REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DEPARTEMENT D'AUTOMATISATION DES PROCEDES ET ELECTRIFICATION

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Domaine : Sciences et technologies.

Filière : Hydrocarbures.

Spécialité : Génie électrique : électricité industrielle

Thème

Les défauts d'isolements entre spires d'un enroulement Du transformateur de puissance

Présenté par :

- ✓ HADDOU Noureddine
- ✓ BOUNABI Amina

Encadré par :

M[eme] S.CHALAH

MCA	UMBB	Président	O.BENDJRABA
MAA	UMBB	Examinateur	F.KHELIFI
MCB	UMBB	Examinateur	M.HAMADACHE
MAA	UMBB	Encadreur	S.CHALAH

Année universitaire : 2015-2016

N° Ordre ……/faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par :

- HADDOU Noureddine
- BOUNABI Amina

Spécialité : Génie électrique : électricité industrielle.

Filière : Hydrocarbures.

THEME

Diagnostic des défauts d'isolements entre spires d'un enroulement Du transformateur de puissance

O.BENDJEGHABA	UMBB	Président
F.KHELIFI	UMBB	Examinateur
M.HAMADACHE	UMBB	Examinateur
S.CHALAH	UMBB	Encadreur

Année universitaire : 2015-2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DEPARTEMENT D'AUTOMATISATION DES PROCEDES ET ELECTRIFICATION

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Domaine : Sciences et technologies.

Filière : Hydrocarbures.

Spécialité : Génie électrique : électricité industrielle

Thème

Les défauts d'isolements entre spires d'un enroulement Du transformateur de puissance

Présenté par :

- ✓ HADDOU Noureddine
- ✓ BOUNABI Amina

Avis favorable de l'encadreur

Avis favorable du jury

Cachet et signature

Année universitaire : 2015-2016

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur
M^me^. CHALAH pour avoir d'abord proposée ce thème, pour suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils.

Nous tenons à remercier vivement toutes personnes qui nous ont aidés à élaborer et réaliser ce mémoire, ainsi à tous ceux qui nous ont aidés de prés ou de loin à accomplir ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants et le chef de département D'automatisation et électrification qui a contribué à notre formation par ailleurs, Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous nos amis et collègues pour le soutien moral et matériel…

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon cher père, pour ses encouragements.

Le jour est venu pour leur dire Merci…

Mes très chères sœurs

Qui m'ont beaucoup soutenu durant tout mon cursus universitaires

Mes chers frères : Mouhamed el mehdi, Abd hamid, Nour el esselem

A toutes mes amis :Imene, Mounira
que dieu les protèges

A toutes mes collègues et surtout hadjer, lilia,jiji,fouzia

A mon binôme Noureddinne

Toute la promo 2011

A tous ceux que j'aime et je respecte infiniment

Bounabi Amina

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon cher père, pour ses encouragements.

Le jour est venu pour leur dire Merci…

Mes très chers frères : Mohamed, Fethi, Miloud, Rachid

Qui m'ont beaucoup soutenu durant tout mon cursus universitaires

Mes chères sœurs

A toutes mes amis : Moundir, Abderrahmane, Zinou et Abdelkrim que dieu les protèges

A toutes mes collègues et surtout Dris, Nadir, Ramadane, Alali,Abdessamed ,Abderrahime, Ebdelmoudjib

A mon binôme Amina

Toute la promo 2011

A tous ceux que j'aime et je respecte infiniment

Haddou Noureddine

Résumé

Les transformateurs de puissance sont des éléments clés des systèmes électriques. Leurs défaillances sont très coûteuses, principalement à cause de la non-disponibilité du service électrique qu'elles entraînent. L'évaluation rapide et précise de défauts internes des transformateurs est, en conséquence, un facteur clé d'une exploitation efficace et sûre. Un tel diagnostic est généralement établi par un expert humain qui fait corréler différents types d'informations telles que des résultats d'essais électriques ou chimiques, le déclenchement de protections ou l'historique de l'appareil.

Cette mémoire présente un outil original d'aide au diagnostic de défauts, qui reprend, en les formalisant, la démarche et la capitalisation d'expérience de l'expert. Les informations disponibles sur le transformateur à étudier sont analysées de manière systématique par le système proposé. Des hypothèses de défaut sont alors formulées et un degré de confiance calculé pour chacune d'elle.
Pour améliorer la confiance en certaines de ces hypothèses, l'outil recherche, et propose, de renseigner des informations utiles pouvant améliorer le diagnostic. Il progresse ainsi jusqu'à ce que la confiance d'au moins une hypothèse soit suffisante pour l'utilisateur.

Le système peut de plus évoluer efficacement dans le temps en prenant facilement en compte de nouveaux types d'essais ou de nouvelles informations pouvant être discriminants dans un diagnostic, et ainsi améliorer automatiquement les diagnostics futurs.

Abstract

Power transformers are key components to the electrical systems. Their failures cause long electrical service unavailability: therefore they are very expensive. Quick and accurate assess of transformer'sinternal faults is consequently a key issue for an efficient and safe service life. Such diagnosis ismainly led by a human expert, due to his ability to link different kind of information such as electricalor chemical tests, tripped protections or history of the apparatus.

This final repport presents an original method of diagnosis aid that behaves somehow like an expert, and capitalizes his experience, by formalizing it. The available information on a particular transformer is used to search any similarities within the developed system, on a systematic base. Then faults hypothesis are proposed and according confidences are calculated. To improve those hypothesis' confidences the method will propose to inform new useful information that could improve the diagnosis. Then it continues up until at least one hypothesis confidence is high enough for the user.

This system could easily evolve over time by taking into account new kinds of tests or new information that could be significant in any diagnosis, and then automatically improve future diagnosis.

Acronymes & Abréviations

SKT	Sharikat Kahraba Targa
TG	Trbine a Gaz
Tv	Turbine a Vapeur
HVEI	High voltage laboratory of Electronic institute in Russia
DDS	Synthèse Numérique Directe
FRA	Réponse de l'analyse fréquentielle
GRTE	Gestionnaire réseau transport électrique
SNCC	Système numérique de contrôle commande
SSD	Système Statique de Demarrage
OTC	One Through Cooler
CCPP	Combined Cycle power plant
CCGT	Combined cycle gas turbine
TET	Température d'Entrée de la Turbine
AMA	Aubes Mobile d'Admission
CCGI	Cycle combiné à gazéification intégrée ().
NHRG	La consommation spécifique nette de chaleur garantie
AGD	Analyse des Gaz Dissous (Dissolve Gas-in oïl Analyser)
CH4	Méthane
C2H6	Ethane
C2H4	Ethylène
H2	Hydrogène
C2H2	Acétylène
CO	Monoxyde de Carbone
CO2	Dioxyde de Carbone
FAL :	Furfuraldéhyde le plus significatif
HMF	Hydroxyméthylfuraldéhyde
ACF	Furilméthylcétone
MEF	Méthylfurfuraldéhyde
DP	Décharge Partielle
OH	Surchauffement (Over-heating)
OLTC	Régleur en charge (On-Load Tap Changer)

PPM	Concentration exprimée en partie par million. Un ppm (Volume/volume)de gaz implique que mm3 de ce gaz est dissous dans 1 litre d'huile isolante à une pression de 1 atmosphère (101.3 kilo pascal).
TR	Transformateur de puissance
HT	Haut tension
BT	basse tension
EMTP	Electro magnetic transient program
HF	Haut fréquence
K	capacité longitudinale
R_B	Resistance de l'enroulement BT
R_H	Resistance de l'enroulement HT
L_B	inductance propre de l'enroulement BT
L_H	inductance propre de l'enroulement HT
R_m	Resistance mesurée
θ_F	235 Pour le cuivre et 225 pour l'aluminium
θ_{ref}	Température de référence
θ_m	Température des enroulement
ONAN	refroidissement de type Oil Normal Air Normal
ONAF	refroidissement de type Oïl Normal Air Forcée
OFAF	refroidissement de type Oil Forcée Air Forcée

Liste des tableaux

Chapitre I
Tableau I.1 les pressions de gaz SF6
Tableau I.2 les parafoudres type PSA
Tableau I.3 les courant de chaque jeu de barre
Tableau I.4 les Disjoncteurs SF6 de post blindé

Chapitre II
Tableau II.1 type de refroidissement de transformateur de puissance
Tableau II.2 caractéristique d'huile BORAK 22

Chapitre III
Tableau III-1 les gaz dissous dans l'huile lors de défaut
Tableau III-2 Méthode de Rogers
Tableau III -3 Interprétation de Rogers
Tableau III-4 Interprétation de la CEI60599
Tableau III-5 Code pour les ratios de Doernenburg
Tableau III-6 Interprétation de Doernenburg
Tableau III-7 Domaine d'interprétation de PI

Liste des figures

Chapitre I
Fig. I.1 situation géographique de la centrale électrique
Fig. I.2 centrale électrique 'TERGA' Ain TEMOUCHENT
Fig. I.3 principe de fonctionnement d'un cycle conbiné
Fig. I.4 Turbine a gaz (GT-26)
Fig. I.5.a. Alternateur
Fig. I.5.b plaque signalétique
Fig. I.6 Turbine à Vapeur
Fig. I.7 Photo de turbine à vapeur de centrale TERGA.
Fig. I.8 la chaudière de récupération
Fig. I.9 Photos de chaudière de récupération de centrale TERGA
Fig. I.10 Photos de transformateur principal 'centrale TARGA'

Chapitre II
Fig. II.1 transformateur de puissance.
Fig. II.2 différents types de TC.
Fig. II.3 transformateur type sec
Fig. II.4 transformateur immergé hermétique
Fig. II.5 transformateur respirant
Fig. II.6 Transformateur à Cuve à Radiateur.
Fig. II.7 circuit magnétique type cuirassée
Fig. II.8 circuit magnétique type colonne
Fig. II.9 Bobinage d'un transformateur concentrique simple
Fig. II.10 bobinage à galette
Fig. II.11 Mesure des décharges partielles

Chapitre IV
Fig. IV.3 Circuit de Foster en série
Fig. IV.4 Modèle de Cauer pour le noyau de fer.
Fig. IV.5 Modèle du transformateur de Chimklai
Fig. IV.6 Impédance de l'enroulement (Zwinding)
Fig. IV.7 Modèle d'Andrieu
Fig. IV.8 Circuit équivalent de Zcc.
Fig. IV.9 Modèle de Noda.
Fig. IV.10 couplage de l'élément j avec les autres éléments
Fig. V.11 Modèle d'un enroulement de transformateur
Fig. IV.12Essai entre extrémités
Fig. IV.13 Essai en court-circuit

Fig. IV.14 Essai capacitif entre enroulements
Fig. IV.15 Essai inductif entre enroulements
Fig. IV.16 Vue de la face avant du FR Analyzer

Chapitre V

Fig. V.1 schémas des bobines avec prise de noyau
Fig. V.1 Schéma équivalent du transformateur sans l'influence du noyau

Chapitre VI

Fig. VI.1 schéma équivalent des enroulements HT et BT du transformateur
Fig. VI.2.a Les Tensions sinusoïdales relevées au secondaire
Fig. VI.2.b Les Tensions sinusoïdales relevées au primaire
Fig.VI.3 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur
Fig. VI.5 Défaut entre une seule spire
Fig. VI.5.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (1)
Fig. VI.5.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (2)
Fig. VI.5.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (6)
Fig. VI.6 Défaut entre deux spires
Fig. VI.6.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (1 et 2)
Fig. VI.6.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (2 et 3)
Fig. VI.6.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (5 et 6)
Fig. VI.7.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (1 et 3)
Fig. VI.7.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (2 et 4)
Fig. VI.7.c la réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (4 et 6)
Fig. VI.8 Défaut entre quatre spires
Fig. VI.8.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (1 et 4)
Fig. VI.8.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (2 et 5)
Fig. VI.8.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (3 et 6)
Fig. VI.9 Défaut entre cinq spires
Fig. VI.9.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (1et 5)
Fig. VI.9.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (2 et 6)
Fig. VI.10 Défaut entre six spires
Fig. VI.10.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (1et 6)
Fig. VI.11 Circuits ouvert
Fig. VI.11.a La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert entre la spire (1)
Fig. VI.11.b La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (2)
Fig. VI.11.c La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (6)
Fig. VI.12 Déformation propre de l'enroulement
Fig. VI.12.a La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (1)
Fig. VI.12.c La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (6)

Table des matières

Introduction générale 01

Chapitre I

Présentation du lieu de stage 04

I .1 Introduction 05

I .2 Généralité sur le site. 08

I .3 Le cycle combiné. 09

I .4 Turbine a gaz. 10

I .5 Alternateur. 11

I .6 Turbine a vapeur. 12

I .7 Chaudière de récupération. 13

I .8 Cycle eau vapeur. 14

I .9 Système d'alimentation en eau brute . 15

I .10 Système d'alimentation en combustible. 17

I .11 Transformateurs : 17

I .11.1 Transformateur principal 18

I .11.2 Transformateur de sous-tirage auxiliaire de tranche 18

I .11.3 Transformateur de démarrage TG en marche normal 19

I .11.4 Transformateur de démarrage TG par les groupes électrogènes 19

I .11.5 Transformateur d'excitation 19

I .11.6 Transformateur auxiliaire des communs 20

I .11.7 Transformateur auxiliaire bâtiments K03 et K15 20

I .11.8 Transformateur auxiliaire station de pompage 20

I .11.9 Transformateur auxiliaire d'éclairage 21

I.12 Alimentation secourue Black Start. 21

I.12.1 Description generale de l'equipement 21

I.12.2 système numerique de contrôle commande de la centrale (SNCC) 21

I .13 Avant poste blindé HT 400 KV. 22

I .13.1 description du materiels et condition de fonctionnement 23

I .13.2 compartimentage. 23

I .13.3 parafoudre blindes type PSA 24

26

I .13.4 barres et connexions
I .14 Bâtiment électrique des unités B 31.
I .15 Sécurité 28
I .16 conclusion 29

Chapitre II

Généralités sur les transformateurs

II.1 Introduction 30
II.2 définition de transformateur 30
II.2.1 Transformateur de courant 31
II.2 .2Transformateur de type sec 32
II.2 .3 Transformateur immergé hermétique 33
II.2 .4 transformateur immergé respirant 34
II.3 Constitution générale d'un transformateur 34
II.3.1 Circuit magnétique 36
II.3.1.1 Type cuirassé 36
II.3.1.2 Type à colonnes 37
II.3.2 Circuit électrique 38
II.3.3.1Bobinage concentrique simple 38
II.3.3.2 Bobinage concentrique double 38
II.3.3.3Bobinage à galette 38
II.4 La cuve 39
II.5 Système de refroidissement 40
II.5.1 Huile pour transformateur de puissance 41
II.5.1.1 BORAK 22 41
II.6 Eléments à prendre en compte lors de la conception 42
II.6.1Température 42
II.6.2 Les contraintes 43
II.6.3 Surtension 43
II.6.4 Court-circuit 44
II.6.5 Surcharges 45
II.6.6 Les décharges partielles 46

II.7 Conclusion

Chapitre III

Méthodes de diagnostic des Transformateurs

III.1 introduction 47
III.2 Les techniques de diagnostic 47
III.2.1 Analyse d'huile minérale 48
III.2.1.1 Les analyses physico-chimiques 49
III.2.1.2 Analyse des furanes 51
III.2.1.3 Analyse des gaz dissous dans l'huile 51
III.3 Formation de gaz dissous dans l'huile lors de défaut 51
III.4 Méthodes d'interprétation des résultats 53
III.5 Mesures diélectriques 58
III.5.1 Mesure du facteur de perte et de la capacité 58
III.5.1.1 Mesure du facteur de perte. 58
III.5.1.2 Mesure de capacité des enroulements 59
III.5.1.3 Mesure de capacité des bornes 59
III.5.2 Mesure de résistance d'isolement en courant continue 60
III.5.2.1 principe de mesure 61
III.5.2.2 Interprétation 61
III.6 Mesures électriques 62
III.6.1Mesure du courant à vide 62
III.6.2 Mesure de rapport de transformation 63
III.6.3 Mesure de la résistance d'enroulements 63
III.6.4 Mesure de la réactance de fuite 64
III.7 Conclusion 64

Chapitre IV

Modélisation de transformateur

IV.1 Introduction 65

IV.2 Principaux modèles des transformateurs de puissance… 65

IV.2.1 Modèle de Morched 65

IV.2.2 Modèle de Léon 67

IV.2.3 Modèle de Chimklai 68

IV.2.4 Modèle de Gustavsen 69

IV.2.5 Modèle d'Andrieu 69

IV.2.6 Modèle de Noda 71

IV.2.7 Modèles basés sur les inductances propres et mutuelles 72

IV.3 Analyse de la réponse en fréquence (FRA) 73

IV.3.1 Principe de la méthode 73

IV.3.2 Objectifs des mesures par FRA 74

IV.3.3 Quand faut-il faire un test FRA 75

IV.3.4 Type d'essais par FRA 75

IV.3.4.1 Essais entre extrémités 75

IV.3.4.2 Essais en court-circuit 76

IV.3.4.3 Essai capacitif entre enroulements 77

IV.3.4.4 Essai inductif entre enroulements 77

IV.3.5 L'équipement de mesure 78

IV.3.5.1 Le FR Analyzer 78

IV.3.5.2 Connecteurs et commandes 78

IV.4 Conclusion 79

Chapitre V

Procédures de Calculs des paramètres

V.1 Introduction 80
V.2 Modèle adopté pour le transformateur sans la prise en compte du noyau 80
V.2.1 Equations du schéma équivalent adopté 82
V.2.1.1 Equations des tensions 82
V.2.1.2 Equations des courants… 83
V.2.2 Représentation matricielle des équations du modèle 85
V.3 Calcul des paramètres du model… 89
V.3.1 Caractéristiques électriques nécessaires pour le calcul 90
V.3.2 Caractéristique géométriques nécessaires pour le calcul 90
V.3.3 Procédure de calcul des paramètres des enroulements HT et BT 90
V.3.3.1 calcul des éléments résistifs 90
V.3.3.2 Calcul des éléments inductifs et les coefficients des mutuelles 91
V.3.3.3 Calcul des éléments capacitifs 93
V.3.4.Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur 95
V.3.4.1 Détermination des paramètres de l'enroulement HT 95
V.4 Conclusion 99

Chapitre VI

Validation expérimentale

VI.1 Introduction… 100
VI.2 Défaillances d'isolement dans un transformateur 100
VI.2.1 Défauts entre spires 101
VI.2.2 Défauts entre enroulements 101
VI.2.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre 101
103
104
104

VI.3 Schéma équivalent à l'enroulement HT et BT adopté
VI.3.1 Validation du modèle adopté
VI.3.1.1 Injection d'une tension sinusoïdale
VI.4 Etude de la réponse fréquentielle du gain de l'enroulement suite à des sollicitations Sinusoïdales à fréquence variable 105
VI.4.1 Réponse en fréquence du gain de l'enroulement HT sans défaut (sain) 106
VI.4.2 La réponse fréquentielle de l'enroulement HT avec défaut 106
VI.4.2.1 Court-circuit entre spires 107
VI.4.2.1.1 Défaut entre une seule spire 107
VI.4.2.1.2 Défaut entre deux spires 109
VI.4. 2.1.3 Défaut entre trois spires 112
VI.4.2.1.4 Défaut entre quatre spires 114
VI.4.2.1.5 Défaut entre cinq spires 116
VI.4.2.1.6 Défaut entre six spires 117
VI.4.2.2 Circuits ouverts 118
VI.4.2.3 Déformations propres de l'enroulement 120

VI.5 Conclusion 122

Conclusion générale 123

Bibliographie

Annexe

Introduction générale

Un transformateur de puissance est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques et les centrales de production de l'énergie électrique et la distribution.

Cet élément est un convertisseur dont la rentabilité dépend fortement de l'énergie électrique fournie et transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique. Sa principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques.

Il peut être monophasé ou triphasé et recevoir divers couplages avec ses types .Chacun répondant à des contraintes et des usages très différents.

Par cohérent, pour diriger et prolonger la vie du transformateur et pour réduire des défauts du transformateur, quelques mesures sont adoptées. Ceci est nommé le diagnostic de transformateur. D'où la nécessité de détecter et d'identifier dès les premiers stades les défauts latents pour une éventuelle avec différent méthodes.

Durant une défaillance ou un défaut, les intégrités mécanique, diélectrique et thermique du transformateur sont souvent affectées, et diminuent à des valeurs inférieures, par rapport celles de leurs tenues normales. Les défauts latents peuvent évoluer dans le temps et provoquer une perforation d'isolement par de différentes causes telles que les courants de défaut et les surtensions électriques. L'évaluation de l'état du transformateur est souvent réalisée à travers les diagnostics effectués.

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. En arrêt d'exploitation (hors ligne), l'objectif est d'évaluer le degré de vieillissement de certains éléments, de décider d'une opération de maintenance préventive ou curative.

Les signaux mesurables tels que les courants, les tensions, les vibrations ou bien encore la température peuvent fournir des informations significatives sur les défauts et ainsi servir à déterminer un ensemble de paramètres représentant les signatures de défauts du transformateur.

A partir de ces paramètres, la mise en place de méthodes décisionnelles peut permettre de concevoir des systèmes de diagnostic performants.

Les méthodes de diagnostic que nous proposons reposent sur la connaissance d'un modèle capable de décrire précisément le fonctionnement du système à surveiller. Si un modèle décrivant le fonctionnement normal du système est disponible, l'opération de diagnostic des défauts comporte une phase d'extraction d'indicateur de défauts et une phase de prise de décision par des techniques statistiques dévaluations des résidus. La génération d'indicateurs de défauts (ou résidus) permet d'évaluer un écart par rapport aux conditions normales de fonctionnement à partir des mesures effectuées sur le système et ainsi d'identifier la cause de tout changement anormal. 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...

La surveillance et le diagnostic des transformateurs a fait l'objet de nombreux travaux au cours des deux dernières décennies.

Ce mémoire est subdivisé en six chapitres

Premièrement présentation du lieu de stage, c'est une centrale électrique nommé « SKT » (sharikat kahraba targa) d une'cycle combiné' de production d'énergie électrique se situe à TARGA de AIN TIMOUCHENET

Le second chapitre a pour objet de présenter les principaux modèles de transformateurs existant dans la littérature et leur composant, construction, les types, les paramètres de conception, et les contrainte , les défauts.

Le troisième chapitre concerne une étude bibliographique portant sur les contraintes et les différentes méthodes de diagnostic, qui semble plus adéquat à la problématique posée et la méthode de diagnostic .Cette partie nous a amené à adopter le modèle le plus convenable pour notre investigation.

La modélisation de transformateur est notre intérêt pour préciser le modèle adopté et citer les équations de ce modèle. Tout c'à est mentionné dans le quatrième chapitre.

La présentation du modèle adopté fait l'objet du cinquième chapitre, dans lequel la procédure de calcul des paramètres des enroulements du transformateur de puissance est détaillée en vue d'une étude du comportement de ce dernier en régime fréquentiel.

Le sixième chapitre de notre étude est consacré à la validation du modèle adopté et son exploitation pour une 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 résumant l'essentiel des résultats obtenus.

Chapitre I

Présentation du lieu de stage

Chapitre I

Présentation du lieu de stage

I.1. Introduction

Une centrale électrique est un site industriel dédié à la production d'électricité. Les centrales électriques transforment diverses sources d'énergie primaire en énergie électrique afin d'alimenter en électricité, au moyen du réseau électrique, les consommateurs, particuliers ou industriels éloignés de la centrale.

On distingue plusieurs types de centrale

- ✓ Les centrales hydroélectriques ;
- ✓ Les centrales éoliennes ;
- ✓ Les centrales thermiques englobent :

- les centrales nucléaires ;
- les centrales géothermiques ;
- les centrales à flamme qui elles-mêmes comprennent :

1. les centrales conventionnelles dans lesquelles un combustible fossile (charbon, fioul, gaz naturel...) est brûlé dans une chaudière pour produire la vapeur surchauffée alimentant la turbine ;
2. les centrales à turbine à combustion, à simple cycle, brûlant généralement du gaz, parfois du fioul;
3. les centrales à cycle combiné, brûlant les mêmes combustibles que les simples cycles, mais avec un bien meilleur rendement grâce à l'adjonction d'une chaudière de récupération et d'une turbine à vapeur.

I.2. Généralité sur le site

- **Lieu géographique du site**

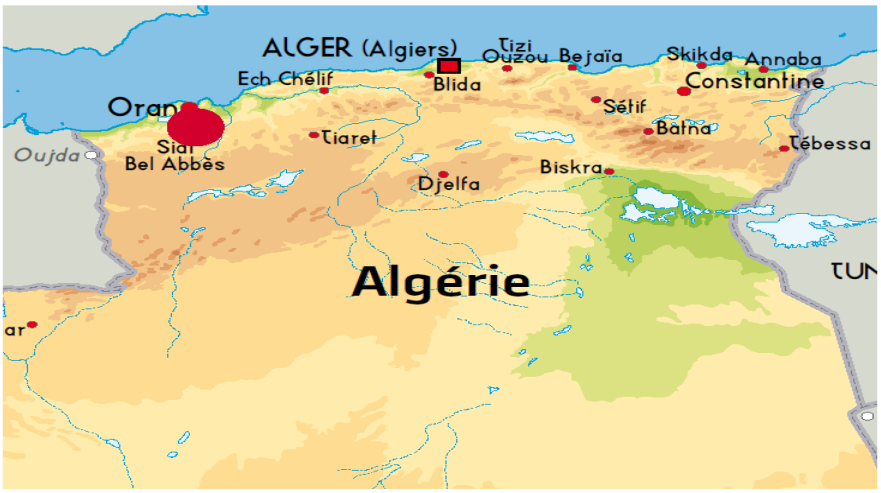


Fig. I.1 situation géographique de le centrale électrique

La centrale de TERGA sera située dans l'ouest de l'Algérie, à 60 km au sud-ouest d'Oran. Exactement wilaya d'Ain TEMOUCHENT commune de Ouled Bou djamaa route de sasel.

- **SHARIKET KAHRABA TERGA SKT**

SPA (société en Joint Venture SONELGAZ SONATRACH pour le projet)

Construction : de 2008 à 2012.

Départ de production : 2012.

Combustible : Gaz naturel et fioul.

Réfrigération : Eau de mer.

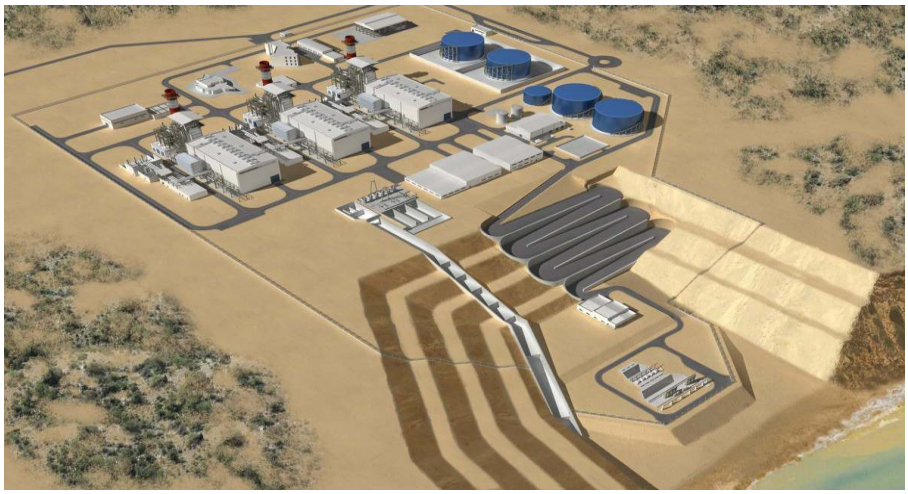


Fig. I.2. Centrale électrique 'TERGA' Ain TEMOUCHENT.

- **Particularités du projet**

Première centrale à cycle combiné KA26 en Algérie et en Afrique.

• Projet réalisé par un consortium dirigé par ALSTOM et comprenant la société égyptienne ORASCOM construction industries pour le génie civil et la construction.

La centrale électrique à cycle combiné de TERGA se compose de trois unités « Mono-arbre » (ou single shaft) KA26-1, Chaque unité se compose d':

1. Une turbine à gaz (TG) ALSTOM type GT 26 équipée d'un système de combustion séquentielle à pré-mélange pauvre et à faibles émissions de NO.
2. Un cycle eau / vapeur à trois niveaux de pression et resurchauffe avec chaudière de récupération.
3. Une turbine à vapeur (TV) deux corps à trois niveaux de pression et resurchauffe Un alternateur refroidi à l'Hydrogène, commun aux deux turbines.

La conduite de la centrale est réalisée par l'opérateur en fonction des demandes du gestionnaire du réseau électrique.

La centrale est conçue pour fonctionner en continu à la charge nominale (AMA 0° / TET max) ou à charge partielle pour une température ambiante comprise entre -1°C et 45°C.

Le fonctionnement en pointe De la turbine à gaz n'est pas possible Les conditions ambiantes prise en compte pour le design sont les suivantes:

- ✓ 35°C Température ; 1,013 Bar a basse Pression ;76 % Humidité relative
- ✓ 23°C Température eau de réfrigération (eau de mer).

Pour le démarrage, l'alternateur est utilisé comme moteur, la puissance est fournie par le réseau électrique ou bien par le groupe électrogène.

- **Avantages client**

Une solution écologique avec :

- Un très bon rendement (plus de 58 %)

- Une flexibilité d'exploitation remarquable

- Des émissions les plus basses à pleine charge et à charge partielle

- **Niveaux de tension de la centrale**

Réseaux HT 400 kV / 50 Hz

Tension alternateur TG/TV 20 kV / 50 Hz

Tension tableaux MT 6,6 kV / 50 Hz

Tension tableaux BT 400 V / 50 Hz

Tension tableaux a courant continu 220 V - 110 V - 24 V

Tension tableaux ASI 230 V CA - 50 Hz

- **Production d'électricité**

La puissance nette garantie d'une tranche (NEOG) en cycle combiné, basée sur les conditions nominales de fonctionnement est définie de manière suivante:

- **$NEOG_{GN,\ Tranche}$** = 374 840 kW pour une marche au gaz naturel

- **$NEOG_{FO,\ Tranche}$** = 369 475 kW pour une marche au fioul

La consommation spécifique nette de chaleur garantie (NHRG) d'une tranche en cycle combiné est définie de manière suivante:

- $NHRG_{GN,\ Tranche}$= 6342 kJ/kWh pour une marche au gaz naturel

- $NHOG_{FO,\ Tranche}$ = 7156 kJ/kWh pour une marche au fioul

La puissance électrique fournie au réseau par un courant triphasé 50 HZ à et 400 kV de tension nominale côté Haute Tension du transformateur élévateur, à la sous-station de TERGA.

Le facteur de puissance est choisi par l'opérateur entre 0.80 et 0.91, celui ci étant mesuré aux bornes de l'alternateur.

La production de la centrale est réglée en contrôlant la charge de la turbine à gaz en fonction des exigences de production générale de la centrale.

La centrale est conçue pour fonctionner au gaz naturel en opération normale et au gasoil en secours.

I.3 Cycle combiné

L'expression **cycle combiné** (CC), déclinée en (CCPP pour combined Cycle power plant), ou CCGT (combined cycle gas turbine) caractérise un mode combiné de production d'énergie ou une centrale utilisant plus d'un cycle thermodynamique.

Ce cycle comporte 2 turbines qui entrainent le générateur a partir d'un même arbre :

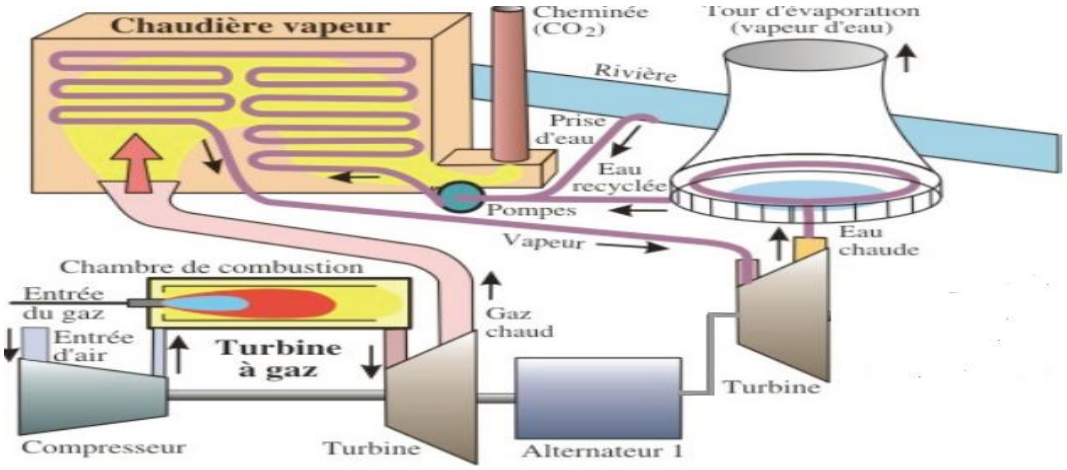


Fig. I.3 principe de fonctionnement d'un cycle conbiné**.**

➢ Principe de fonctionnement

Le moteur thermique transforme une partie de l'énergie fournie par le combustible en travail moteur pouvant ensuite être converti en électricité au moyen d'un générateur.

Cette fraction (généralement moins de 50 %), dépend du cycle thermodynamique choisi ainsi que des températures supérieure et inférieure atteintes par le cycle.

Pour des températures données, le cycle de Carnot possède l'efficacité énergétique théorique maximale.

En combinant deux cycles, on peut augmenter l'efficacité énergétique du système. Les plus récentes centrales à cycle combiné au gaz atteignent ainsi des rendements sur PCI (Pouvoir calorifique inférieur) de plus de 60 %, contre 37 % pour les centrales à gaz classiques1. Le gaz et le fioul domestique peuvent être utilisés directement. Il existe également des installations utilisant la gazéification d'autres combustibles comme le charbon : les centrales de type Cycle combiné à gazéification intégrée (CCGI).

I.4. Turbine a gaz (GT-26)

La turbine à gaz de type GT26 d'ALSTOM comprend un rotor constitué d'un étage turbine « haute pression », de 4 étages turbine « basse pression », de 22 étages compresseur, et deux chambres de combustion annulaires (les brûleurs EV et SEV), appliquant le principe de combustion séquentielle. L'étage HP se trouve en aval des brûleurs EV et en amont des brûleurs SEV. L'air en entrée de la TG est filtré dans le bloc de prise d'air. Le rotor est couplé de façon rigide à l'arbre de l'alternateur. Le débit d'air à travers la turbine à gaz est régulé par la position angulaire de trois aubes mobile d'admission (AMA), placées devant les trois premiers rangs d'ailettes du compresseur. A charge partielle (au-dessus de 60 % de charge TG environ), le contrôleur TG garde la température du gaz d'échappement constante à son maximum afin d'obtenir un rendement maximum du cycle combiné. La température d'entrée de la turbine (TET) est ajustée par le contrôle de l'injection du combustible et les AMA. Pour assurer le refroidissement et l'étanchéité de la TG, de l'air est soutiré du compresseur à différents étages. Deux de ces extractions d'air sont partiellement refroidies à l'extérieur de la TG, l'air BP sert à refroidir les brûleurs SEV, les premiers étages de la turbine BP et son rotor, l'air HP sert principalement à refroidir la turbine HP et son rotor. Les échangeurs pour refroidir l'air HP et BP sont alimentée par les circuits d'eau alimentaire, cette eau est vaporisée à travers ces échangeurs (OTC pour one through cooler) et est ensuite réinjecter dans les circuits vapeur.

