

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique
Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira -
Tasdawit Akli Muḥend Ulḥağ - Tubirett -
Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة أكلي محمد أولحاج
- البويرة -
كلية العلوم والعلوم التطبيقية

Mémoire de Master

Présenté au

Département : Génie Électrique

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité: Réseaux Electriques

Réalisé par :

Moussaoui Nadia

Et

Aid Hayet

Thème

Diagnostic en ligne des défaillances dans un transformateur monophasé

Soutenu le : 25/06/2023

Devant le Jury composé de :

Mr. YAHIOU Abdelghani	M.C.A.	Univ. Bouira Président
Mme. YASSA Nacera	M.C. A	Univ. Bouira Examineur
Mme. AGGOUN Ghania	M.A. A	Univ. Bouira Examineur
Mr. BENSAID Samir	Prof.	Univ. Bouira Encadreur
Mr. HOUASSINE Hamza	Prof.	Univ. Bouira Co-Encadreur



التصريح الشرفي الخاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية



انا الممضي اسفله،

السيدة (ة)..... موساوي خادية..... الصفة: طالب (ماستر / دكتوراه)

الحامل (ة) لبطاقة التعريف الوطنية: 10.26.10.330. والصادرة بتاريخ: 20 22/08/11

المسجل (ة) بكلية / معهد العلوم التطبيقية قسم هدم كهر بائية

تخصص: ببديكة كهر بائية

والمكلف (ة) بإنجاز اعمال بحث (مذكرة، التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، اطروحة دكتوراه).

عنوانها: Diagnostic en ligne des défaillances un

Transformateur monophasé

أصرح بشرفي اني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية والمنهجية الاخلاقيات المهنية والنزاهة الاكاديمية المطلوبة

في انجاز البحث المذكور أعلاه.

توقيع المعني (ة)

التاريخ: 20/06/2023

2023/06/20 البويرة في:

هيئة مراقبة السرقة العلمية:

الامضاء
Chiffre departement

% 09,00

النسبة:

Aggoun - Ghania



التصريح الشرفي الخاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية



انا الممضي اسفله،

السيد(ة)..... عبد حياةالصفة: طالب (ماستر / ~~دكتوراه~~)
الحامل(ة) لبطاقة التعريف الوطنية: 12.145.6.637والصادرة بتاريخ: 2021/10/04
المسجل(ة) بكلية / معهد العلوم التطبيقية قسم هندسة كهربائية
تخصص: شبكة كهربائية
والمكلف(ة) بإنجاز اعمال بحث (مذكرة، التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، اطروحة دكتوراه).
عنوانها: Diagnostic en ligne des défauts dans un
trans formaten monophasé
أصرح بشرفي اني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية والمنهجية الأخلاقيات المهنية والنزاهة الاكاديمية المطلوبة
في انجاز البحث المذكور أعلاه.

توقيع المعني (ة)

التاريخ 20/06/2023

2023/06/20

البويرة في:.....

هيئة مراقبة السرقة العلمية:

الامضاء

Aggoun Ghania

Chiffre Département

% 09,00

النسبة:

Dédicaces

*Avec tous mes sentiments de respect, avec l'expérience de ma reconnaissance je
dédie ma remise de diplôme et ma joie.*

*À celui qui m'a fait une femme, ma source de vie, d'amour et d'affection, à
Mon support qui était toujours à mes côtés pour me soutenir et
M'encourager, à mon prince papa SMAIL.*

*À mon paradis, à la prunelle de mes yeux, à la source de ma joie et mon
Bonheur, ma lune et le fil d'espoir qui allumer mon chemin, ma moitié,
Maman NORA.*

*À ma grande sœur LYDIA qui n'a pas cessé de me conseiller, encourager
Et soutenir tout au long de mes études.*

*A mon adorable petite sœur ROMAÏSSA qui sait toujours comment procurer
La joie et le bonheur pour toute la famille.*

À mon frère SLIMANE pour l'amour qu'il me réserve.

*A mon cher grand-père, ceci est ma profonde gratitude pour ton éternel
Amour, que ce rapport soit le meilleur cadeau que je puisse t'offrir.*

A tous les membres de ma grande famille.

*A ma chère binôme AID HAYET, ma douce sœur qui a eu la patience de
me Supporter durant ce mémoire, et qui m'a soutenu et encouragé pendant
Tous les moments difficiles vécus, je t'aime beaucoup ma chérie.*

MOUSSAOUI NADIA

Dédicaces

Du profond de mon cœur, je dédie ce travail à tous ceux qui me sont chers,

À mon très cher père SLIMANE

L'épaule solide, l'œil attentif compréhensif et la personne la plus de mon estime et de mon respect. En témoignage, je t'offre ce modeste travail pour te remercier pour tes sacrifices et l'affection dont tu m'as toujours entourée.

À ma chère maman AICHA

Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir. Tout ce que je peux t'offrir ne pourra pas exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte. Aucune dédicace ne saurait exprimer mes sentiments, que dieu te préserve et te procure santé et longue vie.

À mes chères sœurs surtout ma sœur SALIMA, Les piliers et les guides de ma réussite.

À ma chère binôme MOUSSAOUI NADIA que j'aime comme mes sœur Merci d'avoir partagé cette expérience avec moi, que dieu vous bénisse

À tous mes amis et amies qui m'ont soutenu d'une manière ou d'une autre

AID HAYET

Remerciements

Ce travail a été effectué au sein du Département des Sciences et sciences appliquées de l'Université de Bouira.

A SAIDOUNE ABDELMALEK, Merci pour votre contribution précieuse.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mr BENSALD Samir et Mr HAOUASSINE Hamza, on les remercie pour la qualité de leur encadrement exceptionnel, pour leur patience, leur rigueur et leur disponibilité lors de la préparation de ce mémoire.

Nos remerciements s'adressent à Mm AGGOUN Ghania pour son soutien moral et ses encouragements

Nos remerciement s'adresse également a tout nos enseignements pour leur générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académique et professionnelles.

Résumé

Ce travail est une étude de diagnostic des défauts de court-circuit dans un transformateur monophasé en plein régime de fonctionnement. La méthode adoptée pour le diagnostic dans cette étude est basée sur l'analyse de la caractéristique $V = f(I)$ qui représente la relation entre le courant d'entrée du transformateur et sa tension d'entrée ou de sortie. Des grandeurs d'influence ont été identifiées et analysées puis utilisées pour détecter le défaut et estimer son degré de sévérité dans le transformateur étudié. La méthode proposée pour le diagnostic nous a permis de discriminer le défaut de court-circuit dans le transformateur étudié même si il n'est pas surchargé.

Table des matières

<i>Dédicaces</i>	I
<i>Remerciements</i>	III
<i>Résumé</i>	IV
Table des matières.....	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux.....	X
Liste des Symboles	XI
Introduction générale	1

Chapitre 01 : Généralités sur transformateur

1. Introduction.....	3
2. Utilisation des transformateurs électriques	3
3. Transformateur monophasé	3
3.1. Définition.....	3
3.2. Constitution	3
3.3. Principe de fonctionnement.....	5
3.4. Modèle d'un transformateur monophasé en régime permanent.....	5
3.4.1. Transformateur parfait	5
3.4.2. Transformateur réel.....	7
3.4.3. Détermination des éléments du schéma équivalent	11
4. Les défauts dans les transformateurs.....	16
4.1. Défauts dans les enroulements du transformateur	16
4.1.1. Défaut d'isolement de la partie active	16
4.1.2. Amorçage diélectrique entre spires.....	17
4.1.3. Court-circuit entre spires.....	17
4.1.4. Point chaud régleur en charge et hors charge.....	17
4.1.5. Coupure du circuit électrique	18

4.2. Défauts asymétriques	18
4.3. Transitoires dus aux sur tension	18
5. Conclusion	19

Chapitre 02 : Méthodes de diagnostic de transformateur

1. Introduction.....	20
2. Les techniques de diagnostic	20
2.1. L'analyse d'huile	20
2.1.1. Les analyses physico-chimiques.....	21
2.1.2. Analyse des furanes	22
2.1.3. Analyse des gaz dissous dans l'huile	23
2.2. Mesures diélectriques.....	23
2.2.1. Mesure du facteur de puissances et de la capacité.....	24
2.2.2. Mesure de facteur de puissance Fp	24
2.2.3. Mesure de capacité des enroulements	24
2.3. Mesures électriques.....	25
2.3.1. Mesure de courant à vide	25
2.3.2. Mesure de rapport de transformation.....	25
2.3.3. Mesure de la résistance d'enroulements	25
2.3.4. Mesure de la réactance de fuite	26
2.4. La méthode FRA.....	26
2.5. La méthode en ligne $V(I)$	26
2.5.1. Intérêt de la méthode $V = f(I)$ adoptée	27
3. Avantages et inconvénients des différentes techniques de diagnostic	27
4. Conclusion	28

Chapitre 03 : Mise en pratique de la méthode de diagnostic en ligne

1. Introduction.....	31
----------------------	----

2.	Mise en équations de la caractéristique $V = f(I)$ de la méthode de diagnostic en ligne adoptée	31
3.	Présentation du banc expérimental.....	34
3.1.	Présentation du transformateur avant modification	34
3.2.	Modifications apportées sur le transformateur en vue du diagnostic	34
3.2.1.	Bobinage du transformateur	34
3.2.2.	Etapas de rebobinage du transformateur	35
3.3.	Banc de mesure de puissance	39
3.3.1.	Paramètres du modèle électrique du transformateur.....	40
3.3.1.1.	Essai à vide calcul m , $R\mu$ et $L\mu$ et les pertes	40
4.	Simulation et validation du modèle d'obtention de la caractéristique $V(I)$ pour différents régimes de charge du transformateur à l'état sain	42
5.	Essais expérimentaux sur le transformateur en présence des défauts de court-circuit dans l'enroulement primaire	45
5.1.	Comportement du transformateur en régime à vide en présence de défauts.....	45
5.1.1.	Evolution des grandeurs d'influence pour différents ratios du défaut à vide.....	45
5.2.	Comportement du transformateur en régime en charge en présence de défauts	46
5.2.1.	Evolution des grandeurs d'influence pour différents ratios de défaut en charge	47
5.2.2.	Prédiction de l'évolution des grandeurs d'influence en régime de charge nominale ..	48
6.	Approche proposée pour le diagnostic en ligne du transformateur monophasé	49
7.	Conclusion	51
	Conclusion générale	52
	Bibliographié	54
	Annexe	56

Liste des figures

Chapitre 01 : Généralités sur transformateur

Figure 1. 1: Constitution d'un transformateur	4
Figure 1. 2: Différents types de noyaux du transformateur	5
Figure 1. 3: Transformateur monophasé parfait.	6
Figure 1. 4: Représentation schématique du transformateur idéal.	6
Figure 1. 5: Représentation de Fresnel du transformateur idéal.	7
Figure 1. 7: Modèle électrique équivalent réel du transformateur.	7
Figure 1. 6: Transformateur réel.	7
Figure 1. 8: Modèle électrique simplifié du transformateur vu du secondaire.	9
Figure 1. 9: Modèle électrique simplifié du transformateur vu du primaire.	10
Figure 1. 11: Schéma de montage de l'essai à vide	11
Figure 1. 10: Transformateur en charge – diagramme de Kapp.	11
Figure 1. 12: Schéma de montage de l'essai à vide.	12
Figure 1. 13: Schéma de montage de l'essai en cc.	13
Figure 1. 14: Schéma de montage de l'essai en cc	15
Figure 1. 15: Court-circuit entre spires	17
Figure 1. 16: Point chaud sur le sélecteur d'un régulateur en charge.	18
Figure 1. 17: Coupure suite à la fusion d'un Conducteur	18

Chapitre 02 : Méthodes de diagnostic de transformateur

Figure 2. 1: Schéma de capacité et d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements.	24
---	----

Chapitre 03 : Mise en pratique de la méthode de diagnostic en ligne

Figure 3. 1: Circuit équivalent de transformateur.	31
Figure 3. 2: Illustration graphique de l'approche.	33
Figure 3. 3: Transformateur torique.	34
Figure 3. 4: Plaque signalétique.	34
Figure 3. 5: Etapes de rebobinage.	37
Figure 3. 6: Transformateur modifié.	37
Figure 3. 7: Connexion des prises.	38
Figure 3. 8: Les Bornier.	39
Figure 3. 9: Représente un banc de mesure de puissance.	39

Figure 3. 10:Schéma de montage de l'essai à vide.	40
Figure 3. 11:Schéma de montage de l'essai en CC.....	41
Figure 3. 12:Comparaison entre les caractéristiques $V(I)$ mesurée et simulée	42
Figure 3. 13:L'angle d'orientation des caractéristiques $V=f(I)$	42
Figure 3. 14:Evolution de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation de $V=f(I)$ en fonction de la charge.	43
Figure 3. 15:Variation de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation de $V=f(I)$ en fonction de la charge	44
Figure 3. 16:Caractéristique $V=f(I)$ à vide pour différents ratios du défaut.....	45
Figure 3. 17:Evolution de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation en régime à vide en fonction de la sévérité du défaut.	46
Figure 3. 18:Caractéristique $V=f(I)$ en charge pour différents ratios du défaut	47
Figure 3. 19:Evolution de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation en régime en charge en fonction de la sévérité du défaut.	48
Figure 3. 20:Prédiction de l'évolution des grandeurs d'influence en régime nominal en fonction du taux de défaut.....	49
Figure 3. 21:Représentation croisée des grandeurs d'influence.	50

Liste des tableaux

Chapitre 02 : Méthodes de diagnostic de transformateur

Tableau 2. 1:es avantages et les inconvénients des méthodes de diagnostic des transformateurs. ... 27

Chapitre 03 : Mise en pratique de la méthode de diagnostic en ligne

Tableau 3. 1:Nombre des spires de chaque défaut..... 35

Tableau 3. 2: Dimensions du bobinage primaire et secondaire..... 36

Tableau 3. 3:Les prises du transformateur. 38

Tableau 3. 4:Valeurs mesurées à vide..... 40

Tableau 3. 5:Les valeurs calculées lors de l'essai à vide. 40

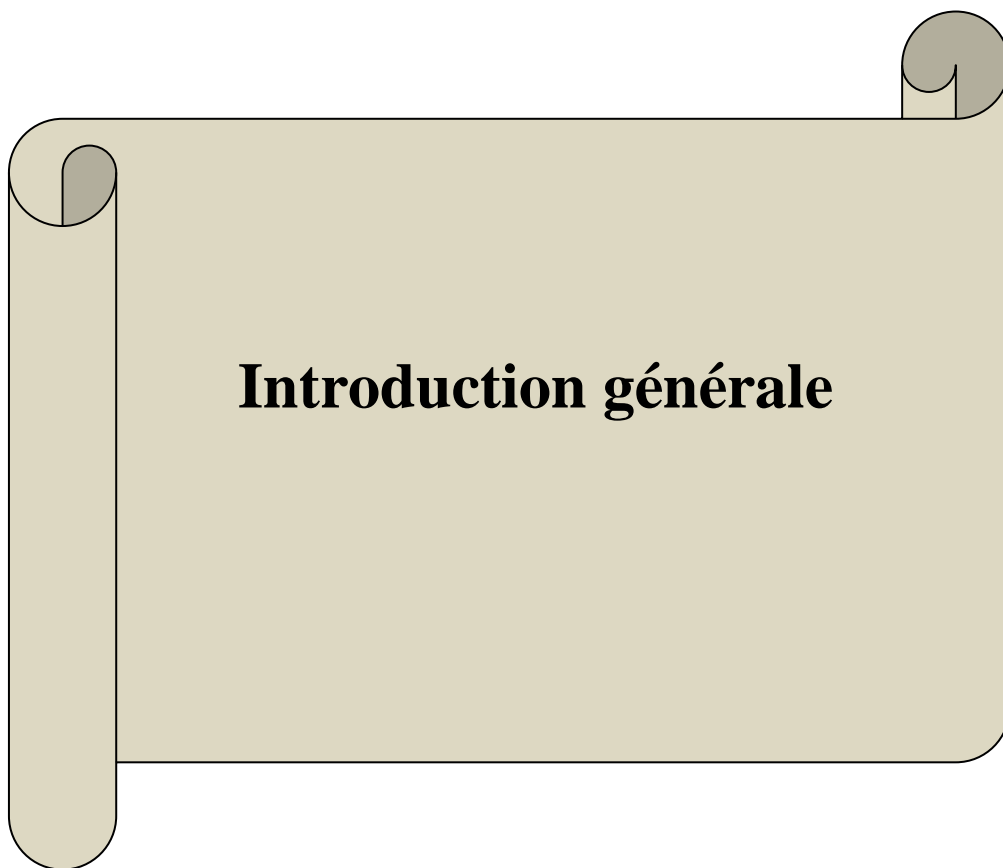
Tableau 3. 6:Valeurs mesurées en court-circuit. 41

Tableau 3. 7:Les valeurs calculées lors de l'essai court-circuit 41

Liste des Symboles

L_1	Inductance de primaire.	(H)
L_2	Inductance de secondaire	(H)
L_P	Inductance totale ramenée au primaire.	(H)
L_S	Inductance de fuite totale ramenée au secondaire	(H)
L_μ	Inductance de magnétisation	(H)
R_1	Résistance de bobinage primaire	(Ω)
R_2	Résistance de bobinage secondaire	(Ω)
R_P	Résistance totale ramenée au primaire	(Ω)
R_S	Résistance totale ramenée au secondaire	(Ω)
R_μ	Résistance de pertes dans le fer	(Ω)
\emptyset	Le flux magnétique.	(Tesla)
i_1	Courant au primaire	(A)
i_2	Courant au secondaire	(A)
i_μ	Courant magnétisant	(A)
α	L'angle d'orientation	(degré)
Z_{CH}	L'impédance de la charge	(Ω)
Z_1	L'impédance de primaire	(Ω)
Z_2	L'impédance de secondaire	(Ω)
ΔV	La chute de tension	(V)
P_1	La puissance absorbée	(W)
\mathfrak{R}_{fer}	La résistance ferromagnétique	(Ω)
e_1	Le champ magnétique de primaire	(T)
e_2	Le champ magnétique de secondaire	(T)
φ	Le déphasage entre la tension et le courant	(degré)
n_1	Le nombre de spires du primaire	
n_2	Le nombre de spires du secondaire	
P_{fer}	Les pertes fer	(W)
P_{mag}	Les pertes magnétiques	(W)
P_J	Les pertes par effet Joule	(W)
P_2	Puissance utile	(W)
m	Rapport de transformateur	

u_1	Tension au primaire	(V)
u_2	Tension au secondaire	(V)
η	Le rendement du transformateur	



Introduction générale

Introduction générale

Les transformateurs sont des dispositifs électriques largement employés dans divers secteurs, tels que la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique, ainsi que dans de nombreux autres domaines qui dépendent de l'utilisation de cette forme d'énergie.

Les transformateurs de puissance sont des éléments essentiels dans les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique. Les incidents survenant pendant le fonctionnement d'un transformateur peuvent entraîner non seulement des pannes prolongées, mais également des réparations coûteuses et des risques graves pour la sécurité des équipements.

Les défaillances des transformateurs en service ne se limitent pas seulement à des pannes prolongées des installations, mais elles peuvent également entraîner de graves blessures ou des risques mortels pour les exploitants. La plupart des transformateurs actuellement utilisés dans le monde ont été installés avant 1980. Par conséquent, une grande partie de ces transformateurs atteint ou dépasse leur durée de vie prévue, ce qui accroît le risque de défaillance. Lors de défauts, de transitoires de commutation et d'autres avaries, le transformateur est soumis à des forces mécaniques qui entraînent l'application de forces magnétiques sur les enroulements. Si ces forces dépassent la capacité de résistance du transformateur, cela peut entraîner une déformation physique des enroulements.

Dans notre travail, nous nous intéressons à l'étude et au diagnostic des défauts de court-circuit dans un transformateur monophasé en plein régime de fonctionnement. L'objectif essentiel de ce travail est la détection et l'estimation du degré de sévérité des défauts de court-circuit dans un transformateur monophasé.

