

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de
Master en Electrotechnique

Intitulé :

Analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile de transformateurs

Sous la direction de **Pr.A.BOUBAKEUR** et **Pr.A.MEKHALDI**

Présenté par

BAKIR Naim

Soutenu publiquement le 18 juin 2017

Composition de jury :

Président : A. TEGUAR, Professeur à l'ENP
Rapporteurs : A. MEKHALDI, Professeur à l'ENP
A. BOUBAKEUR, Professeur à l'ENP
Examineur : L. NEZLI, Professeur à l'ENP

ENP 2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Electrotechnique
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de
Master en Electrotechnique

Intitulé :

Analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile de transformateurs

Sous la direction de **Pr.A.BOUBAKEUR** et **Pr.A.MEKHALDI**

Présenté par

BAKIR Naim

Soutenu publiquement le 18 juin 2017

Composition de jury :

Président : A. TEGUAR, Professeur à l'ENP
Rapporteurs : A. MEKHALDI, Professeur à l'ENP
A. BOUBAKEUR, Professeur à l'ENP
Examineur : L. NEZLI, Professeur à l'ENP

ENP 2017

ملخص

نتطرق في هذا العمل الى التحليل الكروماتوغرافي في الطور الغازي للغازات المتحللة في الزيوت المعدنية المستعملة في المحولات الكهربائية، الذي هو وسيلة فعالة و عملية لتحديد تركيز هذه الغازات التي تشكلت نتيجة للتغيرات التي تتعرض لها عوازل المحولات (الزيت و الورق). هذا التحليل أثبت جدارته في كونه طريقة ذات مصداقية عالية في تشخيص مختلف أعطاب المحولات.

كلمات مفتاحية : الحقل الكهربائي، الشوائب ،الغازات المتحللة ، العزل الكهربائي، الزيوت المعدنية للمحولات الكهربائية

Abstract

Our work is based on the gas chromatographic analysis of gases dissolved in mineral oil of transformers, which is a practical and fast way to determine the concentration of these gases formed as a result of alterations that undergo insulators (oil and paper) transformers. This analysis, in fact, proves to be a powerful method for the diagnosis of transformer dysfunctions.

Key words: Electrical field, impurities, dissolved gases, insulation, transformer oil

Résumé

Le travail se résume sur l'analyse chromatographique en phase gazeuse des gaz dissous dans l'huile minérale de transformateurs, qui est un moyen pratique et rapide pour déterminer la concentration de ces gaz formés à la suite des altérations que subissent les isolants (huile et papier) des transformateurs. Cette analyse, se révèle en effet, comme étant une méthode puissante pour le diagnostic des dysfonctionnements des transformateurs.

Mots clés : Champ électrique, impuretés, gaz dissous, isolation, huile de transformateurs

Remerciements

Je remercie en premier lieu Dieu, le tout puissant de m'avoir donné la volonté, la santé et le courage de mener à terme ce mémoire.

Je tiens à exprimer nos remerciements et notre obligeance à M. Abdlouhab MIKHLDI, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, et à M. Ahmed BOUBAKEUR, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique de m'avoir encadré et confié ce sujet et de l'aide précieuse qu'ils m'ont toujours apportée jusqu'à l'achèvement de ce travail. Je suis très reconnaissant pour tous les précieux conseils et leçons scientifiques, leur confiance qu'ils m'ont témoignée et leurs grandes qualités humaines.

J'adresse mes vifs remerciements à M^{me} D. ABOUS, Chimiste au Laboratoire d'Analyse de Traitement des Huiles de SONELGAZ d'Alger de nous avoir bien accueilli et de m'avoir assisté lors des essais effectués au sein de l'entreprise.

Mes remerciements vont également à M. TEGUAR Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, pour avoir fait l'honneur de présider le jury, et à L. NEZLI, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Je souhaite exprimer mes sincère reconnaissance à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce modeste travail, trouvez ici le témoignage de ma profonde gratitude

Dédicaces

A ma mère et mon père que Dieu les protège

A mes sœurs et mes frères

A tous mes amis

Naim

TABLE DES MATIERES

Liste des figures

Listes des tableaux

Introduction générale8

Chapitre I : Liquides isolants pour transformateurs : les huiles minérales

I-1 Introduction10

I-2- Caractéristiques des huiles minérales isolantes10

I-2-3-1 Les propriétés électriques10

I-2-3-2 Les propriétés chimiques11

I-2-3-3 Les propriétés physiques12

I-3 Conclusion13

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

II-1 introduction15

II-2 Dispositifs d'essais15

II-2-1 Mesure de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique15

II-2-2 Mesure du facteur de dissipation diélectrique $\text{tg } \delta$ et de la permittivité relative.....15

II-2-3 Mesure de l'indice de couleur16

II-2-4 Mesure de la teneur en eau16

II-2-5 Mesure de l'indice d'acidité17

II-3 Essais expérimentaux18

II-3-1 Introduction18

II-3-2 Principe18

II-3-3 Quelques composants du chromatographe18

II-3-4 Pourquoi l'analyse des gaz dissous (AGD)19

II-3-5 Mécanismes de formation des gaz19

II-3-6 Conditions pour le calcul des rapports dans l'examen des gaz dessous19

III-3-6-1 Définition des valeurs typiques20

II-3-7 Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile	20
II-3-7-1 Échantillonnage de l'huile	20
II-3-7-2 Extraction des gaz dissous dans l'huile	20
II-3-7-3 Analyse des gaz extraits de l'huile	21
II-3-8 Tableau d'interprétation des résultats	22
II-3-9 Analyses et interprétations des résultats	27
II-4 Conclusion	28
Conclusion générale	30
Bibliographie	32

Liste des figures

Figure II.1 : Spintermètre automatique du type DTA 100 E	15
Figure II.2 : Système de mesure du facteur de dissipation et de la permittivité relative de type BAUER DTL	16
Figure II.3 : Spectrophotomètre, de type Lovibond PFX 195 Automatic Colomiter	16
Figure II.4 : Titrimètre de type 756 Karl Fisher	17
Figure II.5 : Triangle de DUVAL programmé sous Matlab 2016b	23

Liste des tableaux

Tab.II.1 : Tableau de type de défauts adopté dans les laboratoires de GRTE	21
Tab.II.2 : Tableau d'interprétation utilisé dans GRTE.....	22
Tab.II.3 : Gammes des concentrations typiques des gaz	23
Tab.II.4 : Résultats de diagnostic de quelques postes	24
Tab.II.5 : Rapport des concentrations des gaz, CEI 60599	25
Tab.II.6 : Rapport des gaz, méthode de DUVAL CEI 60599	25
Tab.II.7 : Concentration des gaz	26
Tab.II.8 : Les rapports de concentration, CEI 60599	26
Tab.II.9 : Rapport des gaz, méthode de DUVAL CEI 60599	26

Introduction générale

Introduction générale

Un transformateur est un appareil indispensable pour le transport et la distribution de l'énergie électrique. Par conséquent, pour gérer et prolonger la durée de vie du transformateur et pour le protéger contre les différents défauts, quelques mesures sont adoptées. Ceci est nommé le diagnostic du 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 mise en œuvre en cours d'exploitation dont le but est de garantir la continuité et la sécurité de service et d'enregistrer les événements utiles pour la maintenance curative ou le retour d'expérience, ou en arrêt d'exploitation dans le but d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative [1].

