REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITES DR "YAHIA FARES" DE MEDEA



FACULTE DES SCIENCES ET DE TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

MEMOIRE DE MASTER

EN GENIE ELECTRIQUE

OPTION : Commande et Electronique Industriel

Thème

Diagnostic et Localisation des Défauts dans les Enroulements du Transformateur

Présente par :
DERBALI RABAH
OUAIL MAHDI

Dirigé par :
Dr. HOUASSINE HAMZA

Promotion 2012

Remerciement

Nous remercions Dieu, le tout puissant, pour nous avoir donné, le courage, la patience, la volonté et la force nécessaires, pour affronter toutes les difficultés et les obstacles, qui se sont hissés au travers de notre chemin, durant toutes nos années d'études.

Nous exprimons nos remerciements à notre promoteur ***Mr H.HOUASSINE****, qui a accepté de nous encadrer et qui nous a guidés pendant l'élaboration de ce mémoire, pour sa disponibilité et ses conseils précieux.*

Nous adressons nos sincères salutations et nos vifs remerciements à tous ceux qui nous encouragés et donnés les mains d'aides, de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail afin que notre travail soit présentable.

Nos vifs remerciements vont à Monsieur le Président de jury, pour l'honneur qu'il nous fait et aux membres du jury pour avoir accepté de corriger et d'évaluer ce travail.

Enfin nous exprimons notre reconnaissance à tous les Enseignants du département Informatique et Génie Electrique qui nous ont guides pendant notre cursus Universitaire.

Dédicaces

A mes très chers parents

A mes frères et mes sœurs

A toute la promotion 2011-2012 électrotechnique sans exception

A tous mes amis de l'entreprise ' ***Sarle Tabelec'*** *de Berroughia*

A tous mes amis.

Mahdi

Je dédie ce travail à

Je dédie ce modeste travail à

mes très chères parents, pour leurs soutient moral et d'être la lumière de ma vie, qui m'ont toujours encouragé pour terminer mes études, en leur espérant une longue vie et que dieu les gardes.

- *A mes très chers frères.*
- *A mes sœurs, leurs maris, et leurs enfants.*
- *A mes grands-parents et que dieu les garde.*
- *A mes tantes et mes oncles.*
- *A toute ma famille de près ou de loin sans exception.*
- *A mes chers amis de mon quartier.*
- *A tous mes amis de près ou de loin sans exception.*
- *A mes chers amis de l'université de Médéa.*
- *A mon promoteur* ***H.HOUASSINE****, et mon binôme* ***Ouail Mahdi***
- *A tous mes amis de l'entreprise '* ***Sarle Tabelec'****.de Berroughia*
- *A toute la promotion 2011-2012 électrotechnique sans exception.*

RABAH

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE……..……01

CHAPITRE I

Généralité sur les transformateurs

I.1. Introduction ……....04

I.2 Principaux éléments des transformateurs……..…….04

I.3 Principe de fonctionnement…….04

I.4 Différents types de transformateurs…….……..……..05

I.4.1 Transformateur à colonnes……..….…….05

I.4.1.1 Les enroulements……...…….06

I.4.1.2 Le circuit magnétique…….…….06

I.4.1.3 Limitations des transformateurs à colonnes.....…...07

I.4.2 Transformateur cuirassé……07

I.4.2.1 Les enroulements……...……..08

I.4.2.2 Les écrans électrostatiques……..08

I.4.2.3 Avantages et inconvénients du transformateur cuirassé…….…….08

I.4.3 Transformateur ordinaire de phase…….…..……..09

I.4.4 Transformateur immergé dans l'huile et transformateur sec……...……..09

I.5 Transformateurs triphasés……..……..……...…09

I.6 Groupe de couplage…….…..…….…….10

I.6.1 Couplages normalisés…….……..……10

I.6.1.1 Couplage étoile –étoile…..……..……..10

I.6.1.2 Couplage triangle-étoile……..……11

I.6.1.3 Couplage étoile –zigzag……..……12

I.6.2 Choix du couplage dans les transformateurs usuels……..……..…….12
I.7 Régimes de fonctionnement……..……...……..12
I.7.1 Régime de surcharge…….....……13
I.7.2 Régime déséquilibré……..…….……..13
I.7.3 Régime transitoire……..…….…….13
I.8 Conclusion……..…….13

CHAPITRE II

Méthodes de diagnostic des Transformateurs de puissance

II.1 Introduction……..……...……15
II.2Les contraintes……..…..……..…15
II.2.1 Surtension……..……..15
II.2.2 Court-circuit……... …….....…….……..16
II.2.3 Surcharges……..……..17
II.2.4 Vieillissement...……..…….……..……...……17
II.3 Gestion de la durée de vie des transformateurs……..……..……...18
II.4 Optimisation de la durée de vie……...…….……..18
II.5 Les techniques de diagnostic……..……19
II.5 .1 Mesures électriques……..……...……19
II.5 .1.1 Mesure de la résistance des enroulements……..……19
II.5 .1.2 Mesure du courant à vide……...……....20
II.5 .1.3 Mesure de la réactance de fuite.....…...20
II.5 .1.4 Mesure de rapport de transformation……..……...…….20
II.5 .2 Mesures diélectriques……...21
II.5 .2 .1 Mesure du facteur de perte et de la capacité……....….21
II.5 .2 .2 Mesure de résistance d'isolement en courant continue……..…23
II.5 .3Analyse d'huile……..……...…….24

II.5 .3.1 Les analyses physico-chimiques……..…….25

II.5 .3.2 Analyse des furanes……..……27

II.5 .3.3Analyse des gaz dissous dans l'huile……...……...28

II.5 .3.3.1Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut……...28

II.5 .3.3.2 Méthodes d'interprétation des résultats……...30

II.6 Conclusion…….……..36

CHAPITRE III

Modélisation et Technique d'analyse fréquentielle

III .1 Introduction…… ……..……39

III.2 Principaux modèles des transformateurs de puissance…… ……..39

III.3 Modèle à 50 HZ…….40

III.4 Généralité sur les modèles en HF……...……41

III.5 Schéma électrique équivalent en tant que modèle…….……42

III. 6 Modèle HF dans la littérale……..……43

III. 6.1 Modèle de Morched…….……43

III .6.2 Modèle de leon…….44

III .6.3 Modèle de Chimklai……...45

III.6.4 Modèle de Noda…….……46

III .6.5 Modèle Andrieu…….……..47

III.6.6 Modèle de Gustavsen……..48

III.6.7 Modèles basés sur les inductances propres et mutuelles……49

III.7 Autres modèles……..50

III.7.1 Modélisation par la théorie de lignes……..…….50

III.7.2 Modélisation par l'analyse modale……...51

III.7.3 Modélisation utilisant des circuits ou des transformées……..51

III.8 Analyse de la réponse en fréquence (FRA).....53

III. 8.1 Objectifs des mesures par FRA.....54

III.8.2 Type d'essais par FRA.....55

III.8.2.1 Essais entre extrémités.....55

III.8.2.2 Essais en court-circuit.....56

III.8.2.3 Essai capacitif entre enroulements.....56

III.8.2.4 Essai inductif entre enroulements.....57

III.8.3 L'équipement de mesure.....57

III.8.3.1 Le FR Analyzer.....57

III.8.3.2 Connecteurs et commandes.....58

III.8.3.3 Câbles pour les essais.....59

III.8.4 Procédure d'essai.....59

III.8.4.1 Consignation du transformateur.....59

III.8.4.2 Mise en service du FR Analyzer.....60

III.8.4.3 Paramétrage des mesures grâce au logiciel FR Analyzer.....61

III.8.4.4 Raccordement du FR Analyzer à un transformateur de puissance.....61

III.8.5 Méthodes d'interprétation.....62

III.8.5.2 Domaine de fréquence pour les interprétations.....62

III.8.5.1 Interprétation Méthodologique.....62

III.9 Conclusion.....64

CHAPITRE IV
Identification du modèle et diagnostic

IV.1 Introduction 66

IV.2 Principe de la méthode des circuits couplés 66

IV.3 Interaction entre les éléments de circuits électriques 67

IV.4 Equations du schéma équivalent adopté 68

IV.4.1 Equations des tensions 68

IV.4.2 Equations des courants 68

IV.4.3 Représentation matricielle des équations du modèle 69

IV.5 Caractéristiques électriques et géométriques des l'enroulement du transformateur

Etudié 70

IV.6 Procédure de calcul des paramètres des enroulements 71
IV.6.1 Schéma équivalent complet des enroulements du transformateur 71
IV.6.2 Détermination des paramètres du schéma équivalent 72
IV.6.2.1 Calcul les inductances et les mutuelles 72
IV.6.2.2 Calcul les capacités shunt C_g, sériesC_s, et la capacité équivalente C_{eq} 74
IV.6.2.3 Calcul de la résistance r 74
IV.7 Synthétisation du circuit de référence 74
IV.8 Les différents défauts étudiés 77
IV.8.1 Court-circuit entre spires 77
IV.8.2 Ouverture de spires 79
IV.8.3 Variation de capacité 81
IV.8.3.1 Capacité shunt Cg 81
IV.8.3.2 Capacites en series Cs 82
IV.8.3.3 Comparaissent entre les défauts de capacités en séries et en shunts 82
IV .9 CONCLUSION 83

CONCLUSION GENERAL.....86
BIBLIOGRAPHIE 88

Liste des figures

Chapitre I

N°: figure	Intitulé	Page
Figure I.1 :	Circuits magnétiques.	05
Figure I.2 :	Transformateur à colonnes	06
Figure I.3 :	transformateur cuirassé	07
Figure I.4 :	Transformateur triphasé type cuirassé.	08
Figure I.5 :	Transformateur de distribution triphasé	10
Figure I.6 :	a: Couplage YY b :Diagramme vectoriel	11
Figure I.7 :	a: Couplage Dy b : Diagramme vectoriel	11
Figure I.8 :	a : Couplage YZ b : Diagramme vectoriel	12

Chapitre II

Figure II.1:	Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements	21
Figure II.2:	Schéma d'une borne de type capacitif	22

Chapitre III

Figure III.1:	Deux bobines couplés sur un circuit magnétique.	38
Figure III.2:	Modèle d'un transformateur monophasé à 50Hz	38

Figure III.3:	Exemple du circuit équivalent détaillé d'un enroulement..	39
Figure III.4:	Schéma équivalent d'un transformateur réel.	40
Figure III.5:	Modèle d'un transformateur considéré comme une boîte noire de n bornes.	41
Figure III.6:	Circuit équivalent pour un élément de la matrice de l'inductance..	42
Figure III.7:	Circuit de Foster en série	42
Figure III.8:	Modèle de Cauer pour le noyau de fer.	43
Figure III.9:	Modèle du transformateur de Chimklai. (a) circuit d'origine, (b) circuit simplifié	43
Figure III.10:	$Z_{winding}$	44
Figure III.11:	Modèle de Noda..	45
Figure III.12:	Modèle d'Andrieu.	46
Figure III.13:	Z_{CC}	46
Figure III.14:	Couplage de l'élément j avec les autres éléments.	47
Figure III.15:	Modèle d'un enroulement de transformateur	52
Figure III.16:	Essai entre extrémités.	53
Figure III.17:	Essai en court-circuit.	54
Figure III.18	Essai capacitif entre enroulements	54
Figure III.19	Essai inductif entre enroulements	55
Figure III.20	Vue de la face avant du FR Analyzer	56
Figure III.21	Vue de la face arrière du FR Analyzer	56
Figure III.22	a : Bon raccordement à la terre .b : Mauvais raccordement à la terre	57
Figure III.23	Connexion des câbles coaxiaux	58
Figure III.24	Raccordement à la terre du FR Analyzer	58
Figure III.25	Raccordement de la pince pour borne de traversée aux câbles coaxiaux jaune et rouge	60
Figure III.26	Serrage de la pince à visser	60
Figure III.27	Raccordement de la pince pour borne de traversée au câble coaxial bleu	61

Chapitre IV

Figure IV.1:		54
Figure IV.2:		55
Figure IV.3:		56
Figure IV.4:		57
Figure IV.5:		58
Figure IV.6:		60
Figure IV.7:		60
Figure IV.8:		63
Figure IV.9:		63
Figure IV.10:		64
Figure IV.11:		64
Figure IV.12:		64
Figure IV.13:		65
Figure IV.14:		65

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre II

N°: Tableau	Intitulé	Page
Tableau II.1:	Domaine d'interprétation de PI	24
Tableau II.2:	Les gaz pour le diagnostic	29
Tableau II.3:	Code de Rogers	30
Tableau II.4 :	Interprétation de la CEI60599	31
Tableau II.5 :	Code pour les ratios de Doernenburg	32
Tableau II.6 :	table d'interprétation	33
Tableau II.7 :	Les diagnostics et les fréquences	35

Chapitre III

N°: Tableau	Intitulé	Page
Tableau III1:	Domaines typiques d'interprétation de FRA	64

Chapitre IV

N°: Tableau	Intitulé	Page
Tableau IV.1:	l'inductance propre et mutuelle calculées	73
Tableau IV.2:	l'inductance propre et mutuelle de référence	74
Tableau IV.3:	comparaison des fréquences normale en circuit ouvert ocnf et celles en court-circuit scnf de modèle de référence, mesurées et de modèle calculées.	76

:

الملخص

هذا العمل هو دراسة استجابة تردد للفات محولات الكهرباء، و هذا نموذج يعكس السلوك الكهرومغناطيسي من لفائف المحولات تم اعتماده و استغلاله ثم لمنهجه التشخيصي على المحولات معتمدا على ذلك 10 اقراص، كل قرص يحتوي على 20 لفة ذو قطر متوسط 200 ملم، أعطت نتائج مرضية مقارنة مع النتائج التي تم الحصول عليها في المراجع.

مفتاح الكلمات: المحولات، التشخيص، تحليل الترددات و الصيانة الافتراضي.

Résumé

Ce travail est une étude et modélisation d'un enroulement du transformateur en vue de son diagnostic. Les paramètres du model adapte sont calculer pour deux approche et validé avec des résultats expérimentaux bibliographique.

Afin d'étudier les défaillances le long de l'enroulement des défauts ont été appliqués et analysés.

Mot clés : Transformateur, Diagnostic, Analyse fréquentiel.

Summary

This work is a study of the frequency response of the power transformers windings, a model reflecting the electromagnetic behavior our transformer was adopted and then exploited for its diagnostic. The method was applied to a transformer winding of 10 discs; each disc contains 20 rounds of 200 mm average diameter.

The results has satisfactory was compared to results obtained in the bibliography. Key words: transformer, diagnosis, frequency analysis.

Introduction générale

Le transformateur est un appareil électrique très simple, mais il n'en constitue pas moins l'un des plus utiles. Le transformateur permet de modifier la tension et le courant dans un circuit. Grâce à lui, l'énergie électrique peut être transportée à grande distance de façon économique et distribuée dans les usines et les maisons. L'étude du transformateur nous aidera également à comprendre le fonctionnement d'un grand nombre de machines telles que moteurs d'induction, alternateurs, compensateurs synchrones, etc ., car ces machines utilisent aussi le principe de l'induction électromagnétique .

Tout comme sur les lignes monophasées, on utilise des transformateurs pour élever ou abaisser la tension des lignes triphasées. Cette transformation peut être effectuée avec des transformateurs triphasés comportant trois enroulements primaires et trois enroulements secondaires, ou avec des montages spéciaux de transformateurs monophasés. Avant d'interconnecter les enroulements dans un montage triphasé, il est bien important d'en connaître la polarité car une erreur de connexion peut provoquer un court-circuit ou un déséquilibre des tensions. [1]

La modélisation des transformateurs de puissance à traditionnellement occupé beaucoup d'attention durant des années, pour leur importances dans les systèmes de puissance, le grand intérêt porté à l'étude de ces dernier on permit de réaliser un développement remarquable dans le domaine de la conversion, du transport et de la distribution de l'énergie électrique.
Il existe deux types de modélisations : la modélisation par calcul de champs dite numérique ou semi-analytique et la modélisation par circuit électrique équivalent dite analytique.

Le diagnostic consiste en la détection d'un changement anormal dans le comportement ou dans l'état d'un système et dans la localisation de sa cause. Les systèmes de diagnostic peuvent être mis en œuvre en cours d'exploitation (en ligne) ou pendant les phases normales d'arrêt d'exploitation.

En cours d'exploitation, le but est de garantir la sécurité et la continuité de service et d'enregistrer les événements utiles pour la maintenance curative ou le retour d'expérience.

Nous savons qu'une variété importante de défauts peut produire à l'intérieur des transformateurs, nous pouvons citer par exemple des défauts de types de claquage par pont, par cavitation.[2]

L'objectif de ce travail est de localiser les différents défauts des les transformateurs de puissance.

Ce travail ce décompose en quatre chapitres :

Le premier chapitre expose les différents types de transformateurs de puissances, leur description et constitution.

Le second chapitre concerne une étude bibliographique portant sur les contraintes et les différentes méthodes de diagnostic .

Le troisième chapitre a pour objet de présenter les principaux modèles de transformateurs existant dans la littérature qui semble plus à d'équant à la problématique posée et la méthode de diagnostic basée sur la FRA(l'analyse de la réponse en fréquence), son principe, les moyens utilisés, la méthode de mesure et la façon d'interpréter les résultats .

Le quatrième chapitre est consacré à l'étude de diagnostic à haute fréquence, en réalisant plusieurs défauts sur l'enroulement haute tension. Les résultats obtenus sont enfin discutés en fin de chapitre.

Nous terminons notre mémoire par une conclusion générale.

I .1 Introduction

Les transformateurs sont des machines statiques à induction électromagnétique généralement utilisés pour modifier les caractéristiques de l'énergie électrique alternative afin de la rendre aussi commodes que possible à tous les stades, de la production, du transport de la distribution et de l'utilisation.

Cet appareil est d'un emploi absolument universel, en effet il transforme les signaux des sources de tensions et de courants sinusoïdaux en signaux de même fréquence mais de valeurs efficaces généralement différentes.

I.2 Principaux éléments des transformateurs

D'une manière générale, un transformateur est constitué d'un circuit magnétique feuilleté et d'un ensemble de bobines séparées par des écrans électrostatiques qui entourent des noyaux magnétiques. Chaque bobine formant le milieu conducteur est organisée en paquets de spires et chaque spire étant constituée de brins élémentaires.

Les différents types de transformateurs se distinguent suivant la disposition géométrique de leurs constituants, de la forme de leur circuit magnétique et du type de refroidissement.

I.3 Principe de fonctionnement

En vertu de la loi de Faraday, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable $\emptyset$ circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle dans le temps aux taux de changement ($d\phi/dt$) et au nombre de spire que comporte cet enroulement. Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de la tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension proportionnelle au nombre de spires du secondaire.

La fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation du courant secondaire. Le noyau magnétique fournit un chemin de canalisation de flux magnétique tel que montré par la figure (I.1)

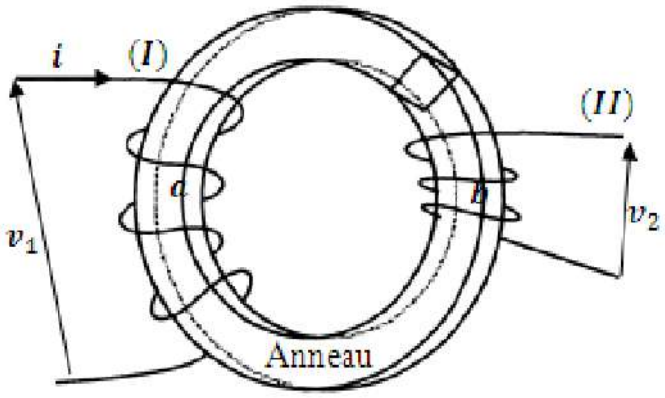


Fig.I.1 : Circuits magnétiques.

I.4 Différents types de transformateurs

Il existe différents types de transformateurs, mais nous nous intéresserons à l'étude des transformateurs de puissances de réseaux électriques car ils présentent le plus grand intérêt dans le développement de l'interconnexion des réseaux.

Du point de vue construction, deux principales technologies sont distinguées, à savoir les transformateurs à colonnes et les transformateurs cuirassés.

I.4.1 Transformateur à colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses généralement de sections circulaires afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique figure(I.2).

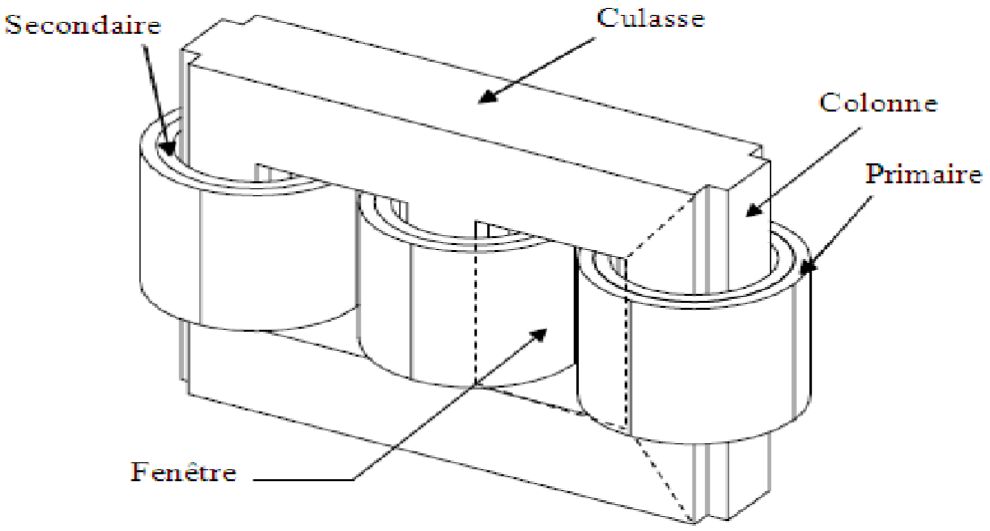


Fig.I.2 : Transformateur à colonnes [3]

I.4.1.1 Les enroulements

Les enroulements sont constitués de spires dont le nombre est différent pour les enroulements de haute et de basse tension respectivement primaire/secondaire. Les spires sont elles mêmes subdivisées en plusieurs brins mis en parallèle. Les conducteurs formant les enroulements sont en cuivre ou en aluminium pour les puissances plus importantes. Ces matériaux sont ainsi préférés à d'autres pour leurs bonnes conductivités thermiques.

Selon la gamme de puissance des transformateurs, les conducteurs peuvent êtres sous forme de fils massifs, de section circulaire ou carrée, de type méplat, ou encore laminés en fines feuilles [4].

I.4.1.2 Le circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques à cristaux orientés, isolées Electriquement entres elles afin de réduire les pertes par courants de Foucault. Les tôles de circuit magnétique de type (Fe-Si), à grain orienté laminé à froid, ont une épaisseur qui varie de 0.15mm à 0.3mm [5].