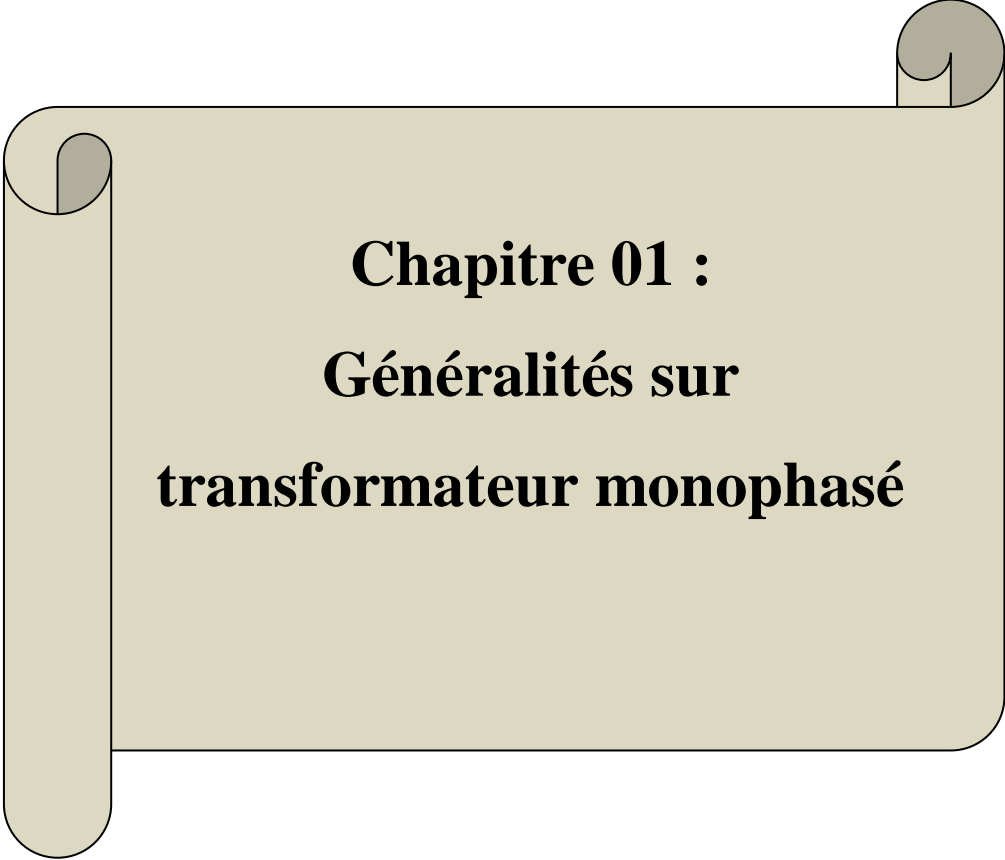
Pour ce faire, notre mémoire est structuré en trois chapitres, dont le premier chapitre vise à fournir une vue d'ensemble des transformateurs de puissance, en abordant quelques notions fondamentales liés à leur fonctionnement et à leur utilisation et également une revue générale sur les défauts potentiels qui peuvent se produire dans les enroulements du transformateur a été présentée.

Le deuxième chapitre est dédié aux différentes méthodes utilisées dans le domaine de diagnostic des défauts dans un transformateur de puissance.

Le troisième chapitre constitue la partie expérimentale de notre travail et la mise en avant de l'approche de diagnostic en ligne proposée. En premier lieu, une présentation du transformateur modifié en vue de son diagnostic a été mise en relief, en second lieu la mise en pratique de

l'approche de diagnostic proposée est mise en évidence sur le transformateur modifié et puis les résultats obtenus sont validés par comparaison entre les résultats de simulation et expérimentaux.

Notre mémoire se termine par une conclusion générale mettant en exergue l'essentiel des résultats obtenus et perspectives futures pour notre travail.



Chapitre 01 :
Généralités sur
transformateur monophasé

1. Introduction

Le transformateur est un élément électrique fondamental pour le bon fonctionnement des réseaux de transport et de la distribution de l'énergie électrique pour les ménages et les secteurs tertiaires. Chacun de ces domaines implique des exigences et des utilisations spécifiques, qui diffèrent grandement les unes des autres.

Le premier chapitre de ce mémoire est une étude théorique détaillée du transformateur monophasé, y compris ses différents types, son principe de fonctionnement et aussi les différents défauts qui peuvent survenir dans ce dernier lors de son fonctionnement.

2. Utilisation des transformateurs électriques

Les transformateurs sont utilisés dans plusieurs domaines dont on peut citer :

Dans le domaine du transport de l'énergie électrique qui achemine l'énergie électrique depuis les centrales électriques jusqu'au consommateur sur de longues distances, où le transformateur fonctionne en élévateur de tension afin de minimiser les chutes de tension et les pertes de puissance dans les réseaux haute tension. Cependant, dans le domaine de la distribution de l'énergie électrique le transformateur est utilisé comme abaisseur de tension afin d'adapter le niveau de tension aux valeurs assignées par chaque utilisateur (ménages, le secteur du transport, l'industrie, l'électronique, la mesure ...) [1].

3. Transformateur monophasé

3.1. Définition

Un transformateur monophasé est une machine électrique qui sert à adapter la tension selon le besoin mais à la même fréquence. Les transformateurs monophasés sont souvent utilisés pour abaisser la tension fournie à l'origine par les centrales électriques et transporter en haute tension afin qu'elle puisse être utilisée par les consommateurs d'équipements dits "domestiques", tels que les appareils électroménagers, sans changer de fréquence. Pour ce faire, le transformateur a un noyau ferromagnétique et deux bobines de fil de cuivre intégrées dans celui-ci [2].

3.2. Constitution

Un transformateur se compose de deux (ou plus) enroulements porté par un noyau magnétique [3].

Les deux bobinages primaire et secondaire sont isolés électriquement, on dit qu'il y a isolation galvanique. Le transfert d'énergie du primaire au secondaire et vice versa s'effectue magnétiquement uniquement en utilisant un noyau magnétique en tôles de fer [3].

Le rôle du noyau magnétique est de canaliser le flux magnétique pour rendre le couplage plus efficace. Le noyau de fer est appelé le circuit magnétique [3].

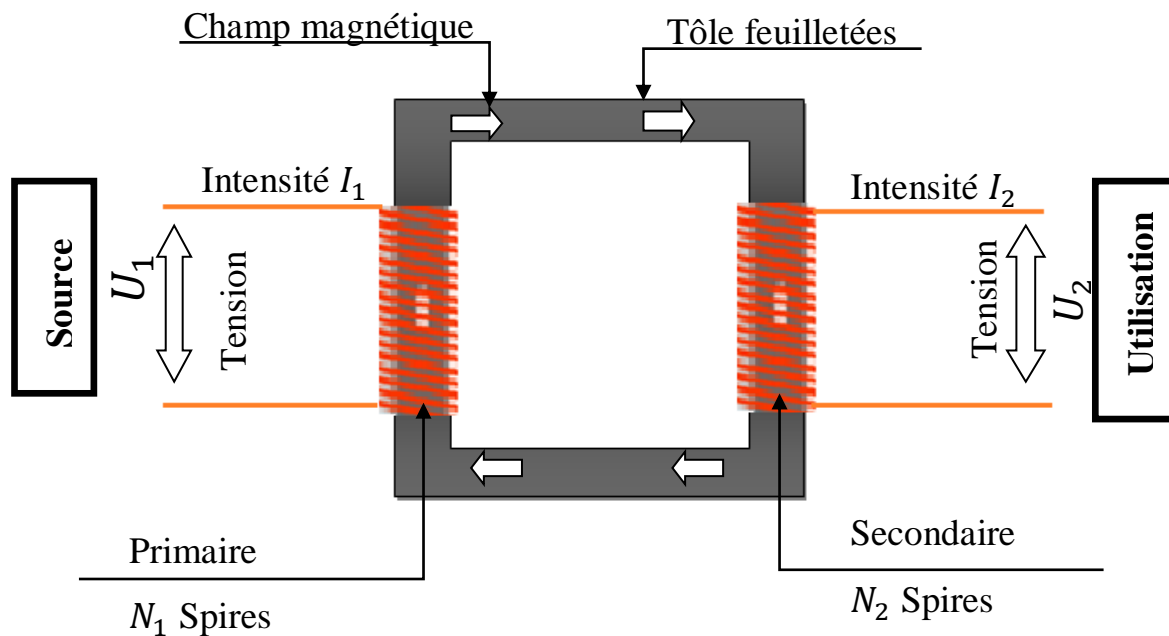


Figure 1. 1: Constitution d'un transformateur [1].

Chaque enroulement traversé par un courant crée un flux magnétique dont la direction est donnée par la règle de main droite.

Il existe deux principaux types de transformateurs : le type cuirassé et le type colonne (Figure 1.2) [3].

- Le type cuirassé utilise un noyau de fer à trois pattes, et l'enroulement est enroulé sur la colonne centrale (b).
- Le Type colonnaire utilise un noyau de fer à deux pattes (a). Les enroulements sont placés autour des colonnes

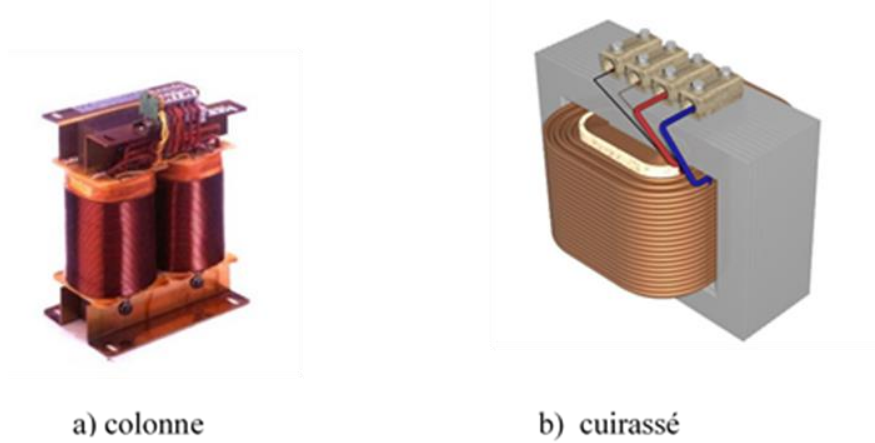


Figure 1. 2: Différents types de noyaux du transformateur [4].

3.3. Principe de fonctionnement

Lorsque l'on applique une tension alternative u_1 au bobinage primaire (comme illustré dans la figure 1.1), cela entraîne le passage d'un courant alternatif i_1 dans ce dernier. Ce courant génère une force magnétomotrice variable (selon la loi d'Ampère), ce qui à son tour produit un flux magnétique alternatif dans le noyau magnétique [3].

- Selon la loi de Faraday, ce flux qui embrasse la bobine secondaire induit une force électromotrice égale à u_2 dans cette dernière.
- La force électromotrice induite est proportionnelle au nombre de spires dans la bobine.

Selon le rapport de spires entre le primaire et le secondaire, appelé rapport de transformation du transformateur, le secondaire fournit une tension différente de celle de l'alimentation [3].

- Si $u_1 < u_2$: le transformateur est dit élévateur de tension.
- Si $u_1 > u_2$: le transformateur est dit abaisseur de tension
- Si $u_1 = u_2$: le transformateur est un transformateur d'isolement.

3.4. Modèle d'un transformateur monophasé en régime permanent

3.4.1. Transformateur parfait

- Les pertes fer et les pertes joule sont considérées nulles [5].
- Les fuites magnétiques sont négligeables La reluctance du circuit magnétique est nulle

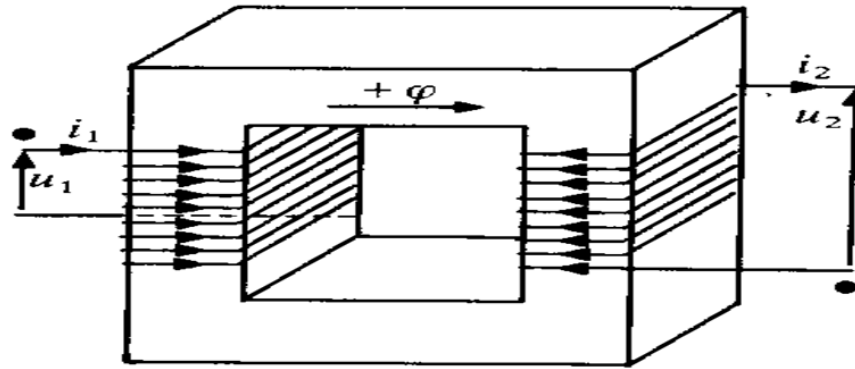
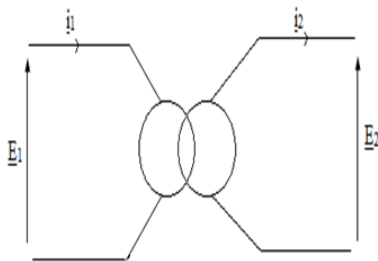


Figure 1. 3:Transformateur monophasé parfait. [3]



- E_1 et I_1 : tension et courant au primaire
- E_2 et I_2 : tension et courant au secondaire.

Figure 1. 4:Représentation schématique du transformateur idéal [3].

Selon les hypothèses considérées nous pouvons exprimer les équations aux tensions comme suite : [3]

$$\begin{cases} u_1 = e_1 = +n_1 \times \frac{d\phi_c}{dt} & (1.1) \\ u_2 = e_2 = -n_2 \times \frac{d\phi_c}{dt} & (1.2) \end{cases}$$

Dans ce cas, le rapport de transformation qui correspond au rapport des tensions secondaire et primaire est exprimé par la formule suivante : [3]

$$\frac{e_2}{e_1} = \frac{u_2}{u_1} = \frac{n_2}{n_1} = m \quad (1.3)$$

La relation d'Hopkinson pour un transformateur, qui exprime l'équation aux courants :

$$\mathfrak{R}_{fer} \times \phi_c = n_1 \times i_1 - n_2 \times i_2 \quad (1.4)$$

Comme le circuit magnétique est parfait, l'équation aux courants sera :

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (1.5)$$

La figure 2.3, représente la projection des vecteurs de tension et de courant dans le plan de Fresnel pour un transformateur idéal [3].

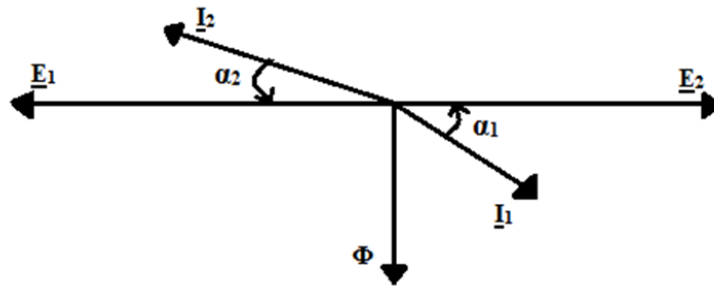


Figure 1. 5: Représentation de Fresnel du transformateur idéal [3].

3.4.2. Transformateur réel

Lors de la modélisation d'un transformateur réel, il est important de prendre en compte les grandeurs qui ont été négligées lors de l'étude d'un transformateur parfait. En effet, un transformateur réel présente des pertes, notamment des pertes par hystérésis et des pertes par courants de Foucault, qui ne sont pas présentes dans le modèle du transformateur parfait. De plus, les composants du transformateur réel ne sont pas parfaits, ce qui peut entraîner des effets tels que des fuites de flux magnétique et des résistances internes non nulles. Tous ces facteurs doivent être pris en compte pour une modélisation précise d'un transformateur réel [5].

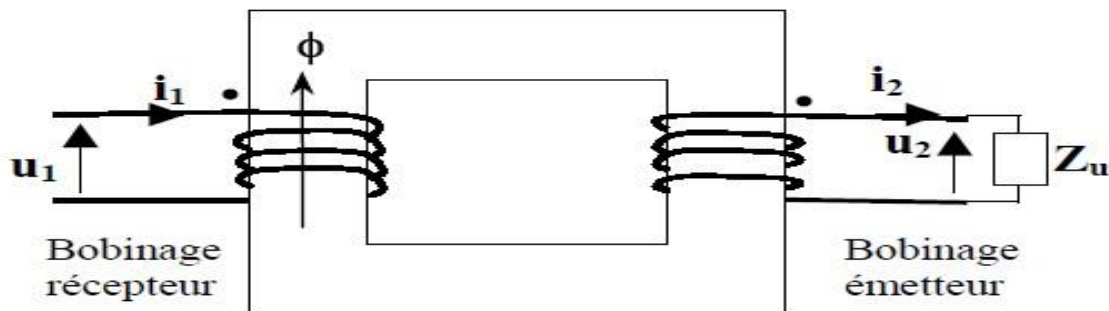


Figure 1. 6: Transformateur réel [5].

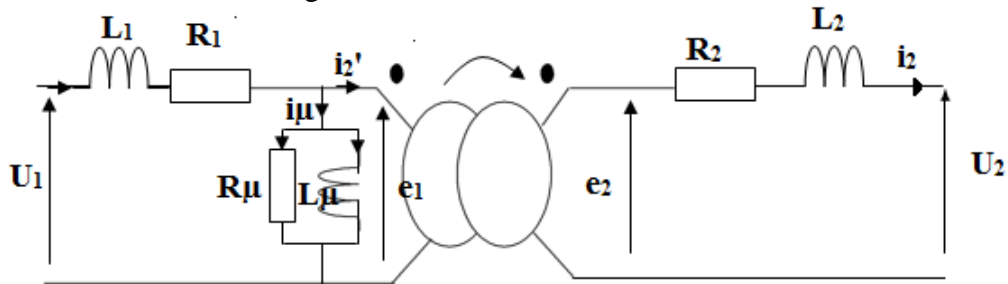


Figure 1. 7: Modèle électrique équivalent réel du transformateur. [3]

Avec :

- R_1, R_2 : résistance des bobinages (primaire et secondaire).
- L_1, L_2 : inductances de fuites primaire et secondaire.
- R_μ : résistance de pertes dans le fer.
- L_μ : inductance de magnétisation.

3.4.2.1. Equations aux tensions

Il est possible de représenter les fuites magnétiques en utilisant des inductances de fuites : [3]

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\phi_{f1}}{dt} = L_1 \times \frac{di_1}{dt} \\ \frac{d\phi_{f2}}{dt} = L_2 \times \frac{di_2}{dt} \end{array} \right. \quad (1.6)$$

$$(1.7)$$

Les équations aux tensions deviennent :

$$\left\{ \begin{array}{l} u_1 = +R_1 \times i_1 + L_1 \times \frac{di_1}{dt} + n_1 \times \frac{d\phi_c}{dt} \\ u_2 = -R_2 \times i_2 - L_2 \times \frac{di_2}{dt} + n_2 \times \frac{d\phi_c}{dt} \end{array} \right. \quad (1.8)$$

$$(1.9)$$

3.4.2.2. Equations aux courants

La relation d'Hopkinson s'écrit : [3]

$$n_1 \times i_1 - n_2 \times i_2 = \mathfrak{R}_{fer} \times \phi_c \neq 0 \quad (1.10)$$

Par conséquent :

$$\frac{i_1}{i_2} \neq m = \frac{n_2}{n_1} \quad (1.11)$$

La relation selon laquelle le rapport des courants est égal à m n'est valable que dans le cas d'un transformateur parfait. Le rapport de transformation devient : [3]

$$\frac{i_2'}{i_2} = \frac{i_1 - i_\mu}{i_2} = m = \frac{n_2}{n_1} \quad (1.12)$$

La relation aux courants se met sous la forme : [3]

$$i_1 = \frac{n_2}{n_1} \times i_2 + \frac{\mathfrak{R}_{fer} \times \phi_c}{n_1} = m \times i_2 + i_\mu \quad (1.13)$$

3.4.2.3. Etude du transformateur dans l'approximation de Kapp

L'équation du circuit électrique du transformateur au niveau du primaire peut être écrite comme suit : [3]

$$u_1 = (R_1 + j \times \omega \times L_1) \times i_1 + e_1 = \Delta v + e_1 \tag{1.14}$$

- $R_1 + j \times \omega \times L_1 = \Delta v$: c'est la chute de tension au niveau du primaire du transformateur est due à la résistance et à l'inductance de fuites présentes dans le bobinage. [3]

En générale

$$\Delta v \ll e_1 = +n_1 \times \frac{d\phi_c}{dt} \tag{1.15}$$

D'où :

$$u_1 = e_1 = +n_1 \times \frac{d\phi_c}{dt} \tag{1.16}$$

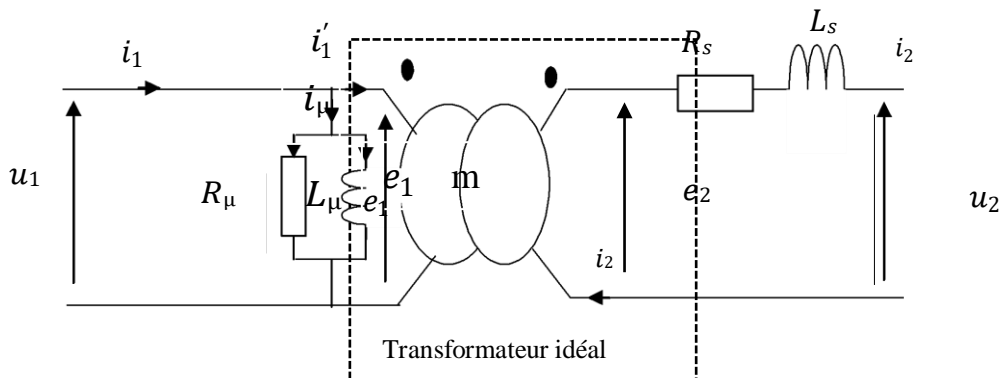


Figure 1. 8: Modèle électrique simplifié du transformateur vu du secondaire [3].