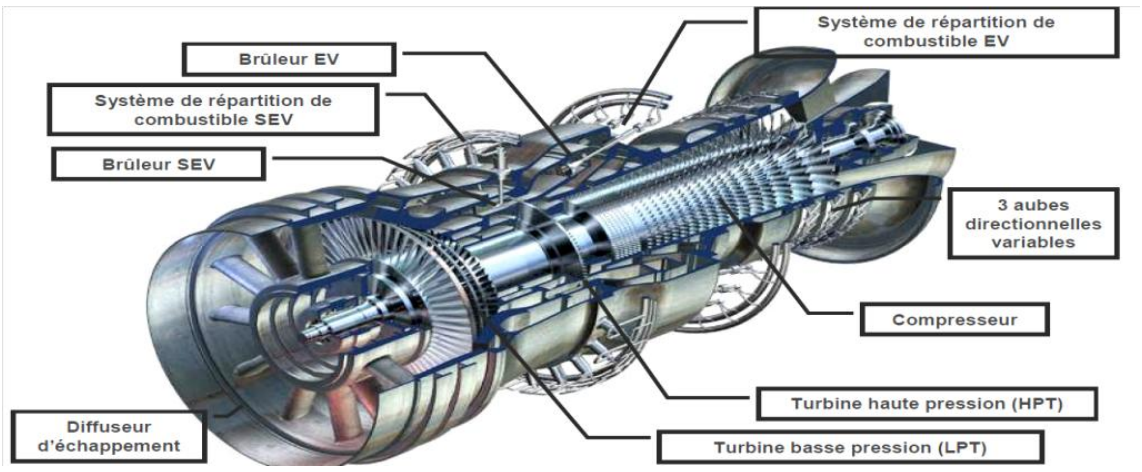


Fig. I.4 Turbine a gaz (GT-26)

I.5 L'alternateur

L'alternateur ALSTOM (type 50WT21H-120) est entraîné à la fois par la turbine à gaz et par la turbine à vapeur. La puissance est produite à une tension de 20kV.

L'alternateur, à trois phases et deux pôles synchrones, est refroidi à l'hydrogène. L'hydrogène est ensuite refroidi dans des échangeurs à eau se trouvant dans l'enceinte de l'alternateur.

La chaleur issue de ces échangeurs est transférée à l'eau de refroidissement (Circuit fermé d'eau de refroidissement), qui est ensuite refroidi par le circuit principal d'eau de refroidissement. L'hydrogène de refroidissement est stocké dans des bouteilles.

Fig. I.5.a. Alternateur **(**type 50WT21H-120)

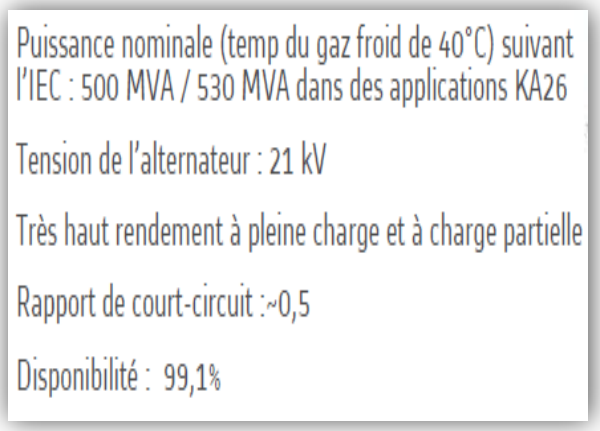


Fig. I.5.b Plaque signalétique

L'étanchéité de l'hydrogène vis à vis de l'atmosphère est assurée par une unité d'huile d'étanchéité. Le rotor alternateur est accouplé rigidement à l'embrayage. L'alternateur est utilisé comme un moteur synchrone de démarrage alimenté par un convertisseur statique de fréquence. L'énergie de démarrage est fournie par le réseau Haute Tension, à travers le transformateur élévateur 400Kw /20Kw TP.

Embrayage auto-commutable synchrone entre la TV et l'Alternateur :

L'embrayage permet de connecter la TV à l'alternateur, alors que celui-ci est déjà entraîné par la TG:

- L'embrayage s'engage automatiquement aussitôt que le couple de la TV devient positif; c'est-à-dire aussitôt que la vitesse de la TV a tendance à dépasser celle de l'alternateur.

- L'embrayage se désengage automatiquement aussitôt que le couple de la TV devient négatif; c'est-à-dire aussitôt que la vitesse de la TV a tendance à passer en dessous de celle de l'alternateur.

I.6. Turbine à Vapeur

La Turbine à vapeur ALSTOM, de type DKYZZ2-1N41BA, possède deux corps, trois pressions, et une resurchauffe. Le premier corps est l'étage haut pression (HP) et le deuxième corps de la turbine se compose des étages moyens pression (MP) et basse pression (BP). Le corps MP/BP est à double flux. Les deux rotors des corps HP et MP/BP sont liées entre eux par un accouplement rigide. Le rotor HP est également lié à l'embrayage par un accouplement rigide La vapeur est admise dans les corps HP et MP au travers des organes d'admission incluant les vannes d'arrêt et de contrôle.

L'admission HP est réalisée par un bâti dans lequel les vannes sont montées en série, et l'admission MP utilise deux bâtis où les vannes d'arrêt et les vannes de contrôle sont entièrement intégrées dans le même corps sphérique bridé au corps externe MP. La vapeur vive HP, régulée par une vanne d'arrêt et une vanne de contrôle, entre dans le corps HP et se détend jusqu'à la pression de la vapeur à resurchauffer. La vapeur à resurchauffer est mélangée avec la vapeur MP produite par la chaudière de récupération avant d'être resurchauffée dans la chaudière de récupération.

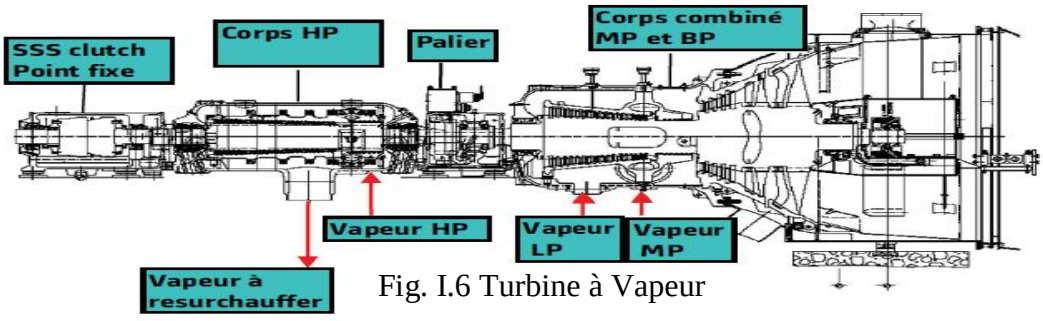


Fig. I.6 Turbine à Vapeur

- Trois corps à échappement axial

Fig. I.7 Photo réel de turbine à vapeur de centrale TERGA.

I.7. Chaudière de récupération

La chaudière de récupération est de design horizontal. Elle fonctionne en mode de circulation naturelle pour les trois niveaux de pression BP, MP, et HP. La chaleur, contenue dans les gaz d'échappement de la turbine à gaz, sert de source de chaleur pour produire la vapeur (vapeur réchauffée, vapeur surchauffée HP, MP, et BP) Les pompes alimentaires HP/MP alimentent la chaudière de récupération. L'eau alimentaire BP est extraite en aval du deuxième rang économiseur MP/BP. L'eau alimentaire HP, MP et BP est réchauffée dans les économiseurs et stockée dans les ballons respectifs (HP, MP et BP). Chaque niveau de ballon est régulé par une vanne de contrôle. La vapeur saturée est produite dans les évaporateurs HP, MP, et BP. La vapeur HP provient du surchauffeur à plusieurs étages HP, la vapeur MP du resurchauffeur, via le surchauffeur MP, la vapeur BP est également surchauffée. En sortie de la chaudière de récupération, les vapeurs HP et MP sont désurchauffées avec l'eau alimentaire extraite des économiseurs HP et MP respectivement. De l'eau extraite de l'économiseur HP alimente les réfrigérants d'air TG. Il est possible de réguler la température de l'eau alimentaire en amont des réfrigérants, dans une certaine plage, grâce à une extraction en amont du premier économiseur HP si nécessaire (une vanne manuelle de contrôle ajustée durant la mise en service est prévue à cet effet). Une extraction en aval de l'économiseur MP alimente en eau un préchauffeur de gaz combustible afin d'augmenter sa température à d'entrée de la TG d'environ 15°C à 150°C, ceci afin d'améliorer le rendement global du cycle combiné. L'eau sortant du préchauffeur de gaz est renvoyée à la bâche alimentaire. Le ballon de purges chaudière recueille les purges de la chaudière de récupération et des réfrigérants d'air TG. Le ballon de reprise des purges externes recueille les purges de la vapeur à resurchauffer, la vapeur surchauffée et la vapeur resurchauffée. Les purges continues des ballons HP, MP et BP sont amené au ballon d'éclatement chaudière.la figure I.8 montre déférents composants de la chaudière.

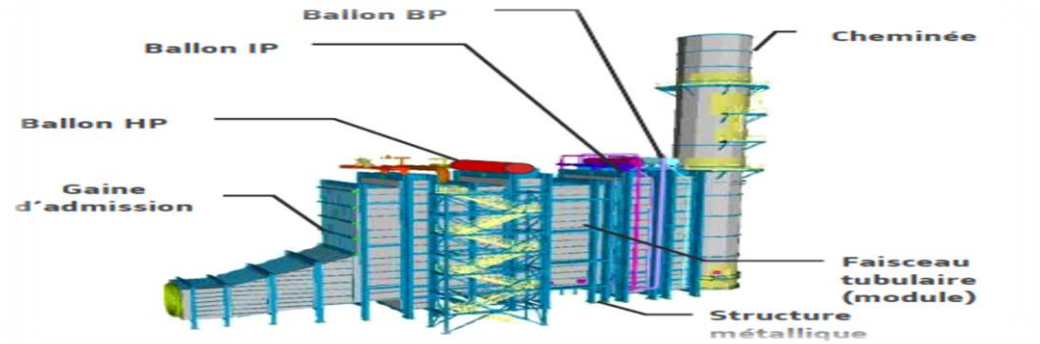


Fig. I.8 la chaudière de récupération

Fig. I.9 Photos réel de la chaudière de récupération de centrale TERGA

I.8. Cycle Eau / Vapeur

C'est le système qui nous permettons de récupérer les vapeurs dégagés par la TV est ce compose des équipements suivant :

- Système de mise sous vide du Condenseur (Côté Vapeur).
- Bâche alimentaire / Dégazeur.
- Système de nettoyage continu du condenseur.
- Système de refroidissement en circuit fermé.
- Système de refroidissement principal.
- Pompes d'extraction des condensats.
- Pompes de préchauffage eau alimentaire.
- Systèmes de contournement vapeur TV.
- Système d'étanchéité de la Turbine à vapeur.

- **Système de refroidissement :**

Ce système comporte **:**

- Les tuyaux d'amenée d'eau de mer sans dilution.
- Un bassin de filtration et de pompage de l'eau de mer et 3 Trois conduites
- Un bassin de tranquillisation et de pompage.
- Un système d'électrochlorination.

La chaleur rejetée par le cycle eau vapeur et par le circuit fermé d'eau de Refroidissement est transféré directement à l'eau de mer.

L'eau réchauffée par le condenseur et les auxiliaires est retournée à la mer via un canal de rejet.

- **Unité d'électro-chlorination :**

Cette installation est prévue pour la production et l'injection d'hypochlorite de sodium dans l'eau de mer afin d'éviter la prolifération de la faune marine dans les tuyauteries et les équipements alimenté par l'eau de mer.

- **Système de nettoyage continu du condenseur**

Le condenseur principal est équipé d'un système de nettoyage à balles en éponge pour réduire l'encrassement biologique des tubes du condenseur.

- **Système de refroidissement en circuit fermé**

Un système d'eau de refroidissement en circuit fermé garantit refroidissement de l'alternateur, du système d'huile de lubrification, et d'autres consommateurs.

I.9.Système d'alimentation en eau brute

L'eau brute est puisée depuis la mer. Elle est stockée dans les réservoirs communs avec l'installation de dessalement. De plus l'eau conservée alimente le réseau d'eau de service d'équipement et le système d'eau potable.

- **Eau déminéralisée :**

L'eau déminéralisée est produite par une centrale de production d'eau déminéralisée (2 x 100 %) dimensionnée pour la purge en continue.

- **Eau potable**

L'eau est extraite après l'unité de MSF et potabilité. La tuyauterie de distribution interne fournit ensuite l'eau potable aux consommateurs de la centrale électrique.

- **Système de traitement chimique**

Le système de traitement chimique de l'eau permet le contrôle de la composition chimique de l'eau, la prise d'échantillon ainsi que l'injection de produit chimique pour la régulation de la qualité d'eau.

- **Système de surveillance des émissions de fumée**

Des échantillons de gaz d'échappement sont extraits au niveau de la cheminée de la chaudière de récupération. Ils sont ensuite conditionnés et analysés dans une armoire de mesure. Les émissions de NO, SO2, CO, CO2, O2 et les poussières sont surveillées et enregistrées. L'armoire de mesure est fournie sur un skid et est installée dans un conteneur climatisé.

I.10. Système d'alimentation en combustible

- **Système d'alimentation en gaz**

Le gaz est amené en limite de site par la tuyauterie de gaz du client, commune aux trois unités de la centrale.

Le gaz combustible est ensuite purifié de toute humidité et poussière dans le poste de traitement. Par la suite en fonction de la pression du gaz, celui-ci est soit détendu dans la station de réduction de pression soit comprimé par les compresseurs de gaz. La pression du gaz combustible est ajustée à la pression requise par le système de combustion de la turbine à gaz.

Un filtre fin et un système de préchauffage de combustible sont installés en amont de chaque turbine à gaz. La turbine à gaz est ensuite alimentée en gaz.

- **Système d'alimentation en gasoil**

Le poste de dépotage du gasoil permet le remplissage des réservoirs de stockage à partir des camions citernes. Depuis les réservoirs de stockage, les pompes de transfert (2x100 % par unité) assurent l'alimentation de la turbine à gaz. Un circuit secondaire permet également le remplissage du réservoir journalier du groupe électrogène et des chaudières du système de dessalement.

- **Système des eaux usées**

Les eaux usées produites par la centrale électrique sont classées selon leurs Caractéristiques en cinq catégories :

- ✓ Eaux usées propres (eaux de purge provenant du cycle eau vapeur).
- ✓ Eaux huileuses.
- ✓ Effluents chimiques.
- ✓ Eaux usées sanitaires.
- ✓ Eaux usées provenant du lavage compresseur.

- **Station d'air comprimé**

L'air comprimé requis par la centrale est produit dans une station d'air comprimé centralisée, composée de 2 compresseurs (1 en fonctionnement normal et 1 en de secours), à partir de laquelle l'air est distribué aux différents utilisateurs.

La station d'air comprimé fournit :

- l'air instrument (filtré, séché, et déshuilé)
- l'air de service (filtré)

Toutes les zones principales sont alimentées en air de service pour les opérations de maintenance. Le réseau d'air instrument est prioritaire.

La station d'air comprimé est fournie en skid.

- **Equipements de protection contre les incendies**

Les mesures de protection passives contre les incendies, les systèmes anti-incendie (les mesures actives telles que les extincteurs), et les protections contre les explosions sont fournies suivant la législation locale en vigueur et les obligations contractuelles pour fournir une protection adéquate de la centrale. Les éléments principaux de la protection contre les incendies sont la détection incendie et les systèmes d'alarmes (générant des alarmes), le système de détection du gaz (générant des alarmes), les systèmes d'extinction automatiques à gaz (CO2), le système manuel de lutte anti-incendie (lance à eau) et le système d'approvisionnement en eau pour la lutte anti-incendie indépendant pour l'usine.

I.11. Transformateur

Transformateur est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique[1] ». Sa principale utilité est de réduire les pertes dans les réseaux électriques. Il peut être monophasé ou triphasé et recevoir divers couplages : étoile, triangle et zigzag.

I.11.1 Transformateur principal

Le transformateur principal de l'alternateur est utilisé pour élever la tension générée (20KV) jusqu'au niveau de tension du réseau du client (400KV).

Le transformateur est installé en extérieur à proximité immédiate du transformateur de soutirage. Le transformateur est équipé d'un système de refroidissement à l'huile et à l'air forcé.

Le circuit magnétique du transformateur est constitué de tôles en acier laminé à froid et à grains orientés. Les enroulements sont constitués de conducteurs de cuivre à haute conductivité et sont conçus pour la tension de tenue aux chocs de foudre et la résistance aux courts-circuits adéquate.

Fig. I.10 Photos de transformateur principal 'centrale TARGA'

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, immergé dans l'huile, 50Hz, YNd11
- Puissance nominale : 500 MVA
- Tension nominale : 400 / 20 kV côté 400 kV ± 4 x 2.5% (-7.5% ; +2.5%) avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension.
- Refroidissement : ONAN/ONAF/OFAF
- Tension de court-circuit : U_k = 18%
- Régime de neutre : Point neutre sera mis à la terre par l'intermédiaire d'un sectionneur et protégé par un parafoudre.

I.11.2 Transformateur de sous-tirage auxiliaire de tranche

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, immergé dans l'huile, 50Hz, Dyn1
- Puissance nominale : 30 MVA
- Tension nominale : 20 / 6.9 kV côté 20 kV ± 10 x 1.25% avec prise de réglage de la tension manœuvrable en charge.
- Refroidissement : ONAN/ONAF
- Tension de court-circuit : Uk = 12%
- Régime de neutre : Neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance limitant le courant de défaut à 50A.

I.11.3 Transformateur de démarrage TG en marche normal

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, immergé dans l'huile, 50Hz, Dy1
- Puissance nominale : 20 MVA
- Tension nominale : 20 / 5.6 kV côté 20 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension
- Refroidissement : ONAN/ONAF
- Tension de court-circuit : Uk = 9.7%
- Régime de neutre : Neutre isolé coté 5.6kV

I.11.4 Transformateur de démarrage TG par les groupes électrogènes

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, immergé dans l'huile, 50Hz, Dy1
- Puissance nominale : 20 MVA
- Tension nominale : 6.6 / 5.6 kV côté 6.6 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension
- Refroidissement : ONAN/ONAF
- Tension de court-circuit : Uk = 9.7%
- Régime de neutre : Neutre isolé coté 5.6kV

I.11.5 Transformateur d'excitation

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, de type sec

Données techniques en attente

2.2.6. Transformateur auxiliaire des unités (11/21/31BFT10 et 11/21/31BFT20)

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, de type sec, 50Hz, Dyn11
- Puissance nominale : 2 MVA
- Tension nominale : 6.6 / 0.42 kV côté 6.6 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension Manœuvrable hors tension
- Refroidissement : AN
- Tension de court-circuit : Uk = 6.5%
- Régime de neutre : Neutre mis à la terre

I.11.6 Transformateur auxiliaire des communs

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, de type sec, 50Hz, Dyn11
- Puissance nominale : 2.5 MVA
- Tension nominale : 6.6 / 0.42 kV côté 6.6 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension
- Refroidissement : AN
- Tension de court-circuit : Uk = 6.5%
- Régime de neutre : Neutre mis à la terre

I.11.7 Transformateur auxiliaire batiments K03 et K15

Auxiliary transformers of the K03 and K16 Buildings (90BFT70)

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, de type sec, 50Hz, Dyn11
- Puissance nominale : 0.8 MVA
- Tension nominale : 6.6 / 0.42 kV côté 6.6 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension
- Refroidissement : AN
- Tension de court-circuit : Uk = 6.5 %
- Régime de neutre : Neutre mis à la terre

I.11.8 Transformateur auxiliaire station de pompage (90BFT30 et 90BFT40)

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, de type sec, 50Hz, Dyn11
- Puissance nominale : 0.8 MVA
- Tension nominale : 6.6 / 0.42 kV côté 6.6 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension
- Refroidissement : AN
- Tension de court-circuit : Uk = 6.5%
- Régime de neutre : Neutre mis à la terre

I.11.9 Transformateur auxiliaire d'éclairage

- Type : Transformateur triphasé, 2 enroulements, de type sec, 50Hz, YNd1
- Puissance nominale : 0.63 MVA (éclairage normal) et 0.25 MVA (éclairage secours)
- Tension nominale : 0.4 / 0.42 kV côté 0.4 kV ± 2 x 2.5% avec prise de réglage de la tension manœuvrable hors tension.

Refroidissement : AN

- Tension de court-circuit : Uk = 6.5%
- Régime de neutre : Neutre mis à la terre.

I. 12. Alimentation Secure Black Start

I.12.1 Description générale de l'équipement

Le système de secours sera composé d'un ensemble de plusieurs groupes électrogènes diesel de « Black Start ».

Les groupes seront connectés sur un tableau MT « distribution secours et black START » 6,6 kV situé à proximité des groupes. Ce tableau comporte une liaison avec le tableau des auxiliaires généraux 6,6 kV qui assure la distribution vers les tableaux de tranches 6,6 KV au travers des inters liaisons vers ces tableaux. Ceci permet l'alimentation en énergie du transformateur de démarrage de la TG concernée et des auxiliaires MT et BT devant être en service lors du démarrage de celle-ci.

Le système CC/UPS alimentée par un système de batterie en combinaison avec le groupe électrogène de Secours fournit une source d'alimentation d'urgence sûre, pour un arrêt de la tranche en cas de perte du courant alternatif. Le générateur diesel de secours est démarré automatiquement dans ce cas et alimente les consommateurs indispensables pour un arrêt sécurisé de la tranche.

I.12.2 Système numérique de contrôle commande de la centrale (SNCC)

Le SNCC est structuré hiérarchiquement avec un haut degré d'automation, comme indiqué dans l'annexe 3. Le système de contrôle permet de démarrer et d'arrêter les composants principaux depuis la salle de commande centrale; il fournit l'annonce des alarmes, les boucles de régulation fermées et ouvertes, les inter-verrouillages, et la protection de chaque équipement. Certains équipements indépendants peuvent être fournis avec des unités de contrôle local. L'indication de statut pour la supervision déportée sera disponible dans le module de contrôle pour l'équipement et/ou le système dédié

I.13. Avant-poste blinde HT 400kv

Les 3 unités de la centrale de TERGA sont raccordées à l'avant-poste blindé 400 kV au travers des disjoncteurs et sectionneurs HT permettant d'isoler la centrale. L'avant-poste HT est situé à environ 150 m des transformateurs principaux.

I.13.1 Description du matériel et conditions de fonctionnement

- **Etendue du manuel**

Ce manuel se réfère à l'équipement 400kV installé dans l'avant-poste blindé 400kV de TERGA dont le but est de raccorder la centrale à cycle combiné de TERGA au réseau aérien 400kV algérien.

Equipements concernés :

- **Poste Sous Enveloppe Métallique (PSEM) type T155-2 avec**

- Compartimentage :
- Parafoudres blindés type PSA pour assurer une protection contre les surtensions électriques transitoires
- Barres et connexions
- Disjoncteurs SF6 type T155-CB
- Sectionneurs SF6 type T155-DS destinés à isoler différentes parties des circuits électriques
- Sectionneurs de terre rapides SF6 avec pouvoir de fermeture type T155-EF utilisés pour la mise à la terre et résistant aux courts-circuits des lignes et câbles à haute tension raccordés à l'appareillage SF6.
- Sectionneurs de terre lents SF6 type T155-ES destinés à mettre à la terre des sections
- d'appareillage SF6 hors tension.
- Transformateurs de courant type T155-CT destinés à fournir les valeurs de courant de mesures et de protections.
- Transformateurs de tension inductifs type UFV 420 destinés à fournir les valeurs de tension de mesures et de protections Traversées aériennes SF6/air en matière isolante destinées à raccorder le PSEM à des lignes aériennes par l'intermédiaire de barres de connexion en aluminium.
- Boites à câbles T155 destinées à raccorder les câbles haute tension aux conducteurs du PSEM
- Groupe de Service de Gaz SF6.

- **Poste Sous Enveloppe Métallique (PSEM) type T155-2**

Ce poste est construit conformément au plan d'implantation TRG/00/E/UAA----- IL/GA/001. Le poste comprend :

• 3 travées départ câble :

- ✓ Arrivée groupe 1 (AR GR 1)
- ✓ Arrivée groupe 2 (AR GR 2)
- ✓ Arrivée groupe 3 (AR GR 3)

• 3 travées départ traversée aérienne :

- ✓ Ligne 1 : Sidi Ali Boussidi 1 (SLB1)
- ✓ Ligne 2 : Sidi Ali Boussidi 2 (SLB2)
- ✓ Ligne 3 : Hassi Ameur (HAA)

• 1 travée mesures :

- ✓ Mesures

• 1 travée couplage :

- ✓ Couplage

I.13.2 Compartimentage

Le poste blindé, dont les enveloppes sont constituées d'alliage d'aluminium et sont remplies de gaz

SF6, est divisé en compartiments étanches. Le contrôle de l'étanchéité est assuré par des détecteurs de fuite.

Les compartiments sont délimités :

• d'une part, par les viroles et les couvercles métalliques constituant les enveloppes du poste blindé.

• d'autre part, par des plaques support de cônes étanches placées à l'intérieur des enveloppes et assurant la séparation entre compartiments adjacents.

- **Pression de gaz :**

Pour isolement	3,5 bars relatifs
Pour fluide extincteur	7,5 bars relatifs

Tableau I.1 les prissions de gaz SF6

I.13.3 Parafoudres blindés type PSA

Les parafoudres sont destinés à protéger le poste blindé contre des surtensions transitoires élevées et à limiter la durée et l'amplitude du courant de fuite.

Le parafoudre est composé :

• d'une enveloppe,

• d'éléments de connexion,

• d'un ensemble de fixation et de raccordement basse tension,

• d'une partie active.

Localisation et identification des parafoudres blindés type PSA :

Arrivée groupe 1	11ACZ10GV021 /022 /023	Compartiment G8
Arrivée groupe 2	21ACZ10GV021 /022 /023	Compartiment G8
Arrivée groupe 3	31ACZ10GV021 /022 /023	Compartiment G8

Tableau I.2 les parafoudres type PSA

I.3.4 Barres et connexions

Le poste est constitué d'un double jeu de barres.

Les contacts sont constitués de cuivre, et les barres d'alliage.

Un traitement des surfaces des contacts est réalisé : polissage et argenture.

Courant nominal jeu de barres	5000A à 40°C
Courant nominal travée ligne	1600A
Courant nominal	1250A
Courant nominal couplage des barres	4000A

Tableau I.3 les courant de chaque jeu de barre

I.13.5 Disjoncteurs SF6 type T155-CB

Il y a 7 disjoncteurs identifiés et localisés selon le tableau suivant :

Disjoncteur	Identification	Localisation	Compartiment
0110	90ACM01GS100	Couplage	GO
0210	90ACZ30GS100	Ligne 2 : ligne Sidi Ali Boussidi 1	GO
0220	90ACZ20GS100	Ligne 3 : ligne Hassi Ameur	GO
0230	90ACZ10GS100	Arrivée groupe 1	GO
0910	11ACZ10GS100	Arrivée groupe 2	GO
0920	21ACZ10GS100	Arrivée groupe 3	
0930	31ACZ10GS100		GO

Tableau I.4 les Disjoncteurs SF6 de post blindé

I.13.6 Sectionneurs SF6 type T155-DS

Il y a 22 sectionneurs de ce type. Le fonctionnement des sectionneurs est verrouillé avec les disjoncteurs afin d'assurer un fonctionnement correct.

- **Transformateurs de courant type T155-CT**

Les transformateurs de courant fournissent un courant secondaire proportionnel au courant primaire pour le fonctionnement des équipements de mesure et de protection.

Il y a 8 ensembles de transformateurs de courant triphasés installés.

Les transformateurs de courant sont identifiés et localisés selon le tableau. Les transformateurs de courant utilisés sont des transformateurs à noyau annulaire. Les noyaux sont séparés les uns des autres sur le plan électrique et magnétique. Le matériau employé pour les noyaux peut être de la tôle à cristaux pour transformateurs ou de la tôle spéciale hautement perméable telle que du mu métal, selon la puissance, l'exactitude de mesurage et le comportement en surcharge requis.

- **Transformateurs de tension type UFV 420**

Il y a 5 ensembles de transformateurs de tension installés. Ces transformateurs de tension sont de type inductif et sont situés à l'intérieur d'un compartiment de gaz indépendant.

Le compartiment G5 pour les transformateurs de tension de la travée mesures du jeu de barres 1.Le compartiment G6 pour les transformateurs de tension des arrivées groupes 1, 2, 3

2. Le compartiment G7 pour les transformateurs de tension de la travée mesures du jeu de barres

- **Traversées aériennes SF6/air**

La traversée aérienne SF6/air en matière isolante permet de raccorder le poste blindé à des lignes aériennes par l'intermédiaire de barres de connexion en aluminium.

L'isolation de la traversée SF6/air est réalisée par le gaz SF6 à une pression identique à celle du poste blindé.

Il y a 3 ensembles de traversées aériennes SF6/air installés.

Le compartiment étanche SF6 pour chacune des 3 traversées aériennes est le G4.

Pour plus de détails, se référer au document NOT 434.8055 F joint en Annexe 9 du présent document.

- **Boîtes à câbles T155**

La boîte à câbles permet d'effectuer le raccordement des câbles haute tension aux conducteurs du poste blindé.

Il y a 3 ensembles de boîtes à câbles T155 installés.

Le compartiment étanche SF6 pour chacune des 3 boîtes à câbles est le G4.

Pour plus de détails, se référer au document NOT 434.8045 F joint en Annexe 10 du présent document.

I.14. Bâtiment électrique B31

- **Systèmes Statiques De Démarrage Et D'Excitation**

1. **Système statique de démarrage (SSD)**

Le SSD est utilisé uniquement pour démarrer et lancer la turbine gaz qui sera allumée après avoir atteint environ sa vitesse nominale.

Lors du démarrage de la TG, le disjoncteur de l'alternateur est ouvert.

Pour lancer la TG, l'alternateur est utilisé en moteur synchrone et alimenté via le SSD par le transformateur BBT10 lui-même alimenté par le réseau HT à travers le transformateur principal BAT10.

En cas de démarrage par les groupes électrogènes, le SSD sera alimenté par le transformateur BBT30 lui-même alimenté par le tableau de distribution 6,6 kV (90BDA) des groupes électrogènes.

N'ayant pas de SSD, la tranche 3 sera démarrée par le SSD des tranches 1 ou 2.

Pendant la phase de démarrage en moteur synchrone, la tension fournie au stator de l'alternateur est d'abord redressée et ensuite transformée en tension triphasée à fréquence variable par le démarreur statique.

Le système de démarrage de l'excitation fournit le courant continu aux enroulements d'excitation du rotor, produisant ainsi le champ magnétique, qui permet au rotor de l'alternateur de tourner.

- **Système statique d'excitation (CUA)**

La régulation d'excitation est assurée par 2 voies redondantes.

Les 2 voies du régulateur, les limiteurs et les contrôleurs sont situés dans le même module que le système statique d'excitation.

En mode automatique, les points de consigne pour les réglages de la tension et de la puissance réactive fournie ou absorbée de l'alternateur sont ajustables localement et depuis la salle de commande principale via le DCS. Le courant d'excitation est réglable manuellement.

Le mode de contrôle automatique est le mode de fonctionnement normal pour la régulation de tension et de puissance réactive de l'alternateur. Le régulateur automatique de tension change l'angle d'amorçage des thyristors du convertisseur pour contrôler le courant d'excitation alternateur sans aucune interruption.

Pendant que l'une des deux voies régule l'excitation alternateur, l'autre voie est en mode lecture et traite ses données d'entrée mais les sorties sont bloquées.

De ce fait, si la voie active se met en défaut ou est mise en maintenance, la voie en mode lecture prend automatiquement le relais et cela sans aucune interruption de régulation.

Le système d'excitation est alimenté en fonctionnement normal par le transformateur MKC50 pris sur le jeu de barres sortie alternateur.

- **Système de synchronisation(CBP10)**

Deux synchro-coupleurs redondants assurent la synchronisation automatique de l'alternateur sur le réseau.

En procédure normale, les deux synchro-coupleurs travaillent conjointement et comparent leur état.

L'ordre de fermeture sur le GCB est envoyé uniquement si les deux synchro-coupleurs le décident conjointement.

En cas de discordance entre les deux synchro-coupleurs, la séquence de synchronisation est interrompue. Après localisation du défaut, il est possible de relancer la synchronisation avec le synchro-coupleur opérationnel. Ce choix se fait volontairement par l'exploitant et uniquement en local.

- **Synchronisation avec le disjoncteur d'alternateur**

Pour la synchronisation, les tensions amont et aval au disjoncteur d'alternateur sont envoyées sur les deux synchro-coupleurs installés dans l'armoire de synchronisation.

Lors de la séquence de synchronisation, des ordres +V / -V sont envoyés au régulateur de vitesse de la turbine à gaz, et des ordres +U /-U au régulateur de tension.

Lorsque U générateur = U réseau, F générateur = F réseau et les deux tensions en phase, l'ordre de fermeture est envoyé au GCB, couplant ainsi l'alternateur sur le réseau.

- **Synchronisation avec le disjoncteur HT :**

La synchronisation côté HT est effectuée, quand l'unité est en mode îlotage, c'est à dire en mode de contrôle vitesse.

Les tensions sont mesurées en amont et aval du disjoncteur HT. La séquence de synchronisation se réalise de façon identique à celle du disjoncteur d'alternateur [1].

I.15. Sécurité

Dans cette partie, les critères de protection entre les différents systèmes (TG, TV, chaudière de récupération, Cycle eau/vapeur, BOP et Lot électrique) et les principaux composants.

Chaque composant possède également ses propre équipements et logiques de sécurité. Les signaux internes de déclenchement et les procédures de sécurité.

I.16 Conclusion

La présentation du site et sa visite nous donne une vue professionnelle sur notre domaine de l'électricité en générale bien sur une bonne connaissance sur notre thème et la construction des transformateurs de puissance et les autres types.

Le premier chapitre arbore la centrale électrique de TERGA « SKT » qui appartient notre expérience et stage pratique de fin d'études pour présenter ce mémoire sur le diagnostic des transformateurs de puissance. Notons qu'une description plus élargie sur les transformateurs de puissance est exposée au deuxième chapitre.

Chapitre II

Généralité sur les transformateurs de puissances

Chapitre II

Généralités sur les transformateurs

II.1 Introduction

En amont des installations électriques, nous trouvons dans 95% des conceptions de distribution un ou plusieurs transformateurs. Les transformateurs de puissance assurent différentes fonctions, la principale est d'abaisser la tension du réseau de distribution HTA allant de 1kV jusqu'à 50 kV) en basse tension. Ils peuvent également remplir d'autres fonctions comme : d'isolement, de démarrage (ou autotransformateurs), homopolaires, Transformateur élévateur : Les générateurs fournissent de l'énergie à un niveau de tension de quelques kV typiquement jusqu'à 20kV. Pour minimiser les pertes sur les lignes, la tension doit être aussi élevée que possible, afin de réduire les courants qui transitent, généralement à 400 kV suivant le besoin du réseau de distribution.

Ce premier chapitre introduit tout d'abord le contexte dans lequel s'inscrivent les transformateurs de puissance. Puis plusieurs des principaux éléments les constituants seront présentés. Certains d'entre eux étant très techniques, et de plus très critiques, comme les régleurs en charge.

Ces équipements sont de trois types :

- ✓ Type secs,
- ✓ Type Immergés hermétiques,
- ✓ Type immergés respirant.

II.2 définition du transformateur

Le transformateur est une machine électrique statique destinée à transformer une tension (courant) alternative en une autre tension (courant) alternative de même fréquence, et d'amplitudes généralement différentes afin de l'adapter aux différents besoins d'utilisation.

Comme on peut l'appeler convertisseur statique à induction qui comporte deux ou plusieurs enroulements fixes, inductivement couplés et destiné à la conversion, par l'intermédiaire de l'induction électromagnétique, des paramètres (tension, intensité de courant, fréquence, nombre de phases) de l'énergie électrique à courant alternatif.

Seuls les transformateurs de puissance permettent, très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous tension élevée (200kV et 400kV et plus entre phases), puis d'abaisser ensuite cette tension, étape par étape, pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux, jusqu'à la tension d'alimentation domestique [3].

Fig. II.1 : transformateur de puissance.

II.2.1 Transformateur de courant

Un transformateur peut être équipé de transformateurs de courant placés dans les dômes des traversées (c'est-à-dire à leur pied). Sur les transformateurs de grande puissance, il y a souvent un transformateur de courant de mesure par phase, et plusieurs de protection pour chaque phase et le neutre. Les transformateurs de courant de mesure permettent de mesurer le courant traversant le transformateur. Ceux de protection donnent des informations aux protections. Ils peuvent mesurer le courant avec une bonne précision même lorsque celui-ci dépasse de plusieurs facteurs d'ordre le courant nominal contrairement aux transformateurs de mesures qui ne sont précis que pour des valeurs proches de la valeur nominale. Un enroulement est souvent prévu pour brancher un système dit « image thermique » qui permet d'évaluer les échauffements des enroulements.

TC à enroulement primaire
Traversant (câble)
1 secondaire

TC de type bobiné à
enroulement primaire
bobiné 1 secondaire

TC de type bobiné à
enroulement primaire
bobiné 2 secondaires.