Des joints enchevêtrés et orthogonaux effectuent la liaison entre les colonnes et les culasses sur les transformateurs de petite puissance. Ces joints qui constituent une succession de stratifications jouent un rôle important dans la performance du noyau afin d'obtenir une stabilité mécanique plus élevée, et diminuent également le bruit des vibrations pendant le fonctionnement du transformateur [6] [7].

L'espace délimité par deux colonnes successives et les culasses est dénommé "fenêtre magnétique" et accueille donc les bobinages [4].

I.4.1.3 Limitations des transformateurs à colonnes

Le circuit magnétique des transformateurs à colonnes est plus grand en volume que celui d'un type cuirassé. Par conséquence, le nombre de spires et le rapport volumique entre les matériaux conducteurs et ferromagnétiques sont plus importants.

Par ailleurs ce type de construction qui à fait ses preuves pour des puissances relativement faibles (environ jusqu'à 30 KVA), présente quelque difficultés pour des fortes puissances (plus de 100 KVA) et des tensions plus élevées.

I.4.2 Transformateur cuirassé

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal.

Le circuit magnétique, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et des enroulements.

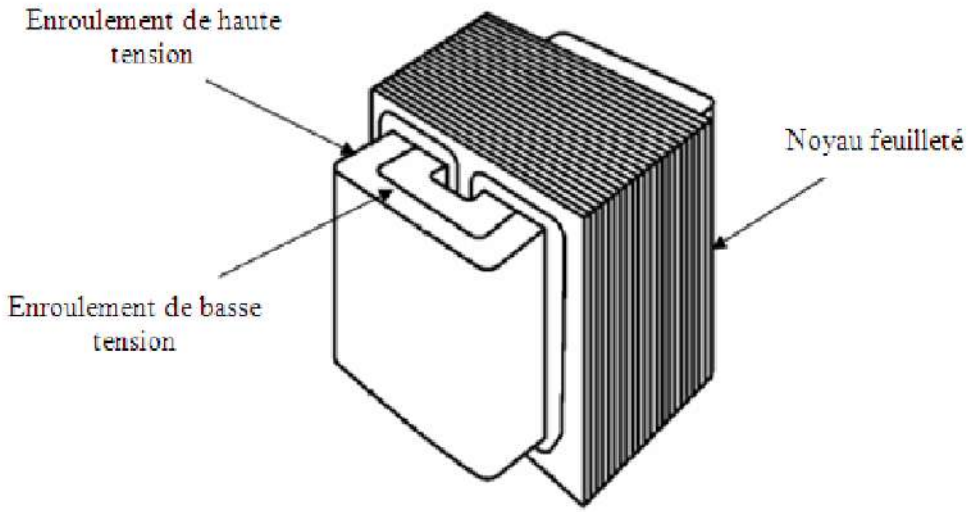


Fig.I.3: transformateur cuirassé

Ces transformateurs sont utilisés au sein des réseaux de transport et de répartitions ou les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent se prémunir des effets néfastes de ces surtension sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages.

I.4.2.1 Les enroulements

Dans ce type de construction la bobine qui est en fait une grande spirale rectangulaire très plate (galette), contient un certain nombre de spires, chaque spire étant elle-même constituée d'une ou de plusieurs couches de conducteurs.

Les galettes sont alternées entre la haute et la basse tension afin de diminuer les fuites magnétiques et le gradient de tension. En outre, cette topologie offre l'avantage d'engendrer des forces en opposition entre chaque galette lors de court-circuit.

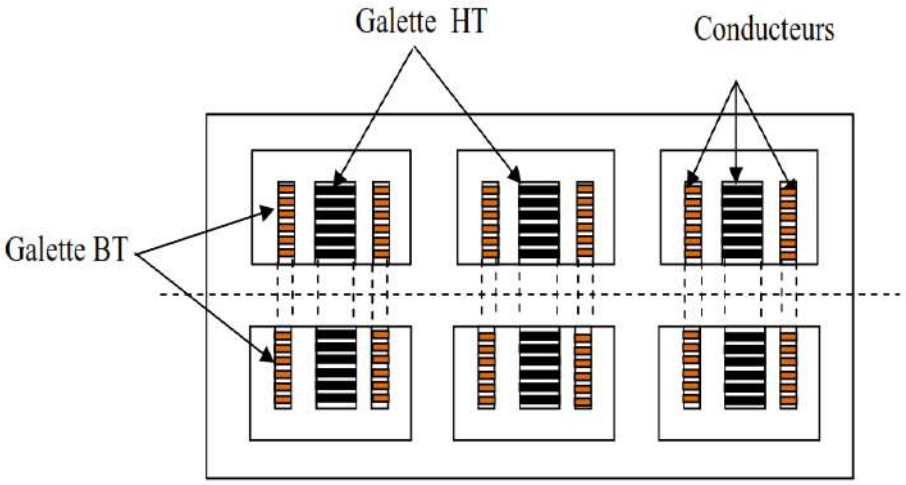


Fig. I.4 : Transformateur triphasé type cuirassé [8] [4].

I.4.2.2 Les écrans électrostatiques

Des feuilles métalliques à haute résistivité et de faible épaisseur sont employées pour réduire les contraintes entre les spires. Celles-ci sont insérées entre les feuilles isolantes des bobines haute tension. L'effet capacitif, uniformément distribué de cette manière permet alors de mieux répartir la tension sur toute la longueur de la bobine lors d'une onde de choc.

I.4.2.3 Avantages et inconvénients du transformateur cuirassé

Le transformateur cuirassé possède un circuit magnétique plus court, ce qui permet d'avoir un courant à vide relatif plus faible et ses enroulements sont plus simples car le nombre de spires est moins grand vu que la section du noyau dans un transformateur cuirassé peut être plus grande que dans le transformateur à colonnes.

Mais il présente aussi certains inconvénients : ses enroulements sont moins accessibles à l'agent refroidissant, l'examen et la réparation sont plus difficiles et demande d'avantage de matériaux isolants pour la haute tension.

I.4.3 Transformateur ordinaire de phase

Du point de vue de leurs applications, les transformateurs ordinaires de phase (monophasé, biphasé, et triphasé), groupés dans trois ou cinq colonnes se classent en trois catégories :

- Les transformateurs pour les grands réseaux et les grandes centrales, leur puissance varie de 100 à 400 MVA.
- Les transformateurs pour réseaux de répartition qui alimentent les lignes à moyenne tension, leur puissance varie de 5 à 30 MVA.
- Les transformateurs de distribution destinés à l'alimentation des utilisateurs de l'énergie éclectique en basse tension (380 ou 220V), leur puissance varie de 5 à 1000 KVA.

I.4.4 Transformateur immergé dans l'huile et transformateur sec

Selon le type de refroidissement on distingue : les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

I.5 Transformateurs triphasés

Les transformateurs triphasés sont présents à différents endroits dans les réseaux électriques pour adapter les valeurs efficaces des tensions aux niveaux souhaitables. De façon simplifiée, l'énergie électrique est produite dans les centrales sous des tensions moyennes.

Le transport à longue distance exige des hautes tensions afin de limiter les pertes par effet Joule et réduire le dimensionnement des conducteurs, et l'utilisation demande des tensions basses ou moyennes.Des transformateurs élévateurs sont nécessaires au départ, et des transformateurs abaisseurs sont indispensables à l'arrivée coté consommateurs.



Fig.1.5 : Transformateur de distribution triphasé

I.6 Groupe de couplage

Le groupe de couplage désigne l'association des couplages des enroulements choisis pour la haute tension et pour la basse tension.

L'enroulement haute tension d'un transformateur triphasé de nombre de spires N_1 peut être connecté en étoile (symbole Y) ou en triangle (symbole D).

L'enroulement basse tension avec un nombre de spires N_2 peut être connecté en étoile (symbole y), en triangle (symbole d) ou en zigzag (symbole z).

Les systèmes des tensions du primaire et du secondaire d'un transformateur triphasé sont en général déphasés avec un angle θ.

Comme cette angle est multiple de $\pi/6$, on définit l'indice horaire par : $I = \theta / (\pi / 6)$.

I.6.1 Couplages normalisés

Trois couplages sont particulièrement utilisés en pratique : ce sont les couplages normalisés Yy 0, Dy 11, Yz 11.

I.6.1.1 Couplage étoile –étoile

Pour le couplage étoile –étoile, les tensions aux bornes des bobines du primaire est du secondaire de la même colonne sont des tensions simples (Fig. I.6-a). Ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (Fig. I.6-b). Le rapport de transformation est $m = N_1 / N_2$.

Le déphasage de basse tension par rapport à la haute tension est nul, ce qui donne un indice horaire I=0.

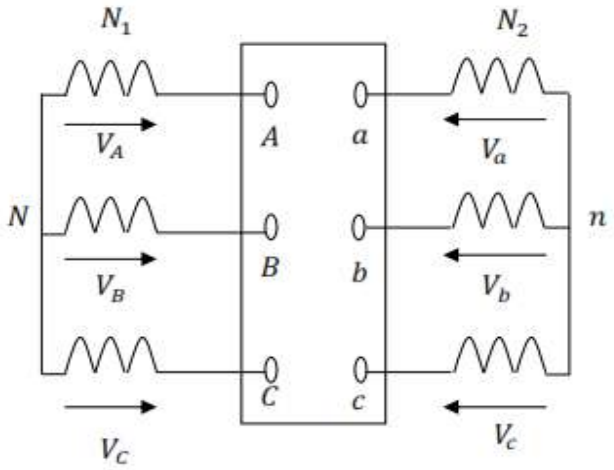


Fig. I.6-a: Couplage Yy 0

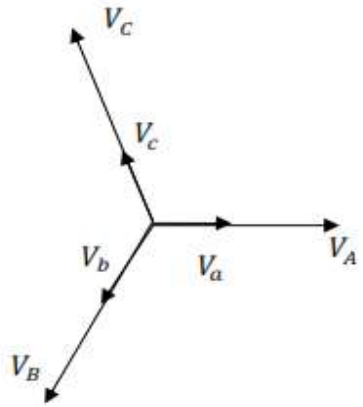


Fig. I.6-b : Diagramme vectoriel

I.6.1.2 Couplage triangle-étoile

Pour le couplage triangle-étoile la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension composée, alors que la tension aux bornes de la phase correspondante du secondaire est une tension simple (Fig.I.7 a).

Le rapport de transformation est $m = \sqrt{3}(N_2 / N_1)$. Le déphasage entre les tensions du primaire et le secondaire est de (-π/6). ce qui veut dire l'indice horaire est I=11.(Fig. I.7-b)

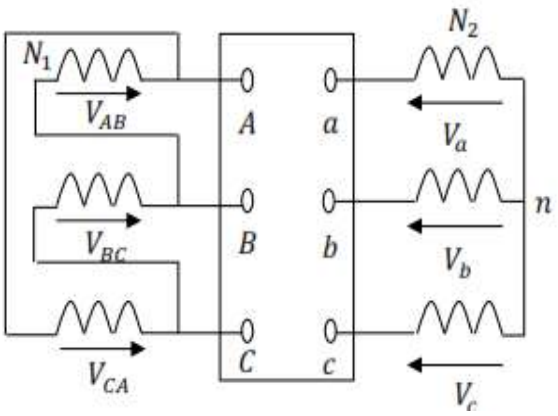


Fig. I.7-a : Couplage Dy 11

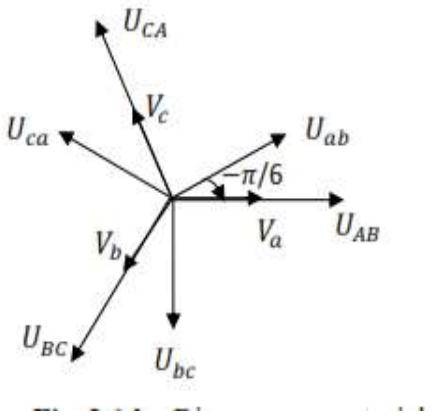


Fig. I.7-b : Diagramme vectoriel

I.6.1.3 Couplage étoile –zigzag

Pour le couplage étoile zigzag (Fig. I.8-a), la tension aux borne d'une phase du primaire est une tension simple alors qu'une tension aux bornes d'une phase du secondaire est la somme des deux tensions aux bornes de demi bobines ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (Fig. I.8-b). Le rapport de transformation est $m = \sqrt{3}(N_2 / N_1)$.

Le déphasage θ entre les tensions est de (-π/6) en choisissant la première détermination position positif de l'angle, ce qui veut dire l'indice horaire est I=11.

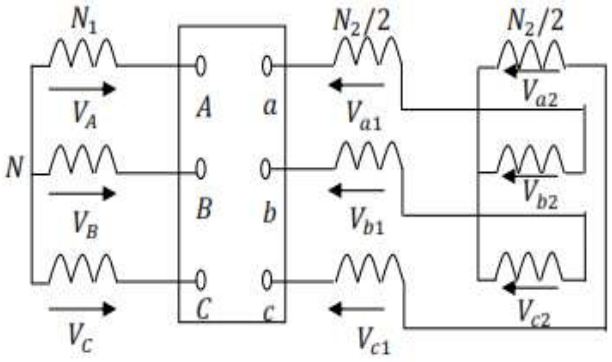


Fig. I.8-a : Couplage Yz 11

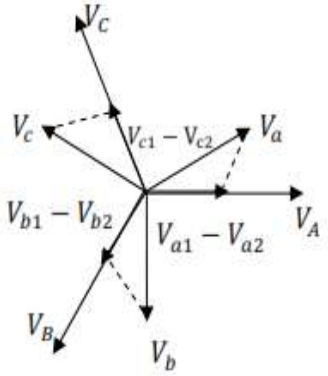


Fig. I.8-b : Diagramme vectoriel

I.6.2 Choix du couplage dans les transformateurs usuels

La présence du conducteur neutre dans une distribution basse tension permet de disposer des deux types de tension ; la tension simple pour l'usage domestique usuel, et le système triphasé de tensions composées pour l'usage artisanal ou industriel.

De plus il est intéressant, coté haute tension de disposer d'un couplage ayant un neutre et de mettre ce neutre, ainsi que le circuit magnétique et les parties métalliques (cuve) du transformateur au potentiel de la terre. Ceci permet de réduire les distances d'isolement des bobines hautes tensions [9].

Ce qu'il faut éviter c'est d'avoir le même couplage au primaire et au secondaire d'un transformateur, ceci évite de transmettre intégralement le déséquilibre éventuel des grandeurs (courants, tensions) d'un coté du transformateur à l'autre.

On voit donc apparaître l'intérêt d'un couplage Yz offrant un neutre des deux cotés et des couplages différents.

I.7 Régimes de fonctionnement

Les régimes de fonctionnement des transformateurs sont les régimes de surcharge, les régimes déséquilibrés et les régimes transitoires [5].

I.7.1 Régime de surcharge

Les transformateurs d'interconnexion de grandes puissances de réseau électrique doivent supporter les variations de la charge du réseau électrique. Ils sont soumis à des surcharges plus ou moins fortes et sur des durées plus ou moins longues. L'élévation des courants de lignes lors des régimes de surcharge induisent un accroissement du flux de fuite, encore amplifié par la saturation du circuit magnétique. Les pertes dans les éléments principaux : les bobinages, la cuve et les shunts sont accrues.

Ces pertes contribuent à un accroissement de la température globale ou locale (points chauds) des éléments constitutifs et de l'huile de refroidissement de l'isolation. Ainsi, la réaction de décomposition des isolants cartonnés baignés par l'huile se trouve accélérée. Ce qui peut diminuer sa durée de vie et provoquer sa destruction à terme.

I.7.2 Régime déséquilibré

Le régime déséquilibré correspond à un incident sur l'une des trois phases du réseau. La composante homopolaire du courant dans les bobines devient importante, entrainant un déséquilibre des ampères-tours du circuit magnétique et par conséquent une augmentation des pertes supplémentaires dans le fer et le cuivre provoquant des surchauffes locales considérables.

I.7.3 Régime transitoire

Les phénomènes transitoires dans le transformateur sont causés d'une part par les enclenchements d'autre part par les court-circuites. Les enclenchements engendrent des surtensions, qui peuvent détériorer l'isolation. Les courts- circuits créent des surintensités qui engendrent des échauffements et des efforts électrodynamiques importants au niveau des enroulements.

I.8 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons présenté les principaux types de transformateurs, leurs régimes de fonctionnement. Le prochain chapitre sera consacré aux méthodes de diagnostic des Transformateurs de puissance.

II.1 Introduction

Les centrales électrique étant souvent éloignée du consommateur, le rôle du transformateur, élément essentiel de ce réseau électrique est d'acheminer l'énergie électrique de son point de production jusqu'à son point de consommation.

Les anomalies des transformateurs sont de déférentes catégories (internes, externes). Pour obtenir une connaissance de l'état des équipements et d'adopte les solutions les plus adéquates qui garantissent le fonctionnement correct des transformateurs, il est nécessaire d'effectuer périodiquement des inspections et des travaux de réparation [10].

L'objectif essentiel de ce chapitre est de mettre les différentes méthodes de diagnostic réalisées sur les transformateurs de puissance, étant donné que les transformateurs sont constamment soumis à des contraintes d'origines diverses, leur surveillance permanent est impérative.

II.2 Les contraintes

Un réseau électrique doit fournir une énergie avec une meilleure qualité possible. Cette qualité se dégrade avec l'apparition des anomalies dont la durée peut conduire à des arrêts des fonctionnements prolongés. Nous passerons rapidement en revue dans cette analyse, les défauts que l'on rencontre couramment sur les transformateurs, leurs causes, leurs conséquences.

II.2.1 Surtension

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

Les surtensions peut être causées par :

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

Les conséquences des surtensions sont :

- Dans le cas ou la surtension persiste, elle risque d'entraîner des surcharges dangereuses pour les récepteurs et même pour les générateurs.

- En cas de claquage de l'isolant, elles ont pour conséquence immédiate un court-circuit même s'il s'agit seulement d'un arc dans l'air, celui-ci persister sur les réseaux de tension supérieure à quelques milliers de Volts, même après disparition de la surtension.

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

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

II.2.2 Court-circuit

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

Le court-circuit peut être causé par :

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

Les conséquences des surintensités sont :

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

II.2.3 Surcharges

Les surcharges sont dues essentiellement à une augmentation de la demande d'énergie, mais parfois aussi à un dimensionnement incorrect des équipements qui composent les installations électriques. Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles. Si ces courants se maintiennent trop longtemps ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique.

Les conséquences des surcharges sont :

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

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

Ce risque peut être d'un caractère à court terme immédiat ou résulter de l'effet cumulatif du vieillissement thermique de l'isolation du transformateur sur de nombreuses années.

II.2.4 Vieillissement [11]

Il est difficile de prévoir et même de vérifier précisément la durée de vie d'un transformateur de puissance, à cause notamment de la lenteur du processus de vieillissement. Certaines indications sur son endurance sont tout de même disponibles. En condition normale d'utilisation, la durée de vie moyenne d'un transformateur est de plusieurs dizaines d'années (typiquement supérieure à 30 ans).

Pour un régime de surcharge, cette estimation chute jusqu'à quelques années, pour des consommateurs critiques. Des profils de charges journalières fournissent une base de calcul de ce vieillissement et des coûts d'utilisation en fonction de l'âge atteint [11].

Les sollicitations d'un transformateur de puissance sont nombreuses et aussi diverses que des contraintes thermique, électrique, mécanique ou environnementale (oxydation,…). Les sur échauffements, les surtensions, ainsi que les variations rapides des grandeurs physiques qui leur sont associées (chocs thermiques, ...) restent pourtant les principaux facteurs de dégradation de l'isolation électrique [11].Celle-ci s'aggrave avec l'utilisation de charges non linéaires et est modélisable par des lois mathématiques de type exponentielles ou par des méthodes probabilistes.

II.3 Gestion de la durée de vie des transformateurs [12]

Certains constructeurs offrent des services complets de diagnostic et de maintenance destinés à optimiser la durée de vie des transformateurs et à éviter toute interruption imprévue. La gestion de la durée de vie des transformateurs garantit une plus grande fiabilité et permet aux clients de connaître précisément l'état de leur équipement. Ces constructeurs proposent un portefeuille complet de services applicables pendant toute la durée de vie d'un équipement: assistance technique, avis d'experts, réparations sur site et en atelier, entretien sur le terrain, etc.

Afin de prendre les mesures de maintenance les mieux adaptées à la situation, le constructeur mène des études d'évaluation sur l'état des équipements, lesquelles sont basées sur les résultats d'outils de diagnostic sophistiqués, des révisions de la conception et des données de surveillance en ligne.

II.4 Optimisation de la durée de vie

Certains constructeurs ont développé un système d'évaluation de la durée de vie reposant sur la conception en modélisant la conception initiale des transformateurs dans tous derniers programmes technologiques de pointe. Grâce à la combinaison de l'exploitation des données de conception initiale avec les outils de conception avancés actuels, cette approche permet de mesurer et réévaluer les principaux paramètres d'un transformateur.

Ensuite, il faut recalculer les propriétés thermiques, mécaniques et électriques du transformateur. En outre, cette méthode axée sur la conception offre une vision beaucoup plus précise de l'état continu du transformateur puisqu'elle détermine la durée de vie restante et la fiabilité globale du transformateur [12].

II.5 Les techniques de diagnostic

Un programme de test/diagnostic a pour but de définir les mesures de maintenance requises afin d'accroître l'efficacité et la fiabilité des transformateurs, tout en maîtrisant les coûts [12]. Les conditions d'exploitation actuelles sont déterminées par des facteurs réglementaires, des contraintes économiques et la nécessité d'un fonctionnement optimal. Par exemple ABB utilise différentes techniques de diagnostic:

II.5 .1 Mesures électriques

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont:

II.5 .1.1 Mesure de la résistance des enroulements

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

La mesure est effectuée par l'application du courant continu sur le bobinage, en mesurant ensuite la chute de tension par conséquent sa résistance. En prenant le soin de relever la température des enroulements afin de pouvoir ramener les valeurs mesurées vers des valeurs à la température référence [13].

La résistance corrigée est calculé par l'équation (II.1) suivante :

$$\mathbf{R_{corg}} = \mathbf{R_m}\left(\frac{\theta_F+\theta_{ref}}{\theta_F+\theta_m}\right) \qquad \text{(II.1)}$$

$\boldsymbol{R_m}$: Résistance mesurée

$\boldsymbol{\theta_F}$: 235 pour le cuivre et 225 pour aluminium

$\boldsymbol{\theta_{ref}}$: Température de référence

$\boldsymbol{\theta_m}$: Température des enroulements

Des valeurs supérieures peuvent indiquer :

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

La mesure de la résistance des enroulements doit être effectuée en dernier lieu, puisqu'elle produit des problèmes de magnétisation du noyau en étant effectué l'essai avec du courant continu [14].