Dans cette situation, la tension d'alimentation U1 contrôle directement le flux dans le transformateur, ce qui signifie que le transformateur fonctionne à flux forcé [3].

Le flux créé par la bobine primaire peut alors être exprimé par : [3]

$$\phi_1 = n_1 \times \phi_c = \frac{n_1^2}{\mathfrak{R}_{fer}} \times i_{10} = L_1 \times i_{10} \tag{1.17}$$

En utilisant l'hypothèse de Kapp, pour simplifier le schéma électrique équivalent d'un transformateur réel en ramenant la résistance et l'inductance de fuite présentes au niveau du primaire au niveau du secondaire (comme illustré sur la Figure 1.8) [3].

Cette simplification permet ensuite de simplifier les équations qui permettent de calculer les grandeurs de réglage du transformateur.

Avec

- R_S : résistance totale ramenée au secondaire.
- L_S : inductance de fuite ramenée au secondaire.

Il est facile de démontrer que :

$$\begin{cases} R_S = m^2 \times R_1 + R_2 & (1.18) \\ L_S = m^2 \times L_1 + L_2 & (1.19) \end{cases}$$

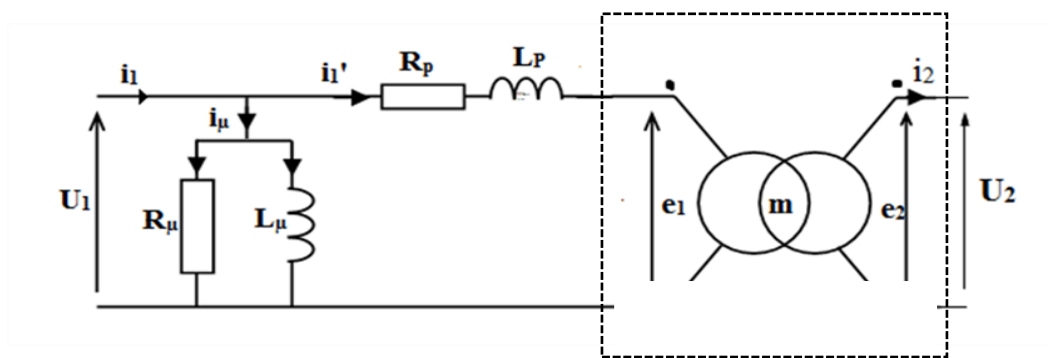


Figure 1. 9: Modèle électrique simplifié du transformateur vu du primaire [3].

Une autre possibilité consiste à ramener la résistance et l'inductance de fuite du secondaire au niveau du primaire, comme représenté sur la figure1.9 [3].

Avec

- R_p : résistance totale ramenée au primaire.
- L_p : inductance de fuite ramenée au primaire.

Il est facile de démontrer que :

$$\begin{cases} R_p = m^2 \times R_2 + R_1 & (1.20) \\ L_p = m^2 \times L_2 + L_1 & (1.21) \end{cases}$$

❖ **Diagramme vectoriel du transformateur**

Le "diagramme de Fresnel", également connu sous le nom de "diagramme de Kapp", peut être appliqué au transformateur fonctionnant sous charge.

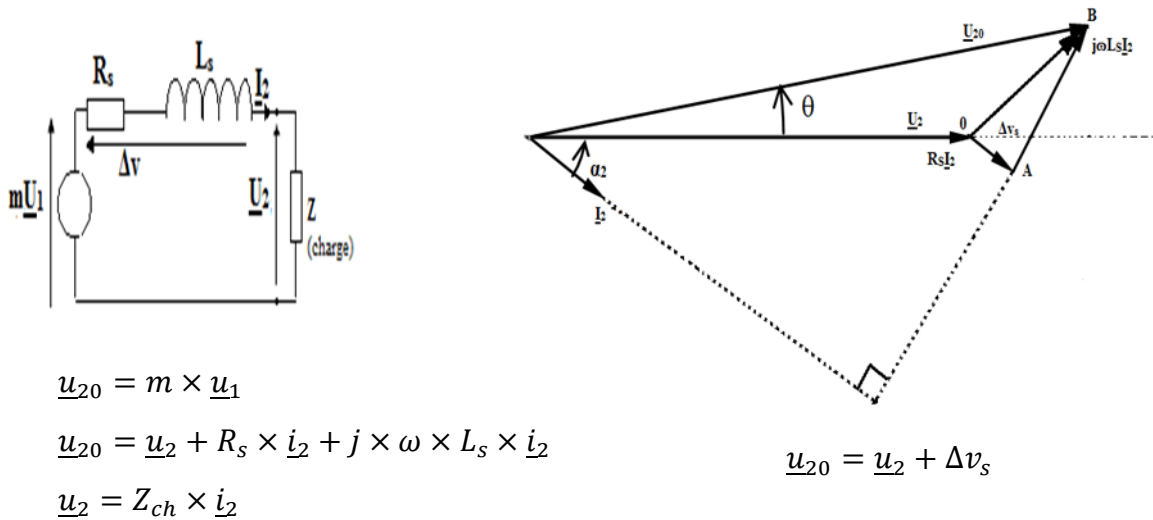


Figure 1. 10: Transformateur en charge – diagramme de Kapp [3].

On a l'exemple présenté sur la figure (1.10), la charge est inductive, ce qui entraîne un déphasage en retard du courant secondaire par rapport à la tension secondaire. [3]

3.4.3. Détermination des éléments du schéma équivalent

3.4.3.1. Essai à vide

Lors de cet essai, aucun courant de charge n'est appliqué ($i_2 = 0$). Pour calculer le rapport de transformation, deux voltmètres sont utilisés, un au primaire et un autre au secondaire. Le primaire est alimenté par une source sinusoïdale dont la valeur efficace est égale à la valeur nominale u_{1n} (indiquée sur la plaque signalétique du transformateur), comme indiqué dans la figure ci-dessous. Dans ce cas, le courant i_{10} est compris entre 1% et 5% de la valeur nominale i_{1n} . [6]

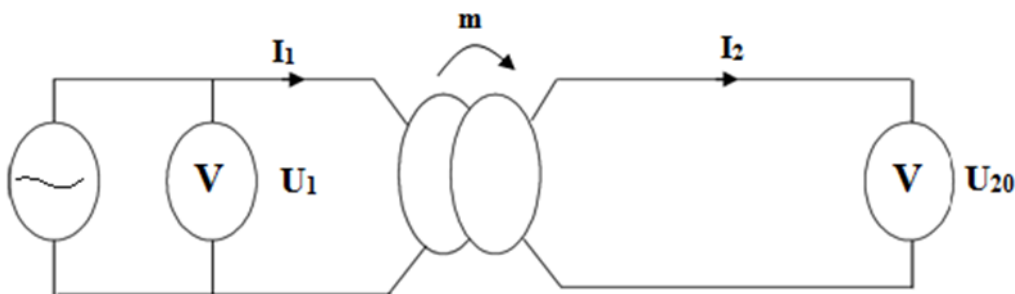


Figure 1. 11: Schéma de montage de l'essai à vide [6]

Comme le courant i_2 est nul, les pertes par effet Joule dans R_s et X_s sont nulles, de sorte que la tension mesurée au secondaire est égale à la tension à vide ($u_2 = u'_2$). Pour indiquer que le

transformateur fonctionne à vide, on ajoute généralement le suffixe « o » à la tension (u_2 , ce qui donne la notation u_{20} [6].

Le rapport de transformation sera donc :

$$m = \frac{u'_2}{u_1} = \frac{u_{20}}{u_1} \quad (1.22)$$

❖ Bilan des puissances

Lors de l'essai à vide, le circuit secondaire est ouvert :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_2 = 0 \\ i_2 = 0 \end{array} \right. \quad \text{Et} \quad (1.23)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{J_2} = 0 \end{array} \right. \quad (1.24)$$

De plus, on peut exprimer la puissance totale P_{10} absorbée par le primaire en fonction des

Pertes fer P_{fer} et des pertes par effet Joule $P_{J_{10}}$, selon la relation :

$$P_{10} = P_{J_{10}} + P_{fer} \quad (1.25)$$

Cependant, étant donné que le courant à vide i_0 est très faible, $P_{J_{10}} \ll P_{10}$

Ce qui implique que P_{10} est approximativement égal à P_{fer} ($P_{10} \approx P_{fer}$).

Pour mesurer P_{10} , on insère un wattmètre au primaire, comme illustré dans la figure 1.12. Ci-dessous

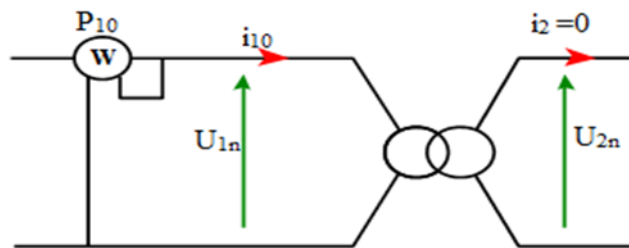


Figure 1. 12: Schéma de montage de l'essai à vide. [6]

Finalement l'essai à vide donne : $P_{10} = P_{fer}$

Par conséquent :

$$\left\{ \begin{array}{l} R_\mu = \frac{u_1}{i_{10a}} = \frac{u_1}{i_{10} \times \cos(\varphi_{10})} \end{array} \right. \quad (1.26)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} L_\mu = \frac{u_1}{i_{10r}} = \frac{u_1}{i_{10} \times \sin(\varphi_{10})} \end{array} \right. \quad (1.27)$$

- Les pertes fer sont principalement déterminées par le champ magnétique, qui dépend à son tour de la tension u_1 et de la fréquence f . Étant donné que ces deux paramètres restent inchangés à vide et en charge, les pertes fer mesurées à vide sont identiques à celles mesurées en charge.
- Le rapport de transformation est également calculé à vide, et reste le même pour tous les essais [6].

3.4.3.2. Essai en court-circuit

Le schéma ci-dessous illustre la méthode utilisée pour réaliser l'essai en court-circuit qui consiste à alimenter le primaire d'un transformateur en augmentant progressivement la tension de 0 à une tension très réduite, u_{1cc} , qui correspond à un courant secondaire $i_{2cc} = i_{2n}$. La valeur de u_{1cc} varie de 1 à 5% de u_{1n} . Pendant l'essai, on mesure les valeurs de u_{1cc} , i_2 et on enregistre la puissance P_{1cc} fournie au transformateur [6].

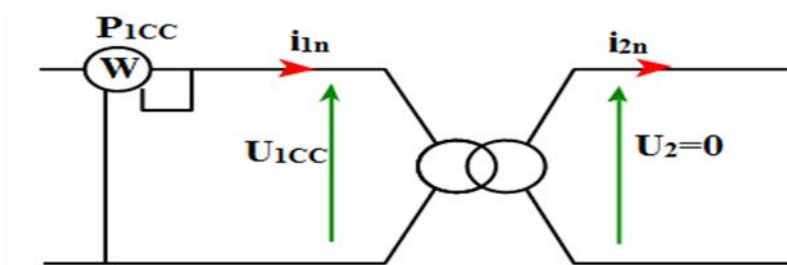


Figure 1. 13:Schéma de montage de l'essai en cc. [6]

Le circuit secondaire du transformateur est court-circuité, ce qui signifie que la tension u_2 est nulle ($u_2 = 0$) et que la puissance P_2 est également nulle ($P_2 = 0$). Par conséquent, toute l'énergie absorbée par le primaire, c'est-à-dire la puissance mesurée P_{1cc} , est utilisée pour compenser les pertes fer et les pertes joules [6].

$$P_J = R_1 \times i_1^2 + R_2 \times i_{2n}^2 \tag{1.28}$$

$$\Rightarrow P_J = R_1 \times (m \times i_{2n})^2 + R_2 \times i_{2n}^2 = i_{2n} \times (m^2 \times R_1 + R_2) = R_s \times i_{2n}^2 \tag{1.29}$$

D'une part :

$$P_{1cc} = P_{mag} + P_J = \frac{u_{1cc}^2}{R_\mu} + (R_1 \times i_1^2 + R_2 \times i_{2n}^2) \tag{1.30}$$

En effet, dans cette méthode d'essai, le courant nominal i_{2n} est élevé tandis que la tension u_{1cc} est faible ce qui implique que :

$$P_{1cc} = R_s \times i_{2n}^2 = P_J \quad d'où \quad R_s = \frac{P_{1cc}}{i_{2n}^2} \quad (1.31)$$

En plus

$$(m \times u_{1cc})^2 = (R_s \times i_{2n})^2 + (X_s \times i_{2n})^2 \Rightarrow X_s = \sqrt{\frac{(m \times u_{1cc})^2}{i_{2n}^2} + R_s^2} \quad (1.32)$$

❖ **Bilan des puissances :**

$$P_{1cc} = P_J \quad (1.33)$$

3.4.3.3. Transformateur en charge

Effectivement, cette méthode d'essai permet de calculer deux grandeurs importantes pour un transformateur : son rendement et sa chute de tension.

A. Chute de tension

- Des observations ont montré qu'il y a une chute de tension dans le transformateur, qui est causée par la résistance du bobinage. Autrement dit, la tension mesurée en sortie du transformateur u_2 , est inférieure au produit du coefficient de transformation m par la tension d'entrée u_1 : $u_2 < m \times u_1$.
- La chute de tension dans un transformateur est définie comme la différence entre la tension secondaire à vide et la tension secondaire en charge : $\Delta v_s = u_{20} - u_2$ [6]

Ou encore :

$$\Delta v_s = R_s \times i_2 \times \cos \varphi_2 + X_s \times i_2 \times \sin \varphi_2 \quad (1.34)$$

Lorsque le courant I_2 augmente (c'est-à-dire lorsque la charge augmente), la tension u_2 diminue. Cependant, si i_2 augmente, Δv augmente également. Le déphasage φ_2 , qui correspond à la différence de phase entre le courant I_2 et la tension u_2 , a une influence significative sur la valeur de la chute de tension Δv_s : [6]

- Si le courant i_2 est déphasé en retard par rapport à la tension u_2 , alors les deux termes $(R_s \times i_2 \times \cos \varphi_2)$ et $(X_s \times i_2 \times \sin \varphi_2)$ s'ajoutent.
- Si le courant i_2 est en avance de phase par rapport à la tension u_2 , alors le deuxième terme $((L_s \times i_2 \times \sin \varphi_2))$ est soustrait du premier terme $(R_s \times i_2 \times \cos \varphi_2)$. Pour les déphasages importants, la chute de tension Δv_s peut devenir négative, ce qui signifie que la tension u_2 est supérieure à la tension à vide u_{20} .

B. Rendement du transformateur

Avant de donner l'expression du rendement d'un transformateur, il est pertinent de présenter le bilan de puissance d'un transformateur réel :

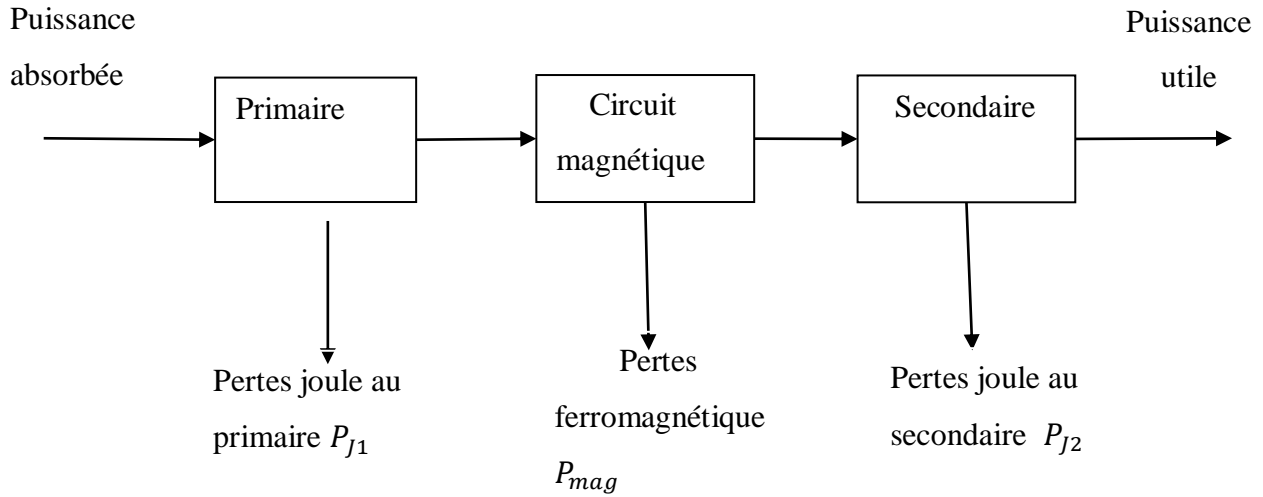


Figure 1. 14:Schéma de montage de l'essai en cc [6].

Le bilan des puissances est donné par la relation :

$$P_1 = P_{j1} + P_{fer} + P_{j2} + P_2 \tag{1.35}$$

Le rendement représente la proportion de la puissance fournie par le secondaire, mesurée en $(u_2 \times i_2 \times \cos \varphi_2)$, par rapport à la puissance fournie au primaire, mesurée en $(u_1 \times i_1 \times \cos \varphi_1)$. La différence entre ces deux puissances est due aux pertes [6].

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{u_2 \times i_2 \times \cos \varphi_2}{u_1 \times i_1 \times \cos \varphi_1} = \frac{P_2}{P_2 + \sum pertes} = \frac{u_2 \times i_2 \times \cos \varphi_2}{u_2 \times i_2 \times \cos \varphi_2 + P_j + P_{mag}} \tag{1.36}$$

Où

$$\eta = \frac{P_1 - \sum pertes}{P_1} \tag{1.37}$$

Le rendement du transformateur peut varier en fonction des différentes conditions dans lesquelles il est utilisé. Toutefois, le rendement optimal sera obtenu lorsque les grandeurs d'utilisation nominales spécifiées sur la plaque signalétique du transformateur sont respectées [6].

Les transformateurs de forte puissance de bonne qualité peuvent atteindre un rendement allant jusqu'à 98%. Le rendement maximal est atteint lorsque la puissance de sortie (P_j) est égale à la puissance magnétique du transformateur (P_{mag}). En effet :

Si on divise l'expression du rendement par I_2 on obtient :

$$\frac{\eta}{i_2} = \frac{u_2 \times \cos \varphi_2}{u_2 \times \cos \varphi_2 + \frac{P_{mag}}{i_2} + (R_s \times i_2)} = \frac{u_2 \times \cos \varphi_2}{u_2 \times \cos \varphi_2 + A} \quad (1.38)$$

Avec :

$$A = \frac{P_{mag}}{i_2} + (R_s \times i_2) \quad (1.39)$$

Le rendement est maximal quand est minimal

$$\frac{dA}{di_2} = 0 = -\frac{P_{mag}}{i_2^2} + R_s \Rightarrow P_{mag} = R_s \times i_2^2 = P_J \quad (1.40)$$

Le rendement est maximal quand : $P_{mag} = P_J$.

Le rendement peut être déterminé expérimentalement en utilisant soit des mesures directes, soit la méthode des pertes séparées.

4. Les défauts dans les transformateurs

Le transformateur est un équipement électrique qui a une longue durée de vie pouvant atteindre plusieurs dizaines d'années. Cependant, en fonction de son utilisation, de sa maintenance, de sa charge, des perturbations électriques qu'il subit, etc., il peut être sujet à divers types de défaillances, allant de mineures à majeures [4].

4.1. Défauts dans les enroulements du transformateur

4.1.1. Défaut d'isolement de la partie active

Un défaut d'isolement de la partie active se caractérise par une perte ou une très forte diminution de l'isolement du circuit par rapport à son environnement, dont il doit être normalement isolé.

Cela se produit généralement dans les situations suivantes :

- ❖ Amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux.
- ❖ Amorçage entre la masse (la cuinée ou le circuit-magnétique typiquement) et un enroulement, une connexion ou une traversée [8].