Parmi les méthodes de diagnostic, il existe la chromatographie en phase gazeuse, qui est une technique de chromatographie très répandue, extrêmement sensible, dont les premières applications, qui remontent au début des années 40, ont concerné le contrôle des fractions légères des raffineries de pétrole. La chromatographie en phase gazeuse est une transposition de la chromatographie sur colonne dans laquelle la phase mobile liquide a été remplacée par un gaz. C'est une méthode de séparation des composés gazeux ou susceptibles d'être vaporisés par chauffage sans décomposition. Elle permet ainsi l'analyse de mélanges éventuellement très complexes dont les constituants peuvent différer de façon considérable par leur nature et leur volatilité [1].

Dans ce travail, je commence par quelques notions théoriques concernant les diélectriques liquides et leurs propriétés. Ensuite, c'est la partie expérimentale où je présenterais d'abord les différents éléments et les dispositifs expérimentaux utilisés dans les essais, je parlerais aussi des méthodes et caractéristiques du calcul et terminerai par les résultats et les interprétations concernant l'analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs à l'aide d'un chromatographe. Tout cela, est dans le cadre d'un stage pratique au sein de laboratoire du GRTE d'El Hamma, où il existe tout le matériel nécessaire pour réaliser les différents essais.

Chapitre I

Liquides isolants pour transformateurs

Les huiles minérales

Chapitre I : Liquides isolants pour transformateurs : les huiles minérales

I.1 Introduction

Les huiles minérales sont les plus utilisées dans les équipements électriques. Elles sont obtenues facilement par raffinage de bruts de pétrole. En plus des propriétés diélectriques rentables qu'elles possèdent, les performances des huiles minérales n'ont pas cessé de s'améliorer grâce au développement de nouvelles techniques de traitement (séchage, purification, dégazage ...). C'est principalement pour ces raisons technico-économiques, que les huiles minérales sont les plus répandues dans l'industrie. Leur rôle principal est l'isolation, le refroidissement et l'évacuation de la chaleur, elles peuvent être aussi utilisées pour leurs pouvoir extincteur d'arcs électriques et pour ralentir l'oxydation directe de l'isolation cellulosique [2,3]. Il faut noter que même ce type d'huiles présente aussi des inconvénients tels que leur inflammabilité, du fait qu'elles possèdent un point d'éclair relativement bas [2,12].

I.2 Caractéristiques des huiles minérales isolantes

L'étude des propriétés des huiles diélectriques des équipements concerne essentiellement l'électrotechnique. Cependant, il s'agit d'un domaine qui se caractérise par sa pluridisciplinarité, puisqu'il fait appel à plusieurs sciences : la chimie, l'électricité, la mécanique des fluides ... etc. La connaissance globale de ces sciences est nécessaire afin de mieux comprendre les phénomènes qui s'y passent et faire le choix de l'huile pour une application donnée.

I.2.1 Les propriétés électriques

➤ La permittivité

La permittivité relative (ϵ_r) est définie comme étant le rapport de la capacité (C) d'une cellule remplie de liquide et la capacité (C_v) de la même cellule ayant le vide comme diélectrique ($\epsilon_r = C/C_v$). Elle est déterminée généralement pour une température de 90°C et une fréquence de 50Hz. Une bonne huile minérale possède une permittivité de 2.2 à 25 °C qui décroît avec la température [5,6]

➤ La rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique (V/m) d'une huile correspond à la valeur maximale du champ électrique que l'on peut lui appliquer sans décharge disruptive. La rigidité diélectrique est influencée par la présence des impuretés qui la réduit [7,12].

La norme CEI 296 [9] recommande, pour les huiles traitées, une tension de claquage qui soit supérieure à 50 kV.

➤ Le facteur de dissipation

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide. La présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique est évidemment la principale cause de ces pertes. Le facteur de dissipation ($\tan \delta$) d'un matériau est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de

Chapitre I : Liquides isolants pour transformateurs : les huiles minérales

fuite (l'angle de perte). Elle permet d'apprécier la pureté d'une huile et dépend de la température et de la fréquence [3,6]. D'après la norme CEI 296 [9], le facteur de dissipation d'une huile neuve est au plus égal à 0.005.

➤ La conductivité, la résistivité

Tout liquide isolant est caractérisé par sa faible conductivité exprimée en (S/m). Cette dernière est due à la présence de charges libres positives et négatives (des ions) en quantités égales. Sous l'effet d'un champ électrique, ces ions se déplacent provoquant ainsi un courant de conduction [3].

Si la permittivité est une caractéristique de constitution, la conductivité des liquides est une propriété de conditionnement [10,12]. Elle est liée à la présence d'infimes quantités (en général, inférieures à 1 ppm) d'impuretés ionisables [12].

➤ Electrification de l'huile

Le problème de l'électrification de l'huile dans les grands transformateurs de puissance est apparu au début des années 1980, suite au claquage d'un certain nombre d'appareils peu de temps après leur mise en service. Des études ont montré que ces claquages étaient dus à l'apparition de charges électrostatiques créées par la circulation très rapide de l'huile à travers les enroulements. La séparation des charges entre l'huile et les surfaces isolantes (papier des enroulements) et leur accumulation en des zones distinctes (en général, les charges positives au sommet de l'appareil, les charges négatives dans le bas) conduisent à l'apparition d'un champ électrostatique qui se superpose au champ électrique alternatif de l'appareil. Des décharges partielles ou des décharges rampantes peuvent alors survenir, voire un arc électrique conduisant au claquage du transformateur.

