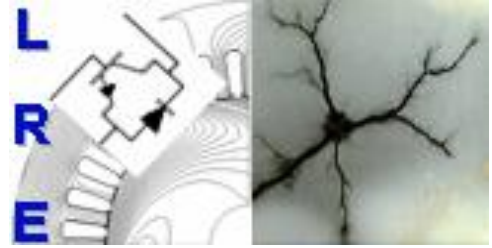


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'ELECTROTECHNIQUE
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique

Mémoire de fin d'études pour l'obtention du diplôme d'
Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Intitulé

**Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance
à partir de l'analyse des gaz dissous**

Présenté par
Abdellah KERROUCHE

Sous la direction de **Pr. A. Boubakeur et M. M. Ouagueni**
Soutenu publiquement le 03 juillet 2019

Membres du Jury

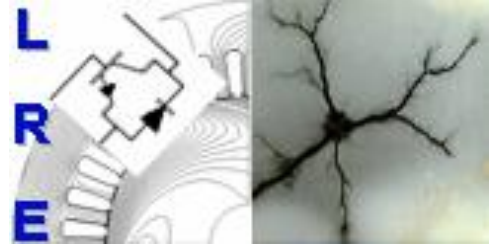
Président :	M. Tegar, Professeur à l'ENP
Rapporteurs :	A. Boubakeur, Professeur à l'ENP M. Ouagueni, Ingénieur d'Etudes au CREDEG/Sonelgaz
Examineurs :	A. Mekhaldi, Professeur à l'ENP Y. Benmahamed, Dr ENP

ENP 2019

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) - Ecole Nationale Polytechnique (ENP)
10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

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 fin d'études pour l'obtention du diplôme d'
Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Intitulé

**Méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance
à partir de l'analyse des gaz dissous**

Présenté par
Abdellah KERROUCHE

Sous la direction de **Pr. A. Boubakeur et M. M. Ouagueni**
Soutenu publiquement le 03 juillet 2019

Membres du Jury

Président :	M. Tegar, Professeur à l'ENP
Rapporteurs :	A. Boubakeur, Professeur à l'ENP M. Ouagueni, Ingénieur d'Etudes au CREDEG/Sonelgaz
Examineurs :	A. Mekhaldi, Professeur à l'ENP Y. Benmahamed, Dr ENP

ENP 2019

Laboratoire de Recherche en Electrotechnique (LRE) - Ecole Nationale Polytechnique (ENP)
10, Avenue des Frères Oudek, Hassen Badi, BP. 182, 16200 El Harrach, Alger, Algérie

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail,

*A mes très chers parents, pour leur soutien et la patience dont
ils ont fait preuve durant toutes les années de ma formation,
ainsi qu'à ma grande famille.*

Abdellah

Remerciements

Je tiens à remercier infiniment le Professeur Ahmed BOUBAKEUR, pour avoir accepté de diriger et de suivre ce travail avec disponibilité, patience et bienveillance.

Je ne peux oublier d'adresser mes sincères remerciements à monsieur Mourad OUAGEUNI Ingénieur d'études au CREDEC/Sonelgaz, pour sa disponibilité, ses remarques fructueuses, et d'avoir accepté de me recevoir au niveau de son Laboratoire et d'avoir co-dirigé mon projet.

J'adresse aussi mes remerciements les plus vifs et sincères au Professeur Madjid TEGUAR d'avoir bien voulu accepter de présider le jury de soutenance, ainsi que le Professeur Abdelouahab MEKHALDI et le Dr Youcef BENMAHAMED, d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Je remercie aussi l'ensemble des enseignants du Département d'Electrotechnique pour la formation qu'il m'ont assurée, ainsi que toute personne qui a contribué de près ou de loin dans la réalisation de mon projet.

ملخص

يتمثل موضوعنا في تطبيق طرق مختلفة لتشخيص محولات الطاقة من خلال تحليل الغازات المذابة في الزيت العازل. في الخطوة الأولى، نقدم الطرق المختلفة للاختبارات العازلة والتحليل الفيزيوكيميائية، وكذلك التحليل الكروماتوجرافي للغازات الذائبة التي أجريتها في CREDEG / SONELGAZ. في الخطوة الثانية، نقدم عدة طرق تشخيص مختلفة، تقليدية وبيانية، بسيطة و مركبة مع KNN classifier

الكلمات المفتاحية: الزيت العازل، المحولات، تشخيص الأعطال، تحليل الغازات المذابة

Abstract

Our subject consists to apply different methods of diagnosis of power transformers from the analysis of dissolved gas analysis of the insulating oil. In a first step, we present the different methods of dielectric tests and physico-chemical analysis, as well as the chromatographic analysis of the dissolved gases that we carried out at CREDEG / SONELGAZ. In a second step, we present the different diagnostic methods, conventional and graphical, simple and combined with a KNN classifier.

Key words: insulating oil, transformers, faults diagnosis, dissolved gas analysis

Résumé

Notre sujet consiste à appliquer différentes méthodes de diagnostic des transformateurs de puissance à partir de l'analyse des gaz dissous dans l'huile isolante. Dans une première étape, nous présentons les différentes méthodes d'essais diélectriques et d'analyses physico-chimiques, ainsi que les analyses chromatographiques des gaz dissous que nous avons effectuées au CREDEG/SONELGAZ. Dans une deuxième étape, nous présentons les différentes méthodes de diagnostic, conventionnelles et graphiques, simples et combinées avec un classifieur KNN.

Mots Clés : huile isolante, transformateur, diagnostic de défauts, analyse des gaz dissous

Table des matières

Liste des Tableaux	
Liste des Figures	
Introduction Générale	12
Chapitre I Huiles Isolantes pour Transformateurs de puissance	
I.1 Introduction	15
I.2 isolation solide pour les transformateurs de puissance	15
I.2.1 Propriété de l'isolation solide	16
I.2.2 Rôle de l'isolation solide	16
I.3 Isolation liquide pour transformateurs de puissance	16
I.3.1 Présentation générale	16
I.3.2 Hydrocarbures halogénés	17
I.3.3 Esters organiques	18
I.3.4 Huiles végétales ou ester naturels.....	18
I.3.5 Huiles silicones	18
I.3.6 liquides divers.....	19
I.4 huiles minérale.....	19
I.4.1 Présentation.....	19
I.4.2 Rôle d'huile minérale isolant	20
I.4.3 Propriétés de l'huile minérale isolante.....	20
I.4.3.1 Les propriétés électriques	20
1. La Rigidité diélectrique	20
a)Influence de la géométrie des électrodes et de la polarité	21
b) Influence du nombre de claquages.....	21
c) Influence de la température.....	21
d) Influence de la durée d'application de la tension	21
e) Influence de la teneur en eau.....	22
2. La permittivité relative (ϵ).....	22
3. Le facteur de pertes diélectriques $\text{tg}(\delta)$	23
4. La résistivité.....	23
I.4.3.2 Les propriétés physiques.....	23
1. La Viscosité.....	23
2. Le point d'écoulement.....	23
3. Le point de feu.....	24
4. Le point d'éclair.....	24
5. La capacité thermique.....	24
6. La conductivité thermique	24
7. Aspect et couleur	24
I.4.3.3 Les propriétés physiques.....	25
1. L'acidité.....	25
2. L'oxydation.....	25
3. La teneur en eau.....	25
I.5 Vieillessement d'huile de transformateurs.....	26
I.6 Mécanisme de formation des gaz dissous.....	26
I.6.1 Décomposition de l'huile minérale.....	26
I.6.2 Décomposition de l'isolation cellulosique.....	26
I.6.3 Stray gassing.....	27
I.7 conclusion.....	27
Chapitre II Méthodes de Diagnostic des transformateurs	
II.1 Introduction	29
II.2 Méthodes conventionnelles	29

II.2.1 Méthode de Dornenburg	29
II.2.2 Méthode de Rogers	31
II.2.3 Méthode de la CEI 60599.....	33
II.3 Méthode graphiques.....	33
II.3.1 Triangle de Duval.....	33
II.3.1.1 Triangle 1 de Duval	34
II.3.1.2 Triangle 2 de Duval	34
II.3.1.3 Triangle 4 de Duval.....	35
II.3.1.4 Triangle 5 de Duval.....	35
II.3.2 méthode de la forme carrée	36
II.3.3 pentagone de Duval.....	38
II.4 Classifieur K Plus Proches Voisins (KNN).....	40
II.5 Conclusion	41
Chapitre III analyses et essais	
III.1 Introduction	43
III.2 Analyse chromatographique des gaz dissous dans huile	43
III.2.1 Objectifs	43
III.2.2 Principaux composants d'un chromatographe	43
a) Gaz vecteur.....	44
b) Chambre d'injection.....	44
c) Four principal.....	44
d) Détecteur.....	44
e) Enregistreur.....	45
III.2.3 Principe de séparation par chromatographie en phase gazeuse.....	45
III.2.4 Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile.....	46
a) Echantillonnage de l'huile	46
b) Extraction des gaz dissous dans l'huile.....	47
c) Analyse des gaz dissous.....	48
III.3 Essais diélectriques et analyse physico-chimique	48
III.3.1 Mesure de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique	48
III.3.2 Mesure du facteur de dissipation diélectrique $\tan \delta$ et de la permittivité relative	49
III.3.3 Mesure de la teneur en eau.....	50
III.3.4 Mesure de l'indice d'acidité.....	50
III.3.5 Couleur.....	51
III.4 Essais diélectriques et physico-chimiques sur des échantillons prélevés par le CREDEG.....	52
III.4.1 Interprétations des résultats	53
III.4.2 Recommandations	53
III.5 Analyse des Gaz Dissous dans des échantillons prélevés par le CREDEG	53
III.5.1 Interprétation des résultats	54
III.6 Conclusion	55
Chapitre IV méthodes de diagnostic combinées graphiques-KNN	
IV.1 Introduction	57
IV.2 Application de différentes méthodes graphiques	57
IV.3 Algorithmes combinés graphiques-KNN	58
IV.3.1 Algorithme pentagone de Duval-KNN.....	58
a) combinaison basée sur les pourcentages de concentration de gaz.....	58
b) combinaison basée sur les centres de masse.....	59
IV.3.2 Application des Algorithmes Combinés.....	60
1-Combinaisons basées sur les pourcentages des concentrations de gaz.....	60
a) Pentagone de Duval –KNN.....	60
b) Triangle de Duval-KNN.....	61
c) Forme carrée-KNN.....	62
d) Comparaison entre les méthodes graphiques seules et combinées.....	63
2-Combinaisons basées sur les centres de masse.....	64
a) pentagone de Duval-KNN.....	64

b) Triangle de Duval-KNN.....	64
c) Forme carrée-KNN.....	65
3-Comparaison entre toutes les méthodes graphique-KNN.....	66
IV.4 Application de la base de données réelle du CREDEG/SONELGAZ	67
IV.5 conclusion.....	68
Conclusion générale	70
Bibliographie.....	73
Annexe	78

Liste des Tableaux

Tableau I.1. Caractéristiques et applications de diverses catégories d'huile isolantes [19].....	17
Tableau II.1. Méthode de Dornenburg pour le diagnostic de défauts [7].....	30
Tableau II.2. Seuil de concentration de gaz dans la méthode de Dornenburg [7].....	30
Tableau II.3. Rapports, gamme et Codes de Rogers [5].....	32
Tableau II.4. Code et défauts selon la méthode de Rogers [5].....	32
Tableau II.5. Table d'interprétation d'AGD par la méthode de la CEI 60599 [4].....	33
Tableau II.6. Table d'interprétation par CEI simplifié [4].....	33
Tableau III.1. Catégories de transformateurs [34].....	52
Tableau III.2. Essais diélectriques et Analyses physico-chimiques pour 10 échantillons.....	52
Tableau III.3. Valeurs typiques des gaz selon la CEI599 en ppm [4].....	54
Tableau III.4. Résultats de diagnostic de 10 échantillons interpréter par différentes méthodes....	54
Tableau IV.1. Résultats de diagnostic sur 10 échantillons testés par les méthodes graphiques ...	57
Tableau IV.2. Taux de réussite pour les différentes méthodes graphiques	58
Tableau IV.3. Comparaison entre les taux de réussite maximaux obtenus par triangle de Duval-KNN pour différentes distances	61
Tableau IV.4. Comparaison entre les maximaux taux de réussite obtenus par l'algorithme forme carrée-KNN pour différentes distances	62
Tableau IV.5. Comparaison des méthodes graphiques simples et combinées	63
Tableau IV.6. Taux de réussite pour les méthodes graphiques simples et combinées.....	66
Tableau IV.7. Résultats d'interprétation des 15 échantillons analysés au CREDEG par la méthode du triangle de Duval et l'algorithme triangle de Duval-KNN.....	68

Liste des Figures

Figure I.1. motif élémentaire d'une cellulose [12].....	15
Figure I.2. Structure de l'ester du polychlorobiphényles [21]	17
Figure I.3. Structure de l'ester du pentaérythritol [21]	18
Figure I.4. Structure d'ester Triglycéride [22]	18
Figure I.5. Structure des huiles silicones [21]	19
Figure I.6 principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut [1]..	20
Figure I.7. Variation de la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur en fonction de l'intervalle inter électrode pour un système pointe – pointe et un système sphère – sphère [23].....	21
Figure I.8. variation de la tension de claquage $U_c(t)$ d'une huile de transformateur en fonction de temps [25].....	22
Figure I.9. Tension de claquage d'une huile en fonction de la teneur en eau pour différentes températures [26].....	22
Figure II.1. Organigramme de la méthode de Dornenburg [7].....	31
Figure II.2. Triangle 1 de Duval [6].....	34
Figure II.3. Triangle 2 de Duval [48].....	34
Figure II.4. Triangle 4 de Duval [48].....	35
Figure II.5. Triangle 5 de Duval [48].....	36
Figure II.6. Les zones de défaut de la méthode forme carrée [8].....	37
Figure II.7. L'organigramme de la méthode forme carrée [8].....	37
Figure II.8. Un exemple de diagnostic par la méthode forme carrée [8].....	38
Figure II.9. Pentagone de Duval [9].....	40
Figure II.10. Influence du nombre de voisins sur la classification [52].....	41
Figure III.1. Principaux composants d'un chromatographe a gaz [54].....	44
Figure III.2. Séparation d'un mélange de deux composés par CPG [57].....	45
Figure III.3. Chromatogramme gazeux typique [57].....	46
Figure III.4. procédure de prélèvement d'échantillon d'huile par seringue [60].....	47
Figure III.5. Extraction sous vide [62].....	48
Figure III.6. Spintermètre	49
Figure III.7. BAUR oil tester DTA	49
Figure III.8. titrimètre Baur KFM 3000.....	50
Figure III.9. Burette en verre de 2 ml.....	51
Figure III.10. spectrophotomètre de type Lovibond PFX 195.....	51
Figure III.11. chromatographe MYRKOS Portable DGA Micro GC.....	53
Figure IV.1. Taux de réussite par type de défaut pour les méthodes graphiques	58
Figure IV.2. Distribution des centres des masses	59
Figure IV.3. Processus de classification par KNN pour le pentagone de Duval	60
Figure IV.4. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classier Pentagone de Duval-KNN	61
Figure IV.5. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance de l'algorithme triangle de Duval-KNN	62
Figure IV.6. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classier forme carrée-KNN.....	63
Figure IV.7. . Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du Pentagone de Duval-KNN.....	64
Figure IV.8. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classier triangle de Duval-KNN.....	65
Figure IV.9. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classier	65
Figure IV.10. Le Taux de réussite par type de défaut du classifieur KNN(1) :% de concentrations des gaz (pentagone de Duval), (2) : % des concentrations des gaz (triangle de Duval),(3) :% de concentrations des	

gaz (méthode de la forme carrée), (4) : centres de masse (pentagone de Duval), (5) : centres de masse (triangle de Duval), (6) : centres de masse (méthode de la forme carrée),.....



Introduction générale

Les transformateurs de puissance font partie des équipements les plus importants et les plus coûteux parmi ceux utilisés dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Lorsque des pannes se produisent dans le transformateur ça n'affecte pas uniquement la disponibilité en énergie électrique, mais aussi, elles conduisent à des pénalités technico-économiques très lourdes. Il est donc nécessaire de procéder à des inspections et à des entretiens périodiques pour évaluer au mieux l'état de l'isolation et par suite l'état des transformateurs et prévenir les défaillances électriques naissantes en vue d'assurer leur bon fonctionnement et de prolonger leur durée de vie [1].

L'analyse des gaz dissous (AGD) est l'une des plus utiles techniques pour détecter les défauts qui s'initient dans les transformateurs de puissance remplie d'huile minérale [2]. Cette technique de diagnostic est considérée comme l'une des méthodes prédictives les plus fiables utilisées pour réduire les risques de panne des transformateurs. Comme avantage, l'AGD pourrait être effectuée soit sur place (mode online) pendant le service du transformateur, soit au laboratoire (mode offline) [2].

Dans le cas du plus grand pourcentage de panne, dû à la perforation du système d'isolation (papier-huile) et en cas de défauts dus à des facteurs tels que la surchauffe, la carbonisation du papier, les décharges de faible énergie, les décharges de forte énergie et les arcs, l'huile isolante de transformateurs se décompose provoquant la formation des gaz dissous. Les principaux gaz consistent en l'hydrogène (H_2), le méthane (CH_4), l'acétylène (C_2H_2), l'éthylène (C_2H_4) et l'éthane (C_2H_6) [3]. En outre, la décomposition du papier isolant produit le monoxyde de carbone (CO) et de dioxyde de carbone (CO_2) [4]. L'analyse de ces gaz permettrait de déterminer le type de défauts. Notons que la CEI [4] considère six défauts électriques et thermiques à savoir, les décharges partielles (DP), les décharges à faible énergie (D1), les décharges à forte énergie (D2), défauts thermiques $T < 300$ °C (T1), défauts thermiques T de 300 °C à 700 °C (T2) et défauts thermiques $T > 700$ °C (T3) et il se peut qu'on trouve d'autres types tels que stray gassin (S) [4].

Pour interpréter les résultats de l'AGD de l'huile de transformateur, différentes techniques ont été développées. Les méthodes conventionnelles se basent sur des rapports de gaz d'hydrocarbures précédemment cités [3]. Nous en avons quatre qui sont la méthode de Rogers [5], celle de la CEI60599 [4], celle du triangle de Duval [6] et celle de Dornenburg [7].

La méthode de Rogers et celle de la CEI60599 utilisent trois rapports de concentration de gaz en ppm à savoir C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 et C_2H_4/C_2H_6 . Celle du triangle de Duval emploie trois pourcentages de gaz consistant en % CH_4 , % C_2H_2 et % C_2H_4 . Finalement, celle de Dornenburg est basée sur les quatre rapports de gaz suivants CH_4/H_2 , C_2H_2/CH_4 , C_2H_4/C_2H_6 et C_2H_2/C_2H_4 . Ces méthodes conventionnelles sont faciles à utiliser. Cependant, leur précision de diagnostic nécessite une amélioration.

En 2013 une autre méthode graphique (forme carrée) a été développée [8]. Elle emploie quatre pourcentages de gaz consistant en % CH_4 , % C_2H_2 et % C_2H_4 et C_2H_6 .

Récemment, le pentagone de Duval a été développé comme nouvel outil complémentaire pour l'interprétation de la l'AGD de l'huile de transformateur [9]. Il utilise les cinq principaux gaz d'hydrocarbures (en %) à savoir %H₂, %CH₄, % C₂H₂, % C₂H₄ et %C₂H₆. Outre les six défauts pris en compte par la CEI et IEEE, Duval a rajouté un défaut supplémentaire qui est appelé stray gassing (noté S).

Plusieurs algorithmes basés sur l'intelligence artificielle ont été élaborés pour obtenir un meilleur diagnostic des transformateurs de puissance [3]. Récemment, les méthodes conventionnelles ont été combinées avec des algorithmes intelligents, pour contribuer dans l'amélioration du diagnostic des défauts de transformateurs de puissance [10].

Notre projet comporte quatre chapitres :

Le premier chapitre présent le système d'isolation huile et papier, les différents types d'huiles utilisées dans les transformateurs de puissances avec leurs propriétés électriques, chimiques et physiques, et la décomposition des systèmes d'isolation.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons les méthodes de diagnostic conventionnelles : la méthode des ratios de Dornenburg, la méthode des ratios de Rogers et la méthode de la CEI 60599. Ensuite, nous présentons les méthodes graphiques qui sont le triangle et le pentagone de Duval et la « forme carrée ». Le principe de l'algorithme d'apprentissage artificiel le k plus proche voisin « KNN » (k nearest neighbour) que nous avons utilisé est aussi présenté.

Dans le troisième chapitre, nous présentons les principaux essais diélectriques et les analyses physico-chimiques que nous avons effectués sur l'huile minérale qui est utilisée par SONELGAZ. Nous présentons par la suite les techniques et procédures utilisées pour l'analyse des gaz dissous par chromatographie en phase gazeuse dans l'huile. L'ensemble des essais et analyses ont été effectués au sein du laboratoire du CREDEG.

Le dernier chapitre est consacré à l'application de la méthode d'intelligence artificielle k-plus proches voisins (KNN) en combinaison avec les méthodes graphiques simple (triangle et pentagone de Duval et forme carrée). Les quatre types de distance à savoir « euclidien », « cityblock », « cosine » et « corrélation » ont été employés avec deux types de vecteurs d'entrée. Le premier vecteur d'entrée est formé par les centres de masses et le deuxième vecteur composé par les pourcentages de concentration de gaz. L'influence du nombre de voisins a été aussi prise en considération. De ce fait, le nombre de voisins k est varié entre 1 et 105 (105 étant la taille de la base d'apprentissage). Notre base de test est constituée de 54 échantillons.

