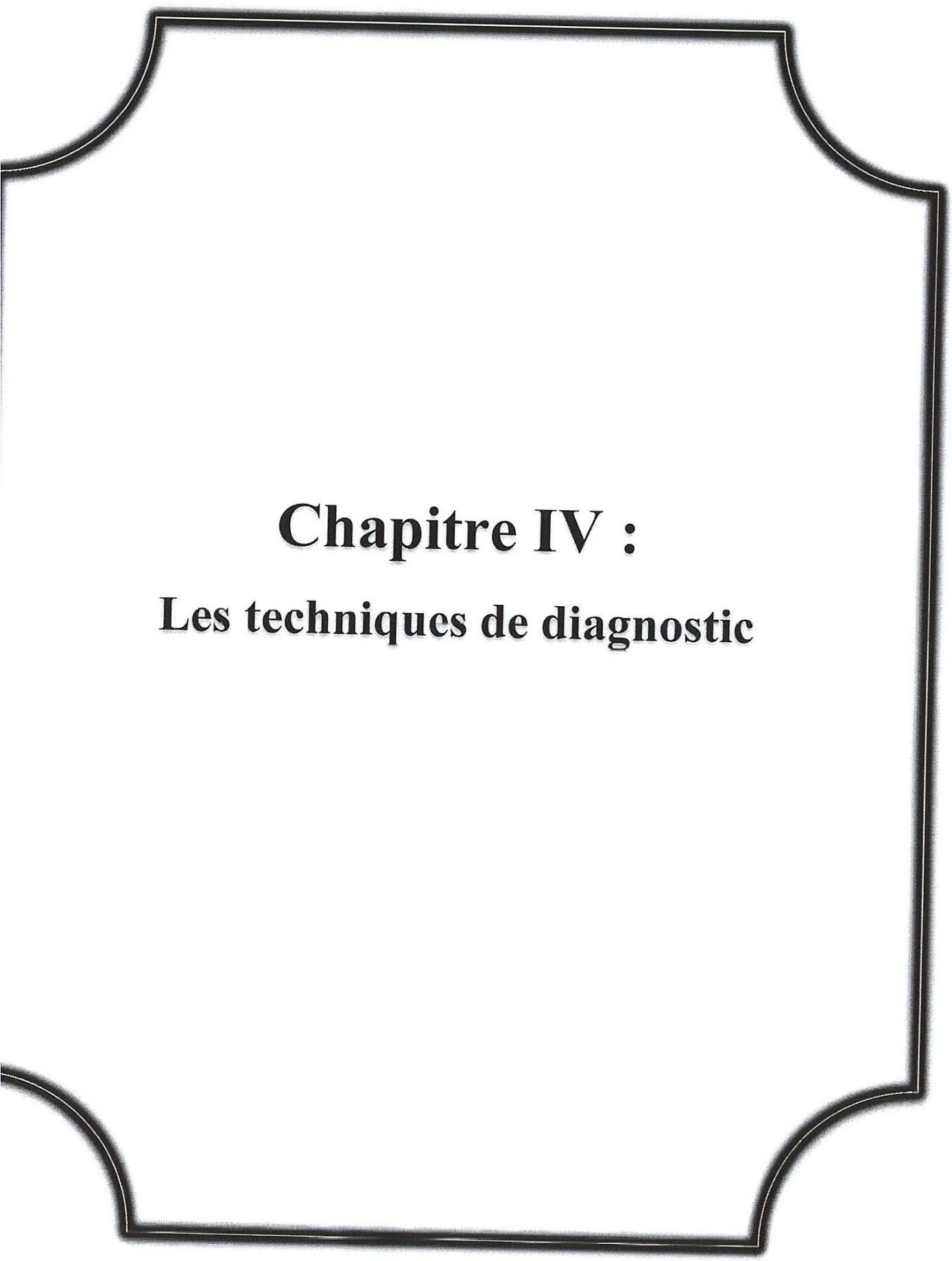


(b) Arborescence d'eau

Figure III.7: Destruction d'un matériau isolant. [16]**Conclusion :**

Les décharges partielles sont des phénomènes très connus qui se produisent dans les appareils à haute tension à cause de ses défauts d'isolation. Une fois apparaitre, ces phénomènes peuvent endommager ou pire détruire le système.

