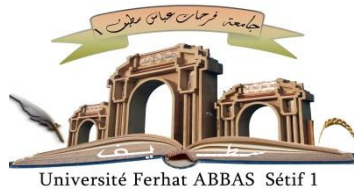


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1**

**FACULTÉ DE TECHNOLOGIE**

## **THESE**

**Présentée au Département d'Electrotechnique**

**Pour l'obtention du diplôme de**

**DOCTORAT EN SCIENCES**

**Option: Machines Electriques**

**Par**

**Bouchaoui Lahcene**

## **THÈME**

**Modélisation et diagnostic du comportement dynamique des transformateurs de puissance par les méthodes complémentaires : AGD, RNA et Essais FRA**

**Soutenue le ...../...../2022 devant le Jury:**

<b>M. NOURI Hamou</b>	<b>Professeur</b>	<b>Univ. Ferhat Abbas Sétif 1</b>	<b>Président</b>
<b>M. HEMSAS kamel Eddine</b>	<b>Professeur</b>	<b>Univ. Ferhat Abbas Sétif 1</b>	<b>Directeur de thèse</b>
<b>M. HALIS Abderrahmane</b>	<b>Professeur</b>	<b>Univ. Ferhat Abbas Sétif 1</b>	<b>Examineur</b>
<b>M. RAHEM Djamel</b>	<b>Professeur</b>	<b>Univ. Larbi Ben M'hidi -Oum El Bouaghi</b>	<b>Examineur</b>
<b>M. TALEB Rachid</b>	<b>Professeur</b>	<b>Univ. Hassiba Benbouali - Chlef</b>	<b>Examineur</b>
<b>M. HELAIMI M'hamed</b>	<b>Professeur</b>	<b>Univ. Hassiba Benbouali - Chlef</b>	<b>Examineur</b>
<b>M. MELLAH Hassan</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ. Akli Mohand Oulhadj - Bouira</b>	<b>Invité</b>



# *Remerciements*

Louange à Allah, Seigneur de l'univers., Le tout Miséricordieux, le très Miséricordieux, le tout puissant, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné l'âge, la bonne santé morale et physique, la volonté, la patience, le courage le tout dont je necessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

Je tiens à exprimer mes sincères reconnaissances au Professeur **HEMSAS Kamel Eddine**, directeur de thèse, qui m'a encadré tout au long de cette thèse et qui m'a fait partager ses brillantes intuitions. Qu'il soit aussi remercié pour sa disponibilité permanente, pour les nombreux encouragements qu'il m'a prodigués, pour sa patience, et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je remercie Monsieur **NOURI Hamou** Professeur et président du comité scientifique du département d'Électrotechnique à l'Université Sétif 1, d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse, je suis très honoré.

J'adresse tous mes chaleureuses remerciements et ma parfaite considération à Messieurs  
- **HALIS Abderrahmane** Maitre de conférences classe A, de l'université Sétif 1 – Sétif,  
- **RAHEM Djamel**, Professeur de l'université Larbi Ben M'hidi - Oum El Bouaghi,  
- **TALEB Rachid et HELAIMI M'hamed**, Professeurs de l'université Hassiba Benbouali - Chlef,

D'avoir accepté de faire partie du jury de cette thèse en qualité d'examineurs, je suis très ravi. Grand merci.

Mes gratitude s'expriment aussi à monsieur **MELLAH HASSAN**, Maitre de conférences classe A à l'université Akli Mohand Oulhadj – Bouira, pour l'aide précieuse qu'il m'a apportée durant la finalisation de ce travail, pour ces conseils avisés et surtout ses encouragements fructueux.

En fin j'adresse mes sincères remerciements à Monsieur **BENLAHNECHE Saâd-eddine** ingénieur d'état en chimie et chef service de transport d'énergie à Sonelgaz de Sétif, expert en matières des transformateurs de puissance, pour sa disponibilité, ses remarques fructueuses. Merci aussi d'avoir accepté de nous recevoir au niveau de la Sonelgaz GRTE.

*Bouchaoui Lahcene*

*Je dédie ce travail*

*A mes chers parents,*

*A toute ma famille,*

*A tous mes amis*

*A tous ceux qui veulent*

*savoir ...*

# Sommaire

## Introduction Générale

### Chapitre 1 :

## Localisation des défauts et mode de défaillances dans les Transformateurs de puissances (Tps)

1.1 - Introduction.....	7
1.2 – Modele de vie et condition du TPs .....	7
1.3 – Défauts dans les TPs .....	8
a- Défauts externes .....	10
b- Défauts internes .....	10
1.4 – Modes de défaillances des TPs .....	11
1.4.1 –Défaillances diélectriques.....	11
1.4.2 –Défaillances électriques .....	11
1.4.3 –Défaillances mécaniques.....	12
1.4.4 –Défaillances thermiques .....	13
1.4.5 –Défaillances chimiques .....	14
1.5 – Modèle fonctionnel de défaillances.....	15
1.6 – Techniques de diagnostic et d'évaluation de l'état des Tps.....	17
1.6.1 – Techniques classiques .....	17
1.6.1 1– Analyse d'huile .....	17
A– Qualité de l'huile .....	17
B– Analyse des gaz dissous (AGD) .....	20
1.6.1 2– Analyse de l'état du papier cellulosique.....	20
1.6.1 3– Essais électriques.....	21
1.6.1 4– Surveillance de température.....	22
1.6.1 5– Analyse des bruits.....	23
1.6.2 – Techniques Modernes.....	24
1.6.2 1– Mesure de décharges partielles .....	24
1.6.2 2– Mesure de réponse diélectrique.....	25
A– Spectroscopie en domaine fréquentiel (FDS) .....	26
B– Mesure de la tension de rétablissement (RVM) .....	26
C– Courant de polarisation et de dépolarisation (PDC) .	29
1.6.2 3– Tests chimiques .....	30
A– Spectroscopie photo-électronique par rayon X (XPS)	30

B– Produits de dégradation de l’huile .....	31
C– Analyse de la spectroscopie infrarouge par TF .....	31
1.6.2 4– Analyse de la réponse en fréquence (FRA) .....	32
1.6.2 5– Diagnostic de l’équipement auxiliaire .....	33
A– Bornes de traversées .....	33
B– Changeur de prise en charge .....	34
1.6.2 6– Diagnostic par mesure des courants .....	34
1.6.2 7– Mesure de la température par système à fibres optiques	35
1.6.2 8– Analyse par les techniques d’intelligence artificielles .....	35
1.7 – Conclusion .....	36

## **Chapitre 2 :**

### **Diagnostic des TPs Par AGD**

2.1 - Introduction.....	38
2.2 - Génération des gaz: Procédures méthodologiques .....	39
2.3 - Principes fondamentaux de l’AGD .....	40
2.3.1 - Évolution des gaz dans les TPs .....	41
2.3.2 - Méthode des gazs clé .....	43
2.3.3 - Méthode des rapports .....	44
A- Méthodes du rapport de Doenenburg .....	44
B - Méthode du rapport de Rogers .....	45
C - Méthode CEI .....	46
2.4 - Résultats pratiques. ....	48
2.5 – Application de RNA dans le diagnostic de défaut naissant .....	53
2.5.1- Topologie d'RNA utilisée.....	55
2.5.2- Application des RNA pour l’AGD à l'aide de la méthode CEI .....	58
2.5.3- Application des RNA au l’AGD à l'aide de la méthode de Rogers .....	59
2.5.4 – Résultats et discussions .....	60
2.6 - Conclusion .....	63

## **Chapitre 3 :**

### **Diagnostic des TPs par FRA**

3.1 - Introduction.....	65
3.2 - Analyse de la réponse en fréquence (FRA) .....	66
3.2.1 - Définition .....	66
3.2.2 - Quelle est la différence entre IFRA et SFRA ?.....	66
3.2.3 - Quand faut-il faire un test FRA ? .....	67
3.3 – La FRA pour la détection de défauts .....	67

3.4 - Fonction de transfert d'un TP .....	68
3.5 – Principe de la méthode .....	69
3.5.1 – Zones de frequences d'analyse FRA .....	70
3.5.2 - Interprétation des méthodes .....	71
3.5.3 - Les Types d'essais par FRA.....	71
3.5.3.1- Essai entre extrémités (end to end).....	72
3.5.3.2- Essais en court-circuit (Short-circuit) .....	73
3.5.3.3 - Essais inductif entre enroulement (Inductive inter-winding) ....	73
3.5.3.4 - Essais capacitif entre enroulement (Capacitive inter-winding)...	73
3.6 -les algorithmes d'analyse et d'interprétation .....	73
3.6.1-les standard disponible concernant FRA .....	73
3.6.1.1 – La norme chinoise DL 911/2004 .....	73
3.6.1.2- la norme ou la Brochure Cigre GT A2.26 .....	74
3.6.1.3 – La norme CEI 60076-18 .....	74
3.6.1.4 - La norme IEEE C57-149 .....	75
3.7 - Étude des Cas : Résultats de Simulation et Validation .....	76
3.8 - Modélisation du TPs par la technique FRA .....	82
3.8.1 - Le modèle .....	82
3.8.2- Calcul des paramètres du schéma équivalent .....	83
3.8.3 - Partie simulation .....	88
3.9 - Comparaison entre FRA (FRAnalyser & simulink) .....	94
3.10 - Conclusion .....	95

## **Conclusion générale & Perspectives**

### **Annexes**

**Annexe A : Constitution des transformateurs de puissance (IEEE)**

**Annexe B : Réseaux de neurones artificiels (RNA)**

**Annexe C : Lexique**

**Annexe D : Les Nomres (AGD & FRA)**

**Annexe E : Agrandissement des Figures**

### **Références**

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1.1 :</b> Évolution de la condition du TPs au cours de son cycle de vie.....	8
<b>Figure 1.2 :</b> Circuit simplifié de la mesure par RVM.....	27
<b>Figure 1.3:</b> Exemple de mesure par RVM.....	27
<b>Figure 1.4 :</b> Courbes de la réponse en tension maximale en fonction du temps de charge pour différents transformateurs d'âge différents .....	28
<b>Figure 1.5 :</b> Circuit simplifié de la mesure par PDC .....	29
<b>Figure 1.6 :</b> Allure des courbes de polarisation et de dépolarisation .....	30
<b>Figure 2.1 :</b> Model de diagnostic de Gazage du TPs.....	39
<b>Figure 2.2 :</b> Schéma simplifié de la dégradation de l'isolation mettant en exergue les contraintes et les produits de décomposition .....	41
<b>Figure 2.3 :</b> Radicaux libres résultant de l'échauffement de l'huile minérale .....	42
<b>Figure 2.4 :</b> Évolution des gaz dissous en fonction de la température.....	43
<b>Figure 2.5 :</b> Éliminer les particules en faisant circuler l'huile pendant la purification .....	49
<b>Figure 2.6 :</b> Tendances AGD du transformateur d'El-Meghier.....	49
<b>Figure 2.7 :</b> Éliminer les particules en faisant circuler l'huile pendant la purification .....	51
<b>Figure 2.8 :</b> Point chaud localisé.....	53
<b>Figure 2.9 :</b> Topologie ANN .....	54
<b>Figure 2.10 :</b> Entrée et sortie du réseau neuronal.....	55
<b>Figure 2.11 :</b> Fonction d'activation.....	56
<b>Figure 2.12 :</b> Performances d'entraînement à l'aide de LMBP avec la méthode des ratios CEI .....	60
<b>Figure 2.13 :</b> Performance de la phase d'entraînement à l'aide de la méthode LMBP et des ratios de Rogers.....	61
<b>Figure 3.1 :</b> Modèle d'un enroulement de TPs.....	69
<b>Figure 3.2 :</b> Principe de la FRA.....	70
<b>Figure 3.3 :</b> Types d'essais par FRA.....	72
<b>Figure 3.4 :</b> Montage de mesure pour un enroulement HT d'un TPs .....	77
<b>Figure 3.5 :</b> Amplitudes des réponses en fréquence des enroulements.....	78



<b>Figure 3.6 :</b> Phases des réponses en fréquence des enroulements .....	78
<b>Figure 3.7 :</b> Comparaison d'amplitudes des réponses en fréquence des enroulements A et B .....	79
<b>Figure 3.8 :</b> Différences de phase des réponses en fréquence des enroulements A et B .....	79
<b>Figure 3.9 :</b> Comparaison d'amplitudes des réponses en fréquence des enroulements B et C .....	80
<b>Figure 3.10 :</b> Différence entre les réponses en fréquence.....	80
<b>Figure 3.11:</b> Comparaison d'amplitudes des réponses en fréquence des enroulements A et C .....	81
<b>Figure 3.12:</b> Différence entre les réponses en fréquence.....	81
<b>Figure 3.13:</b> Le modèle proposé pour la représentation du noyau et des enroulements.....	82
<b>Figure 3.14:</b> Amplitude de la réponse en fréquence de la phase A.....	84
<b>Figure 3.15:</b> Modèle du transformateur avec trois cellules .....	84
<b>Figure 3.16:</b> Circuit équivalent du modèle pour la bande de fréquence Assigné à la cellule 2 .....	85
<b>Figure 3.17:</b> Simulation FRA par Matlab simulink du modèle de TPs.....	88
<b>Figure 3.18:</b> Réponse en fréquence du modèle du transformateur par Matlab Simulink .....	89
<b>Figure 3.19:</b> Réponse en fréquence de la phase A.....	89
<b>Figure 3.20:</b> Réponse en fréquence de la phase A et B par Matlab Simulink .....	90
<b>Figure 3.21:</b> Réponse en fréquence de la phase A et B par le FRAnalyzer.....	91
<b>Figure 3.22:</b> Réponse en fréquence d'un défaut de court-circuit par Matlab Simulink .....	92
<b>Figure 3.23:</b> Réponse en fréquences d'un défaut de déplacement axial d'enroulement Par Matlab Simulink .....	93
<b>Figure 3.24:</b> Réponse en fréquences d'un défaut de déplacement radial d'enroulement Par Matlab Simulink .....	94

## **LISTE DES TABLAUX**

<b>Tableau 1.1</b> : principaux défauts observés sur les Tps, leurs causes et les éléments concerné .....	9
<b>Tableau 1.2</b> : Modèle Fonctionnel de défaillance Détection possible des défauts typiques par des essais d'huile .....	16
<b>Tableau 1.3</b> : État relative de l'huile basé sur sa couleur.....	18
<b>Tableau 1.4</b> : Mesure directe sur papier cellulosique .....	21
<b>Tableau 1.5</b> : Modèle Fonctionnel de défaillance Détection possible des défauts typiques par des essais d'huile .....	21
<b>Tableau 2.1</b> : Rapport de Doernenburg ratio et leur diagnostic.....	45
<b>Tableau 2.2</b> : Codes du rapport de Rogers.....	45
<b>Tableau 2.3</b> : Tableau de diagnostic des defaults de Rogers.....	46
<b>Tableau 2.4</b> : Codes de rapport CEI.....	46
<b>Tableau 2.5</b> : Diagnostic de défaut CEI.....	47
<b>Tableau 2.6</b> : Valeurs de données AGD du transformateur El-Meghier.....	48
<b>Tableau 2.7</b> : Valeur de données AGD du transformateur Sidi-Aiche.....	50
<b>Tableau 2.8</b> : Concentration de gaz de l'unité Akbou .....	50
<b>Tableau 2.9</b> : Historique AGD de l'autotransformateur Darguinass .....	51
<b>Tableau 2.10</b> : Mesure de résistance d'enroulement avec différentes positions de prise.....	52
<b>Tableau 2.11</b> : Rapport de transformation .....	52
<b>Tableau 2.12</b> : Données d'échantillons.....	57
<b>Tableau 2.13</b> : Base de données entraînée par la méthode des ratios CEI.....	58
<b>Tableau 2.14</b> : Ensembles de données entraînés par la technique des ratios de Rogers .....	58
<b>Tableau 2.15</b> : Résultats de comparaison entre ANN AGD et AGD traditionnel basé sur Rogers et CEI.....	62
<b>Tableau 3.1</b> : Domaines typiques d'interprétation de la proche FRA .....	70
<b>Tableau 3.2</b> : Facteurs d'évaluation d'enroulement d'après la Norme DL/T911-2004 .....	73
<b>Tableau 3.3</b> : Evaluation d'enroulement d'après la Norme DL/T911-2004.....	74
<b>Tableau 3.4</b> : Régions de fréquences et facteurs d'influence correspondants....	75

<b>Tableau 3.5 :</b> Types de transformateur et quantité de test recommandée.....	76
<b>Tableau 3.6 :</b> Bande de fréquence assignée pour chaque cellule .....	84
<b>Tableau 3.7 :</b> L'amplitude et phase de la réponse fréquentielle .....	87
<b>Tableau 3.8:</b> Paramètres des cellules pour la phase A.....	87
<b>Tableau 3.9 :</b> Paramètres des cellules pour la phase B.....	90
<b>Tableau 3.10 :</b> Pourcentages des changements des Paramètres des cellules pour un défaut de court-circuit .....	92
<b>Tableau 3.11 :</b> Pourcentages des changements des Paramètres des cellules pour un défaut de déplacement axial d'enroulement .....	93
<b>Tableau 3.12 :</b> Pourcentages des changements des Paramètres des cellules pour un défaut de déplacement radial d'enroulement .....	94
<b>Tableau 3.13 :</b> Comparaison des résultats obtenus en utilisant le FRanalyser & le simulink.....	95

## **Acronymes & Abréviations**

AGD	Analyse des Gaz Dissous (Dissolved Gas-in oil Analysis)
AI	Intelligence Artificiel
ARC	Arc ou décharge a base énergie (High Energy Discharge)
ASTM	Standards Américaines internationales de Matériel Technique (International American Standards of Technical Material)
CEI	Commission électrotechnique internationale (International electrotechnical commission)
CIGRE	Conseil International sur les Grands Réseaux Electriques (International Council on Large Electric networks)
CH <sub>4</sub>	Méthane
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Ethane
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Ethylène
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Acétylène
CO	Monoxyde de Carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de Carbone
DC	Dégradation de Cellulose
DP	Décharge Partielle
EPRI	Institut de recherche d'énergie électrique (The Electric Power Research Institute)
H <sub>2</sub>	Hydrogène
FRA	Analyse de la Réponse en Fréquence (Frequency Response Analysis)
SFRA	Balayage d'Analyse de la Réponse en Fréquence (Sweep frequency response analysis)
IFRA	Analyse de la réponse en fréquence impulsionnelle (Impulsionnel frequency response analysis)
IEEE	Institut d'ingénieur d'électricité et électronique (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
MLP	Multi couche perceptron (Multi Layer Perceptron)
NI	Etat non identifie
NR	Etat normal
OH	Surchauffement (Overheating)
RC	Régleur en charge (On-Load Tap Changer)

PPM	Concentration exprimée en partie par million. Une ppm (volume/volume) de gaz implique que 1mm <sup>3</sup> de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 atmosphère (101.3 kilo pascal).
RNA	Réseaux de neurone artificiel (Artificial Neural Network)
SE	Système expert
TDCG	Total des gaz combustibles dissous dans l'huile (Total dissolved combustible gaz)
TGC	Contenu total en gaz (Total gaz content).
TPs	Transformateurs de puissance
GRTE	<b>G</b> estionnaire du <b>R</b> éseau de <b>T</b> ransport de l' <b>E</b> lectricité
ZTZ service	Centre scientifique de technologie dans Zaporozhye Ukrain (Scientific- Engineering Center in Zaporozhye Ukrain).

## Symboles

R	Resistance en ( $\Omega$ )
L	Inductance en (H)
C	Capacité en (F)
V	Tension
I <sub>c</sub>	Courant de charge
V <sub>r</sub>	Tension de recouvrement
t	Temps
T <sub>d</sub>	Temps de décharge
A	Courant
U <sub>c</sub>	Source de tension
T <sub>c</sub>	Temp de charge
FAL	Furfuraldéhyde
T <sub>g</sub> $\delta$	Facteur de pertes diélectriques
X <sub>i</sub>	Les entrées du réseau RNA
W <sub>ij</sub>	La connexion de poids entre i et j neurone
$\theta_j$	Le biais du jème neurone caché
Y	Les Sorties désirée
F	Fréquence
V <sub>s</sub>	Tension injectée (tension d'entrée)
V <sub>r</sub>	Signal de réponse (tension mesurée)
Db	Décibel
Cell	Cellule

# Introduction Générale

### 1. Problématiques :

La surveillance et le diagnostic des équipements électriques, en particulier les transformateurs de puissance (TPs) qui constituent le cœur de la production, du transport et de la distribution d'électricité font depuis longtemps l'objet d'un grand intérêt. **[HADJ\_15]**

Habituellement la méthode de diagnostic par analyse des gaz dissous (AGD) est exécutée seulement par des experts aux différents laboratoires d'électrotechnique, où une grande quantité de la connaissance sur la relation entre les composants chimiques qui existent dans l'huile, et le type de défauts latents dans l'appareillage de puissance a été accumulée. Ce domaine a connu un intérêt croissant au cours des années. **[BOUC\_21]**

Les techniques classiques de surveillance de l'état telles que l'analyse des gaz dissous (AGD), les analyses physico-chimiques de l'huile isolante (APC), l'analyse de l'état du papier cellulosique et les essais électriques sont incapables de détecter les déformations mécaniques les plus mineures qui se développent par la suite en défauts diélectrique ou thermiques.

Ainsi, la technique d'analyse de la réponse fréquentielle (FRA) offre le potentiel pour détecter des problèmes des enroulements. Cette méthode est basée sur le concept qui change dans les enroulements en raison de la déformation et des déplacements causent un changement des impédances de l'enroulement du transformateur et par conséquent d'une modification de sa réponse en fréquence. L'impédance du TPs peut être modélisée par un circuit complexe de résistances, inductances et capacités (circuit RLC). **[ABUS\_18]**

L'application pratique de FRA pour détecter les dommages mécaniques dans un TPs dépend de sa sensibilité à tout changement dans l'inductance et capacité réparties. Le transformateur peut être modélisé par une chaîne d'inductances à la terre et réunis par leurs capacités parasites entre les enroulements. Le circuit équivalent est utile dans la modélisation de la sensibilité de la FRA au changement d'enroulement.

# **Introduction Générale**

L'interprétation de FRA basé sur la modélisation du transformateur par un circuit RLC pour représenter avec précision le comportement d'un transformateur sur toute la gamme de fréquence. La modélisation du transformateur basé sur la variété de types des modèles utilisent des paramètres de réseau équivalent (RLC) et se concentrer sur la gamme de fréquence d'intérêt. **[DIDI\_17]**

AGD et FRA sont des techniques qui fournissent des parties d'informations importantes concernant l'état de vie du transformateur, et chaque information (qui peut être corroborant, complémentaires et même contradictoires) pris ensemble constituent la preuve qui, à travers l'analyse d'un expert, permettre de faire un diagnostic fiable et précis, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative. **[GONZ\_16]**

L'objectif de cette thèse est d'utilisation des plus grandes célèbres méthodes à savoir la AGD, la FRA et les réseaux de neurones artificiels pour la modélisation et au diagnostic du comportement dynamique des Tps. en plus plusieurs des simulations des cas pratiques ont été présentés pour plusieurs défaillances afin d'obtenir plus de détail et de comparaison.

## **2. Structure de la thèse** : Cette thèse est subdivisée en trois chapitres.

Dans le chapitre 1, nous avons discuté à la fois les modes de défaillances, ainsi que les causes qui conduisent à la défaillance et la relation entre elles et les gaz générés dans le transformateur de puissance et aussi les méthodes de diagnostic les plus utilisée et les plus fiables.

Dans le chapitre 2, on a cité les méthodes conventionnelles d'analyse de gaz dissous dans les transformateurs de puissance (Méthodes de Doernenburg, rapport de Rogers, rapport CEI, Duval, IEEE (TDCG et Gaz clés) ainsi que leurs avantages et inconvénients qui sont dévoilées. Les limitations de ces méthodes imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les techniques d'intelligences artificielles (ex RNA). Qui fournit la détection efficace des défauts naissants, plus convenablement et avec exactitude que les autres méthodes. Pour cela, on a choisi cette méthode pour détecter les défauts naissants dans le transformateur de puissance et puis localiser ces défauts dans les parties essentielles du transformateur. La banque de données des diagnostics



## **Introduction Générale**

faite sur le parc des transformateurs de la région de SETIF, nous a permis de voir la sensibilité de notre programme et le niveau de sa reproductibilité. La comparaison des résultats obtenus est faite par rapport à un logiciel DELTA X utilisé dans les laboratoires de SONEGAZ-GRTE ou les données de part et d'autres sont examinées pour voir les convergences établies. A la fin, 04 cas réels de différents défauts et la localisation de ces défauts dans les différentes parties essentielles du transformateur ont été bien étudiés, et aussi permettra de mettre en évidence l'impact de l'intelligence artificielle sur les résultats de recherche en diagnostic de TPs.

Dans le chapitre 3 on a présenté la méthode de diagnostic basée sur la FRA, son principe, les moyens utilisés, la méthode de mesure et la façon d'interpréter les résultats. Puis on a consacré aux résultats expérimentaux obtenus après modélisation du transformateur de puissance puis application de l'algorithme pour le calcul des paramètres du modèle et finalement simuler les principaux défauts pouvant affecter le transformateur et ce en utilisant le logiciel Matlab Simulink. En réalisant plusieurs défauts sur l'enroulement haute tension. Les résultats obtenus sont enfin discutés en fin de chapitre.

La thèse s'achève par des conclusions générales résumant l'essentiel des résultats obtenus et perspectives, des annexes et de plus d'une centaine de références bibliographiques utiles.

### **3. Objectifs de l'étude :**

Plusieurs objectifs pourraient être assignés à ce projet

- La détection des défauts naissants dans les transformateurs peut ainsi fournir des informations précieuses qui aideront à prendre les dispositions nécessaires afin d'éviter ces pannes.
- développer et d'évaluer quelques procédures, techniques et outils de diagnostic pour l'évaluation de l'état et la durée de vie résiduelle des transformateurs approchant leur fin de vie.
- de combiner certaines techniques afin d'identifier les paramètres majeurs qui pourront nous renseigner sur l'apparition des défauts naissants et sur l'état de l'isolation.

## **Introduction Générale**

- de déterminer les capacités des procédures et/ou techniques pour évaluer l'état des transformateurs approchant leur fin de vie.
- d'explorations de nouvelles applications et limites de techniques de diagnostics existantes.
- Utilisé les technique d'intelligence artificielle pour rendre le diagnostic plus fiable et plus précis.
- de détecter les tout premiers signes de défauts et de surveiller le développement du de ces défauts.
- de formaliser, dans une certaine mesure, ce processus de diagnostic pour les cas de défaut les plus fréquents à minima.
- utilisation des techniques d'intelligence artificielle (IA) peut améliorer la fiabilité et la répétitivité de l'analyse des essais, et peut également servir à extraire l'information qui n'est pas fournie directement par les bases de données
- apporter une synthèse fiable d'informations complexes, sans l'appui d'expert, ou d'affiner les recherches de l'expert en cas de recherche de défaut, ou de situation présumée anormale sur un TPs.
- Rassembler les informations de diagnostic de TPs et utilisé plus tard comme empreinte d'état précédemment pour voir leur développements sur l'état vie de Tps.

### **4. Méthodologie :**

La méthodologie pour ce projet de recherche peut être subdivisée en quatre étapes:

- une revue sur la littérature couvrant quatre aspects : causes de pannes, techniques de diagnostics, l'évaluation de la durée de vie et la gestion des TPs.
- Le diagnostic consiste d'une part à observer les effets de la défaillance et, d'autre part, à identifier si possible les causes et l'importance de cette défaillance.
- Deux méthodes de diagnostic (AGD & FRA) sont des techniques le plus efficace pour surveiller l'état des Tps. on été présenter, détailler et utilisé dans un diagnostic des cas réel et voir leur impact et fiabilité.

## **Introduction Générale**

- Collection des informations, de tout type, utiles pour le diagnostic de défauts des transformateurs, et qui seront réutilisées dans l'outil de diagnostic final.
- Utilisation des techniques d'intelligence artificielle (RNA particulièrement) a permis de développer des codes sources puissants et souples pour diagnostiquer des défauts de TPs.
- Formalise un outil original pour l'aide au diagnostic de défauts, automatisant le processus de diagnostic de transformateurs.
- Enfin de chaque présentation d'une méthode de diagnostic (AGD & FRA) on a validé les résultats de cette thèse par l'étude des cas réels de différents défauts dans les différentes parties essentielles du TPs pour voir leur précision et efficacité.

**5. Contribution de la thèse :** le travail présenter dans cette thèse nous a permis la production scientifique suivante :

Les chapitres **1 et 2** font l'objet de :

- **Publication** ref [**ISSN: 2074-272X DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.4.01>.Vol: 4, Année: 2021, Pages: 3 – 11**].
- **Livre: ISBN 10: 6131564442 ; ISBN 13: 9786131564444. Éditions universitaires européennes, 2013.**

Le chapitre **3** fait l'objet d'une **communication [Bouchaoui L., Hemsas K.E, Benlahneche S.E. Diagnostic des Transformateurs de Puissance par l'Analyse de la Réponse Fréquentielle (FRA), conférence ICEO université ouargla, Algerie, 2013, Pages : 1-5]**.

# **Chapitre 1**

## **Défaillances et méthodes de diagnostic des TPs**

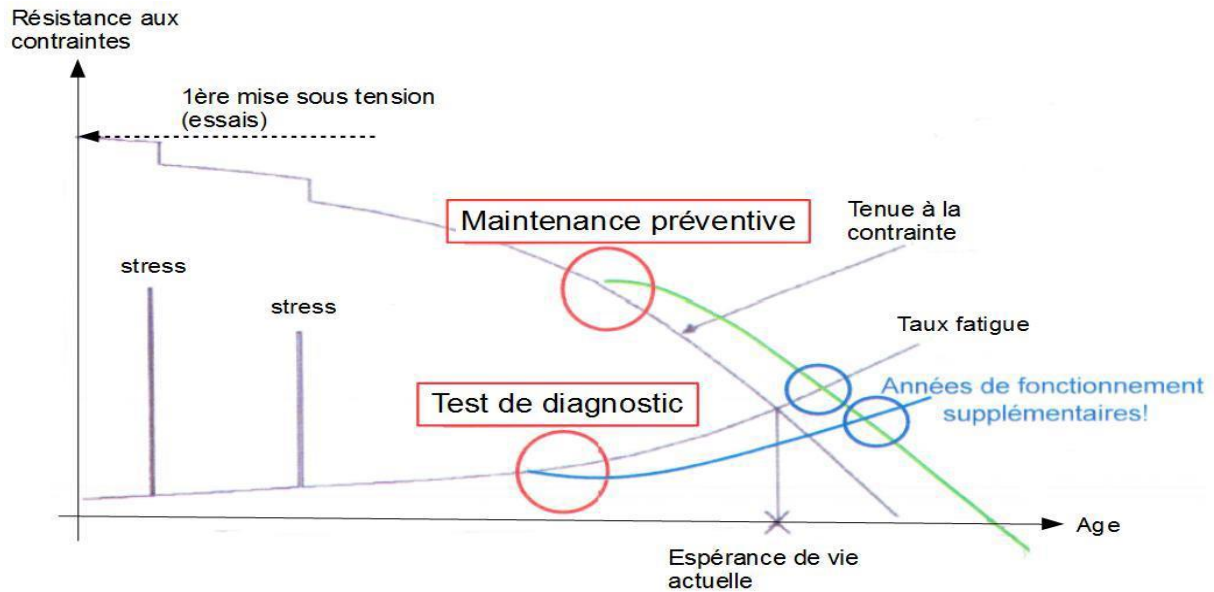
## **1.1. Introduction:**

Les transformateurs de puissance jouent un rôle important dans la fourniture de l'énergie électrique depuis la production jusqu'à la distribution vers les consommateurs. Leur durée de vie est de l'ordre de 30 ans, dans des conditions normales d'exploitation. La disponibilité de l'énergie électrique dépend donc de leur aptitude à fonctionner sans défaillance. Un transformateur est dimensionné pour résister à ses contraintes de fonctionnement nominales dans le temps. En effet, pendant leur fonctionnement, les transformateurs sont soumis à des contraintes qui entraînent souvent l'apparition des défauts, entamant son potentiel de vie. La répétition de ces événements engendrera par phénomène d'avalanche une destruction d'autant plus rapide.

La connaissance des mécanismes de ces défauts est une étape importante dans le processus de maintenance et de gestion de ces équipements.

## **1.2. Modèle de vie et état de santé des TPs :**

La durée de vie d'un transformateur de puissance commence dès la spécification initiale, la conception et la fabrication par l'installation, l'exploitation et la maintenance. Un modèle de la vie d'un transformateur est considéré comme un changement de son état avec le temps sous l'impact combiné de facteurs thermiques, électriques, diélectriques, chimiques et les contraintes électrodynamiques. Cependant, sa résistance diminue sous l'influence des contraintes opérationnelles spécifiées pendant sa durée de vie. La Figure 1.1 représente un cycle de vie d'un transformateur résister à ses contraintes de fonctionnement nominales dans le temps. Des écarts liés à des perturbations (souvent violentes et brèves) vont engendrer le stress des différents composants fonctionnels, entamant son potentiel de vie.



**Figure 1.1.** Évolution de la condition du transformateur au cours de son cycle de vie [DIDI\_17]

- L'état de santé (La condition) des TPs change sous l'action combinée des contraintes thermiques, électriques, électrodynamiques (mécaniques), chimiques (contaminations) et l'évaluation de la condition des transformateurs est liée à la condition de chaque sub-système du transformateur.
- Les différents sub-systèmes sont: les enroulements, le noyau; les bornes, le régulateur en charge, le système diélectrique solide et liquide et finalement le système de refroidissement.
- Le classement par rang de la condition des TPs passe par une série d'évaluation à travers une batterie de tests qui constitue le diagnostic avec lequel on lui associe l'historique des événements et les facteurs de conception et d'exploitation. La détermination de leurs conditions par diagnostic permet de situer ces limites de tenue (mécanique, thermique, diélectrique et électrique) et chutent naturellement avec l'âge du TPs [SAAD\_06], [SANJ\_22].

### 1.3. Défaits dans les TPs:

Les transformateurs sont dimensionnés pour résister aux contraintes de fonctionnement, 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 TPs [SAMU\_18].

## **Chapitre 1                      Défaillances et méthodes de diagnostic des Tps**

Le tableau 1.1 présente les principaux défauts observés sur les TPs, les contraintes responsables et les causes probables.

<b>Causes</b>	<b>Contraintes</b>	<b>Défauts</b>	<b>Symptômes</b>	<b>Eléments concernés</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Chocs de foudre</li> <li>- Coupure brutale d'une ligne</li> </ul>	Diélectriques et surtensions	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Amorçages de pièces sous tension ;</li> <li>-Défauts d'isollements</li> </ul>	Dégradation visuelle de l'isolant entre spires	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Papier</li> <li>-Huile</li> <li>-Traversées</li> <li>-Enroulements</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Court-circuit ;</li> <li>- Mise sous tension des Tps ;</li> <li>- Démarrage des moteurs.</li> </ul>	Electrodynamiques et surintensités	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Déformation des enroulements ;</li> <li>-Dégradation des isolants solides.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Echauffements des enroulements</li> <li>-Chute de tension aux secondaires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Enroulement</li> <li>-Papier</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Surcharges</li> </ul>	Electriques	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Connexion entre cuivre des enroulements et connexion internes ;</li> <li>-Connexion au niveau des changeurs de prises.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Formation des points chauds</li> <li>-Echauffement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Changeurs de prises,</li> <li>- Enroulements ;</li> <li>-Traversées.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pertes joules</li> <li>- Surcharges ;</li> <li>- Problèmes de refroidissement ;</li> <li>- Contraintes électromagnétiques et courant de Foucault</li> </ul>	Thermiques	Vieillissement	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Point chaud</li> <li>-Echauffements des enroulements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Papier ;</li> <li>-Huile</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transport des transformateurs ;</li> <li>- Tremblements de terre ;</li> <li>- Vibrations</li> </ul>	Mécaniques	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Dégradation des isolants interne ;</li> <li>-Fuites des joints.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Mauvais alignements des régleurs de prises</li> <li>-Fuites des joints</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Régleur de prises</li> <li>-Joints</li> <li>-Isolants internes</li> </ul>

**Tableau 1.1** : Défauts associés aux contraintes, leurs causes et les éléments concernés [SAMU\_18].

Un tel défaut peut résulter d'un court-circuit ou d'un circuit ouvert au niveau du bobinage primaire ou secondaire. Un court-circuit provoque une augmentation de la température à l'intérieur de transformateur, ce qui conduit à la détérioration des isolants des conducteurs. Le transformateur est donc déséquilibré **[REKI\_08]**.

De manière générale, sont distingués sur un transformateur, des défauts externes et des défauts internes :

**A. 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-circuits sur les lignes ou entre ligne et terre.
- Les surcharges, relatives à la sollicitation du transformateur
- Les surtensions transitoires créées par des conditions atmosphériques particulières (exemple séisme).
- Les défauts du système externe de refroidissement **[BERG\_06]**, **[SINJ\_16]**.

**B. 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 régulateurs ; Les court-circuits internes, entre spires, entre enroulements ou entre enroulements et noyau magnétique ou cuve.
- 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 **[SAMU\_18]**.
- 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

- Les traversées (Bushings) et les bornes.
- Défauts de conception et de fabrication.

### **1.4. Mode de défaillances des TPs :**

La défaillance du transformateur de puissance peut être attribuée à des défaillances thermiques, diélectriques, mécanique.

#### **1.4.1. Défaillances diélectriques :**

Lors de surtensions sur le réseau, comme des chocs de foudre ou de manœuvre de disjoncteurs par exemple, les modes de défaillances diélectriques entraînent la perte d'isolement développant une décharge électrique des pièces sous tension :

- entre elles, comme entre enroulements ou entre spires.
- avec la masse, comme l'amorçage d'une traversée ou d'un enroulement à la cuve ou au circuit magnétiques décharges partielles au sein d'un isolant, classiquement solide dans les transformateurs.

Ce sont des micro-décharges locales appelées Décharge Partielle (DP) qui tend à se propager dans le temps [CHRI\_18].

#### **1.4.2. Défaillances électriques :**

Lorsque les contacts se dégradent dans le temps, ils laissent passer le courant sur une surface de passage effective réduite par rapport à la construction originale. En conséquence la densité de courant locale augmente ce qui peut créer des points chauds dus à des échauffements anormaux sur les éléments suivants : Connexions dans certains changeurs de prises en charge, en particulier les contacts mobiles de l'inverseur s'ils sont peu manipulés, alors qu'ils voient passer en permanence le courant de charge du transformateur.

Connexions des changeurs de prise hors tension. Les contacts mobiles sur les positions en service qui ne sont pas manipulés durant des années peuvent se dégrader avec le temps.

- Connexion entre le cuivre des enroulements et une connexion interne, comme pour les prises de réglage ou les connexions qui passent dans les traversées.

Ces différentes connexions sont brasées, serties ou boulonnées, et suivant la qualité du contact et les conditions d'exploitation, certains de ces raccords peuvent chauffer anormalement. Un point chaud très avancé sur un contact boulonné [DJEM\_20].

### **1.4.3. Défaillances Mécaniques :**

Ce mode de défaillance concerne les enroulements et le circuit magnétique, et se manifeste sous deux formes : électrodynamique et mécanique.

**1.4.3.1. D'origine électrodynamiques :** elle résulte des efforts mécaniques importants appliqués sur le bobinage lors d'un court-circuit.

La présence de courants supérieurs à 25 fois l'intensité nominale crée :

**A. des contraintes mécaniques axiales** tendant à écarter ou comprimer les spires et faisant, glisser les enroulements concentriques les uns par rapport aux autres ;

**B. des contraintes radiales** éloignant les spires du circuit magnétique et forment des (hernies) (buckling) sur la hauteur de l'enroulement.

La composition vectorielle de ces efforts provoque une complète, déformation du bobinage, et un déplacement des enroulements.

### **1.4.3.2. D'origine mécaniques :**

La dégradation des isolants solides de la partie active, ou le déplacement du circuit magnétique sont dus aux importants chocs du transformateur lors du transport. Ceci entraîne :

- Des points chauds sur des régulateurs de prises si ceux-ci sont mécaniquement mal alignés.

- La diminution de distances diélectriques, dues au déplacement interne massif d'un circuit magnétique de plusieurs centimètres, suite à un choc mécanique comme lors de la chute d'un transformateur.
- Des dégradations d'isolants internes dues à des vibrations anormales, elles mêmes dues à un manque de serrage interne à la construction, ou suite à des chocs importants.
- Les fuites de joints mécaniquement trop serrés et/ou chauffés lors de leur installation puis leur exploitation **[DIDI\_17], [ABUS\_18]**.

### **1.4.4. Défaillances thermiques :**

Ce mode de défaillances est dû à une élévation anormale de la température d'un élément du transformateur. Ces perturbations thermiques ont pour origines: un manque de réfrigération, ou une augmentation de l'effet Joule.

La première cause d'échauffements excessifs est la mauvaise évacuation de la chaleur par manque d'échange thermique entre le transformateur et le fluide caloporteur due à une température ambiante excessive, un encrassement des ailettes de réfrigération, un manque de débit du réfrigérant...

Le deuxième est d'origine électrique, est lié à la résistance des conducteurs. La circulation d'un courant est source d'un dégagement de chaleur (l'effet Joule), Elle peut se matérialiser sous une forme extrêmement violente mais brève capable d'engendrer la fusion des conducteurs en un point de faiblesse (cas du court-circuit) ; ou sous forme d'une augmentation de température lente bien au-dessus de la limite de classe d'isolement conduisant à une dégradation rapide de l'isolant (cas de la surcharge). Ces phénomènes peuvent avoir une origine interne suite à un défaut naissant, ou externe suite à une avarie sur le réseau primaire ou secondaire.

Les échauffements anormaux au sein du transformateur n'aboutissent pas toujours à une destruction complète. La contrainte thermique tolérée peut, de manière très localisée (faiblesse de section du conducteur, mauvais bobinage), être bien en deca de la valeur assignée.

La présence d'une surchauffe très limitée est dans certains cas, à l'origine de mise en court-circuit d'un certain nombre de spires (modification du rapport de transformation) induisant des surtensions et un déséquilibre de phases ; voire de points chauds au niveau des connexions (mauvais serrage).

Ces défaillances sournoises sont assez facilement décelable grâce a la présence de particules carbonées dans l'huile, ou par la mesure du rapport de transformation.

Enfin, la dernière cause d'échauffement est d'origine électromagnétique. En Fonctionnement normal, les éléments métalliques (cuve, circuit magnétique...) sont reliés a une prise de terre commune, assurant une liaison équipotentielle. Il ne peut de ce fait, exister une circulation de courant entre ces éléments.

Une rupture de la connexion ou une augmentation de la résistance de ces liaisons provoque une montée en potentiel d'éléments par rapports aux autres, en raison du champ magnétique variable présent. La circulation des courants de Foucault a travers les boucles ainsi créées, provoque l'échauffement anormal des éléments interconnectés. N'étant pas conçus a cet effet, leur isolation se dégrade **[SANC\_14], [SINJ\_16]**.