4.1.2. Amorçage diélectrique entre spires

Il s'agit d'une configuration où les spires d'un même enroulement sont connectées, sans que les conducteurs soient en court-circuit les uns avec les autres. Par conséquent, l'isolant entre ces spires est susceptible d'être altéré, voire endommagé, localement [8].

4.1.3. Court-circuit entre spires

Le court-circuit entre spires se manifeste par une situation inhabituelle où des spires appartenant au même enroulement se trouvent en contact électrique, qui sont normalement isolées les unes des autres (figure 1.15).

Ce phénomène se produit fréquemment lorsqu'il y a une initiation d'un amorçage diélectrique entre les spires, qui se propage ensuite, ou lorsque le papier isolant se déchire en raison d'une déformation mécanique violente des enroulements.

Ce problème peut entraîner la fusion des conducteurs en cuivre, entraînant ainsi une interruption du circuit électrique dans certaines situations [8].



Figure 1. 15: Court-circuit entre spires [7].

4.1.4. Point chaud régleur en charge et hors charge

Quel que soit la marque, si les régleurs de tension, qu'ils soient en charge ou hors charge, ne sont pas manipulés pendant des périodes prolongées, ils peuvent développer des points chauds au niveau de leurs prises internes, comme illustré ci-dessus.

Les régleurs de tension ont plusieurs prises, chacune comportant des contacts permettant le passage du courant nominal pour chaque position. Si ces positions ne sont jamais activées mécaniquement, les contacts qui voient passer le courant peuvent surchauffer de manière anormale. Par conséquent, l'huile peut se décomposer et former des points de carbone solide autour du défaut. Dans certains cas, le contact peut même être soudé [4].



Figure 1. 16: Point chaud sur le sélecteur d'un régleur en charge [7].

4.1.5. Coupure du circuit électrique

La majorité des coupures de circuit électrique sont généralement causées par des défauts internes, résultant :

- ❖ Un amorçage de puissance entre spires, qui les fusionne et coupe le conducteur.
- ❖ Un point chaud qui dégénère, au niveau des brasures des connexions internes, pouvant aller du débrasage jusqu'à la fusion du contact.
- ❖ Un mauvais alignement d'un régleur [7].



Figure 1. 17: Coupure suite à la fusion d'un Conducteur [7].

4.2. Défauts asymétriques

Ces types de défauts comprennent les défauts suivants : phase à la terre, deux phases, deux phases à la terre, phase ouverte. Lorsque ces défauts se produisent, un courant externe de court-circuit circule à travers le transformateur, dépassant le courant nominal du transformateur, ce qui entraîne une élévation de la température dans les enroulements du transformateur [9].

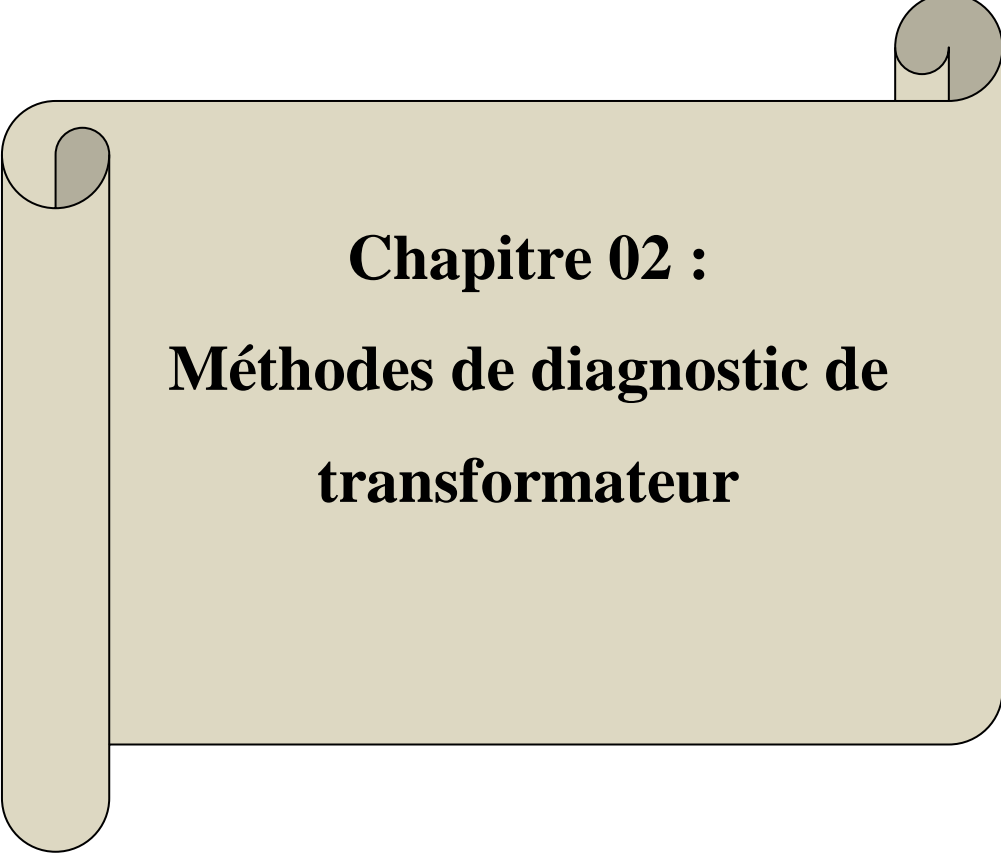
4.3. Transitoires dus aux surtensions

Les opérations de commutation, les parafoudres, les déplacements ou les ondes transitoires, ainsi que les fluctuations de tension causées par des contraintes mécaniques, peuvent provoquer la défaillance du matériau d'isolation, entraînant ainsi un court-circuit. Les limiteurs de surtension sont utilisés pour protéger le transformateur contre ces ondes [9].

5. Conclusion

Le but de ce chapitre est de rappeler les généralités et les notions de base relatives aux transformateurs monophasés.

Nous avons abordé la définition de cet appareil ; sa constitution ainsi que son principe de fonctionnement. Nous avons également exposé les différents essais à faible puissance permettant de calculer les paramètres du modèle du transformateur. A la fin de ce chapitre les différents types des défauts qui peuvent altérer le bon fonctionnement des transformateurs ont été présentés. Le prochain chapitre sera consacré à la présentation des techniques de diagnostic des défauts dans les enroulements de transformateurs.



Chapitre 02 :
Méthodes de diagnostic de
transformateur

1. Introduction

Lors de l'exploitation des transformateur plusieurs défauts peuvent affecter leur bon fonctionnement ce qui peut entrainer des contraintes néfastes pour le réseau et les utilisateurs. L'objectif fondamental de ce chapitre est de mettre en évidence les différentes méthodes de diagnostic de défaillances appliquées aux transformateurs de puissance.

2. Les techniques de diagnostic

Les techniques de diagnostic sont très importantes précieuses car elles permettent d'évaluer l'état des composants du transformateur, de planifier des actions préventives ou correctives, et de réduire les temps d'indisponibilité. En utilisant ces techniques, les problèmes potentiels peuvent être détectés à un stade précoce, ce qui peut éviter des temps d'arrêt coûteux et imprévus. Les données de diagnostic peuvent également être utilisées pour établir des modèles de performances et améliorer la maintenance préventive, ce qui peut réduire les coûts de maintenance et prolonger la durée de vie du transformateur. Dans l'ensemble, l'utilisation de techniques de diagnostic est un élément clé pour assurer la fiabilité et la disponibilité du transformateur [10].

2.1. L'analyse d'huile

Le bon fonctionnement d'un transformateur dépend en grande partie de la qualité de l'huile minérale isolante utilisée. Les propriétés des huiles sont dégradées par les effets de la pollution, de l'humidité et du vieillissement [11].

La surveillance et l'entretien de l'huile isolante sont essentiels pour garantir le bon fonctionnement d'un transformateur, car cette huile a pour rôle de garantir l'isolation électrique et le refroidissement du dispositif. En effet, l'huile isolante est l'un des éléments les plus importants dans le fonctionnement d'un transformateur [11].

Connaître l'état de l'huile et des gaz susceptibles de la diluer est essentiel pour garantir son bon fonctionnement Transformateurs, il est donc nécessaire de vérifier régulièrement l'état de l'huile [11].

Il est crucial de procéder à un certain nombre d'analyses pour évaluer avec précision l'état de l'huile. Les éléments les plus significatifs à prendre en compte incluent :

- Les analyses physico-chimiques
- Les analyses des furanes

- L'analyse des gaz dissous.

2.1.1. Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques visent à évaluer la capacité d'isolation électrique de l'huile ainsi que son niveau d'oxydation en mesurant les paramètres suivants : [9]

2.1.1.1. L'aspect et couleur

L'aspect est un test visuel de l'huile qui permet de détecter la présence de particules en suspension telles que la poussière ou l'eau, ainsi que d'évaluer sa couleur et sa viscosité. Si l'huile a une apparence limpide, cela indique qu'elle est en bon état [12].

La couleur de l'huile neuve est une caractéristique intrinsèque liée aux hydrocarbures qui la composent. Elle est un indicateur fiable de la qualité de l'huile et peut également servir à surveiller l'acidité de l'huile en cours d'utilisation. En d'autres termes, la couleur de l'huile est un moyen efficace d'évaluer la qualité des huiles neuves et usagées [13]. Il fournit également des informations sur la dégradation ou la contamination de l'huile entraînant une augmentation de la couleur, d'une couleur jaunâtre presque transparente pour les nouvelles huiles à la couleur jaune rougeâtre ou rouge foncé des huiles plus anciennes [12].

2.1.1.2. La viscosité

La viscosité est une mesure de la résistance des molécules d'huile à se déplacer sous l'effet d'une force externe. Elle reflète les frottements engendrés par les mouvements internes des molécules du fluide. C'est un critère particulièrement important pour apprécier la qualité de l'huile. [14].

2.1.1.3. L'acidité (indice de neutralisation)

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

La détermination de l'acidité est très importante. Il peut suivre la détérioration de l'huile, obtenir une image claire de son niveau d'oxydation et décider quand arrêter de l'utiliser. Ceci est dû à la présence de produits hydrocarbonés acides tels que les acides carboxyliques et les acides hydroxyliques qui sont favorisés par l'action de la température, de la pression et de l'oxygène [12].

Elle est mesurée par titrage acido-basique. Elle est déterminée en mg KOH/g. L'acidité des bulles d'huile est inférieure à 0,03 mg KOH/g selon la norme IEC 296 [13]. Indice de neutralisation (mg KOH/g) : il permet Détecte la présence de composés acides produits par l'oxydation de l'huile. [12].

2.1.1.4. Teneur en eau (mg / kg)

C'est un indicateur utilisé pour déterminer s'il y a de la condensation ou de l'infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur. Il est d'une grande importance car la présence d'eau entraîne une perte de capacité diélectrique de l'huile. De plus, la quantité d'humidité dans l'eau permet également de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose, ce qui peut causer un vieillissement prématuré de cette dernière [11].

2.1.1.5. Facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$)

Lorsqu'un diélectrique est soumis à une tension continue ou alternative, induit des pertes électriques, ce qui se traduit par un échauffement plus ou moins important de ce dernier. La présence d'un courant de fuite qui traverse le liquide sous l'effet du champ électrique est la principale cause de ces pertes [11].

Le coefficient de dissipation diélectrique, également appelé « $\tan \delta$ », correspond à la tangente de l'angle complémentaire du déphasage entre la tension appliquée et le courant de fuite (appelé l'angle de perte). Ce paramètre permet d'évaluer avec précision l'état physico-chimique d'un diélectrique. Le coefficient de dissipation diélectrique est un indicateur significatif de la conductivité du diélectrique, car plus sa valeur est élevée, moins l'huile est isolante [11].

2.1.1.6. Tension de claquage (kV)

Ce critère mesure la capacité de l'huile à résister à la pression à laquelle elle est soumise en cours d'utilisation. Une diminution de cette capacité est souvent causée par la présence de contaminants tels que des particules solides ou de l'eau en phase libre [15].

2.1.2. Analyse des furanes

La détérioration des matériaux à base de cellulose qui servent d'isolants solides pour les bobinages du transformateur entraîne la formation de dérivés furaniques. La détection de ces dérivés dans l'huile du transformateur constitue un moyen efficace pour diagnostiquer l'état de l'isolation du transformateur [16].

Les composés furaniques se forment lorsque la cellulose subit une décomposition thermique. Ainsi, la présence d'une quantité élevée de composés furaniques dans l'huile indique un degré élevé de dégradation du papier isolant. Dans le laboratoire, l'analyse des composés furaniques dans l'huile est réalisée à l'aide de la chromatographie liquide [16].

2.1.3. Analyse des gaz dissous dans l'huile

L'analyse des gaz dissous dans l'huile est une méthode utilisée pour évaluer la santé d'un transformateur électrique ou d'autres équipements électriques remplis d'huile isolante. Cette méthode permet de détecter la présence de gaz dissous dans l'huile, ce qui peut indiquer des problèmes de fonctionnement ou des défauts dans le transformateur [17].

Le processus d'analyse des gaz dissous dans l'huile implique la prise d'un échantillon d'huile du transformateur, qui est ensuite chauffé pour libérer les gaz dissous. Les gaz sont ensuite extraits de l'échantillon et analysés pour déterminer leur composition.

Les principaux gaz dissous que l'on cherche à détecter lors de l'analyse de l'huile sont le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'acétylène (C_2H_2), l'hydrogène (H_2), le monoxyde de carbone (CO) et l'oxygène (O_2). La présence de ces gaz peut être un indicateur de problèmes tels que la dégradation des matériaux isolants, la surchauffe des enroulements, la contamination ou l'oxydation de l'huile [17].

2.2. Mesures diélectriques

Les équipements électriques sont dotés d'isolants qui, au fil du temps, subissent un processus de vieillissement. Ce processus altère progressivement les propriétés diélectriques de ces isolants, ce qui peut entraîner des défaillances du transformateur [18].

Les mesures diélectriques ont pour but de détecter toute dégradation éventuelle de l'isolation du transformateur, afin de pouvoir intervenir avant qu'une défaillance ne provoque un incident.[18]

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.

2.2.1. Mesure du facteur de puissances et de la capacité

Les essais de ce type sont appliqués aux enroulements et aux bornes des transformateurs pour détecter les sources potentielles de problèmes à court terme. Pour évaluer la qualité et l'état de l'isolation des équipements, notamment ceux qui utilisent des matériaux isolants comme le papier ou l'huile, la mesure du facteur de puissance et de la capacité des enroulements est un outil efficace [12].

2.2.2. Mesure de facteur de puissance Fp

Le test de facteur de puissance, ou "tag δ ", est un test essentiel pour évaluer la qualité et l'intégrité de l'isolation capacitive des enroulements des équipements électriques. Ce test permet de détecter des signes de détérioration de l'isolation, tels que le vieillissement du papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état de l'huile ou une décharge électrique. En identifiant ces problèmes potentiels, le test de facteur de puissance permet de prévenir les pannes et les défaillances de l'isolation, ce qui contribue à la fiabilité et à la durée de vie de l'équipement [12].

2.2.3. 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 (Figure 2.1).

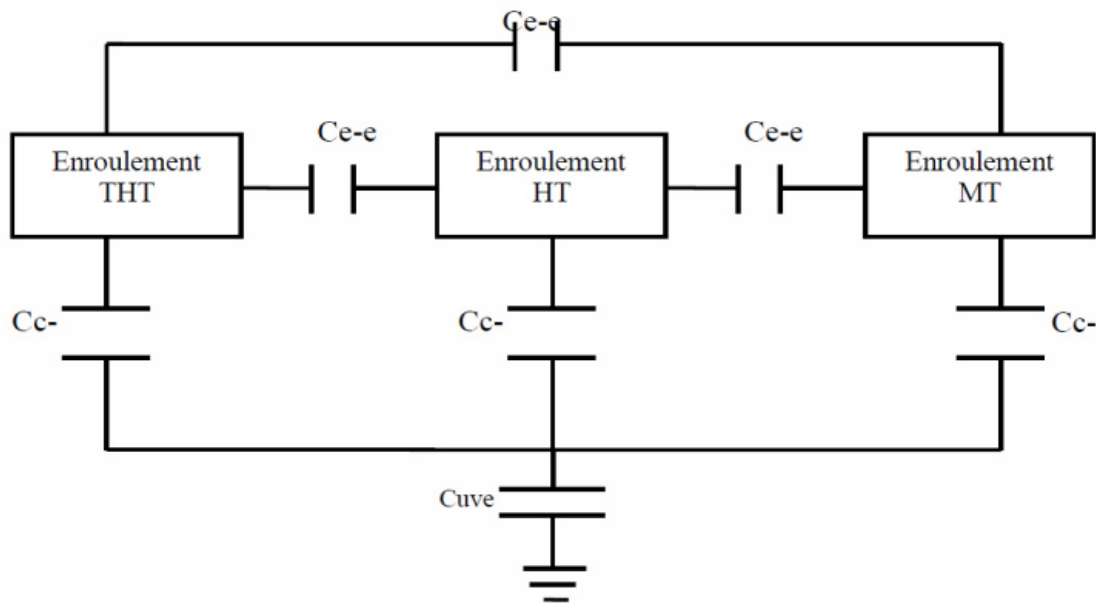


Figure 2. 1:Schéma de capacité et d'isolement d'un transformateur à 3 enroulements [12].

- **Cc-** : capacité entre cuve et enroulement.
- **C e-e** : capacité entre enroulements.
- **Cuve** : capacité entre cuve et la terre.

Ainsi, La présence de conditions anormales, telles que l'humidité, des sections de conducteurs court-circuitées ou interrompues, ou encore une déformation du bobinage, peut être démontrée par une variation de la capacité d'isolement [19].

2.3. Mesures électriques

Les transformateurs sont soumis à différentes mesures électriques, telles que :

2.3.1. Mesure de courant à vide

Lorsqu'un des enroulements d'un transformateur est alimenté sous tension tandis que l'autre reste ouvert, cela entraîne la présence d'un courant d'excitation. Ce courant à vide se compose de deux composantes principales : la composante de magnétisation et la composante de perte [18].

L'essai du courant d'excitation est réalisé pour évaluer les caractéristiques du circuit magnétique du transformateur [18].

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

2.3.2. Mesure de rapport de transformation

Pour valider les connexions internes, l'essai consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régleur et à les comparer avec les valeurs de conception. Des écarts détectés lors de cette comparaison peuvent indiquer des courts circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régleur [18].

2.3.3. Mesure de la résistance d'enroulements

En mesurant la résistance, on cherche à détecter d'éventuelles déviations par rapport aux valeurs de conception des résistances présentes dans chaque bobinage. Cette mesure permet également d'évaluer les pertes dues à l'effet Joule dans les enroulements et les connexions [18].

La mesure de résistance est réalisée en appliquant un courant continu au bobinage, puis en mesurant la tension induite et en calculant la résistance correspondante. La température des

enroulements est également relevée afin d'ajuster les valeurs mesurées à une température de référence [18].

2.3.4. Mesure de la réactance de fuite

En mesurant la réactance de fuite ou l'impédance de court-circuit, on peut détecter d'éventuels changements importants ($> \pm 5\%$) par rapport aux valeurs mesurées lors des essais en usine du transformateur. Ces variations significatives nécessiteraient des investigations approfondies, car elles pourraient indiquer la présence de circuits ouverts ou de courts circuits entre les spires ou entre les enroulements et la cuve du transformateur [18].

2.4. La méthode FRA

Le FRA (Frequency Response Analysis) est une méthode de test hors ligne qui implique la mesure de l'impédance, de l'admittance ou de la fonction de transfert d'une phase spécifique sur une large plage de fréquences. Cette technique permet de créer une "empreinte digitale" unique pour chaque transformateur, qui peut ensuite être comparée aux mesures antérieures pour détecter toute modification ou déplacement des bobinages [20].

Les principales limitations du FRA résident dans sa nature hors ligne et sa dépendance à l'égard de l'analyse graphique, bien qu'il soit un outil de diagnostic puissant pour détecter la déformation des enroulements.

2.5. La méthode en ligne $V(I)$

Les méthodes en ligne (on line) sont des méthodes effectuées en plein régime d'exploitation du transformateur. Elles peuvent inclure la surveillance des paramètres électriques tels que la tension, le courant et la puissance, ainsi que la surveillance de la température, de la résistance et d'autres paramètres physiques du transformateur. Des capteurs et des dispositifs de surveillance spécifiques sont utilisés pour recueillir et analyser ces données en temps réel.