La vie du transformateur étant liée à celle de son isolation, l'évaluation de l'état du transformateur s'avère indispensable pour apprécier l'état du système d'isolation lorsqu'il est neuf et après plusieurs années d'utilisation. Cette évaluation passe nécessairement par des techniques et des méthodes de diagnostic tant électriques que physico-chimiques.



Chapitre IV :

Les techniques de diagnostic

Introduction :

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

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

IV.1 Analyse d'huile :

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

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

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

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

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

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

IV.1.1 Les analyses physico-chimiques :

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

✓ Aspect et couleur :

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide [29].

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service [29]. Elle renseigne également sur la dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie.

✓ La viscosité :

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

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes [30].

✓ L'acidité (indice de neutralisation) :

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile. La détermination de l'acidité a une grande importance. Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydroxyliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. d'après la norme CEI 296, une bonne huile possède une acidité inférieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g). Il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

✓ **Teneur en eau (mg / kg) :**

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

✓ **La teneur en soufre :**

L'huile peut contenir des traces de soufres, soit sous forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés, leur formation conduit à des défaillances dans l'isolement cellulosique [29].

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

✓ **Facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) :**

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus ou moins important du liquide.

La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique.

Le facteur de dissipation diélectrique « $\tan \delta$ » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes) [29]. Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination de l'huile isolante par la présence d'impuretés et de produits polaires; c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante.

✓ **Tension de claquage (kV) :**

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

✓ Analyse de particules :

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

Les principales sources de particules dans les transformateurs sont la poussière, les fibres de cellulose et la saleté résiduelle. Il est possible de trouver aussi des particules de fer, de cuivre et d'autres métaux. Pour déterminer ces sources de génération il est important d'identifier ces particules.

IV.1.2 Analyse des furanes :

La dégradation des matériaux celluloseux constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation des dérivées furaniques ; leurs présence dans les huiles du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier.

Les composés furaniques sont générés quand la cellulose est décomposée thermiquement, par conséquent un contenu élevé de composés furaniques indique un haut degré de dégradation du papier isolant.

L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire.

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

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

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

IV.1.3 Analyse des gaz dissous dans l'huile :

IV.1.3.1 Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut :

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

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

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

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 (Tableau IV.1) [31].

Type	Gaz	Symbole	Origine
Gaz combustibles	Acétylène	C_2H_2	Il apparaît par défaut électriques (décharges) de haute énergie.
	Ethylène	C_2H_4	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide.
	Ethane	C_2H_6	Provient de la décomposition thermique de l'huile.
	Hydrogène	H_2	Il se génère par défauts électriques (décharges) de baisse 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	Pour vérifier la prise d'échantillon
	Azote	N_2	
	Oxygène	O_2	

Tableau IV.1 Les gaz pour le diagnostic [31].

IV.1.3.2 Méthodes d'interprétation des résultats :

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connu dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Les critères communs les plus connues sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI 60599 et triangle de Duval [12].

✓ Méthode de Rogers :

Rogers a développé cette méthode dans lequel trois rapports de gaz sont employées (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 (IV.2). La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau (IV.3)[12].

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	< 0,1	0
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2

Tableau IV.2 Code de Rogers [12].