### **1.4.5. Défaillances chimiques :**

Ce mode de défaillances est lié aux réactions chimiques agressant les éléments du transformateur. Elles sont activées par des sources de contamination extérieures, et ont pour effet principal de réduire la qualité des diélectriques :

➤ **D'origine liquide par la présence d'eau de provenance externe :**  
Issue de l'humidité atmosphérique. Elle pénètre dans le transformateur par des faiblesses dans les jointures par ruissellement, ou sous forme de vapeur par aspiration. Ce phénomène se produit lors de l'arrêt prolongé d'une machine. La baisse des températures et des pressions internes créent une contraction des matériaux de la structure, et une baisse du volume de liquide. Des jointures alors vieilles par différentes agressions (météorologique, mécanique, thermique), favorisent la pénétration d'eau et d'autres éléments pollués, dans le transformateur et les traversées.

➤ **D'origine liquide par la présence d'eau de provenance interne:** En raison d'un mauvais séchage lors de la phase d'imprégnation, et par la présence de particules d'eau dans les isolants solides tels que la cellulose (3% de la masse du transformateur). Elle va s'extraire par diffusion moléculaire à travers la

matière, ou bien par hydrolyse (dépolymérisation). L'hydrolyse résulte d'une combinaison de l'eau avec l'acide, en produisant des particules hydrogénées. Cette réaction initie un phénomène d'avalanche puisque : l'eau provoque la dépolymérisation qui produit de l'eau... ; et une accélération du vieillissement de la cellulose.

L'eau réduit non seulement la tenue diélectrique du transformateur, mais accélère également la défragmentation moléculaire des matériaux isolants, ce qui se matérialise par une désagrégation des plastiques et résines, et la présence de furanes issue de la décomposition de la cellulose.

L'huile a une capacité d'absorption de l'eau très faible. Évaluer la teneur en eau d'un transformateur, c'est évaluer son état de vieillissement, et l'état des isolants cellulosiques [**DIDI\_17**].

### **1.5. Modèle fonctionnel de défaillances:**

Le modèle de défaillance de transformateur doit répondre normalement aux questions suivantes :

- Quels sont les anomalies et les défauts qui peuvent affecter les composants particuliers du transformateur liés à un sous système fonctionnel ?
- Quel est le chemin possible de l'évolution de l'anomalie, et puis du défaut?

L'huile est considérée comme une partie essentielle et indissociable du corps du transformateur et qui est responsable du report d'informations sur la santé du système diélectrique. Les impuretés en huile peuvent émigrer sous l'impact de la température et du champ électromagnétique. Le **tableau 1.2** montre le modèle fonctionnel de défaillance des transformateurs de puissance ou l'huile est considérée comme le vecteur essentiel des informations apportées sur la condition du transformateur [**SOKO\_00**], [**JONA\_22**].

<b>Composant de Systèmes</b>	<b>Anomalies</b>	<b>Détection à travers l'huile</b>	<b>Défauts</b>	<b>Détection à travers l'huile</b>
<b><u>Diélectrique</u></b> - Isolation : - Majeure - Mineure - Raccordements	- Excès d'eau - Contamination d'huile - Huile vieillie - Cellulose vieillie - Electrification statique - DP de faible énergie - Contamination de la surface	Oui Oui Oui Oui Oui Non	- DP destructive - Cheminement localisé - Ecoulement de décharges - Vieillesse excessive/cellulose surchauffée - Etincelle	Oui Non Oui Oui Oui
<b><u>Circuit magnétique</u></b> - Isolation du noyau - Force de Serrage - Ecran magnétique - Circuit de terre.	- Perte de serrage - Court circuit /circuit ouvert de terre. - Circulation de courant anormal - Potentiel flottant - Laminées Vieillies	Non Oui Oui Oui Non	- Point chaud localisé - Etincelle/décharges - Génération de gaz	Oui Oui Oui
<b><u>Mécanique</u></b> - Enroulements - Serrage - Supports de raccordements	- Perte de serrage	Non	- Distorsion des enroulements: - Radiale - Axiale - Torsion - Rupture isolation	Non Non
<b><u>Circuit électrique</u></b> - Raccordements - Enroulement - Conducteurs	- Joint faible - Contacts faible - Contact détériorés	Oui Oui Oui	- Point chaud localisé - Circuit ouvert - Court circuit	Oui Non Oui

**Tableau.1.2 :** Modèle Fonctionnel de défaillance Détection possible des défauts typiques par des essais d'huile **[JOSE\_00]**.

## **1.6. Techniques de diagnostic et d'évaluation de l'état des TPs :**

Dans ce qui suit on présente une revue de littérature sur les différentes techniques de diagnostic et d'évaluation de l'état des transformateurs de puissance qui peuvent être trouvées dans la pratique.

### **1.6.1. Techniques classiques :**

Les méthodes chimiques telles que les analyses physico-chimiques de l'huile isolante (APC) et l'analyse des gaz dissous (AGD) sont les techniques traditionnelles largement utilisées. L'analyse d'huile s'inscrit dans le cadre des inspections de routine qui sont effectuées tous les trois/ six /douze mois, dépendant de la taille du transformateurs et leur importance dans le réseau.

#### **1.6.1.1 Analyse d'huile :**

##### **A. Qualité de l'huile :**

##### **1- Couleur et apparence :**

Ce test est effectué pour déterminer la couleur de l'huile vieillie en service, il suit la norme ASTM D1500-91 (International **A**merican **S**tandards of **T**echnical **M**aterial). Ce type de test se fait au laboratoire en utilisant des appareils spéciaux et suivant une procédure bien définie dans la norme précédente. Par contre l'inspection visuelle basée seulement sur l'œil nu est réalisée sur site suivant une autre norme qui est ASTM D 1524-84.

La couleur et l'apparence de l'huile combinées avec son odeur donnent des informations rapides et utiles pouvant être obtenues sur site, selon lesquelles une personne expérimentée peut observer immédiatement si quelque chose est anormal. La couleur foncée peut indiquer que l'huile a commencé à se détériorer, qui est également la première étape de formation des dépôts et de boues libres. Dans ce cas-là il est fortement recommandé de changer l'huile [**HADJ\_15**]. La couleur de l'huile est exprimée en une valeur numérique (indice de couleur) basée sur une comparaison avec une série de normes de couleur (**Tableau I.3**) [**IEEE\_05**].

Indice de couleur	La couleur selon ASTM	Etat d'huile
0-0.5	Transparent	Neuve
0.5-1	Jaune pâle	Bonne
1-2.5	Jaune	Huile vieillée
2.5-4	Jaune vif	Etat marginal
4-5.5	Ambre	Mauvais état
5.5-7	Marron	Etat sévère
7-8.5	Marron foncé	Etat extrême

**Tableau 1.3.** État relative de l'huile basé sur sa couleur

**2- Tension de claquage ou (rigidité diélectrique) :** est la tension maximale pour que le claquage du diélectrique ait lieu. C'est l'une des mesures les plus significatives, elle évalue la capacité de l'isolation de tenir les contraintes électriques aux fréquences industrielles. Une valeur faible de la tenue diélectrique nous informe de la présence d'impuretés, d'eau ou d'autres contaminants. Il existe deux sortes de mesures dans les standards ASTM-D877-87-13 et l'ASTM-D1816-04 **[ASTM\_04]**, **[ASTM\_13]**.

**3- Facteur de dissipation diélectrique (ou facteur de puissance) et la permittivité relative :** D'après le standard ASTM-D924-15, cette méthode est applicable aux isolations liquides neuves et en service à la fréquence industrielle, pratiquement entre 45 et 65Hz. Le facteur de dissipation diélectrique (FDD) ou facteur de puissance (FP) représente les pertes diélectriques et par conséquent l'échauffement de l'isolation. Ce facteur est très important du point de vue contrôle de qualité et indication de changement de qualité résultant d'une contamination ou de détérioration en service ou encore de la manipulation. Un FDD élevé est alors une indication de la présence de contaminations ou de produits de dégradation tels que l'humidité, matériaux conducteurs et produits d'oxydation. La permittivité relative est affectée par la présence de l'humidité et le changement des propriétés physiques **[AUDR\_07]**, **[ASTM\_15]**.

**4- La viscosité :** la viscosité de l'huile est sa résistance de circuler dans des conditions spécifiques (ASTM-D445-17). La viscosité de l'huile utilisée comme liquide de refroidissement influence les taux de transfert de chaleur. Les



viscosités élevées sont à éviter, spécialement dans les climats froids [ASTM\_17].

**5- L'acidité et indice de neutralisation :** est obtenue à l'aide d'un test de neutralisation consistant à déterminer la quantité d'hydroxyde de potassium nécessaire pour neutraliser 1g d'huile, l'indice de neutralisation est exprimé en KOH/g. Il permet de détecter la contamination et le vieillissement de l'huile [SCHE\_01].

Les acides organiques ne sont qu'un des groupes de produits d'oxydation qui entraîne la détérioration graduelle de l'huile et confirment la disparition progressive de l'antioxydant, ce qui entraîne la formation de limon en attaquant les métaux à l'intérieur de la cuve et réduit la durée de vie du transformateur, ils affectent également la cellulose et accélèrent la dégradation de l'isolation. Il a été trouvé que la formation de boues commence à s'établir lorsque le nombre d'acides atteint 0.4 mg KOH/g. Il est recommandé que l'huile doive être régénérée lorsque l'indice de neutralisation atteint 0.2 mg KOH/g [HADJ\_15].

**6- Tension interfaciale (TIF) :** Ce test selon le standard ASTM D971-91 est utilisé par les laboratoires de l'AGD pour déterminer la tension interfaciale entre un échantillon d'huile et d'eau distillée pour la mesure des composants polaires. L'échantillon d'huile est placé dans un bécher d'eau distillée à une température de 25 °C. L'huile va flotter parce que sa gravité est inférieure à celle de l'eau. Il devrait y avoir une distinction claire entre les deux liquides. La TIF est définie comme étant la force qu'il faut appliquer par unité de longueur le long d'une ligne perpendiculaire à la surface de l'huile en équilibre pour provoquer l'extension de cette surface, elle se mesure en dynes par centimètre qui est une petite unité de force égale à  $10^{-5}$  Newtons. Une huile propre va créer une ligne très distincte au-dessus de l'eau donnant une tension interfaciale de 40 à 50 dynes par centimètre le long de l'interface. L'acidité et la tension interfaciale ensemble peuvent être une excellente indication du moment où l'huile doit être régénérée [FIST\_00], [LANJ\_22].

**B.     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 ( $\text{CH}_4$ ), l'éthane ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), l'éthylène ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), l'acétylène ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) l'hydrogène ( $\text{H}_2$ ), le monoxyde et le dioxyde du carbone ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ). 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 [BOUA\_14].

**1.6.1.2. Analyse de l'état du papier cellulosique :****1.6.1.2.1. Mesure directe sur le papier (degré de polymérisation) :**

Les méthodes typiques de mesures directes sur papier sont énumérées dans le tableau 1.4. Ces mesures sont beaucoup plus compliquées que dans l'analyse d'huile, car elles nécessitent l'ouverture du transformateur pour prendre un spécimen du papier. Ces mesures ne s'effectuent que si l'état du transformateur les exige. Il est intéressant de mentionner que la résistance mécanique de l'isolation solide d'un transformateur détermine sa durée de vie utile. D'où la connaissance appropriée de l'état du papier est très importante. Quand les échantillons du papier sont pris, normalement la teneur en eau et le degré de polymérisation sont déterminés. La mesure du degré de polymérisation est une technique utilisée comme premier indicateur de l'état du papier dans les transformateurs. Le test de degré de polymérisation de la cellulose est l'un des moyens les plus sûrs pour déterminer la détérioration du papier et pour estimer la durée de vie restante, il est même plus significatif que l'analyse des gaz

## **Chapitre 1 Défaillances et méthodes de diagnostic des Tps**

dissous. Le degré de polymérisation est défini comme étant le nombre moyen de molécules de glucose dans une chaîne de cellulose, il est déterminé à partir de la viscosité intrinsèque de la solution de l'échantillon du papier, mesurée avec un viscosimètre selon ASTM-D4243-16. [SENO\_19].

<b>Techniques</b>	<b>Modes de défaillances</b>
Titration par test de Karl Fishier	Teneur en eau
Degré de polymérisation	Dégradation du papier

**Tableau 1.4.** Mesure directe sur papier cellulosique

### **1.6.1.2.2. Analyse furanique :**

Les dérivées furaniques sont des produits de décomposition organiques du papier cellulosique qui se trouvent sous forme dissous dans l'huile du transformateur en service. L'analyse des dérivées furaniques offrent une approche plus pratique que celle par mesures directes, à cause de la difficulté de prendre des spécimens d'analyse, nécessitant certainement le décuvage du transformateur, par contre la première n'exige qu'un prélèvement traditionnel de l'huile. L'intérêt de cette analyse réside dans le fait que les différents mécanismes de dégradation du papier conduisent à la rupture des chaînes et à la formation de sucres qui se transforment en dérivés furaniques.

L'analyse furanique se fait à l'aide d'un chromatographe en phase liquide (High performance liquide chromatography HPLC). La procédure de test est décrite dans CEI. Cette méthode est appliquée pour évaluer la dégradation de l'isolation solide [NITU\_17], [JONA\_22].

### **1.6.1.3. Essais électriques :**

Une livraison fiable de l'énergie électrique dépende, en grande partie, du fonctionnement fiable des transformateurs de puissance. Cette fiabilité est considérablement améliorée par un programme d'essai bien établi, incluant les normes correspondantes à ces essais [SAHA\_03].

En général, on peut dire que ces tests ont une très bonne efficacité pour le diagnostic de pannes électriques. Mais le cas des déformations mécaniques, leurs détections sont souvent difficiles. Seul l'essai d'impédance en court-circuit peut fournir une information sur l'état mécanique de l'équipement.

Généralement, les normes distinguent trois catégories d'essais:

- a.** Les essais individuels sont à exécuter sur tous les appareils, sans exception:
- 1- Mesure de la résistance des enroulements.
  - 2- Mesure de la réactance de fuite.
  - 3- Vérification du sens relatif des bobinages, du schéma des connexions entre enroulements et bornes, et du rapport de transformation.
  - 4- Mesure des pertes dues à la charge et des tensions de court-circuit.
  - 5- Mesure des pertes et du courant à vide.
  - 6- Epreuves électriques à fréquence industrielle (par tension induite, par tension appliquée).
  - 7- Essai de tenue aux chocs de foudre en onde pleine (transformateurs dont la tension est  $\geq 220$  kV).
  - 8- Essai de tenue aux surtensions de manoeuvre (transformateurs dont la tension est  $> 220$  kV).
- b.** Les essais typiques sont, en principe, destinés à éprouver une nouvelle fabrication ou une série de TP:
- 1- Essai de tenue aux chocs de foudre en onde pleine (transformateurs dont la tension est  $< 220$  kV).
  - 2- Essai d'échauffement.
- c.** les essais spéciaux correspondent soit à des conditions de service particulières, soit à des investigations:
- 1- Mesure de l'impédance homopolaire.
  - 2- Essai de tenue au choc en onde coupée.
  - 3- Essai de tenue au court-circuit. **[SAHA\_03], [MOKH\_04], [FOFA\_18].**

### **1.6.1.4. Surveillance de température :**

La chaleur est un des principaux facteurs de défaillance et de vieillissement. Par conséquent, il est fortement souhaitable de connaître l'état thermique du transformateur. Les modèles de vieillissement ainsi que les limites de fonctionnement sont liés à la température du point chaud.

La Thermographie est un moyen de contrôle efficace de différents transformateurs pour voir rapidement et à partir d'une distance sécurisée s'il y a un problème du point chaud cela est effectué sous tension et sans aucun arrêt de

production [FARQ\_00]. Une caméra thermique enregistre les rayonnements infrarouges (onde de chaleur) émis par les différents composants du transformateur, les longueurs d'onde de ces rayonnements varient en fonction de la température de ces derniers. La caméra est capable de détecter des gradients de température sur les surfaces externes du transformateur et permet de localiser facilement la surchauffe dans les traversées, les ventilateurs ou dans la surface chauffée de la cuve. Une surveillance en ligne de température de l'huile peut être réalisée soit indirectement par des thermocouples placés à l'extérieur du transformateur soit directement en utilisant des capteurs placés dans un doigt de gante en les émergeant dans l'huile. Ces capteurs peuvent suivre la variation de température en temps réel et à différents endroits sur le transformateur [SENO\_19].

### **1.6.1.5. Analyse du bruit:**

Les transformateurs en service émettent un bruit caractéristique dont les causes essentielles sont la magnétostriction des tôles du circuit magnétique, les forces de Lorentz dues à l'interaction entre le flux commun et le courant dans les enroulements et enfin, le fonctionnement des équipements auxiliaires tels que les pompes et ventilateurs de réfrigération produisent des bruits caractéristiques qui viennent s'ajouter au spectre total (entre 500 et 2000 Hz) [SCHE\_01].

Depuis une vingtaine d'années, ce problème, jusque-là secondaire, est de plus en plus souvent posé. En effet, la croissance de la consommation d'énergie électrique a pour conséquence, à tous les stades de la distribution, l'emploi de transformateurs de puissance unitaire de plus en plus élevée dont le niveau sonore augmente parallèlement.

De plus, la tendance à l'installation de postes à proximité ou à l'intérieur des zones d'habitation pour l'alimentation de grands centres urbains, ou à l'intérieur d'ateliers industriels, pour l'alimentation directe de processus, est susceptible de causer une nuisance accrue dans l'environnement immédiat [MOKH\_04].

Des changements dans la structure des enroulements (modification de la position relative des enroulements HT et BT, diminution de la pression des enroulements après le serrage final en usine) ou du noyau ainsi qu'un changement de régime de fonctionnement de l'équipement auxiliaire se manifestent automatiquement par la modification de la signature acoustique.

Deux façons sont disponibles pour déterminer le niveau du bruit des transformateurs, soit par mesure de la pression acoustique soit en mesurant l'intensité acoustique à une distance bien définie. Ces deux techniques sont tout à fait équivalentes et acceptables. Dans la plupart des secteurs industriels à travers le monde, la mesure de la pression acoustique a été utilisée pour quantifier le niveau du bruit acoustique dans les transformateurs. Suite à des travaux récents complétés par CIGRE, les mesures d'intensité du bruit sont désormais intégrées comme une alternative dans la norme CEI 60076-10 [JAME\_07], [MARC\_19].

### **1.6.2. 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 :

#### **1.6.2.1. Mesure de décharges partielles :**

Depuis toujours, les fabricants de matériel ont cherché à contrôler leurs fabrications par des essais destinés à donner l'assurance de l'aptitude au service du matériel construit. Lorsque le matériel est fabriqué en grande série, des prélèvements d'échantillons soumis à des essais destructifs permettent d'évaluer les marges de sécurité existante: lorsque le matériel est quasiment fait à l'unité ou très coûteux, il n'est plus possible de le détruire pour savoir s'il aurait été apte au service. Dans un tel cas, la méthode utilisée consiste à introduire de multiples contrôles en cours de fabrication pour avoir toutes les chances d'aboutir à un produit valable et à effectuer un essai de contrôle final du matériel. L'essai devra donner son verdict sans amoindrir les performances du dit matériel.

C'est dans ce but qu'ont été introduites les mesures des décharges partielles. Une décharge partielle est un phénomène de rupture diélectrique qui se produit dans une capacité reliée directement à deux électrodes, sans entraîner le claquage de l'ensemble [MOKH\_04], [ATAN\_12].

Deux voix ont été retenues :

- la première ; fondée sur l'analyse des signaux électriques résultant des décharges, permet de situer la décharge dans une capacité donnée.
- La deuxième dite méthode ultrasonique, qui ne s'applique qu'à des isolations imprégnées par un diélectrique liquide. Une décharge, lorsqu'elle se produit dans une isolation imprégnée, génère une onde de pression (100-300 kHz) qui va se propager dans les divers milieux suivant les lois de la physique classique.

A l'aide de capteurs suffisamment sensibles placés à proximité, il est possible de déterminer les distances source-capteurs à partir de la mesure du temps écoulé entre l'instant de la décharge et l'instant d'arrivée de l'onde sur le capteur considéré. Ensuite, par triangulation, il est aisé de positionner la source géométriquement.

La décharge partielle peut également être détectée indirectement par des méthodes chimiques en mesurant les produits de décomposition dégagés par décharge partielle. En plus de ces techniques, des capteurs piézoélectriques et capteurs en fibres optiques peuvent être utilisés pour la mesure de la décharge partielle.

Les interférences électromagnétiques sont le problème majeur qui parasite la sensibilité des mesures électriques de DP. D'autre part les signaux ultrasoniques (ou acoustiques) souffrent aussi du problème de l'atténuation des signaux qui rend difficile la détection des ondes émises par la DP **[CHRI\_05], [JONA\_22]**.

### **1.6.2.2. Mesure de réponse diélectrique :**

Les méthodes de réponse diélectrique permettent l'analyse directe de l'isolation de transformateur. Elles peuvent aussi servir au test des traversées et des propriétés d'isolement des moteurs, des alternateurs et des câbles isolés au papier imprégné. Mais tout d'abord examinant ce qui conduit à la dégradation d'un transformateur de puissance. L'infiltration de l'humidité dans l'isolant est l'une des causes possibles, elle peut être due à divers facteurs tels que la respiration du transformateur qui expose l'huile à l'atmosphère, des fuites au niveau des joints, l'installation de transformateur ou sa réparation peuvent aussi conduire à l'augmentation du niveau d'humidité dans l'isolant. Le processus normal de vieillissement peut aussi entraîner l'apparition d'eau produite par la décomposition de la cellulose.

La théorie de l'analyse de la réponse diélectrique a été développée au début par Jonscher en 1990, mais en réalité, elle n'était pas destinée au diagnostic. Ce n'est que récemment que les laboratoires de recherche dans le domaine du diagnostic ont concentré leurs travaux sur l'étude de ce nouvel outil, attiré par sa qualité d'être non destructif, et le fait qu'il donne une information sur la qualité de l'ensemble de l'isolation.

Trois techniques se réfèrent à l'analyse de la réponse diélectrique. Elles peuvent être divisées en méthodes d'analyse en domaine temporel, et méthodes d'analyse en domaine fréquentiel. En domaine fréquentiel, nous retrouvons la mesure du facteur de dissipation diélectrique ou Spectroscopie en domaine fréquentiel (FDS), la mesure de la capacité et la mesure du facteur de puissance en fonction de la fréquence. En domaine temporel, nous parlons de la mesure de la tension de recouvrement (RVM), et des courants de polarisation et de dépolarisation (PDC) **[SAHA\_03], [FOFA\_18]**.

### **A. Spectroscopie en domaine fréquentiel (FDS):**

La technique repose sur une généralisation des mesures traditionnelles de la capacité et du facteur de dissipation, effectuées habituellement à la fréquence industrielle. Pour cet effet un signal sinusoïdal à une plage de fréquence qui peut s'étendre de 1mHz jusqu'à 1kHz et une tension de valeur efficace comprise entre 5 et 200 Volts générés à l'aide d'un processeur à signal digital (DSP) est appliqué aux bornes de traversées haute tension en mettant la cuve et le circuit magnétique à la terre. Par la mesure de la tension et du courant traversant le transformateur du côté basse tension d'une part et de la capacité et le facteur de perte diélectrique en fonction de la fréquence d'autre part; on peut arriver finalement à évaluer l'état des transformateurs de puissance **[YOUS\_15]**.

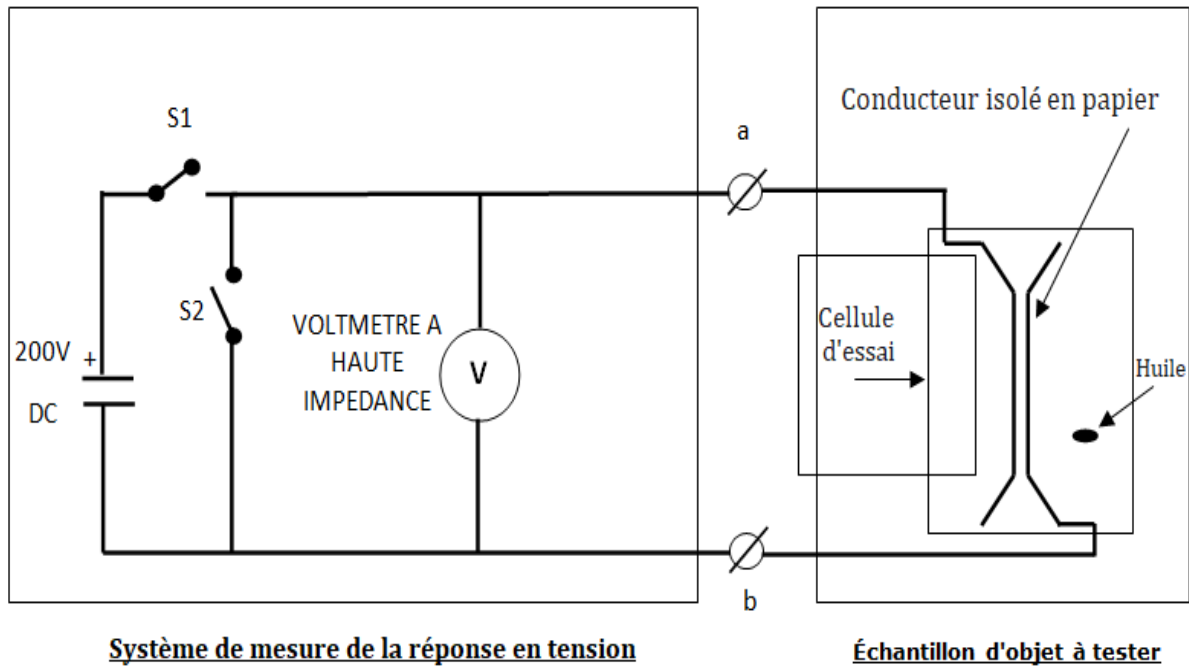
### **B. Mesure de la tension de rétablissement (RVM) :**

Cette technique est basée sur la réponse en tension du diélectrique. Une tension continue est appliquée aux bornes du diélectrique, après un certain temps de charge, le diélectrique est court-circuité et ensuite déchargé au minimum la moitié du temps de charge. Pendant la décharge, le maximum de la tension, le temps qui lui correspond et sa pente initiale sont enregistrés. La répétition de ce cycle de mesure pour différents temps de charge donne à la fin la courbe du maximum de la tension de recouvrement en fonction du temps de charge. Les

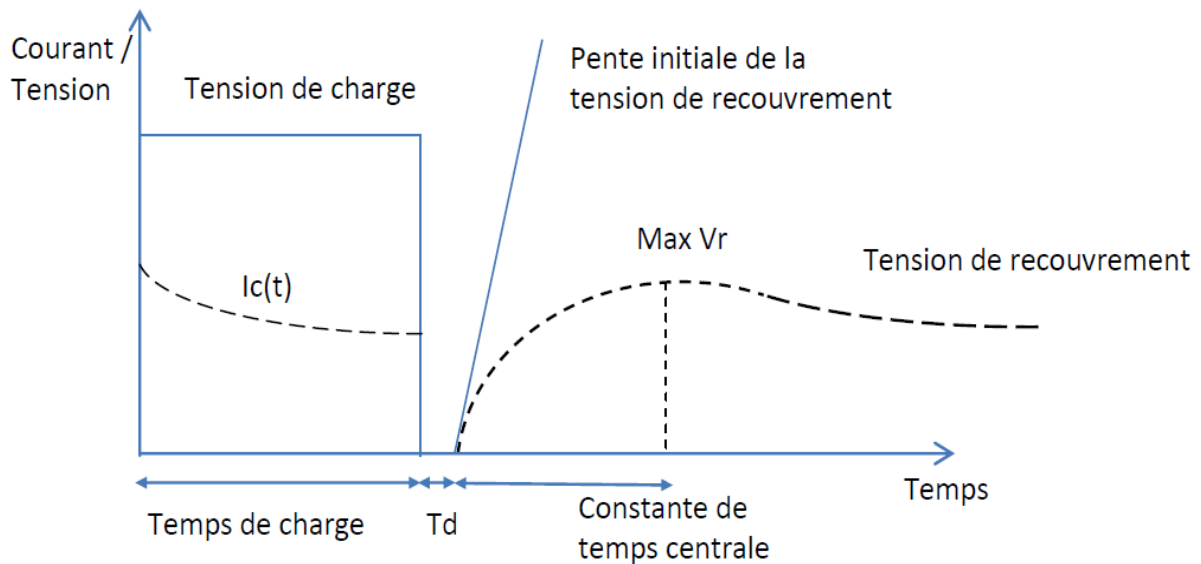


## Chapitre 1 Défaillances et méthodes de diagnostic des Tps

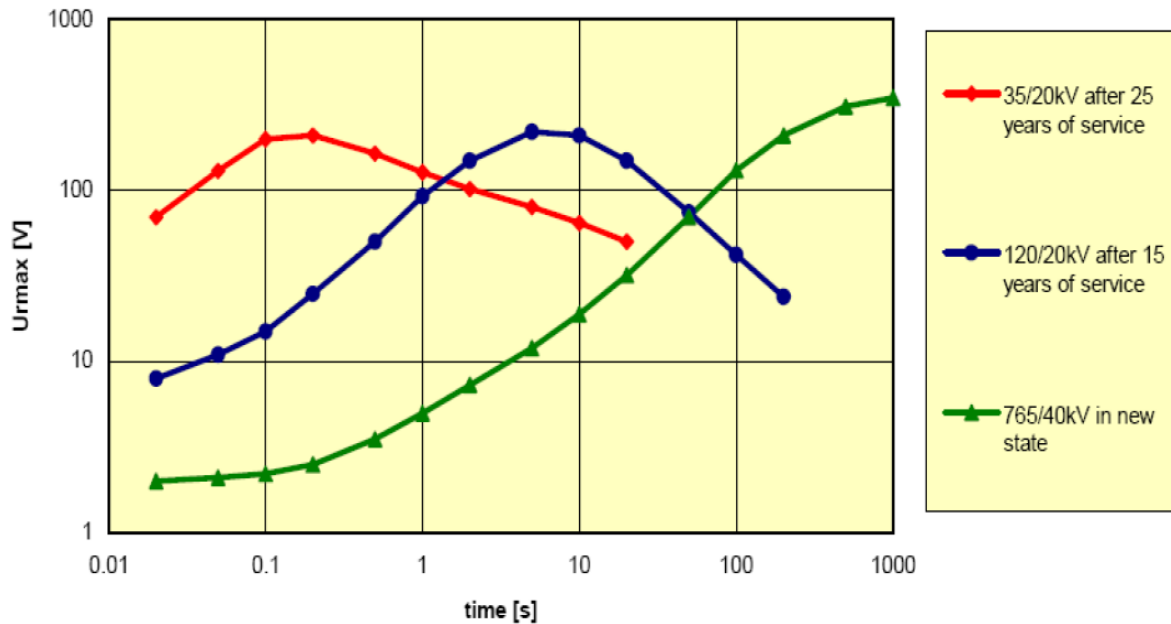
figures 1.2 et 1.3 montrent le circuit de mesure de la tension de recouvrement, et l'allure de la courbe de la tension mesurée par le voltmètre aux bornes du diélectrique pour un cycle de mesure [BOUA\_14].



**Figure 1.2.** Circuit simplifié de la mesure par RVM [ZHEN\_02]



**Figure 1. 3.** Exemple de mesure par RVM (avec  $I_c$ = courant de charge.  $T_d$ = temps de décharge.  $V_r$ = tension de recouvrement)



**Figure 1. 4.** Courbes de la réponse en tension maximale en fonction du temps de charge pour différents transformateurs d'âge différents [TETT\_10]

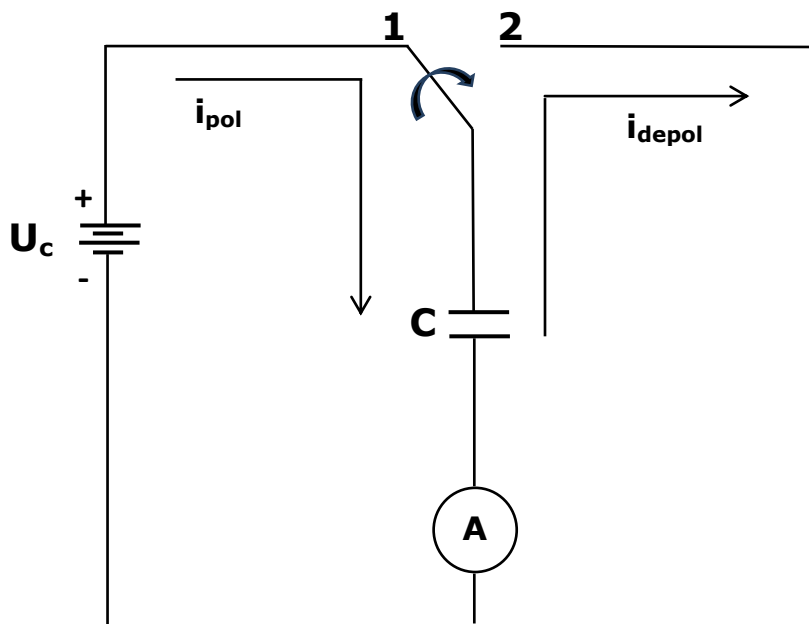
Du point de vue investigation, le diagnostic par tension de recouvrement RVM, se trouve au premier rang par rapport aux autres techniques de diagnostic modernes. Le spectre représentant la réponse RVM est caractérisé par un seul pic correspondant à un temps appelé constante de temps centrale. D'après les travaux, il a été démontré que plus la constante de temps centrale est basse plus l'état du système d'isolation est dégradé. Mais cette conclusion ne fait aucune différence entre les qualités d'huile et du papier ni la distinction entre une isolation vieillie et une autre qui présente un taux d'humidité élevé. Des tentatives de séparation entre l'effet des facteurs humidité et vieillissement ont montré que la constante centrale diminue toujours avec l'un des deux facteurs.

En ce qui concerne la séparation de la qualité de l'huile et celle du papier, des études ont confirmé l'impossibilité de faire cette séparation avec la RVM. D'autres études ont suggéré que la présence d'un autre pic, hormis le pic dominant qui correspond à la constante de temps centrale pourra aider à la résolution du problème. Une autre approche d'interprétation des résultats de la RVM suppose que la valeur maximale de la tension de recouvrement est liée à l'état de l'isolation. Dans le travail publié dans la référence, il a été remarqué qu'effectivement le maximum de la tension de recouvrement tend à augmenter

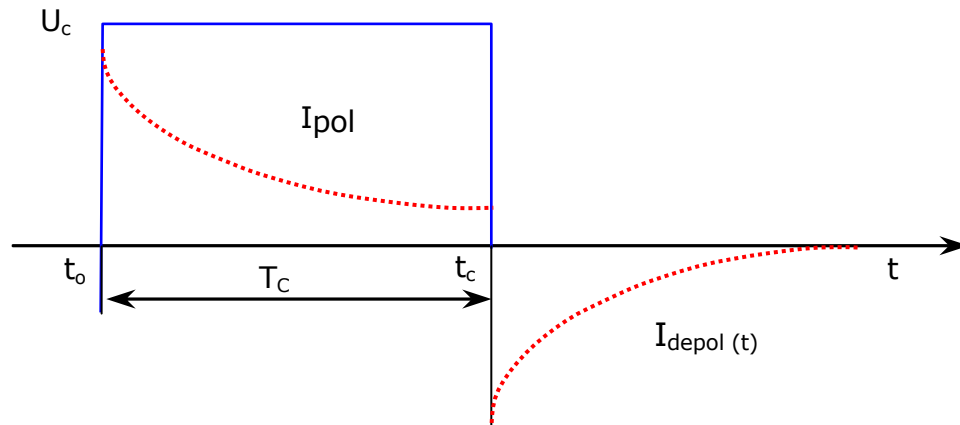
avec le vieillissement, mais cette information n'a pas été confirmée plus tard dans les travaux des mêmes auteurs [TETT\_10], [BOUA\_14].

### C. Courant de polarisation et de dépolarisation (PDC) :

La mesure du courant de polarisation et de dépolarisation est basée sur l'application d'une tension continue à travers l'échantillon ou l'appareil (transformateur), durant le temps de charge, le courant de polarisation, qui augmente à cause de la conductivité de l'isolation, est mesuré. L'échantillon est ensuite court-circuité en enlevant la tension appliquée. Le courant de dépolarisation augmente alors dans le sens opposé comme le montre la figure 1.6, le courant de polarisation est très fortement influencé par le taux d'humidité présent dans l'isolation, c'est pourquoi cette méthode peut être utilisée pour le contrôle du taux d'humidité et du vieillissement dans le papier et dans l'huile en même temps [NISH\_20].



**Figure 1.5.** Circuit simplifié de la mesure par PDC [NISH\_20].



**Figure 1.6.** Allure des courbes de polarisation et de dépolarisation [SULE\_14].

Contrairement à la technique de diagnostic par l'analyse de la tension de recouvrement. Les conclusions obtenues pour l'analyse des courants de polarisation et de dépolarisation sont plus consistantes. Il a été constaté que les valeurs initiales du courant de polarisation représentent l'état de l'huile et les valeurs finales dévoilent l'état du papier [SULE\_14].

### 1.6.2.3. Tests chimiques :

#### A. Spectroscopie photo-électronique par rayon X (XPS) :

Saha et al ont signalé que lors du vieillissement, la surface du papier qui est en contact direct avec l'huile du transformateur subit un changement de couleur et devient plus sombre.

Cela est particulièrement évident dans le cas des transformateurs à respiration libre. Afin d'identifier la nature des changements responsables de la modification de la couleur du papier, des échantillons de papier ont été soumis à une analyse par spectroscopie photo-électronique par rayons X, XPS. La XPS, aussi connue sous le nom de spectroscopie électronique pour l'analyse chimique (ESCA), permet de connaître la composition élémentaire, l'état électronique et chimique des éléments contenus dans les 1 à 10 premiers nm de la surface d'un matériau.

Cette technique à ultra haut-vide (UHV) mesure les photoélectrons émis par un échantillon après qu'il ait été irradié par des rayons X d'aluminium ou de magnésium. L'analyse des pics de carbone et d'oxygène indique qu'il y a une concentration significative des liaisons doubles de ces deux éléments dans la surface de l'échantillon du papier cellulosique. Ces liaisons surviennent

probablement des produits d'oxydation de l'huile et sont attirées par la surface polaire du papier. La présence des hydrocarbures sur la surface du papier, même après un lavage intensif du papier avec le solvant indique que les produits de dégradation d'hydrocarbures provenant de l'huile sont chimiquement liés à la surface, ce qui rend difficile leur arrachement [LANC\_06], [UZUN\_19].

### **B. Produits de dégradation de l'huile :**

La qualité de l'huile change avec le changement de sa composition. Ceci est le résultat d'un processus chimique complexe qui se produit durant le fonctionnement du transformateur, provoqué par les contraintes thermiques, électriques et chimiques sur l'isolation. Des réactions chimiques aléatoires décomposent à la fois l'huile et le carton en cassant les liaisons hydrocarbures, avec pour conséquence, la formation des gaz de défaut et des colloïdes.

Comme l'estimation de la dégradation de l'huile due à l'oxydation par la mesure de la tension interfaciale et le nombre d'acides total, est parfois imprécise, une nouvelle méthode, désignée ASTM-D6802-02 intitulée "Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry", a été développée. Cette méthode permet le suivi de formation des produits dus à l'oxydation dans l'huile étape par étape.

La spectrophotométrie est utilisée pour la détermination de la teneur relative des produits de dégradation solubles dans l'huile minérale (D6802). Les produits dissous dans l'huile minérale isolante représentent une variété de composés comme les peroxydes, les aldéhydes, les cétones et les acides organiques. Chacun de ces composés est partiellement adsorbé par l'isolation solide ce qui accélère encore plus sa dégradation. L'évaluation de ces produits dissous est par conséquent un indicateur de vieillissement [SAHA\_97], [ASTM\_10], [ALSH\_21].

### **C. Analyse de la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (TF) :**

La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR) est considérée comme un outil très puissant pour la surveillance et le contrôle des lubrifiants et des huiles des machines, puisqu'elle identifie les composés et la constitution des échantillons. Comme chaque liaison se caractérise par ses propres nombres d'onde, elle peut facilement être identifiée. Cette sensibilité aux constituants de

l'huile peut être utilisée pour détecter tous les produits de dégradation. Comme pour l'huile des machines, FTIR peut être utilisée pour identifier l'eau, les acides et d'autres produits de détérioration dans les huiles des transformateurs. Cette méthode a un énorme potentiel pour améliorer l'analyse des données recueillies par les méthodes traditionnelles **[TANG\_18]**.

### **1.6.2.4. Analyse de la réponse en fréquence (FRA) :**

Les transformateurs de puissance sont des constituants essentiels de tous les réseaux de transport et de distribution d'électricité. L'apparition d'un défaut dans le système provoque la circulation de forts courants de court-circuit dans le transformateur, induisant des champs parasites dans celui-ci. Ces champs parasites produisent des forces axiales et radiales sur les enroulements du transformateur. La structure mécanique et les enroulements du transformateur sont donc soumis à de fortes sollicitations mécaniques. Un transformateur peut aussi être soumis à des contraintes pendant son transport et son installation ainsi que par suite des variations cycliques de la température ambiante. Les contraintes imposées aux transformateurs de puissance peuvent entraîner des déformations mécaniques ou des défauts dans leurs enroulements et leurs noyaux magnétiques.

Le diagnostic repose sur l'analyse de la réponse en fréquence (frequency response analysis FRA) des enroulements du transformateur. Le circuit équivalent de l'enroulement d'un transformateur inclut la résistance et l'inductance d'une bobine ainsi que des capacités parasites entre les bobines adjacentes et entre l'enroulement et la paroi de la cuve. La réponse en fréquence de l'enroulement est par conséquent une caractéristique propre à chaque enroulement de transformateur. Les déformations mécaniques des enroulements provoquent des modifications du circuit équivalent. En mesurant la réponse en fréquence des enroulements du transformateur sur une large plage de fréquences et en les comparant par des réponses obtenues avec des résultats de simulation et/ou une base de données, il est possible de déceler les défauts présents dans l'enroulement et dans le noyau magnétique du transformateur **[ABUS\_18], [MGAM\_21]**.

### **1.6.2.5. Diagnostic de l'équipement auxiliaire :**

Les principales sources de défaillances proviennent de l'équipement auxiliaire. Celui-ci est composé de trois éléments ou groupes d'éléments. Le premier d'entre eux est le dispositif de refroidissement. Sa surveillance se limite généralement aux signaux logiques de fonctionnement. Suivant les cas, des paramètres additionnels sont mesurés. Il s'agit des températures (huile et air) entre l'entrée et la sortie des échangeurs de chaleur ainsi que les vitesses des fluides.

Les deux autres éléments, qui sont par ailleurs les parties les plus sensibles des transformateurs, sont les suivantes.

#### **A. Bornes de traversées :**

Les bornes de traversée sont des composants-clés d'un grand nombre d'équipements de puissance tels que les disjoncteurs, les réactances, les condensateurs, etc. Elles permettent au courant de traverser la cuve métallique des appareils tout en l'isolant de cette dernière. Les deux types de bornes de traversée les plus utilisés dans les transformateurs en tant qu'entrées principales sont les bornes de traversée en porcelaine pour les transformateurs de faible puissance et les bornes immergées en papier imprégné d'huile pour les transformateurs de plus grandes puissances.