Fig. II.2 : différents types de TC.

II.2 .2Transformateur de type sec

Un transformateur de type sec est un « transformateur pour lequel le circuit magnétique et les enroulements ne sont pas immergés dans un liquide isolant». Concrètement, ses enroulements sont isolés à l'aide de gaz ou d'isolation solide, comme du verni, du papier ou de la résine. Cela ne change pas fondamentalement la façon dont sont conçus ces transformateurs en comparaison de ceux immergés dans l'huile. Ils ont pour principal avantage d'être plus légers et surtout non inflammables. Ils sont donc tout particulièrement indiqués dans les lieux où le risque d'incendie n'est pas acceptable. Le fait que l'air ou la résine soient des bien moins bons conducteurs thermiques que l'huile limite leur usage à de relativement basse puissance : pour les transformateurs de distribution.

Une des grandes familles de transformateurs de type sec est les transformateurs faits en résine. L'enroulement haute tension est enrobé de résine qui l'isole alors électriquement. Une des difficultés de la technique est de maintenir l'adhérence résine/enroulement, pour avoir des coefficients de dilatation proche, les enroulements en aluminium sont préférés. Un des défauts de cette technique est de ne pas permettre de surcharge importante, la constante de temps n'étant pas si grande que pour un transformateur immergé dans l'huile. Sa résistance au court-circuit est également limitée.

Des transformateurs isolés au gaz existent également, typiquement à l'aide de SF_6. Toutefois, ce gaz n'est pas un aussi bon conducteur thermique que l'huile, est à effet de serre et le prix de ces transformateurs est nettement plus élevé.

Les transformateurs de type sec isolés avec du papier ont le défaut d'être sensibles à l'humidité. Ils ont par contre un meilleur comportement lors des surcharges et des courts-circuits, ainsi que des pertes plus réduite.

Fig. II.3 transformateur type sec

II.2 .3 Transformateur immergé hermétique

Le transformateur immergé dans l'huile hermétique comporte normalement une cuve imperméable dotée d'ondes qui permettent à l'huile de s'épandre en fonction des changements de température. L'imperméabilité de la cuve atteint les 0,5 Bar. Ce type de transformateur est le plus utilisé au monde. L'huile n'est pas en contact avec l'air dans le transformateur hermétique. Par conséquent, ses propriétés électriques ne sont pas compromises et lui garantissent une longue durée de vie. Pour les puissances supérieures 3 150 kVA ou dans le cas d'un transformateur équipé de radiateurs, le transformateur peut quand même être hermétique grâce à une charge d'azote.

Fig. II.4 transformateur immergé hermétique

II.2 .4 transformateur immergé respirant

Le transformateur respirant est doté d'une charge sous son couvercle ou d'un conservateur pour permettre à l'huile de s'épandre en fonction de la température. N'étant pas hermétique, l'huile est toujours en contact avec l'air à travers les filtres à sel qui retiennent l'humidité. La cuve peut être à ondes ou équipée de radiateurs. Cette conception s'applique à toutes les puissances, mais surtout à partir de 4 000 kVA. On utilise un séparateur en caoutchouc (rubber bag) ou un coussin d'azote pour les puissances supérieures et pour éviter tout contact entre l'huile et l'air.

Fig. II.5 transformateur respirant

II.3 Constitution générale d'un transformateur

Le transformateur de puissance figure II.1 se compose essentiellement d'un circuit magnétique et circuit électrique.

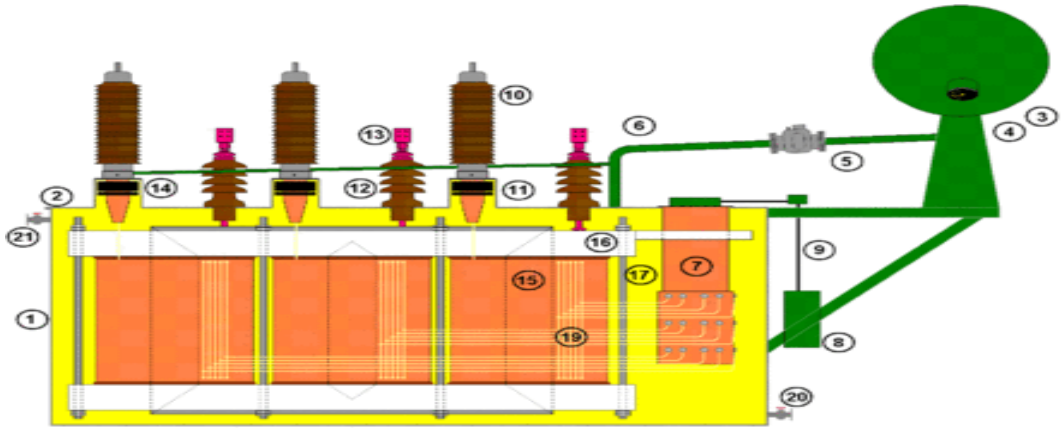


Figure. II.6 : Transformateur à Cuve à Radiateur**.**

En plus de son noyau magnétique, de ses enroulements et de son isolation, un transformateur de puissance type émergés dans l'huile dispose de nombreux composants secondaires. Ceux présentés dans la figure II.6 correspondent à un transformateur de puissance.

Les différents composants de figure II.6 sont représentés:

1. Cuve.
2. Couvercle.
3. Conservateur.
4. Indicateur de niveau d'huile.
5. Relais Buchholz.
6. Tuyau d'huile.
7. Changeur de prises.
8. Moteur électrique du changeur de prises.
9. Transmission mécanique du changeur de prises.
10. Traversée du primaire, avec connexion à son extrémité.
11. Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur.
12. Traversée du secondaire.
13. Connexion du secondaire avec l'extérieur.
14. Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur.
15. Enroulements.
16. Noyau magnétique.
17. Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble exerçant une force de compression.

19. Connexion du changeur de prises aux enroulements.
21. Robinet d'huile.
22. Robinet d'air.

On peut y ajouter l'huile, l'isolation papier et le système de refroidissement qui ne sont pas représentés. Des parafoudres sont présents au niveau des connexions avec les lignes (figure II.6).

II.3.1 Circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques haute perméabilité et à cristaux orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. On parvient à résoudre ce problème en prenant des mesures à savoir[4] [5].

- Emploi d'acier magnétiquement doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faible perte par hystérésis ;
- Emploi d'aciers spéciaux présentant, grâce à des additifs, une résistivité élevée ;
- Emploi de tôles dont l'épaisseur est choisie tel que les courants de Foucault soient pratiquement sans effet.

Suivant la forme du circuit magnétique, on distingue deux dispositions principales qui sont

II.3.1.1 Type cuirassé

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entour complètement l'enroulement des deux cotés.la cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité.ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, ou les surtensions transitoires sont fréquentes.

Pour cela des écrans sont utilisés a fin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages.

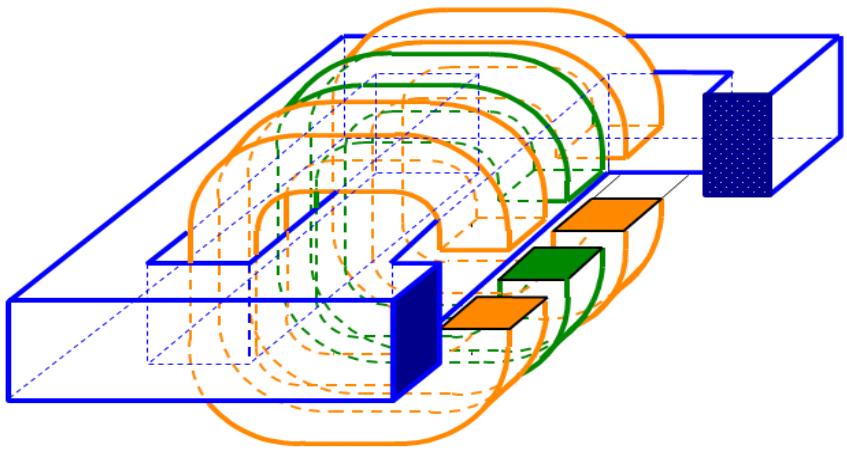


Fig. II.7 circuit magnétique type cuirassée

II.3.1.2Type à colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase.ces enroulements sont montés sur le noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses a fin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs**.** Cette disposition plus simple que la précédente est utilisée pour les transformateurs à haute tension et les grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique comportant trois colonnes ou noyaux, ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé.

Si le déséquilibre est important, on utilise les transformateurs à quatre ou cinq colonnes, dont trois sont bobinées, les autres servent au retour des flux.[6] [7]

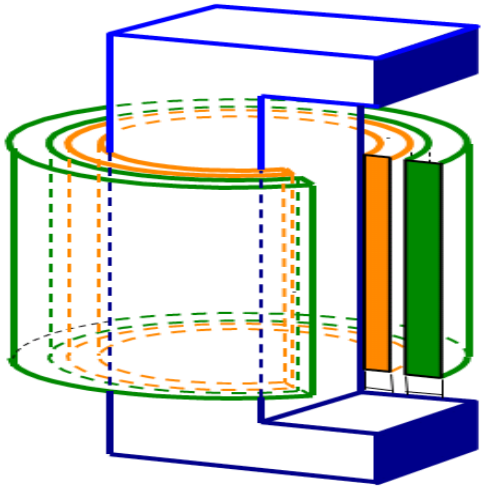


Fig. II.8 circuit magnétique type colonne

II.3.2 Circuit électrique

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont constitués par des bobines en file de cuivre émaillé, chaque couche étant isolée de la suivante par du papier. Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines, quelque fois fractionnées en galettes, sont constituées par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné et séparées par des isolants tels que fibre, mica, ….etc. [7]

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux:

II.3.2.1Bobinage concentrique simple

Le bobinage basse tension est enroulé sur le noyau et après isolement est recouvert par le bobinage haute tension.

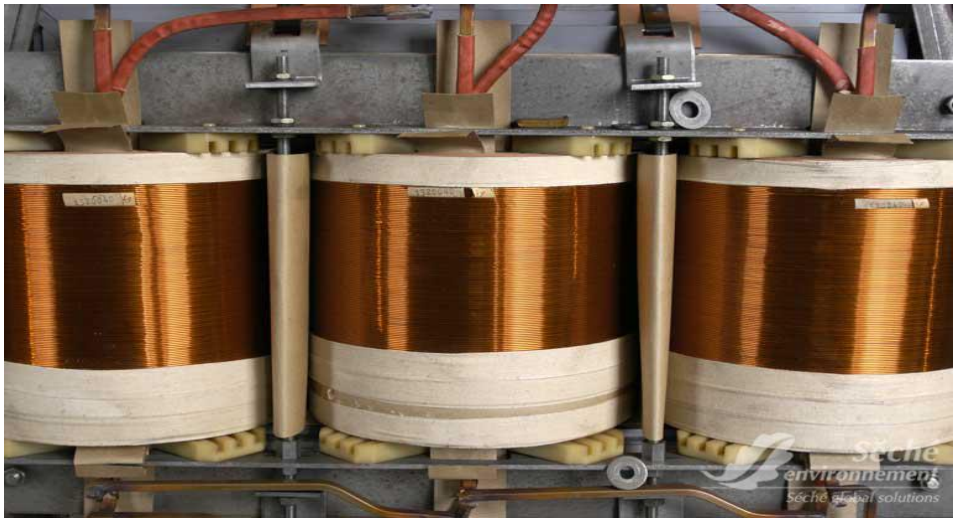


Fig. II.9 Bobinage d'un transformateur concentrique simple

II.3.2.2 Bobinage concentrique double

La moitié du bobinage basse tension est enroulée sur le noyau et isolée, puis on enroule le bobinage haut tension et on isole et enfin, on termine par la deuxième moitié du bobinage basse tension. Autrement dit, le bobinage haut tension est en sandwich entre les deux moitiés basses tensions.

II.3.2.3Bobinage à galette

Les bobinages hauts et bas sont fractionnés et constitués par des couronnes ou galettes qui sont enfilées alternativement sur les noyaux.

Parfois pour les transformateurs à forte intensité, les bobinages sont calés à l'aide de ressorts permettant de légers déplacements dans le cas de fortes actions électrodynamiques.

En distribution, les transformateurs sont à bobinage concentrique simple.

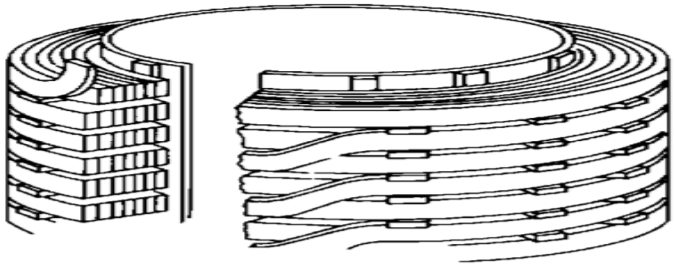


Fig. II.10 bobinage à galette

II.4 La cuve

Les cuves des transformateurs sont faites de tôles d'acier. Elles doivent pouvoir résister aux forces exercées lors du transport du transformateur. Leur couvercle est amovible et scellé grâce à des boulons ou une soudure. Il est incliné d'au moins 1° afin d'évacuer les eaux de pluie. Afin de garantir l'étanchéité, des joints en caoutchouc synthétique sont utilisés. L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point. Par ailleurs, pour résister aux conditions extérieures les cuves sont peintes à l'aide d'un revêtement résistant à la corrosion.[9]

Pour les transformateurs de forte puissance, le flux de fuite devient assez important, pour éviter un échauffement trop important des enroulements ou de la cuve, liés au courant de Foucault s'induisant en leurs seins, des écrans sont placés à l'intérieur des parois de la cuve. Ceux-ci conduisent le flux et évitent ainsi son passage dans les autres parties et ainsi leur échauffement par courant de Foucault. Comme pour les circuits magnétiques, afin d'éviter la circulation du courant, il est important qu'ils ne soient mis à la terre qu'en un point. La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur.

Elle a pour rôles :

- Réservoir d'huile
- Assurer la résistance au court-circuit (pour les transformateurs Cuirassé uniquement).
- Maintenir à l'intérieur de la cuve la majorité du flux de fuite produit par le courant dans les enroulements.

Elle sert à la protection de la partie active du transformateur. Elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur.

Pour les transformateurs dont la puissance dépasse 25 kVA, la surface lisse de la cuve devient insuffisante pour évacuer les pertes dans les conditions normales d'échauffement; il faut alors prévoir une cuve de surface ondulée.

II.5 Système de refroidissement

Le système de refroidissement d'un transformateur a pour but de maintenir les températures des enroulements et de l'isolant (huile par exemple) à des niveaux acceptables. Le choix du mode de refroidissement se fait en particulier en fonction des paramètres suivants :

- pertes à évacuer
- température ambiante extérieure

- contraintes de bruit
- contraintes dimensionnelles limitant la taille du transformateur
- et bien sûr le coût.

Même si les transformateurs de puissance ont des rendements allant de 99,5 à 99,8 %, les puissances les traversant sont tellement grandes que les pertes représentent dans l'absolu de grandes valeurs. On utilise essentiellement de l'huile minérale.

Un système de refroidissement est caractérisé par un code de quatre lettres.

Symbole	ONAN	0NAF	OFAF
O« Oil »l'huile minérale	O « Oil »l'huile minérale circule à l'intérieur de transformateur	O « Oil »l'huile minérale circule à l'intérieur de transformateur	O « Oil »l'huile minérale circule à l'intérieur de transformateur
F Forcé N Naturel	N naturel sans l'utilisation des pompes pour la circulation d'huile	N naturel sans l'utilisation des pompes pour la circulation d'huile	F forcé l'utilisation des pompes pour la circulation d'huile
A Air	A air à l'extérieur de transformateur	A air à l'extérieur de transformateur	A air à l'extérieur de transformateur
F Forcé N Naturel	N naturel sans l'utilisation des ventilateurs	F forcé avec l'utilisation des ventilateurs	F forcé avec l'utilisation des ventilateurs

Tableau II.1 différent type de refroidissement du transformateur de puissance

II.5.1 Huile pour transformateur de puissance

Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huile minérale spécifique. Elle permet l'isolation diélectrique des enroulements entre eux ainsi que le refroidissement du transformateur. Elle a en effet une rigidité diélectrique nettement supérieure à l'air par exemple : typiquement une huile minérale a une rigidité de 70 kV/2,5 mm soit 280 kV/cm alors que l'air n'est qu'à 24 kV/cm, cela influe fortement sur le dimensionnement du transformateur. L'huile est un bon conducteur thermique, et sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur. Elle doit posséder un haut niveau d'isolation diélectrique et un haut point d'inflammation pour permettre une exploitation en toute sécurité.

L'huile perd de ses propriétés diélectriques avec le vieillissement, avant tout causé par la température. Par éloignés, elles ne doivent pas contenir de soufre car c'est un matériau qui a

des propriétés corrosives. L'humidité et les impuretés font décroître également la rigidité électrique de l'huile, il est donc important d'avoir une huile pure et sèche. Les huiles minérales se voient en effet reprocher la pollution qu'elles entraînent en cas de fuite.

Pour éviter de graves conséquences écologiques en cas de fuite d'huile, un bac de rétention est installé sous les transformateurs.

II.5.1.1 BORAK 22

En générale, les transformateurs de puissance de SONALGAZ et les centrales de production d'énergie électrique en Algérie utilisé type de transformateur immergé respirant d'huile minérale ; BORAK 22 huile minérale exploité par la centrale de TERGUA.

Le tableau II.1 montre les caractéristique de huile BORAK 22.

Propriétés électrique	Unité de mesure	Exigence de la norme huile neuve	norme	Valeur mesurée
Tension de claquage après repos	KV	> 70	CEI 156	38.8 – 72
Facteur de dissipation diélectrique à 90° tgô		< 5.00 E-03	CEI 247	0.87 E-03
Propriétés physique				
Aspect		Limpide et exempte de matière solide	CEI 296	Limpide
Viscosité cinématique à 40° C	mm^2/s	< 11	ISO	6.940
Point d'éclair	°c	< 130	ISO	137
		< 8.95 E-01	ISO	8.57 E-01
Propriété chimique				
Indice d'acidité	Mg KOH/g	< 3.00 E-02	CEI	(2.00 – 5.8)E-02
Teneur en eau	ppm	< 30	CEI	
Indice de couleur	ppm	< 02	ASTM D 1500	< 0.5
Indice de réfraction				1.474

Tableau II.2 caractéristique d'huile BORAK 22

II.6 Eléments à prendre en compte lors de la conception

II.6.1Température

Une température trop élevée à l'intérieur du transformateur, qu'elle soit provoquée par les pertes cuivre ou fer, accélère le vieillissement de l'isolation. Celle-ci déterminant la durée de vie du transformateur, il est particulièrement important de connaître la température maximale qu'atteignent les différentes parties du transformateur, à savoir : enroulement, huile, isolation. La durée de vie du transformateur est de l'ordre de 20 ans ou de 30 ans selon les sources, la charge durant son exploitation influence fortement cette valeur.

Le point le plus chaud des enroulements appelé « point chaud», se trouve en général dans la partie haute de ceux-ci. Il est en général difficile de déterminer son emplacement avec précision. La norme CEI définit des valeurs maximales d'échauffement pour l'huile et les enroulements.

Par contre, lors d'un événement de court-circuit la température des enroulements augmente subitement à cause du fort courant apparaissant pour une durée de 1 s maximum. Cette durée est très faible en comparaison des constantes de temps thermiques, la chaleur n'a pas le temps de s'évacuer dans l'isolation. Pour avoir un ordre de grandeur, l'huile a une constante de temps comprise entre 4 et 6 heures, tandis que pour les enroulements elle varie entre 2 et 6 minutes. Il faut donc qu'à la fois les enroulements et l'isolation adjacente soient prévus pour résister à ces pics de température de courte durée. La norme 60076-5 prévoit que les enroulements de cuivre ne doivent pas dépasser les 250 °C, ceux d'aluminium les 200 °C.

II.6.2 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.[9]

II.6.3 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.6.4 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-mille au voisinage du court-circuit [9].

II.6.5 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.6.6 Les décharges partielles

Les phénomènes de décharge partielle (DP), tels que définis par la norme IEC 60270, sont des décharges disruptives localisées d'une petite partie d'un système d'isolement électrique solide ou liquide sous l'effet d'une forte contrainte de tension [10].

Si une DP ne conduit pas immédiatement à la mise hors service d'un appareil, elle est toutefois préjudiciable dans la mesure où elle conduit à une dégradation des matériaux

(En particulier solides) sous l'action de diverses contraintes:

• Contrainte thermique générée localement par la décharge (par exemple carbonisation du carton d'un transformateur).

• Contrainte chimique due aux produits de dégradation générés par la décharge (par exemple ozone ou acide nitrique).

L'extension de la décharge est limitée soit parce que le champ électrique local n'est pas suffisant pour provoquer sa propagation totale (décharge couronne dans un gaz ou un liquide, par exemple), soit parce que la propagation est bloquée par un isolant dont le champ de claquage est plus élevé (en général un solide).

La détection et la surveillance des décharges partielles sont d'une importance capitale car les phénomènes de DP précèdent fréquemment un claquage d'isolant de l'équipement haute tension, pouvant entraîner des pannes et des réparations très coûteuses. Les mesures de DP font également partie des tests de réception en usine.

Les décharges partielles peuvent également être détectées par une analyse chimique des gaz dissous (AGD). Cette analyse AGD ne permet pas toutefois de localiser les décharges partielles.

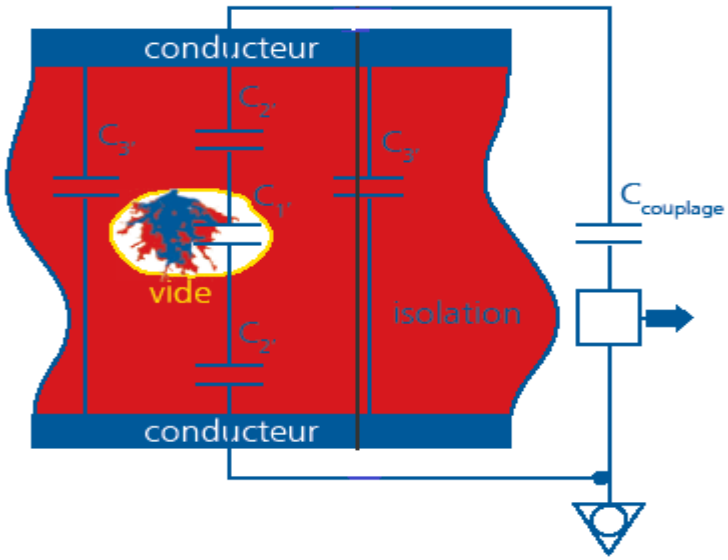


Fig. II.11 Mesure des décharges partielles**.**

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposé le transformateur de puissance dans ses états ; présenter par les éléments de construction et le principe de fonctionnement, le type et les contraintes, les défauts. Afin de diagnostiquer ces défauts, on fera appelle aux différentes méthodes qui feront l'objectif du chapitre suivant.

Chapitre III

Méthodes de diagnostique des transformateur

III.1 Introduction

Le transformateur de puissance est un élément à investissement lourd dans une installation électrique ; sa fiabilité n'affecte pas seulement la disponibilité d'énergie électrique, mais aussi la fiabilité de tout le système électrique. Par exemple: le défaut d'un transformateur de puissance peut laisser des milliers de maisons sans chaleur et lumière et le défaut en avant poste d'une source de génération d'électricité peut simplement conduire à l'arrêt de celle ci.

Sous l'environnement dérégulé des systèmes électriques dans le monde et les conditions dégagées de cela, chaque entreprise d'électricité essaye de gérer son patrimoine avec plus d'intelligence en se basant sur la maintenance conditionnelle et proactive pour limiter les avaries sur le réseau et éviter des pénalités économiques causées par les indisponibilités des équipements du système électrique. Une défaillance du transformateur de puissance peut conduire à des pertes directes et indirectes qui dépassent largement le prix.

Le diagnostic du transformateur qui s'inscrit dans la philosophie de la maintenance conditionnelle, est un outil de surveillance préventive très efficace pour prédire l'état et les défauts naissants qui peuvent parvenir durant son exploitation.

Dans ce chapitre nous allons discutes sur les différents technique du diagnostic de transformateur de puissance.

III.2 Les techniques de diagnostic

Le transformateur est un équipement stratégique. Son diagnostic d'état est réalisé :

- ✓ sur un prélèvement du fluide diélectrique, de gaz ou de papier
- ✓ en interprétant les résultats des analyses physico-chimiques pertinemment choisies.

L'ensemble des analyses réalisables peuvent être classées en trois grandes familles comme illustré ci-dessous :

- ✓ Etat du fluide diélectrique « huile minérale »
- ✓ Etat des parties actives

(Bobinage/ connexions et isolation cellulosique)

Etat de fonctionnement des parties actives :

- Analyses de 13 gaz dissous caractéristiques de défauts thermiques ou électriques.
- Etat de vieillissement ou dégradation des isolants cellulosiques
- Analyse des dérivés furaniques.
- Niveau de pollution:

Analyse pour vérifier la conformité avec la réglementation.

Dans ce cadre, les actions de diagnostic effectuées par SONELGAZ-GRTE sur les transformateurs de puissances.

III.2.1 Analyse d'huile minérale

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

L'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans un transformateur qui nécessite une surveillance et un 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.

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 ; transparente, pour une huile nouvelle, jusqu'à un jaune rougeâtre ou rouge foncé pour une huile vieillie.

III.2.1.1 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 :

- **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.

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. 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. 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.

- **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.

- **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.

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.

- **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.

- **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.

III.2.1.2 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.

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.

Les indices à analyser selon la norme CEI 61198 sont :

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

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

III.2.1.3 Analyse des gaz dissous dans l'huile

L'analyse des gaz dissous (AGD, en anglais Dissolved Gases Analysis DGA) est l'une des techniques les plus efficaces pour surveiller l'état des transformateurs. Elle permet, à travers la nature et la concentration des gaz, d'identifier l'existence du défaut latent ou le mode de défaillance touchant le transformateur par un simple prélèvement. Les quantités d'informations, leur complexité, l'existence simultanée de plusieurs défauts, l'absence d'équations qui les régissent, imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic.

III.3 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).

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 III -1) :

Tableau III.-1

Gaz	Unité	Valeurs limites (IEEE std)	origine
Nitrogène (N2)	ppm	-	Pour vérifier la prise d'échantillon.
Oxygène (O2)	ppm	-	Pour vérifier la prise d'échantillon.
Anhydrid carbonique (CO2)	ppm	2500	Proviennent de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur.
Monoxyde de Carbone (CO)	ppm	350	Proviennent de la décomposition de la cellulose des matériaux qui composent le transformateur.
Méthane (CH4)	ppm	120	Généralement il apparait quand il existe des décharges partielles ou de décomposition thermique de l'huile.
Hydrogène (H2)	ppm	100	Il se génère par défauts électriques (décharges) de baisse ou de haute énergie.
Ethane (C2H6)	ppm	65	Provient de la décomposition thermique de l'huile.
Ethylène (C2H4)	ppm	50	Ce gaz se génère par la décomposition thermique de l'huile ou de l'isolement solide.
Acétylène (C2H2)	ppm	35	Il apparait par défaut électriques (décharges) de haute énergie.
Total combustible gaz	ppm	720	

III.4 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.

- **Méthode de Rogers :**

Rogers à développé 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 III -2. La combinaison des codes produits, peut être liée à une interprétation diagnostic comme montré dans le Tableau III -3.

Tableau III-2 **Méthode de Rogers**

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

➢ Méthode de CEI 60599

Le critère CEI 60599 a été employé pour plusieurs définies 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 **III -4).**

Tableau III -4 Interprétation de la CEI60599

Cas	**Défaut typique**	**C2H2/C 2H4**	**CH4/H2**	**C2H4/C2 H6**
DP	Décharges Partielles	NS*	< 0,1	< 0,2
D1	Décharge de baisse énergie	> 1	0,1 ÷ 0,5	> 1
D2	Décharge d'haute Energie	0,6 ÷ 2,5	0,1 ÷ 1	> 2
T1	Faute thermique, T < 300 °C	NS*	>1 mais NS*	< 1
T2	Faute thermique 300°C<T< 700°C	< 0,1	> 1	1 ÷ 4
T3	Faute thermique, T > 700°C	< 0,2 **	> 1	> 4

NS* : non significatif quel que soit la valeur

➢ Méthode de Doernenburg

Les quatre ratios utilises dans cette méthode sont représenté dans le Tableau I-6

Tableau III.6 méthodes de Doernenburg

Rapport de gaz		**Type de gaz**	**Rang**	**Code**
A	CH4/H2	Méthane/ hydrogène	< 0,1	5
			0,1 à 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
B	C2H6/CH4	Ethane/ méthane	< 1	0
			> 1	1
C	C2H4/C2H6	Ethylène/ Ethane	< 1	0
			1 à 3	1
			> 3	2
D	C2H2/C2H4	Acétylène/ Ethylène	< 0,1	0
			0,1 à 3	2

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

- ✓ Défauts thermique
- ✓ Décharge partielle
- ✓ Décharge par arc

Le tableau II-7 présente d'interprétation suivant :

➢ Méthode des gaz-clés

Le rapport entre la température et les types de gaz de décomposition de l'huile et de la cellulose sert de base à une détermination qualitative des types de défaut à partir des gaz qui sont typiques, ou prédominants, à diverses températures. Ces gaz majeurs et leurs proportions sont appelés « gaz-clés ».Cette technique fournit des courbes pour quatre types de défaut généraux, à savoir : thermique (décomposition de l'huile), thermique (décomposition de la cellulose), électrique (effet de couronne) et électrique (contournement). Les procédures détaillées sont décrites dans la norme IEEE C7.104- 1991. **[IEEE_ 91].**

III.5 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.

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.

III.5.1 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.

III.5.1.1 Mesure de facteur de perte F.P

L'essai du facteur de perte ou appelé **'tag δ'** permet d'évaluer la qualité et l'intégrité de l'isolement capacitif des enroulements, en indiquant l'existence des détériorations de l'isolement (un vieillissement du papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état de l'huile, décharge électrique).

III.5.1.2 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. III--6.

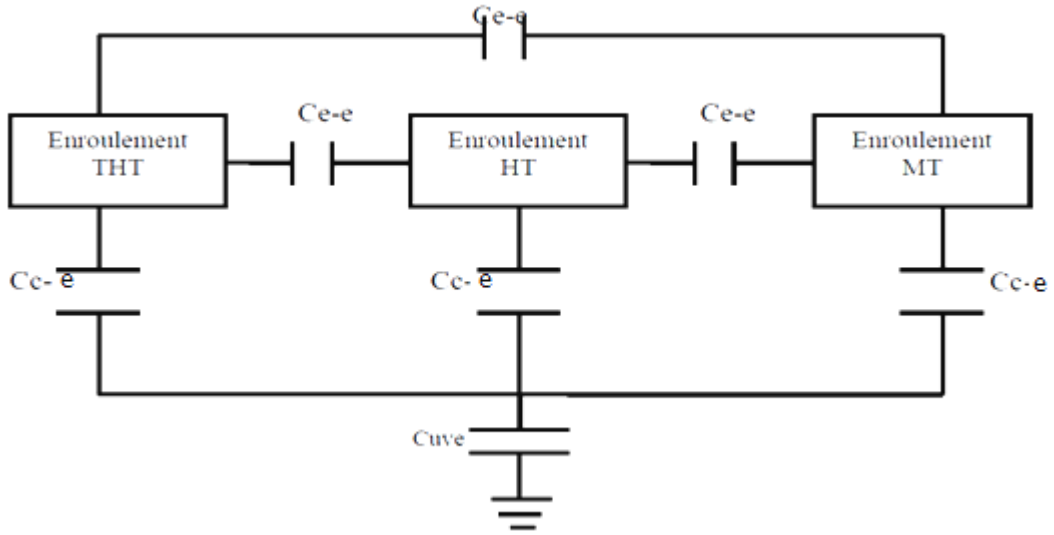


Fig. III--4 Schéma de capacité de d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements

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.

III.5.1.3 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. III-.7.

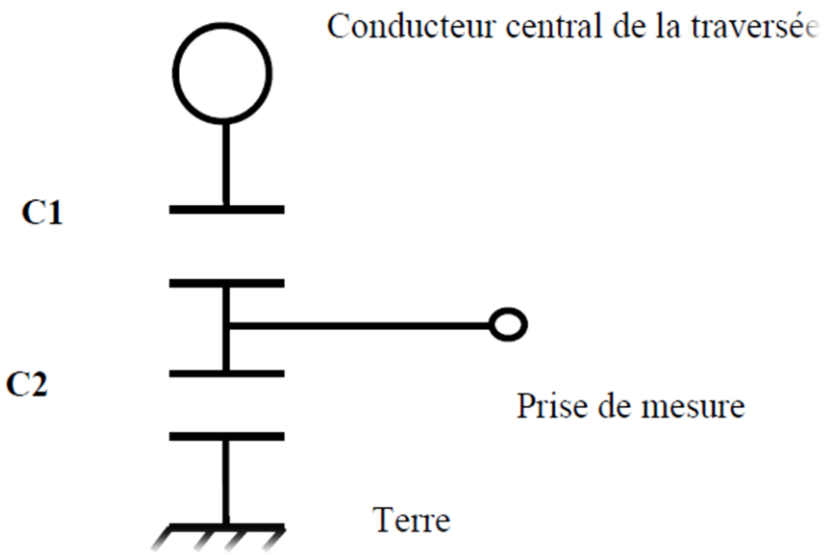


Fig. III-7 Schéma d'une borne de type capacitif

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.

III.5.2 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.

III.5.2.1 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.

III.5.2.2 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 (R_{60}/R_{15}).

- **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.

$$R = \frac{R_{10min}}{R_{1min}} \qquad \text{(III.1)}$$

Les critères d'acceptation pour le PI sont :

Tableau I-8 Domaine d'interprétation de PI

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

III.6 Mesures électriques

Les mesures électriques effectuées sur les transformateurs sont:

III.6.1 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 [9].

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer le circuit magnétisé du transformateur.

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

III.6.1.1 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.

III.6.2 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.

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.

III.6.3 Mesure de la résistance d'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.

La résistance corrigée est calculé par l'équation II-2 suivante :

$$R_{COR} = R_m \left(\frac{\theta_F + \theta_{ref}}{\theta_F + \theta_m}\right) \qquad \text{(III.3)}$$

Rm : 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.

III.6.4 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.

III.7 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.

On a cité aussi les méthodes conventionnelles d'analyse de gaz dissous dans les transformateurs de puissance (Méthodes de Doernenburg, rapport de Rogers, IEEE (TDCG et Gaz clés) ainsi que leurs avantages et inconvénients qui sont dévoilées. Les limitations de ces méthodes imposent le recours à des systèmes plus performants de diagnostic tels que les l'analyse de réponse fréquentielle

Ces méthodes modernes qui sont basées sur l'analyse de la réponse fréquentielle à pour le diagnostic des défauts dans le transformateur de puissance. Mais avant cela la modélisation de ce dernier s'impose et qui sera illustre dans le chapitre suivant.

Chapitre IV

Modélisation du transformateur

Chapitre IV

Modélisation du transformateur

VI.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.

IV.2 Principaux modèles des transformateurs de puissance

En vue d'étudier les phénomènes physiques dans les transformateurs, nous présentons les principaux modèles de transformateurs qui existent dans la littérature.

