

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : MACHINES ELECTRIQUES

Présenté par
Youcef LAMINE

Thème

ETUDE PAR SIMULATION DE LA SATURATION D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

Mémoire soutenu publiquement le 25 septembre 2018 devant le jury composé de :

M Mustapha MOUDOUD

Maitre de Conférences Classe A, UMMTO, Président

M Karim HADJ SAID

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Rapporteur

M Ouiza MANSOURI - TOUDERT

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

M Méziane AOUES

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

Dédicaces :

A la mémoire de mes deux grands-mères

Sadia et Ldjouher que leurs âmes reposent en paix

A toute ma famille

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier, avec ma plus profonde gratitude mon promoteur Mr K. HADJSAID pour la confiance qui m'a témoigné, pour ses idées, ses conseils et ses critiques qui ont été pour moi une aide précieuse pour mener ce travail à bien

Je tiens à remercier les membres du comité d'évaluation qui me font l'honneur d'accepter d'examiner ce travail et de faire partie du jury, Mr M. MOUDOUD président, Mme O. MANSOURI-TOUDERT examinateur et Mr M. AOUES examinateur.

J'adresse mes remerciements à mes enseignants de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Un grand merci pour toute ma famille et plus particulièrement mes chers parents, dont le sacrifice, l'amour, la patience, le soutien, l'encouragement et les prières sont l'essence de ma réussite

Une affectueuse pensée à tous ceux que j'aime et tous ceux qui me sont chers

Dieu merci.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	iii
TABLE DES MATIERES	iv
Liste des figures	viii
Liste des tableaux	x
Introduction générale	1
Chapitre I. Généralités sur les transformateurs	
I.1 Introduction.....	3
I.2 présentation générale des transformateurs	3
I.2.1 Historique	3
I.2.2 Définition de transformateur	4
I.2.3 Rôle des transformateurs	4
I.2.4 Symbole.....	5
I.2.5 Indisponibilité des transformateurs	5
I.3 Principes d'un transformateur.....	6
I.3.1 Principes de base	6
I.3.2 Principe de fonctionnement.....	6
I.3.3 Schéma électrique équivalent.....	8
I.3.4 Diagrammes de Kapp	9
I.4 Composants de transformateur	9
I.4.1 Partie active	10
I.4.1.1 Circuit magnétique.....	10
I.4.1.2 Circuit électrique	12
I.4.2 La cuve	13
I.4.3 Huile isolante.....	13
I.4.4 Refroidissement et isolation	14
I.4.4.1 Refroidissement	14
I.4.4.2 Mode de refroidissement	14
I.4.4.3 Isolation	15
I.4.5 Equipements et accessoires	15
I.4.5.1 Traversées isolantes	15
I.4.5.2 Régleur hors tension	16
I.4.5.3 Régleur en charge	16
I.4.5.4 Conservateur	17
I.4.5.5 Ecran de sécurité :.....	18

I.4.5.6 Principaux dispositifs de protection.....	18
I.5 Technologie de construction	19
I.5.1 Les transformateurs à diélectrique liquide (huile).....	19
I.5.2 Les transformateurs secs	19
I.6 Types de transformateurs classique	19
I.6.1 Transformateur ordinaire de phase.....	19
I.6.2 Autotransformateur	19
I.6.3 Transformateur triphasé	20
I.6.3.1 Groupe de couplage	20
I.6.3.2 Choix du couplage dans les transformateurs usuels	22
I.7 Les pertes dans un transformateur	22
I.7.1 Les pertes par effet joule	23
I.7.2 Les pertes fer	23
I.7.3 Autres pertes.....	24
I.8 Contraintes subies par le transformateur.....	24
I.9 Conclusion	25
Chapitre II. Différentes perturbations dans un transformateur de puissance lors de son fonctionnement	
II.1 Introduction	26
II.2 Définitions et Terminologies	26
II.2.1 Variation de la Puissance	26
II.2.2 Surtension	26
II.2.3 surintensité	26
II.2.4 signal déformé.....	26
II.2.5 régime transitoire	27
II.2.6 Défaut électrique	27
II.2.7 Point chaud (hot spot)	27
II.2.8 Le court-circuit.....	27
II.2.9 La surcharge.....	27
II.2.10 Chute de tension.....	27
II.3 Le court-circuit	28
II.3.1 Les cause des court-circuit.....	28
II.3.2 Conséquences des court-circuit sur les transformateurs de puissance.....	28
II.3.3 Effets physiques	28
II.4 Surtension	31

II.4.1 Causes des surtensions	32
II.4.1.1 Surtensions par décharge électrique atmosphérique	32
II.4.1.2 Surtensions d'origine interne	33
II.4.2 classification des surtensions	35
II.4.2.1 Selon la durée	35
II.4.2.2 formes de tensions normalisées	35
II.4.3 Mécanismes de propagation.....	36
II.4.3.1 Surtensions conduites	36
II.4.3.2 Surtensions induites.....	36
II.4.3.3 Surtensions par couplage capacitif	36
II.4.3.4 Augmentation du potentiel dans les prises de terre.....	36
II.4.4 conséquences des surtensions	37
II.5 Surcharge des transformateurs de puissance	37
II.5.1 Introduction à la surcharge.....	37
II.5.2 Type de transformateur de puissance.....	38
II.5.3 Types de chargement	39
II.5.3.1 Espérance de vie normale.....	39
II.5.3.2 Surcharge prévue.....	39
II.5.3.3 Surcharge de longue durée	39
II.5.3.4 Surcharge à court terme.....	39
II.5.4 Facteur influençant la durée de vie	40
II.5.5 Durée de vie d'un transformateur	41
II.5.6 Vieillesse thermique des isolants.....	42
II.5.7 Risques associés à la surcharge des transformateurs	44
II.5.8 Prise en compte des surcharges.....	45
II.5.8.1 Surcharge cycliques journalières.....	46
II.5.8.2 Surcharges brèves.....	47
II.5.9 Facteurs limites d'un transformateur surchargé.....	48
II.5.10 Conception du transformateur limitant les possibilités de surcharge	49
II.5.11 Accessoires limitant les possibilités de surcharge	49
II.5.12 Conclusion sur la surcharge	50
II.6 Conclusion	50
Chapitre III. La saturation d'un transformateur de puissance	
III.1 Introduction	51
III.2 Saturation- hystérésis	51

III.3 Causes de saturation du transformateur de puissance	54
III.4 Phénomènes d'enclenchement du transformateur de puissance.....	54
III.4.1 Courant d'appel du transformateur.....	54
III.4.2 Champ magnétique rémanent	55
III.4.3 Courant d'appel vs. Flux rémanent.....	56
III.5 Modélisation des transformateurs de puissance	59
III.5.1 Transformateur monophasé linéaire sans saturation	60
III.5.2 Transformateur monophasé avec saturation	61
III.5.3 Transformateur monophasé avec saturation et perte fer.....	63
III.6 Conclusion.....	64
Chapitre IV. Etude par simulation de la saturation d'un transformateur de puissance	
IV.1. Introduction	65
IV.2 La description.....	65
IV.2.1 Caractéristique de saturation sans hystérésis.....	66
IV.2.2 Caractéristique de saturation avec hystérésis	67
IV.2.3 La conversion en valeurs réduites	68
IV.3 Modèle et simulation.....	70
IV.3.1 Présentation de modèle.....	70
IV.3.2 Résultats de simulation de modèle	71
IV.4 Interprétation	74
IV.5 Conclusion	75
Conclusion générale	76
Bibliographie.....	77

Liste des figures

Figure I.1 : Transformateur de puissance	4
Figure I.2 : Schéma des transformateurs dans un réseau de transport électrique	5
Figure I.3 : Symbole d'un transformateur.....	5
Figure I.4 : Le transformateur élémentaire	6
Figure I.5 : Schéma électrique équivalent d'un transformateur réel	8
Figure I.6 : Diagrammes de Kapp.....	9
Figure I.7 : Principales composantes de transformateur de puissance.....	10
Figure I.8 : Technologie colonne	11
Figure I.9 Technologie cuirassée	11
Figure I.10 : Signification des lettres de mode de refroidissement.....	15
Figure I.11 : Traversée condensateur haute tension.....	16
Figure I.12 : Schéma d'un régleur hors tension.....	16
Figure I.13 : Régleur en charge MR Type M.....	17
Figure I.14 : Autotransformateur	20
Figure I.15 : Couplage Yy 0	21
Figure I.16 : Diagramme vectoriel.....	21
Figure I.17 Couplage Dy 11	21
Figure I.18 : Diagramme vectoriel.....	21
Figure I.19 : Couplage Yz 11.....	22
Figure I.20 : Diagramme vectoriel.....	22
Figure I.21 : Courbe d'hystérésis dans un transformateur	24
Figure II.1 : variation de coefficient de choc en fonction de R/X	30
Figure II.2 : lors d'un coup de foudre direct, l'onde de courant se propage de part et d'autre du point d'impact.	33
Figure II.3 : lorsque la foudre tombe sur le câble de garde, l'écoulement du courant provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique du pylône par rapport à la terre.....	33
Figure II.4 : vitesse de consommation de vie en fonction de température de point chaud.....	43
Figure II.5 : Surcharge cycliques journalières a) Transformateurs immergés b) Transformateurs secs enrobés.	45
Figure II.6 : Surcharges brèves a) Transformateurs immergés b) Transformateurs secs enrobés.	47

Figure III.1 : Courbe de saturation d'un matériau ferromagnétique	51
Figure III.2 : Courbes de magnétisation	52
Figure III.3 : Champ maximum élevé dans la zone saturée	53
Figure III.4 Cas typique d'un enclenchement aléatoire – Courant d'appel	55
Figure III.5 Cycle d'hystérésis	56
Figure III.6 : Flux et courant magnétisant en régime établi	56
Figure III.7 : Flux et courant d'appel après ré-enclenchement.....	57
Figure III.8 : Courbe de saturation du Flux vs. Courant (en valeur crête)	58
Figure III.9 : modèle sans saturation	60
Figure III.10 : modèle avec perte fer sans saturation	61
Figure III.11 : modèle avec saturation.....	61
Figure III.12 : Inductance non linéaire simplifiée avec deux pentes.....	62
Figure III.13 : modèle avec perte fer et saturation	63
Figure IV.1 : Symbole de transformateur a et b.....	65
Figure IV.2 : Circuit équivalent d'un transformateur avec saturation	65
Figure IV.3 : Représentation de la relation entre le flux et le courant de magnétisation.....	66
Figure IV.4 : Boucle d'hystérésis	68
Figure IV.5 : Représentation d'un modèle Simulink de transformateur saturable	71
Figure IV.6 : Formes d'ondes des grandeurs physiques de transformateur saturable sans hystérésis.....	72
Figure IV.7 : Formes d'ondes des grandeurs physiques de transformateur saturable avec hystérésis.....	73

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Caractéristiques des différents types de surtensions.....	32
Tableau II.2 : Dans le tableau est représentée pour chaque mécanisme de transmission la valeur type de surtension correspondante et des courants associés	37
Tableaux II.3 : tableau de surcharge (a) et (b)présentela consommation de vie d'un transformateur de puissance.	42
Tableau II.4 : tableau de surcharge présente la vitesse de consommation de vie d'un transformateur de puissance.	43
Tableau II.5 : exemple dégradation thermique pour deux saisons.	44
Tableau II.6 : Limites de température de points chauds.....	48
Tableau II.7 : Limites supérieures de la température de l'huile.....	48
Tableau IV.1 :Tableau des paramètres de transformateur de notre modèle	70
Tableau IV.2 : les grandes valeurs des courants entre les deux simulations.....	74

Introduction générale

Introduction générale

Dans notre monde moderne nous utilisons de plus en plus de technologie dans notre vie de tous les jours, au point où nous sommes devenus complètement dépendant de l'énergie électrique, autant dans notre vie privée que pour nos activités commerciales et industrielles [1].

Les transformateurs de puissance sont des unités parmi les plus importantes sur les réseaux d'énergie, aussi bien en production, en transport qu'en distribution. Ils sont des composants cruciaux aux réseaux d'énergie, car ils permettent de transformer la tension à différents potentiels. À titre d'exemple, les transformateurs élévateurs permettent de réduire le courant sur les lignes de transport en augmentant la tension et par le fait même, de diminuer les pertes ainsi que la grosseur des conducteurs. Les transformateurs sont des composants très coûteux. En termes d'investissement, ils représentent pratiquement 60 % du coût total d'un poste de transformation [2]. Toute interruption de ces composants à cause des différentes perturbations peut affecter la fiabilité de réseau entier et a un impact économique considérable sur le système. Ainsi, la fiabilité et la rentabilité de ces composants sont intensément recherchées.

Le transformateur est l'un des éléments non linéaires les plus courants dans les systèmes d'alimentation. La non-linéarité est causée par la caractéristiques de magnétisation du noyau de fer du transformateur [3]. La saturation est l'état atteint lorsqu'une augmentation du champ magnétique externe appliqué ne peut pas augmenter l'aimantation du matériau plus loin, de sorte que la densité de flux magnétique totale se stabilise, les transformateurs et les inducteurs à noyaux ferromagnétiques fonctionnent de manière non linéaire lorsque le courant à travers eux est assez grand pour conduire leurs matériaux de base dans la saturation. Cela signifie que leur inductance et les autres propriétés varient en fonction des variations du courant de commande. Dans les circuits linéaires, ceci est généralement considéré comme un départ indésirable. Lorsque des signaux CA (courant alternatif) sont appliqués, cette non-linéarité peut entraîner la génération d'harmoniques et distorsion d'intermédiation. En saturation, un noyau de transformateur constitue une source de courant générant des harmoniques dont certaines iront directement vers les enroulements primaires et secondaires [4].

Notre étude consiste à mettre en évidence la saturation et ses effets ainsi que les conséquences sur le courant et la tension dans un transformateur avec et sans le phénomène d'hystérésis.

Ce mémoire s'articule autour de quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à des généralités sur les transformateurs, en premier lieu nous aborderons des définitions, principe et composants des transformateurs ensuite nous décrirons les types, pertes et contraintes.

Le deuxième chapitre, nous exposons les différentes perturbations qui affectent le plus souvent le transformateur de puissance entre autre les courts-circuits, les surtensions et les surcharges qui ont une importance particulière à la fiabilité de transformateur.

Dans le troisième chapitre nous étudions l'aspect théorique de la saturation de transformateur de puissance, les causes et les phénomènes transitoires propres au transformateur avec une brève modélisation.

Dans le dernier chapitre nous simulons un transformateur de puissance saturable sur le logiciel Matlab/Simulink, afin d'étudier la saturation.

Nous achevons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les transformateurs

I.1 Introduction

Le transformateur est un appareil électrique très simple, mais il n'en constitue pas moins l'un des plus utiles. Le transformateur permet de modifier la tension et le courant dans un circuit. Grâce à lui, l'énergie électrique peut être transportée à grande distance de façon économique et distribuée dans les usines et les maisons [5].

L'étude dans ce premier chapitre portera sur le transformateur en général, le rôle, la théorie, les principes de base et le fonctionnement.

I.2 Présentation générale des transformateurs

I.2.1 Historique

Michael Faraday construisit l'élément basique de premier transformateur en 1831. Il ne l'employa cependant que pour démontrer le principe de l'induction électromagnétique et n'en imagina pas les usages auxquels il serait finalement destiné [6].

Lucien Gaulard et John Dixon Gibbs présentèrent les premiers un appareil dit « générateur secondaire » à Londres en 1881 puis vendirent l'idée à la société américaine Westinghouse. Ce peut avoir été là le premier transformateur de puissance mis en pratique. Ils présentèrent également l'invention à Turin en 1884, où elle fut adoptée comme un système électrique d'éclairage. Les premiers appareils employaient un noyau ouvert de fer, qui fut rapidement abandonné pour un noyau circulaire plus efficace, présentant un circuit magnétique fermé.

William Stanley, ingénieur de Westinghouse, construisit le premier appareil pratique en 1885 après l'achat par George Westinghouse des brevets de Gaulard et Gibbs. Le noyau était constitué de plaques de fer à enclenchement en forme de E. Cette version fut commercialisée pour la première fois en 1886 [7].

Les ingénieurs hongrois Károly Zipernowsky, Ottó Bláthy et Miksa Déri, de la société Ganz de Budapest en 1885, créèrent un modèle très efficace basé sur le modèle de Gaulard et Gibbs [8].

L'ingénieur Russe Mikhail Dolivo-Dobrovolsky développa en 1889 le premier transformateur triphasé [7].

I.2.2 Définition de transformateur

La définition d'un transformateur (Figure I-1) selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre la puissance électrique » norme (IEC 60076-1, 2000) [9].



Figure I.1 : Transformateur de puissance

I.2.3 Rôle des transformateurs

Les transformateurs sont des appareils qui ont pour rôle de transiter une énergie électrique d'un réseau à un autre en modifiant ses caractéristiques : intensité et tension (Figure I-2).

Les transformateurs permettent d'élever la tension à la sortie des centrales électriques pour le transport sur de longues distances afin de diminuer les pertes en ligne et de l'abaisser à l'arrivée pour l'adapter aux besoins des consommateurs [10].

Un autre rôle important des transformateurs insérés dans les réseaux d'énergie est leur contribution au réglage du niveau de tension en fonction des conditions de charge du réseau. Ceci est réalisé par modification de leur rapport de transformation au moyen de changeur de prise.

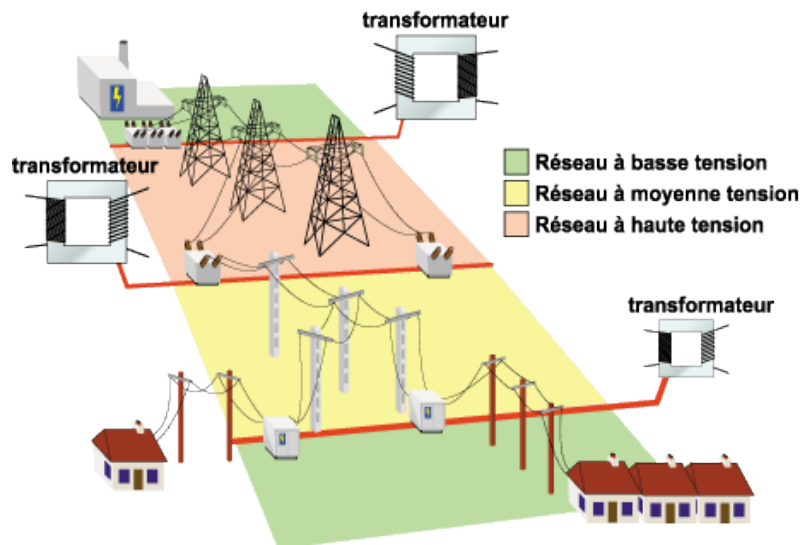


Figure I.2 : Schéma des transformateurs dans un réseau de transport électrique

I.2.4 Symbole

Ci-contre, deux symboles graphiques rencontrés pour la représentation des transformateurs dans les schémas électriques ou électroniques.

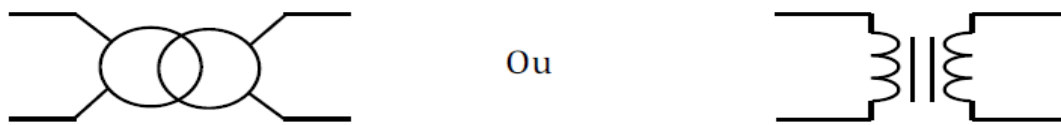


Figure I.3 : Symbole d'un transformateur

I.2.5 Indisponibilité des transformateurs

Le transformateur est un passage obligé dans la chaîne de transmission de l'énergie électrique ; de plus la consommation d'électricité augmentant continuellement, les transformateurs existants sont de plus en plus chargés. Bien qu'ils présentent peu de pannes majeures, lorsque c'est le cas, l'indisponibilité qu'elles provoquent est généralement extrêmement problématique. En cas d'avarie ne permettant plus au transformateur de fonctionner, la rapidité pour rétablir la continuité de service électrique sera alors grandement fonction de la politique de maintenance établie en amont par l'exploitant. Si des transformateurs de réserve ne peuvent pas être mis rapidement en service, ou si le réseau ne peut pas rediriger l'énergie rapidement après le défaut, l'alimentation électrique est suspendue jusqu'à ce que :

1. le transformateur soit réparé,
2. un autre appareil (neuf ou existant de caractéristiques équivalentes) soit mis en place,
3. cette partie du réseau soit abandonnée (avec un black-out localisé éventuel).

Deux coûts principaux entrent alors en jeu :

1. L'indisponibilité du matériel, et les pertes financières liées à la non fourniture d'énergie électrique en aval du réseau considéré.
2. Le coût de réparation du matériel, ou le coût du rétablissement du service électrique.

La gestion de l'avarie d'un transformateur est toujours un compromis technico économique fonction du coût important de l'indisponibilité, et du délai de remplacement par rapport à l'option d'une réparation, avec son coût associé.

A titre d'exemple, et approximatif, un transformateur neuf de 100 MVA coûte environ un million d'euros et sa fourniture peut aller jusqu'à deux ans de délais, actuellement. Là où, pour un même appareil en exploitation, un incident nécessitant des rembobinages pourra, selon l'ampleur des réparations à réaliser, coûter quelques centaines de milliers d'euros et de six mois à un an d'immobilisation [11].

I.3 Principes d'un transformateur

I.3.1 Principes de base

- Loi de Faraday :

Une variation de flux au travers d'une spire crée une force électromotrice. Inversement, une f.e.m variable dans une spire crée une variation de flux au travers de celle-ci.

$$e = - d\phi/dt \text{ et si } N \text{ spires: } e = - N * d\phi/dt$$

- Loi de Lenz :

La f.e.m induite par la variation de flux est d'un sens tel qu'elle fera circuler un courant qui produira un flux magnétique s'opposant au flux qui lui a donné naissance ou, plus simplement, la direction de la f.e.m induite est telle qu'elle s'oppose à la cause qui lui a donné naissance [12].

I.3.2 Principe de fonctionnement

Le transformateur est constitué de deux enroulement (ou plus) couplés sur un noyau magnétique, comme le montre la Figure I-4 :

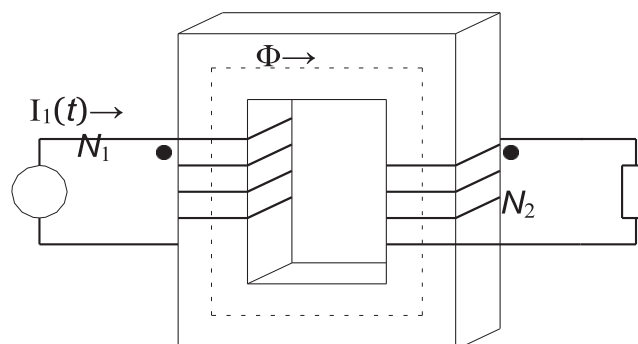


Figure I.4 : Le transformateur élémentaire

Le coté de la source est appelé le primaire. Le coté de la charge est appelé le secondaire. Le flux Φ est le flux mutuel. Le « • » indique la polarité des tensions. Par convention, un courant qui entre dans un « • » indique un flux positif.

Il faut remarquer qu'il n'existe aucune connexion électrique entre le primaire et le secondaire. Tout le couplage entre les deux enroulements est magnétique.