II.5 .1.2 Mesure du courant à vide

Le courant d'excitation d'un transformateur est le courant consommé lorsque l'un des enroulements est alimenté à une tension alors que le second est ouvert. Ce courant total à vide à une composante de magnétisation et une composante de perte [13].

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer le circuit magnétisé du transformateur [14] :

- ✓ Problème associé au noyau (des tôles coupées, des joints défectueux).
- ✓ Problème associé au bobines (des spires en court-circuité ou en circuit ouvert).

- **Principe de mesure**

La Technique d'essai consiste à injecter une tension alternative de valeur réduite (jusqu'à 12 kV) de différents niveaux, et réaliser une mesure du courant de magnétisation [14].

II.5 .1.3 Mesure de la réactance de fuite

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court-circuit, permet par comparaison aux valeurs des mesures lors des essais en usine du transformateur de détecter des changements très importants (> ±5%) qui devrait amenée à des investigations plus importantes; un circuit ouvert ou des courts-circuits entre spires, ou entre enroulements et cuve.

II.5 .1.4 Mesure de rapport de transformation

Il consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régleur et les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions intérieures. Des déviations indiquent des courts-circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régleur [13].

Les mesures sont effectuées :

- A la mise en service.
- Lors d'un entretien détaillé.
- En cas d'une défaillance.
- Après une réparation.

La technique d'essai consiste à injecter des tensions alternes dans le bobinage haut tension, en mesurant les tensions résultantes dans les autres [14].

II.5 .2 Mesures diélectriques

Les isolants électriques des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause des défauts du transformateur. L'objectif des mesures diélectriques est de déceler d'éventuelle dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenu d'un incident due à une avarie [13].

La condition d'isolement est un facteur essentiel de la fiabilité opérationnelle des transformateurs. Pour évaluer son état on doit effectuer la mesure des paramètres suivants :

- Mesure de facteur de puissance.
- Mesure de capacité.
- Mesure de la résistance d'isolement en courant continu.

II.5 .2 .1 Mesure du facteur de perte et de la capacité

On applique ce type d'essai aux enroulements et aux bornes, en permettant d'identifier clairement des sources de problèmes à court terme dans le transformateur. La mesure du facteur de perte et de la capacité des enroulements est un bon outil pour déterminer la qualité et l'état de l'isolement des équipements, spécialement ceux qui incorporent dans leur fabrication de l'isolant papier ou huile.

Mesure de capacité des enroulements

La capacité fournit des informations générales sur la perte d'isolement dans le noyau ou les enroulements. La mesure de capacité se fait entre cuve et enroulement ou entre enroulement Fig. (**II.1**)

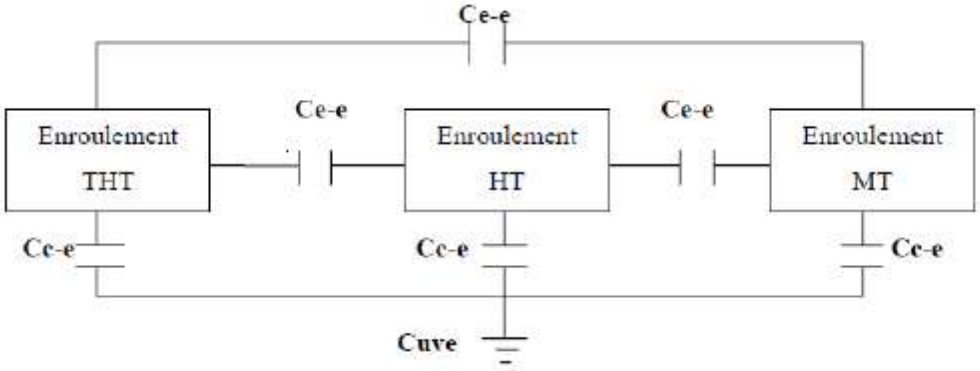


Fig.II.1 : Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements

C c-e : capacité entre cuve et enroulement.

C e-e : capacité entre enroulements.

Ainsi, une variation de la capacité d'isolement prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs Court-circuitées ou interrompues, de déformation de bobinage [13].

Mesure de capacité des bornes

Les traversées haute tension sont un accessoire important qui peut en cas d'avarie être une cause d'indispensabilité importante du transformateur ce qui fait une attention particulière doit être accordée à leur entretient. La mesure de la capacité des bornes, peut renseigner sur l'état des bornes ce qui permettra d'éviter des avaries (explosion) de traversées. Si les bornes sont de type capacitif, elles possèdent normalement une prise de mesure, une borne capacitive de construction typique possède deux isolements C1 et C2, la valeur C1 représente la capacité entre le conducteur central de la borne et la prise capacitive, et C2 indique la capacité entre la prise capacitive et la terre voir Fig. (II.2) [13].

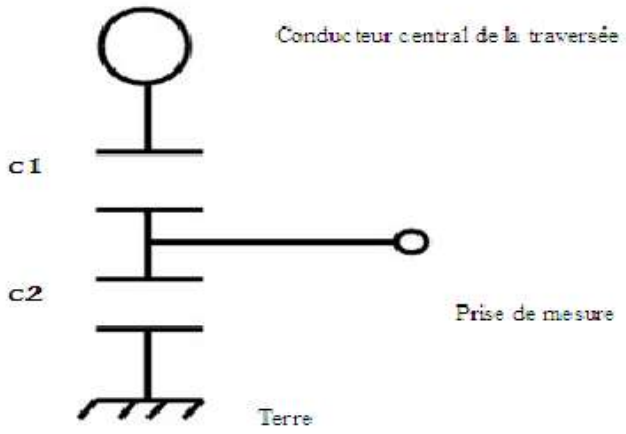


Fig.II.2 : Schéma d'une borne de type capacitif

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

- réaliser les mesures si l'humidité atmosphérique est faible.
- veiller sur la dépollution des traversées avant de mesurer.

Les mesures doivent être effectuées à une température proche de celle de l'essai en usine [13].

II.5 .2 2.2 Mesure de résistance d'isolement en courant continue

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

- **Principe de mesure**

Consiste à court-circuité toute les bornes de l'enroulement essayé et y appliquer une tension de 5000 V avec un appareil de mesure appelé Mégohmmètre et les autre enroulements sont court-circuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve et le noyau sont branchés à la terre [15].

- **Interprétation**

Il existe deux méthodes d'interprétations :

➢ **Le rapport d'absorption**

La mesure dure 1 minute .les lectures R15 et R60 sont respectivement prises 15 et 60 secondes après avoir connecté la tension, et pour comparer avec de future mesures il convient d'enregistrer (outre la résistance) la température, la tension et l'équipement de mesure.

Pour les valeurs de résistance d'isolement obtenues il n'y a pas des critères rigides d'acceptation, cependant comme règle générale aucun enroulement ne devra avoir moins de 200 MΩ et le rapport d'absorption (R60/R15) [14].

➢ **Indice de polarisation**

L'indice de polarisation PI est le rapport entre la mesure de la résistance d'isolement à 10 minutes et la résistance d'isolement à 1 minute [14].

$$R = \frac{R_{10min}}{R_{1min}}$$

Les critères d'acceptation pour le PI sont :

Indice polarisation (10 min/ 1 min)	Critère
<1	Dangereux
<1.5	Pauvre
1.5 à 2	Douteux
2à3	Acceptable
3à4	Bon
>4	Excellent

Tableau II.1 : Domaine d'interprétation de PI

II.5 .3 Analyse d'huile

Le fonctionnement dans des bonnes conditions des transformateurs, dépend dans une large mesure de la qualité des huiles minérales isolantes utilisées. Les caractéristiques des huiles se dégradent par l'effet de la contamination, de l'humidité et du vieillissement. L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un entretient car sa fonction est d'assurer l'isolation et le refroidissement de celui-ci. L'huile est un fluide qui pénètre dans toutes les parties internes du transformateur, sa circulation permet l'évacuation de la chaleur produite par les enroulements, par convection à travers la cuve du transformateur [16].

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

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

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

II.5 .3.1 Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques ont pour but de déterminer la tenue diélectrique de l'huile et son état d'oxydation à travers les paramètres suivants [14] :

- **Aspect et couleur**

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence des corps en suspension (poussière, eau) et d'évaluer la couleur et la viscosité. Un bon état visuel de l'huile, signifie un aspect limpide [13]. La couleur est une propriété intrinsèque de l'huile neuve, elle à une relation avec les hydrocarbures qui constituent l'huile. Elle permet d'apprécier la qualité des huiles neuves et constitue un moyen efficace pour surveiller l'acidité des huiles en service [14].

Elle renseigne également sur La dégradation ou la contamination de l'huile donne lieu à une augmentation de la couleur qui évolue depuis une couleur jaunâtre presque transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie.

- **La viscosité**

La viscosité traduit les forces qu'opposent les molécules d'huile à une force tendant à les déplacer. En d'autres termes, elle mesure les frottements dus aux mouvements internes entre les molécules du fluide [17]. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile.

La viscosité et sa variation avec la température sont des paramètres de première importance pour le transfert thermique. En effet, plus le liquide est visqueux, plus il est difficile de le faire circuler dans l'appareil, pour refroidir les parties actives chaudes [17].

- **L'acidité (indice de neutralisation)**

Permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile. La détermination de l'acidité à une grande importance.

Elle permet de suivre l'altération de l'huile, de donner une idée claire sur son degré d'oxydation et de décider du moment où elle doit être mise hors service. Elle est due à la présence de produits hydrocarbures acides tels que les carboxyliques et les hydropyroxliques dont la formation est favorisée sous l'effet de la température, de la pression et de l'oxygène. Sa mesure se fait par un titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g.

D'après la norme CEI 296, une borne huile possède une acidité inferieure à 0.03 mg KOH/g. Indice de neutralisation (mg KOH/ g).Il permet de détecter la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile.

- **Teneur en eau (mg / kg)**

Ce paramètre permet de déterminer s'il y à condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la présence d'eau conduit à une perte de la capacité diélectrique de l'huile.

La présence d'humidité dans l'eau permet aussi de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière [13].

- **La teneur en soufre**

L'huile peut contenir des traces de soufres, soit sous forme de soufre libre, soit sous forme de composes sulfurés, leur formation conduit à des défaillances dans l'isolement cellulosique [18]. Le dérivé de soufre est diffusé à travers le papier et attaque sélectivement le cuivre en formant le Cu2S, Ceci apporte par conséquent une augmentation de la probabilité de défaillance par manque d'isolement dans le transformateur [14].

- **Facteur de dissipation diélectrique (tan δ)**

Tout diélectrique soumis à une tension continue ou alternative est toujours le siège de pertes électriques qui se traduisent par un échauffement plus au moins important du liquide. La cause principale de ces pertes est la présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique.

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

- **Tension de claquage (kV)**

Ce paramètre indique la capacité de l'huile à supporter la tension à laquelle elle est soumise en service.

Une réduction de cette valeur est généralement due à une pollution par des particules solides ou par de l'eau en état libre [13].

- **Analyse de particules**

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

Les principales sources de particules dans les transformateurs sont la poussière, les fibres de cellulose et la saleté résiduelle.

Il est possible de trouver aussi des particules de fer, de cuivre et d'autres métaux. Pour déterminer ces sources de génération il est important d'identifier ces particules [14].

II.5 .3.2 Analyse des furanes

La dégradation des matériaux cellulosiques constituant l'isolation solide des enroulements du transformateur conduit à la formation des dérivées furaniques ; leurs présence dans les huiles du transformateur est un bon outil de diagnostic de l'état de l'isolation de ce dernier [13].

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

L'analyse de composés furaniques dans l'huile est effectuée par chromatographie liquide dans le laboratoire [13].

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

II.5 .3.2 Analyse des gaz dissous dans l'huile

II.5 .3.2.1 Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut

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

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

- Détecter la présence d'anomalies dans les transformateurs dés leur premier stade d'apparition et de suivre leur évolution.
- D'avoir des hypothèses sur le type de défaut (arc, point chaud, décharge partielle mauvaise connexion d'un contact) [14].

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

La technique est basée sur le fait que la quantité et la distribution relative de ces gaz dépend du type et de la gravité de la détérioration et des efforts auxquels le transformateur à été soumis (Tableau **II.2**) [13].

Type	Gaz	Symbole	Origine
Gaz combustibles	Acétylène	C2H2	Il apparait par défaut électriques (décharges) de haute énergie.
	Ethylène	C2H4	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide
	Ethane	C2H6	Provient de la décomposition thermique de l'huile.
	Hydrogène	H2	Il se génère par défauts électriques (décharges) de baisse ou de haute énergie
	Méthane	CH4	Généralement il apparait quand il existe des décharges partielles ou de décomposition thermique de l'huile.
	Monoxyde de Carbone	CO	Proviennent de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur
Gaz non combustibles	Anhydride carbonique	CO2	
	Azote Oxygène	N2 O2	Pour vérifier la prise d'échantillon.

Tableau II.2 : Les gaz pour le diagnostic [17].

II.5 .3.2.2 Méthodes d'interprétation des résultats

L'analyse des gaz dissous dans les huiles des transformateurs est une technique de diagnostic bien connu dans l'industrie et plusieurs critères on été établis.Les critères communs les plus connues sont ceux de Rogers, Doernenburg, CEI 60599 et triangle Duval [14].

- ✓ **Méthode de Rogers**

Rogers à développer cette méthode dans lequel trois rapports de gaz sont employées (C2H2/C2H4, CH4/H2, C2H4/C2H6) pour produire des codes basés sur des gammes des rapports comme montré dans le Tableau (II-3). La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau(II.3) [14].

Rapport de gaz		Type de gaz	Rang	Code
A	C2H2/C2H4	Acétylène/ Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 1	1
			1à3	1
			> 3	2
B	CH4/H2	Méthane/hydrogène	< 0,1	1
			0,1 à 1	0
			1à3	0
			> 3	2
C	C2H4/C2H6	Ethylène/ Ethane	<1	0
			0,1 à 1	0
			1à3	1
			> 3	2

Tableau II.3: Code de Rogers [14].

✓ **Méthode de CEI 60599**

Le critère CEI 60599 a été employé pour plusieurs décennies et une expérience considérable est accumulé dans le monde entier pour diagnostiquer les défauts naissant dans les transformateurs. Les six grandes classes de défauts sont présentées sous forme d'une table d'interprétation ci-dessous (Tableau II.5).

C	Défaut	C2H2/C2	CH4/H2	C2H4/C2
DP	Décharges partielles	NS*	< 0,1	< 0,2
D1	Décharge de baisse	> 1	0,1 ÷ 0,5	> 1
D2	Décharge d'haute	0,6 > ÷ 2,5	0,1 ÷ 1	> 2
T1	Faute thermique, T < 300 °C	NS*	>1 mais NS*	< 1
T2	Faute thermique 300°C<T< 700°C	< 0,1	> 1	1 > ÷ 4
T3	Faute thermique, T > 700°C	< 0,2 **	> 1	> 4

Tableau II.4 : Interprétation de la CEI60599 [14].

NS* : non significatif quel que soit la valeur

✓ **Méthode de Doernenburg**

Les quatre ratios utilises dans cette méthode sont représenté dans le Tableau II.6 suivant :

Rapport de gaz		Type de gaz	Range	Code
A	CH_4/H_2	Méthane/hydrogène	< 0,1	5
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
B	C_2H_6/CH_4	Ethane/ méthane	< 1	0
			> 1	1
C	C_2H_4/C_2H_6	Ethylène/ Ethane	< 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
D	C_2H_2/C_2H_4	Acétylène/ Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 3	2

Tableau II.5 : Code pour les ratios de Doernenburg [14]

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

- Défauts thermique.
- Décharge partielle.
- Décharge par arc.

Présenter dans la table d'interprétation suivante (Tableau II.8) :

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

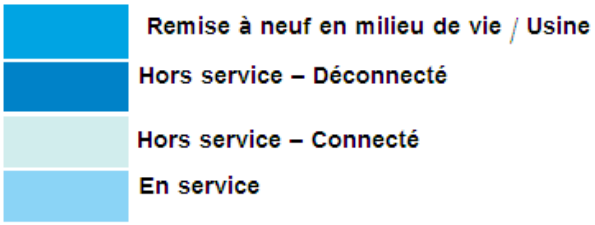
Tableau II.6 : table d'interprétation

Les diagnostics et les fréquences ci-dessous sont donnés à titre indicatif et dépendent de l'application, de l'intensité, de l'environnement et de l'état de l'équipement.

	Aprè 3 mois	Après 1 an (*)	+1 mois	+1 an	+5 ans	10 ans	+20 ans	Relocalisation
1. Opérations générales								
1.1 – Inspection visuelle (peinture, corrosion, etc.)				M				
1.2 – Température de l'huile (avec valeur max.)	M		M					
1.3 – Température de l'enroulement (avec valeur max.)	M		M					
1.4 – Courant HT, BT (avec valeur max.)	M		M					
1.5 – Tension HT, BT (avec valeur max.)	M		M					
2. Huile								
2.1 – Eau dans huile (évolution)		M		M				M
2.2 – Analyses des gaz dissous(1), physique-chimique	M			M				M
2.3 – Fuites, niveaux		M		M				M
2.4 – Filtrage et dégazage								M
2.5_Séchage et reconditionnement/récupération							M	M
3. Evaluation de la partie active								
3.1 – Intégrité mécanique								M
3.2 – Intégrité diélectrique								M
3.3 – Intégrité des pièces principales								M
3.4 – Inspection interne							M	
3.5 – Resserrage							M	
4. Composants								
4.1 – Pièces principales				M				M
4.2 – Traversées HT, BT(1)				M				M
4.3 – Joints toriques, joints				M				M

4.4 – Changeur de prises hors tension (DETC)								
4.4.1 – Inspection visuelle		M		M				M
4.4.2 – Vérification interne					M		R	
4.5 – Changeur de prises en charge(1)								
4.5.1 – Inspection visuelle		M		M				M
4.5.2 – Vérification interne(**)					M		R	
4.6 – Entraînement de changeur de prises en charge								
4.6.1 – Inspection visuelle		M		M				
4.6.2 – Vérification interne					M		R	M
4.7 – Pompes à huile				M			R	M
4.8 – Refroidisseurs/Echangeurs thermiques				M				M
4.9 – Température ambiante	M		M					M
5. Accessoires								
5.1 – Relais à gaz, surpression		M		M			R	M
5.2 – Dessiccateurs		M		M			R	M
5.3 – Thermomètres		M		M			R	M
5.4 – Valves		M		M			R	M
5.5 – Armoire de contrôle		M		M			R	M
5.6 – Vase d'expansion		M		M			R	M

Tableau II.7 : Les diagnostics et les fréquences



II.6 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre l'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance, dans le but de réduire la probabilité de défaillances ou de dégradation du service et d'augmenter l'espérance de vie du transformateur. Il est alors possible en fonction des résultats d'analyse de gaz dissous dans l'huile, d'identifier la présence d'une anomalie comme un point chaut à haute température, d'évaluer le degré de vieillissement de l'isolation cellulosique et diélectrique et analyser sont degré de contamination.

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


OUTPUT
FRAnalyzer
REFERENCE
MEASUREMENT


FRAX 101
Megger

III .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 champs parasites dans celui-ci. Ces champs 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. Les contraintes imposées aux transformateurs de puissance peuvent entraîner des déformations mécaniques ou des défauts dans leurs enroulements et leurs noyaux magnétiques [19]. Le diagnostic efficace de ce type de déformation peut être mis en évidence grâce à l'analyse de la réponse en fréquence (FRA) des enroulements du transformateur.

Le présent chapitre a pour objet de présenter les principaux modèles de transformateurs qui existent dans la littérature et la méthode de diagnostic basée sur la FRA, son principe, les moyens utilisés, la méthode de mesure et la façon d'interpréter les résultats.

III.2 Principaux modèles des transformateurs de puissance

En hautes fréquences la modélisation du transformateur est rendue complexe par la mise en jeu de certains phénomènes physiques tels que les effets des courants de Foucault, les phénomènes de résonance ou les capacités parasites apparaissant entre les différents éléments du transformateur de puissance.

La modélisation passe par la détermination et la connaissance des différentes pertes se produisant dans le transformateur. Les principaux mécanismes de pertes dans le transformateur sont listés ci-dessous [20]:

1. La résistance totale de l'enroulement (résistance DC).
2. La dépendance fréquentielle des pertes dans le conducteur des enroulements.
3. Le courant de Foucault dans le noyau de fer.
4. Les pertes diélectriques.

III.3 Modèle à 50 HZ

Considérons deux enroulements de n_1 et n_2 spires, qui sont traversées par le même flux d'induction magnétique délimité par un circuit (figure III.1).

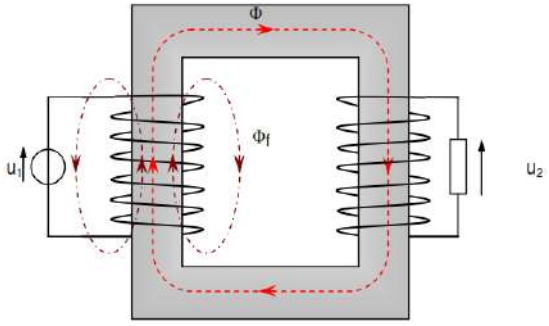


Fig.III .1 **:** Deux bobines couplés sur un circuit magnétique.

Le modèle élémentaire à 50Hz pour ce type du transformateur est montré dans la figure (III.**2**).Ce modèle comporte un transformateur idéal avec le rapport $m = \frac{n_1}{n_2}$ et les inductances les résistances, dans lesquelles nous avons [20]:

- R1, X1 : Résistance et inductance de l'enroulement primaire.
- R2, X2 : Résistance et inductance de l'enroulement primaire.
- Xm : Inductance de magnétisation du circuit magnétique.
- Rf : Résistance qui représente des différentes pertes dans le circuit magnétique.