La détérioration et la dégradation de ces bornes de traversée mènent souvent à leur explosion et donc à la défaillance du transformateur. Dans certains cas, l'explosion des traversées peut également endommager les équipements de puissance adjacents, voire provoquer des interruptions de courant et par conséquent des pertes financières colossales. La surveillance et le diagnostic précis de cet important accessoire, durant le processus de fabrication et en cours de service, sont donc fondamentaux.

Jusqu'à présent, l'entretien et les essais de qualification les plus souvent utilisés pour vérifier l'état des bornes de traversée sont l'inspection visuelle, les mesures du facteur de puissance et de la capacité à fréquence industrielle. La demande croissante d'outils appropriés non destructifs et sûrs a conduit au développement de nouveaux outils de diagnostic basés sur le changement des propriétés diélectriques de l'isolation. Les techniques de spectroscopie diélectriques sont de nouvelles méthodes, simples et directes, basées sur les

phénomènes linéaires de polarisation, qui permettent de diagnostiquer l'isolation composée d'huile et de papier [FRAN\_06], [MOHS\_16].

### **B. Changeur de prise en charge :**

Les changeurs de prises en charge (CPC) sont des dispositifs de commutation mécanique largement utilisés pour la régulation de tension dans les réseaux électriques. Il a été montré que le CPC est la principale cause de défaillance durant le fonctionnement des transformateurs. Le résultat des statistiques et des études sur les modes de défaillance des CPCs, a montré que la maintenance incorrecte et le vieillissement des composants sont les principaux contributeurs au défaut dans les changeurs de prises. Les modes de défaillances dominantes liées au vieillissement sont l'usure des contacts, l'affaiblissement des ressorts, et la rupture des composants du mécanisme d'entraînement [FOFA\_08].

Il s'agit d'une tendance moderne à effectuer reposant sur la surveillance de l'état du matériel plutôt que l'approche traditionnelle basée sur l'entretien périodique.

Les méthodes les plus répandues pour la surveillance de l'état de CPC peuvent être citées comme suite :

- Inspection visuelle.
- Mesure du profil de températures;
- Analyse des gaz dissous (prélèvement d'huile);
- Enregistrement du couple, de la puissance ou du courant moteur, ainsi que de la position du changeur de prise.
- Relevé des vibrations ou de l'enveloppe acoustique lors des opérations de changement de prise.
- Mesure de la résistance statique et dynamique. Cette méthode peut-être utile pour évaluer l'état des contacts des prises [LIAN\_20].

#### **1.6.2.6. Diagnostic par mesure des courants :**

Le courant de charge dans les enroulements primaires, secondaires et tertiaires peut être utilisé pour accéder à l'état du transformateur. Un courant déséquilibré dans le transformateur est un indicateur d'un problème en cours de développement ou une défaillance imminente. La surconsommation ou la sous-consommation du courant dans le système de refroidissement indique un défaut



au niveau de la banque de ventilation ; la surveillance similaire est faite au courant du moteur d'entraînement du changeur de prise [JURE\_11].

### **1.6.2.7. Mesure de la température par système à fibres optiques:**

La méthode traditionnelle pour mesurer la température des enroulements du transformateur est de savoir la température en haut et en bas de l'huile et selon laquelle on estime la température du point chaud. De nouveaux équipements à fibres optiques ont été développés qui sont capables de surveiller la température de deux façons. La première est la mesure de la température distribuée sur toute la longueur de l'enroulement par un câble en fibre optique mis préalablement lors de la phase de construction. Les inconvénients qui prennent la préoccupation majeure pour cette technologie sont le coût élevé et les fortes contraintes mécaniques sur les fibres optiques (compression et déformation), cela nécessite un soin particulier durant la fabrication.

Le deuxième type de systèmes utilise les fibres optiques pour la mesure de la température dans différents points. Puisque les capteurs et les câbles associés sont isolés, ils peuvent être installés directement sur le point chaud du transformateur. Le moment opportun pour installer ses capteurs est pendant la construction et dans l'emplacement indiqué par une modélisation thermique du transformateur. Néanmoins, ils peuvent être réassemblés à un transformateur existant, mais cela est difficile à réaliser [WANG\_02], [SYLV\_20].

### **1.6.2.8. Analyse par les techniques d'intelligence artificielles :**

L'intelligence artificielle notamment le data mining (extraction de connaissances à partir de données) est un domaine vaste qui peut être subdivisé en plusieurs sous-domaines tels que l'apprentissage automatique, les réseaux de neurones, les systèmes experts, la logique floue, etc. pour traiter les données, joue également un rôle important peuvent apporter de bonnes solutions pour le diagnostic et prendre les bonnes décisions concernant l'état de TPs et en un temps réduit car toutes les méthodes conventionnelles ont des limites car elles ne peuvent pas analyser tous les défauts avec précision. Pour traiter ce problème et améliorer la fiabilité et la précision du diagnostic des défauts, différentes techniques d'Intelligence Artificielle sont développées.

L'avance actuelle des techniques d'intelligence artificielle (IA) a permis à des ingénieurs et à des chercheurs de développer des logiciels puissants et souples

d'IA pour diagnostiquer des défauts de transformateurs. L'utilisation d'un système expert peut améliorer la fiabilité et la répétitivité de l'analyse des essais, et peut également servir à extraire l'information qui n'est pas fournie directement par les bases de données et aussi offre la possibilité de réduire la main d'oeuvre et les frais pour évaluer l'état du transformateur [MOKH\_04], [ROKA\_20].

### **1.7. Conclusion :**

Les transformateurs de puissance jouent un rôle important dans la fourniture de l'énergie électrique de la production à la distribution vers les consommateurs. La disponibilité de l'énergie électrique dépend donc leur aptitude à fonctionner sans défaillance. En effet, pendant leur fonctionnement, les transformateurs sont soumis à des contraintes qui entraînent souvent l'apparition des défauts. La connaissance des mécanismes de ces défauts est une étape importante dans le processus de maintenance et de gestion de ces équipements.

Dans ce chapitre, nous avons discuté à la fois : l'évaluation de la durée de vie du transformateurs , les modes de défaillances, la localisation des défauts et aussi une revue de littérature sur les différentes techniques de diagnostic et d'évaluation de l'état des transformateurs de puissance qui peuvent être trouvées dans la pratique.

Dans ce qui suit, on a concentré sur les techniques les plus utilisées et les plus efficaces pour surveiller et diagnostiquer l'état des transformateurs (ADG & FRA). Ils sont bien étudiés et exploités dans les chapitres qui suivent avec l'utilisation des techniques intelligences artificielles, et des essais et cas pratique pour valider les résultats et la fiabilité de diagnostic avec ces méthodes.

# **Chapitre 2 :**

## **Diagnostic des TPs Par AGD**

## **2.1. Introduction**

Les transformateurs remplis d'huile génèrent une petite quantité de gaz, en particulier du monoxyde de carbone (CO) et du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), dans une certaine mesure dans des conditions de fonctionnement normales. . La surchauffe, la décharge partielle (corona électrique) et les arcs électriques sont les trois principales causes de génération de gaz liés aux défauts, et ces défauts internes dans l'huile produisent des sous-produits gazeux, notamment de l'hydrogène (H<sub>2</sub>), du méthane (CH<sub>4</sub>), de l'acétylène (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), de l'éthylène (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) et l'éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>). Lorsque la cellulose est en cause, un défaut peut produire du CH<sub>4</sub>, du H<sub>2</sub>, du CO, du CO<sub>2</sub>, etc. Chacun de ces types de défauts produit certains gaz généralement combustibles. Le total de tous les gaz combustibles (TCG) avec des augmentations des taux de génération de gaz peut indiquer l'existence d'un ou d'une combinaison de défauts thermiques, électriques ou décharge partielle. Certaines combinaisons de chacun des gaz séparés, appelés gaz clés, sont uniques pour différentes températures de défaut et les rapports de certaines concentrations de gaz clés sont indicatifs des types de défauts **[HEAT\_98], [JONA\_22]**.

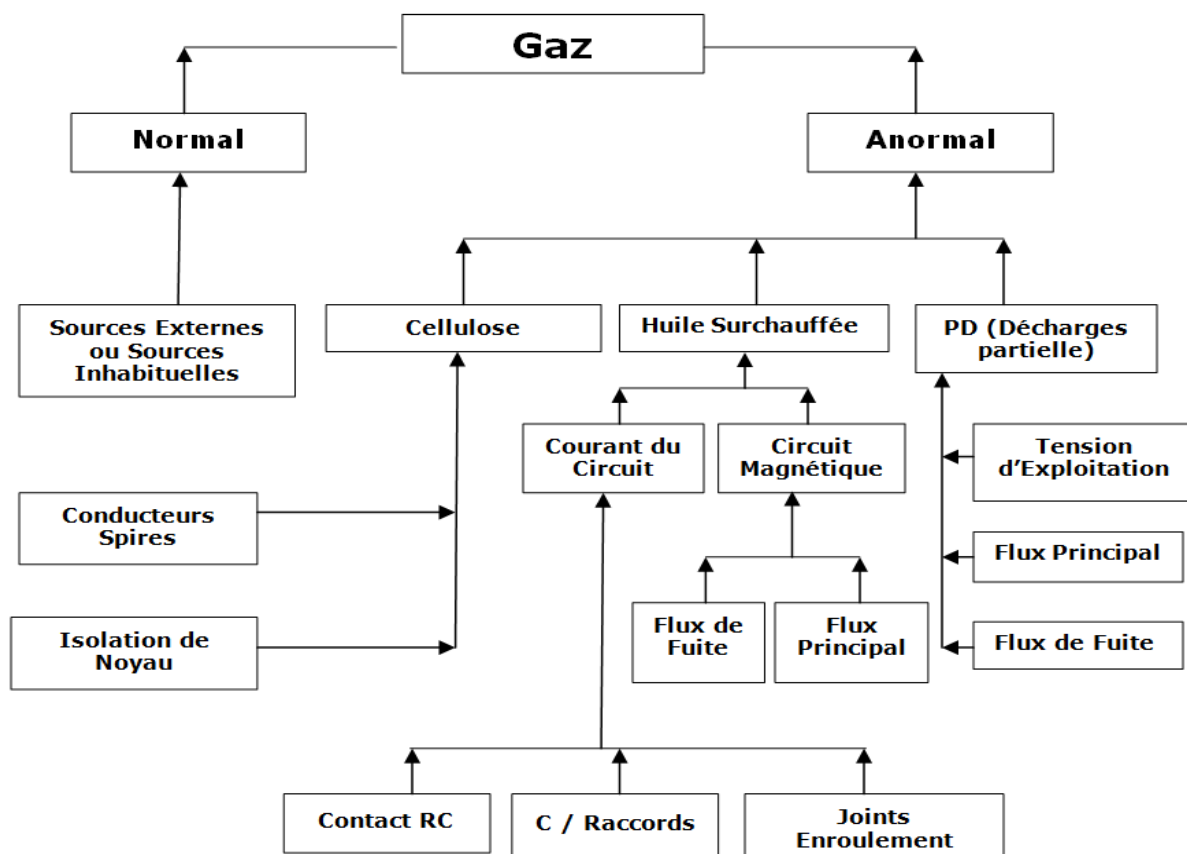
L'analyse des gaz dissous (AGD) est un outil largement utilisé et puissant pour détecter les défauts naissants dans les transformateurs de puissance remplis d'huile **[TANG\_11]**. La pratique traditionnelle de diagnostic de l'état de santé (conditions) du transformateur par AGD est effectuée hors ligne en extrayant manuellement un échantillon d'huile d'isolation du transformateur (par seringue), en l'envoyant à un laboratoire et en attendant les résultats du diagnostic. En appliquant les techniques AGD sur un échantillon d'huile, les gaz dissous peuvent être quantifiés. La concentration et la relation des gaz individuels peuvent prédire si un défaut s'est produit et de quel type il est susceptible d'être. Au cours des dernières années, l'AGD et son interprétation sont devenues un outil populaire et fiable pour évaluer les conditions des transformateurs remplis d'huile et d'autres équipements électriques remplis d'huile telle que le disjoncteur ,les systèmes de refroidissement, les systèmes de transfert de chaleur.....**[ABUS\_18]**.

## 2.2. Génénaration des gaz: Procédures méthodologiques:

Pour statuer sur l'état du transformateur qui génère des gaz, il est nécessaire tous d'abord de répondre à quelques questions:

- Est ce que les concentrations de gaz sont normales ou anormales ?
- Quelle est la source de génération de gaz : interne ou externe ?
- Quel est le type de défaut ?
- Quel est le problème lié aux défauts ?
- Que peut se produire si la charge ou la tension augmente?

Le modèle de diagnostic en utilisant les gaz est donné sur la **figure 2.1** qui peut aider à répondre sur ces questions. **[SOKO\_01]**



**Figure.2.1** - Model de diagnostic de Gazage du Transformateur de puissance  
**[SOKO\_01]**

Si les concentrations du gaz est normal, cela signifie, selon l'AGD qu'il n'y a pas de défauts, pas d'intervention. Sinon on suite les défauts et leur localisation selon le modèle au dessus.

### **2.3. Principes fondamentaux de l'AGD :**

Tous les transformateurs produisent des gaz dans une certaine mesure aux températures de fonctionnement normales. Mais de temps en temps la génération des gaz se produit quand une anomalie parvenait dans le fonctionnement tel que les surchauffes et les problèmes diélectriques, ou une combinaison de ces derniers. Ces anomalies se produisent séparément, ou en tant que plusieurs événements simultanés, et peuvent avoir comme conséquence la décomposition des matériaux isolants et la formation de divers gaz combustibles et non combustibles. L'exploitation normale également peut entraîner la formation de quelques gaz.

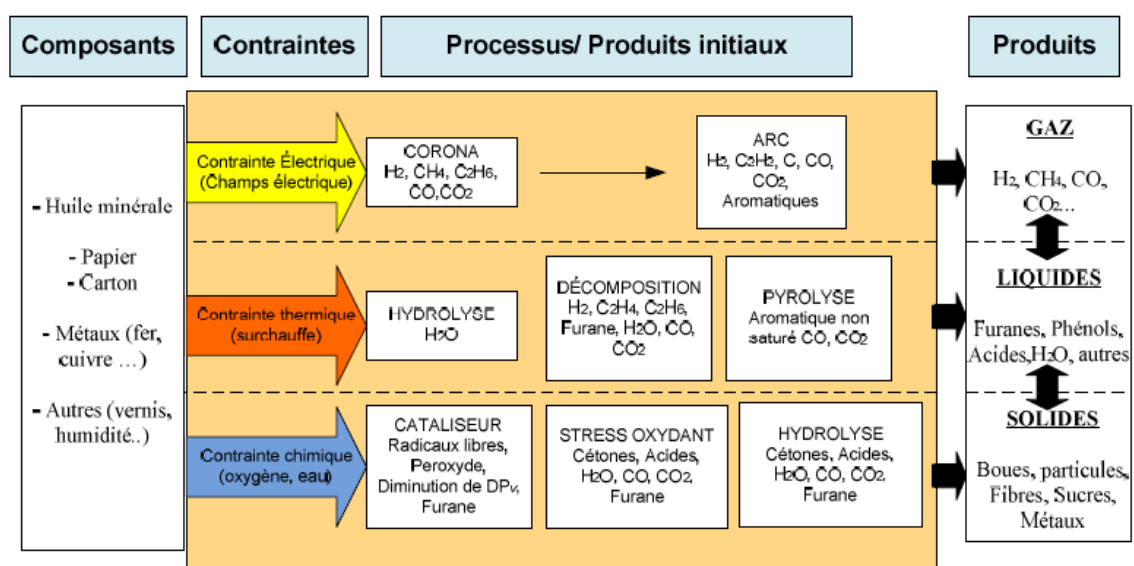
Dans un transformateur, les gaz produits peuvent être dissous dans l'huile isolante, ou libre.

Le processus d'extraction de gaz dissous le plus largement utilisé consiste à obtenir un échantillon d'huile à travers une vanne d'échantillonnage et l'injecter dans un extracteur d'huile-gaz pour analysé, en utilisant la chromatographie, la spectrométrie de masse, les méthodes d'analyse infrarouge, etc. Après tout ça, les différents types de gaz et chaque concentration sont déterminée, qui peut être comparée aux enregistrements d'analyse de gaz dans un laboratoire expérimenté, suivie d'une évaluation de l'impact d'un défaut sur l'état de fonctionnement d'un TPs. Une fois qu'une présence suspecte de gaz est détectée, d'autres inspections doivent être effectuées pour identifier les espèces et les emplacements des défauts. Plusieurs méthodes de diagnostic ont été développés pour l'interprétation de AGD. Parmi les méthodes les plus connues, on retrouve, celles de Doernenburg, Rogers, Duval, CEI, IEEE que l'on attribue le mérite d'avoir associé la génération de certains gaz clés avec un type de défaut. Ces méthodes tentent d'associé les relations entre les gaz et les conditions de défaut, dont certaines sont évidentes et d'autres peuvent ne pas être apparentes. Par exemple, ces critères incluent la méthode des gaz clés et la méthode du rapport des gaz basée sur les variations des caractéristiques de gazage avec les

températures auxquelles les matériaux sont soumis. Les comparaisons de ces méthodes d'interprétation indiquent une grande variété de rapports et de valeurs typiques pour les concentrations de gaz individuelles entre différents méthodes de diagnostic par AGD [TANG\_11], [JONA\_22].

### 2.3.1. Évolution des gaz dans TPs :

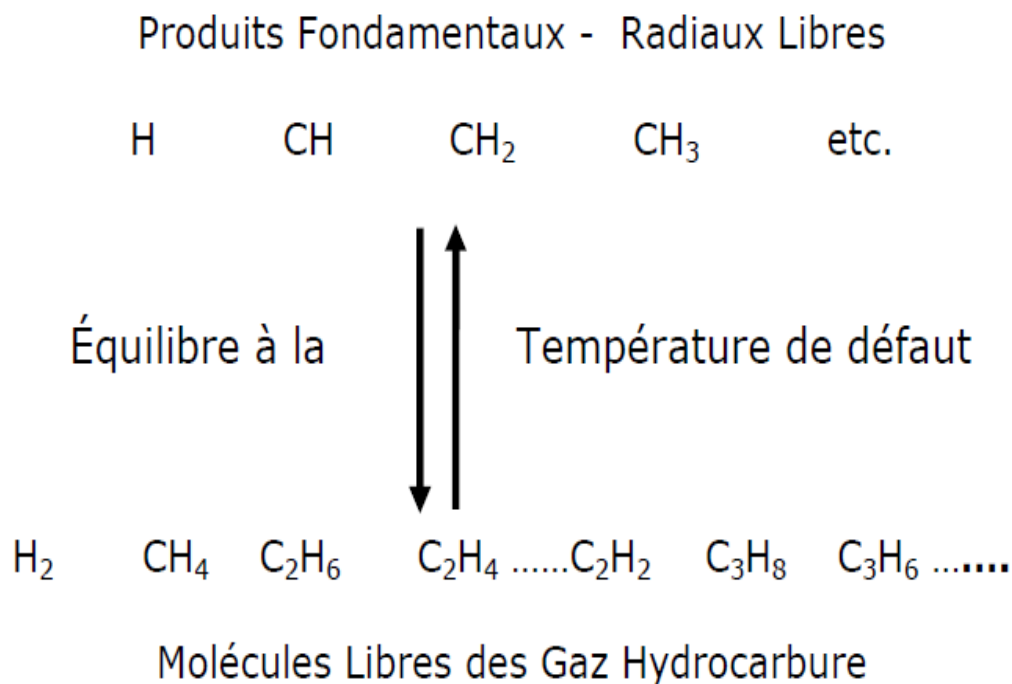
Les défauts d'un transformateur entraînent parfois la dégradation des matériaux d'isolation et de l'huile. Au cours de cette dégradation, des produits gazeux se forment et se dissolvent dans l'huile, à savoir  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ , etc. Si un certain niveau est dépassé, des bulles de gaz apparaissent et les transformateurs remplis d'huile sont soumis à des décharges électriques ainsi les contraintes thermiques, peuvent décomposer les matériaux d'isolation et libérer des produits de décomposition gazeux. (Voir figure 2.2)



**Figure 2.2 :** Schéma simplifié de la dégradation de l'isolation mettant en exergue les contraintes et les produits de décomposition [SAMU\_18].

Les procédures d'évaluation d'AGD ont été largement mises en œuvre sur la base des lignes directrices recommandées par la CEI [IECS\_78], [IECS\_15], l'IEEE [IEEE\_94], [IEEE\_19] et le CIGRE [CIGR\_02].

L'effet immédiat de la dégradation des molécules d'hydrocarbures sous l'effet de l'énergie d'une faille est de créer des radicaux libres comme indiqué sur la Figure 2.3.



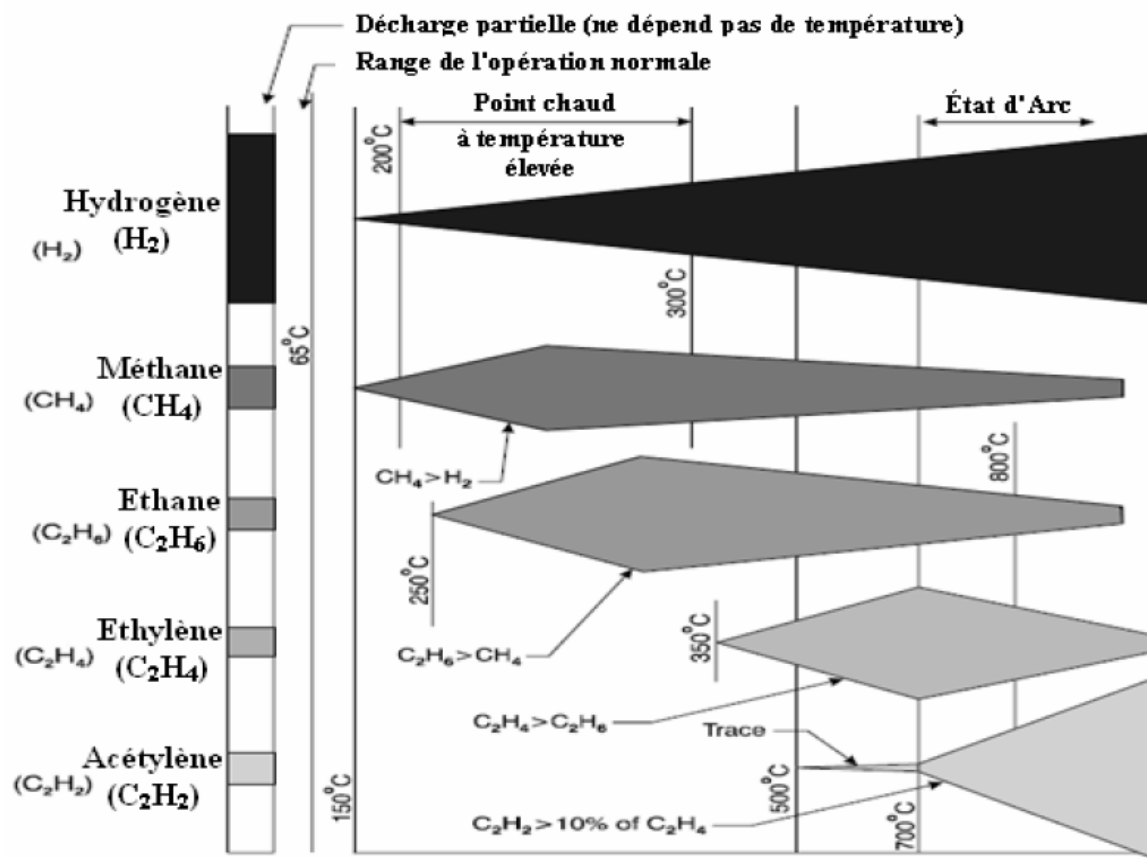
**Figure 2.3.** Radicaux libres résultant de l'échauffement de l'huile minérale  
[TANG\_11]

Ceux-ci se recombinent ensuite pour produire des gaz d'hydrocarbures de faible poids moléculaire. Ce processus de recombinaison est largement déterminé par les températures de fonctionnement, mais aussi influencé par d'autres facteurs. Le résultat est que le modèle de gaz apparaissant dans l'huile a une forme comme le montre la Figure 2.4. Pour les défauts de température les plus basses, CH<sub>4</sub> et H<sub>2</sub> sont générés, CH<sub>4</sub> étant prédominant. Lorsque la température d'un défaut augmente, le C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> commence à se dégager et le CH<sub>4</sub> diminue, de sorte que le rapport C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/CH<sub>4</sub> devient prédominant. A des températures encore plus élevées, le taux d'évolution du C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> est réduit et la production de C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> commence et dépasse rapidement la proportion de C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>. Enfin, à des températures très élevées, le C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> fait son apparition et, à mesure que la température augmente encore, il devient le gaz le plus prédominant.

Notons qu'aucune échelle de température n'est indiquée le long de l'axe de température de la Figure 2.4, et que le graphique est subdivisé en types de défauts. Les zones comprennent des températures de fonctionnement normales allant jusqu'à environ 140°C, des points chauds s'étendant jusqu'à environ



250°C et des défauts thermiques à haute température jusqu'à environ 1000°C. L'évolution maximale du C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> se produit à environ 700°C [TANG\_11].



**Figure.2.4.** Évolution des gaz dissous en fonction de la température  
[SERG\_19]

### 2.3.2. Méthode des gaz clé :

Cette méthode utilise quatre niveaux de gaz individuels (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, CO, H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), ils sont souvent appelés « gaz clés » pour détecter quatre types de défauts (surchauffe de l'huile, surchauffe de papier cellulose, décharge partielle et arcs électriques) ; cette méthode basée sur la concentrations de gaz de défaut exprimée en ppm (partie par million), émise dans le TPs par l'huile isolante sous l'effet des variations de température au niveau des ruptures de structure chimique [IEEE\_19], [JONA\_22]. Malheureusement, cette méthodologie souffre de ses résultats ou elle peut être incorrecte ou peu concluante ; elle peut atteindre 50 % si elle est automatiquement mise en œuvre

avec un logiciel. Cette erreur peut être réduite à 30 % si elle est appliquée manuellement par des utilisateurs expérimentés de la AGD [IEEE\_19].

### **2.3.3. Méthodes des rapports:**

Il existe plusieurs types de méthodes de rapports où chaque méthode attribue une combinaison de codes individuellement à une forme particulière de défaut. Ces méthodes sont basées sur la comparaison des rapports de gaz actuels aux intervalles de rapport prédéfinis [LANJ\_22].

Les principaux avantages de l'utilisation des techniques Ratios dans la surveillance de l'état du TPs sont que le problème du volume d'huile ne se pose pas. Parce que cette technique nécessite de calculer les rapports de gaz pour détecter un défaut, et qu'elle est indépendante de ses valeurs absolues. Le principe de détection des défauts est relativement simple [ABUS\_18], [IEEE\_19].

Une fois qu'une combinaison de codes correspond au modèle de code du défaut, le défaut est détecté [JASI\_13]. Comme le nombre de combinaisons de codes réalisables est supérieur au nombre de tris de défauts, le résultat typique des stratégies de ratio telles que les ratios de Doernenburg, les ratios de Rogers et les ratios CEI est généralement soit pas décision ou fausse détection de défaut. Plusieurs de leurs limitations sont décrites dans [IEEE\_19]. C'est l'un des leurs limitations importantes qui ont été étudiées et vérifiées dans ce chapitre.

Les RNA peuvent identifier les relations cachées entre les types de défauts et les gaz dissous dans le transformateur de puissance par conséquent, l'approche RNA peut être appliquée plus soigneusement pour résoudre les limitations de ces méthodes de ratio.

Les techniques de ratios appliquées dans cette recherche sont le ratio de Rogers et les techniques CEI [BOUC\_21].

**A. Méthode du rapport de Doernenburg :** L'interprétation du rapport de Doernenburg est basée sur la valeur de quatre rapports de gaz, ( $R1 = CH_4 / H_2$ ), ( $R2 = C_2H_2 / C_2H_4$ ), ( $R3 = C_2H_2 / CH_4$ ) et ( $R4 = C_2H_6 / C_2H_2$ ). Trois types de défauts sont détectés à l'aide de cette méthode, la décomposition thermique, la

décharge partielle et le défaut d'arc électrique. Le tableau 2.1 montre l'interprétation du rapport de Doernenburg pour les gaz dissous dans l'huile.

Défauts/rapport	R1	R2	R3	R4
décomposition thermique	>1	<0.75	<0.3	>0.4
décharge partielle	<0.1	Non significé	<0.3	>0.4
arc électrique	>0.1<1	>0.01<0.1	>0.3	<0.4

**Tableau 2.1** : Rapport de Doernenburg ratio et leur diagnostic [IEEE\_19].

### B. Méthode du rapport de Rogers:

Quatre ratios sont appliqués dans cette évaluation: méthane/hydrogène, éthane/méthane, éthylène/éthane et acétylène/éthylène. Le processus de diagnostic des défauts du transformateur de puissance est réalisé grâce à un schéma de codage simple basé sur des plages de rapport. Quatre états de condition du transformateur de puissance peuvent être identifiés, c'est-à-dire vieillissement normal, DP avec ou sans poursuite, défaut thermique et défaut électrique de divers degrés de gravité, le tableau 2.2 donne les codes du rapport de Rogers [ROGE\_78], [ROKA\_20]. Les défaillances graves, se développant en quelques secondes à quelques minutes et ne pouvant donc pas être détectées à l'aide de la AGD.

Rapports	intervalle	Code
Méthane / Hydrogène	$\leq 0.1$	5
	$0.1 < \dots < 1$	0
	$1 \leq \dots < 3$	1
	$3 \leq$	2
Ethane / Méthane	$< 1$	0
	$1 \leq$	1
Ethylène / Ethane	$< 1$	0
	$1 \leq \dots < 3$	1
	$3 \leq$	2
Acétylène / Ethylène	$< 0.5$	0
	$0.5 \leq \dots < 3$	1
	$3 \leq$	2

**Tableau 2.2** Codes du rapport de Rogers

N	Codes				Diagnostic
1	0	0	0	0	Normal (N)
2	5	0	0	0	Décharge partielle de faible énergie
3	1.2	0	0	0	Surchauffe < 150 °C
4	1.2	1	0	0	Surchauffe 150 -200 °C
5	5	1	0	0	Surchauffe 200-300 °C
6	0	0	1	0	Surchauffe du conducteur
7	1	0	1	0	Surchauffe par circulation de courant dans l'enroulement
8	1	0	2	0	Surchauffe par circulation de courant dans noyau et du réservoir
9	0	0	0	1	Arc de basse énergie
10	0	0	1.2	1.2	Arc de haute énergie
11	0	0	2	2	Étincelle continue au potentiel flottant
12	5	0	0	1.2	Décharge partielle à haute énergie

**Tableau 2.3** Tableau de diagnostic des defaults de Rogers [ROGE\_78]

### C. Méthode CEI:

L'exclusion du rapport éthane/méthane a été retirée des instructions de diagnostic suggérées par la CEI, car il n'indique qu'une petite plage de température de décomposition. Cette méthode est dérivée de la technique de Rogers. Dans le processus CEI, trois rapports de gaz sont calculés et nous l'utilisons pour l'interprétation de la panne. il peut identifier quatre types de défauts comme compagnons : vieillissement normal, DP de densité d'énergie faible et élevée, défauts thermiques et défauts électriques de divers degrés de gravité.

Les codes pour divers rapports de gaz et leur description pour la méthode CEI sont présentés dans les tableaux 2.4 et 2.5.

Les intervalles pour les codes	Codes de différents rapports de gaz		
	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_2$
< 0.1	0	1	0
0.1-1	1	0	0
1-3	1	2	1
> 3	2	2	2

**Tableau 2.4.** Codes de rapport CEI

<b>N°</b>	<b>Type de défaut</b>			
<b>1</b>	Pas de défaut	0	0	0
<b>2</b>	DP avec faible énergie	0	1	0
<b>3</b>	DP avec grande énergie	1	1	0
<b>4</b>	Décharge électrique avec faible énergie	1 ou 2	0	1 ou 2
<b>5</b>	Décharge électrique avec grande énergie	1	0	2
<b>6</b>	Surchauffe avec température <150°	0	0	1
<b>7</b>	Surchauffe avec température 150°<T<300°	0	2	0
<b>8</b>	Surchauffe avec température 300°<T<700°	0	2	1
<b>9</b>	Surchauffe avec température T>700°	0	2	2

**Tableau 2.5.** Diagnostic de défaut CEI

L'inconvénient de ces approches de rapports est que toutes les plages de données ne sont pas couvertes et que les rapports sont très éloignés de la portée des tableaux. Fréquemment, dans notre travail, une technique RNA a été utilisée pour résoudre la limitation du processus de ratios limités ci-dessus [ICES\_15].

## 2.4. Résultats pratique :

Dans cette section, nous présentons les résultats d'un diagnostic pratique DGA dans quatre régions différentes en Algérie.

Les résultats suivant sont obtenus par le logiciel DELTA X [ANNEXE C] utilisé dans les laboratoires de SONEGAS-GRTE de Sétif. Ils sont de part et d'autres exploitées pour voir les convergences constatées réellement sur le terrain.

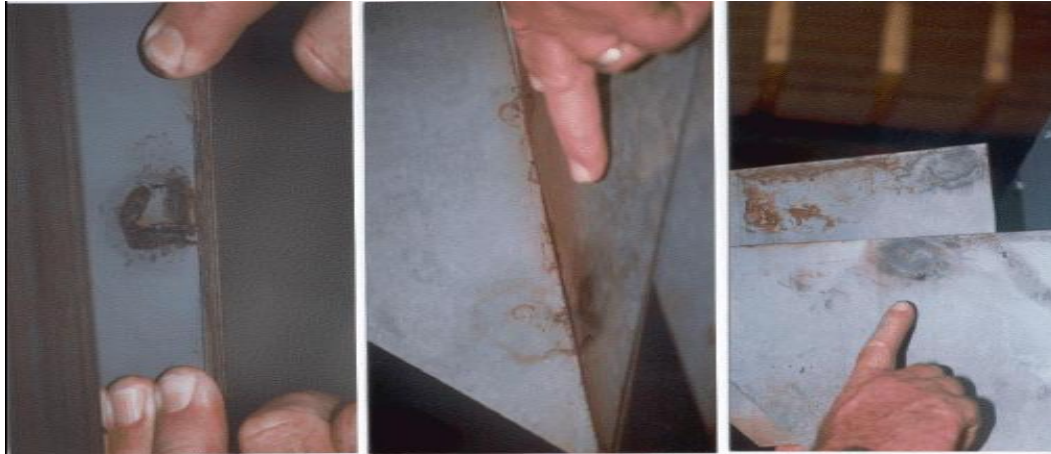
**Cas 1 : Station mobile 220 kV, 40 MVA d'El-Meghier (province à climat désertique chaud, avec très peu de précipitations).**

Par une inspection périodique, un patron AGD a révélé l'existence de symptômes de décharges partielles à partir de la quantité critique extraite de  $H_2$  et  $C_2H_2$  exprimée en ppm (partie par million) (tableau 2.6).

Gaz (PPM)	Avant le traitement	Après le traitement	
	17 Avril 2001	6 Mai 2003	24 Mai 2005
$H_2$	111	27	41
$CO_2$	2188	1757	2737
CO	293	316	419
$CH_4$	26	1	< 1
$C_2H_4$	31	20	< 1
$C_2H_6$	9	14	< 1
$C_2H_2$	65	< 1	< 1

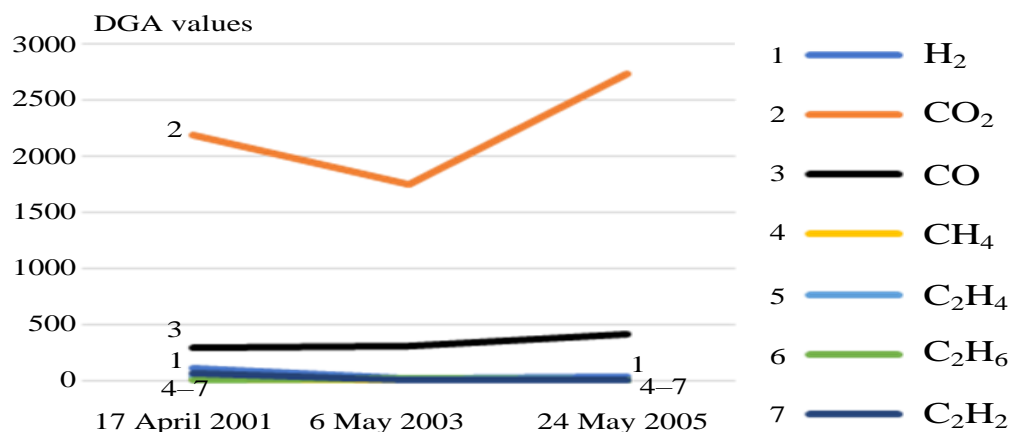
**Tableau 2.6** Valeurs de données AGD du transformateur El-Meghier

L'action de maintenance conseillée alors un traitement physique du transformateur via la purification de l'huile. Plusieurs prélèvements ont été effectués après cette opération et il n'y avait aucun signe du défaut précédent. Parce que le transformateur était équipé d'un système de flux d'huile forcé, nous avons pensé à l'existence de particules attirées à la surface des enroulements ou dans toute région à champ électrique ou magnétique élevé. Ces particules ont été éliminées en faisant circuler l'huile pendant la purification, comme illustré à la Figure 2.5.



**Figure. 2.5.** Éliminer les particules en faisant circuler l'huile pendant la purification

Les résultats des mesures pratiques AGD du transformateur d'El-Meghier pour trois années différentes présentés dans le tableau 6 sont représentés graphiquement par la Fig. 2.6



**Figure. 2.6.** Tendances AGD du transformateur d'El-Meghier

### **Cas 2 : Station mobile 220 kV 40 MVA de Sidi-Aiche (ville du moyen nord algérien au climat tempéré et humide).**

Ce transformateur présentait une valeur élevée d'un facteur de pertes diélectriques de l'huile (0,21) même si la concentration en eau était normale (11 ppm). La AGD a révélé des proportions anormales de concentrations de méthane, d'éthane, de CO et de CO<sub>2</sub> donnant une idée sur la charge du transformateur. L'analyse des composés furaniques a confirmé l'existence d'un

2-FAL (tableau 2.7) en quantité dangereuse produit à la suite d'un processus de vieillissement avancé de l'isolant solide. La durée de vie écoulée du transformateur a été estimée à 80 %. Il était alors indispensable de vérifier la fiabilité de nos protections et de calibrer le transformateur à charge modérée jusqu'à son inspection.

<b>Gaz (ppm)</b>	<b>Valeur</b>	<b>Paramètres diélectriques</b>	<b>Valeur</b>
H <sub>2</sub>	11	H <sub>2</sub> O in ppm	11
CO <sub>2</sub>	1944		
CO	597	tg $\delta$	0.21
CH <sub>4</sub>	101		
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	< 1	2- Furfuraldéhyde en PPM	5.79
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	110		
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	< 1		

**Tableau 2.7** Valeur de données AGD du transformateur Sidi-Aiche

### **Cas 3 : Transformateur de puissance 60 kV d'Akbou (ville industrielle du nord de l'Algérie au climat tempéré et humide).**

Un excès de concentration de gaz combustibles a été enregistré par un AGD comme indiqué dans le tableau 2.8 ; un plus dangereux était l'acétylène. Un rapport de gaz a confirmé un échauffement thermique impliquant une isolation solide. Peut-être a-t-il touché le système de flux de courant en tant que contacts LTC, contacts de dérivation, etc. C'est le cas le plus critique pouvant entraîner une défaillance catastrophique. L'action principale consistait à arrêter le transformateur pour une inspection interne.

<b>Gaz</b>	<b>Valeurs (ppm)</b>
H <sub>2</sub>	1443
CO <sub>2</sub>	13561
CO	934
CH <sub>4</sub>	3899
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	600
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1115
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	113

**Tableau 2.8.** Concentration de gaz de l'unité Akbou



Un point chaud a été trouvé au niveau des contacts d'une connexion du changeur de prise à vide avec des signes apparents de cheminement, d'armement, d'érosion et de surchauffe avec l'isolant entouré, comme illustré par la Fig. 2.7.



**Figure. 2.7.** Éliminer les particules en faisant circuler l'huile pendant la purification

**Cas 4 : Autotransformateur 220/150 kV de Darguina (ville du nord de l'Algérie au climat froid et très humide).**

Cette unité présentait un fort arc électrique dans l'huile sans impliquer l'isolant solide. Il a été traité plusieurs fois mais il n'y a pas eu d'amélioration de la situation car des alarmes Buckholz successives ont été enregistrées par la suite (Tableau 2.9). Le transformateur de puissance était hors tension et soumis à d'autres analyses et tests de diagnostic.

<b>Gas (ppm)</b>	<b>17 Avril 2001</b>	<b>14 Mars 2003</b>	<b>23 Mai 2005</b>
H <sub>2</sub>	107	<1	645
CO <sub>2</sub>	1414	434	2099
CO	–	40	217
CH <sub>4</sub>	27	<1	45
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	25	<1	51
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	18	<1	<1
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	65	7	326

**Tableau 2.9** Historique DGA de l'autotransformateur Darguina

Des tests électriques complémentaires ont été étudiés afin d'évaluer l'intégrité du circuit de courant et l'état des enroulements. Les résultats étaient normaux (tableau 2.10 et tableau 2.11) et le problème à l'origine de cette génération de gaz n'était toujours pas détectable.

- Mesure d'isolement : Primaire/Terre = 7 GΩ ;
- Secondaire/Terre = 5 GΩ.

	<b>150 kV</b>			<b>220 kV</b>		
<b>Position</b>	<b>A/N</b>	<b>B/N</b>	<b>C/N</b>	<b>A/N</b>	<b>B/N</b>	<b>C/N</b>
5	3.53	3.57	3.53	5.02	5.03	5.01
4	3.48	3.51	3.49	4.83	4.92	4.83
3	3.49	3.50	3.48	4.66	4.68	4.61
2	3.49	3.50	3..50	4.79	4.78	4.77
1	3.50	3.50	3.50	4.92	5.02	4.95

**Tableau 2.10** Mesure de résistance d'enroulement avec différentes positions de prise

<b>Position</b>	<b>AB/ab</b>	<b>AC/ac</b>	<b>BC/bc</b>	<b>Valeur de la plaque signalétique</b>
1	1.553	1.557	1.555	1.557
2	1.502	1.504	1.504	1.506
3	1.452	1.453	1.453	1.455
4	1.401	1.403	1.402	1.404
5	1.350	1.352	1.351	1.353

**Tableau 2.11** Rapport de transformation

Ce mode de défaillance peut également être créé par le flux parasite magnétique. L'inspection interne a révélé une surchauffe localisée dans les boulons de connexion de la culasse du noyau provoquée par un arc d'une boucle fermé. La figure 2.8 illustre un point chaud localisé dans un transformateur de puissance.



