

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة عين تموشنت بلحاج بوشعيب

Université de Ain Temouchent- Belhadj Bouchaib

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الإلكترونيات

Département d'Électrotechnique



Projet de Fin d'Études

Pour l'obtention du diplôme de Master en Électrotechnique

Domaine : Électrotechnique Filière : Électrotechnique Spécialité : Commande Électrique

Thème

Classification des défauts des transformateurs électriques par des méthodes d'intelligence artificielle

Présenté par :

- 1) Mr AMAR BENSABER Sidi Mohammed Monsef
- 2) Melle IZA Lamia Khadra

Devant le jury :

Dr MESSAFEUR Rajaa

UAT.B.B (Ain Temouchent)

Président

Dr YOUNES Khadidja

UAT.B.B (Ain Temouchent)

Examineur

Dr BOUDJELLA Fatima Zohra

UAT.B.B (Ain Temouchent)

Encadrant(e)

Année Universitaire 2025/2026



Dédicace

Au commencement de mon envol,

À Dieu tout-puissant,

Ô Seigneur, source de toute grâce, je Te remercie de m'avoir guidé et sauvé des ténèbres de la vie, en éclairant mon chemin de Ta lumière divine face aux épreuves.

À Mon père et Ma mère, mes piliers inébranlables,

Aucune parole ne saurait exprimer ma gratitude pour tous les sacrifices que vous avez faits pour moi. Votre amour inconditionnel, votre foi en mes capacités et votre soutien constant ont nourri mes rêves et guidé mes pas jusqu'ici.

À ma précieuse famille,

Merci pour l'amour infini que vous me portez. Votre présence chaleureuse est une force motrice qui me pousse sans cesse à continuer et à surmonter les difficultés de la vie.

À mes proches, mes amis et mes camarades,

À tous ceux qui ont illuminé mon quotidien, que ce soit par un sourire sincère, un mot d'encouragement, un petit compliment ou une main tendue. Votre affection et votre bienveillance m'ont été précieuses.

À tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à ce parcours.



Monsef ^^





Dédicace

À Allah, le Tout-Miséricordieux,

Ô Seigneur, je Te rends grâce pour Ta guidance, Ta lumière et pour m'avoir accordé la force et la patience de surmonter chaque épreuve tout au long de ce parcours.

À mes chers parents, mes guides éternels,

Ce diplôme est le couronnement de vos prières et de vos sacrifices incommensurables. Merci pour votre amour inconditionnel et pour avoir toujours cru en moi. Tout ce que je suis, je vous le dois.

À mes frères et sœurs, mes piliers,

Pour votre présence constante, votre complicité et vos encouragements qui ont été mon plus grand soutien dans les moments de doute.

À mes amis, camarades et âmes bienveillantes,

À vous qui avez partagé ce voyage, et à tous ceux qui, par un simple geste, un sourire ou une parole douce, ont rendu ce chemin plus beau et plus facile.

Après des années de labeur et de défis quotidiens, je célèbre aujourd'hui la réussite de notre volonté commune.

Merci à tous.



Lamia ^^





Remerciement



Avant tout, nous remercions Allah, le Tout-Puissant,

Pour la volonté, la force, la patience et l'endurance qu'Il nous a accordées afin de surmonter les obstacles et d'arriver à ce stade de notre parcours.

Nous exprimons nos remerciements les plus sincères et notre infinie gratitude à notre encadrante, Dr BOUDJELLA Fatima Zohra,

Pour son aide précieuse, sa grande disponibilité, son professionnalisme exemplaire et sa rigueur scientifique. Au-delà de ses qualités pédagogiques, nous tenons à saluer sa profonde gentillesse, sa bienveillance et son sourire constant qui ont rendu ce travail agréable. Elle a été largement à la hauteur de nos attentes sur tous les plans : scientifique, pédagogique et surtout humain. Plus qu'une simple encadrante, elle s'est révélée être une personne magnifique. Qu'elle trouve ici le témoignage de notre profond respect.

Nous adressons également nos vifs remerciements aux membres du jury, Qui nous font l'honneur d'évaluer notre travail. Nous les remercions par avance pour le temps qu'ils consacrent à la lecture de ce mémoire, ainsi que pour les remarques et suggestions constructives qu'ils formuleront pour enrichir notre recherche.

Enfin, nous tenons à remercier chaleureusement toutes les personnes Qui nous ont soutenus, de près ou de loin, tout au long de notre parcours universitaire. Vos encouragements, votre présence et votre soutien indéfectible ont été nos plus grands moteurs pour mener à bien ce projet.

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralités sur les transformateurs électriques : principes, constitution, performances et applications	
1.1 Introduction	3
1.2 Rôle des transformateurs.....	4
1.3 Principe de fonctionnement	6
1.3.1 Principe de l'induction électromagnétique.....	6
1.3.2 Fonctionnement basé sur la loi de Faraday.....	6
1.3.3 Relation entre tension primaire et secondaire	6
1.3.4 Fréquence de fonctionnement.....	7
1.4 Constitution d'un transformateur	7
1.4.1 Noyau magnétique	8
1.4.2 Enroulement primaire.....	8
1.4.3 Enroulement secondaire.....	9
1.5 Types de transformateurs	9
1.5.1 Basé sur la fonction.....	10
• Transformateur élévateur	10
• Transformateur abaisseur	10
• Transformateur d'isolation :	10
• Autotransformateur :	10
1.5.2 Basé sur les phases.....	10
• Transformateur monophasé :	10
• Transformateur triphasé :	10
1.5.3 Sur la base de la construction.....	12
• Transformateur à noyau :	12
• Transformateur à coquille :	12
• Transformateur toroïdal	12
1.5.4 Basé sur l'utilisation/l'instrumentation.....	12
• Transformateurs d'instruments :	12
• Transformateur de courant (TC) :	12
• Transformateur de tension (VT)	12
• Transformateur de distribution :	12
1.5.5 En fonction du type de refroidissement et d'isolation	13
Transformateur à sec :	13
Transformateur à bain d'huile :	13

1.6 Système d'isolation	15
1.6.1 Cuve et accessoires	15
1.6.2 L'isolation Solide	15
1. Structure Moléculaire de la Cellulose	15
2. Procédé de Fabrication (Papier Kraft)	16
1.6.3 L'isolation liquide	18
1.6.4 Propriétés Physico-Chimiques et Normes	19
1.6.5 Le Diagnostic par le Liquide : L'Analyse des Gaz Dissous (DGA)	19
1.7 Rendement et performances	20
1.7.1 Définition du rendement	20
1.7.2 Analyse des pertes énergétiques	20
1.7.3 Conditions de fonctionnement optimal	20
1.8 Systèmes de refroidissement	21
1.8.1 Principes de transfert thermique	21
1.8.2 Codification internationale (Norme CEI 60076-2)	21
1.8.3 Refroidissement des transformateurs de distribution (ONAN)	21
1.8.4 Refroidissement des transformateurs de puissance (ONAF, OFAF)	22
1.8.5 Refroidissement à sec (Transformateurs de type sec)	23
1.9 Domaines d'application	24
1.9.1 Réseaux électriques (Transport et Distribution)	24
1.9.2 Applications industrielles	25
1.9.3 Appareils et équipements électroniques	26
Chapitre 02 : Diagnostic des transformateurs de puissance	
2.1 Introduction	28
2.2 Concepts fondamentaux du diagnostic industriel	28
2.2.1 Définition de diagnostic	28
2.2.2 Terminologie relative au diagnostic	29
2.3 Maintenance des transformateurs de puissance	30
2.3.1 Maintenance corrective	30
2.3.2 Maintenance préventive	30
2.3.3 Importance du diagnostic dans la maintenance des transformateurs :	30
2.4 Défauts et défaillances dans les transformateurs de puissance	31
2.4.1 Contraintes de fonctionnement	31
2.4.2 Défauts externes	32
2.4.3 Défauts internes	33
2.4.4 Défaillances des transformateurs	36
2.5 Techniques de diagnostic	37
2.5.1 Techniques traditionnelles (Analyse d'huile)	37

2.6 Méthodes d'interprétation d'analyse des gaz dissous	45
2.6.1 Méthode de Rogers	45
2.6.2 Méthode de CEI 60599	47
2.6.3 Méthode de Doernenburg	48
2.6.4 Triangle de Duval	50
2.7 Techniques Modernes	51
2.7.1 Intelligence artificielle	51
2.7.2 Domaine d'application de l'intelligence artificielle	53
2.7.3 Avantages et inconvénients de l'intelligence artificielle	53
2.7.4 Apprentissage automatique	54
Conclusion	58
 Chapitre 3 : Simulation et analyse des performances des algorithmes de classification pour le diagnostic des transformateurs	
3.1 Introduction	59
3.2 Matériels et méthodes	59
3.2.1 Définition d'espace de travail « MATLAB »	60
3.2.2 Description des données utilisées	60
3.2.3 Prétraitement des données	62
3.2.4 Algorithmes de classification	65
3.3 Critères d'évaluation de performances	67
A) Accuracy	67
B) Précision	68
C) Recall	68
D) F1-Score	68
3.4 Résultats et analyses	68
3.4.1 Analyse Comparative des Facteurs d'Influence	71
3.5 Étude d'ablation des caractéristiques	77
3.6 Évaluation comparative avec les méthodes traditionnelles d'interprétation de l'AGD	78
3.7 Conclusion	78
Conclusion générale	80
Résumé	

Liste des figures

Chapitre 01 : Généralités sur les transformateurs électriques : principes, constitution, performances et applications

Figure 1.1 : Modèle de transformateur électrique.....	4
Figure 1.2 : transformateur électrique de distribution.....	5
Figure 1.3 : Schéma de principe du transformateur monophasé.....	7
Figure 1.4: Schéma structurel d'un transformateur de puissance.....	8
Figure 1.5: Modèle de circuit magnétique et les enroulements de transformateur.....	9
Figure 1.6 : Transformateur monophasé abaisseur.....	11
Figure 1.7 : transformateur élévateur triphasé.....	11
Figure 1.8 : Plusieurs types des Transformateurs.....	13
Figure 1.9 : transformateur a bain d'huile.....	14
Figure 1.10: Cuve de transformateur.....	15
Figure 1.11 : papier Kraft utilisé pour l'isolation des enroulements d'un transformateur.....	16
Figure 1.12 : Papier Presspahn d'isolation électrique.....	17
Figure 1.13 : Schéma du mécanisme de la dégradation huile/papier.....	19
Figure 1.14 : montre comment le rendement d'un transformateur de puissance varie selon le taux de charge.....	21
Figure 1.15 : schéma illustre le principe du thermosiphon.....	22
Figure 1.16 : schéma qui montre des ventilateurs ajoutés sous les radiateurs pour pulser l'air et accélérer considérablement le refroidissement.....	22
Figure 1.17 : Schéma du modèle général de réseau électrique.....	25
Figure 1.18 : un transformateur de grande puissance dans un poste électrique extérieur.....	25
Figure 1.19 : Petit transformateur planaire électronique PCB.....	26

Chapitre 02 : Diagnostic des transformateurs de puissance

Figure 2.1 : Principe général du processus de diagnostic.....	28
Figure 2.2. Diagramme des différents concepts de maintenance.....	30
Figure 2.3 : Anticipation de la défaillance et intervention en juste à temps.....	31
Figure 2.4 : Interaction entre les différentes contraintes dans le système d'isolation du transformateur.....	32
Figure 2.5: types de court-circuit.....	33
Figure 2.6 : Point chaud sur le sélecteur d'un régulateur en charge.....	33
Figure 2.7: Court-circuit entre spires.....	34
Figure 2.8: Fuite d'huile de transformateur.....	34
Figure 2.9: Schéma mécanisme de la dégradation huile/papier.....	35
Figure 2.10 : Kit de prélèvement d'échantillons d'huile isolante au laboratoire de Sonelgaz.....	41
Figure 2.11 : Schéma de procédure de l'échantillonnage.....	42
Figure 2.12 : Extraction sous vide.....	42

Figure 2.13 : Principaux composants d'un chromatographe à gaz.....	43
Figure 2.14 : Chromatogramme gazeux typique.....	43
Figure 2.15 : Triangle du Duval.....	51
Figure 2.16: schéma de décomposition du domaine de l'intelligence artificielle.....	54
Figure 2.17: Catégories d'apprentissage automatique.....	55
Figure 2.18: Classification dans l'apprentissage supervisé.....	56
Figure 2.19: Régression dans l'apprentissage supervisé.....	56
Figure 2.20 : La différence entre apprentissage supervisé et non-supervisé.....	57
Figure 2.21 : Apprentissage par renforcement.....	58

Chapitre 03 : Simulation et analyse des performances des algorithmes de classification pour le diagnostic des transformateurs

Figure 3.1 : Architecture globale du système de diagnostic intelligent basé sur les données AGD.....	60
Figure 3.2 : Dispersion des données brutes.....	62
Figure 3.3 : Dispersion des données après utilisation de z-score.....	63
Figure 3.4 : Dispersion des données après utilisation de Median IQR.....	64
Figure 3.5 : Dispersion des données après utilisation de Scale.....	65
Figure 3.6: K-Nearest Neighbors.....	66
Figure 3.7 : Réseau de neurones.....	66
Figure 3.8 : Méthode 'ensemble trees'.....	67
Figure 3.9 : Synthèse globale des métriques de performance pour l'ensemble des modèle testés.....	71
Figure3.10 : Comparaison des performances moyennes par type de classificateur.....	72
Figure 3.11 : Évaluation de l'impact des méthodes de normalisation.....	73
Figure 3.12 : l'influence du type de validation croisée.....	75
Figure 3.13 : Comparaison des performances du modèle de référence en fonction du nombre de gaz utilisés.....	77

Liste des tableaux

Chapitre 01 : Généralités sur les transformateurs électriques : principes, constitution, performances et applications

Tableau 1.1: Caractéristique des différents types des transformateurs.....	14
Tableau 1.2 : Tableau Récapitulatif des Systèmes de Refroidissement.....	23
Tableau 1.3 : l'usage des transformateurs selon le secteur d'activité.....	26

Chapitre 02 : Diagnostic des transformateurs de puissance

Tableau 2.1: Défauts associés aux contraintes, leurs causes et les éléments concernés.....	35
Tableau 2.2 : Les gaz pour le diagnostic.....	44
Tableau 2.3 : Code de Rogers.....	45
Tableau 2.4: Interprétation de Rogers.....	46
Tableau 2.5 : Interprétation de la CEI60599.....	47
Tableau 2.6 : Exemples des Défauts typique.....	48
Tableau 2.7: Code pour les ratios de Doernenburg.....	49
Tableau 2.8: Interprétation de Doernenburg.....	49

Chapitre 03 : Simulation et analyse des performances des algorithmes de classification pour le diagnostic des transformateurs

Tableau 3.1 : Forme et répartition des données.....	61
Tableau 3.2 : montre les performances enregistrées.....	69
Tableau 3.3 : Résultats de l'étude d'ablation pour différentes combinaisons de rapports DGA.....	77
Tableau 3.4 : Comparaison des performances du modèle hybride RF–GBT proposé avec les méthodes conventionnelles de diagnostic par AGD.....	78

Introduction générale

Introduction générale

Les réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique reposent fortement sur les transformateurs de puissance. Ces équipements assurent l'adaptation des niveaux de tension, garantissant ainsi un fonctionnement efficace et sécurisé des systèmes électriques à grande échelle. Par conséquent, leur fiabilité est un enjeu majeur pour éviter les interruptions de service, préserver la stabilité du réseau et réduire les coûts liés aux défaillances. Comme l'ont souligné Tenbohlen et Stirl (2009), les transformateurs constituent des éléments critiques des réseaux électriques, ce qui rend leur surveillance continue indispensable [1].

Cependant, ces équipements peuvent être exposés à divers types de défauts internes, notamment les échauffements anormaux, les décharges partielles et la dégradation progressive de l'isolation. Ces phénomènes évoluent souvent de manière lente et silencieuse, rendant leur détection précoce particulièrement difficile. Dans ce contexte, la mise en place de stratégies de diagnostic préventif s'avère essentielle. Ces approches visent à identifier les défaillances potentielles en amont afin d'éviter les pannes majeures, de prolonger la durée de vie des équipements et de limiter les coûts de maintenance.

Parmi les techniques de diagnostic les plus utilisées, l'Analyse des Gaz Dissous (AGD ou DGA – *Dissolved Gas Analysis*) occupe une place centrale. Cette méthode repose sur l'identification des gaz générés par la décomposition de l'huile isolante sous l'effet de contraintes thermiques ou électriques, tels que l'hydrogène, le méthane, l'éthylène et l'acétylène. L'interprétation de ces gaz s'appuie sur des normes internationales reconnues, notamment l'IEC 60599 ainsi que les méthodes graphiques comme le triangle de Duval, dont l'efficacité a été largement démontrée par la littérature scientifique [2].

Toutefois, les approches traditionnelles présentent certaines limites. Elles reposent principalement sur des règles empiriques, comportent des zones d'indécision et exploitent difficilement la richesse des données disponibles. Face à ces contraintes, les approches basées sur l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique offrent des alternatives prometteuses, permettant d'automatiser et d'améliorer la fiabilité du processus de diagnostic [3].

Ce mémoire s'articule autour de trois chapitres principaux :

Le premier chapitre présente les notions fondamentales relatives aux transformateurs électriques, en mettant l'accent sur leur rôle dans les réseaux, leur structure interne ainsi que leurs différentes classifications selon la fonction, le nombre de phases et les applications.

Le deuxième chapitre dresse un état de l'art des méthodes classiques de diagnostic des défauts et introduit les concepts fondamentaux de l'intelligence artificielle et de l'apprentissage automatique appliqués à la détection et à la classification des défaillances.

Le troisième chapitre est consacré à la mise en œuvre expérimentale, à la simulation et à l'évaluation des modèles proposés. À partir d'une base de données industrielle composée de 709 échantillons, différentes techniques de normalisation (Z-score, Min-Max et médiane–IQR) sont appliquées afin de traiter les valeurs aberrantes et améliorer la robustesse des modèles. Les performances de plusieurs algorithmes, notamment les Bagged Trees, Boosted Trees, KNN pondéré et les réseaux de neurones, sont comparées à l'aide d'une validation croisée. Enfin, une étude d'ablation est réalisée afin d'évaluer l'impact du nombre de gaz sur la précision de la classification.

Une conclusion générale clôt ce travail en ouvrant des perspectives d'amélioration et d'extension vers des systèmes de diagnostic intelligents plus performants.

Chapitre 01 :
Généralités sur les
transformateurs électriques
: principes, constitution,
performances et
applications

1.1 Introduction

Les transformateurs électriques sont des dispositifs fondamentaux dans les systèmes de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique, car ils permettent d'adapter les niveaux de tension selon les besoins des utilisateurs.[4]

Le transformateur est l'un des éléments clés du réseau électrique tant sur le plan horizontal du fait de son nombre énorme et sa diversité dans ses formes, ses tailles et ses fonctions, ou au point de vue vertical où cet appareil représente 60% du coût d'un poste de transformation. Le réseau électrique contient des dizaines de générateurs, mais on y trouve des milliers de transformateurs.[5]

Un transformateur est généralement constitué de deux enroulements (primaire et secondaire) couplés par un noyau magnétique qui assure le transfert d'énergie sans contact électrique direct.[6] Le rôle principal du transformateur est d'augmenter (transformateur élévateur) ou de diminuer (transformateur abaisseur) la tension électrique tout en conservant la puissance, sauf pertes internes.[7]

Dans les réseaux électriques modernes, les transformateurs sont indispensables pour minimiser les pertes d'énergie lors du transport sur de longues distances, en permettant l'utilisation de très hautes tensions.[8]

Ils sont utilisés dans une grande variété d'applications allant des réseaux de distribution d'énergie jusqu'aux appareils électroniques domestiques et industriels.[9]

Cependant, malgré leur fiabilité, les transformateurs peuvent être sujets à différents types de défauts, tels que les courts-circuits internes, les défauts d'isolement ou les surcharges, ce qui peut affecter leur performance et leur durée de vie.[10]

L'étude des transformateurs nécessite donc une compréhension approfondie de leur fonctionnement, de leur construction ainsi que des phénomènes électriques et thermiques qui influencent leur comportement en service.[11]

Ainsi, les transformateurs occupent une place centrale dans le domaine du génie électrique et représentent un élément clé pour assurer une alimentation électrique fiable, efficace et sécurisée.[12]



Figure 1.1 : Modèle de transformateur électrique [13]

Dans ce chapitre, nous présentons les notions fondamentales relatives aux transformateurs électriques. Nous abordons leur rôle dans les réseaux électriques, leur principe de fonctionnement basé sur l'induction électromagnétique, leur constitution interne ainsi que les différents types de transformateurs. Les systèmes d'isolation, les méthodes de refroidissement, les performances énergétiques et les principaux domaines d'application sont également étudiés. Cette présentation constitue une base théorique nécessaire à la compréhension des chapitres suivants consacrés au diagnostic et à la surveillance de l'état de santé des transformateurs.

1.2 Rôle des transformateurs

Les transformateurs jouent un rôle central dans les réseaux électriques en assurant l'adaptation des niveaux de tension entre les différentes étapes du système électrique, de la production jusqu'à la consommation finale.[14]

Ils permettent de connecter efficacement les centrales de production aux réseaux de transport et de distribution, malgré les différences importantes de tension entre ces niveaux.[15]

Dans un réseau électrique, plusieurs transformateurs sont utilisés en cascade afin de modifier progressivement la tension, garantissant ainsi la compatibilité entre les équipements et la sécurité du système.[16]

Les transformateurs assurent également l'isolation électrique entre différentes parties du réseau, ce qui contribue à améliorer la sécurité des installations et à limiter la propagation des défauts.[17]

Importance dans le transport de l'énergie électrique Le transport de l'énergie électrique sur de longues distances nécessite l'utilisation de très hautes tensions afin de réduire les pertes d'énergie dans les lignes.[18]

Les transformateurs élévateurs, installés à la sortie des centrales électriques, augmentent la tension produite (généralement entre 10 kV et 30 kV) à des niveaux beaucoup plus élevés (jusqu'à plusieurs centaines de kV).[19]

Cette élévation de tension permet de diminuer l'intensité du courant pour une même puissance transportée, ce qui réduit considérablement les pertes par effet Joule dans les conducteurs.[20]

En effet, les pertes dans les lignes sont proportionnelles au carré du courant ($P = R \cdot I^2$), ce qui rend le transport à haute tension beaucoup plus efficace.[21]

Ainsi, sans transformateurs, le transport d'électricité sur de longues distances serait économiquement et techniquement inefficace.[22]

Importance dans la distribution de l'énergie électrique Une fois l'électricité transportée sur de longues distances, il est nécessaire de réduire progressivement la tension pour la rendre utilisable par les consommateurs.[23]

Les transformateurs abaisseurs, installés dans les postes de distribution, diminuent la tension des lignes de transport (par exemple 220 kV ou 60 kV) vers des niveaux adaptés à la distribution locale (20 kV, puis 400/230 V).[24]

Ces transformateurs permettent d'alimenter en toute sécurité les habitations, les industries et les infrastructures publiques avec des tensions compatibles avec les équipements électriques.[25]

Ils jouent également un rôle important dans la régulation de la tension et la qualité de l'énergie, en maintenant des niveaux de tension stables malgré les variations de charge.[26]



Figure 1.2 : transformateur électrique de distribution [27]

1.3 Principe de fonctionnement

1.3.1 Principe de l'induction électromagnétique

Le fonctionnement du transformateur repose fondamentalement sur le phénomène de l'induction électromagnétique, qui décrit la production d'une force électromotrice (tension) dans un circuit lorsqu'il est soumis à une variation de flux magnétique. Ce principe constitue la base de la conversion d'énergie électrique entre deux circuits sans contact direct. Lorsqu'un courant alternatif circule dans l'enroulement primaire, il génère un champ magnétique variable dans le noyau du transformateur. Ce champ magnétique, en se propageant à travers le noyau, traverse l'enroulement secondaire et induit une tension dans celui-ci. Ce transfert d'énergie s'effectue sans connexion électrique directe entre les deux enroulements, mais uniquement par couplage magnétique (Chapman). Ce phénomène est rendu possible grâce à la variation temporelle du courant, ce qui explique pourquoi le transformateur fonctionne uniquement avec du courant alternatif et non continu. En effet, un courant continu ne produit pas de variation de flux, donc aucune induction n'a lieu après l'établissement du régime permanent (Bimbhra).[28]

1.3.2 Fonctionnement basé sur la loi de Faraday

Le principe d'induction électromagnétique est formalisé par la loi de Faraday, qui stipule que la tension induite dans un circuit est proportionnelle à la variation du flux magnétique qui le traverse.

Cette loi peut s'exprimer mathématiquement comme suit :

$$e = -N * d\Phi/Dt \quad (\text{Eq 1.1})$$

Où :

- e : est la force électromotrice induite,
- N : Est le nombre de spires,
- Φ : Est le flux magnétique.

Dans un transformateur, cette relation s'applique aux deux enroulements. Ainsi, la tension induite dans le secondaire dépend directement de la variation du flux créé par le primaire et du nombre de spires du secondaire (Kulkarni).

Le signe négatif dans l'équation traduit la loi de Lenz, qui indique que la tension induite s'oppose à la cause qui lui a donné naissance, ce qui assure un équilibre énergétique dans le système (Chapman).[29][30]

1.3.3 Relation entre tension primaire et secondaire

Dans un transformateur idéal, la relation entre la tension appliquée à l'enroulement primaire et celle obtenue au secondaire dépend directement du nombre de spires de chaque enroulement. Cette relation fondamentale est donnée par l'équation suivante :

$$V_p / V_s = N_p / N_s \quad (\text{Eq 1.2})$$

Où :

- V_p : la tension au primaire,
- V_s : La tension au secondaire,
- N_p : est le nombre de spires de l'enroulement primaire,
- N_s : est le nombre de spires de l'enroulement secondaire.

Cette équation montre que la tension secondaire est proportionnelle au rapport du nombre de spires entre les deux enroulements. Ainsi, lorsque le nombre de spires du secondaire est supérieur à celui du primaire, le transformateur fonctionne en mode élévateur de tension. À l'inverse, si le nombre de spires du secondaire est inférieur à celui du primaire, le transformateur agit comme un abaisseur de tension.

