

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI OUZOU
FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE



Mémoire de fin d'étude

En vue d'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique
Option : Machines électriques

Thème

Approches théoriques et pratiques des
inductances des transformateurs de
l'Electro-Industries

Proposé et suivi par :

Mr D. BELKACEMI (Electro-Industries)

Dirigé par :

Mme F.MEGHARBI

M^r CH. BIROUCHE

Etudié par

Melle L. EL DJENNADI

Melle N. AZI

-Promotion2011-

REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier, Monsieur DJ.BELKACEMI, ingénieur chef de service du bureau d'études du département transformateur de l'ENEL, pour son aide précieuse, ses conseils et ses remarques. Nous tenons à lui exprimer notre profonde gratitude pour avoir bien voulu nous diriger pendant toute la période de ce travail.

Nos remerciements les plus spécieux à notre promoteur, Madame F.MEGHARBI, enseignante à UMMTO pour son aide et les conseils qu'elle n'a cessé de nous prodiguer pour l'aboutissement de ce travail.

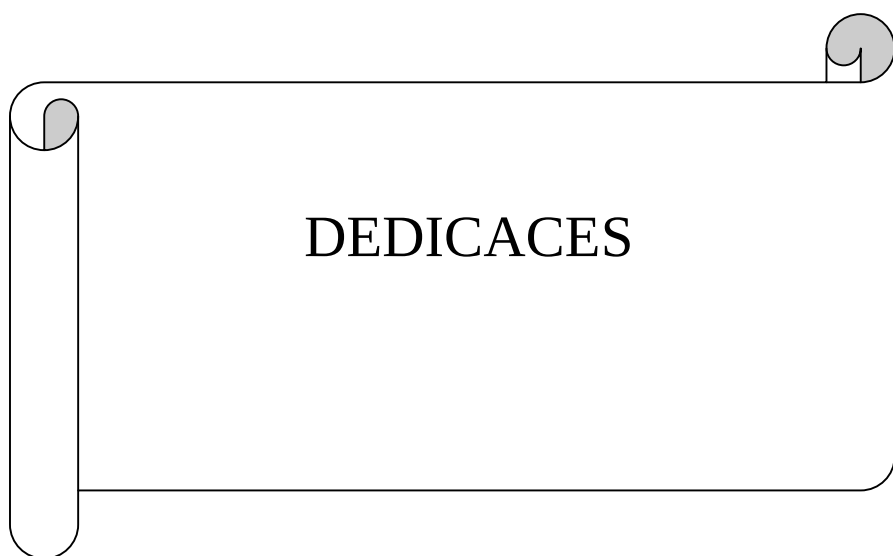
Nous tenons à remercier également notre promoteur, Monsieur BIROUCHE qui a accepté de nous encadrer et pour sa disponibilité et ses orientation afin de mener à bien notre travail.

Nos remerciements vont également à l'ensemble du personnel de l'ENEL, département transformateurs, exceptionnellement pour M^{elle} A. AIT DJOUDI pour son aide et ces conseille.

Nous tenons à exprimer toutes nos gratitudes à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, exceptionnellement pour M^{elle} S.AREZKI.

Nous remercions nos chers parents qui nous ont encouragées et soutenues pour aller au bout de notre cursus.

Nos derniers remerciements vont aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail.



Je dédie Ce travail à:

- A mon très Cher père qui m'a élevé, formé, encouragé, et soutenu durant tout ma vie.
- A ma très chère mère qui me regarde la haut.
- A ma belle mère.
- A mes chers frères (Nacer, yacine, Alilo).
- A mes très chers soeurs faroudja, Nacera et son mari Samir et ses deux petites anges ANAIS et MAISSA.
- A ma tante Ourida.
- A mes cousins surtout le petit Amine.
- A mon cher ami et mon bonheur Sofiane.
- Ceux qui me sont chers de Coeur et de sang, et ceux qui luttent pour une cause noble et juste, et croient à la réussite.
- Ames camarades de la 5^{eme} Ing ETH.
- A toute mes coupines Micha, Siham, Amel, Safia, Djimi, ...

LEILA

Je dédie Ce travail à:

- A mes parents qui ceux que j'ai de plus chers au monde, qui mon beaucoup soutenu et encouragé.
- A mes chers frères (mourad, abdenour)
- A mes chers soeurs samia, ghania et son fiancé yacine et kamila son mari mourad et son petit fils momouh .
- A mon cher ami et mon bonheur nacer.
- Ceux qui me sont chers de Coeur et de sang, et ceux qui luttent pour une cause noble et juste, et croient à la réussite.
- Ames camarades de la 5^{eme} Ing en ETH.
- A mes cousine kahina, zahoua.
- A ma grande mère faroudja et son fils hassen.
- A mes coupines saliha, leila, micha, massina, samia,...