**Figure. 2.8.** Point chaud localisé

## 2.5. Application de RNA dans le diagnostic de défaut naissant :

Un RNA est un système complexe et dynamique de topologie différente qui est composé de poids liés entre eux soit complets soit partiels selon le type d'RNA, ces poids sont un élément de traitement complexe des données. Nous pouvons résumer les principaux avantages lorsque nous appliquons RNA dans le processus de diagnostic du transformateur de puissance par gaz dissous comme suit:

- forte capacité d'apprentissage d'où généralisation de l'outil développé ;
- le développement de circuits électroniques facilite la mise en œuvre matérielle.
- une grande capacité à modéliser un système complexe en fonction de ses entrées et de ses sorties sans avoir besoin de connaître exactement le modèle mathématique ;
- minimiser le temps nécessaire pour donner les résultats du diagnostic final en éliminant le temps nécessaire pour mener des expériences en laboratoire [DASI\_00], [ROKA\_20].

Les RNA ont démontré une capacité dans une application d'ingénierie variée telle que l'estimation, le contrôle de processus, le diagnostic, la classification et la pronostic, la capacité de RNA à approximer les fonctions, la signification des données et les classifications qui l'ont désigné comme une solution proposée et prometteuse qui peut être utilisé dans divers types de problèmes complexes. Ces propriétés sont particulièrement très importantes lorsque le processus ou les variables d'état du modèle de processus sont non linéaires, mal identifiées et incertaines, donc difficilement modélisables par les méthodes traditionnelles connues [MELL\_18], [NAGA\_21].

Plusieurs types de RNA sont présentés dans la littérature en termes de topologie, d'algorithme de rétropropagation et de mode d'apprentissage, parmi ces types le Perceptron Multi-Couche (MLP) est le plus largement utilisé [MELL\_18], [HEM\_06]. La figure 2.9 montre la structure du MLP, qui est un type d'ANN utilisé dans cette recherche. Les sorties de poids sont calculées comme suit [CAST\_05] :

$$S_j = f\left(\sum_{i=1}^n X_i W_{ij} + \theta_j\right) \quad (1.1)$$

Où  $X_i$  sont les entrées du réseau qui sont en même temps les entrée des systèmes réel;  $W_{ij}$  traduit la connexion de poids entre le neurone d'entrée  $i$  et le neurone caché voisin  $j$  ;  $\theta_j$  est le biais du jème neurone caché ;  $f(-)$  est la fonction de transfert ou encore appelée fonction d'activation ;  $Y$  est les sorties désirée [ANNEXE\_B].

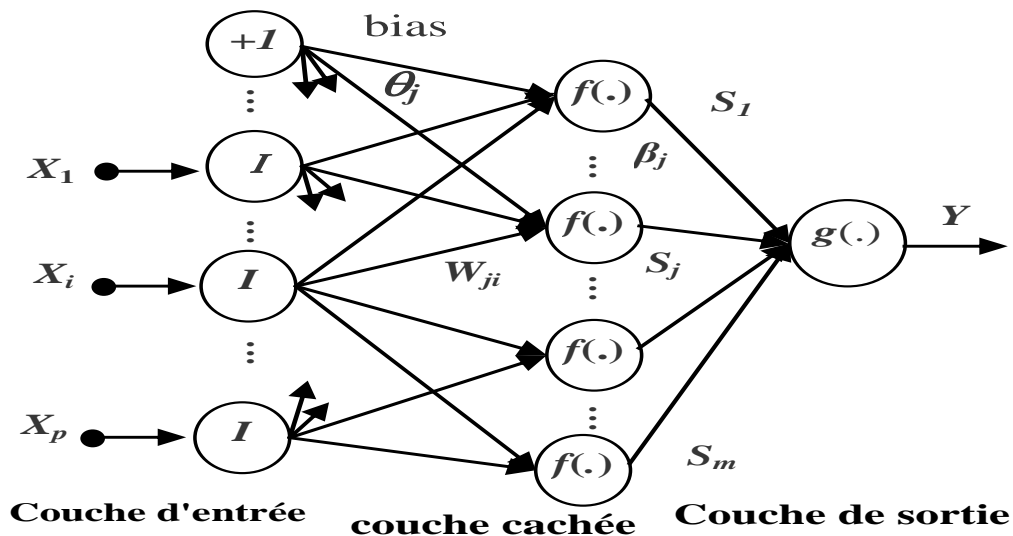


Figure. 2.9. Topologie RNA

### 2.5.1. Topologie de RNA utilisée:

Dans cette thèse, un RNA de type MLP (Multilayer perceptron) avec entraînement supervisé basé sur l'algorithme de rétro propagation de Levenberg-Marquardt (LMBP) est utilisé. LMBP qui reste jusqu'à présent le plus largement appliqué. Selon la littérature liée à ce sujet, LMBP a une bonne robustesse, connue pour son rendement élevé et relativement rapide nécessitant beaucoup moins d'itérations pour converger par rapport à certaines méthodes, pour cela plusieurs chercheurs suggèrent l'utilisation d'AGD pour le diagnostic de TPs.

La taille optimale de RNA qui produit les meilleurs résultats est l'une des questions les plus fréquemment posées dans le cadre des calculs pour RNA. Même si de nombreux «trucs et astuces» tels que des suggestions ont été mis en évidence jusqu'à présent par de nombreux chercheurs, il n'y a toujours pas de réponse simple à cette question RNA [MELL\_16].

Les méthodes de rapport considérées dans cette recherche sont la méthode du rapport de Rogers et la méthode de la CEI.

Nous utilisons l'environnement Matlab / Simulink pour concevoir ce RNA, nous remarquons que chaque méthode d'AGD (Rogers & CEI) a ses propres entrées et doit correspondre au nombre de neurones dans la couche d'entrée, la même chose pour la couche de sortie, le nombre d'unités doit être les mêmes résultats pour chaque méthode.

Dans ce cas d'application, cinq principaux gaz préliminaires pour une défaillance dans les transformateurs de puissance : l'acétylène ( $C_2H_2$ ), l'éthane ( $C_2H_6$ ), l'éthylène ( $C_2H_4$ ), l'hydrogène ( $H_2$ ) et le méthane ( $CH_4$ ) sont choisis comme caractéristiques d'entrée, comme illustré par la Figure. 2.10.

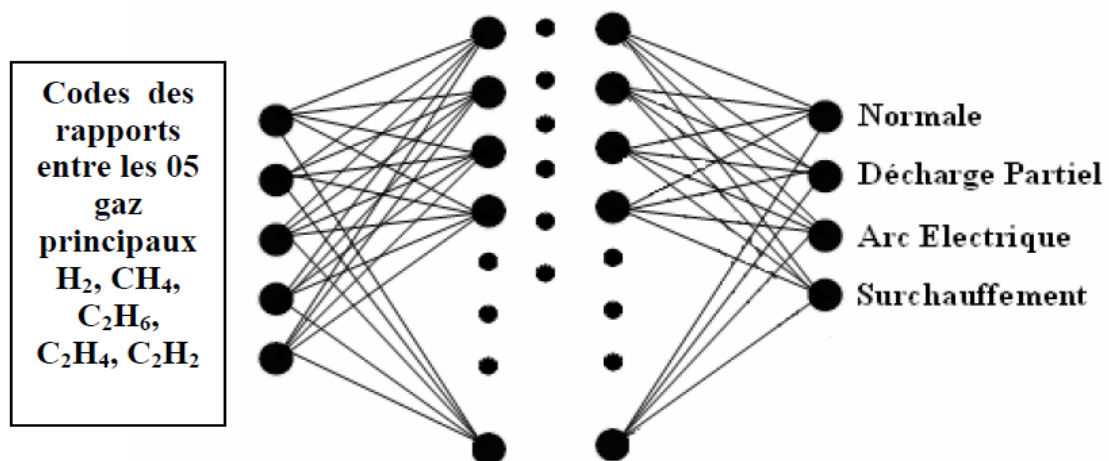


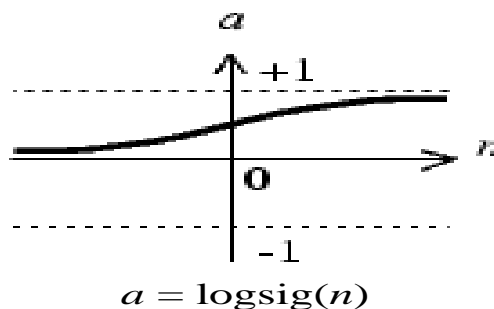
Figure. 2.10. Entrée et sortie du réseau neuronal

**A) Couche d'entrée:** Les entrées RNA sont un vecteur contenant les ratios Rogers et CEI. Généralement, le nombre de neurones est égal au nombre d'entrées et la fonction d'activation est linéaire. Chaque méthode a ses entrées des gaz suivants : acétylène ( $C_2H_2$ ), éthane ( $C_2H_6$ ), hydrogène ( $H_2$ ), éthylène ( $C_2H_4$ ) et méthane ( $CH_4$ ) en ppm.

**B) Couche de sortie:** Contient les sorties souhaitées du réseau de neurones artificiels, dans notre cas sont le type de défauts s'il existe ou si le transformateur de puissance est sain comme présenté par la Figure 2.9. Les sorties sont : décharge partiel, arc électrique, surchauffement ou cas normal qui signifie état sain. Chaque méthode a une détection de défaut spécifique, la fonction d'activation est généralement une fonction linéaire.

**C) Couche cachée :** La grande majorité des études sur les problèmes de classification utilisent une seule couche ou au plus deux couches cachées. Il n'y a pas de loi pour déterminer exactement le nombre de neurones dans la couche cachée et il est défini par essai afin d'obtenir le minimum d'erreur.

**D) Fonction de transfert :** Au niveau de la couche cachée, la fonction d'activation la plus utilisée dans les réseaux de neurones est la tangente sigmoïde (logsig), la figure 2.11 montre sa courbure.



**Figure.2.11.** Fonction d'activation

Les RNA optimisés utilisés dans le processus de diagnostic des TPs sont réalisés en ajustant le nombre de couches cachées et le nombre d'unités dans chaque couche cachée du MLP. Les méthodes des ratios de Rogers et des ratios CEI sont deux approches de ratios étudiées dans cette étude. Nous utilisons la méthode d'erreur de validation croisée sur plusieurs ensembles pour les données d'entraînement Rogers et CEI afin de trouver les meilleurs résultats.

**E) Données d'entrée :** Les données d'entrées sont les concentrations de gaz données par les tests d'analyse chromatographique des échantillons d'huile, ces échantillons sont prélevés sur la durée de vie du transformateur (étape d'apprentissage), ou suspectés dans l'échantillon de jeu de données (valeur nette dans des conditions normales d'utilisation). Le tableau 2.12 affiche l'ensemble de données d'échantillon dans les concentrations des principaux gaz exprimé en ppm (partie par million).

<b>Echantillon</b>	<b>H<sub>2</sub></b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>CO</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>C<sub>2</sub>H<sub>4</sub></b>	<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	<b>C<sub>2</sub>H<sub>2</sub></b>	<b>Défaut connu</b>
<b>1</b>	17	15	292	6956	78	20	35	<b>Arc électrique</b>
<b>2</b>	1046	2809	681	7820	321	675	7	<b>Décharge partiel</b>
<b>3</b>	127	76	879	3471	23	32	49	<b>Arc électrique</b>
<b>4</b>	11	101	597	1944	110	<1	<1	<b>surchauffe</b>
<b>5</b>	107	27	–	1414	18	25	65	<b>Arc électrique</b>
<b>6</b>	39	33	991	3280	9	7	2	<b>Normal</b>
<b>7</b>	72	278	53	610	176	289	<1	<b>surchauffe</b>
<b>8</b>	1	39	361	4081	9	36	1	<b>Normal</b>
<b>9</b>	111	26	293	2188	31	9	65	<b>Décharge partiel</b>
<b>10</b>	1443	3899	934	13561	600	1115	113	<b>surchauffe</b>

**Tableau 2.12** Données d'échantillons

La base de données de diagnostic a été créée au parc de transformateurs de puissance de la région de Sétif, puis nous a permis de nous assurer de la sensibilité de nos programmes et du degré de sa reproductibilité ; où plusieurs comparaisons des résultats acquis ont été faites avec le logiciel DELTA X utilisé dans les laboratoires Sonelgaz-GRTE ou les données partagées et autres sont prises en compte pour visualiser les convergences établies [**BOUC\_21**].

### 2.5.2. Application des RNA pour l'AGD à l'aide de la méthode CEI :

Le vecteur d'entrée

$$\mathbf{I} = [\mathbf{I}_1, \mathbf{I}_2, \mathbf{I}_3] = \left[ \left( \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} \right), \left( \frac{\text{Ethylene}}{\text{hydrogen}} \right), \left( \frac{\text{Ethylene}}{\text{Ethane}} \right) \right]$$

Ces codes sont extraits selon la méthode CEI indiquée dans le tableau 2.3.

Le vecteur de sortie  $\mathbf{O}$  dans la méthode CEI a neuf défauts détectables comme indiqué dans le Tableau 2.13,  $\mathbf{O} = [\mathbf{O}_1, \dots, \mathbf{O}_9]$ .

entrés			sorties								
$\mathbf{I}_1$	$\mathbf{I}_2$	$\mathbf{I}_3$	$\mathbf{O}_1$	$\mathbf{O}_2$	$\mathbf{O}_3$	$\mathbf{O}_4$	$\mathbf{O}_5$	$\mathbf{O}_6$	$\mathbf{O}_7$	$\mathbf{O}_8$	$\mathbf{O}_9$
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1,2	0	1,2	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	2	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1

**Tableau 2.13** Base de données entraînée par la méthode des ratios CEI

Le réseau neuronal avec la méthode CEI est composé de trois unités dans la couche d'entrée, les couches cachées comprennent un nombre variable d'unités et la couche de sortie a neuf unités. Les unités des couches de sortie génèrent un nombre réel compris entre 0 et 1 indiquant la possibilité de présence d'un défaut parmi les 9 défauts désignés par les normes d'instructions CEI. Les modèles de formation pour la technique CEI sont présentés dans le tableau 2.13.



### 2.5.3. Application des RNA pour l'AGD à l'aide de la méthode de Rogers :

**Le vecteur des entrées :**

$$\mathbf{I} = [\mathbf{I}_1, \mathbf{I}_2, \mathbf{I}_3, \mathbf{I}_4] = \left[ \left( \frac{\text{Methane}}{\text{Hydrogen}} \right), \left( \frac{\text{Ethane}}{\text{Methane}} \right), \left( \frac{\text{Ethylene}}{\text{Ethane}} \right), \left( \frac{\text{Acetylene}}{\text{Ethylene}} \right) \right]$$

Ces codes sont extraits selon la méthode de Rogers présentée dans le tableau 2.2. Le vecteur de sortie  $\mathbf{O}$  dans la méthode de Rogers a 12 défauts détectables comme indiqué dans le tableau 2.3,  $\mathbf{O} = [\mathbf{O}_1, \dots, \mathbf{O}_{12}]$ .

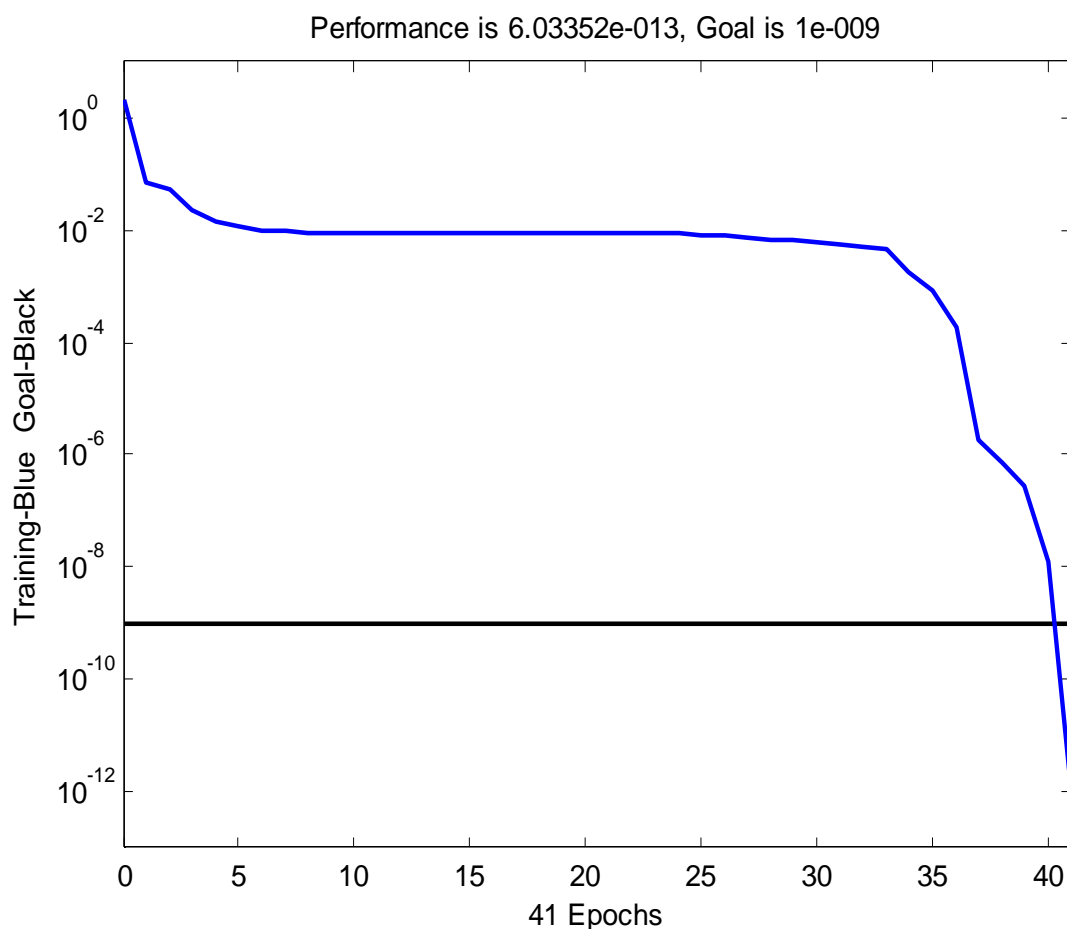
Le réseau neuronal avec la méthode Rogers est composé de 4 unités dans la couche d'entrée ; les couches cachées contiennent un nombre variable de neurones et les couches de sortie ont douze unités. Les neurones des couches de sortie génèrent un nombre réel compris entre 0 et 1 donnant la vraisemblance de la présence d'un défaut parmi les douze défauts désignés par la procédure de Rogers. Les modèles de formation pour la technique de Rogers sont exposés par le tableau 2.14 ci-dessous.

entrées				sorties											
$\mathbf{I}_1$	$\mathbf{I}_2$	$\mathbf{I}_3$	$\mathbf{I}_4$	$\mathbf{O}_1$	$\mathbf{O}_2$	$\mathbf{O}_3$	$\mathbf{O}_4$	$\mathbf{O}_5$	$\mathbf{O}_6$	$\mathbf{O}_7$	$\mathbf{O}_8$	$\mathbf{O}_9$	$\mathbf{O}_{10}$	$\mathbf{O}_{11}$	$\mathbf{O}_{12}$
0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,2	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	0	1,2	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
5	0	0	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

**Tableau 2.14** Ensembles de données entraîné par la technique des ratios de Rogers

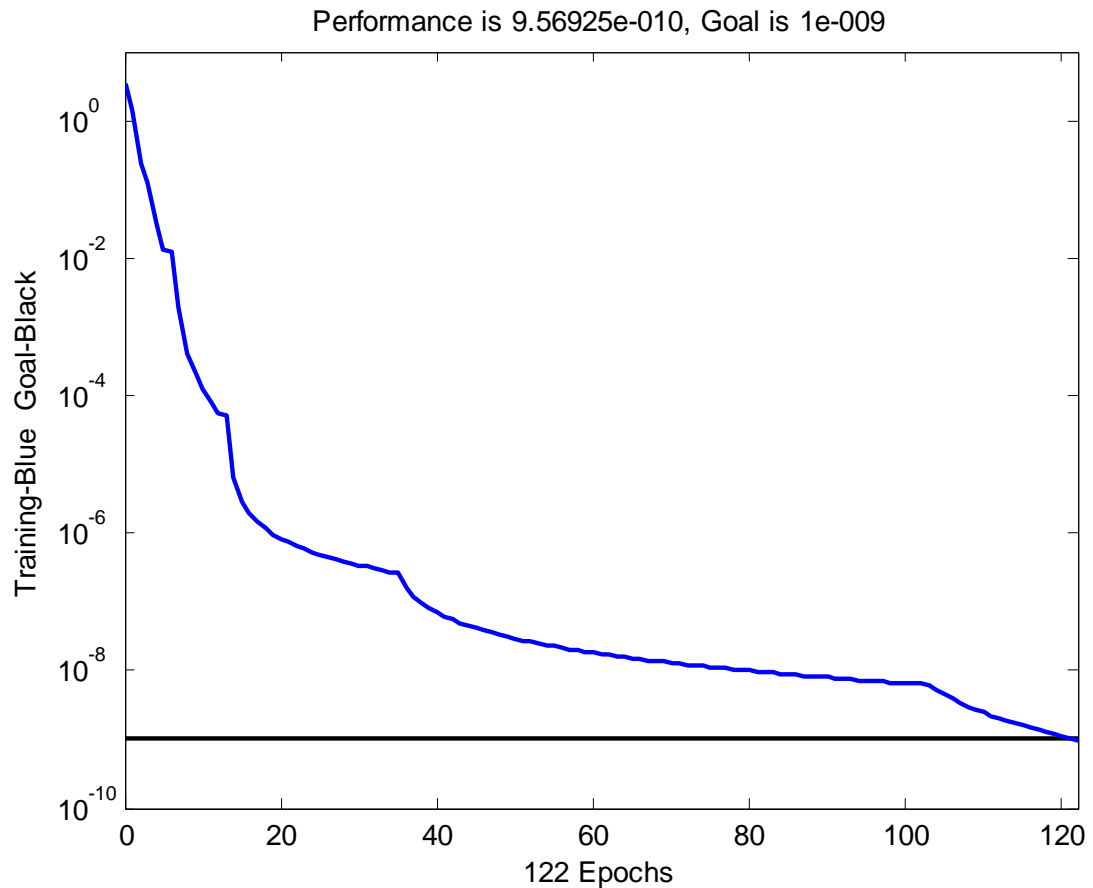
**2.5.4. Résultats et discussions:** Les deux réseaux de neurones artificiels élaborés précédemment doivent être vérifiés après l'étape d'apprentissage. Afin de tester et de vérifier la robustesse et les meilleures performances de l'RNA formé, un modèle d'ensemble de données de cause connue de défauts de transformateur de puissance a été pris en compte dans 10 échantillons de test donnés dans le tableau 2.12.

La figure 2.12 montre l'étape de performance de formation RNA formée par l'algorithme LMBP basé sur l'ensemble CEI.



**Figure. 2.12.** Performances d'entraînement à l'aide de LMBP avec la méthode des ratios CEI

La figure 2.13 montre l'étape de performance de formation RNA formée par l'algorithme LMBP basé sur l'ensemble de Rogers.



**Figure. 2.13.** Performance de la phase d'entraînement à l'aide de la méthode LMBP et des ratios de Rogers

Le tableau 2.15 résume les résultats obtenus par les deux RNA (on utilisant les méthodes de CEI et Rogers) lors des tests. Selon ces résultats, RNA associés aux méthodes de Rogers ont correctement diagnostiqué 8 sur 10 défauts. Cependant, les RNA associés aux méthodes de CEI ne détectent que 7 défauts.

Échantillons	Défaut réel	Défaut de la méthode CEI traditionnelle	Défaut de la méthode traditionnelle de Rogers	Défaut prévu par RNA	
				Méthode CEI	Méthode Rogers
1	<b>ARC</b> (Arc électrique)	PD	Pas décision	ARC	ARC
2	<b>PD</b> (Décharge Partielle)	Pas décision	OH	OH	OH
3	<b>ARC</b> (Arc électrique)	Pas décision	ARC	ARC	ARC
4	<b>OH</b> (surchauffe)	OH	Pas décision	OH	OH
5	<b>ARC</b> (Arc électrique)	Pas décision	Pas décision	ARC	ARC
6	<b>Normal</b>	PD	OH	PD	Normal
7	<b>OH</b> (surchauffe)	Pas décision	OH	OH	OH
8	<b>Normal</b>	Pas décision	OH	OH	OH
9	<b>PD</b> (Décharge Partielle)	PD	ARC	PD	OH
10	<b>OH</b> (surchauffe)	Pas décision	OH	OH	OH

**Tableau 2.15** Résultats de comparaison entre ANN AGD et AGD traditionnel basé sur Rogers et CEI.

Selon nos résultats, le RNA des méthodes traditionnelles (CEI et Rogers) résout toutes les limitations de type « aucune décision » et donne une décision, pour la méthode de Rogers basée sur RNA, toutes ces décisions sont correctes par rapport à l'expérience. Cependant, pour les RNA basés sur la méthode CEI, la décision est erronée pour les échantillons 2 et 8. D'autre part, la CEI amélioré par RNA corrige le résultat de diagnostic de la CEI traditionnel pour l'échantillon 1. Comme illustré par le tableau 2.15 toutes les méthodes traditionnelles basées sur RNA donnent des résultats erronés pour les échantillons 2 et 8, et le travail devrait être effectué par des méthodes plus efficaces et robustes comme un apprentissage profond.

## **2.6. Conclusions:**

L'analyse des gaz dissous a été reconnue comme un instrument important dans la surveillance de l'état de santé et le diagnostic des défauts du transformateur de puissance. Le principal avantage de l'utilisation des techniques de ratios est que seuls les ratios de gaz sont nécessaires dans le processus de calcul, par conséquent, la quantité d'huile qui participe à la dissolution des gaz n'est pas nécessaire. D'un autre côté, l'inconvénient est qu'ils ont du mal à couvrir toutes les plages d'ensembles de données d'analyse de gaz dissous. Chaque méthode traditionnelle à ses propres limites généralement aucune décision ou fausse décision comme on le trouve dans ce chapitre.

Les RNA sont proposés comme solution et est alors utilisé pour résoudre ce désagrément et traiter les cas non identifiés par les techniques classiques afin d'établir un diagnostic quasi fiable. La majorité des limitations ont été supprimées et les résultats de diagnostic ont été améliorés, les résultats obtenus grâce au réseau de neurones artificiels sont extrêmement fiables par rapport aux méthodes traditionnelles, où pour la méthode CEI, la précision a été augmentée de 20 % à 70 % et de 40 % à 80 % pour la méthode Rogers. Cependant, dans certains échantillons, toutes les méthodes basées sur un réseau de neurones artificiels ou traditionnelles sont trompeuses et donnent un faux diagnostic, de sorte que la santé du transformateur de puissance est vulnérable. Enfin, en conclusion, ces résultats améliorés doivent être davantage exécutés par une méthode plus efficace telle que l'apprentissage en profondeur.

L'inconvénient d'interprétation par AGD est incapable de détecter les défauts mécaniques (déformations des enroulements). Le diagnostic efficace de ce type de déformations peut être mis en évidence grâce à l'analyse par la réponse en fréquence (FRA) des enroulements du TPs ce qui sera bien étudiées et élaborée dans le chapitre suivant.

# **Chapitre 3 :**

## **Diagnostic des TPs par FRA**

### **3.1. Introduction :**

L'apparition d'un défaut dans le réseau électrique provoque la circulation de forts courants de court circuit dans le transformateur, induisant des contraintes qui se traduisent par des forces axiales et radiales appliquées sur les enroulements des transformateurs et leurs noyaux.

La structure mécanique du transformateur est donc soumise à des fortes sollicitations mécaniques.

Les techniques classiques de surveillance de l'état telles que l'analyse des gaz dissous (AGD), les analyses physico-chimiques de l'huile isolante (APC), l'analyse de l'état du papier cellulosique et les essais électriques sont incapables de détecter les déformations les plus mineures qui se développent par la suite en défauts diélectriques ou thermiques.

La technique FRA a le potentiel pour détecter des problèmes de types mécaniques des enroulements. C'est la technique la plus efficace actuellement disponible qui n'exige pas d'ouvrir le transformateur en raison de sa sensibilité élevée pour détecter les défauts. Cette méthode est basée sur le concept du changement géométrique dans les enroulements en raison de la déformation et des déplacements causés par une modification dans les impédances de l'enroulement du transformateur et par conséquent d'une modification de sa réponse en fréquence. L'impédance du transformateur de puissance est composée d'une configuration complexe faite de résistances, inductances et capacités (circuit RLC).

L'application pratique de la technique FRA pour détecter les dommages mécaniques dans un transformateur dépend de sa sensibilité à tout changement dans les inductances et les capacités réparties. Le transformateur peut être modélisé par une chaîne d'inductances à la terre et réunis par leurs capacités parasites entre les enroulements. Le circuit équivalent est utile dans la modélisation de la sensibilité de la FRA au changement dans les enroulements.

L'interprétation par la mesure FRA basée sur la modélisation de circuit du transformateur a pour but de représenter avec précision le comportement d'un transformateur sur toute la gamme de fréquence.

## 3.2. Analyse de la Réponse en Fréquence (FRA)

### 3.2.1. Définition :

L'Analyse par la réponse fréquentielle (FRA) est un outil qui peut donner une indication du mouvement de noyau ou de l'enroulement dans les transformateurs. Ceci est fait en effectuant une mesure simple, tout en regardant à quel point un enroulement du transformateur peut transmettre un signal de basse tension qui varie en fréquence. Tout cela est lié à son impédance, dont les éléments capacitifs et inductifs sont intimement distribués dans la construction physique du transformateur [SWEE\_04], [LANJ\_22].

Les changements de la réponse fréquentielle mesurée peuvent indiquer un changement physique à l'intérieur du transformateur, dont la cause doit être ensuite identifiée et analysée [CIGRE\_08], [SALE\_21].

### 3.2.2. Quelle est la différence entre IFRA et SFRA ?

FRA peut être divisé en deux types principaux, basés sur les différents signaux injectés dans le transformateur:

#### **A. Méthode de balayage en fréquence SFRA ou FRA (analyse de la réponse de balayage en fréquence)**

Réponse en fréquence mesurée directement en injectant un signal (une tension d'excitation sinusoïdale) d'une fréquence variable dans une extrémité de l'enroulement du transformateur, puis mesure le signal provenant de l'autre extrémité. La comparaison des signaux d'entrée et de sortie génère une réponse en fréquence unique qui peut être comparée aux données de référence.

#### **B. Méthode de tension impulsionnelle IFRA (analyse de réponse en fréquence impulsionnelle)**

Réponse en fréquence mesurée indirectement en injectant un signal impulsif d'une forme particulière à un terminal et en mesurant la réponse à un autre, puis en transformant les mesures du domaine temporel en résultats de domaine fréquentiel [IECS\_12], [QING\_17].

La FRA est une méthode de test non intrusive, comparative, simple et rapide à mettre en œuvre, pour cela on a utilisé cette méthode dans cette recherche.



### **3.2.3. Quand faut-il faire un test FRA ?**

Les applications typiques de la FRA sont :

- Le contrôle du transformateur après le test en court-circuit.
- La vérification de l'intégrité des transformateurs après un transport.
- L'évaluation de l'état d'un transformateur ayant été soumise à des courants de défaut transitoires élevés, ou encore après un séisme.
- Le diagnostic consécutif suite à une alarme du transformateur ou un déclenchement par protection ou la mesure pour diagnostic de routine.
- Le test consécutif suite à des changements significatifs des valeurs contrôlées en ligne suspectes ou anormales (ex : gaz dissous).
- L'inspection approfondie suites aux résultats de tests inhabituels.
- Les recherches scientifiques **[OMIC\_14]**, **[MEGG\_16]**, **[OMIC\_22]**.

### **3.3. La FRA pour la détection de défauts :**

La FRA est capable de détecter un certain nombre d'état de défauts, à la fois mécanique et électrique. Le principal rôle de FRA est sans doute de détecter des défauts mécaniques, qui ne peuvent être détectés par d'autres mesures tels que l'AGD. Les principaux défauts détectés sont cependant:

- La Déformation d'un enroulement (axiale et radiale).
- Le mouvement et le déplacement de l'enroulement primaire et secondaire.
- L'effondrement partiel d'un enroulement.
- Le mouvement du circuit magnétique.
- La rupture de spires et perte dans les forces de serrage de l'enroulement par rapport à de la culasse.
- Court-circuit ou circuit ouvert de l'enroulement.
- Mauvaise connexion de prise de terre de la cuve du transformateur.
- Problèmes de connexion interne.

Cependant, La mesure par FRA est la méthode la plus utilisable et la plus efficace pour détecter les mouvements axiaux des enroulements. Elle détecte également les mouvements radiaux, qui peuvent être aussi vérifiés par les essais de réactance de fuite. Il est utile de mettre en corrélation les deux méthodes pour augmenter la précision du résultat. Cela est également vrai pour les autres défauts, notamment mécaniques **[BERG\_00]**, **[SENO\_17]**, **[ZHEN\_21]**.

### 3.4. Fonction de transfert d'un TPs :

Un transformateur est considéré comme un réseau complexe de composants RLC, qui est représenté par trois types d'éléments, des résistances, d'inductances des condensateurs. Comme un réseau de distribution contient un nombre infini de petits composants RLC, les trois éléments sont utilisés pour représenter la résistance des enroulements de cuivre, l'inductance des bobines d'enroulement et la capacité des couches d'isolation entre les bobines, entre un enroulement et un noyau ou encore entre un noyau et la cuve, ou bien entre la cuve et un enroulement, etc. L'objectif principal de la FRA est de déterminer comment l'impédance d'un transformateur d'essai se comporte sur une gamme de fréquences appliquées. La fonction de transfert d'un réseau RLC est le rapport de sortie et d'entrée de la réponse en fréquence, lorsque les états initiaux d'un tel réseau sont égaux à zéro. La relation entre phase et l'amplitude peut être extraite à partir des sorties de la fonction de transfert. L'idée de l'application de la FRA pour l'évaluation de l'état d'enroulement du transformateur est basée sur le fait que le déplacement ou la déformation d'enroulement change les propriétés géométriques, qui sont liées à ses paramètres capacitatives et inductives internes. Les changements de ces paramètres modifient par conséquent les réponses de fréquence d'enroulement, qui peuvent être observées par la mesure de la fonction de transfert [TANG\_11], [RAHI\_18].

**-L'amplitude de l'analyse de réponse en fréquence (FRA):** est la relation d'amplitude du signal entre les signaux de référence (entrée,  $V_{in}$ ) et mesurés (sortie,  $V_{out}$ ). Il est souvent représenté en décibels [IEEE\_13], [ZHOU\_20]:

$$\text{MAG (dB)} = 20 \times \log_{10} \left( \frac{V_{out}}{V_{in}} \right) \quad (3.1)$$

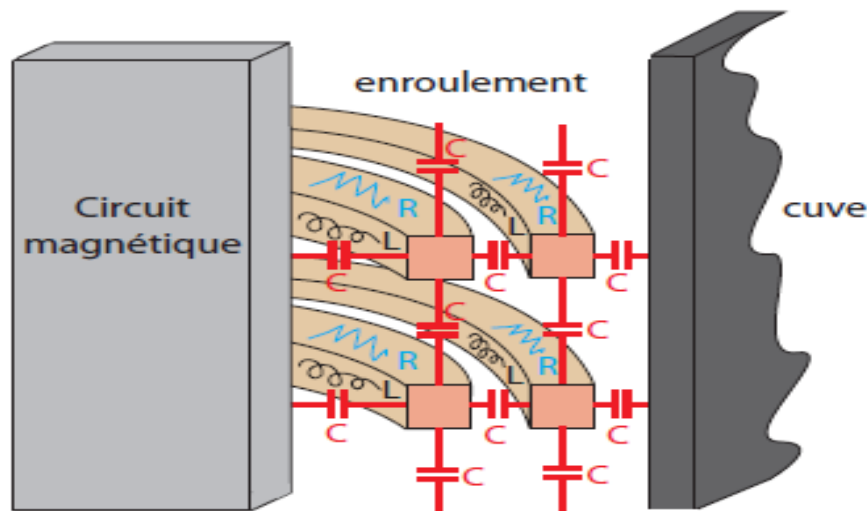
Il contient l'effet de l'impédance caractéristique du système de mesure.

**-Angle de phase de l'analyse de réponse en fréquence (FRA) :** décalage de l'angle de phase de la réponse par rapport à celui du signal injecté.

$$\text{Phase}(\circ) = \tan^{-1} \left( \frac{V_{out}}{V_{in}} \right) \quad (3.2)$$

### 3.5. Principe de la méthode :

Un transformateur comprend un grand nombre de capacitances, d'inductance et de résistances donc un circuit très complexe (comme schématisé dans la figure 3.1) qui génère une empreinte digitale ou une signature unique lorsque des signaux sont injectés à des fréquences discrètes, et que des réponses sont représentées sous forme de courbe [SWEE\_04].

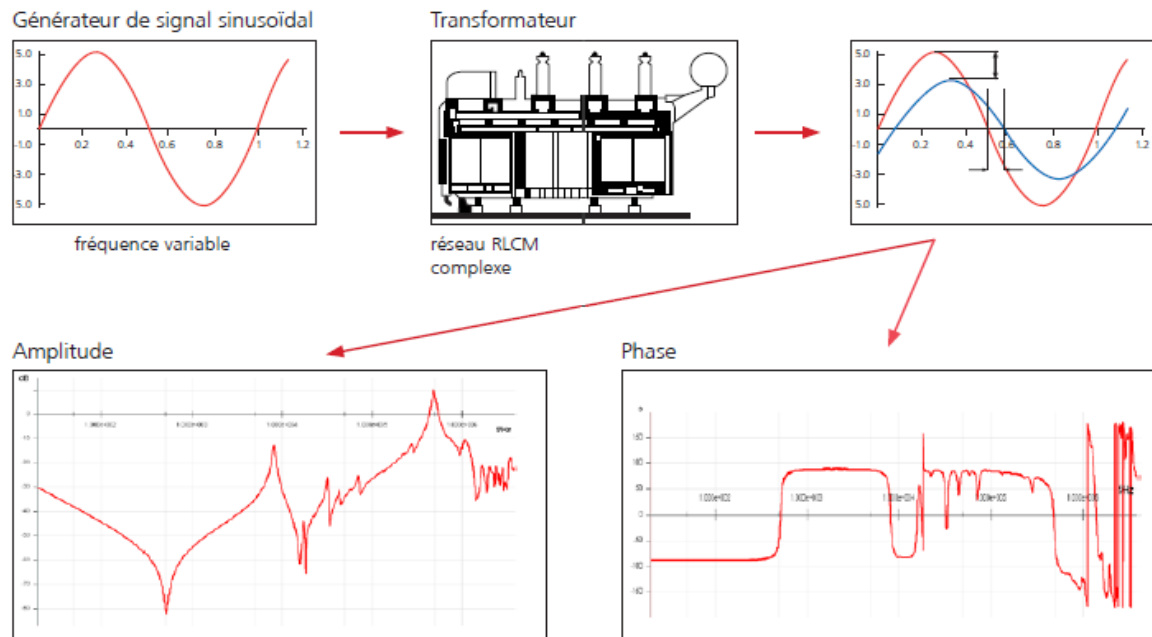


**Figure 3.1:** Modèle d'un enroulement de transformateur [OMIC\_14].

Il existe une relation directe entre la configuration géométrique des enroulements et le circuit magnétique à l'intérieur du transformateur de puissance et la distribution des éléments qui le composent tels que : les résistances, les inductances et les capacitances. Ce réseau RLC peut être identifié par des fonctions de transfert dépendant de la fréquence. Or le changement dans la configuration géométrique engendre la variation de l'impédance du réseau et de ce fait déplace la fonction de transfert. Les changements dans la fonction de transfert vont révéler un grand rang de modes de défaillance. Donc, la mesure par FRA permet la détection des changements dans la fonction de transfert d'un enroulement individuel à l'intérieur du transformateur de puissance et par conséquent, indique un mouvement ou une distorsion dans le circuit magnétique et les enroulements de ce dernier.

Le Principe de fonctionnement est d'injecter un signal d'excitation électrique sur l'un des enroulements et de mesurer le signal de réponse sur une large plage de fréquence (Méthode de balayage en fréquence). Le rapport de ces deux signaux donne la réponse exigée. Ce rapport s'appelle la fonction de transfert du

transformateur à partir du quel la grandeur et la phase peuvent être obtenues (Figure 3.2). [OMIC\_14], [MEGG\_16], [AMER\_19].



**Figure 3.2:** Principe de la FRA [OMIC\_14].

### 3.5.1. Zones de fréquences d'analyse FRA :

Le Tableau 3.1 montre le domaine d'interprétation compte tenu des limites venant de la géométrie des installations d'essai. En règle générale, les spires court-circuitées, l'aimantation et d'autres défauts liés au noyau magnétique altèrent la forme de la courbe aux basses fréquences. Les moyennes fréquences quant à elles représentent des mouvements axiaux ou radiaux de l'enroulement et les hautes fréquences indiquent des défauts liés aux connexions qui relient les enroulements aux traversées et aux changeurs de prise [SWEE\_04], [OMIC\_14].

$F < 2000 \text{ Hz}$	Déformations du noyau, magnétisme résiduel
$2000 \text{ Hz} < F \leq 20 \text{ KHz}$	Court-circuit entre spires, circuits ouverts.
$20\text{KHz} < F \leq 200 \text{ KHz}$	Déplacements relatifs entre les enroulements.
$200\text{KHz} < F \leq 2 \text{ MHz}$	Déformations Propres de l'enroulement.
$2 \text{ MHz} < F \leq 10 \text{ MHz}$	Disposition de couplages et câbles de mesure.

**Tableau 3.1 :** Domaines typiques d'interprétation de la méthode FRA

### 3.5.2. Interprétation des méthodes:

La FRA est une méthode comparative pour évaluer l'état des transformateurs de puissance. Pour évaluer les résultats de FRA, on compare, généralement par une simple observation visuelle les courbes des informations actuelles avec les informations de référence. Il ya trois approches pour obtenir des informations de références :

**A. Évaluation par les empreintes digitales :** Une empreinte digitale est obtenue pendant le contrôle de réception d'usine et peut-être le plus fiable des informations de référence pour l'évaluation du test de FRA. L'hypothèse d'une grande respectabilité du test technique, il est possible d'obtenir des résultats de FRA identiques s'il n'y a pas de changements électromécaniques dans le transformateur.