De plus, la méthode en ligne peut également impliquer l'analyse des gaz dissous dans l'huile isolante du transformateur[20], la surveillance des décharges partielles[20], et l'utilisation de la thermographie infrarouge pour détecter les défauts potentiels[21]. Dans notre travail, on s'intéressera à l'utilisation des grandeurs électriques tension-courant (caractéristique $V = f(I)$) comme outil de diagnostic on line des défauts de court-circuit dans les enroulements du transformateur.

2.5.1. Intérêt de la méthode $V = f(I)$ adoptée

L'intérêt principal de la méthode $V = f(I)$ est de fournir une surveillance permanente en temps réel du transformateur, d'identifier rapidement les anomalies et les défauts naissants, et à la prise de décision en fonction de la sévérité du défaut.

Cette méthode est un apport considérable pour une maintenance préventive ciblée pour éviter les pannes coûteuses et les interruptions de service.

Dans notre travail on applique cette méthode en ligne basée sur la prise en compte de la corrélation entre la tension d'entrée et/ou de sortie instantanée $v = f(t)$ et le courant d'entrée d'une phase $i = f(t)$ comme une empreinte du transformateur qui pourrait être mesurée en continu pour identifier toute anomalie naissante dans les transformateurs de puissance.

3. Avantages et inconvénients des différentes techniques de diagnostic

Le tableau suivant est une synthèse récapitulant les avantages et les inconvénients de certaines méthodes de diagnostic de défaillance dans les transformateurs de puissance.

Tableau 2. Les avantages et les inconvénients des méthodes de diagnostic des transformateurs.

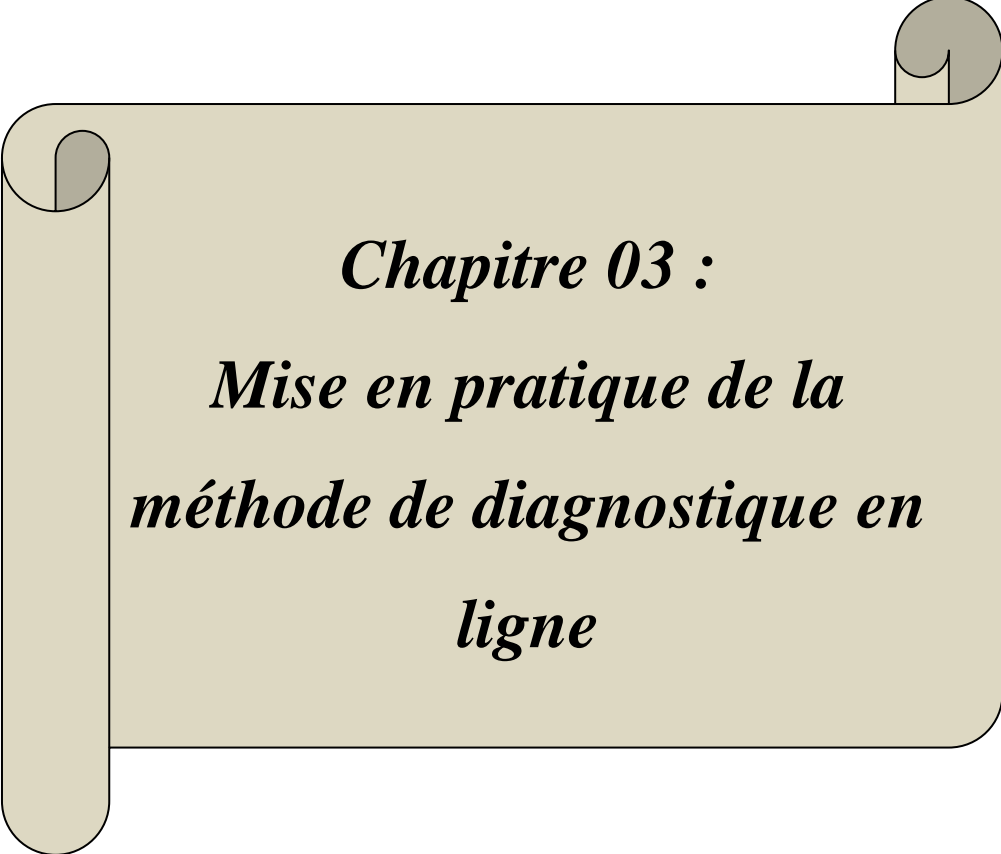
Méthode	En ou hors ligne	Avantages	Inconvénients
L'analyse d'huile	Hors ligne	<ul style="list-style-type: none"> • Permet d'identifier les problèmes : vieillissement de l'isolant en papier, présence de décharges partielles, etc. • Minimisation des défaillances d'équipements à bain d'huile et la réduction des coûts de réparation. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts : L'analyse d'huile nécessite des équipements spécifiques et des tests en laboratoire, ce qui peut entraîner des coûts supplémentaires pour les tests et l'entretien du transformateur. • Les échantillons d'huile doivent être prélevés régulièrement et analysés en laboratoire, ce qui peut prendre du temps. Les défauts éventuels peuvent donc ne pas être détectés immédiatement.

Analyse des gaz dissous dans l'huile	Hors ligne	<ul style="list-style-type: none"> • Évaluer la santé d'un transformateur électrique ou d'autres équipements électriques remplis d'huile isolante. • La détection des gaz dissous dans l'huile de transformateur. 	<ul style="list-style-type: none"> • La fiabilité des résultats dépend de la qualité des mesures et des analyses effectuées, ainsi que de l'interprétation appropriée des données. Des erreurs ou des biais peuvent donc affecter la précision des diagnostics. • Ces méthodes nécessitent une expertise technique spécifique pour effectuer les mesures et interpréter les résultats. Elles peuvent donc être plus complexes à mettre en œuvre que d'autres méthodes de diagnostic.
Mesures électriques	Hors ligne	<ul style="list-style-type: none"> • La détection de toute dégradation éventuelle de l'isolation du transformateur. 	<p>Certaines mesures électriques nécessitent de déconnecter temporairement le transformateur du réseau électrique, ce qui peut entraîner des interruptions dans l'alimentation électrique et causer des perturbations dans le réseau.</p>
La méthode FRA	Hors ligne	<ul style="list-style-type: none"> • La détection des déformations mécaniques dans les transformateurs de puissance. 	<ul style="list-style-type: none"> • La réalisation du test nécessite l'arrêt du transformateur, ce qui peut entraîner une interruption de l'alimentation électrique du réseau.

4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons abordé l'importance de l'utilisation des techniques de diagnostic de défaillances dans la maintenance des transformateurs de puissance. Leur utilisation vise à minimiser les risques de pannes et de dégradation du service, tout en prolongeant la durée de vie du transformateur. La méthode en ligne est une approche efficace et prometteuse car elle offre

l'avantage de fournir des informations en temps réel sur l'intégrité du transformateur permettant ainsi une détection précoce des défauts et une intervention rapide. Dans le prochain chapitre cette méthode sera mise en pratique sur un transformateur monophasé.



Chapitre 03 :
Mise en pratique de la
méthode de diagnostique en
ligne

1. Introduction

Ce chapitre présente les résultats des essais réalisés avec la méthode en ligne qui détecte les défauts sur un transformateur de puissance ainsi que les interprétations permettant de prédire leur sévérité. La méthode permet de prévenir les pannes, d'éviter les dommages coûteux, et d'optimiser la disponibilité.

2. Mise en équations de la caractéristique $V = f(I)$ de la méthode de diagnostic en ligne adoptée

La technique adoptée repose sur la construction d'un diagramme de lieu qui établit une corrélation entre le courant d'entrée du transformateur (axe x) et la tension d'entrée ou de sortie d'une phase spécifique (axe-y) ou encore la différence entre ces deux tensions. Cette relation est obtenue en utilisant le circuit équivalent du transformateur monophasé et en se référant au diagramme de phase illustré à la (Figure3.1). Dans la démonstration suivante, on considérera la relation $\Delta V = f(I_1)$ et la démarche est similaire pour l'obtention des différentes autres caractéristiques $V = f(I)$

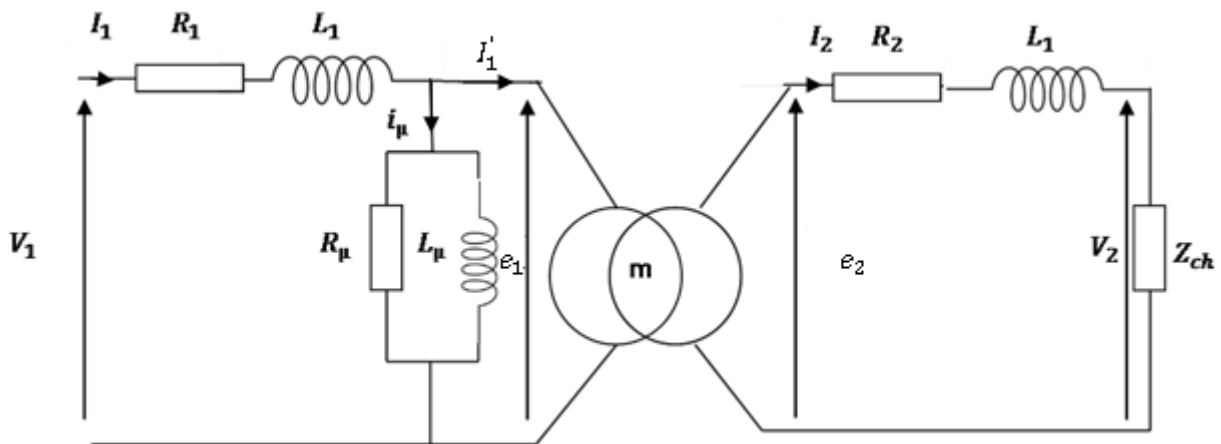


Figure 3. 1:Circuit équivalent de transformateur.

A partir du schéma équivalent du transformateur (Figure 3.1), les relations entre les tensions et les courants s'expriment comme suit :

- Au primaire :

$$\bar{e}_1 = \bar{V}_1 - Z_1 \times \bar{I}'_1 \tag{3.1}$$

Avec

$$Z_1 = R_1 + jL_1\omega \tag{3.2}$$

- Au secondaire :

$$\bar{e}_2 = \bar{V}_2 + Z_2 \times \bar{I}_2 \quad (3.3)$$

Avec

$$Z_2 = R_2 + jL_2\omega \quad (3.4)$$

Le rapport de transformation est donné par,

$$m = \frac{\bar{e}_2}{\bar{e}_1} = \frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2} \quad (3.5)$$

La force électromotrice primaire et le courant secondaire s'écrivent comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{e}_1 = \frac{\bar{e}_2}{m} \\ \bar{I}_2 = \frac{\bar{I}_1}{m} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

Etant donné que le courant à vide est relativement faible par rapport au courant primaire en charge $I_\mu \ll I_1 \Rightarrow I_1 = I_1'$.

On remplace (3.6) dans (3.1), on obtient l'expression de la tension secondaire à vide (3.8).

$$\frac{\bar{e}_2}{m} = \bar{e}_1 = \bar{V}_1 - Z_1 \times \bar{I}_1 \Rightarrow \bar{e}_2 = m \times \bar{V}_1 - Z_1 \times \bar{I}_1 \times m \quad (3.8)$$

En remplaçant (3.7) dans (3.3) on déduit :

$$\bar{e}_2 = \bar{V}_2 + Z_2 \times \frac{\bar{I}_1}{m} \quad (3.9)$$

La tension secondaire on charge s'exprime par

$$\bar{V}_2 = Z_{ch} \times \bar{I}_2 \quad (3.8)$$

En combinant les équations (3.8) et (3.9), la tension secondaire à vide devient :

$$\bar{e}_2 = Z_{ch} \times \bar{I}_2 + Z_2 \times \frac{\bar{I}_1}{m} \quad (3.9)$$

Le courant primaire en fonction de la tension primaire et les paramètres du transformateur et de la charge peut s'exprimer comme suit :

$$Z_{ch} \times \bar{I}_2 + Z_2 \times \frac{\bar{I}_1}{m} = m \times \bar{V}_1 - Z_1 \times \bar{I}_1 \times m \Rightarrow \bar{I}_1 = \frac{\bar{V}_1}{(Z_1 + \frac{Z_2 + Z_{ch}}{m^2})} \quad (3.10)$$

On suppose que la tension sinusoïdale et $V_1(t)$ origine des phases de fréquence

$$V_1(t) = \sqrt{2} \times V_1 \times \sin(\omega t) \quad (3.11)$$

Tel que : $\omega = 2\pi f$

Des (3.10) et (3.2) ;on obtient $e_2(t)$ qui s'explique comme suite

$$e_2(t) = \sqrt{2} \times e_2 \times \sin(\omega t - \varphi) \text{ avec } \varphi = \text{angle}(V_1, e_2) \quad (3.12)$$

Et

$$\Delta V(t) = V_1(t) - e_2(t) \Rightarrow V_1(t) = V_1 \times \sqrt{2} \times \sin(\omega t) - e_2 \times \sqrt{2} \times \sin(\omega t - \varphi) \quad (3.13)$$

$$\Delta V(t) = \sqrt{2} \times \Delta V \times \sin(\omega t - \varphi) \text{ avec } \varphi = \text{angle}(V_1, \Delta V) \quad (3.14)$$

Le courant $I_1(t)$ est donné par :

$$I_1(t) = \sqrt{2} \times I_1 \times \sin(\omega t - \varphi) \text{ avec } \varphi = \text{angle}(V_1, I_1) \quad (3.15)$$

Les figures suivantes illustrées $\Delta V(t)$, $I_1(t)$ et $\Delta V = f(I_1)$ pour une charge nominale à facteur de puissance unitaire. La relation cartésienne entre ΔV et I_1 et représente une ellipse, qui est illustrée graphiquement sur la figure 3.2.

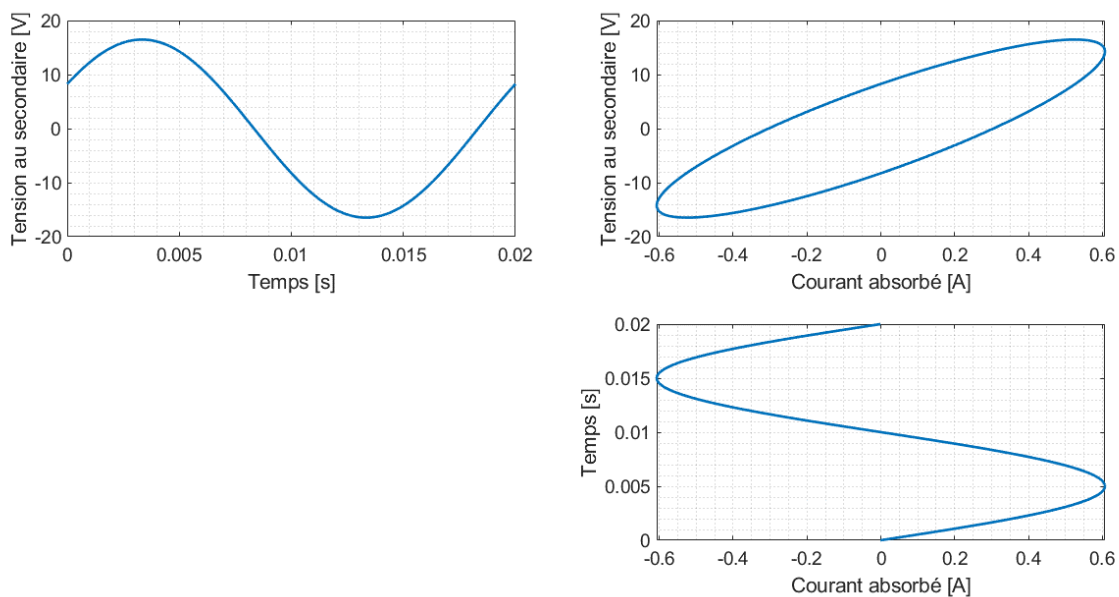


Figure 3. 2:Illustration graphique de l'approche.

3. Présentation du banc expérimental

3.1. Présentation du transformateur avant modification

Pour mettre en pratique la méthode de diagnostic évoquée précédemment, un transformateur torique (Fig. 3.3) est pris comme exemple. Ce transformateur est de type abaisseur, et ses caractéristiques techniques relevées de sa plaque signalétique sont illustrées par la figure 3.4.



Figure 3. 3:Transformateur torique.

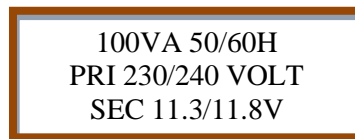


Figure 3. 4:Plaque signalétique

3.2. Modifications apportées sur le transformateur en vue du diagnostic

Dans l'objectif d'appliquer la méthode de la caractéristique $V = f(I)$ pour l'étude des défauts de court-circuit dans le bobinage primaire, des modifications ont été réalisées sur ce dernier. Elles permettent d'effectuer des défauts de court-circuit réels sur le transformateur par l'intermédiaire des prises conçues à cet effet.

3.2.1. Bobinage du transformateur

Le transformateur étudié comporte 1087 spires au primaire, réparties sur trois couches telles que :

- La première couche (interne) :372 spires.
- La deuxième couche (milieu) : 363 spires.
- La troisième couche (externe) : 352 spires.

Une quatrième couche est destinée pour le bobinage secondaire dont le nombre de spires est de 62.

Les prises de court-circuit sont réalisées au niveau de la troisième couche du bobinage primaire avec différents pourcentages de spires mises en court-circuit allant de 0.55 à 11% avec 6 prises de court-circuit (voir Annexe1).

Le tableau 3.1 récapitule les différents ratios de court-circuit qui peuvent être réalisés avec le nombre de spires correspondant.

Tableau 3. 1:Nombre des spires de chaque défaut.

Ratio	Nombre de spires correspondant	Ratio	Nombre de spires correspondant
0.55%	6 spires	6%	66 spires
1%	11 spires	6.55%	72 spires
1.55%	17spires	7%	77 spires
2%	22spires	7.55%	83 spires
2.55%	28spires	8%	88 spires
3%	33spires	8.55%	94 spires
3.55%	39spires	9%	99 spires
4%	44spires	9.55%	105 spires
4.55%	50 spires	10%	111 spires
5%	55spires	10.55%	117 spires
5.55%	61 spires	11 %	122 spires

3.2.2. Etapes de rebobinage du transformateur

L’objectif de la modification du bobinage de l’enroulement primaire est la réalisation des prises de court-circuit pour pouvoir effectuer des essais sur le transformateur en présence du défaut de court-circuit. Cette modification nécessite de passer par les étapes suivantes (figure 3.5) :

- Ouverture du transformateur (débobiner le noyau).
- Rebobinage du transformateur couche par couche et réalisation des prises de court-circuit dans la dernière couche avec différents pourcentages.
- Finalisation du bobinage et réalisation du bornier.

3.2.2.1. Ouverture du transformateur

Objectif principal de cette tâche est de nombre de spires des enroulements primaire secondaire.

Le débobinage du primaire et du secondaire a permis de relever les caractéristiques des conducteurs utilisés dans leur conception. Ces caractéristiques sont données dans le tableau 3.2.

Tableau 3. 2: Dimensions du bobinage primaire et secondaire.

Nombre de spires de secondaire	62 spires
Diamètre de fil de cuivre du secondaire	2 × 0.8 mm
Diamètre de fil de cuivre du primaire	0.35 mm
Le rapport de transformateur m	0.0570

On a constaté que le comptage du nombre de spires de l'enroulement primaire est fastidieux et pratiquement impossible ceci est dû à la très faible section du fils conducteur utilisé et au nombre important de spires du bobinage. Pour pallier à ce problème, on a estimé le nombre de spires du primaire en utilisant le nombre de spires du secondaire facilement comptable et le rapport du transformateur. Les résultats obtenus sont les suivants :

$$m = \frac{N_2}{N_1} \Rightarrow N_1 = \frac{N_2}{m} \Rightarrow N_1 = 1087 \text{ spires}$$

3.2.2.2. Rebobinage du transformateur et réalisation des prises de court-circuit

Après avoir déterminé toutes les caractéristiques des enroulements du transformateur et après avoir vérifié que le noyau torique est propre et exempt de toute saleté ou de tout revêtement et que les extrémités du noyau sont lisses et sans bavures qui pourraient endommager l'isolant du fil (fig.3.5a). On a procédé au rebobinage du noyau selon un cahier des charges préalablement fixé. Une fois le bobinage primaire est réalisé avec ses prises de court-circuit (Fig. 3.5c et Fig. 3.5e), on passe au rebobinage de l'enroulement secondaire (Fig. 3.5g). Il a noté que toutes les couches du primaire et du secondaire sont isolées entre elles et avec le noyau. (Fig. 3.5b et Fig. 3.5d et Fig. 3.3f).