Nous avons aussi mis en application les méthodes combinées graphiques-KNN à 15 échantillons prélevés par le Laboratoire du CREDEG sur différents transformateurs en exploitation.

Nous terminons notre projet par une conclusion générale et perspectives.



Chapitre I

Huiles Isolantes pour Transformateurs de puissance

I.1 Introduction

Le rôle des isolants est de séparer deux points (conducteurs) mis à des potentiels différents. Ils appartiennent aux trois grandes catégories suivantes :

- Les isolants gazeux : l'air, certains gaz électronégatifs (SF₆, N₂, ... etc.).
- Les isolants liquides : les huiles diélectriques : minérales, végétales, synthétiques.
- Les isolants solides : les matériaux synthétiques (PVC), le papier ...etc. [11].

L'isolation dans les transformateurs de puissance se comporte en structure mixte [12]. Dans ce chapitre on traite la structure (huile / papier).

La plupart des transformateurs de puissance à travers le monde sont remplis avec des liquides isolants. Ces liquides permettent d'assurer aussi bien l'isolation électrique (par imprégnation des isolants solides, cellulose en particulier) que le transfert de chaleur. En effet, en plus de leurs propriétés diélectriques, ils ont de bonnes propriétés de dissipation de chaleur, comparées aux isolants solides et gazeux.

L'huile minérale constitue le liquide le plus communément employé dans les transformateurs de puissance, d'une part pour ses propriétés physico- chimiques et d'autre part pour son faible coût [13].

Dans ce chapitre nous présentons les différentes huiles isolantes particulièrement l'huile minérale et ses différentes propriétés, ainsi que l'isolation solide, et leur rôle dans le système d'isolation.

I.2 Isolation solide pour les transformateurs de puissance

Le système d'isolation des transformateurs est composé principalement du papier et d'une huile isolante, qui sont des matériaux isolants disponibles à des prix relativement bas, possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. Ils sont constitués de fibre de cellulose (chaines de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton) et 1 % de lignine, 5 % d'hémicellulose et des traces de cations métalliques [14].

La structure de la cellulose est constituée de plusieurs motifs élémentaires [15]. Elle est formée de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène. La figure I.1 présente le motif élémentaire d'une cellulose [12].

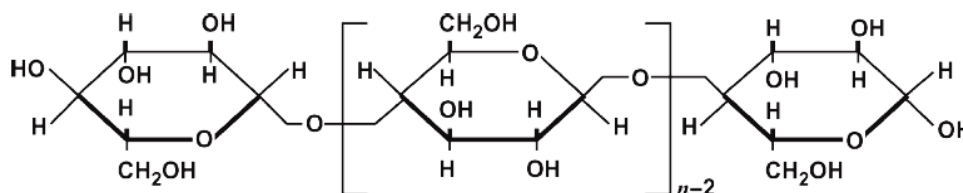


Figure I.1 : motif élémentaire d'une cellulose [12]

I.2.1 Propriété de l'isolation solide

Les papiers dont la structure est considérée comme convenable doivent présenter les particularités suivantes [16] :

- Une grande pureté (pas de corps durs ni de particules métalliques ou charbonneuses),
- Une régularité d'épaisseur et une grande résistance mécanique,
- Une bonne teneur en eau, ce qui lui permet d'absorber la vapeur d'eau
- Le papier est un mauvais conducteur de la chaleur, c'est donc un bon isolant thermique.

I.2.2 Rôle de l'isolation solide

Les papiers de guipage qui entourent les fils de cuivre des bobinages et les écrans en carton permettent d'assurer le support mécanique des bobinages et l'isolation électrique entre les différentes phases du transformateur.

Les cartons présents dans les transformateurs de puissance ont plusieurs fonctions. Ils sont employés pour maintenir mécaniquement les bobinages et pour matérialiser les canaux de circulation du liquide de refroidissement [17].

Typiquement, le constant diélectrique de papier est deux fois plus élevées que celle d'huile. Le papier et le carton sont utilisés dans des zones au règne un fort champ électrique pour renforcer l'isolation d'huile ; par exemple la combinaison de lame de diélectrique liquide et de barrière d'isolant solide pour assurer l'isolation entre deux enroulements concentriques [18].

I.3 Isolation liquide pour transformateurs de puissance

I.3.1 Présentation générale

Nous présentons dans le tableau I.1 les types les plus courants d'huiles et de liquides isolants. Ces liquides sont généralement des **liquides organiques**, composés de molécules des séries d'hydrocarbures les plus stables :

aliphatique (alcanes), alicycliques (cyclanes), aromatique ou de leurs dérivés halogénés; ce sont rarement des composés à groupements fonctionnels. Leur propriété principale d'utilisation est la stabilité en service sous contraintes thermique et électrique, afin d'assurer aux matériels des durées de vies constatées de plus de 30 ans [19].

Tableau I.1. Caractéristiques et applications de diverses catégories d'huile isolantes [19]

Catégorie	Types	Applications	Caractéristiques
Huiles minérales	Naphténique, Paraffinique	-Matériel à haute tension transformateurs de puissance.	Bas point d'écoulement, stabilité à l'oxydation, bon indice de viscosité
Hydrocarbures de synthèse	Polybutènes Alkylbenzènes Hydrocarbures alcoylés à noyaux arom. condensés (DIPN) Alkylbiphényles (MIPB) Alkyldiarylcans (BT, DBT)	câbles traversés condensateurs condensateurs condensateurs	faibles pertes diélectriques Absorption gazeuse sous décharges partielles bonne rigidité diélectrique au choc de foudre Biodégradabilité
Hydrocarburs halogénés	Askarels (PCB, TCB) Polychlorodiphénylméthanés (TCBT, TCB) Polychloroalcans	Transformateurs condensateurs Transformateurs Transformateurs	Ininflammabilité et biodégradabilité
Esters organiques	Huiles végétales Esters simples (BCN, DOS, DOP) Phtalates (DEHP) Esterscomplexes, esters du pentaérythrol	condensateurs pour générateur de choc Condensateurs au papier Remplacement des PCB en	Faibles pertes diélectriques à fréquence > à 1000 Hz Permittivité relative, à 20°C, supérieure à 5. Utilisés pour augmenter le point de feu des liquides point de feu > à 300 °C.
Huiles silicones	Polydiméthylsiloxanes (PDMS) polyméthylphénylsiloxan	Transformateurs de distribution et de traction	Bon indice de viscosité, point de feu > à 300 °C Absorption gazeuse sous décharges partielles
Liquides divers	éthers-oxydes (alkyldiphényle-éther, ditolyléther) mélanges de liquides Gaz liquéfiés (argon)	Condensateurs condensateurs matériels cryogéniques et supraconducteurs	Permittivité relative, à 20°C supérieurs à 3, adaptabilité Adaptabilité Réduction ou suppression de pertes Joule

I.3.2 Hydrocarbures halogénés

Les premiers hydrocarbures halogénés connus, et désignés sous le terme générique d'**askarels**, sont des polychlorobiphényles (**PCB**), obtenus à partir du biphényle (Figure I.2). et pouvant être utilisés en mélange avec des chlorobenzènes. Ils n'ont pas de point de feu et sont ininflammables, mais ils sont non biodégradables et donnent des produits toxiques à haute température. Par conséquent l'utilisation de PCB a été interdite [20].

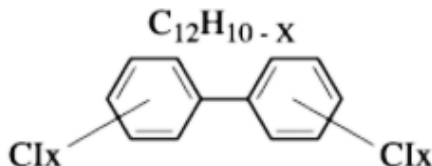


Figure I.2. Structure de l'ester du polychlorobiphényles [21]

I.3.3 Esters organiques

L'huile d'ester pour transformateur est connue par le pentaérythriol (figure I.3) ou ester organique. Les esters organiques ont été développés suite au bannissement des PCB pour résister à des températures de service plus élevées. Ils ont un point de feu supérieur à 300°C.

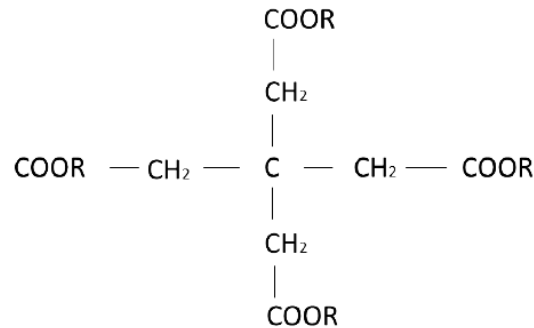


Figure I.3. Structure de l'ester du pentaérythritol [21]

I.3.4 Huiles végétales ou ester naturels

Parmi les esters les plus popularisés, nous avons l'ester naturel ou huile végétale grâce à sa disponibilité et son coût relativement faible et ses propriétés diélectriques excellentes [22]. La première des applications fut l'imprégnation des condensateurs avec l'huile de ricin [23]. Les huiles végétales sont essentiellement constituées de triglycérides (figure I.4).

Les esters comme les huiles végétales présentent de bonnes propriétés électriques. Ce sont, comme les hydrocarbures halogénés, des liquides dipolaires de constante diélectrique de l'ordre de 3 à 5 à 50 Hz et 90°C ce qui a permis d'obtenir des liquides pour condensateurs à diélectriques mixtes satisfaisants [19].

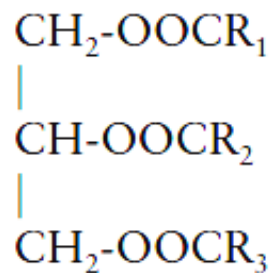


Figure I.4. Structure d'ester Triglycéride [22]

Où R1, R2 et R3 sont des chaînes d'acide gras identiques ou de différents types

I.3.5 Huiles silicones

Les huiles silicones ont été développées pour remplacer les PCB ou (askarels) car ces derniers sont toxiques et ont des effets écologiques négatifs. Les silicones liquides présentent simultanément de bons comportements à basse température (point d'écoulement -60°C) et à haute température (température d'utilisation 150°C), ce qui est appréciable dans certains matériels soumis à des variations thermiques importantes. Ces huiles sont constituées d'une

chaîne moléculaire linéaire dont les éléments sont formés d'atomes de silicium et d'oxygène alternés. Des groupements de méthyle (CH_3) saturent les valences libres de l'atome de silicium. La formule générale est la suivante (Figure I.5) [19,21] :

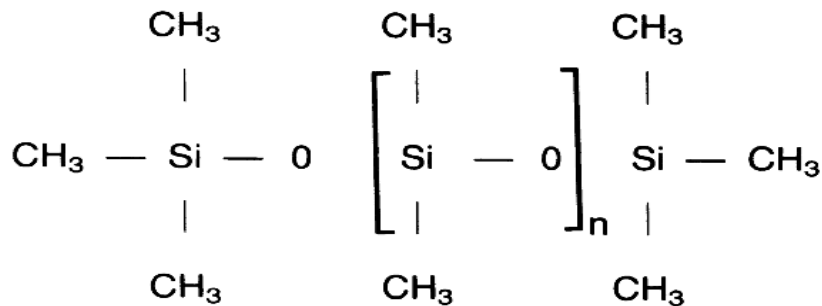


Figure I.5. Structure des huiles silicones [21]

I.3.6 Liquides divers

Ces liquides peuvent correspondre à des conceptions nouvelles: transformateurs à point chauds limités par enthalpie de vaporisation, bobines cryogéniques ou condensateurs de puissance à champs électriques élevés [19].

I.4 Huile minérale

Comme nos travaux concernent particulièrement l'huile minérale, nous consacrons à cette dernière un paragraphe à part.

I.4.1 Présentation

Les huiles minérales sont utilisées comme isolants dans les équipements électriques depuis la fin de 19^{ème} siècle à ce jour-là. Cette huile constitue encore une composante importante dans les installations électriques et les transformateurs de puissance en particulier [18]. Les huiles minérales sont obtenues à partir du raffinage du pétrole brut, selon l'origine du pétrole et du processus de raffinage.

Une fois les impuretés enlevées, ces huiles sont divisées en trois groupes comme le montre la figure I.6: les alcanes (ou paraffines), les cyclanes (ou naphthènes) et les composés aromatiques. D'autres constituants peuvent être présents dans l'huile, à savoir de petites quantités d'azote, d'oxygène, de sulfure [12].

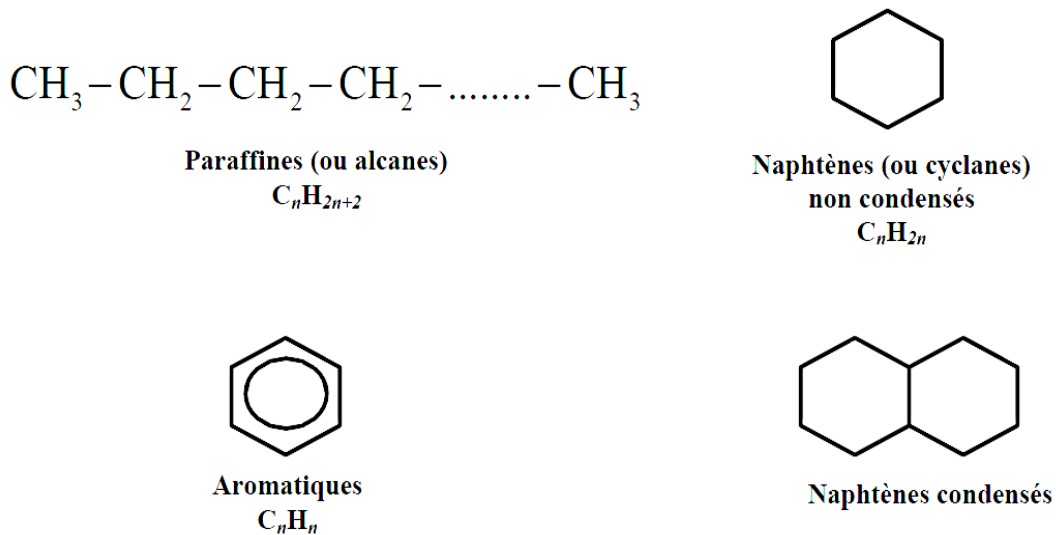


Figure I.6 : principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut [1].

I.4.2 Rôle d'huile minérale isolant

Les principales caractéristiques requises pour l'huile minérale sont: une faible viscosité et un bon point d'écoulement pour assurer sa circulation, un point d'éclair élevé, une rigidité diélectrique élevée. Ces propriétés permettent à l'huile minérale de [14] :

- Eviter la surchauffe,
- Evacuer les calories vers les parois – radiateurs
- Prévenir les arcs
- Eviter la reprise d'humidité (cellulose)
- Eviter les fines bulles d'air et de gaz piégés dans les enroulements

I.4.3 Propriétés de l'huile minérale isolante

Le choix d'une huile isolante repose sur un nombre important de propriétés qu'on regroupe en trois catégories:

- Les propriétés électriques
- Les propriétés physiques
- Les propriétés chimiques

I.4.3.1 Les propriétés électriques

1. La rigidité diélectrique

La rigidité électrique d'une huile est la valeur maximale du champ électrique qu'on peut lui appliquer sans décharge [19]. La tension de claquage est une caractéristique des isolants électriques qui définit la différence de potentiel maximale qui peut être appliquée à un matériau avant qu'il ne devienne conducteur [24].

Il existe plusieurs facteurs qui ont une influence sur la valeur du champ disruptif. Parmi ces facteurs, nous pouvons citer la configuration des électrodes, la température, la durée d'application de la tension et le nombre de claquages.

a) Influence de la géométrie des électrodes et de la polarité

La tension de claquage d'une huile donnée augmente avec l'augmentation de l'intervalle inter-électrodes et diminue avec le degré de non-uniformité du champ. Cependant, la rigidité diélectrique de l'huile diminue lorsque la distance inter-électrode augmente. Elle est beaucoup plus faible en champ non uniforme (Figure I.7).

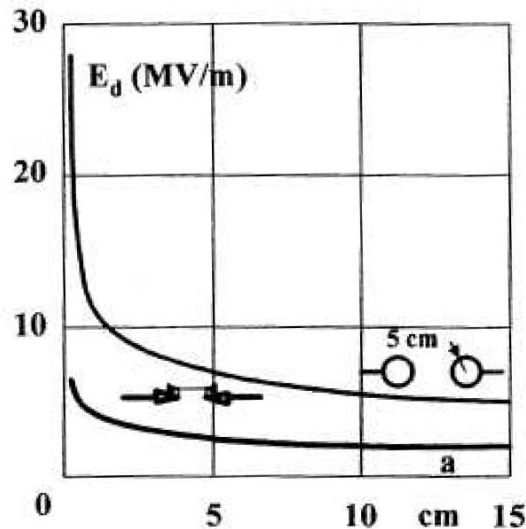


Figure I.7. Variation de la rigidité diélectrique de l'huile de transformateur en fonction de l'intervalle inter-électrode pour un système pointe – pointe et un système sphère – sphère [23].

La tension de claquage en polarité négative est plus grande qu'en polarité positive pour un rayon de courbure d'électrode faible. Cette influence est liée à la différence dans le mécanisme d'évolution des streamers positifs et négatifs [23].

b) Influence du nombre de claquages

La tension de claquage de l'huile, dans un système de configuration donnée, augmente au début en fonction du nombre de claquages, reste ensuite plus ou moins constante et puis diminue lorsque le nombre de claquages augmente. Ceci peut être expliqué par l'élimination des bulles de gaz lors des premiers claquages. Cependant, des claquages répétés et nombreux détériorent le liquide [25].

c) Influence de la température

L'influence de la température est double. En augmentant la température, la concentration de gaz et de l'humidité diminue dans le liquide. Cependant, les conditions pour avoir un claquage thermoélectrique s'améliorent.

Cette influence de double effet fait apparaître un maximum local dans la caractéristique représentant la variation de la tension de claquage en fonction de la température [25].

d) Influence de la durée d'application de la tension

Si la durée d'application de tension diminue, la tension de claquage augmente. La Figure I.8 présente la caractéristique $U_c(t)$, donnant la tension de claquage en fonction du temps, d'une l'huile de transformateur. Plus la durée d'application augmente, plus l'effet des différentes

impuretés se fait ressentir et la tension de claquage diminue. Pour les temps inférieurs à $10\mu\text{s}$, le claquage a un caractère électrique et pour les longues durées, il a un caractère thermoélectrique [25].

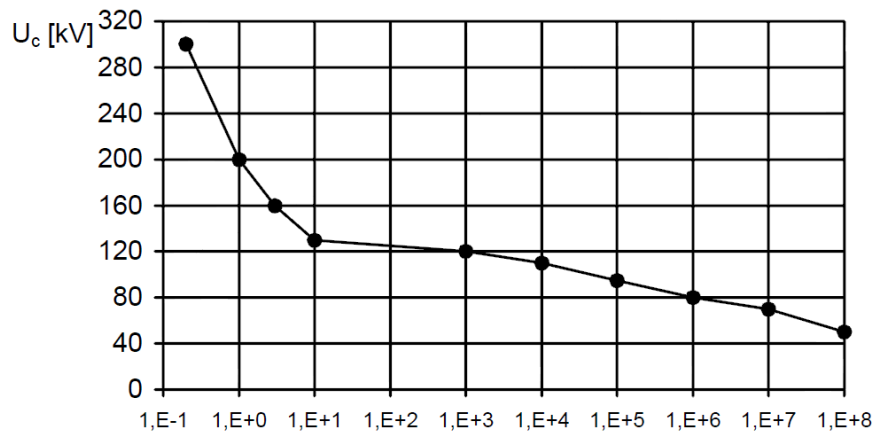


Figure I.8. Variation de la tension de claquage $U_c(t)$ d'une huile de transformateur En fonction de temps [25].

e) Influence de la teneur en eau

L'eau est le contaminant le plus courant qui affecte les huiles minérales. Sa présence dans les huiles diminue considérablement leur rigidité diélectrique. La figure I.9 illustre l'influence de l'humidité sur la rigidité diélectrique à 50 Hz [26].

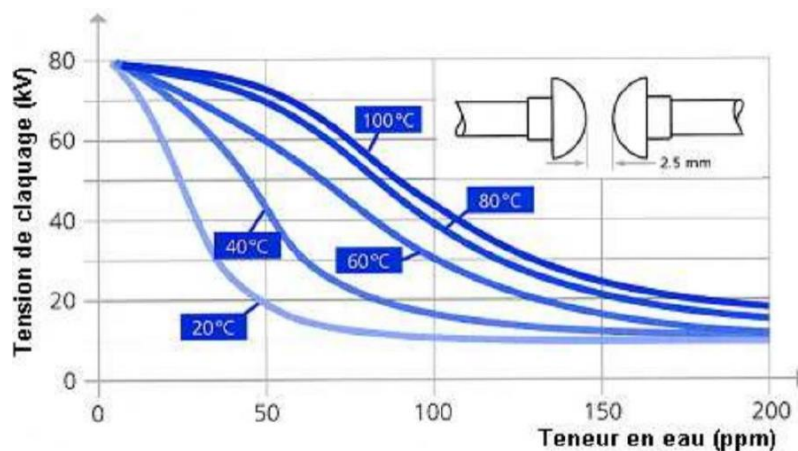


Figure I.9. Tension de claquage d'une huile en fonction de la teneur en eau pour différentes températures [26].

2. La permittivité relative (ϵ)

La permittivité décrit la réponse d'un milieu donné à un champ électrique appliqué.

$$\epsilon = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r$$

ϵ est la permittivité absolue de l'huile (F/m).

ϵ_0 est la permittivité du vide ($\epsilon_0 = 8.85 \text{ pF/m}$).

ϵ_r est la permittivité relative de l'huile (sans unité).