Dans la pratique, cette relation est légèrement modifiée en raison des pertes internes du transformateur, notamment les pertes dans le noyau magnétique (pertes fer) et les pertes dans les enroulements (pertes cuivre). Cependant, cette équation reste une approximation fondamentale largement utilisée pour l'analyse et la conception des transformateurs électriques.[31][32]

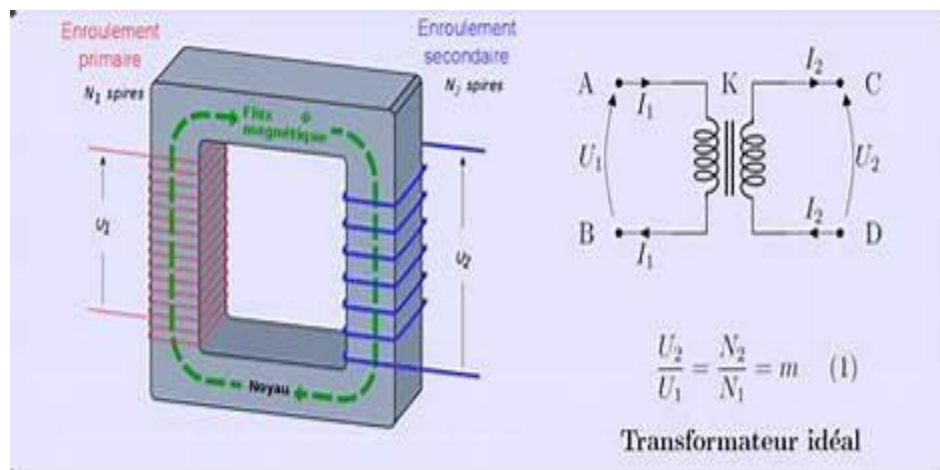


Figure 1.3 : Schéma de principe du transformateur monophasé [33]

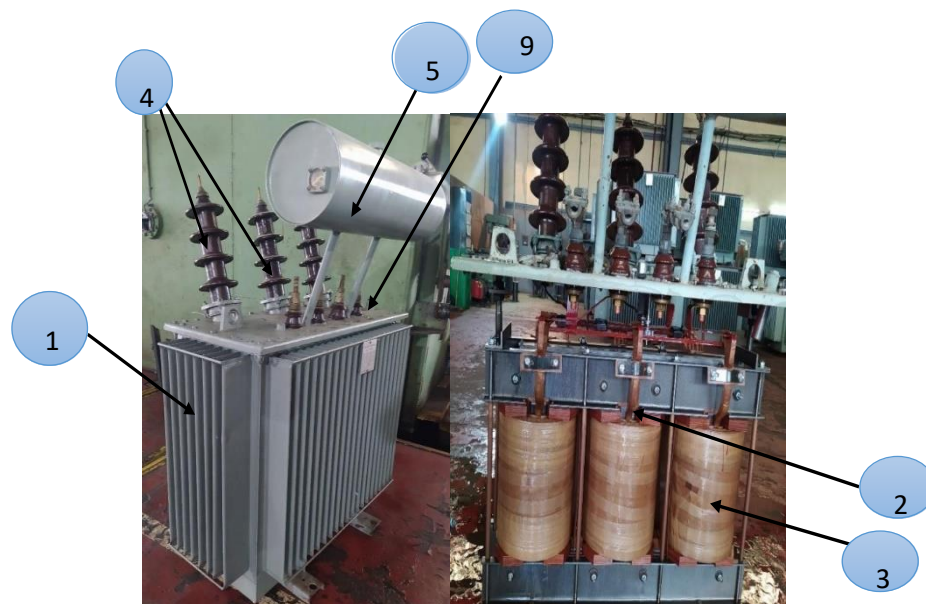
1.3.4 Fréquence de fonctionnement

Un point important dans le fonctionnement du transformateur est que la fréquence du signal électrique reste constante entre le primaire et le secondaire. En d'autres termes, si une tension alternative de fréquence donnée (par exemple 50 Hz) est appliquée au primaire, la tension obtenue au secondaire aura la même fréquence (Kulkarni). Cela s'explique par le fait que le transformateur ne modifie pas la nature temporelle du signal, mais uniquement son amplitude (tension) et son intensité. La fréquence est imposée par la source d'alimentation et se transmet directement à travers le couplage magnétique (Chapman). La fréquence joue également un rôle crucial dans la conception du transformateur. Une fréquence trop élevée ou trop faible peut entraîner des pertes supplémentaires ou une saturation du noyau magnétique, ce qui affecte les performances et la sécurité de l'appareil (IEC 60076).[34]

1.4 Constitution d'un transformateur

La constitution d'un transformateur repose sur plusieurs éléments essentiels : le noyau magnétique, les enroulements, le système d'isolation et les composants mécaniques comme la

cuve et ses accessoires. Chacun de ces éléments joue un rôle spécifique dans le transfert d'énergie électrique, la sécurité et la performance globale de l'appareil.



1-Cuve	3- Bobinage	5- Conservateur
2-Noyau Magnétique	4- Traversée	6 - ChangeurDe Prise

Figure 1.4: Schéma structurel d'un transformateur de puissance.

1.4.1 Noyau magnétique

Le noyau magnétique est l'élément central du transformateur, assurant la circulation du flux magnétique entre les enroulements. Il est généralement fabriqué en acier au silicium sous forme de tôles minces empilées (structure feuilletée). Cette conception permet d'augmenter la perméabilité magnétique du matériau tout en réduisant les pertes énergétiques. En effet, le feuilletage limite les courants de Foucault, qui sont des courants induits dans le noyau et responsables de pertes importantes d'énergie. Le noyau joue ainsi un rôle essentiel dans l'amélioration du rendement du transformateur.[35]

1.4.2 Enroulement primaire

L'enroulement primaire est la bobine du transformateur reliée à la source d'alimentation électrique. Lorsqu'une tension alternative est appliquée à cet enroulement, un courant circule et génère un champ magnétique variable dans le noyau. Ce champ magnétique constitue la base du fonctionnement du transformateur, car il permet la transmission de l'énergie vers l'enroulement secondaire. Le primaire est généralement constitué de fils de cuivre, choisis pour leur excellente conductivité électrique et leur faible résistance, ce qui permet de minimiser les pertes par effet Joule.[36]

1.4.3 Enroulement secondaire

L'enroulement secondaire est la partie du transformateur qui délivre l'énergie électrique vers la charge. Il est soumis au flux magnétique variable produit par l'enroulement primaire, ce qui entraîne l'apparition d'une tension induite selon le principe de l'induction électromagnétique. La valeur de cette tension dépend du nombre de spires de l'enroulement secondaire par rapport à celui du primaire. Ainsi, le transformateur peut soit augmenter, soit diminuer la tension en fonction de ce rapport. Comme le primaire, le secondaire est généralement réalisé en cuivre et doit être correctement isolé pour éviter les courts-circuits.[37]

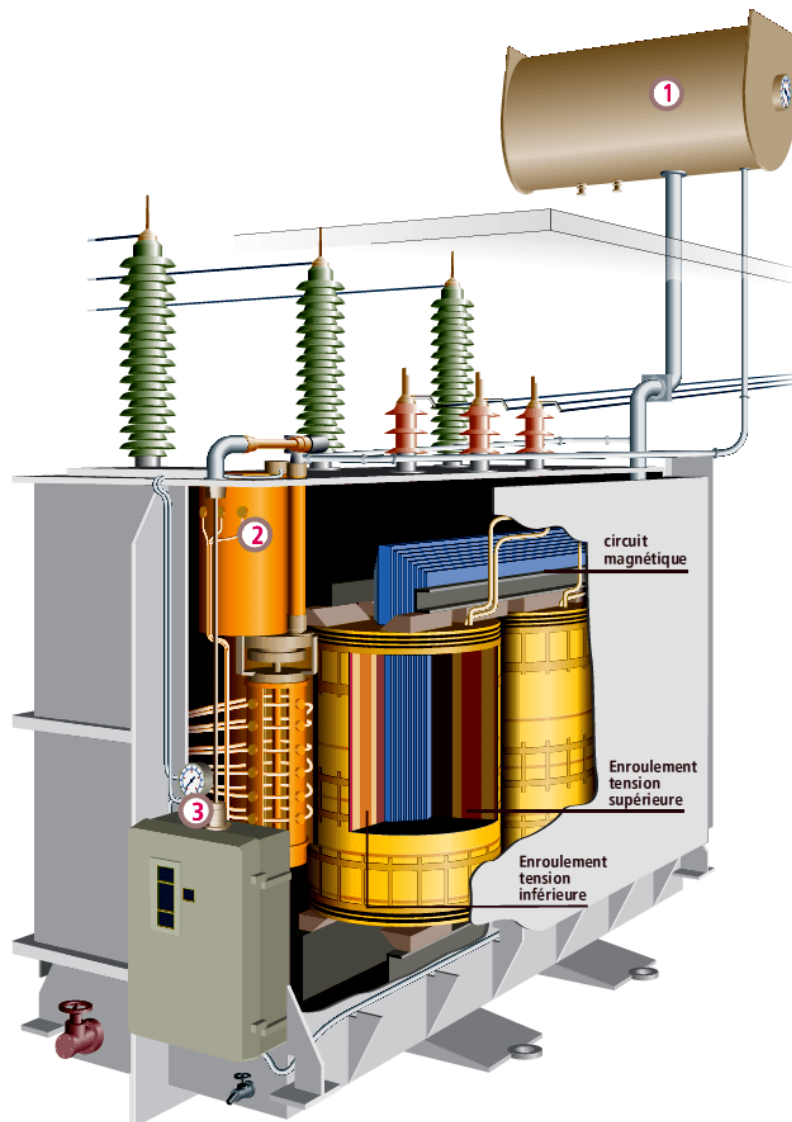


Figure 1.5: Modèle de circuit magnétique et les enroulements de transformateur

1.5 Types de transformateurs

Les transformateurs peuvent être classés selon plusieurs critères, notamment leur fonction, leurs phases, leur base de construction et leur domaine d'application. Cette diversité permet de répondre aux différents besoins des réseaux électriques, depuis la production jusqu'à la distribution de l'énergie. La compréhension de ces types est essentielle pour analyser.

1.5.1 Basé sur la fonction

La fonctionnalité détermine la façon dont un transformateur interagit avec les niveaux de tension :

- **Transformateur élévateur** : Le Transformateur de puissance augmente (monte) la tension du primaire au secondaire. Ils sont principalement utilisés dans les centrales électriques pour minimiser le courant et réduire les pertes de transmission sur de longues distances.
- **Transformateur abaisseur** : Inversement, un Transformateur abaisseur diminue (abaisse) la tension. Ils sont essentiels pour convertir les hautes tensions de transmission en niveaux plus sûrs et plus utilisables pour les habitations et les industries.
- **Transformateur d'isolation** : Conçue avec un rapport de transformation de 1 :1, cette Type de transformateur sert à isoler électriquement les circuits primaire et secondaire, offrant ainsi une protection et une réduction du bruit, particulièrement cruciales dans les équipements électroniques ou médicaux sensibles.
- **Autotransformateur** : Contrairement aux autres types, un Autotransformateur utilise un seul enroulement pour les côtés primaire et secondaire. Cette conception est plus compacte et plus efficace. Elle est souvent utilisée lorsque la différence de tension entre le primaire et le secondaire est faible.

1.5.2 Basé sur les phases

La phase du système électrique dicte la conception du transformateur :

- **Transformateur monophasé** : Adapté aux applications de faible puissance, un Transformateur monophasé est utilisé dans les applications résidentielles et les petites applications commerciales, fonctionnant sur une alimentation en courant alternatif monophasé.
- **Transformateur triphasé** : Indispensable pour la production et la transmission d'électricité à grande échelle et pour les charges industrielles lourdes, le Transformateur triphasé est plus rentable et plus efficace pour la distribution de grande puissance que l'utilisation de trois unités monophasées.[38]



Figure 1.6 : Transformateur monophasé abaisseur



Figure 1.7: Transformateur élévateur triphasé

1.5.3 Sur la base de la construction

La conception physique a une incidence importante sur les performances, la taille et le refroidissement :

- **Transformateur à noyau** : Dans cette conception, les enroulements entourent un noyau substantiel. Il est généralement plus facile à isoler et à réparer, ce qui le rend populaire pour les applications à haute tension.
- **Transformateur à coquille** : Ici, le noyau entoure les enroulements. Cette construction offre une meilleure protection mécanique et un meilleur contrôle du flux de fuite. Elle est souvent préférée pour les applications à basse tension et à courant élevé.
- **Transformateur toroïdal** : Doté d'un noyau en forme de beignet, le Transformateur toroïdal offre un rendement élevé, un faible niveau de bruit et une taille compacte grâce à un couplage presque parfait entre les enroulements.

1.5.4 Basé sur l'utilisation/l'instrumentation

Les transformateurs peuvent être spécifiquement conçus pour la mesure ou la distribution :

- **Transformateurs d'instruments** : Transformateurs de puissance sont utilisés pour mesurer et protéger les circuits en réduisant les tensions et les courants élevés à des niveaux sûrs et gérables pour les instruments.
- **Transformateur de courant (TC)** : Réduit les courants alternatifs élevés à une valeur inférieure pour une utilisation avec des relais et des compteurs.
- **Transformateur de tension (VT) ou transformateur de potentiel (PT)** : De même, un transformateur de potentiel (PT), également connu sous le nom de Transformateur de tension ; Le système de réduction de la tension d'alimentation permet de réduire avec précision les tensions alternatives élevées pour les appareils de mesure et de protection.
- **Transformateur de distribution** : Transformateur de distribution est généralement un Transformateur abaisseur positionnés à proximité des utilisateurs finaux (résidentiels, commerciaux) pour convertir les tensions moyennes de distribution en basse tension standard utilisée par les consommateurs.

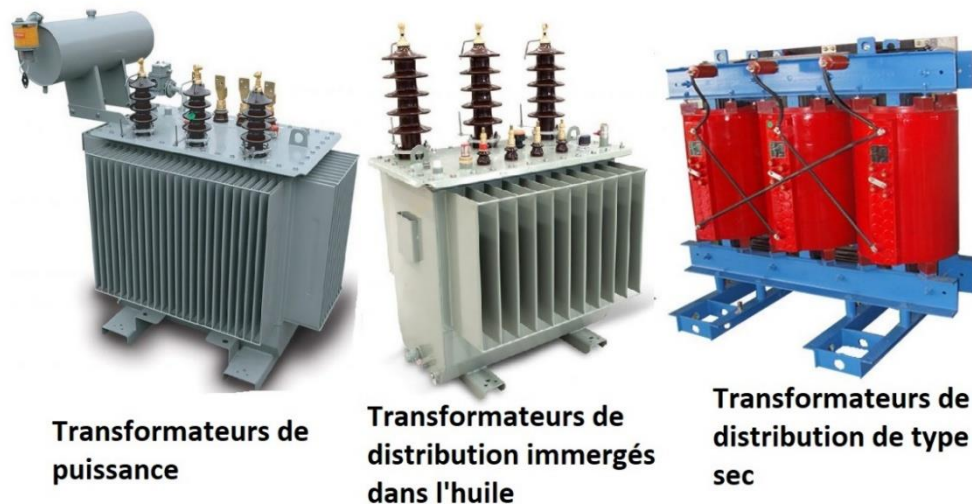


Figure 1.8 : Plusieurs types des Transformateurs

1.5.5 En fonction du type de refroidissement et d'isolation

L'isolation et la méthode de refroidissement sont essentielles pour l'environnement opérationnel et la durée de vie d'un transformateur :

Transformateur à sec : Ces Types de transformateurs utilise de l'air ou un isolant solide (comme la résine) au lieu d'un liquide. A transformateur à sec est idéal pour une utilisation à l'intérieur où la sécurité incendie est une préoccupation, comme dans les hôpitaux, les écoles ou les bâtiments commerciaux, car il présente un risque d'incendie plus faible et nécessite moins d'entretien.

Transformateur à bain d'huile : Pour les applications à haute puissance, les enroulements et le noyau sont immergés dans de l'huile (minérale ou silicone). Un transformateur a bain d'huile assure un refroidissement et une isolation supérieurs, ce qui les rend adaptés aux sous-stations extérieures et aux environnements industriels exigeants.[38]



Figure 1.9 : transformateur a bain d'huile

Le Tableau 1 montre les Caractéristique des différents types des transformateurs

Tableau 1.1: Caractéristique des différents types des transformateurs [39]

Type	Usage courant	Avantages	Inconvénients
Transfo de puissance (HT)	Postes électriques, transmission	Haute capacité, robuste	Coûteux, lourd, nécessite entretien
Transfo de distribution (BT/MT)	Réseau de distribution, urbain	Fiable, facile à installer	Pertes en charge, encombrement
Transfo d'isolement	Sécurité, séparation galvanique	Protège contre défauts, parasites	Coût additionnel, pertes
Transfo audio	Électronique audio, amplificateurs	Qualité sonore, adaptation d'impédance	Risque de coloration sonore, coût
Transfo RF / Ferrite	Alimentation à découpage, HF	Compact, faible perte à haute fréquence	Conception délicate, saturation

1.6 Système d'isolation

Le système d'isolation joue un rôle fondamental dans la sécurité et la fiabilité du transformateur. Il permet de séparer électriquement les différentes parties actives, notamment les enroulements entre eux et par rapport au noyau. Les matériaux utilisés incluent le papier isolant, les résines époxy et les huiles isolantes. L'huile, en particulier, assure à la fois une isolation électrique et un refroidissement efficace. Une isolation défailante peut entraîner des courts-circuits internes et constitue l'une des principales causes de défaillance des transformateurs.[40]

1.6.1 Cuve et accessoires

La cuve du transformateur est une enveloppe métallique qui contient les parties actives (noyau et enroulements). Elle est généralement remplie d'huile isolante, qui assure à la fois le refroidissement et l'isolation. Plusieurs accessoires sont associés à la cuve pour garantir un fonctionnement optimal : les radiateurs pour dissiper la chaleur, le conservateur d'huile pour maintenir le niveau d'huile, le relais Buchholz pour détecter les défauts internes, ainsi que les traversées (bushings) permettant la connexion électrique avec l'extérieur. Ces éléments contribuent à la protection, au refroidissement et à la surveillance du transformateur.[41]



Figure 1.10: Cuve de transformateur

1.6.2 L'isolation Solide

L'isolation solide dans les transformateurs de puissance est presque exclusivement constituée de **cellulose** (pâte de bois Kraft).

1. Structure Moléculaire de la Cellulose

La cellulose est un polymère linéaire composé de molécules de D-glucose reliées par des liaisons glycosidiques.

- **Le Degré de Polymérisation (DP) :** C'est le nombre "n" d'unités de glucose dans la chaîne. Pour un papier neuf, approx 1000\$ à 1200\$.

- **Résistance Mécanique :** La solidité du papier dépend de la longueur de ces chaînes. Lorsque le DP descend en dessous de **200**, le papier perd toute sa résistance mécanique (il devient cassant), marquant la fin de vie théorique du transformateur.

2. Procédé de Fabrication (Papier Kraft)

Le papier "Kraft" (mot allemand signifiant *force*) est produit par un traitement chimique qui élimine la lignine du bois tout en préservant les fibres de cellulose longues. Ce papier est non blanchi pour conserver ses propriétés diélectriques et sa porosité, indispensable à l'imprégnation par l'huile.[42]



Figure 1.11: papier Kraft utilisé pour l'isolation des enroulements d'un transformateur

Différents Composants de l'Isolation Solide

L'isolation solide est répartie stratégiquement selon les niveaux de contraintes électriques.

- **1. Isolation des Conducteurs (Papier)**

Le cuivre ou l'aluminium des bobinages est enrubanné de plusieurs couches de papier Kraft fin (épaisseur de 0,05 à 0,12 mm) son rôle est d'assurer l'isolation entre spires adjacentes d'une même galette.

- **2. Le Presspahn (Carton Comprimé)**

Il s'agit de cellulose compressée à haute densité pour obtenir des pièces rigides.

- **Cylindres d'isolation :** Placés entre le noyau magnétique et l'enroulement BT, ou entre les enroulements BT et HT.
- **Cales d'espacement (Spacers) :** Elles maintiennent un écart constant entre les galettes de bobinage pour permettre la circulation de l'huile de refroidissement.
- **3. Matériaux de Support et de Serrage**

On utilise souvent du **bois laminé** ou des résines époxy pour les structures de maintien des bobinages (pressage axial), afin de résister aux forces électrodynamiques massives lors d'un court-circuit.[43]



Figure 1.12 : Papier Presspahn d'isolation électrique [44]

Mécanismes de Dégradation (Le Vieillissement)

La dégradation de l'isolation solide est un processus **irréversible** causé par trois facteurs principaux agissant souvent simultanément.

- **1. La Pyrolyse (Dégradation Thermique)**

La chaleur casse les liaisons chimiques de la cellulose. Selon la règle d'Arrhenius, une augmentation de température de **6°C à 8°C** au-dessus de la température nominale réduit de moitié la durée de vie de l'isolant.

- **2. L'Hydrolyse (Rôle de l'humidité)**

L'eau agit comme un catalyseur. Si le taux d'humidité dans le papier passe de 0,5% à 4%, la vitesse de vieillissement est multipliée par un facteur d'environ 20.

- *Note technique* : L'eau est produite par la dégradation même de la cellulose, créant un cycle d'auto dégradation.

- **3. L'Oxydation**

En présence d'oxygène (si le transformateur n'est pas parfaitement étanche), des acides organiques se forment, attaquant les fibres cellulosesiques.[45]

Diagnostic et Évaluation de l'État

Puisqu'on ne peut pas prélever de papier à l'intérieur d'un transformateur en service, on utilise des méthodes indirectes.

- **1. Les Composés Furaniques (2-Furfural)**

Lorsqu'elle se dégrade, la cellulose libère des molécules spécifiques appelées **furanes** qui se dissolvent dans l'huile. L'analyse de la concentration de 2-Furfural par chromatographie permet d'estimer mathématiquement le **Degré de Polymérisation (DP)** résiduel du papier.

- **2. Analyse des Gaz Dissous (DGA)**

La présence de Monoxyde de Carbone (CO) et de Dioxyde de Carbone (CO₂) dans l'huile est l'indicateur principal d'une surchauffe impliquant l'isolation solide (cellulose).[46]

1.6.3L'isolation liquide

L'isolation liquide est le "sang" du transformateur de puissance. Dans un appareil immergé, le liquide remplit des fonctions thermodynamiques et diélectriques qu'aucun autre composant ne peut assumer seul

Fonctions Critiques de l'Isolation Liquide

L'isolation liquide ne se contente pas d'empêcher les arcs électriques ; elle est le moteur de la survie thermique de l'appareil.

- **1. La Rigidité Diélectrique**

Le liquide imprègne les isolants solides (papier, carton) et remplit tous les interstices. Sa rigidité diélectrique est largement supérieure à celle de l'air. Elle permet de réduire les distances d'isolement entre les parties sous tension et la cuve, permettant ainsi de construire des transformateurs compacts à haute tension (> 400 kV).

- **2. Le Transfert Thermique (Refroidissement)**

C'est la fonction caloportrice. Le liquide circule par convection naturelle ou forcée (pompes) à travers les canaux du bobinage. Il absorbe les calories générées par les pertes Joules et les transporte vers les radiateurs ou les aéroréfrigérants externes.

- **3. Protection de l'Isolation Solide**

Le liquide agit comme une barrière contre l'oxygène et l'humidité extérieure, deux agents majeurs de la dégradation de la cellulose.[47]

Typologie des Fluides Diélectriques

- **1. L'Huile Minérale (Le Standard)**

Extraite du pétrole brut, elle est composée d'un mélange complexe d'hydrocarbures (naphéniques, paraffiniques et aromatiques).

- **Avantages :** Très faible viscosité, excellente stabilité thermique, coût réduit.
- **Inconvénients :** Point d'inflammation bas (env. 145°C), faible biodégradabilité, production de boues acides en vieillissant.

- **2. Les Esters Naturels et Synthétiques**

L'alternative écologique et sécuritaire.

- **Esters Naturels :** Issus de graines végétales (soja, colza). Ils sont biodégradables à > 95% et possèdent un point de feu élevé (> 300°C).
- **Esters Synthétiques :** Conçus pour des conditions extrêmes (très basses températures ou très hautes tensions), ils combinent sécurité incendie et résistance à l'oxydation.

- **Le "Plus" pour la cellulose :** Les esters ont une forte affinité pour l'eau. Ils "pompe" l'humidité contenue dans le papier, prolongeant ainsi la vie de l'isolation solide jusqu'à 20 %.
- **3. Les Huiles de Silicone**

Utilisées principalement dans les zones à très haut risque d'incendie ou les transformateurs d'intérieur. Elles sont chimiquement inertes mais très coûteuses et difficiles à traiter en cas de contamination.[48]

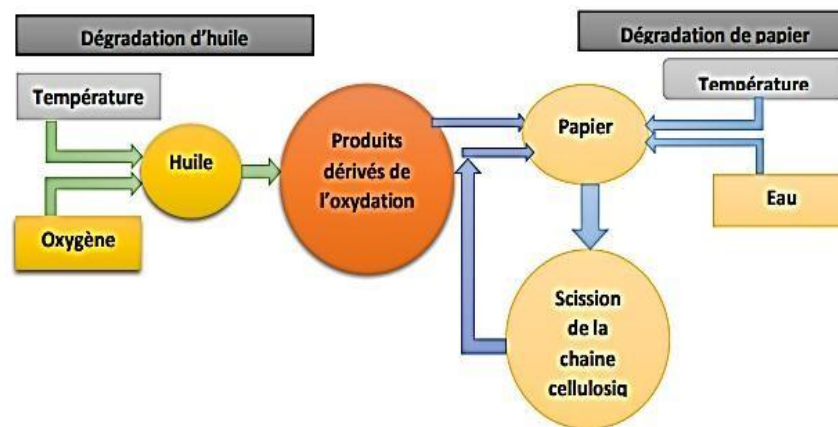


Figure 1.13 : Schéma du mécanisme de la dégradation huile/papier

1.6.4 Propriétés Physico-Chimiques et Normes

- **Tension de Claquage (kV) :** Mesurée selon la norme **IEC 60156**. Pour une huile neuve, elle doit généralement être > 70 kV (électrodes à 2,5 mm).
- **Teneur en Eau (ppm) :** L'eau dissoute réduit la rigidité. On utilise la méthode de titrage **Karl Fischer (IEC 60814)**.
- **Indice d'Acide :** Mesure la dégradation chimique de l'huile. Une acidité élevée indique une oxydation avancée.
- **Facteur de Dissipation Diélectrique ($\tan \delta$) :** Indique la présence de contaminants polaires ou de produits de vieillissement.[49]

1.6.5 Le Diagnostic par le Liquide : L'Analyse des Gaz Dissous (DGA)

Le liquide est le principal outil de diagnostic préventif. Sous l'effet de contraintes thermiques ou électriques, les chaînes d'hydrocarbures se brisent pour former des gaz spécifiques :

1. **H₂ (Hydrogène) :** Signe de décharges partielles ou effet couronne.
2. **C₂H₂ (Acétylène) :** Signe d'un arc électrique de forte énergie (danger immédiat).
3. **CH₄, C₂H₄, C₂H₆ :** Signes de points chauds thermiques dans le liquide.[50]

1.7 Rendement et performances

Le rendement d'un transformateur est un indicateur crucial de son efficacité énergétique. Contrairement aux machines tournantes, le transformateur ne possède aucune pièce en mouvement (absence de frottements mécaniques et de pertes aérodynamiques), ce qui lui permet d'atteindre des rendements extrêmement élevés, dépassant souvent 98% pour les transformateurs de grande puissance.