Cas	Défaut typique	A	B	C	Problèmes trouvés
0	Sans défaut	0	0	0	Vieillessement normal
1	Décharge partielle de base énergie	1	1	0	Décharges électriques dans les bulles, provoquées par des vides d'isolation, saturation en gaz superbe dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidité élevée dans l'huile (bulles de vapeur d'eau)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	1	0	Egal à ce qui est précédent mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arcs. Ceci produit généralement CO et CO ₂ .
3	Décharges de base énergie, arcs	1 - 2	0	1 - 2	Etincellement continu en huile entre les connexions mauvaises de potentiel différent ou au potentiel flottant ; panne de l'huile diélectrique entre les matériaux solides d'isolation.
4	Décharges de haute énergie, arcs	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arcs de l'huile entre les enroulements, entre les enroulements et terre ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant au réservoir principal.
5	Défaut thermique de base $T < 150^{\circ}\text{C}$	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ceci produit généralement CO et CO ₂ parce que ce type de défaut comporte généralement l'isolation de cellulose.
6	Défaut thermique de T entre $150 - 300^{\circ}\text{C}$	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 $300 - 700^{\circ}\text{C}$	0	2	2	
8	Défaut thermique De $T > 700^{\circ}\text{C}$				
					Ces problèmes produisent généralement CO et CO ₂ parce qu'ils comportent généralement l'isolation de cellulose

Tableau IV.3 Interprétation de Rogers [31].

✓ **Méthode de CEI 60599 :**

Le critère CEI 60599 a été employé pour diagnostiquer les défauts naissant dans les transformateurs.

Les six grandes classes de défauts sont présentées sous forme d'une table d'interprétation ci-dessous (Tableau IV.4).

Cas	Défaut typique	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
DP	Décharges partielles	NS*	< 0,1	< 0,2
D1	Décharge de baisse énergie	>1	0,1 ÷ 0,5	>1
D2	Décharge d'haute énergie	0,6 ÷ 2,5	0,1 ÷ 1	>2
T1	Faute thermique, $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	NS*	>1 mais NS*	< 1
T2	Faute thermique, $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	< 0,1	>1	1 ÷ 4
T3	Faute thermique, $T > 700^{\circ}\text{C}$	< 0,2 **	>1	> 4

NS* : non significatif quel que soit la valeur.

Tableau IV.4 Interprétation de la CEI60599 [30].

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

Cas	Défaut typique	Exemple
DP	Décharge partielle	Décharge dans les cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier, de la sursaturation de l'huile ou de la cavitation, et entraînant la formation de cire-X.
D1	Décharge de faible énergie	Etincelle ou arc entre mauvaise connexion à potentielle différent ou à potentielle flottant en provenance d'anneau statique, de tore, de disque ou de conducteur d'enroulement adjacente, de mauvaise soudure ou de boucle fermé dans noyau. Décharge entre les pièces de serrages, la traversée et la cuve, la haute tension et le tore dans les enroulements, sur la paroi de cuve. Cheminement dans le calage de bois, la colle des poutres d'isolation, les cales entre enroulements, claquage dans l'huile, courant de coupure dans le sélecteur.
D2	Décharge de forte énergie	Court-circuit entre basse tension et terre, connecteur, enroulement, traversées et cuve, jeux de barre et cuve, enroulement et noyau, dans le canal de l'huile. Boucle de courant entre deux conducteurs adjacents autour du flux magnétique principale entre des boulons du noyau, des anneaux métalliques serrant le noyau.
T1	Faute thermique, $T < 300^{\circ}\text{C}$	Surcharge de transformateur en situation d'urgence, objet bloqué limitant le passage d'huile dans les enroulements. Flux de fuite dans les poutres de serrage des culasses.
T2	Faute thermique, $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	Contact défectueux entre connexion boulonnée (particulièrement entre des barres omnibus en aluminium), contact glissante, contacts à l'intérieur du sélecteur (formation pyrolytique de carbone), connexion entre les câbles et le conducteur de traversée courants de circulation entre pièces de serrage défectueux dans les écrans magnétiques.
T3	Faute thermique, $T > 700^{\circ}\text{C}$	Forts courants de circulations de la cuve et le noyau. Faible courant dans les parois de la cuve créé par un champ magnétique élevé ou compensé.

Tableau IV.5 Exemples des Défaits typique.