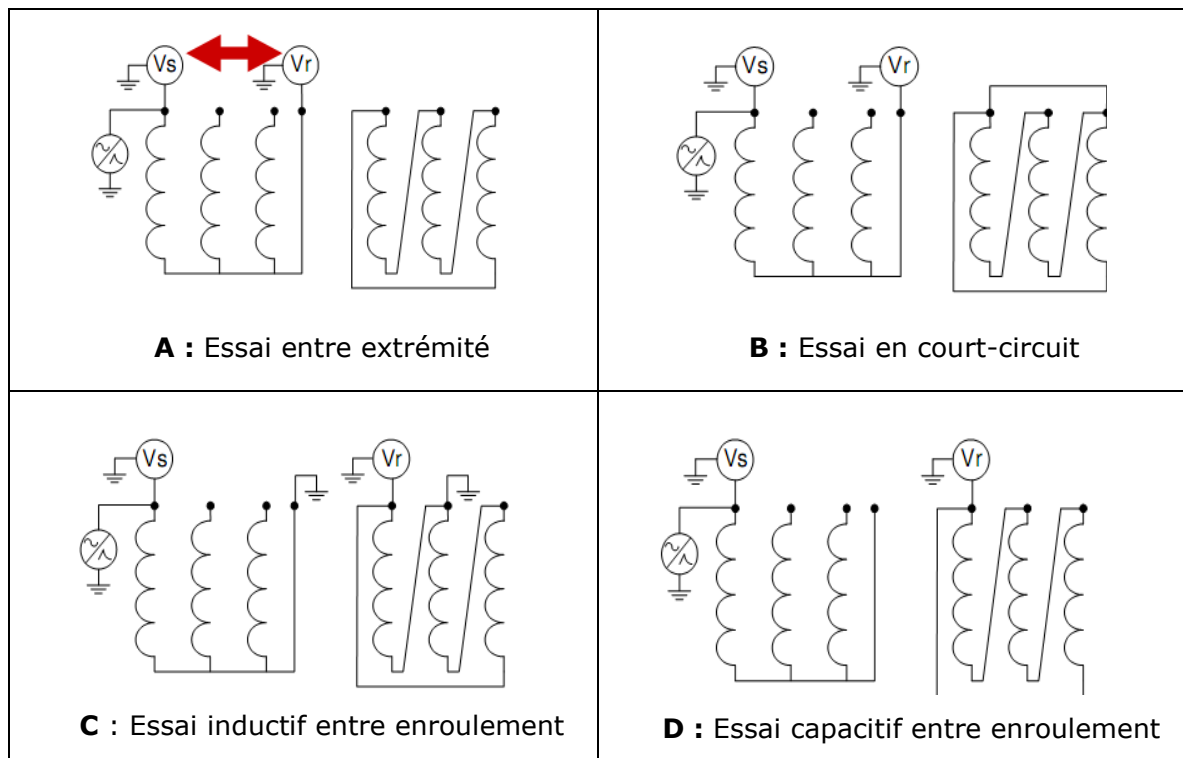
**B. Comparaison Entre Des Transformateurs Jumeaux :** Les résultats d'empreinte digitale ne sont pas toujours disponibles pour l'évaluation des résultats de FRA. Les transformateurs identiquement conçus et identiquement assemblés montrent typiquement des courbes identiques de l'essai. De légères déviations entre les transformateurs jumeaux sont produites exclusivement par des tolérances et des effets de fabrication de magnétisation de noyau.

**C. Comparaison Entre Phases Des enroulements du Transformateur :** Ce type de comparaison est utilisé en absence de l'empreinte de référence, La procédure consiste à comparer entre les phases du transformateur [CIGRE\_08], [IECS\_12].

### 3.5.3. Les Types d'essais par FRA:

Pour effectuer une mesure FRA, une tension (soit une fréquence de balayage, soit un signal d'impulsion) est fournie à une borne de transformateur par rapport au réservoir. La tension mesurée à la borne d'entrée est utilisée comme référence pour le calcul FRA. Un deuxième paramètre (signal de réponse) est généralement une tension prise à travers l'impédance de mesure connectée à

une deuxième borne de transformateur par rapport au réservoir (il peut également s'agir d'un courant mesuré à la borne d'entrée ou à une autre borne mise à la terre). L'amplitude de réponse FRA est le rapport entre le signal de réponse ( $V_r$ ) et la tension source ( $V_s$ ) en fonction de la fréquence (généralement présentée en dB). La figure 3.3 présente les quatre types d'essais effectués pour le diagnostic des TP par FRA [CIGRE\_08] [IECS\_12] [DIDI\_17] [ABUS\_18].



**Figure 3.3 : Types d'essais par FRA**

### 3.5.3.1. Essai entre extrémités (end to end) :

On injecte un signal tour à tour à une extrémité de chaque enroulement et l'on mesure le signal à l'autre extrémité. Cet essai montré par la **figure 3.3.A** est celui que l'on utilise le plus communément pour sa simplicité et la possibilité qu'il offre d'examiner séparément chaque enroulement.

### 3.5.3.2. Essais en court-circuit (short-circuit) :

Cet essai ressemble à la mesure entre extrémités mais avec un enroulement court-circuité sur la même phase.

On peut effectuer cet essai (**figure 3.3.B**) si l'on veut obtenir des informations concernant l'impédance de fuite à basse fréquence, ou à éliminer certaines incertitudes liées à l'analyse de l'influence du noyau lorsqu'il existe un magnétisme résiduel.

### **3.5.3.3. Essais inductif entre enroulement (Inductive inter-winding) :**

On injecte un signal sur une borne coté HT et l'on mesure la réponse sur la borne correspondante coté BT, les autres extrémités des deux enroulements étant reliées à la terre comme le montre la **figure 3.3.C**.

### **3.5.3.4. Essais capacitif entre enroulement (Capacitive inter-winding):**

On applique le signal à une extrémité d'un enroulement (**figure 3.3.D**) et l'on mesure la réponse à une extrémité d'un autre enroulement de la même phase (non relié au premier).

## **3.6. Les algorithmes D'analyse et d'interprétation**

### **3.6.1. Les Standards disponibles concernant FRA : [ANNEXE\_D]**

#### **3.6.1.1. LA NORME CHINOISE DL 911/2004 :**

DL/T911-2004 est une norme d'analyse de la réponse en fréquence largement répandue dans la République Populaire de Chine. L'algorithme évalue la similarité de deux réponses en fréquence de l'enroulement du transformateur (traces) en calculant les facteurs d'évaluation d'enroulement RLF, RMF et RHF. **[DLTC\_04]** **[MOHD\_15]**.

<b>Facteur d'évaluation d'enroulement</b>	<b>Plage de fréquence</b>
<b>RLF</b> (basse fréquence)	1KHz-100KHZ
<b>RMF</b> (moyenne fréquence)	100KHz-600KHZ
<b>RHF</b> (haute fréquence)	600KHz-1MHZ

**Tableau 3.2** Facteur d'évaluation d'enroulement d'après la norme DL/T911-2004

En utilisant les facteurs d'évaluation d'enroulement ci-dessus, les conditions de déformation d'un enroulement de transformateur se définissent ainsi par le Tableau 3.3 :

Degré de déformation d'enroulement	Facteurs d'évaluation d'enroulement
Enroulement normal	$RLF \geq 2,0$ ET $RMF \geq 1,0$ ET $RHF \geq 0,6$
Légère déformation	$2,0 > RLF \geq 1,0$ OU $0,6 \leq RMF < 1,0$
Déformation évidente	$1,0 > RLF \geq 0,6$ OU $RMF < 0,6$
Grave déformation	$RLF < 0,6$

**Tableau 3.3:** Evaluation d'enroulement d'après la norme DL/T911-2004

### 3.6.1.2. LA NORME CIGRE (brochure Cigré 342) (GT A2.26):

Le groupe de travail A2.26 du Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRE) a publié la brochure 324 en avril 2008 sur l'FRA **[CIGRE\_08]**. Cette brochure est largement citée dans la littérature ainsi que dans les normes CEI et IEEE qui ont été publiées ultérieurement. La brochure fournit divers cas pratiques avec des problèmes réels connus et sa réponse mesurée. Les pratiques FRA importantes sont également incluses, telles que les connexions de test, les recommandations sur la terminaison du câble et le test exigences en matière d'équipement.

### 3.6.1.3. LA NORME IEC 60076-18:

La troisième norme a été publiée en 2012 par la Commission électrotechnique internationale (CEI) **[IECS\_12]**. La plupart des contenus sont similaires à la brochure du CIGRE tels que les termes utilisés, les méthodes de mesure et les exigences relatives aux équipements de mesure. La norme prévoit une compréhension fondamentale de la caractéristique de la réponse en fréquence du transformateur sur chaque région de fréquence. Le tableau 3.4 résume les attributs de chaque région de fréquence et son influence les facteurs. Cependant, il est essentiel de noter que la limite pour chaque région de fréquence donnée dans le tableau n'est pas une valeur généralisée. C'est parce que la limite de fréquence varie avec chaque transformateur en raison de la variation de chantier. La norme a également discuté de plusieurs autres facteurs qui influencent la réponse fréquentielle. Parmi eux figurent l'influence de la



connexion delta tertiaire, différents types d'huile l'isolation, l'effet du test d'injection DC et même l'effet de la température sur la mesure.

Région de fréquence	Limite de fréquence	Facteur d'influence
Bas	< 2 kHz	Noyau
Intermédiaire	2 kHz a 20 khz	Interaction entre les enroulements
Haute	20 kHz a 1 MHz	Structure d'enroulement individuelle
Très haut	> 1 MHz (pour calibres> 72.5 kV) > 2 MHz (pour calibres≤ 72.5 kV)	Configuration et conduite de mesure (y compris la mise à la terre)

**Tableau 3.4** Régions de fréquences et facteurs d'influence correspondants  
[IECS\_12]

### 3.6.1.4. LA NORME IEEE C57.149 :

L'IEEE a été le dernier à préparer une norme sur FRA qui a été publiée en mars 2013 [IEEE\_13]. Bien que le document ait été classé comme une norme (IEEE Std C57.149-2012), il est en fait plus comme un guide comme le titre l'indique (Guide IEEE pour l'application et l'interprétation de l'analyse de réponse en fréquence pour les transformateurs immergés dans l'huile). En dehors de certains contenus qui sont également disponible dans les documents CEI et CIGRE, IEEE a inclus plus d'informations notamment sur les connexions de test et les modes de défaillance. En ce qui concerne les connexions de test, le document énumérait six types de transformateurs différents et les tests recommandés. Ceux-ci sont donnés dans le tableau 3.5. Le tableau montre que certains transformateurs peuvent nécessiter jusqu'à 36 connexions de test différentes. Cependant, un minimum le test recommandé est également suggéré, lequel est le plus important pour fournir des informations vitales concernant le transformateur. Le test minimum recommandé consiste en tous les circuits ouverts et courts essais de bout en bout. Concernant les modes de défaillance, le document présentait des cas réels de réponses avec discussion de la caractéristique de réponse. Ceci est utile pour guider un utilisateur FRA vers analyser la réponse puisque les caractéristiques importantes et uniques de la réponse ont été mentionnées.

	<b>transformateur</b>	<b>Le minimum d'essai recommandé</b>	<b>total des tests</b>
1	Transformateur à deux enroulements 9 15	9	15
2	Autotransformateur sans tertiaire	9	12
3	Autotransformateur avec tertiaire	18	33
4	Autotransformateur avec tertiaire enterré	9	18
5	Transformateur à trois enroulements Partie 1	18	36
6	Transformateur à trois enroulements Partie 2	18	36

**Tableau 3.5** Types de transformateur et quantité de test recommandée.

## **3.7.Étude de cas : Résultats de Simulation et Validation :**

### **3.7.1 L'équipement de mesure :**

#### **3.7.1.1. FRAnalyzer :**

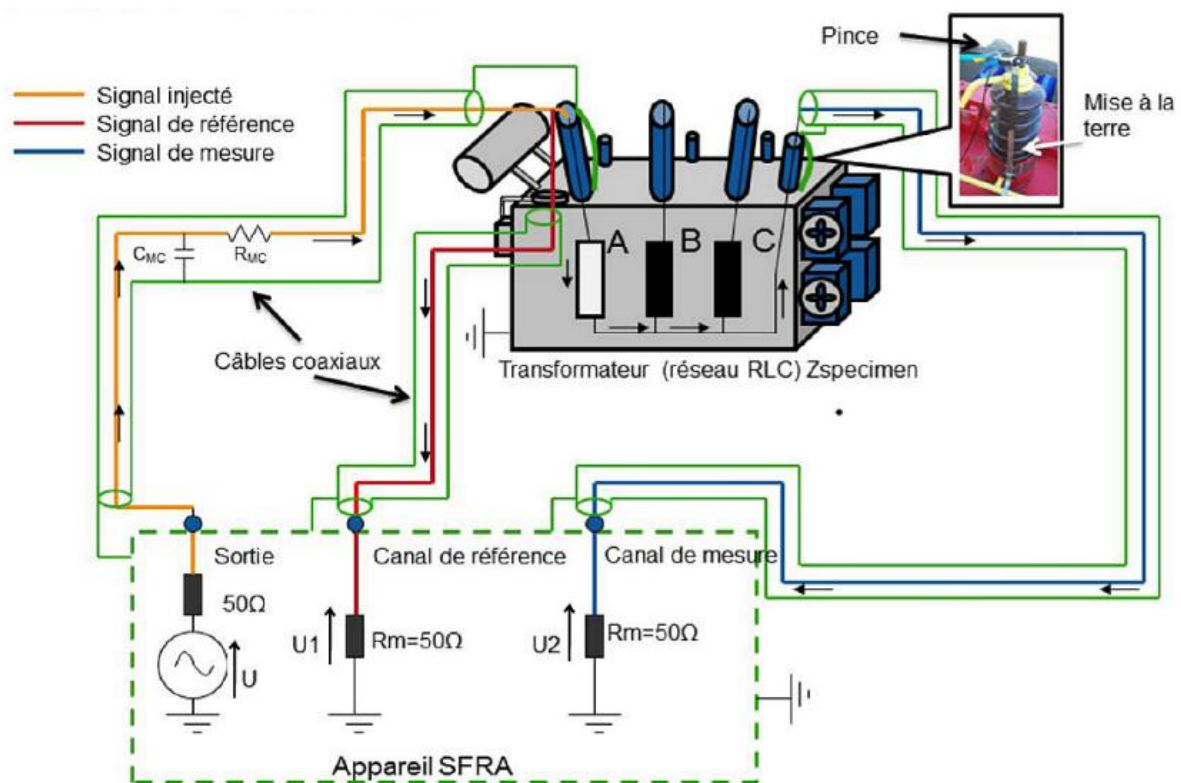
Le FRAnalyzer est un analyseur de réponse au balayage en fréquence pour le diagnostic des enroulements de transformateur de puissance. Son concept matériel universel commandé par un logiciel opérant sur un PC.

Le FRAnalyzer mesure la réponse en fréquence des enroulements d'un transformateur sur une large plage de fréquences et compare cette réponse à celle qu'on obtiendrait pour un enroulement en bon état. Les écarts de la réponse en fréquence permettent de révéler de nombreux types de défauts différents sur les enroulements et les noyaux magnétiques des transformateurs.

Le FRAnalyzer inclut un signal source DDS (synthèse numérique directe) de niveau et des fréquences réglables pour exciter l'enroulement du transformateur; deux récepteurs assurant le traitement de la réponse de l'enroulement et un microcontrôleur. Un convertisseur d'alimentation CC génère les tensions d'alimentation des circuits concernés.

### 3.7.1.2. Techniques de mesure et principes physiques mis en œuvre :

Cette méthode de diagnostic se base sur l'analyse des diagrammes de Bode en amplitude et en phase. Les courbes de réponse s'obtiennent par l'injection d'une tension sinusoïdale d'excitation sur l'extrémité d'un enroulement (entrée). **(Figure 3.4)**. La mesure du signal de réponse s'obtient à l'autre extrémité (sortie)



**Figure 3.4:** Montage de mesure pour un enroulement HT d'un transformateur  
[DIDI\_17]

### 3.7.1.1.Mise en œuvre de la FRA : Contrôle avant mise en service d'un nouveau Tps :

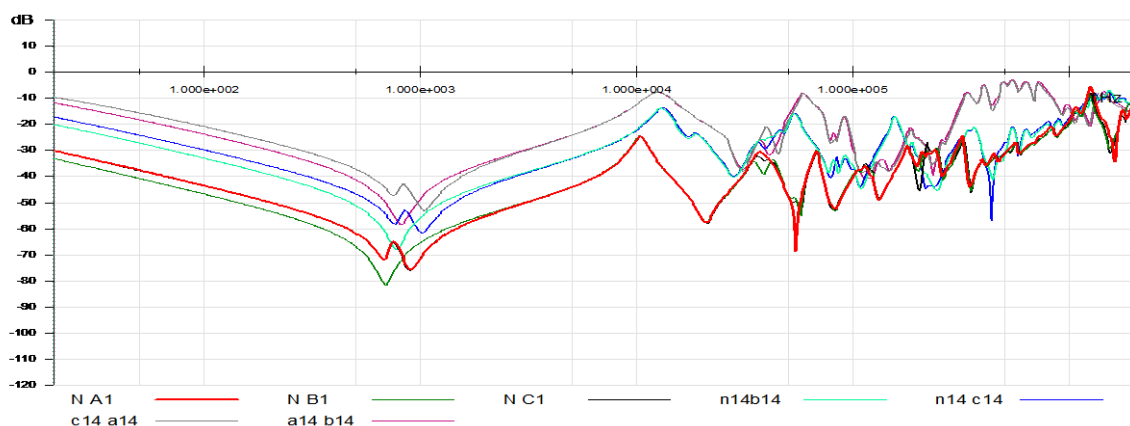
Le logiciel FRAnalyser analyse les résultats du test en calculant la différence de deux traces de test comparables (par exemple : la trace du test actuel et la trace du test de référence) et détermine les facteurs d'évaluation sur l'enroulement.

L'analyse et l'évaluation donc des enroulements du transformateur à l'essai sont basées sur l'un d'algorithmes le plus utilisé **(La norme DL/T911-2004)**.

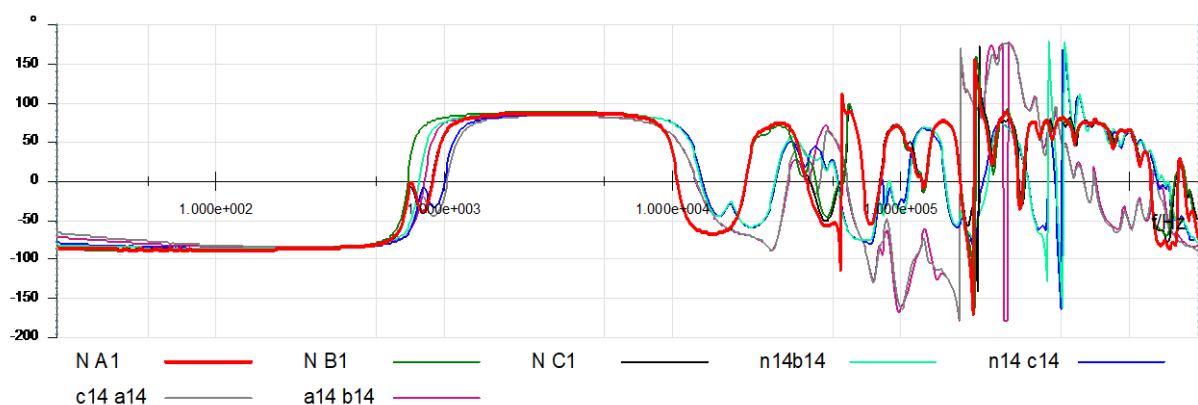
Ce test a été effectué en utilisant le FRAnalyzer d'omicron appliqué sur trois phases cotées primaires et secondaires sur un transformateur de 30MVA. ce transformateur a subi plusieurs déplacements à l'intérieur du poste et en le gardant toujours en exploitation, après cela un phénomène a été observé sur le transformateur en utilisant la thermo-vision qui a détectée un échauffement anormale au niveau des tresses reliant les deux parties de la cuve du transformateur **[ANNEXE\_A]**, ce qui a mené les équipes de maintenance à effectuer des tests et mesures poussés dans le but de comprendre ce phénomène et d'éviter toutes avaries pouvant apparaître sur ce transformateur.

Le courant mesuré véhiculant les tresses est de 400 A par contre la liaison du transformateur a la terre ne véhicule aucun courant.

Ce teste a été effectué en utilisant le FRAnalyzer d'omicron appliqué sur les trois phases cotés primaire et secondaire du transformateur et qui a donnée les réponses en fréquence présentées dans les figures 3.5 et 3.6 suivantes (**ces figures sont reporté en annexe E en grand format**):



**Figure 3.5 : Amplitudes des réponses en fréquence des phases [GRTE]**

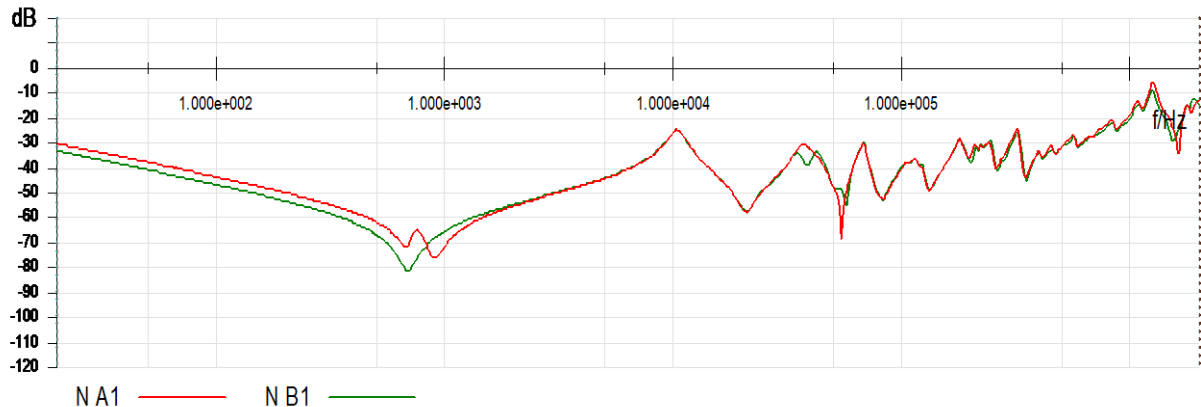


**Figure 3.6 : Phases des réponses en fréquence des phases [GRTE]**

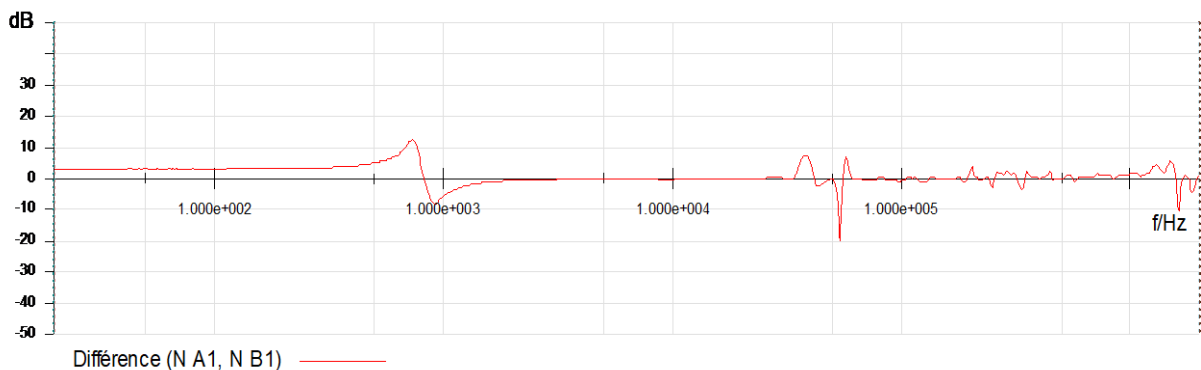
Visuellement on remarque sur les courbes précédentes une nette déformation et déviation du signal dans la plage des fréquences inférieures à 2 KHz

### A. Comparaison entre la phase A et B :

D'après le logiciel d'analyse la comparaison entre les deux phases A et B, position 1 de réglage en charge, nous donne les résultats suivants (**figure 3.7 et 3.8**) :



**Figure 3.7 :** Comparaison d'amplitudes des réponses en fréquence des phases A et B [GRTE]



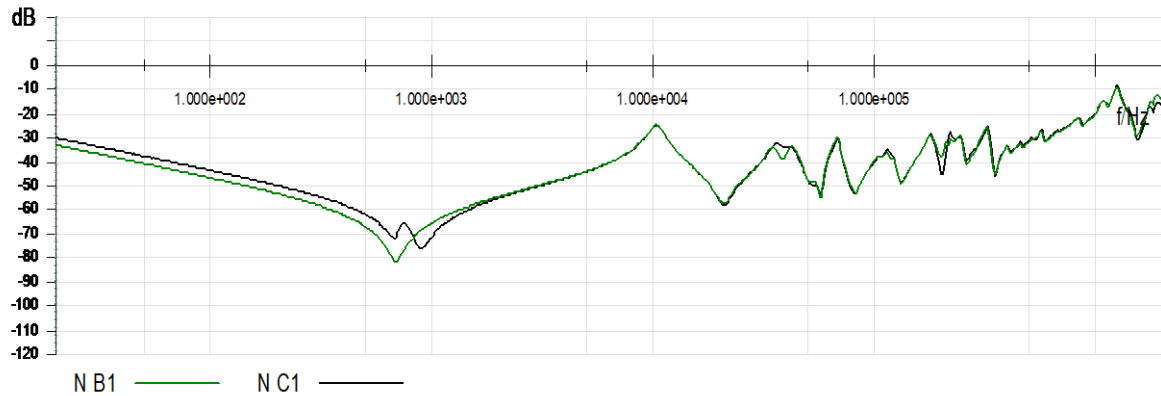
**Figure 3.8 :** L'erreur de phase des réponses en fréquence des phases A et B [GRTE]

L'interprétation des résultats est donnée automatiquement par le logiciel en utilisant la norme chinoise DL/T911-2004. Le logiciel indique une **Légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

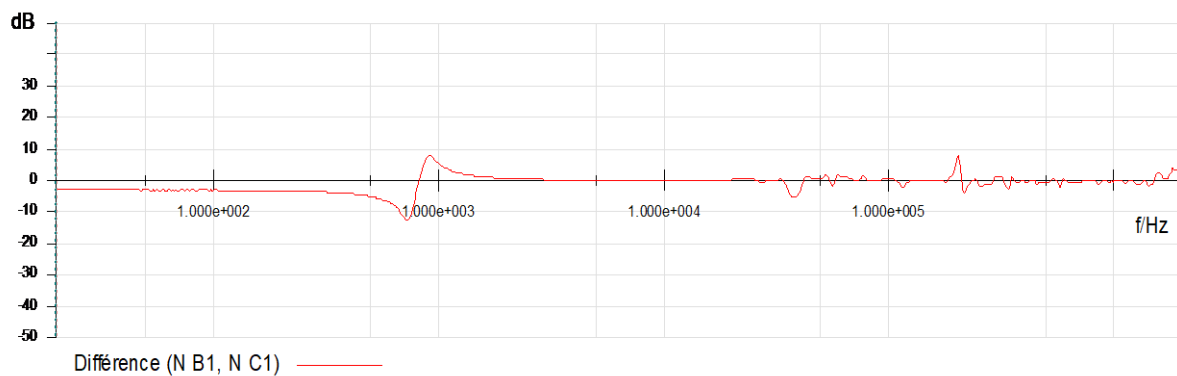
- Basse fréquence      1kHz – 100 kHz      **1.22**
- Moyenne fréquence    100kHz – 600 kHz      1.55
- Haute fréquence      600kHz – 1 MHz      2.15

### B. Comparaison entre les phases B et C :

La comparaison entre les deux phases, position 1 de réglage en charge, nous donne les mêmes signatures que les précédentes sur les figures 3.9 et 3.10 suivantes :



**Figure 3.9 :** Comparaison d'amplitudes des réponses en fréquence des phases B et C [GRTE]



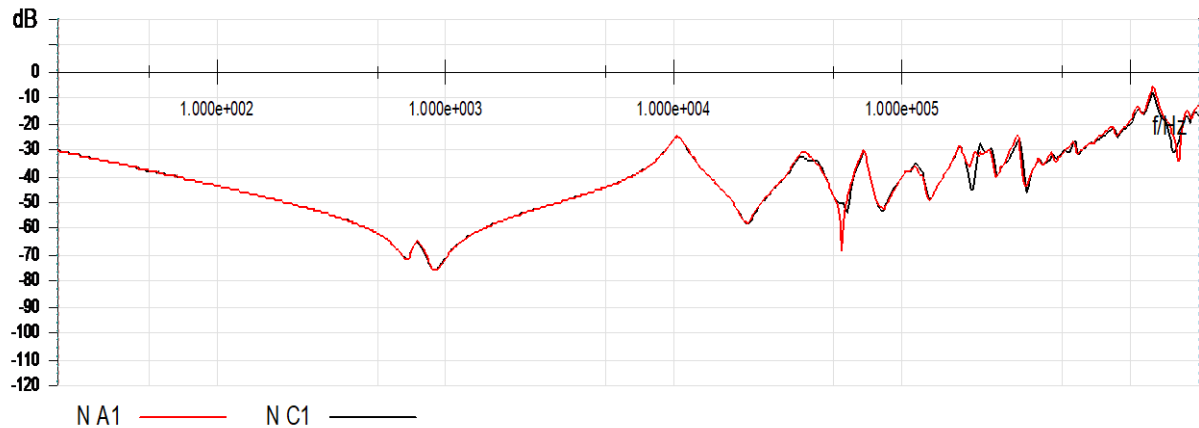
**Figure 3.10 :** L'erreur de phase des réponses en fréquence des phases B et C [GRTE]

L'interprétation des résultats est donnée automatiquement par le logiciel en utilisant la norme chinoise DL/T911-2004. Le logiciel indique une **Légère déformation**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

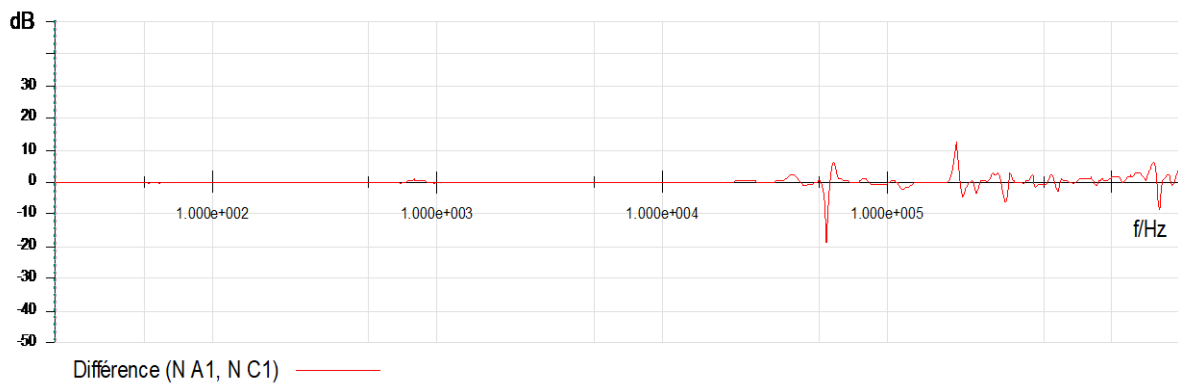
▪ Basse fréquence	1kHz – 100 kHz	<b>1.89</b>
▪ Moyenne fréquence	100kHz – 600 kHz	1.33
▪ Haute fréquence	600kHz – 1 MHz	2.27

### C. Comparaison entre la phase A et C :

D'après le logiciel d'analyse la comparaison entre les deux phases, dans position 1 de régleur en charge, nous donne les résultats indiqués sur les figures 3.11 et 3.12 suivantes :



**Figure 3.11:** Comparaison d'amplitudes des réponses en fréquence des phases A et C [GRTE]



**Figure 3.12:** L'erreur de phase des réponses en fréquence des phases A et C [GRTE]

L'interprétation des résultats est donnée automatiquement par le logiciel en utilisant la norme chinoise DL/T911-2004 : Le logiciel indique **enroulement normale**. Les valeurs des facteurs d'évaluation d'enroulement sur les différentes plages de fréquence sont les suivantes :

- Basse fréquence      1kHz – 100 kHz                      2.57
- Moyenne fréquence    100kHz – 600 kHz                      3.65
- Haute fréquence        600kHz – 1 MH                        1.84

D'après les résultats obtenus des trois comparaisons entre les phases, on peut soupçonner qu'un problème réside dans la phase médiane B, **dans la plage de fréquence entre 20 Hz et 1.9 KHz.** ce qui correspond a une déformation au niveau de circuit magnétique d'après le tableau 3.1. Probablement un desserrage du circuit magnétique au niveau de la phase médiane ce qui explique l'apparition d'un courant de fuite important au niveau des tresses reliant les parties de la cuve du transformateur et non pas dans la liaison de mise à la terre. Après l'intervention pour couriger le défaut, un autre test a été effectué par la suite et il n'a indiqué aucune déformation pour toutes les signatures.

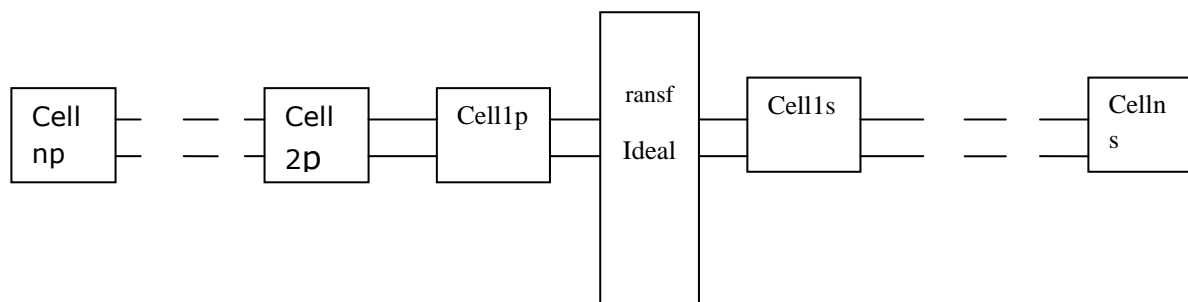
## 3.8. Modélisation du transformateur par la technique FRA :

### 3.8.1. Le modèle :

Dans cette partie nous allons créer un modèle qui reporte la réponse en fréquence de la phase A supposée saine, en utilisant les éléments électriques de base : R, L et C pour simuler les deux pièces principales du transformateur à savoir : le noyau et les enroulements.

Tous les problèmes liés au circuit magnétique sont limités dans la bande des basses fréquences dans la réponse en fréquence, alors que les problèmes au niveau des enroulements sont négligeables et de l'autre part ils deviennent considérables dans les hautes fréquences.

Le nouveau modèle pour la représentation du noyau et des enroulements et donné dans la figure 3.13 comme suit **[PLEI\_02] [TANG\_11] [MEGG\_16]**.



**Figure 3.13 :** le modèle proposé pour la représentation du noyau et des enroulements



Chaque cellule comporte les trois éléments de base  $R$ ,  $L$ ,  $C$ .

De l'autre part il y a en générale trois cellules qui résument le comportement du transformateur indiquées comme suit :

➤ **Cellule 1** : représente les effets du noyau dans la gamme des bases fréquences de la réponse en fréquence, tandis que le reste des cellules sont négligeables dans cette bande de fréquence.

- Le paramètre **R** : représenterait les pertes dans le noyau, telles que : les pertes d'hystérésis, Pertes par courants de Foucault.
- Le paramètre **L** : représente l'inductance de noyau.
- Le paramètre **C** : représente la capacité entre les tôles du noyau du TP.

➤ **Cellule 2** : représente les effets majoritaires des enroulements dans les moyennes fréquences de la réponse en fréquence, tandis que le reste des cellules sont négligeables dans cette bande de fréquence.

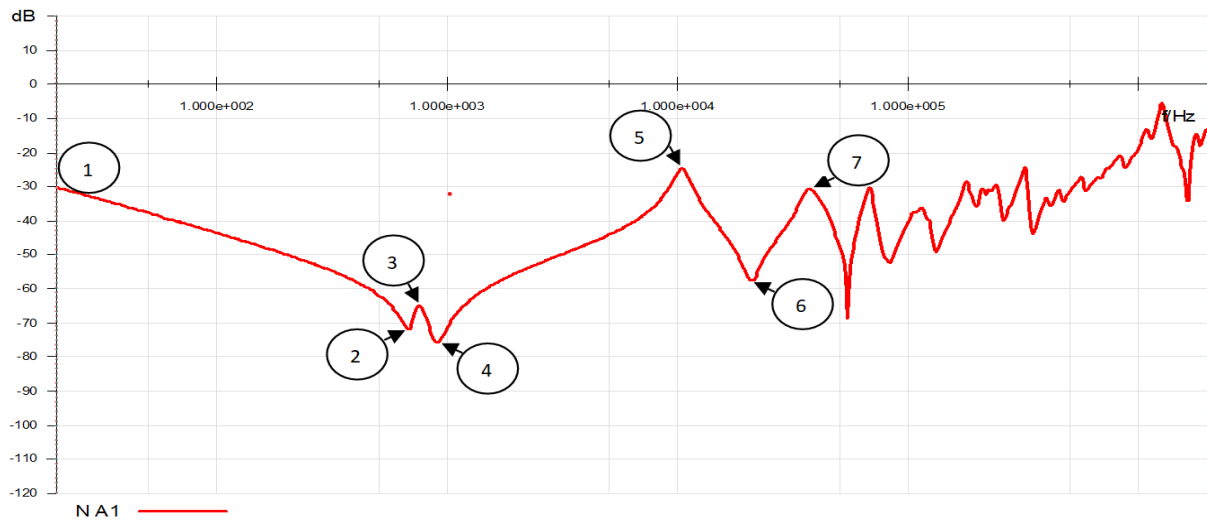
- Le paramètre **R** représentera la résistance d'isolation entre disque (entretoise) et l'isolant entre enroulement (papier isolant).
- Le paramètre **L** : représente l'inductance de fuite dans l'enroulement.
- Le paramètre **C** : représente la capacité entre disque et l'enroulement.

➤ **Cellule 3** : représente les effets mineurs des enroulements dans les hautes fréquences de la réponse en fréquence, tandis que le reste des cellules sont négligeables dans cette bande de fréquence. La cellule détectera l'influence sur la connexion mineure de l'enroulement. Par exe : la connexion en bord de traversée ou robinet de régleur en charge (OLTC).

### **3.8.2. Calcul des paramètres du schéma équivalent :**

Le modèle proposé doit reprendre fidèlement la réponse en fréquence du transformateur obtenue par la mesure FRA.

Cette réponse en fréquence est toujours un nombre complexe qui prend différentes valeurs dans des fréquences différents comme c'est représenté dans la figure 3.14 :



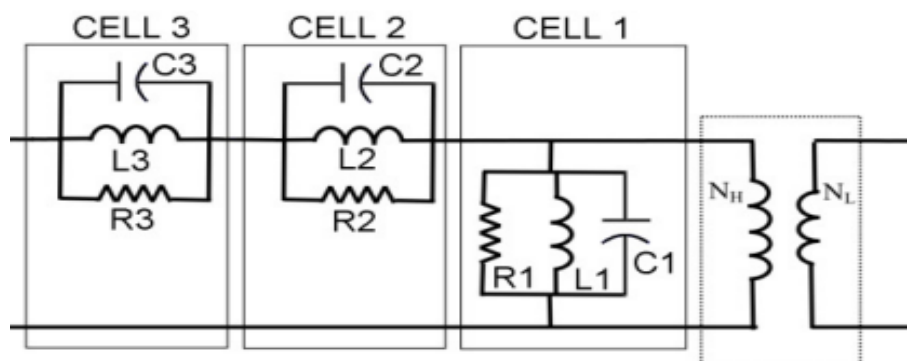
**Figure 3.14 :** Amplitude de la réponse en fréquence de la phase A

On commence par définir les points de résonance et antirésonance comme montrés dans la figure précédente, à partir de ces points de résonance et antirésonance la bande de fréquence assignée pour chaque cellule est obtenue dans le tableau 3.6 suivant :

Cellule 1	Cellule 2	Cellule 3
Points 1, 2 et 3	Points 3, 4 et 5	Points 5, 6 et 7
20Hz - 740,9348 Hz	740,9348 Hz - 10023,74Hz	10 023,74Hz-36081,12Hz

**Tableau 3.6 :** bande de fréquence assignée pour chaque cellule

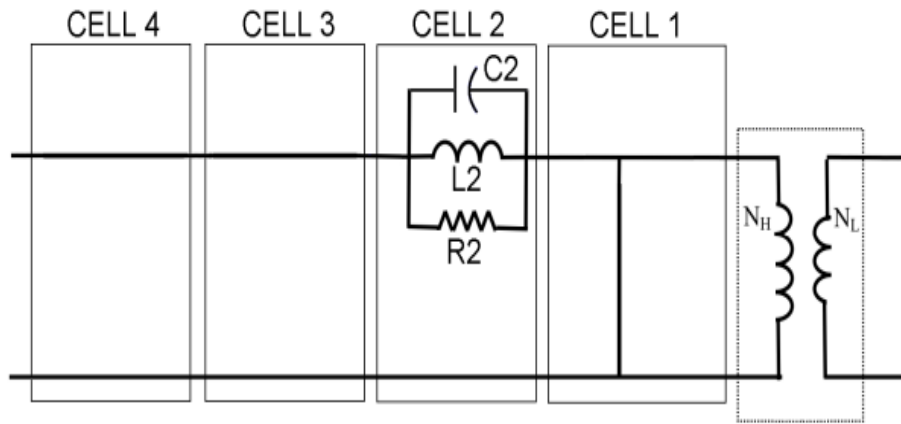
Le modèle devient alors :



**Figure 3.15 :** Modèle du transformateur avec trois cellules [PORT\_13].

La réponse en fréquence de ce modèle à une certaine fréquence dépend uniquement de la cellule assignée à cette fréquence (cellule opaque), le reste des cellules sont transparentes à cette fréquence.

Ainsi pour calculer par exemple les éléments de la cellule 2 **[PORT\_13]** comme c'est indiqué sur la figure 3.16 :



**Figure 3.16 :** Circuit équivalente du modèle pour la bande de fréquence assignée à la cellule 2

L'admittance équivalente de la figure 3.17 est exprimée comme suit :

$$Y(\omega, R_2, C_2, L_2) = \frac{1}{R_2} + j\omega C_2 + \frac{1}{j\omega L_2} \quad (3.3)$$

La fonction d'erreur à minimiser est basée sur le module de la différence entre les admittances de la réponse en fréquence et la réponse en fréquence du modèle comme montré dans cette formule :

$$E(R_2, C_2, L_2) = \sum_{i=1}^m |Y_R(\omega_i) - Y_M(\omega_i, R_2, C_2, L_2)|^2 \quad (3.4)$$

Ou  $Y_R(\omega)$  Est la réponse en fréquence du transformateur et  $m$  est le nombre des points inclus dans la bande de fréquence assignée.

Les valeurs  $R$ ,  $L$  et  $C$  du modèle peuvent être obtenus par la minimisation de la fonction d'erreur selon l'équation suivante:

$$\partial E(R_2, C_2, L_2) = [0] \quad (3.5)$$

Ou  $\partial E (R_2, C_2, L_2)$  est le gradient de la fonction d'erreur E

Et pour obtenir de meilleurs résultats on utilise le Hessian de la fonction d'erreur :

$$\delta^2 E(R_2, C_2, L_2) > [0] \quad (3.6)$$

Finalement on obtient les valeurs R, L et C comme suit :

$$R = \frac{m}{\sum_{i=1}^m G_R(\omega_i)} \quad (3.7)$$

$$L = \frac{\sum_{i=1}^m w_i^2 \cdot \sum_{i=1}^m \frac{1}{w_i^2} - m^2}{m \sum_{i=1}^m w_i \cdot B_R(w_i) - \sum_{i=1}^m \frac{B_R}{w_i} \sum_{i=1}^m w_i^2} \quad (3.8)$$

$$C = \frac{\sum_{i=1}^m w_i \cdot B_R(w_i) \sum_{i=1}^m \frac{1}{w_i^2} - m \sum_{i=1}^m \frac{B_R(w_i)}{w_i}}{\sum_{i=1}^m w_i^2 \sum_{i=1}^m \frac{1}{w_i^2} - m^2} \quad (3.9)$$

$$Y_R(\omega) = G_R(\omega) + j B_R(\omega) \quad (3.10)$$

La même procédure est appliquée pour obtenir les valeurs R, L, C des autres cellules **[PLEI\_02]**.