VI.2.1 Modèle de Morched

Ce modèle est utilisé dans EMTP (Electro Magnetic Transients program) pour modéliser le transformateur en haute fréquence [20]. Supposons un transformateur de 'n' bornes (y compris HT et BT), l'équation matricielles qui relie les tensions et les courants des bornes est (IV-1) ou sous la forme réduite (IV-2).

$$\begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{pmatrix}$$

$$[Y][V] = [I]$$

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

La figure IV.1 présente le modèle d'un transformateur :

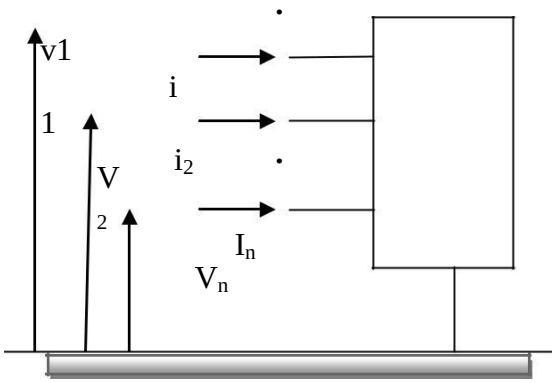


Fig. IV.1 Modèle d'un transformateur considéré comme une boite noire de n bornes

Dans ce modèle, chaque élément de la matrice des admittances 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 fig. (IV.2)

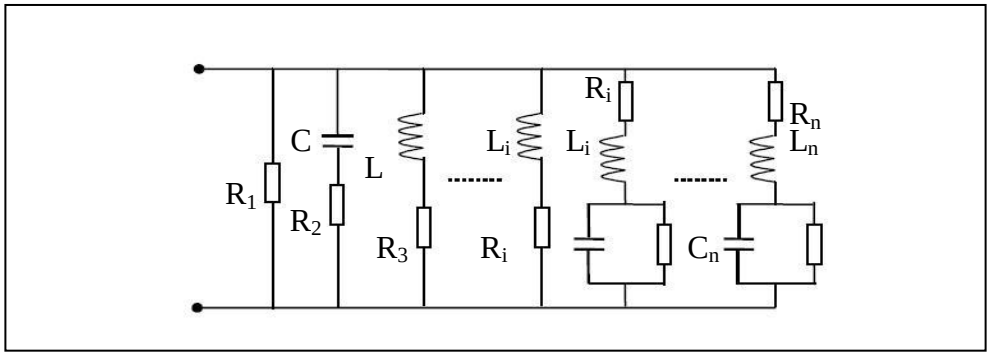


Fig. IV.2 Circuit équivalent pour un élément de la matrice d'inductances.

Ensuite le circuit équivalent sera établi pour pouvoir être introduit dans EMTP. Cependant, pour réduire le calcul, ce modèle a fait une hypothèse simplificatrice en considérant que la 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 lorsqu'elle est réalisée en haute fréquence. L'avantage de ce modèle est qu'il permet de modéliser tous les types de transformateurs à condition d'avoir les valeurs de la matrice admittance.

IV.2.2 Modèle de Leon

Dans leurs travaux, Léon et Semlyeh [19] [21]**,** ont présenté le développement d'un modèle du transformateur de puissance en haute fréquence. Ce modèle permet de modéliser en détail les enroulements et le noyau. Pour les enroulements, les éléments suivants sont calculés :

- Une matrice d'inductances de fuite entre les paires de spires (ou sections/galettes).
  - ✓ Une matrice de capacités entre spires (ou sections/galettes) et entre les spires et les masses.
  - ✓ Une matrice de résistance, qui dépend de la fréquence et qui tient compte des courants de Foucault.

Pour chaque colonne du circuit magnétique du transformateur, un système de trois matrices est calculé et puis transformé sous forme d'une équation d'état. Ensuite un circuit de Foster en série fig. (IV.3) sera élaboré à partir de cette équation pour approximer la caractéristique de l'enroulement sur chaque colonne.

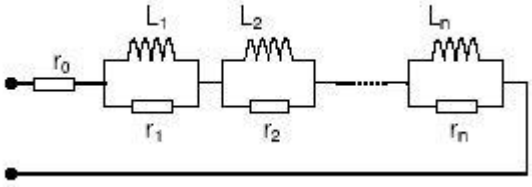


Fig. IV.3 Circuit de Foster en série

Pour le noyau, l'effet des courants de Foucault est modélisé par un circuit de Cauer, fig. (VI.4) [21].

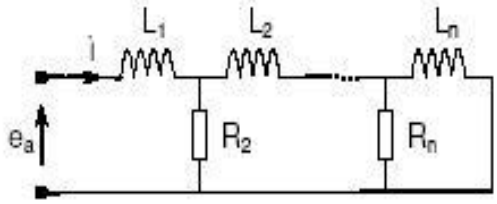


Fig. IV.4 Modèle de Cauer pour le noyau de fer.

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

IV.2.3 Modèle de Chimklai

Dans ce modèle, les auteurs ont proposé une méthode simple pour modéliser un transformateur de puissance [22]. Ce modèle Fig. (II.5) 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, sont synthétisés par les mesures et ajoutés dans le circuit du modèle classique. En effet, chaque circuit rajouté représente 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 par la suite. Cette méthode de modélisation d'un transformateur est à la fois très simple et efficace.

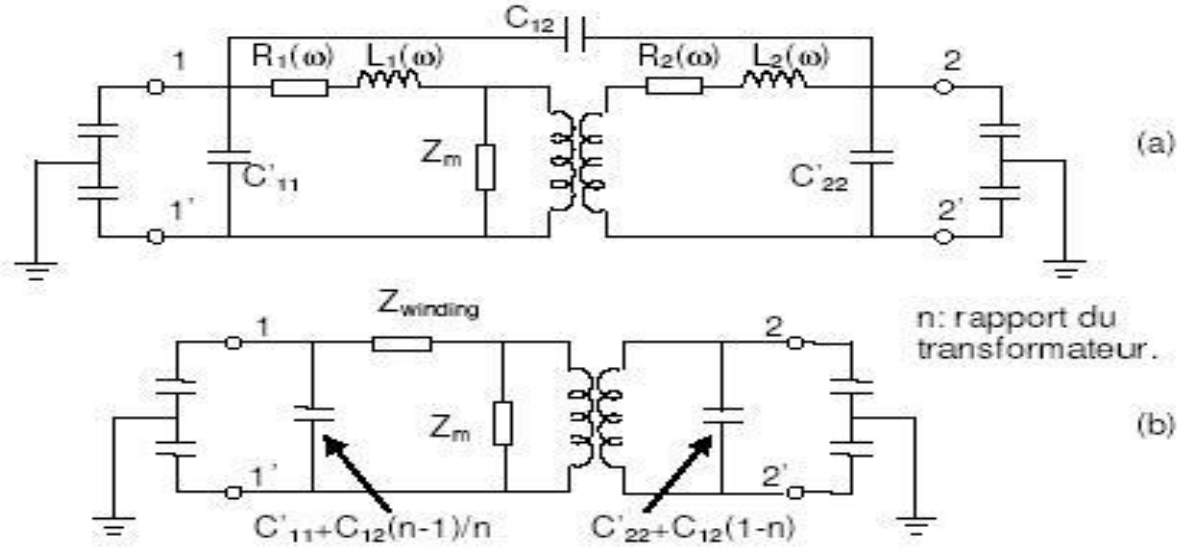


Fig. IV.5 Modèle du transformateur de Chimklai

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, dite l'impédance de l'enroulement (Zwinding) comme dans la Fig. (IV.6).

Cette impédance est synthétisée par une méthode d'approximation non linéaire pour un circuit

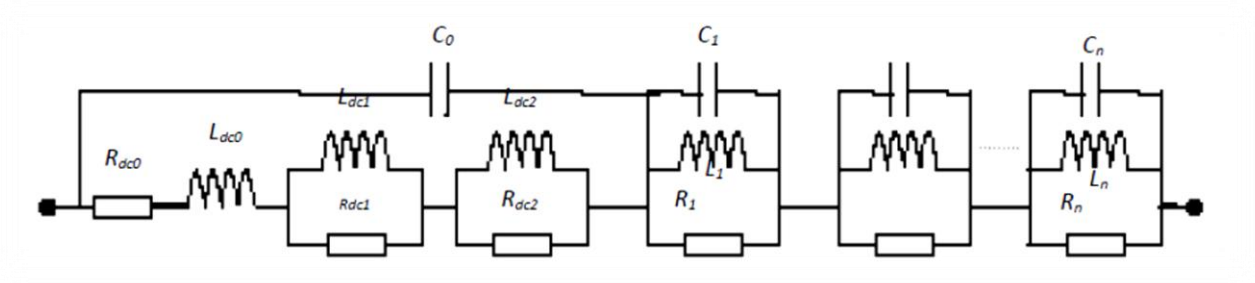


Fig.IV.6 Impédance de l'enroulement (Zwinding)

Le rajout d'un système de capacités dont les capacités entre enroulements, les capacités entre enroulement et la masse, et celles entre les spires d'un enroulement. 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 et dont chaque partie est connectée à une extrémité de l'enroulement.

L'étude constitue une bonne base pour développer la modélisation du transformateur. Pourtant, elle présente encore des limites : les phases sont symétriques et la fréquence jusqu'à laquelle le modèle reste valable étant de 100 kHz.

IV.2.4 Modèle de Gustavsen

Ce modèle suit le principe de celui de Morched, en considérant le transformateur comme une boite noir [13][23]. 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.

Les avantages et les inconvénients 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 haute fréquence.

IV.2.5 Modèle d'Andrieu

Andrieu et al ont développé un modèle de transformateur de distribution triphasée à deux enroulements par des principes comme dans le modèle de Chimklai Fig**.** (IV.7) Pour modéliser un transformateur en HF, les phénomènes suivants sont pris en compte :

- ✓ les capacités.

- ✓ les résonances dans l'enroulement HT.
- ✓ l'impédance de l'enroulement de BT, dépendant de la fréquence (Zcc).

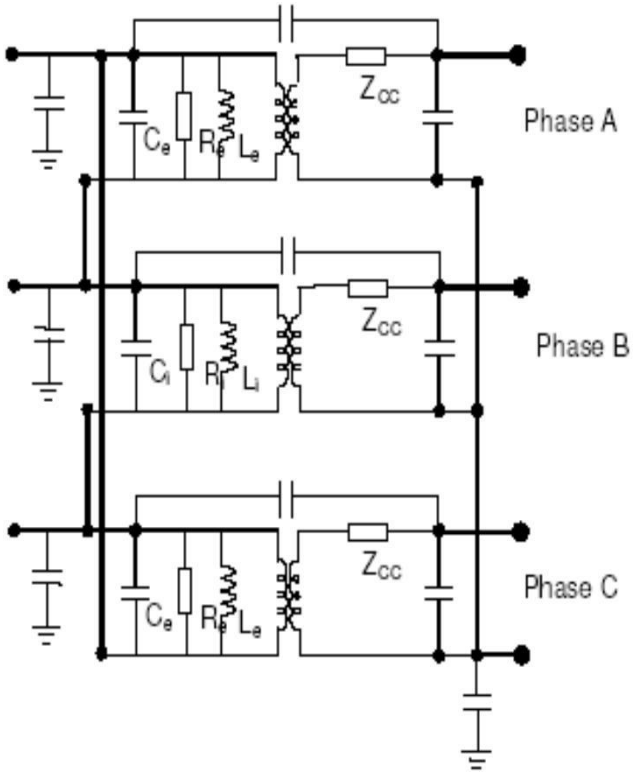


Fig.V.1 Modèle d'Andrieu.

Les auteurs ont également proposé une procédure, dans laquelle les mesures nécessaires sont fixées pour développer un modèle en HF. Ces mesures sont les mesures des capacités, les mesures des grandeurs électriques en court-circuit et en circuit ouvert. Mais la fréquence limite dans laquelle le modèle est valable reste inférieure à 1MHz. Pour une fréquence plus haute on constate des désaccords entre le résultat de la simulation et la mesure.

Le circuit équivalent de l'impédance Zcc est montré dans la fig. (IV.8):

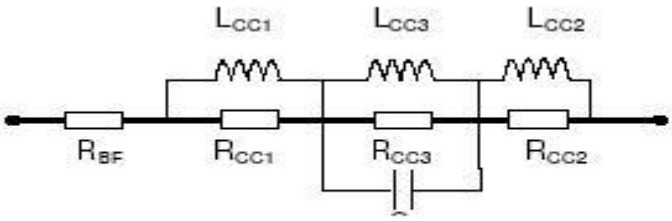


Fig.V.1 Circuit équivalent de Zcc.

IV.2.6 Modèle de Noda

Noda a montré le développement d'un modèle de transformateur de puissance en HF. Ce modèle suit le même principe que celui de Chimklai. Donc à partir du modèle à 50Hz, en HF il tient compte :

- ✓ Des capacités entre les enroulements et entre les enroulements et la masse ($Cs1$, C_{s2}, C_{sm}).
- ✓ De l'effet de peau du conducteur et du noyau (Z_{skin}).
- ✓ Des résonances créent par les inductances de l'enroulement et capacités entre les spires (Y_1, Z_1).

Chaque phénomène sera représenté par un circuit équivalent. Le modèle complet est montré dans la Fig. (IV.9) :

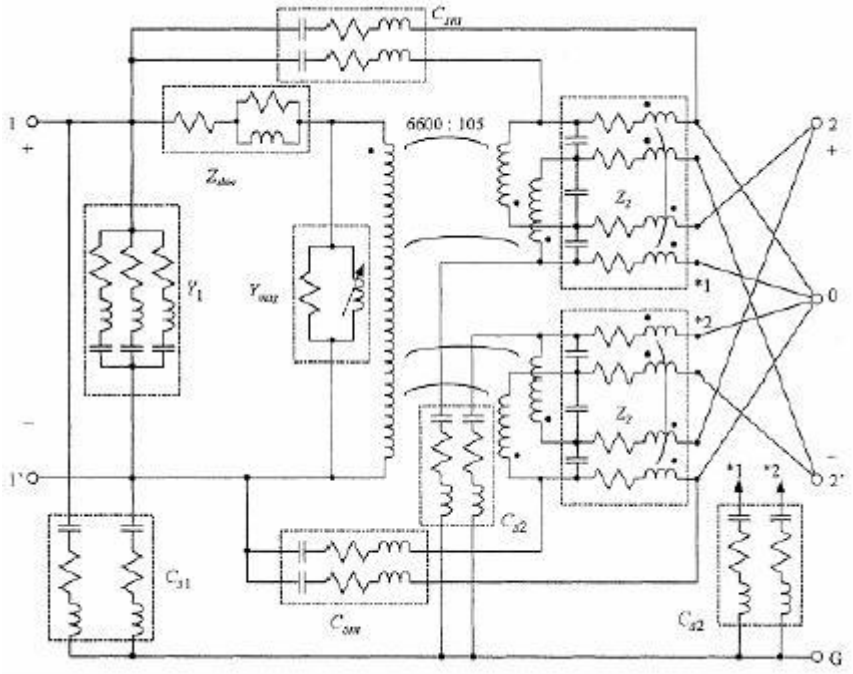


Fig. IV.9 Modèle de Noda.

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

IV.2.7 Modèles basés sur les inductances propres et mutuelles

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 [26].

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, Fig. (IV.10).

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.

Ce modèle est le plus répondu et utilisé à l'heure actuelle. Cependant le nombre de paramètres à calculer est important [27]. 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 [26].

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 [26].

La configuration du transformateur choisie est représentée par la figure IV.10

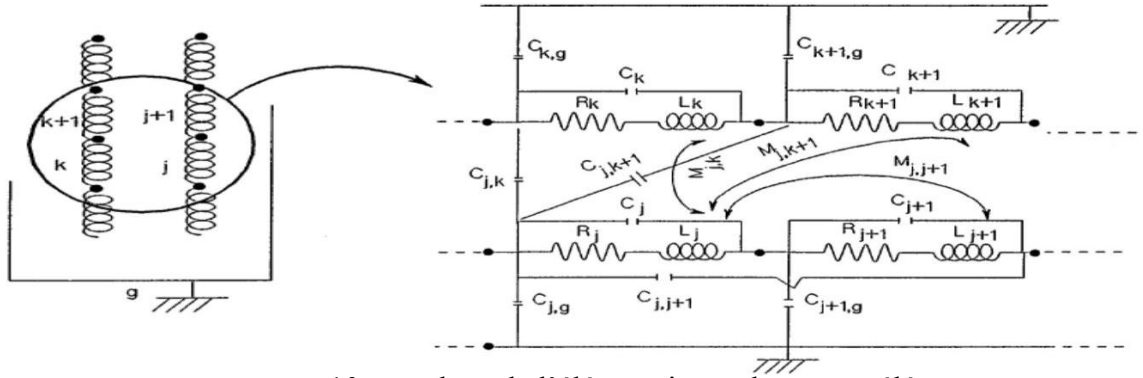


Fig. IV.10 couplage de l'élément j avec les autres éléments.

IV.3 Analyse de la réponse en fréquence (FRA)

L'analyse de la Réponse en fréquence est un outil puissant et sensible pour évaluer l'intégrité mécanique et géométrique de base, des enroulements et du circuit magnétique dans les transformateurs de puissance, par la mesure de leurs fonctions de transfert sur une large gamme de fréquences.

IV .3.1 Principe de la méthode

Un transformateur comprend un grand nombre de capacitances, d'inductances et de résistances; un circuit très complexe (Fig. IV.11) qui génère une empreinte digitale ou signature unique lorsque des signaux sont injectés à des fréquences discrètes, et que des réponses sont représentées sous forme de courbe [24].

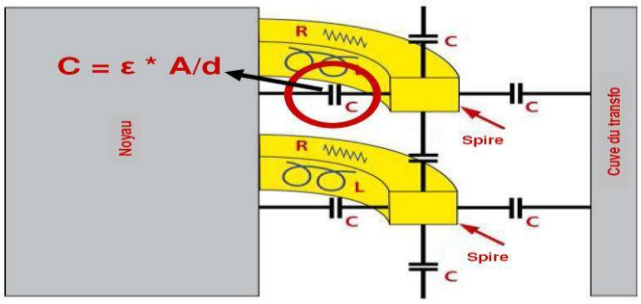


Figure IV.11 Modèle d'un enroulement de transformateur

La capacitance est déterminée en fonction de la distance entre les conducteurs. Les mouvements dans l'enroulement seront donc déterminés en fonction des capacitances [22].

Le principe de fonctionnement est d'injecter un signal d'excitation électrique sur l'un des enroulements et de mesurer le signal de réponse sur une large plage de fréquence (Méthode de balayage en fréquence). Le rapport de ces deux signaux donne la réponse exigée. Ce rapport s'appelle la fonction de transfert du transformateur à partir duquel la grandeur et la phase peuvent être obtenues.

IV.3.2 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 [23].

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 [23].

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 [23].

Les mesures par FRA peuvent donner des informations sur la tenue des structures géométriques des enroulements.

IV.3.3 Quand faut-il faire un test FRA ?

Généralement les mesures sur les transformateurs sont recommandées [24] [25].

- ✓ Avant et après chaque transport
- ✓ Après chaque défaut à forte énergie, soit à l'intérieur du transfo ou traversant (défaut réseau proche)
- ✓ Si l'analyse des gaz dissous indique un défaut de haute température (défaut en relation avec le noyau magnétique)
- ✓ Après un séisme
- ✓ Suite à des courts-circuits élevés survenant sur le réseau électrique
- ✓ Après l'installation et de réinstallation
- ✓ Après avoir connu des pannes électriques
- ✓ Essai d'usine

IV.3.4 Type d'essais par FRA

Les principaux types d'essais par FRA sont :

IV.3.4.1 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. IV.12) [24].

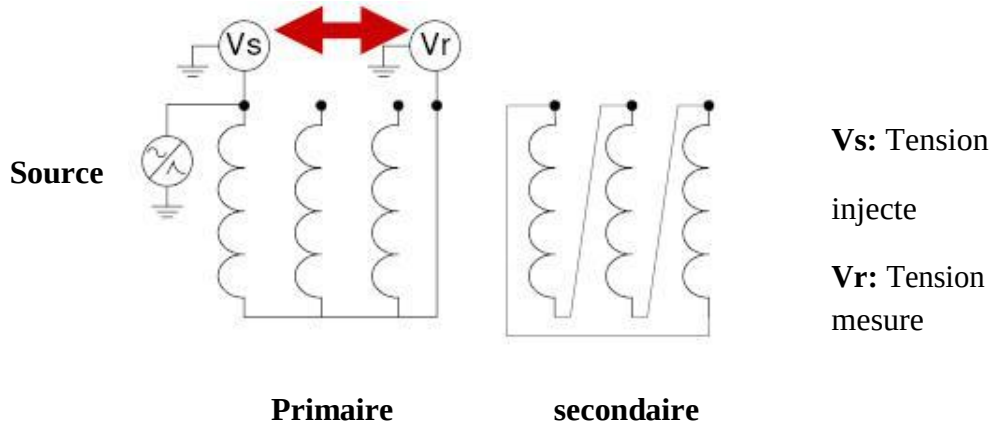


Figure IV.12 Essai entre extrémités

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.

II.3.4.2 Essais en court-circuit

Cet essai ressemble à la mesure entre extrémités mais avec un enroulement court-circuite sur la même phase voir (Fig. IV.13) [24], 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 ya 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 [23].

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 [23].

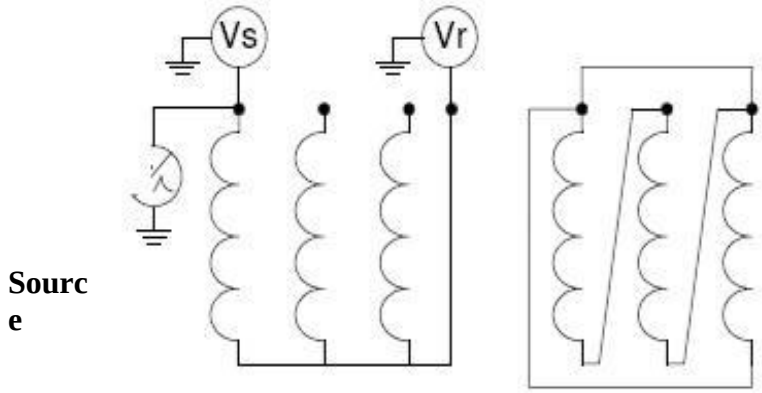
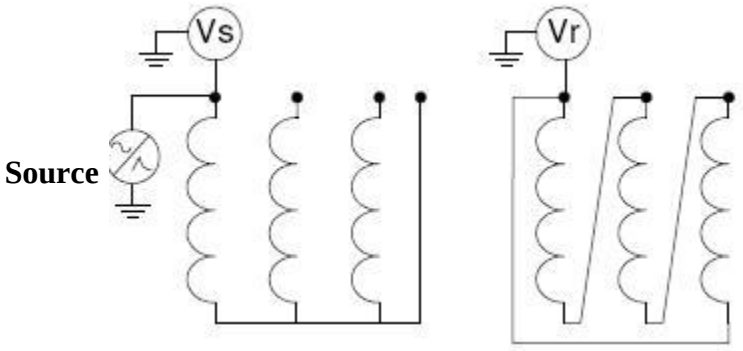


Figure. IV.13 Essai en court-circuit

IV.3.4.3 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. IV.14) [24].



Vs : Tension injecte

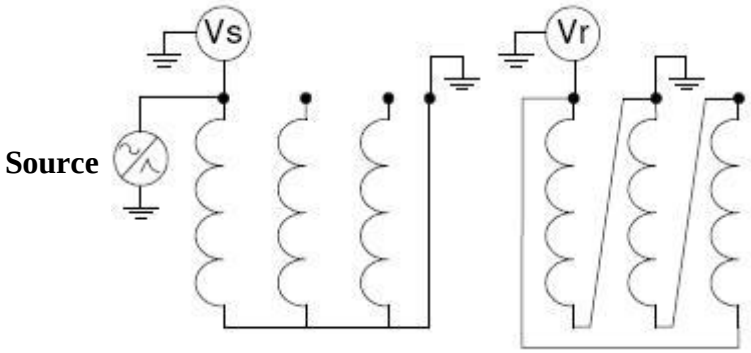
Vr : Tension mesure

Figure .IV.14 Essai capacitif entre enroulements

IV.3.4.4 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. IV.15) [24].

Pour cette mesure, la plage en basse fréquence est déterminée par le rapport des nombres de spires des enroulements.



Vs : Tension injecte

Vr : Tension mesure

Fig. IV.15 Essai inductif entre enroulements

IV.3.5 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:

IV.3.5.1 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].

IV.3.5.2 Connecteurs et commandes

Le FR Analyzer présente les connecteurs et les commandes suivants [22] : En face avant (Fig. IV.16):

- 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. IV.16 Vue de la face avant du FR Analyzer

IV.4 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. Cette procédure fait l'objet du cinquième chapitre.

Chapitre V

Procédures des calcules des paramètres

Chapitre V :

Procédures des calcules des paramètres

V.1 Introduction

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 des enroulements du transformateur de puissance en vue d'une étude du comportement de ce dernier en régime transitoire.

V.2 Modèle adopté pour le transformateur sans la prise en compte du noyau

Heller et Veverka [28], ont assimilé le comportement d'un enroulement de transformateur soumis à une onde de choc à celui d'un système de condensateurs et d'inductances**.** Ces modèles mathématiques utilisent un réseau équivalent de résistances, d'inductances et de capacités. Le coût et la précision des résultats dépendent du degré de raffinement dans la représentation du bobinage et des méthodes numériques de simulation mises en œuvre.

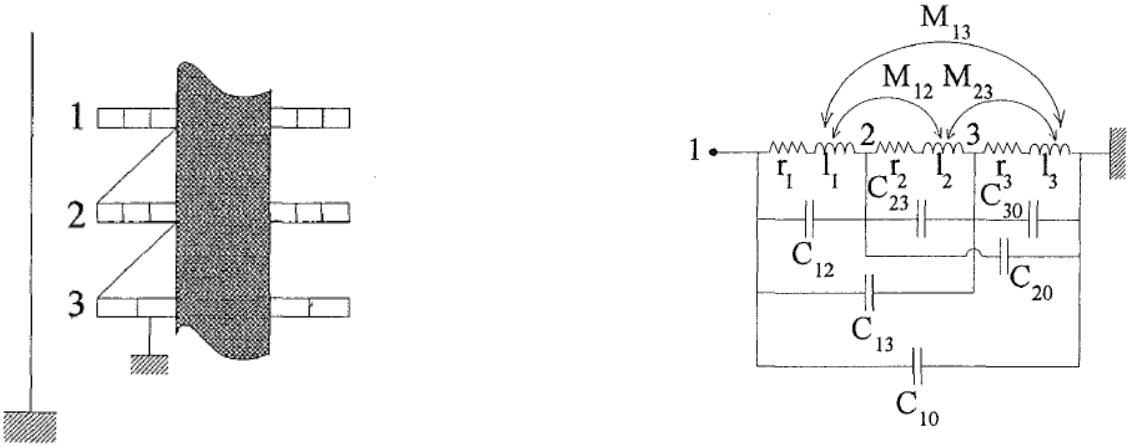


Fig. V.1 schémas des bobines avec prise de noyau

On discrétise l'enroulement par un ensemble fini de spires ou 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 inductances. Entre les éléments, il existe des capacités de couplages et pour chaque élément une capacité par rapport à la masse, comme on l'a montré sur la Fig.V.1.La Fig.V.1 représente le schéma équivalent aux deux enroulements HT et BT.

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 :

- ✓ 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.

Le schéma équivalent du transformateur sans l'influence du noyau est représenté par la figure V.1

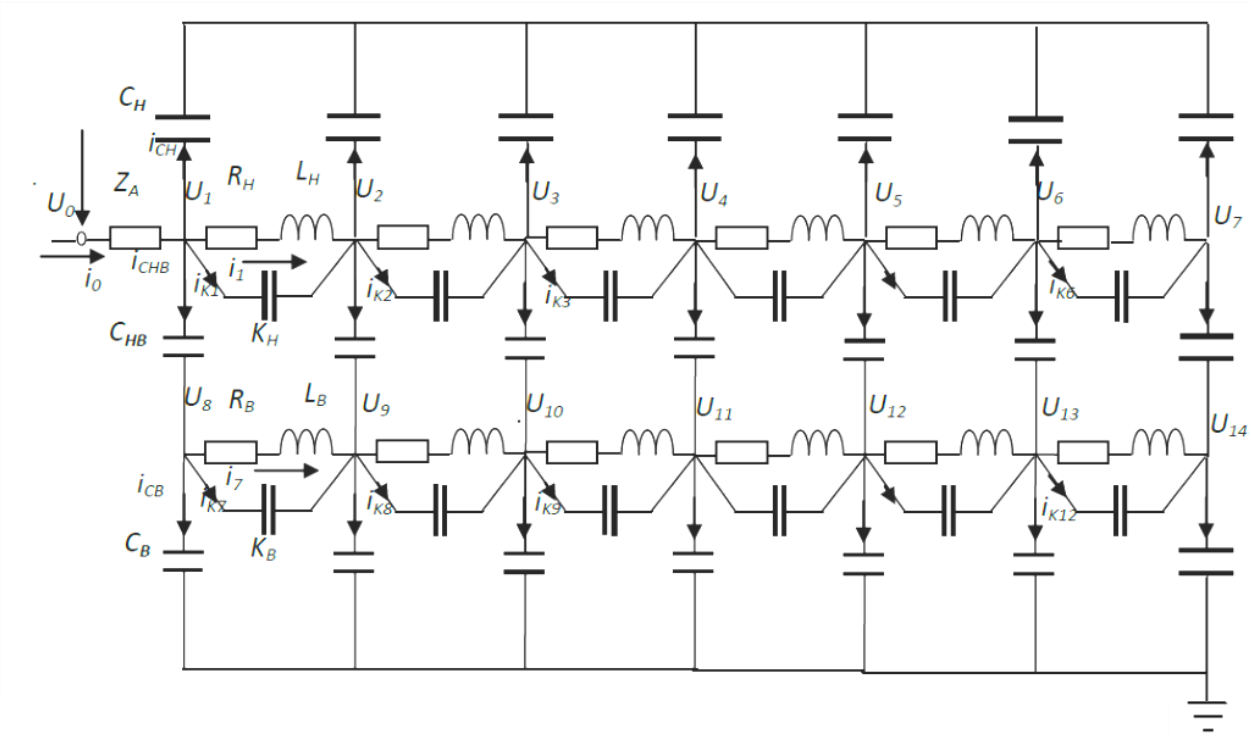


Fig.V.1 Schéma équivalent du transformateur sans l'influence du noyau

Sur le schéma de la figure V.1, l'impédance caractéristique de la phase A de la ligne côté HT (on a représenté seulement la phase A) est notée Z_A. Chaque enroulement, est subdivisé en éléments connectés en série [29]. Les résistances, les inductances propres, les capacités transversales (par rapport au noyau, à la cuve et entre les enroulements) et les capacités longitudinales sont représentées respectivement par les lettres R, L, C et K (le schéma équivalent traditionnel ne tient

--

pas compte du noyau). Les paramètres du schéma de calcul du transformateur (Fig.V.1), sont déterminés directement à partir de la géométrie du Transformateur [28] [30].

V.2.1 Equations du schéma équivalent adopté

L'application des lois de Kirchhoff au circuit représenté sur la figure V.1 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 [23] [30].

V.2.1.1 Equations des tensions

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

$$u_0 = u_{\max} \sin \omega t \qquad \text{Avec} \qquad u_{\max} = 2\sqrt{2} \tag{V.1}$$

$$u_0 - u_1 = Z_A i_0 \tag{V.2}$$

- **Equations des tensions pour l'enroulement HT**

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

$$\mathrm{u}_1 - u_2 - R_H i_1 = L_H \frac{di_1}{dt} + M_{H12}\frac{di_2}{dt} + M_{H13}\frac{di_3}{dt} + M_{H14}\frac{di_4}{dt} + M_{H15}\frac{di_5}{dt} + M_{H16}\frac{di_6}{dt}$$
$$- M_{HB17}\frac{di_7}{dt} - M_{HB18}\frac{di_8}{dt} - M_{HB19}\frac{di_9}{dt} - M_{HB110}\frac{di_{10}}{dt} - M_{HB111}\frac{di_{11}}{dt} - M_{HB112}\frac{di_{12}}{dt}$$

$$\mathrm{u}_2 - u_3 - R_H i_2 = L_H \frac{di_2}{dt} + M_{H21}\frac{di_1}{dt} + M_{H23}\frac{di_3}{dt} + M_{H24}\frac{di_4}{dt} + M_{H25}\frac{di_5}{dt} + M_{H26}\frac{di_6}{dt}$$
$$- M_{HB27}\frac{di_7}{dt} - M_{HB28}\frac{di_8}{dt} - M_{HB29}\frac{di_9}{dt} - M_{HB210}\frac{di_{10}}{dt} - M_{HB211}\frac{di_{11}}{dt} - M_{HB112}\frac{di_{12}}{dt}$$

Généralisation Pour $1 \le k \le 6$

$$\mathrm{u}_k - u_{k+1} - R_H i_k = L_H \frac{di_n}{dt} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{6} M_{km}\frac{di_m}{dt} - \sum_{m=7}^{6} M_{HBkm}\frac{di_m}{dt}. \tag{V.3}$$

--

➢ **Equations des tensions pour l'enroulement BT**

$$u_8 - u_9 - R_B i_7 = -M_{HB71}\frac{di_1}{dt} - M_{HB72}\frac{di_2}{dt} - M_{HB73}\frac{di_3}{dt} - M_{HB74}\frac{di_4}{dt} - M_{HB75}\frac{di_5}{dt} - M_{HB76}\frac{di_6}{dt}$$
$$+L_B\frac{di_7}{dt} + M_{B78}\frac{di_8}{dt} + M_{B79}\frac{di_9}{dt} + M_{B710}\frac{di_{10}}{dt} + M_{B711}\frac{di_{11}}{dt} + M_{B712}\frac{di_{12}}{dt}$$

$$u_9 - u_{10} - R_B i_8 = -M_{HB81}\frac{di_1}{dt} - M_{HB82}\frac{di_2}{dt} - M_{HB83}\frac{di_3}{dt} - M_{HB84}\frac{di_4}{dt} - M_{HB85}\frac{di_5}{dt} - M_{HB86}\frac{di_6}{dt}$$
$$+L_B\frac{di_7}{dt} + M_{B88}\frac{di_8}{dt} + M_{B89}\frac{di_9}{dt} + M_{B810}\frac{di_{10}}{dt} + M_{B811}\frac{di_{11}}{dt} + M_{B812}\frac{di_{12}}{dt}$$

Généralisation pour $8 \le k \le 13$:

$$u_k - u_{k+1} - R_B i_{(k-1)} = L_B\frac{di_{(k-1)}}{dt} + \sum_{\substack{m=8 \\ m\neq(k-1)}}^{12} M_{(k-1)m}\frac{di_m}{dt} - \sum_{m=1}^{6} M_{HB(k-1)m}\frac{di_m}{dt} \qquad \text{(V.4)}$$

V.2.1.2 Equations des courantes

➢ **Equations des courants pour l'enroulement HT**

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

$$i_0 = i_{k1} + i_{CHB1} + i_{CH1} + i_1 \qquad \text{(V.5)}$$
$$i_0 - i_1 = i_{k1} + i_{CHB1} + i_{CH1} \qquad \text{(V.6)}$$
$$i_{k1} = K_H\frac{d(u_1 - u_2)}{dt} \qquad \text{(V.7)}$$
$$i_{CHB1} = C_{HB}\frac{d(u_1 - u_8)}{dt} \qquad \text{(V.8)}$$
$$i_{CH1} = C_H\frac{du_1}{dt} \qquad \text{(V.9)}$$

En introduisant V.7, V.8 et V.9 dans V.5, on obtient :

$$i_0 - i_1 = (K_H + C_{HB} + C_H)\frac{du_1}{dt} - C_{HB}\frac{du_8}{dt} - K_H\frac{du_2}{dt}. \qquad \text{(V.10)}$$

--

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

$$i_1 + i_{k1} = i_{CHB2} + i_{CH2} + + i_{k2} + i_2 \quad \text{(V.11)}$$

$$i_1 + i_2 = i_{CHB2} + i_{CH2} + i_{k2} - i_{k1} \quad \text{(V.12)}$$

Avec

$$i_{k2} = K_H \frac{d(u_2 - u_3)}{dt} \quad \text{(V.13)}$$

$$i_{CHB2} = C_{HB} \frac{d(u_2 - u_9)}{dt} \quad \text{(V.14)}$$

$$i_{CH2} = C_H \frac{du_2}{dt} \quad \text{(V.15)}$$

On introduit V.15, V.14 et V.13 dans V.12 et on obtient :

$$i_1 - i_2 = K_H \frac{du_1}{dt} + (2K_H + C_{HB} + C_H)\frac{du_2}{dt} - C_{HB}\frac{du_9}{dt} - K_H \frac{du_3}{dt}$$

$$i_2 - i_3 = K_H \frac{du_2}{dt} + (2K_H + C_{HB} + C_H)\frac{du_3}{dt} - C_{HB}\frac{du_{10}}{dt} - K_H \frac{du_4}{dt}$$

Généralisation : Pour $1 \leq k \leq 5$:

$$i_k - i_{(k+1)} = K_H \frac{du_k}{dt} + (2K_H + C_{HB} + C_H)\frac{du_{k+1}}{dt} - C_{HB}\frac{du_{k+8}}{dt} - K_H \frac{du_{k+2}}{dt}$$

Equations des courants pour l'enroulement BT

Au nœud (8) correspondant a la tension u_8

$$i_{CHB1} = i_7 + i_{k7} + i_{CB1} \quad \text{(V.17)}$$

$$-i_7 = i_{k7} + i_{CB1} - i_{CHB1} \quad \text{(V.18)}$$

$$i_7 = C_{HB}\frac{du_1}{dt} - (K + C_{HB} + C_B)\frac{du_8}{dt} + K_B \quad \text{(V.19)}$$

--

Au nœud (9) correspondant a la tension u_9

$$i_7 + i_{k7} + i_{CHB2} = i_8 + i_{k8} + i_{CB2} \quad \text{(V.20)}$$

$$i_7 - i_8 = i_{k8} + i_{CB2} - i_{k7} - i_{CHB2} \quad \text{(V.21)}$$

$$i_{CB2} = C_B \frac{d(u_9 - 0)}{dt} \quad \text{(V.22)}$$

$$i_{CHB2} = K_B \frac{d(u_8 - u_9)}{dt} \quad \text{(V.23)}$$

$$i_{k7} = C_{HB} \frac{d(u_2 - u_9)}{dt} \quad \text{(V.24)}$$

$$i_{k8} = K_B \quad \text{(V.25)}$$

En substituant V.19, V.20, V.21 et V.22 dans V.18 on obtient :

$$i_7 - i_8 = -C_{HB} \frac{du_2}{dt} - K_B \frac{du_8}{dt} + (2K_B + C_{HB} + C_B) \frac{du_9}{dt} - K_B \frac{du_{10}}{dt}$$

$$i_8 - i_9 = -C_{HB} \frac{du_3}{dt} - K_B \frac{du_9}{dt} + (2K_B + C_{HB} + C_B) \frac{du_{10}}{dt} - K_B \frac{du_{11}}{dt}$$

Généralisation : pour $8 \leq k \leq 13$

$$i_k - i_{k+1} = -C_{HB} \frac{du_{k-5}}{dt} - K_B \frac{du_{k+1}}{dt} + (2K_B + C_{HB} + C_B) \frac{du_{k+2}}{dt} - K_B \frac{du_{k+3}}{dt} \quad \text{(V.26)}$$

V.2.1 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 (V.3), (V.4), (V.16) et (V.26), on obtient [23] :

$$\int_0^t (u_k - u_{(k+1)})dt = \sum_{j=1}^{2n} M_{kj} i_k + R_k \int_0^t i_k \quad \text{(V.27)}$$

Pour les courants on distingue 2 cas

- Pour l'enroulement HT

$$\int_0^t \left(i_k - i_{(k+1)}\right)dt = K_H u_K + (2K_H + C_{HB} + C_H) u_{k+1} - C_{HB} u_{k+2} - K_H u_{k+1} \quad \text{(V.28)}$$

--

- Pour l'enroulement BT

$$\int_0^t \left(i_k - i_{(k+1)}\right)dt = -C_{HB}u_{k-5} - K_B u_{k+1} + \left(2K_B + C_{HB} + C_B\right)u_{k+2} - K_B u_{K+3} \qquad \text{(V.29)}$$

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

$$U = C^{-1}\int_0^t \Delta I dt \qquad \text{(V.30)}$$

$$I = M^{-1}\int_0^t \left(\Delta U - RI\right)dt \qquad \text{(V.31)}$$

Dont $\Delta I = \left(i_k - i_{(k+1)}\right)$ $\Delta U = \left(u_k - u_{(k+1)}\right)$

U et I sont les vecteurs des tensions et des courants $U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ . \\ . \\ U_n \end{bmatrix}$ $I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ . \\ . \\ I_n \end{bmatrix}$

C-1 et M-1 sont respectivement les matrices inverses des capacités et des inductances des enroulements.