1.7.1 Définition du rendement

Le rendement, noté η (êta), est le rapport entre la puissance active fournie par le secondaire à la charge (puissance de sortie P_2) et la puissance active absorbée par le primaire (puissance d'entrée P_1).

L'expression générale est la suivante :

$$\eta = P_2 / P_1 = P_2 / (P_2 + \Sigma \text{ Pertes}) \quad (\text{Eq 1.3})$$

En remplaçant P_2 par ses grandeurs électriques, nous obtenons :

$$\eta = (U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi) / (U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi + P_{fer} + P_j) \quad (\text{Eq 1.4})$$

[51]

1.7.2 Analyse des pertes énergétiques

Le rendement n'est jamais égal à 100% en raison des pertes d'énergie dissipées sous forme de chaleur. On distingue deux types de pertes :

- Les pertes à vide (Pertes Fer, P_{fer}) : Elles ont lieu dans le circuit magnétique et sont indépendantes de la charge. Elles regroupent l'hystérésis et les courants de Foucault.
- Les pertes en charge (Pertes Joules, P_j) : Elles sont dues à la résistance des enroulements. Elles évoluent selon la loi : $P_j = R_{eq} \cdot I_2^2$, où R_{eq} est la résistance totale ramenée au secondaire.[52]

1.7.3 Conditions de fonctionnement optimal

L'exploitation d'un transformateur est optimisée selon trois critères majeurs :

1. Rendement maximal : Mathématiquement, le rendement est à son apogée lorsque les pertes variables (Joules) sont égales aux pertes constantes (Fer) : $P_j(I_2) = P_{fer}$.
(Eq 1.5)
2. Taux de charge : Les transformateurs de distribution sont dimensionnés pour que ce maximum se situe entre 50% et 75% de la charge nominale.
3. Influence du facteur de puissance : Le rendement est d'autant plus élevé que le $\cos \varphi$ de la charge est proche de 1.[53]

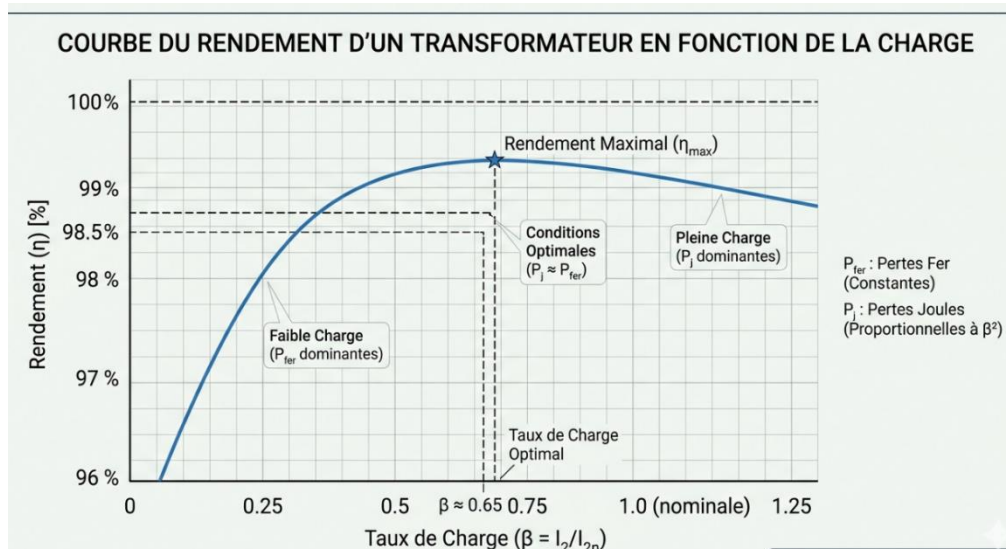


Figure 1.14 : montre comment le rendement d'un transformateur de puissance varie selon le taux de charge.

1.8 Systèmes de refroidissement

Le refroidissement est un aspect critique de la conception des transformateurs. En fonctionnement, les pertes (Fer et Joules) sont dissipées sous forme de chaleur. Une température excessive dégrade prématurément l'isolant solide (papier), réduisant ainsi la durée de vie de l'appareil. Le système de refroidissement doit donc évacuer cette chaleur vers le milieu extérieur.

1.8.1 Principes de transfert thermique

L'évacuation de la chaleur dans un transformateur s'effectue généralement en deux étapes :

1. **Transfert interne** : La chaleur passe des enroulements et du noyau vers le fluide caloporteur (air ou huile).
2. **Transfert externe** : Le fluide caloporteur transfère la chaleur vers le milieu ambiant via les parois de la cuve ou des radiateurs.[54]

1.8.2 Codification internationale (Norme CEI 60076-2)

Pour identifier le mode de refroidissement, on utilise un code de quatre lettres (ex : ONAN) :

- **1ère lettre** : Nature du fluide interne (O : Huile, A : Air).
- **2ème lettre** : Mode de circulation interne (N : Naturel, F : Forcé).
- **3ème lettre** : Nature du fluide externe (A : Air, W : Eau).
- **4ème lettre** : Mode de circulation externe (N : Naturel, F : Forcé).[55]

1.8.3 Refroidissement des transformateurs de distribution (ONAN)

Le mode **ONAN** (Oil Natural Air Natural) est le plus courant pour les transformateurs de faible et moyenne puissance.

- **Fonctionnement** : L'huile s'échauffe au contact des parties actives, devient moins dense et monte par convection naturelle vers les radiateurs. Elle s'y refroidit au contact de l'air ambiant (convection naturelle) et redescend au fond de la cuve.

- **Avantages :** Simplicité, absence de pièces mobiles, haute fiabilité et maintenance réduite.[56]

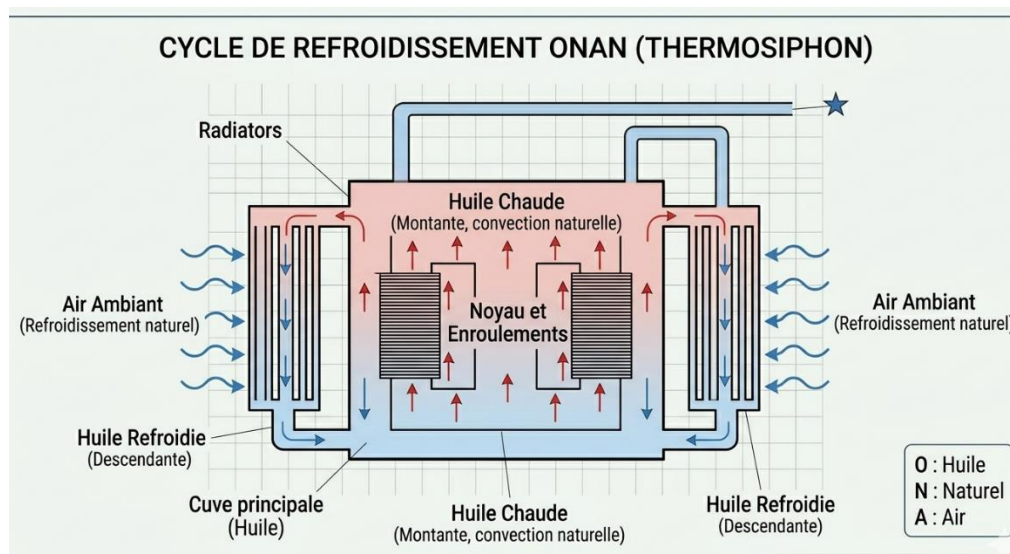


Figure 1.15 : schéma illustre le principe du thermosiphon

1.8.4 Refroidissement des transformateurs de puissance (ONAF, OFAF)

Pour les puissances plus élevées, la convection naturelle ne suffit plus. On utilise des systèmes forcés :

- **Mode ONAF (Oil Natural Air Forced) :** On ajoute des ventilateurs sur les radiateurs pour accélérer l'échange thermique avec l'air extérieur. Cela peut augmenter la capacité du transformateur de 25% à 30%.
- **Mode OFAF (Oil Forced Air Forced) :** En plus des ventilateurs, on installe des pompes pour accélérer la circulation de l'huile à l'intérieur du circuit. Ce système est compact et très efficace pour les très grandes puissances.[57]

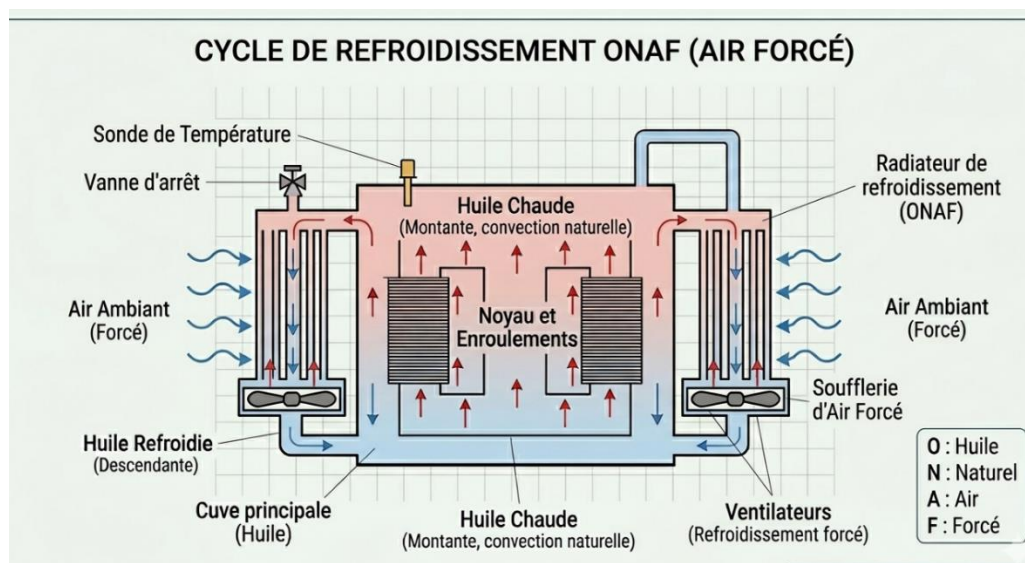


Figure 1.16 : schéma qui montre des ventilateurs ajoutés sous les radiateurs pour pulser l'air et accélérer considérablement le refroidissement

1.8.5 Refroidissement à sec (Transformateurs de type sec)

Dans les bâtiments ou les milieux à risque d'incendie, on utilise des transformateurs sans huile (enrobés de résine).

- **Mode AN (Air Natural) :** Le refroidissement se fait uniquement par convection naturelle de l'air autour des bobinages.
- **Mode AF (Air Forced) :** Des ventilateurs pulsent de l'air directement sur les enroulements pour augmenter la puissance disponible de manière temporaire ou permanente.[55]
- **Importance du refroidissement sur la durée de vie**

La règle d'or d'Arrhenius indique que pour chaque augmentation de **6°C à 8°C** au-dessus de la température de fonctionnement nominale, la durée de vie de l'isolation du transformateur est réduite de moitié. Un système de refroidissement efficace est donc le garant de la longévité de l'investissement.[59]

Tableau 1.2: Tableau Récapitulatif des Systèmes de Refroidissement [60]

Code CEI	Fluide Int./Ext.	Circulation Int./Ext.	Type de Transformateur	Plage de Puissance Typique	Avantages	Inconvénients
AN	Air / Air	Naturelle / Naturelle	Sec (Résine enrobée)	< 2,5 MVA (Distribution)	Simplicité, sécurité incendie accrue, maintenance réduite.	Puissance limitée, sensible à la poussière.
AF	Air / Air	Naturelle / Forcée	Sec (Résine enrobée)	Jusqu'à 15 MVA (ou surcharge temp.)	Augmente la puissance disponible (+25-40%) de manière simple.	Bruit des ventilateurs, maintenance des moteurs.
ONAN	Huile / Air	Naturelle / Naturelle	Immersé (Minérale)	< 31,5 MVA (Distribution)	Haute fiabilité, pas de pièces mobiles, coût initial bas.	Dimensions des radiateurs importantes, moins performant.
ONAF	Huile / Air	Naturelle / Forcée	Immersé (Minérale)	31,5 à 100 MVA	Gain de puissance significatif	Bruit, maintenance des

Code CEI	Fluide Int./Ext.	Circulation Int./Ext.	Type de Transformateur	Plage de Puissance Typique	Avantages	Inconvénients
					(+30%), plus compact.	ventilateurs, consommation aux.
OFAF	Huile / Air	Forcée / Forcée	Immersé (Très Gde P)	> 100 MVA (Transport)	Système très puissant, compact, excellente évacuation.	Complexité, dépendance aux pompes, coût d'exploitation.
OFWF	Huile / Eau	Forcée / Forcée	Immersé (Usinage, Marine)	Très Gde P ou milieu confiné	Refroidissement le plus efficace, très compact.	Complexité extrême, risque de fuite d'eau dans l'huile.

1.9 Domaines d'application

Le transformateur électrique est un composant omniprésent dans l'infrastructure technologique moderne. Son champ d'application s'étend des réseaux de transport de très haute tension jusqu'aux circuits miniatures des appareils électroniques domestiques.

1.9.1 Réseaux électriques (Transport et Distribution)

C'est l'application la plus critique. Les transformateurs **élevateurs** sont utilisés à la sortie des centrales électriques pour augmenter la tension (jusqu'à 400 kV ou plus), ce qui permet de transporter l'énergie sur de longues distances en réduisant les pertes par effet Joule. À l'inverse, les transformateurs **abaisseurs** de distribution (postes sources et transformateurs de quartier) ramènent la tension à des niveaux utilisables par les clients industriels (HTA) et résidentiels (BT, 230V/400V).[61]

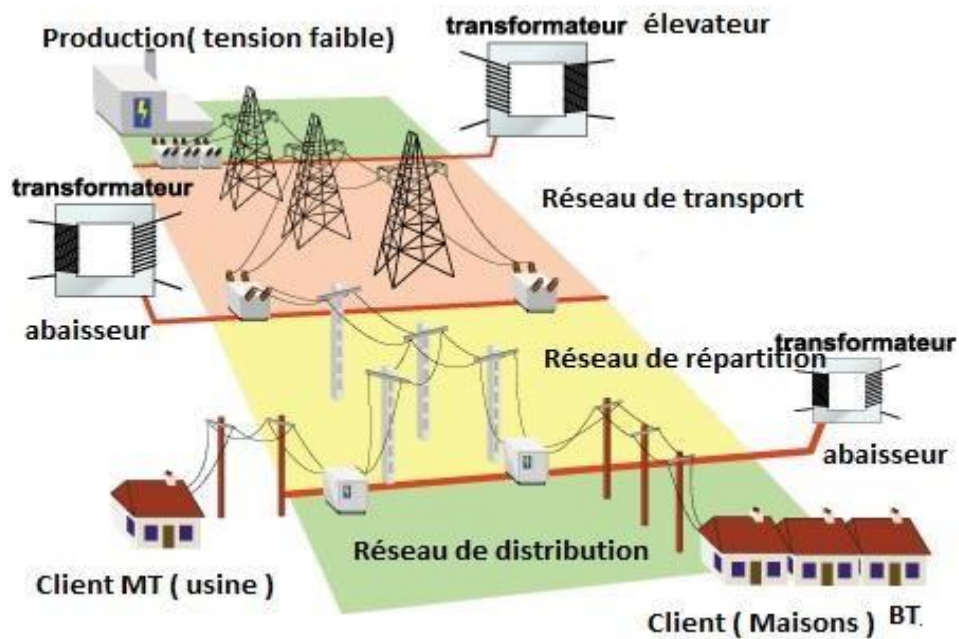


Figure 1.17 : Schéma du modèle général de réseau électrique

1.9.2 Applications industrielles

Dans l'industrie, les transformateurs répondent à des besoins spécifiques de puissance et d'isolement. Ils sont utilisés pour l'alimentation des fours à arc électrique (très forts courants), le démarrage des gros moteurs synchrones, ou encore pour l'isolation galvanique des circuits de commande afin de protéger les équipements sensibles et les opérateurs contre les défauts de terre.[62]



Figure 1.18 : un transformateur de grande puissance dans un poste électrique extérieur

1.9.3 Appareils et équipements électroniques

À l'échelle microscopique, les transformateurs d'impulsions et les transformateurs de mesure sont intégrés dans les alimentations à découpage (SMPS) des ordinateurs et téléphones. Ils assurent non seulement l'adaptation de la tension mais aussi une barrière de sécurité indispensable entre le secteur haute tension et l'utilisateur.[63]



Figure 1.19 : Petit transformateur planaire électronique PCB

Tableau 3 : l'usage des transformateurs selon le secteur d'activité

Secteur d'activité	Type de transformateur utilisé	Rôle principal
Production d'énergie	Transformateur élévateur (TP)	Augmenter la tension pour limiter les pertes en ligne.
Transport / HT	Autotransformateur	Interconnexion entre réseaux de très haute tension.
Distribution / BT	Transformateur de poteau ou cabine	Abaissier la tension pour l'utilisateur final (230V/400V).
Industrie Lourde	Transformateur de redresseur / Four	Fournir des courants très élevés (plusieurs kA).
Bâtiment Tertiaire	Transformateur de type sec (Résine)	Sécurité incendie et distribution intérieure.
Électronique	Transformateur de signal / Flyback	Adaptation de tension DC et isolation des circuits.
Mesure & Protection	TI (Courant) et TP (Tension)	Réduire les grandeurs pour les appareils de mesure.

1.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les concepts fondamentaux relatifs aux transformateurs électriques, éléments indispensables des réseaux de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Après avoir étudié leur rôle et leur importance dans l'adaptation des niveaux de tension, nous avons détaillé leur principe de fonctionnement basé sur l'induction électromagnétique ainsi que leur constitution interne. Les différents types de transformateurs, les systèmes d'isolation, les mécanismes de refroidissement et les critères de performance ont également été analysés. Enfin, les principaux domaines d'application ont été présentés afin de mettre en évidence la diversité de leurs utilisations. Cette étude constitue une base théorique essentielle pour comprendre les phénomènes de vieillissement, les mécanismes de dégradation et les techniques de diagnostic des transformateurs, qui seront abordés dans les chapitres suivants. Après avoir vu les bases sur le transformateur dans le premier chapitre, nous allons maintenant étudier ce qui peut perturber son fonctionnement. Le deuxième chapitre est donc dédié aux différents défauts qui touchent cet appareil et aux anciennes méthodes utilisées pour les diagnostiquer. Enfin, nous verrons comment l'intelligence artificielle s'impose aujourd'hui comme une solution moderne et intelligente pour améliorer ce diagnostic.

Chapitre 02 : Diagnostic des transformateurs de puissance

2.1 Introduction

Le diagnostic des transformateurs de puissance est crucial pour la fiabilité des réseaux Electriques. Parmi les méthodes classiques, l'analyse des gaz dissous (AGD) permet de détecter les défauts internes, mais elle présente des limites telles que des interprétations ambiguës et une dépendance à l'expertise humaine. L'intelligence artificielle (IA) offre une solution prometteuse pour améliorer la précision du diagnostic tout en réduisant la subjectivité. Étant donné le coût élevé des transformateurs, une surveillance proactive via l'AGD est économiquement avantageuse, permettant une maintenance optimale. Ce chapitre explore les principales méthodes de diagnostic des isolants de transformateurs, en mettant en lumière l'apport de l'IA dans l'analyse des données [64].

2.2 Concepts fondamentaux du diagnostic industriel

2.2.1 Définition de diagnostic

Le mot diagnostic peut avoir plusieurs interprétations selon le contexte et le domaine d'application. Et le diagnostic dans les procédés industriels est détermination du type, de la taille, de la localisation et de l'instant d'occurrence d'un défaut. Fonction qui suit la détection et inclut les fonctions de localisation et d'indentification.

Le diagnostic des défaillances, s'il est réalisé avec efficacité et s'il permet de détecter de façon précoce une dégradation, représente un des moyens pour contribuer à l'amélioration de productivité.[65]

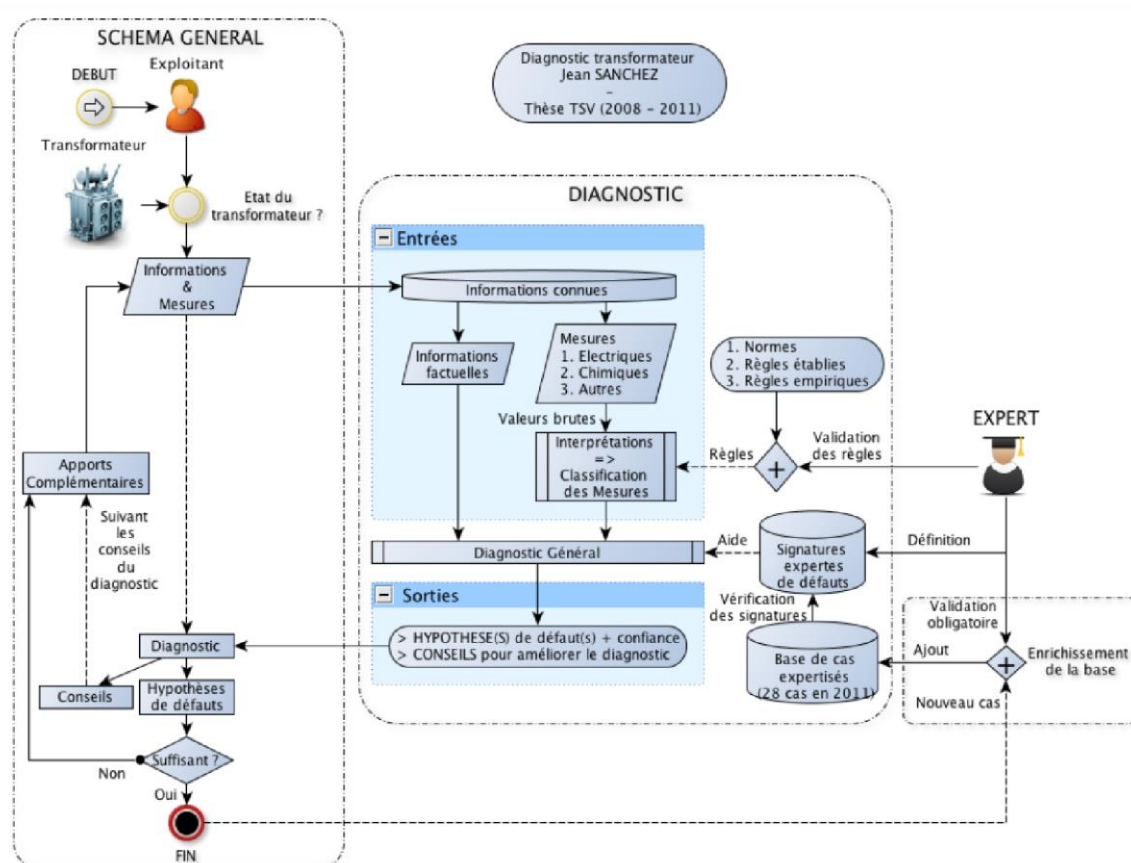


Figure 2.1 : Principe général du processus de diagnostic [source (SANCHEZ, 2011)]

2.2.2 Terminologie relative au diagnostic

- **Défaut (panne, défaillance) :** évènement engendrant une modification du fonctionnement du procédé. L'état ne correspond plus à un fonctionnement normal. Le système n'est plus apte à assurer totalement sa fonction.
- **Disponibilité :** faculté d'un matériel ou d'un système à pouvoir fonctionner chaque fois que cela est nécessaire, chaque fois qu'on le sollicite, c'est-à-dire que l'on assure une fiabilité totale pendant les phases de fonctionnement. La disponibilité nécessite des opérations de maintenance préventive afin de prévenir tout vieillissement ou défaillance.
- **Fiabilité :** capacité d'un système à fonctionner pendant un certain temps sans panne ; elle se caractérise par le temps moyen de bon fonctionnement.
- **Sécurité :** ce terme regroupe les notions de disponibilité, fiabilité, maintenabilité et sécurité du système. Elle caractérise la confiance que l'on peut apporter au fonctionnement.
- **Surveillance :** ensemble de fonctions s'exécutant en temps réel ayant pour but de reconstituer l'état réel du procédé au sein des modèles utilisés par le système de conduite du procédé. Elle consiste à l'enregistrement de l'information ainsi qu'à la reconnaissance et l'indication des comportements anormaux.
- **Supervision :** représente la surveillance d'un système physique et la prise de décisions appropriées en vue de maintenir son opération face à des défaillances.
- **Perturbation :** signal d'entrée non contrôlé dont la présence est non souhaitable mais considérée comme normale.
- **Symptôme :** changement d'une quantité observable par rapport à un comportement normal.
- **Dysfonctionnement :** exécution d'une fonction du système au cours de laquelle le service rendu n'est pas délivré ou il est délivré de manière incomplète.
- **Maintenance-maintenabilité :** la maintenance est définie comme étant « toutes les activités destinées à maintenir ou à rétablir un bien dans un état ou dans des conditions données de sûreté de fonctionnement, pour accomplir une fonction requise. Ces activités sont une combinaison d'activités techniques, administratives et de management ». Maintenir, c'est donc effectuer des opérations (dépannage, graissage, visite, réparation, amélioration...etc.) qui permettent de conserver le potentiel du matériel, pour assurer la continuité et la qualité de la production. Bien maintenir, c'est assurer ces opérations pour que le coût global soit optimum.