Lorsqu'on applique une tension alternative à la source, on crée un flux alternatif dans le noyau magnétique. Selon la loi de Faraday, ce flux crée des forces électromotrices dans les bobines. La force électromotrice induite est proportionnelle au nombre de tours dans la bobine et au taux de variation du flux. Selon le rapport du nombre de tours entre le primaire et le secondaire, le secondaire alimente la charge avec une tension différente de celle de la source [13].

Un transformateur idéal ou parfait est un transformateur virtuel sans aucune perte. Il est utilisé pour modéliser les transformateurs réels. Ces derniers sont considérés comme une association d'un transformateur parfait et de diverses impédances. Dans le cas où toutes les pertes et les fuites de flux sont négligées, le rapport du nombre des spires primaires sur le nombre de spires secondaires détermine le rapport de transformation du transformateur.

Supposons qu'il existe un flux dans le noyau, qui relie les deux enroulements et qui est une fonction sinusoïdale du temps $\phi_{max} \sin \omega t$.

Ensuite, la tension induite dans l'enroulement primaire à un instant quelconque par le flux est la suivante d'après la loi de Faraday-Lenz :

$$E_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{I.1})$$

$$E_1 = -N_1 \omega \phi_{max} \cos \omega t \quad (\text{I.2})$$

Où : $\omega = 2\pi f$

Par conséquent :

$$E_1 = -2\pi f N_1 \phi_{max} \cos \omega t \quad (\text{I.3})$$

Et la valeur efficace de cette tension est :

$$E_{1eff} = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} N_1 \phi_{max} \quad (\text{I.4})$$

$$E_{1eff} = 4,44 \cdot f \cdot N_1 \cdot A \cdot B_{max} \quad (\text{I.5})$$

f : fréquence.

A : Aire de la section de circuit magnétique.

B_{max} : densité de flux maximal dans le noyau

$$E_{2eff} = 4,44 f N_2 A B_{max} \quad (\text{I.6})$$

Par fonction $\frac{E_{pri}}{E_{sec}}$:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (\text{I.7})$$

$$\text{Aussi : } \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (\text{I.8})$$

m : est appelé rapport de transformation

I.3.3 Schéma électrique équivalent

Un schéma équivalent d'un transformateur s'articule autour d'éléments modélisant les phénomènes magnétiques pour le circuit magnétique, et les phénomènes électromagnétiques et électrostatiques pour les bobinages, en intégrant le couplage, les inductances, les résistances et les capacités.

Ce schéma équivalent complet décrit bien le fonctionnement d'un transformateur réel, monophasé, peut être électriquement modélisé selon la Figure I-5.

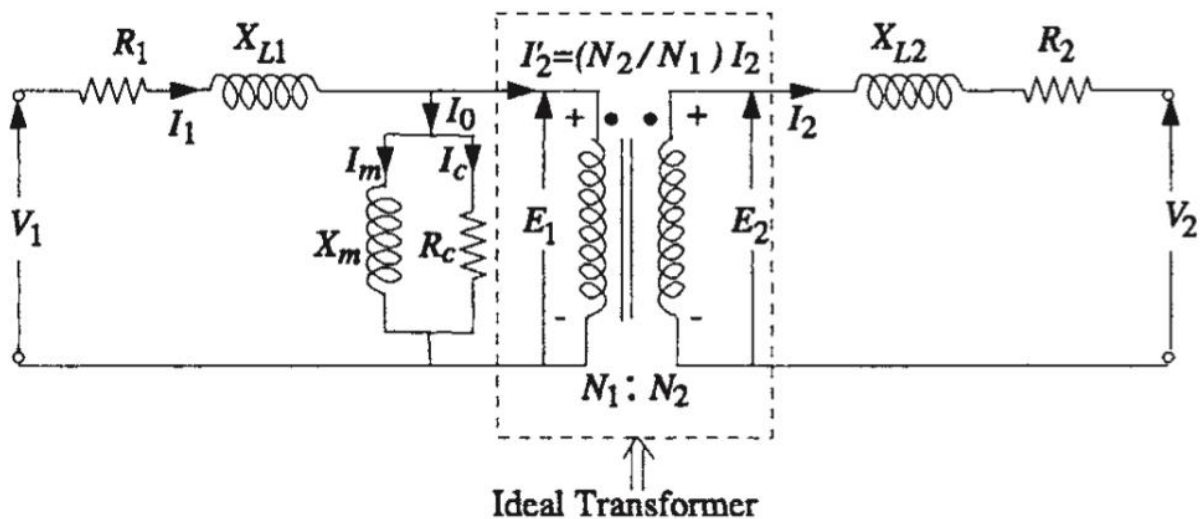


Figure I.5 : Schéma électrique équivalent d'un transformateur réel [11]

Avec :

V_{1p} et V_{2s} tensions primaire et secondaire,

I_p et I_2 courants primaire et secondaire,

I_0 courant à vide,

E_1 et E_2 tensions à vide idéales primaire et secondaire,

N_1 et N_2 nombre de spires des enroulements primaire et secondaire,

R_1 et R_2 résistance des enroulements primaire et secondaire,

X_{L1} et X_{L2} inductance de fuites des enroulements primaire et secondaire,

R_c pertes fer,

Tous les transformateurs électriques ont au moins une partie active où se produit l'induction électromagnétique. Elle consiste en un noyau, des bobinages, l'isolant électrique entre les bobinages et un système de fixation qui tient l'ensemble interne. L'ensemble interne est déposé dans une cuve métallique qui est remplie d'un agent de refroidissement et un système de refroidissement y est attaché (Figure I-7).

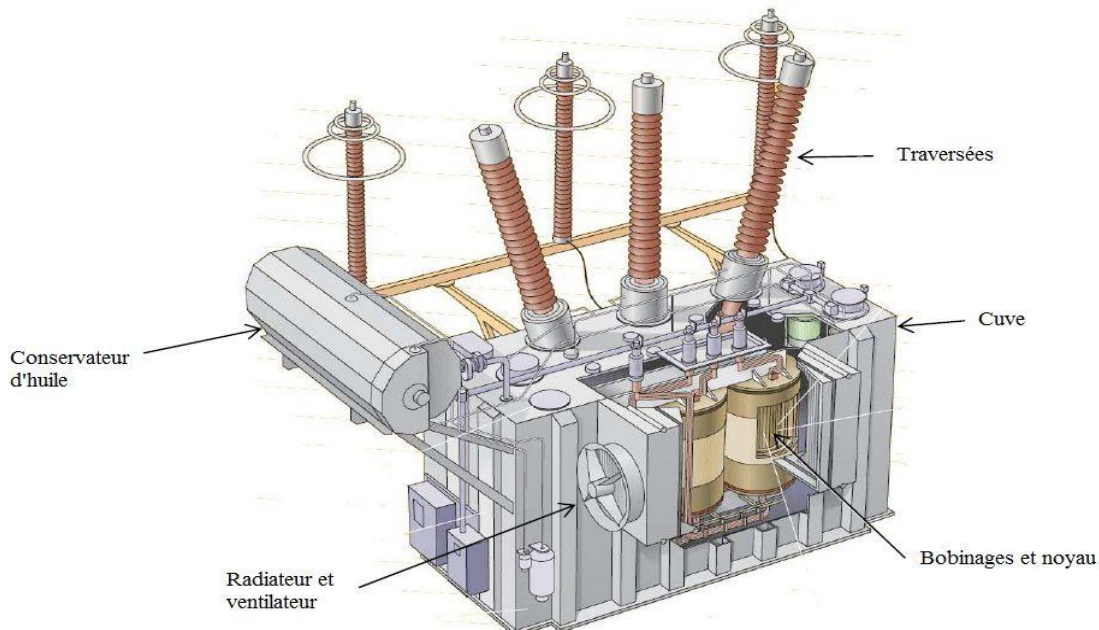


Figure I.7 : Principales composantes de transformateur de puissance

I.4.1 Partie active

I.4.1.1 Circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques à cristaux orientés, isolées électriquement entre elles, il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. On parvient à résoudre ce problème en prenant des mesures à savoir [14]:

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

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

- **Transformateur à colonnes**

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique [6] (Figure I-8).

Cette technologie est constituée de bobinages de forme cylindrique qui entourent les noyaux du circuit magnétique. Les enroulements haute tension et basse tension sont imbriqués l'un dans l'autre [11] et elles peuvent être disposés sur un circuit magnétique comportant trois colonnes ou noyaux ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé.

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

Les conducteurs sont de dimensions variables et de topologies multiples, selon les puissances mises en jeux.

- **Transformateur à cuirassé**

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement le bobinage (Figure I-9), ce qui lui confère un fonctionnement à 'flux libre'.

La cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité. En contrepartie, le confinement résultant rend plus difficile le refroidissement de l'ensemble.

Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, où les surtensions transitoires sont fréquentes. Voire dévastateurs de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [15].

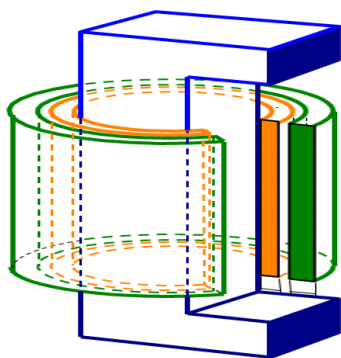
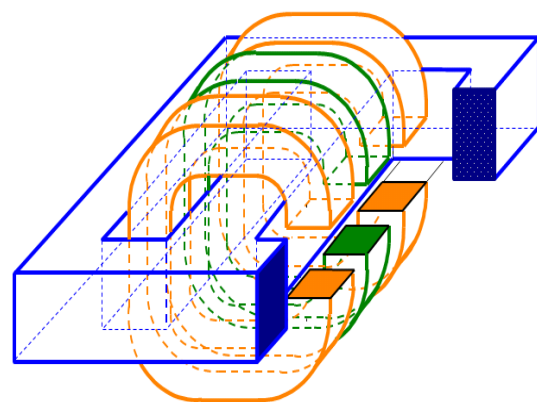


Figure I.9 Technologie cuirassée



FigureI.8 : Technologie colonne

I.4.1.2 Circuit électrique

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont constitués par des bobines en fil de cuivre émaillé, chaque couche étant isolée de la suivante par du papier. Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines, quelque fois fractionnées en galettes, sont constitués par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné et séparées par des isolants tel que fibre de verre, mica, ...etc. [16]

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux:

- **Bobinage concentrique simple**

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

- **Bobinage concentrique double**

La moitié du bobinage basse tension est enroulé sur le noyau et isolé, puis on enroule le bobinage haute tension et on l'isole et enfin, on termine par la deuxième moitié du bobinage basse tension autrement dit, le bobinage haute tension est en sandwich entre les deux moitiés basses tensions.

- **Bobinage à galette**

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

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

En distribution, les transformateurs sont à bobinage concentrique simple [15].

- **Réalisation**

Suivant le mode de réalisation de bobinage on distingue les bobines en cylindre des celles en hélice

- Enroulement en cylindre :

Ils sont soit en une seule couche, soit en plusieurs couches

Ils sont utilisés surtout comme bobinage BT pour des courants < 800 A en conducteur plat

Les bobines cylindriques en plusieurs couches en conducteur à section circulaire sont utilisées comme enroulement HT pour une tension < 36 kv

- Enroulement en hélice :

La bobine est composée de spires utilisant de 4 à 20 conducteurs de section carrée en parallèle.

Pour diminuer les pertes dues à la non-symétrie de distribution du flux, on réalise une transposition des conducteurs au sein des spires.

Les enroulements en hélice sont les plus robustes et sont utilisés comme bobinage BT pour des transformateurs de grande puissance ($I > 300 \text{ A}$) [17].

I.4.2 La cuve

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques de ce dernier.

Elle a pour rôles :

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

Elle sert à la protection de la partie active du transformateur. Elle est ajourée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur. Pour les transformateurs dans la puissance dépasse 25 KVA, la surface lisse de la cuve devient insuffisante pour évacuer les pertes dans les conditions normales d'échauffement, il faut alors prévoir une cuve de surface ondulée [15].

I.4.3 Huile isolante

Les huiles minérales sont utilisées pour l'isolation des équipements électriques depuis la fin du 19eme siècle. À ce jour, l'huile constitue encore un composant important dans les installations électriques et les transformateurs de puissance en particulier.

Mis à part les transformateurs de distribution soumis à des contraintes de fonctionnement particulières, les transformateurs de puissance sont généralement remplis d'huile minérale. L'huile a non seulement un rôle d'isolation électrique mais aussi de liquide de refroidissement.

Les principales qualités exigées pour ces huiles sont donc :

- une faible viscosité et un bas point d'écoulement pour assurer sa circulation; un point d'éclair (ou point d'inflammabilité) élevé.
- une bonne stabilité chimique essentiellement vis-à-vis des phénomènes d'oxydation et de décomposition.
- une rigidité diélectrique élevée.

L'huile minérale est un composé obtenu à partir du raffinage du pétrole brut. Elle est composée essentiellement d'hydrocarbures, et en quantité très faible de composés soufrés, et traces de composés organométalliques (Fe, Cu, Al, Na, etc.) qui peuvent affecter considérablement ses

propriétés électriques. Les hydrocarbures sont en général divisés en trois grandes classes : paraffines, naphènes, aromatiques.

Les paraffines et les naphènes sont des hydrocarbures saturés, chimiquement stables mais facilement oxydables à chaud, et ne diffèrent pas les uns des autres que par leurs structures moléculaires et leurs caractéristiques physico-chimiques.

Les aromatiques sont insaturées et par conséquent moins stables (pouvant se montrer chimiquement plus réactifs) [18].

I.4.4 Refroidissement et isolation

I.4.4.1 Refroidissement

Lors de son fonctionnement, un transformateur est le siège de pertes, dont la plus grande partie est localisée dans deux éléments principaux :

- Le circuit magnétique : ces pertes dépendent de l'induction c'est-à-dire de la tension appliquée.
- Les enroulements : les pertes cuivre dépendent du courant de charge.

En dernier lieu, les flux de fuites sont susceptibles d'induire dans les pièces avoisinantes non actives (pièce de serrage, cuve, couvercle) des courants de Foucault qui entraîne des pertes parasites.

Toutes ses pertes, ont pour conséquence un échauffement du transformateur, ce qui nécessite la mise en œuvre de moyens de réfrigération adéquat.

I.4.4.2 Mode de refroidissement

Le mode de refroidissement d'un transformateur est défini par 4 lettres dont la signification est résumée par la figure ci-dessous.

première lettre : fluide de refroidissement Interne en contact avec les enroulements	
O	huile minérale ou liquide isolant de synthèse de point de feu ≤ 300 °C
K	liquide isolant avec point de feu > 300 °C
L	liquide isolant à point de feu non mesurable
deuxième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement Interne	
N	circulation naturelle par thermosiphon à travers le système de refroidissement et les enroulements
F	circulation forcée à travers le système de refroidissement, circulation par thermosiphon dans les enroulements
D	circulation forcée à travers le système de refroidissement et dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins
troisième lettre : fluide de refroidissement externe	
A	air
W	eau
quatrième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement externe	
N	convection naturelle
F	circulation forcée (ventilateurs, pompes)

Figure I.10 : Signification des lettres de mode de refroidissement [19]

I.4.4.3 Isolation

- Définition

On distingue l'isolation principale et longitudinale.

L'isolation principale comprend : l'isolation entre bobinage, entre bobine et circuit magnétique et entre bobine et bac.

Elle est assurée par de l'huile et des écrans (cartons isolants). Le bac étant remplie d'huile.

L'isolation longitudinale comprend l'isolation entre spires et entre couches d'une même bobine.

- Niveau d'isolement

En exploitation, la tension diffère de la tension nominale suite aux chutes de tension et de régulation de la tension source. Dans tous les cas la tension ne doit pas dépasser un plafond appelé niveau d'isolement pour lequel l'isolation perd ses caractéristiques.

En général, $NI = (1.1 \text{ à } 1.15) U_n$ [17].

Exemple pour $U_n = 22 \text{ kV}$, $NI = 1,1 \cdot 22 = 24 \text{ kV}$.

I.4.5 Equipements et accessoires

I.4.5.1 Traversées isolantes

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées.

Leurs fonctions sont principalement : l'isolement de la connexion par rapport à la cuve, la résistance aux efforts mécaniques, une bonne répartition du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversées. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant.

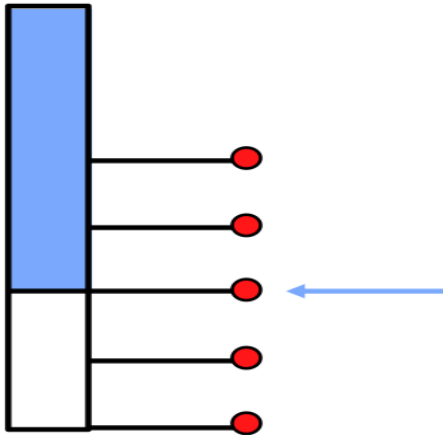
Pour les tensions supérieures afin de tenir la perforation et le contournement électrique de la traversée lors de perturbations diélectriques, tels les coups de foudre, les traversées sont souvent constituées d'un condensateur interne. Celui-ci permet de mieux répartir les contraintes dues aux champs électriques élevés le long de la traversée. Ce condensateur est composé de papier et de feuilles d'aluminium immergés dans de l'huile isolante, qui sont assemblés à l'intérieur d'une porcelaine (Figure I-11) pour la partie à l'extérieur du transformateur. Le fuseau, qui est la partie inférieure immergée dans l'huile, est souvent en bakélite [11].



Figure I.11 : Traversée condensateur haute tension

I.4.5.2 Régleur hors tension

Sur les réseaux relativement stables les transformateurs sont souvent équipés d'un changeur de prises hors tension.



Sur la Figure I-12 on observe le schéma simplifié d'un régleur hors tension de cinq prises en série sur l'enroulement considéré. Ici la troisième prise est en service.

Ces appareils relativement simples, sont généralement peu manipulés, comportent typiquement trois à sept prises, et permettent de s'adapter à la tension du réseau si celle-ci change notablement durant la vie du transformateur.

Figure I.12 : Schéma d'un régleur hors tension.

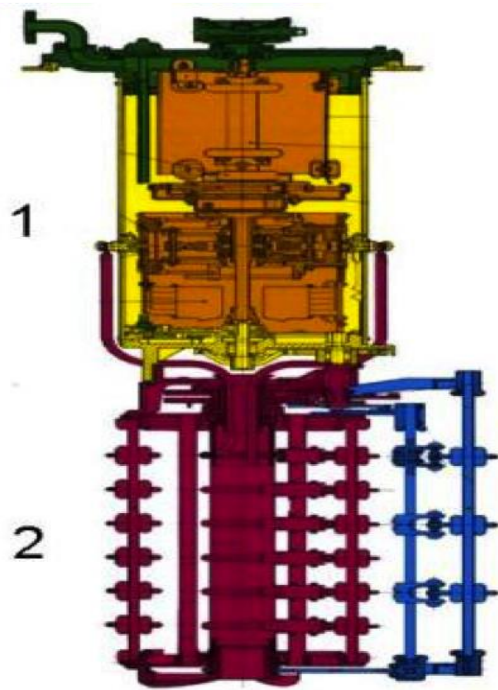
Ces changeurs de prises hors tension sont souvent installés sur des transformateurs de sortie de centrale, des autotransformateurs d'interconnexion de forte puissance ou sur les transformateurs de distribution.

Sur les réseaux plus contraints, et amenés à subir de plus amples et rapides variations de tension, le nombre de prises sur le transformateur est plus élevé (quelques dizaines) et le changement de prises s'effectue alors en charge, sans coupure du courant, avec un appareil plus complexe : le régleur en charge.

I.4.5.3 Régleur en charge

Sur de nombreux transformateurs de puissance, des spires additionnelles sont installées en série sur l'enroulement haute tension. Sur ces quelques spires, on peut mécaniquement et électriquement se placer pour faire varier la tension sur une plage de réglage. Par exemple, un transformateur haute tension peut varier sur une plage de 225 kV +/- 15 % sur 35 positions électriques.

Sur les transformateurs de forte puissance, ce régleur (exemple typique Figure I-13) est composé de deux parties mécaniques distinctes travaillant ensemble :



1. Un **commutateur**, en jaune, qui effectue électromécaniquement le passage électrique rapide (quelques dizaines de ms) d'une prise à une autre, en mettant un bref instant les deux prises en court-circuit.

Cette partie est dans un volume d'huile isolante hermétique par rapport au reste du transformateur.

2. Un **sélecteur de prises mécanique**, en rouge, qui se positionne lentement sur les connexions de l'enroulement de réglage souhaitées. Celles-ci étant connectées sur ce sélecteur, ainsi qu'à une extrémité de l'enroulement principal auquel sont ajoutées électriquement les spires de réglage.

Figure I.13 : Régleur en charge MR Type M

L'ensemble commutateur et sélecteur est entraîné par un moteur externe dans une armoire de commande électrique dédiée au régulateur en charge.

Les régulateurs en charge sont la première cause de défaillance importante sur les transformateurs de puissance. Cet appareil court-circuitant et ouvrant le courant de charge en quelques dizaines de millisecondes, par une action mécanique, tout défaut sur ce système engendre rapidement des problèmes importants. De plus, il doit tenir les contraintes électriques et mécaniques pendant plusieurs centaines de milliers de manœuvres avant une révision du constructeur systématique. La norme internationale de référence sur les régulateurs en charge neufs est [20].

I.4.5.4 Conservateur

Le récipient cylindrique appelé conservateur est agencé à l'horizontale sur le couvercle. Sur certaines versions, la tubulure reliant le conservateur et le couvercle est parfois équipée d'un relais Buchholz [21].

Le rôle de conservateur :

- Absorber les modifications du volume d'huile dues aux variations de température.
- Sécheur d'air pour empêcher l'humidité de l'air de pénétrer dans l'huile.
- Ballon en nitrile pour empêcher le contact de l'air avec l'huile.
- Niveau d'huile pour indiquer le niveau en fonction de la température et donner une alarme en cas de niveau trop bas.

- Deux compartiments, si changeur de prises en charge [12].

I.4.5.5 Ecran de sécurité :

C'est une spire ouverte d'une bande de cuivre relié à la masse, placée entre l'enroulement HT et BT. Cet écran peut jouer le rôle d'écran électrostatique en empêchant la transmission des parasites du HT vers BT. Elle doit être reliée à la terre.

I.4.5.6 Principaux dispositifs de protection

- **Parafoudres HTA de protection contre les défauts amont :**

Ils protègent contre les défauts sur le réseau du distributeur d'énergie et sont installés à proximité immédiate du transformateur, au point de raccordement HTA.

- **Cellules de protection par fusible ou disjoncteur :**

Elles réalisent la protection contre les court-circuit et les surcharges.

- **Relais de protection (type DMCR ou DGPT2) :**

Ces appareils de protection spécifiques aux transformateurs immergés signalent toute anomalie. Ils donnent l'alarme et provoquent le déclenchement dès qu'ils détectent un dégagement gazeux ou une élévation de température anormale de diélectrique.

- **Sondes PTC :**

Les sondes PTC sont placées entre le circuit magnétique et les enroulements BT des transformateurs secs type trihal. Elles détectent des seuils de température pour donner l'alarme et provoquer le déclenchement [22].

I.5 Technologie de construction

On distingue essentiellement deux technologies selon le type de refroidissement, les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

I.5.1 Les transformateurs à diélectrique liquide (huile)

Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement de transformateur, on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale. Malgré ces propriétés avantageuses, l'huile de transformateur a deux défauts principaux, elle est inflammable et sa vapeur forme avec l'air dans certaines conditions un mélange explosif [19].