Avec :

$$C = \begin{pmatrix} C_H & C_{HB} \\ C_{HB} & C_B \end{pmatrix} \qquad M = \begin{pmatrix} M_H & M_{HB} \\ M_{HB} & M_B \end{pmatrix}$$

C_H et C_B sont les matrices de capacités des enroulements HT et BT respectivement :

$$C_H = \begin{pmatrix} C_{HT} & -K_{HT} & 0 & \cdots & \cdots & \cdots & 0 \\ -K_{HT} & C_{HT} & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & -K_{HT} & C_{HT} & -K_{HT} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & C_{HT} & -K_{HT} \\ 0 & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & -K_{HT} & C_{HT} \end{pmatrix}$$

--

$$C_B = \begin{pmatrix} C_{BT} & -K_{BT} & 0 & \cdots & \cdots & \cdots & 0 \\ -K_{BT} & C_{BT} & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & -K_{BT} & C_{BT} & -K_{BT} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & C_{BT} & -K_{BT} \\ 0 & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & -K_{BT} & C_{BT} \end{pmatrix}$$

C_{HB} Est la matrice des capacités entre les enroulements HT et BT et elle s'exprime par :

$$C_{HB} = \begin{pmatrix} -C_{HB} & 0 & 0 & \cdots & \cdots & \cdots & 0 \\ 0 & -C_{HB} & 0 & \cdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & -C_{HB} & \cdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \cdots & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & \cdots & \cdots & -C_{HB} \end{pmatrix}$$

Dans ces matrices :

$$C'_{HT} = C_H + C_{HB} + K_H \qquad C_{HT} = C_H + C_{HB} + 2K_H$$

$$C'_{BT} = C_B + C_{HB} + K_B \qquad C_{HB} = C_B + C_{HB} + 2K_B$$

M_H et M_B sont les matrices des inductances des enroulements HT et BT respectivement

$$M_H = \begin{pmatrix} L_H & M_{H12} & M_{H13} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{H1n} \\ M_{H21} & L_H & M_{H23} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{H2n} \\ 0 & \vdots & \vdots & \cdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & L_H & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \ddots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & & L_H & M_{H(n-1),n} \\ M_{Hn1} & M_{Hn2} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{Hn,(n-1)} & L_H \end{pmatrix}$$

--

$$M_B = \begin{pmatrix} L_B & M_{B12} & M_{B13} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{B1n} \\ M_{B21} & L_B & M_{B23} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{B2n} \\ 0 & \vdots & \vdots & \cdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & L_B & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \ddots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & & L_B & M_{B(n-1),n} \\ M_{Bn1} & M_{Bn2} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{Bn,(n-1)} & L_B \end{pmatrix}$$

M_{HB} : est la matrice des inductances mutuelles entre les enroulements HT et BT

$$M_{HB} = \begin{pmatrix} M_{HB} & M_{HB12} & M_{HB13} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{HB1n} \\ M_{HB21} & M_{HB} & M_{HB23} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{HB2n} \\ 0 & \vdots & \vdots & \cdots & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & M_{HB} & \cdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \ddots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & & & M_{HB} & M_{HB(n-1),n} \\ M_{HBn1} & M_{HBn2} & \cdots & \cdots & \cdots & M_{HBn,(n-1)} & M_{HB} \end{pmatrix}$$

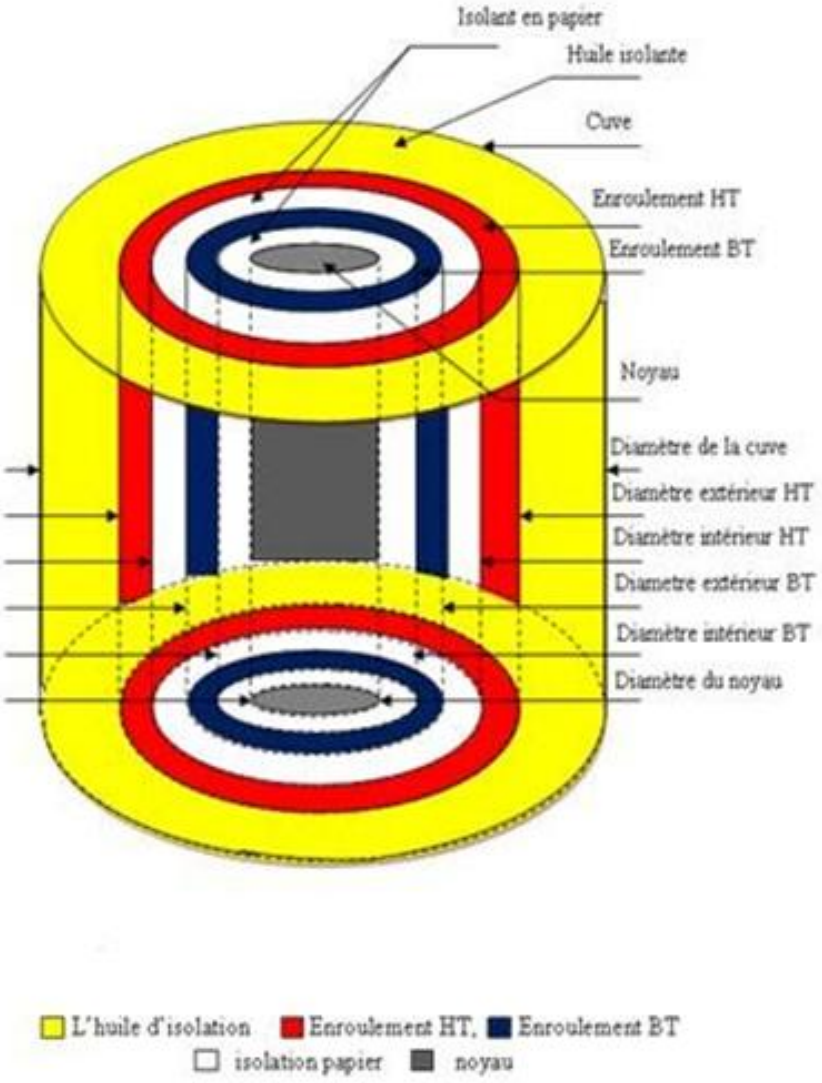
Les matrices ainsi obtenues sont commodes pour être utilisées par un outil de calcul numérique après leur programmation.

Il'est à noter que l'avantage de cette méthode, est qu'elle permet d'obtenir directement les valeurs de la tension dans chacun des nœuds issus de discrétisation des enroulements considérés avec un temps de calcul relativement rapide

--

V.2 Calcule des paramètres du model

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.



V.2.1 Caractéristiques électriques

- ✓ Puissance nominale apparente : Sn=500 MVA
- ✓ Tension nominale de l'enroulement haute tension :U_{HT}=415KV
- ✓ Tension nominale de l'enroulement basse tension :U_{BT}=20kv
- ✓ Pertes de puissance à vide : ΔP_0=248.4Kw.
- ✓ Perte de puissance en court–circuit : ΔP_{cc}= 654.9kW
- ✓ Tension de court-circuit : U_{cc}=18.35%
- ✓ Courant à vide: I_0=0, 14%.
- ✓ Fréquence de service de transformateur f = 50hz
- ✓ Facteur de la répartition initial de la tension : α = 2 ,35

V.2.1 Caractéristiques géométriques

- ✓ Diamètre extérieur de l'enroulement haut tension : $d_{H\ ext} = 1706mm$
- ✓ Diamètre intérieur de l'enroulement haute tension : $d_{H\ int} = 1440mm$
- ✓ Diamètre extérieur de l'enroulement basse tension : $d_{Bext} = 1300mm$
- ✓ Diamètre intérieur de l'enroulement basse tension : $d_{B\ int} = 1206mm$
- ✓ Diamètre du d_{noy}=1030mm
- ✓ Diamètre de la cuve d_{cuve}=3950mm
- ✓ Longueur de l'enroulement : $l_{en} = 2176mm$
- ✓ La distance entre deux éléments de l'enroulement haute tension : a = 542.5 *mm*
- ✓ La distance de l'enroulement haute tension et toutes parties mis à la terre : *b*= 170 *mm*

V.2.1 Procédure de calcul des paramètres des enroulements HT et BT

V.2.1.1 calcul des éléments résistives:

R_{1HT} : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 Hz donnée par la relation :

$$R_{1HT} = \frac{\Delta P_{cc} . U_{nHT}^2}{S_n^2} \qquad (V.32)$$

Comme l'enroulement est constituée de n éléments, donc la résistance d'un élément HT est :

$$R_{HT} = \frac{R_{1HT}}{n} \qquad (V.33)$$

R_{2BT}: est la résistance de l'enroulement BT à la fréquence de 50 Hz donnée par la relation :

$$R_{2BT} = \frac{\Delta P_{cc}.U_{nBT}^2}{S_n^2} \quad (V.34)$$

Comme l'enroulement est constitué de n éléments, donc la résistance d'un élément BT est :

$$R_{BT} = \frac{R_{2BT}}{n} \quad (V.35)$$

V.2.1.1Calcul des éléments inductifs et les coefficients des mutuelles σ_{ij}

- **Inductances propre de l'enroulement HT**

$$L_{tot} = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{cc}}{100}\frac{U_n^2}{S_n} \quad (V.36)$$

Avec la différence dans la tension nominale de service de chaque enroulement :

$$L_H = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{cc}}{100}\frac{U_{nHT}^2}{S_n} \quad (V.37)$$

$$L_{HT} = \frac{L_H}{n} \quad (V.38)$$

L_{HT}: l'inductance totale d'un élément de l'enroulement HT

- **Inductances propre de l'enroulement BT**

$$L_B = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{cc}}{100}\frac{U_{nBT}^2}{S_n} \quad (V.39)$$

$$L_{BT} = \frac{L_B}{n} \quad (V.40)$$

L_{BT}: l'inductance totale d'un élément de l'enroulement BT

Calcul de coefficients entre les deux enroulements HT et BT

Les inductances L_{HT}, L_{BT} sont les inductances d'un élément des enroulements comportant respectivement les inductances propres L'_{HT}, L'_{BT} , les inductances mutuelles entre les différents éléments de l'enroulement d'un coté et les mutuelles entre l'élément d'un enroulement primaire et les éléments du seconde enroulement.

Donc pour L'_{HT} et L'_{BT}, on est dans l'obligation de passer par le calcul des coefficients des σ_{ij}.

Le calcul des coefficients des mutuelles entre les éléments du même enroulement se fait en fonction de $\frac{a}{b_{HT}}$ pour HT, puis en fonction de $\frac{a}{b_{BT}}$ pour BT, celles entre les éléments des deux enroulements en fonction de $\frac{a}{\sqrt{b_{HT}.b_{BT}}}$.

Après le calcul de tous les coefficients de mutuelles, le calcul des inductances propres des enroulements se fera d'après les formules qui suivront :

$$L'_{HT} = \frac{L_{HT}}{1 \sum \sigma_{HH} + \sum \sigma_{HB}} \quad (V.41)$$

$$L'_{BT} = \frac{L_{BT}}{1 \sum \sigma_{BB} + \sum \sigma_{HB}} \quad (V.42)$$

Telles que :

$$b_{HT} = \frac{d_{int\,HT} + d_{extHT}}{4} - \frac{d_{noyau}}{2}$$

$$b_{BT} = \frac{d_{int\,BT} + d_{extBT}}{4} - \frac{d_{noyau}}{2}$$

a : la distance entre les éléments adjacents de l'enroulement

b_{HT} : la distance entre l'élément HT et le noyau.

b_{BT} : la distance entre l'élément BT et le noyau.

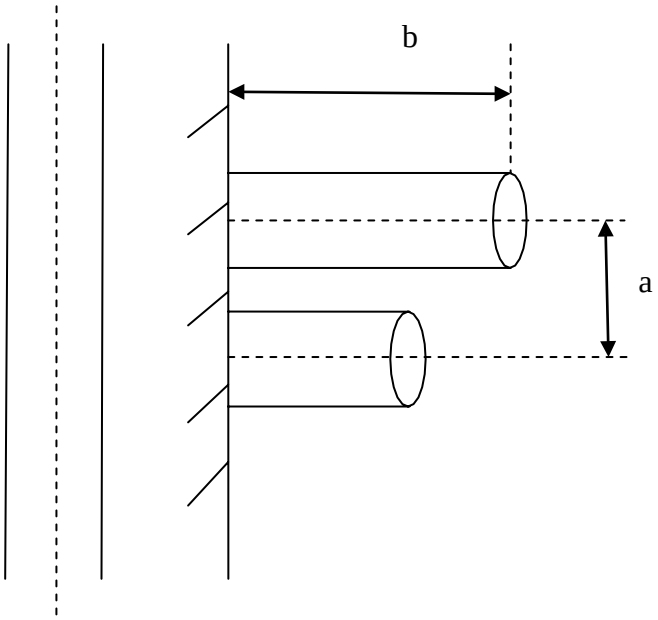


Fig. V.3 disposition schématique des spires

V.2.1.2 Calcul des éléments capacitifs

- **Calcul des capacités transversales C**

Le calcul de la capacité entre l'enroulement HT et la masse (cuve) se fera par la formule suivante :

$$C_{1tot} = \varepsilon_0 . \varepsilon_r . \pi . l \frac{d_{cuv} + d_{exHT}}{d_{cuve} - d_{exHT}} \quad (V.43)$$

Ou :

ε_0: Est la permittivité absolue de l'air.

ε_r: Est la permittivité relative d'huile.

La capacité transversale C_{HT} d'un élément entre l'enroulement HT et la masse est donnée par la formule suivante:

$$C_{HT} = \frac{C_{1tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (V.44)$$

Le calcule de la capacité entre l'enroulement BT et le noyau se fera par la formule suivante :

$$C_{2tot} = \varepsilon_0 . \varepsilon_r . \pi . l \frac{d_{intBT} + d_n}{d_{intBT} - d_n} \quad (V.45)$$

La capacité transversale C_{BT} d'un élément entre l'enroulement BT et le noyau est donnée par la formule suivante :

$$C_{BT} = \frac{C_{2tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (V.46)$$

La capacité C_{HBtot} entre les enroulements HT et BT est donnée par la formule suivante :

$$C_{12tot} = \varepsilon_0 . \varepsilon_r . \pi . l \frac{d_{intHT} + d_{extBT}}{d_{intHT} - d_{extBT}} \quad (V.47)$$

La capacité transversale C_{HBT} d'un élément entre les enroulements HT et BT est donnée par la formule suivante :

$$C_{HBT} = \frac{C_{12tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (V.48)$$

Calcul des capacités longitudinales K_{HT} et K_{BT}

Connaissant les valeurs des C_{HT}, C_{BT} et C_{HBT}, on peut passer facilement au calcul des capacités longitudinales K_{HT}, K_{BT} par la formule suivantes

$$K_{ntot} = \frac{C_{n\Sigma}}{\alpha^2} \quad (V.49)$$

Avec :

$$C_{1\Sigma} = C_{1tot} + \frac{C_{12tot} C_{2tot}}{C_{12tot} + C_{2tot}}$$

$$C_{2\Sigma} = C_{2tot} + \frac{C_{12tot} C_{1tot}}{C_{12tot} + C_{1tot}}$$

$$K_{1tot} = \frac{C_{1\Sigma}}{\alpha^2} \quad (V.50)$$

$$K_{HT} = K_{1tot}.n \tag{V.51}$$

$$K_{2tot} = \frac{C_{2\Sigma}}{\alpha^2} \tag{V.52}$$

$$K_{BT} = K_{2tot}.n$$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement HT est donné par : (V.53)

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement BT est donné par :

V.2.2 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur

Pour étudier la technique FRA dans le transformateur proposé, on l'applique sur l'enroulement HT, pour cela on calcule les paramètres du schéma équivalent de la figure V.4.

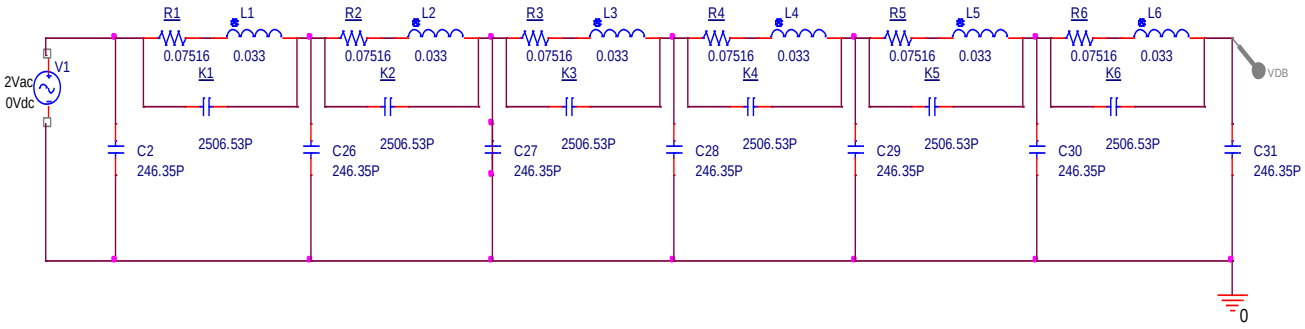


Fig.V.4 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur

V.2.2.1 Détermination des paramètres de l'enroulement HT de transformateur

- **Determination de la résistance R**

R_0 : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 HZ calculée par :

$$R_0 = \frac{\Delta P_{cc}.U_{nHT}^2}{S_n^2} \tag{V.54}$$

La résistance R_{iHT} d'un élément (i) de l'enroulement est donnée par la relation suivante :

$$R_{iHT} = \frac{R_0}{\text{Nombre d'éléments}} \tag{V.55}$$

- **Détermination de l'inductance propre L et les coefficients des mutuelles σ_{ij}**

Avec la différence dans la tension nominale de service de chaque enroulement :

$$L_{tot} = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{cc}}{100}\frac{U_{nHT}^2}{S_n} \qquad (V.56)$$

D'autre part, l'inductance d'un élément (i) de l'enroulement est calculée par la formule suivante

$$L'_{iHT} = \frac{L_{tot}}{\text{Nombre d'éléments}} \qquad (V.57)$$

L'inductance L_{iHT} tient compte à la fois de l'inductance L'_{iHT} et la somme des mutuelles M_{ij}, en d'autre terme :

$$L_{iHT} = L'_{iHT} + \sum_{j=1, j\neq i}^{n} M_{ij} \qquad (V.58)$$

Ce qui revient à calculer les coefficients de mutuelles, elles sont données par la relation

$$\sigma_{ij} = \frac{M_{ij}}{L_{iHT}} = f\left(\frac{a}{b}\right)$$

Qui est représentée sur la figure V-5 Ou :

$a = \dfrac{longuer.de.l\ 'element}{Nbre.d\ 'element}$ a : c'est la distance entre élément

$b = \dfrac{d_{extHT} + d_{intHT}}{4}$ b : c'est la distance entre element et noyau

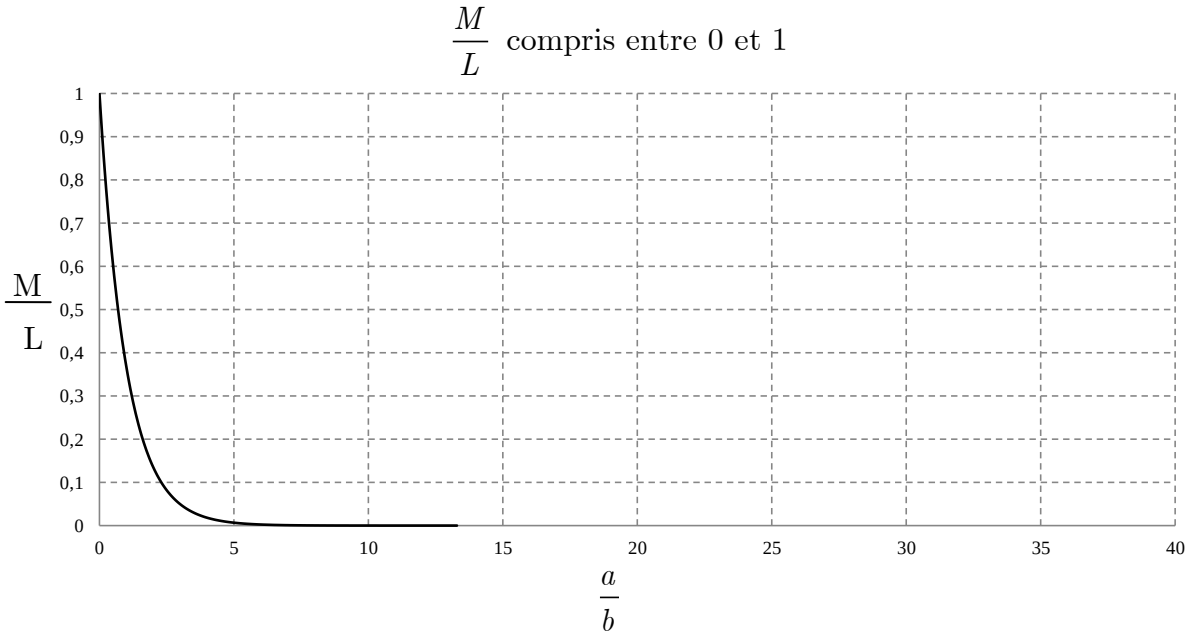


Fig.III.5 Représentation de la fonction $\frac{M}{L} = f(\frac{a}{b})$

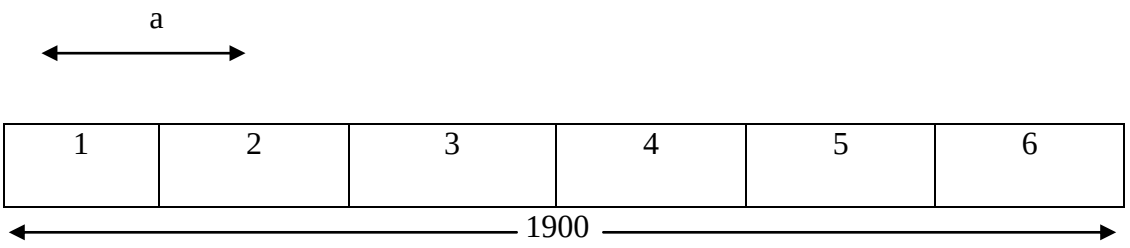


Fig. V.I .6 Subdivision de l'enroulement

Le calcul de coefficients des mutuelles entres les éléments d'enroulement se fait en fonction de $\frac{a}{b_{HT}}$

.

- **Détermination des capacités transversales C_1 ,C_2**

La capacité totale C_{1tot} entre l'enroulement et le noyau est donnée par :

$$C_{1tot} = \varepsilon_0 . \varepsilon_r . \pi . l \frac{d_{intHT} + d_n}{d_{intHT} - d_n} \quad (V.59)$$

$$C_1 = \frac{C_{1tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (V.60)$$

La capacité totale C_{2tot}entre l'enroulement et la cuve est donnée par :

$$C_{2tot} = \varepsilon_0 . \varepsilon_r . \pi . l \frac{d_{intHT} + d_{cuve}}{d_{intHT} - d_{cuve}} \quad (V.61)$$

$$C_2 = \frac{C_{2tot}}{\text{Nombre d'élément} + 1} \quad (V.62)$$

La valeur de la capacité transversale C est la somme C_1et de C_2.

D'où :

$$C = C_1 + C_2 \quad (V.63)$$

- **Détermination de la capacité longitudinale K**

La capacité longitudinale K est calculée d'après la valeur de facteur α :

D'autre part :

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_{tot}}{K_{tot}}} \quad (V.64)$$

$$K_{tot} = \frac{C_{tot}}{\alpha^2} \quad (V.65)$$

Avec : C_{tot}= (n+1).C=(n+1)($C_1 + C_2$)

La capacité longitudinale d'un élément (i)

Est : $K=K_{tot}.n$ n: nombre d'éléments (V.66)

III.4 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. Ces calculs sont faits à partir de la géométrie du transformateur, par la méthode définie dans le laboratoire de surtension de l'institut d'Electrotechnique en Russie. (HVEI)[33].

Jusqu'ici tels que les phénomènes tells que les pertes supplémentaires par courant de Foucault. Le comportement du noyau magnétique et les pertes diélectriques sont approximées ou tout simplement négligés de fait que leurs calculs sont couteux en temps réel en utilisant les méthodes numériques.

Pour notre étude nous adoptons l'analyse fréquentielle qui peut nous donner les fréquences et leurs réponses correspondantes ,cependant, avec ce choix un compromis entre précision et temps de calcul que s'impose, du fait a chaque fréquence nous devons résoudre le même réseau(schéma équivalent),c'est pourquoi nous allons calculer d'une manière analytique les paramètres resistance,inductance,capacitif,du schéma équivalent du transformateur ,a l'aide de la FRA ,nous pourrons obtenir les réponses dans le domaine fréquentielle transformateur qui feront l'objet du prochaine chapitre.

Chapitre VI

Validation expérimentale des résultats

Chapitre VI

Validation expérimentale des résultats

VI.1 Introduction

Ce chapitre consiste à étudier l'analyse de la réponse du gain en fonction de la fréquence, de l'enroulement HT sain et avec défaut, puis l'exploiter en vue de son diagnostic. L'objectif de ce travail est d'indiquer exactement les points des éléments endommagés et l'apparition de défaut sur une large plage de fréquence à la suite des différents types de défaillances qui peuvent survenir sur n'importe quel point de l'enroulement.

VI.2 Défaillances d'isolement dans un transformateur

Les défaillances internes se présentent sous les formes suivantes :

- ✓ Les défauts d'isolement entre spires d'un même enroulement (cas le plus fréquent).
- ✓ Les défauts entre enroulements
- ✓ Les défauts d'isolement entre l'enroulement sollicité et une partie conductrice proche (noyau ou cuve).

Les isolements externes des transformateurs immergés sont dimensionnés largement et on n'observe pas de cas de défaillance diélectrique externe sur ces transformateurs, hormis certains cas de transformateurs de réseaux aériens en zone particulièrement polluée. Les transformateurs secs peuvent donner lieu à des défaillances diélectriques externes en cas de pollution des surfaces isolantes [34].

Le comportement associé à ces trois catégories de défaillances internes de défauts peut être décrit comme suit :

VI.2.1 Défauts entre spires

Les défauts entre spires de l'enroulement haute tension 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. Cette spire en défaut se comporte comme un

enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut selon le courant qui va parcourir cette spire, l'évolution du défaut va être plus ou moins rapide. En cas de courant important, l'échauffement local va entraîner la détérioration des spires avoisinantes et le défaut va s'étendre rapidement [34].

VI.2.2 Défauts entre enroulements

Les défauts entre enroulements HT et BT sont rares mais peuvent donner lieu à des courants de défaut élevés, jusqu'au courant de court-circuit du réseau en cas de défaut au niveau des bornes, avec des manifestations très importantes. Certaines localisations particulières, comme un défaut entre enroulements au voisinage des connexions de point neutre d'un couplage étoile, s'apparentent à un défaut entre spires car les points venant en contact ne sont pas à des tensions très différentes. [11]

VI.2.3 Défauts à la masse et influence du régime de neutre

Les défauts entre enroulement HT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent également être la conséquence de défauts de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme vu précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur.

Dans le cas d'un réseau haute tension à neutre relié à la terre par une impédance et non distribué, le défaut fera apparaître un courant à la terre fonction de l'impédance du neutre et de la position du défaut sur l'enroulement. Dans le cas d'un courant de défaut très faible, on retrouve un risque de montée en pression lente comme pour les défauts entre spires

Dans le cas d'un réseau à neutre accordé (mis à la terre par une bobine de Petersen), le défaut d'isolement d'un transformateur immergé va présenter un caractère auto-extincteur récurrent. La faible valeur du courant de défaut permet son extinction spontanée dans l'huile et la réapparition progressive de la tension, caractéristique d'un réseau à neutre accordé, entraîne un claquage quelques centaines de millisecondes plus tard. La fréquence du phénomène va augmenter s'il y a dégradation progressive par les claquages successifs entraînant une baisse de tenue diélectrique.

Dans le cas d'un réseau à neutre relié directement à la terre et distribué (réseau à 4 conducteurs), la présence d'un courant de neutre est normale, du fait de l'existence de charges

monophasées, et l'apparition d'un défaut va augmenter le courant dans le neutre et ceci en fonction de l'impédance du tronçon d'enroulement non court-circuité. [35]

Tableau IV.1 Synthèse des contraintes en exploitation et conséquences

Contrainte	**Cause possible**	**Défaillance la probable plus**	**Manifestations initiales**
Surtensions	*Choc de foudre proche. * Manœuvres du réseau.	*Claquage entre spires HT *Claquage entre Enroulement et masse	*Dégagement gaz ou fumée *Faible augmentation du courant de phase
Surintensité faible	*Surcharge *Défaut impédant sur réseau BT	*Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires	*Dégagement gaz ou fumée. *Faible augmentation Du courant de phase
Surintensité violente	*Défaut BT proche	*Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage des pires et déplacements des bobines	*Evolution Rapide et Aléatoire vers Un défaut d'enroulements
Vieillissement	*Cumul des contraintes Antérieures	*Claquage Entre spires HT *Evolution possible a la terre	*Dégagement gaz ou Fumée *Faible augmentation Du courant de phase *Courant à la terre

IV.3 Schéma équivalent à l'enroulement HT et BT adopté

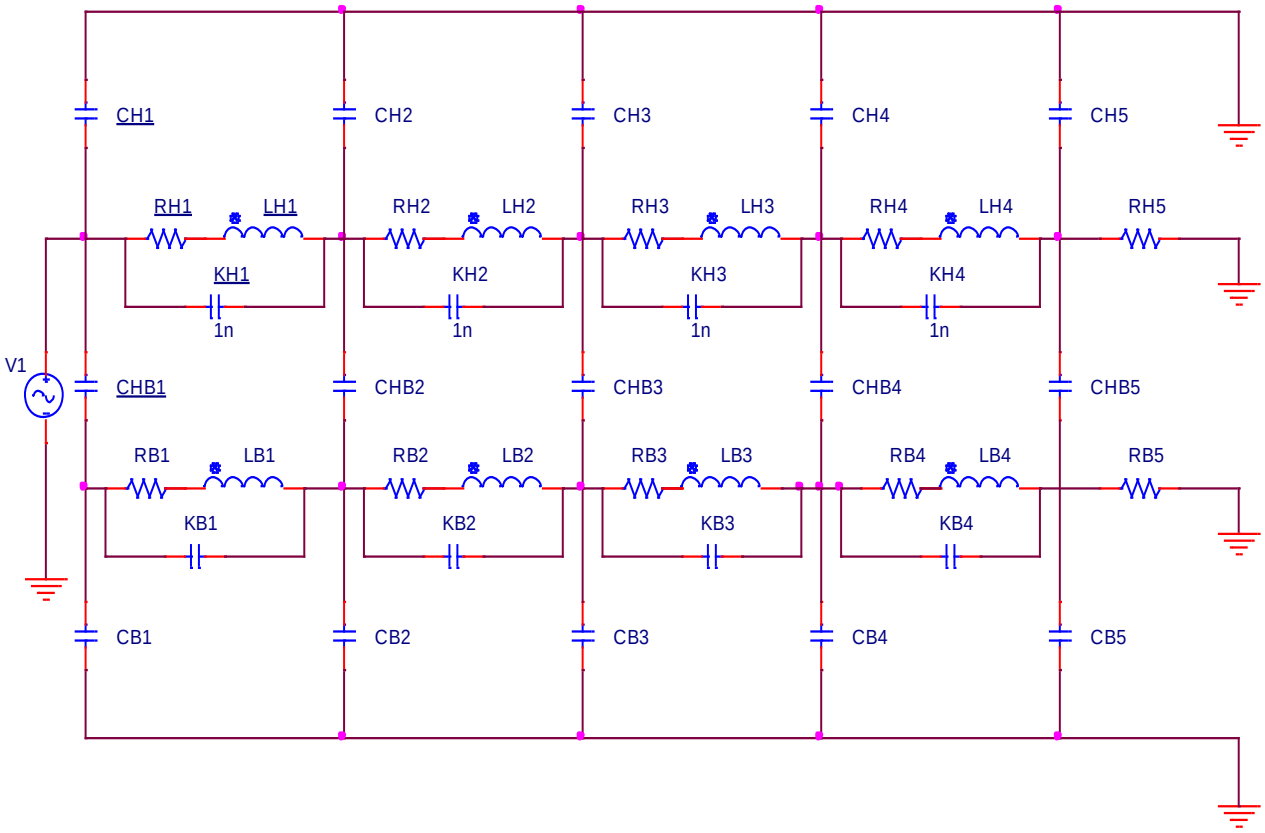


Fig. VI.1 schéma équivalent des enroulements HT et BT du transformateur

Le schéma équivalent à l'enroulement HT et BT d'un transformateur 400/20 kV-500MVA-50Hz, de fabrication turque ce transformateur fonctionnant en élévateur dans une centrale électrique. Le schéma équivalent est donné par la figure VI.1.