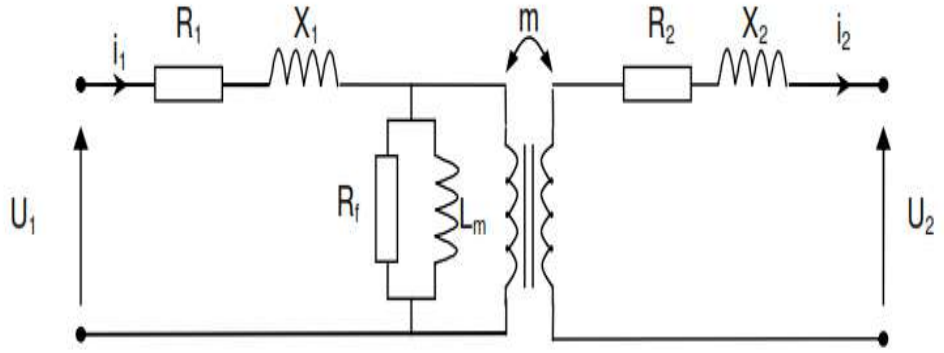


Fig.III.2: Modèle d'un transformateur monophasé à 50Hz.[20]

III.4 Généralité sur les modèles en HF

En HF, même si négligeons l'effet non-linéaire du noyau de fer, la modélisation du transformateur devient nous plus complexe par rapport celle à 50 Hz en raison de plusieurs phénomènes :

- Effets des courants de Foucault dans le noyau de fer et dans les conducteurs de l'enroulement.
- Actions des capacités apparaissent entre les spires et entre les spires et la masse.
- Possibilités de phénomènes de résonances.

De nombreux travaux ont été réalisés pour essayer de trouver un modèle unique du transformateur en HF. Cet objectif est loin d'être atteint en raison des dépendances des phénomènes énumérées ci-dessus liés aux différentes structures de chaque transformateur. En réalité, nous avons constaté que la modélisation du transformateur de puissance est normalement basée soit sur l'étude du régime transitoire, soit sur la distribution de tension dans l'enroulement pour dimensionner les isolants contre les surtensions [20].

Les modèles du transformateur peuvent être donc classés en deux grandes tendances :

- **Modèle détaillé** : Ce type de modèle consiste à représenter le transformateur par un grand réseau de capacités et d'inductances. Le calcul de ces paramètres nécessite la résolution des équations électromagnétiques complexes et des informations sur les matériaux et la géométrie détaillée de chaque transformateur. Comme chaque spire est modélisée en détail, ce type de modèle est plutôt destiné à l'étude de la distribution de tension dans les enroulements.

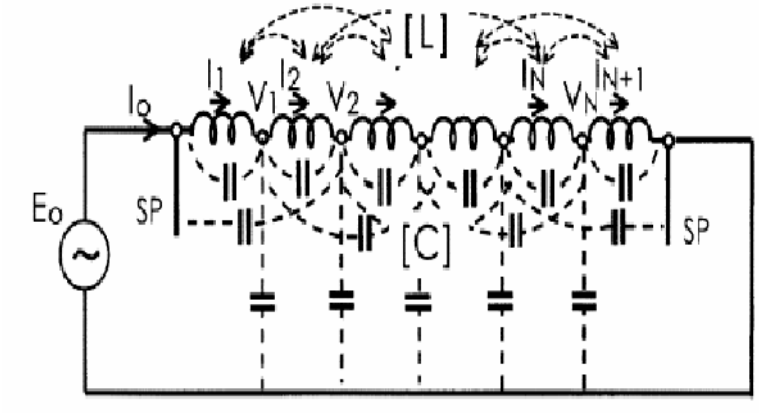


Fig.III.3: Exemple du circuit équivalent détaillé d'un enroulement.

- **Modèle entrée-sortie** : Dans ce type de modèle, le transformateur est considéré comme une boîte noire et la modélisation se base sur les caractéristiques en domaine fréquentiel des impédances du transformateur vues de ses bornes. À partir de ces caractéristiques un circuit équivalent sera développé. Ce modèle est convenable pour l'étude de l'interaction entre le transformateur et le réseau.

Parmi ces deux types de modèle, c'est le deuxième qui est approprié pour notre étude. Nous allons donc étudier les modèles de ce type issus de la littérature.

III.5 Schéma électrique équivalent en tant que modèle

Un schéma équivalent de transformateur s'articule autour d'éléments modélisant les phénomènes magnétiques pour le circuit magnétique, et les phénomènes électromagnétique et électrostatique pour les bobinages, en intégrant le couplage, les inductances, les résistances et les capacités. L'élaboration d'un schéma équivalent suppose de passer d'un problème géométrique décrit dans un espace à deux ou à trois dimensions (ce que nous appelons un modèle spatial) à seulement quelques paramètres caractéristiques: les éléments localisés d'un schéma électrique [21].

➢ Schéma classique

Un schéma équivalent complet décrit bien le fonctionnement du transformateur qu'on peut présenter comme suit :

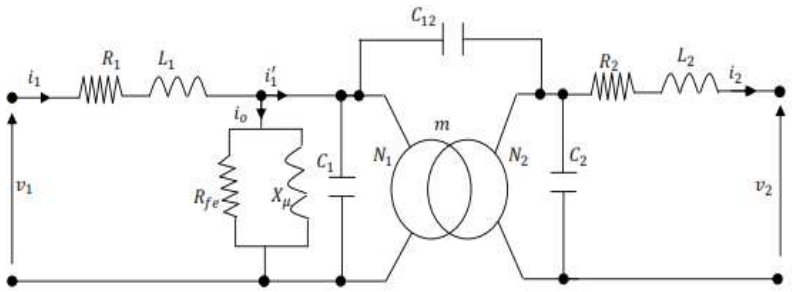


Fig.III.4 : Schéma équivalent d'un transformateur réel [22]

En désignant par R_1 , R_2 , L_1 , L_2 les résistances et inductances de fuites des enroulements primaire de et du secondaire de ; résistance du circuit magnétique et est la réactance de magnétisation du circuit magnétique correspondant à ce flux.

C_1, C_2, C_{12} sont des capacités parasites qui apparaissent en hautes fréquences. Le transformateur est alimenté sous une tension variable, délivrant une tension et traversé par les courants i_1 au primaire et i_2 au secondaire.

III. 6 Modèle HF dans la littérale :

III. 6.1 Modèle de Morched :

Ce modèle est utilisé dans EMTP pour modéliser le transformateur en HF. Il appartient au deuxième type de modèle.

Supposons un transformateur de n bornes (y compris HT et BT), l'équation matricielle qui relie les tensions et les courants des bornes est Équ.III.1 ou sous la forme réduite Équ.III.2.

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2N} \\ . & . & . & . \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ . \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ . \\ I_n \end{bmatrix} \qquad \textbf{(III.1)}$$

Ou :

$$[Y]\,[V] = [I] \qquad \textbf{(III.2)}$$

Avec [Y] : matrice de conductance, dont les éléments sont complexes, et dépendants de la fréquence.

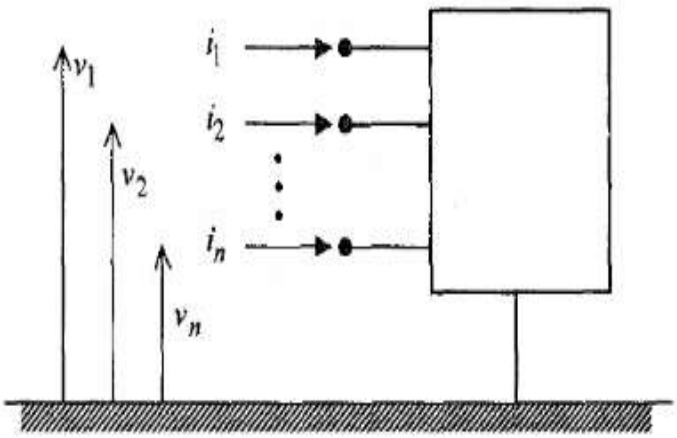


Fig.III.5 : Modèle d'un transformateur considéré comme une boîte noire de n bornes.

Dans ce modèle, chaque élément de matrice des conductances est approximé avec une fonction rationnelle qui a les pôles et les zéros réels et complexes conjugués. Ensuite ces fonctions rationnelles seront synthétisées par des circuits R, L, C comme dans la figure (III.*6*).

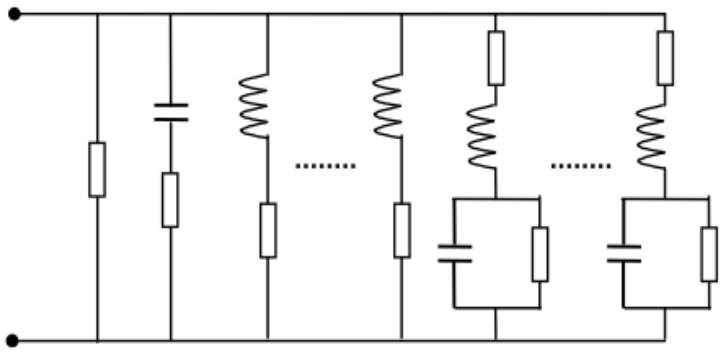


Fig.III .6 : Circuit équivalent pour un élément de la matrice de l'inductance.

Ensuite le circuit équivalent sera établi pour pouvoir être introduit dans EMTP. Cependant, pour diminuer le calcul, ce modèle a fait une hypothèse simplificatrice en considérant que matrice [Y] est symétrique, ce qui n'est pas toujours valable. De plus, une autre difficulté provient de la détermination des éléments de la matrice [Y] qui est aussi compliquée lors qu'elle est réalisée en HF.

L'avantage de ce modèle est qu'il nous permet de modéliser tous les types de transformateur à condition d'avoir les valeurs de matrice de conductance.

III .6.2 Modèle de leon

Dans les travaux, les auteurs ont présenté le développement d'un modèle du transformateur de puissance en HF [20]. Ce modèle permet de modéliser en détail les enroulements et le noyau de fer. Pour les enroulements, les éléments suivants sont calculés :

- une matrice d'inductance de fuite entre les paires de spires (ou sections/galettes)
- une matrice de capacités entre les spires (ou sections/galettes) et entre les spires et la masse.
- une matrice de résistance, qui dépend de la fréquence et qui tient en compte des courants de Foucault.

Pour chaque colonne un système de trois matrices comme ci-dessus est calculé et puis est transformé sous forme d'une équation d'état. Ensuite un circuit de Foster en série (figure III.7) sera élaboré à partir de cette équation pour approximer la caractéristique de l'enroulement sur chaque colonne.

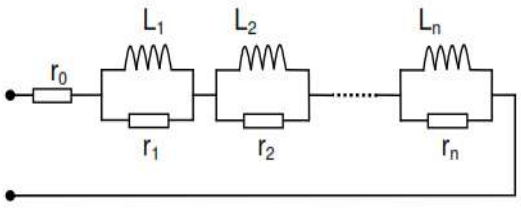


Fig.III.7: Circuit de Foster en série.

Pour le noyau de fer, l'effet des courants de Foucault est modélisé par un circuit de Cauer (figure III.**8**)

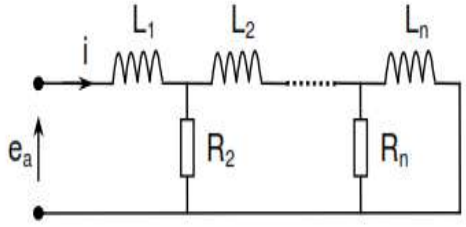


Fig.III.8 : Modèle de Cauer pour le noyau de fer.

Ce modèle, qui ne tient pas compte de l'inductance mutuelle dans l'air entre les enroulements, nous permet quand même de modéliser le transformateur par un circuit équivalent. Pourtant, il reste encore assez compliqué en raison de calculs analytiques et des transformations en circuit équivalent.

III .6.3 Modèle de Chimklai [19]

Dans ce modèle, les auteurs ont proposé une méthode simple pour modéliser un transformateur de puissance. Ce modèle (fig. III.9) se base sur le modèle classique (à 50Hz) du transformateur. Ensuite pour modéliser le transformateur en HF, les capacités et les circuits R, L, C seront synthétisés par les mesures et seront rajoutés dans le circuit du modèle classique.

En effet, chaque circuit rajouté représentera un phénomène qui se produit en HF. Les capacités représentent les phénomènes électrostatiques de l'enroulement, les circuits R, L, C représentent les phénomènes magnétiques dans le noyau de fer, etc. Cette idée est la base pour établir plusieurs modèles qui sont développés après, et nous choisirons aussi cette méthode pour modéliser le transformateur en raison de son efficacité et de sa simplicité.

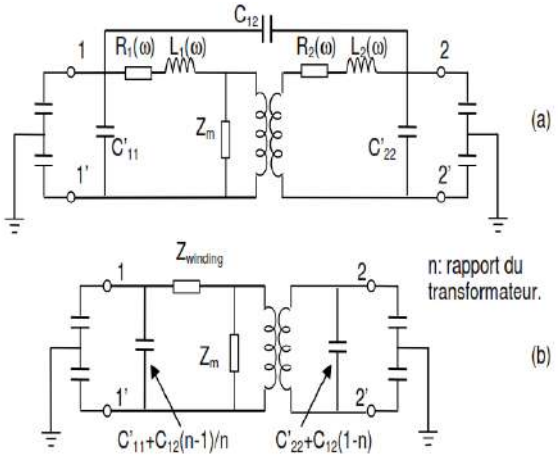


Fig.III.**9** : Modèle du transformateur de Chimklai.

(a) circuit d'origine, (b) circuit simplifié.

Dans ce travail, l'auteur se base sur un modèle classique à 50Hz, qui comporte un transformateur idéal, la résistance et l'inductance de l'enroulement, et l'impédance magnétisante. L'extension à un modèle HF se réalise par :

- la considération de la dépendance en fréquence de la résistance et de l'inductance de l'enroulement, dites l'impédance de l'enroulement ($Z_{winding}$) comme dans la fig(III.10).

Cette impédance est synthétisée par une méthode d'approximation non linéaire pour obtenir un R, L, C circuit comme dans la fig. ci-dessous.

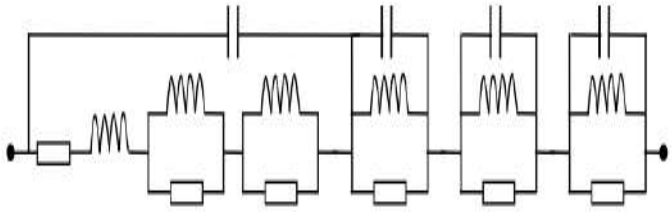


Fig.III.10 : $Z_{winding}$

- le rajout d'un système de capacités dont capacité entre les enroulements, capacité entre l'enroulement et la masse, capacité entre les spires d'un enroulement, capacité entre l'extérieur d'un enroulement et l'extérieur d'un autre. Elles sont toutes supposées constantes dans la gamme de fréquence étudiée. Toutes ces capacités, sauf la capacité entre les spires d'un enroulement, peuvent être divisées en deux dont chacune est connectée à une extrémité de l'enroulement.

Ces travaux nous donnent une bonne base pour développer nos modélisations du transformateur en HF. Pourtant, il reste encore des limites : il considère que les phases sont symétriques, la fréquence jusqu'à laquelle le modèle reste valable est de 100 kHz.

III.6.4 Modèle de Noda

Les auteurs montrent le développement d'un modèle du transformateur de puissance en HF. Ce modèle suit le principe de celui de Chimklai. Donc à partir de modèle à 50Hz, en HF il tient en compte de [20]:

- Capacités entre les enroulements, et entre les enroulements et la masse (Cs1, Cs2, Csm)
- Effet de peau du conducteur et du noyau de fer (Zskin)
- Résonances créées par les inductances de l'enroulement et capacités entre les spires (Y1, Z2).

Chaque phénomène sera représenté par un circuit équivalent. Le modèle complet est montré dans la figure(III.11)

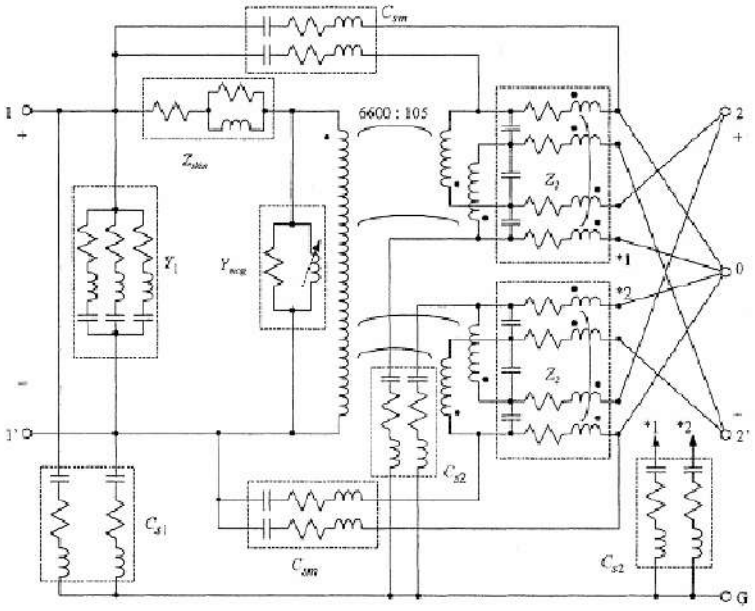


Fig.III.11 : Modèle de Noda.

Ce modèle a donné un bon résultat sur la modélisation du transformateur en HF. Il a montré des méthodes simples pour synthétiser les circuits équivalents représentant les phénomènes comme les résonances, ou les capacités. Mais en raison de la structure particulière monophasée, la disposition particulière de l'enroulement de BT (divisée en quatre), le modèle reste encore difficile à appliquer.

III .6.5 Modèle Andrieu

Les auteurs ont développé un modèle d'un transformateur de distribution triphasé à deux enroulements par des principes comme dans le modèle de Chimklai fig(III.**12**). Pour modéliser le transformateur en HF, les phénomènes suivants sont pris en compte [20]:

- les capacités
- les résonances en HT
- l'impédance de l'enroulement de BT, dépendant la fréquence (ZCC).

L'auteur a également proposé une procédure, dans laquelle les mesures nécessaires sont fixées pour développer un modèle à HF. Ces mesures sont les mesures des capacités, les mesures en court-circuit et les mesures en circuit ouvert.

Mais la fréquence limite dans laquelle le modèle reste valable est inférieure à 1MHz ; pour une fréquence plus haute on montre des désaccords entre le résultat de la simulation et la mesure.

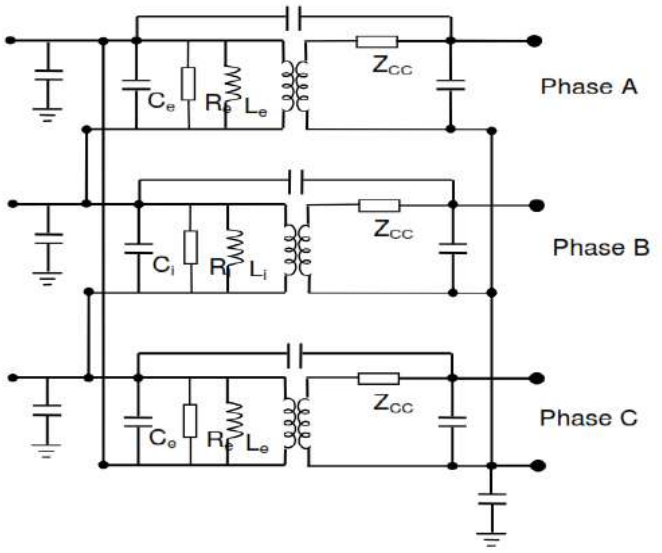


Fig.III.12 : Modèle d'Andrieu.

Le circuit équivalent de l'impédance ZCC est montré dans la fig (III.13)

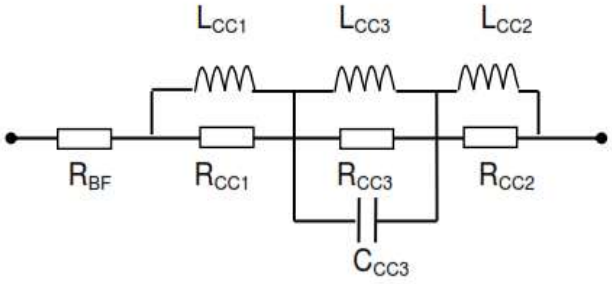


Fig.III .13 : Z_{CC}

III.6.6 Modèle de Gustavsen

Ce modèle suit le principe de celui Morched, en considérant le transformateur comme une boîte noire. La différence est la méthode d'approximation des éléments de la matrice d'inductance. Dans ce modèle les auteurs ont développé une méthode, dite « vector fitting » pour approximer chaque élément par un circuit R, L, C équivalent.

Le code d'approximation pour ce modèle est distribué gratuitement et permet de faire la simulation de façon simple et efficace. Les avantages et désavantages de ce modèle restent les mêmes que ceux du modèle de Morched, c'est la difficulté des mesures pour obtenir la matrice d'inductance, qui est très délicate en HF.

III.6.7 Modèles basés sur les inductances propres et mutuelles [23]

Parmi ces types de modèle, c'est ce modèle qui a été utilisé dans notre travail. On peut assimiler le comportement d'un enroulement soumis à une onde de choc à celui d'un système de capacités et d'inductances. Ces modèles mathématiques utilisent un réseau équivalent de résistances, inductances et capacités. Le coût et la précision des résultats dépendent du degré de raffinement atteint dans la représentation du bobinage et des méthodes numériques de simulations mises en œuvre. Le transformateur est discrétisé par spires, par galettes ou par des bobinages que l'on appellera éléments.

Chaque élément est représenté par sa résistance et son inductance propre qui est couplée mutuellement avec les autres éléments. Entre les éléments, il existe des capacités de couplage et pour chaque élément une capacité par rapport à la masse. Quel que soit le type de représentation, les paramètres correspondant à chaque élément sont calculés en fonction des caractéristiques géométriques et diélectriques de bobinage ainsi que des caractéristiques géométriques et magnétiques du noyau [23].

Ce modèle est le plus répondu et utilisé à l'heure actuelle. Cependant le nombre de paramètres à calculer est important. Le schéma est modifié, plus au moins, selon l'intérêt de chaque étude dont les paramètres sont déterminés, soit par la mesure, soit par des calculs analytiques directs de la géométrie. Un autre modèle assez simple est basé sur un circuit essentiellement composé d'inductances, de capacités et de résistances en parallèles qui représentent les pertes.

Les résistances sont omises. A travers l'analyse du fonctionnement de plusieurs transformateurs, les auteurs ont pu estimer les pertes par courant de Foucault par des résistances en parallèles avec les inductances de fuites et empiriques dépendant de la configuration du transformateur choisie. La configuration du transformateur choisie est représentée par la figure (III.14)

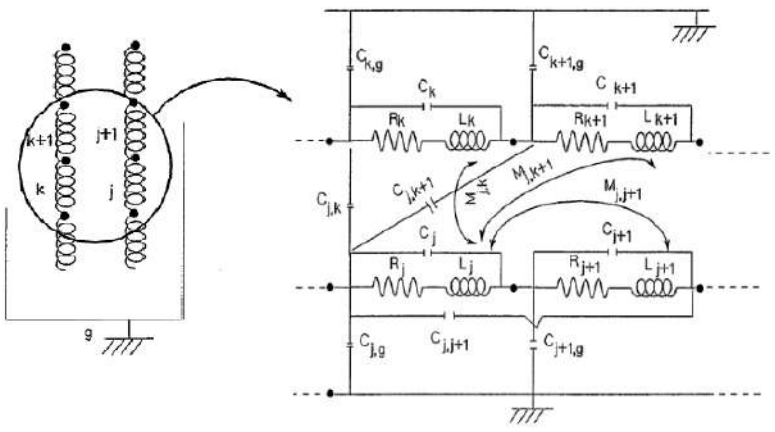


Fig.III.14 : Couplage de l'élément j avec les autres éléments.