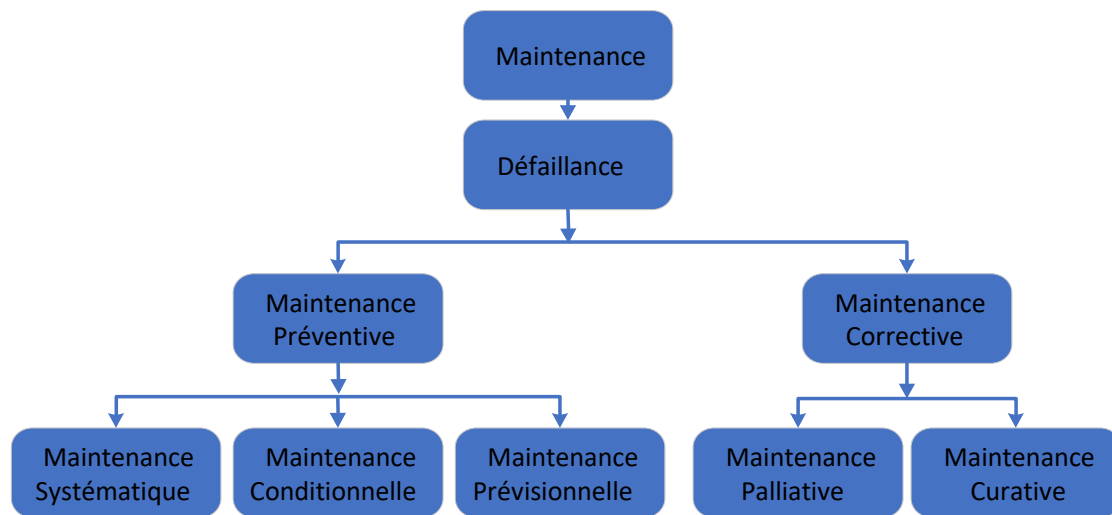


Figure 2.2. Diagramme des différents concepts de maintenance

2.3 Maintenance des transformateurs de puissance

2.3.1 Maintenance corrective

Intervient après la détection et la localisation d'un défaut.

2.3.2 Maintenance préventive

Maintenance effectuée dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un bien ou la dégradation d'un service rendu. C'est une intervention de maintenance prévue, préparée et programmée avant la date probable d'apparition d'une défaillance. [66]

2.3.3 Importance du diagnostic dans la maintenance des transformateurs :

Le diagnostic est essentiel pour assurer la fiabilité et la disponibilité des transformateurs, qui sont des équipements stratégiques dans les réseaux électriques.

Le diagnostic est crucial pour éviter les indisponibilités imprévues des transformateurs, qui peuvent avoir de lourdes conséquences sur la continuité de l'alimentation électrique.

Un diagnostic précoce des défauts peut aider à prévenir les pannes catastrophiques et à prolonger la durée de vie des transformateurs.

Les résultats du diagnostic guident les actions de maintenance à entreprendre en juste à temps pour maintenir les transformateurs en bon état de fonctionnement. [67]

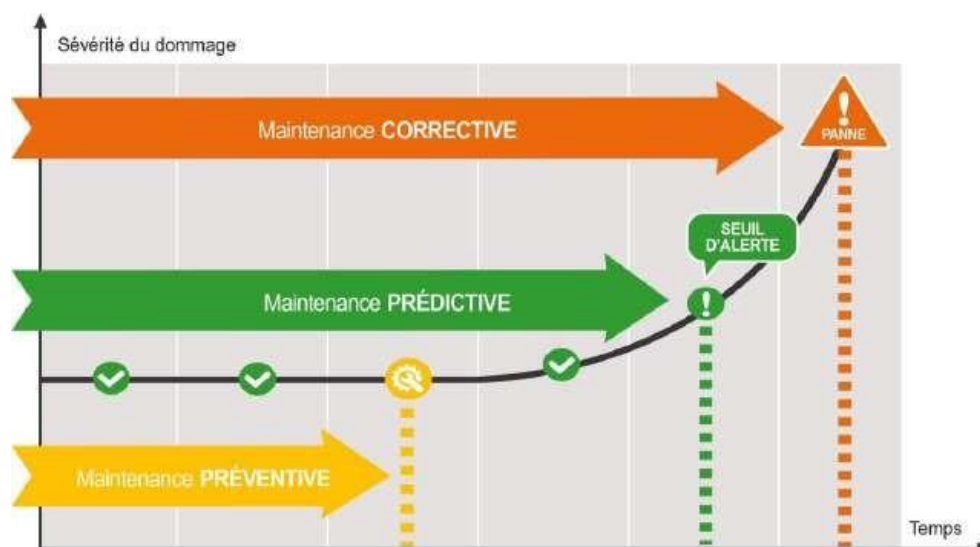


Figure 2.3 : Anticipation de la défaillance et intervention en juste à temps

2.4 Défauts et défaillances dans les transformateurs de puissance

Les transformateurs sont conçus pour supporter les contraintes de fonctionnement prévues par les normes, conformément aux normes en vigueur, certaines contraintes pourraient être à l'origine des dysfonctionnements qui impacteraient non seulement les performances, mais aussi la durée de vie des transformateurs, avant de présenter les différentes contraintes auxquelles les transformateurs peuvent être soumis, les défauts et défaillances qui peuvent s'en suivre, donnons quelques définitions [68].

- a) Contrainte :** Une contrainte est une obligation à respecter qui valide le bon fonctionnement d'un dispositif, elle peut être évaluée par une valeur seuil à respecter.
- b) Défaut :** Un défaut est une modification accidentelle affectant un fonctionnement normal d'un dispositif, il peut s'observer par des symptômes qui sont des signes qui révèlent leur état (nature).
- c) Défaillance :** Caractéristique d'un dispositif qui ne remplit plus avec l'efficacité prescrite, une partie ou la totalité de ses fonctions ou rôles, elle se matérialise donc par une rupture de service, conséquence d'un ou plusieurs défauts.

2.4.1 Contraintes de fonctionnement

En fonctionnement normal ou lors d'un défaut, les transformateurs sont soumis à des contraintes électriques, mécaniques, thermiques et environnementales.

- **Contraintes électriques :** Les transformateurs doivent résister aux tensions de fonctionnement mais aussi aux tensions de chocs comme celles de la foudre ou des surtensions de manœuvres.

Toute sa partie interne notamment l'isolation diélectrique est donc soumise à des champs électriques qui peuvent induire des défauts.

- **Contraintes thermiques** : Pendant l'exploitation du transformateur, des pertes internes provoquées par des courants de charges, qui augmentent sa température, sont enregistrées, les hautes températures provoquent l'accélération de la dégradation des matériaux isolants ;
- **Contraintes mécaniques** : On peut citer le transport d'un site à un autre, les tremblements de terre ou les défauts de court-circuit qui mettent à l'épreuve la structure du transformateur.
- **Contraintes environnementales** : Les conditions atmosphériques, la foudre, la poussière sont autant de situations qui peuvent altérer le bon fonctionnement du transformateur [69].

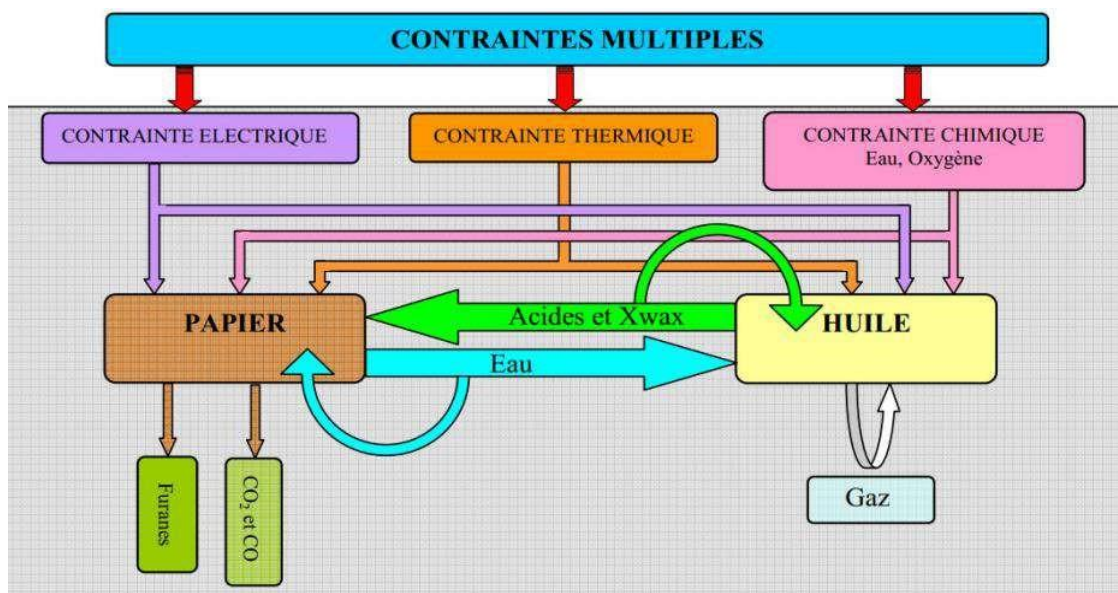


Figure 2.4 : Interaction entre les différentes contraintes dans le système d'isolation du transformateur

2.4.2 Défauts externes

Surviennent sur les dispositifs en liaison directe avec le transformateur. Généralement, des protections sont prévues pour éviter l'endommagement des TPs. Les défauts externes sont :

- Les surtensions de foudre et des surexcitations causées par les manœuvres sur les lignes et les générateurs
- Les court-circuit sur les lignes ou entre ligne et terre.

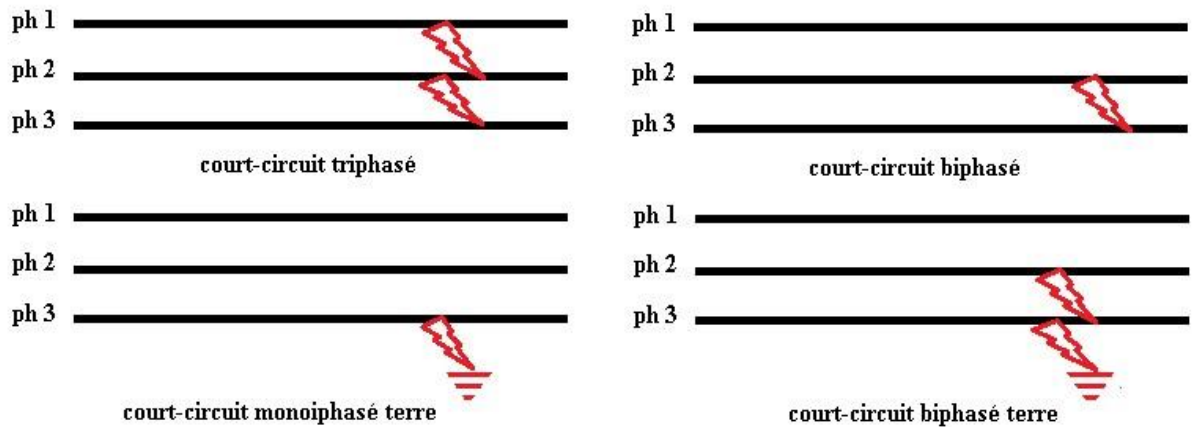


Figure 2.5: types de court-circuit.

- Les surcharges, relatives à la sollicitation du transformateur
- Les surtensions transitoires créent par des conditions atmosphériques particulières (exemple séisme).
- Les défauts du système externe de refroidissement

2.4.3 Défauts internes

S'observent sur les composantes du transformateur, qui pour la plupart nécessite une analyse particulière afin d'être détectée. On peut citer :

- **Les points chauds** : échauffement anormal observé sur les dispositifs actifs du transformateur, ils se trouvent généralement sur les régleurs ;



Figure 2.6 : Point chaud sur le sélecteur d'un régleur en charge

- **Les courts-circuits internes** : entre spires, entre enroulements ou entre enroulements et noyau magnétique ou cuve.



Figure 2.7: Court-circuit entre spires

- **Les fuites d'huile** : Le transformateur possède de nombreux joints en caoutchouc, typiquement en bas de cuve, à la base des bornes, aux raccords de la réfrigération. Dans le temps, ces joints peuvent se dégrader, se durcir, et provoquer des fuites.



Figure 2.8: Fuite d'huile de transformateur

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

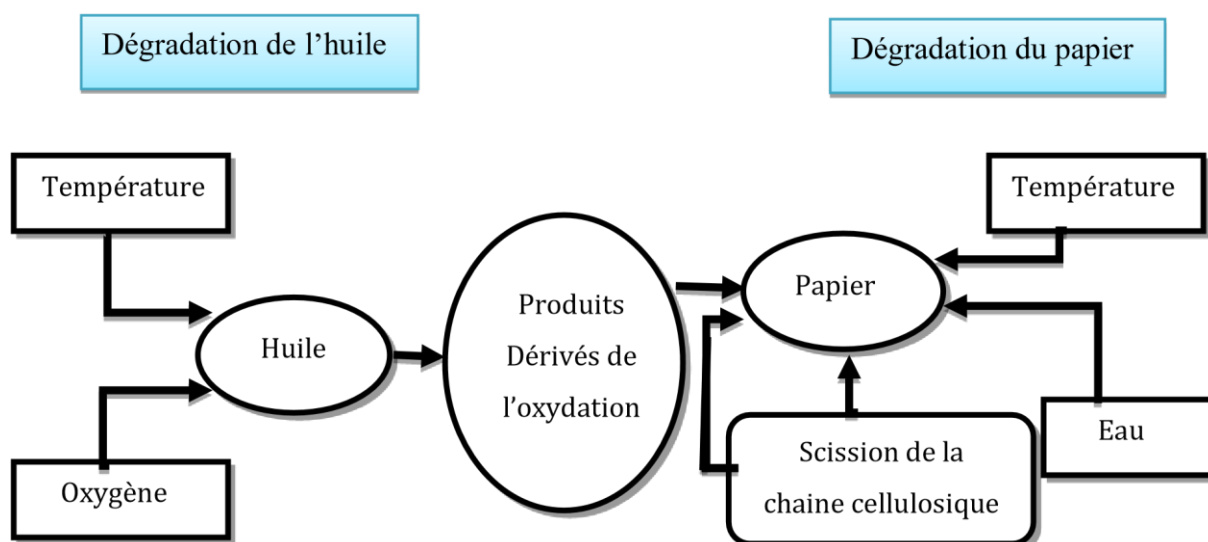


Figure 2.9: Schéma mécanisme de la dégradation huile/papier

- **Les traversées (Bushings) et les bornes.**
- **Défauts de conception et de fabrication. [70]**

Tableau 2.1: Défauts associés aux contraintes, leurs causes et les éléments concernés

Causes	Contraintes	Défauts	Symptômes	Eléments concernés
- Chocs de foudre - Coupure brutale d'une ligne	Diélectriques et surtensions	-Amorçages de pièces sous tension ; -Défauts d'isole- ments	Dégradation vi- suelle de l'isolant entre spires	-Papier -Huile -Traversées -Enroulements
- Court-circuit ; - Mise sous tension des Tps ; - Démarrage des moteurs.	Electrodynamiques et surintensités	-Déformation des enroulements ; -Dégradation des isolants solides.	-Echauffements des enroulements -Chute de tension aux secondaires	-Enroulement -Papier
- Surcharges	Electriques	-Connexion entre cuivre des enroule- ments et connexion internes ; -Connexion au ni- veau des changeurs de prises.	-Formation des points chauds -Echauffement	-Changeurs de prises, -Enroulements -Traversées.

- Pertes joules - Surcharges ; - Pro- blèmes de refroidis- sement ; - Contraintes élec- tromagnétiques et courant de Foucault	Thermiques	Vieillessement	-Point chaud -Echauffements des enroulements	-Papier ; -Huile
-Transport des trans- formateurs ; - Tremblements de terre ; -Vibrations	Mécaniques	-Dégradation des isolants interne ; -Fuites des joints.	-Mauvais aligne- ments des ré- gleurs de prises -Fuites des joints	-Régleur de prises -Joints -Isolants in- ternes

2.4.4 Défaillances des transformateurs

La défaillance d'un transformateur peut être considérée comme un événement non désiré qui se produit, entraînant ainsi la rupture de service d'une ou de plusieurs fonctions du transformateur.

C'est donc, d'après la référence [71], la fin de la capacité d'un transformateur à exécuter sa fonction spécifiée. Dans l'étude de la fiabilité du transformateur de puissance, il est souvent difficile de distinguer les défaillances majeures et mineures. Par conséquent, les termes suivants sont donnés:

- **Défaillance avec arrêt forcé :** C'est la défaillance d'un transformateur qui nécessite un retrait immédiat du service. Ceci est réalisé soit automatiquement, soit dès que les opérations de commutation peuvent être effectuées.
- **Défaillance avec arrêt programmé :** C'est la défaillance pour lequel un transformateur a été délibérément mis hors service à un moment choisi par l'action de l'opérateur.
- **Analyse de la défaillance :** C'est un examen logique et systématique d'un élément ou de son diagramme pour identifier et analyser la probabilité, les causes et les conséquences d'une défaillance potentielle et réelle.
- **Cause de défaillance :** Ce sont les circonstances pendant la conception, la fabrication ou l'utilisation qui ont entraînées une défaillance.
- **Mode de défaillance :** C'est la manière dont la défaillance se produit. Les modes de défaillance généralement classés comme électriques, mécaniques, thermiques ou par contamination.

Le transformateur étant un système complexe, constitué d'un ensemble de composantes ; la défaillance de certaines composantes va entraîner celle du transformateur. Soumis à des contraintes d'exploitation, les défaillances pouvant survenir sont multiples. Plusieurs études ont été faites sur la fiabilité du transformateur [72], [73].

2.5 Techniques de diagnostic

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

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

2.5.1 Techniques traditionnelles (Analyse d'huile)

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

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

L'huile est un fluide qui pénètre dans toutes les parties internes du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection à travers la cuve du transformateur [74].

La connaissance de l'état de l'huile et des gaz qui peuvent être dilués dans ce dernier est d'une importance fondamentale pour assurer un bon fonctionnement des transformateurs, il est par conséquent nécessaire d'effectuer une vérification régulière de l'état de l'huile [75].

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

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

2.5.1.1 Analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants [76]

➤ Aspect et couleur

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide [77].

La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle a une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service [77]. Elle renseigne également sur la dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie [76].

➤ La viscosité

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide [78]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes [79].

➤ L'acidité (indice de neutralisation)

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

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

➤ **Teneur en eau (mg / kg)**

Ce paramètre permet de déterminer s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la présence d'eau conduit à une perte de la capacité diélectrique de l'huile. La présence d'humidité dans l'eau permet aussi de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière [76].

➤ **La teneur en soufre**

L'huile peut contenir des traces de soufres, soit sous forme de soufre libre, soit sous forme de composés sulfurés, leur formation conduit à des défaillances dans l'isolement cellulosique [80].

Le dérivé de soufre est diffusé à travers le papier et attaque sélectivement le cuivre en formant le Cu_2S , Ceci apporte par conséquent une augmentation de la probabilité de défaillance par manque d'isolement dans le transformateur [75].

➤ **Facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$)**

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

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

Le facteur de dissipation diélectrique « $\tan \delta$ » est la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et ce courant de fuite (l'angle des pertes) [77]. Il permet de déterminer précisément l'état physico-chimique dans son rôle premier est de connaître le degré de contamination des l'huile isolante par la présence d'impuretés et de produits polaires; c'est un paramètre très significatif pour la conductibilité du diélectrique car plus le facteur de dissipation est grand moins l'huile est isolante [76].

➤ **Tension de claquage (kV)**

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service. Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre [75].

➤ Analyse de particules

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

Les principales sources de particules dans les transformateurs sont la poussière, les fibres de cellulose et la saleté résiduelle. Il est possible de trouver aussi des particules de fer, de cuivre et d'autres métaux. Pour déterminer ces sources de génération il est important d'identifier ces particules [75].

2.5.1.2 Analyse des furanes

La dégradation des matériaux cellulotiques constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation des dérivées furaniques ; leurs présences dans les huiles du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier [76].

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

L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire [75].

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

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

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

2.5.1.3 Analyse des gaz dissous (AGD)

L'analyse des gaz dissous (en anglais Dissolved Gas Analysis DGA), introduite depuis plus de quarante ans, est l'une des techniques les plus utilisées pour le diagnostic des transformateurs grâce au fait qu'elle est non destructive et qu'elle peut être utilisée pour la surveillance en temps réel. Pour effectuer une analyse, cette technique n'exige qu'une petite quantité de l'huile isolante et ne demande pas une interruption de service du transformateur. Les gaz dissous dans les huiles isolantes sont généralement le résultat de la détérioration des systèmes d'isolation (papier et huile) causée par les décharges, les arcs électriques, la surchauffe et le claquage du papier. Les principaux gaz produits sont le méthane (CH₄), l'éthane (C₂H₆), l'éthylène (C₂H₄), l'acétylène (C₂H₂) l'hydrogène (H₂), le monoxyde et le dioxyde du carbone (CO,

CO₂). 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. Les résultats peuvent être comparés aux tests effectués auparavant, leur interprétation est toujours l'objet d'études des chercheurs à travers le monde. Des recherches extensives ont été entreprises pour analyser et interpréter la signification des gaz mesurés et plus particulièrement leurs taux[81]

- **Procédure d'analyse des gaz dissous dans l'huile**

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

a) Echantillonnage de l'huile

L'échantillonnage doit être réalisé avec une grande rigueur afin de préserver l'intégrité des gaz dissous et d'éviter toute contamination externe, la figure 2.10 présente un coffret de prélèvement d'huile du transformateur utilisé par SONELGAZ. La méthode par seringue est généralement privilégiée, car elle réduit considérablement les échanges avec l'air ambiant. Le prélèvement s'effectue au niveau d'une vanne dédiée, généralement située à la base du transformateur (figure 2.11), et doit refléter fidèlement l'état global de l'huile.

La procédure respecte les recommandations de la norme CEI 60567[82], incluant :

- Le nettoyage soigné du point de prélèvement,
- La purge préalable de plusieurs litres d'huile,
- Le remplissage progressif, sans formation de bulles, d'une seringue stérile via un dispositif hermétique.



Figure 2.10 : Kit de prélèvement d'échantillons d'huile isolante au laboratoire de Sonelgaz.

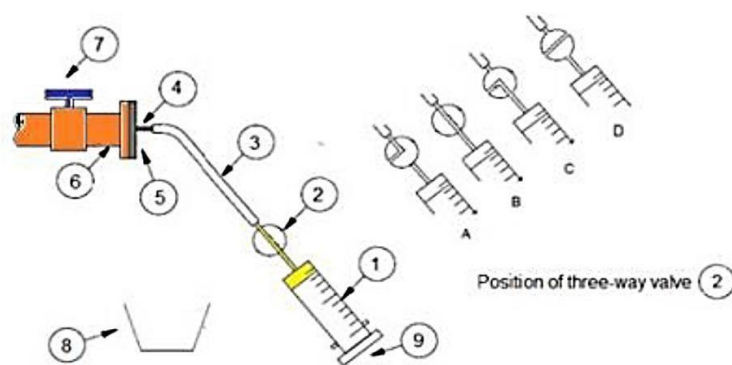


Figure 2.11 : Schéma de procédure de l'échantillonnage

(1- seringue, 2- soupape à trois voies, 3- tuyau, 4- buse, 5- adaptateur, 6- point de prélèvement, 7- vanne, 8- récipient à déchets, 9- piston).

b) Extraction des gaz de l'huile :

L'objectif de cette étape est de libérer les gaz dissous contenus dans l'huile afin de permettre leur analyse. Plusieurs techniques sont normalisées par [82] notamment :

- ✓ l'extraction sous vide,
- ✓ l'entraînement par gaz inerte,
- ✓ La méthode de l'espace de tête.

La méthode sous vide, couramment utilisée, repose sur la dépressurisation d'un système fermé. Après création du vide, l'huile est injectée à travers un septum dans une chambre mercure. Une variation de niveau permet alors de ramener les gaz libérés à pression atmosphérique[83,84], comme représenté dans la Figure 2.12.

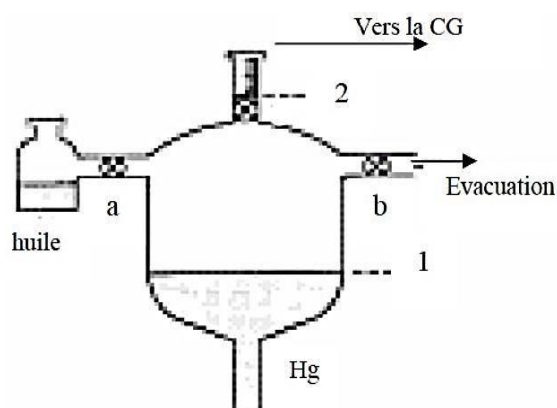


Figure 2.12 : Extraction sous vide .

c) Analyse des gaz extraits de l'huile

Une fois extraits, les gaz sont analysés par chromatographie en phase gazeuse (CPG), une méthode permettant de séparer, identifier et quantifier les composants gazeux selon leurs propriétés physico-chimiques[85]. L'appareil illustré dans la figure 2.13 se compose de plusieurs éléments (gaz vecteur, chambre d'injection, four, détecteur, enregistreur), assurant le traitement complet de l'échantillon. Le résultat présenté sous forme de chromatogramme (figure 2.14), permet de repérer des gaz indicateurs de défauts internes, bien que l'interprétation demeure probabiliste et nécessite un croisement avec d'autres techniques de diagnostic. [86]

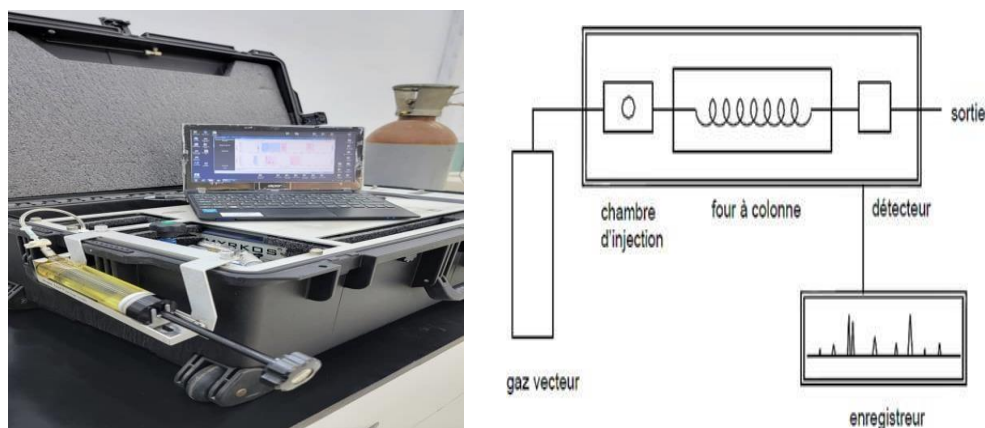


Figure 2.13 : Principaux composants d'un chromatographe à gaz.