VI.3.1 Validation du modèle adopté

VI.3.1.1 Injection d'une tension sinusoïdale

Afin de valider le schéma équivalent de la figure VI.1, une tension sinusoïdale d'amplitude de 415 kV est relevée au secondaire (fig. VI.2).On relève une tension de 20 kV sur la partie qui Correspond au primaire.

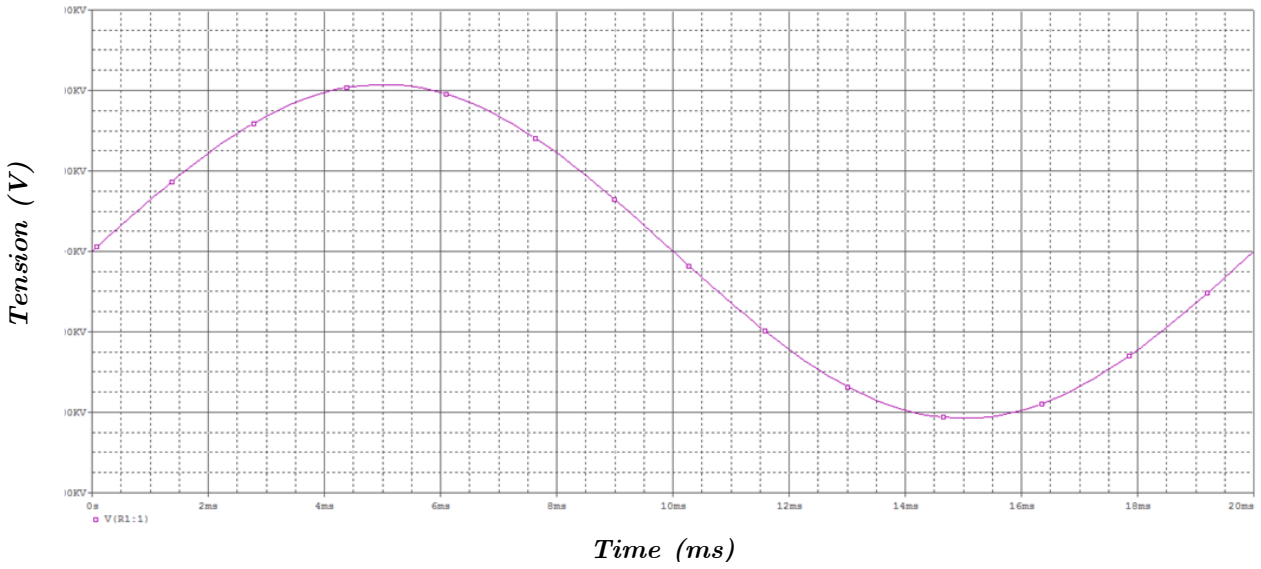


Fig. VI.2.a Les Tensions sinusoïdales relevées au secondaire

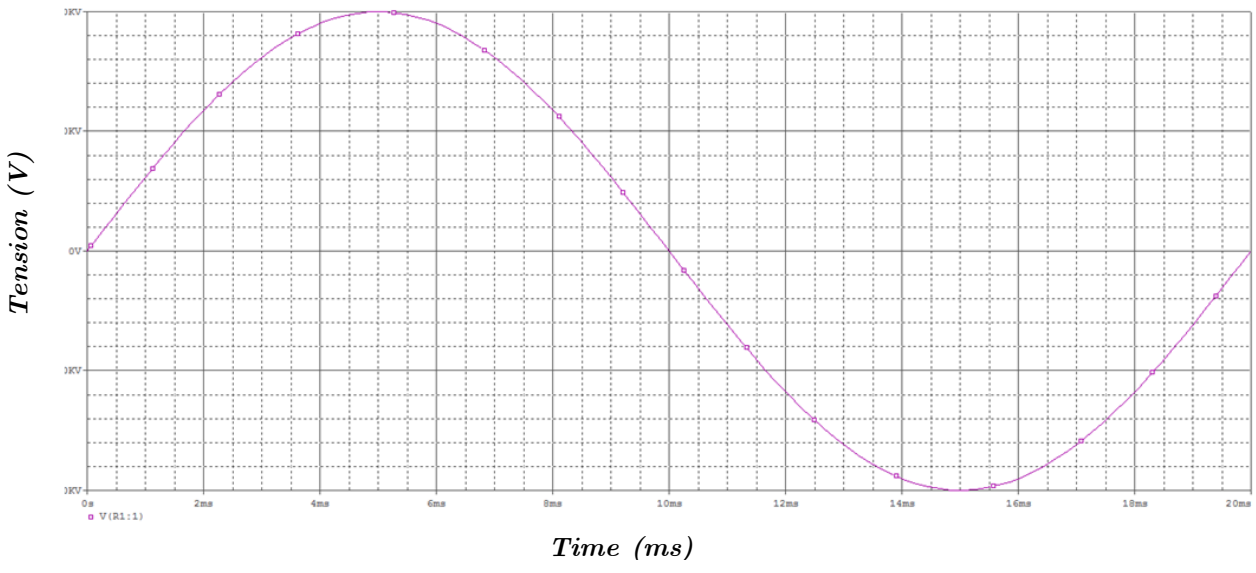


Fig. VI.2.b Les Tensions sinusoïdales relevées au primaire

VI.4 Etude de la réponse fréquentielle du gain de l'enroulement suite à des sollicitations sinusoïdales à fréquence variable

Après avoir validé le schéma équivalent en régime sinusoïdal, on remplace la sollicitation sinusoïdale par une tension test d'amplitude 2V et de fréquence variable, en réalisant divers défauts sur le schéma équivalent de l'enroulement haute tension (Fig.VI.1) et interprétation des résultats obtenus par simulation sous ORCAD P-SPICE CIS Lite 16.6.

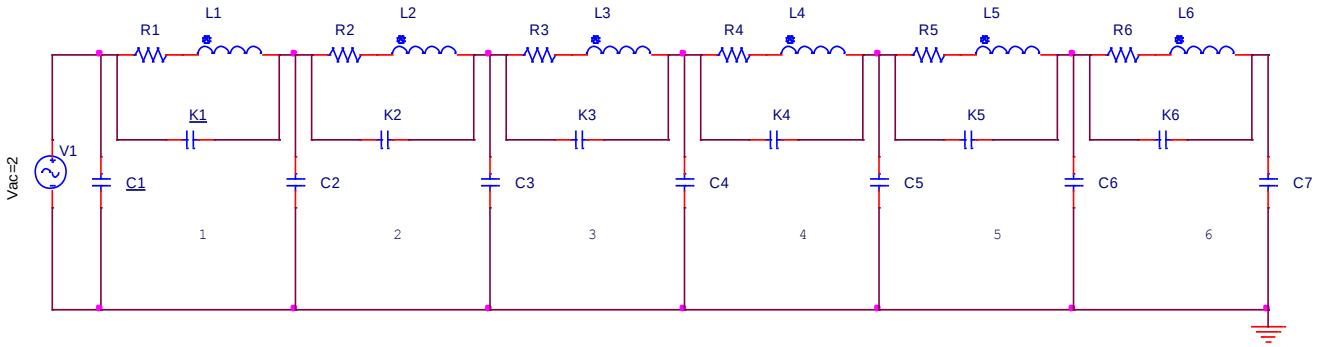


Fig. VI.3 Schéma équivalent complet des enroulements HT du transformateur

- **Choix informatique**

Avant de passer aux simulations des grandeurs électriques décrivant le comportement du transformateur de puissance soumis à une variation de la charge ; nous donnerons une brève présentation sur le logiciel ORCAD P-spice CIS Lite 16.6 utilisé dans cette étude, Il permet :

- ✓ La simulation du transformateur de puissance en régime de fonctionnement normal.
- ✓ La simulation du transformateur en régime de fonctionnement perturbé.
- ✓ La simulation du transformateur de puissance en régime de défaut (simulation des différents défauts subis par le transformateur).
- ✓ Les analyses qualitatives et quantitatives du modèle d'arbre de défaillance du système de protection sans redondance.
- ✓ Les analyses qualitative et quantitative du modèle d'arbre de défaillance du système de protection avec redondance.
- ✓ L'analyse de la réponse en fréquence (notre simulation)

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.
- ✓ Déformations propres de l'enroulement.
- ✓ Défaut entre partie active et la masse.

Réponse en fréquence du gain de l'enroulement HT sans défaut (sain)

La fig. VI.4, représente la réponse de l'enroulement HT supposé sain, suite à une application d'une tension d'amplitude 2V de fréquence variable à son entrée.

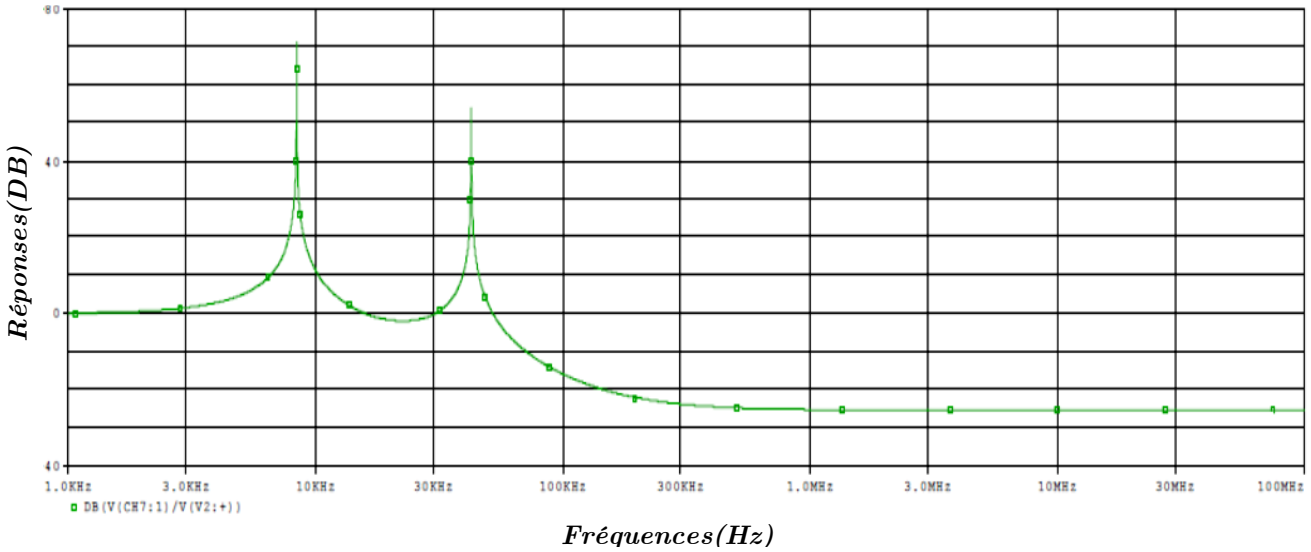


Fig. VI.4 La réponse fréquentielle de l'enroulement HT sans défaut

VI.4.2La réponse fréquentielle de l'enroulement HT avec défaut

Les simulations effectuées permettent d'avoir les empreintes engendrées par les différents défauts considérés, en suite ces dernières sont comparées à celle issue d'un enroulement supposé sain, afin d'analyser les perturbations sur les réponses en fréquence suite à ces anomalies simulées pour enfin déduire les plages de fréquences où les signatures sont affectées et associer chaque gamme de fréquence à un défaut bien déterminé.

VI.4.2.1 Court-circuit entre spires

VI.4.2.1.1 Défaut entre une seule spire

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre une seule spire.

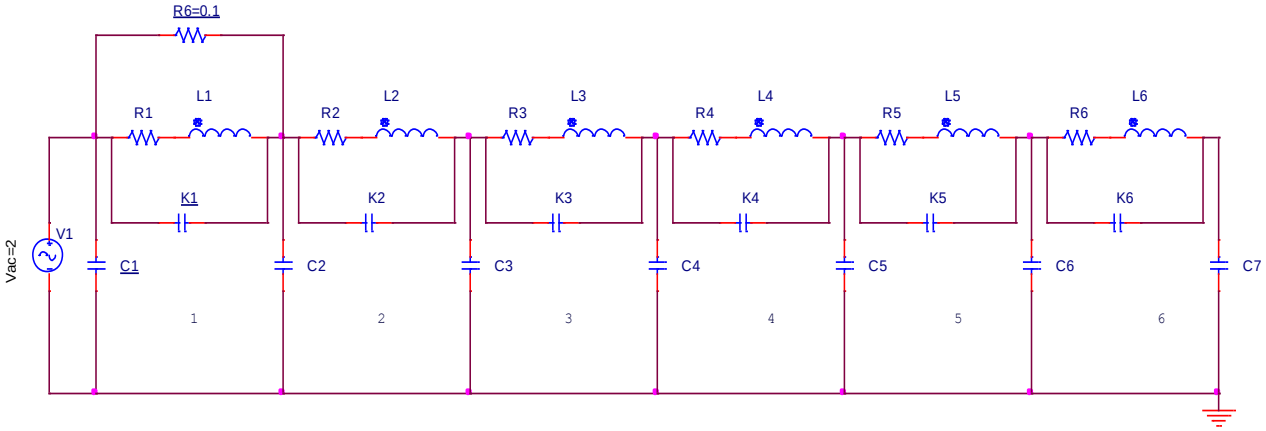


Fig. VI.5 Défaut entre une seule spire

La réponse fréquentielle d'un défaut dans la spire (1)

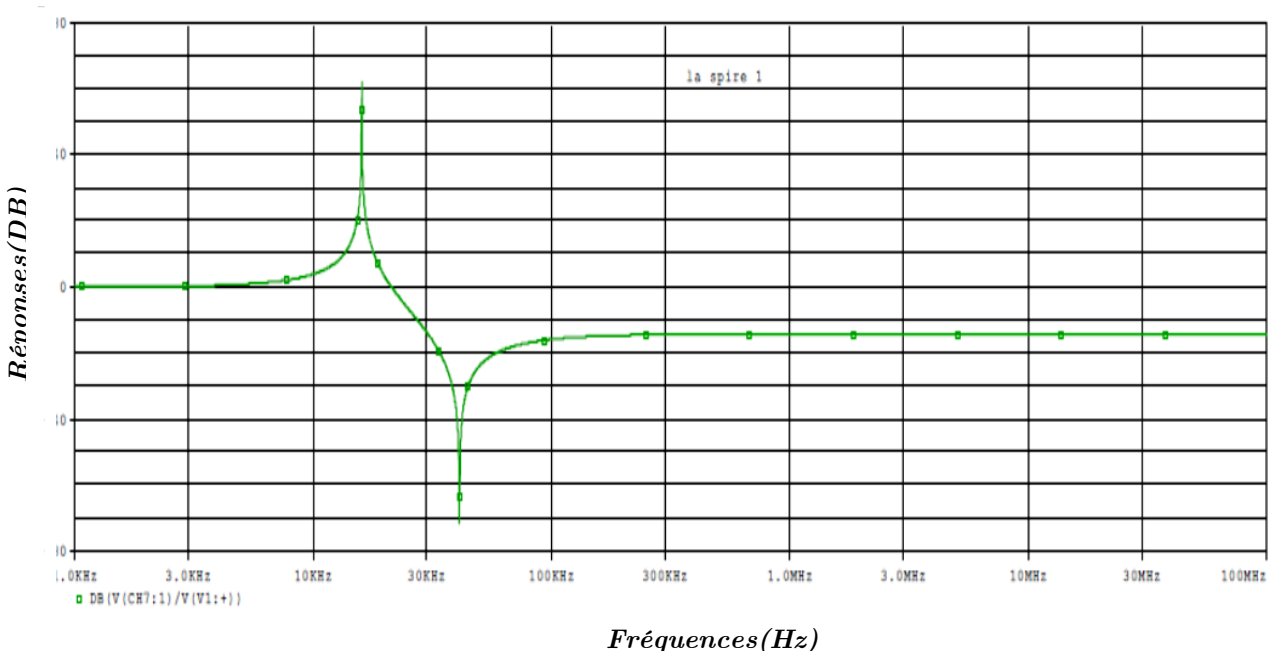


Fig. VI.5.a La réponse fréquentielle d'un défaut dans la spire (1)

L'application de la technique FRA donne des informations sur la tenue des structures géométriques et mécaniques des enroulements, la mesure de la réponse en fréquence de l'enroulement HT sur une large gamme de fréquence et comparer cette réponse à celle qu'on obtient pour un enroulement sain. La FRA permet de détecter de nombreux types de défaut déférents, cette approche à pour but la localisation exacte des défauts de l'enroulement cela illustrée par les figures de simulation obtenue.

L'application de court-circuit entre la première spire, nous indique la forme de la réponse en fréquence, on voit que le pic de résonance de défaut apparait dans la plage de fréquence (20kHz-80kHz), on remarque lors de ce défaut la forme de la réponse est différente à celle obtenue sur l'enroulement sain comme le montre la figure VI.5.a.

La réponse fréquentielle d'un défaut entre la spire (2)

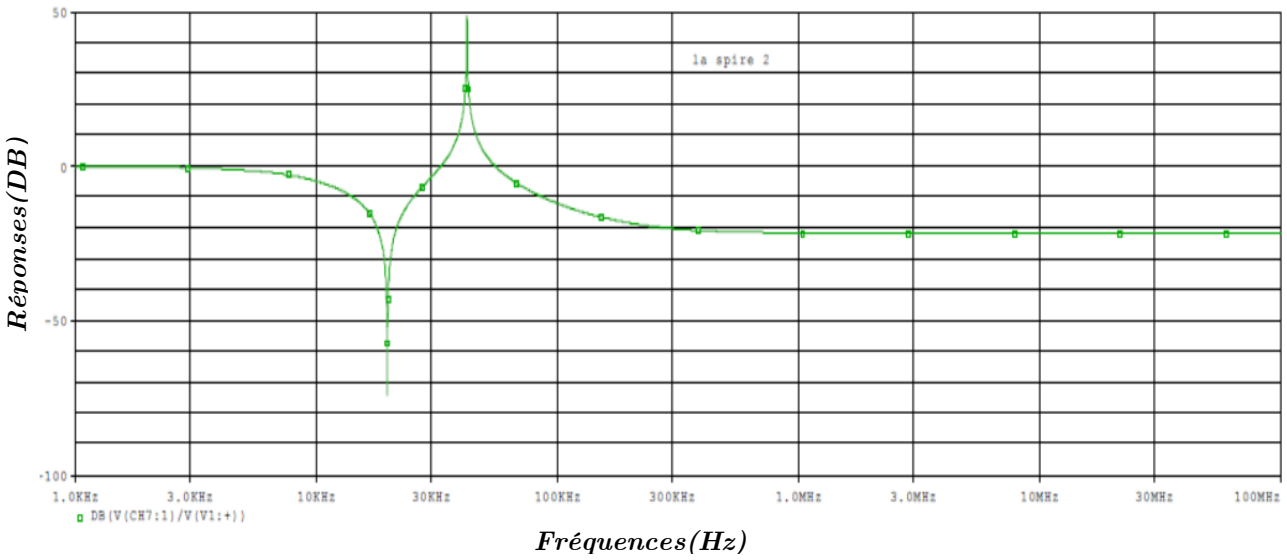


fig VI.5.b La réponse fréquentielle d'un défaut dans la spire (2)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre spire (6)

La fig. VI.5.c, représente la réponse de l'enroulement HT, suite à une application d'un défaut entre la spire (6).

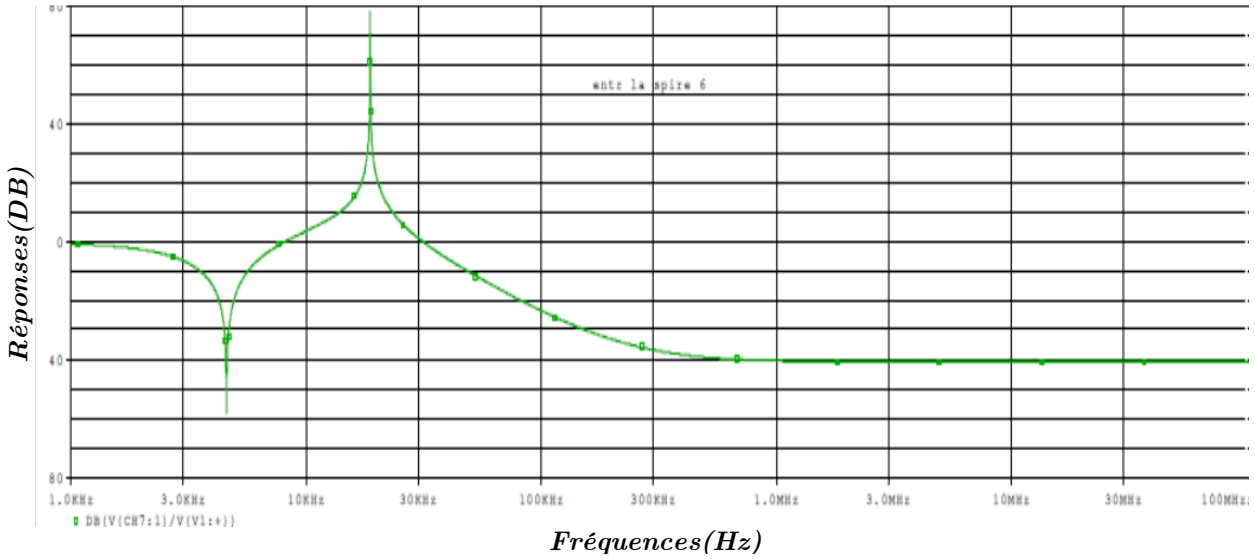


Fig. VI.5.c La réponse fréquentielle d'un défaut dans la spire (6)

Pour les figures VI.5.b,c on constate le deplacement des pics de resonnces dans la plage de fréquence (3KHz-50KHz) avec le deplacement de défaut crée entre les diffirentes spires le long de l'enroulement HT.

VI.4.2.1.2 Défaut entre deux spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre deux spires.

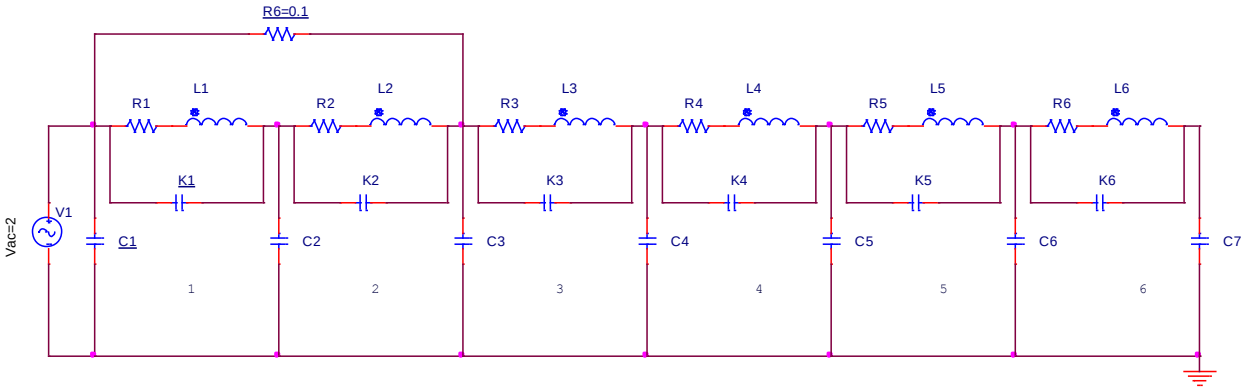


Fig. VI.6 Défaut entre deux spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (1et 2)

La fig. VI.6.a, représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT, lors d'un défaut appliqué entre les spires (1 et 2).

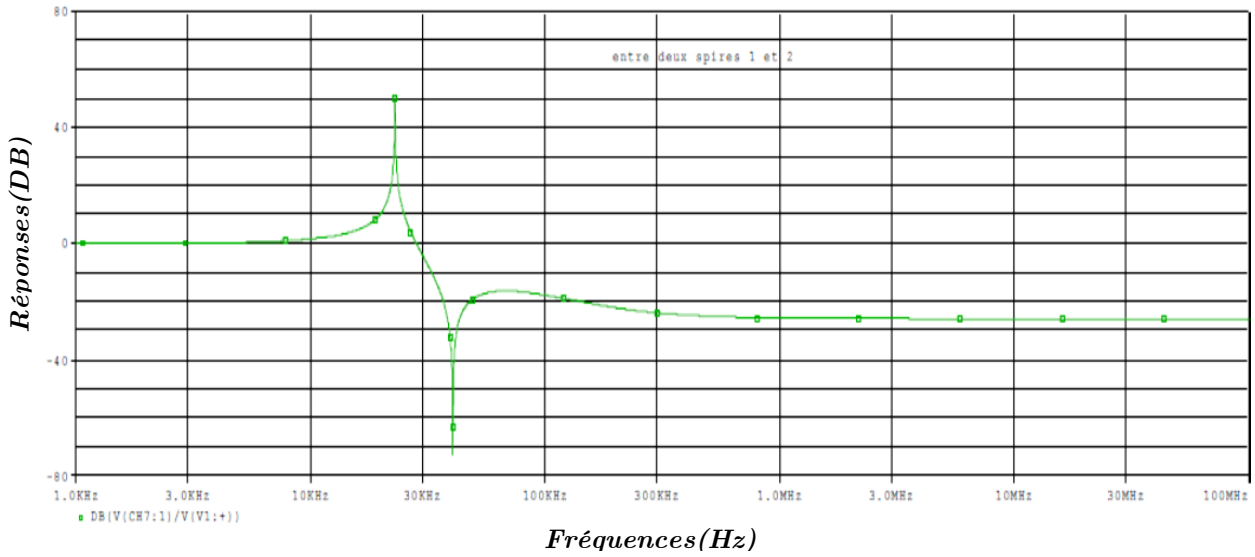


fig. VI.6.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (1 et 2)

De la réponse en fréquence de l'enroulement affecté par un court-circuit entre les deux premières spires, on remarque l'apparition de la panne, disparition de pic de résonance existante et l'apparition de nouveau pic de résonance dans la plage de fréquence (25KHz-80KHz) par contre de (1kHz-25KHz) et (80KHz-100MHz) l'allure de la réponse ne change pas comparativement à celle obtenu d'un l'enroulement comme indique la figure IV.6.a.

La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (2 et 3)

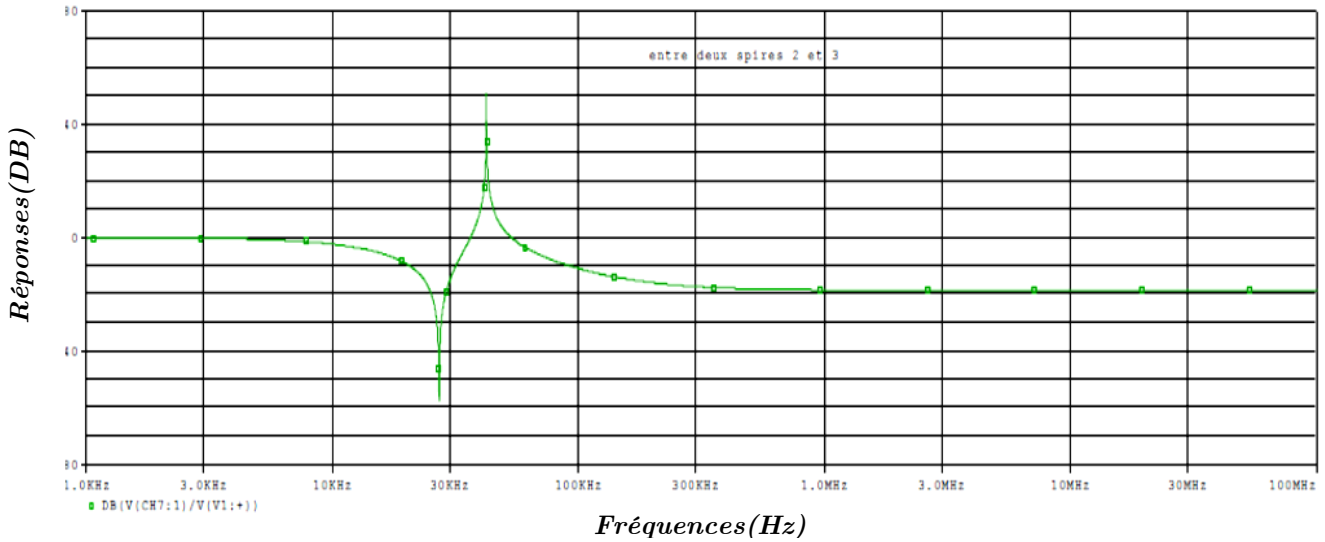


Fig. VI.6.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (2 et 3)

La fig. VI.6.b, représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT, lors d'un défaut appliqué entre les spires (2 et 3).

La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (5 et 6)

La figure VI.6.c, représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (5 et 6).

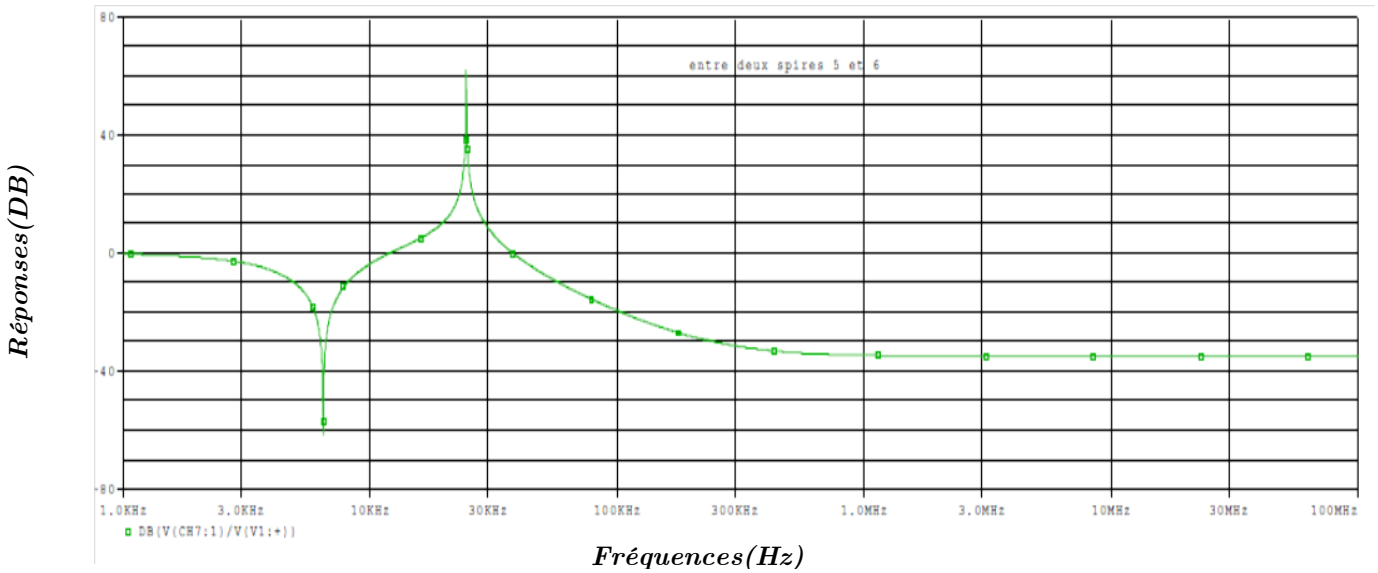


Fig. VI.6 La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (5 et 6)

Les tests de simulation FRA pour les autres défauts entre deux spires différentes sont représentés sur les figures IV.6.b, c, les graphes de simulation indiquent le changement de la forme de la réponse fréquentielle qui se manifeste par le déplacement des pics de résonance dans l'intervalle (2KHz-50KHz). À partir de 100KHz la réponse garde la même forme, on constate que les amplitudes des réponses ont tendance à décroitre selon le déplacement du défaut le long de l'enroulement respectivement.

VI.4.2.1.3 Defaut entre trois spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre trois spires.

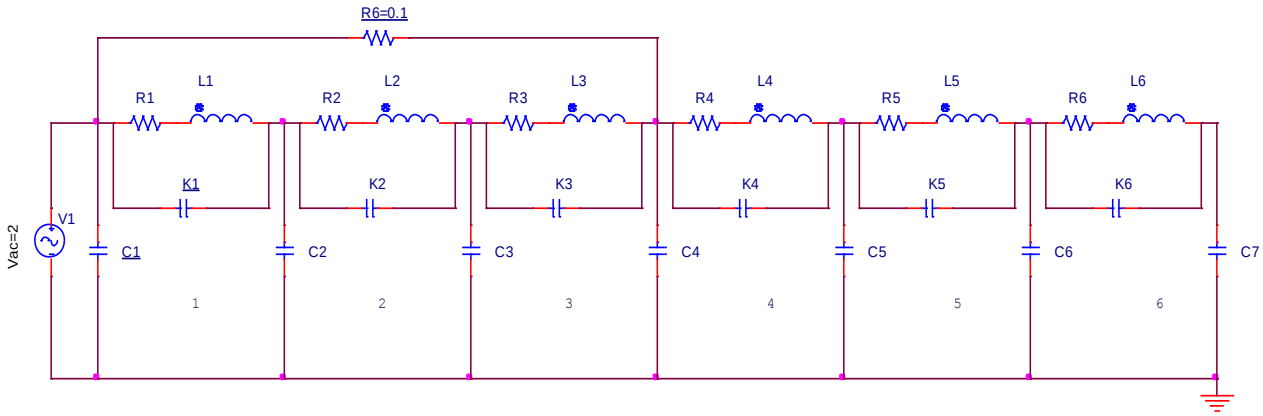


Fig. VI.7 Défaut entre trois spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (1 et 3)

La figure VI.7.a, représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 3).

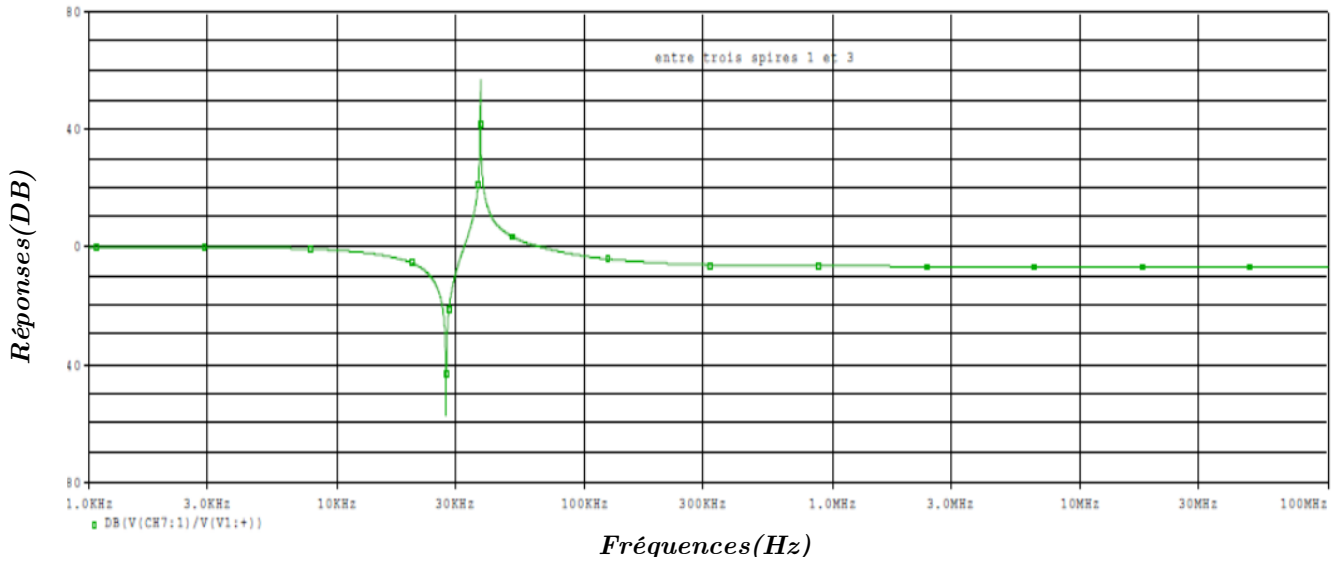


Fig. VI.7.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (1 et 3)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (2 et 4)

La figure VI.7.b, représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (2 et 4).