Les principaux critères qui influent sur la tendance à l'électrification d'une huile sont [4] :

- ✓ La vitesse de circulation de l'huile ;
- ✓ Le niveau du champ électrique alternatif ;
- ✓ Les propriétés de l'huile telles que la viscosité et la conductivité (qui varient avec la température) ;
- ✓ La structure de l'isolation solide et la géométrie des canaux d'huile, la rugosité du papier ;
- ✓ La teneur de l'huile en impuretés (eau, boues d'oxydation, particules) ;
- ✓ L'humidité du papier.

I.2.2 Les propriétés chimiques

➤ La teneur en soufre

Une huile minérale peut contenir des traces de soufre, soit sous la forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés ; les premiers sont très corrosifs, les seconds le sont beaucoup moins, tant que la température ne dépasse pas 100°C environ.

Sa présence est détectée par la corrosion d'une lame de cuivre électronique immergée dans une huile à 140 °C pendant 19h (norme (CEI 296) et (NFT60-131)) [9,11] la coloration qu'elle prend permet de juger si les composés sulfurés sont corrosifs ou non. [2].

➤ L'oxydation

L'oxydation est un ensemble de réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène.

L'oxydation de l'huile a des conséquences néfastes pour les isolations [12,20], on cite :

- ✓ Une mauvaise évacuation de la chaleur par suite de l'accroissement de la viscosité et de la présence de dépôts ;
- ✓ Une diminution des propriétés électriques de l'huile, sa conductivité et sa tangente de l'angle de pertes augmentent ;
- ✓ Une augmentation des pertes dans les isolations imprégnées qui peuvent entraîner le claquage thermique ;
- ✓ L'apparition de l'acidité dans l'huile.

➤ La stabilité

La stabilité d'une huile minérale aux effets conjugués de la température, du champ électrique et de l'oxygène dépend beaucoup de la composition de cette huile et de la présence ou non d'additifs, notamment antioxydants. Le vieillissement de l'huile et celui des matériaux solides avec lesquels elle est en contact (notamment la cellulose) peut engendrer [4] :

- ✓ Une augmentation des pertes diélectriques ;
- ✓ Une augmentation de la viscosité, d'où une diminution de la capacité à éliminer les calories ;
- ✓ Une augmentation de la corrosivité vis-à-vis de la cellulose et des parties métalliques.

➤ La teneur en eau

C'est l'ennemi numéro un des appareils électriques. Les huiles séchées peuvent avoir des teneurs en eau inférieures à 10 ppm [4]. Au contact d'une atmosphère humide, l'eau se dissout lentement dans l'huile, pouvant conduire à des teneurs élevées.

I.2.3 Les propriétés physiques

➤ La viscosité

La viscosité est le pouvoir caractéristique des fluides à résister au déplacement d'une partie de ce fluide par rapport à l'autre. Le choix d'une huile dépend essentiellement de la valeur de la viscosité, c'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile. Une huile est d'autant meilleure que sa variation de viscosité en fonction de la température est faible. Pour les transformateurs et les moteurs, le choix des huiles fluides est recommandé pour faciliter l'évacuation rapide de la chaleur et ainsi assurer un bon refroidissement des bobines [3, 7,21].

➤ Aspect. Couleur. Caractéristiques optiques

La coloration d'une huile neuve est une indication de son degré de raffinage : les huiles neuves possèdent un indice de couleur inférieur à 0.5 ; la couleur devient de plus en plus foncée après usage ce qui indique la détérioration de l'huile.

Chapitre I : Liquides isolants pour transformateurs : les huiles minérales

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 viscosité. Un bon état visuel de l'huile signifie un aspect limpide. L'aspect, la couleur ainsi que l'odeur, nous permettent d'avoir une idée rapide de l'état général de l'huile. Par exemple : une mauvaise odeur renseigne sur la présence d'amorçages d'arcs électriques dans l'huile, et l'aspect trouble signifie la présence d'eau et d'impuretés [2,22].

➤ Le point d'éclair

Cette propriété renseigne sur la présence de certains hydrocarbures gazeux dissous dans l'huile suite à un défaut électrique ou thermique. Elle correspond à la température pour laquelle l'huile émet un flash, c'est-à-dire, la température critique maximale à ne pas dépasser au risque de provoquer un incendie dans le transformateur [4].

D'après la norme CEI 296 [9], le point éclair d'une huile diélectrique doit être supérieur à 130°C.

I.3 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons décrit les principales propriétés des diélectriques liquides utilisés dans l'appareillage électrique et plus particulièrement dans l'isolation des enroulements des transformateurs de puissance et moteurs. Étant donné que la durée de vie d'un équipement électrique dépend aussi de la particularité de son isolation, un choix judicieux des isolants s'avère donc indiscutable afin de garantir un bon fonctionnement du dispositif électrique. Les principaux critères auxquels une huile doit répondre sont : une bonne tenue diélectrique, un faible facteur de pertes (ou de dissipation), un bon point d'écoulement (faible viscosité) pour assurer un bon transfert de chaleur, une bonne résistance au feu, une stabilité à l'oxydation et une faible tendance à la charge statique.

Chapitre II

Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

II.1 Introduction

L'apparition d'un défaut 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 caractérise le défaut. Par conséquent, l'analyse de ces gaz permettent de suivre le comportement du transformateur à travers des analyses par chromatographie en phase gazeuse. Donc cette analyse est une technique de diagnostic bien connue dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Les critères communs les plus connus sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI60599 et triangle de Duval. [17]

II.2 Dispositifs d'essais

III.2.1 Mesure de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique

Pour mesurer la tension de claquage, nous utilisons un spintermètre entièrement automatique de type DTA 100 E (Fig.III.1) équipé d'une cellule (Fig. III-1. b) pouvant contenir 250 ml d'huile avec un système d'électrodes sphériques de diamètre 12,5 mm et de distance 2,5 mm La tension maximale étant de 100 kV (50 Hz). Le spintermètre est programmé pour des claquages avec un temps de repos de 30 secondes. Ce temps de repos est largement suffisant pour permettre à l'huile de se stabiliser



FigII.1 : Spintermètre automatique du type DTA 100 E

II.2.2 Mesure du facteur de dissipation diélectrique $\text{tg } \delta$ et de la permittivité relative

Pour mesurer le facteur de dissipation diélectrique $\text{tg } \delta$ et la permittivité relative, on utilise un pont de de Scherring de type BAUER DTL (Fig.III.2) complètement automatisé, et programmé pour afficher 06 mesures et leur moyenne à la température de 90°C, sous une tension de 2kV et une fréquence de 50 Hz, selon la norme CEI 247 [13].

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

On peut aussi varier la température entre 30 et 150°C pour d'autres essais bien particuliers.