✓ **Méthode de Doernenburg :**

Les quatre ratios utilisés dans cette méthode sont représentés dans le Tableau (I.6) suivant :

	Rapport de gaz	Type de gaz	Rang	Code
A	CH_4/H_2	Méthane/hydrogène	< 0,1	5
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
B	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	Ethane/méthane	< 1	0
			> 1	1
C	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	Éthylène/Ethane	< 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
D	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Acétylène/Éthylène	< 0,1	0
			0,1 à 3	2

Tableau IV.6 Code pour les ratios de Doernenburg[31].

L'analyse de gaz Doernenburg essaye d'identifier les anomalies suivantes :

- Défauts thermiques ;
- Décharge partielle ;
- Décharge par arc.

Présenter dans le tableau d'interprétation suivant (Tableau IV.7) :

A	B	C	D	Caractéristique de défaut
0	0	0	0	Sans défaut, vieillissement normal.
5	0	0	0	Décharges partielles de basse énergie ; contrôler les niveaux de CO.
0	0	0	1	Décharges partielles de haute énergie ; contrôler les niveaux de CO.
0	0	1	> 0	Décharges de basse énergie ; contournement sans puissance.
0	0	2	> 2	Décharges de basse énergie ; crépitements continus à potentiel flottant.
0	0	1	0	Décharges de haute énergie ; arc électrique avec perforation de l'isolement et surchauffe des conducteurs.
1	0	0	0	Défaut thermique de basse température : <150°C.
>0	1	0	0	Défaut thermique de température moyenne : entre 100 et 200 °C
1	0	1	0	Défaut thermique de température moyenne : entre 150 et 300 °C. Surchauffe des conducteurs.
>0	0	2	0	Défaut thermique de haute température: entre 300 et 700 °C. contacts défectueux, points chauds dans le noyau magnétique, courant de circulation dans le tonneau métallique, etc.

Tableau IV.7 Interprétation de Doernenburg[31].

✓ Triangle de Duval :

Un point faible des techniques de ratios est qu'elles ne couvrent pas toutes les gammes des données et négligent souvent les données qui sont des rapports en dehors des seuils déterminés dans les tables. Duval a développé une représentation triangulaire pour dépasser ce problème [12].

Elle consiste au calcul de pourcentages de concentrations en (ppm) des trois gaz (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_2) par rapport au total ($\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2$).

Ces pourcentages seront tracés dans un triangle divisé en régions indiquant le type de défaut (Figure IV.1).

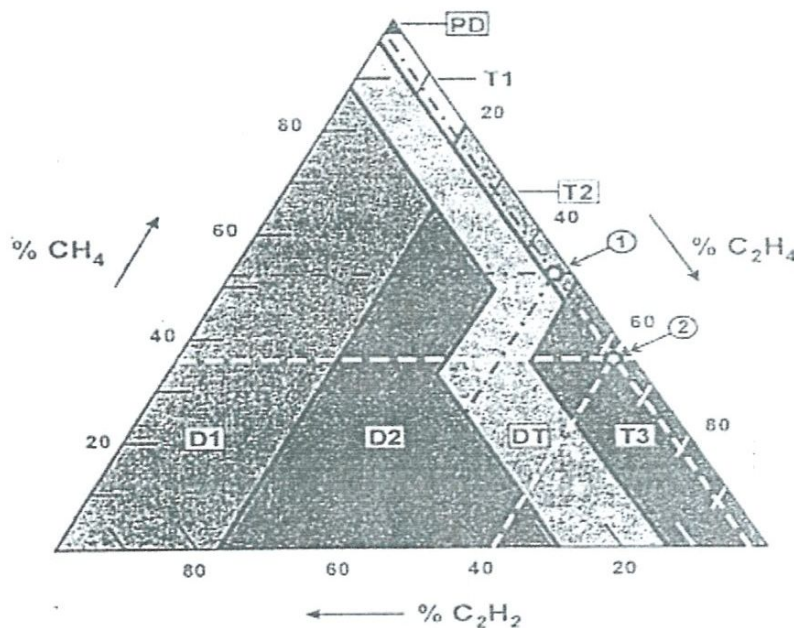


Figure IV.1 Triangle du Duval [29].