III.7 Autres modèles

Les modèles présentés ci-après sont présents dans la littérature, mais n'attirent pas tellement les chercheurs en Génie Electrique, du fait qu'ils ont un domaine de validité assez spécifique et restreint.

III.7.1 Modélisation par la théorie de lignes

En même temps que l'évolution de la théorie et l'analyse modale de lignes de transmission, des modèles, basés sur la même théorie, sont développés, pour modéliser les transformateurs [24] [25] [26]. Pour cela, l'enroulement d'un transformateur est décomposé en spires élémentaires, en considérant que le flux magnétique ne pénètre pas dans le noyau magnétique, et que la vitesse de la propagation est constante dans l'enroulement. La mise en équation de ce système donne une relation linéaire, entre la matrice d'inductance et la matrice de capacité. Les résultats donnés par cette méthode ne sont valables que pendant plusieurs centaines de nanosecondes. L'application de cette méthode donne de bons résultats avec la mesure, dans le cas d'un transformateur avec un nombre de spires limité (inférieur à 12).

L'application de cette méthode dans le cas d'un transformateur de puissance n'a jamais été abordée. Mais, vu les hypothèses (le flux magnétique ne pénètre pas dans le noyau magnétique, et que la vitesse de la propagation est constante dans l'enroulement), un tel modèle donnerait des résultats erronés. Cette méthode a été ensuite généralisée au cas de N enroulements, afin de tenir compte du noyau magnétique, sur le calcul des impédances [27], Pour cela, les enroulements sont considérés avec des épaisseurs suffisamment fines. La précision de cette méthode est liée directement au degré de la discrétisation du transformateur.

Musil [28] a utilisé la même approche, afin de comprendre les résonances internes du transformateur, dans le cas d'un court-circuit de la ligne. A l'issue de cette étude, il s'est intéressé aux réflexions des ondes au point d'interconnexion du transformateur et de la ligne, toujours en modélisant le transformateur par une ligne de transmission. Malgré les conclusions positives de ces diverses études, la modélisation par la théorie de lignes semble avoir un domaine d'application spécifique et restreint: elle est limitée pour les études d'interaction entre transformateur et ligne. En outre, la détermination des paramètres n'est pas aisée (impédance caractéristique de la ligne équivalente au transformateur,...).

III.7.2 Modélisation par l'analyse modale

L'analyse modale est une méthode utilisée pour décrire un système pouvant osciller, en utilisant des paramètres modaux, qui sont obtenus à partir des mesures. La modélisation d'un transformateur par l'analyse modale consiste à le considérer comme une boîte noire (quadripôle), et on s'intéresse aux formes d'ondes à ses extrémités (entrée et sortie). Le signal de sortie étant lié au signal d'entrée par l'intermédiaire de la fonction de transfert, quand une tension excitatrice (ondes de manœuvres ou coups de foudre) contient une des fréquences propres du transformateur, il en résulte une excitation à la résonance, et le transformateur devient le siège d'oscillations. Le principe général de cette méthode est le suivant:

À chaque fréquence, à partir des mesures du courant d'entrée I, et de la tension d'entrée Ve du transformateur, et faisant le rapport I/Ve, on obtient l'évolution de son admittance d'entrée, en fonction de la fréquence.

Ensuite, à partir des paramètres modaux de cette courbe (forme propre, fréquence propre, et amortissement), on obtient le circuit équivalent, ainsi que les fréquences de résonance du transformateur [29]. Une étude approfondie du comportement oscillatoire des transformateurs de puissance, à partir de l'analyse modale [30], montre l'intérêt de cette démarche. De même, des modèles beaucoup plus développés, pour le calcul des tensions transmises [31] [32], montrent son point fort, pour les études de réseaux:

La modélisation par l'analyse modale permet d'une part le calcul de fréquences de résonance, avec une bonne précision, et d'autre part elle donne un schéma équivalent adapté, pour la prise en compte de la réaction sur le réseau d'un transformateur. Mais, cette méthode a un inconvénient majeur: pour l'appliquer, il faut avoir fait des séries de mesures, et par conséquent la fiabilité du modèle final dépend de la précision de résultats de ces dernières.

III.7.3 Modélisation utilisant des circuits ou des transformées

Un modèle de transformateur, basé sur la transformée en Z, et qui tient compte de la variation de la fréquence, a été développé par Su [33], La méthode consiste à mesurer, entre deux points, la fonction de transfert du transformateur (en général entre l'entrée et la sortie), puis on passe dans plan s (plan de Laplace), avant de passer dans le plan z.

Cette méthode consiste à déterminer les paramètres du modèle, par la voie de mesure de la fonction de transfert. Si la réponse fréquentielle du transformateur est identifiée par une autre fonction comportant une ou deux fréquences, alors on peut modéliser le transformateur par un circuit RLC. Aussi, on comprendra pourquoi le modèle n'est valable que pour un domaine bien déterminé, notamment pour des fréquences inférieures à 100 kHz.

III.8 Analyse de la réponse en fréquence (FRA)

Les transformateurs de puissance sont parmi les éléments les plus importants de l'infrastructure de transmission et de distribution de l'électricité de nos jours. La défaillance des transformateurs représente un coût énorme lorsque se produisent des pannes de courant et des opérations de maintenance imprévues. Il faut reconnaître l'importance d'éviter ces pannes et de rendre les tests et les diagnostics fiables et efficaces. L'analyseur de réponse de la fréquence de balayage **FRAX 101 (SFRA)** détecte les défauts potentielles mécaniques et électriques que d'autres méthodes en sont incapables. Les grandes entreprises de service public utilisent la méthode FRA depuis plus de dix ans. Les mesures sont faciles à effectuer et prendront une "empreinte digitale" unique du transformateur.

Les mesures se comparent à une empreinte digitale et donne une réponse directe à savoir si les composants du transformateur sont demeurés inchangés ou non. Les déviations indiquent que des modifications géométriques et électriques se sont produites à l'intérieur du transformateur [34].

Qu'est-ce que FRA ?

L'analyse de la réponse en fréquence (FRA) est une méthode efficace et précise permettant d'évaluer l'intégrité mécanique du circuit magnétique, des enroulements ainsi que des connexions à l'intérieur des transformateurs de puissance, en mesurant leurs fonctions de transfert électrique sur une large plage de fréquence.

La **FRA** est une méthode comparative, c'est-à-dire qu'elle évalue l'état du transformateur en comparant l'ensemble des résultats de la **FRA** à des empreintes de référence. Trois méthodes sont généralement employées pour évaluer les traces mesurées basées respectivement sur des comparaisons:

- **dans le temps :**

  (Les résultats de la SFRA sont comparés aux résultats précédents obtenus sur le même transformateur)

- **par type :**

  (la SFRA d'un transformateur est comparée à celle d'un matériel de type équivalent)

- **Entre phases :**

(Les résultats de la SFRA d'une phase sont comparés à ceux des autres phases du même transformateur).

III. 8.1 Objectifs des mesures par FRA

Le principal intérêt des mesures par FRA sur les transformateurs est de détecter des déformations des enroulements qui peuvent résulter des forces électromagnétiques très importantes qui s'exercent du fait des surintensités apparaissant au moment de défauts directs, de défauts dans le régleur, de mauvaises synchronisations [19]. La déformation d'un enroulement peut finalement provoquer un défaut dans le transformateur par suite d'une détérioration de l'isolement entre spires, chose qui provoque la diminution de la tenue diélectrique et aboutir à des spires court-circuitées. En outre, tout desserrage de la fixation d'un enroulement, suite à un amincissement de l'isolation du au vieillissement, augmente le risque de défaut par diminution de la tenue mécanique des assemblages de l'enroulement [19].

En plus du diagnostic des défauts à la suite de court-circuit, on remarque un intérêt croissant qui porte à la détection avant l'apparition de la panne, au moment des inspections programmées, de défauts liés à des déformations des enroulements, c'est à dire l'évolution de l'état mécanique permettant d'apprécier la fiabilité escomptée des transformateurs, en terme de susceptibilité accrue à des courts circuits futurs. Un intérêt se manifeste également dans les mesures par FRA pour la détection de tout autre problème conduisant à une modification de la répartition des inductances et des capacités dans les transformateurs, par exemple des défauts sur le noyau ou des défauts de mise à la terre du noyau ou des écrans. Une autre application des mesures par FRA est le contrôle de l'intégrité mécanique d'un transformateur après transport, fournissant un moyen fiable de confirmer que les assemblages du noyau et des enroulements n'ont subi aucune détérioration malgré les secousses répétée en cours de transport [19]. Les mesures par FRA peuvent donner des informations sur la tenue des structures géométriques des enroulements.

Caractéristique [34]**:**

- Appareil FRA le plus petit et le plus robuste sur le marché
- Répétabilité d'affichage la plus élevée possible grâce à la l'utilisation de câbles fiables et à une instrumentation hautement performante
- Normes internationales satisfaites quant aux mesures effectuées à partir d'un analyseur SFRA
- Gamme dynamique la plus élevée et la plus précise sur le marché
- Communication sans fil et alimentation par pile
- Analyse évoluée et aide à la décision intégrée au logiciel
- Importation de données à partir d'autres appareils de tests FRA

Quand utiliser la SFRA ?

Les applications typiques de la mesure de la SFRA sont :

- Contrôle du transformateur après le test en court-circuit
- vérification de l'intégrité des transformateurs après un transport
- évaluation de l'état d'un transformateur ayant été soumis à des courants de défaut transitoires élevés
- mesures de diagnostic de routine
- diagnostic consécutif à une alarme du transformateur ou un déclenchement de protection
- test consécutif à des changements significatifs des valeurs contrôlées en ligne (ex : gaz dissous)
- inspection approfondie consécutive à l'observation de résultats de tests inhabituels
- recherches scientifiques

Principe de fonctionnement [34]:

Chaque réseau électrique possède sa propre réponse en fréquence. C'est pourquoi on l'appelle généralement une empreinte ou signature. Les modifications géométriques entre les éléments du réseau provoquent des écarts dans sa réponse en fréquence.

Les différences entre une empreinte SFRA et le résultat d'une mesure réelle sont révélatrices de variations électriques ou de changement de position des composants internes. Des défauts différents sont directement liés à différentes sections de la courbe de réponse et peuvent généralement être discernés les uns des autres [34].

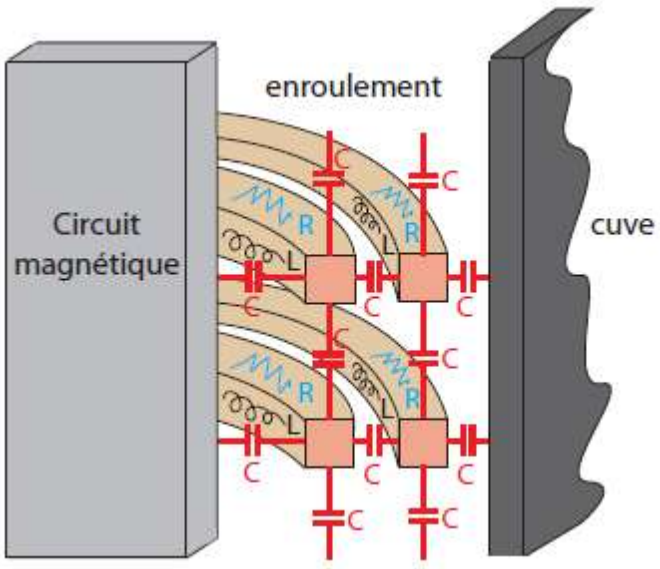


Fig . III.15 : Modèle d'un enroulement de transformateur

Les avantages [34]:

- La fiabilité élevée des résultats des tests est due à la méthode de mesure appliquée, ainsi qu'à la grande répétabilité des résultats des tests assurée par la sophistication de la technique de raccordement
- La SFRA peut détecter les problèmes de circuit magnétique et d'enroulements non décelables par une autre méthode de diagnostic.
- Un outil efficace et économique qui vous aidera à décider de la remise sous tension de les équipements suite à une avarie
- Une analyse adaptée à chaque défaut permet d'éviter les démontages coûteux de la partie active du transformateur

III.8.2 Type d'essais par FRA

Les principaux types d'essais par FRA sont :

III.8.2.1 Essais entre extrémités

On injecte le signal tour à tour à une extrémité de chaque enroulement et l'on mesure le signal à l'autre extrémité (Fig. III.16) [34].

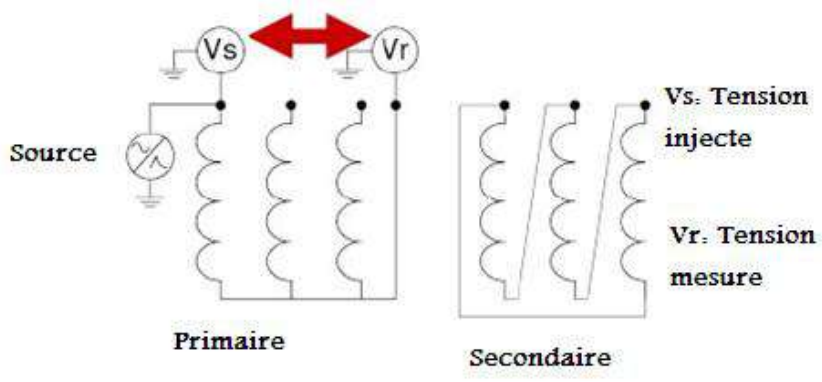


Fig.III.16 : Essai entre extrémités

L'impédance de magnétisation du transformateur est le principal paramètre caractérisant la réponse en fréquence basse (en-dessus du premier point de résonance) quand on utilise cette configuration.Cet essai est celui que l'on utilise le plus communément pour sa simplicité et la possibilité qu'il offre d'examiner séparément chaque enroulement.

III.8.2.2 Essais en court-circuit

Cet essai ressemble à la mesure entre extrémités mais avec un enroulement court-circuite sur la même phase voir (Fig. III.17) [34], de telles mesures permettent d'éliminer l'influence du noyau en dessus de 10-20 KHz environ du fait que la réponse en fréquence basse est caractérisée par l'inductance de fuite au lieu de l'inductance de magnétisation. La réponse pour des fréquences plus élèves est similaires à celle que l'ont obtient en utilisant la mesure entre extrémité. L'enroulement en court-circuit peut être laissé au potentiel flottant ou bien être mis à la terre. Pour les transformateurs triphasés, il y a deux niveaux de variations, soit avec un court-circuit par phase soit avec un court-circuit triphasé. En outre, les essais de court-circuit entre extrémités peuvent être réalisés en raccordant la source soit à l'extrémité coté phase, soit à l'extrémité coté neutre **[**19].

On peut effectuer cet essai 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 [19].

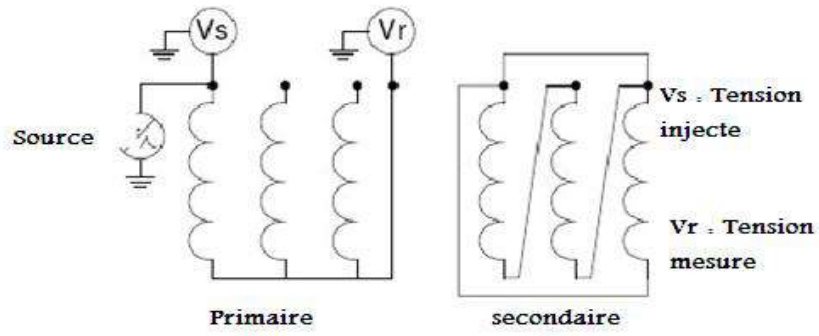


Fig.III.17 : Essai en court-circuit

III.8.2.3 Essai capacitif entre enroulements

On applique le signal à une extrémité d'un enroulement et l'on mesure la réponse à une extrémité d'un autre enroulement de la même phase (non relie au premier) (Fig. III.18) [34].

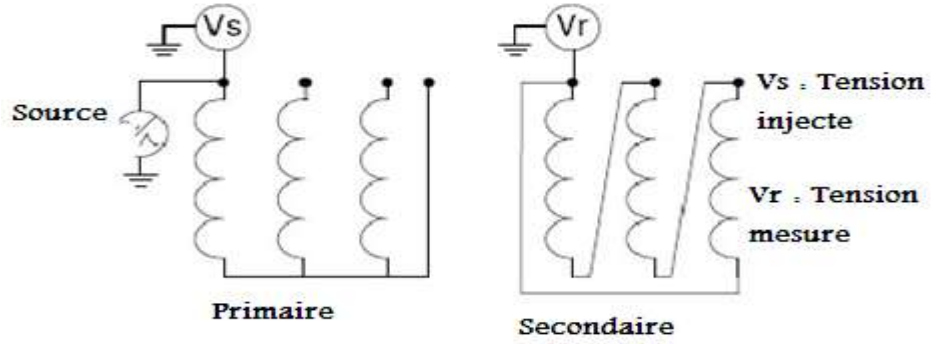


Fig.III.18 : Essai capacitif entre enroulements

III.8.2.4 Essai inductif entre enroulements :

On injecte le 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 (Fig. III.19) [34]. Pour cette mesure, la plage en basse fréquence est déterminée par le rapport des nombres de spires des enroulements.

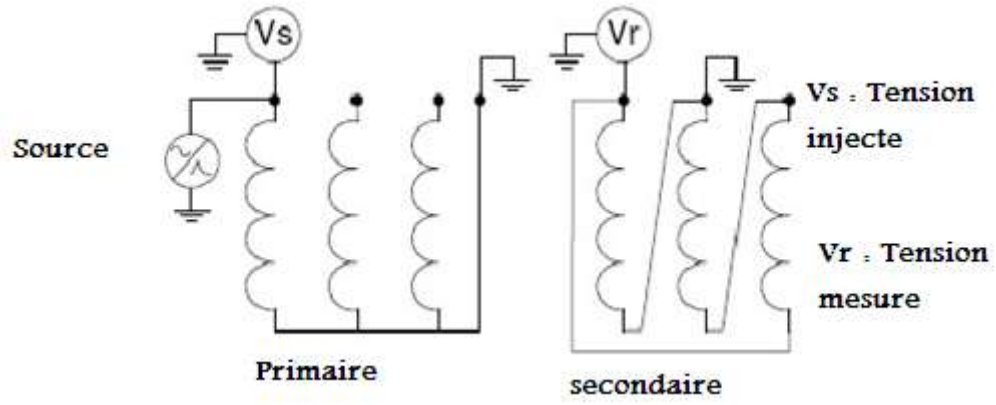


Fig.III.19 : Essai inductif entre enroulements

III.8.3 L'équipement de mesure

Le matériel nécessaire pour mener une bonne mesure de l'analyse de la réponse en fréquence se compose des éléments suivants:

III.8.3.1 Le FR Analyzer

Le FR Analyzer 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 fait du FR Analyzer un outil efficace et d'une grande souplesse d'emploi pour le diagnostic des enroulements et des noyaux magnétiques des transformateurs de puissance [19]. Le FR Analyzer 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. L'équipement standard FR Analyzer permet d'effectuer des mesures de la fonction de transfert de tension, par balayage de la fréquence [19]. Le FR Analyzer inclut un signal source DDS (synthèse numérique directe), de niveau et de fréquence 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 [19].

III.8.3.2 Connecteurs et commandes

Le FR Analyzer présente les connecteurs et les commandes suivants [19]:

En face avant (Fig III.20):

- Connecteur OUTPUT (sortie du signal source)
- Connecteur REFERENCE (CH 1) (entrée du canal de référence)
- Connecteur MEASUREMENT (CH 2) (entrée du canal de mesure)



Fig.III.20 :Vue de la face avant du FR Analyzer

En face arrière (Fig. III.21):

- Interrupteur d'alimentation
- Entrée d'alimentation en courant continu
- Borne de terre équipotentielle
- Sortie de courant continu 5 V
- Connecteur USB



Fig.III.21 : Vue de la face arrière du FR Analyzer

III.8.3.3 Câbles pour les essais

L'approche recommandée consiste à utiliser trois câbles blindes haute fréquence (ayant une impédance caractéristique connue et constante) pour les mesures de FRA : un pour l'injection de tension, un pour la mesure de la tension de référence sur la borne d'entrée et un pour la mesure de la tension de réponse. La longueur des câbles haute fréquence doit être suffisante pour atteindre les bornes alors que l'équipement d'essai est installé au pied du transformateur. Il est nécessaire d'adapter l'impédance des câbles à haute fréquence afin d'éviter les réflexions. L'impédance est en générale adaptée à 50 ohms à l'entrée de l'appareil de mesure [19].

Pour diminuer l'inductance, il est recommandé d'avoir des rallonges de câbles aussi courtes que possible (sans faire de boucles) (voir Fig. III.19) et d'utiliser des tresses plates (de 20 mm de large au minimum) au lieu de fils [19].

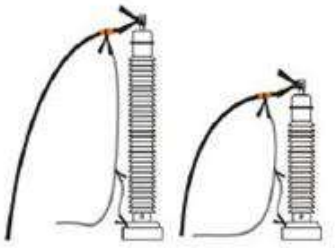


Fig. III.22.a : Bon raccordement à la terre

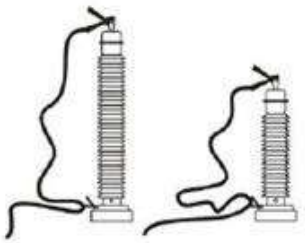


Fig. III.22.b : Mauvais raccordement à la terre

III.8.4 Procédure d'essai

L'analyse de la réponse de balayage de la fréquence des enroulements des transformateurs de puissance ne doit être entrepris que par du personnel qualifié et formé à cette tâche La procédure se déroulera de la façon suivante :

III.8.4.1 Consignation du transformateur

Avant de raccorder un câble de test quelconque au transformateur à tester, observez toujours les règles de sécurité suivantes **[19]** :

- Le transformateur à examiner doit être déconnecté du réseau électrique associé à toutes les bornes (ligne et neutre), sauf les services auxiliaires pour les changeurs, les pompes, les ventilateurs.
- Le transformateur à examiner devrait être dans son état normal de service, c'est-à-dire entièrement monté et rempli d'huile.
- De préférence le noyau de transformateur devrait être exempt de magnétisme résiduel, car le magnétisme résiduel influe sur les résultats d'essai de FRA à de basses fréquences.

Si le magnétisme résiduel est extrême, il sera nécessaire de démagnétiser le noyau avant l'essai de FRA.