La constante diélectrique (ϵ_r) est définie comme étant le rapport de la capacité (C) d'une cellule remplie de liquide sur la capacité (C_v) de la même cellule ayant le vide comme diélectrique [19].

$$\epsilon_r = \frac{C}{C_v}$$

3. Le facteur de pertes diélectriques $\text{tg}(\delta)$

Le facteur de dissipation diélectrique d'un matériau isolant est la tangente de l'angle de perte qui est l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant qui en résulte [27]. La $\text{tg}(\delta)$ des liquides isolants peut être fortement influencée par des traces de polluants et l'augmentation de la température du diélectrique provoque l'augmentation des pertes diélectriques.

La permittivité et le facteur de dissipation mesurent la polarisation diélectrique et sont des indicateurs importants de la qualité intrinsèque et du degré de contamination d'un fluide isolant [28].

4. La résistivité

La résistivité volumique d'un matériau isolant est le quotient de l'intensité d'un champ électrique continu par la valeur stationnaire de la densité du courant dans le matériau [28]. L'unité de résistivité est l'ohmmètre (Ωm).

1.4.3.2 Les propriétés physiques

2. 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. Elle s'exprime par la relation suivante [19,29] :

$$V = C \cdot T - B/T$$

Où :

C : constante du tube capillaire utilisé.

T : temps d'écoulement observé en seconde.

B : coefficient du viscosimètre.

3. Le point d'écoulement

Le point d'écoulement représente la température à laquelle les liquides se figent. Il est déterminé suivant la norme ISO 3016 [30]. Il est défini comme la température la plus basse pour laquelle un liquide peut couler lorsqu'il est refroidi à des conditions fixées, L'utilisation de matériels électriques extérieurs nécessite de connaître la viscosité des liquides à basse température correspondant au fonctionnement en hiver (-25°C) ou dans des conditions climatiques extrêmes (-60°C) [30].

4. Le point de feu

Le point de feu est la température minimale pour laquelle la combustion des vapeurs d'un liquide sera entretenue [31].

5. Le point d'éclair

C'est la température minimale à laquelle les vapeurs d'un produit s'enflamment à l'approche d'une flamme nue. Il sert ainsi à caractériser l'inflammabilité d'une huile [19].

Le point d'éclair se mesure par la méthode (Pensky-Martens en vase clos), décrite dans la norme ISO 2719[32]. Le bon fonctionnement de l'équipement électrique nécessite un point d'éclair suffisamment élevé (min 135 °C) [32].

6. La capacité thermique

La capacité thermique se définit comme la quantité de chaleur nécessaire pour augmenter d'un Kelvin la température d'un kilogramme d'une substance. Elle est calculée par la relation suivante [21]

$$Cp = \frac{(1684 - 3039T)}{\sqrt{\rho}}$$

Cp est la chaleur spécifique (J/kg.K) ;

T est la température (K) ;

ρ est la masse volumique à 15 °C ;

la capacité thermique des liquides à 20 °C varie de 1000 à 2300 J/(kg.K)

7. La conductivité thermique

La conductivité thermique (λ), exprime le flux thermique s'écoulant, en régime permanent sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroît lorsque la température et la masse volumique augmentent. Mesurée en Watts par mètre.Kelvin [W/m.K] les valeurs usuelles sont de l'ordre de 0,14 W/(m.K) [31].

8. Aspect et couleur

L'aspect d'une huile peut mettre en évidence de la turbidité ou des dépôts, signe de la présence d'eau libre, de boues insolubles, de particules de carbone, de fibres, de poussières ou d'autres contaminants [34].

la couleur nous renseignent sur l'état général de l'huile. En effet, la coloration d'une huile neuve est une indication de son degré de raffinage : les huiles très raffinées sont blanches; une variation de la couleur dans des livraisons d'huile neuve peut indiquer un changement dans l'origine de l'huile ou dans la fabrication, sans que cela soit absolument certain. Dans le cas d'une huile usagée, une coloration foncée indique sa détérioration [33].

I.4.3.3 Les propriétés chimiques

1. L'acidité

L'acidité représente les dérivés acides qui proviennent généralement de la décomposition de l'huile, des produits d'oxydation et de sources atmosphériques externes. Elle est exprimée par la mesure de l'indice d'acidité qui est le nombre de mg de KOH normale nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile. Elle est mesurée par titrage colorimétrique [35].

L'indice d'acide se calcule par la formule suivante :

$$AN = \frac{(V_1 - V_2) * C_{KOH} * 56.1}{m}$$

AN = (mg de KOH /g d'huile)

V_1 : nombre de millilitres de solution de potasse utilisés pour titrer la prise d'essai.

V_2 : nombre de millilitres de solution de potasse utilisés pour titrer la solution à blanc.

C_{KOH} : normalité de la solution de potasse.

m : masse, en gramme, de la prise d'essai.

L'acidité d'une huile neuve est très faible en service. Elle est de l'ordre de 0.02 à 0.03 mg de KOH/g d'huile en service [36]. Une grande concentration peut provoquer la perforation de l'isolation.

2. L'oxydation

On désigne par oxydation, un ensemble de réactions chimiques complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène.

L'oxydation de l'huile provoque l'acidité et la formation de cambouis. La stabilité d'oxydation est mesurée selon la méthode C de la CEI 61125[37].

Les conséquences de l'oxydation de l'huile pour les isolations selon [38] sont :

- Une mauvaise évacuation de la chaleur par suite de l'accroissement de la viscosité et de la présence de dépôts,
- Une dégradation des propriétés électriques de l'huile (sa conductivité et son facteur de pertes augmentent),
- Une augmentation des pertes dans les isolations imprégnées peuvent entraîner le claquage thermique,
- L'apparition de l'acidité dans l'huile.

Ceci peut être réduit en employant des additifs antioxydants pour ralentir la dégradation de l'huile.

3. La teneur en eau

Le teneur en eau « w » exprimée en ppm (1ppm=100(mg /kg)), se calcule selon la norme CEI 60814 [39], par l'équation suivante :

$$w = \frac{m}{M}$$

Où

m est la quantité d'eau titrée en microgrammes (μg) ;

M est la masse de liquide isolant en grammes (g).

I.5 Vieillessement d'huile de transformateurs

Les principaux types de vieillissement de l'huile de transformateur sont le vieillissement thermique, le vieillissement électrochimique et le vieillissement électrique.

Le vieillissement thermique correspond à l'échauffement cyclique répété ou continu de longue durée, à des températures relativement élevées.

Le vieillissement électrochimique est caractérisé surtout par les conséquences, sous l'effet du champ électrique, de l'action de longue durée de certains agents chimiques accidentellement introduits dans l'huile ou provenant de la propre dégradation de cette dernière.

Le vieillissement électrique est surtout caractérisé par l'action de longue durée des décharges partielles ou tout phénomène d'ionisation dû au champ électrique [40].

I.6 Mécanisme de formation des gaz dissous

I.6.1 Décomposition de l'huile minérale

Les huiles minérales isolantes sont constituées d'un mélange de molécules de différents hydrocarbures, contenant des groupements chimiques CH₃, CH₂ et CH reliés les uns aux autres par des liaisons moléculaires carbone-carbone. Des défauts thermiques ou électriques peuvent couper certaines de ces liaisons C-H et C-C avec la formation de petits fragments instables, tels que H•, CH₃•, CH₂•, CH• or C•, qui se recombinent rapidement, en molécules de gaz comme l'hydrogène (H-H), le méthane (CH₃-H), l'éthane (CH₃-CH₃), l'éthylène (CH₂ = CH₂) ou l'acétylène (CH ≡ CH).

Des hydrocarbures gazeux en C₃ et C₄, ainsi que des particules solides de carbone et des polymères hydrocarbonés (cire-X), sont d'autres produits de recombinaison possibles. Les gaz formés se dissolvent dans l'huile, ou s'accumulent sous forme de gaz libres s'ils sont produits rapidement en grandes quantités, et peuvent être déterminés par Analyse des Gaz Dissous « AGD » conformément à l'IEC 60599 [4].

I.6.2 Décomposition de l'isolation cellulosique

Les chaînes polymériques de l'isolation solide cellulosique (papier, carton, bois de calage) contiennent un grand nombre de noyaux anhydroglucosidiques, des liaisons moléculaires C-O faibles et des liaisons glycosuriques qui sont thermiquement moins stables que les liaisons hydrocarbonées de l'huile, et qui se décomposent à des températures plus basses.

Les vitesses de coupure de chaînes polymériques deviennent significatives à des températures supérieures à 105 °C, avec décomposition complète et carbonisation au-dessus de 300 °C (défaut avec dommage). Il se forme du monoxyde et du dioxyde de carbone, ainsi que de l'eau, et de faibles quantités d'hydrocarbures gazeux, de composés furaniques et autres composés.

Les composés furaniques sont analysés conformément à l'IEC 61198, en complément à l'interprétation de l'AGD, pour confirmer si oui ou non l'isolation cellulosique est impliquée dans le défaut. La formation de CO et de CO₂ augmente non seulement avec la température,

mais également avec la teneur en oxygène dissous dans l'huile et avec la teneur en eau du papier [4].

I.6.3 Stray gassing

Le stray gassing a été défini comme la formation de gaz dans l'huile chauffée à des températures modérées (<200 °C). La formation de H₂, CH₄ et de C₂H₆ peut être observée dans tous les matériels à de telles températures, ou du fait de l'oxydation de l'huile selon sa structure chimique. Le stray gassing est un défaut sans dommage [4].

I.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a représenté les différents types d'huiles isolantes ainsi que les principales caractéristiques de l'huile minérale isolante et leurs rôles.

On a cité les différents types de vieillissement que peut subir l'huile minérale et qui influent sur ses caractéristiques, ainsi que les mécanismes de formation de gaz qui seront analysés par AGD.

Pour le diagnostic des transformateurs par AGD plusieurs méthodes ont été développées dans le chapitre suivant.



Chapitre II

Méthodes de diagnostic des Transformateurs

II.1. Introduction

La décomposition de l'isolation d'un transformateur de puissance aboutit généralement à la formation de gaz qui vont se dissoudre partiellement ou totalement dans l'huile. Les principaux gaz qui se forment consistent principalement en l'hydrogène (H_2), le méthane (CH_4), l'acétylène (C_2H_2), l'éthylène (C_2H_4), et de l'éthane (C_2H_6) ainsi que le monoxyde de carbone (CO) et de dioxyde de carbone (CO_2) [41].

L'analyse des gaz dissous (AGD est l'une des techniques les plus efficaces pour surveiller l'état des transformateurs. L'interprétation correcte de l'analyse des gaz dissous peut fournir des informations précieuses sur l'état de fonctionnement (santé) de ces derniers. Elle permet, en fait, d'identifier et d'interpréter les défauts (thermiques et électriques) et l'origine de leur création, en vue d'éviter précocement un quelconque dysfonctionnement.

Pour passer des résultats d'analyse à une interprétation en termes de diagnostic, plusieurs méthodes ont été proposées [42]. Ce chapitre est dédié à l'application des méthodes les plus populaires consistant en les méthodes graphiques (triangle et pentagone et forme carrée) de Duval ainsi que celles des ratios de Dornenburg, des ratios de Rogers, et de la CEI 60599.

II.2. Méthodes conventionnelles

Les méthodes conventionnelles se basent sur les rapports entre les différents gaz d'hydrocarbures à savoir : H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 et C_2H_6 [43].

II.2.1. Méthode de Dornenburg

Dornenburg est l'un des premiers chercheurs, qui a publié une technique pour le diagnostic des défauts dans des transformateurs de puissance en utilisant les résultats issus des AGD. En 1970 il a été capable de différencier entre les défauts thermiques et électriques en utilisant six gaz pour former quatre rapports [44].

Trois défauts sont considérés dans cette méthode [45]. Il s'agit de la décomposition thermique, des décharges partielles et de l'arc électrique. Le type de défaut est défini à partir du calcul de quatre rapports de gaz consistant en $R1=CH_4/H_2$, $R2=C_2H_2/CH_4$, $R3=C_2H_4/C_2H_6$ et $R4=C_2H_2/C_2H_4$. Les types de défauts sont déterminés selon la gamme de variation de chaque rapport de $R1$ à $R4$, prédéfinie dans le Tableau II.1 [7].

Cette méthode ne peut être appliquée que si la concentration de chaque gaz est deux fois supérieure à celle de seuil $L1$, ceci pour s'assurer de l'existence de défaut et s'il y a une génération suffisante de chaque gaz, illustrer dans le tableau II.2 [7].

Tableau II.1. Méthode de Dornenburg pour le diagnostic de défauts [7]

Identification de défaut	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$
Décomposition thermique	>1	< 0,75	< 0,3	> 0,4
Décharges partielles	< 0,1	Non significatif	< 0,3	> 0,4
Arc électrique	> 0,1 et <1	> 0,75	> 0,3	< 0,4

Tableau II.2. Seuil de concentration de gaz dans la méthode de Dornenburg [7]

Gaz dissous	Concentration de seuil L1(ppm)
H ₂	100
CH ₄	120
CO	350
C ₂ H ₂	35
C ₂ H ₄	50
C ₂ H ₆	65

Une procédure étape par étape est utilisée pour illustrer la méthode de Dornenburg, Selon la norme IEEE C57.104-2008 [7] l'organigramme de la figure II.1 donne un aperçu sur cette procédure que nous décrivons dans les points suivants :

Étape 1 : Les concentrations (exprimées en ppm) des gaz sont obtenues par extraction et séparation par chromatographie.

Étape 2 : Si au moins une des concentrations des gaz H₂, CH₄, C₂H₄ et C₂H₂ est deux fois supérieure à (aux) valeur(s) limite(s) L1 correspondante(s) (Tableau II.1) et au moins un des autres gaz (C₂H₆ et CO) dépasse la (les) valeur(s) limite(s) L1 correspondante(s), l'échantillon est considéré défectueux. Procéder à l'étape 3 pour déterminer la Validité de la méthode des rapports.

Étape 3 : Détermination de la validité de la méthode des rapports de Dornenburg : Si au moins un des gaz dans chaque rapport R1, R2, R3, ou R4 dépasse la limite L1, la méthode est valide et donne des résultats corrects. Dans ces conditions, il faut aller à l'étape suivante. Sinon, les rapports ne sont pas significatifs ; la méthode ne donne pas de résultats-. L'unité devrait, être donc, rééchantillonnée et étudiée par d'autres méthodes alternatives.

Étape 4 : Supposant que l'analyse des rapports est valide, chaque rapport successif est comparé aux valeurs du Tableau II.2 dans l'ordre R1, R2, R3, et R4.

Étape 5 : Enfin, si tous les rapports satisfont un type spécifique de défauts illustrés dans le Tableau II.2 le diagnostic suggéré est valide.

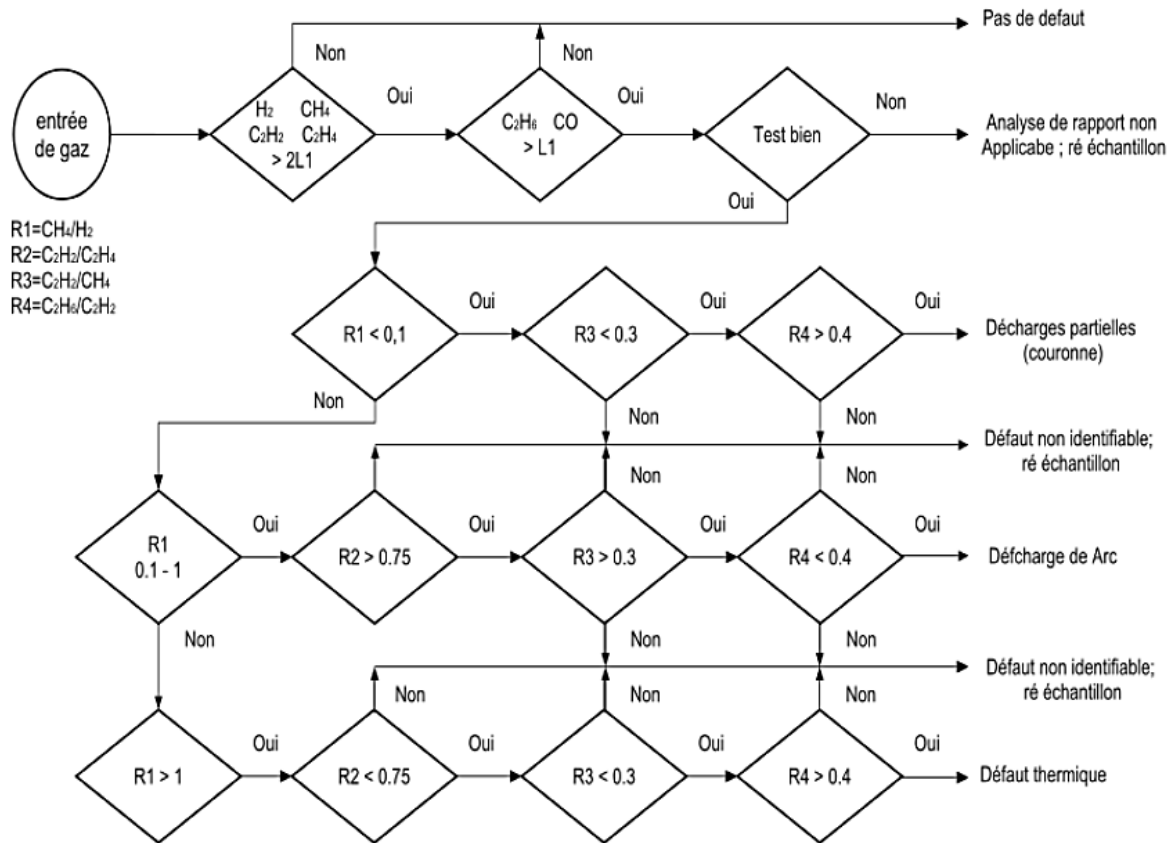


Figure II.1. Organigramme de la méthode de Dornenburg [7]

Inconvénient de la méthode de Dornenburg

Comme inconvénient, la méthode de Dornenburg ne couvre pas tous les défauts possibles, du fait que son interprétation est très restreinte et ne concerne que les trois défauts suivants : décomposition thermique, décharges partielles et arc électrique. Ainsi qu'elle peut présenter des cas non interprétables

II.2.2. Méthode de Rogers

La méthode du ratio de Rogers suit la même procédure générale que celle de Dornenburg, A l'exception que la méthode de Rogers peut être appliquée même lorsque les concentrations ne dépassent pas les valeurs de seuils montrées dans le tableau II.2.

La méthode Roger utilise quatre rapports de gaz [5] :

$$R1=CH_4/H_2, \quad R2=C_2H_6/CH_4 \quad R3=C_2H_4/C_2H_6, \quad R4=C_2H_2/C_2H_4$$

Le diagnostic des fautes est réalisé via un schéma de codage simple basé sur des plages des ratios indiqués dans le tableau II.3 ci-dessous :

Tableau II.3. Rapports, gamme et Codes de Rogers [5].

rapports	Gamme	Code
R1	$R1 \leq 0.1$	5
	$0.1 < R1 < 1$	0
	$1 \leq R1 < 3$	1
	$3 < R1$	2
R2	$R5 < 1$	0
	$R5 \geq 1$	1
R3	$R3 < 1$	0
	$1 < R3 < 3$	1
	$R3 \geq 3$	2
R4	$R4 < 0.5$	0
	$0.5 \leq R4 < 3$	1
	$R4 \geq 3$	2

Les types de défauts sont déterminés selon la gamme de variation de chaque rapport (R1, R3, R2, R4), prédéfinie dans le tableau II.4

Tableau II.4. Code et défauts selon la méthode de Rogers [5].

R1	R2	R3	R4	interprétation
0	0	0	0	normale
5	0	0	0	Décharge partielle (DP) d'une faible énergie
1-2	0	0	0	Surchauffèrent léger < 150°C
1-2	1	0	0	Surchauffèrent léger 150 - 200°C
0	1	0	0	Surchauffèrent léger 200 - 300°C
0	0	1	0	Echauffement cause par la circulation de courant dans les enroulements
1	0	1	0	Surchauffent au conducteur
1	0	2	0	Echauffement cause par la circulation de courant dans le noyau et le réservoir
0	0	0	1	Arc d'une faible énergie
0	0	1-2	1-2	Arc d'une grande énergie
0	0	2	2	Etincellement continu, arc
5	0	0	1-2	Décharge partielle

L'inconvénient de la méthode de Rogers

Cette méthode est limitée car sur l'ensemble de 54 combinaisons possibles selon le tableau II.3, uniquement 17 cas sont interprétables. Les autres combinaisons des rapports R1, R2, R3 et R4 telles que (1, 1, 1,1) (5, 1, 1,1), etc. ne peuvent en aucun cas être interprétables.

II.1.3. Méthode de la CEI 60599

Cette méthode est issue de la méthode de ratio de Roger, sauf que le rapport C_2H_6 / CH_4 a été abandonné car il n'indique que des décompositions a une gamme de température limite [5]. Cependant, la CEI 599[4] considère six défauts à savoir, DP, D1, D2, T1, T2 et T3, comme montré dans le tableau II.5.

Tableau II.5. Table d'interprétation d'AGD par la méthode de la CEI 60599 [4]

Cas	Défaut caractéristique	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP	Décharges partielles	NS ¹⁾	<0,1	<0,2
D1	Décharges de faible énergie	> 1	0,1 – 0,5	> 1
D2	Décharges de forte énergie	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
T1	Défaut thermique t <300°C	NS ¹⁾	>0,1, mais NS	<1
T2	Défaut thermique 300°C < t < 700°C	<0,1	> 1	1 – 4
T3	Défaut thermique t > 700°C	0,2 ²⁾	> 1	> 4

Le schéma d'interprétation simplifié, donné au Tableau II.6, peut également être utilisé dans un tel cas pour obtenir au moins une distinction approximative entre décharges partielles (DP), décharges (D) et défaut thermique (T), plutôt que pas de diagnostic du tout [4].