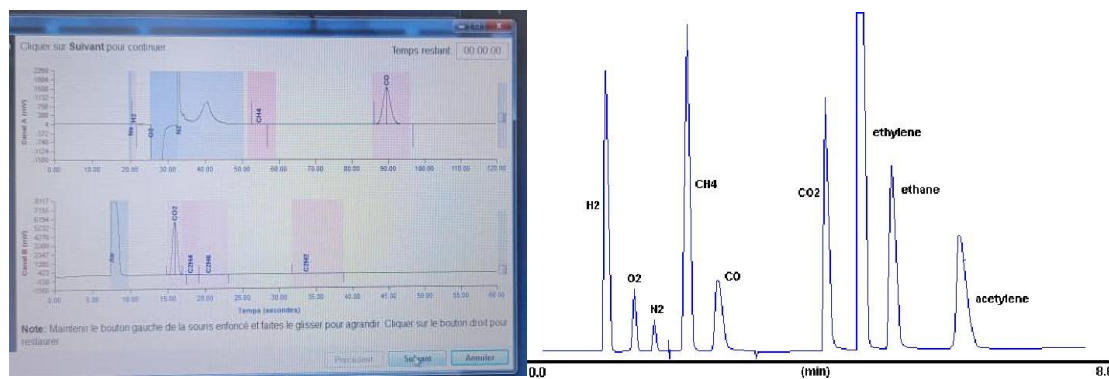


Figure 2.14 : Chromatogramme gazeux typique.

- **Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut**

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

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

- Détecter la présence d'anomalies dans les transformateurs dès leur premier stade d'apparition et de suivre leur évolution.
- D'avoir des hypothèses sur le type de défaut (arc, point chaud, décharge partielle, mauvaise connexion d'un contact) [76].

Cette technique de diagnostic est une des méthodes prédictives plus fiables et présente l'avantage de pouvoir être effectuée sans laisser le transformateur hors service.

La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur a été soumis (Tableau 2.2) [75].

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

Tableau 2.2 : Les gaz pour le diagnostic

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

	Azote	N2	Pour vérifier la prise d'échantillon.
	Oxygène	O2	

2.6 Méthodes d'interprétation d'analyse des gaz dissous

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connue dans l'industrie et plusieurs critères ont été établis. Les critères communs les plus connus sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI 60599 et triangle de Duval [87].

2.6.1 Méthode de Rogers

Rogers a développé cette méthode dans laquelle trois rapports de gaz sont employés (C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6) pour produire des codes basés sur des gammes des rapports comme montré dans le Tableau 2.3. La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau 2.3 [87].

Tableau 2.3 : Code de Rogers

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

Tableau 2.4: Interprétation de Rogers

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

2.6.2 Méthode de CEI 60599

Le critère CEI 60599 a été employé pour plusieurs décennies et une expérience considérable est accumulée dans le monde entier pour diagnostiquer les défauts naissant dans les transformateurs.

Les six grandes classes de défauts sont présentées sous forme d'une table d'interprétation ci-dessous (Tableau 2.5).

Tableau 2.5 : Interprétation de la CEI60599

Cas	Défaut typique	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
DP	Décharges partielles	NS	< 0,1	< 0,2
D1	Décharge de basse énergie	> 1	0,1 ÷ 0,5	> 1
D2	Décharge d'haute énergie	0,6 ÷ 2,5	0,1 ÷ 1	> 2
T1	Faute thermique, T < 300 °C	NS*	> 1 mais NS*	< 1
T2	Faute thermique, 300°C < T < 700°C	< 0,1	> 1	1 ÷ 4
T3	Faute thermique, T > 700°C	< 0,2**	>1	> 4

NS : non significatif quel que soit la valeur

Le Tableau 2.6 ci-dessous donne quelque défaut typique pour une recherche plus approfondie des causes de défauts ou de dégradation dans le transformateur.

Tableau 2.6 : Exemples des Défauts typique

Cas	Défaut Typique	Exemple
DP	Décharge partielle	Décharge dans les cavités gazeuses résultant d'une imprégnation incomplète, d'une forte humidité dans le papier,

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

2.6.3 Méthode de Doernenburg

Les quatre ratios utilisés dans cette méthode sont représentés dans le Tableau 2.7 suivant :

Tableau 2.7: Code pour les ratios de Doernenburg

Rapport de gaz		Type de gaz	Range	Code
A	CH ₄ /H ₂	Méthane/hydrogène	< 0,1	5

			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
B	C ₂ H ₆ /CH ₄	Ethane/méthane	< 1	0
			> 1	1
C	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Éthylène/Éthane	< 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
D	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	Acétylène/Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 3	2

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

- Défauts thermiques
- Décharge partielle
- Décharge par arc

Présenter dans le tableau d'interprétation suivant (Tableau 2.8) :

Tableau 2.8: Interprétation de Doernenburg

A	B	C	D	Caractéristiques de défaut
0	0	0	0	Sans défaut, vieillissement normal
5	0	0	0	Décharges partielles de basse énergie ; contrôler les niveaux de CO
0	0	0	1	Décharges partielles de haute énergie ; contrôler les niveaux de CO
0	0	1	>0	Décharges de basse énergie ; contournement sans puissance
0	0	2	>2	Décharges de basse énergie ; crépitement continu à potentiel flottant

0	0	1	0	Décharges de haute énergie ; arc électrique avec perforation de l'isolement et surchauffe des conducteurs
1	0	0	0	Défaut thermique de basse température : <150°C
>0	1	0	0	Défaut thermique de température moyenne : entre 100 et 200 °C
1	0	1	0	Défaut thermique de température moyenne : entre 150 et 300 °C. Surchauffe des conducteurs
>0	0	2	0	Défaut thermique de haute température : entre 300 et 700 °C. contacts défectueux, points chauds dans le noyau magnétique, courant de circulation dans le tonneau métallique, etc.

2.6.4 Triangle de Duval

Un point faible des techniques de ratios est qu'elles ne couvrent pas toutes les gammes des données et négligent souvent les données qui sont des rapports en dehors des seuils déterminées dans les tables. Duval a développé une représentation triangulaire pour dépasser ce problème [87].

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

Ces pourcentages seront tracés dans un triangle divisé en régions indiquant le type de défaut (Figure 2.15).

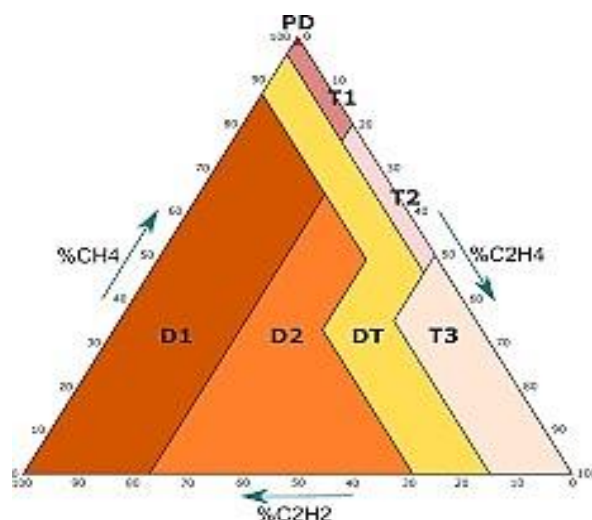


Figure 2.15 : Triangle du Duval

PD : Décharge partielle

D1 : Décharge de basse énergie

D2 : Décharge de haute énergie

T 1 : Faute thermique, $T < 300^\circ\text{C}$

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

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

DT : Mélange de fautes thermiques et électriques

2.7 Techniques Modernes

Il y a quelques outils de diagnostic qui sont relativement nouveaux dans le domaine du diagnostic, et ils n'ont pas encore été totalement introduits dans les compagnies d'électricité. Parmi ces techniques on trouve : mesure de décharges partielles ; mesure de réponse diélectrique ; analyse de la réponse en fréquence (FRA).....etc[88]

Ainsi, la disponibilité de vastes ensembles de données provenant de l'analyse des gaz dissous a incité les chercheurs à élaborer une approche alternative pour interpréter ces données, en se basant sur des techniques d'intelligence artificielle (IA).[89]

2.7.1 Intelligence artificielle

L'intelligence artificielle (IA) est un processus d'imitation de l'intelligence humaine qui repose sur la création et l'application d'algorithmes exécutés dans un environnement informatique dynamique. Son but est de permettre à des ordinateurs de penser et d'agir comme des êtres humains.

- a) Intelligence artificielle
- b) Le système expert (SE)
- c) La logique floue (LF)
- d) Les réseaux neurones (RNA) [90]

2.7.1.1 Système expert (SE)

Un système expert possède un nombre consistant d'avantages. Le point le plus important à noter est qu'un système expert n'est pas conçu pour remplacer l'ingénieur existant. C'est un outil professionnel qui devrait être utilisé en même temps pour réduire et raccourcir le temps émis pour interprétations et les erreurs de diagnostic.

Mais si on devait le définir on dirait qu'un système expert, est simplement un système lié à l'ordinateur établi par des experts dans un champ particulier pour aider à résoudre des problèmes complexes rapidement et efficacement. Dans le cas du transformateur de puissance, il y a beaucoup de diversités dans les systèmes experts qui utilisent différentes méthodes pour parvenir à la nature de défaut affectant le transformateur. [91]

Le principe est que les systèmes formalisés sont jusqu'à aujourd'hui basés sur une approche Objets Savoirs (WURTZ, 2008) essentielle, mais qui a aussi ses limites. Ces dernières étant au niveau des travaux relevant de l'expert qui, par son expérience, prendra des décisions que fondamentalement l'informatique ne pourra pas prendre sur :

1. la définition claire du système,
2. la critique de celui-ci. [92]

2.7.1.2 Logique floue (LF)

La logique floue est une description mathématique d'un processus basée sur la théorie des ensembles flous. Cette théorie introduite en 1965 par le professeur Lotfi Zadeh. A cette époque la théorie de la logique floue n'a pas été prise au sérieux. En effet, les ordinateurs, avec leur fonctionnement exact par tout ou rien (1 ou 0), on commence à se répandre sur une grande échelle. Par contre, la logique floue permettait de traiter des variables non exactes dont la valeur peut varier entre 1 et 0. Cette technique associe les notions de (sous-ensemble flou) et de «théorie des possibilités ». Il s'agit d'une approche calquée sur le raisonnement humain plutôt que sur des calculs rigides, pour des problèmes mal définis, l'être humain est irremplaçable. En effet, le mode de raisonnement en logique floue est plus intuitif que la logique classique. Il permet aux concepteurs de mieux appréhender les phénomènes naturels, imprécis et difficilement modélisables en s'appuyant sur la définition de règles et de fonctions d'appartenance à des ensembles dits « ensembles flous » [93].

Elément de Base de la logique floue :

-variable linguistique la description d'une certaine situation, d'un phénomène ou d'un procédé contient en général des qualificatifs flous tels que [94].

- peu, beaucoup, énormément,

- rarement, fréquemment, souvent,
- froid, tiède, chaud,
- Petit, moyen, grand.

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

2.7.1.3 Réseaux neurones artificiels (RNA)

Les réseaux de neurones artificiels constituent une alternative aux systèmes experts pour le traitement des alarmes. Déjà en 1993, l'étude bibliographique faisait état de nombreuses applications concernant la détection de défauts dans le domaine de l'énergie électrique. Leur principal avantage par rapport aux systèmes experts est de pouvoir modéliser des phénomènes complexes de manière implicite lorsque les relations intervenantes entre les différents paramètres d'un processus sont mal connues. [91]

2.7.2 Domaine d'application de l'intelligence artificielle

Personne ne peut ignorer que l'intelligence artificielle à dominer le monde et ce, dans plusieurs domaines, tels que:

- ❖ Domaine de la santé (les appareils médicaux pour les diabétiques, par exemple, alertent automatiquement quand il y a un risque).
- ❖ Domaine de l'industrie (l'internet des objets qui connecte les machines entre elles).
- ❖ Domaine de la sécurité (l'empreinte ou bien la reconnaissance faciale).
- ❖ Domaine du transport

2.7.3 Avantages et inconvénients de l'intelligence artificielle

L'intelligence artificielle à dominer le monde et constitue un élément crucial pour tous les progrès. Comme tout outil, elle présente des avantages et des inconvénients. Commençons par: [95]

Avantage :

- ❖ Rendre la vie plus facile.
- ❖ L'intelligence artificielle sauve les vies (dans le domaine de la santé).
- ❖ Digitalise le monde et facilite la communication entre les machines.
- ❖ Rend le monde très petit comme les réseaux sociaux.
- ❖ Minimise les coûts des mains d'œuvre dans les entreprises.

Inconvénients :

- ❖ Risque de sécurité.
- ❖ Risque de destruction de l'humanité.
- ❖ Automatisation des armes.
- ❖ Une violation de l'intimité

2.7.4 Apprentissage automatique**2.7.4.1 Définition :**

Le Machine Learning « ML » ou en français, apprentissage automatique, aussi appelé « analyse prédictive ».

Le Machine Learning est en effet ce qui donne de la valeur aux données. L'idée de base est de construire un modèle qui permet d'obtenir des prédictions, des diagnostics ou des recommandations à partir d'un jeu de données brutes, duquel les performances peuvent être évaluées en utilisant des méthodes de validation [96].

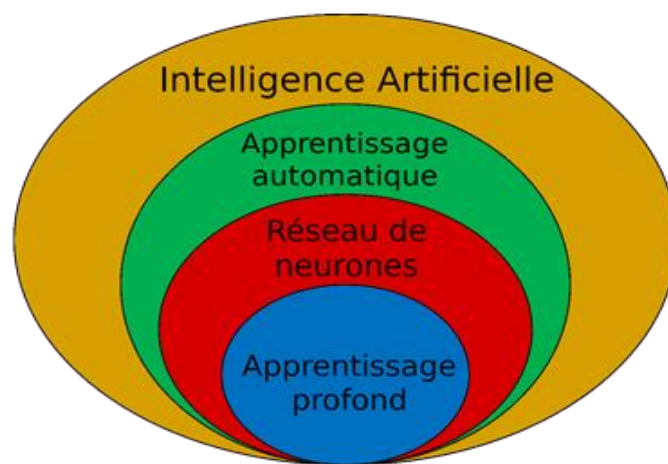


Figure 2.16: schema de décomposition du domaine de l'intelligence artificielle

2.7.4.2 Différence entre L'Intelligence Artificielle et Le Machine Learning

Si l'intelligence artificielle (IA) est un concept visant à simuler un ou des comportements humains. Et le machine Learning n'est qu'une méthode pour atteindre la création d'une intelligence artificielle. [97]

2.7.4.3 Classification des méthodes d'apprentissage automatique

Les scientifiques diffèrent dans la détermination des types d'algorithmes d'apprentissage automatique, mais ils peuvent être divisés en trois catégories en fonction de leur objectif et des données fournies. Les principales catégories sont les suivantes voir la Figure 2.17 : [98]

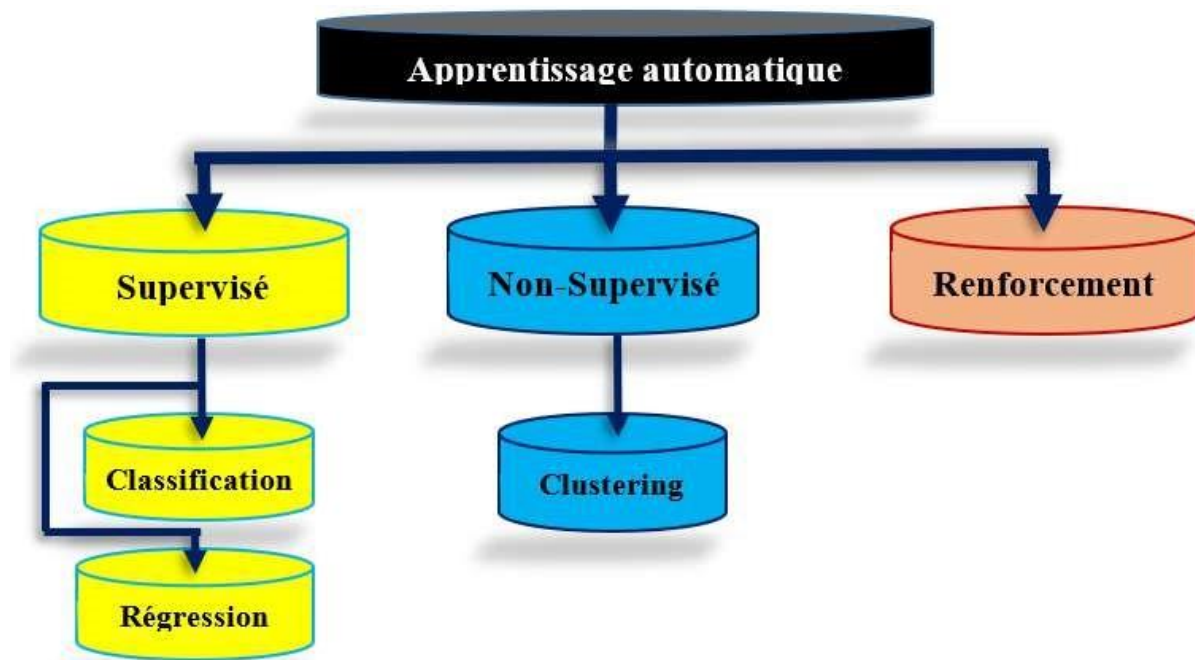


Figure 2.17: Catégories d'apprentissage automatique.

- **Apprentissage Supervisé**

L'apprentissage supervisé fait référence à une méthode d'entraînement des algorithmes d'apprentissage automatique qui s'appuie sur un jeu de données préexistant (appelé ensemble de données d'apprentissage) pour effectuer des prédictions. Ce jeu de données contient à la fois des données d'entrée et les résultats attendus. L'objectif principal de l'apprentissage supervisé est de développer un modèle capable de prédire correctement les résultats pour de nouvelles données, en se basant sur les informations fournies dans l'ensemble de données d'entraînement. Habituellement, un ensemble distinct de données, appelé ensemble de données de test, est utilisé pour évaluer et valider la performance du modèle ainsi créé.

Les algorithmes et les applications de la régression dans l'apprentissage supervisé :

- Les Algorithmes : Régression linéaire et logistique ; Les arbres de régression ; Les arbres de décision ; SVR (Support Vector regression) ou régression à vecteurs de support.
- Les Applications : Prévision ; Prédiction ; Optimisation de processus ; Génération d'insights.

-Il existe deux catégories différentes dans l'apprentissage supervisé : classification et régression.

-Classification : pour les valeurs de réponse catégorique, où les données peuvent être divisées en « classes » spécifiques. [88]

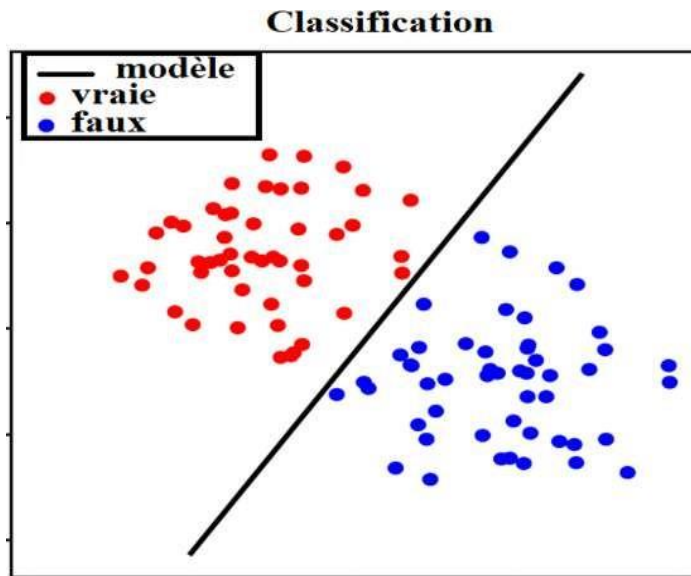


Figure 2.18: Classification dans l'apprentissage supervisé.

Régression : pour les valeurs de réponse continue (prédiction de la charge électrique). [88]

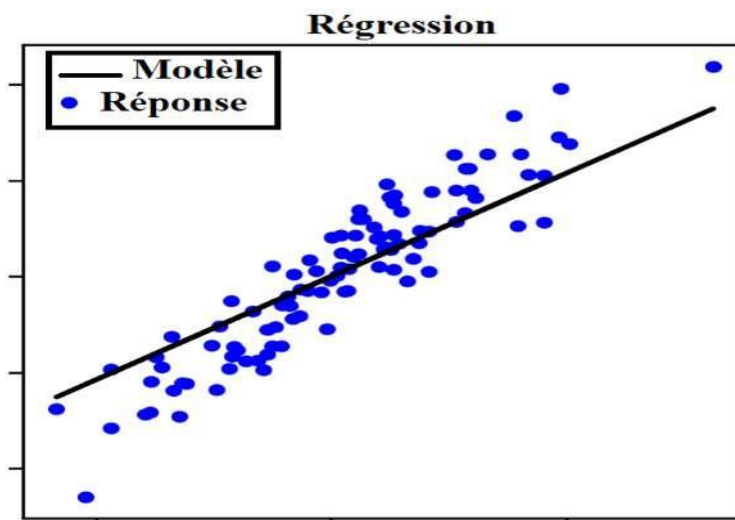


Figure 2.19: Régression dans l'apprentissage supervisé.

- **Apprentissage Non-Supervisé :**

L'apprentissage non supervisé est un type d'approche en apprentissage automatique utilisé pour déduire des informations à partir de jeux de données qui ne sont pas accompagnés de réponses catégorisées. La méthode la plus courante en apprentissage non supervisé est le partitionnement de données, également connu sous le nom de "clustering". Cette méthode est

utilisée pour explorer les données et identifier des modèles cachés ou des regroupements. Les clusters sont créés en se basant sur une mesure de similarité définie par des métriques telles que la distance euclidienne ou la distance probabiliste.

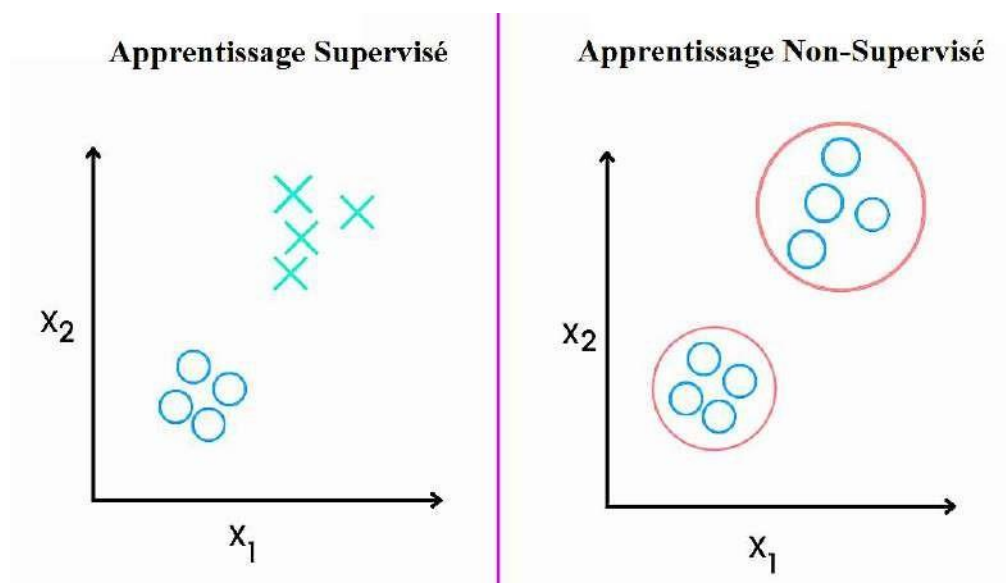


Figure 2.20 : La différence entre apprentissage supervisé et non-supervisé.

Les algorithmes et les applications dans l'apprentissage non-supervisé :

- Les Algorithmes : KMC (K-Means Clustering) ou K-moyenne ; Classification hiérarchique ; Modèles de distribution ; Analyses de composantes principales ; Analyse en composantes indépendantes.

-Les Applications : Segmentation de patientèle ; Customer segmentation ; Diagnostic.

• Apprentissage par renforcement :

L'apprentissage par renforcement est utilisé pour résoudre les problèmes de prise de décision (généralement une séquence de décisions), tels que la perception et le mouvement du robot, le joueur d'échecs automatique et la conduite automatique du véhicule. Cette catégorie d'apprentissage ne sera pas discutée plus avant dans cette thèse, et les lecteurs pourraient se référer pour plus de compréhension.[88]

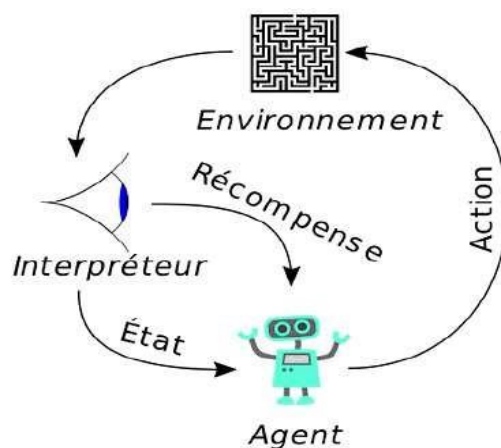


Figure 2.21 : Apprentissage par renforcement.

Les algorithmes et les applications dans l'apprentissage renforcement :

- Les Algorithmes : Q-Learning ou Q-apprentissage ; SARSA ; Processus décisionnels de Markov.
- Les Applications : Décision en temps réel ; Programmes d'apprentissages ; Acquisition de compétences.

2.8 Conclusion

Ce chapitre a présenté les principaux concepts liés au diagnostic des transformateurs de puissance. Après avoir décrit les différents défauts susceptibles d'affecter ces équipements ainsi que les techniques conventionnelles de diagnostic basées sur l'analyse de l'huile isolante et des gaz dissous, les principales méthodes d'interprétation telles que Rogers, Doernenburg, la norme CEI 60599 et le triangle de Duval ont été exposées. Les limites de ces approches conventionnelles ont ensuite motivé l'introduction des techniques d'intelligence artificielle et d'apprentissage automatique, qui offrent des performances prometteuses pour l'identification automatique des défauts. Le chapitre suivant sera consacré à la méthodologie proposée ainsi qu'aux modèles de classification utilisés pour le diagnostic des transformateurs à partir des données AGD.