- Les essais à courant continu, par exemple mesure de la résistance d'enroulement, peuvent causer le magnétisme résiduel ; par conséquent des essais de FRA devraient être réalisés avant tous les essais à courant continu.
- Ouverture des sectionneurs de barres.
- Condamnation des sectionneurs de barres en position ouverte.
- Vérification d'absence de tension.
- Mise à terre des liaisons (cordes ou câbles).
- Déconnexion des liaisons sur les bornes de traversées.
- Ne touchez aucune borne qui n'est pas visiblement connectée à la terre.
- N'ouvrez pas le boîtier du FR Analyzer
- Ne réparez pas, ne modifiez pas et n'adaptez pas le FR Analyzer, ou les accessoires.

III.8.4.2 Mise en service du FR Analyzer

La procédure de mise en service du FR Analyzer se déroule comme suit **[19]** :

- Raccordez respectivement les câbles coaxiaux jaune, rouge et bleu aux connecteurs OUTPUT, REFERENCE et MEASUREMENT du FR Analyzer (Fig. III.23).



Fig. III.23 : Connexion des câbles coaxiaux

- Raccordez le câble de terre à la borne de terre équipotentielle en face arrière du FR Analyzer, et pincez son autre extrémité à la cuve du transformateur (Fig. III.24).

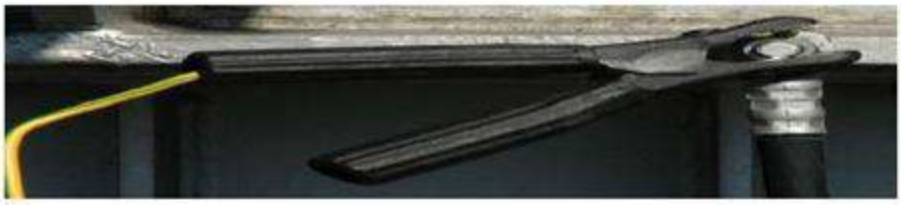


Fig.III.24 : Raccordement à la terre du FR Analyzer.

- Mise sous tension du FR Analyzer : Le FR Analyzer est alimenté soit par un adaptateur de courant alternatif soit par le bloc batterie.

III.8.4.3 Paramétrage des mesures grâce au logiciel FR Analyzer

Le paramétrage du FR Analyzer consiste à définir le transformateur ainsi que la mesure. Il permet aussi d'avoir une base de données pouvant contenir toutes les mesures effectuées La préparation des mesures doit passer par les étapes suivantes :

- Connexion du FR Analyzer au PC : Grâce au câble USB et au cordon d'alimentation du convertisseur USB optique.
- Démarrage du logiciel FR Analyzer.
- Ajout d'un nouveau transformateur et introduction des données :

✓ Constructeur
✓ Année de fabrication
✓ Puissance nominale
✓ Tension
✓ Couplage
✓ Emplacement physique
✓ Numéro de série

- Ajout d'un nouveau test et introduction des détails du test :

✓ Nom du test
✓ Testeur
✓ Température de l'huile
✓ Date et heure de l'essai

- Ajout de toutes les traces que l'on souhaite enregistrer (Une trace de test est la réponse en fréquence d'un enroulement de transformateur soumis au test).

III.8.4.4 Raccordement du FR Analyzer à un transformateur de puissance

Le raccordement du FR Analyzer au transformateur de puissance à l'essai se fait comme suit **[19] :**

1. Fixer une pince de mesure sur la borne de référence de traversée du transformateur.

Le choix de la borne de référence se fait comme suit :

➢ Couplage étoile : injection sur la borne neutre N à travers les deux câbles (rouge et jaune).
➢ Couplage triangle : injection sur une phase à travers les deux câbles (rouge et jaune).

2. Raccorder les câbles coaxiaux jaune et rouge via un adaptateur BNC livré au connecteur BNC de la pince (Fig.III.25).

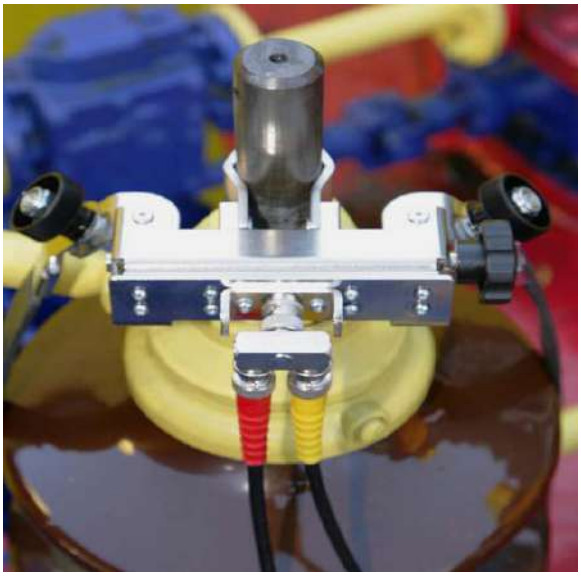


Fig.III.25 : Raccordement de la pince pour borne de traversée aux câbles coaxiaux jaune et rouge

3. Raccorder les tresses en aluminium à la pince pour borne de traversée à l'aide des vis se trouvant sur la pince et serrer les vis à fond (Fig. III.26).

Si nécessaire, utiliser la gaine isolante livrée pour éviter tout contact électrique entre la tresse en aluminium et le transformateur.



Fig.III.26 : Serrage de la pince à visser

4. Raccorder les tresses en aluminium à la cuve de transformateur en utilisant les pinces à vis. Assurez-vous que toutes les pinces et les tresses sont vissées à fond et qu'il existe un contact électrique entre les pinces et la cuve du transformateur.

En cas de doute, décapez la couche de vernis à l'aide de la lime livrée.

5. Fixer une autre pince sur la borne de mesure de traversée du transformateur

6. Raccorder le câble coaxial bleu au connecteur BNC sur la pince pour borne de traversée (Fig.III.27).



Fig .III.27 : Raccordement de la pince pour borne de traversée au câble coaxial bleu

7. Pour mettre à la terre la pince pour borne de traversée de mesure, répéter les étapes **3** et **4.**

III.8.5 Méthodes d'interprétation

III.8.5.1 Interprétation Méthodologique

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 des courbes, les informations actuelles avec les informations de référence [34].

Il y a trois approches pour obtenir des informations de références :

- Mesures préalables sur le même transformateur (Empreinte digitale)
- Mesures sur des transformateurs identiques (Jumeaux)
- Mesures sur des phases d'un même transformateur testes séparément

III.8.5.2 Domaine de fréquence pour les interprétations

Le Tableau (III.1) montre le domaine d'interprétation de FRA compte tenu des limites venant de la géométrie des installations d'essai et de certaines conditions d'incertitude liées à des flux rémanents. En règle générale, les spires court-circuitées, l'aimantation et d'autres défauts reliés 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 quant aux câbles qui relient les enroulements aux traversées et aux changeurs de prise.

f < 2000 Hz	Déformations du noyau, magnétisme résiduel
2000 Hz < f < 20 kHz	Court-circuit entre spires, circuits ouverts
20kHz < f < 200 kHz	Déplacements relatifs entre les enroulements.
200kHz < f < 2 MHz	Déformations propres de l'enroulement.
2 MHz < f < 10 MHz	Disposition de couplages et câbles de mesure.

Tableau. III-1 : Domaines typiques d'interprétation de FRA

III.9 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les divers modèles actuels de transformateur et la méthode de diagnostic basée sur la FRA. Le modèle que nous avons jugé plus convenable pour notre étude est celui basé sur les inductances propres et mutuelles, car il permet de traduire les différents phénomènes qui se produisent le long des enroulements du transformateur.

Ce modèle sera retenu dans notre travail afin de modéliser des transformateurs de grande puissance et étudier leurs comportements internes (répartition de la tension le long de l'enroulement, le gradient de tension, fréquences de résonance…). Cependant, il est important de trouver de bonnes procédures dans le calcul des paramètres du modèle afin d'avoir une bonne précision dans les résultats.

IV.1 Introduction

La prédétermination des inductances et les mutuelles est un enjeu important pour le monde industriel. L'objectif de ce chapitre est de présenter le modèle du transformateur de puissance adopté en tenant compte des équations mathématiques du schéma équivalent dit traditionnel du transformateur sans tenir compte du noyau magnétique.

Ensuite on présente la procédure de calcul des paramètres de l'enroulement du transformateur de puissance en vue d'une étude du comportement de ce dernier en régime fréquentiel, afin d'analyser la réponse de l'impédance en fonction de la fréquence de l'enroulement tout d'abord sain et ensuite avec défaut.

IV.2 Principe de la méthode des circuits couplés

La méthode des circuits électriques magnétiquement couplés consiste à subdiviser le conducteur en éléments de circuits circulaires et coaxiaux fictifs, dont la forme et les dimensions sont telles que la densité de courant peut être supposée constante dans chacun de ces éléments.

La subdivision peut se faire en mailles non régulières selon la pièce modélisée, zone de forte variation des grandeurs physiques, effet de peau important.

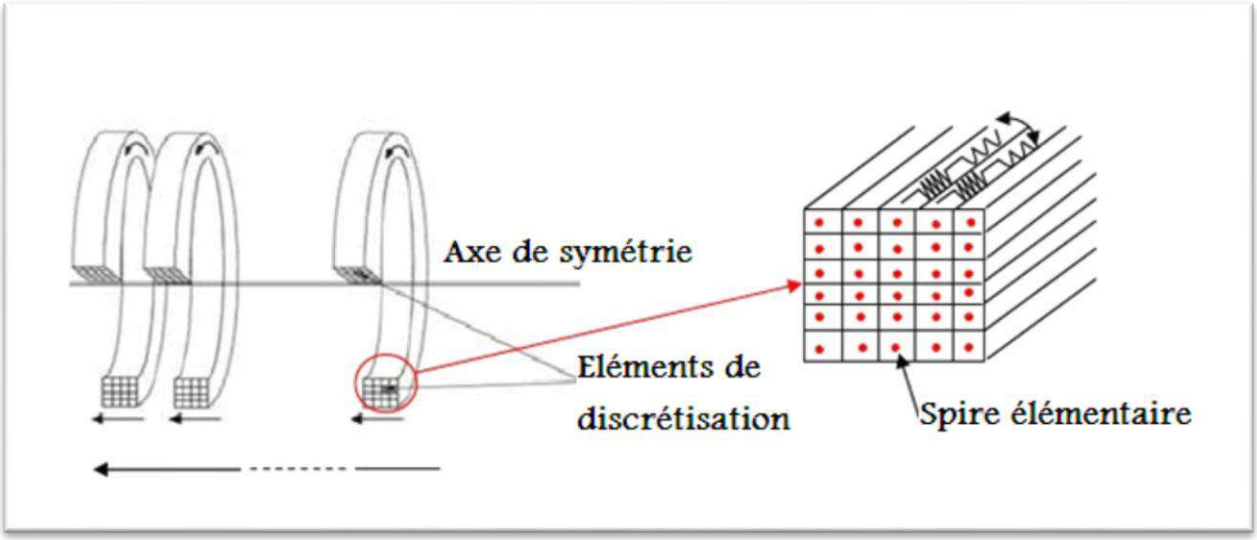


Fig.IV.1: Découpage des conducteurs en éléments

IV.3 Interaction entre les éléments de circuits électriques

Chaque élément du circuit électrique est représenté par sa résistance électrique et son inductance, ces éléments forment entre eux un système de circuits mutuellement couplés Entre les éléments, il existe des capacités de couplages, et pour chaque élément une capacité par rapport à la masse [35].

La discrétisation par la méthode des circuits électriques est représenté dans la figure (IV.2) où tout conducteur d'une bobine est formé de «N» spires principales en série et chacune de ces spires est constituées de « n » spires élémentaires en parallèles.

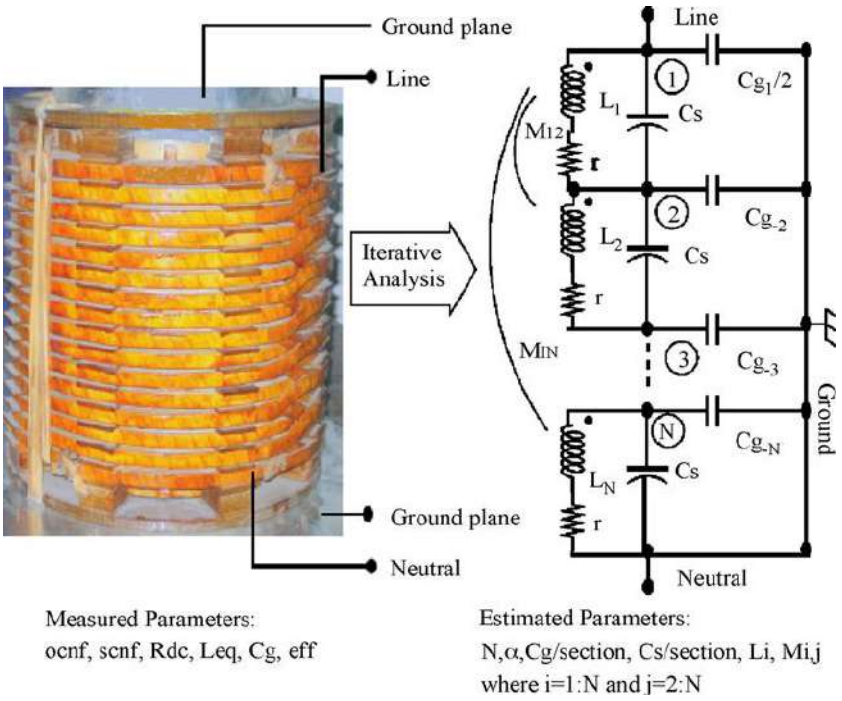


Fig.IV.2 : Schéma équivalent d'un bobinage de transformateur [36]

- **Cs** : capacité série
- **Cg** : capacité shunt
- **r** : résistance
- **L** : l'inductance propre
- **M1N** : mutuelle

IV.4 Equations du schéma équivalent adopté

L'application des lois de Kirchhoff au circuit représenté sur la figure (IV.2), nous permet d'élaborer les équations aux tensions et aux courants des enroulements HT et BT, ici on donne un exemple d'un enroulement discrétisé en 6 éléments et le raisonnement serait le même pour une discrétisation en n éléments, cependant le choix est limité à 6 puisque après ce nombre la précision de calcul reste sensiblement constante [37].

IV.4.1 Equations des tensions

u_0 et i_0 sont respectivement la surtension appliquée et le courant à l'entrée de l'enroulement soumis à cette dernière.

$$\boldsymbol{u_0(t) = U_{max} \sin \omega t = r_g i_0} \quad \text{(IV.1)}$$

Avec r_g la résistance interne de générateur.

Les équations différentielles des tensions pour l'enroulement du transformateur subdivisé en 6 éléments, sont:

$$u_1 - u_2 - ri_1 = l_s \frac{di_1}{dt} + M_{12}\frac{di_2}{dt} + M_{13}\frac{di_3}{dt} + M_{14}\frac{di_4}{dt} + M_{15}\frac{di_5}{dt} + M_{16}\frac{di_6}{dt}$$

$$u_2 - u_3 - ri_2 = l_s \frac{di_2}{dt} + M_{21}\frac{di_1}{dt} + M_{23}\frac{di_3}{dt} + M_{24}\frac{di_4}{dt} + M_{25}\frac{di_5}{dt} + M_{26}\frac{di_6}{dt}$$

- Généralisation

Pour : $1 \leq K \leq 6$

$$\mathbf{u_k - u_{k+1} - ri_k = l_s \frac{di_k}{dt} + \sum_{\substack{M=1 \\ m \neq k}}^{6} M_{km} \frac{di_m}{dt}} \quad \text{(IV.2)}$$

IV.4.2 Equations des courants

Au nœud (1) à l'entrée du transformateur on a :

$$\mathbf{i_0 = i_1 + i_{cs} + i_{cg/2}} \quad \text{(IV.3)}$$

$$\mathbf{i_0 - i_1 = i_{cs} + i_{cg/2}}$$

Avec :

$$\mathbf{i_{cg/2} = C_{g/2} \frac{d(V_0)}{dt}} \quad \text{(IV.4)}$$

$$\mathbf{i_{cs} = C_s \frac{d(V_0 - V_1)}{dt}} \quad \text{(IV.5)}$$

En introduisant (IV.4) et (IV.5) dans (IV.3) on obtient :

$$\mathbf{i_0 - i_1 = (C_s + C_{g/2})}$$

$$\mathbf{\frac{dV_0}{dt} - C_s \frac{dV_1}{dt}} \quad \text{(IV.6)}$$

Au nœud (2) correspondant à la tension u_2 on a :

$$\boldsymbol{i_1 - i_2 = -C_s \frac{dV_0}{dt} + (2C_s + C_g) \frac{dV_1}{dt} - C_s \frac{dV_2}{dt}} \quad \text{(IV.7)}$$

- Généralisation

Pour $1 \leq K \leq 5$

$$\mathbf{i_k - i_{k+1} = C_s \frac{du_k}{dt} + (2C_s + C_g) \frac{d\,u_{k+1}}{dt} - C_s \frac{d\,u_{k+2}}{dt}} \quad \text{(IV.8)}$$

IV.4.3 Représentation matricielle des équations du modèle

Après avoir établi les équations régissant le schéma équivalent d'une phase du transformateur, et après l'intégration des équations (IV.2) (IV.8) on obtient :

$$\mathbf{\int_0^t (u_k - u_{k+1}) dt = \sum_{j=1}^{2n} M_{kj} i_k + R_k \int_0^t i_k} \quad \text{(IV.9)}$$

Pour les courants :

$$\mathbf{\int_0^t (i_k - i_{k+1}) dt = C_s U_k + (2C_s + C_g) - C_s U_{k+2}} \quad \text{(IV.10)}$$

Les deux équations ainsi obtenues peuvent se mettre sous la forme condensée suivante :

$$\boldsymbol{U = K^{-1} \int_0^t \Delta I dt} \quad \text{(IV.11)}$$

$$\boldsymbol{I = M^{-1} \int_0^t (\Delta U - RI) dt} \quad \text{(IV.12)}$$

$$\Delta \boldsymbol{I} = (\boldsymbol{I_k - I_{k+1}})$$

et

$$\Delta \boldsymbol{U} = (\boldsymbol{U_k - U_{k+1}}) \quad \text{(IV.13)}$$

U et I sont les vecteurs des tensions et des courants.

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ . \\ . \\ . \\ U_n \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ . \\ . \\ . \\ I_n \end{bmatrix}$$

[K] et [L] sont respectivement les matrices des capacités et des inductances des enroulements.

$$[\mathrm{K}]=\begin{bmatrix} C_S+C_{g1}/2 & -C_s & . & . & 0 \\ -C_S & 2C_S+C_{g2} & . & . & . \\ . & . & . & . & . \\ . & . & . & . & . \\ 0 & 0 & . & . & 2C_S+C_{gN} \end{bmatrix} \quad \text{(IV.14)}$$

$$[\mathrm{L}]=\begin{bmatrix} L_1 & M_{1.2} & \ldots & M_{1N} \\ M_{1.2} & L_2 & \ldots & M_{2.N} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ M_{1N} & M_{2N} & \ldots & L_N \end{bmatrix} \quad \text{(IV.15)}$$

IV.5 Caractéristiques électriques et géométriques des l'enroulement du transformateur étudié

Quel que soit le type de représentation, les éléments sont calculés en fonction des caractéristiques géométriques et diélectriques du bobinage ainsi que des caractéristiques géométriques du noyau magnétique.

En HF, même si nous négligeons l'effet non linéaire du noyau, la modélisation du transformateur reste plus complexe par rapport à celle à 50 Hz. De nombreux travaux ont été réalisés pour essayer de trouver un modèle unique du transformateur, mais cet objectif est loin d'être atteint en raison de plusieurs phénomènes à savoir [37] :

- ✓ Effets des courants de Foucault dans le noyau et dans les conducteurs de l'enroulement
- ✓ Actions des capacités apparaissant entre les spires et entre les spires et la masse
- ✓ Possibilités de phénomènes de résonances

Dans le cadre de cette étude, on s'est intéressé à un enroulement d'un transformateur étudié par K. Ragavan et al [39].

L'enroulement étudier comporte 10 disques, chaque disque contient 20 tours de diamètre moyen 200 mm.

La capacité au sol ($C_{g.eff}$=5.6 nF) a été mesurée par un pont de tension résiduelle à 1kHz, alors que la résistance (R_{dc}= 8 Ω) a été mesuré par un multimètre numérique, et l'inductance équivalant mesuré est égale L_{eq}=6.98mH.

L'algorithme d'identification conçu par les auteurs a convergé pour un nombre de cellule de discrétisation égale à (06) et une constant de distribution initiale de tension α égale à 7,4833.

IV.6 Procédure de calcul des paramètres des enroulements

Le calcul des paramètres du transformateur est axé sur les caractéristiques électro-géométriques du transformateur.

Dans ce qui suit, on s'étalera sur le calcul des paramètres du modèle du transformateur, dont on considère les deux enroulements HT et BT mais sans la prise en compte du noyau [37].