NOURIA

Cahier des charges

- Puissance nominale $S_n = 315 \text{ kVA}$
- Tension nominale (composée) $U_n = 5,5 \text{ kV}$
- Intensité nominale $I_{cc} = 450 \text{ A}/10 \text{ S}$
- Couplage zig zag
- Impédance homopolaire $X_0 = 63,5 \text{ } \Omega$
- Section du noyau de fer $S_{fer} = 171 \text{ cm}^2$
- Induction magnétique $B_c = 1,4 \text{ Tesla}$
- Longueur de bobinage $L_b = 147,25 \text{ mm}$

SOMMAIRE

Introduction Générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre1 : Généralités sur les transformateurs : constitution et principe de fonctionnement.

I.1.Introduction.....	3
I.2.Principe de fonctionnement.....	4
I.3. Constitution générale d'un transformateur.....	4
I.4. La protection des transformateurs.....	6
I.5. Les bobinages.....	6
I.6. Circuit magnétique.....	7
I.7. Pertes magnétiques dans le transformateur.....	8
I.8. Mesure des pertes dans un transformateur.....	9
I.9. Les différents types de transformateurs.....	10
I.10. Transformateur triphasé de puissance.....	11
I.11. Les paramètres industriels d'un transformateur.....	13
I.12. Les contraintes.....	14
I.13. Mise en équation du transformateur.....	18

Chapitre II : Etude de fonctionnement d'une bobine shunt et son rôle dans les réseaux.

II.1. Régimes de neutre.....	24
II.1.1.Introduction.....	24
II.1.2.Définitions et classification des différentes positions par rapport à la terre.....	24
II.1.3.Choix du régime de neutre	26
II.1.4.Régime d'exploitation des neutres dans les réseaux électriques	27
II.2. Bobines d'inductance shunt.....	37
II.2.1.Introduction.....	37

II.2.2. Définition.....	38
II.2.3 Fonction des inductances shunt.....	39
II.2.4.Déférentes types de réactances	40
II.2.5.Types d'inductances	42
II.2.6.Raccordement.....	42
II.2.7.Mise sous tension et commande.....	42
II.2.8.Protection pour réactance shunt directement mise à la terre.....	43
II.2.9.Inductances séries	43
II.2.10. Principales caractéristiques.....	43
II.2.11. Avantages	43
II.2.12.Protection différentielle pour bobines d'inductance.....	43

Chapitre III : Essai normalisées effectués sur une bobine shunt de mise à la terre PN.

III.1. Introduction.....	45
III.2. Essais.....	45
III.3.Essais individuels de série.....	45
III.4.Essais de type	46
III.5.Essais spéciaux.....	46
III.6. Détermination de la réactance et de la linéarité de réactance.....	47
III.7.Mesure des pertes	48
III.8.Mesure des harmoniques du courant	48
III.9.Mesure de la réactance homopolaire des bobines d'inductance triphasées.....	49
III.10.Mesure de la réactance mutuelle des bobines d'inductance triphasées	49
III.11.Essai diélectriques.....	50

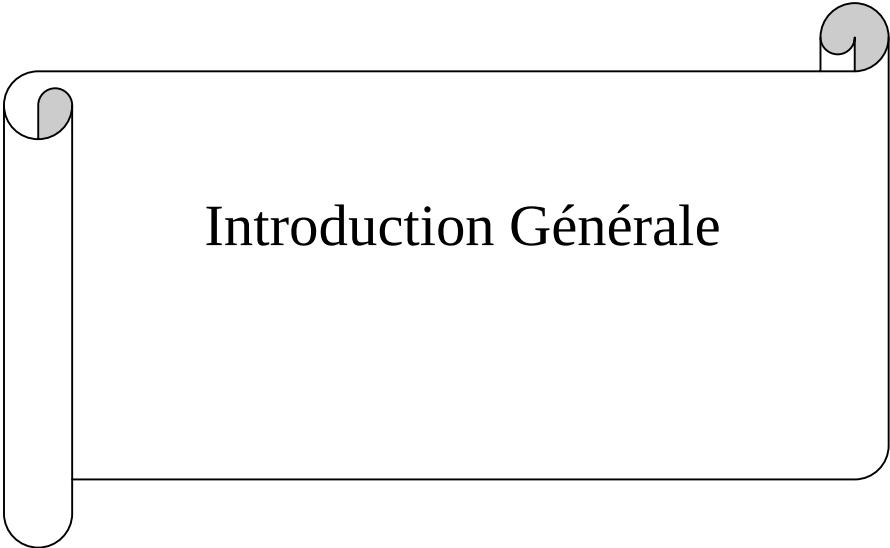
III.12.Mesure de la caractéristique magnétique	51
III.13.Mesure du niveau de bruit	52
III.14.Mesure des vibrations.....	52
III.15.Essai d'échauffement	53
III.16. Essai de spéciaux.....	54