Fig.II.2 : Système de mesure du facteur de dissipation et de la permittivité relative de type BAUER DTL

II.2.3 Mesure de l'indice de couleur

L'indice de couleur est mesuré selon la norme ASTM D1500 [14]. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre, de type Lovibond PFX 195 Automatic Colometer (FigIII.3). La couleur de l'huile isolante est déterminée en lumière transmise, et exprimée par un indice obtenu par comparaison avec une série de couleurs de verres étalons. L'étalon correspondant, ou celui dont la couleur est juste supérieure, est pris comme valeur de cet indice.



Fig.II.3 : Spectrophotomètre, de type Lovibond PFX 195 Automatic Colometer

II.2.4 Mesure de la teneur en eau

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

La teneur en eau est mesurée selon la norme CEI 814. L'appareil utilisé pour cette mesure est un titrimètre de type 756 Karl Fisher (Fig.III.4).

Les réactions qui se développent au cours d'un titrage de Karl Fisher sont complexes, mais il s'agit essentiellement de la réaction de l'eau avec l'iode, en présence de dioxyde de soufre, d'une base organique, et d'un alcool dans un solvant organique [15]. Ainsi, une mole d'iode réagit stochiométriquement avec une mole d'eau, de sorte que 1 mg d'eau correspond à 10,72 C (quantité d'électricité en coulombs). La valeur de la teneur en eau est exprimée en ppm (partie par million) soit mg d'eau/ kg d'huile.



Fig.II.4 : Titrimètre de type 756 Karl Fisher

II.2.5 Mesure de l'indice d'acidité

L'indice d'acidité ou de neutralisation dans certaines références, est mesuré selon la norme CEI 296 [18]. Cette mesure est effectuée par un titrage acido-basique. En effet, l'acidité est exprimée en mg de KOH par g d'huile, c'est-à-dire le nombre de mg d'une solution de potasse alcoolique de normalité 0.1, nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile.

L'indice d'acidité est calculé au moyen de l'expression :

$$IA = 0.1 M V / m$$

Où :

0.1 : normalité de la solution KOH (g/l).

M : masse moléculaire de la solution KOH (56.1 g/moles).

m : masse de l'huile (g).

V : volume en ml de KOH, nécessaire pour l'obtention de la neutralisation.

II.3 Essais expérimentaux

II.3.1 Introduction :

Pour déterminer les qualités des huiles minérales et leurs capacités de supporter les différentes contraintes lors de l'exploitation, et pour éviter tout endommagement des appareils, des essais périodiques doivent être appliqués sur ces huiles pour assurer la continuité de fonctionnement. Le premier type des essais consiste à déterminer les caractéristiques électriques des huiles déjà mentionnés ci-dessus (la tension de claquage, la permittivité relative, le facteur de dissipation diélectrique etc...)

Le deuxième type et qui est aussi important et qui donne des résultats très précis et qui ont fait l'objet de notre stage, concerne les analyses des gaz dissous dans l'huile à l'aide du chromatographe.

Bien qu'il existe différents types d'analyses à l'aide du chromatographe, nous nous intéressons dans ce travail à l'analyse chromatographique en phase gazeuse (CPG)

II.3.2 Principe

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) est une méthode physique qui permet de séparer les constituants d'un mélange gazeux par suite d'équilibres entre une phase mobile gazeuse et une phase stationnaire, qui peut être liquide (partage) ou solide (adsorption).

II.3.3 Quelques composants du chromatographe

- **La colonne** : elle constitue le cerveau du chromatographe, car c'est d'elle que dépend le succès de la séparation. C'est généralement un tube sous forme hélicoïdale plongé dans un thermostat soigneusement régulé (le temps de rétention dépend considérablement de la température).
- **Gaz vecteur** : le gaz vecteur doit être pur et inerte, son choix est lié au détecteur utilisé
- **Un four** : (type chaleur tournante) qui permet une programmation de température ajustable de 20 °C (-100 °C pour certains systèmes) à 450 °C et qui est également équipé d'un système de refroidissement rapide.
- **Un système d'injection** : qui va permettre d'introduire et de rendre volatil l'échantillon à analyser. L'injection peut se faire d'une manière manuelle ou automatique à l'aide d'un échantillonneur.
- **La cathétomètre (TCD)** : Son principe basé sur une comparaison continue entre le flux de chaleur emporté par le gaz vecteur seul et le flux de chaleur emporté par le gaz vecteur chargé molécules de soluté. Ces flux de chaleur sont produits par des thermistances, filaments incandescents à base de tungstène ou de platine le plus souvent, très conducteur et sensible à la température.
- **L'ionisation de flamme (FID)** Son principe : Une flamme produite par combustion de l'hydrogène dans l'air, ionise partiellement le soluté injecté, les ions formés sont collectés par une électrode engendrant un courant électrique que l'on amplifie et enregistre.

II.3.4 Pourquoi l'analyse des gaz dissous (AGD)

L'apparition des gaz au sein des huiles est une indication dangereuse pour les transformateurs surtout lorsqu'elle dépasse certaines valeurs à cause de la faible rigidité des gaz par rapport aux huiles ce qui provoque des décharges partielles dégradant fortement la qualité des huiles.

II.3.5 Mécanismes de formation des gaz

➤ Décomposition de l'huile

Pour des températures très élevées et selon l'énergie mise en jeu il y aura rupture des liaisons chimiques telles que (C-C C-H C=C ...etc.) (l'apparition de C₂H₂ C₂H₆ C₂H₄...) [16].

➤ L'oxydation de l'huile

Ce qui provoque la formation du O₂ et CO₂

➤ Décomposition de l'isolation cellulosique

Par rupture des chaînes polymériques de l'isolation solide cellulosique (papier, carton, bois de calage) [16].

➤ Autres sources

Dans certains cas, des gaz peuvent se former, non pas à la suite de défauts dans le matériel, mais à cause de réactions chimiques de corrosion ou autres impliquant l'acier, les surfaces non peintes ou les peintures de protection. De l'hydrogène peut être produit par réaction de l'acier avec l'eau tant que l'oxygène est présent dans l'huile qui est à proximité.

De l'hydrogène peut aussi être formé par la décomposition du mince film d'huile entre les lamelles du noyau à des températures supérieures ou égales à 140 °C, et peut aussi être présent dans de l'acier inoxydable neuf, absorbé pendant le procédé de fabrication, ou produit pendant le soudage, et libéré lentement dans l'huile.

Des gaz peuvent aussi être produits par exposition de l'huile à la lumière solaire ou se former au cours de travaux de réparation du matériel.