I.5.2 Les transformateurs secs

Le circuit magnétique est isolé dans une matière isolante sèche. Le refroidissement est assuré par l'air ambiant. Ils sont utilisés dans des locaux où les conditions de poussière, d'humidité et

de température sont maîtrisées. Ils sont notamment utilisés pour les grands bâtiments car ils présentent peu de risque en cas d'incendie [23].

I.6 Types de transformateurs classique

I.6.1 Transformateur ordinaire de phase

Du point de vue de leur application, les transformateurs ordinaires de phase (monophasée, biphasée et triphasée) groupé dans trois ou cinq colonne se classent en trois catégories :

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

I.6.2 Autotransformateur

C'est un transformateur statique dans lequel les deux enroulements primaire et secondaire ne sont plus distincts électriquement. Il ne comporte qu'un seul bobinage, le secondaire utilisant une partie des spires du primaire [10]. La totalité de l'enroulement peut jouer le rôle de primaire et la partie de l'enroulement jusqu'au point intermédiaire le rôle de secondaire. Le courant circulant dans le secondaire (enroulement commun) est alors la différence entre les deux courants I_1 et I_2 . Cette conception se traduit par une dimension réduite et un meilleur couplage que pour un transformateur équivalent. La tension de court-circuit est donc plus faible et le courant de court-circuit plus élevé que pour un transformateur équivalent [24].

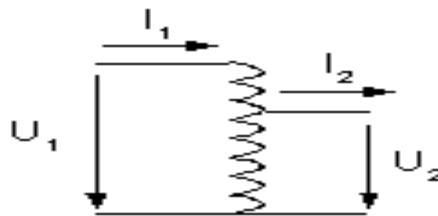


Figure I.14 : Autotransformateur

I.6.3 Transformateur triphasé

Un transformateur monophasé est destiné seulement à un système monophasé. Mais le transport ou la distribution de l'électricité se font en triphasé. Le circuit magnétique d'un tel transformateur triphasé comporte ordinairement trois colonnes disposées dans un même plan.

Chaque colonne porte un enroulement primaire et un enroulement secondaire et peut être considérée comme un transformateur monophasé. Les trois enroulements, primaires et secondaires, sont connectés en étoile, en triangle ou en zigzag de sorte que le transformateur comporte trois bornes primaires et trois bornes secondaires [5].

I.6.3.1 Groupe de couplage

Le groupe de couplage désigne l’association des couplages des enroulements choisis pour la haute tension et pour la basse tension. L’enroulement haute tension d’un transformateur triphasé de nombre de spire N_1 peut être connecté en étoile (symbole Y) ou en triangle (symbole D). L’enroulement basse tension avec un nombre de spire N_2 peut être connecté en étoile (symbole y) en triangle (symbole d) ou en zigzag (symbole z). Les systèmes des tensions de primaire et de secondaire d’un transformateur triphasé sont en général déphasés avec un angle θ . Comme cette angle est multiple de $\pi/6$, on définit l’indice horaire par : $I = \theta / (\pi/6)$

Couplage normalisés

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

a- Couplage étoile-étoile :

Pour le couplage étoile-étoile, les tensions aux bornes des bobines du primaire et du secondaire de la même colonne sont des tensions simples (Figure I-15). Ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (Figure I-16). Le rapport de transformation est $m=N_2/N_1$. Le déphasage θ de basse tension par rapport à la haute tension est nul, ce qui donne un indice horaire $I=0$.

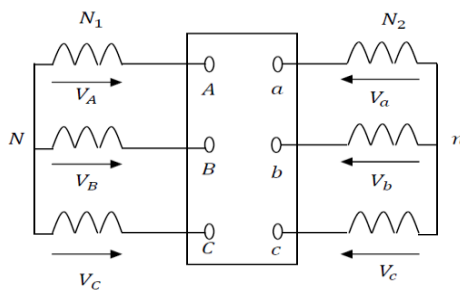


Figure I.15 : Couplage Yy 0

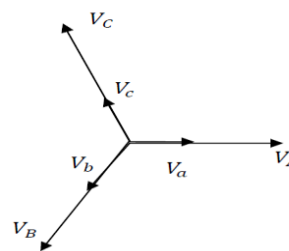


Figure I.16 : Diagramme vectoriel

b- Couplage triangle-étoile :

Pour le couplage triangle-étoile la tension aux bornes d’une phase du primaire est une tension composée, alors que la tension aux bornes de la phase correspondante du secondaire est une tension simple (Figure I-17). Le rapport de transformation est $m=\sqrt{3} (N_2 /N_1)$.

Le déphasage θ entre les tensions de primaire et le secondaire est de $(-\pi/6)$, ce qui veut dire l'indice horaire est I=11 (Figure I-18).

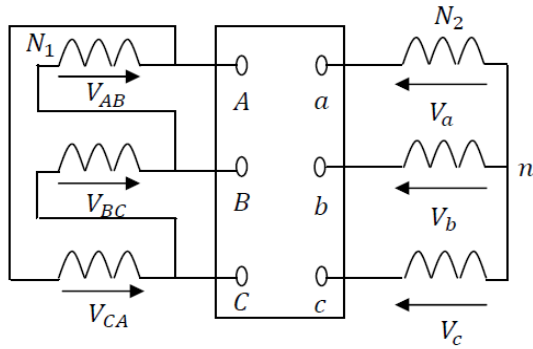


Figure I.17 : Couplage Dy 11

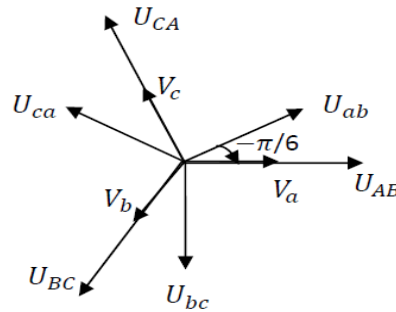


Figure I.18 : Diagramme vectoriel

c- Couplage étoile-zigzag :

Pour le couplage étoile zigzag (Figure I-19), la tension aux bornes d'une phase du primaire est une tension simple alors qu'une tension aux bornes d'une phase du secondaire est la somme des deux tensions aux bornes de demi bobines ce qui permet de construire le diagramme vectoriel (Figure I-20). Le rapport de transformation est $m = \sqrt{3} (N_2 / N_1)$.

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

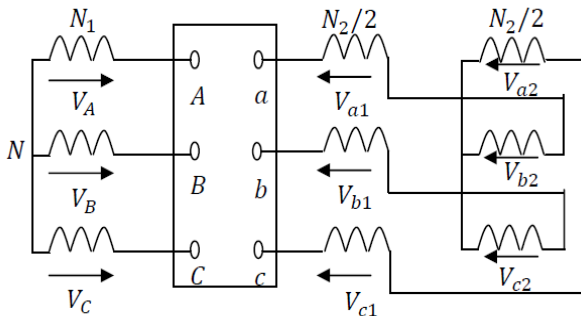


Figure I-19 : Couplage Yz 11

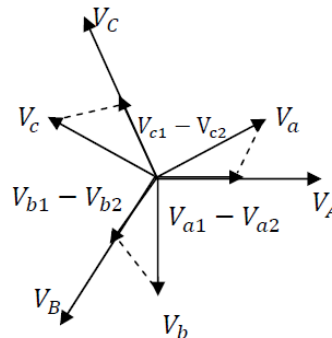


Figure I-20 : Diagramme vectoriel

I.6.3.2 Choix du couplage dans les transformateurs usuels

La présence du conducteur neutre dans une distribution basse tension permet de disposer des deux types de tension ; la tension simple pour l'usage domestique usuel, et le système triphasé de tensions composées pour l'usage artisanal ou industriel. De plus il est intéressant, coté haute tension de déposer d'un couplage ayant un neutre et de mettre ce neutre, ainsi que le circuit

magnétique et les partie métalliques (cuve) du transformateur au potentiel de la terre. Ceci permet de réduire les distances d'isolement des bobines hautes tension.

Ce qu'il faut c'est d'avoir le même couplage au primaire et au secondaire d'un transformateur Ceci évite de transmettre intégralement le déséquilibre éventuel des grandeurs (courants, tensions) d'un côté du transformateur à l'autre. On voit donc apparaître l'intérêt d'un couplage Yz offrant un neutre des deux coté et des couplages différents [19].

I.7 Les pertes dans un transformateur

Comme toute machine électrique, le transformateur occasionne des pertes de puissance, ces pertes sont causées par :

- L'effet joule dans les deux enroulements.
- L'hystérésis et les courant de Foucault dans le fer.

Les pertes dans le transformateur se manifeste sous forme de chaleur et donne lieu :

- A une élévation de température.
- A une diminution de rendement. [5]

I.7.1 Les pertes par effet joule

Les pertes par effet joule dans les enroulements sont appelées également pertes cuivre, elles dépendent de la résistance de ces enroulements et de l'intensité du courant qui les traverse, elles sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant.

$$P_j = \sum R_i I_i^2 \quad (I.9)$$

R_i : Résistance des enroulements, I_i : Intensité de courant qui les traverse.

I.7.2 Les pertes fer

Les pertes fer(P_i) se produit dans le noyau magnétique du transformateur, ces pertes sont la somme des pertes d'hystérésis (P_h) et les pertes par courant de Foucault (P_e).

$$P_i = P_h + P_e \quad (I.10)$$

1) Les pertes par courant de Foucault

Le circuit magnétique a une induction sinusoïdale 'B' est le siège des courants induits appelés courants de Foucault.

Ces courants qui circulent dans des plans perpendiculaires aux lignes d'induction tendent à s'enrouler autour de ces lignes.

Ils produisent par effet joule un dégagement de chaleur dans le circuit magnétique, ces pertes sont données par la relation suivante :

$$P_e = k_e * f^2 * B_m^2 \quad [25] \quad (I.11)$$

B_m : induction maximale dans le circuit magnétique (T), f : fréquence (Hz) et k_e : constante de proportionnalité dépend du volume et de la résistivité de matériau du noyau, l'épaisseur des tôles et les unités utilisées.

2) Les pertes par hystérésis

La surface du cycle d'hystérésis s'exprime en joule/m³. Elle correspond à un échauffement du matériau dû aux frottements des moments magnétiques.

Ainsi la puissance perdue par hystérésis est donnée par :

$$P_h = k_h * f * B_m^n \quad (I.12) \quad [26]$$

k_h : constante de proportionnalité dépend du volume et de la qualité du matériau de base et les unités utilisées, n : exposant varie entre 1,5 et 2,5 en fonction de matériel ferromagnétique pour un B_m donné.

➤ Les pertes fer sont données aussi par l'expression :

$$P_i = S * N * f \quad (I.13) \quad [5]$$

S : surface de la courbe d'hystérésis [A.w], N : nombre de spire de l'enroulement.

La surface (Figure I-21) comprend les pertes par hystérésis ainsi que les pertes dues au courant de Foucault.

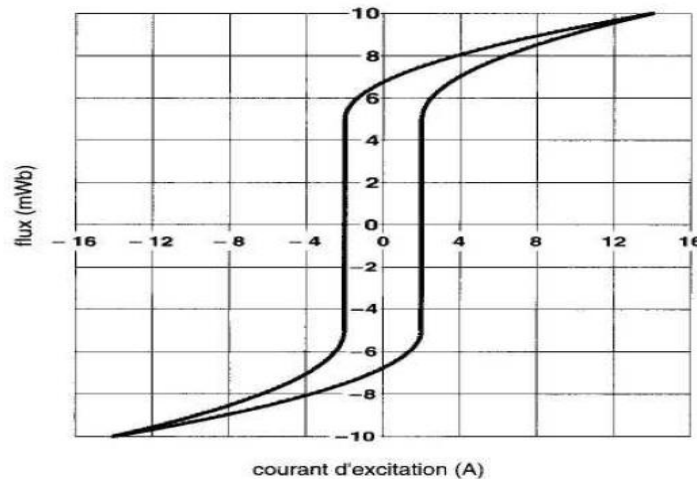


Figure I.21 : Courbe d'hystérésis dans un transformateur [5]

I.7.3 Autres pertes

- Ce sont des pertes dues aux courants de Foucault dans les enroulements ou dans les pièces métalliques avoisinantes [25].

$$P_{Ch} = P_j + P_s \quad \longrightarrow \quad P_s = P_{Ch} - P_j \quad (I.14)$$

P_{Ch} : pertes due à la charge en [watt], P_s : pertes supplémentaires.

- Les pertes diélectriques sont pour la plupart du temps négligeables par rapport aux autres pertes. Ces pertes sont dues à des courants de déplacement dans les isolants et sont calculables à partir de l'expression :

$$P_{di} = V^2 \omega C \tan \delta \quad (\text{I.15})$$

Le facteur de dissipation $\tan \delta$ $\{10^{-4}$ à $10^{-2}\}$, est fourni par le fabricant du diélectrique employé [16].

I.8 Contraintes subies par le transformateur

Les transformateurs de puissance sont soumis à plusieurs contraintes qui sont les effets d'action physique ou chimiques. Les contraintes normales sont celles qui entraînent une usure et un vieillissement lent du matériel. Les contraintes anormales étant celles qui provoquent un vieillissement prématuré ou destruction immédiate du matériel.

Les surtensions de foudre, de manœuvre ou de court-circuit peuvent provoquer des défauts mécaniques comme les vibrations en régime permanent ou les efforts électrodynamiques sur les bobinages.

Les pertes qui se dégagent dans le noyau et les enroulements de transformateurs lors de son fonctionnement se manifestent par de la chaleur qui conduit à l'échauffement des parties constitutives de l'appareil. Son action se traduit par une destruction lente des isolants ou la diminution de leur rigidité diélectrique pouvant par conséquent amplifier le risque d'avarie du matériel.

I.9 Conclusion

Ce présent chapitre nous a permis de présenter de manière générale le transformateur de puissance, dans deux parties essentielles : théorie et fonctionnement.

On a abordé leur rôle, principe et composants aussi l'autotransformateur et le transformateur triphasé et ses couplages, ainsi que les pertes et les contraintes dont on consacre le chapitre suivant pour les différentes perturbations dans un transformateur.

Chapitre II

Différentes perturbations dans un transformateur de puissance lors de son fonctionnement

II.1 Introduction

L'étude du transformateur en régime de fonctionnement perturbé et l'identification de ces perturbations et de leurs origines ont une importance particulière pour le choix et le dimensionnement du transformateur et même pour suggérer des remèdes qui éviteront peut-être des dégâts prévus.

On consacra ce deuxième chapitre aux différentes perturbations qui affectent le plus souvent les transformateurs de puissance en commençant par quelques définitions des termes qui seront utilisés dans ce chapitre affectant.

II.2 Définitions et Terminologies

II.2.1 Variation de la Puissance

La variation de la puissance demandée peut être due à la modification du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation ou la réduction de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

II.2.2 Surtension

On qualifie de surtension toute tension en fonction du temps qui dépasse la tension crête de régime permanent à sa tolérance maximale. On distingue principalement, selon leur origine:

- Les surtensions atmosphériques : coup de foudre direct ou induit.
- Les surtensions opérationnelles.

II.2.3 surintensité

Tout courant qui dépasse le courant nominal de service est considéré comme une surintensité.

En général, les surintensités sont classées en deux catégories :

- les surintensités passagères ou transitoires.
- les surintensités anormales dues aux surcharges et aux courts –circuits.

II.2.4 signal déformé

C'est l'altération de la forme d'onde sinusoïdale du courant et/ou de la tension engendrée par des systèmes électriques non-linéaires.

Le signal déformé peut être décomposé en une somme de sinusoïde de fréquence (n. f) tel que $n \in \mathbb{N}$ et f est la fréquence du signal (développement en série de Fourier).

II.2.5 régime transitoire

On entend par régime transitoire le comportement de passage entre deux états stationnaires. [27]

II.2.6 Défaut électrique

Un défaut électrique est une anomalie électrique qui peut apparaître sur une phase (défaut monophasé) ou sur plusieurs phases (défaut polyphasé) d'une ligne (départs, arrivées, liaisons) ou d'un demi-jeu de barres.

Un défaut électrique est spécifié par :

Une modification de la valeur du courant (sur une ligne) par rapport à sa valeur nominale (dépassement d'un seuil).

Une modification de la valeur de la tension (entre le demi jeu de barre et le neutre) par rapport à sa valeur nominale (dépassement d'un seuil).

II.2.7 Point chaud (hot spot)

En l'absence de définition particulière, par "point-chaud " on sous-entend le point le plus chaud des enroulements.

II.2.8 Le court-circuit

Elévation brutale de l'intensité de 10 à 1000 I_n dans un circuit due à une liaison accidentelle de deux points de potentiel différents (PH et N).

II.2.9 La surcharge

Elévation de l'intensité de 1 à 10 I_n d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs.

II.2.10 Chute de tension

Le manque ou La baisse de tension, trop importante dans un réseau, déséquilibre d'un réseau triphasé de distribution.

II.3 Le court-circuit

Le court-circuit est souvent dû à une défaillance électrique importante comme la rupture isolant. Il en résulte un courant de défaut dont la valeur efficace est très élevée (typiquement supérieure à 10 fois la valeur du courant nominal de l'installation).

II.3.1 Les cause des court-circuit

- ✓ Dégradation des isolants.
- ✓ Dégradation de la qualité de surface.
- ✓ Dégradation thermique.
- ✓ Décharge partielles dans les vacuoles (micro poche à l'intérieur des isolants).
- ✓ Diminution accidentelles de la distance d'isolement.
- ✓ Les surtensions.

II.3.2 Conséquences des courts-circuits sur les transformateurs de puissance

- ✓ Des échauffements excessifs qui s'accumulent et pouvant s'avérer destructifs si la tenue thermique venait à être dépassée. Cet effet d'accumulation n'est pas constaté en cas de situation de charge normale durant laquelle le processus est lent et l'échange de température avec l'air ambiant n'a pas le temps de se réaliser.
- ✓ Les courants de défauts détériorent les caractéristiques des isolants par suite d'augmentation de température. Les isolants perdent leurs propriétés de façon irréversible, avec pour conséquence la création de point faible sièges de futurs défauts.
- ✓ Incendie au niveau de l'arc du court-circuit.
- ✓ Echauffement des circuits magnétiques.
- ✓ Echauffement sur le trajet du courant de court-circuit.
- ✓ Des efforts électrodynamiques importants qui peuvent être à l'origine de la dislocation ou la déformation des enroulements des transformateurs.
- ✓ Les courants de défaut réduisent les capacités mécaniques du conducteur (rupture des conducteurs).

II.3.3 Effets physiques

Un transformateur qui subit un court-circuit sera exposé à deux effets physiques :

a) Effets thermiques

Le passage du courant de court-circuit dans les transformateurs crée des échauffements excessifs. L'effet thermique est tellement rapide que le transformateur n'a pas le temps de dégager la chaleur excessive accumulée à l'intérieur, car le processus de refroidissement est lent. Cela a des conséquences négatives sur le transformateur.

L'effet thermique provoqué par le courant de court-circuit ne doit pas dépasser la tenue Thermique du transformateur qui est donnée comme suit :

$$\beta = I^2 * t \quad [A^2 * s] \quad (II.1)$$

Où :

t : le temps maximum de réaction des protections (ce temps est estimé à 2s : voir norme CEI 60076).

I : est la valeur du courant symétrique qui est donné par l'expression suivante :

$$I = \frac{U}{\sqrt{3} * (Z_s + Z_t)} \quad [kA] \quad (II.2) \quad [28]$$

Z_s : l'impédance de court-circuit du réseau.

Z_t : l'impédance de court-circuit du transformateur assimilée à l'enroulement étudié.

U : la tension assignée de l'enroulement considéré, kV.

La température moyenne θ_1 de chaque enroulement, après le passage du courant de court-circuit symétrique I de valeur et de durée spécifiée, se calcule suivant la formule :

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2 * (\theta_0 + 235)}{\frac{106000}{j^2 * t} - 1} \quad (II.3) \quad \text{pour le cuivre}$$

$$\theta_1 = \theta_0 + \frac{2 * (\theta_0 + 225)}{\frac{45700}{j^2 * t} - 1} \quad (II.4) \quad \text{pour l'aluminium}$$

Où :

θ_0 : la température d'enroulement initiale (somme de la température ambiante et l'échauffement correspondant de l'enroulement au régime assigné), en (°C).

J : la densité de courant de court-circuit en ampère par millimètre carré (A/mm^2), basée sur la valeur efficace du courant de court-circuit symétrique.

t : la durée, en second(s).

b) Effets dynamiques

Un transformateur parcouru par un courant de court-circuit est le siège de forces électrodynamiques très importantes qui sont à l'origine de la déformation géométrique du transformateur.

On définit alors la tenue dynamique du transformateur par l'expression :

$$i = I \cdot k \cdot \sqrt{2} \quad (\text{II.5})$$

$\sqrt{2}I$: le courant maximum de court-circuit symétrique.

K : le coefficient de choc, qui dépend du rapport R/X suivant la relation :

$$K = 1 + \exp(-0.01/Ta)$$

Tel que :

$$Ta = R/X \quad (\text{II.6})$$

R : résistance de court-circuit

X : réactance de court-circuit

Le coefficient de choc k varie en fonction du rapport R/X suivant la courbe ci-dessous : (figure 2.1).

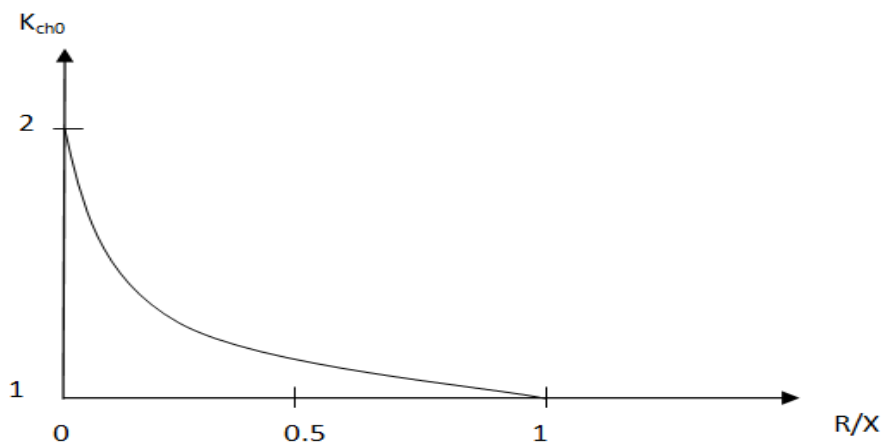


Figure II.1 : variation de coefficient de choc en fonction de R/X [28].

Remarquons que pour les courts-circuits proche des sources, le coefficient se rapproche de la valeur maximale 2 (voir figure II-1) il est choisi généralement entre 1,7 à 1,8. Pour les défauts lointains, le coefficient de choc est sans influence sur la valeur de courant de court-circuit total, il avoisine la valeur 1. La tenue dynamique est déterminée en fonction du coefficient de choc et du courant maximum de court-circuit. [28]

II.4 Surtension

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme CEI 71-1.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre.

Leur caractère varié et aléatoire les rend difficiles à caractériser et n'autorise qu'une approche statistique en ce qui concerne leur durée, leurs amplitudes et leurs effets. Le tableau du tableau 2.2 présente les principales caractéristiques de ces perturbations.

En fait, les risques se situent essentiellement au niveau des dysfonctionnements, de la destruction de matériel et, en conséquence, du non continuité de service. Ces effets peuvent apparaître sur les installations des distributeurs d'énergie ou sur les installations des utilisateurs.