Chapitre IV : Elaboration (dimensionnement) préliminaire de la bobine

IV.1.Généralités sur le magnétisme.....	66
IV.1.1.Introduction.....	66
IV.1.2.Grandeurs magnétiques.....	66
...	
IV.1.3.Loix fondamentales du magnétisme	68
IV.1.4. Milieux magnétiques isotropes.....	71
IV.1.5.Polarisation des matériaux ferromagnétiques.....	73
IV.1.6.Définition de la Bobine simple.....	75
IV.1.7.Formules usuelles pour le calcul théorique de bobines.....	77
IV.1.8.Notes sur le calcul théorique d'une inductance.....	78
IV.1.9.Bobine à noyau de fer	78
IV.2.Dimensionnement de la bobine de mise à la terre.....	79
Conclusion générale.....	84

Annexe.

Bibliographie.



Introduction Générale

INTRODUCTION

La performance d'un réseau d'énergie électrique dépend de la manière de le concevoir, de le construire, de le maintenir et de l'exploiter.

A l'origine, ces réseaux ont été essentiellement conçus pour répondre aux exigences de sûreté dans la desserte de l'énergie. Leur conception et leur exploitation consistaient alors à rechercher l'optimum économique pour la maîtrise des contraintes techniques.

Aujourd'hui, avec l'ouverture des marchés et la mise en concurrence, les concepteurs et les exploitants doivent prendre en compte les attentes des usagers et répondre aux obligations réglementaires et normatives. Dans ce contexte, puisque près de 80% des défauts sont des courts-circuits avec la terre, le choix du régime du neutre est devenu une décision stratégique. Il est alors le résultat d'un compromis entre trois exigences:

- La maîtrise des coûts;
- La sécurité des biens et des personnes;
- La qualité du service aux utilisateurs.

Afin de répondre aux obligations de sûreté, de qualité et de sécurité, l'ingénieur doit concevoir une architecture cohérente. Celle-ci doit offrir un plan de tension, de fréquence et une puissance de court-circuit conformes à la qualité de service attendue. Son régime de neutre, doit assurer la maîtrise des contraintes provoquées par les déséquilibres homopolaires. L'ensemble est consolidé par un plan de protection assurant l'élimination rapide des courts-circuits.

Durant un court-circuit avec la terre, le régime du neutre assure par exemple la maîtrise des montées en potentiel des prises de terre. Il maintient le système des tensions en cohérence avec la coordination de l'isolement du réseau et la qualité de service attendue. Il garantit en outre le fonctionnement sélectif du plan de protection associé.

Il existe deux manières de concevoir un régime de neutre
En Europe, on cherche à limiter la valeur des courants de court-circuit à la terre et on assure la coordination de l'isolement en mode commun du réseau.

Dans les pays sous influence Anglo-saxonne, on limite les niveaux de surtension dynamique et on recherche la maîtrise des montées en potentiel des prises de terre. Cette solution est également largement utilisée sur les réseaux alimentant des charges déséquilibrées.

Il existe cependant des cas où une solution standard qui a fait ses preuves par rapport ailleurs, ne peut être utilisée. Il faut se méfier également des influences techniques ou commerciales. Le choix d'un régime de neutre doit être l'aboutissement d'une étude de cohérence.

Nous nous intéressant dans cette étude au dimensionnement d'une bobine mise à la terre à partir des données d'un cahier des charges.

La présente étude se divise en quatre chapitres :

Introduction générale

Chapitre I : généralité sur les transformateurs.

Chapitre II : étude d'une bobine shunt et son rôle dans les réseaux.

Chapitre III : les essais normalisés effectuée sur une bobine shunt.

Chapitre IV : dimensionnement d'une bobine shunt.