Chapitre 3 :
Simulation et analyse des
performances des
algorithmes de classification
pour le diagnostic des
transformateurs

3.1 Introduction

Après avoir présenté les principes fondamentaux du fonctionnement des transformateurs électriques dans le premier chapitre, puis détaillé les types de défauts ainsi que les méthodes de classification et les bases de l'intelligence artificielle dans le deuxième chapitre, ce troisième chapitre est consacré à la phase expérimentale de notre étude.

L'objectif est de mettre en œuvre une approche de diagnostic préventif basée sur l'Analyse des Gaz Dissous (DGA), reconnue comme l'une des méthodes les plus fiables pour la détection précoce des anomalies internes.

À cet effet, nous avons utilisé l'environnement MATLAB ainsi que l'outil Classification Learner afin de concevoir un système de diagnostic automatisé. L'étude repose sur une base de données réelle composée d'échantillons d'états gazeux issus de transformateurs en service.

Un processus de prétraitement a été appliqué, comprenant le nettoyage des données et plusieurs techniques de normalisation, afin d'assurer la comparabilité des mesures et de réduire l'impact des valeurs aberrantes.

Cette étude vise à analyser l'impact de ces prétraitements sur les performances de différents classificateurs, en utilisant une validation croisée afin de garantir la robustesse statistique des résultats.

3.2 Matériels et méthodes

Le schéma ci-dessous illustre la méthode complète pour le diagnostic des transformateurs en utilisant l'analyse des gaz dissous (AGD) ainsi que l'intelligence artificielle, comme nous l'avons effectué dans notre étude grâce à la plateforme MATLAB.

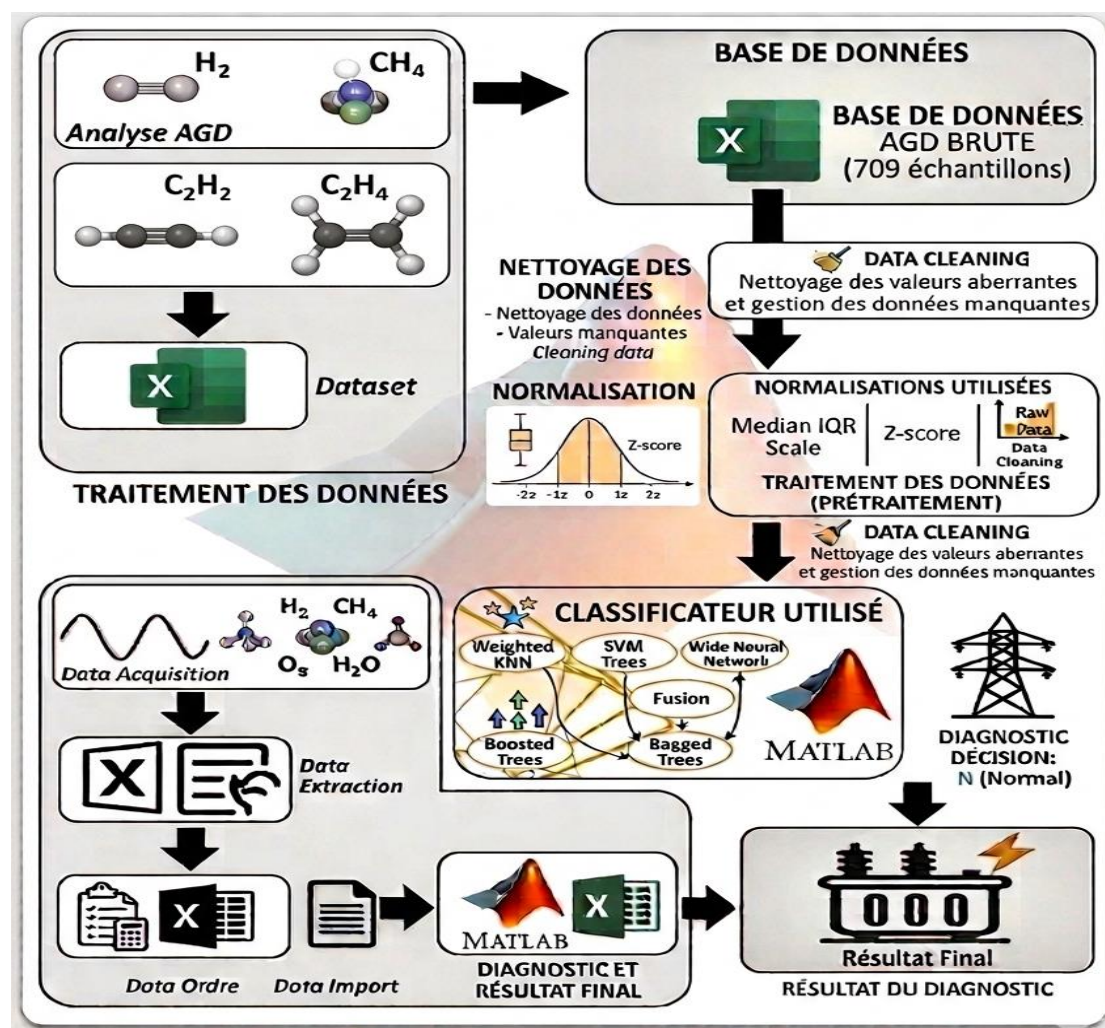


Figure 3.1 : Architecture globale du système de diagnostic intelligent basé sur les données AGD

3.2.1 Définition d'espace de travail « MATLAB »

Matlab est un langage de programmation scientifique orienté calcul numérique. Il permet par exemple la manipulation d'algorithmes, l'affichage de graphique ou encore la génération de matrices. Articulé autour du langage de script du même nom, il est doté d'un éditeur permettant d'exécuter des séquences de commandes encapsulées dans des fonctions. Il est conçu pour l'analyse de données, la visualisation de graphiques, la génération de matrice, le développement d'algorithmes ou le développement d'applications. Interopérables avec Python, C/C++, Java et Fortran, il est optimisé pour le calcul en parallèle. Ses principaux domaines d'application sont les sciences, l'ingénierie et l'économie. [99]

3.2.2 Description des données utilisées

L'étude s'appuie sur un ensemble de données réelles provenant de relevés effectués sur des transformateurs de puissance en service. Cette base est divisée en deux parties pour clarifier d'un côté les statistiques de l'échantillonnage et de l'autre les indicateurs chimiques utilisés.

a) Statistiques et répartition des données

La base de données est constituée de 709 échantillons au total. Chaque échantillon correspond à un cas pratique dont l'état a été vérifié sur le terrain. La répartition se présente comme suit :

- État global : Sur les 709 cas étudiés, 216 représentent des transformateurs en bon état (état normal) et 493 présentent des anomalies (état anormal).
- Types de défaillances : Parmi les cas anormaux, nous distinguons deux catégories principales de problèmes :
 - Défaits Thermiques (218 cas) : Liés à des échauffements excessifs dans l'appareil.
 - Défaits Électriques (275 cas) : Liés à des phénomènes comme les décharges électriques.

Tableau 3.1 : Forme et répartition des données

N°	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	Etat	Nbr	Défaut	Nbr
1	1084	188	769	166	8	A	493	E	275
2	24,3	15,76	6,4	5	29,8	A			
3	3090	5020	2540	38000	323	A			
4	144	1672	143	669	3394	A		T	218
5	6	2990	67	26076	29990	A			
6	290	1560	8	820	231	A	216	N	216
7	200	50	30	200	50	N			
8	3	6	1	3	8	N			
9	20	30	2	4	25	N			

b) Indicateurs chimiques (Gaz dissous)

Pour établir le diagnostic de chaque transformateur, nous analysons la présence et la concentration de quatre gaz clés extraits de l'huile isolante. Chaque gaz est un "symptôme" spécifique :

- L'Hydrogène (H₂) : Sa présence indique souvent des décharges électriques internes.
- Le Méthane (CH₄) : Il est le signe de montées en température modérées.

- L'Éthylène (C_2H_4) : Ce gaz apparaît lors de fortes surchauffes thermiques.
- L'Acétylène (C_2H_2) : C'est le gaz le plus critique, signalant la présence d'arcs électriques puissants.

La base de données initiale utilisée pour cette simulation est constituée de 709 échantillons réels de gaz dissous prélevés directement sur des transformateurs en service. L'analyse brute de ces données révèle une distribution contrastée : 216 échantillons correspondent à un état normal, tandis que 493 présentent des anomalies, réparties entre défauts thermiques (218 cas) et défauts électriques (275 cas).

Cependant, l'examen de la dispersion de ces données brutes (illustré par la Figure 3.2) met en évidence un chevauchement important et une forte concentration des points près de l'origine, rendant la séparation directe des classes extrêmement complexe. De plus, ces données brutes issues du terrain contiennent des valeurs aberrantes et de grandes disparités d'échelles entre les concentrations de gaz chimiques (tels que l'hydrogène H_2 , le méthane C_2H_4 ou l'acétylène C_2H_2). L'utilisation directe de ces mesures brutes sans traitement préalable limiterait fortement l'efficacité des algorithmes de classification. C'est pourquoi un prétraitement rigoureux, incluant un nettoyage des données et une phase de normalisation, s'avère indispensable pour extraire des signatures exploitables par nos modèles d'intelligence artificielle.

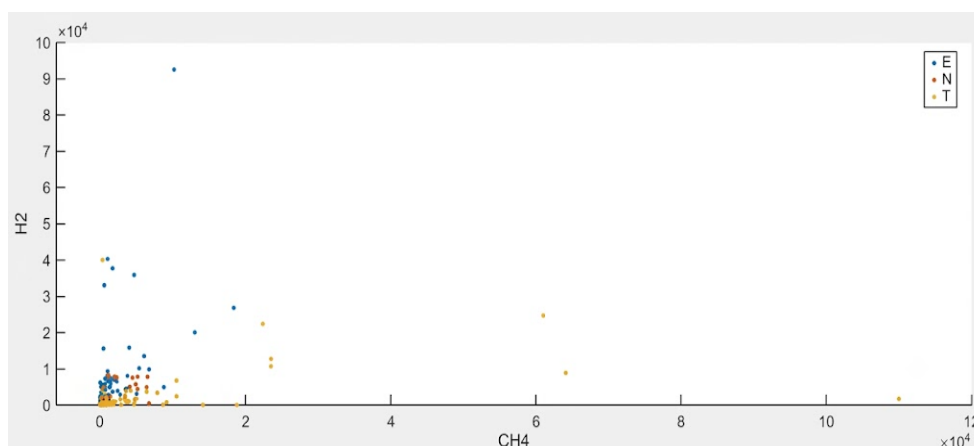


Figure 3.2 : Dispersion des données brutes

3.2.3 Prétraitement des données

Avant de lancer les simulations, nous avons procédé à une étape rigoureuse de prétraitement afin de garantir la qualité de la base de données. Dans un premier temps, on a effectué un nettoyage des données (*Cleaning*) pour identifier et traiter les éventuelles valeurs manquantes (*Missing Data*) ou erronées qui auraient pu fausser l'apprentissage. Ensuite, pour harmoniser les échelles de grandeur entre les différents gaz, nous avons appliqué des techniques de normalisation. On a notamment testé le Z-score, qui centre et réduit les données, ainsi que la méthode Median IQR. Cette dernière s'est avérée particulièrement robuste pour notre étude, car elle permet de normaliser les mesures tout en minimisant l'impact des valeurs aberrantes fréquemment rencontrées

dans les analyses de gaz dissous. Grâce à ces opérations, nous avons pu fournir au classificateur des données propres et équilibrées, optimisant ainsi sa capacité de détection.

• Méthodes de normalisation

1. Standardisation (Z-score)

La méthode du Z-score transforme les données de manière à ce qu'elles aient une moyenne de 0 et un écart-type de 1. Nous l'utilisons pour recentrer la distribution des gaz. L'équation de calcul est :

$$z = (x - \mu) / \sigma \quad (\text{Eq 3.1})$$

(Où x est la valeur brute, μ la moyenne et σ l'écart-type).[100]

L'application de la standardisation Z-score modifie la distribution en recentrant les concentrations de gaz autour d'une moyenne de 0 et en ajustant l'écart-type à 1. Comme on peut le s'en apercevoir sur la Figure 3.3, l'effet principal de cette transformation est d'harmoniser les échelles entre les différents gaz (comme H_2 et le CH_4), ce qui empêche un gaz ayant de fortes valeurs de masquer les autres. Cependant, le Z-score utilise la moyenne et l'écart-type, deux variables très sensibles aux valeurs extrêmes. Par conséquent, les données aberrantes présentes dans nos 709 échantillons de terrain continuent d'étirer artificiellement les axes, maintenant une dispersion étalée qui complique la tâche des classificateurs pour séparer nettement les types de défauts.

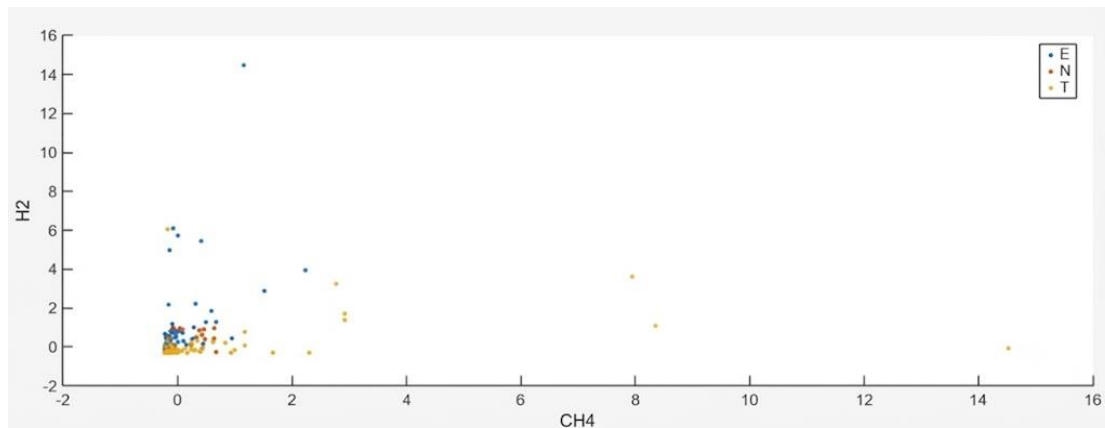


Figure 3.3 : Dispersion des données après utilisation de z-score

2. Robust Scaling (Median IQR)

La méthode Median IQR utilise la médiane et l'écart interquartile (IQR). On privilégie cette technique lorsque la base de données contient des valeurs aberrantes, car elle est plus robuste. L'équation est :

$$x_{scaled} = (x - \text{Médiane}) / (Q3 - Q1) \quad (\text{Eq 3.2})$$

(Où Q1 et Q3 représentent respectivement le premier et le troisième quartile) [101]

L'application de la méthode Median IQR (Robust Scaling) transforme l'espace des données en se basant sur des indicateurs statistiques insensibles aux anomalies : la médiane et l'écart interquartile. Comme l'illustre la Figure 3.4, l'effet de cette technique sur la distribution est hautement bénéfique pour la classification. En ignorant l'influence directe des points extrêmes lors du calcul de l'échelle, elle permet de resserrer le cœur de la distribution et de regrouper les échantillons de manière beaucoup plus dense et homogène près de l'origine, sans que les axes ne soient déformés par les valeurs aberrantes. Les frontières de dispersion deviennent plus nettes et stables, ce qui réduit le bruit de fond des mesures industrielles brutes.

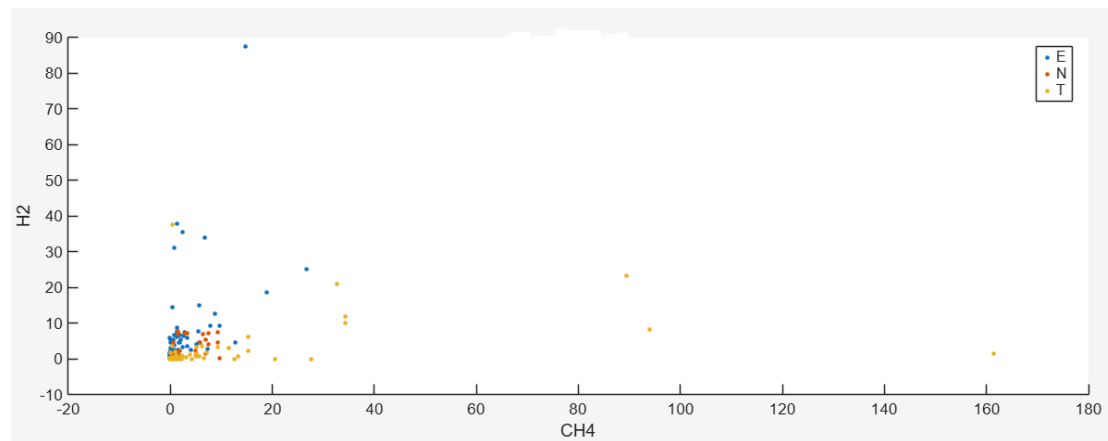


Figure 3.4 : Dispersion des données après utilisation de Median IQR

3. Mise à l'échelle (Min-Max Scale)

La méthode Scale (ou Min-Max) ramène les données dans un intervalle fixe. La transformation est la suivante : [102]

$$xscaled = (x - Xmin) / (Xmax - Xmin). \quad (\text{Eq 3.3})$$

L'application de la méthode Min-Max Scale a pour effet de ramener l'ensemble des concentrations de gaz dans un intervalle fixe et strictement borné. Comme le montre la Figure 3.5, cette transformation permet d'égaliser parfaitement les dynamiques de variation de chaque gaz, garantissant qu'aucune variable n'écrase les autres en raison de sa valeur absolue.

Cependant, cette technique repose directement sur les valeurs minimales (X min) et maximales (X max) de l'ensemble des données. Face aux bruits de mesure industriels présents dans nos 709 échantillons, la méthode Min-Max s'avère très sensible aux valeurs aberrantes. La présence de quelques points extrêmes isolés a tendance à écraser et à comprimer la grande majorité des données saines dans une zone très restreinte (visible près de l'origine sur le graphique). Cet effet d'écrasement réduit la variance utile

et rend la séparation des classes de défauts plus difficile pour les algorithmes de classification par rapport à une approche robuste.

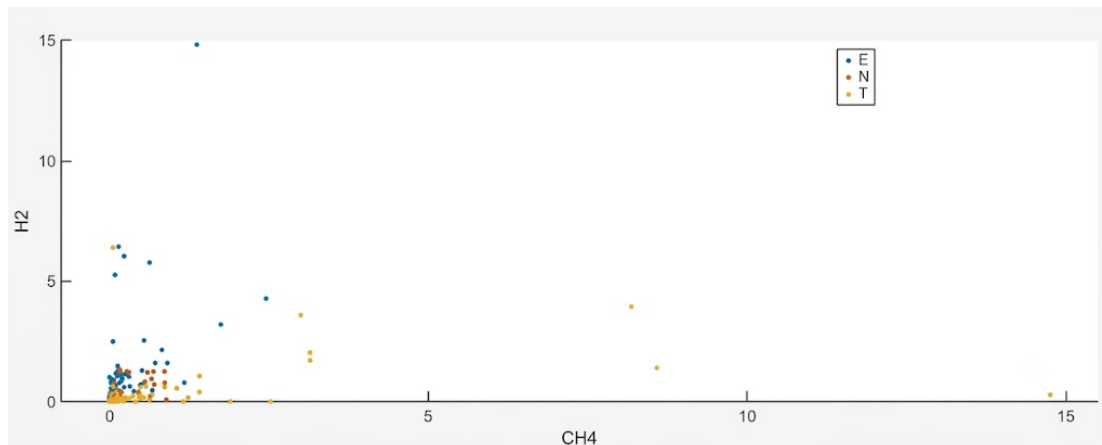


Figure 3.5 : Dispersion des données après utilisation de Scale

3.2.4 Algorithmes de classification

Pour le développement de notre système de diagnostic intelligent, on a sélectionné des algorithmes aux architectures variées afin de comparer leur efficacité sur les données de gaz dissous.

1. Weighted KNN (K-Nearest Neighbors pondéré)

Le Weighted KNN est une extension de l'algorithme des K-plus proches voisins qui pallie le défaut majeur du KNN classique : l'égalité de traitement entre les voisins. Dans notre étude, on applique une pondération basée sur la distance (souvent l'inverse de la distance euclidienne). Cela signifie que lors du diagnostic d'un transformateur, les échantillons de la base de données qui ont des concentrations de gaz (H_2 , CH_4 , etc.) presque identiques à notre échantillon test ont une influence beaucoup plus grande sur la décision finale que les voisins plus éloignés. Cette méthode est particulièrement robuste face aux "bruits" de mesure présents dans les relevés industriels.[103]

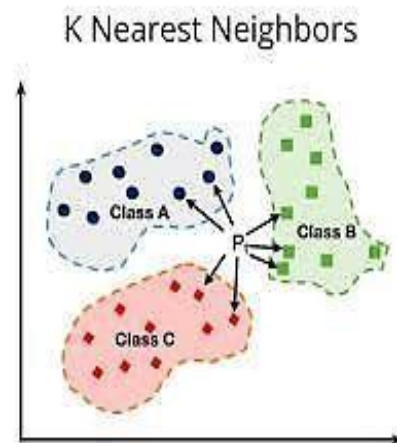


Figure 3.6: K-Nearest Neighbors

2. Wide Neural Network (Réseau de neurones large)

Ce classificateur appartient à la famille des réseaux de neurones artificiels. Sa particularité réside dans sa structure : on utilise une seule couche cachée mais dotée d'une très grande capacité (typiquement 100 neurones). Cette architecture est conçue pour la classification globale. Elle permet au modèle de mémoriser et de généraliser des relations non-linéaires complexes entre les gaz dissous. En utilisant une fonction d'activation de type ReLU (Rectified Linear Unit), le réseau peut ignorer les variations insignifiantes et se concentrer sur les signatures critiques des défauts électriques et thermiques.[104]

Un réseau de neurones artificiels:

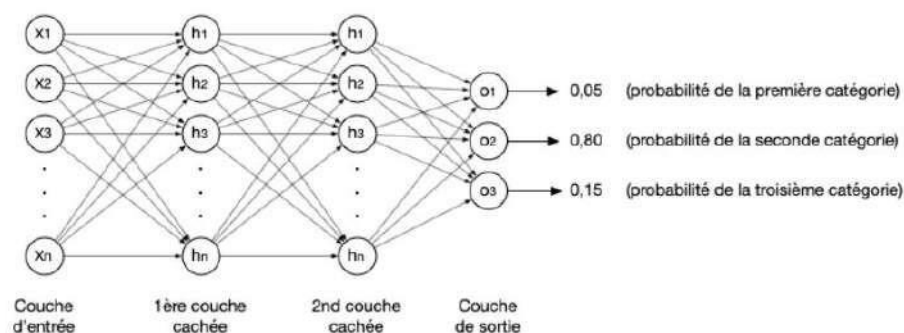


Figure 3.7 : Réseau de neurones

3. Bagged Trees (Arbres Ensachés)

Le Bagging (Bootstrap Aggregating) est une méthode d'apprentissage d'ensemble qui repose sur la construction de multiples arbres de décision en parallèle. Pour notre base de 709 échantillons, l'algorithme crée plusieurs sous-ensembles aléatoires de données.

Chaque arbre vote pour une catégorie (Normal, Thermique ou Électrique). On retient ensuite le résultat majoritaire. L'avantage majeur est la stabilité : même si un échantillon de gaz est atypique, la multiplicité des arbres permet de lisser l'erreur et d'éviter le surapprentissage (overfitting), garantissant ainsi un diagnostic fiable sur de nouveaux transformateurs.[105]

4. Boosted Trees (Arbres Stimulés)

À l'inverse du Bagging, le Boosting est une procédure séquentielle. On construit un premier arbre de décision, puis un second qui se concentre spécifiquement sur les exemples que le premier a mal classés, et ainsi de suite. Dans notre projet, cette technique est essentielle pour traiter les cas "limites" où les ratios de gaz sont ambigus. En forçant le modèle à apprendre de ses erreurs successives, on obtient une précision de classification extrêmement élevée, capable de distinguer finement entre un arc électrique de forte énergie et une étincelle de faible intensité.[106]

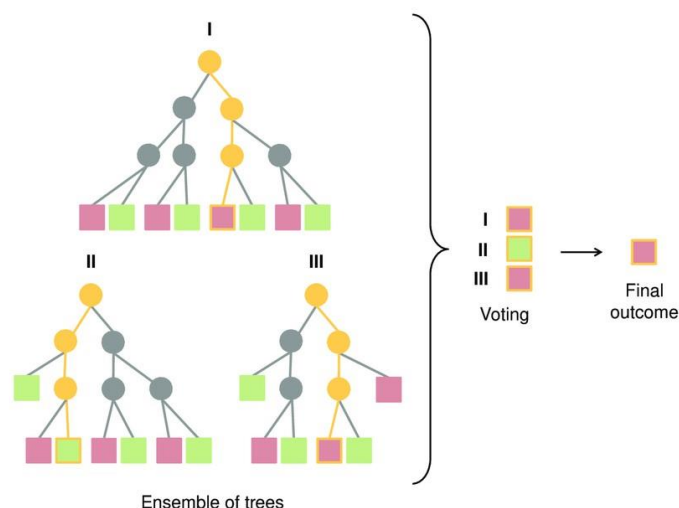


Figure 3.8 : Méthode "ensemble trees"

3.3 Critères d'évaluation de performances

L'évaluation des performances est une phase déterminante qui permet de quantifier l'efficacité de nos modèles d'intelligence artificielle dans le diagnostic des transformateurs. Afin d'obtenir une vision multidimensionnelle de la précision de nos algorithmes, on utilise les quatre métriques fondamentales suivantes :

A) Accuracy

L'accuracy représente la proportion d'exemples correctement classés par rapport à l'ensemble des échantillons. C'est une mesure globale de performance, souvent utilisée comme indicateur principal. Toutefois, dans des jeux de données déséquilibrés, elle peut être trompeuse, car elle ne tient pas compte de la distribution entre les classes.

$$Accuracy = \frac{TP+TN}{TP+TN+FP+FN}$$

B) Précision

La précision évalue la capacité du modèle à ne pas classer à tort un échantillon comme appartenant à une classe lorsqu'il ne le devrait pas. Elle est définie comme le rapport entre les vrais positifs et l'ensemble des prédictions positives :

$$Precision = \frac{TP}{TP+FP}$$

Une haute précision indique peu de faux positifs, ce qui est essentiel lorsque les conséquences d'un faux diagnostic sont critiques.