Le tableau 3.7 suivant montre les valeurs de l'amplitude et phase en fonction des fréquences obtenues par mesure FRA de la phase A de notre transformateur :

	m	Fréquence(Hz)	Amplitude (dB)	Phase (rad)
<b>Cellule 1</b>	1	20,0000	-30,2807	-84,8665
	2	20,2899	-30,3619	-85,6365
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	252	740,9348	-65,0186	-13,5937
<b>Cellule 2</b>	253	751,67481	-64,8543	-21,3729
	254	762,57049	-65,1948	-28,5039
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	534	10 169,04	-24,8526	20,7628
<b>Cellule 3</b>	535	10 316,44	-24,6368	10,0954
	536	10 465,98	-24,7392	-0,8630
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	.	.	.	.
	623	36 081,12	-30,9123	33,7804

**Tableau 3.7** : l'amplitude et phase de la réponse fréquentielle

Après application de l'algorithme cité ci-dessus on obtient les paramètres R, L, C des cellules décrites sur le tableau 3.8 suivant :

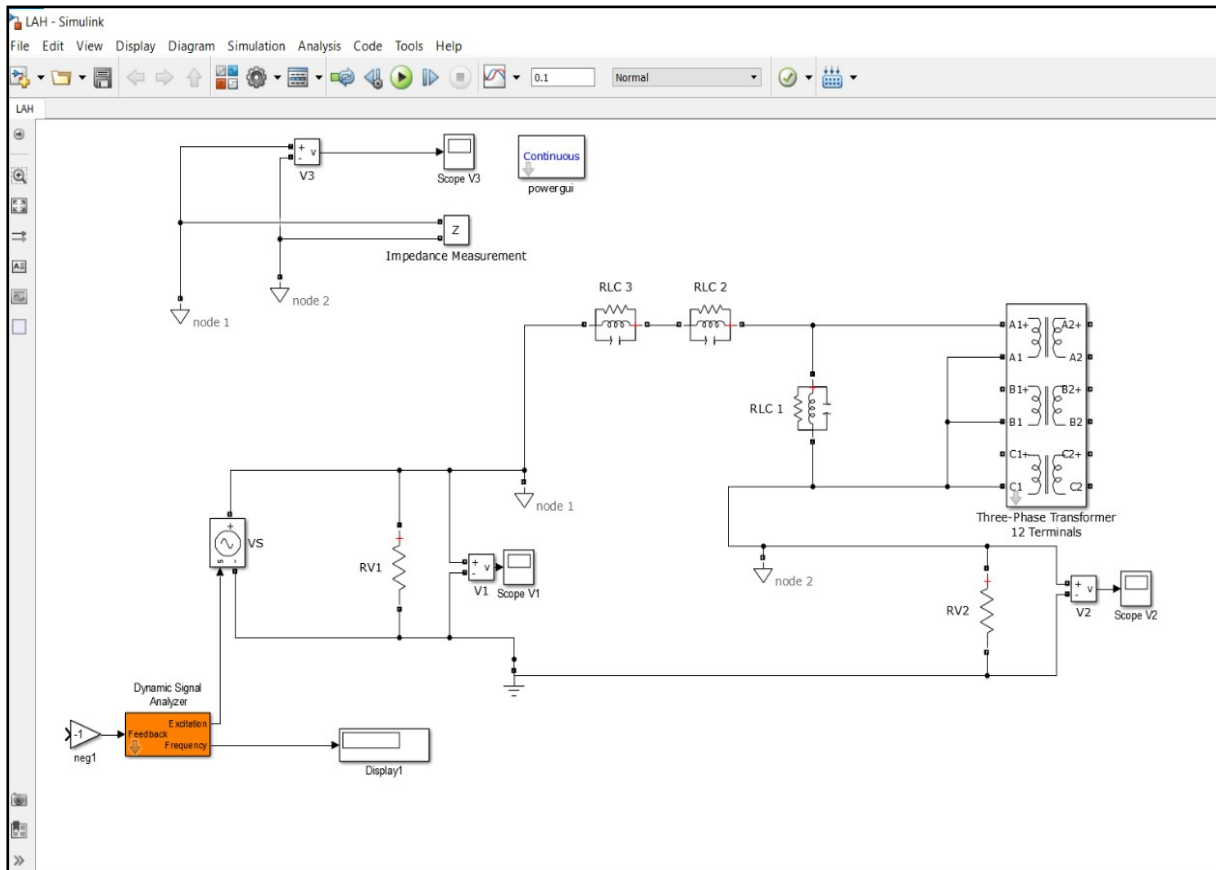
	R( $\Omega$ )	L(H)	C(F)
<b>Cellule 1</b>	251 084,7814	10,5445	4,47E-09
<b>Cellule 2</b>	277 086,5385	9,1437	3,53E-09
<b>Cellule 3</b>	36 887,7154	0,0404	1,46E-09

**Tableau 3.8** : paramètres des cellules pour la phase A

### 3.8.3. Partie simulation :

Dans cette partie de ce chapitre, nous avons utilisé le logiciel MATLAB SIMULINK pour simuler l'essai FRA appliqué sur le modèle de transformateur dont les paramètres ont été préalablement calculés par l'algorithme dans la partie précédente.

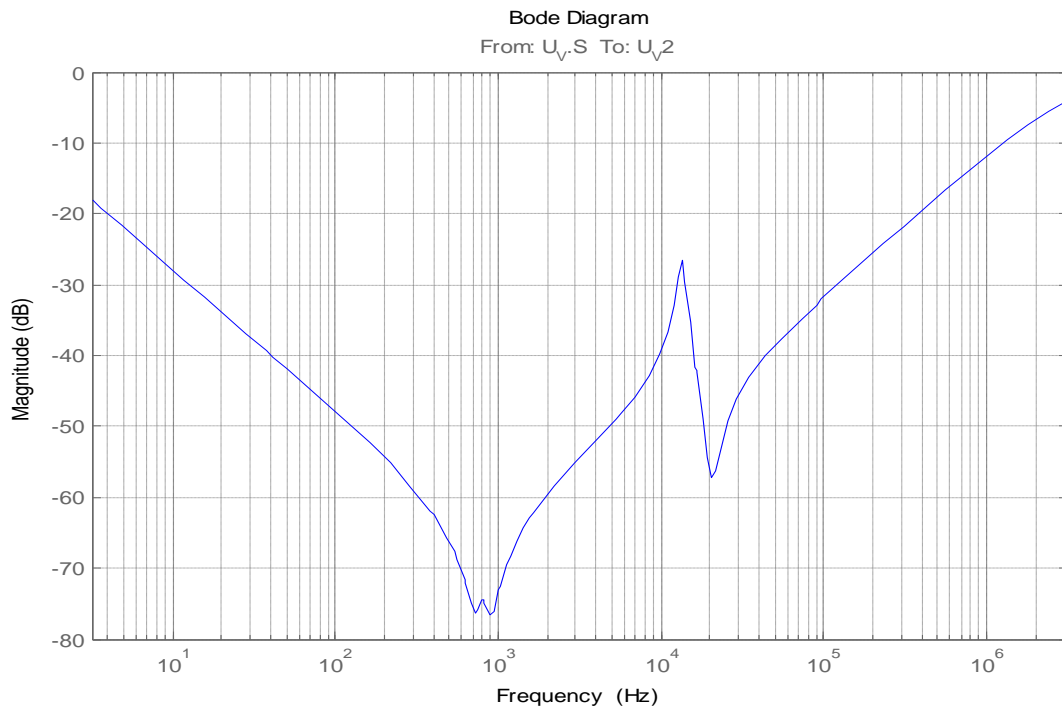
Cet essai comporte les éléments cités dans la figure 3.17 suivante :



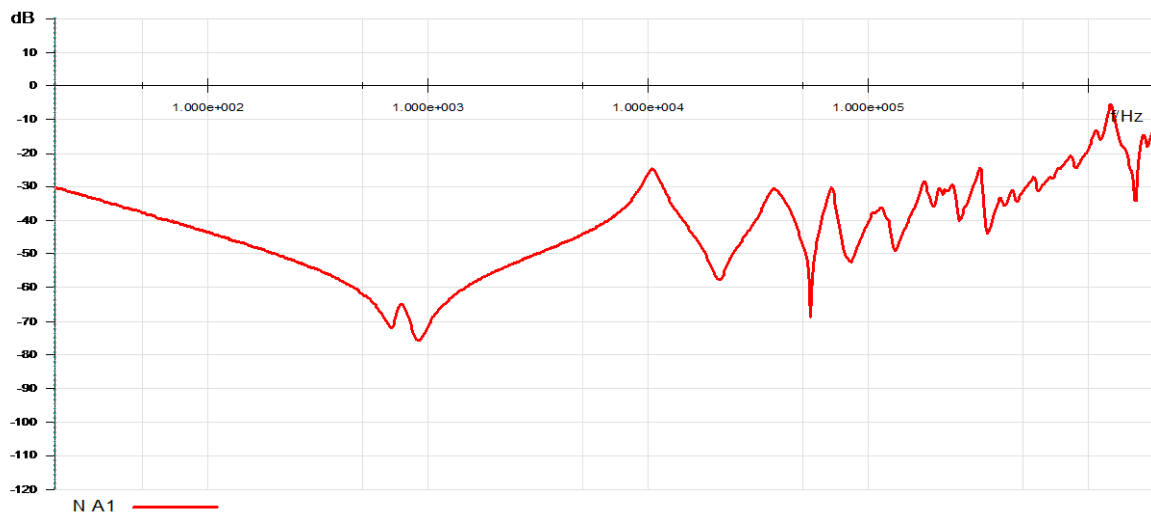
**Figure 3.17 :** Simulation FRA par Matlab simulink du modèle de transformateur

- Une source de tension  $V_s$  alternative variable contrôlée par un générateur de fréquence variable.
- $V_1$  est la valeur de référence.
- $V_2$  le signal de réponse.
- $Z_s$  sont les impédances internes de l'appareil FRAnalyzer.
- Le module Z calcule l'impédance du transformateur.

Après simulation et utilisation des paramètres des cellules (1.2.3) affichés dans le tableau 3.8 nous avons obtenus les résultats suivants (figure 3.18):



**Figure 3.18 :** Réponse en fréquence du modèle du transformateur par Matlab Simulink



**Figure 3.19:** Réponse en fréquence de la phase A

On comparant entre les deux figures 3.18 et 3.19 On remarque qu'il y a une grande similitude entre la réponse en fréquence de notre modèle et la réponse en fréquence obtenue par le FRAnalyzer.

Ce résultat nous mène à utiliser notre modèle pour simuler le défaut existant au niveau de la phase B, ainsi que d'autres défauts qui peuvent apparaître sur le transformateur.

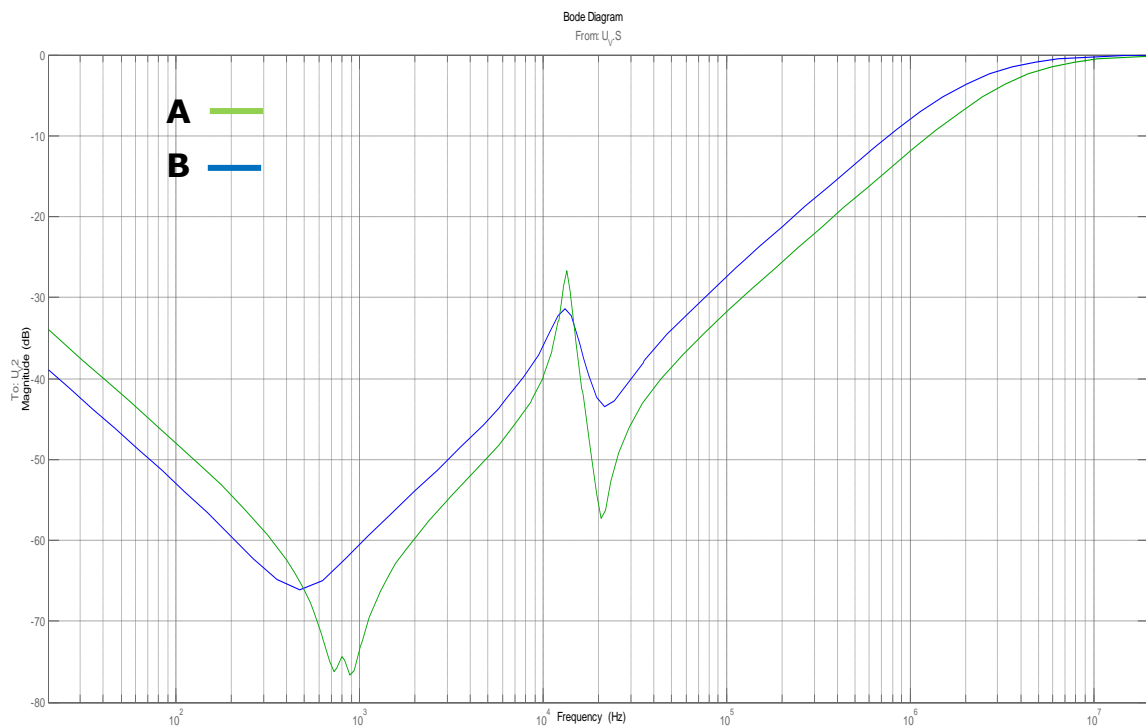
### 3.8.3.1. Simulation du défaut au niveau de la phase B :

Les paramètres R, L et C des trois cellules tableau 3.9, sont obtenus de la même manière que la phase A en utilisant l'algorithme prés-cité.

	<b>R(<math>\Omega</math>)</b>	<b>L(H)</b>	<b>C(F)</b>
<b>Cellule1</b>	50 666,7031	17,4288	6,5362E-09
<b>Cellule2</b>	50 666,7031	17,4288	6,5362E-09
<b>Cellule3</b>	6 742,0928	0,0245	2,42E-09

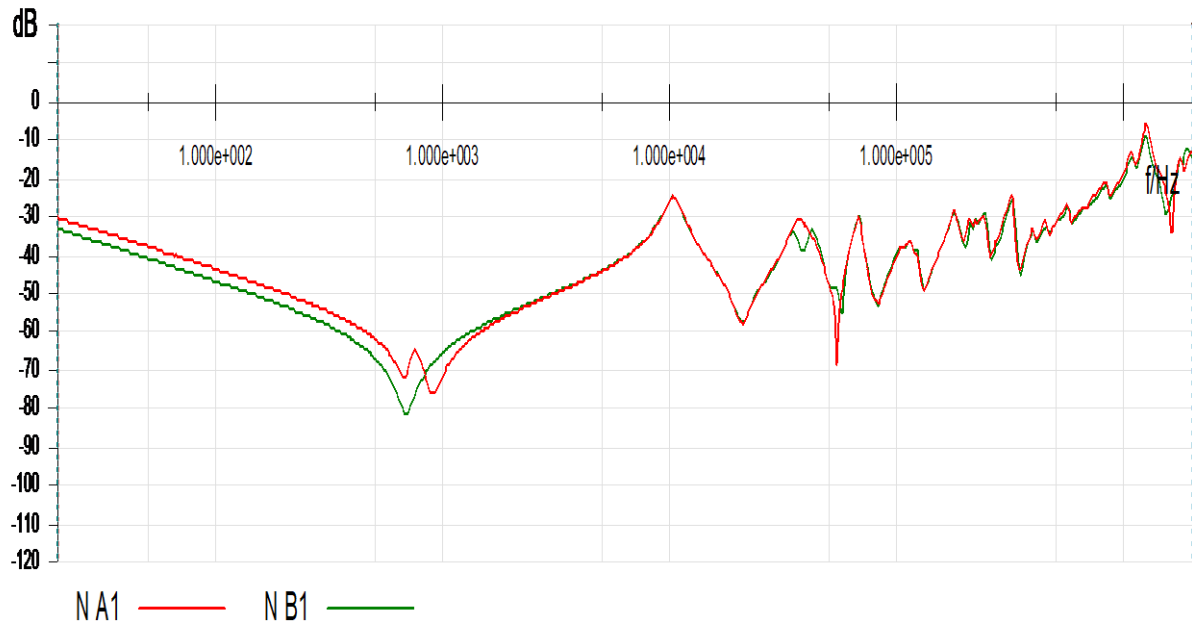
**Tableau 3.9** : Paramètres des cellules pour la phase B

Après simulation nous avons obtenus les résultats affichés sur la figure 3.20 :



**Figure 3.20** : Réponse en fréquence de la phase A et B par Matlab Simulink





**Figure 3.21 :** Réponse en fréquence de la phase A et B par le FRAnalyzer

D'après les deux courbes 3.20 et 3.21 de réponse en fréquence de la phase A et B , la première obtenue par la simulation du modèle de transformateur et la deuxième qui est la réponse en utilisant FRAnalyzer , on observe une similitude entre les deux résultats dans la plage des fréquence allant de 20 Hz à 34062,7726 Hz ce qui démontre que notre modèle reflète fidèlement le transformateur de puissance et va nous permettre de représenter les réponses en fréquence en simulant tous les types des défauts .

Et en comparant les deux courbes A et B obtenues par simulations du modèles du transformateur, on constate qu'il y a une déformation dans la bande des basses fréquences inférieur à 2khz et qui correspond a un défaut de circuit magnétique.

### 3.8.3.2. Simulation d'un défaut de court-circuit :

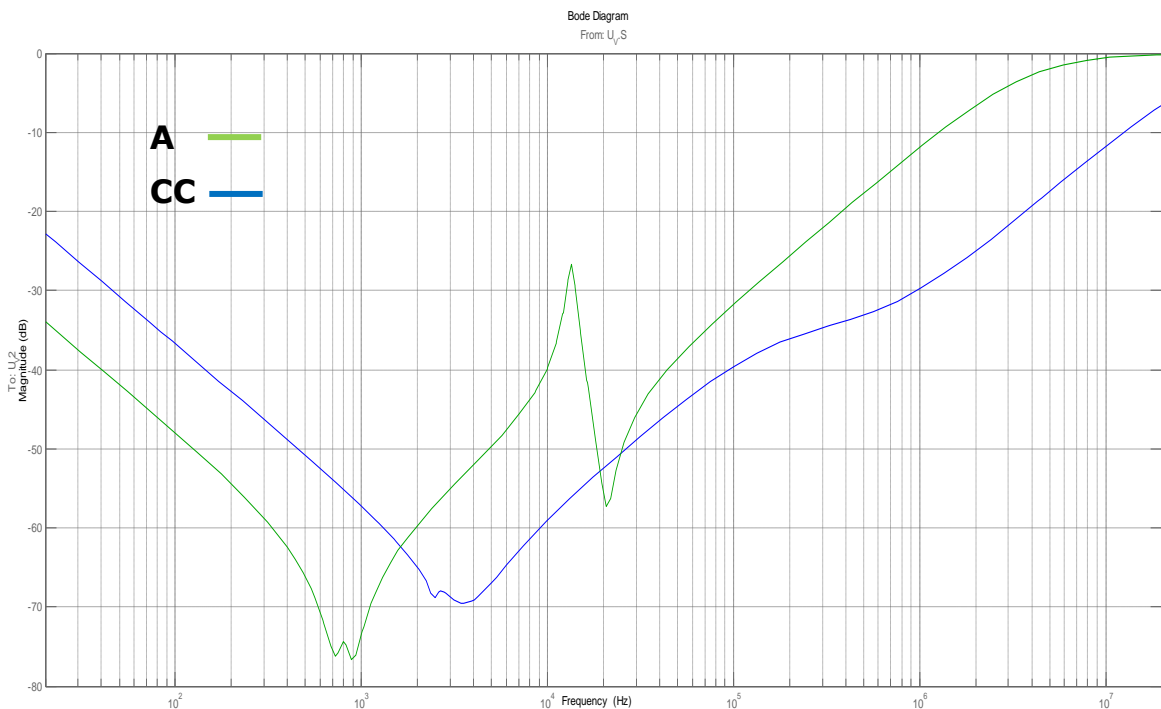
La simulation d'un défaut de court-circuit sur la phase A du modèle du transformateur nous montre une déformation dans les trois cellules mais affectant beaucoup plus la cellule 1 et d'un degré moins la cellule 2 et presque négligeable sur la cellule 3.

Le changement des paramètres R, L, C des trois cellules pour ce type de défaut **[BERG\_00]** est montré dans le tableau 3.10 suivant :

	<b>R(<math>\Omega</math>)</b>	<b>L(H)</b>	<b>C(F)</b>
<b>Cellule1</b>	-85.75%	-97.46%	339.81%
<b>Cellule2</b>	-46.41%	-43.48%	11.11%
<b>Cellule3</b>	5.38%	9.64%	7.62%

**Tableau 3.10** : pourcentages des changements des Paramètres des cellules pour un défaut de court-circuit

Après simulation nous avons obtenu les résultats suivants :



**Figure 3.22** : Réponse en fréquence d'un défaut de court-circuit par Matlab Simulink

### 3.8.3.3. Simulation d'un défaut de déplacement axial d'enroulement :

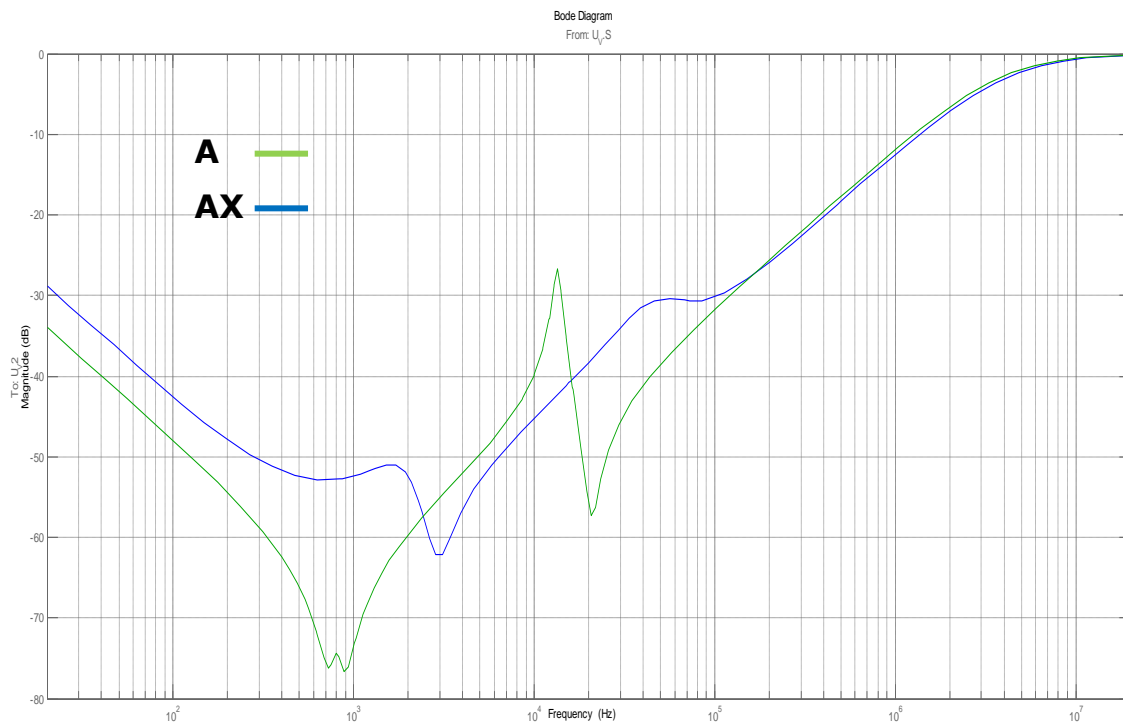
La simulation d'un défaut de déplacement axial d'enroulement sur la phase A du modèle du transformateur nous montre une nette déformation dans les moyennes fréquences et pas d'effet dans les basses fréquences **[DONA\_10]**.

Le changement des paramètres R, L, C des trois cellules pour ce type de défaut est montré dans le tableau 3.11 suivant :

	<b>R(<math>\Omega</math>)</b>	<b>L(H)</b>	<b>C(F)</b>
<b>Cellule1</b>	8.30%	-5.13%	-4.92%
<b>Cellule2</b>	21.23%	10.49%	-12.36%
<b>Cellule3</b>	2.96%	8.77%	-4.11%

**Tableau 3.11** : pourcentages des changements des Paramètres des cellules pour un défaut de déplacement axial d'enroulement

Après simulation nous avons obtenu les résultats suivants :



**Figure 3.23** : Réponse en fréquences d'un défaut de déplacement axial d'enroulement Par Matlab Simulink

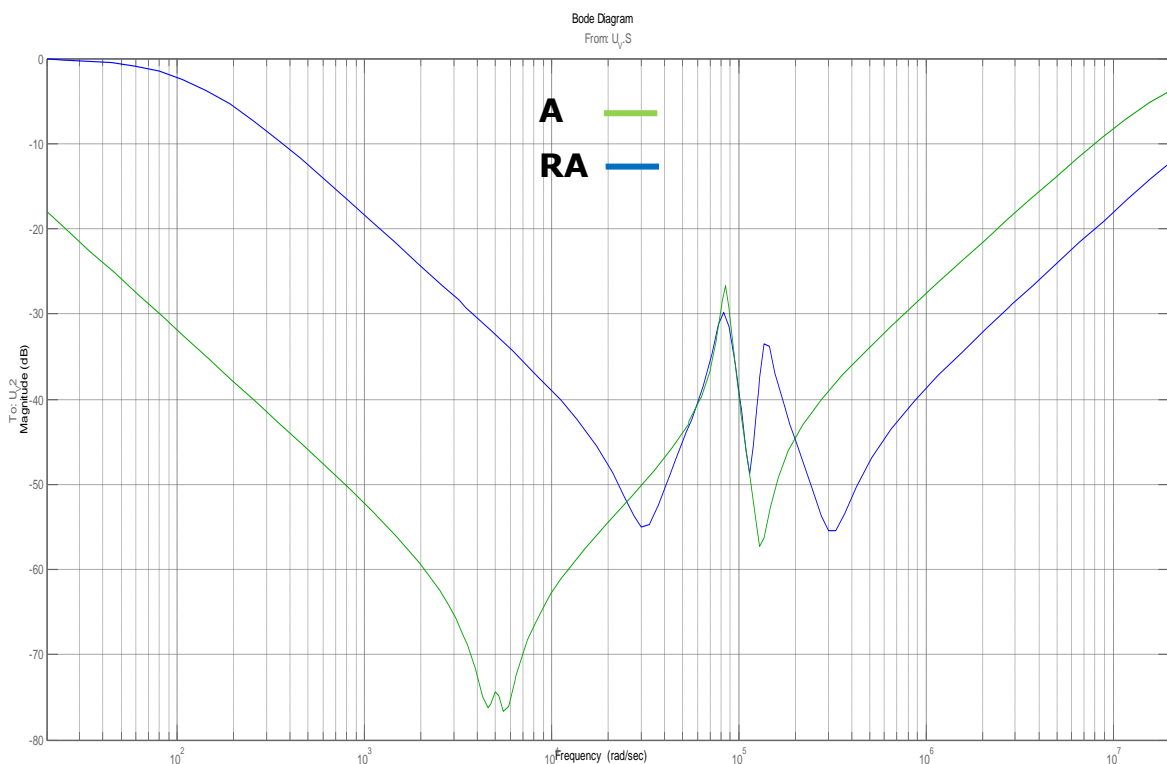
### 3.8.3.4. Simulation d'un défaut de déplacement radial d'enroulement :

La simulation d'un défaut de déplacement radial d'enroulement sur la phase A du modèle du transformateur nous montre une nette déformation dans les basses et moyenne fréquences et pas d'effet dans les hautes fréquences [DONA\_10] [CARLO\_06] observé dans la figure 3.24.

Le changement des paramètres R, L, C des trois cellules pour ce type de défaut est montrés dans le tableau 3.12 suivant :

	R ( $\Omega$ )	L(H)	C(F)
<b>Cellule 1</b>	-95.08%	-99.90%	161.07%
<b>Cellule 2</b>	-89.84%	-96.01%	78.09%
<b>Cellule 3</b>	-18.31%	-12.28%	19.86%













**Tableau 3.12 :** pourcentages des changements des Paramètres des cellules pour un défaut de déplacement radial d'enroulement



**Figure 3.24:** Réponse en fréquences d'un défaut de déplacement radial d'enroulement Par Matlab Simulink

### 3.9. Comparaison des résultats obtenus:

Le principal intérêt des mesures par FRA sur TPs est de détecter les déformations des enroulements qui peuvent résulter des forces électromagnétiques très importantes. En résumé, le tableau 3.13 présente une comparaison des résultats obtenus en utilisant le FRanalyser & le simulink dans les sections 3.7 et 3.8.

Critères de comparaison	Temps de calcul	Simplicité	Robustesse	Exactitude	Performance	Efficacité
FRAnalyser Omicron						
FRA Simulink						

**Tableau 3.13 :** Comparaison des résultats en utilisant FRanalyser & Simulink

### 3.10. CONCLUSIONS :

La FRA constitue l'une des méthodes de diagnostic les plus fiables pour l'analyse de l'intégrité mécanique des transformateurs de puissance vu qu'elle peut détecter les déformations les plus mineures. Un grand nombre de recherches est actuellement en cours en niveau académique ainsi qu'au niveau industriel dans les grands laboratoires de diagnostic et de manufacturiers pour affiner davantage les logiciels de la FRA aux modèles du comportement dynamique des transformateurs. Nous avons vu que la méthode FRA est basée sur la comparaison entre des mesures, c'est pourquoi le premier pas important vers une amélioration de l'interprétation des FRA est de s'assurer que les mesures sont de haute qualité (en adoptant de bonnes pratiques de FRA).

Une fois que la qualité des mesures est confirmée et qu'on a estimé le domaine de fréquence dans lequel vont se faire les interprétations, l'inspection visuelle des variations entre les résultats d'essai et les résultats de référence constitue l'approche effectivement recommandée pour l'interprétation de la FRA.

## **Conclusions générales & Perspectives**

### **Conclusions générales :**

L'objectif principal de notre travail consiste à traiter le problème de diagnostic des transformateurs de puissance (TPs). Deux grandes méthodes sont exploitées. La première c'était l'AGD, cette célèbre beaucoup plus pour les défaillances électriques, elle reste handicapée devant les défaillances mécaniques (déplacement des enroulements). C'est pour cela que la seconde méthode FRA a été introduire pour remédier à ce problème. Un autres alternatif a été aussi exploité, il s'agit de l'utilisation des RNA pour exploré quelques limitations de la méthode AGD classique.

L'emploi de ces techniques de diagnostic permet de conservé le patrimoine national et augmenté la durée de vie du TPs.

Cette étude est couronnée par l'établissement plusieurs algorithmes et programmes et la réalisation d'un article et deux conférences internationales. Elle nous a permis, entre autre, ce qui suit:

- En premier lieu, et à travers une étude bibliographique approfondie, le sujet de diagnostic des TPs est encore d'actualité, surtout au niveau des grandes compagnies d'électricité dans le monde. La SONELGAZ Algérienne doit tenir compte de ce fléau pour son intérêt.
- Approfondir notre savoir-faire sur la théorie, la modélisation et le diagnostic des TPs,.
- Nous avons présenté l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance, en termes de réduction de la probabilité de défaillance ou de dégradation du service et d'amélioration de l'espérance de vie des transformateurs.
- L'analyse des gaz dissous dans l'huile (AGD) est l'un des outils de diagnostic les plus utilisés pour la détection et l'évaluation de défauts dans les TPs.
- Nous avons fais le traitement des défauts non identifiés par les techniques classiques (conventionnelles).
- L'analyse de la réponse fréquentielle (FRA) est un outil de diagnostic pour vérifier l'état des TPS. elle est particulièrement très sensible à n'importe quelle

déformation ou changement géométrique de la partie active du transformateur (enroulements, circuit magnétique)

- Utilisation des informations dans la gestion de ce patrimoine dans l'évaluation du risque et la prédiction de leurs vies.
- La comparaison de la réponse en fréquence de plusieurs méthodes avec la signature effective de FRA était étudiée et élaborée.
- L'utilisation de l'Omicron Analyzer

### **Perspectives**

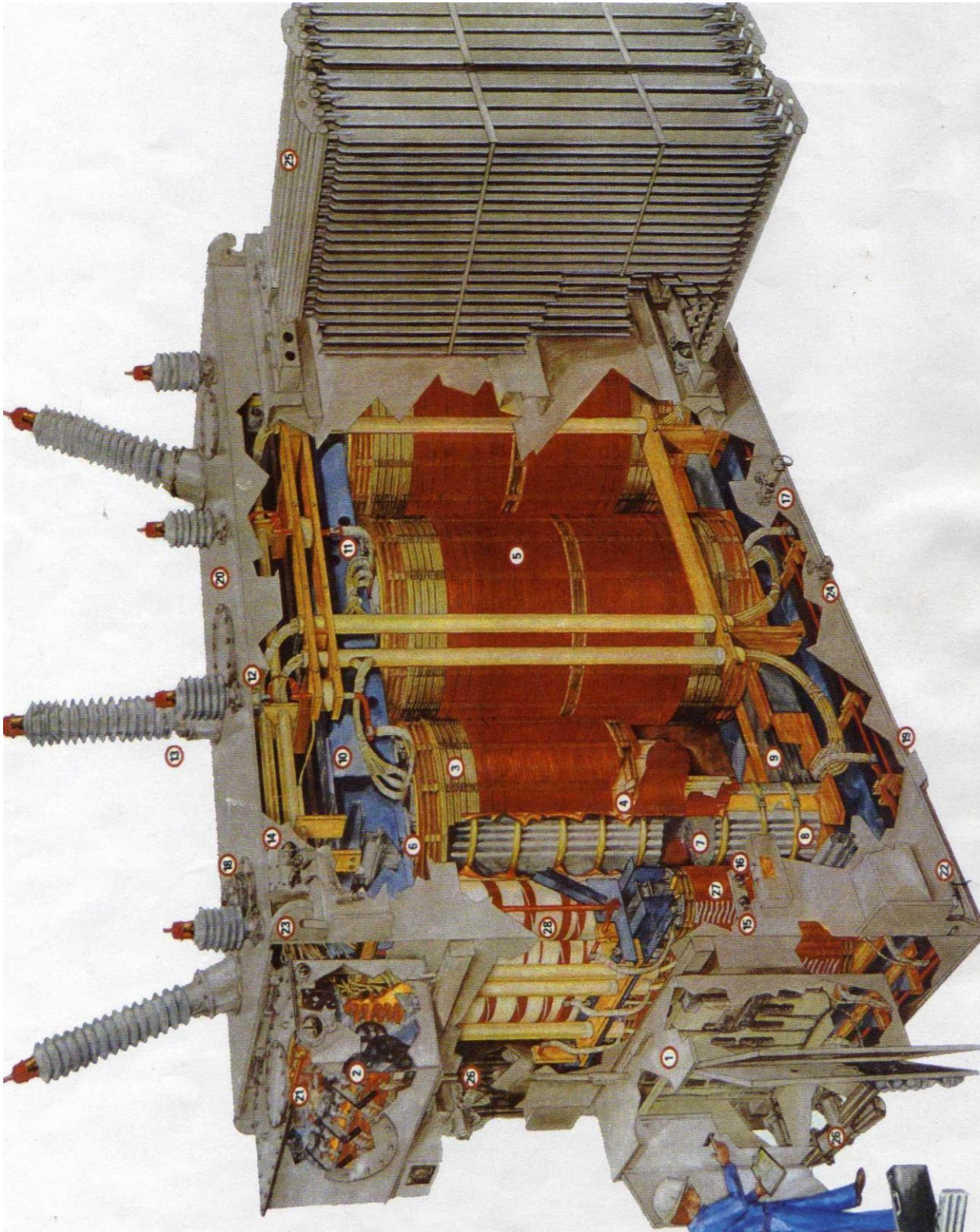
Comme tous les travaux de recherche, malgré l'achèvement de certains objectifs, il y aura toujours des points à éclaircir et enrichir. Les chercheurs aspirent à les aborder et à y trouver des solutions. Parmi les travaux futurs de cette thèse nous proposons les perspectives suivantes :

- Valider ces méthodes avec des tests sur un transformateur au terrain en temps réel.
- L'exploitation d'autres méthodes et techniques avec d'autres défauts (par exemple : AGD/FRA, RNA/FRA, LF/AGd, LF/FRA, éléments finis, présence de plusieurs défauts simultanés ...)
- Développer de nouvelles alternatives pour traiter les résultats de mesure afin de rendre le diagnostic des défauts encore plus simple. Différentes techniques de traitement du signal pourraient être appliquées à cette fin.
- L'exploitation de la technique dite réponse fréquentielle des diélectrique (Dielectric Frequency Response –DFR–)
- Des études supplémentaires sont recommandées pour étudier les défis théoriques et pratiques liés au remplacement des méthodes hors ligne par des méthodes en ligne.
- Mettre en points des programmes qui peuvent analyser l'état des TPs.

# **ANNEXES**



**ANNEXE A : Constitution des transformateurs de puissance (IEEE)**



1. **Cabinet de contrôle:** renferme les contrôles de ventilation et du changeur de prises. C'est aussi le point de raccordement des instruments de mesure.
2. **Changeur de prises en charge:** Ce changeur de prises est du type sous vide. Conçu pour produire 500.000 opérations.
3. **Conducteur:** les bobinages sont produits à partir de fil de cuivre ou aluminium. l'isolation est conçue de papier, de NOMEX ou d'époxy pour certaines applications à basse tension.
4. **Cylindre de bobinage:** les bobines haute et basse tension sont enroulées sur leurs cylindres respectifs. Le cylindre basse tension est composé de papiers Kraft et imprégné de résine. Cette construction offre une rigidité mécanique en compression engendrée lors des courts circuits. Le cylindre haute tension est aussi composé de couches de papier Kraft et d'adhésifs spéciaux offrant une perméabilité uniforme à l'huile. Cette construction évite la formation d'effet couronne.
5. **Bobinage:** prouvé à l'essai pour résister aux effets des courts circuits. Le filage est disposé selon les niveaux de tension et de courant.
6. **serre bobine:** les bobines sont centrées autour du noyau à l'aide de cales bien assujetties. Cette construction simple assure rigidité mécanique et procure l'espace adéquat pour le refroidissement à l'huile.
7. **Masse magnétique:** fabriquée d'acier de haute qualité à la silice à grain orienté. L'acier est dessiné, tracé, coupé avec précision et empilé par une machine outil automatisée. Ceci procure un circuit magnétique avec peu de perte et un bruit réduit.
8. **Noyau:** noyau et culasse sont conçu avec symétrie afin d'obtenir un équilibre du champ magnétique.
9. **Culasse:** voir noyau.
10. **Serrage:** l'ensemble des laminations est maintenu par un jeu de poutrelles précontraintes pour offrir une pression de serrage uniforme.
11. **Raccords:** fonction du courant, on utilise du câble isolé ou un jeu de barres. Le câblage passe à travers des tubes isolants pour offrir un maintien et une stabilité.
12. **Transformateurs de courant:** disponible pour les relais de protection et le mesurage.
13. **Traversée:** Ces dispositifs isolés à l'huile permettent de raccorder les circuits hautes tensions extérieures.

14. **Manomètre de pression/vide ou niveau du liquide.**
15. **Manomètre de température des bobinages:** indique la température du point chaud des bobinages. Ce dispositif contrôle la mise en route des ventilateurs, des alarmes et des déclenchements.
16. **Manomètre de température du liquide.**
17. **Relais de pression de défaut:** installé sous le niveau du liquide afin de détecter l'onde de choc produit par un défaut interne.
18. **Dispositif de détente de pression:** fournie sur la cuve et le compartiment du changeur de prises afin de libérer toute pression excessive.
19. **Base et tresse** reliant les deux parties de la cuve.
20. **Cuve:** La cuve est de construction soudée. Le dessus est habituellement légèrement courbé pour l'écoulement de l'eau. Une couche d'apprêt antirouille et d'émail, complète la finition. Un émail de couleur blanche recouvre l'intérieur de la cuve pour faciliter l'inspection.
21. **Garniture:** Les garnitures sont une barrière pour les fuites d'huile et l'entrée de l'humidité.
22. **Mise à la terre:** installée à chaque coin opposé de la cuve.
23. **Emprise de levage.**
24. **Valve de vidange et d'échantillonnage.**
25. **Radiateurs:** Ces radiateurs sont détachages de la cuve pour un entretien facile.
26. **Refroidissement auxiliaire:** Le refroidissement par ventilateur permet un accroissement de la capacité de base de 133 %.
27. **Transformateur série:** Utilisé pour les transformateurs de plus de 800 A et de 25 kv (150kv BIL).
28. **Réactance:** limite le courant lors des changements de prises.

### **ANNEXE B : Réseaux de neurones artificiels (RNA)**

#### **1. Introduction**

Depuis une dizaine d'années, l'utilisation des réseaux de neurones artificiels (RNA) s'est développée dans de nombreuses disciplines (sciences économiques, écologie et environnement, biologie et médecine...). Ils sont notamment appliqués pour résoudre des problèmes de classification, de prédiction, de catégorisation, d'optimisation, de reconnaissance des formes et de mémoire associative. Dans le cadre du traitement des données, les RNA constituent une méthode d'approximation de systèmes complexes, particulièrement utile lorsque ces systèmes sont difficiles à modéliser à l'aide des méthodes statistiques classiques. Les RNA sont également applicables dans toutes les situations où il existe une relation non linéaire entre une variable prédictive et une variable prédite. Par leur nature et leur fonctionnement, les RNA peuvent détecter les interactions multiples non linéaires parmi une série de variables d'entrée, ils peuvent donc gérer des relations complexes entre les variables indépendantes et les variables dépendantes **[SCHI\_01]**.

Dans le domaine de la modélisation et de l'identification, il fallut attendre que Hornik **[HORN\_89]** **[HORN\_90]** démontre certaines propriétés des RN pour que de nombreux travaux soient menés dans les années 1980 et 1990. Par ailleurs, les automaticiens ont été initialement déconcertés par un vocabulaire qui faisait appel à l'intelligence artificielle, quand il ne s'agissait que d'optimisation. Aujourd'hui, les RN sont plus largement utilisées **[BENO\_07]**.

Haykin a proposé la définition suivante **[HAYK\_94]** **[MELL\_09]** : « Un réseau de neurones est un processus distribué de manière massivement parallèle, qui a une propension naturelle à mémoriser des connaissances de façon expérimentale et de les rendre disponibles pour utilisation. Il ressemble au cerveau en deux points:

1. la connaissance est acquise au travers d'un processus d'apprentissage;
2. les poids des connections entre les neurones sont utilisés pour mémoriser la connaissance ».

C'est sur base de cette définition que repose l'élaboration des réseaux de neurones artificiels.

Les dernières années ont vu un développement technologique puissant dans des domaines divers, et il y a eu un accroissement de besoin pour le contrôle et la gestion des systèmes complexes, notamment non linéaires, qui introduisent d'énormes calculs et un nombre de variables important ; d'où la nécessité de chercher de nouvelles méthodes pour une gestion plus souple et moins coûteuse en temps de calcul et en manipulation des variables dont le nombre ne cesse d'augmenter [NTHU\_18].