Conclusion générale

A decorative graphic of a scroll with a light gray background and a dark gray border. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges showing a dark gray shadow. The text is centered within the scroll.

Chapitre I:

Généralités sur les
transformateurs : constitution
et principe de fonctionnement

I.1. Introduction [1]

Les transformateurs sont des convertisseurs statiques à induction électromagnétique destinés à transformer un système de courants variables en un ou plusieurs systèmes de courants variables d'intensité et de tension généralement différentes, mais de même fréquence.

Un transformateur se compose d'un noyau et de deux ou plusieurs enroulements à couplages électromagnétiques. Dans le cas particulier d'un autotransformateur à couplage électrique.

Selon le nombre d'enroulements, le transformateur est dit à deux, trois ou à plusieurs enroulements. Conformément au courant, on distingue les transformateurs monophasés et polyphasés. L'enroulement du transformateur qui est alimenté s'appelle "enroulement primaire", l'autre enroulement est appelé "enroulement secondaire". La figure I.1 représente un transformateur monophasé.

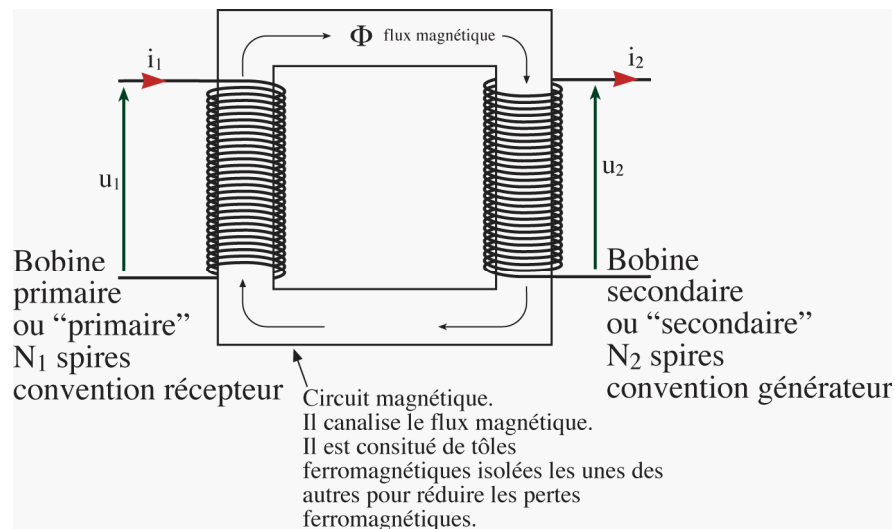


Figure I.1 : Schéma de principe d'un transformateur monophasé

Conformément aux appellations des enroulements, toutes les grandeurs qui se rapportent à l'enroulement primaire : la puissance, le courant, etc..., sont appelées primaires et celles qui se rapportent à l'enroulement secondaire sont dites secondaires. On appelle l'enroulement connecté au réseau à tension plus élevée "enroulement haute tension", l'enroulement connecté au réseau de tension inférieure est appelé "enroulement basse

tension". Si la tension secondaire est inférieure à celle du primaire, le transformateur est appelé "transformateur abaisseur", dans le cas contraire, le transformateur est dit "transformateur élévateur".

I.2.Principe de fonctionnement [2]

Les enroulements primaire et secondaire sont couplés magnétiquement de façon très serrée grâce au circuit magnétique à faible réluctance, qui assure une bonne canalisation des lignes de champ. Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de la tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire, une tension (fém. induite) proportionnelle aux nombre de spires du secondaire. La fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation d'un courant secondaire.

I.3. Constitution générale d'un transformateur [1], [3]

Un transformateur comprend les parties principales suivantes : le noyau, les enroulements, la cuve et les isolateurs de sortie.

I.3.1. Le noyau d'un transformateur

Le noyau du transformateur est l'ensemble formant le circuit magnétique. Il est en tôles d'acier minces assemblées de telle sorte que les entrefers soient réduits au minimum. Leurs épaisseurs varient de 0,25 à 0.5 mm selon la destination et l'importance du transformateur. Actuellement on emploie deux sortes d'acier à transformateur :

- Acier à grains orientés
- Acier à grains non orientés.

I.3.2. Les enroulements

Les enroulements du transformateur sont les parties qui assurent, grâce aux phénomènes de l'induction électromagnétique, le transfert de puissance entre l'enroulement

primaire et les enroulements secondaires. La figure I.2 représente le schéma d'un enroulement de transformateur.