IV.6.1 Schéma équivalent complet des enroulements du transformateur

Le schéma suivant représente l'enroulement du transformateur dont les paramètres sont calculés par la méthode présentée ci-dessus :

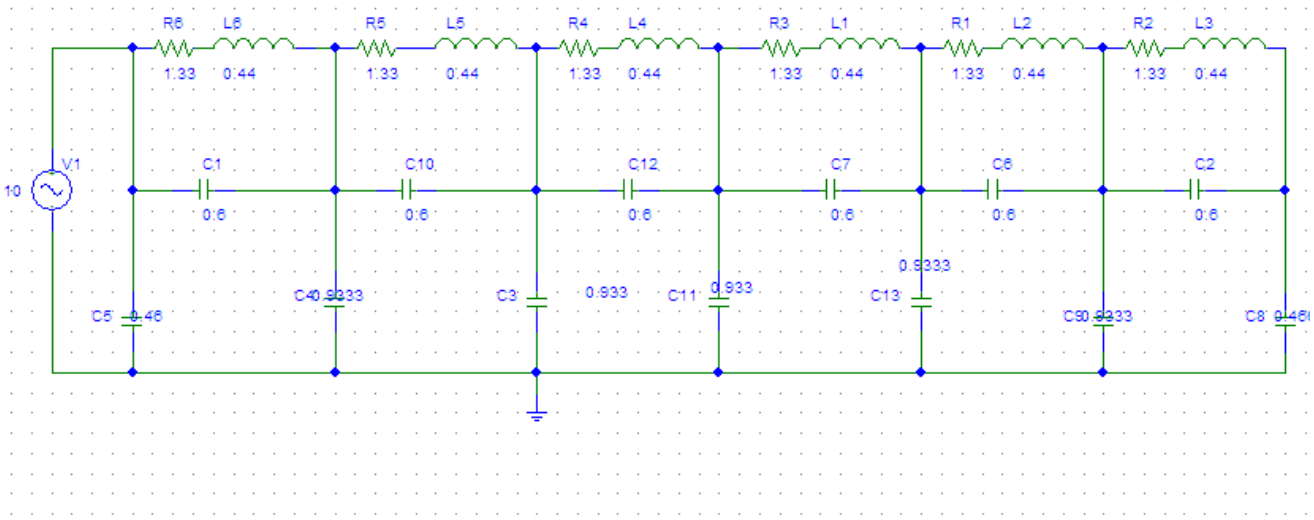


Fig.IV. 3 : Schéma équivalent complet des enroulements du transformateur

IV.6.2 Détermination des paramètres du schéma équivalent

IV.6.2.1 Calcul les inductances et les mutuelles

Considérons le cas de la figure suivante, dans le vide (ou l'air), composé de deux spires circulaires coaxiales de rayon moyen $\boldsymbol{r_1}$ et $\boldsymbol{r_2}$. Celles-ci sont constituées de conducteurs de section circulaire et de rayon$\boldsymbol{r_c}$. [38]

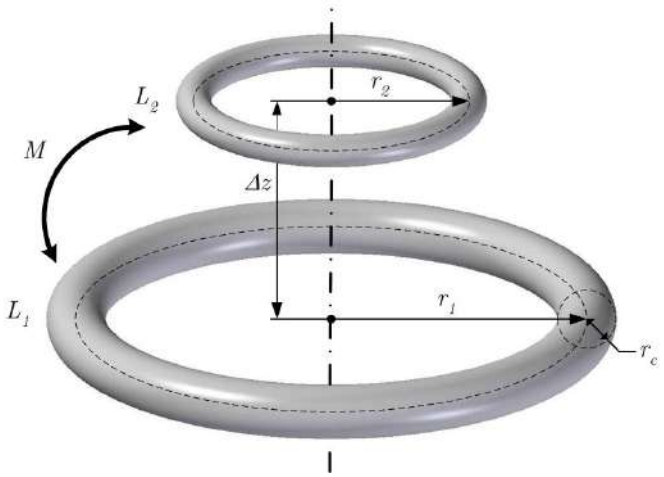


Fig.IV.4 : Calcul d'inductances des spires [38]

- **L_1, L_2** : longueur de spire
- **r_1, r_2** : rayon
- **M** : mutuelle

Le calcul de l'inductance et les mutuelles entre ces conducteurs revient ici à résoudre directement l'équation de Neumann :

$$\mathbf{M_{12}} = \frac{\mu_0}{4\pi} \iint \frac{\mathbf{dl_1 dl_2}}{\mathbf{r}} \qquad \text{(IV.16)}$$

❖ **Résultat de simulation :**

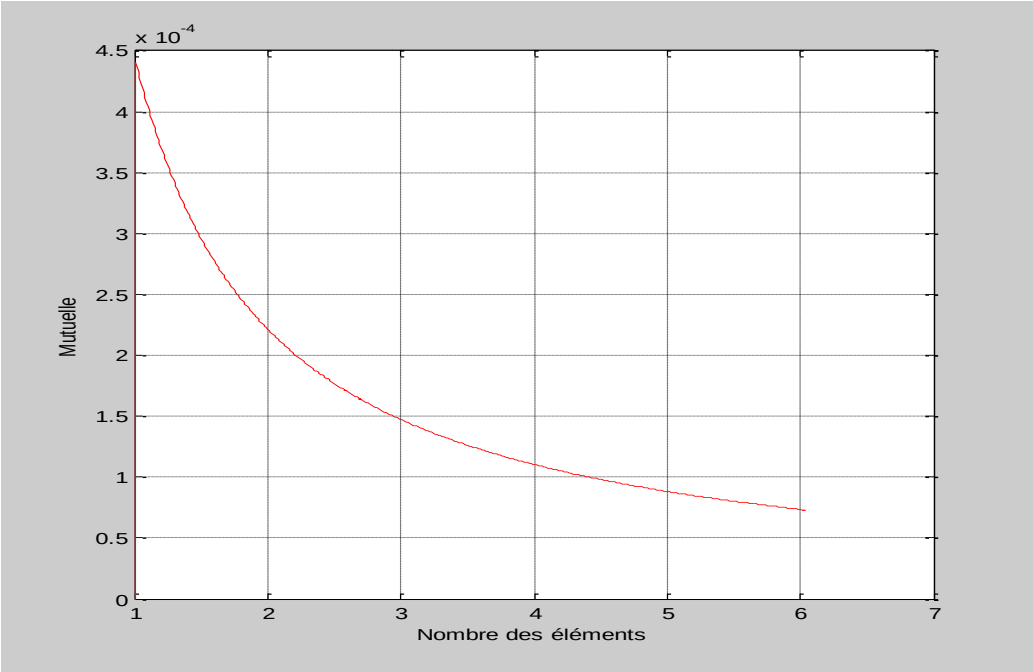


Fig.IV.5 : Inductances propres et les mutuelles d'un bobinage discrétisé en 6 éléments

❖ **Résultat de l'inductance propre et mutuelle calculées :**

Les valeurs des inductances propres et les mutuelles calculées selon (IV.16) sont regroupées dans le tableau IV.1 :

ls	**M1**	**M2**	**M3**	**M4**	**M5**
0.4407	**0.2203**	**0.1469**	**0.1102**	**0.0881**	**0.0734**

Tableau IV.1 : l'inductance propre et mutuelle calculées, Les valeurs en mH

L'inductance totale équivalente de l'enroulement s écrit comme suit :

$$\mathbf{L_{eq}(calculé)=NL_i+2\sum_{i=0}^{N-1}(N-1)M_{i,i+1}} \quad \text{(IV.17)}$$

D'où :

$\boldsymbol{L_{eq}}$ **= 7.18 [mH].**

IV.6.2.2 Calcul les capacités shunt C_g, sériesC_s, et la capacité équivalente C_{eq}

Le calcul de ces capacités dépend de la géométrie et des caractéristiques électriques des spires des enroulements [35].

Les capacités shunt C_g, et séries C_s, sont déterminées à partir de la valeur de la capacité au sol mesurée et les valeurs de nombre d'éléments et de la constante de distribution initiale de la tension déduite par l'algorithme d'identification.

$$C_g = \frac{C_{g.eff}}{N} = 0.9333 \quad [nF]$$

$$C_s = \frac{C_{g.eff}.N}{\alpha^2} = 0.6 \quad [nF]$$

$$C_{eq} = \frac{C_g}{2} + \frac{1}{\frac{1}{C_s}+\frac{1}{C_g+\frac{1}{\frac{1}{C_s}+\cdots}}} = 0.8829 \text{ [nF]}$$

IV.6.2.3 Calcul de la résistance r

Les résistances r, sont déterminées à partir de la valeur de la résistance mesurée et les valeurs de nombre d'éléments, déduite par identification.

$$\boldsymbol{r = \frac{R_{dc}}{N} = 1.333} \ [\Omega]$$

IV.7 Synthétisation du circuit de référence

Les mesures des inductances propres et mutuelles sont données par **K. Ragavan** et **al** .sont représentées dans le tableau IV.2 suivant :

$\boldsymbol{ls}$	**M1**	**M2**	**M3**	**M4**	**M5**
0.4310	**0.2392**	**0.1435**	**0.0947**	**0.0612**	**0.0496**

Tableau IV.2 : l'inductance propre et mutuelle de référence, Les valeurs en mH.

Les valeurs mesurées des inductances propre, mutuelles, les résistances et les capacités shunte- série, sont représente dans le schéma de référence. [39]

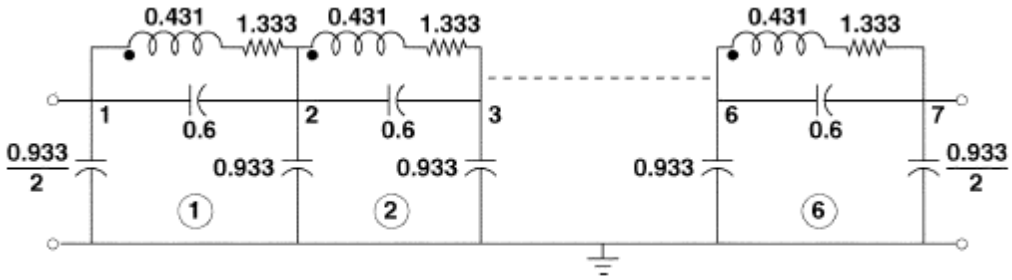


Fig.IV.6 : schéma de référence [39]

La variation de l'impédance en fonction de la fréquence est donnée par la figure suivant [39]:

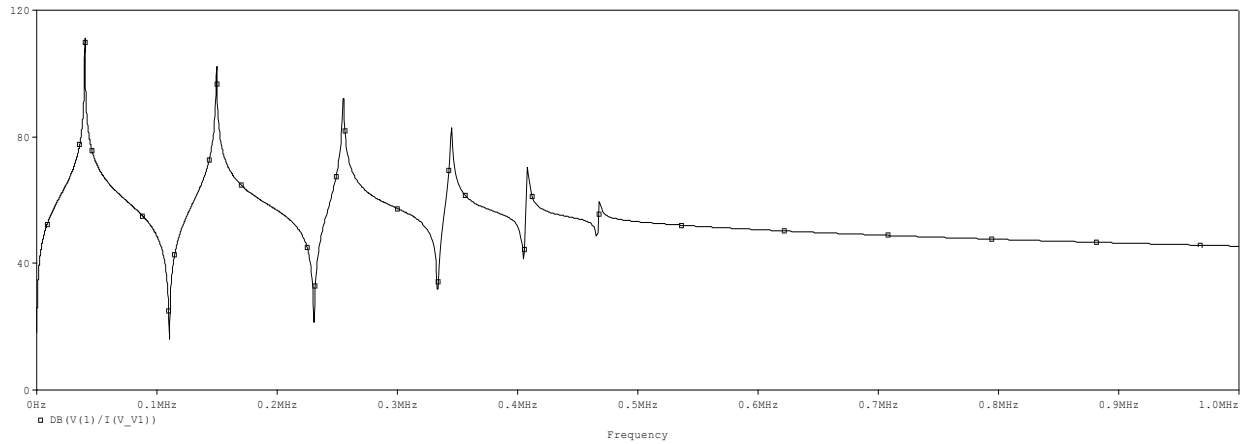


Fig.IV.7 : La variation de l'impédance en fonction de la fréquence

- **Validation du modèle à paramètres calculés**

La variation de l'impédance en fonction de la fréquence est donnée par la figure suivant :

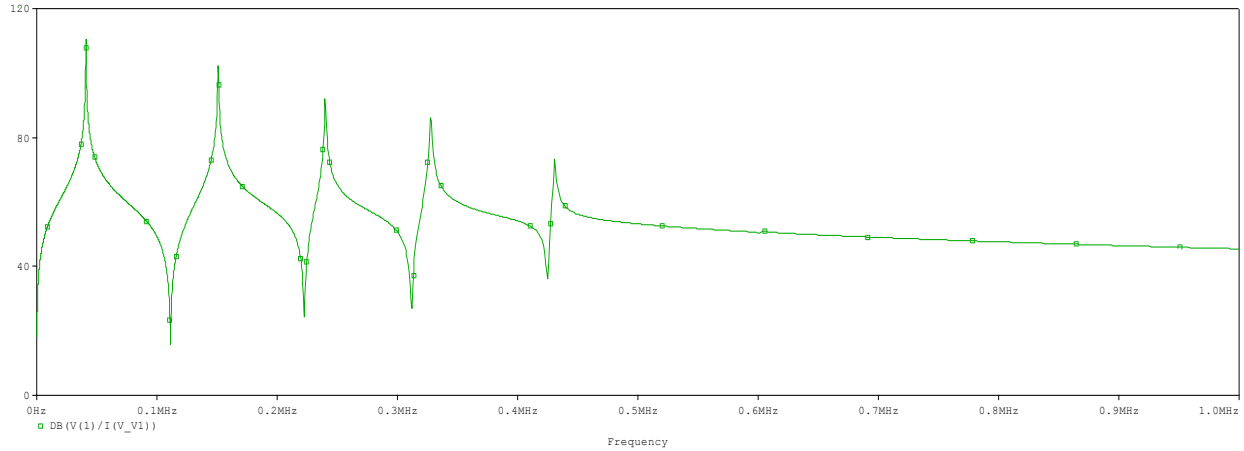


Fig.IV.8 : La variation de l'impédance en fonction de la fréquence.

- **Comparaison de model du référence et calculé**

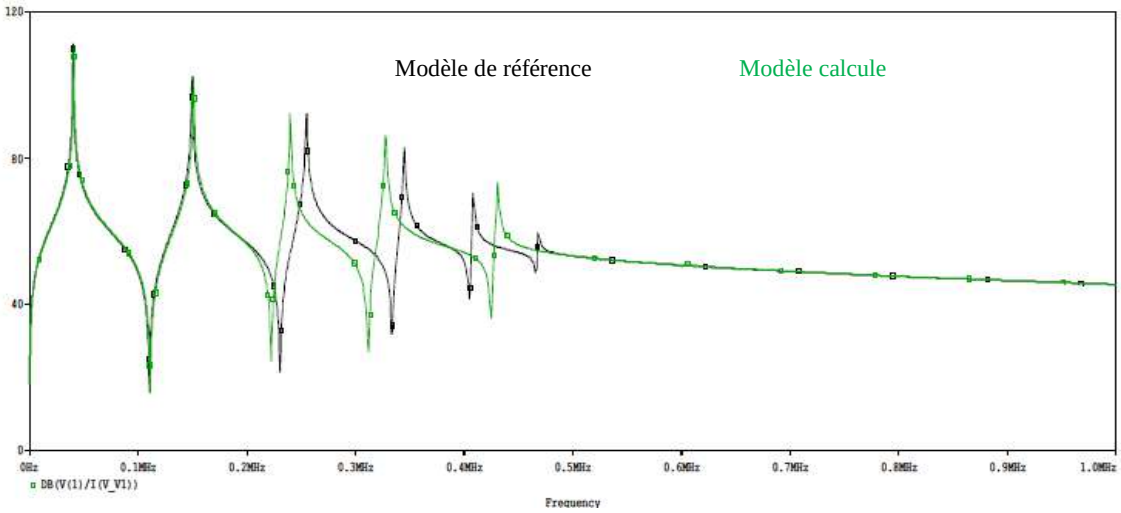


Fig.IV.9 : Comparaison de model du référence et calculé

Le tableau IV.3 représente la comparaison des fréquences normales en circuit ouvert ocnf et celles en court-circuit scnf obtenu par le modèle de référence, mesuré et calculé :

Les valeurs de référence		Les valeurs mesurées		Les valeurs calculées		Erreur*
Ocnf(kHz)	Scnf(kHz)	Ocnf(kHz)	Scnf(kHz)	Ocnf(kHz)	Scnf(kHz)	
40.3	105	40.48	105.19	40.130	111.013	<5%*
143	223.8	142.58	224.79	145.62	229.075	
250.6	336	249.42	334.44	253.39	320.023	
346		346.41	410.09	347	407.328	
		414.34	472.42	410.311	469.412	
L_{eq}=6.98 [mH]		L_{eq}= 7.03 [mH]		L_{eq}=7.18 [mH]		<5%*
C_{eq} = 0.8819 [nF]		C_{eq} = 0.8819 [nF]		C_{eq} = 0.8829 [nF]		<5%*

Tableau IV.3 : la comparaison des fréquences normale en circuit ouvert ocnf et celles en Court-circuit scnf de modèle de référence, mesurées et de modèle calculées.

L'erreur est calculée selon la formule suivant :

$$*\text{erreur}\% = \frac{\text{valeur mesurée - valeur estimée}}{\text{valeur mesurée}} \times 100 \qquad \text{(IV.18)}$$

IV.8 Les différents défauts étudiés

Pour étudier les différentes défaillances de l'enroulement avec la technique d'analyse fréquentielle, on a fait varier les paramètres du modèle d'un enroulement supposé sain. Les modifications des valeurs de ces paramètres dépendent du défaut à analyser.

Les défauts simulés sont les suivants :

- Court-circuit entre spires.
- Circuits ouverts.
- Variation de capacité.

Les défauts entre spires de l'enroulement correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court-circuit sur l'enroulement concerné.

IV.8.1 Court-circuit entre spires

La figure (IV.10) suivante représente la réponse en fréquence de l'impédance de l'enroulement présentant un défaut de court-circuit entre les spires adjacentes 1 et 2 superposé avec celle d'un enroulement sain.

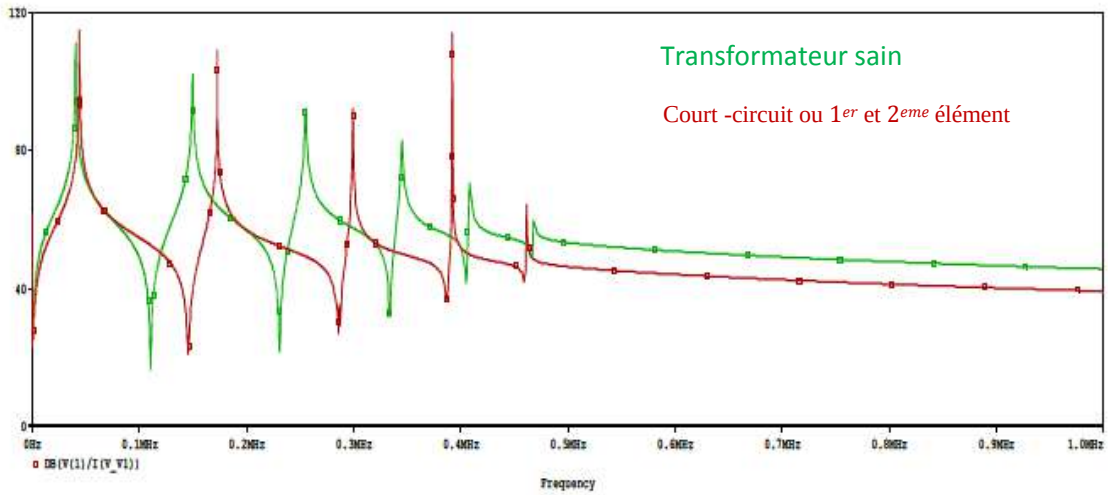


Fig.IV.10 : comparaison de la réponse en fréquence entre un enroulement présentant un défaut de court-circuit entre le 1er élément et un transformateur sain.

- L'application de court-circuit entre le 1er élément et 2eme indique une forme de la réponse de l'impédance déformable par rapport à celle obtenue d'un enroulement sain. Le pic de résonance de ce défaut apparaît dans la plage de 10 kHz jusqu'à 480 kHz. Le déplacement du premier pic est relevé. Aux environs de 4 kHz en gardant presque la même amplitude. On constant regalement que le défaut est absent à partir de 480 kHz.

La figure(IV.1) suivante représente les réponses en fréquence de l'enroulement présentant un défaut de court-circuit entre spire avec un déplacement de point du défaut :

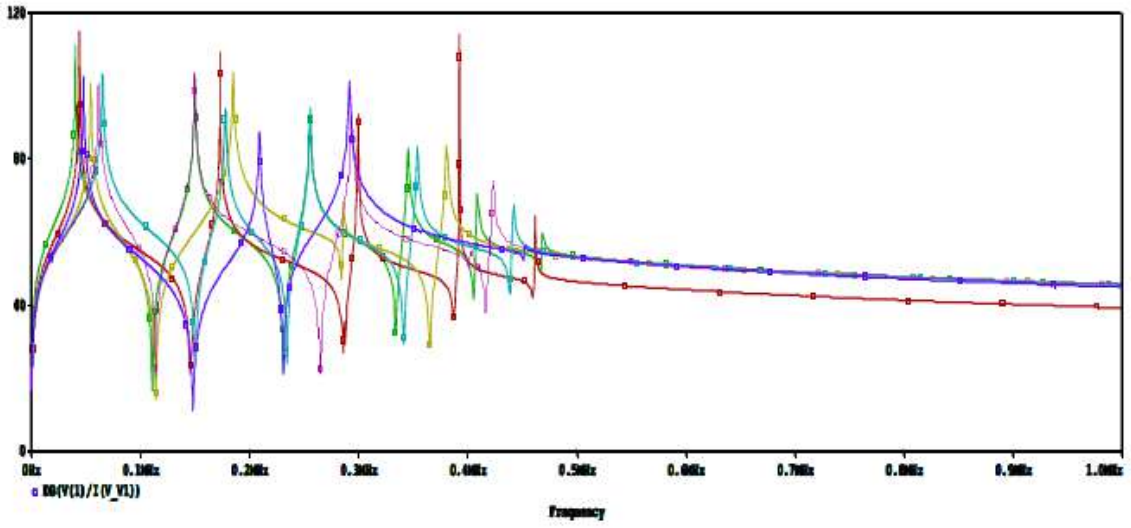


Fig.IV.11 : comparaison entre les différentes signatures obtenues suite à des court-circuit entre élément et celle de l'enroulement sain.

Transformateur sain	**Court -circuit entre 1er *et* 2eme**
Court-circuit entre 2eme *et*3	**Court -circuit entre 3eme *et* 4 ^{eme}**
Court-circuit entre 4eme *et* 5eme	**Court -circuit entre 5eme *et* 6eme**

- Le déplacement de point de défaut considéré, confirme que la déformation de réponse fréquentielle commence à partir de 40 kHz. Dans la totalité des empreintes on remarque que le premier pic de résonance se déplace avec le déplacement du court-circuit d'environ 4 kHz.