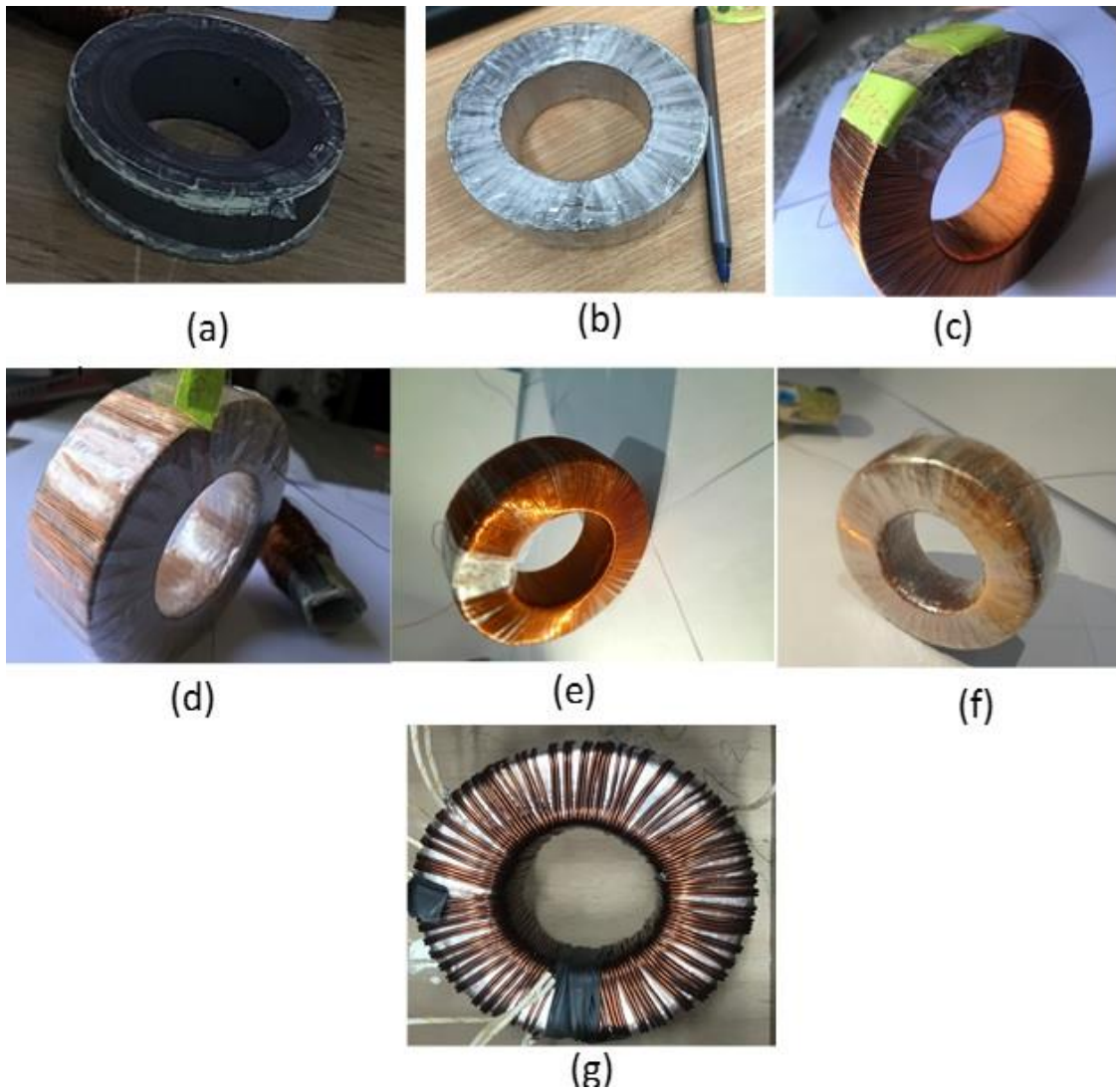


Figure 3. 5:Etapes de rebobinage.

La figure 3.6 illustre le transformateur modifié avec ses prises de court-circuit.

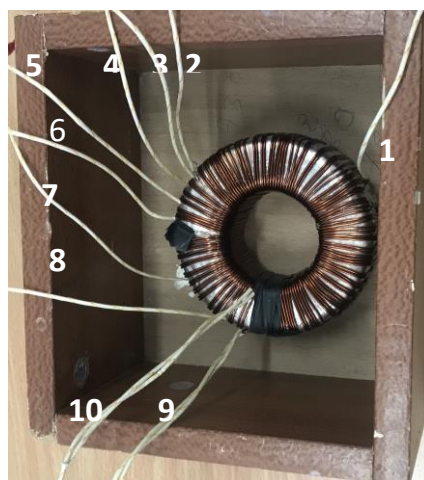


Figure 3. 6:Transformateur modifié

Tableau 3. 3:Les prises du transformateur.

1	L'entrée d'enroulement du primaire
2	L'entrée de premier défaut 0.55%
3	La sortie de première défaut 0.55% et l'entrée de deuxième défaut 0.55%
4	La sortie de deuxième défaut 0.55% et l'entrée de défaut 1%
5	La sortie de défaut 1% et l'entrée de défaut 2%
6	La sortie de défaut 2% et l'entrée de défaut 3%
7	La sortie de défaut 3% et l'entrée de défaut 4%
8	La sortie de défaut 4% et la sortie d'enroulement primaire
9	L'entrée de l'enroulement secondaire
10	La sortie de l'enroulement secondaire

3.2.2.3. Finalisation du bobinage et réalisation de la boîte à bornes

Après avoir réalisé le bobinage modifié et vérifié la continuité de toutes les prises primaires et secondaires, on a procédé à la réalisation des différentes connexions comme montré sur la figure 3.7.



Figure 3. 7:Connexion des prises

Après avoir réalisé les différentes connexions, un bornier et boîtier adéquats ont été réalisés comme le montre la figure 3.8.

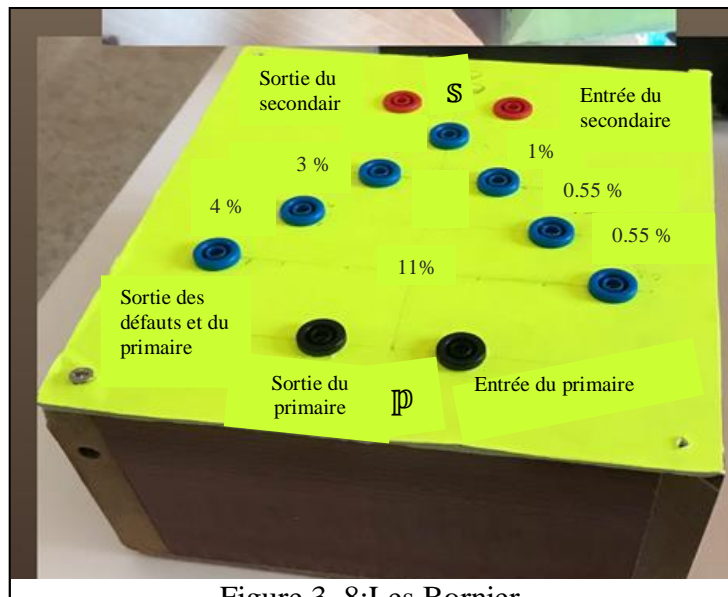


Figure 3. 8: Les Bornier.

3.3. Banc de mesure de puissance

Ce banc d'essai est réalisé au laboratoire pédagogique du département de Génie Electrique de l'université de Bouira. Il est composé de :

- Autotransformateur monophasée AC 0 à 230 V, 5A.
- Transformateur torique monophasé modifié.
- Multimètre.
- Wattmètre.
- Module SensorCassy pour l'acquisition de la tension et du courant.
- Charge variable (Rhéostat).

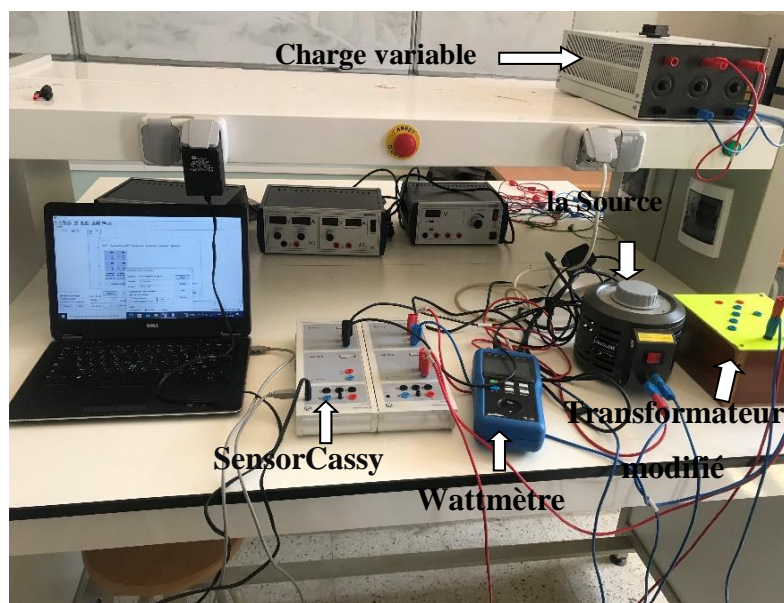


Figure 3. 9: Représente un banc de mesure de puissance.

3.3.1. Paramètres du modèle électrique du transformateur

Dans ce qui suit nous allons présenter les essais qui permettent d'identifier les paramètres du modèle du transformateur.

3.3.1.1. Essai à vide calcul m , R_μ et L_μ et les pertes fer

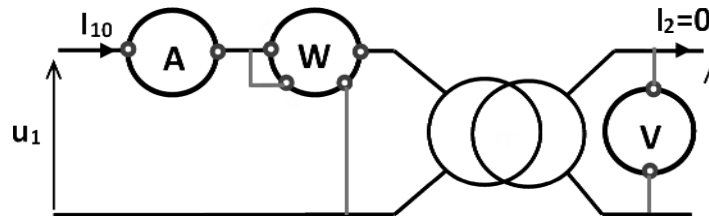


Figure 3. 10:Schéma de montage de l'essai à vide.

Les valeurs du tableau 3.4 sont obtenues lors de l'essai à vide.

Tableau 3. 4:Valeurs mesurées à vide.

Tension primaire	230V
Tension secondaire	12.813 V
Courant primaire	0.017 A
Puissance active P	1.9 W
Puissance réactive Q	3.3 VAR
Puissance apparente S	3.8 VA

Les paramètres déterminés à partir de cet essai sont récapitulés dans le tableau 3.5.

Tableau 3. 5:Les valeurs calculées lors de l'essai à vide.

Paramètre	Formule	Résultat
m	$m = \frac{V_2}{V}$	0.0570
N_1	$N_1 = \frac{N_2}{m}$	1087 spires
P_j	$P_j = R_1 \times I_1^2$	0.0063 W
P_{fer}	$P_{fer} = P_{10} - R_1 \times I_1^2$	1.8873 W

R_{μ}	$R_{\mu} = \frac{V_{10}^2}{P}$	$27.935 \times 10^3 \Omega$
X_{μ}	$X_{\mu} = \frac{V_{10}^2}{Q}$	$15.464 \times 10^3 \Omega$
L_{μ}	$L_{\mu} = \frac{X_{\mu}}{\omega}$	49.2236 H

3.3.1.2. Essai en court-circuit - Calcul de Rs, Ls

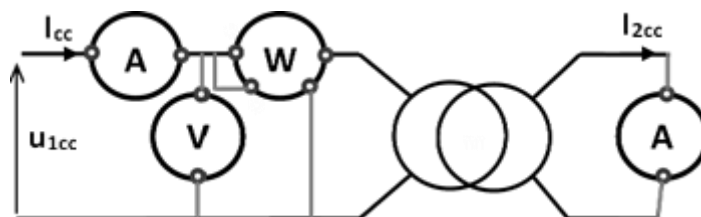


Figure 3. 11:Schéma de montage de l'essai en CC.

Les valeurs du tableau 3.6 ont été obtenues lors de l'essai à secondaire court-circuité.

Tableau 3. 6: Valeurs mesurées en court-circuit.

Tension primaire	20.2 V
Courant primaire	0.43 A
Courant secondaire	8.19 A
Puissance active	8.7 W

Les paramètres déterminés à partir de cet essai sont récapitulés dans le tableau 3.7.

Tableau 3. 7: Les valeurs calculées lors de l'essai court-circuit

Paramètre	Formule	Résultat
R_S	$R_S = \frac{P_{1cc}}{I^2}$	0.1297 Ω
Z_S	$Z_S = \frac{m \times U_{1cc}}{I}$	0.021 Ω
X_S	$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2}$	0.1295 Ω
L_S	$L_S = \frac{X_S}{\omega}$	0.000412 H

4. Simulation et validation du modèle d'obtention de la caractéristique $V(I)$ pour différents régimes de charge du transformateur à l'état sain

Afin de valider le modèle électrique du transformateur des essais expérimentaux et des simulations en charge ont été effectués sur une charge variable purement résistive. La figure (3.12) illustre la comparaison entre les caractéristiques $V = f(I)$ issues du modèle et celles obtenues expérimentalement pour différentes charges.

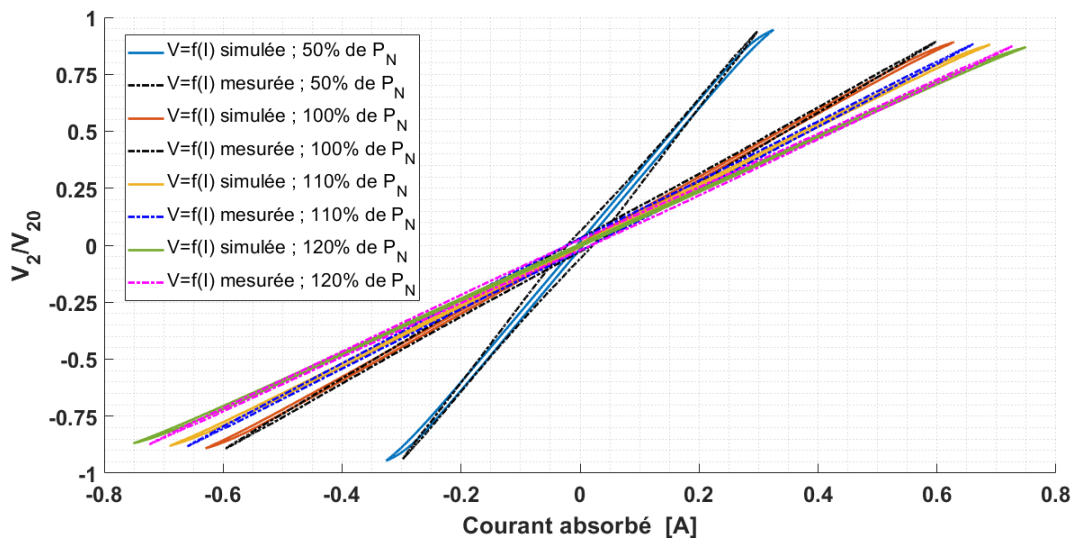


Figure 3. 12: Comparaison entre les caractéristiques $V(I)$ mesurée et simulée

La comparaison montre les caractéristiques simulée et mesurée sont confondues ce qui valide le modèle électrique adopté.

D'après ces caractéristiques, on constate qu'avec l'augmentation de la charge :

- La courbe $V = f(I)$ tourne dans le sens horaire.
- Le courant absorbé augmente.
- Le cycle s'allonge, ce qui implique l'augmentation de la puissance absorbée (air du cycle).

On peut déduire l'angle d'orientation des caractéristiques $V = f(I)$ tel que montré sur la figure (3.13)

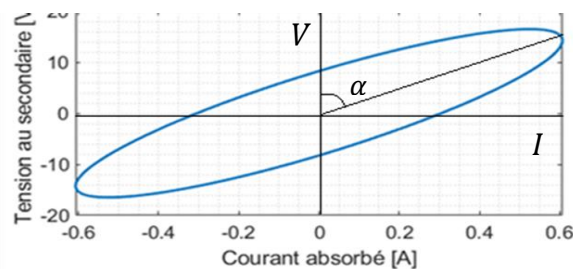


Figure 3. 13: L'angle d'orientation des caractéristiques $V=f(I)$.

On peut déterminée la puissance des caractéristiques $V = f(I)$, en effectuant le calcul correspondant :

$$P_a = \frac{1}{T} \int_T V_1(t) i_1(t) dt \tag{3.16}$$

Avec

$$V_1 = \frac{V_2}{m}$$

Le courant est déterminé par une mesure directe.

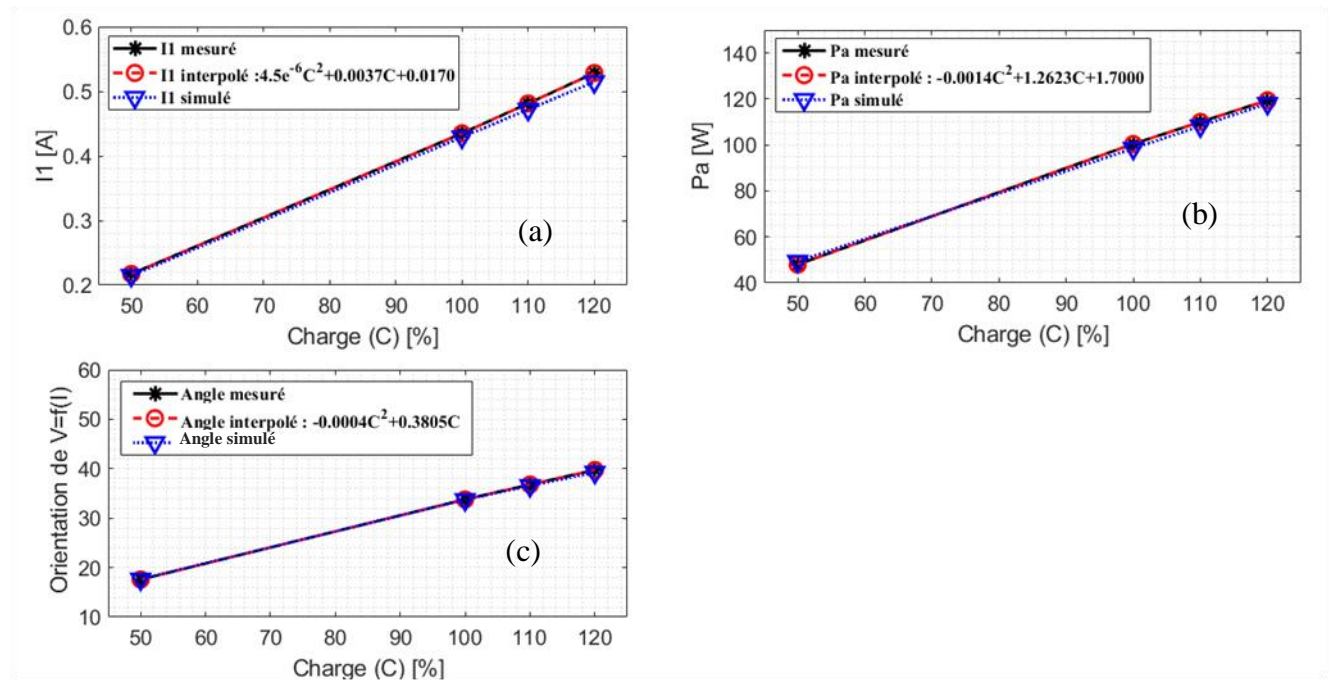


Figure 3. 14:Evolution de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation de $V=f(I)$ en fonction de la charge.

Sur la figure 3.14 qui représente l'évolution des grandeurs d'influence en fonction du pourcentage la charge, nous pouvons observer les tendances suivantes :

- La comparaison entre les résultats obtenus expérimentalement est concordant avec ceux issus du modèle électrique adopté pour le transformateur étudié.
- La puissance augmente de manière proportionnelle avec le pourcentage de la charge (figure 3.14.a). Cela signifie que plus la charge augmente, plus la puissance délivrée par le système augmente de manière linéaire.
- Le courant présente une augmentation similaire à celle de la puissance. À mesure que le pourcentage de la charge augmente, le courant augmentera également de manière proportionnelle (figure 3.14.b).
- L'angle d'orientation augmente de manière proportionnelle avec le pourcentage de la charge (figure 3.14.c).