C) Recall

Le rappel mesure la capacité du modèle à détecter tous les échantillons réellement positifs. Il est particulièrement important dans le cadre du diagnostic, où ne pas détecter un défaut (faux négatif) peut avoir des conséquences graves :

$$Recall = \frac{TP}{TP+FN}$$

D) F1-Score

La f- Score combine précision et rappel en une seule métrique harmonisée, ce qui permet une évaluation équilibrée lorsque l'un des deux est significativement plus faible que l'autre :

$$F1 - score = 2 \cdot \frac{Precision \cdot Recall}{Precision + Recall}$$

Cette métrique est particulièrement utile pour juger de la performance d'un classificateur dans des contextes où les classes sont déséquilibrées.

3.4 Résultats et analyses

Nous arrivons à présent à la partie la plus importante de notre étude. Celle qui concrétise l'ensemble de notre démarche expérimentale. Dans cette section. Nous présentons et analysons les résultats obtenus lors des simulations numériques effectuées sur notre base de données de 709 échantillons. L'objectif est d'évaluer et de comparer la performance des quatre classificateurs sélectionnés (Bagged Trees. Boosted Trees. Weighted KNN et Wide Neural Network) afin de déterminer le modèle le plus fiable pour le diagnostic des transformateurs.

Pour garantir la robustesse statistique de nos conclusions, nous avons soumis chaque algorithme à deux configurations de validation croisée (Cross-Validation k-fold avec k=5 et k=10). Par ailleurs. Afin de maximiser l'efficacité de l'apprentissage, nous avons testé plusieurs méthodes de préparation des données : les données brutes (Raw data).

La normalisation par le Z-score. L'échelle robuste Median IQR et la mise à l'échelle (Scale).

Le tableau ci-dessous récapitule les performances enregistrées pour chaque scénario. Ces résultats sont mesurés à travers les quatre critères d'évaluation fondamentaux : l'Accuracy, la Précision, le F1-score et le Recall.

Tableau 3.2 : montre les performances enregistrées

Classifier			Accuracy	Precision	F1score	Recall
Bagged Trees	CROSS 5	Raw data	83.19%	82.83%	82.87%	82.94%
		Z score	84.3%	84.15%	83.97%	83.94%
		Median IQR	84.44%	84.26%	84.23%	84.27%
		Scale	83.45%	83.18%	83.17%	83.18%
	CROSS10	Raw data	82.06%	81.72	81.79%	81.88%
		Z score	84.16%	83.9%	83.94%	84.03%
		Median IQR	83.88%	83.58%	83.54%	83.51%
		Scale	82.74%	82.51%	82.44%	82.71%
Boosted Trees	CROSS 5	Raw data	83.19%	82.83%	81.47%	81.57%
		Z score	77.93%	78%	77.57%	78.69%
		Median IQR	78.50%	78.41%	78.12%	78.27%
		Scale	80.06%	80.09%	79.51%	79.57%
	CROSS10	Raw data	79.38%	79.67%	79.01%	79.08%
		Z score	79.77%	79.85%	79.35%	79.36%
		Median IQR	77.37%	77.40%	77.05%	77.01%
		Scale	78.08%	78.3%	77.6%	77.74%

Weighted knn	CROSS 5	Raw data	79.1%	78.99%	78.72%	78.74%
		Z score	79.21%	79.19%	78.66%	78.81%
		Median IQR	80.06%	80.35%	79.64%	79.8%
		Scale	78.64%	78.45%	78.28%	78.46%
	CROSS10	Raw data	80.08%	79.93%	79.82%	79.93%
		Z score	80.2%	80.01%	79.83%	79.93%
		Median IQR	80.76%	80.61%	80.25%	80.44%
		Scale	79.63%	79.49%	79.36%	79.54%
Wide Neural Network	CROSS 5	Raw data	78.67%	78.85%	78.43%	78.51%
		Z score	76.52%	76.8%	75.85%	76.14%
		Median IQR	76.38%	76.28%	75.9%	76.05%
		Scale	75.53%	75.65%	75.16%	75.23%
	CROSS10	Raw data	75.85%	76.20%	75.49%	75.59%
		Z score	75.67%	75.72%	75.25%	75.45%
		Median IQR	76.38%	76.38%	75.87%	76.02%
		Scale	76.66%	76.43%	76.15%	76.33%

Pour offrir une lecture plus intuitive des résultats présentés dans le tableau précédent. Nous avons synthétisé les performances de nos quatre modèles sous forme graphique. Cette visualisation permet de comparer directement l'efficacité de chaque algorithme en fonction des méthodes de prétraitement utilisées.

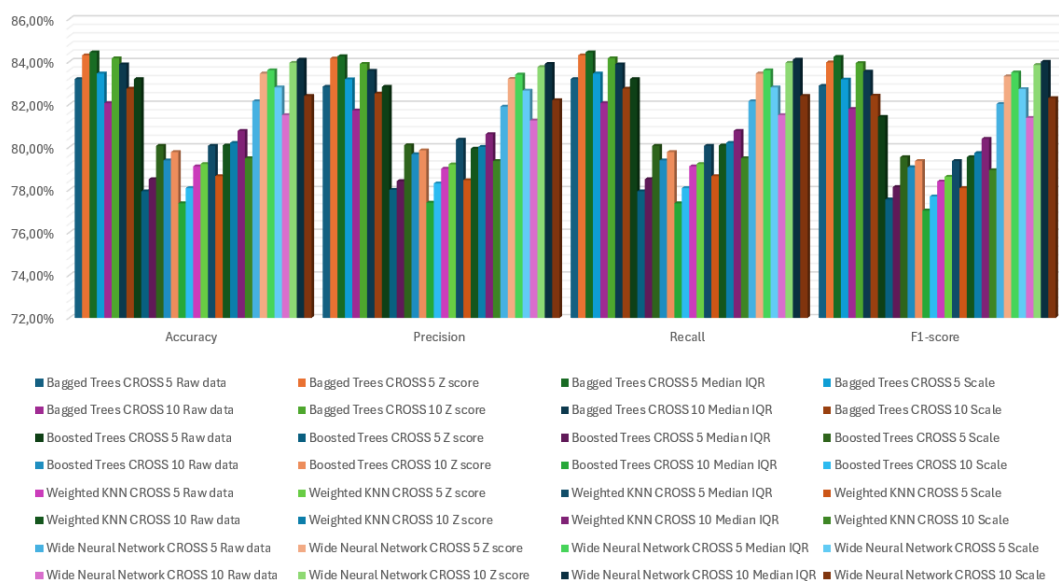


Figure3.9 : Synthèse globale des métriques de performance pour l'ensemble des modèles testés

En examinant le graphique, on constate que le modèle Bagged Trees domine nettement les autres classificateurs avec une précision dépassant les 84%. On remarque également que l'application d'un prétraitement, notamment le Median IQR, améliore systématiquement les performances par rapport aux données brutes. Enfin, on observe une grande cohérence entre les quatre métriques (Accuracy, Precision, Recall et F1-score), ce qui prouve qu'on obtient des modèles robustes et bien équilibrés pour la détection des défauts.

3.4.1 Analyse Comparative des Facteurs d'Influence

Après l'étude globale, on analyse l'impact de chaque paramètre individuellement pour identifier la configuration optimale.

1 Influence des Classificateurs

Pour déterminer l'algorithme le plus adapté à notre base de données, on compare ici les performances intrinsèques des quatre modèles testés indépendamment des autres paramètres.

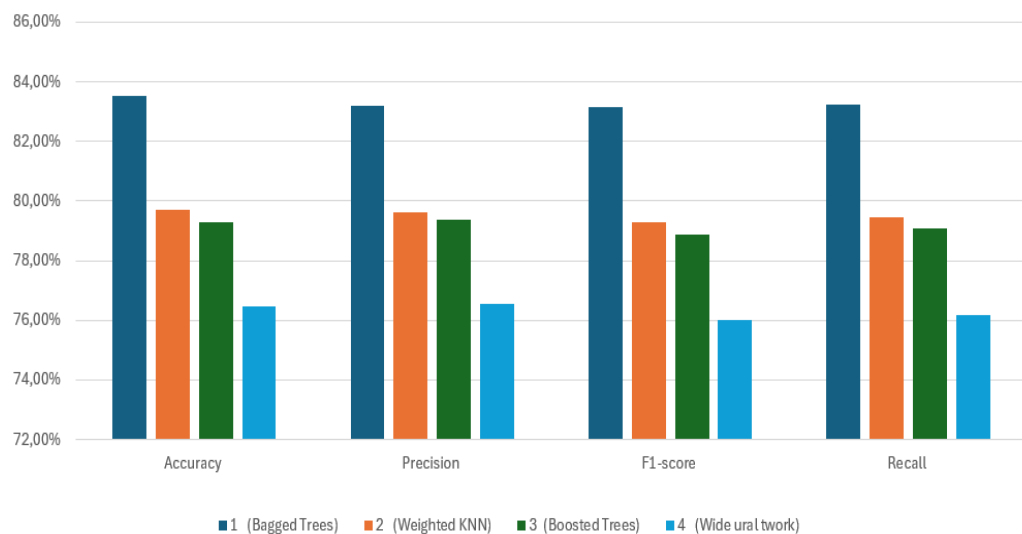


Figure 3.10 : Comparaison des performances moyennes par type de classificateur

Pour déterminer l'algorithme le plus adapté à notre base de données AGD, nous comparons ici les performances intrinsèques des quatre modèles testés (*Bagged Trees*, *Weighted KNN*, *Boosted Trees* et *Wide Neural Network*), indépendamment des autres paramètres de prétraitement. L'évaluation s'appuie sur quatre métriques fondamentales : l'Exactitude (*Accuracy*), la Précision (*Precision*), le score F1 (*F1-score*) et le Rappel (*Recall*).

L'analyse de la Figure 3.10 permet de dresser les constats détaillés suivants :

- **La supériorité du modèle Bagged Trees :** En isolant les modèles, on constate que le *Bagged Trees* (représenté en bleu foncé) surpasse nettement tous les autres algorithmes sur l'ensemble des métriques. Il affiche une avance de plus de 4 % par une exactitude globale proche de 84 %. Cette excellente performance s'explique par le principe même de l'apprentissage par ensachage (*Bagging*). En combinant plusieurs arbres de décision entraînés sur des sous-ensembles de données différents, le modèle réduit considérablement la variance globale et s'avère extrêmement robuste face au bruit de mesure et aux valeurs aberrantes typiques des données industrielles de terrain.
- **Les performances intermédiaires du Weighted KNN et du Boosted Trees :** Les modèles *Weighted KNN* (en orange) et *Boosted Trees* (en vert) affichent des résultats très proches, oscillant autour de 78 % à 79 % d'exactitude. Bien que le *Weighted KNN* parvienne à compenser la forte densité de points près de l'origine grâce à la pondération par la distance, il reste limité par les chevauchements de classes. De son côté, le *Boosted Trees*, bien qu'efficace, se montre ici légèrement inférieur au *Bagged Trees*, car le principe de boosting (correction séquentielle des erreurs) peut parfois sur-apprendre lorsque les données brutes comportent des bruits industriels importants.

- **Les limites du réseau de neurones (Wide Neural Network) :** On remarque que le réseau de neurones large (représenté en bleu clair), bien que théoriquement performant, obtient ici les scores les plus faibles (autour de 75 % à 76 %). Ce résultat met en évidence le fait que les architectures de réseaux de neurones nécessitent une quantité massive de données complexes pour converger efficacement. Pour notre base de données de 709 échantillons, une structure tabulaire de gaz dissous est beaucoup mieux capturée par des frontières de décision polygonales, comme celles générées par les méthodes d'ensemble d'arbres.

En conclusion, cette étude comparative montre de manière évidente que les méthodes d'ensemble par arbres, et plus particulièrement le *Bagged Trees*, sont les structures algorithmiques les mieux adaptées à la nature et à la distribution de nos données de diagnostic.

2 Influence des Méthodes de Normalisation

Cette étape vise à observer comment la préparation et la mise à l'échelle des données brutes impactent la capacité d'apprentissage de nos modèles.

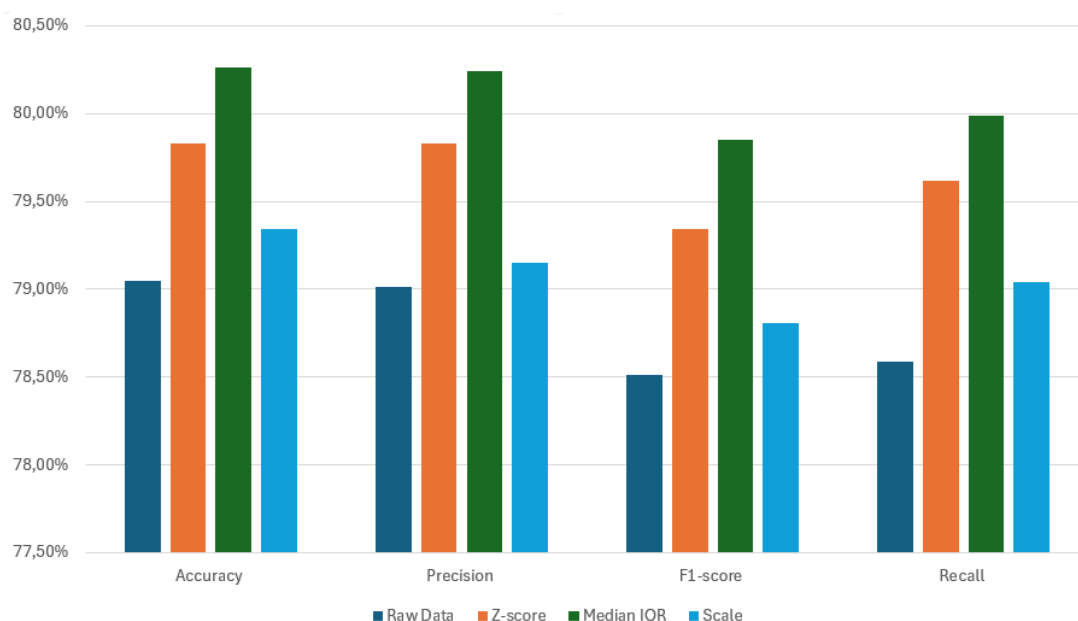


Figure 3.11 : Évaluation de l'impact des méthodes de normalisation

L'analyse comparative présentée dans la Figure 3.11 expose l'évolution des métriques globales selon quatre configurations de données : les données brutes (*Raw Data*), le *Z-score*, le *Median IQR* et la mise à l'échelle linéaire (*Scale / Min-Max*).

L'examen détaillé des résultats met en évidence des écarts de performance cruciaux :

- **Les limites évidentes des données brutes (Raw Data) :** En observant les barres violettes, on constate de manière systématique que l'absence de prétraitement donne les résultats les plus faibles sur l'ensemble des métriques (avec

une exactitude qui peine à dépasser 79%). Ce phénomène s'explique par le fait que les gaz dissous bruts possèdent des plages de concentrations totalement disproportionnées (l'hydrogène H_2 ou le méthane CH_4 atteignent parfois des valeurs des milliers de fois supérieures à l'acétylène C_2H_2). Sans mise à l'échelle, les algorithmes de classification se focalisent uniquement sur les gaz à forte valeur absolue, ignorant les variations cruciales des gaz minoritaires pourtant essentiels au diagnostic.

- **La supériorité absolue de la méthode Median IQR (Robust Scaling) :** Les barres grises démontrent clairement que la méthode *Median IQR* est la plus efficace, permettant d'atteindre les scores les plus élevés sur toutes les métriques (dépassant les 80,2% d'exactitude moyenne). Cette performance remarquable s'explique par la nature statistique de ce traitement. En utilisant la médiane et l'écart interquartile, le *Median IQR* neutralise l'impact des valeurs aberrantes inhérentes aux mesures électriques industrielles sur le terrain. Les frontières de distribution sont harmonisées sans être déformées, offrant aux classificateurs un espace de données propre et hautement séparable.
- **L'effet intermédiaire du Z-score :** La standardisation par *Z-score* (barres oranges) montre une nette amélioration par rapport aux données brutes (environ 79,8% d'exactitude). En recentrant la moyenne à 0 et l'écart-type à 1, elle résout le problème d'échelle entre les gaz. Cependant, sa dépendance directe à la moyenne mathématique la rend vulnérable aux bruits de mesure extrêmes, ce qui explique pourquoi elle reste légèrement moins performante que l'approche robuste du *Median IQR*.
- **Les contraintes de la méthode Scale (Min-Max) :** Enfin, la méthode *Simple Scale* (barres bleues) affiche des performances en deçà du *Z-score* et du *Median IQR*. Bien qu'elle ramène les données dans un intervalle fixe entre 0 et 1, la formule écrase la majorité des échantillons sains dans une zone très restreinte dès lors qu'un seul transformateur présente une concentration anormalement critique (valeur maximale extrême). Cette perte de dynamique géométrique réduit la précision globale du classificateur.

En conclusion, cette étude confirme l'importance stratégique du prétraitement. Elle démontre scientifiquement que la gestion robuste des données aberrantes par la combinaison du *Median IQR* optimise l'apprentissage des modèles et garantit le diagnostic le plus fiable et stable pour les infrastructures électriques.

3 Influence de la Validation Croisée (Cross-Validation)

Enfin, on évalue ici l'impact du découpage des données en 5 ou 10 blocs afin de vérifier la stabilité et la fiabilité des résultats obtenus.

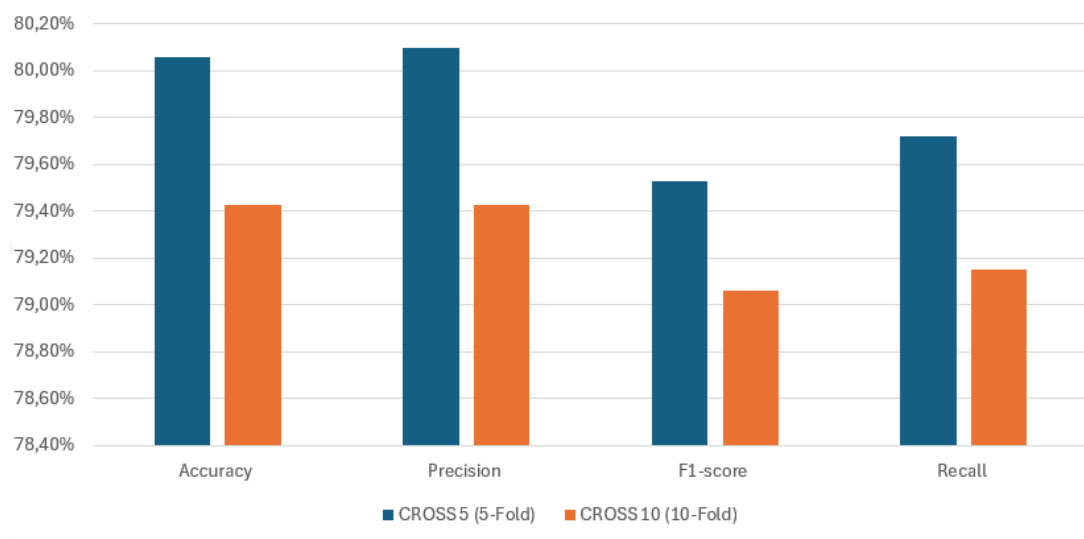


Figure 3.12 : l'influence du type de validation croisée

L'analyse de la Figure 3.12 permet de dégager des conclusions importantes concernant ce paramètre :

- **La supériorité de la configuration CROSS 5 (5-Fold) :** En observant l'histogramme, on remarque de manière systématique que la validation croisée à 5 blocs (représentée par les barres bleues) offre des performances supérieures sur l'ensemble des métriques étudiées (*Accuracy*, *Precision*, *F1-score* et *Recall*), maintenant par exemple une exactitude globale au-delà de 80%. Statistiquement, un découpage en 5 blocs signifie que pour chaque itération, 80% des données sont utilisées pour l'entraînement et 20% pour le test. Pour notre base de données de 709 échantillons de gaz dissous, cette proportion offre un excellent équilibre : l'ensemble d'entraînement reste suffisamment grand pour que le modèle capture les règles générales des défauts sans sur-apprendre, tandis que l'ensemble de validation (environ 142 échantillons par pli) est assez représentatif pour fournir une évaluation stable et robuste.
- **La légère baisse des performances avec la CROSS 10 (10-Fold) :** À l'inverse, la configuration à 10 blocs (barres orange) affiche des scores légèrement en deçà, oscillant autour de 79% à 79,4% d'exactitude. Bien qu'une validation à 10 plis réduise théoriquement le biais d'apprentissage en allouant 90% des données à l'entraînement, elle présente l'inconvénient de réduire drastiquement la taille de l'ensemble de test à chaque itération (seulement 10% des données, soit environ 70 échantillons). Sur des données industrielles réelles qui comportent du bruit et des valeurs aberrantes, des sous-ensembles de test aussi petits deviennent très sensibles aux moindres erreurs de classification individuelles. Cela introduit une plus grande fluctuation locale (une variance d'estimation plus élevée) qui tire les moyennes globales légèrement vers le bas.

En conclusion, cette étude montre de manière évidente que pour l'architecture de données de diagnostic exploitée, le découpage CROSS 5 (5-Fold) s'avère la configuration optimale. Elle garantit non seulement les meilleurs scores de classification, mais valide également la robustesse de notre modèle *Bagged Trees* en prouvant sa capacité à se généraliser efficacement à des données de terrain non vues lors de l'apprentissage.

Interprétation globale des résultats

Au terme de cette analyse, on peut affirmer que l'efficacité d'un système de diagnostic ne dépend pas d'un seul choix isolé. La clé de la réussite réside dans la combinaison parfaite entre le modèle de classification, la méthode de préparation des données et le type de validation croisée.

L'étude de nos résultats permet d'expliquer pourquoi cette configuration est la meilleure :

- **La force du duo Median IQR et Bagged Trees :** Comme nous l'avons vu, associer l'algorithme *Bagged Trees*, la normalisation *Median IQR* et la validation *CROSS 5* donne les meilleurs résultats de cette étude. Physiquement, le traitement *Median IQR* nettoie la base de données en éliminant l'impact des valeurs aberrantes (les erreurs et bruits de mesure du terrain). En donnant des données propres et bien proportionnées au modèle *Bagged Trees*, celui-ci peut tracer des frontières de séparation très précises. C'est grâce à cette alliance que l'on obtient l'Accuracy la plus élevée (84,44 %) et un excellent score F1. Cela prouve que le système commet très peu d'erreurs de diagnostic.
- **La stabilité confirmée par la CROSS 5 :** Le choix d'un découpage en 5 blocs (5-Fold) renforce la fiabilité de nos chiffres. Contrairement à la *CROSS 10* qui découpe trop les données et rend les tests instables face à nos 709 échantillons, la *CROSS 5* offre des groupes de test d'une taille idéale. Cela prouve que notre score de 84,44 % est stable et que l'algorithme est vraiment capable de diagnostiquer de nouveaux transformateurs qu'il n'a jamais vus pendant son entraînement.

En conclusion, La supériorité absolue de la combinaison *Bagged Trees* + *Median IQR* + *CROSS 5* s'explique par une parfaite harmonie technique. D'un côté, le *Median IQR* nettoie l'espace des données en neutralisant l'impact des pannes extrêmes et des erreurs de mesure sans déformer la réalité des échantillons. De l'autre côté, l'algorithme d'ensemble *Bagged Trees* utilise cette base purifiée pour construire des règles de décision extrêmement solides et stables. Validée par un découpage en 5 blocs qui garantit une excellente capacité de généralisation, cette formule s'impose comme la solution la plus fiable et la plus robuste pour automatiser le diagnostic des défauts au sein des transformateurs de puissance.

3.5 Étude d'ablation des caractéristiques

Pour cette étape, on a sélectionné le meilleur résultat obtenu dans le tableau précédent (Bagged Trees avec Median IQR et CROSS 5) afin de l'utiliser comme référence. On réalise ensuite une étude d'ablation sur cet élément en supprimant progressivement certains gaz de la base de données pour évaluer leur contribution réelle à la performance.

Tableau 3.3 : Résultats de l'étude d'ablation pour différentes combinaisons de rapports DGA.

Features	Accuracy(%)	Precision(%)	Recall(%)	F mesure(%)
5 GAZ	84.44%	84.26%	84.27%	84.23%
4 GAZ	77.93%	77.45%	77.62%	77.50%
3 GAZ	76.66%	76.26%	76.39%	76.14%

Pour visualiser l'impact de la réduction des variables sur la précision de diagnostic, on présente ci-dessous une comparaison graphique des performances. Ce schéma illustre la sensibilité du modèle face à la suppression des gaz et met en évidence l'importance de chaque feature dans le processus de classification.

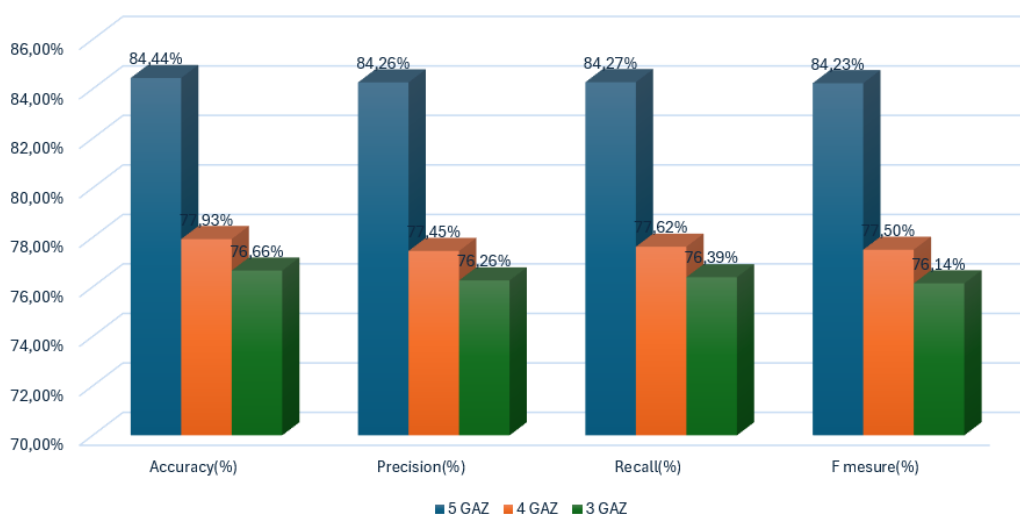


Figure 3.13 : Comparaison des performances du modèle de référence en fonction du nombre de gaz utilisés

- **Interprétation des résultats**

On constate, à la fois sur le tableau et sur le schéma, que la performance est maximale lorsque l'on utilise l'ensemble des 5 gaz, atteignant une accuracy de 84,44%. Dès qu'on retire un gaz pour n'en garder que 4, on observe une chute brutale de la précision qui tombe à 77,93%. Cette tendance à la baisse se confirme avec 3 gaz, où l'accuracy s'établit à 76,66%.