PD : Décharge partielle.

D1 : Décharge de baisse énergie.

D2 : Décharge de haute énergie.

T1 : Faute thermique, $T < 300^\circ\text{C}$.

T2 : Faute thermique, $300^\circ\text{C} < T < 700^\circ\text{C}$.

T3 : Faute thermique, $T > 700^\circ\text{C}$.

DT : Mélange de fautes thermiques et électriques.

IV.2 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.

IV.2.1 Mesure du facteur de perte et de la capacité :

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

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

- **Mesure de facteur de perte F.P :**

L'essai du facteur de perte ou appelé ' $\tan \delta$ ' permet d'évaluer la qualité et l'intégrité de l'isolement capacitif des enroulements, en indiquant l'existence des détériorations de l'isolement (un vieillissement du papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état de l'huile, décharge électrique).

- **Mesure de capacité des enroulements :**

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

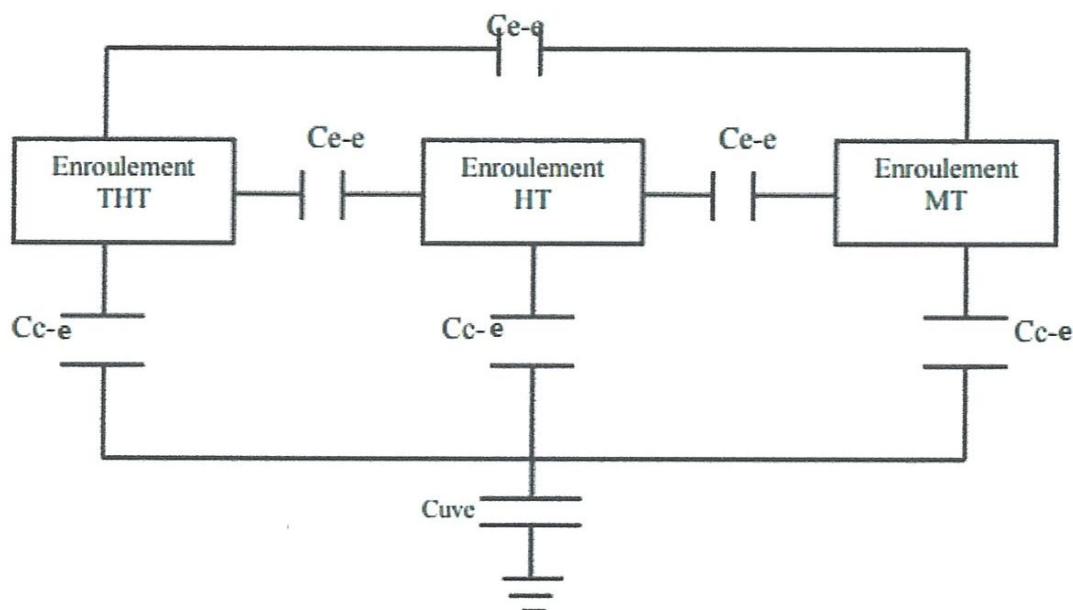


Figure IV.2 Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements.

C c-e : capacité entre cuve et enroulement.

C e-e : capacité entre enroulements.

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

- **Mesure de capacité des bornes :**

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

La mesure de la capacité des bornes, peut renseigner sur l'état des bornes ce qui permettra d'éviter des avaries (explosion) de traversées.

Si les bornes sont de type capacitif, elles possèdent normalement une prise de mesure, une borne capacitive de construction typique possède deux isoléments C1 et C2, la valeur C1 représente la capacité entre le conducteur central de la borne et la prise capacitive, et C2 indique la capacité entre la prise capacitive et la terre voir (Figure IV.3).