Les perturbations peuvent conduire à :

- des interruptions courtes (réenclenchement automatique sur les réseaux de distribution publique MT par lignes aériennes),
- des interruptions longues (intervention pour changement d'isolants détruits, voire remplacement de matériel).

Des appareils de protection permettent de limiter ces risques. Leur mise en œuvre nécessite l'élaboration réfléchie de niveaux cohérents d'isolement et de protection. Pour cela, la compréhension préalable des différents types de surtension est indispensable. [29]

Tableau II.1 : Caractéristiques des différents types de surtensions. [29]

type de surtension (cause)	coefficient de surtension MT-HT	durée	raideur du front fréquence	amortissement
à fréquence industrielle (défaut d'isolement)	$\leq \sqrt{3}$	longue > 1 s	fréquence industrielle	faible
de manœuvre (interruption de court-circuit)	2 à 4	courte 1 ms	moyenne 1 à 200 kHz	moyen
atmosphérique (coup de foudre direct)	> 4	très courte 1 à 10 μ s	très élevée 1000 kV/ μ s	fort

II.4.1 Causes des surtensions

Par la nature même de leur origine, il existe deux façons de classer les surtensions:

II.4.1.1 Surtensions par décharge électrique atmosphérique

Les orages sont des événements très habituels, et aussi très dangereux. On estime que sur notre planète se produisent simultanément quelques 2000 orages et qu'environ 100 coups de foudre se déchargent sur la terre chaque seconde. Au total, cela représente environ 4000 orages quotidiens et 9 millions de décharges atmosphériques chaque jour.

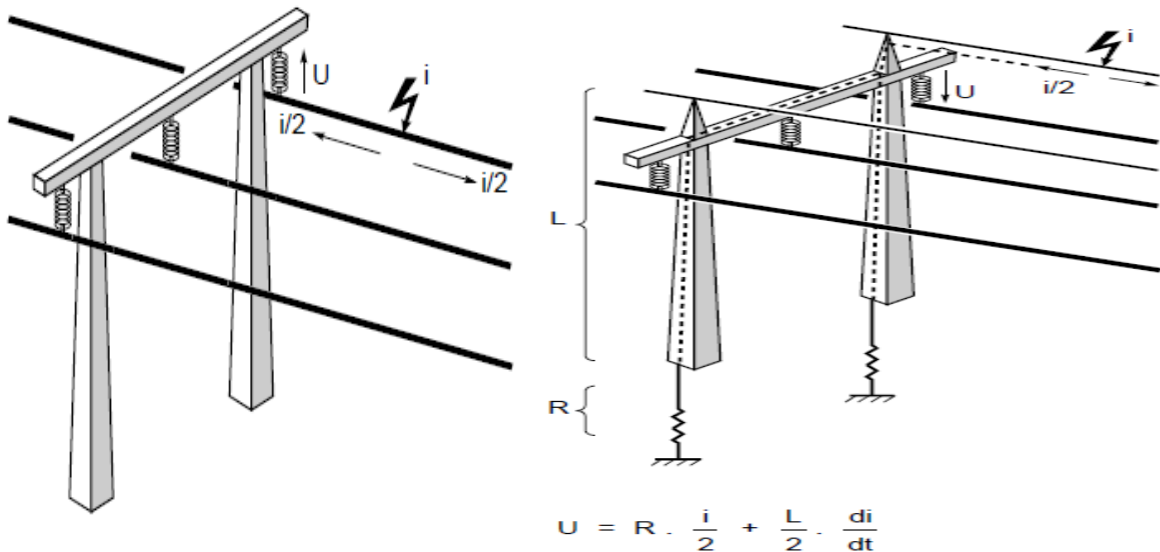
Au moment de l'impact, la foudre provoque une impulsion de courant qui arrive à atteindre des dizaines de milliers d'ampères. Cette décharge génère une surtension dans le système électrique qui peut provoquer des incendies, la destruction de machines et y compris la mort de personnes. [30]

Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique. Une particularité des coups de foudre est leur polarisation : ils sont généralement négatifs (nuage négatif et sol positif). Environ 10 % sont de polarité inverse, mais ce sont les plus violents. A noter que le front de montée des chocs de foudre retenu par les normes, est de 1,2 ms pour la tension et 8 ms pour le courant.

Une distinction est souvent établie entre :

- Le coup de foudre « direct » touchant une ligne (figure II-2).
- Et le coup de foudre « indirect » tombant à proximité d'une ligne, sur un pylône métallique, ou, ce qui revient au même, sur le câble de garde, (mis à la terre, ce câble

relie les sommets des pylônes, il est destiné à protéger les conducteurs actifs des coups de foudre directs) [29].



$$U = Z_c \cdot i/2$$

Figure II.2 : lors d'un coup de foudre direct, l'onde de courant se propage de part et d'autre du point d'impact.

FigureII.3 : lorsque la foudre tombe sur le câble de garde, l'écoulement du courant provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique du pylône par rapport à la terre.

II.4.1.2 Surtensions d'origine interne

- **Surtensions à fréquence industrielle** [29]

Sous cette appellation de fréquence industrielle sont regroupées les surtensions ayant des fréquences inférieures à 500 Hz.

a) surtension provoqué par un défaut d'isolement :

Une surtension due à un défaut d'isolement apparaît sur un réseau triphasé, lorsque le neutre est isolé. En effet, lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la masse ou la terre (blessure d'un câble souterrain, mise à la terre d'un conducteur aérien par des branchages, défaut dans un équipement...), la phase concernée est mise au potentiel de la terre et les deux autres sont alors soumises, par rapport à la terre, à la tension composée $U = V \cdot \sqrt{3}$

De façon plus précise, lors d'un défaut d'isolement sur la phase A, un facteur S_d de défaut à la terre est défini par le rapport de la tension des phases B et C par rapport à la terre, à la tension simple du réseau.

L'équation ci-après permet de calculer S_d :

$$S_d = \sqrt{3}(\sqrt{k^2 + k + 1})/k + 2 \quad (\text{II.7})$$

Avec $k = X_0/X_d$

X_d étant la réactance directe du réseau vu du point de défaut, et X_0 la réactance homopolaire.

A noter que :

- si le neutre est parfaitement isolé, soit $X_0 = \infty$: $S_d = \sqrt{3}$.
- si la mise à la terre du neutre est parfaite soit $X_0 = X_d$: $S_d = 1$.
- si, comme dans le cas général, $X_0 \leq 3X_d$: $S_d \leq 1,25$.

b) surtension sur une longue ligne à vide (effet Ferranti) :

Une surtension peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre. Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne.

c) surtension par ferro-résonance :

La surtension est alors le résultat d'une résonance particulière qui se produit lorsqu'un circuit comporte tout à la fois un condensateur (volontaire ou parasite) et une self avec circuit magnétique saturable (un transformateur par exemple). Cette résonance peut apparaître surtout lorsqu'une manœuvre (ouverture ou fermeture d'un circuit) est réalisée sur le réseau avec un appareil dont les pôles sont séparés ou à fonctionnement non simultané.

d) surtension de résonance :

Le phénomène de résonance se rencontre sur les réseaux électriques quel que soit leur niveau de tension.

Il peut être rencontré par exemple dans le cas d'un régime de neutre compensé (bobine de Petersen) utilisé pour minimiser les courants de défaut en MT. Il peut aussi être à l'origine de destructions diélectriques au thermiques ou de vieillissement prématurés de matériels électriques par surtension et par surintensité (résonance harmonique...).

- **Surtensions de commutation [30]**

Ces surtensions sont générées dans les lignes électriques, principalement en raison des deux motifs suivants:

➤ **Commutations de machines de grande puissance:**

Les moteurs électriques sont des charges très inductives dont la connexion et le débranchement provoque des surtensions.

Il existe de même d'autres processus capables de les produire, comme par exemple l'allumage et l'extinction de la soudure à l'arc.

➤ **Manœuvres et/ou failles dans l'approvisionnement électrique:**

En cas de court-circuit dans un certain point du réseau, les protections de la compagnie électrique y répondent en ouvrant le circuit, suivies par les tentatives de réenclenchement au cas où il s'agisse d'une faille transitoire, ce qui produit les surtensions typiques de connexion de charges inductives.

II.4.2 classification des surtensions

La norme CEI 71-1 donne la classification des surtensions selon leur durée et leur forme.

II.4.2.1 Selon la durée

On distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires

- **surtension temporaire** : surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes).

- **surtension transitoire** : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- Surtension à front lent.
- Surtension à front rapide.
- Surtension à front très rapide.

II.4.2.2 formes de tensions normalisées

La norme CEI 71-1 donne les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériels :

- **tension de courte durée à fréquence industrielle** : c'est une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz et de durée égale à 60 s.

- **tension de choc de manœuvre** : c'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μs et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μs.

- **tension de choc de foudre** : c'est une tension de choc ayant une durée de front montant de $1,2\mu\text{s}$ et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de $50\mu\text{s}$.

II.4.3 Mécanismes de propagation

Le mécanisme de propagation prédominant des surtensions de commutation est par conduction, puisqu'elles ont leur origine dans les réseaux d'alimentation électrique. C'est dans les décharges électriques atmosphériques où peut se manifester toute la gamme des formes de propagation.

Par conséquent, on différencie les mécanismes suivants:

II.4.3.1 Surtensions conduites

La foudre peut avoir un impact direct sur les lignes électriques aériennes. La surtension se propage et arrive jusqu'à l'utilisateur, en dérivant à terre à travers ses équipements et en produisant des avaries à ces derniers.

Une erreur assez fréquente est de penser que les décharges incidentes dans les lignes électriques de distribution (Moyenne Tension) n'arrivent pas à celles de Basse Tension grâce à l'isolement galvanique fourni par le transformateur existant; ceci est faux étant donné que cet isolement est effectif à des fréquences nominales du réseau, tandis que pour les formes d'onde assimilées à la foudre le transformateur provoque peu d'atténuation.

II.4.3.2 Surtensions induites

Le champ électromagnétique provoqué par les décharges électriques, induit des courants transitoires dans les équipements à proximité, en les transmettant à l'intérieur des installations et en endommageant les équipements.

II.4.3.3 Surtensions par couplage capacitif

Il existe toujours un couplage capacitif, également appelé capacité parasite, entre n'importe quelle paire de conducteur.

Plus la rapidité de la forme d'onde de tension impliquée est grande, plus les surtensions par couplage capacitif sont importantes.

II.4.3.4 Augmentation du potentiel dans les prises de terre

Ce mécanisme est un cas particulier des surtensions conduites mentionnées auparavant mais vu son incidence élevée, elles vont être mises en relief dans un paragraphe spécifique.

Lorsqu'un coup de foudre atteint la terre, le courant de décharge peut élever le potentiel de terre à plusieurs milliers de volts autour du point d'impact dans le terrain comme conséquence du courant qui se disperse.

Tout objet sur le terrain touché aura la tension associée à ce moment, ce qui peut être à l'origine d'une différence de tension dangereuse par rapport à d'autres points de l'installation. Il faut particulièrement prêter attention aux éléments métalliques enterrés, comme les canalisations et les prises de terre. [30]

Tableau II.2 : Dans le tableau est représentée pour chaque mécanisme de transmission la valeur type de surtension correspondante et des courants associés [30].

	SURTENSION	INTENSITÉ
SURTENSIONS CONDUITES	<ul style="list-style-type: none"> Jusqu'à quelques dizaines de kV 	<ul style="list-style-type: none"> Impacts éloignés: jusqu'à 1kA Impacts proches: jusqu'à quelques kA Impacts directs: jusqu'à des dizaines de kA
SURTENSIONS INDUITES	<ul style="list-style-type: none"> Jusqu'à quelques kV entre conducteurs qui ne sont pas terre Jusqu'à quelques dizaines de kV entre terre et conducteur 	<ul style="list-style-type: none"> Jusqu'à quelques kA Jusqu'à quelques dizaines de kA
SURTENSIONS PAR COUPLAGE CAPACITIF	<ul style="list-style-type: none"> Jusqu'à quelques kV entre conducteurs qui ne sont pas terre Jusqu'à quelques kV entre terre et conducteur 	<ul style="list-style-type: none"> Jusqu'à quelques kA

II.4.4 Conséquences des surtensions

Les surtensions dans les réseaux électriques provoquent des dégradations du matériel, une baisse de la continuité de service et un danger pour la sécurité des personnes.

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

- claquage du diélectrique isolant des équipements dans le cas où la surtension dépasse leur tenue spécifiée
- dégradation du matériel par vieillissement, causé par des surtensions non destructives mais répétées
- perte de l'alimentation suite aux coupures longues causées par la destruction d'éléments du réseau

II.5 Surcharge des transformateurs de puissance

II.5.1 Introduction à la surcharge

Les surcharges sont dues essentiellement à une augmentation de la demande d'énergie, mais parfois aussi à un dimensionnement incorrect des équipements qui composent les installations électriques.

Les surcharges se caractérisent par des courants supérieurs aux courants maximums admissibles, si ces courants se maintiennent trop longtemps, ils peuvent d'une part endommager les matières isolantes et d'autre part provoquer la rupture des conducteurs par suite de la dégradation de leur résistance mécanique.

Si le fonctionnement d'un transformateur de puissance est au-delà de la température ambiante et de la puissance assignée, on a un risque de défaillance dû aux éléments suivants :

- Augmentation de température.
- Augmentation de flux de fuite, augmentation des pertes locales par courant de Foucault et augmentation de température des points chauds.
- Combinaison flux principale + flux de fuite diminue les possibilités de surexcitation.
- Variation de température et modification des teneurs en eau dans les isolants et dans l'huile.
- Traversées et changeurs de prises soumis à des contraintes plus élevées.

II.5.2 Type de transformateur de puissance

Un transformateur de grande puissance est plus vulnérable aux surcharges qu'un transformateur plus petit à cause de :

- Augmentation des volumes sous contrainte diélectrique.
- Flux de fuite plus important.
- Efforts de court-circuit plus important.
- Température du point chaud plus difficile à déterminer.

On distingue donc trois types de transformateurs ayant chacun des limites admissibles différentes de surcharge et de température.

- Transformateurs de distribution
 $\leq 2500\text{kVA}$ et $\leq 33\text{kV}$

- Transformateur de moyenne puissance
 ≤ 100 MVA et $U_{cc} (\%) \leq 25 - 0,1 * S_r$ (MVA)
- Transformateurs de grande puissance
 > 100 MVA ou $U_{cc} (\%) > 25 - 0,1 * S_r$ (MVA)

II.5.3 Types de chargement

Les conditions de charge des transformateurs peuvent être classées en quatre types, qui sont décrits dans les sections suivantes [31], [32].

II.5.3.1 Espérance de vie normale

L'espérance de vie normale se produit lorsque le transformateur de puissance fonctionne avec une température instantanée de 98°C pour le papier non-thermiquement amélioré et 110°C pour papier amélioré thermiquement [31].

La fin exacte de la vie des transformateurs est inconnue, cependant selon CEI [32] des prédictions différentes pour la vie d'isolation en fonction des propriétés mécaniques existent telles que, résistance à la traction retenue et / ou degré de polymérisation conservé. Pour un 200 retenu degré de polymérisation en isolation et à la température de référence de 110°C la vie d'isolation normale peut être de 17,12 ans en considérant l'isolation thermiquement améliorée.

II.5.3.2 Surcharge prévue

Ce type de chargement se produit lorsque l'opérateur a l'intention de surcharger le transformateur pendant un temps spécifique qui est plus typique dans le fonctionnement de l'utilité. La température du point chaud peut augmenter de 120 à 130°C pendant ce type de chargement. Panne sans système, répétitive planifiée des charges et l'espérance de vie plus courte sont les caractéristiques de ce type de chargement [31]. Pour ce type de chargement, des calculs peuvent être faits pour définir la période dans laquelle une perte de vie acceptable peut être obtenue.

II.5.3.3 Surcharge de longue durée

Dans ce type de surcharge, le transformateur est utilisé au-delà de sa plaque signalétique pour longtemps, de plusieurs heures à plusieurs mois, transportant des charges d'urgence. Il pourrait se produire une ou deux fois pendant la vie normale du transformateur. Surcharge prolongée se produit en raison d'une panne dans un système d'alimentation ou des éventualités sur la transmission système.

Cependant, le risque d'échec est supérieur à la surcharge prévue et au point chaud la température peut atteindre $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ - $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ en cours d'opération [31]. Pour ce type de chargement des calculs peuvent être effectués, afin d'évaluer la perte acceptable de vie d'isolation pendant un cycle de charge spécifique.

II.5.3.4 Surcharge à court terme

La surcharge rapide est un chargement important d'un transformateur pendant un court laps de temps qui provoque une hausse de température rapide qui dépasse les limites définies par la plaque signalétique. Dans ce type de chargement, la température du point chaud peut atteindre $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ pour une courte période de temps [31] avec une forte perte de vie d'isolation. Les principales caractéristiques de ce type de chargement sont:

- Conditions d'opération hautement improbables sur le système de transmission.
- On s'attend à ce qu'il se produise une ou deux fois sur la vie normale d'un transformateur et il dure généralement peu de temps (moins d'une demi-heure) [31], [33].
- Le risque d'échec est supérieur à la surcharge de longue durée, en raison de la bulle et la formation de gaz dans l'huile.

La surcharge des transformateurs pour un court délai peut être acceptable en cas de panne ou perte d'alimentation dans le système. Selon la norme CEI [32], l'acceptable durée de ce type de charge est inférieure à la constante de temps thermique de transformateur et dépend de la température de fonctionnement avant d'augmenter les charges, généralement une demi-heure. Pour éviter tout échec, ce type de chargement devrait être diminué ou le transformateur doit être déconnecté dans ce délai [32].

Historiquement, de nombreux utilisateurs se sont appuyés sur la capacité de surcharge de courte durée de transformateurs lors des conditions d'urgence dans le système. Dans le point économique de voir et pendant des conditions particulières, il peut être nécessaire d'utiliser jusqu'à 50% ou même plus de la durée de vie du transformateur correspondante pour empêcher un arrêt sérieux [34].

Cependant, pour effectuer une surcharge importante des transformateurs, des informations fiables sont nécessaires pour prédire les températures des points chauds et la perte de vie d'isolation.

En outre, les risques doivent être pris en considération lors de l'utilisation de ce type de charge.

II.5.4 Facteur influençant la durée de vie

- ❖ Les surcharges.
- ❖ Les surtensions.
- ❖ Les courts-circuits.

L'aptitude du transformateur à résister à ces sollicitations dépend de :

- La conception de transformateur.
- L'amplitude, la durée et la répétition des sollicitations.
- Les températures atteintes.
- Les caractéristiques de l'huile et des isolants.
- La simultanéité éventuelle des différentes sollicitations.

II.5.5 Durée de vie d'un transformateur

La durée de vie d'un transformateur est déterminée par sa durée de vie d'isolation. Le vieillissement de l'isolation dépend principalement de la température du point chaud. La vie normale d'un transformateur, lorsqu'il est utilisé à la température de point chaud de 110 ° C est de 180 000 heures ou 20,55 ans. Le pourcentage de perte de vie en 24 heures d'une telle opération est de 0,0133%. Plus la température du point chaud ça sera élevée, plus la détérioration de l'isolation grande, le pourcentage de perte de vie est élevé pour les mêmes 24 heures de fonctionnement. Cela signifie que chaque fois qu'un transformateur est chargé au-delà de la note de la plaque signalétique, il y a une perte supplémentaire de vie qui en résulte, réduisant la durée de vie globale du transformateur. Mais en raison d'économie il peut être judicieux de charger le transformateur au-delà de la plaque signalétique évaluant indépendamment de la perte de vie supplémentaire.

Pour une température de point chaud donnée, la vitesse à laquelle l'isolation du transformateur le vieillissement est accéléré par rapport au taux de vieillissement à un point chaud de référence la température [est connue sous le nom de facteur d'accélération vieillissante]. Le point de repère de référence de température est de 110 ° C pour une augmentation moyenne de l'enroulement à 65 ° C et de 95 ° C pour Transformateurs de montée de bobinage moyenne à 55 ° C (sans mise à niveau thermique d'isolation). Pour les températures

au point chaud au-delà de la référence hot-spot la température du facteur d'accélération du vieillissement est supérieure à 1. Pour le point chaud des températures inférieures à la température de référence la plus forte, le vieillissement dans Le facteur d'accélération est inférieur à 1. [35]

Cependant, le transformateur ne peut pas être utilisé au-delà d'une température d'un point chaud car le vieillissement sera considérablement accéléré. Par conséquent, les limites doivent être placées sur la température du point chaud tout en évaluant la capacité de chargement au-delà de l'indice de la plaque signalétique.

II.5.6 Vieillessement thermique des isolants

La vitesse de vieillissement est égale à l'unité lorsque la température du point chaud est à 98°C.

La vitesse de vieillissement double pour chaque augmentation de 6 K de la température du point chaud entre 80 et 140°C.

Tableaux II-3 : tableau de surcharge (a) et (b) présente la consommation de vie d'un transformateur de puissance.

Température Ambiante (°C)	Consommation de vie « jours normaux »
0	0,1
10	0,32
20	1,0
30	3,2
40	10

(a)

Heures par jour	Θ_c
24	98
16	101,2
12	104
8	107,5
6	110
4	113,5
3	116
2	119,5
1,5	122
1,0	125,5
0,75	128
0,5	131,5

(b)

Ces tableaux donnent l'évolution de l'échauffement de l'huile au sommet et de l'échauffement du point chaud en fonction du temps.

Les précharges sont respectivement de 25, 50, 75 et 100% de la puissance assignée.

Les charges sont respectivement de 110, 120, 130, 140 et 150% (surcharges de 10, 20, 30,40 et 50%) de la puissance assignée.

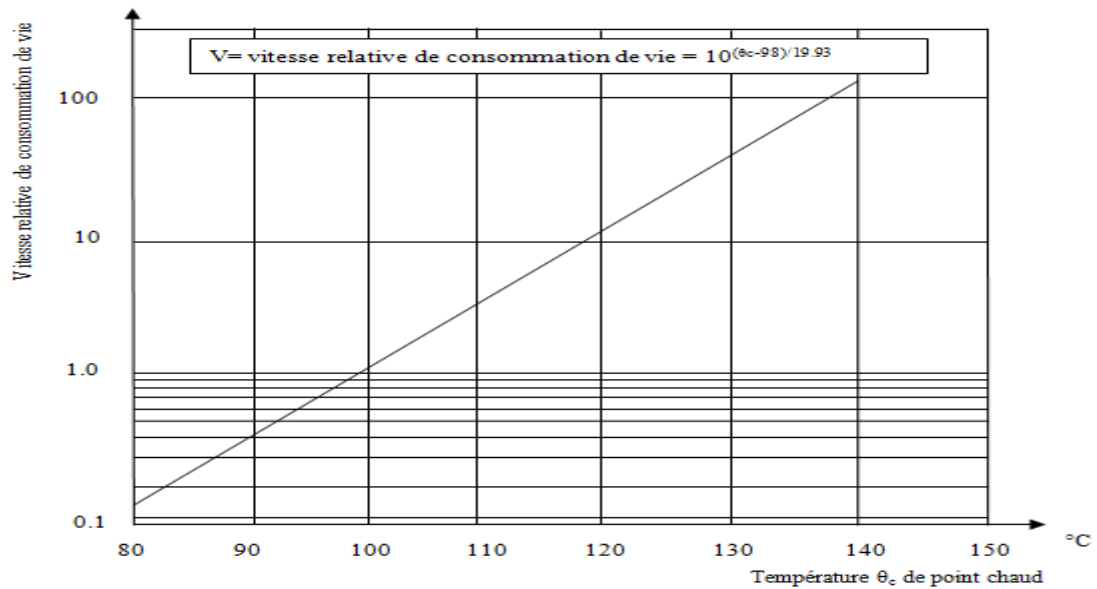


Figure II-4 : vitesse de consommation de vie en fonction de température de point chaud.