Afin de confirmer les constatations précédentes, un calcul de variation relative des paramètres d'influence a été effectuée en utilisant 3.17. Comme le montre bien la figure 3.15, le comportement linéaire de ces variations est confirmé. Cette proportionnalité peut être exploitée pour la prédiction des grandeurs d'influence pour l'importe quelle valeur de la charge, à facteur de puissance unitaire, alimentée par le transformateur.

$$\Delta G = \frac{G_n - G}{G_n} \text{ avec } G: \text{ la grandeur d'influence étudiée} \quad (3.17)$$

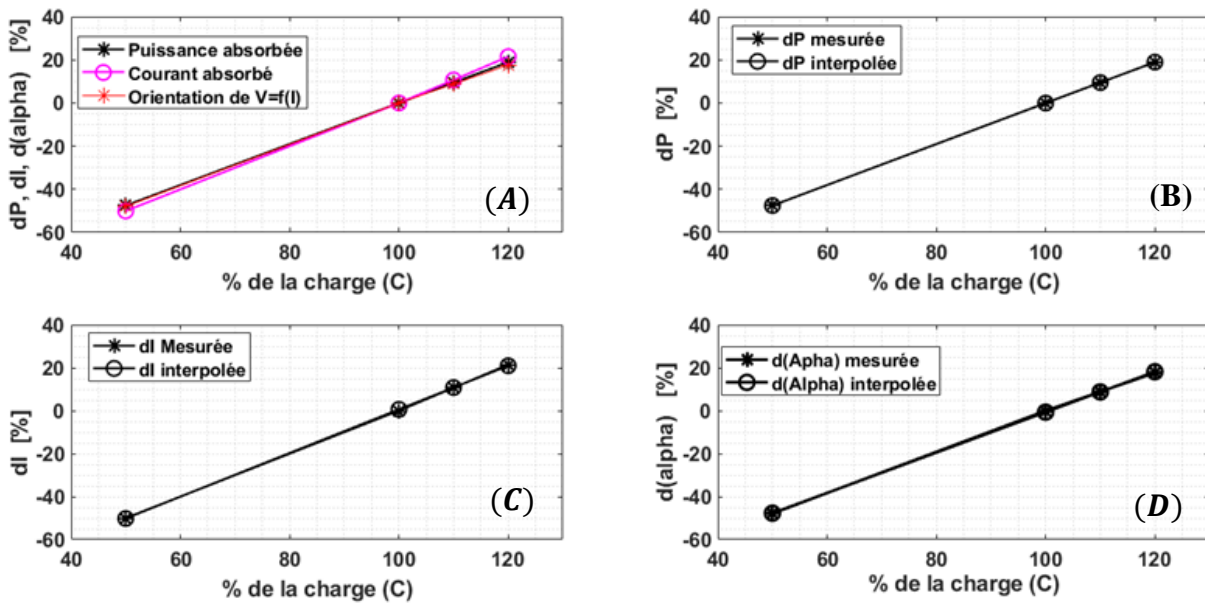


Figure 3. 15:Variation de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation de V=f(I) en fonction de la charge

Les équations d'interpolation des courbes des variations relatives des grandeurs influence étudiées sont données par des approximations linéaire suivantes avec une erreur quasiment nulle.

$$\Delta P = 0.9496 C - 98.3 \quad (3.18)$$

$$\Delta I = 1.0165 C - 986.045 \quad (3.19)$$

$$\Delta Alpha = 0.9411 C - 94.7852 \quad (3.20)$$

D'après ces approximations la variation relative des trois grandeurs étudiées sont parfaitement linéaires avec une pente proche de 1.

5. Essais expérimentaux sur le transformateur en présence des défauts de court-circuit dans l'enroulement primaire

5.1. Comportement du transformateur en régime à vide en présence de défauts

Les essais sont effectués sur les transformateurs en régime à vide en faisant varier les pourcentages de court-circuit dans l'enroulement primaire. Les caractéristiques $V = f(I)$ correspondant à chaque défaut sont relevées.

La figure 3.16 ci-dessous illustre une comparaison entre les cycles $V = f(I)$ obtenus pour différents ratios de défaut allant de 0% à 7% de spires court-circuitées. Il est à noter que 0% correspond au régime à vide à l'état sain. Pour une meilleure représentation des cycles $V = f(I)$ l'axe des ordonnées est en valeurs relatives par rapport V_2 à l'état sain.

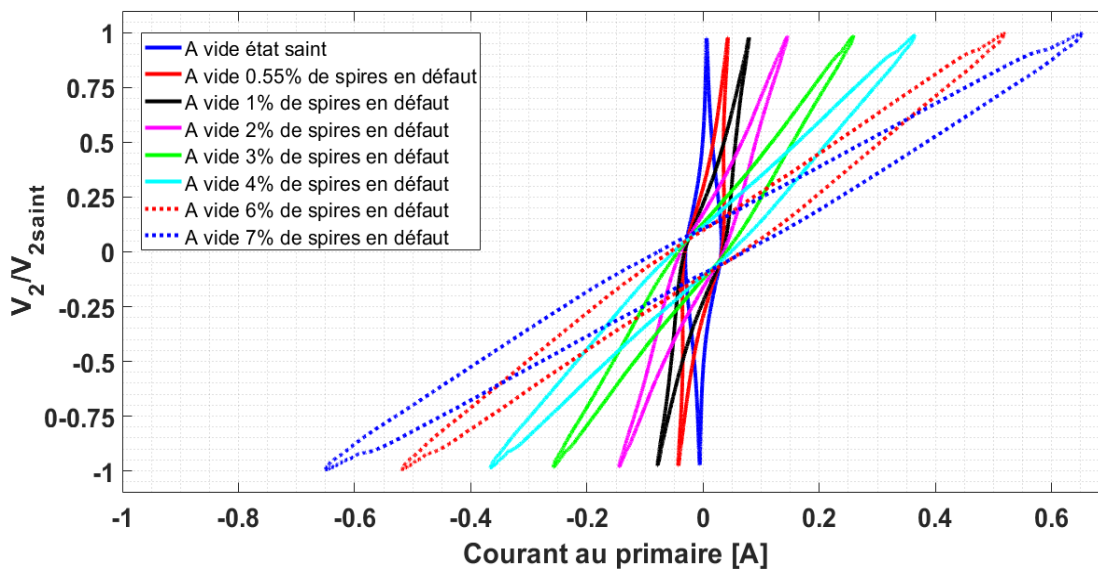


Figure 3. 16:Caractéristique $V=f(I)$ à vide pour différents ratios du défaut.

D'après les résultats obtenus, on a constaté que :

- Les cycles tournent dans le sens horaire en fonction de l'augmentation du pourcentage du défaut.
- L'aire du cycle augmente avec l'augmentation du pourcentage de défaut, cette augmentation montre que la puissance absorbée par le transformateur à vide augmente avec l'augmentation du ratio de court-cuit.

5.1.1. Evolution des grandeurs d'influence pour différents ratios du défaut à vide

La figure 3.17 représente l'évolution de la puissance absorbée à vide, du courant primaire et de l'angle d'orientation du cycle.

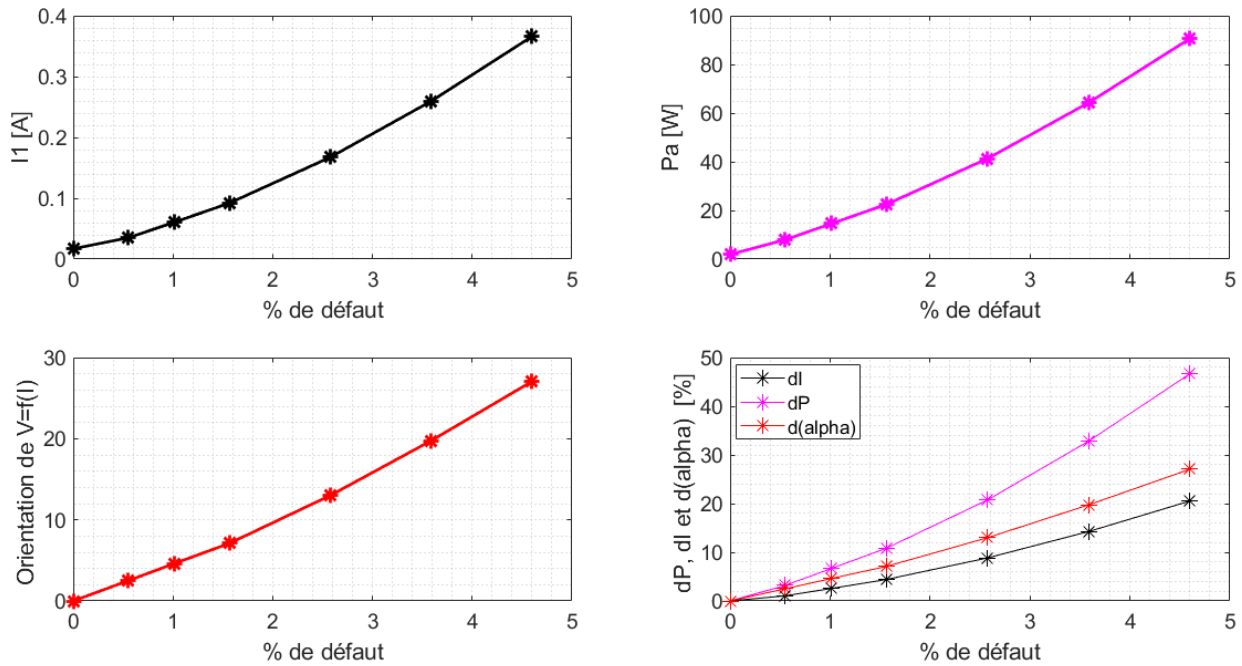


Figure 3. 17: Evolution de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation en régime à vide en fonction de la sévérité du défaut.

D'après les courbes obtenues on a constaté ce qui suit :

- Toutes les grandeurs inspectées augmentent avec la croissance du pourcentage de spires court-circuitées.
- Le courant et la puissance absorbés ont atteint des valeurs proches des valeurs nominales à un défaut de 4%. Un essai rapide pour un défaut de 7%, le courant atteint la valeur de 0.475 environ 27 fois le courant à vide du transformateur. Par conséquent, toutes les mesures ont été limité aux alentours de 4% de spires court-circuitées afin d'éviter la destruction du transformateur.

5.2. Comportement du transformateur en régime en charge en présence de défauts

Dans ce cas le transformateur est alimenté par la tension nominale au primaire soit 230V. Afin d'éviter endommagement du transformateur lors de l'application des défauts, on a opté pour une charge purement résistive consommant une puissance de 58W environ 58% de la puissance nominale du transformateur.

Les essais expérimentaux ont été effectués sur le transformateur en charge en faisant varier les taux de spires court-circuitées. Les caractéristiques $V = f(I)$ correspondant à chaque défaut ont été relevées.

La figure 3.18 présente les courbes $V = f(I)$ en charge pour différents pourcentages défauts de court-circuit.

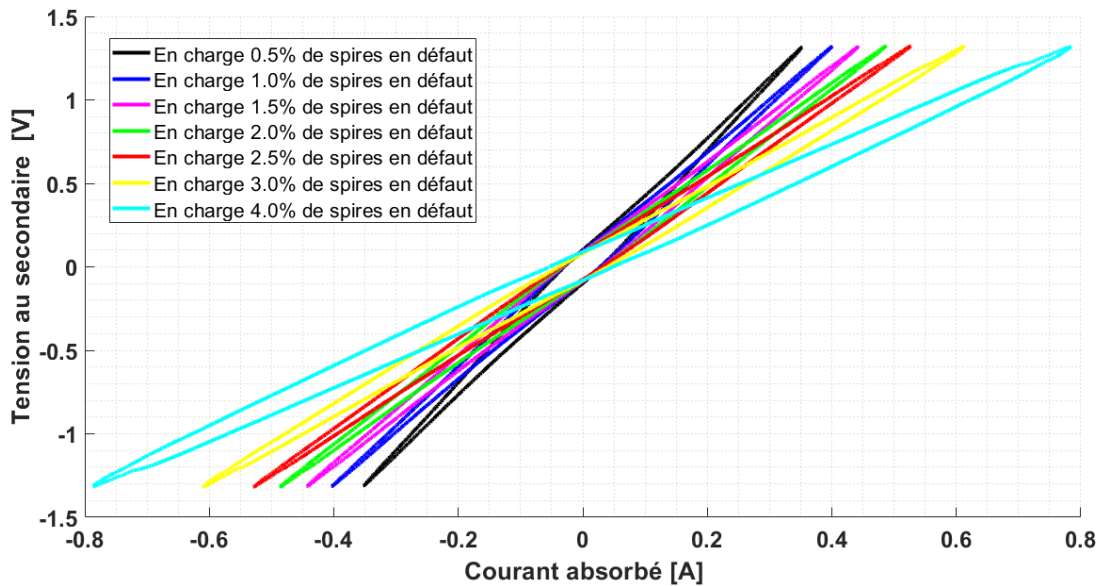


Figure 3. 18:Caractéristique $V=f(I)$ en charge pour différents ratios du défaut

D'après les résultats obtenus, on a constaté :

- Comme dans le cas du fonctionnement à vide, les cycles tournent dans le sens horaire et ils ont tendance à s'éloigner de la verticale en fur et à mesure que le taux de défaut augmente.
- L'élargissement du cycle avec l'augmentation de la sévérité du défaut, ce qui montre l'augmentation de la puissance absorbée par le transformateur sachant que sa charge au secondaire est fixe.

5.2.1. Evolution des grandeurs d'influence pour différents ratios de défaut en charge

De la même manière pour les essais en mode défaillant à vide, on a procédé à analyser les trois grandeurs d'influence (Puissance absorbée, courant primaire, l'angle d'orientation des cycles) en mode défaillant en charge.

Les évolutions des trois grandeurs d'influence en fonction du taux de défaut de court-circuit appliqué au primaire sont données par la figure 3.19.

D'après les résultats obtenus, on peut noter ce qui suit :

- Toutes les grandeurs analysées en tendance à croître avec la croissance du pourcentage de spires court-circuitées.

- Le courant et la puissance absorbés ont atteint des valeurs proches des valeurs nominales à un défaut de 3%, raison pour laquelle tous les essais en charge ont été limités à 4% de défaillance.

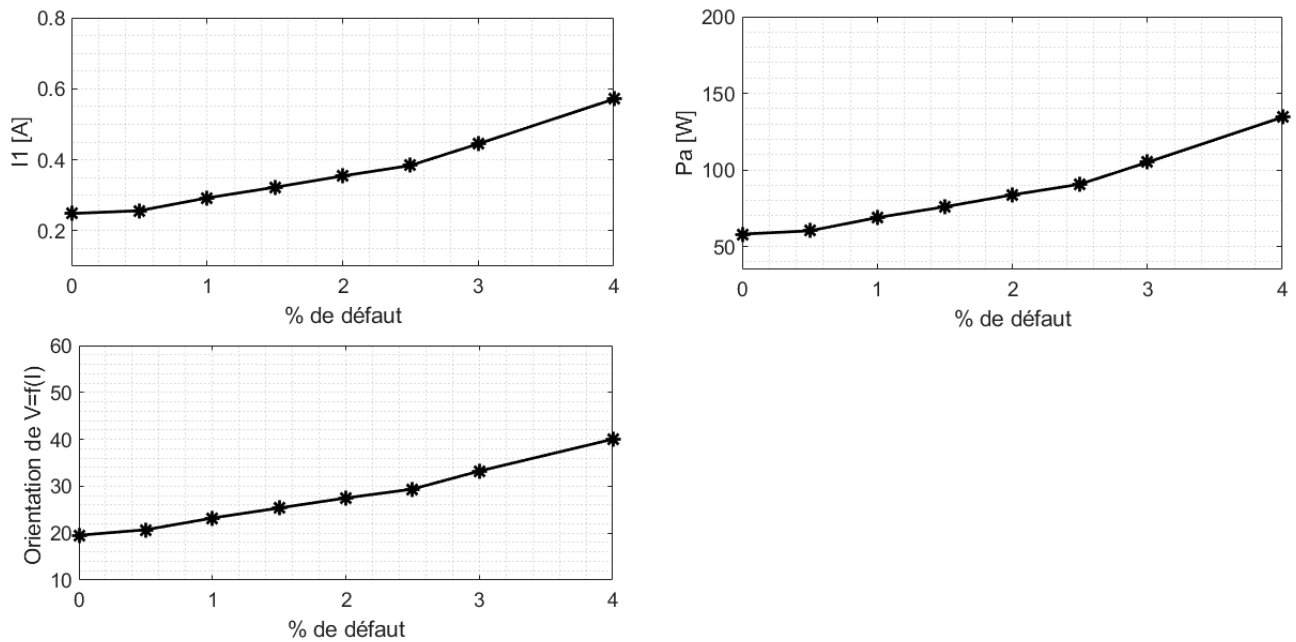


Figure 3. 19: Evolution de la puissance, de courant absorbée et de l'angle d'orientation en régime en charge en fonction de la sévérité du défaut.

5.2.2. Prédiction de l'évolution des grandeurs d'influence en régime de charge nominale

Afin d'éviter l'endommagement du transformateur, les essais expérimentaux ont été réalisés à demie charge, les évolutions des trois grandeurs d'influence ont été prédites pour le fonctionnement défaillant à charge nominale.

La prédiction est effectuée en faisant une translation des courbes d'évolution des trois grandeurs d'influence en fonction du pourcentage de défaut relevées expérimentalement à demie charge en utilisant l'équation suivante :

$$G_{nominale} = G_{58\%chnominale} + \Delta G_{nominale} \tag{3.21}$$

Avec

$$\Delta G_{nominale} = G_{nominale} - G_{58\%chnominale} \tag{3.22}$$

Les valeurs de $G_{nominale}$ sont déterminées à partir des courbes de la figure 3.12.

La figure 3.20 illustre les courbes prédites des grandeurs d'influence pour le régime en charge nominale en présence de défaut.

Comme le montre les résultats de prédiction obtenue, la puissance et le courant absorbés peuvent atteindre des valeurs dangereuses qui peuvent détériorer le transformateur. En effet, la puissance (courant) atteint une valeur de 120% de la valeur assignée à seulement 1 % de défaut pour dépasser les 150% à 3% et presque 200% à 4% de spires court-circuitées au primaire.

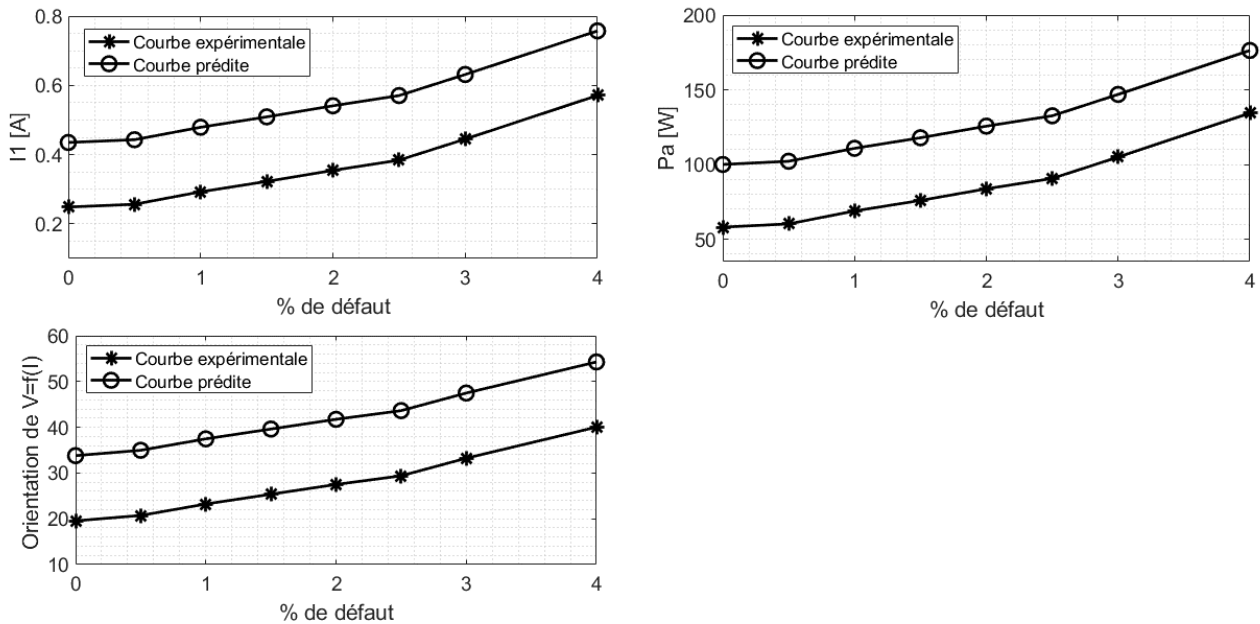


Figure 3. 20:Prédiction de l'évolution des grandeurs d'influence en régime nominal en fonction du taux de défaut.