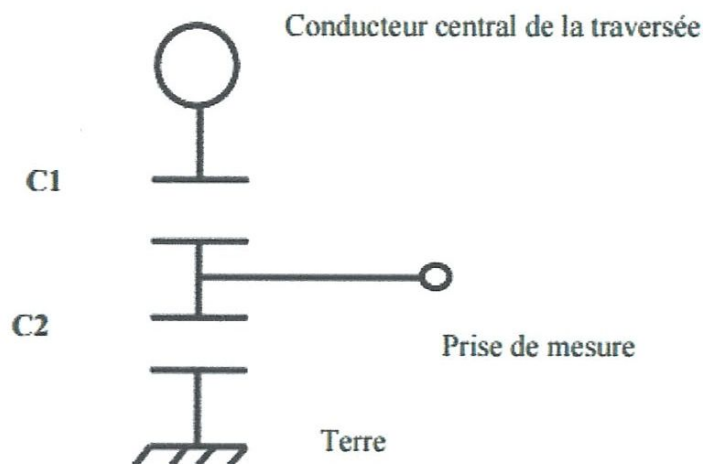


Figure IV.3 Schéma d'une borne de type capacitif.

Les résultats des mesures doivent être comparés aux résultats des tests effectués en usine, permettant de déterminer les courts-circuits dans les galettes capacitives de la traversée et les détériorations du corps des traversées. Donc il est nécessaire de prendre certaines précautions pour réduire les causes d'erreurs :

- réaliser les mesures si l'humidité atmosphérique est faible ;
- veiller sur la dépollution des traversées avant de mesurer ;
- les mesures doivent être effectuées à une température proche de celle de l'essai en usine.

IV.2.2 Mesure de résistance d'isolement en courant continu :

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

- **Principe de mesure :**

Consiste à court-circuiter toutes les bornes de l'enroulement essayé et y appliquer une tension de 5000 V avec un appareil de mesure appelé Mégohmmètre et les autres enroulements sont court-circuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve et le noyau sont branchés à la terre [12].

- **Interprétation :**

Il existe deux méthodes d'interprétations :

- **Le rapport d'absorption :**

La mesure dure 1 minute les lectures R_{15} et R_{60} sont respectivement prises 15 et 60 secondes après avoir connecté la tension, et pour comparer avec de future mesures il convient d'enregistrer (outre la résistance) la température, la tension et l'équipement de mesure.

Pour les valeurs de résistance d'isolement obtenues il n'y a pas des critères rigides d'acceptation, cependant comme règle générale aucun enroulement ne devra avoir moins de $200\text{ M}\Omega$ et le rapport d'absorption (R_{60}/R_{15}).

- **Indice de polarisation :**

L'indice de polarisation PI est le rapport entre la mesure de la résistance d'isolement à 10 minutes et la résistance d'isolement à 1 minute [31].

$$R = \frac{R_{10\text{min}}}{R_{1\text{min}}} \quad (\text{IV-1})$$

Les critères d'acceptation pour le PI sont :

Indice polarisation (10 min/ 1 min)	Critère
< 1	Dangereux
< 1.5	Pauvre
1.5 à 2	Douteux
2 à 3	Acceptable
3 à 4	Bon
> 4	Excellent

Tableau IV.8 Domaine d'interprétation de PI.

IV.3 Mesures électriques :

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont:

IV.3.1 Mesure du 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 [29].

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

IV.3.2 Mesure de rapport de transformation :

Il consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régleur et les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions intérieures. Des déviations indiquent des courts-circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régleur [30].

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 [30].

IV.3.3 Mesure de la résistance d'enroulements :

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

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

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

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

R_m : Résistance mesurée ;

θ_f : 235 pour le cuivre et 225 pour aluminium ;

θ_{ref} : Température de référence ;

θ_m : Température des enroulements.

Des valeurs supérieures peuvent indiquer:

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

La mesure de la résistance des enroulements doit être effectuée en dernier lieu, puisqu'elle produit des problèmes de magnétisation du noyau en étant effectué l'essai avec du courant continu [31].

IV.3.4 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.

Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance, dans le but de réduire la probabilité de défaillances ou de dégradation du service et d'augmenter l'espérance de vie du transformateur.