Ces résultats montrent qu'on ne peut pas se passer d'une partie des caractéristiques sans dégrader la fiabilité du diagnostic. On en conclut que la combinaison complète des 5

gaz est indispensable, car elle permet au modèle de capturer toutes les corrélations nécessaires pour identifier avec précision les différents types de défauts dans le transformateur.

3.6 Évaluation comparative avec les méthodes traditionnelles d'interprétation de l'AGD

Afin d'évaluer la pertinence du modèle proposé, une comparaison directe a été réalisée avec les méthodes traditionnelles d'interprétation de l'Analyse des Gaz Dissous (AGD) les plus couramment utilisées : le **triangle de Duval**, la **méthode des rapports de Rogers** et la **méthode des rapports IEC 60599**. Les sous-catégories de défauts ont été regroupées comme suit : $(T1 + T2 + T3 \rightarrow T)$ pour les défauts thermiques et $(PD + D1 + D2 \rightarrow E)$ pour les défauts électriques.

Les résultats comparatifs présentés dans le **Tableau 3.4** montrent que les approches conventionnelles atteignent des taux de précision compris entre **75 % et 80 %**, tandis que le modèle proposé obtient une **précision globale de 84,26 %**.

Comme l'illustre le Tableau 3.4, cet écart de performance met clairement en évidence les limites des méthodes traditionnelles basées sur les rapports de gaz lorsqu'il s'agit de traiter des conditions de défaut complexes ou ambiguës. Ces performances supérieures s'expliquent par la capacité des modèles d'ensemble à capturer les relations non linéaires et les interdépendances entre les gaz dissous, ce que les méthodes fondées sur des rapports ne peuvent pas représenter.

À l'inverse, les méthodes conventionnelles reposent sur des seuils fixes et des zones de décision prédéfinies, ce qui limite leur flexibilité et peut entraîner des ambiguïtés lorsque les rapports de gaz se situent à proximité des frontières de décision. Toutefois, il est important de souligner que ces méthodes traditionnelles demeurent robustes, interprétables et normalisées, tandis que les modèles basés sur l'intelligence artificielle nécessitent une base de données soigneusement calibrée et validée afin de garantir une application industrielle fiable.

Tableau 3.4 : Comparaison des performances du modèle hybride RF–GBT proposé avec les méthodes conventionnelles de diagnostic par AGD.

Method	Accuracy (%)	F1-Score (%)
Duval Triangle [19-21]	72.41	70.35
Rogers Ratios [22,23]	74.72	73.00
IEC 60599 Ratios [24-25]	76.11	75.02
Proposed Model	84.26	84.23

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la phase expérimentale de notre étude consacrée au diagnostic des transformateurs électriques à partir de l'Analyse des Gaz Dissous (AGD) et des techniques d'intelligence artificielle sous MATLAB. Après une étape rigoureuse de prétraitement des données comprenant le nettoyage et la normalisation, plusieurs algorithmes de classification ont été évalués afin d'identifier la solution la plus performante pour la détection des défauts.

Les résultats obtenus ont montré que les performances du système dépendent fortement du choix du classificateur, de la méthode de normalisation et du protocole de validation adopté. Parmi les modèles étudiés, l'algorithme Bagged Trees s'est révélé le plus efficace, particulièrement lorsqu'il est associé à la normalisation Median IQR et à une validation croisée 5-Fold, atteignant une précision globale de 84,44 %. Cette combinaison a démontré une bonne capacité de généralisation ainsi qu'un équilibre satisfaisant entre l'accuracy, la précision, le rappel et le F1-score.

L'étude d'ablation réalisée a également mis en évidence l'importance de l'ensemble des gaz utilisés dans le diagnostic. La suppression progressive de certaines caractéristiques entraîne une diminution significative des performances, confirmant que la combinaison complète des cinq gaz fournit les informations nécessaires à une identification fiable des défauts thermiques et électriques.

Enfin, la comparaison avec les méthodes traditionnelles de diagnostic montre que l'intégration de l'intelligence artificielle permet d'automatiser le processus d'analyse, de réduire l'influence de l'interprétation humaine et d'améliorer la rapidité ainsi que la fiabilité du diagnostic. Les résultats obtenus confirment ainsi le potentiel des techniques d'apprentissage automatique comme outil d'aide à la décision pour la maintenance préventive des transformateurs électriques et ouvrent la voie à des travaux futurs visant à améliorer davantage les performances grâce à des bases de données plus importantes et à des modèles d'intelligence artificielle plus avancés.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le contrôle et le diagnostic des transformateurs électriques jouent un rôle essentiel dans la stabilité et la fiabilité des réseaux de transport et de distribution d'énergie. Parmi les méthodes existantes, l'Analyse des Gaz Dissous (AGD) constitue une technique de référence pour la détection précoce des anomalies internes. Toutefois, l'interprétation de ces données reste complexe et difficile à automatiser à l'aide des approches conventionnelles, en raison de la nature non linéaire et bruitée des signaux.

Dans ce contexte, ce travail de recherche a exploré l'apport de l'apprentissage automatique (Machine Learning) pour améliorer la performance du diagnostic. L'intelligence artificielle permet en effet de développer des modèles capables d'extraire des structures cachées dans les données, d'apprendre à partir d'exemples et de réaliser une classification automatique et fiable des états des transformateurs.

À partir d'un ensemble de données composé de 709 échantillons, plusieurs étapes méthodologiques ont été mises en œuvre. Après une phase de nettoyage des données, différentes techniques de normalisation (Scale, Z-score et Median IQR) ont été appliquées afin d'uniformiser les échelles et de réduire l'impact des valeurs aberrantes. Ensuite, plusieurs algorithmes de classification ont été entraînés et comparés, notamment les Bagged Trees, Boosted Trees, Weighted KNN et les réseaux de neurones, en utilisant des validations croisées à 5 et 10 blocs.

Les résultats obtenus montrent clairement que la combinaison du modèle **Bagged Trees** avec la normalisation **Median IQR** et une validation croisée à **5-fold** offre les meilleures performances globales. Par ailleurs, l'étude d'ablation a confirmé que l'utilisation complète des cinq gaz dissous est indispensable pour garantir un niveau de précision élevé et une classification fiable des différents types de défauts.

En conclusion, les approches basées sur l'intelligence artificielle représentent une avancée significative dans le domaine du diagnostic des transformateurs. Elles permettent une analyse plus rapide, plus objective et plus robuste des données de surveillance, tout en améliorant la capacité de détection des défauts. Ces résultats ouvrent la voie à des systèmes de maintenance prédictive plus performants, capables de réduire les risques de panne et d'optimiser la durée de vie des équipements électriques.

Enfin, ce travail peut être enrichi dans le futur par l'intégration de techniques de Deep Learning, l'ajout de nouvelles variables physico-chimiques, ainsi que le déploiement du modèle dans des environnements industriels en temps réel via des systèmes embarqués ou des plateformes intelligentes de surveillance.

Bibliographies

- [1] T. Tenbohlen and T. Stirl, "Online monitoring of power transformers," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, no. 6, pp. 32-38, 2009.
- [2] M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 18, no. 3, pp. 8-17, 2002.
- [3] J. Han, M. Kamber and J. Pei, Data Mining: Concepts and Techniques, 3rd ed., Elsevier, 2011.
- [4] S. J. Chapman, Electric Machinery Fundamentals. 5th ed., New York: McGraw-Hill, 2012.
- [5] S. Boudraa, " Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile - Apport de l'Intelligence artificielle-", Thèse de doctorat de l'Université de Batna2, 2017.
- [6] Theraja, A Textbook of Electrical Technology, S. Chand Publishing, 2005.
- [7] E. Hughes, Electrical and Electronic Technology. 10th ed., Pearson Prentice Hall, 2008.
- [8] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. Overbye, Power System Analysis and Design. 5th ed., Cengage Learning, 2012.
- [9] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, Transformer Engineering: Design and Practice. Marcel Dekker, 2004.
- [10] IEEE Std C57.12.00-2015, Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution Transformers.
- [11] A. J. Pansini, Electrical Transformers and Power Equipment. 3rd ed., CRC Press, 2005.
- [12] W. D. Stevenson, Elements of Power System Analysis. 4th ed., McGraw-Hill, 1982.
- [13] Blog For-Ge, « Les transformateurs électriques : Fonctionnement et constitution », disponible sur : <http://for-ge.blogspot.com/2015/04/transformateurs-electriques.html> [Consulté le 7 mars 2026].
- [14] H. Saadat, Power System Analysis. 3rd ed., PSA Publishing, 2010.
- [15] O. I. Elgerd, Electric Energy Systems Theory: An Introduction. 2nd ed., McGraw-Hill, 1982.
- [16] P. C. Sen, Principles of Electric Machines and Power Electronics. 3rd ed., Wiley, 2013.
- [17] J. Winders, Power Transformers: Principles and Applications. CRC Press, 2002.
- [18] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, Power System Analysis. McGraw-Hill, 1994.
- [19] Grainger & Stevenson, Power System Analysis, McGraw-Hill, 1994.

- [20] B. L. Theraja and A. K. Theraja, A Textbook of Electrical Technology. S. Chand & Co., 2008.
- [21] Fitzgerald, Kingsley & Umans, Electric Machinery, McGraw-Hill, 2013.
- [22] T. Short, Electric Power Distribution Equipment and Systems. CRC Press, 2005.
- [23] D. P. Kothari and I. J. Nagrath, Modern Power System Analysis. 4th ed., Tata McGraw-Hill, 2011.
- [24] IEC 60076-1, Power Transformers – Part 1: General, International Electrotechnical Commission.
- [25] B. S. Guru and H. R. Hiziroglu, Electric Machinery and Transformers. 3rd ed., Oxford University Press, 2001.
- [26] Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994
- [27] Eurep SAS, « Solutions et équipements pour réseaux électriques », disponible sur : <http://www.eurep-sas.fr> [Consulté le 11 mars 2026].
- [28] Electrical Machinery Fundamentals by Stephen J. Chapman Electrical Machines by P.S. Bimbhra
- [29] Transformer Engineering by S.V. Kulkarni
- [30] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics. 2nd ed., CRC Press, 2012.
- [31] Electrical Machines by P.S. Bimbhra
- [32] M. S. Sarma, Electric Machines: Steady-State Theory and Dynamic Performance. West Publishing, 1994.
- [33] Unisciel (L'Université en ligne), « Ressources pédagogiques en sciences physiques et ingénierie », disponible sur : <http://ressources.unisciel.fr/> [Consulté le 18 mars 2026].
- [34] Transformer Engineering by S.V. Kulkarni • Electrical Machinery Fundamentals by Stephen J. Chapman • International Electrotechnical Commission
- [35] Les noyaux des transformateurs sont réalisés en acier feuilleté pour réduire les pertes par courants de Foucault (Electrical Machines by P.S. Bimbhra)
- [36] L'enroulement primaire est responsable de la création du flux magnétique dans le noyau (Electrical Machinery Fundamentals by Stephen J. Chapm
- [37] La tension secondaire dépend du flux magnétique et du nombre de spires (Electrical Machinery Fundamentals by Stephen J. Chapman)

- [38] Clélek Blog, « Les différents types de transformateurs de puissance », disponible sur : <http://www.clelek.com/fr/blog/different-types-of-power-transformers> [Consulté le 25 mars 2026].
- [39] Marem Électrique, « Accueil - Maintenance et équipements électriques », disponible sur : <https://maremelectrique.com/> [Consulté le 1 avril 2026].
- [40] Les systèmes d'isolation assurent la séparation électrique et la protection contre les décharges internes (International Electrotechnical Commission – IEC 60076)
- [41] Les accessoires du transformateur assurent le refroidissement, la protection et le contrôle de fonctionnement (Power Transformer Handbook by H. P. M. Pütter)
- [42] Karsai, Kerényi & Kiss : "Large Power Transformers" (Livre de référence académique sur la conception et l'isolation).
- [43] Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers.
- [44]<https://hi-techinsulation.com/project/presspahn-papers/>
- [45] Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.
- [46] CIGRE Brochure 323 : Ageing of Cellulose in Mineral-Oil Insulated Transformers
- [47] IEC 60296 : Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages électriques. (La bible pour l'huile minérale).
- [48] IEC 61099 : Spécifications pour les esters organiques synthétiques neufs à usages électrotechniques.
- [49] Source : IEC 60599 : Matériels électriques remplis d'huile en service - Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres.
- [50] CIGRE Brochure 436 : Experiences in service with new insulating liquids./ T.V. Oommen : "Vegetable Oils for Liquid-Filled Transformers" (IEEE Electrical Insulation Magazine).
- [51] Wildi, T. (2005). Électrotechnique (4e éd.). De Boeck Supérieur.
- [52] Fraile Mora, J. (2012). Máquinas Eléctricas. McGraw-Hill Education.
- [53] Agrawal, K. C. (2007). Electrical Power Engineering Reference & Applications Handbook. Newnes.
- [54] Heathcote, M. J. (2011). J & P Transformer Book (13e éd.). Elsevier.
- [55] Commission Électrotechnique Internationale (CEI). Norme 60076-2 : Échauffement des transformateurs.

- [56] M. J. Heathcote, The J&P Transformer Book. 13th ed., Newnes, 2007.
- [57] Harlow, J. H. (2012). Electric Power Transformer Engineering. CRC Press.
- [58] Legrand. (2020). Guide technique : Les transformateurs de puissance type sec.
- [59] IEEE Std C57.91. Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.
- [60] Heathcote, M. J. (2011). J & P Transformer Book: A Practical Technology of the Power Transformer (13e éd.). Elsevier Science & Technology.
- [61] Gremillet, A. (2006). Réseaux électriques : Tome 1. Éditions Technique & Documentation.
- [62] Luce, T. (2018). Installations électriques industrielles : Conception et Maintenance. Dunod.
- [63] Hart, D. W. (2010). Power Electronics. McGraw-Hill Education.
- [64] I. Fofana and J. Sabau, <Application of Petroleum-based oil in Power Transformer=, 23 pages, In Natural Gas Research Progress, Editors: Nathan David and Theo Michel,
- [65] S. BENZAHIOUL, Surveillance et Diagnostic de Défauts Dans les Systèmes Electriques, SKIKDA: Thèse de Doctorat, Université 20 AOÛT 1955 SKIKDA, 2018, p. 43.
- [66] A. CHAHMI, Identification paramétrique de la machine asynchrone dédiée au diagnostic, Oran: Thèse de doctorat, université des sciences et technologie d'Oran, 2017.
- [67] Circe Technologies, « Analyse de l'huile de transformateur électrique : Diagnostic et maintenance », disponible sur : <https://www.circe-technologies.com/analyse-huile-transformateur-electrique.html> [Consulté le 23 mars 2026].
- [68] M,López-Fernández ,H. B.Ertan ,J. Turowski « Transformers: analysis, design, and measurement»Boca Raton : CRC Press, 2013
- [69] S.Eke«Stratégie d'évaluation de l'état des transformateurs : esquisse de solutions pour la gestion intégrée des transformateurs vieillissants» THESE de DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE LYON opérée au sein de l'Ecole centrale de Lyon Université de Lyon, Français,2018.
- [70] Bergman Claes "SFRA – An application that creates customer value?" Thesis The Electrical Engineering Program, spring term 2006 Electrical engineering level C.
- [71] IEEE Standar.« IEEE Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors ». IEEE Std C57.125-2015 (Revision of IEEE Std C57.125-1991). Décembre 2015. p. 1-84.

[72] Jagers J., Tenbohlen S. « Evaluation of transformer reliability data based on national and utility statistics ». In : 16th International Symposium on High Voltage Engineering , 2009.

[73] Cigré. « An international survey on failures in large power transformers ». In : e-cigré ELT_088.

[74] C.Andrieu, E. Dauphant D. Boss, « A Frequency-Dependant Model For a MV/LV Transformer» International Conference on Power Systems Transients (IPST), Budapest, Hungary, June 20-24, 1999.

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

[76] T.Noda, H. Nakamoto, S.Yokoyama, «Accurate Modeling of Core-Type Distribution Transformers for Electromagnetic Transient Studies», IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, October 2002.

[77] Technique de l'ingénieur.

[78] MUFIDZADA N.A, OTMANE-CHRIF T, «Etude de l'Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur», page1-23, 2009.

[79] Xose M. L.F and Casimiro A.M., « Computation method for transients in power transformers With lossy windings» IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 45, N°. 3, March 2009, pp 1863-1866.

[80] M.J. Manyahi, M. Leijon, R. Thouttappillil, " Transient response of transformer with XPLE insulation cable winding design. ", Electrical power & energy systems, Vol 27 pp. 69 80, 2005.

[81] Bouaïcha Abdelghafour. "Contribution à l'application de techniques traditionnelles et modernes au diagnostic des transformateurs de puissance". Thèse de doctorat, Université du Québec à Chicoutimi. 2014.

[82] IEC 60599:2022 – Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.

[83] J. Schübel, "Analyse des gaz dissous : détection précoce des défauts et analyse des tendances," Transformers Magazine, vol. 10, no. 1, pp. 89–95, 2023.

[84] E. Moradi, "Une approche robuste basée sur le perceptron multicouche pour le diagnostic des transformateurs de puissance," in Proc. 2024 Int. Conf. Signal Process. Artif. Intell. (AISP), IEEE, 2024, pp. 1–5.

- [85] X. Shi, T. Li, F. Fang, Y. Zhu, W. Yang, and B. Luo, "Analyse des gaz dissous pour le diagnostic des transformateurs de puissance en combinant des méthodes de domaine et un réseau à capsules," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., 2024.
- [86] I. B. M. Taha, S. S. M. Ghoneim, and A. S. A. Duaywah, "Refining DGA methods of IEC Code and Rogers four ratios for transformer fault diagnosis," in Proc. IEEE PES Gen. Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, Jul. 2016, pp. 1–5.
- [87] N.Aouchar, C.Bekhalel « Application des systèmes hybrides neuro-flous au diagnostic des huiles de transformateur », Projet de fin d'études, Département Génie électrique, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2005.
- [88] Senoussaoui Mohammed El Amine ; THESE DOCTORA EN ELECTROTECHNIQUE « Contributions des techniques intelligentes au diagnostic industriel des transformateurs de puissance », UNIVERSITE DJILLALI LIABBES DE SIDI BEL ABBES, 16/01/1/2019.
- [89] M. Brahami, thèse de mémoire, « Techniques innovantes de diagnostic des transformateurs de puissance », école supérieure des sciences appliquées Tlemcen, année 2018
- [90] NetApp France, « Qu'est-ce que l'Intelligence Artificielle (IA) ? », disponible sur : <https://www.netapp.com/fr/artificial-intelligence> [Consulté le 29 avril 2026].
- [91] BOUCHAOUI LAHCENE, thèse de mémoire « DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE PAR LA METHODE D'ANALYSE DES GAS DISSOUS: APPLICATION DES RESEAUX DE NEURONES » ; UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF. Année 2010.
- [92] Jean SANCHEZ, Spécialité : « aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance », thèse de doctorat Grenoble -France, 21 juin 2011.
- [93] BOUDRAA Saliha « Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile - Apport de l'Intelligence artificielle », THESE DE DOCTORAT EN SCIENCES EN ELECTROTECHNIQUE, UNIVERSITE BATNA, année 2021.
- [94] Abdelkebir Amir et Saadi Nassim « Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous », mémoire, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, année 2020.
- [95] N. Degdeg, Application de l'apprentissage automatique pour un problème de classification des machines de l'entreprise Mega-Papiers, Mémoire de fin d'études, École Supérieure en Sciences Appliquées (ESSA), Tlemcen, Algérie, 2022.
- [96] Axel de Goursac, article « Le machine learning », Envol Vers le Prédicatif, Directeur des Opérations et Chief Data Scientist de Myriad, 2016. Consulté 28/03/2024 (site web : myriad-data.com).

[97] ALIAOUI HOUARI, BENLEBNA KARIM, mémoire « Conception d'une application bureau pour le diagnostic des transformateurs de puissance » ; UNIVERSITE MUSTAPHA STAMBOULI DE MASCARA, année 2023.

[98] Zeenea, « Qu'est-ce que la normalisation des données ? », disponible sur : <https://zeenea.com/fr/quest-ce-que-la-normalisation-des-donnees> [Consulté le 9 mai 2026].

[99] Antoine Crochet-Damais, « Matlab : tout savoir sur le langage de calcul numérique », JDN, sur le site JDN, 21/10/2022, (consulté le : 30/04/2024), ([Link](#))

[100] Pedregosa, F. et al. (2011). "Scikit-learn: Machine Learning in Python". Journal of Machine Learning Research

[101] Rousseeuw, P. J., & Hubert, M. (2011). "Robust statistics for outlier detection". Wiley Interdisciplinary Reviews: Data Mining and Knowledge Discovery.

[102] Han, J., Kamber, M., & Pei, J. (2011). Data Mining: Concepts and Techniques. 3rd Edition, Morgan Kaufmann (Elsevier).

[103] Dudani, S. A. (1976). "The Distance-Weighted K-Nearest-Neighbor Rule". IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. (Implémentation standard dans la Statistics and Machine Learning Toolbox de MATLAB).

[104] Hagan, M. T., Demuth, H. B., & Beale, M. H. (1996). "Neural Network Design". PWS Publishing Co. (Modèle correspondant à l'architecture "Wide Neural Network" de MATLAB).

[105] Breiman, L. (1996). "Bagging Predictors". Machine Learning, Vol. 24, No. 2. (Technique utilisée pour améliorer la stabilité des prédicteurs instables comme les arbres de décision).

[106] Freund, Y., & Schapire, R. E. (1997). "A Decision-Theoretic Generalization of On-Line Learning and an Application to Boosting". Journal of Computer and System Sciences. (Base de l'algorithme AdaBoost utilisé sous MATLAB).

Résumé

Ce travail est consacré à l'amélioration du diagnostic des transformateurs de puissance, composants essentiels pour la stabilité et le rendement des réseaux électriques. Afin de prévenir les défaillances majeures, la surveillance continue de ces équipements est indispensable. Cette recherche se base sur l'Analyse des Gaz Dissous (AGD), une technique performante pour identifier les anomalies internes cachées. Dans cette étude, nous avons exploré une approche moderne fondée sur l'intelligence artificielle et l'apprentissage automatique (*Machine Learning*). À partir d'une base de données de 709 échantillons, plusieurs méthodes de normalisation ont été testées. Les résultats de nos simulations indiquent que la combinaison de la normalisation *Median IQR* avec le modèle *Bagged Trees*, évaluée par une validation croisée à 5 blocs, offre la meilleure précision pour classer les défauts. De plus, une étude d'ablation a prouvé qu'un vecteur complet de 5 gaz reste indispensable pour maintenir un diagnostic fiable, ouvrant ainsi la voie vers une maintenance prédictive optimale des installations.

Mots-clés : Transformateurs de puissance - Réseaux électriques - Analyse des Gaz Dissous (AGD) - Isolation - Diagnostic des défauts - Intelligence artificielle - Apprentissage automatique - Median IQR - Bagged Trees - Validation croisée - Étude d'ablation - Maintenance prédictive.

Abstract

This work focuses on improving the diagnosis of power transformers, which are critical components for the stability and efficiency of electrical networks. Continuous monitoring of this equipment is essential to prevent major failures. This research is primarily based on Dissolved Gas Analysis (DGA), an effective technique for identifying hidden internal faults. In this study, we explored a modern approach based on artificial intelligence and machine learning. Using a dataset of 709 samples, several normalization methods were tested. The simulation results indicate that combining *Median IQR* normalization with the *Bagged Trees* model, evaluated through a 5-fold cross-validation, delivers the highest diagnostic accuracy. Furthermore, an ablation study proved that a complete vector of 5 gases remains indispensable for maintaining reliable classification, paving the way toward optimal predictive maintenance for electrical infrastructures.

Keywords: Power transformers - Electrical networks - Dissolved Gas Analysis (DGA) - Insulation - Fault diagnosis - Artificial intelligence - Machine learning - Median IQR - Bagged Trees - Cross-validation - Ablation study - Predictive maintenance.

ملخص

يركز هذا العمل على تحسين تشخيص محولات القدرة، والتي تعد عناصر أساسية لضمان استقرار وكفاءة الشبكات الكهربائية. ومن أجل تفادي الأعطال الكبيرة، أصبحت المراقبة المستمرة لهذه الأجهزة أمرًا ضروريًا لا غنى عنه. يعتمد هذا البحث بشكل أساسي على ، وهي تقنية فعالة لتحديد العيوب الداخلية الخفية. في هذه الدراسة، قمنا باستكشاف (DGA) تحليل الغازات المذابة في الزيت انطلاقًا من قاعدة بيانات تشمل 709 عينة، (Machine Learning) منهجية حديثة تعتمد على الذكاء الاصطناعي والتعلم الآلي مع نموذج الأشجار Median IQR تم اختبار عدة طرق لمعالجة البيانات وتنميطها. وأظهرت نتائج المحاكاة أن دمج طريقة التنميط ، يضمن (fold cross-validation)، وتقييمها بواسطة التحقق المتقاطع المكون من 5 مجموعات (Bagged Trees) المجموعة ، أن الاعتماد على (ablation study) الحصول على أعلى دقة في تصنيف الأعطال. بالإضافة إلى ذلك، أثبتت دراسة الاستئصال المتجه الكامل المكون من 5 غازات يظل أمرًا ضروريًا للحفاظ على موثوقية التشخيص، مما يمهّد الطريق نحو تطبيق أمثل للصيانة التنبؤية للمنشآت الكهربائية.

الكلمات المفتاحية:

العزل - تشخيص الأعطال - الذكاء الاصطناعي - التعلم - (DGA) محولات القدرة - الشبكات الكهربائية - تحليل الغازات المذابة التحقق المتقاطع - دراسة - (Bagged Trees) الأشجار المجمعة - (Median IQR) الآلي - التنميط بالوسيط والمدى الربيعي الاستئصال - الصيانة التنبؤية.