Tableau II.6. Table d'interprétation par CEI simplifié [4]

Cas	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
DP	–	<0,2	–
D	>0,2	–	–
T	<0,2	–	–

II.2. Méthodes graphiques

II.2.1. Triangle de Duval

Le triangle de Duval est une représentation (graphique) que permet d'identifier les défauts naissant dans les transformateurs. Cette méthode utilise un système de coordination a trois axes ou les pourcentages des gaz sont les coordonnées de type de défaut [46 ,47].

Au total, il y a sept versions de triangle de Duval. En ce qui nous concerne, quatre versions de triangle ont été développées par M. Duval pour le diagnostic des transformateurs remplis d'huile minérale (Versions 1, 2, 4 et 5). Chaque version de triangle utilise une combinaison de trois gaz et est appliquée pour un cas bien défini [48].

a- **Triangle 1 de Duval** : il a été développé par M. Duval en 1974 [6], il emploie les gaz (C_2H_2 , CH_4 et C_2H_4). Cette version est très fiable pour le diagnostic de transformateurs et les câbles qui utilisent l'huile minérale comme isolante. Sept zones forment le triangle 1 (figure II.2) et sont : DP, D1, D2, T1, T2, T3 et DT qui représentent les défauts mixtes thermique et électrique

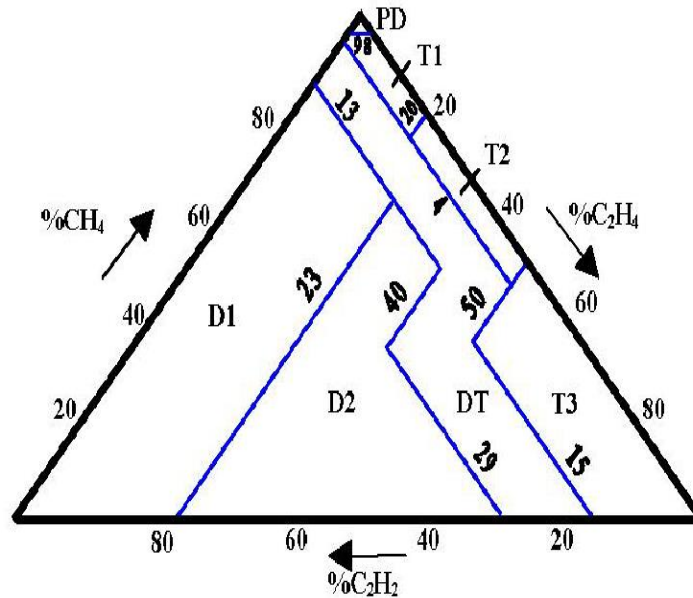


Figure II.2. Triangle 1 de Duval [6]

b- **Triangle 2 de Duval** : Il emploie les gaz (C_2H_2 , CH_4 et C_2H_4). Cette version est applicable dans le cas des changeurs de prises (des transformateurs). Six zones forment le triangle 2 et sont présentées à la figure II.3 :

D1, T2, T3, N (opération normale),

X1 (défaut T3 ou T2 en progrès, ou arc grave anormal D2)

et X3 (arc anormal D1 ou défaut thermique en progrès) [48].

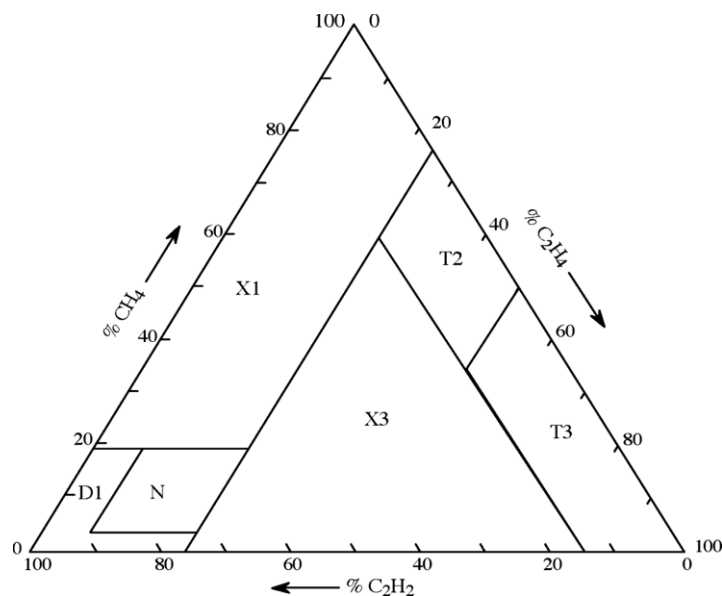


Figure II.3. Triangle 2 de Duval [48]

c-Triangle 4 de Duval : Il emploie les gaz (H_2 , CH_4 et C_2H_6). Cette version est développée spécialement pour les défauts de basse température (DP, T1 et T2), afin d'obtenir plus d'informations sur ces défauts dans les huiles minérales. Cinq zones forment le triangle 4 (figure II.4) et sont : DP, S (stray gassing), C (point chaud avec la carbonisation du papier avec $T > 300$ °C), O (surchauffe $T < 250$ °C) et la zone N/D (non déterminé) [48].

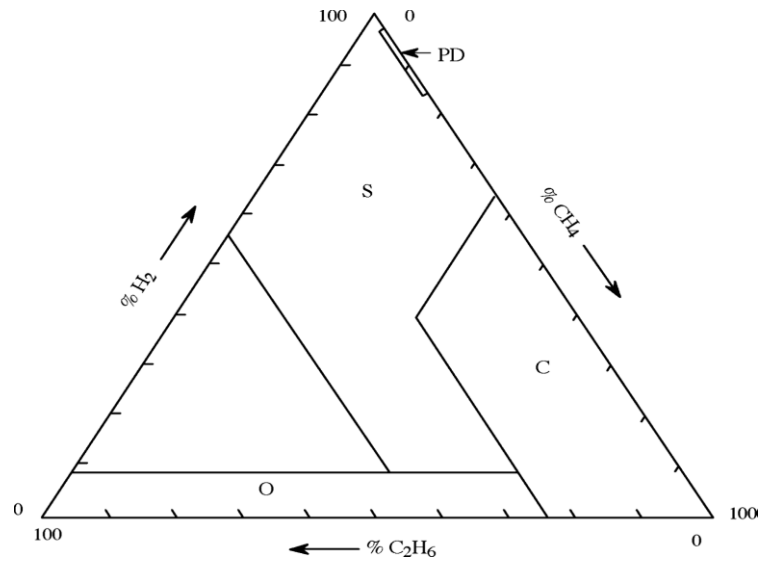


Figure II.4. Triangle 4 de Duval [48]

d-Triangle 5 de Duval : Il emploie les gaz (CH_4 , C_2H_4 et C_2H_6). Cette version est développée spécifiquement pour les défauts thermiques engendrant une surchauffe de l'huile minérale et la carbonisation du papier. Six zones forment le triangle 5 et sont (figure II.5) : PD, T3, et S, C, O, et la zone N/D (non déterminé)[48].

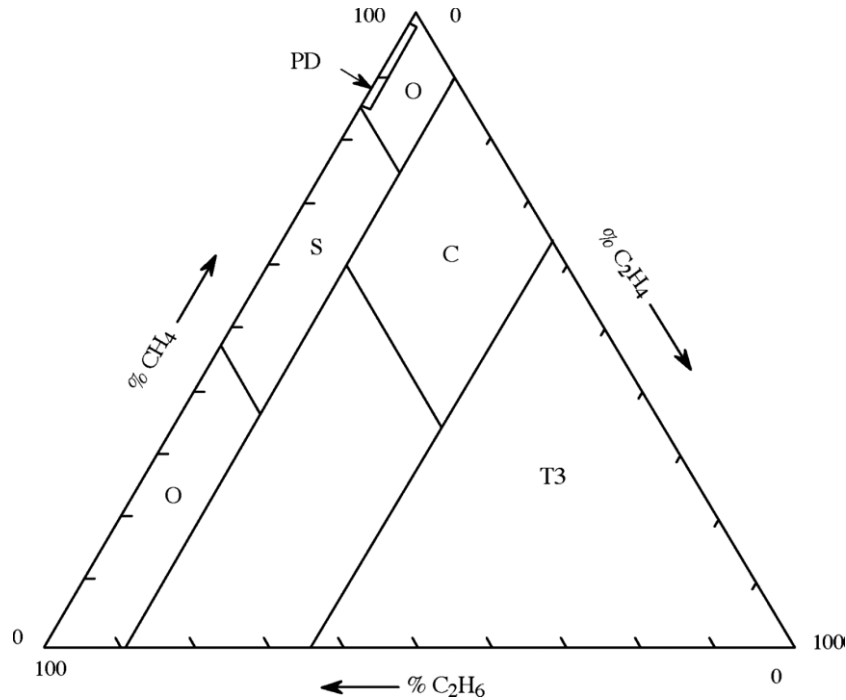


Figure II.5. Triangle 5 de Duval [48]

II.2.2 Méthode forme carrée

Cette méthode utilise le pourcentage relatif des quatre gaz (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 et C_2H_2) pour classer les six zones correspondant aux six défauts (D1, D2, DP, T1, T2 et T3).

En plaçant symétriquement un pourcentage relatif d'hydrogène qui correspond à des défauts électriques à basse énergie, un pourcentage relatif d'éthylène, pour les défauts thermiques de haute énergie, un pourcentage relatif d'acétylène, pour les défauts électriques à haute énergie, et un pourcentage relatif de méthane, pour les défauts thermiques à basse énergie [8].

La zone des défauts électriques (D1, D2, DP) est située relativement en haut à droite, car ils produisent une grande partie de l'hydrogène et de l'acétylène alors que les défauts thermiques (T1, T2 et T3) sont distribués dans la partie inférieure relativement gauche en raison de la production d'une grande partie de méthane et d'éthylène (figure II.6). Cette classification des zones a été faite à l'aide de 122 cas d'IEC TC 10 [49] et de celle utilisée par Duval [50].

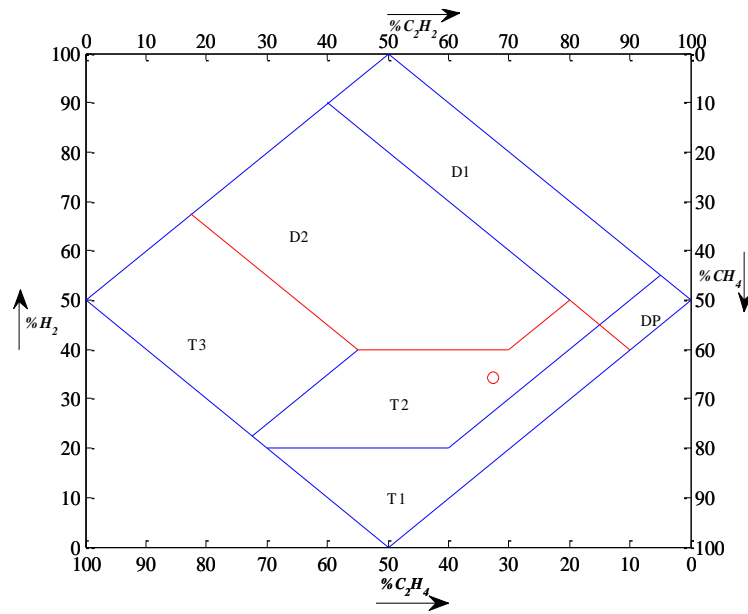


Figure II.6. Les zones de défaut de la méthode forme carrée [8]

La figure II.7 montre un processus de diagnostic utilisant le pourcentage relatif des quatre gaz. Premièrement, ces pourcentages relatifs sont calculés, le point central où ils se croisent est calculé, et il fournit un diagnostic de défaut. Par exemple, si les pourcentages relatifs des quatre gaz sont les suivants :

30% hydrogène, 20% d'éthylène, 40% d'acétylène et 10% de méthane, alors le point central est situé dans la zone D2 (décharge à haute énergie comme indiquée) à la figure II.8.

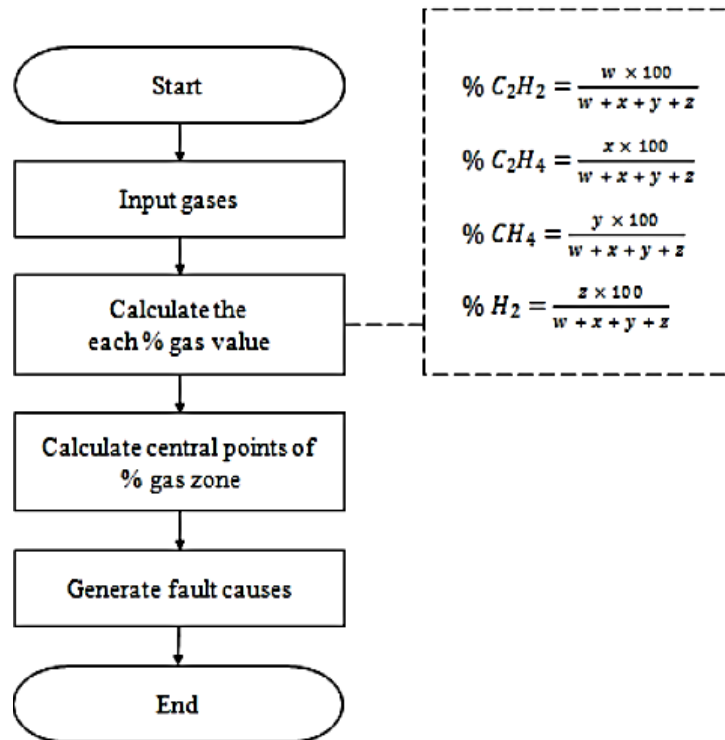


Figure II.7. L'organigramme de la méthode forme carrée [8]

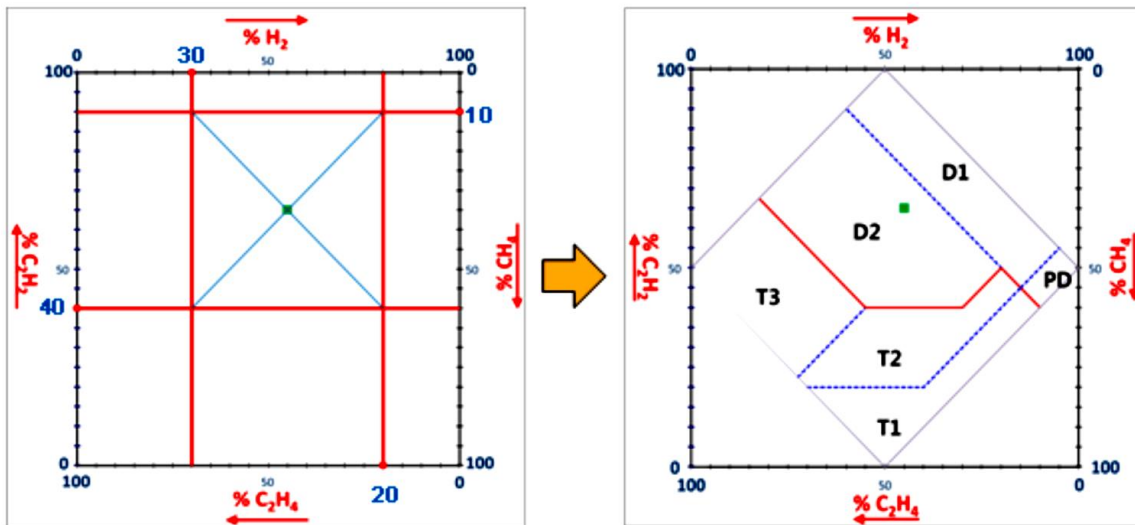


Figure II.8. Un exemple de diagnostic par la méthode forme carrée [8]

II.2.3 Pentagone de Duval

Cette méthode a été développée en 2014 par Duval [9]. Tout comme le triangle, le pentagone de Duval est une représentation graphique permettant la visualisation des différents défauts. Outre les six défauts électriques et thermiques considérés par la CEI[4] (décharges partielles (PD), décharges à faible énergie (D1), décharges à forte énergie (D2), défauts thermiques <300 °C (T1), défauts thermiques de 300 °C à 700 °C (T2) et défauts thermiques > 700 °C (T3)), Duval a considéré un septième défaut consistant au « stray assing ». En effet, la représentation du pentagone de Duval inclut 7 défauts (7 classes). Les gaz de décomposition de l'huile faisant l'objet de cette étude sont l'hydrogène (H₂), le méthane (CH₄), l'acétylène (C₂H₂), l'éthylène (C₂H₄), et l'éthane (C₂H₆). La méthode pentagonale de Duval utilise les pourcentages de ces gaz. Cette méthode est basée sur le principe de séparation des zones de défaut par des hyperplans. Pour un échantillon donné, les séquences de calcul suivantes décrivent l'algorithme de cette technique :

Étape 1 : Calcul de %H₂, %CH₄, %C₂H₂, %C₂H₄ et %C₂H₆, tel que,

$$\%H_2 = \frac{H_2 \text{ (en ppm)}}{\text{sum}} * 100;$$

$$\%CH_4 = \frac{CH_4 \text{ (en ppm)}}{\text{sum}} * 100;$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2 \text{ (en ppm)}}{\text{sum}} * 100;$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4 \text{ (en ppm)}}{\text{sum}} * 100;$$

$$\%C_2H_6 = \frac{C_2H_6 \text{ (en ppm)}}{\text{sum}} * 100;$$

$$\text{sum} = H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4 + C_2H_6.$$

Étape 2 : Traçage de chaque pourcentage relatif à un gaz donné sur son axe respectif.

Étape 3 : Calcul des coordonnées x_i et y_i ($i=0$ à $n-1$; $n=5$ est le nombre de gaz) des pourcentages des cinq gaz.

$$\begin{cases} X_0 = \%H_2 \cos \frac{\pi}{2} \\ X_1 = \%C_2H_6 \cos\left(\frac{\pi}{2} + \alpha\right) \\ X_2 = \%C H_4 \cos\left(\frac{\pi}{2} + 2\alpha\right) \\ X_3 = \%C_2H_4 \cos\left(\frac{\pi}{2} + 3\alpha\right) \\ X_4 = \%C_2H_2 \cos\left(\frac{\pi}{2} + 4\alpha\right) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} Y_0 = \%H_2 \sin \frac{\pi}{2} \\ Y_1 = \%C_2H_6 \sin\left(\frac{\pi}{2} + \alpha\right) \\ Y_2 = \%C H_4 \sin\left(\frac{\pi}{2} + 2\alpha\right) \\ Y_3 = \%C_2H_4 \sin\left(\frac{\pi}{2} + 3\alpha\right) \\ Y_4 = \%C_2H_2 \sin\left(\frac{\pi}{2} + 4\alpha\right) \end{cases} \quad (2)$$

$$\alpha = \frac{2\pi}{5}$$

Étape 4 : Calcul de la surface du polygone irrégulier comme suit :

$$A = \frac{1}{2} \sum_{i=0}^{n-1} (X_i X_{i+1} - X_{i+1} X_i) \quad (3)$$

Étape 5 : Calcul des coordonnées (C_x , C_y) du centre de masse du pentagone irrégulier, utilisant les équations suivantes :

$$C_x = \frac{1}{6A} \sum_{i=0}^{n-1} (X_i + X_{i+1})(X_i Y_{i+1} - X_{i+1} Y_i) \quad (4)$$

$$C_y = \frac{1}{6A} \sum_{i=0}^{n-1} (Y_i + Y_{i+1})(Y_i X_{i+1} - Y_{i+1} X_i) \quad (5)$$

Étape 6 : Localisation du centre de masse calculé dans la zone de défaut correspondant dans le pentagone de Duval (Figure II.9).

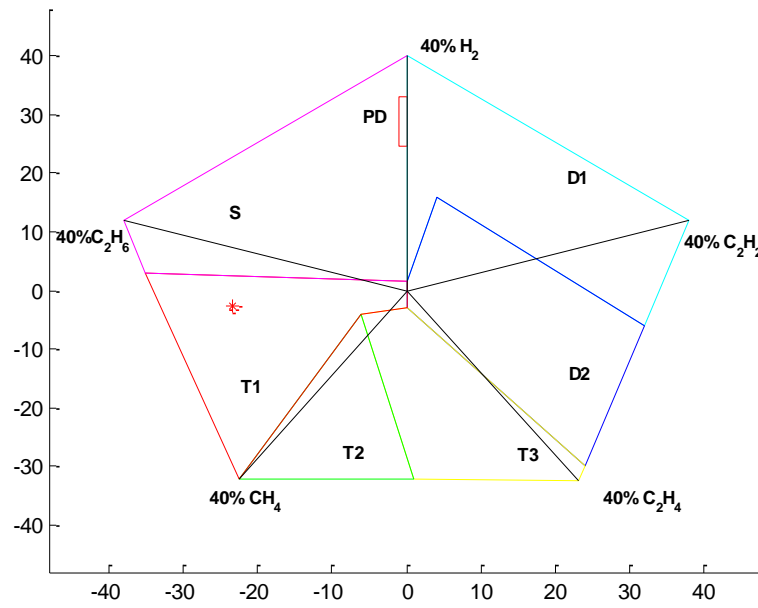


Figure II.9. Pentagone de Duval [9]

II.3 Classifieur K Plus Proches Voisins (KNN)

L'algorithme KNN figure parmi les plus simples algorithmes d'apprentissage artificiel. Dans un contexte de classification d'une nouvelle observation x , l'idée fondatrice simple est de faire voter les plus proches voisins de cette observation. La classe de x est déterminée en fonction de la classe majoritaire parmi les k plus proches voisins de l'observation x . La méthode KNN est donc une méthode à base de voisinage, non paramétrique ; ceci, signifiant que l'algorithme permet de faire une classification sans faire d'hypothèse sur la fonction qui relie la variable dépendante aux variables indépendantes [51].