Il est alors possible en fonction des résultats d'analyse de gaz dissous dans l'huile, d'identifier la présence d'une anomalie comme un point chaud à haute température, d'évaluer le degré de vieillissement de l'isolation cellulosique et diélectrique et analyser son degré de contamination.

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

A decorative border with a double-line black outline and inward-curving corners, framing the central text.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Les transformateurs sont des éléments cruciaux dans la chaîne de transmission de l'énergie électrique. Ce sont les maillons critiques d'adaptation entre deux réseaux de tensions différentes.

Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes au vu du nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné.

En particulier après le déclenchement d'une alarme ou l'apparition d'une avarie sur un transformateur, il est essentiel d'avoir un diagnostic le plus fiable possible faisant état de ses éventuels défauts, les risques qu'il représente et les options de réparations à effectuer. Le résultat de ce diagnostic donne les informations nécessaires au calcul technico-économique de la réparation ou non d'un appareil, ainsi que sur le risque de son maintien en exploitation.

De nombreuses variétés de constructions sont possibles, dépendant principalement des besoins spécifiques de l'utilisateur, et des réalisations typiques, et différentes, de chaque constructeur. De par cette grande variété l'interprétation de différentes mesures pour une recherche de défauts est un exercice délicat dans des cas réels. Le travail de corrélation d'informations variées, dont certaines complexes, mis en œuvre durant le diagnostic repose aujourd'hui quasi exclusivement sur des experts. Ceux-ci prennent en compte une grande partie des cas possibles, incluant de nombreux détails, divers modes de défaillances, les retours d'expériences connus, etc. La synthèse et l'application des connaissances multiples de ces experts amènent au diagnostic d'un transformateur pour une situation donnée.

Le diagnostic de défauts, et d'état des transformateurs est encore en plein développement dans le monde. En effet, le parc mondial est principalement composé d'appareils vieillissant sensiblement, et de plus en plus exploités et donc

contraints. De plus, les experts en transformateurs se font de moins en moins nombreux. Ainsi de telles méthodes (techniques) systématiques et pratiques de diagnostic ont tout à fait leur place dans le monde de l'électrotechnique d'aujourd'hui et de demain.

Bibliographie

- [1] : BOURGEOIS.A, « *Etude du phénomène d'électrification par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance* », Institut national polytechnique de Grenoble, Février 2007.
- [2] : IVANOV.S, « *Machines électriques* », volume II, Edition Mir Moscou, 1980.
- [3] : MERLET.R, « *Technologie d'électricité générale et professionnelle* », édition Dunod paris, 1969.
- [4] : MARTIN.J,HEATHCOTE,C ENG,FIEEE, «*The J and P Transformer book ,A Partial Technology of Power transformer*», Twelfth edition Newnes,1998.
- [5]: LEFEVRE.A, « *Contribution à la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateurs* », Ecole Polytechnique de Nantes, 2006.
- [6] : MUFIDZADA N.A, OTMANE-CHRIF T, <<*Etude de l'Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur*>>, page1-23, 2009.
- [7] :T.Noda, H. Nakamoto, S.Yokoyama, "Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient Studies", IEEE Transaction on Power Delivery,Vol. 17, No. 4, October 2002.
- [8]:Leon, A. Semlyen, «*Time domain modelling of eddy current effects for transformer transients.* » IEEE Transaction on power delivery Vol: 8, No: 1, January 1993.
- [9]: Tenue des transformateurs en cas de défauts internes>*, Raux / Leconte / Gibert, CIREN 89.
- [10]: Lucian CALIAP «*Etude de l'optimisation des isolants d'un point de vue diélectrique pour les contraintes du GIS* »,thèse pour obtenir le grade de docteur de l'université de Grenoble, Septembre 2010.
- [11]:AnhTho VU THI « *Etude de l'origine des décharges partielles sur des substrats céramiques enrobés* », thèse de Doctorat Université de Grenoble, Août 2006.