Tableau II-4 : Tableau de surcharge présente la vitesse de consommation de vie d'un transformateur de puissance.

θ_c	Vitesse relative de consommation de vie
80	0,125
86	0,25
92	0,5
98	1,0
104	2,0
110	4,0
116	8,0
122	16,0
128	32,0
134	64,0
140	128,0

Exemple

10h à 104°C et 14 h à 86°C consommeraient $(10*2)$ plus $(14*0,25)=23,5$ h de vie pour un fonctionnement de 24 h.

Il est à noter qu'au-dessous de 80°C, la consommation de vie peut être considérée comme négligeable.

Tableau II-5: exemple dégradation thermique pour deux saisons.

Exemple simple	Réel dégradation thermique	24 h à 98°C Dégradation thermique
1 journée d'été	18 h à 98°C : $18*1=18$ 6 h à 110°C : $4*6=24$	$24*1=24$
1 journée d'hiver	16 h à 80 °C : $0.125*16=2$ 8 h à 92°C : $0.5*8=4$	$24*1=24$
Total	48	48

II.5.7 Risques associés à la surcharge des transformateurs

Outre le vieillissement et la détérioration mécanique de longue durée de l'enroulement d'isolation, il existe d'autres risques associés aux transformateurs surchargés. L'extrait suivant donne une liste exhaustive des risques associés au chargement des transformateurs au-delà de la plaque signalétique.

- a) Évolution du gaz libre à partir de l'isolation des enroulements et des conducteurs (conducteurs isolés) chauffés par la charge et les courants de Foucault (circulant les courants entre ou à l'intérieur de brins isolés) peuvent compromettre intégrité diélectrique ...
- b) Évolution du gaz libre à partir d'un isolant adjacent à la structure métallique parties liées par un flux électromagnétique produit par des courants d'enroulement ou de plomb peut également réduire la résistance diélectrique.
- c) Si un pourcentage de perte de calcul de la vie totale est effectué en fonction d'une définition arbitraire d'une « vie normale » en heures, on devrait reconnaître que les résultats calculés

peuvent ne pas être aussi conservateurs pour les transformateurs évalués plus de 100 MVA que pour les unités plus petites, car le calcul ne tient pas compte des effets d'usure mécanique qui peuvent augmenter de méga voltampères.

d) Le fonctionnement à haute température entraînera une résistance mécanique réduite de l'isolant conducteur et structurel. Ces effets sont importants pendant les périodes de surintensité transitoire, lorsque les forces mécaniques atteignent leurs niveaux les plus élevés.

e) Expansion thermique des conducteurs, matériaux isolants ou structurels les pièces à haute température peuvent entraîner des déformations permanentes qui pourrait contribuer à des pannes mécaniques ou diélectriques.

f) L'accumulation de pression dans les bagues pour les courants supérieurs à la notation pourrait entraîner les fuites de joints, la perte d'huile et l'échec diélectrique ultime ...

g) Une résistance accrue dans les contacts des changeurs de prises peut résulter d'une accumulation de produits de décomposition de l'huile dans un haut très localisé région de température au point de contact lorsque le changeur de prises est chargé au-delà de sa notation. À l'extrême, cela pourrait entraîner une fuite thermique condition avec arc de contact et évolution violente des gaz.

h) Équipement auxiliaire interne au transformateur tel que les réacteurs et les transformateurs de courant, peuvent également être soumis à certains des risques identifiés au-dessus.

i) Lorsque la température de l'huile supérieure dépasse 105°C , il y a une possibilité que l'expansion de l'huile soit supérieure à la capacité du réservoir et entraîne également une pression qui provoque le dispositif de décompression pour faire fonctionner et expulser l'huile. La perte de l'huile peut également créer des problèmes avec le système de conservation de l'huile ou exposer les pièces électriques lors du refroidissement. [31]

Pour ces raisons, il faut être prudent lors du chargement de transformateur au-delà de leur indice de la plaque signalétique. Par conséquent, il faut veiller à ce que les températures supérieures d'huile sont maintenues dans des limites raisonnables lors de la surcharge, car elles déterminent la santé et la longévité du transformateur.

II.5.8 Prise en compte des surcharges

Pour ne pas provoquer un vieillissement prématuré du transformateur les surcharges brèves ou prolongées que l'on peut admettre doivent être compensées par une charge « habituelle » plus faible. Les courbes qui suivent permettent de déterminer les surcharges journalières ou brèves admissibles en fonction de la charge habituelle du transformateur.

Le chiffre en regard de la flèche précise, pour chaque courbe de surcharge, le rapport souhaitable entre la charge habituelle et la puissance nominale pour pouvoir tolérer la surcharge indiquée par la courbe.

Les courbes sont données pour la température ambiante normale qui correspond selon la CEI 60076 à :

- Température ambiante de fonctionnement : -25 °C à +40 °C
- Température ambiante moyenne mensuelle du mois le plus chaud : 30°C
- Température ambiante moyenne annuelle : 20°C

Dans le cas d'une température ambiante maximum différente de 40°C et communiquée au constructeur, le transformateur est calculé en conséquence et les courbes restent alors valables [36].

II.5.8.1 Surcharge cycliques journalières [36]

Suivant la température ambiante du local dans lequel sera installé l'unité de transformation une surcharge journalière importante et prolongée peut être admise sans (systématiquement) compromettre la durée de vie du ou des transformateurs en parallèle. Les courbes de surcharges cycliques journalières ci-dessous correspondent aux conditions de température ambiante de la CEI 60076, indiqué plus haut.

Service cyclique journalier

Charges et surcharges temporaires admissibles en % de la puissance nominale.

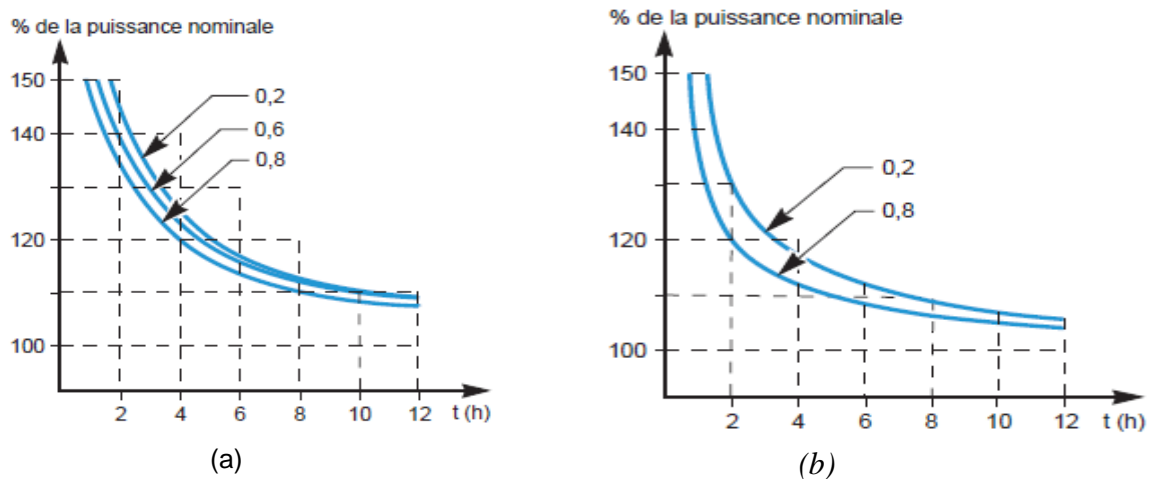


Figure II-5 : Surcharge cycliques journalières

a) Transformateurs immergés

b) Transformateurs secs enrobés.

Exemple :

Pour un transformateur immergé chargé toute l'année à 80 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,8 une surcharge journalière admissible d'environ 120 % pendant 4 heures ou encore, 135 % pendant 2 heures.

II.5.8.2 Surcharges brèves

De même lors des manœuvres des récepteurs, des surcharges brèves mais très importantes peuvent apparaître (par exemple : démarrage de moteur).

Elles sont également admissibles sous réserve qu'elles ne dépassent pas les limites indiquées par les courbes ci-contre.

Surcharges brèves admissibles

Valeurs approximatives de la charge en multiple du courant nominal.

Exemple :

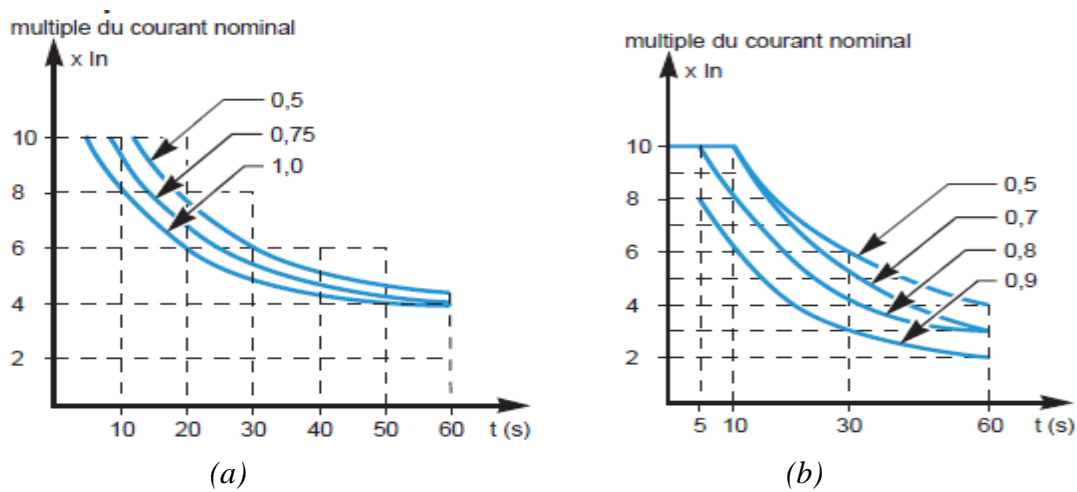


Figure II-6 : Surcharges brèves

a) Transformateurs immergés b) Transformateurs secs enrobés.

Pour un transformateur sec chargé toute l'année à 70 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,7 une surcharge brève admissible d'environ $10 I_n$ pendant 10 secondes ou encore, $5,2 I_n$ pendant 30 secondes.

II.5.9 Facteurs limites d'un transformateur surchargé

Les facteurs qui limitent la quantité de charge que le transformateur peut supporter au-delà de la note de la plaque signalétique est :

- La température la plus chaude,
- La température supérieure de l'huile, et
- Les cotes des bagues et des changeurs de prise.

La température du spot le plus chaud est définie comme «la température la plus chaude du courant portant des composants d'un transformateur en contact avec un isolant ou un fluide isolant. [31] En raison des pertes dans un transformateur, la température du bobinage du transformateur est supérieure à la température ambiante. Cependant, la température augmentée n'est pas uniforme dans tous les endroits d'enroulement. Il y a un endroit où la température est maximale et cette température est connue comme le point le plus chaud, ou tout simplement la

température à chaud. Pour un fonctionnement sûr les limites de température de point chaud du transformateur sont définies dans le tableau II-8.

Tableau II-6 Limites de température de points chauds [37]

Type de chargement	55 degré d'augmentation	65 degré d'augmentation
Vie normale	100	110
Long terme	130	140
Court terme	150	160

La température de l'huile supérieure est définie comme «la température de la couche supérieure du fluide isolant dans un transformateur, représentatif de la température du liquide supérieur dans le flux de refroidissement. Généralement mesuré à 50 mm sous la surface du liquide. Les limites de température de l'huile maximales pour un fonctionnement sûr sont données dans le tableau II-9.

Tableau II-7 Limites supérieures de la température de l'huile [37]

Type de chargement	55 degré d'augmentation	65 degré d'augmentation
Vie normale	95	110
Long terme	95	110
Court terme	95	110

Plus le chargement du transformateur est élevé, plus la température du spot est élevée et la température maximale de l'huile sera. Le transformateur ne doit pas être chargé de sorte que ces limites sont dépassées ou des dommages au transformateur peuvent se produire. L'équipement auxiliaire comprend principalement les bagues et les changeurs de prise du transformateur. Une baguette est une structure isolante comprenant une centrale conductrice, ou fournissant un passage central pour un conducteur, avec possibilité de montage sur une barrière, conduisant ou autrement, dans le but d'isoler le conducteur de la barrière et conduire le courant d'un côté de la barrière à l'autre. Un changeur de prise est à 6 dispositifs de sélecteur, qui peut inclure des contacteurs d'interruption de courant, utilisé pour changer et transformer les robinets avec le transformateur alimenté et à pleine charge [31].

II.5.10 Conception du transformateur limitant les possibilités de surcharge

- ❖ Echauffement du point chaud

- Dans les transformateurs plus anciens, le refroidissement était calculé en se basant uniquement sur les échauffements huile au sommet /cuivre moyen.
- Le coefficient hot spot utilisé pour des transformateurs plus récents n'est pas toujours adéquat.
- Le coefficient hot spot des transformateurs 50 MVA avec Ucc de 22.5% fournis dans le cadre du dernier marché est de 1,3.
- Le transformateur n'est pas toujours équipé d'une image thermique.
- La température indiquée par une image thermique ne reflète pas nécessairement la température réelle du point chaud.
- ❖ Mesures prises pour diminuer les pertes supplémentaires (flux de fuite élevé)
 - Diminution de la hauteur axiale des cuivres et utilisation de câbles transposés.
 - Shunts magnétiques
 - Utilisation d'acier amagnétique au lieu d'acier magnétique.
 - Les transformateurs plus anciens ne sont pas nécessairement conçus de cette façon.

II.5.11 Accessoires limitant les possibilités de surcharge

- ❖ Changeur de prises en charge
- ❖ Changeur de prises hors tension
- ❖ Traversées
- ❖ La fiche technique qui accompagne chaque transformateur définit les types de bornes HT et BT, le type de changeur de prises ainsi que le nombre de manœuvres à l'enroulement.

II.5.12 Conclusion sur la surcharge

- ❖ S'il est nécessaire de surcharger le transformateur :
 - Se conformer aux prescriptions de la norme CEI 60354.
 - Vérifier que les traversées et le changeur de prises peuvent supporter la surcharge.
 - Faire une distinction entre transformateur de puissance moyenne et transformateur de grande puissance.
 - Respecter les limites de courant et de température imposée dans la norme (dia 18).

- Se reporter aux tableaux de surcharge propres au transformateur pour “estimer” les températures de l’huile et du point chaud et en déduire la vitesse de vieillissement. Ne pas oublier que les % se rapportent à la puissance débitée.
- Modifier éventuellement le réglage des contacts de l’image thermique.
- Bien évaluer les risques à court terme et les risques à long terme en tenant compte du passé de transformateur.

II.6 Conclusion

Au cours de ce chapitre, on a présenté les différentes perturbations sollicitant les transformateurs de puissance qui sont : les courts-circuits, les surtensions et les surcharges. Nous avons vu aussi que les conséquences de ses perturbations affectent directement la durée de vie des transformateurs et parfois même provoquent des dégâts dont les coûts sont difficilement supportables par les exploitants des réseaux.

Dans la suite de ce travail, nous étudierons la saturation de noyau magnétique et ces effets sur les grandeurs physiques de transformateur de puissance.

Chapitre III

La saturation d'un transformateur de puissance

III.1 Introduction

Afin d'étudier la saturation de transformateur de puissance, dans ce chapitre, d'abord on commence par le principe et les causes de la saturation puis on y souligne les phénomènes transitoires propres au transformateur de puissance : courant d'appel, flux rémanent.

Ensuite une modélisation d'un transformateur monophasé à basse fréquence est d'abord présentée. Ce modèle sert de base pour une modélisation complète.

La modélisation des transformateurs est un domaine très vaste et généralement les modèles sont employés pour la simulation des comportements transitoires. Une représentation exacte de chaque situation transitoire exige un modèle convenable pour une gamme de fréquences allant de 0 à plusieurs mégahertz [38].

III.2 Saturation-hystérésis

Le circuit magnétique est en général composé d'un matériau ferromagnétique qui a pour propriété principale d'avoir une forte perméabilité magnétique, ce qui canalise le flux magnétique, limite les fuites et permet d'avoir un bon rendement. Ces matériaux ont une caractéristique reliant l'induction B produite en leur sein en fonction du champ magnétique H appliqué (voir figure III-1) [39]. À un instant donné, en un point fixe B et H sont reliés par la perméabilité relative du matériau magnétique μ_r tel que :

$$\vec{B} = \mu_r \cdot \mu_0 \cdot \vec{H} \quad (\text{III.1})$$

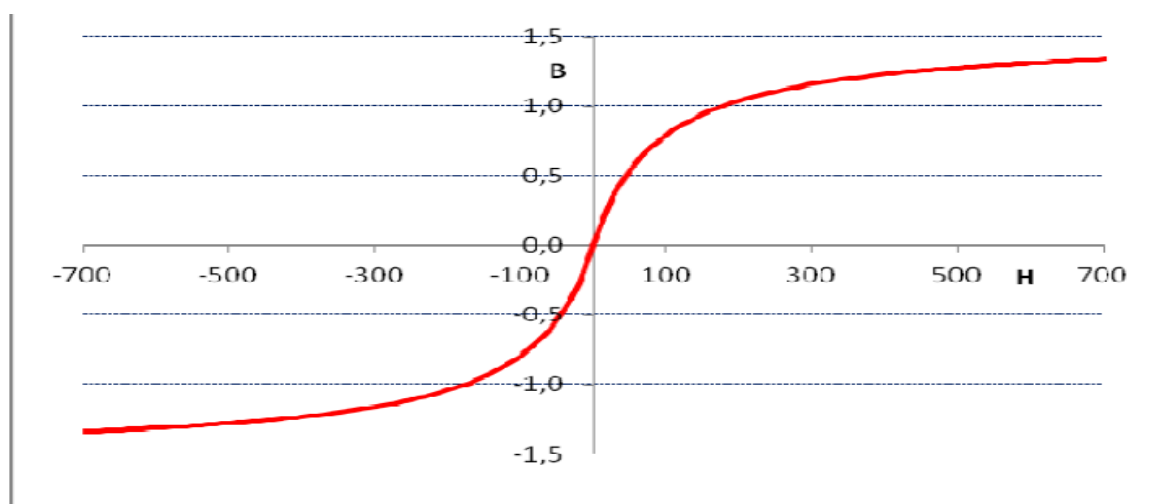


Figure III.1 : Courbe de saturation d'un matériau ferromagnétique (unités SI)[39]

Cette caractéristique a une portion centrale linéaire pour des valeurs faibles de champ, et présente une saturation pour les fortes valeurs.

Un circuit magnétique est donc caractérisé par la courbe $b = f(h)$ appelée courbe de magnétisation. Suivant les types de matériaux on obtient les différentes courbes de la figure III-2, résultats d'une excitation sinusoïdale (courant primaire).

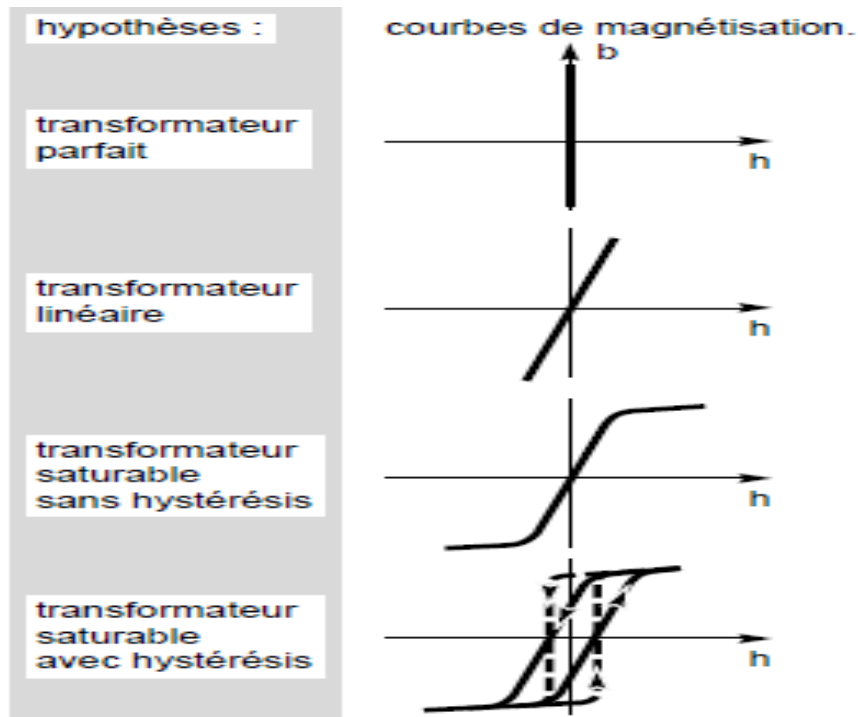


Figure III.2 : Courbes de magnétisation [40]

En régime sinusoïdal, b représente la tension puisque :

$$\vec{B} = \frac{\varphi}{s} \vec{n} \quad (\text{III.2})$$

$$\vec{E}_2 = n_2 \cdot j \cdot \omega \cdot \vec{\varphi} \quad (\text{III.3})$$

$$\vec{V} \approx \vec{E}_2 \quad (\text{III.4})$$

h représente l'intensité d'excitation car

$$n_2 I_e = \int \vec{H}_{tore} \vec{n} dl \quad (\text{III.5})$$

En supposant que $\vec{H} \cdot \vec{n} = H = \text{constante}$

$$n_2 \cdot I_e = L \cdot H \quad (\text{III.6})$$

- Transformateur parfait

La perméabilité du milieu est supposée infinie $\vec{H} = 0$

- **Transformateur linéaire**

La perméabilité du milieu est constante $B = Cste \times H$

- **Transformateur saturable sans hystérésis**

La saturation traduit la variation assez brutale de μ_r d'une valeur grande à une valeur faible au point appelé « coude de saturation ». L'induction b ne croît alors que lentement.

- **Transformateur saturable avec hystérésis**

La courbe de magnétisation est dédoublée, traduisant la résistance du circuit magnétique aux variations d'induction.

La perméabilité magnétique est la pente de la courbe elle est donc forte dans la partie linéaire et faible dans la zone de saturation.