Règles de décision KNN

La méthode KNN dépend principalement de K (nombre de voisins les plus proches). Les règles de décision peuvent être décrites comme suit :

Lorsque $K = 1$, la méthode KNN est appelée NN (plus proche voisin). Dans ce cas, il faut premièrement calculer les distances euclidiennes entre l'échantillon x et tous les échantillons d'apprentissage. Deuxièmement, Trouver le voisin le plus proche, ou l'échantillon d'apprentissage le plus proche de l'échantillon x . Enfin, donnez à x la classe comme identique au voisin le plus proche.

Lorsque $K \neq 1$, l'algorithme NN peut être étendu à KNN algorithm. KNN essaie de rechercher K plus proches voisins de x . Parmi ces K voisins les plus proches, la décision est basée sur le vote majoritaire des k voisins les plus proches. De nombreux types de distance peuvent être utilisés pour décider des voisins les plus proches.

La Figure II.10 illustre le principe ainsi que l'influence du choix du nombre de voisins. Le choix des 9 voisins les plus proches permet de classer le point comme A. Cependant, le point est classé comme B si l'on considère K supérieur à 9. En effet, le choix du nombre de voisins k est un facteur principal durant le processus de classification [52].

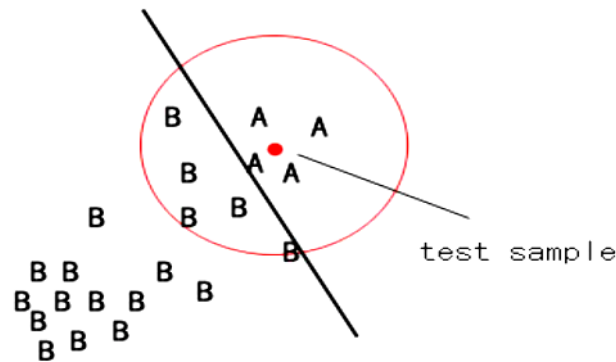


Figure II.10. Influence du nombre de voisins sur la classification [52]

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité et sommairement décrit les méthodes conventionnelles d'analyse de gaz dissous dans les transformateurs de puissance : méthode de Dornenburg, rapport de Rogers, rapport CEI, pentagone et triangle de Duval, forme carrée, ainsi que leurs avantages et inconvénients qui sont dévoilés. Les limitations de ces méthodes imposent de les combiner à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligence artificielle (IA). La combinaison des méthodes conventionnelles avec un algorithme KNN sera appliquée ultérieurement (chapitre 4).



Chapitre III
Analyses et Essais

III.1 Introduction

Une huile isolante en service est soumise à la chaleur, à l'oxygène, à l'eau et à divers catalyseurs, qui sont tous préjudiciables aux propriétés de cette huile. Afin de maintenir la qualité de l'huile en service, il convient de réaliser régulièrement des échantillonnages et des analyses.

Dans ce chapitre, nous allons d'abord présenter les équipements utilisés et les étapes suivies pour effectuer l'analyse des gaz dissous dans l'huile minérale borak22 utilisée dans l'isolation des transformateurs de puissance par la SONELGAZ. Nous décrivons aussi les différents dispositifs expérimentaux et méthodes utilisés pour mesurer les différentes propriétés physico-chimiques et diélectriques de l'huile. Pour cela, Nous avons d'abord effectué un stage pratique au sein de laboratoire du CREDEG durant lequel nous nous sommes familiarisés avec les différentes techniques d'essais et de mesure.

III.2 Analyse chromatographique des gaz dissous dans huile

III.2.1 Objectifs

L'analyse des gaz dissous est l'une des techniques les plus utilisées pour le diagnostic des transformateurs. Elle peut être utilisée pour la surveillance en temps réel et n'exige qu'une faible quantité d'huile isolante, prélevée sans interruption de service du transformateur. Les principaux gaz dissous dans les huiles isolantes sont le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'éthylène (C_2H_4), l'acétylène (C_2H_2) et l'hydrogène (H_2).

Ces gaz, sont généralement le résultat de décomposition de l'huile isolante. En outre, la décomposition du papier isolant produit le monoxyde de carbone (CO) et de dioxyde de carbone (CO_2). la détérioration des systèmes d'isolation (papier et huile) peut être causée par les décharges et les arcs électriques, la surchauffe et la dégradation du papier [53].

Pour extraire et quantifier ces gaz, la chromatographie en phase gazeuse est appliquée. Les résultats indiquent les taux des gaz dissous dans l'huile en ppm. L'analyse de ces gaz permettrait de déterminer le type de défauts à l'aide des différentes méthodes développées.

III.2.2 Principaux composants d'un chromatographe

Quel que soit le chromatographe à gaz, on retrouve toujours les principales composantes illustrées dans le schéma de la figure III.1 :

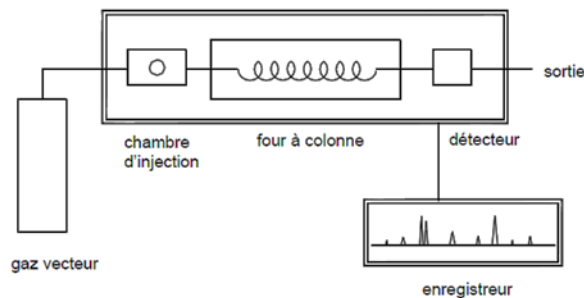


Figure III.1. Principaux composants d'un chromatographe à gaz [54]

a) Gaz vecteur

Le gaz vecteur doit être pur et inerte, son choix est lié au détecteur utilisé. Les principaux gaz sont l'hélium, l'argon, l'azote et le dioxyde de carbone. Ils sont livrés dans des bonbonnes surmontés et ils entraînent les composés dans la colonne [54,11]

b) Chambre d'injection

Le système d'injection permet l'introduction de l'échantillon dans le chromatographe, par l'intermédiaire d'une micro-seringue dont la capacité varie habituellement de 1 à 10 μL . Le système d'injection joue plusieurs rôles, que l'échantillon se trouve sous forme solide, Liquide ou gazeuse:

- Rôle d'interface qui permet d'introduire l'échantillon dans le chromatographe,
- Rôle de système de vaporisation (dans le cas d'un échantillon liquide ou solide),
- Rôle d'organe de transfert dans la colonne chromatographique (poussés les composantes par le gaz vecteur vers la colonne chromatographique) [55].

c) Four principal

Le four principal est un compartiment dans lequel se trouve la colonne. Il est muni d'éléments chauffants pouvant contrôler la température du four avec une très grande précision. Des contrôles permettent également de travailler à température programmée pour la séparation de mélanges [54].

d) Détecteur

Le détecteur du chromatographe à gaz est situé dans un compartiment immédiatement à la sortie de la colonne. Son rôle est de détecter les composés à la sortie de la colonne et de transmettre l'information sous forme d'un signal électrique à l'enregistreur [54].

Parmi plusieurs détecteurs on peut citer : les détecteurs simples et quasi universels comme le catharomètre, le détecteur à ionisation de flamme (FID) et le détecteur à capture d'électrons. Ces détecteurs signalent la sortie des gaz de la colonne mais n'en révèlent aucune propriété chimique [56].

e) Enregistreur

L'enregistreur a pour rôle de recevoir les impulsions électriques venant du détecteur et de les transmettre sur un papier déroulant à une vitesse donnée sous forme de pics [54].

III.2.3 Principe de séparation par chromatographie en phase gazeuse

La figure III.2 illustre le principe de la séparation des gaz par chromatographie,

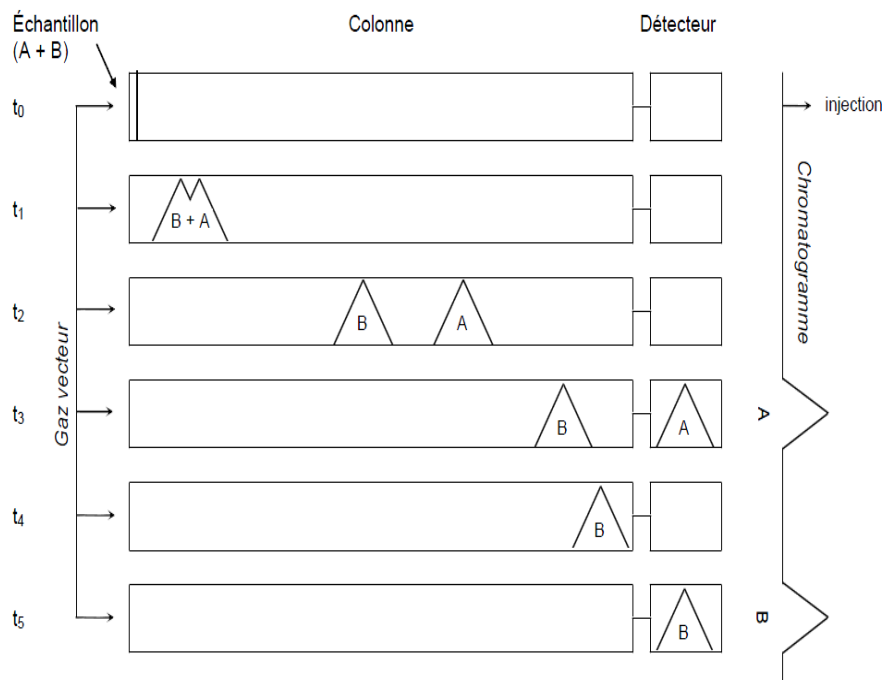


Figure III.2. Séparation d'un mélange de deux composés par CPG [57]

En résumé, les étapes à suivre pour l'analyse chromatographique sont les suivantes. Le mélange de composés est introduit à l'aide d'une seringue de façon qu'il entre dans la colonne sous forme vapeur. La phase mobile est un gaz chimiquement inerte (hélium, l'argon l'azote), appelé gaz vecteur. Celui-ci entraîne avec lui le mélange de composés à travers la colonne qui contient une phase stationnaire.

Les composés du mélange traversent la colonne à des vitesses différentes. Lorsqu'ils arrivent à la sortie de la colonne, ils sont détectés par un détecteur qui transmet un signal électrique à un enregistreur. Les résultats apparaissent sur le chromatogramme sous forme de pics (figure III.3) [57].

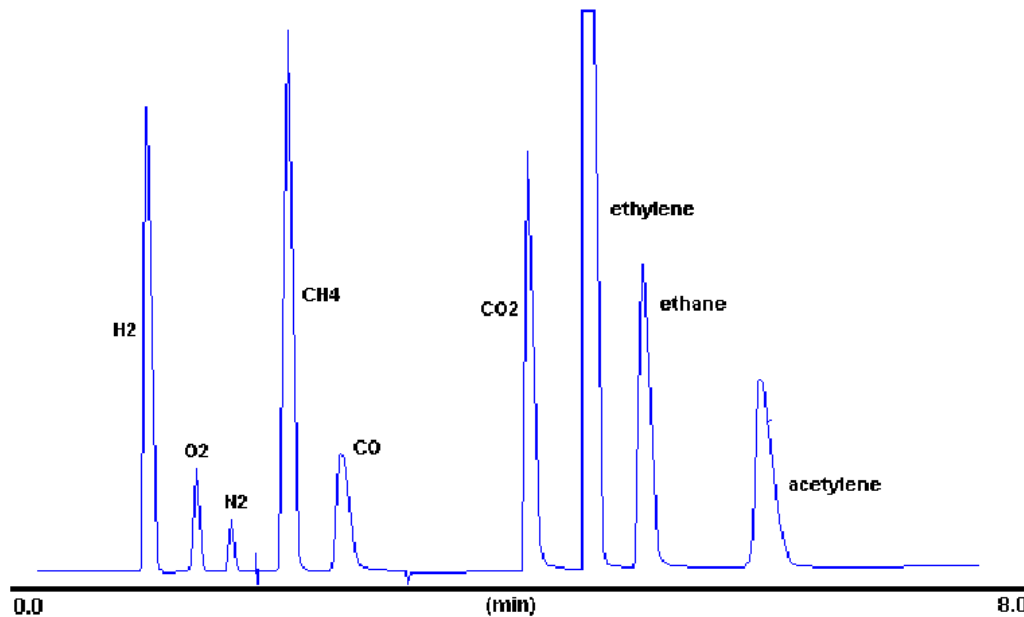


Figure III.3. Chromatogramme gazeux typique [57]

III.2.4 Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile

La procédure d'analyse des gaz dissous comporte trois phases successives : l'échantillonnage de l'huile, l'extraction des gaz et à la fin leur analyse [58].

a) Echantillonnage de l'huile :

Il faut prélever et transporter l'échantillon de telle manière que les gaz dissous dans l'huile ne subissent aucune modification. La méthode de prélèvement par seringue convient quel que soit le mode de transport des échantillons. La sélection des points de prélèvements des échantillons doit faire l'objet d'un soin particulier. Normalement, il convient de prélever l'échantillon en un point représentatif de la totalité de l'huile de transformateur (la vanne d'échantillonnage de l'huile, par exemple). Cependant, il est parfois nécessaire de prélever délibérément des échantillons là où il est évident qu'ils ne seront pas représentatifs (lors d'une tentative de localisation d'un défaut du changeur de prise, par exemple) [59].

La figure III.4 illustre la procédure d'échantillonnage d'huile par seringue pour l'AGD [60].

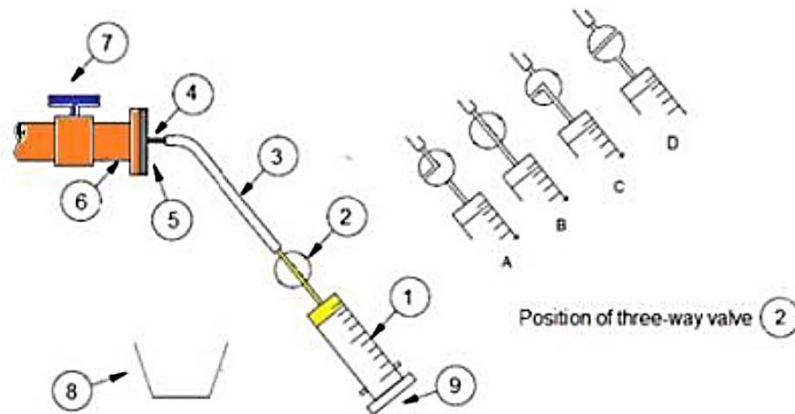


Figure III.4. Procédure de prélèvement d'échantillon d'huile par seringue [60]

Ainsi, il faut suivre les différentes étapes suivantes prescrites par la norme CEI 657 [59] :

1. Retirez la couverture du point de prélèvement de la sortie (6) d'un transformateur.
2. Retirez toute la saleté et la poussière visibles du point de prélèvement (6).
3. Monter un adaptateur approprié (5) avec la buse (4) dans le point de prélèvement (6).
4. Fixez un morceau de tuyau en plastique (3) à la buse (4).
5. Ouvrir la vanne de vidange d'huile (7) et laisser s'écouler lentement au moins 2 litres d'huile dans un récipient à déchets (8). Réglez ensuite la vanne (7) à un faible débit.
6. Réglez la vanne à trois voies (2) en position (A), puis fixez-la à la tubulure en plastique (3). Permettre à l'huile de s'écouler dans le récipient à déchets (8).
7. Tourner la soupape à trois voies (2) en position (B) pour permettre à l'huile de pénétrer dans la seringue (1). Le piston (9) ne devrait pas être retiré, mais permettre de reculer sous la pression de l'huile.
8. Tourner la soupape à seringue à trois voies (2) en position (C) pour permettre à l'huile dans la seringue de s'écouler vers le récipient à déchets (8) pendant que le piston (9) est poussé pour vider la plus grande partie de l'huile dans la seringue (1) qui doit être approximativement verticale pour être sûr que toutes les bulles d'air sont exclues.
9. La procédure décrite aux étapes 7 et 8 est ensuite répétée jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de bulles de gaz.
10. Tourner la valve à trois voies (2) en position (B) et remplir la seringue (1) d'huile jusqu'à 50 ml.
11. Tournez ensuite la vanne à trois voies (2) en position (D) pour fermer le côté de la seringue et débranchez-la de la tubulure en plastique (3). Retourner la seringue (1) avec sa valve à seringue à trois voies (2) dans le sachet.
12. Fermez le robinet de vidange d'huile (7).

b) Extraction des gaz dissous dans l'huile

Pour entamer l'analyse des gaz dissous il faut extraire tout d'abord les gaz de l'huile. On ne peut pas extraire le gaz entièrement à cause du coefficient de solubilité de chaque gaz dans

l'huile ; le gaz le moins dissoluble est le plus facile à extraire de l'échantillon d'huile et vice-versa [61].

D'après la norme IEC 60567 [59] trois techniques peuvent être employées, à savoir : la méthode d'extraction sous vide, la méthode par entraînement et la méthode d'espace de tête.

Dans ce qui suit nous présentons la méthode d'extraction de gaz sous vide que nous avons utilisée. La figure III.5 illustre les principes d'extraction de gaz dissous de l'huile. Le système entier est d'abord évacué pour créer le vide, puis la valve (b) est fermée et l'échantillon d'huile est introduit à travers un septum de volumes entre 0.25 et 5 ml. La valve (a) est alors fermée et le niveau de mercure est élevé de 1 à 2 pour apporter les gaz extraits de nouveau à la pression atmosphérique [62].

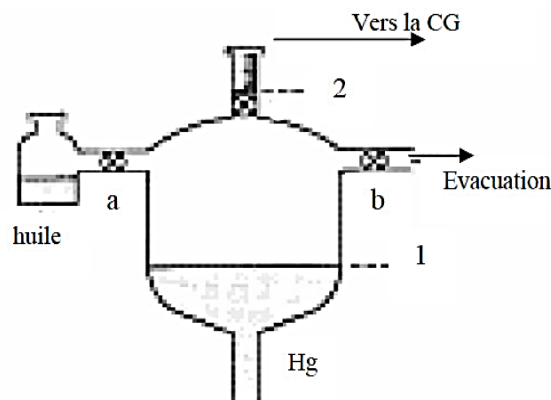


Figure III.5. Extraction sous vide [62]

c) Analyse des gaz dissous

Après extraction, le mélange de gaz extrait est séparé en différents composés chimiques. Chaque composé est alors identifié et leurs concentrations sont déterminées.

Cependant, la chromatographie en phase gazeuse (CG) fournit un moyen plus efficace d'analyser ces gaz, d'en déterminer les compositions et les concentrations avec une bonne précision. Elle nécessite un appareillage plus élaboré et ne peut donc être utilisée que dans un laboratoire ; mais elle fournit une analyse qualitative et quantitative complètes des gaz [11,54].

III.3 Essais diélectriques et analyse physico-chimique :

III.3.1 Mesure de la tension de claquage et de la rigidité diélectrique

La tension de claquage des isolants liquides, telle qu'elle est généralement appliquée, n'est pas une propriété fondamentale du matériau, mais une procédure d'essai empirique destinée à révéler la présence de produits contaminants comme l'eau ou des matières solides en suspension, et de permettre ainsi de décider de l'opportunité d'effectuer un traitement de séchage et de filtration.

Pour mesurer la tension de claquage selon norme CEI 165 [24], nous avons utilisé un spintermètre (figure III.6) composé d'une cellule en matière moulée pouvant contenir 400 ml

d'huile avec un système d'électrodes sphériques en laiton poli de diamètre 12,5 mm et séparées d'une distance de 2,5 mm. La tension nominale est de 100 kV (50 Hz). Lors de l'essai, la température de chaque échantillon doit être maintenue égale à la température ambiante ($20\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$). Le spintermètre est programmé pour des claquages avec un temps de repos de 2mn entre 2 essais successifs. Ce temps de repos est largement suffisant pour permettre à l'huile de se stabiliser. La tension de claquage est la moyenne arithmétique des valeurs trouvées pour 6 essais. Cette valeur est affichée sur l'afficheur.

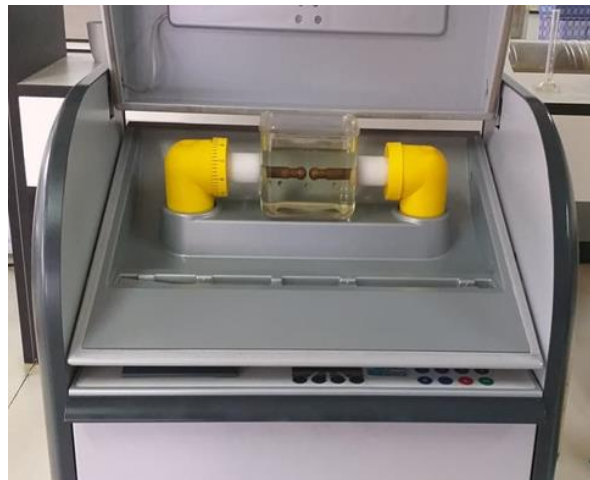


Figure III.6. Spintermètre

III.3.2 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 a utilisé un pont de Schering : du type BAUR Oil tester DTA (figure III-7) complètement automatisé, à la température de 90 °C , sous une tension de 2kV à la fréquence 50 Hz, selon la norme CEI 247 [28].