[12]: Mezari NAOUEL «*Diagnostic des transformateurs de puissances*», mémoire de magister en électrotechnique, université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou.

[13]: Bassem KHADDOUR «*Modélisation du champ électrique modifié par la charge d'espace injectée*», thèse pour obtenir le grade de docteur de l'INPG, institut national polytechnique de Grenoble, Novembre. 2006.

[14]: Rachidi FARHAD «*La foudre et ses effets électromagnétiques*», note de cours, École Polytechnique Fédérale de Lausanne EPFL-DE-LRE, 2004.

[15]: Gaétan VIVIEN «*DÉTECTI ION ULTRASONORE DE DÉCHARGES PARTI IELLES DANS LES TRANSFORMATEURS*», rapport de stage, Grenoble. Aout. 2004.

[16]: Pierre LEBAS «*Diagnostic des câbles souterrains par détection de décharges partielles*», travail de fin d'études en vue de l'obtention du grade d'ingénieur civil électromécanicien (mécatronique-productique), Faculté des Sciences Appliquées - Université de Liège, Année académique 2007–2008.

[17]: I. Fofana, Y. Zié and M. Farzaneh, “*Dielectric Response methods for diagnostics of Power equipment*”, In Recent Advances in Dielectric Materials, Editor: Ai Huang, © Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60692-266-8.

[18]: T. O. Rouse, “*Mineral Insulating Oil in Transformers*”. IEEE Electrical Insulation Magazine; Volume 14, N°3, pp 6-16, 1998.

[19] I. Fofana and J. Sabau, “*Application of Petroleum-based oil in Power Transformer*”, 23 pages, In Natural Gas Research Progress, Editors: Nathan David and Theo Michel, © 2008 Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60456-700-7.

[20] J. Sabau, “*Determination of Solid Suspensions in Electrical Insulating Oils by Turbidimetry*”, SAIT/CEA Technology Symposium Calgary (Alberta), 11-12 June 1998.

[21] R. Fournié, “*Les isolants en électrotechnique : Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles*”, Collection de la Direction des Études et Recherches d'Électricité de France, Eyrolles, Paris, 1990.

[22] H. Borsi, E. Gockenbach, B. Dolata, "*Ester Fluids as Alternative for Mineral Based Transformer Oil*", 16th International Conference on Dielectric Liquids ICDL, Poitiers, France, 2008, p. 429 – 43.

[23] E. Gockenbach, H. Borsi, "*Natural and Synthetic Ester Liquids as alternative to mineral oil for power transformers*" Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena CEIDP, Quebec, Canada, 2008, paper 5B-10.

[24] Working Group A2.35 of CIGRE Study Committee TB 436- **Experiences in Service with New Insulating Liquids**, October 2010.

[25] J. Vergne, "*Étude du vieillissement physico-chimique du complexe papier-huile dans les transformateurs électriques*" Thèse INPT, 1992.

[26] J. Unsworth, F. Mitchell, "*Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography*", IEEE Transactions on Electrical Insulation, n°4 Volume 25, August 1990.

[27] B. Richardson. "*Transformer Life Management, Bushings and Tap Changers*". Colloquium on Transformer Life Management, pages 8/1-8/4-October 1998.

[28] Janvier-Sylvestre N'Cho. « *Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance* ». Sciences de l'ingénieur [physics]. Ecole Centrale de Lyon, 2011. Français.

[29] SONELGAZ Doctrine de maintenance du réseau de transport, Cahier N°2 :« **Les transformateurs de puissance** », GRTE, Région de transport de l'électricité d'Alger 08-09-2008.

[30] M.jose Ignacio ANGUS GOMES, Mlle Ana AZNAR BLANES « **Technique de diagnostic des transformateur de puissance** », Formation sur le diagnostic des transformateurs, Ayant lieu à EL-HAMMA, Du 27/10 au 29/10/2007.

[31] B.Gustavsen, A. Semlyen. «**Application of vector fitting to state equation representation of transformers for simulation of electromagnetic transients**». IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 3, July 1998.