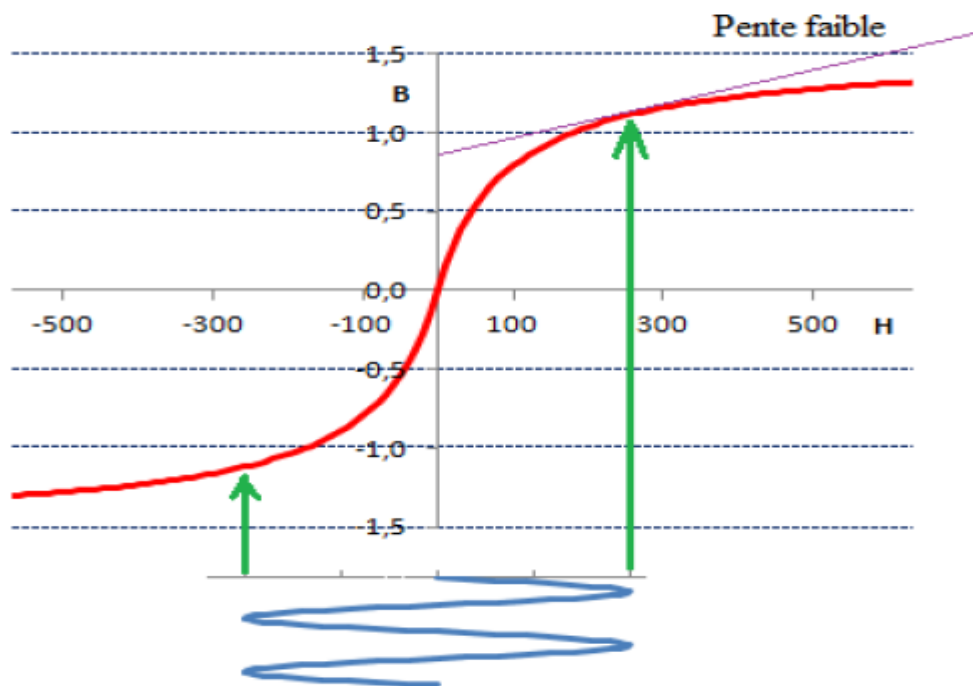


Figure III.3 : Champ maximum élevé dans la zone saturée [39]

En observant la courbe de saturation de la figure III-3, on voit que la pente est faible au voisinage du maximum de champ. Donc une variation importante du champ maximum ne donnera qu'une faible variation de l'induction maximale. Ce qui induira une faible variation de la tension de sortie, puisque c'est l'induction (et non pas le champ) qui fournit la tension de sortie [39].

III.3 Causes de saturation du transformateur de puissance

La saturation du transformateur peut se produire pour de nombreuses raisons, dont certaines sont énumérées ci-dessous :

- a) Excitation normale: Même dans des conditions normales d'excitation, le noyau du transformateur peut entrer légèrement la saturation et commencer à générer des harmoniques dans le courant d'excitation. Le degré de saturation dépend de la conception de transformateur.
- b) Surexcitation: La surexcitation est essentiellement causée par des surtensions. Ce problème est particulièrement soumis dans le cas de transformateurs connectés à une grande usine de redressement après le rejet de la charge. La surtension déplace le point de fonctionnement maximal des caractéristiques d'excitation du transformateur jusqu'à la région de saturation, de sorte que différentes harmoniques sont générées. Le courant magnétisant de surexcitation est souvent symétrique.
- c) Charge du convertisseur: les charges du convertisseur peuvent tirer des courants continus et à basse fréquence des transformateurs d'alimentation. Le transformateur dans les noyaux sont polarisés par ces courants de charge et entraînés à saturation par ces composants harmoniques. Ex, un cyclo-convertisseur connecté à une charge monophasée va attirer les courants continus du transformateur ainsi que les composants harmoniques qui sont multiples entiers de deux fois la fréquence d'alimentation.
- d) Courants induits géomagnétiquement: Courant induit par des courants géomagnétiques (GIC) à la surface de la Terre en raison de la géomagnétique perturbation (GMD). Ils sont typiquement de 0,001 à 0,1 Hz et peuvent atteindre des valeurs de crête aussi élevées que 200A. Ils entrent les enroulements du transformateur au moyen de connexions en étoile mises à la terre et polarisent les noyaux du transformateur pour provoquer une saturation en demi-cycle [41].

III.4 Phénomènes d'enclenchement du transformateur de puissance

III.4.1 Courant d'appel du transformateur

Le transformateur de puissance est un élément indispensable des réseaux électriques. Il peut être opéré de façon occasionnelle (1 fois par an) ou de façon répétitive (1 fois par jour). La mise hors tension du transformateur génère peu de transitoires. Les transitoires se produisent surtout lors de l'enclenchement. L'enclenchement aléatoire des transformateurs peut produire des courants de formes asymétriques, de très grandes amplitudes, appelées

« Courants d'appel » comme montrés sur la figure III-4. Ces courants sont riches en harmoniques et possèdent une composante aperiodique. Pour mieux comprendre ce phénomène électrique, il est nécessaire de tout d'abord étudier un phénomène magnétique, le flux rémanent.

[42]

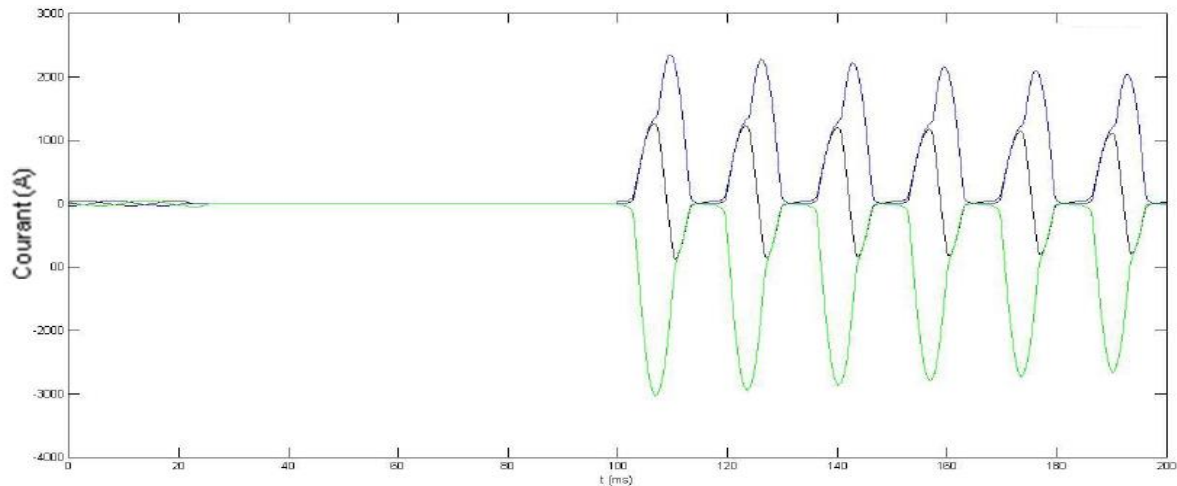


Figure III-4 : Cas typique d'un enclenchement aléatoire – Courant d'appel

III.4.2 Champ magnétique rémanent

Il est connu que si l'on fait circuler un courant I dans une bobine entourant un tore magnétique, la densité de flux B dans le circuit magnétique augmente avec le champ magnétique H . Si le flux initial est nul, cette augmentation suit la courbe (b) de la figure III-6, la densité de flux atteint la valeur B_m pour un champ magnétique H_m .

Si, maintenant, on fait décroître le courant I , et donc le champ H jusqu'à l'évanouissement, la densité de flux ne suit plus la même courbe, mais une courbe située au-dessus de (b) . En effet, quand on réduit le champ à zéro, les domaines que l'on vient d'orienter sous l'influence du champ H_m tendent à conserver cette orientation : c'est le phénomène d'hystérésis. Donc, lorsque le champ H devient nul, une densité de flux subsiste et conserve une valeur B_r que l'on appelle densité de flux rémanent.

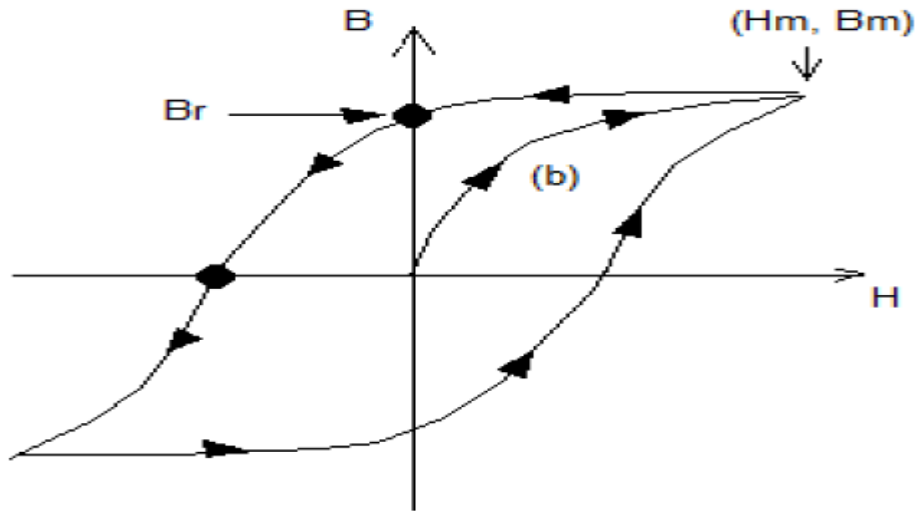


Figure III.5 : Cycle d'hystérésis

Revenons maintenant au transformateur de puissance, la mise hors tension de celui-ci laisse son noyau avec un état magnétique rémanent. Si le transformateur n'est pas complètement démagnétisé après la mise hors tension, cet état magnétique persiste jusqu'à l'instant d'enclenchement et peut donc produire des phénomènes transitoires.

III.4.3 Courant d'appel vs. Flux rémanent

En régime établi, il est connu que le transformateur fonctionne à des niveaux de flux inférieurs au flux de saturation comme indiqué dans la figure III-6. Or, pour un réenclenchement du transformateur après la mise hors tension, il est possible que le flux dynamique ait des valeurs supérieures au flux de saturation, le maximum du courant peut être largement plus grand que sa valeur crête en régime établi selon la courbe du flux vs. Courant du transformateur comme indiqué dans la figure III-7. Ce dépassement du flux peut être expliqué par la présence du flux rémanent qui pousse la mise sous tension dans la zone de saturation comme montré par la figure III-8, d'où l'origine du courant d'appel.

Mathématiquement, en considérant que φ_c est la valeur crête du flux pour un transformateur en régime établi, V_c la tension crête, nous avons $v(t) = V_c \sin(\omega t)$ et $V_c = \omega \varphi_c$. Pour des raisons économiques, les transformateurs sont conçus avec une valeur de flux crête opérationnelle aussi proche que possible de la valeur de saturation. Soit T la période du signal de tension, t_0 l'instant de la mise hors tension du transformateur, nous cherchons à calculer la valeur instantanée du flux à demi-période.

$$\varphi(T/2) = \varphi(t_0) + \int_{t_0}^{T/2} d\varphi = \varphi(t_0) + \frac{V}{\omega} (1 + \cos \omega t_0) \quad (\text{III.7})$$

Les cas extrêmes sont alors :

- $t_0 = T/4$, $\varphi(t_0) = 0$, nous avons $\varphi(T/2) = \frac{V_c}{\omega}$ c'est le cas de la coupure à zéro de flux, donc sans flux rémanent, la mise sous tension reste en zone linéaire.
- $t_0 = 0$, $\varphi(t_0) = \frac{V_c}{\omega}$ nous avons $\varphi(T/2) = 2\frac{V_c}{\omega} = 2\varphi_c$ c'est le cas de la coupure au maximum de flux, la mise sous tension atteint la zone saturée.

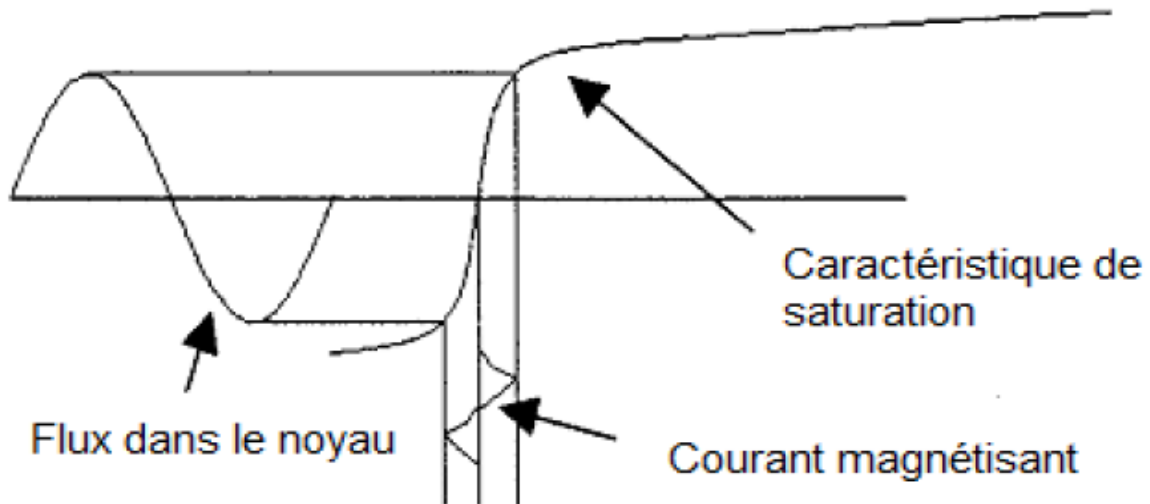


Figure III.6 : Flux et courant magnétisant en régime établi [42]

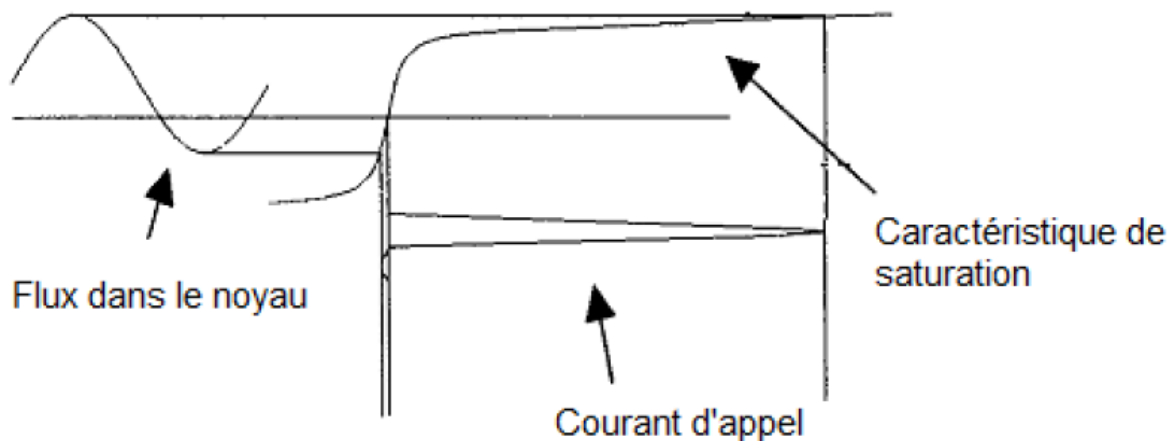


Figure III.7 : Flux et courant d'appel après ré-enclenchement [42]

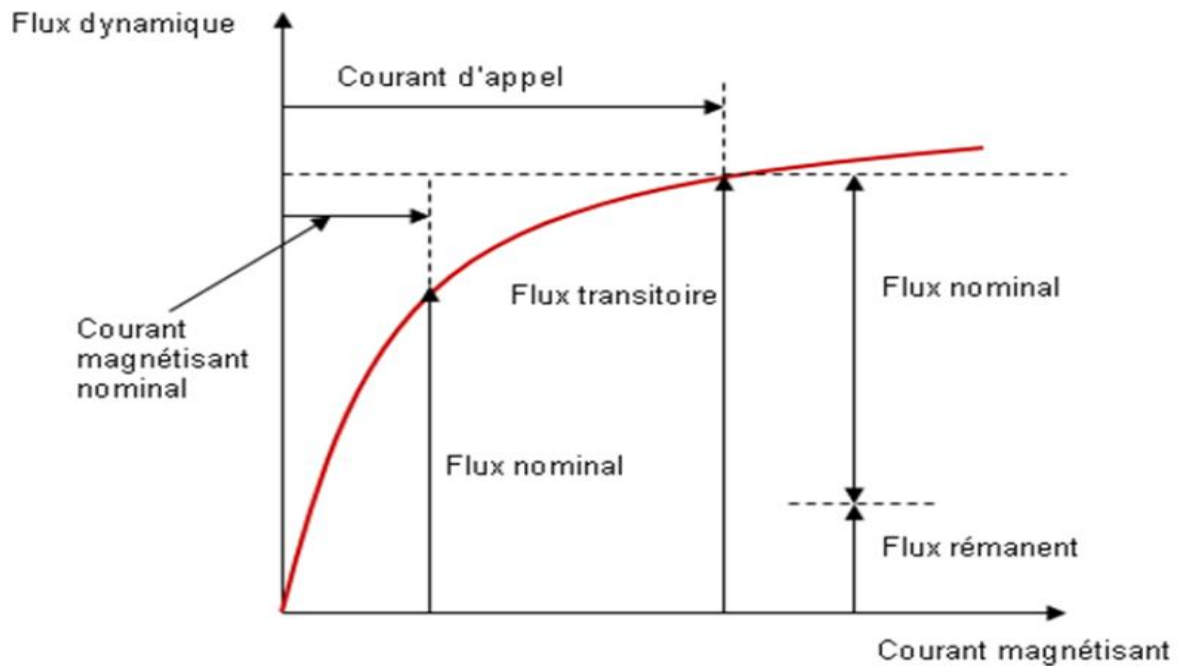


Figure III.8 : Courbe de saturation du Flux vs. Courant (en valeur crête) [42]

En effet, en régime établi, les transformateurs fonctionnent dans une zone dite linéaire où la magnétisation ne demande que peu de puissance (peu de force magnétomotrice, peu de courant). En revanche, certains régimes sollicitent une zone au de là de la zone linéaire, dite zone saturée, où on atteint les limites du matériau ferromagnétique où la magnétisation demande beaucoup plus de puissance (de courant).

Ainsi, l'amplitude du courant magnétisant peut atteindre en zone saturée (alors que le transformateur est à vide) plusieurs fois celle du courant nominal. Le rapport du courant magnétisant en zone saturée sur le courant nominal dépend de la puissance des transformateurs. En pratique, pour les gros transformateurs, le courant d'appel peut atteindre une valeur de l'ordre de 7 à 10 fois le courant nominal avec des constantes de temps de quelques secondes. Il n'existe à l'heure actuelle pas de dispositifs de démagnétisation à installer à l'intérieur du transformateur pour supprimer le flux rémanent après la mise hors tension.

Conceptuellement, les enroulements du transformateur pourraient remplir un tel rôle. En théorie, il faudrait réduire la tension alternative graduellement à zéro ou injecter un courant alternatif suffisant et en réduire graduellement l'amplitude. Mais en pratique, les conditions d'exploitation sur site ne le permettent pas à cause de la nécessité des installations supplémentaire en interne.

En principe, les transformateurs de mesure comme des diviseurs capacitifs de tension raccordés aux transformateurs dans les postes contribuent à une démagnétisation substantielle après la mise hors tension mais dans le cas le plus général, les industries doivent prendre en compte la présence de flux rémanents, ce qui conduit à la mise en place de dispositifs de commande pour le flux rémanent.

D'ailleurs, la présence des transformateurs de mesure peut induire d'autres perturbations de réseau après la mise sous tension du transformateur de puissance en zone saturée. Sachant que i_A, i_B, i_C sont les courants de lignes des trois phases. Ils sont mesurés par trois transformateurs de courant indépendants, un par phase, raccordés entre le disjoncteur manœuvré et le transformateur de puissance. La somme des courants $i_A+i_B+i_C=0$ est maintenue même pendant l'enclenchement quand le transformateur possède un enroulement en triangle. Or, soient i'_A, i'_B, i'_C les courants aux secondaires des transformateurs de courant, la saturation dissymétrique de ceux-ci rend la somme de i'_A, i'_B, i'_C non nulle. Cela peut déclencher intempestivement les protections homopolaires du réseau.

Par conséquent, la fermeture non contrôlée peut générer des courants d'appel très importants, pouvant atteindre les niveaux des courants de défaut des transformateurs dans le cas extrême. Ces courants non sinusoïdaux vont contraindre les enroulements, créer des tensions harmoniques prolongées qui vont dégrader la qualité de la fourniture électrique et provoquer des fonctionnements intempestifs des protections par suite des déséquilibres de courant de neutre. L'effet le plus nocif est lié aux contraintes électrodynamiques exercées dans les enroulements du transformateur, avec pour conséquence une réduction de sa durée de vie.

Or le transformateur de puissance constitue l'équipement le plus dispendieux dans un poste. Pour augmenter la disponibilité et la fiabilité des sources d'énergie en dépit d'un réseau vieillissant à l'heure actuelle, il est nécessaire d'opérer le transformateur via les disjoncteurs et surtout de maîtriser le ré-enclenchement du transformateur. [42]

III.5 Modélisation des transformateurs de puissance

Comme pour tout composant d'un réseau électrique, sa modélisation dépend du type de phénomène à étudier, c'est-à-dire de la gamme de fréquences concernée.

Il est connu que l'impédance des composantes inductives augmente avec la fréquence, alors que, inversement, l'impédance des composantes capacitives diminue avec la fréquence :

$$Z_L = w * L \quad (\text{III.8})$$

$$Z_C = \frac{1}{w * C} \quad (\text{III.9})$$

Ainsi, avec l'augmentation de la fréquence considérée, l'importance des composantes inductives s'amenuise et celle des composantes capacitives croît. Autrement dit, à basse fréquence, Z_C est très grand, le composant capacitif peut être considéré comme un circuit ouvert.

III.5.1 Transformateur monophasé linéaire sans saturation

Un transformateur présente un comportement non linéaire dû principalement à la caractéristique de l'inductance. Lorsque le fonctionnement du transformateur se situe dans la zone linéaire de cette caractéristique, alors la modélisation devient simple. Celle-ci se traduit par un schéma équivalent (figure III-9) où l'on représente ses impédances linéaires et son rapport de transformation m . [43]

L'impédance linéaire est composée, pour chaque enroulement, d'une inductance modélisant le flux magnétique de fuite et d'une résistance modélisant les pertes par effet Joule et les pertes supplémentaires. Il faut aussi ajouter une branche parallèle pour représenter l'inductance de magnétisation. On a donc le schéma classique suivant :

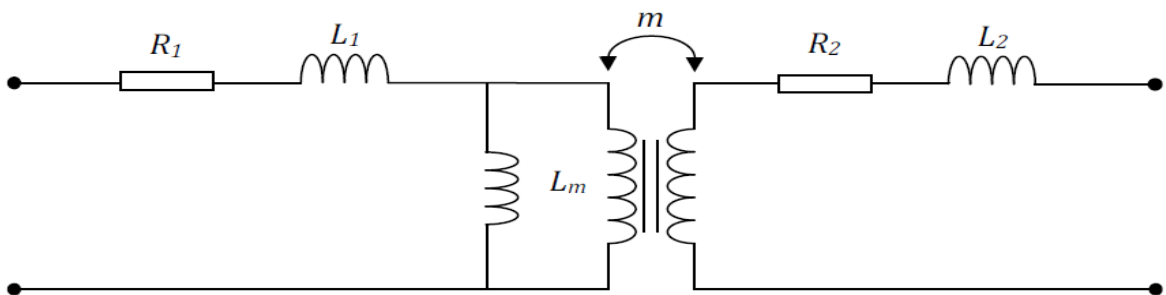


Figure III.9 : modèle sans saturation [43]

Avec :

- R_1, L_1 : Résistance et inductance de l'enroulement primaire.
- R_2, L_2 : Résistance et inductance de l'enroulement secondaire.
- L_m : Inductance de magnétisation du circuit magnétique.