Des peintures internes du transformateur, comme les résines alkydes et les polyuréthanes modifiés, contenant des acides gras dans leur formulation, peuvent aussi former des gaz [16].

II.3.6 Conditions pour le calcul des rapports de concentration dans l'examen des gaz dessous

Il convient d'effectuer l'échantillonnage et l'analyse par AGD conformément aux recommandations de la CEI 60567 [17]. Les rapports de gaz ne sont significatifs et ne seront calculés que si au moins un des gaz est à une concentration supérieure aux valeurs typiques et au-dessus des vitesses typiques d'accroissement de gaz.

II.3.6.1 Définition des valeurs typiques

Les valeurs typiques de concentration sont les quantités acceptables de gaz en dessous desquelles l'expérience en service montre qu'il n'y a pas de défaut en formation possible ou détectable.

La probabilité d'avoir une défaillance peut s'accroître de façon significative pour des valeurs très supérieures aux valeurs typiques de concentration. La situation est alors considérée comme critique car, même si une défaillance peut ne jamais se produire à ces niveaux élevés, les risques d'en avoir une sont élevés. De telles défaillances peuvent être divisées en deux catégories :

- les défaillances qui se développent en un temps très court (et qu'on ne peut donc détecter par prélèvement d'huile et analyse en laboratoire, mais seulement par des détecteurs en continu).
- les défaillances qui se développent sur une durée très longue. Seule cette deuxième catégorie peut être détectée par analyse d'AGD en laboratoire [16].

II.3.7 Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile

La procédure d'analyse des gaz dissous comporte trois phases successives :

II.3.7.1 Échantillonnage de l'huile

Il faut prélever et transporter l'échantillon de telle manière que les gaz dissous dans l'huile ne subissent aucune modification, ou bien seulement des modifications que l'on sache évaluer. Dans ce but, il est recommandé [17], d'utiliser des récipients opaques en verre ou en métal, étanches ou vide. Mieux encore, la méthode de prélèvement par seringue convient quel que soit le mode de transport des échantillons. Il convient de prélever des échantillons lorsque le matériel est en fonctionnement normal ; cela est important pour déterminer la vitesse de formation des gaz. [19]

II.3.7.2 Extraction des gaz dissous dans l'huile

L'extraction des gaz dissous de l'huile à analyser peut-être obtenue soit sous vide, soit par entraînement avec un gaz barbotant dans l'huile [20]. Cette dernière méthode est réalisée par barbotage du gaz vecteur (dans notre cas, nous avons utilisé l'argon) lui-même dans un faible volume d'huile. Des volumes d'huile compris entre 0.25 ml et 5 ml ont été généralement employés. Il est possible que l'on ne puisse pas atteindre les sensibilités et fidélités exigées pour l'analyse des hydrocarbures pendant les essais en usine, en utilisant moins de 5 ml d'huile. Des volumes d'huile plus importants exigeraient des temps d'entraînement plus grands pour extraire les gaz dissous et conduiraient à des chromatogrammes inacceptables [21], à moins de concentrer les gaz extraits à l'aide d'un piège à froid [17].

II.3.7.3 Analyse des gaz extraits de l'huile

Plusieurs méthodes d'analyse des gaz sont proposées [20]. Cependant, la chromatographie en phase gazeuse fournit un moyen plus efficace d'analyser ces gaz et d'en déterminer les concentrations avec une bonne précision. Elle nécessite un appareillage plus élaboré et ne peut donc être utilisé qu'en laboratoire, mais elle fournit une analyse qualitative et quantitative complètes des gaz. Le résultat de l'analyse chromatographique quantitative des échantillons de gaz obtenus par une extraction complète des gaz dissous dans l'huile fournit automatiquement la composition des gaz dissous dans l'huile. Par contre, dans le cas d'une extraction partielle, il faut ramener le résultat de l'analyse quantitative à la composition initiale des gaz dissous dans l'huile

Types de défauts

DP	Décharges partielles provoquant des perforations carbonisées en forme de trou d'épingle dans le papier, qui, cependant, peuvent être difficiles à détecter
D1	Décharges de faible énergie manifestées par de plus larges perforations carbonisées à travers le papier
D2	Décharges de forte énergie en dessous de 300 °C, ou décharges de puissance, manifestées par une destruction et une carbonisation importantes du papier, la fusion du métal aux extrémités de la décharge, une carbonisation importante de l'huile et, dans certains cas, le déclenchement du matériel, confirmant la forte intensité du courant de décharge ;
T1	Défaut thermique $T \leq 300 \text{ C}^0$
T2	Défaut thermique $300 \leq T \leq 700 \text{ C}^0$
T3	Défaut thermique $T > 700 \text{ C}^0$

Tab.II.1 : Tableau de type de défauts adopté dans les laboratoires de GRTE

Chacune des six grandes classes de défauts donne naissance à une composition caractéristique en hydrocarbures gazeux, qu'on peut mettre sous la forme d'une table d'interprétation d'AGD.

II.3.8 Tableau d'interprétation des résultats

Cas	Défaut caractéristique	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆
DP	Décharges partielles provoquant des perforations carbonisées en forme de trou d'épingle dans le papier, qui, cependant, peuvent être difficiles à détecter	Non significatif (NS)	≤0.1	≤0.2
D1	Décharges de faible énergie manifestées par de plus larges perforations carbonisées à travers le papier	≥1	0.1-0.5	≥1
D2	Décharges de forte énergie en dessous de 300 °C, ou décharges de puissance, manifestées par une destruction et une carbonisation importantes du papier, la fusion du métal aux extrémités de la décharge, une carbonisation importante de l'huile et, dans certains cas, le déclenchement du matériel, confirmant la forte intensité du courant de décharge ;	0.6-2.5	0.1-1	≥2
T1	Défaut thermique T ≤ 300 C ⁰	NS	≥1 mais NS	≤1
T2	Défaut thermique 300 ≤T≤700 C ⁰	≤0.1	≥1	1-4
T3	Défaut thermique T >700 C ⁰	0.2	≥1	≥4

Tab.II.2 : Tableau d'interprétation utilisé dans GRTE

On peut utiliser pour l'AGD la méthode du triangle de DUVAL au lieu de celle des rapports des gaz qui a une grande plage de variation ce qui permet une analyse plus précise et qui est fortement utilisée dans le laboratoire du GRTE, bien que pour les deux méthodes la concentration des gaz doit atteindre les valeurs typiques et les résultats ne doivent pas être en contradiction.