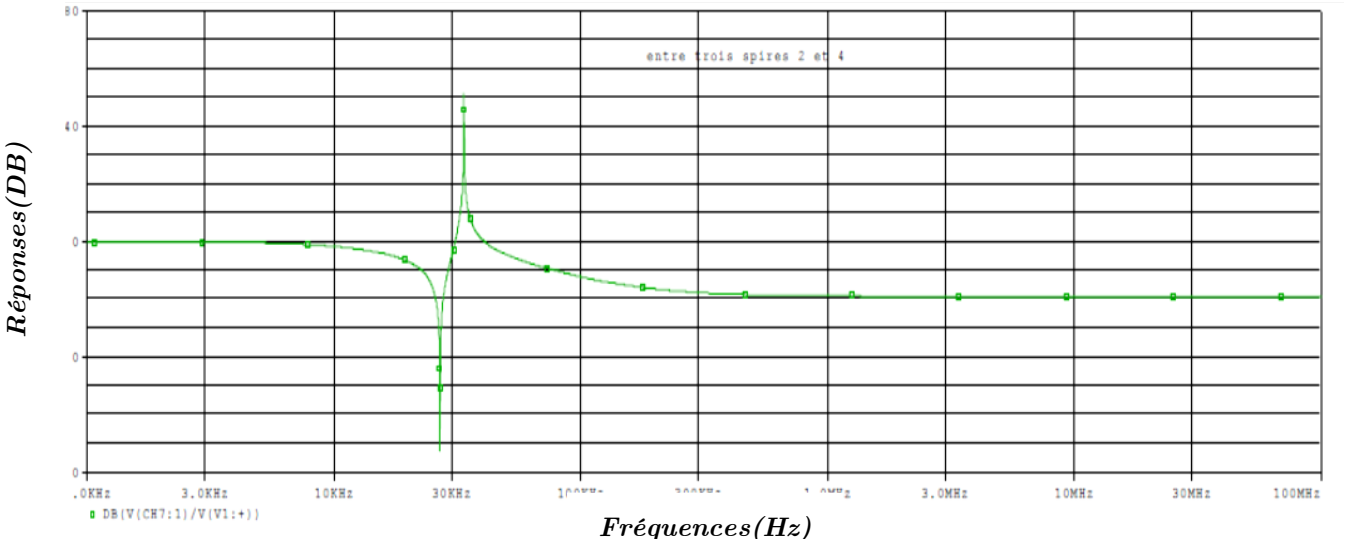


Fig. VI.7.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (2 et 4)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (4 et 6)

La figure VI.7.c représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (4 et 6).

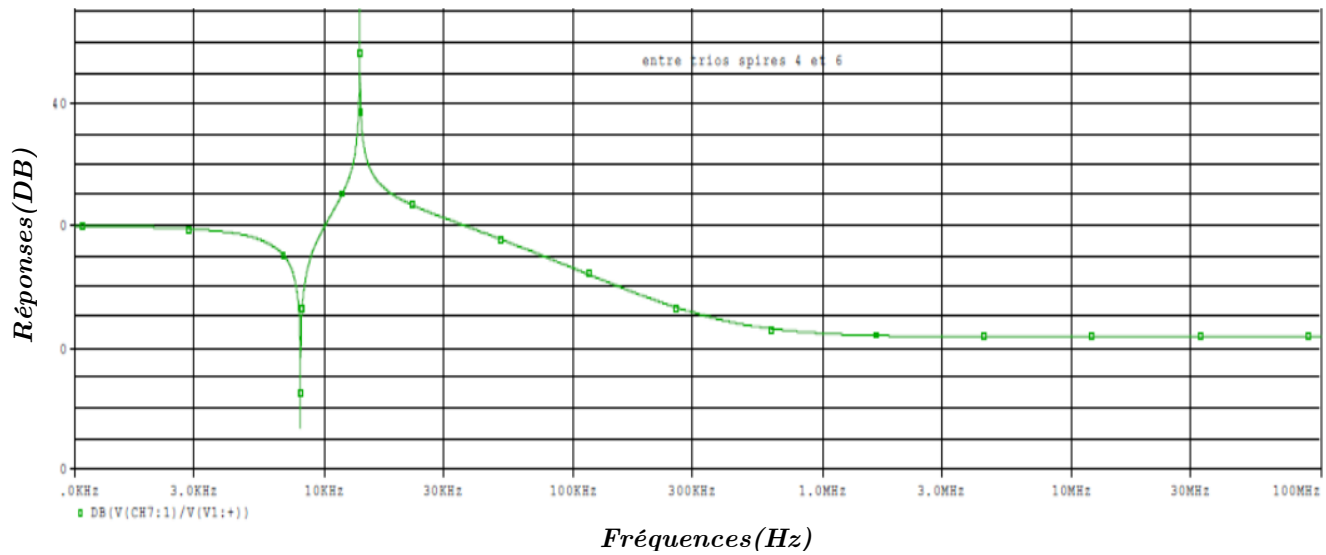


Fig. VI.7.c la réponse fréquentielle d'un défaut entre trois spires (4 et 6)

On remarque que l'apparition des pics de résonances dans la zone de gamme (3-50 kHz) et leurs déplacements avec la translation du défaut. La déformation de la forme de la réponse en fréquence par rapport à la réponse de l'enroulement sain est bien vérifiée. Mais dans

l'intervalle (1-3 kHz, 100 kHz-100 MHz) la forme de la réponse ne change pas sauf que les amplitudes diminuent selon le défaut appliqué le long de l'enroulement comme le montre les figures VI.7.a, b, c.

VI.4.2.1.4 Défaut entre quatre spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre quatre spires.

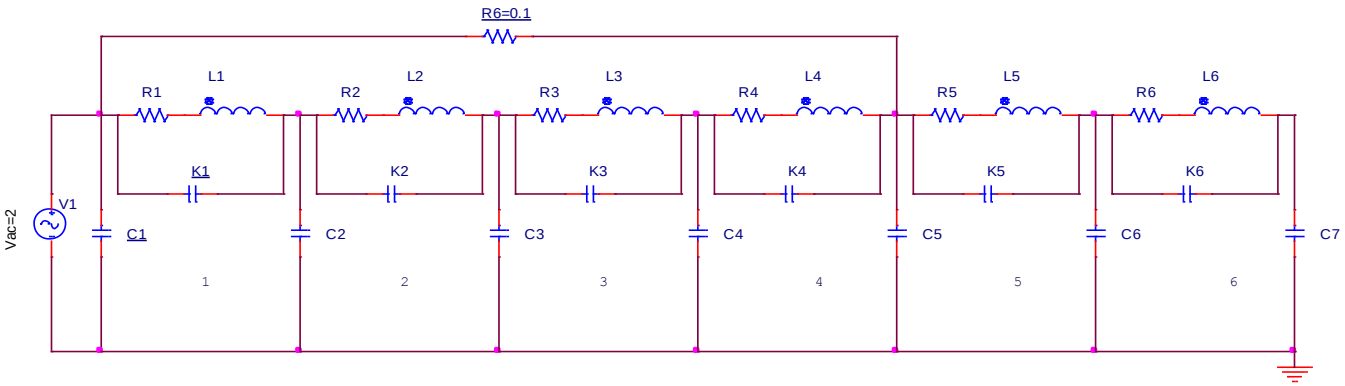


Fig. VI.8 Défaut entre quatre spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (1 et 4)

La figure VI.8.a, représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 4).

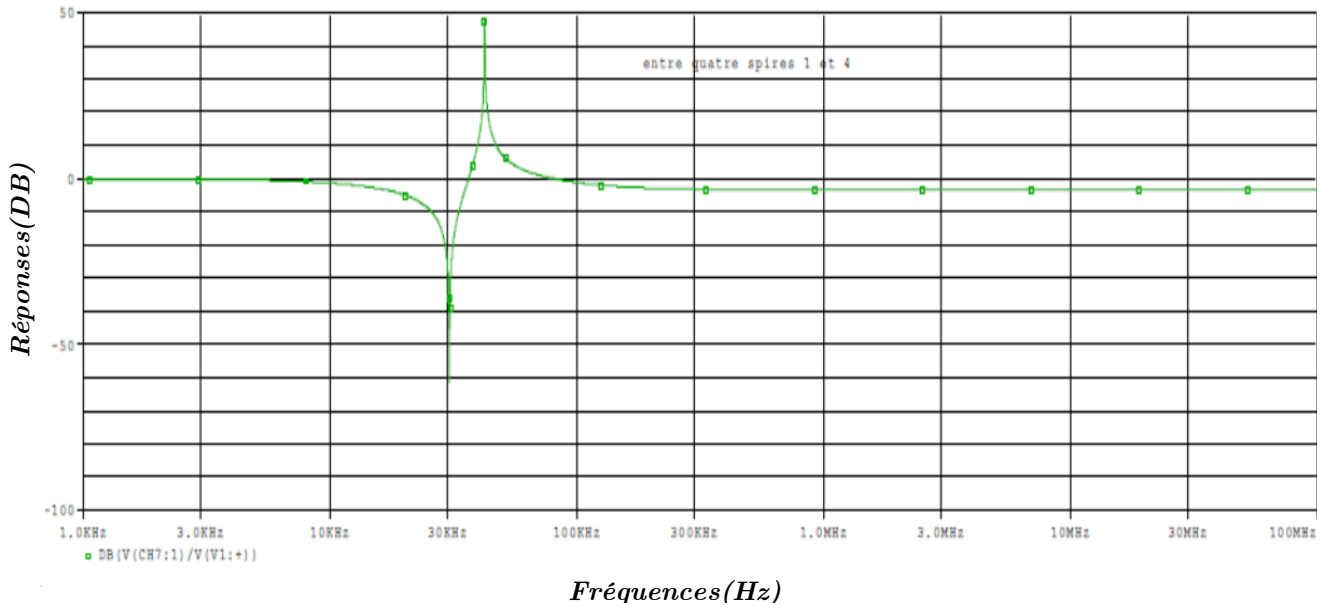


Fig. VI.8.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (1 et 4)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (2 et 5)

La figure VI.8.b, représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les pires (2 et 5).

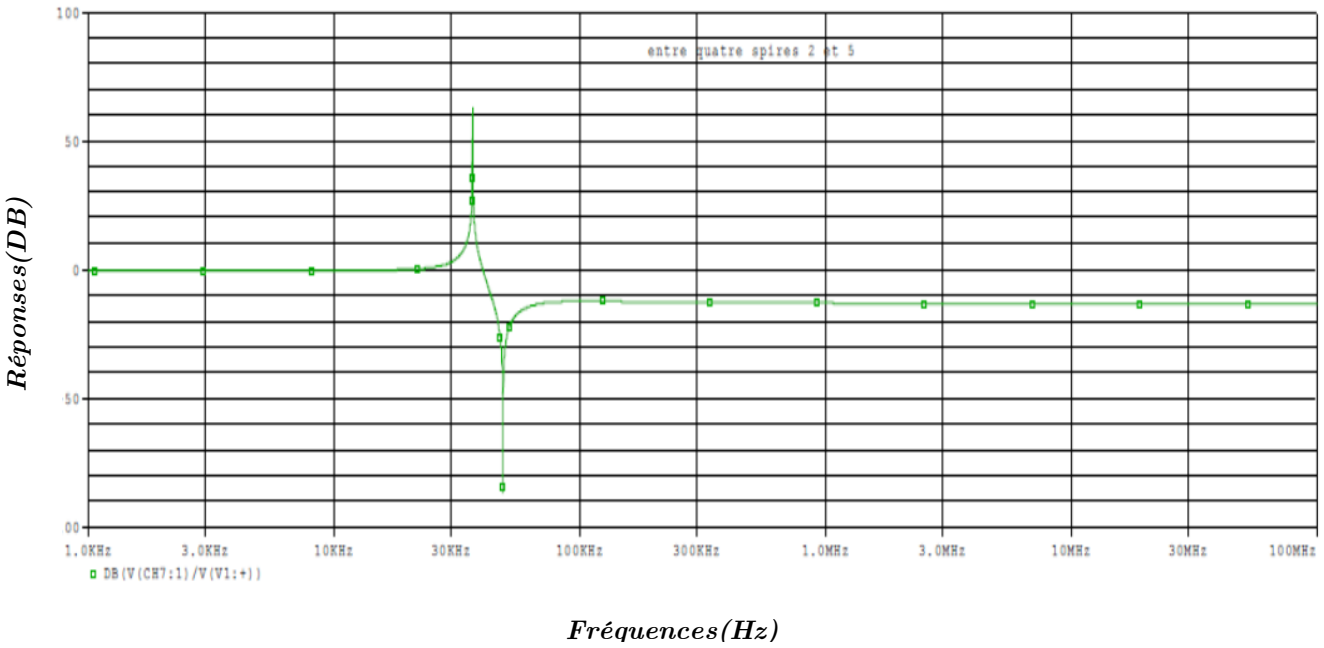


Fig. VI.8.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (2 et 5)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre quatre spires (3 et 6)

La figure VI.8.c représente la réponse de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (3 et 6).

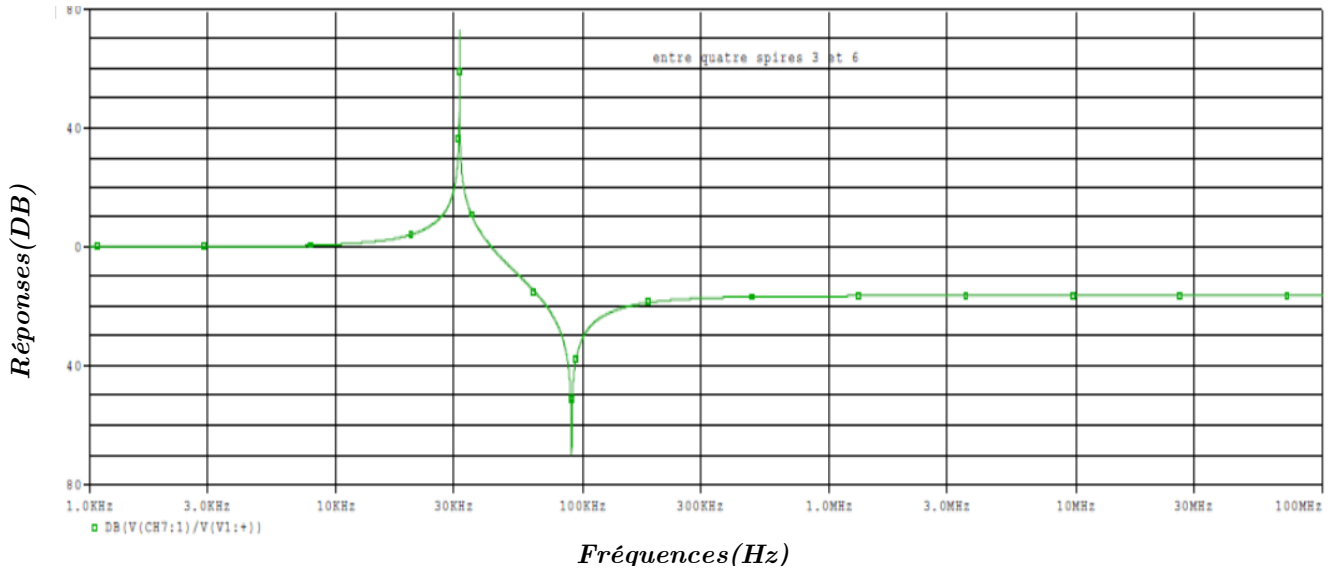


Fig. VI8.c La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (3 et 6)

On remarque que l'apparition de pic de résonance dans la zone de gamme (8KHz-30KHz) lors de court-circuit au niveau de la première spire (fig. VI.8.a), et déplacements des pics avec le déplacement de défaut qui apparait dans la large de fréquence (50KHz-200KHz) , on constate la déformation de la forme de la réponse en fréquence par rapport à la réponse de l'enroulement sain. Dans l'intervalle (1KHz-25KHz ,300KHz-100MHz) la forme de la réponse ne change pas sauf que les amplitudes atténuent selon le défaut appliqué le long de l'enroulement comme la montre les figures VI.8. b, c.

VI.4.2.1.5 Défaut entre cinq spires :

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre cinq spires.

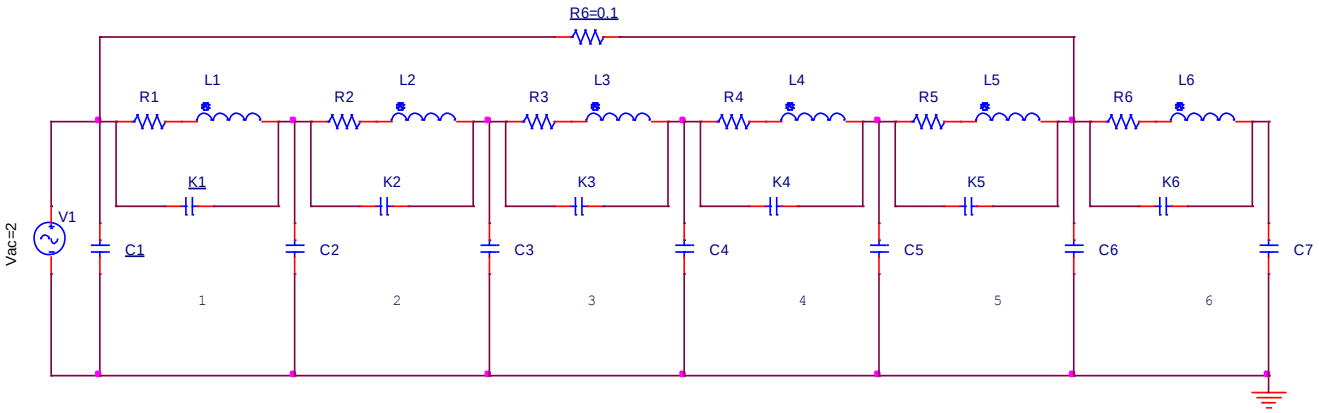


Fig. VI.9 Défaut entre cinq spires

La figure VI.9.a, représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 5).

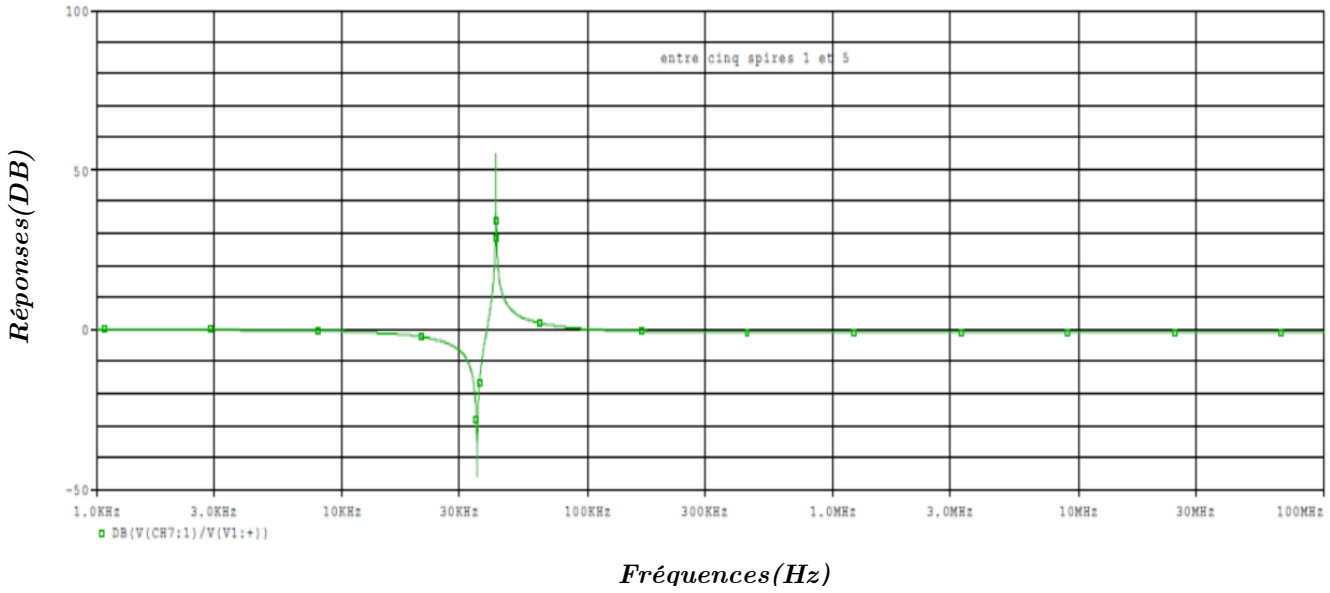


Fig. VI9.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (1et 5)

La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (2 et 6)

La figure IV.9.b, représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (2 et 6).

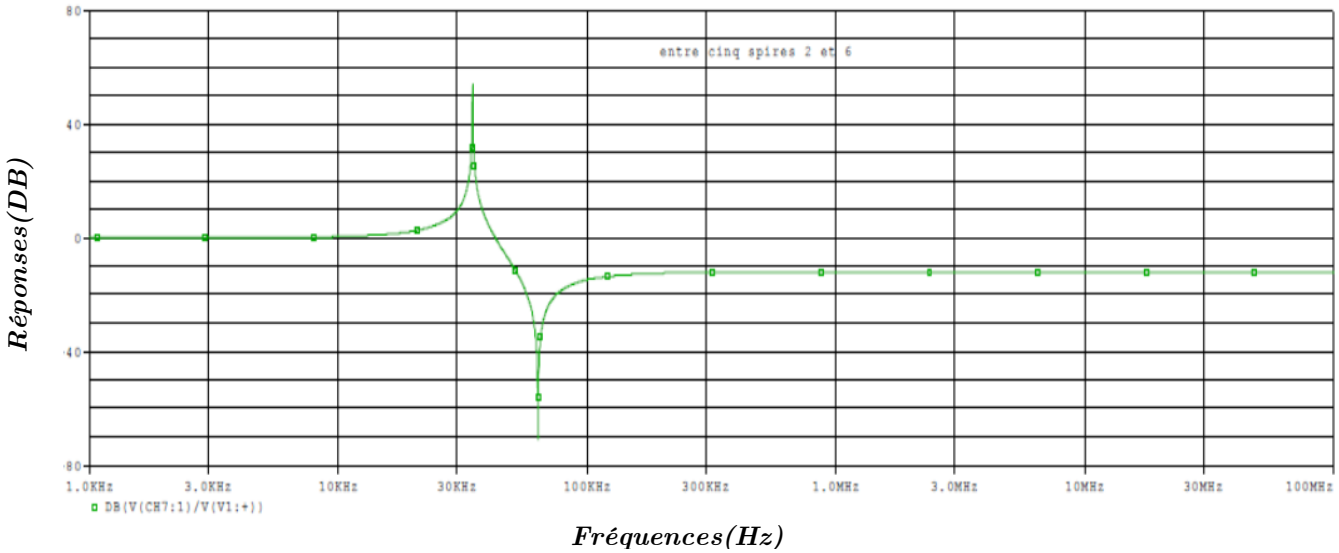


Fig. VI.9.b La réponse fréquentielle d'un défaut entre cinq spires (2 et 6)

Lors de court-circuit entre les cinq premières spires la mesure de FRA nous indique l'appariation de pic de résonance dans la plage de fréquence (20KHz-50KHz) figure VI.9.a par contre la figure VI.9.b nous montre que la FRA détecte le défaut dans l'intervalle (50KHz-100KHz).

VI.4.2.1.6 Défaut entre six spires

Sur la figure ci-dessous on montre le défaut entre six spires.

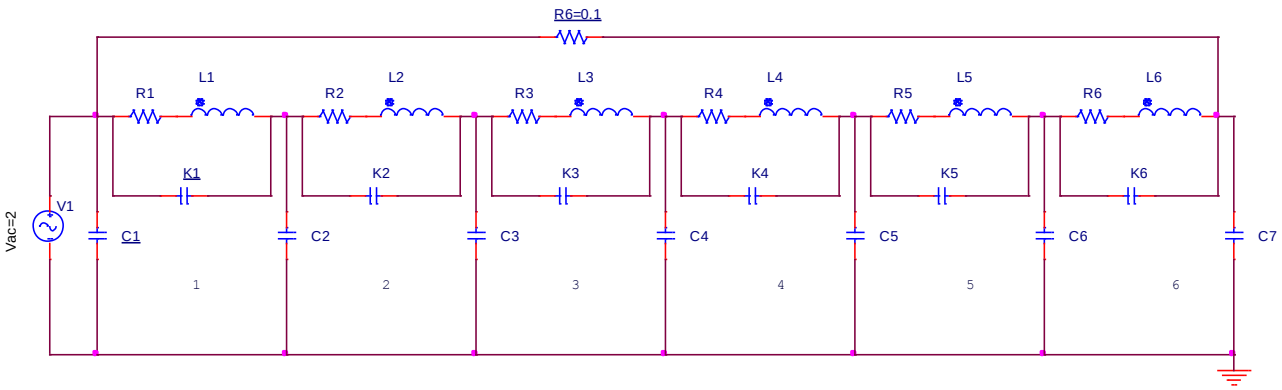


Fig. VI.10 Défaut entre six spires

La réponse fréquentielle d'un défaut entre six spires (1et 6)

La figure VI.10.a, représente la réponse fréquentielle de l'enroulement HT soumise à un défaut entre les spires (1 et 6).

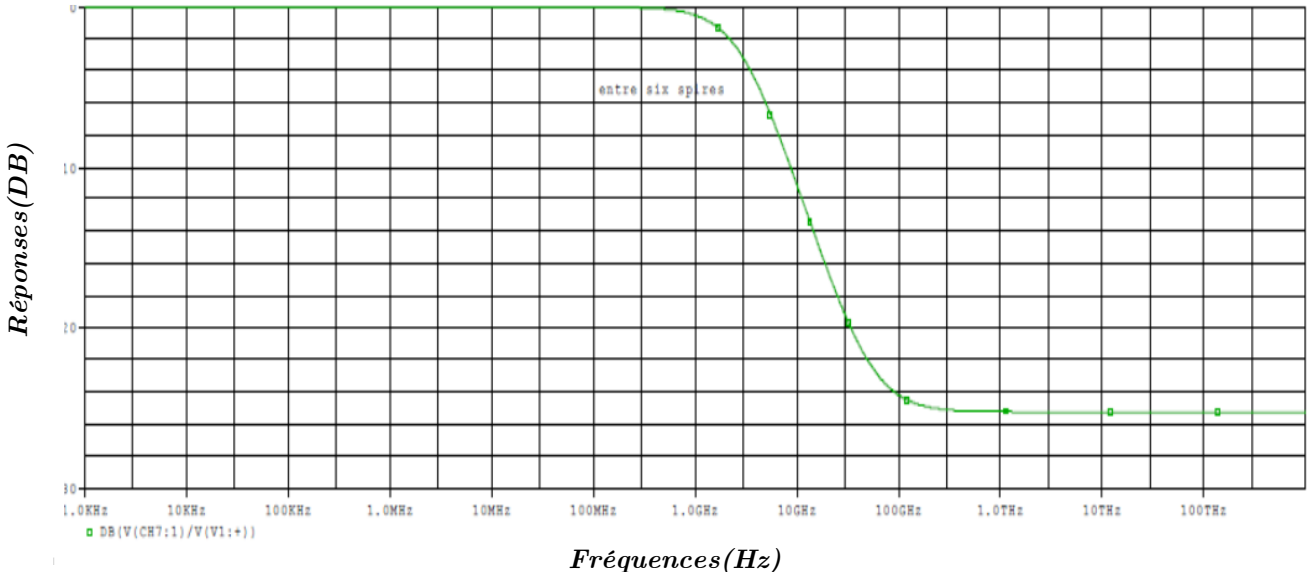


Fig. VI.10.a La réponse fréquentielle d'un défaut entre deux spires (1et 6)

On court-circuit l'enroulement complet, la réponse en fréquence donnée sur la figure VI.10.a, indique un changement global dans l'allure de la réponse, disparition de fréquences de résonance, l'enroulement se comporte comme un filtre passe bas avec une fréquence de coupure de l'ordre de 5 GHz.

VI.4.2.2 Circuits ouverts

La figure ci-dessous représente le circuit ouvert.

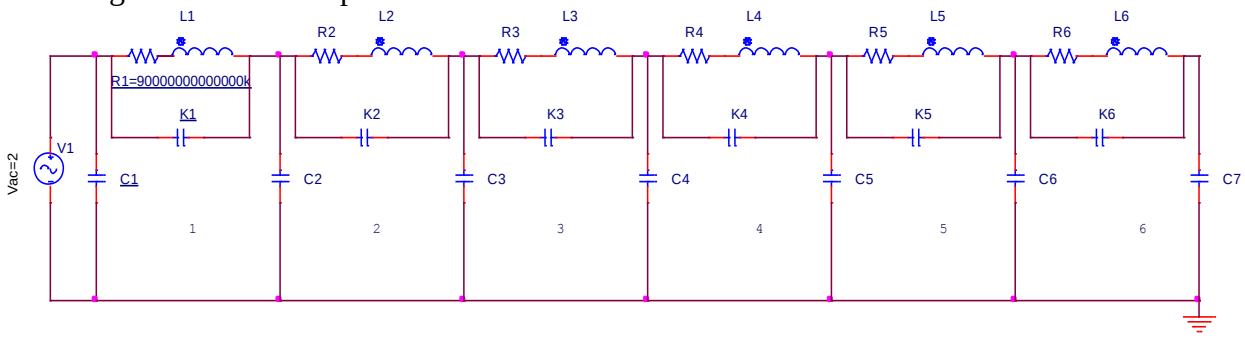


Fig.VI.11 Circuits ouvert

La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (1)

Le défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de spire (1) est représenté sur la figure VI.11.a.

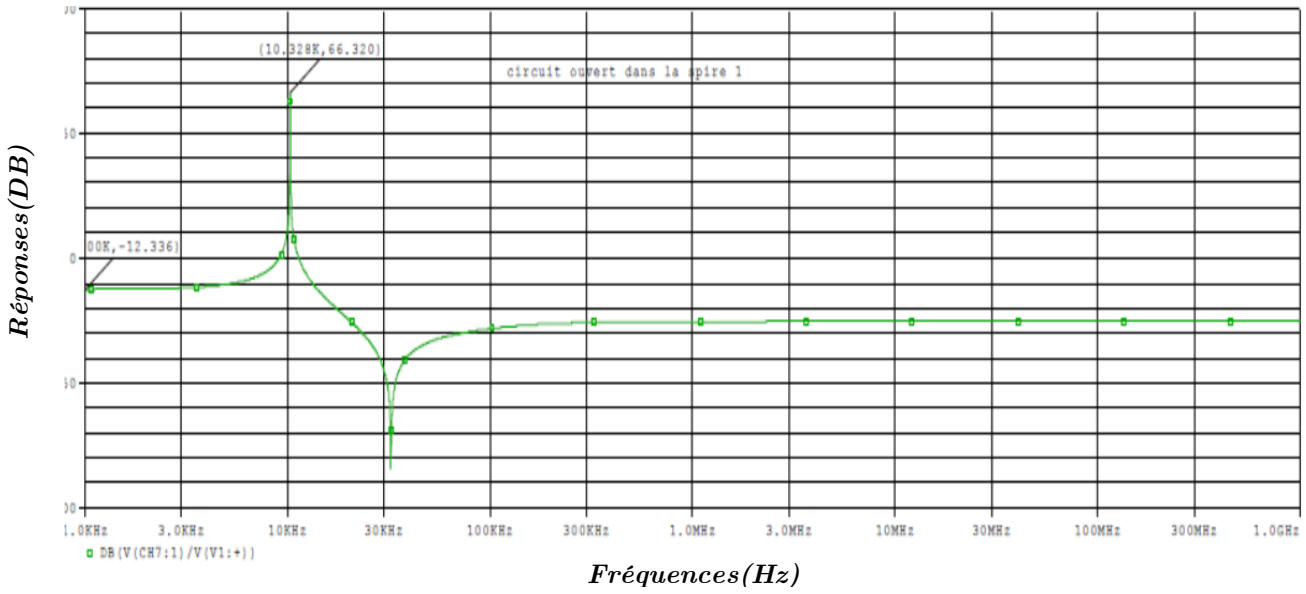


Fig. VI.11.a La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert entre la spire (1)

Lors de défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de la spire (1) de l'enroulement HT, la FRA nous indique l'apparition de pic de résonance dans la plage de fréquence (1kHz-8kHz et 20kHz-100kHz).

La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (2)

Le défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de spire (2) est représenté sur la figure VI.11.b

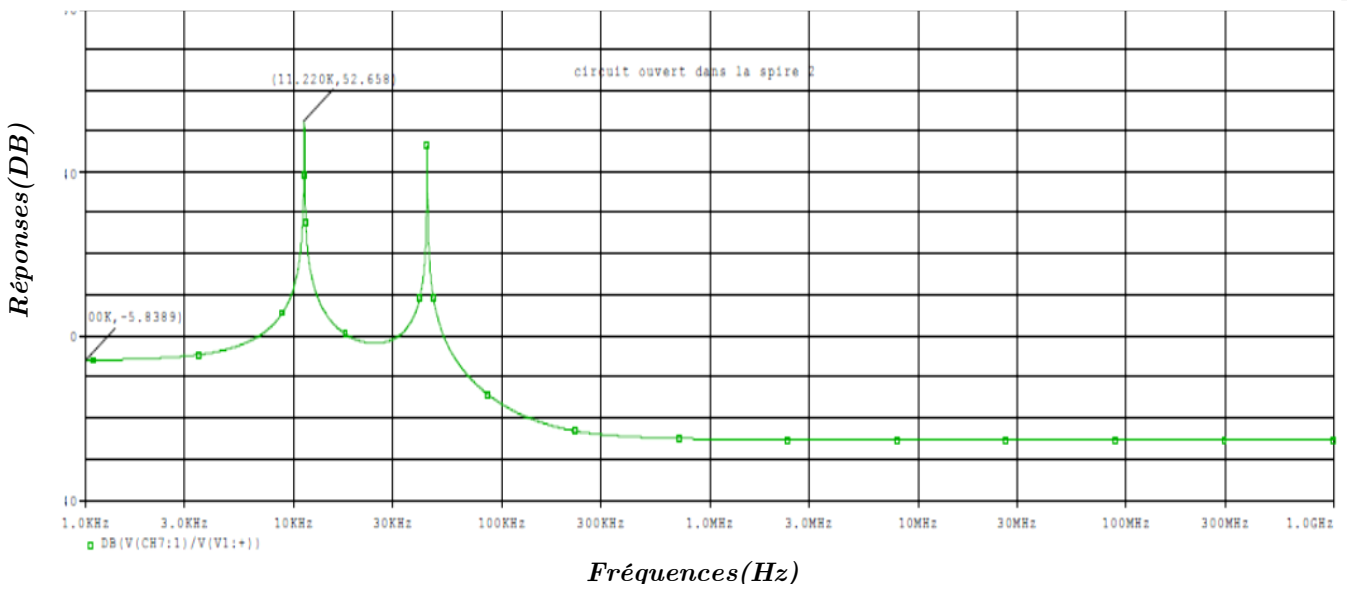


Fig. VI.11.b La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (2)

La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (6)

Le défaut lié au circuit ouvert ou à la coupure de spire (6) est représenté sur la figure VI.11.c.

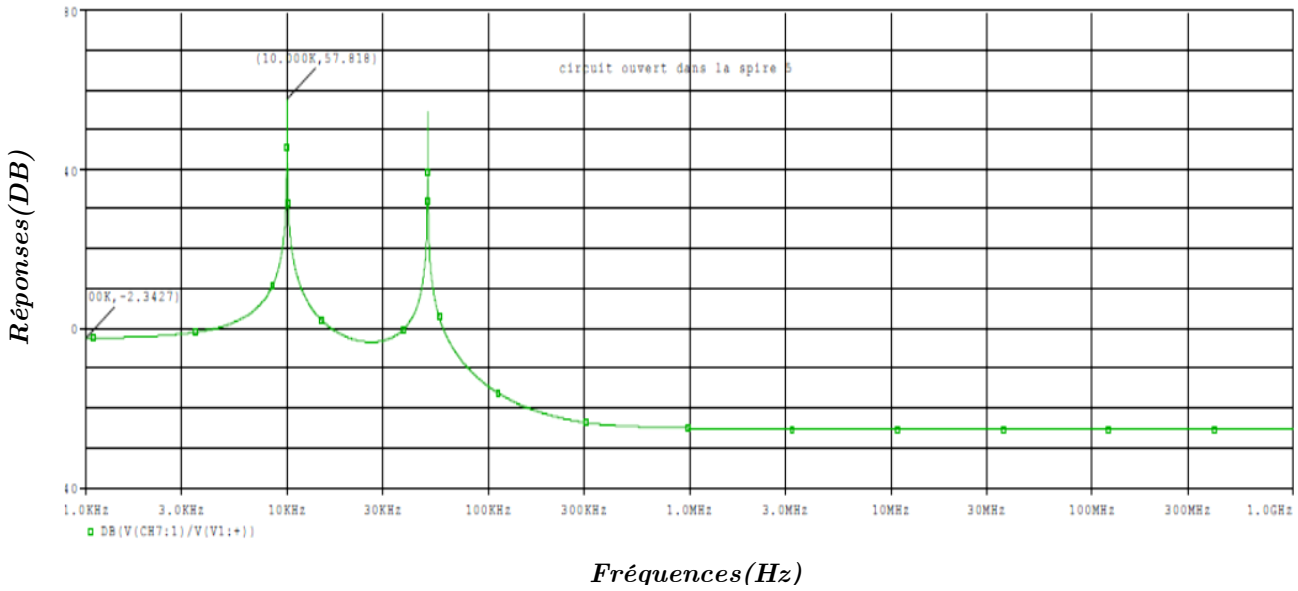


Fig. VI.11.c La réponse fréquentielle d'un circuit ouvert dans la spire (6)

Les défauts liés aux circuits ouverts ou aux coupures des spires le long de l'enroulement HT sont représentés sur les figures VI.11.b, c. D'après les simulations effectuées, on a constaté l'apparition des déformations de la réponse en gain même aux faibles fréquences. Ces perturbations sont signifiantes dans la plage de fréquence (1KHz-8KHz). Mais, la réponse en fréquence garde la même forme que la réponse de l'enroulement sain dans la plage (100KHz-100MHz).