Figure III.7. BAUR oil tester DTA

III.3.3 Mesure de la teneur en eau

La valeur de la teneur en eau est exprimée en ppm (partie par million) soit mg d'eau/ kg d'huile ; elle est mesurée selon la norme CEI 814 [39], à l'aide d'un titrimètre Baur KFM 3000 (Figure III.8). Les réactions qui se produisent dans un titrage Karl Fischer sont essentiellement de l'eau avec de l'iode, du dioxyde de soufre, une base organique et un alcool dans un solvant organique. La réaction peut être exprimée comme suit [15] :



Dans le titrage Karl Fischer par coulométrie, l'échantillon est mélangé à une solution base / alcool de l'ion iodure et le dioxyde de soufre. L'iode est généré par électrolyse et réagit avec l'eau de la même manière que celle indiquée dans les réactions (III.2). L'iode est généré proportionnellement à la quantité d'électricité selon Loi de Faraday, comme le montre la réaction (III.3) suivante :



Une mole d'iode réagit avec une mole d'eau, comme indiqué dans les réactions (III.2) de sorte que 1 mg d'eau équivaut à 10,72 C (nombre de coulombs). Sur la base de ce principe, il est possible de déterminer la quantité d'eau directement à partir de la quantité d'électricité (nombre de coulombs) nécessaire à l'électrolyse.

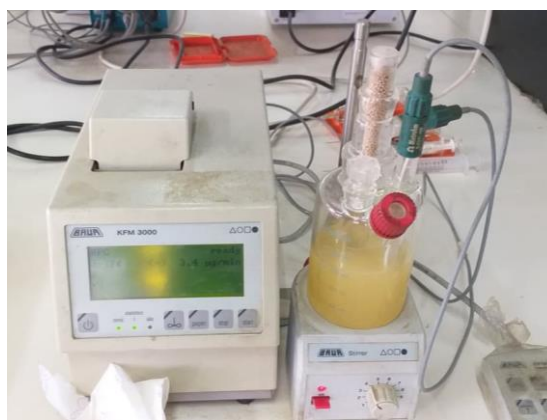


Figure III.8. titrimètre Baur KFM 3000

III.3.4 Mesure de l'indice d'acidité

L'indice d'acidité est le nombre de mg de potasse KOH (0.1 N) nécessaire pour neutraliser l'acidité totale de 1 g d'huile selon la norme ISO 6618[35]. Les appareils utilisés pour cette mesure sont : une burette en verre de 2 ml (figure III.9), une fiole conique de 250ml et une Pipette de 0.5 ml.

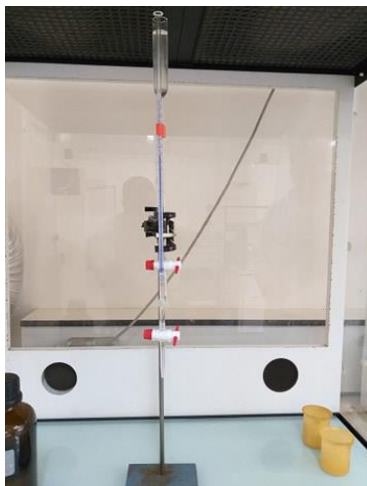


Figure III.9. Burette en verre de 2 ml

L'indice d'acide se calcul par la formule suivante selon la norme ISO 6618 [35]:

$$AN = \frac{(V_1 - V_2) * C_{KOH} * 56.1}{m} \quad (\text{III. 4})$$

$AN =$ (mg de KOH /g d'huile),

V_1 : Nombre de millilitres de solution de potasse utilisés pour titrer la prise d'essai,

V_2 : Nombre de millilitres de solution de potasse utilisés pour titrer la solution à blanc,

C_{KOH} : Normalité de la solution de potasse,

m : Masse, en gramme, de la prise d'essais

56.1 : Masse molaire de potasse (KOH).

III.3.5 Couleur

L'indice de couleur a été mesuré selon la norme ISO 2049 [63]. L'appareil utilisé pour cette mesure est un spectrophotomètre, de type Lovibond PFX 195 Automatic Colorimeter (Figure III.10).



Figure III.10. spectrophotomètre de type Lovibond PFX 195

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.

III.4 Essais diélectriques et physico-chimiques sur des échantillons prélevés par le CREDEG

Durant le stage effectué au CREDEG nous avons effectué les différents essais diélectriques et physico-chimiques afin de pouvoir décrire l'état de l'huile isolante prélevées de différents transformateurs en service selon la norme CEI 422[34], (tableau III.1).

Tableau III.1. Catégories de transformateurs [34].

Catégorie	Type de transformateurs
O	Transformateurs de puissance avec une tension de service nominale : $U > 400$ kV
A	Transformateurs de puissance avec une tension de service nominale : $170 \text{ kV} < U < 400 \text{ kV}$
B	Transformateurs de puissance avec une tension de service nominale : $72.5 \text{ kV} < U < 170 \text{ kV}$
C	Transformateurs de puissance avec une tension de service nominale : $U < 72.5 \text{ kV}$
D	Transformateurs de mesure /de protection avec une tension de service nominale $U > 170$ kV
E	Transformateurs de mesure /de protection avec une tension de service nominale $U < 170$ kV

Les essais effectués sont considérés comme suffisants pour déterminer si l'état de l'huile est satisfaisant pour poursuivre son exploitation. Selon l'expérience, les huiles en service peuvent être classées dans les catégories "satisfaisant", "juste correct" ou "mauvais" et selon ces catégories on peut suggérer le type d'action corrective nécessaire, s'il y a lieu selon la norme CEI 422[34].

Le Tableau III.2 contient les résultats de sept essais effectués au laboratoire du CREDEG, pour dix échantillons d'huile usagée prélevée de différents transformateurs de puissance type C (tension nominal de service inférieur à 72.5kV) pour vérifier si les caractéristiques diélectriques et physico-chimiques sont conformes aux valeurs exigées par CEI 422[34], sinon des actions corrective seront proposées

Tableau III.2. Essais diélectriques et Analyses physico-chimiques pour 10 échantillons

	Ech1	Ech2	Ech3	Ech4	Ech5	Ech6	Ech7	Ech8	Ech9	Ech10
Couleur	0.6	0.6	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	5.9	5.2
Tension de claquage (kV)	30.8	31.5	29.9	28.8	32.6	49.4	31.2	39.7	63.4	83.2
Rigidité diélectrique (kV /cm)	143.6	146.75	139.55	134.6	151.7	227.3	145.4	183.65	290.3	379.4
Tan (delta) a 90°C	0.0034	0.0033	0.0008	0.0010	0.0014	0.0015	0.0008	0.0009	0.848	0.0944
Teneur en eau (ppm)	40	33	39	41	30	40	37	14	18	19
Acidité (mg KOH /g d'huile)	0.005	0.0011	0.008	0.011	0.011	0.005	0.007	0.011	0.224	0.28

III.4.1 Interprétations des résultats

Les propriétés physico-chimiques analysés pour les dix échantillons d'huile de transformateurs sont conformes selon les exigences de la norme CEI 422[34], à l'exception de :

Ech 1 et Ech 3 : présentent une teneur en eau et une tension de claquage à la limite tolérée.

Ech 4 : présente une teneur en eau élevée et une faible tension de claquage par rapport à la limite tolérée.

Ech 6 : présente une teneur en eau élevée par rapport à la limite tolérée.

III.4.2 Recommandations :

- Une fréquente surveillance de l'évolution de la teneur en eau des huiles des échantillons Ech1, Ech3 et Ech6 et de la tension de claquage des échantillons Ech1 et Ech3 (prélèvement plus fréquent pour le suivi des 2 paramètres) (retraitement).
- Un Traitement (une régénération) ou remplacements de l'échantillon d'huiles Ech4.

III.5 Analyse des Gaz Dissous dans des échantillons prélevés par le CREDEG

Nous avons effectué des analyses de gaz dissous sur les échantillons d'huile ayant fait précédemment l'objet d'essais et d'analyses physico-chimiques, à l'aide d'un chromatographe MYRKOS Portable DGA Micro GC (figure III.11).



Fig.III.11: chromatographe MYRKOS Portable DGA Micro GC

Pour identifier le défaut présent dans chaque transformateur nous avons utilisé au CREDEG la méthode des rapports selon la CEI599 [4]. 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 (Tableau 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 ».

Tableau III.3. Valeurs typiques des gaz selon la CEI599 en ppm [4]

Gaz	C2H2	C2H4	C2H6	CH4	H2	CO	CO2
Valeurs typique	2-20	60-280	20-90	30-130	50-150	400-600	3800-14000

Dans notre étude, nous avons, à titre complémentaire et préliminaire avant l'étude détaillée au chapitre IV, considéré 2 méthodes graphiques en plus de celle utilisée au CREDEG (méthode des rapports selon la CEI599).

Le Tableau III.4 présente les méthodes d'interprétation d'AGD utilisées pour déterminer les defaults pour chaque échantillon.

Tableau III.4. Résultats de diagnostic de 10 échantillons interpréter par différentes méthodes

	H ₂ (ppm)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	CEI 599 (CREDEG)	Triangle de Duval	Forme carrée
Ech1	0	0	0	0	0	NS	-	-
Ech2	0	8	9	0	13	NS	D1	D2
Ech3	0	3	8	0	16	NS	D1	D2
Ech4	0	16	9	0	0	NS	D1	T2
Ech5	0	17	16	0	25	NS	D1	D2
Ech6	0	20	19	0	54	NS	D1	D2
Ech7	0	0	6	7	20	NS	D2	D2
Ech8	0	0	9	0	13	NS	D1	D1
Ech9	0	2	10	0	13	NS	D1	D1
Ech10	0	0	8	0	16	NS	D1	D1

NS : signifie que le rapport est non significatif - 0 : inférieur à la limite de détection

III.5.1 Interprétation des résultats

Selon la méthode de la CEI 599[4], l'ensemble des échantillons ne présente pas de défaut et sont tous conformes aux valeurs typiques. D'après les deux méthodes du triangle de Duval et de la forme carrée la plupart des défauts des 10 échantillons sont de natures électriques. Elles donnent les mêmes résultats (D1 ou D2) pour les échantillons : Ech7, Ech8, Ech9, Ech10.

Pour les échantillons Ech2 jusqu'Ech10 la méthode du triangle de Duval donne le default D1 et la forme carrée donne un default D2.

III.6 Conclusion

Durant notre stage nous avons effectué les principaux essais diélectriques, ainsi que les analyses physico-chimiques à l'aide des différents appareils disponibles dans le laboratoire du CREDEG.

Nous avons aussi effectué l'analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile et nous avons effectué à titre préliminaire un diagnostic utilisant le triangle de Duval et la méthode de la forme carrée en complément à celui utilisé au CREDEG basé sur les rapports selon la CEI599. Dans le prochain chapitre nous allons appliquer de manière détaillée différentes méthodes de diagnostic utilisant une base de données globale de 154 échantillons et une base de données de 15 échantillons mise à notre disposition par le Laboratoire du CREDEG.



Chapitre IV

Méthodes de diagnostic combinées graphiques-KNN

IV.1 Introduction

Le but de ce chapitre est d'améliorer le taux de réussite des méthodes graphiques. De ce fait, l'algorithme KNN a été combiné avec les trois méthodes graphiques (pentagone de Duval-KNN, rectangle de Duval-KNN et forme carrée-KNN).

Le taux de réussite de l'algorithme KNN dépend de plusieurs paramètres qui sont le nombre de voisins K et le type de distance. De ce fait, l'influence du nombre de voisins et le type de distance ont été pris en considération afin de maximiser le taux de réussite.

IV.2 Application de différentes méthodes graphiques

Pour tester les méthodes du triangle de Duval, du pentagone I de Duval, de forme carrée, nous avons utilisé une base de données de 54 échantillons, composée de celle de la CEI TC10 [49] et celle de Duval [50].

Le tableau IV.1 présente les résultats de diagnostic par l'analyse des gaz dissous de 10 échantillons d'huile minérale (2 échantillons par type de défauts : DP (décharges partielles), D1 (décharges de forte énergie), D2 (décharges de faible énergie), T1 & T2 (défaut thermique $T < 700^{\circ}\text{C}$), et T3 (défaut thermique $T \geq 700^{\circ}\text{C}$). L'ensemble des résultats obtenus pour les 54 échantillons est présenté dans l'annexe 1.

Tableau IV.1. Résultats de diagnostic de 10 échantillons de test par les méthodes graphiques

Cas	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	Inspection	Triangle	pentagone	Forme carrée
1	16000	3600	0	14	670	DP	DP	S*	DP
2	6600	1000	19	2	38	DP	T1*	DP	DP
3	60	10	4	4	4	D1	D1	S*	D1
4	95	10	39	11	1	D1	D1	D1	D1
5	2850	1115	3675	1987	138	D2	D2	D2	D2
6	34	21	56	49	4	D2	D2	D2	D2
7	360	610	9	260	259	T1&T2	T1&T2	T1&T2	T1&T2
8	1	27	1	4	49	T1&T2	T1&T2	T1&T2	T1&T2
9	290	966	57	1810	299	T3	T3	T3	T3
10	150	22	11	60	9	T3	T3	D1*	D2*

(*) : Diagnostic erroné

La méthode du triangle de Duval et la méthode forme carrée offrent le meilleur résultat de diagnostic, avec 9 échantillons sur 10 qui sont bien classés.

Le pentagone de Duval présente 7 types de défauts en accord avec l'inspection.

Le taux de réussite final, correspondant au pourcentage de cas identiques à l'inspection, des 54 échantillons est présenté pour chaque méthode dans le tableau IV.2. Le triangle de Duval et la forme carrée fournissent un taux de réussite identique de 85.18% correspondant à 46 échantillons bien classés, suivi par le pentagone de Duval avec 41 échantillons qui sont en accord avec les inspections avec un taux de réussite de 75.92%.

Tableau IV.2. Taux de réussite pour les différentes méthodes graphiques

	Pentagone de Duval	Forme carrée	Triangle de Duval
Taux de réussite	75.92%	85.18%	85.18%

La figure IV.1 illustre le taux de réussite par type de défaut pour les méthodes graphiques (pentagone et triangle de Duval, forme carrée) de ce fait, il est favorable d'utiliser le triangle de Duval pour les défauts D1 et T3, et d'utiliser la méthode forme carrée pour T1&T2 et DP, finalement pour le défaut D2 les trois méthodes graphiques sont convenables.

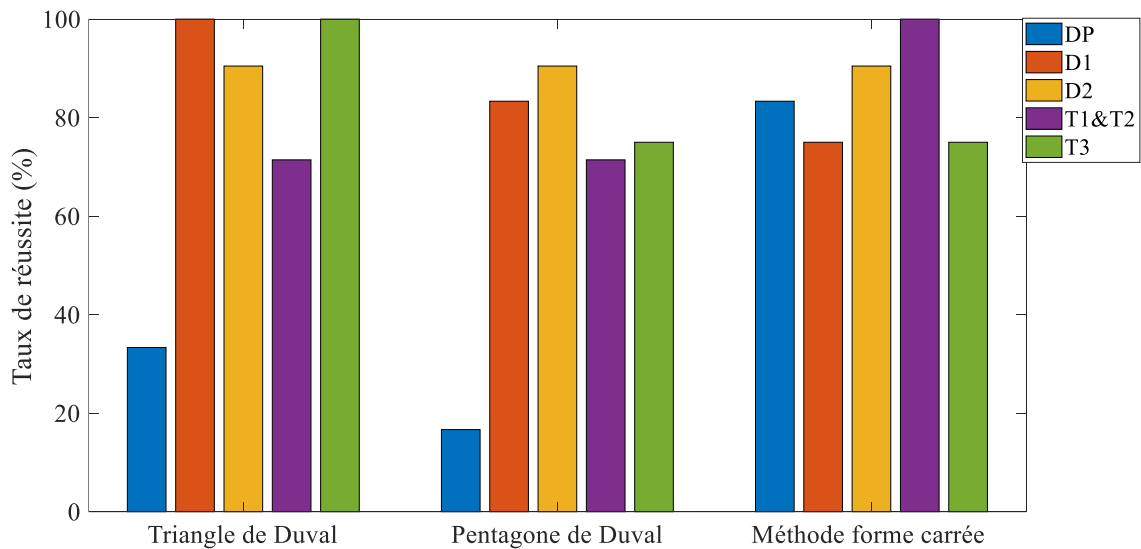


Figure IV.1. Taux de réussite par type de défaut pour les méthodes graphiques

IV.3 Algorithmes combinés graphiques-KNN

Deux types de combinaison ont été élaborés avec les trois méthodes graphiques (pentagone et triangle de Duval et la méthode de forme carrée). Le premier type de combinaison utilise comme vecteur d'entrée les pourcentages de concentration de gaz de chaque méthode, et le deuxième type utilise comme vecteur d'entrée les centres de masse.

IV.3.1 Algorithme pentagone de Duval-KNN

a) combinaison basée sur les pourcentages de concentration de gaz

Dans cette partie le classifieur KNN utilise les pourcentages de concentration des gaz comme vecteurs d'entrée. L'hybridation de KNN avec le pentagone de Duval est formée par l'utilisation du vecteur d'entrée sous la forme : [%H₂ %CH₄ %C₂H₂ %C₂H₄ %C₂H₆]. Pour les deux autres types de combinaison, associées au triangle de Duval-KNN et la méthode de forme carrée-KNN les vecteurs d'entrées sont : [%C₂H₂, %C₂H₄, %CH₄] pour le triangle de Duval et [%C₂H₂, %C₂H₄, %CH₄, %H₂] pour la méthode de forme carrée.

b) combinaison basée sur les centres de masse

La répartition des coordonnées des centres de masse (C_x , C_y), calculés par la méthode du pentagone de Duval pour une base des données de 54 échantillons sans frontière et non-linéairement séparables est présentée à la figure IV.2. Les coordonnées des centres de masse, qui ne sont pas linéairement séparables, sont introduites comme vecteur d'entrée notée $x_k = (C_x, C_y)$ dans l'algorithme KNN. Le but de cette idée est d'essayer d'améliorer le taux de réussite de classification.

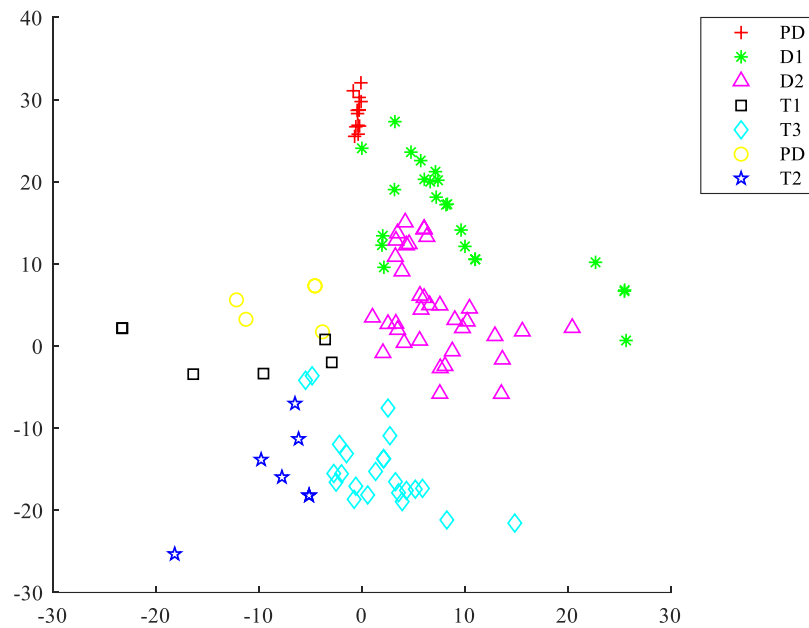


Figure IV .2. Distribution des centres des masses

Les deux types de combinaison (avec le centre de masse et avec les pourcentages) seront comparés, afin de trouver le meilleur type de combinaison qui est compatible avec l'algorithme KNN.

Les étapes à suivre pour identifier les défauts à l'aide de cette combinaison sont données dans l'organigramme présenté à la figure IV.3.

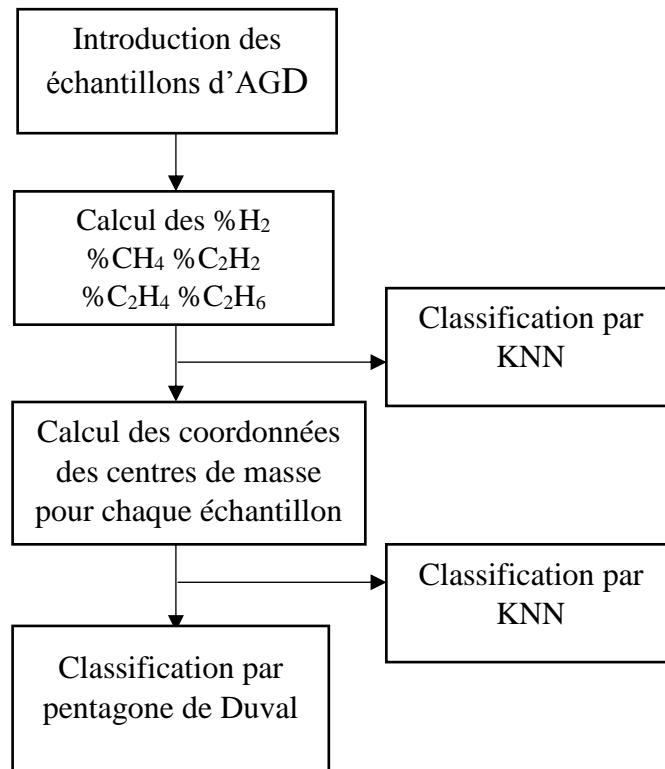


Figure IV.3. Processus de classification par KNN pour le pentagone de Duval

IV.3.2 Application des Algorithmes Combinés

Pour tester les méthodes combinées graphiques-KNN, nous avons utilisé une base de données composée de celle de la CEI TC10 [49] et celle de Duval [50]. Elle contient au total 159 échantillons dont 105 (66% de données) ont été réservés pour la phase d'apprentissage et 54 (34% de données) pour la phase de test.