✚ Gammes des valeurs typiques utilisées dans le laboratoire de GRTE en ppm

Gaz	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CH ₄	H ₂	CO	CO ₂
Concentration	2-20	60-280	20-90	30-130	50-150	400-600	3800-
Typique							14000

Tab.II.3 : Gammes des concentrations typiques des gaz

✚ Triangle du DUVAL

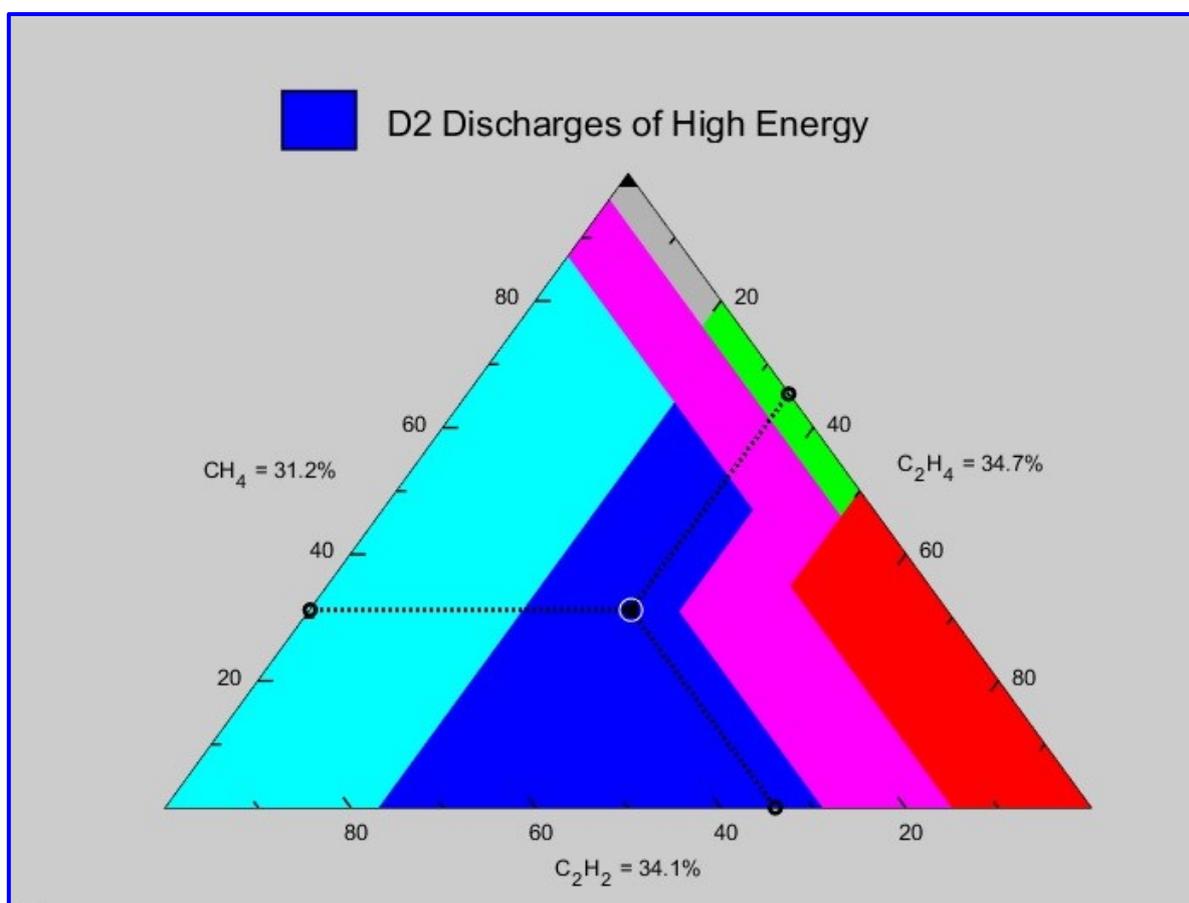


Fig.II.5 : Triangle de DUVAL programmé sous Matlab 2016b

Cette méthode consiste à mesurer la quantité d'acétylène, de méthane et d'éthylène. On additionne les trois quantités afin de déterminer le pourcentage de chaque élément par rapport aux autres. Une fois ce pourcentage connu, on représente le point défini par ceux-ci sur le triangle de Duval. Selon la zone dans laquelle se trouve le point, on en déduit le type de défaut. Chaque couleur représente l'un des six défauts, les rapports sont calculés suivant la norme CEI 60599 [16] en trouvant le point d'intersection des trois valeurs des concentrations des gaz, on peut déterminer le type de défaut. Nous avons utilisé ces deux méthodes pour analyser des huiles de différents postes de GRTE en effectuant l'analyse chromatographique dans le cadre d'une vérification périodique de 10 postes répartis sur différentes régions.

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

Tous les résultats que nous avons obtenus sont résumés dans les tableaux ci- dessous :

Le tableau (Tab.III.4) contient la concentration des différents gaz en partie par million (ppm) dans dix (10) échantillons d'huile de transformateur de différents postes.

Nous avons suivi la procédure proposée par notre promotrice et déjà utilisée dans le laboratoire pour introduire les échantillons dans le chromatographe, chaque échantillon doit être à part et étiquetée le long de l'analyse pour éviter tout résultat erroné vue que chaque échantillon nécessite un temps d'environ une heure pour une analyse complète (le chromatographe offre l'avantage de lancer une deuxième analyse ce qui permet de gagner du temps).

L'ensemble des appareils qui compose le chromatographe et connectés avec un logiciel et un calculateur permettent de calculer ces concentrations avec haute précision.

Les concentrations les plus élevées sont celles du CO₂ et O₂ vue que le phénomène le plus rencontré est l'oxydation de l'huile.

Le chromatographe est alimenté par le réseau de distribution de SONELGAZ et équipé d'un onduleur pour assurer un fonctionnement sans interruption.

Comme il existe certains gaz qui ont une concentration dépasse les valeurs typiques (en gras), on effectue le calcul des rapports.