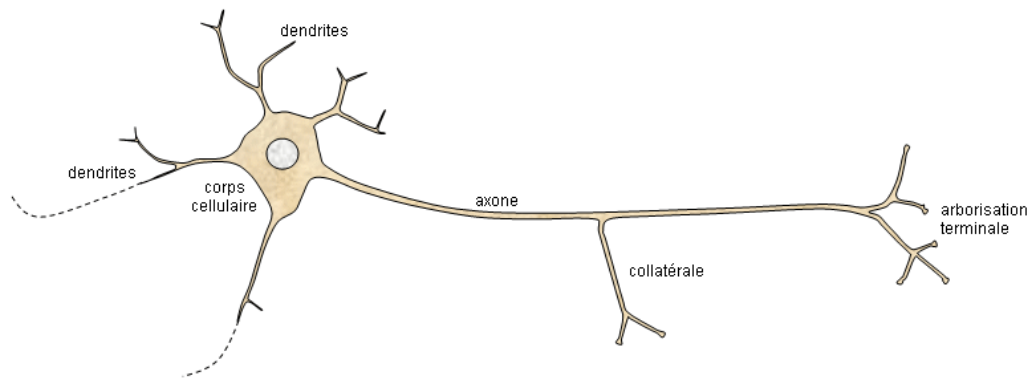
Ainsi, le souci d'améliorer les performances des processus industriels et de réduire leurs coûts sont des raisons déterminantes pour l'introduction de nouvelles stratégies de régulation, et des techniques de modélisation et d'apprentissage en ligne de processus par des réseaux artificiels neuronaux. Celles-ci permettent de représenter des relations fonctionnelles complexes difficiles à décrire sous une forme analytique de systèmes non linéaires ou de systèmes variant dans le temps. Pour cela, on s'est intéressé, de plus en plus, par les systèmes qui apprennent, en utilisant des modélisations des neurones inspirés des réseaux neuromimétique biologiques [JANG\_97].

### **1.1. Du neurone biologique au neurone formel**

Les cerveaux humains pèsent environ 1.5 kg et contiennent trois couches successives, la première est le cerveau reptilien (siège des réflexes instinctifs), l'hippocampe (siège de l'émotivité et de la sensibilité) et le cortex, spécifique aux mammifères et siège de raisonnement et de la pensée. Ces couches contiennent deux types de cellules, les gliales et les neurones, les gliales constituent le tissu nourricier et la structure du cerveau et représentent environ 99.99% du volume du cerveau, les neurones dont le nombre estimé à un nombre variant entre 10-100 milliards, forment un réseau interconnecté complexe [MELL\_09].

Le neurone biologique (voir Fig.b.1) est une cellule vivante spécialisée dans le traitement des signaux électriques [CLAU\_92], il est composé de quatre parties distinctes Corps cellulaire, Dendrites, Axone, et Synapse [TREC\_94], les neurones sont interconnectés entre eux par des synapses dont le nombre est d'environ 10000 milliards.



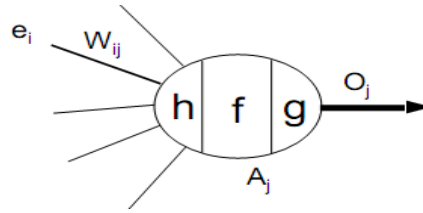


**Fig. b.1.** Neurone biologique

Ceci signifie qu'un neurone reçoit en moyenne des excitations en provenance de 1000 neurones, et qui émet également des informations à 1000 neurones différents **[MELL\_09]**. Chaque neurone réalise une opération très simple, qui est en fait une somme pondérée de ses entrées. Le résultat est comparé à un seuil et le neurone devient excité si ce seuil est dépassé **[TREC\_94]**. Entre les neurones il existe quatre modes de communications **[MELL\_09]**, la liaison terminaison axonale-dendritique, liaison terminaison axonale-corps cellulaire, liaison axone-axone et liaison dendrite-dendrite.

### **1.1.1. Neurone formel (NF)**

Historiquement, à travers d'études sur certaines structures biologiques, comme celles mises en jeu pour la vision, ont été mises en lumière les capacités d'apprentissage des RN biologiques. Ces études ont, en particulier, montré que l'interconnexion d'un grand nombre d'unités élémentaires possédant le même comportement (les neurones) donne à ces structures leurs propriétés particulières. L'idée de formaliser ces phénomènes afin de créer des outils mathématiques fut alors envisagée et McCulloch utilisa pour la première fois la notion de NF **[BENO\_07]**. Chaque neurone artificiel est un processeur élémentaire. Il reçoit un nombre variable d'entrées en provenance de neurones amont. A chacune de ces entrées est associé un poids  $w$  abréviation de Wight (poids en français) représentatif de la force de la connexion. Chaque processeur élémentaire est doté d'une sortie unique, qui se ramifie ensuite pour alimenter un nombre variable de neurones aval. A chaque connexion est associé un poids **[CLAU\_92]**.



**Fig. b.2** Neurone formel

Avec

$e_i$  : Entrées du neurone.

$w_{ij}$  : Poids (synaptiques).

$h$  : Fonction d'entrée.

$f$  : Fonction d'activation (ou de transfert).

$g$  : Fonction de sortie.

$A_j$  : Activation du neurone.

$o_j$  : Sortie du neurone.

$$A_j = f\{h[e_i, \{w_{ij}, i = 0 \text{ à } k\}]\}, o_j = g(A_j), (o_j = A_j \text{ le plus souvent}) \quad (\text{b.1})$$

### 1.1.2. Classification des NF

La fonction d'entrée peut-être un sommateur, distance, polynomiaux et de type noyau ..., la fonction d'activation et/ou fonction de sortie peut-être une fonction seuil (Heaviside) ou signe, sigmoïde, identité et saturation, la combinaison (h, f, g) définit le type de neurone.

➤ **Neurone sommateur** : est un processeur très simple qui calcule une somme pondérée et qui applique à cette somme une fonction de transfert non linéaire (échelon, sigmoïde, gaussienne, ...)

$$o_j = f\left(w_{oj} + \sum_{i=1}^{n_j} w_{ij} e_i\right), w_{oj} = \text{"biais"} \quad (\text{b.2})$$

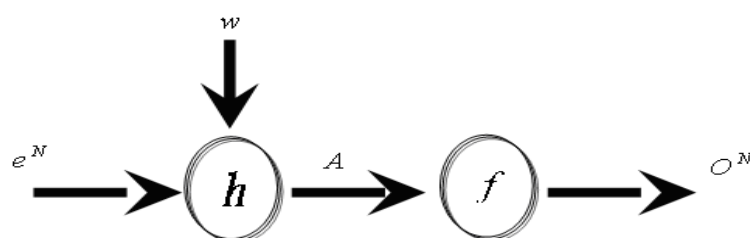
### 1.1.3. Principe de fonctionnement d'un NF

Les entrées du neurone sont notées  $e^N$  (de taille  $l$ ) et la sortie est notée  $o^N$ . Les paramètres  $w$  (de taille  $l+1$ ) du neurone sont souvent appelés poids en référence à la notion biologique de poids synaptiques, pour déterminer la valeur de sortie, un premier terme  $A$ , appelé *potentiel d'activation*, est évalué comme étant  $A = h(e^N, W)$ . La sortie est alors déterminée à l'aide de la fonction  $f$ , nommée

*fonction d'activation* ou fonction de base, qui introduit la non linéarité de l'unité. On parlera parfois abusivement de neurones linéaires lorsque la fonction  $f$  est linéaire.

Principalement, deux types de paramétrages sont utilisés [BENO\_07]. Dans le premier cas, le potentiel d'activation  $A$  du neurone est défini par une fonction linéaire :

$$A = h \left( w_{oj} + \sum_{i=1}^{n_j} w_{ij} e_i \right) = w_{oj} + \sum_{i=1}^{n_j} w_{ij} e_i \quad (\text{b. 3})$$



**Fig. b.3.** Principe de fonctionnement d'un neurone formel

Pour ce premier type de paramétrage, les fonctions de base  $f$  les plus utilisées sont la fonction identité, la fonction seuil et les fonctions tangente hyperbolique et arctangente, on parle alors respectivement de neurones linéaires, binaires et sigmoïdes dans les deux derniers cas:

Fonction de base	$O^N = A$	$O^N = 1$ si $A > 0$ , $O^N = 0$ si non	$O^N = \tanh(A)$
Nom de neurone	Neurones linéaires	Neurones binaires	Neurones sigmoïdes

**TAB. b.1** - Quelques fonctions de base de NF sommateur

Les fonctions de seuillage présentent, généralement, 3 intervalles:

- **En dessous du seuil** : le neurone est non actif (souvent dans ce cas, sa sortie vaut 0 ou -1).
- **Aux alentours du seuil** : une phase de transition.
- **Au-dessus du seuil** : le neurone est actif (souvent dans ce cas, sa sortie vaut 1).



Il est à noter que les premiers NF qui ont été développés sont les neurones binaires qu'on appelle encore neurones McCulloch et Pitts du nom de leurs inventeurs, mais ils sont rarement utilisés en modélisation et en identification non linéaire.

La seconde manière de définir la fonction réalisée par un neurone est d'utiliser des fonctions particulières dont le comportement est local comme les fonctions à ondelettes et les fonctions radiales. Les paramètres  $w_i$  du neurone définiront alors les centres et l'écart-type de la gaussienne. Pour un neurone à fonction radiale, la sortie peut alors être définie par l'expression suivante **[BENO\_07]**:

$$o^N = f(e^N, w) = \exp\left(\sum_{i=1}^l (e_i^N - w_i)^2 / 2w_{l+1}^2\right) \quad (\text{b.4})$$

### **1.2. Apprentissage**

L'apprentissage est une phase de développement du réseau de neurones durant laquelle on calcule les poids des neurones de telle manière que les sorties du réseau soient aussi proches que possible des sorties désirées **[CLAU\_92]** **[YOUS\_01]**. L'apprentissage est en général un processus graduel et itératif, où les poids du réseau sont modifiés plusieurs fois selon une règle d'apprentissage (par exemple : la rétropropagation dans la direction négative du gradient de l'erreur) avant d'atteindre la valeur finale. Les apprentissages neuromimétique peuvent se répartir en trois grandes classes, selon le degré de contrôle permis à l'utilisateur **[YOUS\_01]** :

➤ **Apprentissage supervisé** : Dans ce type d'apprentissage l'utilisateur dispose d'un comportement de référence qu'il désire inculquer au réseau. Le réseau est donc capable de mesurer la différence entre son comportement actuel et le comportement de référence, et de corriger ses poids de façon à réduire cette erreur.

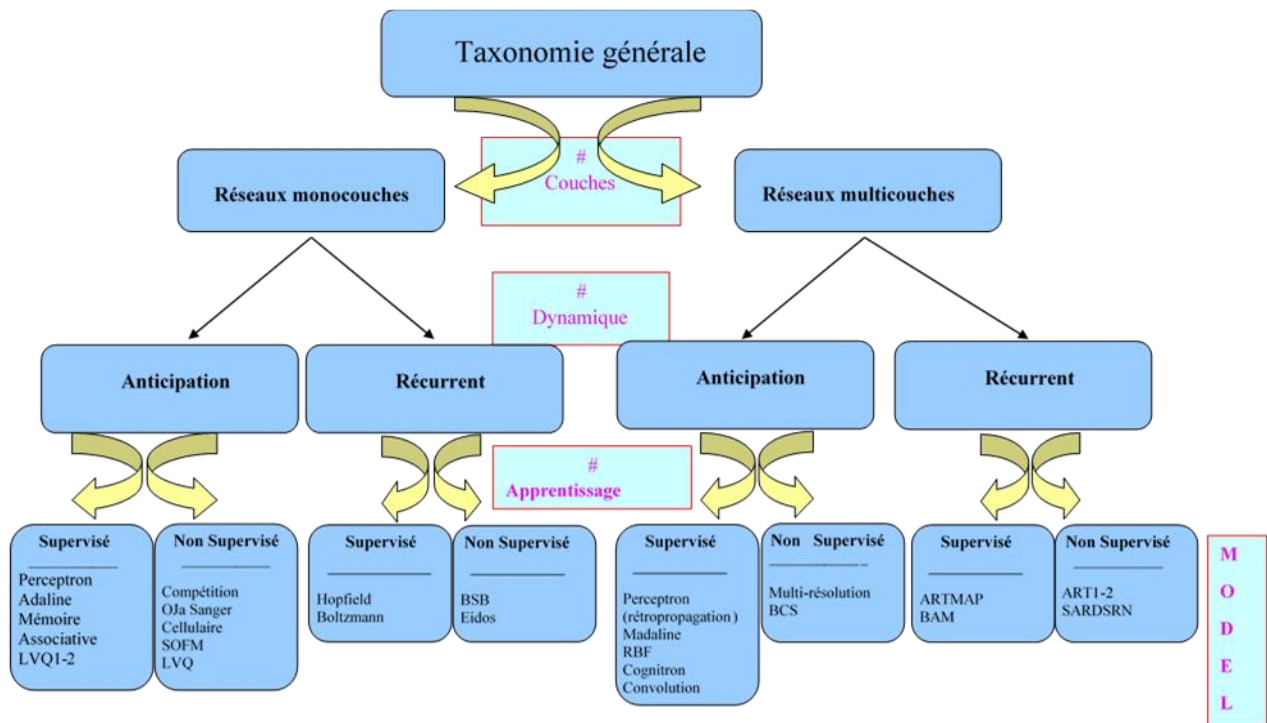
➤ **Apprentissage semi-supervisé** : L'utilisateur ne possède que des indications imprécises (par exemple, échec / succès du réseau...etc.) sur le comportement final du réseau.

➤ **Apprentissage non supervisé** (appelé aussi auto organisation) : Ici la procédure consiste à modifier les poids du réseau en fonction des critères internes comme coactivation des neurones. Les comportements résultant de ces apprentissages sont en général comparables à des techniques d'analyse de données.

L'apprentissage neuromimétique nécessite en général une grande quantité de données, que l'on regroupe dans ce que l'on appelle « corpus d'apprentissage ». Selon la technique d'apprentissage utilisée, d'autre corpus sont aussi employés, notamment pour mesurer la validité de la solution trouvée par le réseau. On appelle ces corpus supplémentaires, des corpus de test ou de généralisation [YOUS\_01].

## 2. Structure et classification des RNA

Les RNA sont des réseaux fortement connectés de processeurs élémentaires fonctionnant en parallèle. Chaque processeur élémentaire calcule une sortie unique sur la base des informations qu'il reçoit. Toute structure hiérarchique de



**Fig. b.4.** Classification générale des RNA [MELL\_09]

réseaux est évidemment un réseau [CLAU\_92].

D'une manière générale, un réseau de neurones est doté des propriétés suivantes [HEMS\_15] :

- **Parallélisme** : Cette notion se situe à la base de l'architecture des RN considérés comme ensembles d'entités élémentaires qui travaillent simultanément.

- **Capacité d'adaptation** : Celle-ci se manifeste tout d'abord dans les RN par la capacité d'apprentissage qui permet au réseau de tenir en compte de nouvelles contraintes ou de nouvelles données du monde extérieur. De plus, elle se caractérise dans certains réseaux par leur capacité d'auto-organisation qui assure leur stabilité en tant que systèmes dynamiques .

- **Mémoire distribuée** : Dans les RN, la mémoire d'un fait correspond à une carte d'activation des neurones. Cette carte est en quelque sorte un codage du fait mémorisé .

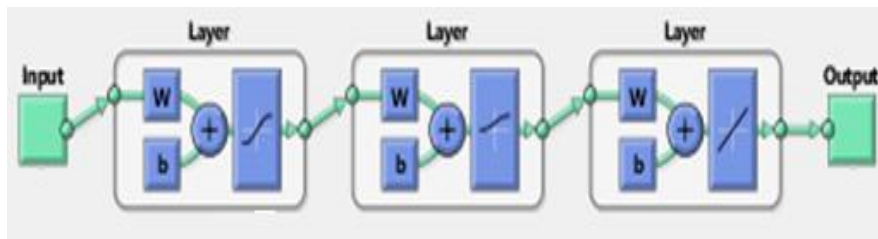
- **Résistance aux pannes**: A cause de l'abondance des entrées et la structure du réseau, les données bruitées ou les pannes locales dans certain nombre de ses éléments n'affectent pas ses fonctionnalités. Cette propriété résulte, essentiellement, du fonctionnement collectif et simultané des neurones qui les composent.

- **Généralisation** : La capacité de généralisation d'un RNA est son aptitude de donner une réponse satisfaisante à une entrée qui ne fait pas partie de ses antécédents (apprentissage).

La taxonomie des RN consiste à bâtir un arbre de classification des réseaux neuroniques selon le nombre de couches, la méthode de recherche de solution et la règle d'apprentissage (Fig.b.4).

### **2.1. FFNN**

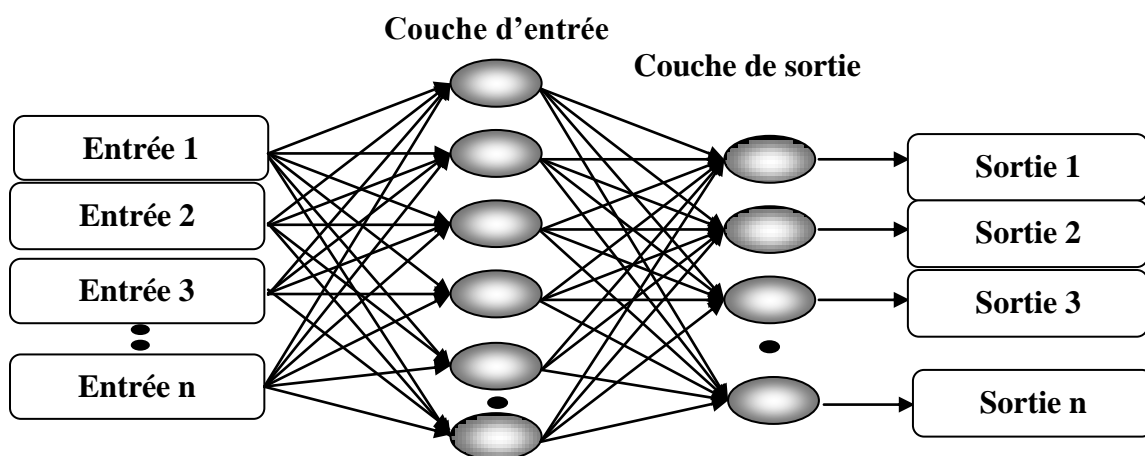
Les réseaux dits FFNN (Feed-Forward Neural Network), propagent le flux d'information de manière unidirectionnelle depuis la couche d'entrée jusqu'à la couche de sortie(Fig.b.5). Il n'y a pas de cycle, on les dit acycliques. Ce type de fonctionnement est le plus couramment observé dans la littérature cette catégorie comprend par exemple le perceptron et le PMC.



**Fig. b.5.** Réseaux Neurons de type FFNN

### 2.1.3. Réseaux à une couche (Perceptron) :

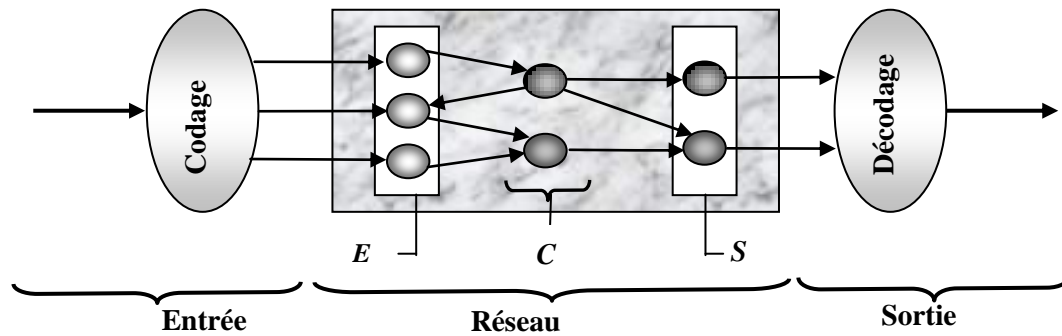
Les réseaux connexionnistes à une couche calculent l'activation des neurones de sortie directement à partir des entrées du réseau via le poids des connexions qui les relie (Fig.3.6). Minsky et Papert (1969) ont montré que les réseaux à une couche n'étaient capables de résoudre que des problèmes linéairement séparables [LAUR\_00].



**Fig. b.6.** Réseaux de neurones à une couche (perceptron)

### 2.1.4. Architectures multicouches :

Il est nécessaire de pouvoir communiquer avec le RN, de lui fournir des données, et de récupérer les résultats de ses calculs. Dans ce contexte presque tous les RN partagent la propriété d'avoir une structure soi-disant « aveugle » [YOUS\_01], en répartissant leurs neurones en trois ensembles :



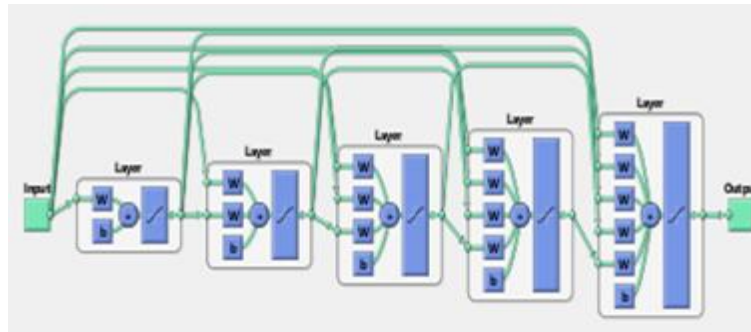
**Fig. b.7.** Structure générale d'un RN multicouche

- L'ensemble *E* des neurones d'entrée, qui reçoivent les données d'entrée sous forme d'un vecteur d'entrée. Ces valeurs sont communiquées aux réseaux par l'entremise de leurs valeurs d'entrées extérieures. Elles influencent donc l'activation de ces derniers, et par extension, le comportement du réseau entier.
- L'ensemble *S* des neurones de sortie, dont les activations constituent le vecteur de sortie et sont collectivement interprétées comme le résultat de calcul du réseau. Un même neurone peut être à la fois à l'entrée et à la sortie du réseau, ainsi, *E* et *S* ne sont pas nécessairement disjoints.
- L'ensemble *C* des neurones cachés, qui n'appartiennent pas aux ensembles *E* et *S*. En général, la présence des neurones cachés dans un réseau démultiplie sa puissance de calcul, et lui permet d'aborder des problèmes plus difficiles [YOUS\_01].

## 2.2. CFNN :

Les CFNN (Cascaded Feed Neural Network) sont similaires aux réseaux de neurones de type Feed-Forward Neural Network (FFNN), mais ils comprennent une connexion de poids de l'entrée à chaque couche et de chaque couche aux couches successives [MELL\_16] [SCIU\_16]. Par exemple, un réseau à quatre couches comporte des connexions de la couche 1 à la couche 2, de la couche 2 à la couche 3, de la couche 3 à la couche 4, de la couche 1 à la couche 3. Le réseau à quatre couches a également des connexions entre l'entrée et toutes les couches. Les FFNN et les CFNN peuvent potentiellement apprendre n'importe quelle relation d'entrée-sortie, mais les CFNN avec plus de couches peuvent apprendre des relations complexes plus rapidement [PWAS\_16] [ALLA\_12], ce qui en fait le bon choix pour l'apprentissage accéléré dans les RNA [KHAK\_16].

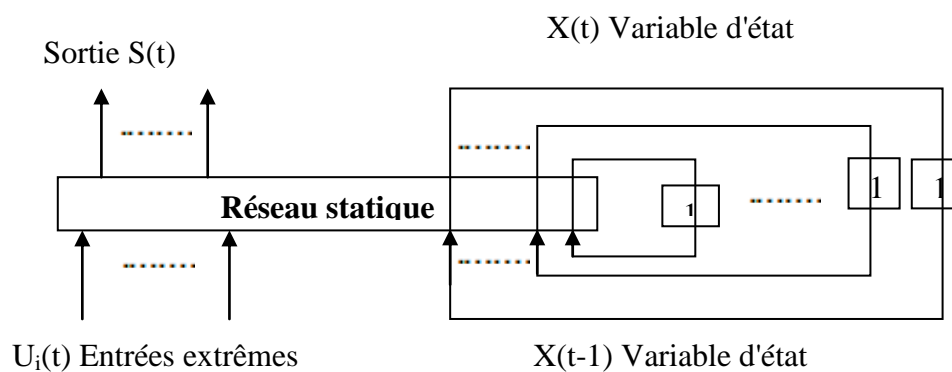
Les résultats obtenus par Filik et al. dans [FILI\_07] suggèrent que la CFNNBP peut être plus efficace que le FFNNBP dans certains cas. Au cours des dernières années, les CFNN sont devenus l'un des algorithmes de rétropropagation les plus populaires [LIWU\_17] [CAPI\_15] et ont démontré leur capacité dans plusieurs applications [MELL\_16] [CAPI\_15].



**Fig. b.8.** Réseaux Neurones de type CFNN [KHAK\_16]

## 2.3. Réseaux de Neurones Récurrents (RNR) :

Les réseaux récurrents peuvent être vus comme une extension des réseaux FFNN. Ils contiennent au moins une connexion, dite récurrente, qui met en relation un neurone avec un neurone de la même couche ou d'une couche précédente, introduisant par là même un cycle à l'intérieur du réseau.

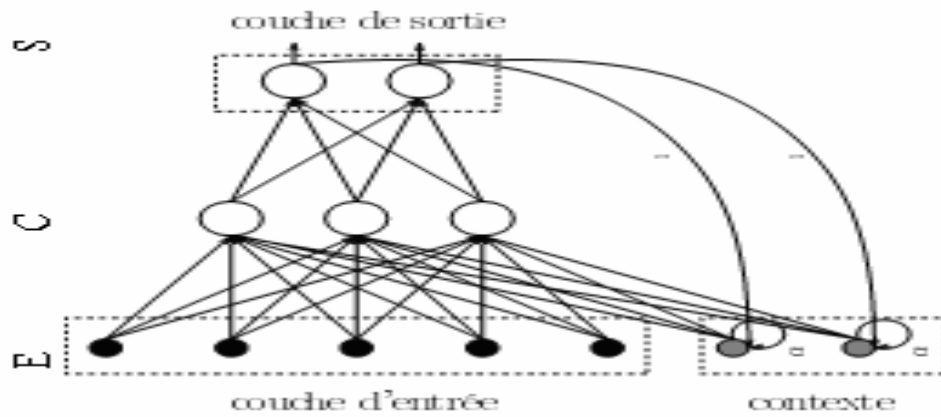


**Fig.b.9.** Forme canonique des réseaux récurrents

### 2.3.3. Réseau Récurrent de Jordan (RRJ) :

Ce réseau est un des premiers réseaux récurrents à être apparu, et aussi un des plus utilisés. Dans un RRJ, les valeurs de sortie, obtenues pour la forme

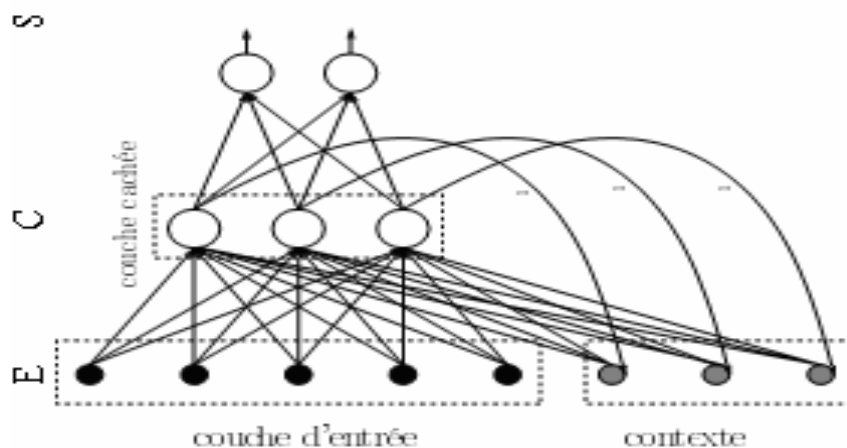
précédente, sont recopiées sur la couche d'entrée, comme autant de neurones supplémentaires (couche de contexte) et sont totalement connectés à la couche cachée, une connexion auto-récurrente de poids  $\alpha$  régule la mémoire temporelle de cette relation. (Fig.b.10) [MELL\_09].



**Fig.b.10.** Réseau récurant de Jordan (RRJ)

## 2.3.4. Réseau Récurrent d'Elman (RRE) :

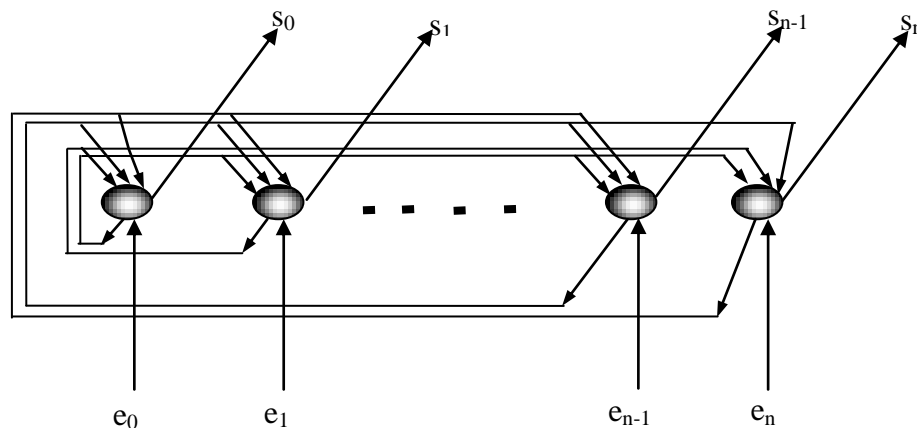
Le RRE vu la lumière en 1990 [MELL\_09], son architecture est légèrement différente de celle de Jordan. Il s'agit d'une structure multicouche (fig.b.11) où les boucles de rétro-action relient la couche cachée avec les cellules d'entrée. La couche d'entrée consiste en deux ensembles de cellules, les cellules de contexte et les cellules d'entrée. Il y a autant de cellules cachées que de cellules de contexte. Chaque cellule cachée est reliée à une seule cellule de contexte par une connexion fixe, de poids égal à 1. L'état interne est défini par l'ensemble des cellules de la couche cachée [CLAU\_92].



**Fig.b.11.** Réseaux Récurrent d'Elman (RRE)

**2.3.5. Réseau de Hopfield :**

Hopfield conçu en 1982 les réseaux qui portent son nom: Ce sont des réseaux complètement connectés, sans couches spécifiques. Chaque unité est connectée à toutes les autres, sauf elle-même, et les connexions sont symétriques c'est à dire que les connexions  $(i,j)$  et  $(j,i)$  sont affectées du même poids  $w_{i,j} = w_{j,i}$  [ANYF\_18].



**Fig. b.12.** Réseau de Hopfield

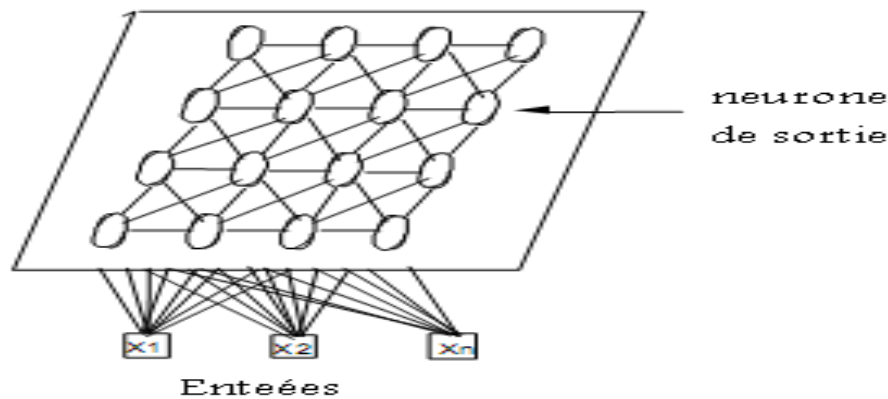
**2.4. Cartes topologiques (Carte auto-organisatrice de Kohonen) :**

Un réseau topologique consiste en une couche mono- ou multidimensionnelle de neurones structurés en topologie, terme qui signifie une organisation spatiale des neurones dans la couche qui détermine une relation de voisinage entre neurones [BENO\_07]. Inspiré à l'auto-organisation des régions du système nerveux. Il est motivé en classification pour :

- Faire du clustering, regrouper les exemples en paquets similaires pour définir des classes.
- Construire une représentation visualisable (1D ou 2D en général) des entrées par une sorte de projection non-linéaire de l'espace des entrées (en général de grande dimension) qui respecte la topologie initiale (les projections de points proches restent proches).

Une CAOK (Kohonen's Self-Organizing Maps, KSOM) est un RN avec un mode de connexion totale, l'espace de neurone de sortie et le même au départ, elle fait une projection non linéaire, les neurones de sortie est distant totalement connecté forme un système de voisinages sur la carte de sortie.





**Fig. b.13.** Carte Auto-Organisatrice de Kohonen (CAOK)

### 3. Les fonctions Matlab utilisées dans notre application pour les Réseaux de Neurones Artificiels:

**Newff :** (new feed-forward backpropagation network) Crée un réseau de neurones de type Perceptron Multi Couche, et la méthode d'apprentissage est la rétropropagation du gradient.

**Premnmx :** Traite les données de telle façon que les entrées et les valeurs désirées soient comprises entre  $-1$  et  $+1$ .

**Minmax :** Pour avoir deux colonnes des minimums et des maximums d'une matrice.

**Init :** Pour initialiser les différentes couches (entrées, sorties, et internes).

**Trainlm :** Fonction d'apprentissage du réseau de neurones ; elle fait la mise à jour des poids suivant l'optimisation de Levenberg-Marquardt.

**Train :** Pour lancer l'apprentissage.

**Sim :** Pour simuler les sorties du réseau qui a été appris.

**Postmnmx :** Pour convertir les sorties normalisées par 'Premnmx' à des valeurs réelle comme elles ont été originalement.

**Tansig :** Fonction d'activation sigmoïd.

**Purelin :** Fonction d'activation linéaire.

**Newrb:** conception un réseau a base radial (RBF).

### ANNEXE C : LEXIQUE

**Défaillance :** Un transformateur est considéré comme défaillant lorsque, en raison d'un défaut, d'un dommage ou d'une détérioration, il devient incapable de rester dans le service auquel il est destiné et cesse de fonctionner (par exemple en cas de panne catastrophique) ou doit être mis hors service pendant réparation ou remplacement.

**Défaut :** un défaut est un événement imprévu ou un défaut dans un transformateur qui permet une déviation interne anormale de l'énergie, ce qui pourrait causer des dommages et entraîner une défaillance ou un risque grave.

**Surveillance :** protocole de test dans lequel un transformateur est testé à des intervalles de temps relativement courts (par exemple, des mois, des semaines ou des jours) dans le but de détecter et de caractériser toute formation de gaz susceptible de se produire et de fournir une alerte précoce en cas d'aggravation rapide de l'état. Ce protocole est utilisé pour confirmer l'activité de la défaillance et déterminer la gravité de la panne. Il peut également être utilisé lorsque l'état de l'unité change, comme après un déplacement de l'unité ou une augmentation de la charge.

**Arc électrique:** décharge électrique de longue durée produisant une flamme brillante.

**Chromatographie en phase gazeuse:** technique d'extraction des gaz dissous dans l'huile afin de connaître la nature des gaz dissous ainsi que la quantité dissoute.

**Contaminant:** terme utilisé pour indiquer un composé chimique que l'on ne retrouve pas normalement dans l'huile. L'eau, les particules de cuivre, les fibres de cellulose sont des contaminants.

**Cellulose:** composé de base (le papier que l'on retrouve tous les jours, est composé de cellulose) utilisé dans presque toute la fabrication des pièces isolantes d'un transformateur.

**Décharges partielles:** le phénomène de décharge partielle se produit, dans un équipement, dans l'endroits où l'isolation est insuffisante ou lorsqu'un manque

homogénéité existe dans un milieu isolant. Par exemple, des manques se produisent lorsque des bulles d'air sont emprisonnées dans l'isolation. Dans certaine condition, ces bulles se trouvent dans un champ électrique suffisamment grand pour provoquer un étincelage entre les parois de l'espace créé par la bulle d'air.

**Défaut latent:** toutes conditions qui prévalent à l'intérieur d'un transformateur pouvant conduire éventuellement à un arrêt du transformateur.

**Défaut thermique :** échauffement excessive, dans l'isolation ou tout composant interne

**Effet couronne:** l'effet couronne se produit lorsque le champ électrique est trop intense pour le milieu isolant environnant. Il se forme une ionisation locale qui se manifeste par la présence d'étincelage. L'effet couronne peut être aperçu, à la noirceur, autour des pointes des conducteurs à partir d'une tension de 10000volts, comme une lumière bleutée de faible intensité.

**Etincelage:** décharge électrique unique d'une durée inférieure à 1 microseconde.

**Furannes:** sous produits de décomposition de la cellulose. La présence de furannes est un indicateur du vieillissement de l'isolation solide et directement relié à l'évaluation de la vie restante d'un transformateur (du moins c'est ce que les recherches actuelles tendent d'obtenir).

**Gaz combustibles:** les gaz combustibles que l'on considère dans l'analyse des gaz dissous sont: Hydrogène ( $H_2$ ), méthane ( $CH_4$ ), acétylène ( $C_2H_2$ ), éthylène ( $C_2H_4$ ), éthane ( $C_2H_6$ ), monoxyde de carbone et dioxyde de carbone ( $CO$  et  $CO_2$ ).

**Gaz de défaut:** gaz dissous dans l'huile de transformateur suite à une condition électrique, chimique ou thermique conduisant à la formation de gaz.

**Gaz dissous dans l'huile:** tous les fluides ont une certaine capacité à dissoudre d'autres composés. Le terme gaz dissous dans l'huile réfère à cette propriété de l'huile à dissoudre les gaz.

**Gaz clés:** gaz que l'on associe à des défauts types ayant lieu dans un transformateur. Par exemple la présence de CO est associée à une surchauffe thermique générale du bobinage.

**Huile isolante:** huile minérale de base naphténique utilisée comme fluide de refroidissement et d'isolation dans les appareils électriques.

**Huile paraffinique:** généralement décrite comme des chaînes droites hydrocarbonées saturées. Se fige à plus basse température que l'huile naphténique. Les sous produits d'oxydation apparaissent plus rapidement que dans le cas de l'huile naphténique.

**Huile naphténique:** chaînes fermées d'atome de carbone non aromatique. Cette huile est à la base de la composition de l'huile isolante.

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronic Engineers.

**Papier Kraft:** papier utilisé dans l'isolation des conducteurs qui servent à la fabrication des bobines de transformateurs.

**Concentrations de gaz :** la concentration d'un gaz dissous dans un liquide isolant est exprimée en microlitres par litre ( $\mu\text{L/L}$ ), également appelés parties par million en volume (ppm v/v)

**Ppm:** concentration exprimée en partie par million. Une ppm (volume/volume) de gaz implique que  $1\text{mm}^3$  de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 atmosphère (101.3 kilopascal).

**Point chaud:** surchauffe localisée. Des défauts peuvent atteindre  $500^\circ\text{C}$ .

**TDCG:** total dissolved combustible gaz. Total des gaz combustibles dissous dans l'huile.

**L'huile utilisée:** l'huile isolante la plus couramment utilisée dans les appareils électriques est le produit VOLTESSO 35 fabriqué uniquement par Exxon pour IMPERIAL OIL. L'industrie devra trouver d'autres fournisseurs puisque le fabricant américain de VOLTESSO a annoncé ses intentions de discontinuer cette ligne de produits. On peut rencontrer à l'occasion le produit UNIVOLT 60 commercialisé aux Etats-Unis par Exxon ou du DIALA A de SHELL. L'huile fournie

par les fabricants de transformateurs sous d'autres noms génériques a essentiellement les mêmes caractéristiques.

**Test specimen:** L'enroulement ou le segment d'enroulement particulier soumis à l'essai

**Le logiciel Delta-X:** est un outil pertinent et essentiel pour une entreprise parce qu'il permet d'optimiser la valeur de son immobilisation ainsi que la fiabilité de ces installations. Il:

- Organise et types d'équipements d'information et de données de test.
- Interprète de gaz dissous et les données d'essai des fluides isolants pour transformateurs de puissance et d'autres remplies de liquide des appareils électriques.
- Fournit une variété de rapports et de graphiques à l'appui de base de test, d'évaluation de l'état, et les tâches de maintenance
- Spectacles de l'équipement qui a récemment reçu ou les données d'essai et de l'équipement, mai exigé davantage d'attention ou de test.
- Prise en charge d'examen des résultats des essais et à écrire protège-réviser remarques.
- Fournit des prêts à l'emploi, l'analyse des normes et soutient le développement et l'utilisation de ses propres normes par abonné.
- Prise en charge alternative populaire isolants liquides

Le delta X d'analyse de données comprend:

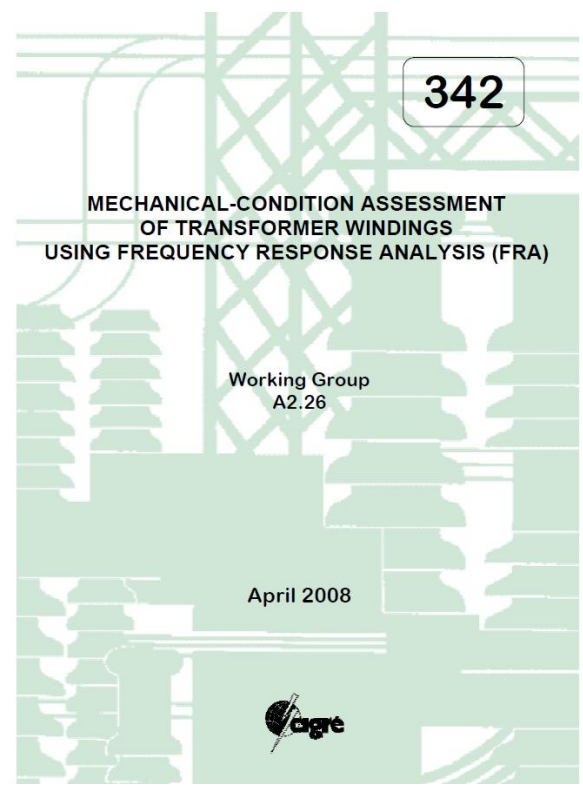
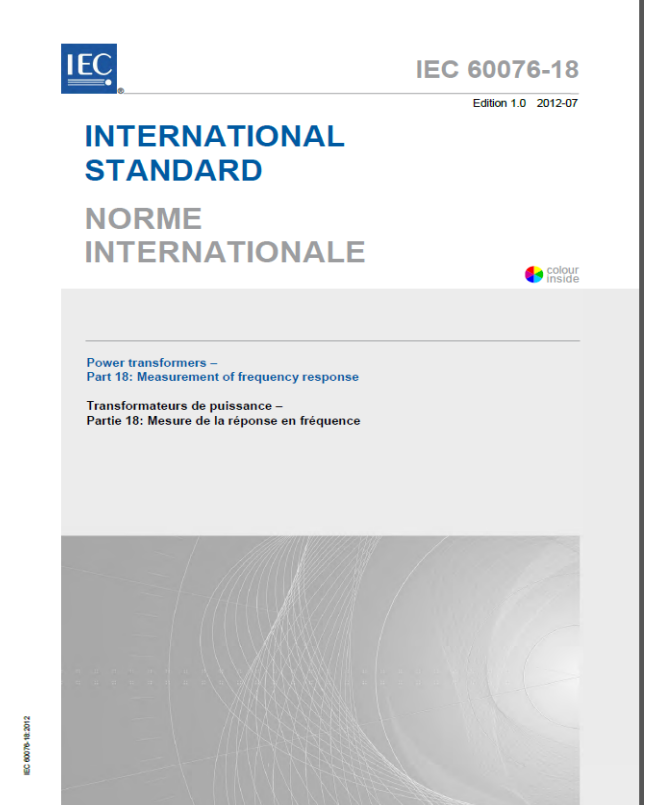

- L'analyse des gaz dissous (AGD)
- analyse de la qualité de l'huile
- L'humidité dans l'huile
- Furanes (y compris les 5 mesuré furannes)
- De particules et de particules de statistiques
- Métaux et oligo-éléments dans l'huile
- PCB dans l'huile

L'analyse des gaz dissous et analyse de la qualité de l'emploi fluide mise à jour des méthodes qui ont été mathématiquement amélioré pour tenir compte de la mesure «bruit» souvent présent dans les données de la DGA. Les tendances et les taux de change sont inclus dans l'analyse.