1- Combinaisons basées sur les pourcentages des concentrations de gaz

a) Pentagone de Duval –KNN

Cette fois le vecteur d'entrée est sous forme de pourcentages de gaz (%H₂, %CH₄, %C₂H₂, %C₂H₄ et %C₂H₆). L'influence du type de distance et du nombre de voisins sont pris en considération. Le nombre de voisins k a été varié de 1 à 105 (correspondant au nombre d'échantillons de la base de données d'apprentissage). La valeur maintenue est celle permettant d'obtenir un meilleur taux de réussite. La figure IV.4 montre la performance de l'algorithme pentagone de Duval-KNN. Un taux de réussite de 83.33% a été obtenu pour la distance "cityblock" avec un nombre de voisins $k = 6$, un taux de 81.48% pour la distance "euclidienne" avec $k = 10$, un taux de 79.63% avec $k = 6$ pour la distance "Cosine" et finalement un taux de réussite égale à 77.78% pour la distance "corrélacion" avec $k=5$.

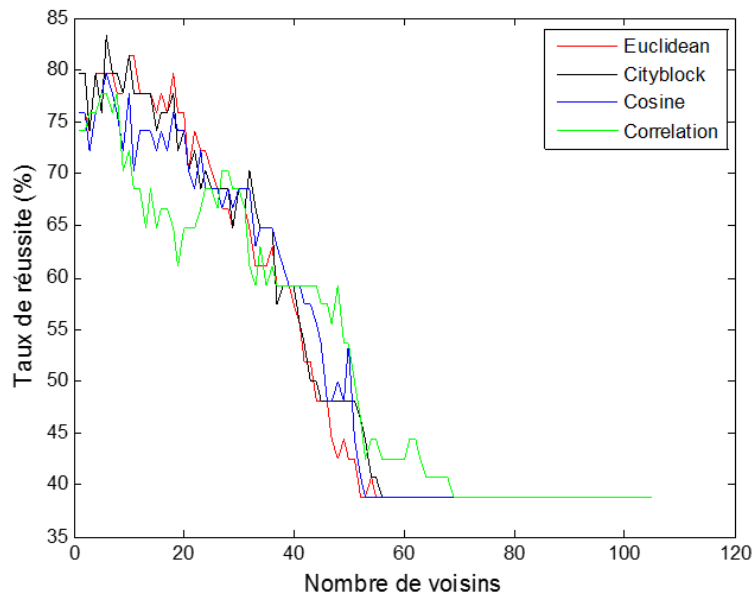


Figure IV.4. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classifieur Pentagone de Duval-KNN

b) Triangle de Duval-KNN

Pour l'algorithme triangle de Duval-KNN les mêmes types de distances ont été établis avec la même variation de k entre 1 et 105. Le vecteur d'entrée est sous la forme : [%CH₄ %C₂H₂ %C₂H₄]. La variation du taux de réussite en fonction de nombre de voisins k et du type de distance est illustrée à la figure IV.5. Nous remarquons que plus k augmente plus le taux de réussite diminue. Le meilleur taux de réussite obtenu est de 88.89 % pour la distance « cosine » avec un nombre de voisins k égal à 1 (tableau IV.3).

Tableau IV.3. Comparaison entre les taux de réussite maximaux obtenus par triangle de Duval-KNN pour différentes distances

	Euclidien	Cityblock	Cosine	Corrélation
Taux de réussite (%)	87.04	87.04	88.89	72.22
Nombre de voisins k	5	5	1	3

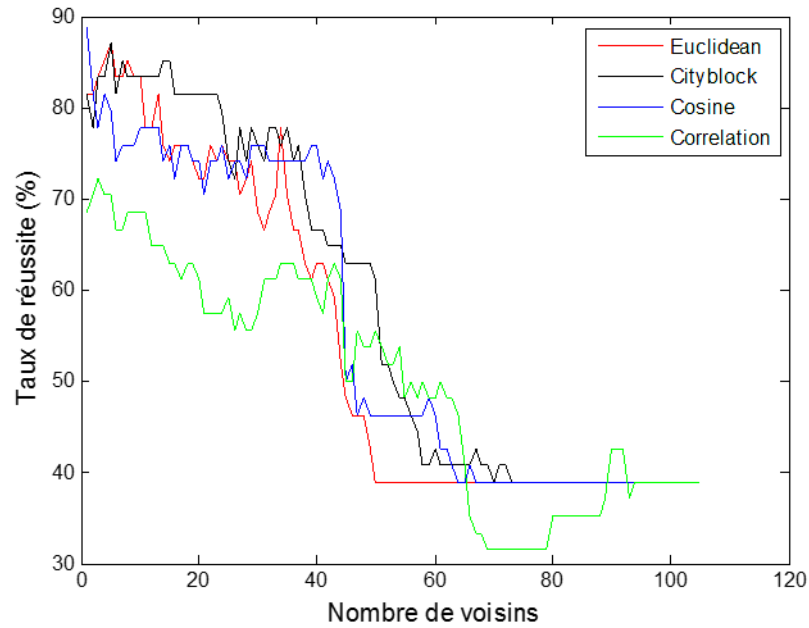


Figure IV.5. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance de l'algorithme triangle de Duval-KNN

c) Forme carrée-KNN

Le taux maximal obtenu par l'algorithme forme carrée-KNN est de 81.48% pour la distance « cityblock ». Les meilleurs résultats de chaque type de distance pour l'algorithme forme carrée-KNN sont donnés dans le tableau IV.4.

Tableau IV.4. Comparaison entre les maximaux taux de réussite obtenus par l'algorithme forme carrée-KNN pour différentes distances

Distance	Euclidien	Cityblock	Cosine	corrélacion
Taux de réussite (%)	79.63	81.48	77.78	74.07
Nombre de voisins k	4	10	1	3

La figure IV.6 illustre la variation du taux de réussite en fonction du nombre de voisins k durant le processus de classification avec les quatre types de distance. Plus le nombre de voisins k augmente plus le taux de réussite diminue.

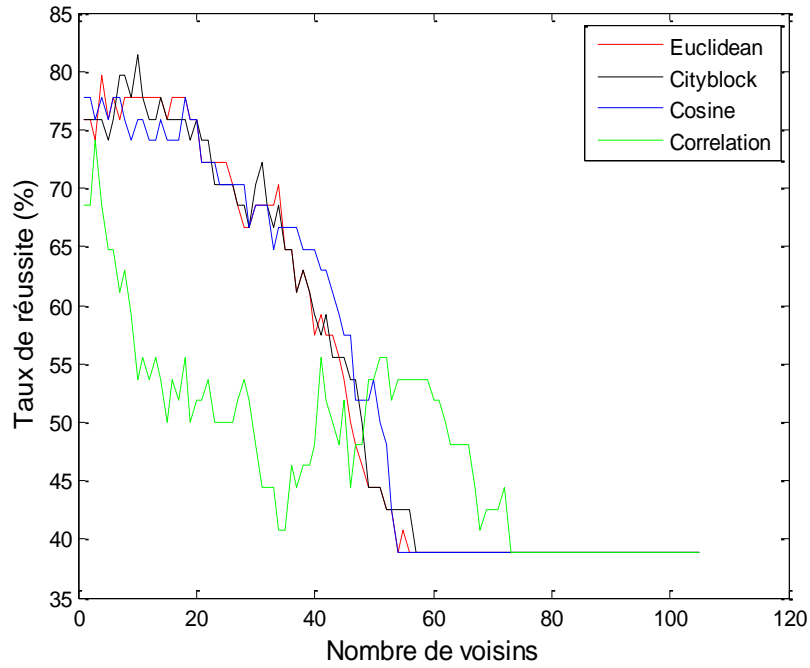


Figure IV.6. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classifieur forme carrée-KNN

d) Comparaison entre les méthodes graphiques seules et combinées

Les résultats de classification présentés dans le tableau IV.5 sont relatifs à l’utilisation des différentes méthodes graphiques et des algorithmes combinés méthodes graphiques-KNN. Le taux de réussite de la méthode du triangle de Duval a augmenté de 85.18% à 88.89% après l’injection des pourcentages du pentagone dans le classifieur KNN avec k=1 et une distance “cosine”.

La combinaison du pentagone-KNN a donné un taux de réussite égale à 83.33% pour une distance « cityblock » et k=6 contre 75.92% pour la méthode du pentagone de Duval classique. Le classifieur KNN ne ramène aucune amélioration dans le cas de la combinaison avec la méthode forme carrée. Le taux de réussite de la méthode forme carrée a diminué de 3.7% ce qui signifie donc que le classifieur KNN n’est pas compatible avec ce type de vecteur d’entrée.

Tableau IV.5. Comparaison des méthodes graphiques simples et combinées

	Pentagone de Duval	Pentagone de Duval-KNN	Forme carrée	Forme carrée-KNN	Triangle de Duval	Triangle de Duval-KNN
Taux de réussite(%)	75.92	83.33	85,18	81.48	85.18	88.89
Distance et Nombre de voisins k		Cityblock - k=6		Cityblock – k=10		Cosine et k=1

2- Combinaisons basées sur les centres de masse

a) pentagone de Duval-KNN

Les coordonnées $[C_x C_y]$ des centres de masse des 54 échantillons de la base de test utilisée sont calculés à partir des équations 1 à 5 données au chapitre II. La figure IV.7 illustre l'évolution du taux de réussite du classifieur KNN en fonction de nombre de voisins pour les quatre types de distance considérés. La distance "euclidienne" offre le meilleur de taux de réussite de 83.33% avec un nombre de voisins $k=10$, correspondant à une amélioration de taux de réussite de 7.41% par rapport au pentagone de Duval simple qui était de 75,92%.

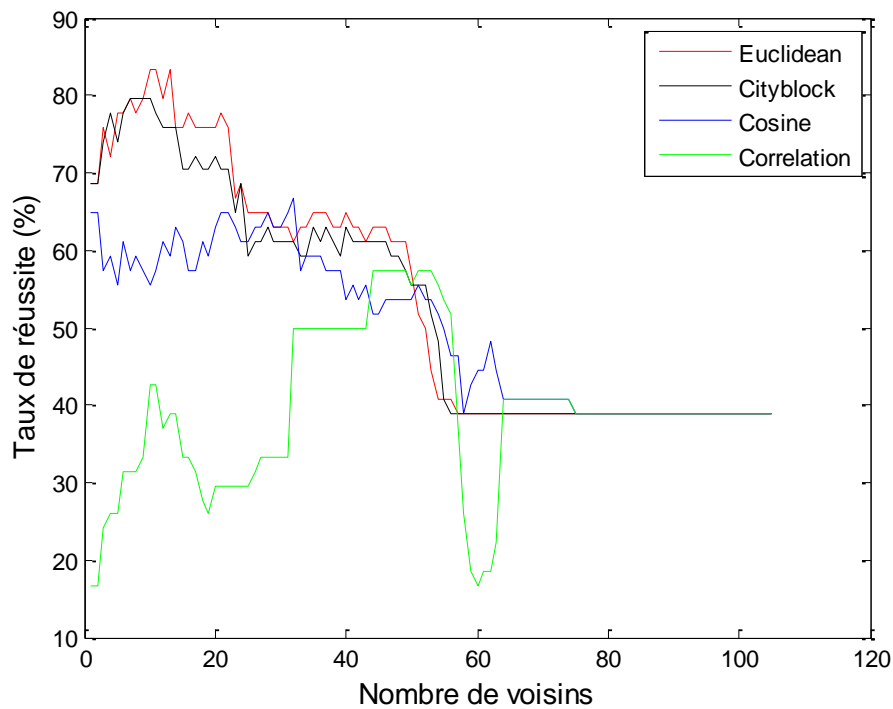


Figure IV.7. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du Pentagone de Duval-KNN

b) triangle de Duval-KNN

La figure IV.8 illustre l'évolution du taux de réussite du classifieur KNN en fonction du nombre de voisins pour les quatre types de distance. Les distances "euclidienne" et "cityblock" offrent le meilleur de taux de réussite de 55.56%, avec $k=5$ pour la distance euclidienne et $k=7$ pour la distance "cityblock".

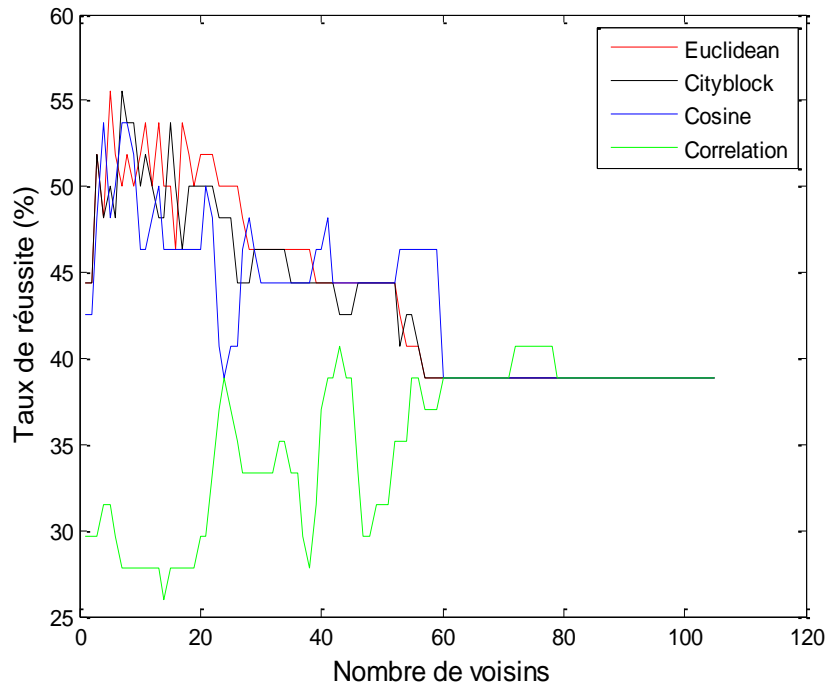


Figure IV.8. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classifieur Triangle de Duval-KNN

c) forme carrée-KNN

La distance "euclidienne" donne le meilleur taux de réussite de 74.07% avec k=1. Ce taux de réussite est inférieur à celui obtenu par l'application de la méthode de forme carrée simple (taux de réussite = 85.18%).

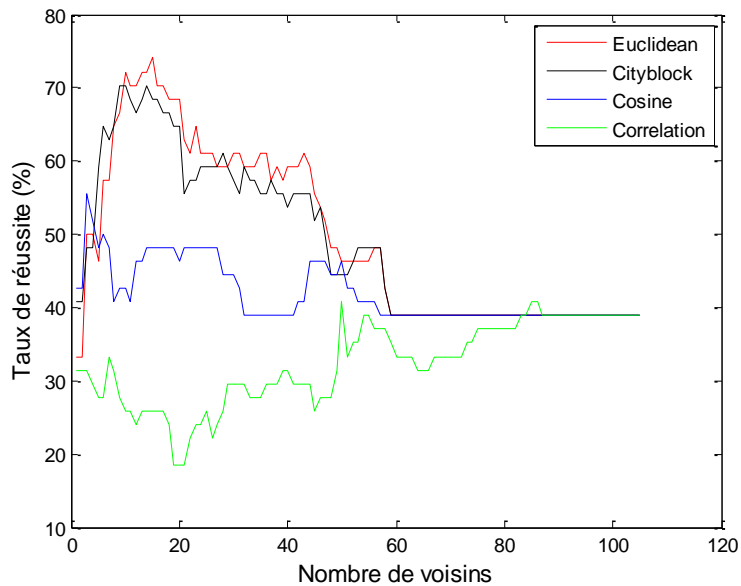


Figure VI.9. Impact du type de distance et du nombre de voisins sur la performance du classifieur Forme carrée-KNN

3- Comparaison entre toutes les méthodes graphiques-KNN

Le Tableau IV.6 résume l'ensemble des résultats obtenus avec les algorithmes élaborés, les deux types de combinaison testés pour les trois méthodes graphiques utilisées. D'après ce tableau, le meilleur vecteur d'entrée compatible avec l'algorithme KNN est celui utilisant les pourcentages de concentration de gaz du triangle de Duval correspondant au taux de réussite de 88.89%. Ce taux de réussite a été obtenu par l'utilisation de la distance "cosine" et le nombre de voisins $k=1$.

Tableau IV.6. Taux de réussite pour les méthodes graphiques simples et combinées

	Pentagone de Duval-KNN (pourcentages)	Pentagone de Duval-KNN (centre des masses)	Forme carrée-KNN (pourcentages)	Forme carrée-KNN (centre des masses)	Triangle de Duval- KNN (pourcentages)	Triangle de Duval- KNN (centre des masses)
Taux de réussite (%)	83.33	83.33	81.48	74.07	88.89	55.56
Nombre de voisins	6	10	10	1	1	5 ou 7
Type de distance	cityblock	euclidienne	cityblock	Euclidienne	Cosine	Euclidienne ou cityblock

La figure IV.10 illustre le taux de réussite du classifieur méthode graphique-KNN par type de défaut pour les six types de vecteurs d'entrées. Cette représentation permet d'avoir une meilleure vision sur les résultats obtenus à partir de chaque type de vecteur d'entrées et de prendre les décisions adéquates pour parer aux défaillances engendrées par chaque défaut.

Comme nous pouvons le constater, il est favorable d'utiliser le vecteur des pourcentages du triangle de Duval-KNN pour les défauts D1, T1&T2 et T3, et d'utiliser comme vecteur d'entrée le centre de masse du pentagone de Duval-KNN pour le défaut DP. Finalement pour les décharges de fortes énergie D2, il est favorable d'utiliser les centres de masses de la méthode de forme carrée-KNN.

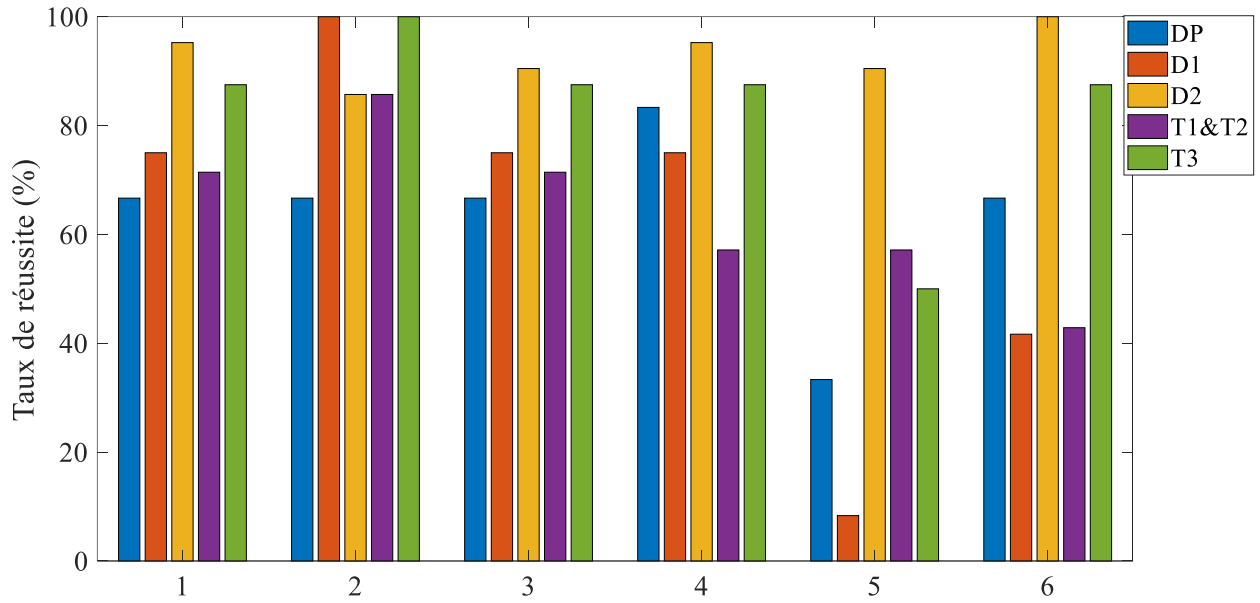


Figure IV.10. Le Taux de réussite par type de défaut du classifieur KNN

- (1) : % des concentrations des gaz (pentagone de Duval), (2) : % des concentrations des gaz (triangle de Duval), (3) : % des concentrations des gaz (méthode de la forme carrée), (4) : centre des masses (pentagone de Duval), (5) : centre des masses (triangle de Duval), (6) : centre des masses (méthode de la forme carrée),

IV.4 Application de la base de données réelle du CREDEG/SONELGAZ

Cette base de données est constituée de 15 échantillons prélevés de différents transformateurs en exploitation et sur lesquels n'a été effectuée que l'analyse des gaz dissous. Les analyses ont été faites au niveau de laboratoire du CREDEG par chromatographie en phase gazeuse (CPG). Les résultats de ces 15 échantillons sont interprétés par la méthode du triangle de Duval simple et la méthode du triangle de Duval-KNN (vecteur d'entrée sous forme de pourcentages des trois gaz). Ce choix est justifié par les taux de réussite élevés qui ont été obtenus sur la base de test (85.18% et 88.89%) successivement par les deux méthodes. Le tableau IV.9 contient les résultats d'analyses des gaz dissous et leurs interprétations pour les deux algorithmes.

Le défaut DT n'est pris en considération que dans la méthode du triangle de Duval simple. Pour cette raison nous considérons le défaut T1&T2 à la place de DT dans le cas du triangle de Duval-KNN. De même, le triangle de Duval-KNN donne un taux de réussite le plus élevé pour le type de défaut T1&T2.