Item	Postes	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	O ₂	N ₂	Diagnostic
1	BIR OULD KHLIFA CM/420	99	535	7757	43	32	12	44	2155	5	D2
2	CM LEGHROUS TR /933	163	361	2194	82	39	192	57	3687	6	T1
3	KSER EL BOUKHARI TR3646	16	157	2636	121	18	539	0,1	369	55617	T1
4	AIN SKHOUNA TR2 332	65	401	3746	15	16	8	26	2170	44954	D1
5	MEFTAH TR1/711	198	302	3976	0,1	5	0,1	0,1	733	5	T3
10	OULED FAYET TR1/232	181	459	3270	107	600	53	5	3566	6	D2
32	PS SKHOUNA TR2/332	65	401	3746	15	8	16	26	2170	4	T1
39	SIDI AICH TR1/770	26	86	1966	7	32	74	30	2	5	T1
41	CM LEGHROUS TR993	163	361	2194	82	192	39	57	3687	6	D2
49	AKBOU TR4/803	234	211	3105	11	30	40	6	4968	6	T1

Tab.II.4 : Résultats de diagnostic de quelques postes

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

Le tableau (Tab.III.5) représente le résultat de calcul des rapports des concentrations des gaz, après le calcul on situe les concentrations dans le tableau d'interprétations (tab.III.2) pour déterminer la nature de défaut.

C_2H_2 / C_2H_4	CH_4 / H_2	C_2H_4 / C_2H_6
1,3750	0,4343	2,6667
1,4615	0,5031	0,2031
0,0056	7,5625	0,0334
1,6250	0,2308	2,0000
0,0200	0,0005	50,0000
0,0083	0,5912	11,3208
3,2500	0,2308	0,5000
0,9375	0,2692	0,4324
0,2969	0,5031	4,9231
0,2000	0,0470	0,7500

Tab.II.5 : Rapport des concentrations des gaz, CEI 60599

Dans le tableau (Tab.III.6), les rapports des concentrations des gaz sont calculés par la méthode de triangle de DUVAL, après le calcul nous situons les concentrations dans le triangle pour déterminer la nature de défaut.

% C_2H_2	% C_2H_4	% CH_4
36,9748	26,8908	36,1345
32,0225	21,9101	46,0674
0,0719	12,9403	86,9878
45,6140	28,0702	26,3158
1,9231	96,1538	1,9231
0,7022	84,2697	15,0281
53,0612	16,3265	30,6122
43,4783	46,3768	10,1449
17,2205	58,0060	24,7734
12,7660	63,8298	23,4043

Tab.II.6 : Rapport des gaz, méthode de triangle de DUVAL [24]

Dans les trois tableaux ci-dessus, il s'agit d'une analyse d'un seul poste déjà effectuée dans le laboratoire de GRTE, où la concentration des gaz a dépassé les valeurs typiques, nous avons juste comparé les résultats.

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

Ces analyses périodiques permettent de remarquer la progression et l'évolution des défauts qui aide à déterminer la qualité d'huile, de diagnostic et la prédiction de la durée d'exploitation des équipements.

ANALYSE [ppm]	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
30/04/2014	381	2893	32	5222	0,1
06/05/2015	285	990	13	1233	0,1
24/06/2015	5	24	0,8	36	0,1
02/07/2015	320	603	68	629	0,1
16/07/2015	522	584	197	697	0,1
28/06/2016	605	672	227	757	0,1
29/03/2017	21	156	43	527	195

Tab.II.7 : Concentration des gaz

RAPPORT	C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆	DEFAUT
30/04/2014	0,01	7,59	52220,00	T3
06/05/2015	0,01	3,47	12330,00	T3
24/06/2015	0,02	4,80	360,00	T3
02/07/2015	0,11	1,88	6290,00	T3
16/07/2015	0,28	1,12	6970,00	T3
28/06/2016	0,30	1,11	7570,00	T3
29/03/2017	0,08	7,43	2,70	T2

Tab.II.8 : Les rapports de concentration, CEI 60599

DUVAL	% C ₂ H ₂	% C ₂ H ₄	% CH ₄	DEFAUT
11/02/2014	0,39	64,10	35,51	T3
30/04/2014	0,58	55,14	44,28	T3
06/05/2015	1,32	59,21	39,47	T3
24/06/2015	5,23	48,38	46,38	DT
02/07/2015	13,33	47,16	39,51	DT
16/07/2015	13,71	45,71	40,58	DT
28/06/2016	5,92	72,59	21,49	T3

Tab.II.9 : Rapport des gaz, méthode de triangle de DUVAL [24]

DT : mélange d'un défaut électrique et thermique

II-3-9 Analyses et interprétations des résultats

Les rapports de gaz ne sont significatifs et ne seront calculés que si au moins un des gaz est à une concentration supérieure aux valeurs typiques et au-dessus des vitesses typiques d'accroissement de gaz (Tab.III.3). Néanmoins, tant que la formation de gaz reste en dessous des valeurs typiques, il convient de ne pas la considérer comme indication d'un « défaut », mais plutôt comme une « formation typique de gaz » [16].

Si les rapports de gaz sont différents de ceux obtenus lors de l'analyse précédente, un nouveau défaut peut se superposer à un ancien ou à un vieillissement normal.

La plupart des défauts est de nature thermique à cause des échauffements par effet Joule dus aux enroulements des transformateurs.

On peut constater un recouvrement entre D1 et D2, ce qui signifie une double attribution de ces deux défauts dans ce cas.

Nous avons trouvé que pour le même type d'huile et pour la même durée de fonctionnement mais le résultat de diagnostic se diffère d'un poste à l'autre, et c'est principalement à cause des facteurs extérieurs de la température et de la pression.

La présence d'air seul ou de l'un de ses constituants (oxygène et azote) n'est pas dangereuse en soi, les transformateurs sont à respiration libre, il est donc normal que ces gaz se trouvent dissous dans l'huile.

La présence d'éthylène C_2H_4 traduit l'existence d'un point chaud ce qui favorise l'apparition d'un défaut thermique [23].

Si CO_2 est seul avec éventuellement 10% de CO , il s'agit du vieillissement thermique normal du papier [22] et si le CO_2 est accompagné d'hydrogène H_2 , de méthane CH_4 et d'éthane C_2H_6 , il s'agit de petites décharges partielles dans le papier [23].

Les conséquences d'air dégagé sous forme de bulles peuvent être très gaves (décharges partielles, formation de points chauds localisés sous des bulles piégées) [23].

La présence de C_2H_2 à partir de quelques fractions de micromoles par litre d'huile, est toujours caractéristique d'un défaut électrique grave (dégageant une forte énergie) [23].

S'il y a seulement de l'hydrogène (H_2), il peut être due à de très faibles décharges partielles dans l'huile ou être le prélude à un défaut électrique plus grave. Il faut savoir aussi que ce gaz est peu soluble dans l'huile et diffuse très vite. L'absence de ce corps n'est pas toujours significative.

Les deux méthodes (DUVAL et rapport des concentrations), malgré qu'il y ait quelques nuances (des concentrations différentes mais on reste dans le même domaine de défaut), mènent vers les mêmes résultats, ce qui rend le diagnostic fiable bien qu'il existe d'autres méthodes d'analyse n'est pas utilisées dans le laboratoire de GRTE.