VI.4.2.3 Déformations propres de l'enroulement

La figure ci-dessous représente la déformation propre de l'enroulement

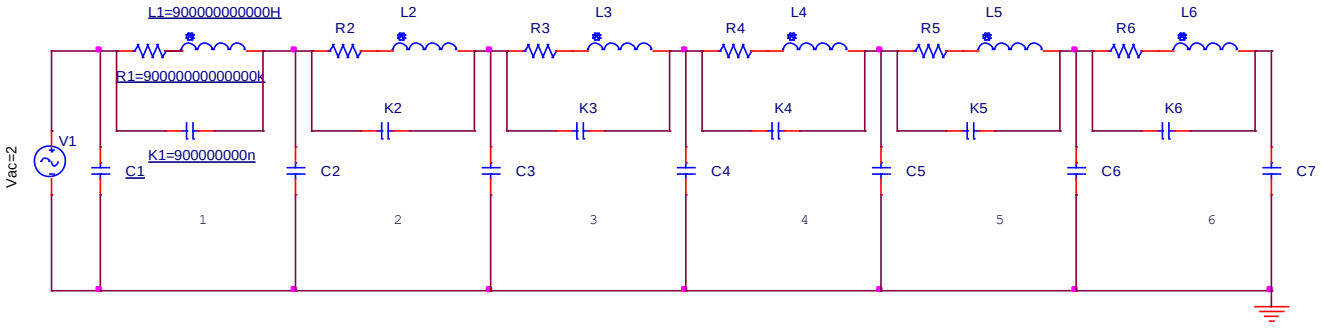
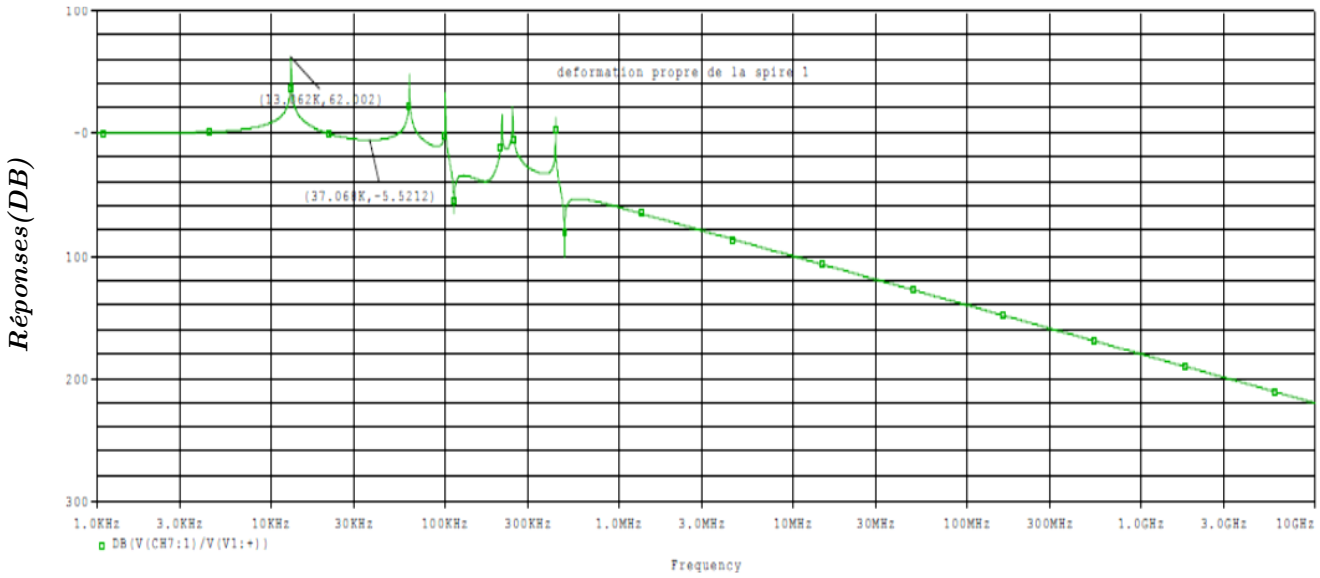


Fig. VI.12 Déformation propre de l'enroulement

La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (1)

La réponse fréquentielle liée à la déformation propre de l'enroulement au niveau de la spire (1)est représentée sur la figure VI.12.a.



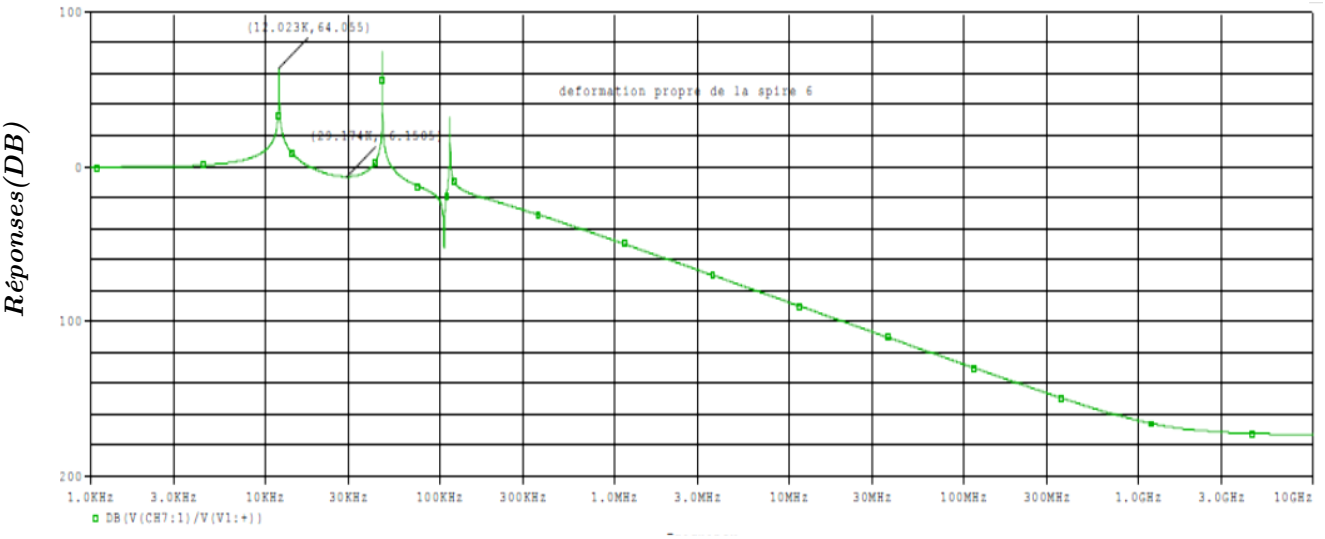
Réponses(DB)

Fréquences(Hz)

Fig. VI.12.a La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (1)

La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (6)

La réponse fréquentielle liée à la déformation propre de l'enroulement au niveau de la spire (6) est représentée sur la figure VI.12.c.



Réponses(DB)

Fréquences(Hz)

Fig. VI.12.c La réponse fréquentielle à la déformation propre de l'enroulement de la spire (6)

IV.5 Conclusion

D'après l'investigation menée dans ce chapitre, nous avons tiré les conclusions suivantes :

- ✓ La réponse fréquentielle de l'enroulement d'un transformateur sain est différente de celle qu'on a obtenue d'un enroulement défectueux.
- ✓ Les indications des problèmes sur les enroulements peuvent être déduites des changements de l'allure de la réponse, de l'apparition du déplacement ou de la 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. Défauts liés à des déformations des enroulements, nous indique l'évolution de l'état mécanique, géométrique et le comportement de transformateur.
- ✓ Les gammes de fréquences où les déformations de la réponse de l'enroulement pour les différentes anomalies simulées, sont concordantes avec celles assignées par les normes appliquées en pratique (Mesure par Frequency Analyser) utilisées par SHARIKET KAHRABA DE TERGA centre de production d'Energie électrique (SKT).

CONCLUSION GENERALE

Le diagnostic de défauts des transformateurs de puissance est un vaste domaine, nécessitant de corréler des informations de natures diverses telles que les analyses d'huile, les essais électriques, le déclenchement de protections, etc. Bien que des travaux aient commencé à formaliser des approches généralistes de ce processus, aucune n'est utilisable aisément.

Notre travail est consacré à l'analyse de la réponse du gain en fréquence des enroulements d'un 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 l'amélioration de l'espérance de vie du transformateur. Plusieurs modèles de transformateurs sont également développés ainsi que la méthode de diagnostic utilisée, laquelle est basée sur la technique d'analyse fréquentielle FRA. .

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,les fréquences de résonance…). 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.

La méthode proposée a été ensuite testée sur un transformateur de puissance exploité dans la centrale électrique de la SKT-SONELGAZ, ayant les caractéristiques : 400/20 kV-500 MVA-50Hz ; les conclusions suivantes sont tirées :

- Les défauts de court-circuit entre spires, se manifestent par des pics de résonance dans la région (3-100 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 (1-100 kHz).

Les résultats de simulation du modèle simplifié, adopté, sont concordants avec ceux assignés par les normes d'essais pratiques avec l'appareil FRA (Frequency Analyser). Les perturbations restent toutefois insignifiantes en Haute Fréquence.

Comme perspectives pour ce travail, nous suggérons les points suivants :

- Les défaillances liées aux déformations propres de l'enroulement se manifestent par des pics de résonances dans la zone (100 kHz-2 MHz).

- Les réponses liées aux défauts entre la partie active et la masse, se manifestent par des pics de résonance dans la plage de fréquence (100 kHz-10 MHz)

- Un calcul plus affiné des paramètres des éléments du modèle équivalent en tenant compte de la variation paramétrique en fonction de la fréquence et de la température.

- Etude de l'empreinte suite au déplacement relatif entre les deux enroulements HT et BT.

Bibliographie

Bibliographie

[1]: TRG/13/G/CBP10-----/DO/862 «concept de synchronisation»,2006

[2]:L.Satish, Subrat K.Sahoo, « Locating faults in a transformer winding: An experimental study », Electric Power Systems Research 79 (2009)89-97.

[3]: BOURGEOIS.A, « Etude du phénomène d‟électrisation par écoulement sur les cartonsdes transformateurs de puissance », Institut national polytechnique de Grenoble, Février 2007.

[4] : IVANOV.S, « Machines électriques », volume II, Edition Mir Moscou, 1980.

[5] : MERLET.R, « Technologie D'électricité générale et professionnelle », édition Dunod paris, 1969.

[6] : MARTIN.J,HEATHCOTE,C ENG,FIEEE, «The J and P Transformer book ,A Partial Technology of Power transformer», Twelfth edition Newnes,1998.

[7]: LEFEVRE.A, « Contribution à la modélisation électrique, électromagnétique et thermique des transformateurs », Ecole Polytechnique de Nantes, 2006.

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

[9] : 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.

[10]: Leon, A. Semlyen, «Time domain modelling of eddy current effects for transformer transients. » IEEE Transaction on power delivery Vol: 8, No: 1, January 1993.

[11]: Tenue des transformateurs en cas de défauts internes, Raux / Leconte / Gibert, CIRED 89.

[12]: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.

[13]: 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.

[14]: Technique de l‟ingenieur.

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

[16]: 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.

[17]: N.Aouchar, C.Bekhaled « Application des systèmes hybrides neuro-flous au diagnostic des huiles de transformateur », Projet de fin d‟études, Département Génie électrique, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2005.

[18] : 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, Soutenu publiquement le 16/05/2007.

[19] : 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.

[20]:A.Morched, L.Marti, J Ottevangers≪ A high frequency transformer model for EMTP ≫. IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 8, No. 3, July 1993.

[21]: SONELGAZ Doctrine de maintenance du réseau de transport, Cahier N°2 :« Les

transformateurs de puissance », GRTE, Région de transport de l‟électricité d‟Alger 08-09-2008.

[22] :M.jose Ignacio ANGUS GOMES, Mlle Ana AZNAR BLANES « Technique de diagnostic des transformateur de puissance », Formation sur le diagnostic des transformateurs, Ayant lieu à EL-HAMMA, Du 27/10 au 29/10/2007.

[23] :H.Houassine « Etude des surtensions dans les blocs alternateur-transformateurs des centrales électriques », Thèse de Doctorat, Département Génie électrique, Université de Tizi-Ouzou 2010.

[24] : OMICRON electronics « FRAnalyzer Manuel d‟utilisation »Référence -VESD0662 Version du manuel : FRA.FR.1, 2006.

[25] :Megger « FRAX 101 Analyseur de réponse de la fréquence de balayage », FRAX101_DS_fr_V01.

[26] : Xose M. L.F and Casimiro A.M., “Computation method for transients in power transformers With lossy windings.” IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 45, N°. 3, march 2009, pp 1863-1866.

[27]: Tran-Anh. T, “Modélisation de la propagation des signaux HF dans le réseau d‟énergie électrique», Ecole Centrale de Lyon, 2006, Thèse de Doctorat

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

[29] : Mufidzada N.A., Otman-Cherif T., Megherbi M, «Précision de calcul des surtensions dans les enroulements des transformateurs», ″Electrichestvo″ (Electrical Technology Russia), N°1, pages 56 – 57, Moscou, 2003.

[30] :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.

[31]: Lochanin A.K., Wenger S, «Impulse surge voltage computing in Transformer winding», Electrichestvo, No.4, 1967, Moscow, pp. 5-10.

[32]: Neklepaev B.N, Kryoutchkov I. P.″Partie électrique des centrales électriques″. Moscou, ‘‘‘‘Energoatomizdat ‘‘‘‘, 1989.

[33] : LOKHANIN A.K, POGOSTIN V.V, Bilan de travail scientifique, Série de surtension,1971.

[34] : Didier FULCHIRON, Cahier Technique Schneider n°192 édition avril 1998, NF C 52-726 : Transformateurs de puissance de type sec.

[35] : Les schémas de liaison à la terre en haute tension (régimes de neutre), Cahier Technique n°172, B. Lacroix et R.Calvas.

[36] : Protection contre les défauts dans les transformateurs de distribution HT/BT, Bruggemann / Daalder / Heinemeyer / Blower,CIRED 91.

Annexes

- **Calcul numérique des paramètres des enroulements HT et BT**

La longueur d'un élément des deux enroulements est :

a : la distance entre les éléments (disque, bobines, spires,…etc.)

$\mathbf{b_{ht}}$: La distance entre l'enroulement haute tension et le noyau.

$\mathbf{b_{bt}}$: La distance entre l'enroulement basse tension et le noyau.

$$a = \frac{l}{n} = \frac{2170}{4} = 542.5mm$$

La valeur de b sera donnée par :

$b_{ht} = r_{moyHT} - r_n$ Pour l'enroulement haute tension.

$b_{bt} = r_{moyBT} - r_n$ Pour l'enroulement basse tension.

$r_n = 515$ mm Rayon de noyau.

$$r_{moyHT} = \frac{r_{extHT} + r_{intHT}}{2} = \frac{853 + 720}{2} = 781.5mm$$

$$r_{moyHT} = 781.5mm$$

$b_{ht} = 781.5 - 515$

$b_{ht} = 266.5$ mm

$$r_{moyBT} = \frac{d_{extBT} + d_{intBT}}{4} = \frac{650 + 603}{2} = 626.5mm$$

$$r_{moyBT} = 626.5 \text{ mm}$$

$b_{bt} = 626.5 - 515$

$b_{bt} = 111.5$ mm

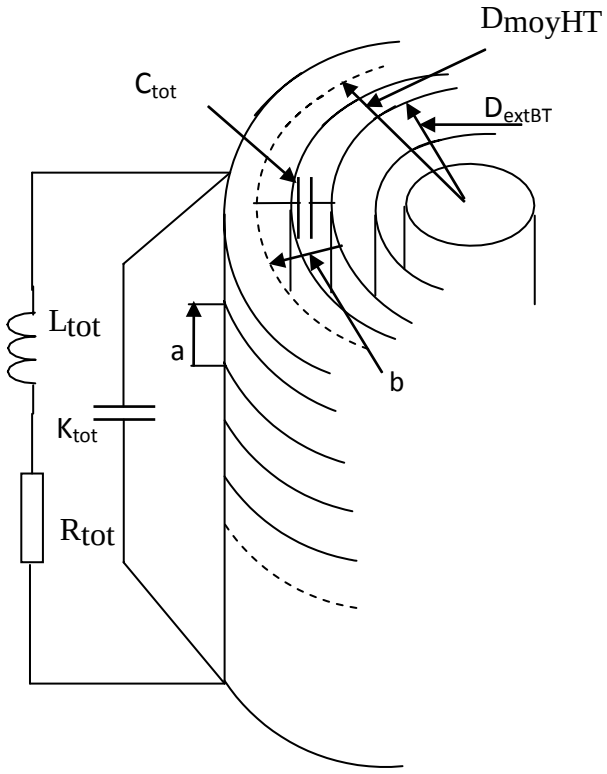


Fig. 1 Définition des paramètres du transformateur

- **Détermination de la résistance R_H et R_B**

R_{1HT} : est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 HZ calculée par

$$R_{1HT} = \frac{\Delta P_{cc} U_{nHT}^2}{S_n^2} = \frac{654.9 * 415^2}{500^2} * 10^{-3}$$

$$R_{iHT} = \frac{R_0}{Nbre.d'element} = 0.45116 \text{ m}\Omega.$$

Comme l'enroulement est constituée de n éléments, donc la résistance d'un élément HT est :

$$R_{HT} = \frac{R_{1HT}}{n} = \frac{0.45116}{4}$$

$$R_{HT} = 0.11279 \text{ m}\Omega$$

R_{2BT} : est la résistance de l'enroulement BT à la fréquence de 50 Hz calculée par :

$$R_{2BT} = \frac{\Delta P_{cc} U_{nBT}^2}{S_n^2} = \frac{654.9 * 20^2}{500^2} * 10^{-3}$$

$$R_{2BT} = 1.04784 \text{ m}\Omega$$

Comme l'enroulement est constitué de n éléments, donc la résistance d'un élément BT est :

$$R_{BT} = \frac{R_{2BT}}{n} = \frac{1.04784}{4}$$
$$R_{BT} = 0.2619\ \text{m}\Omega$$

- **Inductances propre de l'enroulement HT:**

$$L_H = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{CC}}{100}\frac{U_{nHT}{}^2}{S_n}$$
$$L_H = 0.00318 * \frac{18}{100} * \frac{\left(415.10^{-3}\right)^2}{\left(500.10^6\right)}$$
$$L_H = 0.20099H$$
$$L_{iHT} = \frac{L_H}{n} = \frac{0.20099}{4}$$
$$L_{iHT} = 0.05024H$$

$L_{HT} = 50240\mu H$ **:** L'inductance totale d'un élément de l'enroulement HT.

- **Inductances propre de l'enroulement BT :**

$$L_B = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{CC}}{100}\frac{U_{nBT}{}^2}{S_n}$$
$$L_B = 0.00318 * 0.1835 * \frac{\left(20.10^{-3}\right)^2}{\left(500.10^6\right)}$$
$$L_B = 4.668 * 10^{-4} H$$
$$L_{BT} = \frac{L_H}{n} = \frac{4.668 * 10^{-4}}{4}$$
$$L_{BT} = 1.1670 * 10^{-4} H$$

$L_{BT} = 116.70\mu H$: L'inductance totale d'un élément de l'enroulement BT.

Les inductances $L_{HT}\,.\,L_{BT}$ Sont les inductances d'un élément des enroulements comportant respectivement les inductances propres $L'_{HT}\,.\,L'_{BT}$ Les inductances mutuelles entre les différents éléments de l'enroulement d'un coté et les mutuelles entre l'élément d'un enroulement primaire et les éléments du seconde enroulement.

Donc pour calculer $L'_{HT}\,.\,L'_{BT}$, on est dans l'obligation de passer par le calcul des coefficients des mutuelles σ_{ij} .

Le calcul des coefficients des mutuelles entre les éléments du même enroulement se fait en fonction $\frac{a}{b_{HT}}$ (Tableau 1) pour le primaire, puis en fonction de $\frac{a}{b_{BT}}$

Pour le secondaire, celles entre les éléments des deux enroulements en fonction de $\frac{a}{\sqrt{b_{HT}.b_{BT}}}$ (Tableau3).

- **Calcul de coefficients entre les éléments de l'enroulement HT**

Tableau.1

N°	a	b_{HT}	$\frac{a}{b_{HT}}$	$\sigma_{HH} = \frac{M_{HH}}{L}$
1	542.5	266.5	2.035	0,13057681
2	1085	266.5	4.071	0,01703326
3	1627.5	266.5	6.106	0,00222415

- **Calcul de coefficients entre les éléments de l'enroulement BT**

Tableau .2

N°	a	b_{BT}	$\frac{a}{b_{BT}}$	$\sigma_{BB} = \frac{M_{BB}}{L}$
1	542.5	111.5	4.856	0,00776683
2	1085	111.5	9.73	$5{,}9247\times10^{-05}$
3	1627.5	111.5	14.6	$4{,}5376\times10^{-07}$

- **Calcul de coefficients entre les deux enroulements HT et BT**

Tableau.3

N°	a	b_{HT}	b_{BT}	$\frac{a}{\sqrt{b_{HT}.b_{BT}}}$	$\sigma_{HB}=\frac{M_{HB}}{L}$
1	0	266.5	111.5	0	0.02298463413803
2	475	266.5	111.5	3,689	0.00052423194301
3	950	266.5	111.5	7,378	0.00001259620671
4	1425	266.5	111.5	11,068	0.00000028966552

Après le calcul de tous les coefficients de mutuelles, le calcul des inductances propres des enroulements se fera d'après les formules qui suivant :

$$L'_{HT}=\frac{L_{HT}}{\sum\sigma_{BB}+\sum\sigma_{HB}}$$

$$L'_{BT}=\frac{L_{BT}}{\sum\sigma_{BB}+\sum\sigma_{HB}}$$

Après tout calcul fait on aura :

$L'_{HT}=0.049882$ H L'inductance propre d'un élément de l'enroulement HT.

$L'_{BT}=1.022\times10^{-4}$ H L'inductance propre d'un élément de l'enroulement BT.

- **Calcul des capacités transversales C et longitudinales K**
  - ✓ **Capacities transversals C:**

Le calcul de la capacité entre l'enroulement HT et la masse (cuve) se fera par la formule suivante :

$$C_{1tot}=\xi_{0}.\xi_{r}.\pi.l.\frac{d_{cuv}+d_{exHT}}{d_{cuv}-d_{exHT}}$$

Avec : $\xi_0=8.85.10^{-12}$ F/m : Est la permittivité absolue de l'air.

$\xi_r = 3.9$:Est la permittivité relative d'huile.

$$C_{1tot} = 8.85.10^{-12} * 3.9 * \pi * 2170 * 10^{-3} * \frac{3950 + 1706}{3950 - 1706}$$
$$C_{1tot} = 593pF$$

ce qui donne $C_{1tot} = 593pF$

La capacité transversale d'un élément entre l'enroulement HT et la masse est donnée par la formule suivante:

$$C_{HT} = \frac{C_{1tot}}{n+1}$$
$$C_{HT} = \frac{593.10^{-12}}{5}$$
$$C_{HT} = 118.5pF$$

Le calcule de la capacité entre l'enroulement BT et le noyau se fera par la formule suivante :

$$C_{2tot} = 8.85.10^{-12} * 3.9 * \pi * 2170 * 10^{-3} * \frac{1206 + 1030}{1206 - 1030}$$
$$C_{2tot} = 2989.34pF$$

$C_{2tot} = 2989.34pF$ ce qui donne $C_{2tot} = 2989.34pF$

La capacité transversale C_{BT} d'un élément entre l'enroulement BT et le noyau estdonnée par la formule suivante :

$$C_{BT} = \frac{C_{2tot}}{n+1}$$
$$C_{BT} = \frac{2989.34 * 10^{-12}}{5}$$
$$C_{BT} = 597.87pF$$

La capacité totale C_{HBT} entre les enroulements HT et BT est donnée par la formule suivante :

$$C_{12tot} = \xi_{0.}.\xi_r.\pi.l.\frac{d_{\text{int}HT} + d_{extBT}}{d_{\text{int}HT} - d_{extBT}}$$
$$C_{12tot} = 8.85.10^{-12} * 3.9 * \pi * 2170 * 10^{-3} * \frac{1420 + 1300}{1420 - 1300}$$
$$C_{12tot} = 5333.41pF$$

La capacité transversale C_{HBT} d'un élément entre les enroulements primaires et secondaires est donnée par la formule suivante :

$$C_{HBT} = \frac{C_{12tot}}{n+1}$$
$$C_{HBT} = \frac{5333.41*10^{-12}}{5}$$
$$C_{HBT} = 1066.68pF$$

- ✓ **Capacités longitudinales K**

Connaissant les valeurs des capacités C_{HT} .C_{BT} et C_{HBT} , on peut passer facilement au calcul des K_{HT} .K_{BT} capacités longitudinales par la formule suivantes :

$$K_{ntot} = \frac{C_{n\Sigma}}{\alpha^2}$$
$$C_{1\Sigma} = C_{1tot} + \frac{C_{12tot}C_{2tot}}{C_{12tot}+C_{2tot}}$$
$$C_{2\Sigma} = C_{2tot} + \frac{C_{12tot}C_{1tot}}{C_{12tot}+C_{1tot}}$$
$$K_{1tot} = \frac{C_{1\Sigma}}{\alpha^2}$$

Avec :

$$C_{1\Sigma} = 593 + \frac{5333.41*2989.34}{5333.41+2989.34}$$
$$C_{1\Sigma} = 2508.64pF$$

Ce qui donne $K_{1tot} = 454.25pF$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement HT est donné par :

$$K_{HT} = K_{1tot}.n$$
$$K_{HT} = 454.25*4 = 1817pF$$ qui donne $K_{HT} = 1817pF$

$$K_{2tot} = \frac{C_{2\Sigma}}{\alpha^2}$$
$$C_{2\Sigma} = C_{2tot} + \frac{C_{12tot}C_{1tot}}{C_{12tot}+C_{1tot}}$$

$$C_{2\Sigma} = 2989.34 + \frac{5333.41*593}{5333.41+593}$$

$$C_{2\Sigma} = 3523pF$$

$$K_{2tot} = \frac{3525}{(2.35)^2}$$

ce qui donne :

$$K_{2tot} = 638.29pF$$

La capacité longitudinale d'un élément de l'enroulement BT est donné par :

$K_{BT} = K_{2tot}.n$ Ce qui donne $K_{BT} = 2553.16pF$

- **Calcul numérique des paramètres des enroulements HT**
- **Détermination de la résistance R:**

R_0: est la résistance de l'enroulement HT à la fréquence de 50 HZ calculée par :

$$R_0 = \frac{\Delta P_{cc} U_{n\mathbf{HT}}{}^2}{S_n{}^2}$$

$$R_0 = \frac{654.9.10^3 * (415.10^3)^2}{(500.10^6)^2} = 451.16*10^{-3}\Omega$$

$$R_0 = 0.451\Omega$$

La résistance R_{iHT} d'un élément (i) de l'enroulement est donnée par la relation suivante :

$$L'_{iHT} = \frac{0.2}{6} = 0.0333H$$

$$L_{iHT} = L'_{iHT} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} M_{ij}$$

$$\sigma_{ij} = \frac{M_{ij}}{L_{iHT}} = f\left(\frac{a}{b}\right)$$

Les R_{iHT} pour les différents nombres d'élément sont donnés dans le tableau 4.

Tableau 4

Nbr D'elements	2	4	**6**	8	10
R_0	0.2255	0.11275	**0.07516**	0.05637	0.0451

- **Détermination de l'inductance propre L et les coefficients des mutuelles :**

$$L_{tot} = \frac{1}{2\pi f}\frac{U_{CC}}{100}\frac{U_{nHT}{}^2}{S_n}$$

$$L_{tot} = 0.00318 * \frac{18}{100} * \frac{\left(415.10^{-3}\right)^2}{\left(500.10^6\right)}$$

$$L_{tot} = 0.20099H$$

D'autre part, l'inductance d'un élément (i) de l'enroulement est calculée par la formule suivante

$$L'_{iHT} = \frac{L_{tot}}{Nbre.d'element}$$

$$L'_{iHT} = \frac{0.2}{6}$$

$$L'_{iHT} = 0.03333333333H$$

Dans le tableau 5 sont rassemblées les valeurs de l'inductance L pour les différents nombres d'élément :

Tableau 5

Nbr d'elements	2	4	**6**	8	10
Li_{HT}	0.01666	0.05	**0.03333**	0.025	0.02

L'inductance L_{iHT} tient compte à la fois de l'inductance propre L'_{iHT} et la somme des mutuelles M_{ij} , en d'autre terme :

$$L_{iHT} = L'_{iHT} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} M_{ij}$$

Ce qui revient à calculer les coefficients de mutuelles, elles sont données par la relation

$$\sigma_{ij} = \frac{M_{ij}}{L_{iHT}} = f\left(\frac{a}{b}\right)$$

Ou :

$a = \frac{longuer.de.l'element}{Nbre.d'element}$ La distance entre l'élément et l'enroulement.

$b = \frac{d_{extHT} + d_{\text{int}HT}}{4}$ La distance entre l'élément et noyau.

a=361.66mm b=781.5mm

Les résultats de calcul des coefficients des mutuelles pour n=6 sont dans le tableau 8.

- **Détermination des capacités transversals:**

La capacité totale C_{1tot} entre l'enroulement et le noyau est donnée par :

$$C_{1tot} = \xi_{0.}.\xi_r.\pi.l.\frac{d_{\text{int}HT} + d_n}{d_{\text{int}HT} - d_n}$$

$$C_{1tot} = 8.85.10^{-12} * 3.9 * \pi * 2170 * 10^{-3} * \frac{1420 + 1300}{1420 - 1300}$$

$$C_{1tot} = 1478.15pF$$

$$C_1 = \frac{C_{tot}}{Nbre.d'element + 1}$$

$$C_1 = \frac{1478.15}{Nbre.d'element + 1}$$

$$C_1 = \frac{1478.15}{7} = 211.16pF$$

$$C_1 = 211.16pF$$

- **Calcul de coefficient de mutuelle entre l'élément de l'enroulement**

Tableau 7

N°	a	b	$\frac{a}{b_{HT}}$	$\sigma_{iHT} = \frac{M_{iHT}}{L_i}$
1	361.66	781.5	0.4627	0,62946788
2	723.33	781.5	0.9255	0,39619018
3	1085	781.5	1.3883	0,24936404
4	1446.65	781.5	1.8511	0,15582453
5	1808.26	781.5	2.3138	0,09879559

Donc :

$L'_{iHT} = 0.0333H$: L'inductance propre d'un élément de l'enroulement

D'autre part, le tableau 8 donne les valeurs de capacité transversale de l'enroulement en fonction du nombre d'éléments:

Tableau 8

Nbr d'élément	2	4	6	8	10
$C_1(pF)$	739.075	369.5375	246.358	184.7687	147.815

La capacité totale C_{2tot} entre l'enroulement et la cuve est donnée par :

$$C_{2tot} = \xi_{0.}.\xi_r.\pi.l.\frac{d_{cuv} + d_{\text{int}HT}}{d_{cuv} - d_{\text{int}HT}}$$

$$C_{2tot} = 8.85.10^{-12} * 3.9 * \pi * 2170 * 10^{-3} * \frac{3950 + 1420}{3950 - 1420}$$

$$C_{2tot} = 499.42pF$$

$$C_2 = \frac{C_{2tot}}{Nbre.d'element + 1}$$

$$C_2 = \frac{499.42}{Nbre.d'element + 1}$$

$$C_2 = \frac{499.42}{7} = 71.345pF$$

$$C_2 = 71.345pF$$

De même manière : le tableau 9 donne les valeurs de capacité transversale C_2 de l'enroulement en fonction du nombre d'éléments:

Tableau 9

Nombre d'élémen	2	4	**6**	8	10
C_2 (pF)	249.71	124.85	**83.23**	62.42	49.94

La valeur de la capacité transversale C est la somme de

C_1 et C_2 D'où :

C= C_1 + C_2

Le tableau 10 donne les valeurs de C :

Tableau 10

Nombre d'élément	2	4	**6**	8	10
C=C_1 + C_2	988.4	494.38	**329.55**	247.18	197.755

- **Détermination de la capacité longitudinale K**

La capacité longitudinale K est calculée d'après la valeur de facteur : D'où : $\propto$=2,35

D'autre part :

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_{tot}}{K_{tot}}}$$

$$K_{tot} = \frac{C_{tot}}{\alpha^2}$$

Avec :

$$C_{tot} = (n+1).C = (n+1)\,(C_1 + C_2)$$

Donc :

$$C_{tot} = 7(83.23+246.3583)$$

$$C_{tot} = 2307.06 pF$$

$$K_{tot} = 417.755\ pF$$

Et La capacité longitudinale d'un élément (i) est :

$$K = K_{tot}.n$$

K=2924.285pF

Le tableau 11 donne les valeurs de capacité longitudinale de l'enroulement en fonction du nombre d'éléments:

Tableau 11

Nbr d'élément	2	4	**6**	8	10
K (pF)	835.51	1671.02	**2506.53**	3342.04	4177.55

Tableau III-3 Interprétation de Rogers [13]

N°	Default typique	A	B	C	Problèmes trouvés
0	Sans defaults	0	0	0	Vieillissement normal
1	Décharge partielle de base énergie	1	1	0	Décharges électriques dans les bulles, provoquées par des vides d'isolation, saturation en gaz superbe dans l'huile ou la cavitation (des pompes) ou humidité élevée dans l'huile (bulles de vapeur d'eau)
2	Décharge partielle de haute énergie	1	1	0	Egal à ce qui est précédent mais avec perforation de l'isolation de cellulose par étincellement ou formation d'arcs. Ceci produit généralement CO et CO2.
3	Déchargs de base énergie, arcs	1 - 2	0	1 - 2	Etincellement continu en huile entre les connexions mauvaises de potentiel différent ou au potentiel flottant ; panne de l'huile diélectrique entre les matériaux solides d'isolation.
4	Décharges de haute énergie, arcs	1	0	2	Décharges (formation d'arcs), panne par formation d'arcs de l'huile entre les enroulements, entre les enroulements et terre ou formation d'arcs à travers des contacts du régulateur pendant le fonctionnement avec l'huile fuyant au réservoir principal.
5	Défaut thermique de base T < 150°C	0	0	1	Surchauffe isolée de conducteur, ceci produit généralement CO et CO2 parce que ce type de défaut comporte généralement l'isolation de cellulose.
6	Défaut thermique de T entre 150 – 300° C	0	2	0	Points surchauffant dans le noyau dû aux concentrations de flux. Les problèmes ci- dessous sont en règle des températures croissantes des points chauds dans le noyau. Stratifications court-circuitées dans le noyau. Surchauffe du conducteur de cuivre. Mauvais branchement dans l'enroulement ou mauvais contacts dans le régulateur. Circulation de courants dans le noyau. Ces problèmes produisent généralement CO et CO2 parce qu'ils comportent généralement l'isolation de cellulose
7	Défaut thermique de T entre 300 – 700 °C	0	2	2	
8	Défaut thermique de T > 700 °C				

Tableau III-6 Interprétation de Doernenburg [13]

CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	**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
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 :
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.