6. Approche proposée pour le diagnostic en ligne du transformateur monophasé

L'approche proposée pour le diagnostic des défauts de court-circuit entre spires dans l'enroulement primaire du transformateur étudié suit la méthodologie décrite ci-dessous.

➤ **Acquisition des caractéristique $V = f(I)$ charge saine et charge défailante.**

- Pour obtenir des caractéristiques $V = f(I)$ du transformateur en charge à l'état sain, il est nécessaire de s'assurer que le transformateur fonctionne correctement et que la charge est dans des conditions normales de fonctionnement.
- Pour obtenir les caractéristiques $V = f(I)$ du transformateur en charge à l'état défailant, seules des conditions de défaut contrôlées doivent être introduites dans le système. Ceci peut être réalisé en modifiant le réglage de la charge

➤ Extraction des grandeurs d'influence

Les grandeurs d'influence jouent un rôle crucial dans la collecte de données et l'analyse de l'information. Dans le cas du diagnostic nous avons remarqué que : la puissance, le courant et l'angle de rotation de la caractéristique $V = f(I)$ sont très sensible aux défauts de bobinage, mais au même temps aux surcharges. Pour pouvoir distinguer le défaut par rapport à une surcharge nous allons présenter l'approche suivante.

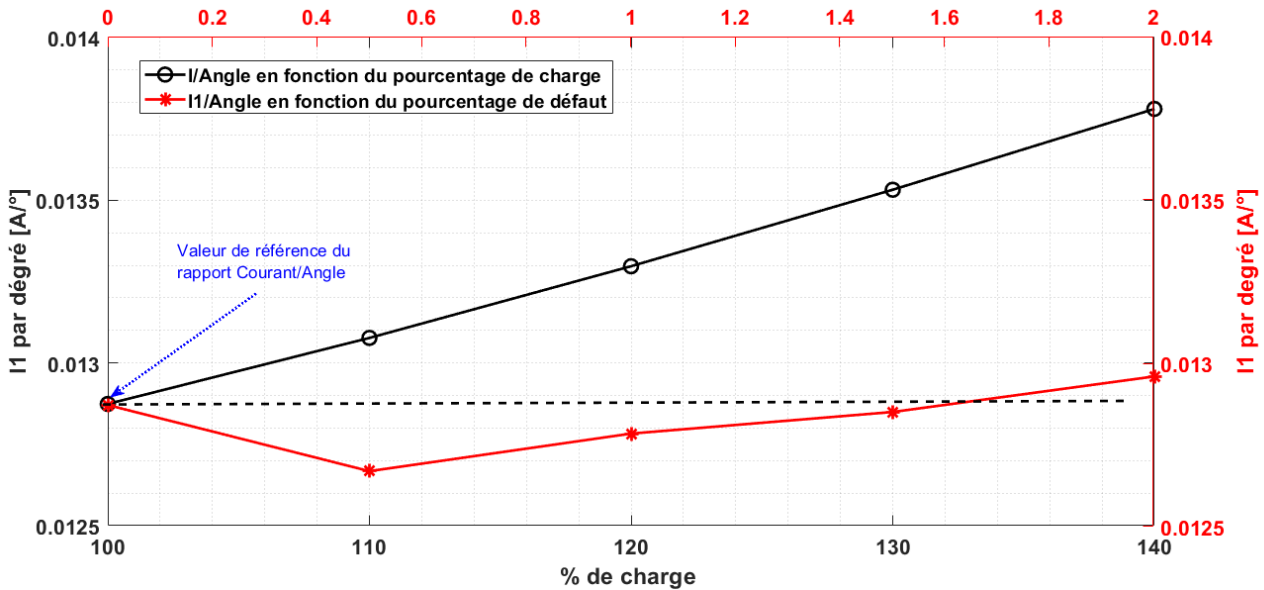


Figure 3. 21: Représentation croisée des grandeurs d'influence.

On utilise dans notre travail seulement le courant et l'angle pour obtenir le rapport $\frac{I}{\alpha}$, mais il est aussi possible d'utiliser la puissance et l'angle.

- Calcul $\frac{I}{\alpha}$ pour deux cas : transformateur en charge sain et transformateur en charge défaillant.
- Représentation de $\frac{I}{\alpha} = f(\text{sain})$ et de $\frac{I}{\alpha} = f(\text{défaillant})$

La figure 3.21 montre le rapport $\frac{I}{\alpha}$ en fonction du pourcentage de charge et du pourcentage de défaut. L'objectif de cette représentation est de discriminer les défauts de court-circuit des états de surcharge du transformateur. En effet, du point de vue consommation énergétique le transformateur présentant un défaut de court-circuit à un degré donné est similaire à un transformateur surchargé à une charge donnée, à titre d'exemple, nous avons relevé une puissance 120W consommée par le transformateur chargé à 58% de la charge nominale pour un taux de 1% de spires court-circuitées, cette puissance consommée correspond aussi à une surcharge d'environ 20% du transformateur à l'état sain. Cette représentation des grandeurs d'influence permet facilement de distinguer entre les états de surcharge et les états défaillants.

➤ **Détermination du point de référence $\frac{I}{\alpha}$ (référence)**

Le point de référence est déterminé pour une charge nominale dans un état sain. Il permet d'évaluer les performances et de détecter les changements ou anomalies qui peuvent avoir lieu dans le transformateur en plein régime de fonctionnement.

D'après la figure 3.18, le point de référence $\frac{I}{\alpha}$ (référence) relevé est $0.013A/Degré$.

➤ **Distinction entre les défauts et les surcharges**

Afin de distinguer les défauts de court-circuit et les surcharges, il est nécessaire de calculer la variation du rapport $\frac{I}{\alpha}$, donné par l'équation suivante :

$$\Delta \left(\frac{I}{\alpha} \right) = \frac{\frac{I}{\alpha} - \frac{I}{\alpha}(\text{référence})}{\frac{I}{\alpha}(\text{référence})} \times 100 \quad (3.23)$$

Le signe de cette variation est un indicateur avec lequel on peut facilement détecter le défaut de court-circuit et son degré de sévérité.

$$\text{Si } \Delta \left(\frac{I}{\alpha} \right) > 0 \rightarrow \text{Défaut}$$

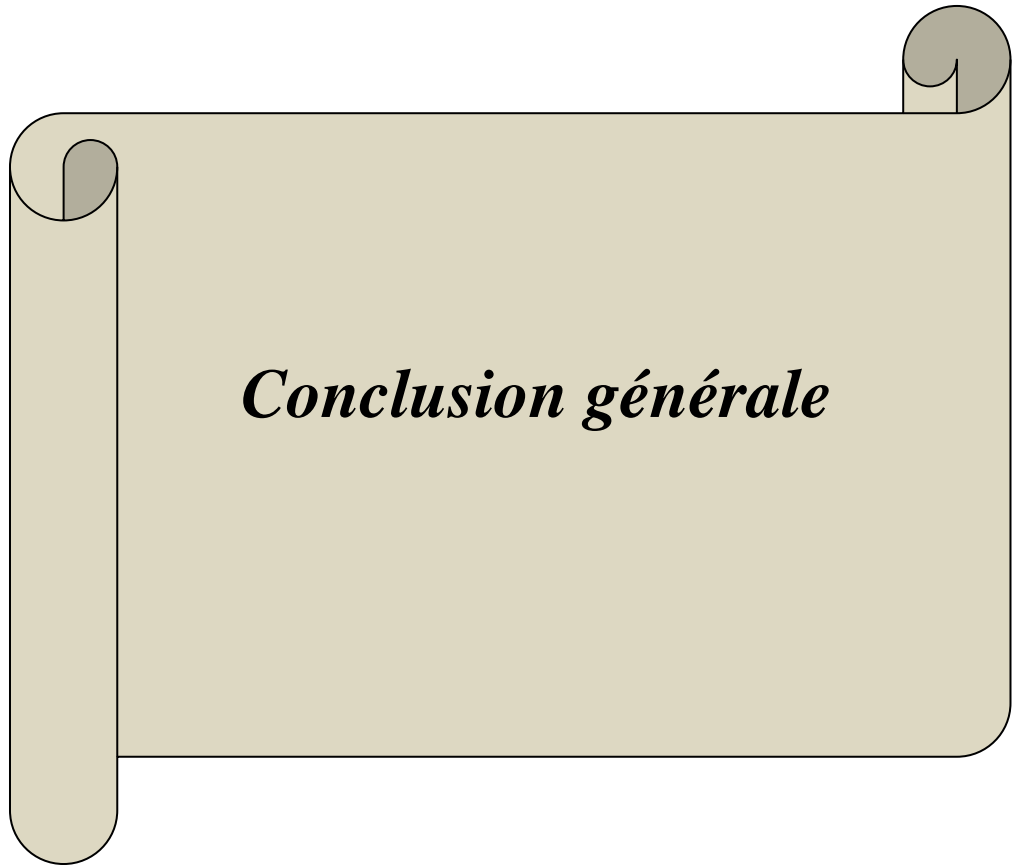
$$\text{Si } \Delta \left(\frac{I}{\alpha} \right) < 0 \rightarrow \text{Surcharge}$$

Il est alors possible de discriminer le défaut de court-circuit dans le transformateur étudié même si la surcharge ne dépasse pas les 20% toléré.

7. Conclusion

Dans ce chapitre, la procédure de modification du bobinage du transformateur afin de l'adapter aux conditions exigées par notre étude a été détaillée. Ensuite, des mesures expérimentales ont été réalisées sur le transformateur modifié à l'état sain et à l'état défaillant et un modèle électrique du transformateur est élaboré afin de réaliser des simulations dans l'objectif de validation

La méthode de diagnostic adoptée est non destructive. Elle est basée sur la caractéristique instantanée $V = f(I)$. Le diagnostic consiste à comparer entre les caractéristiques d'un transformateur sain à celle d'un transformateur défectueux. Cette comparaison permet de déceler la nature du défaut et sa sévérité.



Conclusion générale

Conclusion générale

Le transformateur est un élément primordial dans le transport et la distribution de l'énergie. Son disfonctionnement peut causer des dégâts considérables. Actuellement, de nombreux chercheurs se sont engagés dans le domaine du diagnostic et de la détection des défauts dans les transformateurs de puissance afin d'éviter leur disfonctionnement.

Dans cette étude, nous avons commencé par exposer les principes fondamentaux et aborder les notions de bases liées aux transformateurs. Notre objectif est de modéliser, simuler et diagnostiquer les défauts de court-circuit dans un transformateur monophasé.

La première étape de ce travail a consisté en la modification du bobinage du transformateur étudié afin de réaliser les prises de court-circuit pour pouvoir effectuer des différents essais à l'état sain et en présence du défaut de court-circuit avec plusieurs degrés de sévérité.

L'essentiel de cette recherche consiste à appliquer une méthode pour diagnostiquer les défaillances qui peuvent survenir dans les enroulements du transformateur pendant son fonctionnement continu à pleine puissance.

La méthode est basée sur la construction d'un diagramme qui représente la relation entre le courant d'entrée du transformateur et la tension d'entrée ou de sortie d'une phase spécifique ou encore la différence entre ces deux tensions lorsqu'il est en fonctionnement. Cette construction permet de déduire la caractéristique $V = f(I)$ qui sera prise comme empreinte spécifique du transformateur. Toute anomalie entraînera une modification distinctive du cycle $V = f(I)$, ce qui permettra de détecter et d'identifier le type de défaillance.

Sur la base des analyses approfondies de tous les résultats obtenus des simulations et des mesures effectuées au laboratoire, on a tiré les principales conclusions suivantes :

- Lorsqu'il fonctionne en régime sinusoïdal, le transformateur sain/défaillant présente une allure graphique de $V = f(I)$ sous forme proche d'une ellipse.
- La caractéristique $V = f(I)$ a une forme déformée dans le cas d'un transformateur à vide à l'état sain est à tendance à se rapprocher d'une forme ellipsoïdale avec l'augmentation de la charge, ceci est dû à l'effet de la non linéaire prépondérante en fonctionnement à vide et négligeable en charge.
- Les résultats de la simulation et de la mesure montrent que l'augmentation de la charge et l'existence de défaut en charge et à vide influent sur la forme du cycle $V - I$ et de son

orientation. Cette constatation nous a motivé à utiliser cette caractéristique comme outil de diagnostic en plein régime de charge du transformateur.

- Les défauts de court-circuit d'enroulement font tourner le Lieu $V - I$ dans le sens d'horaire par rapport au lieu de référence tandis qu'une augmentation substantielle de la surface totale de l'ellipse peut être observée. L'angle de rotation de l'ellipse et toute sa surface augmentent avec l'augmentation du niveau de défaut. Ceci est attribué au fait que l'impédance totale du transformateur est diminuée lorsqu'un court-circuit d'enroulement se produit et, pour la même tension d'entrée, le courant d'entrée augmente.
- Les grandeurs puissance absorbée, courant primaire et orientation des cycles $V = f(I)$ sont très sensibles aux variations de charge et la variation des pourcentages des spires en court-circuit, ce qui nous a amené à les qualifier de « grandeurs influentes ».
- Un croisement entre ces grandeurs nous a permis d'utiliser l'indicateur exprimant la variation du rapport $\Delta\left(\frac{I}{\alpha}\right)$ entre courant primaire et orientation des cycles $V = f(I)$. Cet indicateur nous permet, à la fois, de différencier entre les défauts de court-circuit et les surcharges et d'estimer le degré de sévérité du défaut.

Comme perspectives pour ce travail on propose :

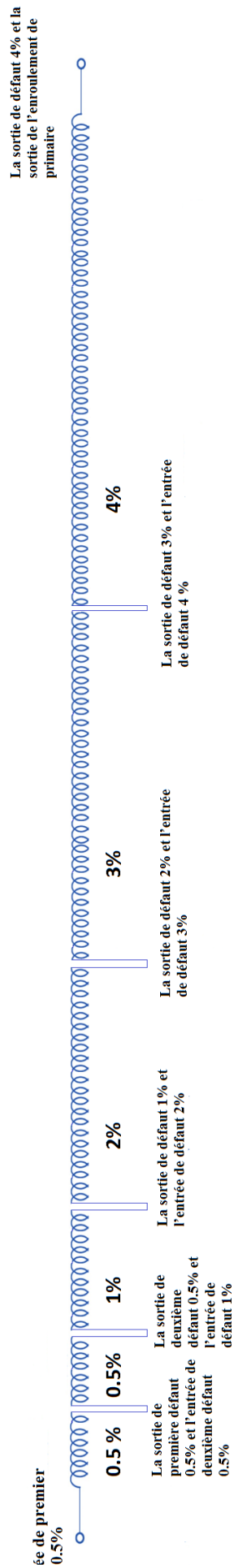
- Implémentation de la méthode développée dans un système embarqué pour le diagnostic en ligne et à distance des transformateurs.
- Etude d'autres défauts tels que les défauts mécaniques, les défauts d'isolement afin de construire une base de données consistante nécessaire pour le diagnostic basé sur les techniques de l'intelligence artificielle (Réseaux de neurones).

Bibliographie

- [1] : ABCCLIM. Le transformateur monophasé. <https://www.abcclim.net/le-transformateur-monophasé.html>. [Consulté le : 07 MAI 2023.]
- [2] : CIRE TRASFORMATEURS. *Transformateur monophasé Qu'est-ce qu'un transformateur monophasé ?* [En ligne] 1981. [Citation : 07 MAI 2023.] <https://www.circe-technologies.com/transformateur-monophasé-definition.html>.
- [3] : BENSAID, SAMIR et HOUASSINE, HAMZA. ELECTROTECHNIQUE FONDAMENTALE 2 Cours et exercices corrigés EDITION PAGES BLEUES INTERNATIONALES, 2021, ALGER.
- [4] : TRANSFORMATEURS SOLUTIONS VÉNISSIEUX. La technologie cuirassé La technologie colonnes. <https://www.tsv-transfo.com/fr/decouvrir-le-transformateur/enroulements-transformateur-électrique/>. [Consulté le : 07 MAI 2023.]
- [5] : AMARI, Mansour. Cours Electrotechnique. TRANSFORMATEUR MONOPHASE. 2011. www.technologuepro.com%2Fcourses-electrotechnique%2FTransformateur-monophasé.pdf&usg=AOvVaw3621rJlgqpn4S_116HLNW&opi=89978449 [Consulté le : 07 MAI 2023.]
- [6] : Rouibah, Tayeb, Hamdaoui, Abd el hamid Diagnostic d'un transformateur en ligne. Mémoire de Master, Université Yahia Farés De Médéa, 2016-2017.
- [8] : Jean Sanchez. Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance, Thèse de Doctorat. Université Grenoble Alpes, France, 2011.
- [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, Octobre 2002 .
- [10] : elec13. [En ligne] <https://elec13.wordpress.com/2017/10/30/techniques-de-diagnostic-des-transformateurs/?fbclid=IwAR1j9GetItMfTuLNpFqGRnn9VoPKbuInhx0kJbNdcHI6Orakz6emrlmqYBY>. [Consulté le : 07 MAI 2023.]

- [11] : L, Mokhnache. TECHNIQUES DE HAUTE TENSION. Univ- Mostefa Benboulaïd - Batna2. [http://staff.univbatna2.dz/sites/default/files/mokhnache leila/files/cours technique de ht 1-pdf](http://staff.univbatna2.dz/sites/default/files/mokhnache%20leila/files/cours%20technique%20de%20ht%201-pdf)
- [12] : MEZARI, NAOUEL. DIAGNOSTIC DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE.Mémoire de Magistère, UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU.
- [13] : transfo-lab. *Analyses de l'huile - Diagnostic du transformateur*. [En ligne] [Citation : 19 062023.] <https://transfo-lab.com/analyses-huile-transformateur-4/>
- [14] : ABDOUN Souhila, « Etude de l'Influence du Noyau sur les Surtensions Impulsionnelles dans les Enroulements du Transformateur », Mémoire de Magistère, UMMTO, 2009.
- [15]: 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.
- [16]: ZAIDI, Ramadane, HADDADI, abd el Kader. Localisation de défauts dans un transformateur. Mémoire de master, université MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU, 2010 – 2011.
- [17] : MACHINERY LUBRICATION . [En ligne] <https://www.machinerylubrication.com>.
- [18] MOUHOUS, Youghorta, DEBBI, Farid. Méthodologie de diagnostic de défaillances des transformateurs de Puissances au niveau. mémoire de Master, Université de bouira, 2018/2019.
- [19] : Megger. Diagnostic des transformateurs. [En ligne] [Consulté le : 03 MAI 2023.] <https://fr.megger.com/analyseurs-de-reponse-en-frequence-frax99,-frax101-et-frax150>.
- [20] : **Abu, Siada et Syed, Islam.** *A Novel Online Technique to Detect Power Transformer Windings Faults* 2 APRIL 2012, Vol.

Annexe



Résumé

Ce travail est une étude de diagnostic des défauts de court-circuit dans un transformateur monophasé en plein régime de fonctionnement. La méthode adoptée pour le diagnostic dans cette étude est basée sur l'analyse de la caractéristique $V = f(I)$ qui représente la relation entre le courant d'entrée du transformateur et sa tension d'entrée ou de sortie. Des grandeurs d'influence ont été identifiées et analysées puis utilisées pour détecter le défaut et estimer son degré de sévérité dans le transformateur étudié. La méthode proposée pour le diagnostic nous a permis de discriminer le défaut de court-circuit dans le transformateur étudié même si il n'est pas surchargé.

Abstract

This work present a diagnosis study of short-circuit faults in a single-phase transformer at the full operating load. The diagnosis method adopted in this study is based on analysis of the $V = f(I)$ characteristic, which represents the relationship between the transformer's input current and its input or output voltage. Influence parameters were extracted and analyzed, then used to detect the fault and estimate its severity degree in the studied transformer. The proposed diagnostic method enabled us to identify the short-circuit fault in the transformer under study, even though it was not overloaded.

ملخص

هذا العمل عبارة عن دراسة تشخيصية لأعطال الدائرة القصيرة في محول أحادي الطور في وضع التشغيل الكامل. تعتمد هذه الطريقة على تحليل الخاصية $V = f(I)$ التي تمثل العلاقة بين تيار الداخلي أو الخارجي. تم استخلاص كميات التأثير وتحليلها ثم استخدامها لكشف الخلل وتقدير درجة خطورته في المحولات المدروسة. سمحت لنا الطريقة المقترحة بتشخيص وبتعريف خطأ ماس كهربائي في المحول المدروس حتى لو لم يكن محملاً بشكل زائد.