Chapitre II : Analyse chromatographique des gaz dissous en phase gazeuse

On remarque pour les trois derniers tableaux que l'analyse est effectuée pour le même poste dans des dates différentes, pour cela on doit s'assurer que la comparaison est faite entre des valeurs d'AGD provenant d'échantillons prélevés au même endroit et, de préférence, dans de l'huile en mouvement. Il convient également que l'interprétation tienne compte des traitements effectués précédemment sur le matériel, tels que réparations, dégazage ou filtration de l'huile, qui peuvent influencer le niveau de gaz dans l'huile.

Recommandation

Pour s'assurer de la qualité du diagnostic et pour éviter tout endommagement des équipements, il est préférable :

- D'accroître la fréquence des prélèvements (trimestrielle, mensuelle ou autre) quand les concentrations de gaz et leurs vitesses d'accroissement dépassent les valeurs typiques.
- De considérer une action immédiate (régénération, filtrage changement d'huile...) quand les concentrations de gaz et les vitesses d'accroissement de gaz dépassent les valeurs d'alarme [23]

Conclusion

Ce chapitre a été consacré pour la présentation de l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs dans le but de réduire la probabilité de défaillance du service et d'augmenter leur durée de vie.

Il est alors possible en fonction des résultats de l'analyse des gaz dissous 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 de diagnostic sont à effectuer d'une manière périodique afin de connaître l'état avec précision et de prévenir les différentes avaries.

Conclusion générale

Conclusion générale

il ressort de l'étude bibliographique que les diélectriques liquides ont différentes propriétés qu'évoluent et s'affectent au court du temps par les contraintes d'exploitation ce qui dégrade leur fonction d'isolation, pour cela, le diagnostic et l'analyse de ces huiles est une tâche obligatoire pour assurer la continuité du service.

L'analyse des huiles minérales des transformateurs est indispensable dans l'industrie, les résultats obtenus ont des significations très importantes sur les décisions adoptées lors des travaux de maintenance pour assurer la continuité du fonctionnement de ces appareils coûtant très cher.

Lors de ce stage, nous avons effectué l'analyse chromatographique des gaz dissous dans les huiles et où les prélèvements des échantillons doivent être effectués avec soin.

Les différents appareils de mesure disponibles dans le laboratoire permettent d'avoir des résultats fiables et de façon automatique ce qui permet un bon diagnostic des huiles.

Sur le plan pratique, l'application de la méthode des rapports de concentration des gaz (CEI 599) et de triangle de DUVAL ne s'appliquent que lorsque la concentration des gaz dépasse les valeurs typiques précisées dans la norme CEI 599 [44] dans le cas contraire on parle d'une formation typique de gaz.

Le gaz qui cause des maux de tête est l'acétylène, qui se forme à des températures très élevées et pour des énergies importantes provoquant la rupture des liaisons chimiques, donc sa présence en quantité supérieure à la valeur typique est un signe évident d'un défaut.

Pour nous, ce stage qui rentre dans le cadre de notre préparation du projet de fin d'études, nous a permis d'élargir et d'approfondir notre connaissance sur les diélectriques liquides et faire la liaison entre la théorie et la pratique.

Bibliographie

Bibliographie

- [1]. N.Mezari « diagnostic des transformateurs de puissance » mémoire de magister, univéristé de Mouloud Mammeri, Tizi ouzou
- [2]. S.Bouazabia, « Liquides diélectriques », cours de graduation, Ecole Nationale Polytechnique et Université des Sciences et Technologie Houari Boumediene, Alger, 2001.
- [3]. S.Abdi, S.Zelmat, « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Projet de Fin d'Etude, Département de Génie Electrique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Juin 1998.
- [4]. N.Berger, « Liquides isolants en électrotechnique : Présentation générale », Technique de l'ingénieur, D2470, 2002.
- [5]. Fournie, R., Les isolants en électrotechnique. Concepts et théories. Vol. 63. 1986.
- [6]. S.Boudraa, « Analyse de gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle », Thèse de Magister, Département d'Electrotechnique, Université de Batna, 2005.
- [7]. L.Mokhnache, « Application des réseaux de neurones dans le diagnostic et la prédiction des isolations de hautes tension », Thèse de Doctorat d'Etat, Département d'Electrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Janvier 2004.
- [8]. D.Ouakli, H.Brouri, « Propriétés diélectriques de l'huile de transformateur à la présence de gaz dissous », Projet de Fin d'Etude, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Département de Génie Electrique, 1997.
- [9]. Norme Internationale CEI 60296, « Fluides pour applications électrotechniques –Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion », Troisième édition, 2003.
- [10]. A.Bouhageb, « Produit de graissage et de protection », Edition Année 2000.
- [11]. NF T 60-131, « Produits pétroliers : Soufre corrosif dans les huiles minérales isolantes », Mai 1970.
- [12]. N.Berger, « Liquides isolants en électrotechnique : Caractéristiques des Produits », Technique de l'ingénieur, D2471, 2002
- [13]. Norme internationale CEI 60247 Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu
- [14]. Norme internationale ASTM D1500 Méthode d'essai standard des produits pétroliers
- [15]. Norme internationale CEI 60422 Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques –Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance
- [16] Norme internationale CEI 60599 « Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres »

- [17]. Norme internationale CEI 60567 « Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices »
- [18]. Norme internationale CEI 60296 -2003- « Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion »
- [19]. OUAkli.D & BROURi.H « Propriétés Diélectriques De L’Huile De Transformateur En Présence De Gaz Dissous », Projet de fin d’étude Ecole National Polytechnique, Alger, 1997
- [20]. B.Fallou, R.Fournié & Co, "Analyse des gaz dissous dans l'huile en tant que moyen de surveillance des transformateurs et de détection des défauts naissants" , CIGRE 1970, Vol.1,Gr 12-02.
- [21]. S.Caixin , "The principle Of transformer chromatograph detecting on-line and the analysis of output wave", 9th ISH, Aug. 28 - Sept. I, 1995, Graz, Austria, pp: 1008.1-1008.4.
- [22]. « contrôle des huiles isolantes », Electricité De France, OCT 1973.
- [23]. CHALABI.B & OUABDESSELAM.S « Analyse des Gaz Dissous Dans Huiles Isolantes », Projet de fin d’étude, Ecole National Polytechnique, Alger, juillet 1997
- [24] M.Duval, “A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers” IREQ, Canada May/June 2002 — Vol. 18, No. 3 IEEE Electrical Insulation Magazine