Il existe éventuellement des pertes à vide, nous pouvons les représenter au moyen d'une résistance R_m en parallèle (figure III-10):

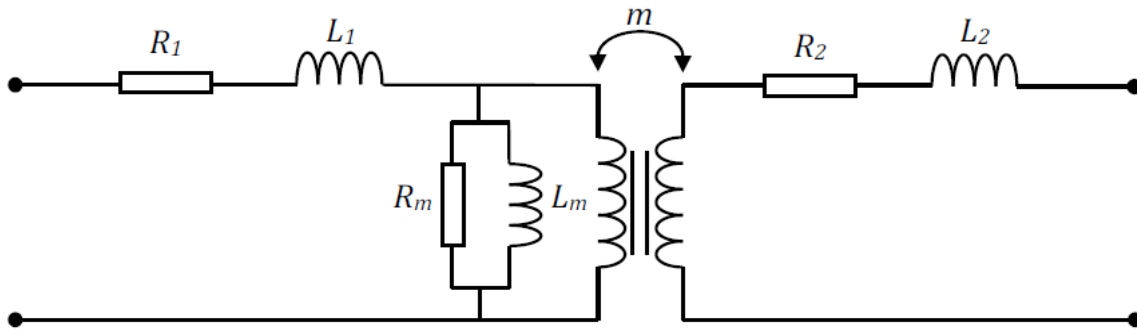


Figure III.10 : modèle avec perte fer sans saturation [43]

- R_m : Résistance qui représente les pertes fer dans le circuit magnétique.

III.5.2 Transformateur monophasé avec saturation

La caractéristique de saturation donnée par une courbe de flux dans le noyau en fonction du courant magnétisant est représentée par une inductance non linéaire (Figure III-11).

Notons que l'inductance non linéaire peut être placée indifféremment côté primaire au côté secondaire tant que le rapport de transformation est respecté.

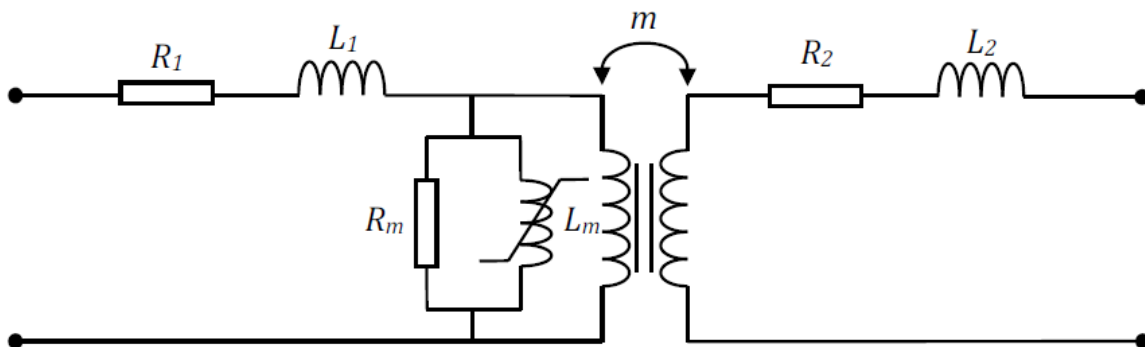


Figure III.11 : modèle avec saturation [43]

A partir de ce modèle, il est possible de retrouver la forme du courant d'appel présenté au paragraphe III.4.1 par un calcul analytique. Soient v_p , v_s les tensions au primaire et au secondaire, i le courant au primaire et φ le flux traversant la bobine. Quand le transformateur est alimenté du côté primaire avec côté secondaire à vide, soit $v_p = V_m(\sin \omega t + \theta_0)$ avec ω la pulsation angulaire, V_m la tension de source nominale en valeur crête et θ_0 la phase initiale, l'équation décrivant le comportement du noyau saturable est :

$$v_p = R_1 i(t) + L_1 \frac{di(t)}{dt} + \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (\text{III.10})$$

$$v_p = R_1 i(t) + L_1 \frac{di(t)}{dt} + \frac{d\varphi(t)}{dt} \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{III.11})$$

Dans le cas où la résistance de magnétisation est très grande, le courant dans le noyau du transformateur peut être approximé par le courant au primaire i . $d\varphi(t)/dt$ peut être ainsi représenté par une inductance égale à la pente de la fonction $\varphi(i)$. L'équation (III.10) peut être réécrite comme :

$$v_p = R_1 i(t) + L_1 \frac{di(t)}{dt} + L_{\text{noyau}}(\varphi) \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{III.12})$$

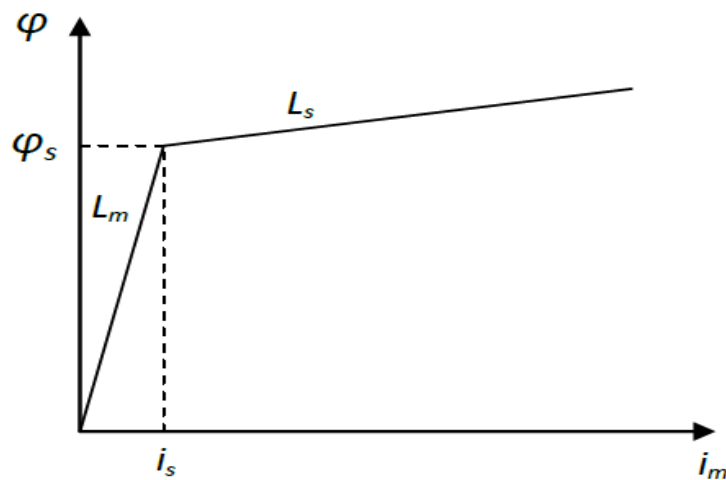


Figure III.12 : Inductance non linéaire simplifiée avec deux pentes [42]

$L_{\text{noyau}}(\varphi)$ est représenté par un modèle simplifié de la figure III-13 avec L_m sa pente en zone linéaire et L_s sa pente en zone saturée.

Généralement, le flux initial (ou le flux rémanent) dans la bobine est inférieur au niveau de saturation φ_s . Quand le transformateur est alimenté, l'instant de saturation t_s peut être calculé comme la durée nécessaire pour que la somme de l'intégrale de la tension de source avec le flux initial φ_0 atteigne le flux de saturation φ_s .

$$\varphi_s = \int_0^{t_s} V_m \sin(\omega t + \theta_0) dt + \varphi_0 \quad (\text{III.13})$$

Quand le transformateur est alimenté du zéro de tension, $\theta_0 = 0$, nous avons alors

$$t_s(\varphi_0) = \frac{1}{\omega} \cos^{-1} (1 - (\varphi_s - \varphi_0)/\varphi_n) \quad (\text{III.14})$$

φ_n est le flux nominal en valeur crête.

A $t \leq t_s$, $L_{noyau}(\varphi) = L_m$; à $t > t_s$, $L_{noyau}(\varphi) = L_s$ sachant qu'il existe un courant initial de saturation i_s . Nous avons ainsi, à partir de l'équation (3.3) :

$$i(t) \begin{cases} A_1 e^{-t/\tau_1} + B_1 \sin(\omega t - \theta_1) & t \leq t_s \\ (i'_s + A_2) e^{-\frac{t-t_s}{\tau_2}} + B_2 \sin(\omega t - \theta_2) & t > t_s \end{cases} \quad (\text{III.15})$$

Avec :

$$B_1 = \frac{V_m}{\sqrt{R_1^2 + (\omega(L_m + L_1))^2}} ; \quad B_2 = \frac{V_m}{\sqrt{R_1^2 + (\omega(L_s + L_1))^2}} ;$$

$$\theta_1 = \tan^{-1} \left(\frac{\omega(L_m + L_1)}{R_1} \right) ; \theta_2 = \tan^{-1} \left(\frac{\omega(L_s + L_1)}{R_1} \right) ;$$

$$A_1 = B_1 \sin(\theta_1) ;$$

$$A_2 = B_2 \sin(\theta_2 - \omega t_s) ;$$

$$\tau_1 = \frac{L_m + L_s}{R_1} ;$$

$$\tau_2 = \frac{L_s + L_1}{R_1} ;$$

$$i'_s = i_s / \varphi_0 = 0 (1 - \varphi_0 / \varphi_s)$$

III.5.3 Transformateur monophasé avec saturation et perte fer :

Dans ce modèle la résistance R_m est remplacée par une résistance non linéaire dont la figure III-13 montre le modèle.

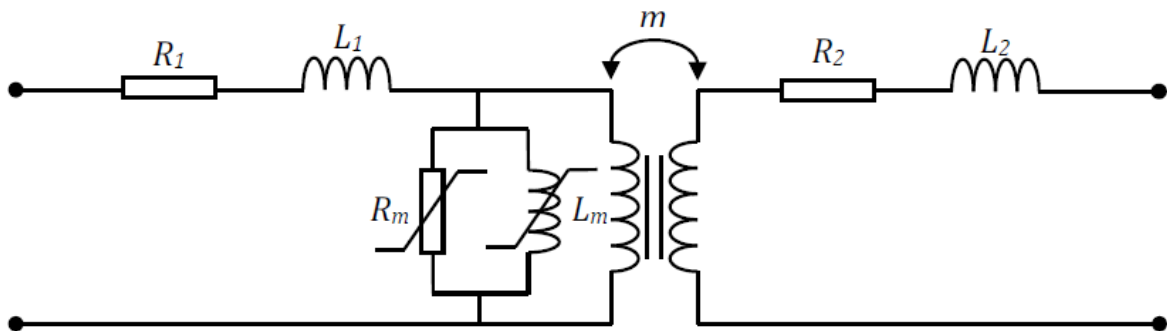


Figure III.13 : modèle avec perte fer et saturation

Tous ces modèles sont destinés pour la simulation des phénomènes basse fréquence (50Hz). Il existe aussi des modèles en Haute fréquence. De nombreux travaux ont été réalisés pour essayer de trouver un modèle unique du transformateur en HF. Parmi ces modèles on trouve : le modèle de Chimklai.

III.6 Conclusion

Ce chapitre 3 décrit la saturation de transformateur de puissance, ses causes et les phénomènes transitoires propres au transformateur de puissance dont le courant d'appel l'amplitude de ces courants peut atteindre la valeur maximale du courant de court-circuit. Les causes principales de ces courants sont la valeur du flux rémanent qui est généralement présent dans le noyau lors de la mise hors tension d'un transformateur de puissance, et la saturation du noyau de fer.

Cette partie est aussi consacré à la modélisation de transformateur de puissance, avec le modèle monophasé du transformateur, le modèle en triphasé peut être construis en tenant compte des couplages magnétiques, des enroulements et des formes de noyaux pour une simulation réaliste.

Dans le chapitre suivant, nous étudierons les effets de la saturation d'un transformateur de puissance par une simulation.

CHAPITRE IV

Etude par simulation de la saturation d'un transformateur de puissance

IV.1. Introduction

Le matériau magnétique est caractérisé par un champ magnétique maximum B_{max} au-delà duquel il n'est pas possible d'aller. C'est la saturation magnétique.

Si on augmente la tension au-delà la tension maximale que peut supporter un bobinage de transformateur, le courant augmente de façon extrêmement rapide et dangereuse. La mesure du courant permet de constater la saturation magnétique.

Dans ce présent chapitre dans lequel nous effectuons une simulation sous l'environnement Matlab/Simulink pour l'étude des effets de la saturation d'un transformateur de puissance sur ces grandeurs physiques, à la fin les résultats de la simulation de notre modèle seront présentés.

IV.2 La description

Mettre en œuvre un transformateur saturable à deux ou trois enroulements

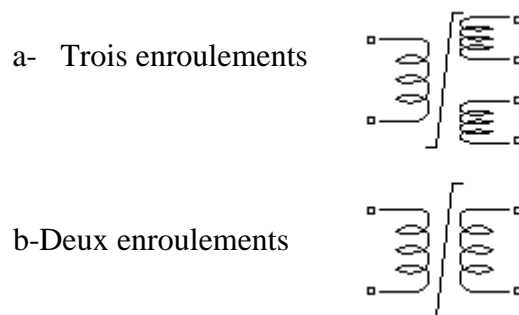


Figure IV.1 Symbole de transformateur a et b

Le modèle bloc de transformateur saturable représenté est constitué de trois enroulements couplés enroulés sur le même noyau.

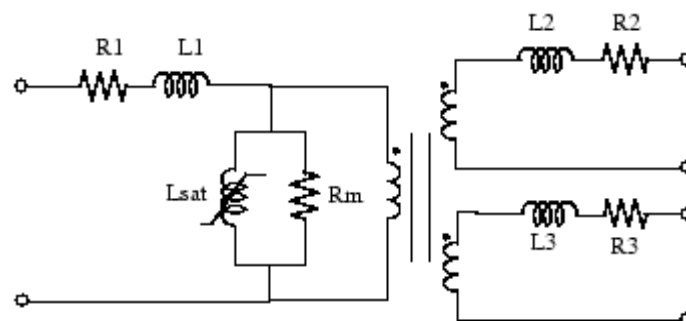


Figure IV.2 Circuit équivalent d'un transformateur avec saturation

Le modèle prend en compte les résistances d'enroulement (R_1 R_2 R_3) et les inductances de fuite (L_1 L_2 L_3) ainsi que les caractéristiques magnétisantes du noyau, modélisées par une résistance R_m simulant les pertes actives du noyau et une inductance saturable L_{sat} .

Nous pouvons choisir l'une des deux options suivantes pour la modélisation de la caractéristique flux-courant non-linéaire

1. Modèle de saturation sans hystérésis. Les pertes fer totales (courant de Foucault + hystérésis) sont modélisées par une résistance linéaire, R_m .
2. Modèle de saturation avec hystérésis. La spécification de l'hystérésis se fait au moyen de l'outil de conception d'hystérésis du bloc Powergui. Les pertes par courants de Foucault dans le noyau sont modélisées par une résistance linéaire, R_m .

La modélisation de l'hystérésis nécessite une charge de calcul supplémentaire et ralentit donc la simulation. Le modèle d'hystérésis doit être réservé à des applications spécifiques où ce phénomène est important.

IV.2.1 Caractéristique de saturation sans hystérésis

Lorsque l'hystérésis n'est pas modélisée, la caractéristique de saturation du schéma bloc du transformateur saturable est définie par une relation linéaire par parties entre le flux et le courant de magnétisation.

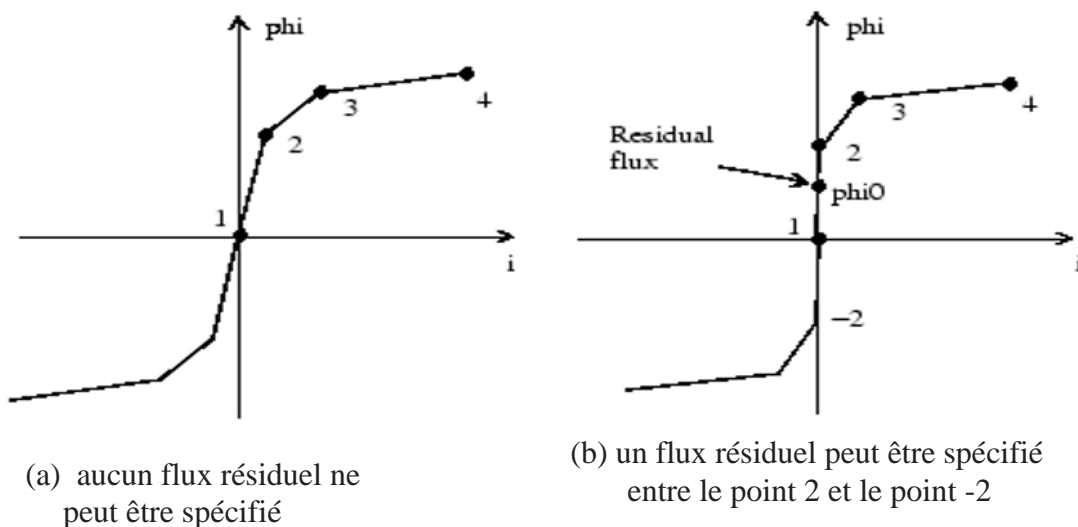


Figure IV.3 Représentation de la relation entre le flux et le courant de magnétisation

Par conséquent, si nous souhaitons spécifier un flux résiduel, ϕ_0 , le deuxième point de la caractéristique de saturation doit correspondre à un courant nul, comme indiqué sur la figure IV.3 (b). La caractéristique de saturation est saisie en tant que valeurs de paires (i , ϕ) par unité, en commençant par la paire (0, 0). Le logiciel convertit le vecteur de flux Φ_{pu} et le vecteur de courants I_{pu} en unités standard à utiliser dans le modèle de saturation du bloc Saturable Transformer:

$$\Phi = \Phi_{pu} \Phi_{base} \quad , \quad I = I_{pu} I_{base}$$

Où la liaison de flux de base (Φ_{base}) et le courant de base (I_{base}) sont les valeurs de crête obtenues à la puissance et à la fréquence de tension nominales:

$$I_{base} = \frac{P_n}{V_1} \sqrt{2} \Phi_{base} = \frac{P_n}{V_1} \sqrt{2} \quad (\text{Liaison de flux en volts secondes})$$

Le flux de base est défini comme la valeur de crête du flux sinusoïdal (dans les enrouleurs) lorsque l'enroulement 1 est connecté à une source de tension sinusoïdale de 1 pu (tension nominale). La valeur définie ci-dessus représente la liaison de flux de base (en volts-secondes). Il est lié au flux de base par l'équation suivante:

$$\Phi_{base} = \text{flux de base} \times \text{nombre de tours de l'enroulement 1}$$

Lorsqu'ils sont exprimés en pu, le flux et la liaison de flux ont la même valeur.

IV.2.2 Caractéristique de saturation avec hystérésis

Le courant magnétisant I est calculé à partir du flux Φ obtenu en intégrant une tension aux bornes de la branche magnétisante. Le modèle statique de l'hystérésis définit la relation entre le flux et le courant d'aimantation évalué en courant continu, lorsque les pertes par courant de Foucault ne sont pas présentes.

Le modèle d'hystérésis est basé sur une caractéristique semi-empirique, utilisant une expression analytique arc-tangente $\Phi(I)$ et son inverse $I(\Phi)$ pour représenter les trajectoires des points de fonctionnement. Les paramètres d'expression analytiques sont obtenus par ajustement de courbe des données empiriques définissant la boucle majeure et la caractéristique de saturation à valeur

unique. L'outil de conception d'hystérésis du bloc Powergui est utilisé pour ajuster la boucle majeure d'hystérésis d'un type de noyau particulier aux paramètres de base.

Ces paramètres sont définis par le flux rémanent (Φ_r), le courant coercitif (I_c) et la pente ($d\Phi / dI$) au point $(0, I_c)$ comme indiqué sur la figure suivante.

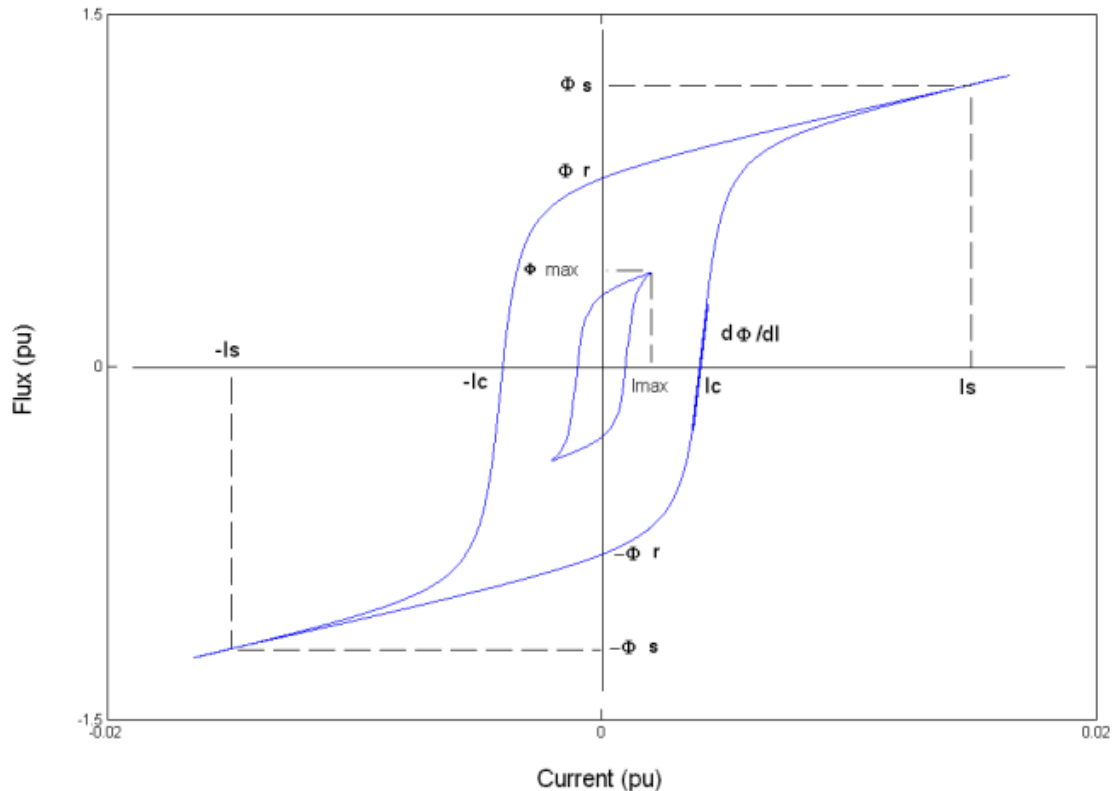


Figure IV.4 Boucle d'hystérésis

Le demi-cycle de la boucle majeure est défini par une série de N points équidistants reliés par des segments de ligne. La valeur de N est définie dans l'outil de conception Hystérésis du bloc Powergui. L'utilisation de $N = 256$ donne une courbe lisse et donne généralement des résultats satisfaisants. La caractéristique de saturation à valeur unique est définie par un ensemble de paires courant-flux définissant une courbe de saturation qui devrait être asymptotique à l'inductance L_s du noyau d'air.

IV.2.3 La conversion en valeurs réduites

Afin de se conformer à la pratique de l'industrie, le bloc nous permet de spécifier la résistance et l'inductance des enroulements unités réduites (pu). Les valeurs de base sont la puissance nominale du transformateur P_n en VA, la fréquence nominale f_n en Hz et la tension

nominale V_n , en valeurs efficaces de l'enroulement correspondant. Pour chaque enroulement, la résistance et l'inductance en pu sont définies comme :

$$R(p.u.) = \frac{R(\Omega)}{R_{base}}, \quad L(p.u.) = \frac{L(H)}{L_{base}}$$

La résistance de base et l'inductance de base utilisées pour chaque enroulement sont :

$$R_{base} = \frac{(V_n)^2}{P_n}, \quad L_{base} = \frac{R_{base}}{2\pi f_n}$$

Pour la résistance d'aimantation R_m , les valeurs en pu sont calculées en prenant la puissance nominale du transformateur et la tension nominale de l'enroulement 1 comme valeurs de base.