IV.8.2 Ouverture de spires

La figure (IV.12) suivante représente la réponse fréquentielle de l'impédance de l'enroulement présentant une ouverture au niveau de premier élément de l'enroulement discrétisé

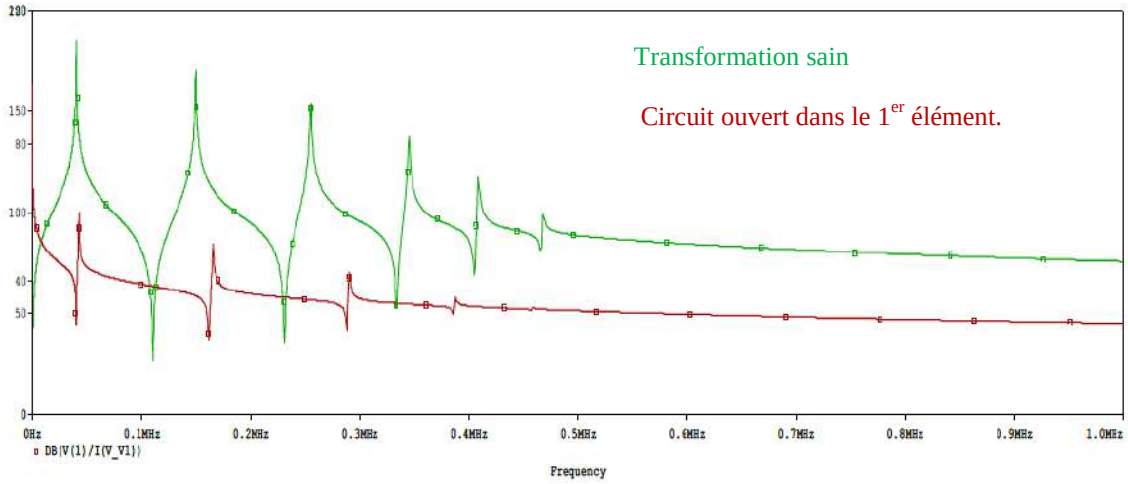


Fig.IV.12 : comparaison de la réponse de l'impédance entre un enroulement présentant un défaut d'ouverture de spire et un enroulement sain.

- De la comparaison des signatures obtenues, on peut noter que la courbe issue de l'application d'un défaut caractérisant une coupure de spires du 1er élément est affectée considérablement dans la plage allant 0 jusqu'à 500 kHz.

La Figure (IV.13) représente les réponses en fréquence de l'enroulement présentant un défaut de circuit ouvert entre les spires avec un déplacement du point de défaut :

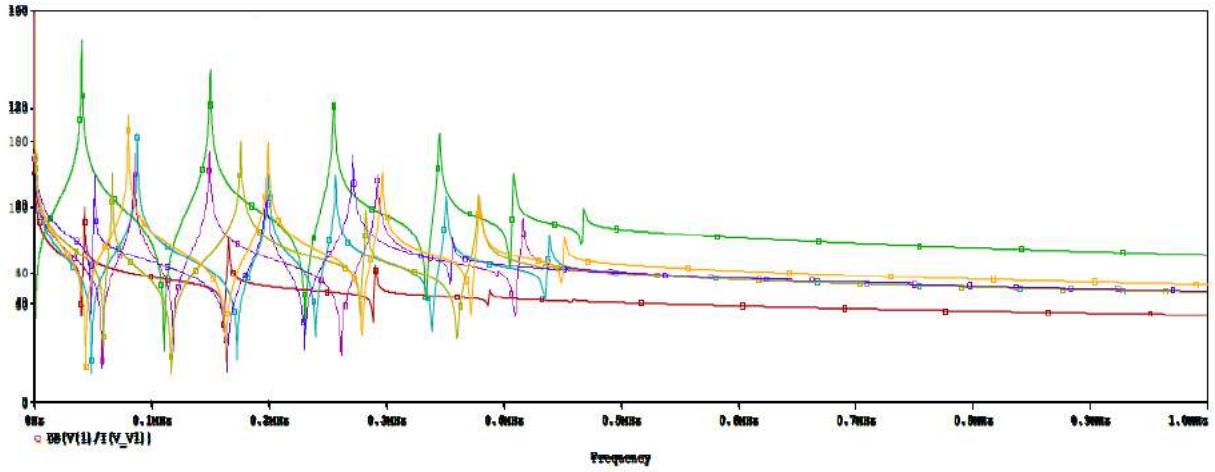


Fig.IV.13 : comparaison des empreintes des enroulements affectés par ouvertures de circuit et celle d'un enroulement sain.

Transformateur sain.	**Circuit ouvert entre 1er et 2eme**
Circuit ouvert entre 2eme et3^{eme}	**Circuit ouvert entre 3eme et 4eme**
Circuit ouvert entre 4eme et 5eme	**Circuit ouvert entre 5eme et 6eme**

- D'après les simulations effectuées, on remarque que toutes les réponses fréquentielle de l'impédance, lorsque l'enroulement est affecté par une ouverture présentent des fréquences ocnf à 0 Hz, on remarque aussi que les fréquences de coupeur scnf et ocnf sont inversé par rapport au cas d'un enroulement sain et se déplacent d'environ 10 kHz avec le déplacement du défaut le long de l'enroulement.

❖ Comparaissent entre le court-circuit et ouverture de spire

La figure suivante représente la comparaison entre le court-circuit et ouverture de spire au niveau du 1er élément.

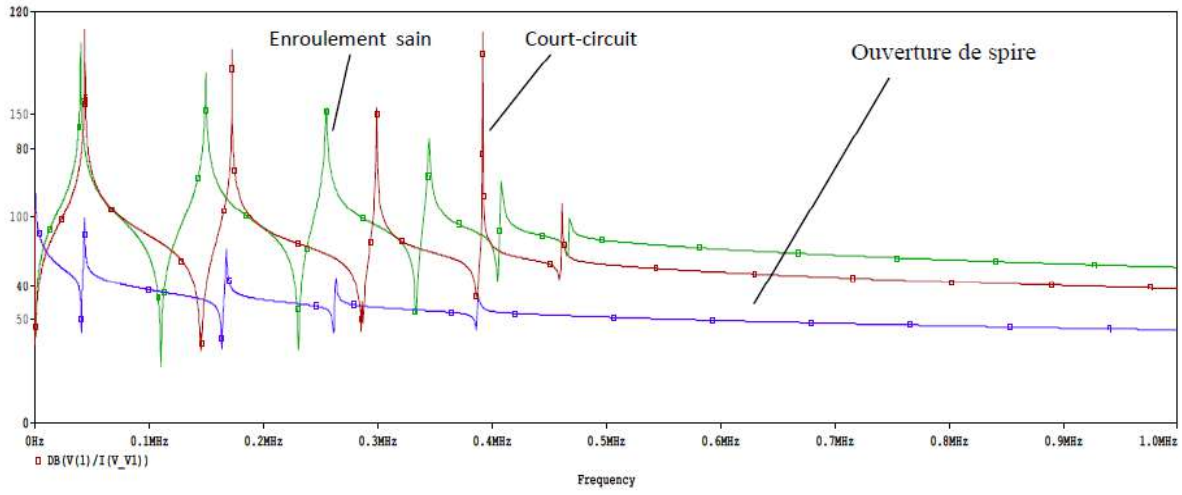


Fig. IV.14 : comparaison entre le court-circuit et ouverture de spire dans la 1er élément.

- La comparaison des deux signatures engendrées respectivement par un défaut de contact galvanique entre spire, et ouverture de spire, on remarque que dans le deuxième cas une apparition d'une fréquence à un pic de résonance caractérisant ocnf à 0 Hz, dans le premier signale, la fréquence de coupure qui apparait est une scnf **.**

IV.8.3 Variation de capacité

IV.8.3.1 Capacité shunt Cg

La figure(IV.15) suivante représente la réponse fréquentielle de l'impédance de l'enroulement présentant les variations de capacités en shunts :

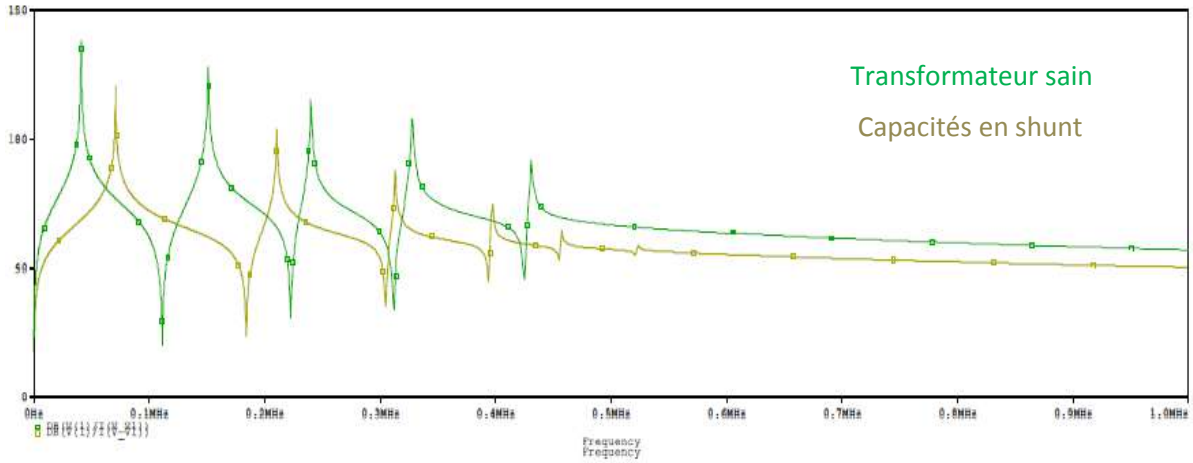


Fig.IV.15 : comparaison de la réponse de l'impédance entre un enroulement présentant une Variation de capacités en shunt et un enroulement sain**.**

- D'après la signature de l'impédance de l'enroulement qui a une variation de la capacité en shunt en remarque que les capacités en shunt se décalent vers le droit d'environ 4KHZ.

IV.8.3.2 Capacites en series Cs

La figure(IV.16) suivante représente la réponse fréquentielle de l'impédance de l'enroulement présentant les variations de capacités en séries

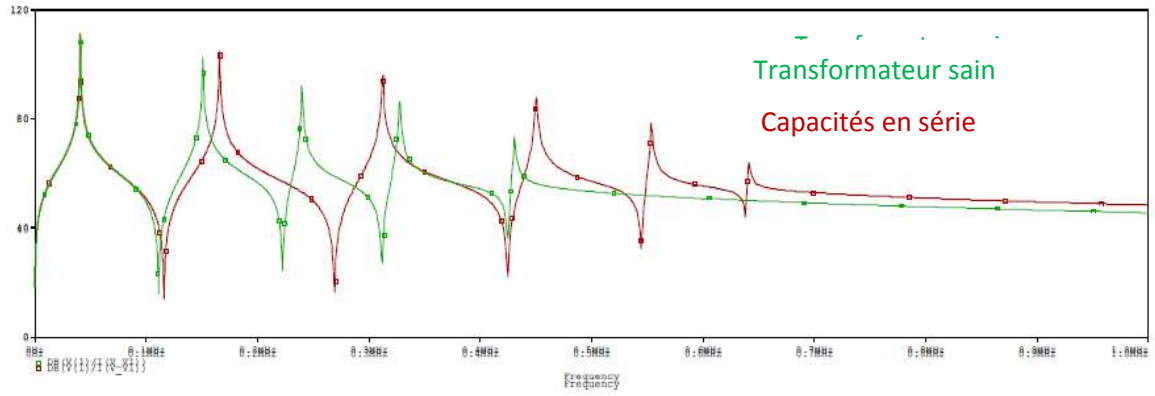


Fig.IV.16 : comparaison de la réponse de l'impédance entre un enroulement présentant une Variation de capacités en séries et un enroulement sain.

- D'après la signature de l'impédance de l'enroulement qui a une variation de la capacité en série en remarque que les capacités en série se décalent vers le droit et le défaut apparait à partir de 11Khz.

IV.8.3.3 Comparaissent entre les variations de capacités en séries et en shunts

La figure (IV.17) suivante représente la comparaison entre les variations de capacités en séries et en shunts

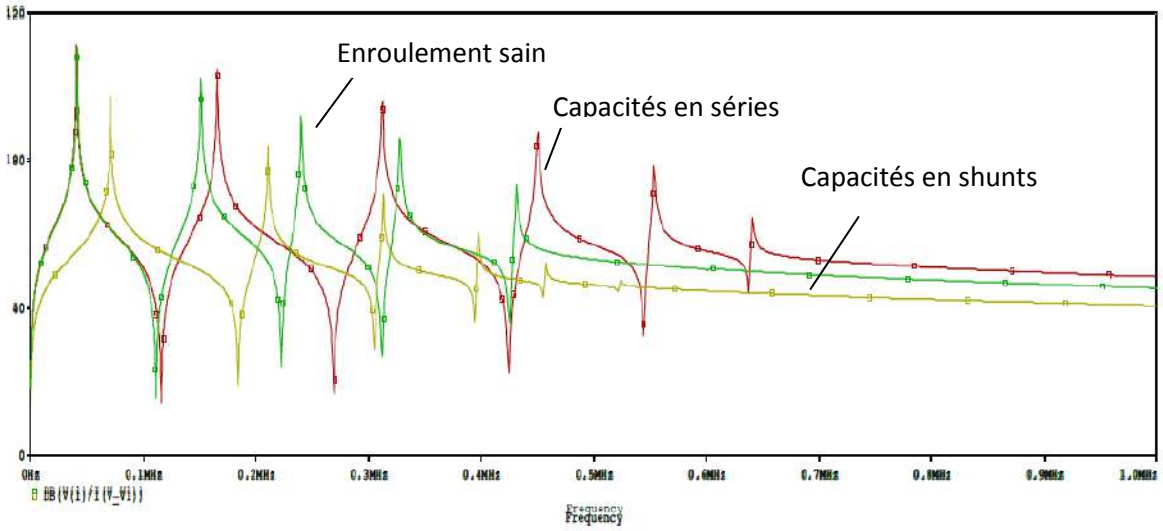


Fig.IV.17: comparaison de la réponse de l'impédance entre un enroulement présentant les Variations de capacités en séries et un enroulement sain.

- La comparaison des deux signatures engendrées respectivement par une variation de capacité entre les capacités en séries, et les capacités en shunts, on remarque que le défaut de capacités en séries apparait à partir de 11Khz, et le défaut de capacités en shunts se décalent vers le droit d'environ 4KHZ.

IV .9 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous nous sommes particulièrement intéressés au modèle basé sur le principe des inductances propres et mutuelles, nécessitant le calcul des paramètres inductifs, capacitifs et résistifs. ensuite, nous avons tiré les différente indications des problèmes sur les enroulements peuvent être déduites des changements de l'allure de la réponse, de l'apparition, déplacement ou disparition des pics de résonance selon le déplacement du défaut le long de l'enroulement et la nature de court-circuit.

En plus du diagnostic des défauts à la suite de court-circuit, on a constaté l'intérêt croissant qui porte à la détection de la panne et la localisation exacte des défauts sur l'enroulement. Cela est illustrée par les figures de simulation obtenues, nous indique l'évolution de l'état géométrique et le comportement de transformateur.

CONCLUSION GENERALE

Notre travail est consacré la localisation des défauts dans les enroulements de transformateur de puissance en vue de son diagnostic.

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 du transformateur. Plusieurs modèles de transformateurs sont également développés ainsi que la méthode de diagnostic utilisée.

Le modèle que nous avons jugé le plus adéquat pour notre étude est celui basé sur les inductances propres et mutuelles, car il permet de traduire les différents phénomènes qui se produisent le long des enroulements du transformateur. Ce modèle permettra de modéliser les transformateurs de grande puissance et d'étudier leurs comportements internes (répartition de la tension le long de l'enroulement, le gradient de tension, les fréquences de résonance…).

D'après l'étude, on a conclu que :

- Les défauts de court-circuit entre spires, se manifestent par des pics de résonance dans la région (10-480 kHz) : avec déplacement de ces pics en fonction des défauts le long de l'enroulement.

- Les défauts liés aux ouvertures ou aux coupures de spires de l'enroulement apparaissent comme des perturbations sur la réponse en gain même aux faibles fréquences, ces perturbations sont importantes dans la plage de fréquence (0-500 kHz).

- Variation de capacité en série Cs : le défaut à partir de 11Khz avec décalage à droite.

- Variation de capacité en shunt Cg : le défaut à partir de 4Khz avec décalage à droite.

Cependant, il est important de trouver les bonnes procédures qui permettront le calcul des paramètres du modèle afin d'avoir une bonne précision dans les résultats.

Nomenclature

U_0: La tension applique à l'entré

I_0 : Le courant applique à l'entré

r_g : La résistance interne de générateur

w : La pulsation

L_s : Les inductances propres

M : Les inductances mutuelles

N: Nombre des cellules

Cs: Capacité longitudinale

Cg: Capacité transversale

K: Matrice des capacités

L: Matrice des inductances

R_{dc} : Résistance mesure au continue

α : Constant de distribution initiale de la tension

Leq : L'inductance équivalente

Cg eff : La capacité au sol

ocnf : Fréquence normale en circuit-ouvert

scnf: Fréquence normale en court-circuit

BIBLIOGRAPHIE

[1] Théodore Wildi, Gilbert SYBILLE, " ELECTROTECHNIQUE : transformateur ". 4e édition, Bibliothèque Nationale, Paris, juin 2005.

[2] M.N.Baudyopadhyay, « Transformers diagnostics in the practical field», Power Engineering, 2007, Large Engineering System Conference on,P.192-202,IEEE.

[3] Yyonnick Le Menach « Contribution à la modélisation numérique tridimensionnelle des systèmes électrotechniques » Thèse de Doctorat de l'Université de Lille1, Année 1999.

[4] Anthony Lefevre Laurence.Miégeville Java.Fouladgar Guy.Olivier «3D computation of transformers overheating under nonlinear loads » IEEE Transaction On Magnetics, vol.41, No.5, pp 1564-1567, May 2005.

[5] Christophe Guerin « Détermination des pertes par courants de Foucault dans les cuves des transformateurs-modélisation des régions minces et prise en compte de la saturation des matériaux magnétiques en régime harmonique » Thèse de doctorat Institut National Polytechnique de Grenoble, 1994.

[6] T. Nakata ; N. Takahashi ; Y. Kawase « magnetic performance of step-lap joints in distribution transformer cores » IEEE Transactions On Magnetics, Vol. Mag-18, No. 6, November 1982.

[7] Juan Carlos Olivares; Yilu Liu; Jose M. Canedo; Rafael Escarela-Perez ; Johan.

[8] Driesen; Pablo Moreno « Reducing Losses in Distribution Transformers » IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, No. 3, pp 821-826, July 2003.

[9] Pierre. Mayé « Aide mémoire- électrotechnique » Dunod,Paris, 2006, ISBN 210 049578 X.

[10] S. Boudraa «Analyse de gaz dissous dans les huiles des transformateurs en utilisant les techniques de l"intelligence artificielle », Mémoire de Magister, Université de Batna, 2005.

[11] Anthony LEFEVRE «CONTRIBUTION A LA MODELISATION ELECTRIQUE, ELECTROMAGNETIQUE ET THERMIQUE DES TRANSFORMATEURS Application à l'étude de l'échauffement sur charges non linéaires» Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes *27 octobre 2006.*

[12] Fiche technique sur l'entretien des transformateurs «Gestion de la durée de vie des transformateurs Optimisation de la durée de vie».

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

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

[15] M. Belkacem « Comportement de l"huile de transformateur „Borak 22" sous tension alternative 50 Hz », Mémoire de Magister, Département du Génie Electrique, Option : Réseaux Electriques et Haute Tension, Ecole Nationale Polytechnique, Alger.2007.

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

[17] MUFIDZADA N.A, OTMANE-CHRIF T, ≪ Etude de l"Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur≫, page1-23, 2009.

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

[19] MEZARI NAOUEL« DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCES».Memoir de magister.Université de Tizi-Oujou.2011.

[20] TRAN Anh Tuan «modélisation de la propagation des signaux HF dans le réseau d'énergie électrique» Mémoire de doctorat. Ecole doctorale : électronique, électrotechnique, automatique, de Lyon.2002.

[21] Frederic Robert « Modélisation et simulation de transformateurs pour alimentations à découpage» Thèse de Doctorat en Sciences Appliquées Université Libre de Bruxelles, Août 1999.

[22] Anthony Lefevre « Contribution a la modélisation électrique , électromagnétique et thermique des transformateurs application à l'étude de l'échauffement sur charges non linéaires » Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes Année 2006.

[23] Andrianirina RAKOTOMALALA«CONTRIBUTION A LA MODELISATION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE EN REGIMES HAUTES FREQUENCES» Mémoire de doctorat. Ecole doctorale : électronique, électrotechnique, automatique, de Lyon.1992.

[24] GUARDADO J. L., CORNICK K. J., "A computer model for calculating steep-fronted surge distribution in machine windings", IEEE/PES Summer Meeting, Portland, July 24-29, 1988, paper 88 SM 609-0.

[25] WRIGHT M. T., YANG S. J., MacLEAY K., "General theory of fast-fronted interturn voltage distribution in electrical machine windings", Proc. IEE, Vol. 130, Pt. B, N°4, July 1983, pp. 245-256.

[26] McLAREN P. G., ORAEE H., "Multiconductor transmission line model for the line-end coil of large AC machine", Proc. IEE, Vol. 132, Pt. B, N°3, May 1985, pp. 149-156.

[27] WTLCOX D. J., "Theory of transformer modelling using modal analysis", IEE Proceedings - C, Vol. 138, N°2, March 1991, pp. 121-128.

[28] MUSIL R. J., PREININGER G., SCHOPPER E,, WENGER S., "The résonance effect of oscillating system overvoltages on transformer windings", IEEE, Vol. PS-101, N°10, October 1982, pp. 3703-3711.

[29] AHMAD A., "Contribution à la modélisation des transformateurs de puissance et de leur comportement en haute fréquence", Thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lyon, 7 Février 1992.

[30] GLANTNGER P., "Modale parameter der elektrischen eigenschwingungen von transformatoren", etz ArchivBd. 6,1984, H. 12, pp. 399-405.

[31] SU Q., JAMES R. E,, SUTANTO D., "A Z-transform model of transformers for the study of electromagnetic transients in power Systems", IEEE/PES, 1989 Summer Meeting, paper SM 666-9 PWRS.

[32] VAESSEN P. T. M., "Transformer model for high frequencies", IEEE, Transaction on Power Delivery, Vol. 3, N°4, 1988, pp. 1761-1768.

[33] MIRI A. M., SCHWAB A. J., NOTHAFT M., "Behaviour of transformers at hifh frequencies", 18th EMTP Meeting, May 28-29, 1990, Marseille.

[34] OMICRON electronics « FRAnalyzer Manuel d'utilisation » Référence -VESD0662 Version du manuel».

[35] Gueller.B, Veverka.A, « Processus impultionnelles dans les machines électriques», Energya, Moscou, 1973.

[36] L. Satish, Subrat K. Sahoo, « Locating faults in a transformer winding», HV Lab, Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore 560012, Karnataka, India.

[37] Otmane-Cherif T, N.Mufidzada, N.Benamrouche ≪Influence of the Number of the nodes in the Windings Equivalent circuit o the Surge voltages in transformers≫, International Review on Modelling and Simulation, Italy, Vol. 1, N°2, pp 78-84, October 2008.

[38] Anthony LEFEVRE, «contribution a la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateurs», université de Nantes, Thèse de doctorat.2006.

[39] K. Ragavan and L. Satish , « Localization of Changes in a Model Winding Based on Terminal Measurements», IEEE transaction on power delivery ,vol.22,NO.3, july 2007.