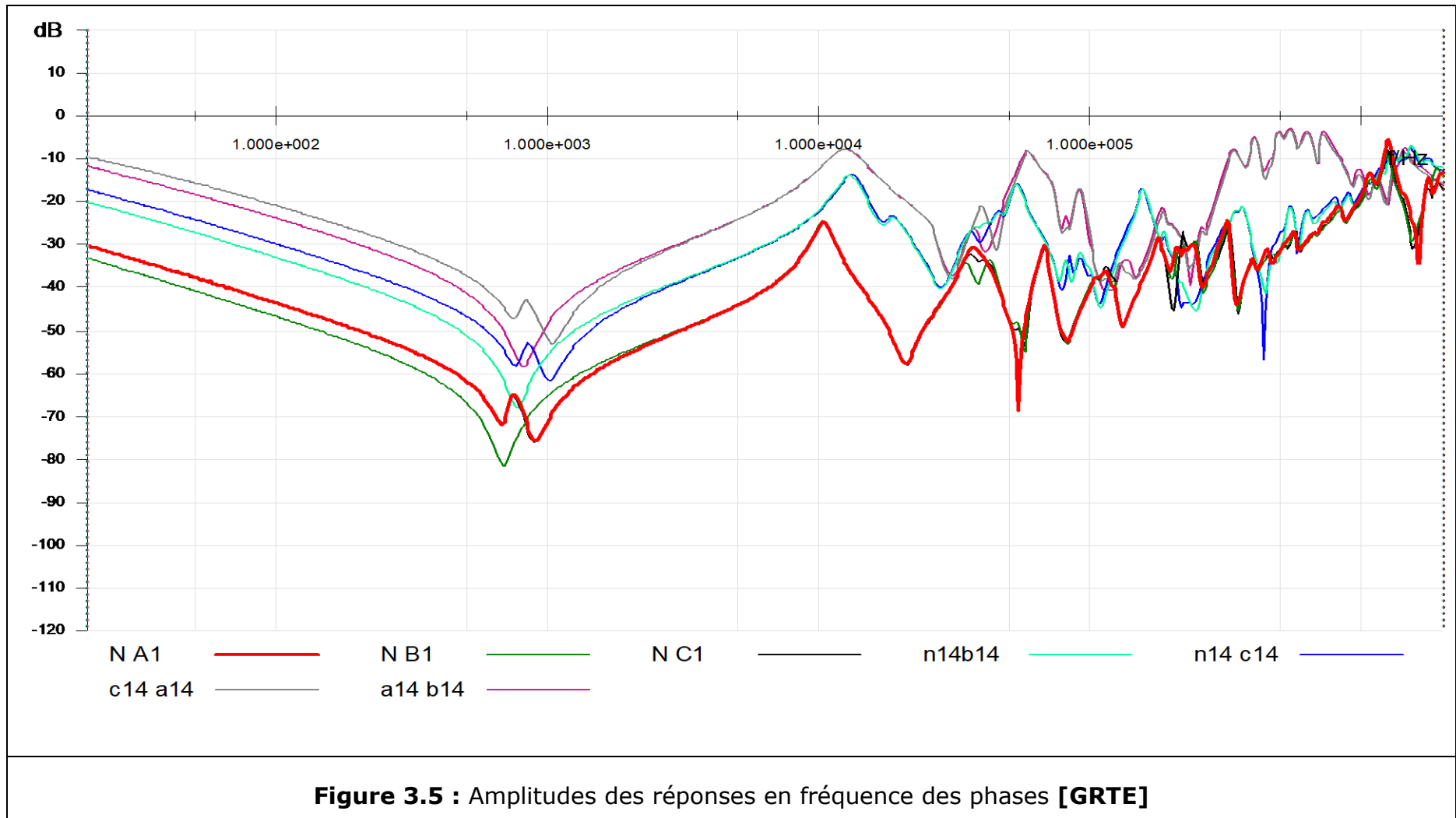
## ANNEXE D : LES NORMES AGD

IEEE C57.104	ZTZ servise
<p>Recognized as an American National Standard (ANSI)</p> <p>IEEE Std C57.104-1991 (Revision of IEEE C57.104-1978)</p> <p><b>IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers</b></p> <p>Sponsor Transformers Committee of the IEEE Power Engineering Society</p> <p>Approved June 27, 1991 IEEE Standards Board</p> <p>Approved November 20, 1991 American National Standards Institute</p> <p><b>Abstract:</b> Detailed procedures for analyzing gas from gas spaces or gas-collecting devices as well as gas dissolved in oil are described. The procedures cover: (1) the calibration and use of field instruments for detecting and estimating the amount of combustible gases present in gas blankets above oil, or in gas detector relays; (2) the use of fixed instruments for detecting and determining the quantity of combustible gases present in gas-blanketed equipment; (3) obtaining samples of gas and oil from the transformer for laboratory analysis; (4) laboratory methods for analyzing the gas blanket and the gases extracted from the oil; and (5) interpreting the results in terms of transformer serviceability. The intent is to provide the operator with positive and useful information concerning the serviceability of the equipment. An extensive bibliography on gas evolution, detection, and interpretation is included.</p> <p><b>Keywords:</b> gas analysis, oil, oil-filled transformers, transformers</p> <p>The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA Copyright © 1992 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. All rights reserved. Published 1992 Printed in the United States of America ISBN 1-55937-157-9</p> <p><i>No part of this publication may be reproduced in any form, in an electronic retrieval system or otherwise, without the prior written permission of the publisher.</i></p>	<p><b>BUENOMAK</b> Publicação disponível no site <a href="http://www.buenomak.com.br">www.buenomak.com.br</a></p> <p><b>Transformer Fluid: A Powerful Tool for the Life Management of an Ageing Transformer Population</b></p> <p>by</p> <p>José Mak Victor Sokolov Armando Bassetto T.V. Oommen Ted Hauptert Dave Hanson</p> <p>1</p>
Cigré Brochure 12.18	IEC 61181-07
<p><b>BUENOMAK</b> Publicação disponível no site <a href="http://www.buenomak.com.br">www.buenomak.com.br</a></p> <p><b>Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers</b></p> <p>Draft Final Report Rev. 2 22 June 2002</p> <p>CIGRE WORKING GROUP 12.18 Life Management of Transformers</p>	<p><b>NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD</b></p> <p><b>CEI IEC 61181</b> Deuxième édition Second edition 2007-02</p> <p><b>Matériels électriques imprégnés d'huile minérale – Application de l'analyse des gaz dissous (AGD) lors d'essais en usine de matériels électriques</b></p> <p><b>Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment</b></p> <p><b>IEC</b></p> <p>Numero de référence Reference number CEI/IEC 61181:2007</p>

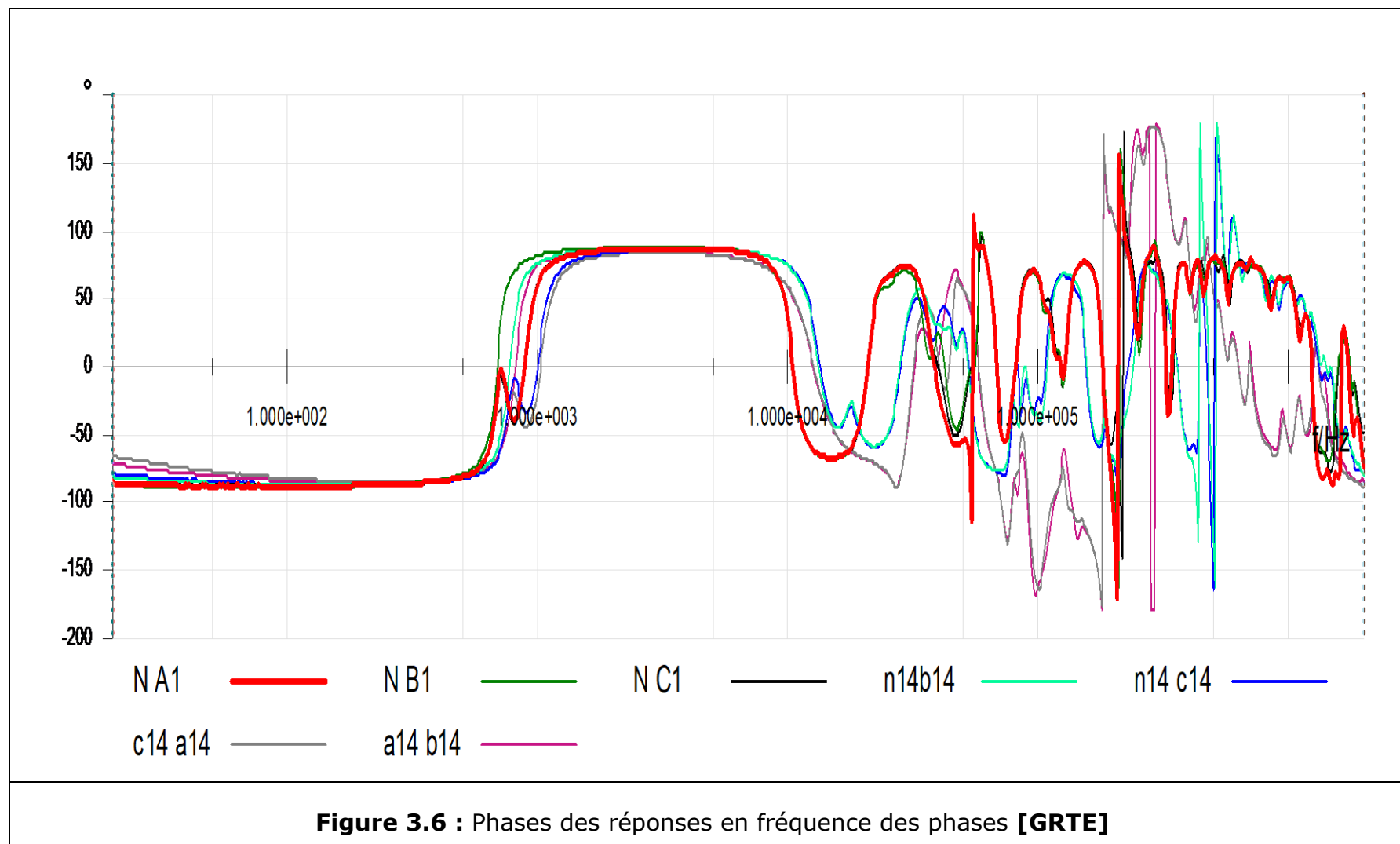
## ANNEXE D : LES NORMES FRA

IEEE PC57.149	DL 911/2004
 <p>IEEE STANDARDS ASSOCIATION</p> <p>IEEE</p> <p>IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers</p> <p>IEEE Power and Energy Society</p> <p>Sponsored by the Transformers Committee</p> <p>IEEE 3 Park Avenue New York, NY 10016-5997 USA 8 March 2013</p> <p>IEEE Std C57.149™-2012</p> <p><small>Authorized licensed use limited to: Mount Royal University. Downloaded on February 27, 2016 at 03:38:28 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply.</small></p>	 <p>ICS 27.100 F 24 Document No.: 15182-2005</p> <p><b>DL</b></p> <p>The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China</p> <p>DL/T 911—2004</p> <p>Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers</p> <p>Promulgated on December 14<sup>th</sup>, 2004 Executed from June 1<sup>st</sup>, 2005</p> <p>Promulgated by National Development and Reform Commission of People's Republic of China</p>
Cigré Brochure 342	IEC 60076-18
 <p>342</p> <p>MECHANICAL-CONDITION ASSESSMENT OF TRANSFORMER WINDINGS USING FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS (FRA)</p> <p>Working Group A2.26</p> <p>April 2008</p> <p></p>	 <p>IEC</p> <p>IEC 60076-18 Edition 1.0 2012-07</p> <p>INTERNATIONAL STANDARD</p> <p>NORME INTERNATIONALE</p> <p>Power transformers – Part 18: Measurement of frequency response</p> <p>Transformateurs de puissance – Partie 18: Mesure de la réponse en fréquence</p> <p></p> <p>IEC 60076-18:2012</p>

## ANNEXE E : Agrandissement des Figures







## **REFERENCES**

**[ALLA\_12] O. AL-Allaf**, "Cascade-forward vs. function fitting neural network for improving image quality and learning time in image compression system", in: 2012 World Congress on Engineering proceedings, 4–6 July 2012, London, UK. Hung to Road, Hong Kong: Newswood Limited, pp. 1172–1178.

**[ANYF\_18]** <http://www.anyflo.com/bret/cours/conn/c2.htm#hopfield>. consulté en 2018

**[ATAN\_12] Atanasova-Höhlein, I.** "DGA-Method in the Past and for the Future"; 2012. Available online:<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:d9fa9803-8a7b-46c0-a9e9-ba0c7af71c29/dga-method-in-the-past-and-for-the-future.pdf> (accessed on 23 June 2022).

**[ASTM\_04] ASTM D 1816 – 04** "Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes" West Conshohocken, PA 19428-2959, United States, 2004.

**[ASTM\_10] ASTM D6802-02(2010)** "Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry", ASTM, West Conshohocken, PA 19428-2959. United States, 2010.

**[ASTM\_13] ASTM D877/D877M – 13** "Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes", West Conshohocken, PA 19428-2959. United States, 2013.

**[ASTM\_15] ASTM D924 – 15** "Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids" West Conshohocken, PA 19428-2959. United States, 2015.

**[ASTM\_17] ASTM D445 – 17a** "Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity) " West Conshohocken, PA 19428-2959. United States, 2017.

**[ALSH\_21] Abdelrahman M. Alshehawy, Diao-Eldin A. Mansour and all** "Photoluminescence Spectroscopy Measurements for Effective Condition Assessment of Transformer Insulating Oil" Processes 2021, 9, 732. <https://doi.org/10.3390/pr9050732>.

**[ABUS\_18] Ahmed Abu-Siada** "Power Transformer Condition Monitoring and Diagnosis" Book Published by The Institution of Engineering and Technology London, United Kingdom 2018. ISBN 978-1-78561-255-8.

**[AMER\_19] S. Al-Ameri , M. F. M. Yousof , Norhafiz Azis and all** "Frequency response of transformer winding to investigate the influence of RLC "Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science · Vol. 14, No. 1, April 2019, pp. 219~229. DOI: 10.11591/ijeecs.v14.i1.pp219-229.

## **REFERENCES**

**[AUDR\_07] Audrey BOURGEOIS**, "Etude du phénomène d'électrification par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance", Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 2007.

**[BERG\_06] Bergman Claes** "SFRA – An application that creates customer value?" Thesis The Electrical Engineering Program, spring term 2006 Electrical engineering level C.

**[BENO\_07] F. Benoît-Marand**, "Modélisation et identification des systèmes non linéaires par réseaux de neurones à temps continu. Application à la modélisation des interfaces de diffusion non linéaires", thèse de doctorat, université de Poitiers, 2007.

**[BOUA\_14] 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.

**[BOUC\_21] L. Bouchaoui, K.E. Hemsas, H. Mellah, S. Benlahneche** "Power Transformer Faults Diagnosis Using Undestructive Methods (Roger and IEC) and ANN for DGA Applied on the Functional Transformer in the Algerian North-Eastern: A comparative study". ISSN 2074-272X. Electrical Engineering & Electromechanics, 2021, no. 4.<https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.4.01>

**[BERG\_00] Bergman, C.** "SFRA- an application that creates customer value?" Thesis Department Electrical Engineering Sweden, 2006.

**[CAPI\_15] G. Capizzi, G. Lo Sciuto, P. Monforte, C. Napoli**, "Cascade Feed Forward Neural Network-based Model for Air Pollutants Evaluation of Single Monitoring Stations in Urban Areas", Int. J. Electron. Telecommun, vol. 61, no. 4, pp. 327–332, 2015.

**[CARLO \_06] Carlos.G, Jorge.P, Roses Ana Salas and Juan.V** «Transformer Diagnosis Approach using frequency Response Analysis Method ». Carlos III de Madrid Universidad 30, 28911, Leganés, Madrid ,Spain 2006. IEEE , pp 2465-2470

**[CAST\_05] Castro A.R.G., Miranda V.** "An interpretation of neural networks as inference engines with application to transformer failure diagnosis". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2005, vol. 27, no. 9-10, pp. 620-626. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2005.08.002>.

**[CHRI\_05] Christophe Perrier**, "Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateur de puissance recherche d'un mélange optimal", Thèse de doctorat, Ecole central de Lyon, 2005.

**[CHRI\_18] Christina, AJa, et al** "Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review" Renewable and Sustainable Energy Reviews 82 (2018): 1442-1456.

## **REFERENCES**

**[CIGR\_02] CIGRE** "GUIDELINES for Life Management Techniques for Power Transformers". Working Group of CIGRE Study Committee 12-18.Draft Final Report Rev. 2. 22 june 2002.

**[CIGR\_08] Cigre**, "mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA) " Working Group A2.26 .2007.

**[CLAU\_92] T. Claude**, "Les réseaux de neurones artificiels, introduction au connexionnisme: cours, exercices et travaux pratiques", EC2, 1992.

**[DASI\_00] Da Silva I.N., de Souza A.N., Hossri R.M.C., Hossri J.H.C.** "Intelligent system applied in diagnosis of transformer oil. 2000 Eighth International Conference on Dielectric Materials, Measurements and Applications" (IEE Conf. Publ. No. 473), 2000, pp. 330-334.  
doi: <https://doi.org/10.1049/cp:20000528>.

**[DONA\_10] Donald.F and Suwarno** «Frequency Response Analysis (FRA) for diagnosis of Power transformers ». School of Electrical Engineering and Informatics Bandung Institute of technology, Bandung, Indonesia 19-21 May 2010.

**[DJEM\_20] djemaouni Abderafik, Aliuoa Adem** "étude et analyse du procédé de la maintenance du transformateur de puissance de la centrale thermique de Jijel" Master en Electromécanique, Université Mohamed Seddik Ben Yahia, Jijel 2020.

**[DIDI\_17] Didier Nilly**, "Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance", Electromagnétisme. dumas-01871106,2017.

**[DLTC\_04] People's Republic of China Electric Power Industry Standard** DL/T 911-2004 " Frequency response analysis on winding deformation of power transformers " the National Development and Reform Commission of the People's Republic of China 2005.

**[FARQ\_00] Farquharson R**, "Integrated Substation Control and equipment Monitoring and Diagnostics-An Overview". In: Proceedings of the CEPSI 2000 Conference. Manila, Philippines. 2000.

**[FILI\_07] U.B. Filik, M. Kurban**, "A new approach for the short-term load forecasting with auto-regressive and artificial neural network models", Int. J. Comput. Intell. Res, vol. 3, no.1, pp. 66–71, 2007.

**[FIST\_00] Facilities Instructions, Standards, and Techniques (FIST)** "Volume 3-30, Transformer diagnostic", Bureau of Reclamation, available at [www.usbr.gov](http://www.usbr.gov), select Programs, Power, Reports and Data, Power Documents, 2000.

**[FOFA\_08] A. Bouaïcha, I. Fofana, M. Farzaneh, A. Bérroual, A. Seytashmehr, H. Borsi, et E. Gockenbach**, "Contrôle Non Destructif des Isolations Électriques par Spectroscopie Diélectrique durant la Fabrication des

## **REFERENCES**

Bornes de Traversée", Revue de l'Électricité et d'Électronique (REE), No 11, December 2008.

**[FOFA\_18] Issouf Fofana** "Power Transformer Diagnostics, Monitoring and Design Features "Printed Edition of the Special Issue Published in Energies. Université du Québec à Chicoutimi (UQAC) Canada.2018.

**[FRAN\_06] FRAnalyzer Manuel d'utilisation** "Analyseur De Réponse Au Balayage En Fréquence Pour Le Diagnostic Des Enroulements Des Transformateurs De Puissance", Référence VESD0662 - Version du manuel : FRA.FR.1 © OMICRON electronics 2006.

**[JOSÉ\_00] José Mak and all**, "Transformer Fluid: A Powerful Tool for the Life Management of an Ageing Transformer Population", Proceedings of the TechCon 2000 Asia-Pacific.

**[JONA\_22] Jonathan Velasco Costa †, Diogo F. F. da Silva † and all** "Large-Power Transformers: Time Now for Addressing Their Monitoring and Failure Investigation Techniques" Review Energies 2022, 15, 4697. <https://doi.org/10.3390/en15134697>.

**[JAME\_07] James H. Harlow**, "Electric Power Transformer Engineering", book Second Edition, 2007 by Taylor & Francis Group, LLC, Printed in the United States of America.

**[JANG\_97] J.S.R. Jang, C.T. Sun, E. Mizutani**, "Neuro-fuzzy and soft computing; a computational approach to learning and machine intelligence", Prentice Hall, Upper Saddle River, 1997.

**[JASI\_13] Jasim S.Y., Shrivastava J.** "Dissolved gas analysis of power transformers". International Journal of Electrical and Electronics Engineering Research (IJEEER), 2013, vol. 3, no. 5, pp. 1-10.

**[JURE\_11] Jur Erbrink**, "On-load Tap Changer Diagnosis on High Voltage Power Transformers using Dynamic Resistance Measurements", Thèse pour obtenir le grade de docteur à l'Université technique de Delft, hollande ; Mars 2011.

**[HADJ\_15] Y. Hadjadj, I. Fofana and all** "Assessing insulating oil degradation by means of turbidity and UV/VIS spectrophotometry measurements" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Volume: 22, Issue: 5, P: 2653 – 2660 October 2015.

**[HAYK\_94] S. Haykin**, "Neural Networks - A comprehensive foundation", Macmillan College Publishing Company, New York, 1994.

**[HEAT\_98] Heathcote MJ (1998)** "The J&P transformer book", 12th edn. First published by Johnson & Phillips Ltd, Newnes imprint, UK, 1998.

**[HEMS\_06] K.E. Hemsas**, "développement d'un nouveau modèle de la machine asynchrone pour la commande et la surveillance", **thèse de doctorat d'état**, université Ferhat Abbas – Sétif, Algérie.2006.

## **REFERENCES**

**[HEMS\_15] K.E. Hemsas**, "développement d'un nouveau modèle de la machine asynchrone pour la commande et la surveillance", **thèse de doctorat d'état**, université Ferhat Abbas – Sétif, Algérie, 2015.

**[HORN\_89] K. Hornik, M. Stinchcombe, H. White**, "Multilayer feedforward networks are universal approximators", *Neural Networks*, vol. 2, no. 5, pp. 359–366, 1989.

**[HORN\_90] K. Hornik, M. Stinchcombe, H. White**, "Universal approximation of an unknown mapping and its derivatives using multilayer feedforward networks", *Neural Networks*, vol. 3, no.2, pp. 551–560, 1990.

**[HUSS\_16] W. Hussain, F. Hussain, O. Hussain**, "QOS prediction methods to avoid SLA violation in post-interaction time phase", In: 11th Conference on Industrial Electronics and Applications, Hefei, China. New York, NY, USA: IEEE, pp. 32–37, 5–7 June 2016.

**[IECS\_78] International Electrotechnical Commission (1978) IEC60559**: "interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service". International Electrotechnical Commission Standard, Geneva, Switzerland.

**[IECS\_12] IEC 60076-18 Ed.1**: Power transformers - Part 18, "Measurement of frequency response", 2012.

**[ICES\_15] IEC 60599:2015**. "Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis". 2015.

**[IEEE\_94] The Institute of Electrical and Electronics Engineers (1994)** "Transformers Committee of the IEEE Power Engineering Society, IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, IEEE Std. C57.104-1991". The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York.

**[IEEE\_05] IEEE 62 Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus** - Part 1: "Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors", 1995. (R2005).

**[IEEE\_13] IEEE Std C57.149-2012** "IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers," IEEE Std C57.149-2012, pp. 1-72, 2013.

**[IEEE\_19] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers**. IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008), 2019, 98 p.  
doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>.

## **REFERENCES**

**[GONZ\_16] J. C. Gonzales, E. E. Mombello,** "Power Transformer Condition Assessment Using DGA and FRA" IEEE latin america transactions, vol. 14, no. 11, nov. 2016. doi: 10.1109/tla.2016.7795824

**[GRTE] Rapport FRA des postes,** laboratoire régionale d'analyse Sonelgaz GRTE SETIF.

**[KHAK\_16] M. Khaki, I. Yusoff, N. Islami, N.H. Hussin,** "Artificial neural network technique for modeling of groundwater level in Langat Basin", Malaysia,Sains Malays., vol. 45, no.1, pp. 19–28, 2016.

**[LANC\_06] Lance Lewand,** "Techniques for Interpretation of Data for DGA From Transformers", Doble Engineering, IEEE 2006 conference.

**[LANJ\_22] Lan Jin, Dowon Kim, Ahmed Abu-Siada, and Shantanu Kumar** "Oil-Immersed Power Transformer Condition Monitoring Methodologies: A Review",Energies 2022, 15, 3379. <https://doi.org/10.3390/en15093379>.

**[LAPW\_03] J.A. Lapworth, and P.N. Jarman,** "UK Experience Of The Use Of Frequency Response Analysis (FRA) For Detecting Winding Movement Faults In Large Power Transformers", CIGRE 2003 Transformers Colloquium Paper, Merida, Mexico, 2-4 June 2003.

**[LASH\_13] M. Lashkarbolooki, Z.S. Shafipour, A.Z. Hezave,** "Trainable cascade-forward back-propagation network modeling of spearmint oil extraction in a packed bed using SC-CO<sub>2</sub>", J Supercrit Fluid; vol. 73, pp.108–115, 2013.

**[LAUR\_00] B. Laurent,** "Etude de la construction par réseaux neuromimétique de représentations interprétables Application à la prédiction dans le domaine des télécommunications", thèse de doctorat, université Henri Poincaré - Nancy 1, 2000.

**[LIAN\_20] Liang Jin, Yuqi Cai "** A Review of Fault Diagnosis Research on OnLoad Tap-Changers" EDP Sciences Web of Conferences 155, 01016 (2020) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202015501016>.

**[LIWU\_17] W. Li, X. Wu, W. Jiao, G. Qi, Y. Liu,** "Modelling of dust removal in rotating packed bed using artificial neural networks (ANN)", Appl. Therm. Eng, vol. 112: pp. 208–213, 2017.

**[MARC\_19] Dániel Marcsa**"Noise and Vibration Analysis of a Distribution Transformer"Proceedings of the International Conference „Applications of Electromagnetics in Modern Engineering and Medicine" June 9-12, 2019, Janów Podlaski, Poland

**[MOKH\_04] L. Mokhnache,** "Application des réseaux de neurones dans le diagnostic et la prédiction des isolants de haute tension", Thèse de Doctorat, Ecole National Polytechniques Alger, Algérie, 2004.

## **REFERENCES**

**[MOHS\_16] Bahar Mohseni Naser Hashemnia Syed M. Islam** "Condition Assessment of Power Transformer Bushing Using SFRA and DGA as Auxiliary Tools".IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON) September 2016.

**[MOHD\_15] Mohd Fairouz Bin Mohd Yousof,** "Frequency Response Analysis for Transformer Winding Condition Monitoring" these de doctorah, School of Information Technology and Electrical Engineering, The University of Queensland in 2015

**[MEGG\_16]Megger** "FRAX 101 Sweep Frequency Response Analyzers" FRAXseries\_DS\_en\_V04a.2016.

**[MELL\_09] H. Mellah,** "Estimation des grandeurs intrinsèques d'une machine asynchrone", mémoire de magister, université de Sétif, 2009.

**[MELL\_16] Mellah, H., Hemsas, K., Taleb, R.** "Intelligent sensor based Bayesian neural network for combined parameters and states estimation of a brushed DC motor". International Journal of Advanced Computer Science and Applications, 2016, vol. 7, no. 7, pp. 230-235.  
doi: <https://doi.org/10.14569/ijacsa.2016.070731>.

**[MELL\_18] Mellah H., Hemsas K.E., Taleb R., Cecati C.** "Estimation of speed, armature temperature and resistance in brushed DC machines using a CFNN based on BFGS BP" Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 2018, vol. 26, no. 6, pp. 3181-3191. doi: <https://doi.org/10.3906/elk-1711-330>.

**[MGAM\_21] Salem Mgamal Al-Ameri 1 , Muhammad Saufi Kamarudin** "Interpretation of Frequency Response Analysis for Fault Detection in Power Transformers" Appl. Sci. 2021, 11, 2923. <https://doi.org/10.3390/app11072923>.

**[NAGA\_21] G.S. Naganathan, M. Senthilkumar, S. Aiswariya and all,** "Internal fault diagnosis of power transformer using artificial neural network"ScienceDirect 2021 <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.02.206>.

**[NISH\_20] Nishanthi Sunthrasakaran , Nor Akmal Mohd Jamail and all** "Application of Polarization and Depolarization Current in High Voltage Insulator – A Review ". international journal of integrated engineering vol. 12 no. 2 (2020) 159-169.

**[NITU\_17] Maria-Cristina Nițu, Ancuța-Mihaela Aciu and all** "Power Transformer Fault Diagnosis Using Fuzzy Logic Technique Based on Dissolved Gas Analysis and Furan Analysis" ,International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP).

**[NTHU\_18]** <http://www.cs.nthu.edu.tw/~jang/nfsc.htm>, consulté le 10/10/ 2018.



## **REFERENCES**

**[OMIC\_14] OMICRON electronics** "FRAnalyzer Diagnostic fiable du circuit magnétique et des enroulements des transformateurs de puissance "OMICRON L2430, novembre 2014.

**[OMIC\_22] OMICRON electronics** "Tests de diagnostic et surveillance des transformateurs de puissance"OMICRON L4247, 02 2022.

**[PORT\_13] Wilder Herrera Portilla, Guillermo Aponte Mayor, , Jorge Pleite Guerra,** "Detection of Transformer Faults Using Frequency Response Traces in the Low Frequency Bandwidth" IEEE Transactions on Industrial Electronics, 61(9), 4971–4978. doi:10.1109/tie.2013.2282605.

**[PICH\_03] P. Picher and C. Rajotte,** "Comparison of FRA and FRSL Measurements for the Detection of Transformer Winding Displacement", CIGRE 2003 Transformers Colloquium Paper, Merida, Mexico, 2-4 June 2003.

**[PICH\_08] P. Picher, J. Lapworth, T. Noonan, and J. Christian,** "Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis," CIGRE WG A2.26, Technical Brochure 342, Apr. 2008.

**[PLEI\_02] Jorge Pleite, Emilio Olias, AndrCs Barrado, Antonio LBzaro and Juan VBzquez,** "Transformer Modeling for FRA Techniques" 2002 IEEE.

**[PWAS\_16] A. Pwasong, S. Sathasivam,** "A new hybrid quadratic regression and cascade forward backpropagation neural network", Neurocomputing, vol. 182, pp. 197–209, 2016.

**[QING\_17] Qing Yang, Peiyu Su and Yong Chen** "Comparison of Impulse Wave and Sweep Frequency Response Analysis Methods for Diagnosis of Transformer Winding Faults" Energies 2017, 10, 431; doi:10.3390/en10040431.

**[RAHI\_18] Hossein Rahimpour, Steve Mitchell, Saeed Rahimpour** " The Practical Field Measurement Challenges of Transformer FRA and Developing the Fundamentals for an On-line Approach " A thesis THE UNIVERSITY OF NEWCASTLE Callaghan, NSW 2308 Australia March 2018.

**[REKI\_08] REKIK BADRI,** "Etude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance", Département Electrotechnique, diplôme de MAGISTER, 2008.

**[ROKA\_20] V. Rokani and S. D. Kaminaris** "Power transformers fault diagnosis using AI techniques"AIP Conference Proceedings 2307, 020056 (2020); <https://doi.org/10.1063/5.0032820>.

**[ROGE\_78] Rogers R.R.** "IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis". IEEE Transactions on Electrical Insulation, 1978, vol. EI-13, no. 5, pp. 349-354.

**[SAAD\_06] S. Benlahneche** "Power transformers diagnostic and life management", Conference on transmission network and electrical generation power plants maintenance, July 25 –26, Libya, 2006.

## **REFERENCES**

**[SAHA\_97] T. K. Saha, M. Darveniza, D. J. T. Hill, T. T. Le**, "Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation. B. Accelerated Aged Insulation Samples", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 12 Issue: 4, pp. 1555-1561, October 1997.

**[SAHA\_03] T. K. Saha**, "Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 10, No. 5, pp: 903-917; October 2003.

**[SAMU\_18] Samuel 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, 2018.

**[SANC\_14] Jean SANCHEZ**, "Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance", Docteur de l'université de grenoble, 2 Jul 2014.

**[SANJ\_22] P. Sanjeevikumar ; Mohsen Khalili and all** "Determination of Power Transformers Health Index Using Parameters Affecting the Transformer's Life", IETE Journal of Research.  
DOI: 10.1080/03772063.2022.2048714 February 2022.

**[SALE\_21] Salem Mgammal Al-Ameri, Muhammad Saufi Kamarudin and all** "Interpretation of Frequency Response Analysis for Fault Detection in Power Transformers" Appl. Sci. 2021, 11, 2923. <https://doi.org/10.3390/app11072923>.

**[SCIU\_16] G.L. Sciuto, G. Cammarata, G. Capizzi, S. Coco, G. Petrone**, "Design optimization of solar chimney power plant by finite elements based numerical model and cascade neural networks", In: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, Anacapri, Italy. New York, NY, USA: IEEE, pp. 1016–1022, 22–24 June 2016.

**[SOKO\_00] V. Sokolov** "Consideration on power transformer condition –based maintenance", proceeding of the EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII. February 20-23, 2000, New Orleans.

**[SOKO\_01] V. Sokolov Z. Berler**, "Transformer is gassing-What to do?", Proceedings of the TechCon 2001 Asia-Pacific.

**[SCHE\_01] A. Schenk**, "Surveillance continu des transformateurs de puissance par réseau de neurone", Thèse de Doctorat de l'Ecole Polytechnique Fédéral de Lausanne 2001.

**[SCHI\_01] A. Schmitt, B. Le Blanc, M.-M. Corsini, C. Lafond et J. Bruzek**, "Les réseaux de neurones artificiels", Bulletins et mémoires de la Société d'Anthropologie de Paris, vol.13, (1-2), 2001.

**[SENO\_17] Khalili Senobari, R., Sadeh, J., & Borsi, H. (2018)**. "Frequency response analysis (FRA) of transformers as a tool for fault detection and location: A review". Electric Power Systems Research, 155, 172–183. doi:10.1016/j.epsr.2017.10.014.

## **REFERENCES**

**[SENO\_19] SENOUSSAOUI MOHAMMED EL-AMINE**, "Contributions des techniques intelligentes au diagnostic industriel des transformateurs de puissance "Doctorat en électrotechnique universite djillali liabbes - sidi bel abbes -2019.

**[SWEE\_04] Charles Sweetser, B.Sc., M.Sc. Dr. Tony McGrail**, "Sweep Frequency Response Analysis Transformer Applications A Technical Paper from Doble Engineering" Version 1.0 November 2004.

**[SERG\_19] Sergio Bustamante , Mario Manana , Alberto Arroyo and all** "Dissolved Gas Analysis Equipment for Online Monitoring of Transformer Oil: A Review" Sensors 2019, 19, 4057; doi:10.3390/s19194057.

**[SYLV\_20] Janvier Sylvestre N'cho and Issouf Fofana** "Review of Fiber Optic Diagnostic Techniques for Power Transformers"Energies 2020, 13, 1789; doi:10.3390/en13071789.

**[SINJ\_16] J. Singh ; S.Singh** "Transformer Failure Analysis:Reasons and Methods"International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT) ISSN: 2278-0181 Published by, www.ijert.org ACMEE - 2016 Conference Proceedings.

**[SULE\_14] A. A. Suleiman; N. Bashir and all** "Polarization & depolarization current (PDC) measurement in cellulose insulating materials"Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. **Chenzhen, China.** Publisher: IEEE 2014.

**[TANG\_11] W. H. Tang and Q. H. Wu**, "Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence",book Power Systems, DOI: 10.1007/978-0-85729-052-6\_6, \_ Springer-Verlag London Limited 2011.

**[TANG\_18] Xiaojun Tang, Wenjing Wang , Xuliang Zhang and all** "On-Line Analysis of Oil-Dissolved Gas in Power Transformers Using Fourier Transform InfraredSpectrometry"Energies 2018, 11(11),3192; <https://doi.org/10.3390/en11113192>.

**[TETT\_10] Tettex Instruments**, "RVM 5462 Advanced Automatic Recovery Voltage Meter for diagnosis of oil-paper insulation systems" 2010, www.haefely.com. ISSN: 2278-0181 Published by, www.ijert.org ACMEE - 2016 Conference Proceedings.

**[TREC\_94] J. Trecat**, "Application de réseaux de neurones artificiels à la reconnaissance automatique de caractères manuscrits", thèse de doctorat en sciences appliquées, faculté polytechnique de Mons, 1994.

**[UZUN\_19] Can Berk Uzundal,+ Ozgur Sahin and all** "X-ray Photoelectron Spectroscopy with Electrical Modulation Can Be Used to Probe Electrical Properties of Liquids and Their Interfaces at Different Stages"An ACS Transformative Journal, Langmuir **2019** 35 (52), 16989-16999.

## **REFERENCES**

**[WANG\_02] M. Wang, A.J. Vandermaar, K.D. Srivastava**, "Review of condition assessment of power transformers in service", IEEE-Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, N° 6, pp: 12-25, Nov-Dec. 2002.

**[YOUS\_01] H. Yousefizadeh, A. Zilouchian**, "Neural Network Architectures", CRC Press LLC, United States of America, 2001.

**[YOUS\_15] Yousof, M.F.M.; Ekanayake, C.; Saha, T.K.** "Examining the ageing of transformer insulation using FRA and FDS techniques". IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2015, 22, 1258–1265.

**[ZHEN\_02] Zheng Tong Yao ; T. K. Saha**, "Voltage Response Measurements for Power Transformer Moisture and Ageing Condition Assessment"IEEE/PES transmission and Distribution conference and Exhibition, pp. 6-10, 2002.

**[ZHEN\_21] ZhenHua Li, Yujie Zhang , Ahmed Abu-Siada** "Fault Diagnosis of Transformer Windings Based on Decision Tree and Fully Connected Neural Network"Energies 2021, 14, 1531. <https://doi.org/10.3390/en14061531>.

**[ZHOU\_20] Lijun Zhou, , Junfei Jiang, Xiangyu Zhou and all** "Detection of transformer winding faults using FRA and image features" The Institution of Engineering and Technology Electric Power Applications. Appl., 2020, Vol. 14 Iss. 6, pp. 972-980.

## Summary:

The monitoring and diagnosis of electrical equipment, in particular power transformers which constitute the heart of the production, transmission and distribution of electricity have long been the subject of great interest. Any failure or unpredictable shutdown of this element can cause damage to the electrical networks and lead to significant financial losses. Major faults inside the transformer can be related to reduced dielectric strength, mechanical integrity and thermal faults. The detection of incipient faults in transformers can thus provide valuable information that will help to take the necessary measures to avoid these failures.

Dissolved Gas Analysis (DGA) and Frequency Response Analysis (FRA) and artificial neural networks (ANN) are methods that provide parts of important information regarding transformer life condition, and each information (which may be corroborating, complementary and even contradictory) taken together constitute the evidence which, through the analysis of an expert, allow to make a reliable and precise diagnosis and which does not require any devatting of the transformer because of its high sensitivity.

## Résumé:

La surveillance et le diagnostic des équipements électriques, en particulier de transformateurs de puissance qui constituent le cœur de la production, du transport et de la distribution d'électricité font depuis longtemps l'objet d'un grand intérêt. N'importe quelle défaillance ou mise hors service imprévisible de cet élément peut entraîner des dommages dans les réseaux électriques et conduire à d'importantes pertes financières. Les défauts majeurs à l'intérieur du transformateur peuvent être liés à la réduction de la rigidité diélectrique, et l'intégrité mécanique et aux défauts thermiques. La détection des défauts naissants dans les transformateurs peut ainsi fournir des informations précieuses qui aideront à prendre les dispositions nécessaires afin d'éviter ces pannes. L'analyse des gaz dissous (AGD) et l'analyse de la réponse fréquentielle (FRA) et les réseaux de neurones artificiels (RNA) sont des méthodes qui fournissent des parties d'informations importantes concernant l'état de vie du transformateur, et chaque information (qui peut être corroborant, complémentaires et même contradictoires) pris ensemble constituent la preuve qui, à travers l'analyse d'un expert, permettre de faire un diagnostic fiable et précis et qui n'exige aucun décuve du transformateur en raison de sa sensibilité élevée.

## ملخص:

إن مراقبة وتشخيص المعدات الكهربائية ، ولا سيما محولات الطاقة التي تشكل قلب إنتاج ونقل وتوزيع الكهرباء ، كانت منذ فترة طويلة موضع اهتمام كبير. أي عطل أو إغلاق غير متوقع لهذا العنصر يمكن أن يتسبب في تلف الشبكات الكهربائية ويؤدي إلى خسائر مالية كبيرة. يمكن أن تكون الأعطال الرئيسية داخل المحول مرتبطة بانخفاض قوة العزل ، والسلامة الميكانيكية والأعطال الحرارية. وبالتالي، يمكن أن يوفر اكتشاف الأعطال الأولية في المحولات معلومات قيمة من شأنها أن تساعد في اتخاذ التدابير اللازمة لتجنب هذه الأعطال.

تحليل الغاز المذاب (DGA) وتحليل الاستجابة الترددية (FRA) والشبكات العصبية الاصطناعية (ANN) من الطرق التي توفر أجزاء من المعلومات المهمة المتعلقة بحالة حياة المحولات، وكل المعلومات (التي قد تكون مؤيدة ومكملة وحتى متناقضة) مجمعة تشكل الدليل الذي، من خلال التحليل، يسمح بإجراء تشخيص دقيق وموثوق والذي لا يتطلب أي فتح للمحول نظراً لحساسيته العالية