Les paramètres par défaut de l'enroulement 1 spécifiés dans la section boîte de dialogue donnent les valeurs de base suivantes:

$$R_{base} = \frac{(735e3/\sqrt{3})^2}{250e6} = 720.3 \Omega; \quad L_{base} = \frac{720.3}{2\pi 60} = 1.91 H$$

Par exemple, si les paramètres d'enroulement 1 sont $R_1 = 1,44 \Omega$ et $L_1 = 0,1528 H$, les valeurs correspondantes à entrer dans la boîte de dialogue sont :

$$R_1 = \frac{1.44\Omega}{720.3\Omega} = 0.002 p.u.$$

$$L_1 = \frac{0.1528H}{1.91H} = 0.08 p.u$$

IV.3 Modèle et simulation

IV.3.1 Présentation de modèle

Pour l'illustration de l'excitation d'une phase d'un transformateur triphasé 450 MVA, 500/230 kV sur une source de 3000 MVA. Les paramètres du transformateur sont :

Tableau IV.1 Tableau des paramètres de transformateur de notre modèle

Puissance nominale et fréquence	$P_n = 150e6 \text{ VA}$	$f_n = 60 \text{ Hz}$
paramètres d'enroulement 1 (primaire)	$V_1 = 500e3 \text{ V}_{\text{rms}}/\sqrt{3}$	$R_1 = 0.002 \text{ pu} \quad L_1 = 0.08 \text{ pu}$
Paramètres d'enroulement 2 (secondaire)	$V_2 = 230e3 \text{ V}_{\text{rms}}/\sqrt{3}$	$R_2 = 0.002 \text{ pu} \quad L_2 = 0.08 \text{ pu}$
Caractéristique de saturation	$[i_1 \phi_1 ; i_2 \phi_2 ; i_3 \phi_3]$ $= [0 \ 0 ; 0.0 \ 1.2 ; 1.0 \ 1.52]$	
Résistance à la perte de noyau et flux initial	$R_m = 500 \text{ pu}$	$\Phi_{i0} = 0.8 \text{ pu}$

Le modèle qu'on va étudier est illustré dans la figure suivante :

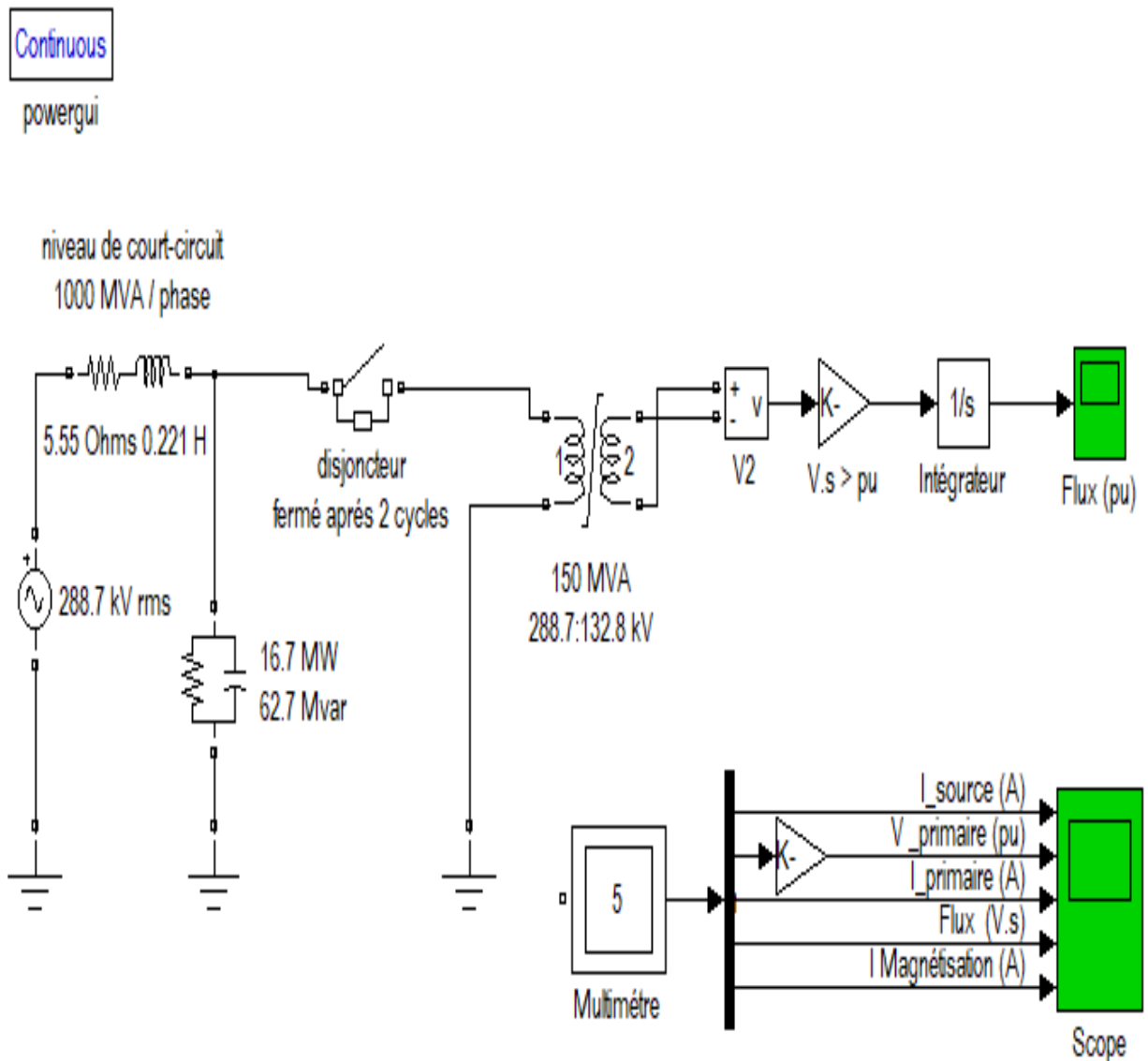


Figure IV.5 Représentation de modèle Simulink de transformateur saturable

IV.3.2 Résultats de simulation de modèle

A) Simulation sans hystérésis

Les résultats de notre simulation de la saturation de transformateur de puissance sans hystérésis sont donnés dans la figure IV.6.

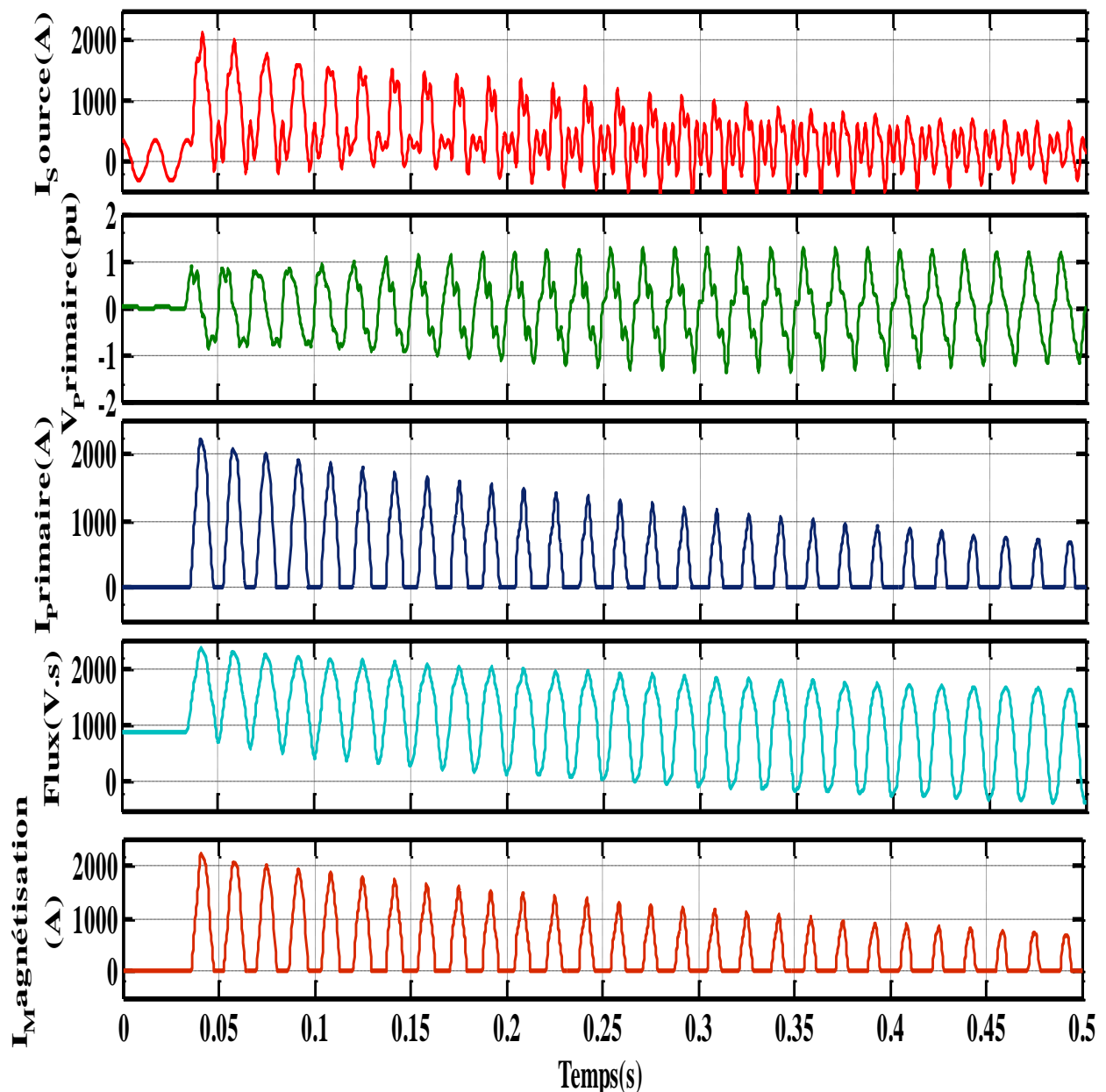


Figure IV.6 : Formes d'ondes des grandeurs physiques de transformateur saturable sans hystérésis.

B) Simulation Avec hystérésis

Les résultats de notre simulation de la saturation de transformateur de puissance avec hystérésis sont donnés dans la figure IV.7.

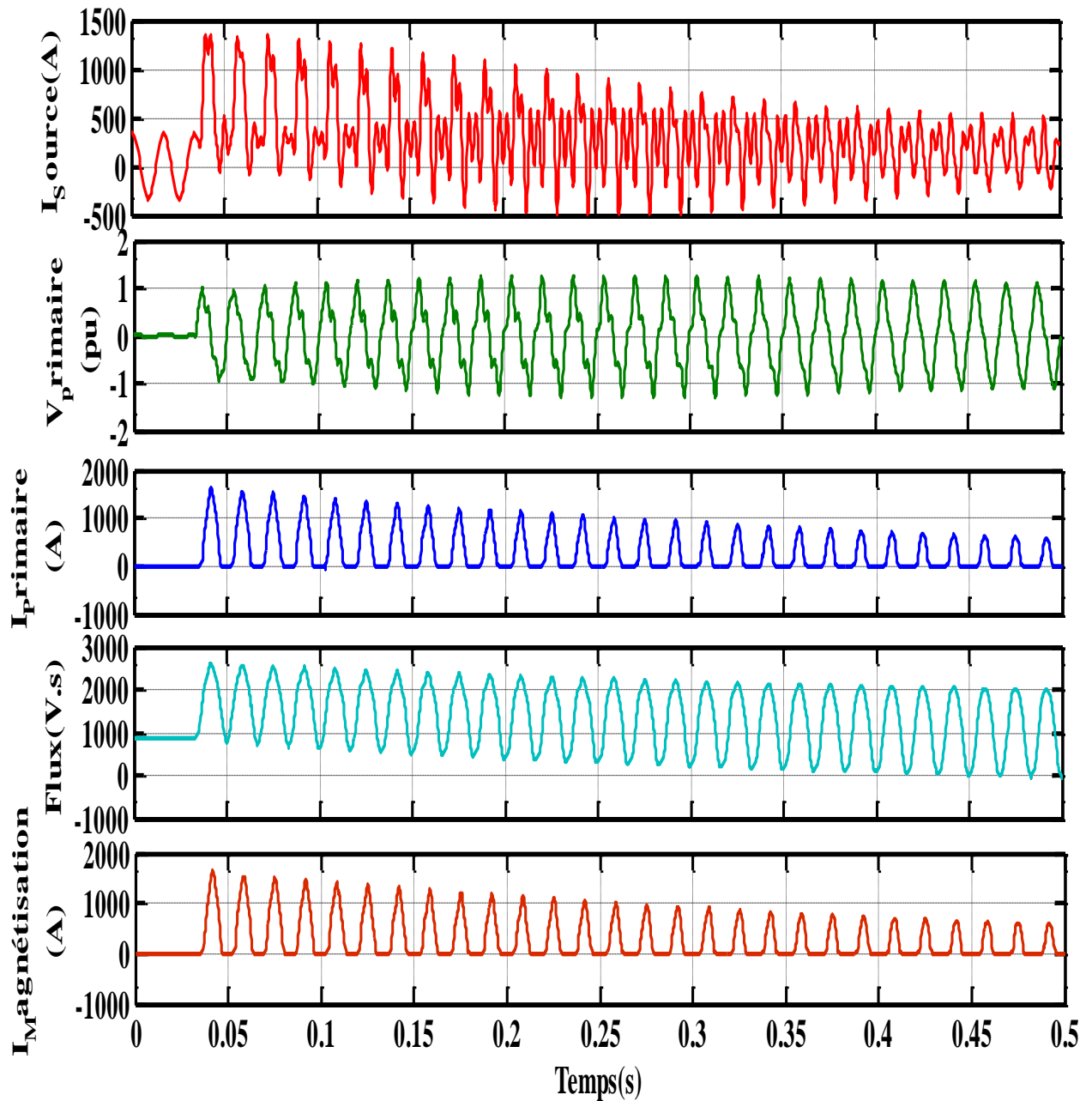


Figure IV.7 : Formes d'ondes des grandeurs physiques de transformateur saturable avec hystérésis.

IV.4 Interprétation

- Avant la fermeture de l'interrupteur à 2/60 s, nous remarquons un fonctionnement normal du système (source de tension + charge) avec un courant de source sinusoïdale.
- Après la fermeture de l'interrupteur, on observe au début l'amplitude des différents paramètres, tension et courants atteindre de grandes valeurs, puis diminuer considérablement dès l'apparition de la saturation, c'est-à-dire au bout d'un dixième de seconde, ce qui montre l'effet de cette saturation dans les deux cas : sans et avec hystérésis.
- Les formes d'ondes aussi, se déforment avec la saturation, donc apparition d'harmoniques.
- On remarque aussi la chute des valeurs des courants de la simulation avec hystérésis par rapport à celles sans hystérésis, exemple illustrés dans le tableau IV.2. Aussi pour le cas avec hystérésis on observe que le courant primaire et celui de magnétisation sont plus élevé par rapport au courant de source.

Tableau IV.2 : les grandes valeurs des courants entre les deux simulations.

Hystérésis\courants	I_source (A)	I_primaire (A)	I_magnétisation (A)
Sans	2129	2219	2219
avec	1350	1650	1650

- Avec l'hystérésis, le flux tend à être constant.
- Pour la tension primaire on remarque des tensions qui dépassent la valeur nominale, elle atteint 1.3 pu.

IV.5 Conclusion

Le but de cette étude est de mettre en évidence le phénomène de saturation ainsi que ses effets sur les courants et la tension appliquée à un transformateur de puissance.

Avant la fermeture de l'interrupteur, on remarque sur toutes les courbes que les valeurs et les formes de tous les paramètres sont celles d'un fonctionnement normal du système.

Le phénomène d'hystérésis est nettement apparent sur les courbes des courants et de tension en modifiant la forme et l'amplitude des signaux des courants et de la tension.

Si on augmente la tension au-delà la tension maximale que peut supporter un bobinage de transformateur, le courant augmente de façon extrêmement rapide et dangereuse. La mesure du courant permet de constater la saturation magnétique.

Conclusion générale

Conclusion Générale

Le transformateur de puissance est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique. C'est ce qui justifie le nombre incommensurable d'études dont il a fait l'objet.

Pour étudier la saturation d'un transformateur de tension, il suffit de faire des mesures au primaire du transformateur, le secondaire restant ouvert. On peut imaginer qu'il n'y a qu'un bobinage primaire (pas de secondaire du tout). Le bobinage secondaire, quand il est ouvert, ne joue aucun rôle.

Lors de notre simulation, on a constaté la saturation magnétique par une augmentation incontrôlée du courant lorsque la tension appliquée sur un bobinage dépasse les bornes. A cause de cette saturation magnétique, il existe une tension maximale admissible par spire pour un transformateur donné. Pour réaliser un transformateur, il faut donc un nombre minimum de spires à bobiner pour une tension donnée.

La saturation magnétique d'un transformateur n'est due qu'à une tension trop grande ou une fréquence trop faible appliquée au transformateur. Dans notre cas elle est atteinte lorsque la tension efficace par spire dépasse un certain seuil à partir de laquelle le courant magnétisant augmente de façon incontrôlée. L'appel de courant du transformateur peut ainsi largement dépasser le double du courant à vide en régime établi.

Cet appel de courant d'un transformateur dépend de la tension instantanée du réseau auquel il est branché. Pour protéger un transformateur, il faut insérer en série un **fusible temporisé** qui supporte l'appel de courant sans claquer.

Enfin, on conclue aussi, que pour l'étude d'un transformateur, les différents défauts (résistance série, inductance de fuite, inductance magnétisante, pertes par hystérésis) doivent être tous pris en compte pour décrire le comportement global d'un transformateur *réel*.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] « Etude du Comportement de Transformateur de Puissance lors de la Variation de la Charge » Journal of Science Research N 4, Vol. 1, p. 36-39
- [2] I. Fofana, H. Hemmatjou, and M. Farzaneh, "Low temperature and moisture effects on polarization and depolarization currents of oil-paper insulation," Electric Power Systems Research, vol. 80, pp. 91-97, 2010
- [3] T. C. Monteiro, F. O. Martinz, L. Matakas, "Transformer operation at Deep Saturation: Model and Parameter determination,"IEEE Trans. On industry applications, vol. 48, No. 3, May/June 2012.
- [4] "Electrical Power Systems Quality" by R.C Dugan, McGraw-Hill Companies.
- [5] T. WILDI, G. SYBILLE « Electrotechnique », Département de Boeck Université, 4e édition, 2005.
- [6] J.R. Lucas, « historical development of the transformer », chairman IEE Srilanka center, 2000/1.
- [7] TOTAL, « LES ÉQUIPEMENTS : les transformateurs », MANUEL DE FORMATION, Cours EXP-PR-EQ170, 2007.
- [8] S. JESZENSKY, « History of transformers », IEEE power engineering review, december 1996.
- [9] CEI 60076-1 :2011, transformateur de puissance-Partie1 : Généralités.
- [10] B. BAYALA, « machines électrique », édition revue, 2010.
- [11] J. SANCHEZ, « aide au diagnostic de défaut des transformateurs de puissance », université de Grenoble Alpes, 2011.
- [12] R. MANDERLIER, « Formation générale au transformateur de puissance », CG Holding Belgium NV, 2012.
- [13] G. CORMIER, « chapitre 8. TRANSFORMATEUR », GEN1153.
- [14] S. IVANOV, « Machines électriques » volume II, Edition Mir Moscou, 1980.
- [15] N. MEZARI, « diagnostique des transformateurs de puissance », mémoire de magister, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- [16] A. LEFEVRE « Contribution à la modélisation électrique électromagnétique et thermique des transformateurs », Ecole polytechnique de Nantes, 2006.
- [17] R. BADRI, « Etude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance », mémoire de magister, université Annaba, 2008.

- [18] Y. HADJADJ. « Contribution au développement de nouveaux outils permettant de prolonger la durée de vie des transformateurs de puissance ». Mémoire de la maîtrise en ingénierie. Université du Québec, 2010.
- [19] M. MEZIANI, « contribution à la modélisation analytico-numérique des transformateurs de puissance », mémoire de magister, université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2011.
- [20] CEI 60214-1. Changeurs de prises – partie 1 : prescriptions de performances et méthodes d’essai. 2003.
- [21] ABB « transformateurs de distribution immergés dans l’huile à réglage de tension hors charge ». Notice d’utilisation et de maintenance. Instruction manuel and technical documentation.
- [22] M. BOUAKOUK, R. HADJBAR, « diagnostic des transformateurs de puissance », mémoire de master, 2014.
- [23] E. GIEQUEL, « transformateurs de puissance », distribution BAC ELEEC, cifop.
- [24] B92, Equipements et leurs caractéristiques. Transformateurs Guide de la distribution électrique basse tension et HTA - 2009.
- [25] H. KUMAR, S. SHURMA, « how to minimise iron losses in transformer », international journal of scientific research engineering & technology, volume 1, issue 1 pp036-042, march 2012.
- [26] M.A. SOHAIL, « effects of harmonic on iron losses », master’s thesis, university of technology gotenburg, sweden,2007.
- [27] A. ABDELMOUMENE, H. BENTARZI « Etude du Comportement de Transformateur de Puissance lors de la Variation de la Charge », journal of scientific research, 30 December 2012.
- [28] M. BOUAKOUK, R. HADJBAR « diagnostic des transformateurs de puissances » mémoire master (ETH), UMMTO, 2014.
- [29] D. fulchiron cailler technique merlin gerin n°151 « surtension et coordination de l’isolement » réal : ERI -12-92-3500-impr : léostic.
- [30] Parque tecnológico de Valencia. C/ Nicolás Copérnico n°4. 46980 Paterna (Valencia).
- [31] IEEE Std. C.57.91-1995, « IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers ».
- [32] IEC 60076-7, (2005) Loading Guide for Oil-immersed Power Transformers.
- [33] PSERC Publication 11-02, « Transformer Overloading and Assessment of Loss-of-Life for Liquid-Filled Transformers », final project report, Feb. 2011, pp. 20-37.
- [34] Montsinger V. M. and Ketchum P. M., « Emergency Overloading of Air-Cooled Oil-

Immersed Power Transformers by Hot-Spot Temperatures ». AIEE Transactions, paper 42-115, pp. 906-916, 1942.

[35] IEEE Std. C.57.12.80-2010, « IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers ».

[36] B100, « équipement et leur caractéristique : surcharges », guide de la distribution électrique basse tension et HTA 2009.

[37] A. PASRICHA, « a study into improving transformer loading capability beyond nameplate rating », master theses, Missouri university of science and technology, 2015.

[38] Nicola Chiesa. « Power Transformer Modeling for Inrush Current Calculation » Doctoral theses at NTNU. Norwegian University of Science and Technology. June 2010.

[39] Christian G.H. MAENNEL « Régulateur secteur à noyau saturable », Mai 2014.

[40] M. ORLHAC, « le transformateur de courant pour la protection en HT », Cahier Technique Merlin Gerin n° 164, décembre 1992.

[41] T. Divyapradeepa « Modeling and Analysis of Transformer » International Journal of Advance Research, Ideas and Innovations in Technology Volume 3, Issue 6, 2017.

[42] Tian lu « manœuvre contrôlée des transformateurs de puissance avec flux rémanent ». Thèse de doctorat. Ecole doctoral STITS, France. Juillet 2011.

[43] A. yahiou. « Contribution à l'étude et à l'analyse du régime transitoire dans les transformateurs de puissance, cas de courant d'appel » mémoire de magister en électrotechnique, UFAS, Algérie. Juin 2012.

[44] Casoria, S., P. Brunelle, and G. Sybille, « Hysteresis Modeling in the MATLAB/Power System Blockset, » Electrimacs 2002, École de technologie supérieure, Montreal, 2002.

[45] Frame, J.G., N. Mohan, and Tsu-huei Liu, « Hysteresis modeling in an Electro-Magnetic Transients Program, » presented at the IEEE PES winter meeting, New York, January 31 to February 5, 1982.