Pour les échantillons 10 et 15, le défaut choisi est D1 au lieu de T1&T2, parce que le triangle de Duval simple donne un taux de réussite par type de défaut « D1 » égal à 100% (figure IV.1), contre 85% par type de défaut T1&T2 (figure IV.8) pour le triangle de Duval-KNN.

D'après le tableau IV.7 les deux méthodes donnent les mêmes types de défaut pour les 7 échantillons 1, 3, 4, 5, 6, 11 et 13.

Tableau IV.7. Résultats d'interprétation des 15 échantillons analysés au CREDEG par la méthode du triangle de Duval et l'algorithme triangle de Duval-KNN

cas	H ₂ (ppm)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	Triangle de Duval-KNN	Triangle de Duval
1	15391	17133	175	41827	12226	T3	T3
2	16	36	8	23	59	T1&T2	DT
3	0	41	0	0	45	DP	DP
4	11	82	0	44	37	T1&T2	T1&T2
5	33	4	0	0	42	DP	DP
6	32	2	0	0	0	DP	DP
7	13	151	8	0	438	T1&T2	DT
8	13	117	6	0	186	T1&T2	DT
9	12	74	11	0	137	T1&T2	DT
10	49	11	8	0	0	T1&T2	D1
11	0	88	3	42	27	T1&T2	T1&T2
12	30	9	2	17	0	T3	T3
13	28	21	3	0	61	T1&T2	DT
14	24	69	3	0	54	DP	DT
15	28	36	9	0	104	T1&T2	D1

IV.5 Conclusion

L'algorithme KNN été élaboré pour améliorer le taux de classification des méthodes graphiques à savoir le pentagone et le triangle de Duval simples estimés à 75.92% et 85.18% respectivement.

Les résultats obtenus sont :

- Lors de l'élaboration de l'algorithme triangle de Duval-KNN, quatre types de distance à savoir "Euclidienne", "Cityblock" et "Cosine" et "Corrélation" ont été testées et deux types de vecteur d'entrée ont été appliquées "centre des masses" et "pourcentage de de concentration de gaz". La distance "cityblock" et le vecteur d'entrée "pourcentage de concentration de gaz " ont donné le meilleur taux de réussite de 88.89% avec un nombre de voisins $k=1$, soit une amélioration du triangle de Duval simple de 3.71%.
- Dans le cas du pentagone de Duval, nous avons obtenu une même amélioration de 7.41% du taux de réussite pour les deux types de vecteur d'entrée, avec $k=10$ et la distance "euclidienne" pour le vecteur de centres de masse, et $k=6$ avec la distance « cityblock » pour le vecteur pourcentages des concentrations de gaz.
- Pour la méthode forme carrée le taux de réussite diminue de 3.7% lors de l'utilisation des pourcentages de concentration de gaz avec $k=10$ et une distance type cityblock. Ceci peut être justifié par l'incompatibilité de l'algorithme KNN et la méthode forme carrée.



Conclusion générale

Notre projet nous a permis de nous familiariser avec les différentes méthodes d'essais diélectriques, d'analyses physico-chimiques et d'analyse chromatographiques en phase gazeuse de l'huile de transformateur tout au long de notre stage au niveau du Laboratoire du CREDEG.

L'objectif principal de notre sujet est d'effectuer le diagnostic des transformateurs de puissance par analyse des gaz dissous

Ainsi, notre travail a consisté à l'application de la méthode intelligente KNN pour le diagnostic de l'huile de transformateur par l'analyse des gaz dissous. Ceci afin d'améliorer le taux de classification des méthodes graphiques simples, à savoir le triangle et le pentagone de Duval et la méthode de forme carrée.

Nous avons élaboré trois méthodes graphiques combinées au classifieur KNN, obtenant ainsi trois algorithmes à savoir : pentagone de Duval-KNN, triangle de Duval-KNN et forme carrée-KNN.

Cinq types de défauts (classes) ont été considérés à savoir DP, D1, D2, T1&T2, et T3. La base de données que nous avons utilisée est composée de celle de la CEI TC10 et celle de Duval. Elles contiennent au total 159 échantillons dont 105 (66% de données) ont été réservés pour la phase d'apprentissage et 54 (34% de données) pour la phase de test. Plusieurs types de distance ont été utilisés à savoir "Euclidienne", "Cityblock", "Cosine" et "Corrélation", et le nombre de voisins k a été varié de 1 à 105.

Le premier objectif a été d'améliorer le taux de réussite (de précision) du pentagone de Duval en se basant sur les pourcentages des cinq principaux gaz : %H₂, %CH₄, % C₂H₂, %C₂H₄, %C₂H₆. Un taux de réussite maximum de 83.33% a été obtenu pour la distance "cityblock" avec un nombre de voisins $k = 6$, ce que signifie qu'il y a eu une amélioration de 7.41% par rapport au pentagone de Duval simple qui a un taux de réussite de 75.92%.

Le deuxième objectif a été d'améliorer le taux de réussite du triangle de Duval en se basant sur les pourcentages des trois principaux gaz : %CH₄, % C₂H₂, %C₂H₄. Un taux de réussite de 88.89% a été obtenu avec la distance "cosine" et un nombre de voisins $k = 1$, ce que signifie qu'il y a eu une amélioration de 3.71% par rapport au triangle de Duval simple, qui a un taux de réussite de 85.18%.

Le troisième objectif d'amélioration n'a pas été atteint pour la méthode forme carrée pour laquelle nous avons obtenu plutôt une diminution du taux de réussite de 3.7% lors de la combinaison avec l'algorithme KNN. De ce fait, nous jugeons que la méthode de forme carrée n'est pas compatible avec l'algorithme KNN et il faudrait tester d'autres algorithmes avec cette méthode.

Comme perspective :

- Il est recommandé de combiner les trois méthodes graphiques avec d'autres algorithmes d'intelligence artificielle tels que : machine à vecteur support, naïve Bayes, réseaux de neurones artificiels, logique floue, etc..
- Faire des diagnostics au niveau du CREDEG avec une base de données plus importante pour couvrir l'ensemble des cas de défauts pouvant survenir dans les transformateurs de puissance utilisés dans le réseau de SONELGAZ.
- Effectuer des essais et analyses, ainsi que des diagnostics sur une huile après différents types de vieillissements (thermique, électriques et électrochimiques).
- Développer une méthode de monitoring des transformateurs de puissance on line basée sur l'analyse des gaz dissous.



Bibliographie

- [1] J.S. N'Cho « Développement de Nouvelles Méthodes de Diagnostic et de Régénération de Huiles pour Transformateurs de Puissance », Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Ecole Centrale de Lyon (France), 2011.
- [2] W.H. Tang, J. Y. Goulermas, Q.H. Wu, Z. J. Richardson, and J. Fitch, "A Probabilistic Classifier for Transformer Dissolved Gas Analysis with a Particle Swarm Optimizer", *IEEE Trans. Power Del.*, Vol.23, No. 2, pp. 751–759, April. 2008.
- [3] N. Abu Bakar, A. Abu-Saida and S. Islam, "A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques ", *IEEE Elec. Insul. Mag.*, vol. 30, No. 3, pp. 39-49, 2014.
- [4] Norme CEI 60599 : «Matériels électriques remplis d'huile minérale en service – Lignes directrices pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres », 2015.
- [5] N. A. Muhamad, B. T. Phung, T. R. Blackburn and K. X. Lai, "Comparative Study and Analysis of DGA Methods for Transformer Mineral Oil," 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, 2007, pp. 45-50.
- [6] A. Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi and E. Gockenbach, "A Software Implementation of the Duval Triangle Method," *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Vancouver, BC, 2008, pp. 124-127.
- [7] IEEE Guide for the Detection and Determination of Generated Gases in Oil-Immersed Transformers and Their Relation to the Serviceability of the Equipment, ANSI/IEEE Std C57.104, 2008.
- [8] S. Lee, Y. Kim, H. Seo, J. Jung, H. Yang and M. Duval, "New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 2: application of relative content of fault gases," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 2, pp. 691-696, April 2013.
- [9] M. Duval and L. Lamarre, "The Duval Pentagon- Anew Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers", *IEEE Elec. Insul. Mag.*, Vol. 30, No. 6, pp. 9-12, 2014.
- [10] Y.Benmahmed ; «Application de méthodes intelligentes pour le diagnostic de l'huile de transformateur par analyse des gaz dissous», Thèse de Doctorat d'Etat, Département d'Electrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2019.
- [11] N.bakir, T.hamouche, «Influence des impuretés sur le comportement de l'huile de transformateurs», Projet de Fin d'Etudes, Département d'électrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique d' Alger, 2017.
- [12] K.S.kassi «Étude de l'isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance» mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi, décembre 2013.

- [13] C.Perrier, «Etude Des Huiles Et Des Mélanges A Base d'huile Minérale Pour Transformateurs de Puissance – Recherche d'un Mélange Optimal», Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Ecole Centrale de Lyon (France), 2005.
- [14] A.Boubakeur, «isolation des transformateurs de puissance», Cours de graduation, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2014.
- [15] Thomas A. Prevost «Cellulose Insulation in Oil-Filled Power Transformers: Part I - History and Development», IEEE Trans. Industry applications, vol. 22, No 1, pp. 28-35, 2006.
- [16] D.Belkacemi «Etude des caractéristiques des matériaux isolants pour Transformateurs», Mémoire de Magister en électrotechnique, Département d'Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, juin 2012.
- [17] R. Fournié, «Les isolants en électrotechnique, Essais, Mécanismes de dégradation, Applications industrielles», Editions Eyrolles, Paris 5ème, 1990.
- [18] A.schenik «Surveillance continue des transformateurs de puissance par réseaux de neurones auto-organisés» thèse de docteur, département d'électricité, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2001.
- [19] S.Bouazabia, « Liquides diélectriques », Cours de graduation, Ecole Nationale Polytechnique et Université des Sciences et Technologie Houari Boumediene, Alger, 2001.
- [20] S. Abdi ; « Influence de vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Thèse de Doctorat en Sciences, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Février 2012
- [21] N. Berger ; « Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits », Techniques de l'Ingénieur, Traité de génie électrique, D2471, Novembre 2002.
- [22] T.V. Oommen « Vegetable Oils for Liquid-Filled Transformers» IEEE Trans. Industry applications, vol. 18, No 1, pp. 6-11, 2002.
- [23] V.H.Dang «Etude des phénomènes de préclaquage et de claquage des huiles végétales, minérales et synthétiques : caractérisation des décharges aux interfaces » thèse de doctorat, en Génie Electrique, Ecole Centrale de Lyon (France), 2011.
- [24] Norme CEI 60165 : «Isolants liquides – Détermination de la tension de claquage à fréquence industrielle – Méthode d'essai», 1995.
- [25] A.Boubakeur, «claquage des diélectriques liquide », Cours de graduation, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, janvier 2004.
- [26] « Transformer oil handbook », Copyright Nynas Naphtenics AB, Sweden, 2004.
- [27] N.Aouchar, C.Bekhaled ; Application des systèmes hybrides neuro-flous au diagnostic des huiles de transformateur, Projet de fin d'études, Département de Génie électrique, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2005.

- [28] Norme CEI 60247-3 : «Liquides isolants – Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) et de la résistivité en courant continu», 2004.
- [29] Norme ISO 3104-2 « Produits pétroliers - Liquides opaques et transparents - Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique», 1994.
- [30] Norme ISO 3016 ; « Produits pétroliers - Détermination du Point d'écoulement », Août 1994.
- [31] R. Benamar ; « Influence de nombre de claquage sur les propriétés de l'huile de transformateur », Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Juin 2008.
- [32] Norme ISO 2719 ; « Détermination du point d'éclair - Méthode Pensky-Martens en vase clos », Novembre 2002.
- [33] L. Mokhnache ; « Application des réseaux de neurones dans le diagnostic et la prédiction des isolations de haute tension », Thèse de Doctorat d'Etat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Janvier 2004.
- [34] Norme CEI 60422-4 : «Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance», 2013.
- [35] Norme ISO 6618 ; « Produits pétroliers et lubrifiants – Détermination de l'indice d'acide ou de l'indice de base – Méthode par titrage en présence d'un indicateur coloré », deuxième Edition, Février 1997.
- [36] Norme CEI 296 ; Spécification des huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillage de connexion, deuxième édition, 1982.
- [37] Norme CEI 61125« Isolants liquides neufs à base d'hydrocarbures - Méthodes d'essai pour évaluer la stabilité à l'oxydation », première édition, Aout1992
- [38] D.Ouakli, H.Brouri, « Propriétés diélectriques de l'huile de transformateur à la présence de gaz dissous », Projet de Fin d'Etudes, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Département de Génie Electrique, 1997.
- [39] Norme CEI 60814 ; « Isolants liquides — Cartons et papiers imprégnés d'huile — Détermination de la teneur en eau par titrage colorimétrique de Karl Fischer automatique », August 1997.
- [40] A.Boubakeur «Essais de l'huile de transformateur», Cours de graduation, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2014.
- [41] J. Jalbert , R. Gilbert, S. M. Brillante; «Dissolved Gas Analysis of Transformer Insulating Oils by Headspace/Capillary Gas Chromatography», octobre 1995.
- [42] H-C Sun, Y-C Huang, C-M Huang; «A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers», Energy Procedia, Volume 14, 2012, pp. 1220-1225.
- [43] Mr. Ashish Nandal ; «Diagnosis of Power Transformer Faults based on different Fuzzy Method» International Research Journal of Engineering and Technology, vol.2, pp.1648-1653,june 2015.

[44] L. Bouchaoui, "diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : application des réseaux de neurones", Mémoire de Magistère, Faculté des Sciences de l'Ingénieur Département d'Electrotechnique, Université Ferhat Abbas – Setif (Algérie), 06 Janvier 2010.

[45] H. Malik and S. Mishra, "Application of Gene Expression Programming (GEP) in Power Transformers Fault Diagnosis Using DGA," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, No. 6, pp. 4556-4565, Nov.-Dec. 2016.

[46] Diaa-Eldin A. Mansour, "Development of a New Graphical Technique for Dissolved Gas Analysis in Power Transformers Based on the Five Combustible Gases", IEEE Trans. Industry applications, vol. 22, No 5, pp. 2507-2512, October 2015.

[47] S. N. Hettiwatte and H. A. Fonseka, "Analysis and interpretation of dissolved gases in transformer oil: A case study," 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Bali, pp. 35-38. 2012.

[48] M. Duval, "The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers," in IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 24, no. 6, pp. 22-29, November-December 2008.

[49] M. Duval and A. dePabla, "Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 17, No. 2, pp. 31-41, March-April 2001.

[50] M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," in IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 18, No. 3, pp. 8-17, May-June 2002.

[51] Eve Mathieu-Dupas. Algorithme des k plus proches voisins pondérés et application en diagnostic, 42èmes Journées de Statistique, 2010, Marseille, France, France. 2010.

[52] Ying Li and Bo Cheng, "An improved k-nearest neighbor algorithm and its application to high resolution remote sensing image classification," 2009 17th International Conference on Geoinformatics, Fairfax, VA, USA, pp. 1-4. 2009.

[53] N. A. Bakar, A. Abu-Siada and S. Islam, "A review of dissolved gas analysis measurement and interpretation techniques," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 30, No. 3, pp. 39-49, May-June 2014.

[54] Rachid Salghi, Notes de cours Analyses Physicochimiques II Chromatographie, Filière Génie des Procédés, Energie et Environnement Première Année, Ecole Nationale des Sciences Appliquées d'Agadir.

<https://elearn.univ-ouargla.dz/2013-2014/courses/222/document/chimichromato.pdf?cidReq=222>

[55] boucheloukh hadjira, Cours Méthodes d'Analyses Chromatographiques, département de chimie, faculté de science exact et d'informatique université de Jijel.

http://elearning.univ-jijel.dz/elearning/pluginfile.php/8209/mod_resource/content/1/cours%20boucheloukh.pdf

- [56] Jf Perrin, chromatographie en phase gazeuse, BTS bio analyses & contrôles
<http://fdanieau.free.fr/cours/bts/A1/biochimie/TP/Chromatographie%20en%20phase%20gazeuse.pdf>
- [57] N.senoussaoui, «Contributions des techniques intelligentes au diagnostic industriel des transformateurs de puissance», thèse de doctorat, Département d'Electrotechnique, Université Djillali Liabbes de Sidi Bel Abbas , 2018.
- [58] S.Boudraa, «Analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques d'intelligence artificielle», Mémoire de Magister en Electrotechnique, Département d'Electrotechnique, Université de Batna, Faculté des Science de l'Ingénieur, 2005.
- [59] norme internationale CEI 60567-3, «matérielle diélectrique immergées- échantillonnage de gaz et d'huile pour analyse des gaz libres et dissous –lignes électriques », 2005.
- [60] Practice procedure of transformer oil sampling according to IEC 60475, rezayat laboratories for industrial services W.L.L. 2019.
http://www.rezilabs.com/site_media/downloads/PRACTICE_PROCEDURE_OF_OIL_AND_WATER_SAMPLING.pdf
- [61] Dissolved gas analysis, digital energy lissue industrial estate east lissue road lisburn BT8 2RE United Kingdom, General Electric Company, 2013.
<http://static1.squarespace.com/static/57243cb920c647f685d9c42c/t/577e3a58e3df288b4972f417/1467890285497/GE+DGA+Application+Intro.pdf>
- [62] A.Amir, N.Saadi, «application de la logique floue pour le diagnostic des transformateurs de puissance par analyse des gaz dissous », Mémoire de Master, Département d'électrotechnique, Université de M'Hamed Bougara-Boumerdes, 2017.
- [63] Norme ISO 2049 ; « Produits pétroliers et lubrifiants – Détermination de l'indice d'acide ou de l'indice de base – Méthode par titrage en présence d'un indicateur coloré », deuxième Edition, Février 1997.

Annexe 1

cas	H ₂ (ppm)	CH ₄ (ppm)	C ₂ H ₂ (ppm)	C ₂ H ₄ (ppm)	C ₂ H ₆ (ppm)	Inspection	Triangle de Duval	Pentagone de Duval	Forme caree
1	230	15.9	2.4	1.9	16.3	PD	DT	S	PD
2	11.7	19.4	3.85	6.4	104.1	PD	DT	S	T2
3	134	13	0	0	267	PD	PD	S	PD
4	180.85	0.5	0.1	0.18	0.234	PD	DT	S	PD
5	16000	3600	0	14	670	PD	PD	S	PD
6	6600	1000	19	2	38	PD	T1	PD	PD
7	78	20	28	13	11	D1	D1	D1	D2
8	305	100	541	161	33	D1	D1	D1	D2
9	35	6	482	26	3	D1	D1	D1	D1
10	543	120	1880	411	41	D1	D1	D1	D1
11	1230	163	692	233	27	D1	D1	D1	D1
12	6870	1028	5500	900	79	D1	D1	D1	D1
13	10092	5399	37565	6500	530	D1	D1	D1	D1
14	650	81	270	51	170	D1	D1	D1	D1
15	210	22	7	6	6	D1	D1	PD	PD
16	385	60	159	53	8	D1	D1	D1	D1
17	60	10	4	4	4	D1	D1	S	D1
18	95	10	39	11	1	D1	D1	D1	D1
19	8200	3790	5830	4620	250	D2	D1	D2	D2
20	210	43	187	102	12	D2	D2	D2	D2
21	2850	1115	3675	1987	138	D2	D2	D2	D2
22	7020	1850	4410	2960	0,1	D2	D2	D2	D2
23	545	130	239	153	16	D2	D2	D2	D2
24	7150	1440	1760	1210	97	D2	D2	D2	D2
25	620	325	244	181	38	D2	D2	D2	D2
26	120	31	94	66	0,1	D2	D2	D2	D2
27	755	229	460	404	32	D2	D2	D2	D2
28	5100	1430	1010	1140	0,1	D2	D2	D2	D2
29	13500	6110	4040	4510	212	D2	D2	D2	D2
30	1570	1110	1830	1780	175	D2	D2	D2	D2
31	10000	6730	10400	7330	345	D2	D2	D2	D2
32	1820	405	634	365	35	D2	D2	D2	D2
33	535	160	680	305	16	D2	D2	D2	D2
34	13	3	6	3	1	D2	D2	D2	D2
35	137	67	104	53	7	D2	D2	D2	D2
36	1084	188	769	166	8	D2	D1	D1	D1
37	34	21	56	49	4	D2	D2	D2	D2
38	7940	2000	5390	3120	355	D2	D2	D2	D2
39	150	130	30	55	9	D2	D2	T1&T2	T1&T2
40	1270	3450	8	1390	520	T1&T2	T1&T2	T1&T2	T1&T2
41	3420	7870	33	6990	1500	T1&T2	T1&T2	T3	T1&T2
42	360	610	9	260	259	T1&T2	T1&T2	T1&T2	T1&T2
43	1	27	1	4	49	T1&T2	T1&T2	T1&T2	T1&T2
44	3675	6392	5	7691	2500	T1&T2	T3	T3	T1&T2
45	48	610	0,1	10	29	T1&T2	PD	T1&T2	T1&T2
46	12	18	0,1	4	4	T1&T2	T1&T2	T1&T2	T1&T2
47	8800	64064	0,1	95650	72128	T3	T3	T1&T2	T3
48	6709	10500	750	17700	1400	T3	T3	T3	T3
49	1100	1600	26	2010	221	T3	T3	T3	T2
50	290	966	57	1810	299	T3	T3	T3	T3
51	2500	10500	6	13500	4790	T3	T3	T3	T3
52	1860	4980	1600	10700	0,1	T3	T3	T3	T3
53	860	1670	40	2050	30	T3	T3	T3	T3
54	150	22	11	60	9	T3	T3	D1	D2