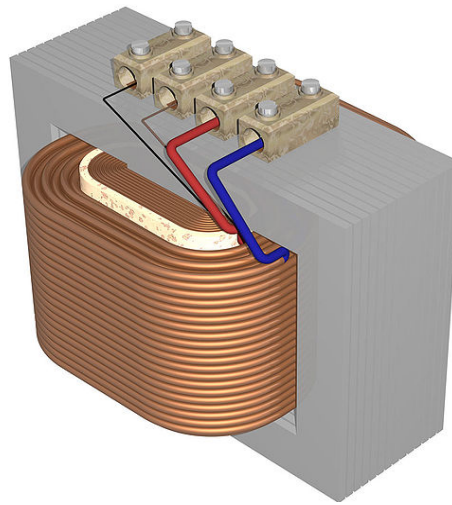


Figure I.2 : Enroulement d'un transformateur.

Pour des raisons économiques, les enroulements doivent satisfaire plusieurs conditions :

- Il faut diminuer les intervalles entre les enroulements pour diminuer le champ de dispersion magnétique, ce qui a pour effet de réduire la consommation de la puissance réactive.
- Les résistances des enroulements doivent être suffisamment faibles pour réduire les pertes d'énergie qui se dégagent sous forme calorifique.
- Les enroulements doivent résister à l'élévation de température, les courts-circuits et les surtensions pendant le fonctionnement du transformateur.

Il existe quatre types d'enroulements, qui sont déterminés en fonction de la puissance et la tension imposées par le cahier des charges, à savoir :

- Enroulements concentriques en couche en fil rond vernis ;
- Enroulements concentriques en méplat isolés au papier ;
- Enroulements concentriques alternés en méplat isolés au papier ;
- Enroulements concentriques à galettes en fil rond isolé au papier.

I.3.3. La cuve du transformateur

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur. A l'heure actuelle, les transformateurs les plus répandus sont les transformateurs dans lesquels le noyau et les enroulements sont placés dans une cuve remplie d'huile. Il existe différentes formes de cuves, selon la puissance du transformateur.

I.3.4. Le couvercle de cuve et sortie

Le couvercle de la cuve est un élément important car on y place plusieurs pièces à savoir :

- Les isolateurs de sortie des enroulements haute tension et basse tension.
- Le conservateur d'huile dans les transformateurs.
- Le tube d'évacuation des gaz.

I.4. La protection des transformateurs

La protection du transformateur a pour but :

- De protéger l'appareil contre les perturbations extérieures, court-circuit, surtensions et surcharges.
- De surveiller son fonctionnement, avertir d'une évolution dangereuse et limiter les dégâts en cas d'avarie.

I.5. Les bobinages [1]

Les enroulements sont conçus par une juxtaposition de couches successives, composées elles mêmes de multiples spires jointives. Pour des contraintes électriques et économiques, les couches extérieures et intérieures sont généralement et respectivement associées aux bobinages haute et basse tension. Le nombre de spires primaires et secondaires est imposé par la tension utilisée, en corrélation avec la valeur d'induction dans le circuit magnétique, la section de celui-ci, la fréquence et le rapport de transformation.

Les conducteurs sont en cuivre ou en aluminium pour des puissances importantes, ces matériaux sont préférés à d'autres pour leurs bonnes propriétés conductrices, thermiques, mécaniques, massiques et économiques. Les conducteurs se présentent sous différents aspects : on les retrouve sous la forme de fils massifs, de section circulaire, carrée ou de type méplat, ou encore laminés en fines feuilles.

I.6. Circuit magnétique [3]

Le circuit magnétique est généralement constitué d'un empilage de tôles fines disposées dans un même plan, perpendiculairement et parallèlement les unes aux autres, permettant ainsi d'obtenir une carcasse de la forme désirée. La fonction principale du circuit magnétique est de canaliser le flux magnétique, mais elle sert aussi comme support aux enroulements. Ce circuit magnétique comporte trois colonnes réunies par deux culasses (figure I.3).

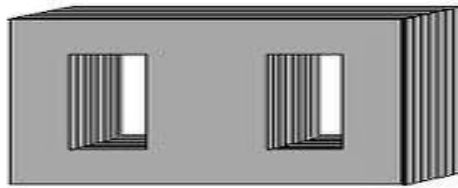


Figure I.3 : Circuit magnétique.

Pour une meilleure efficacité, la tôle du circuit magnétique doit :

- Etre fabriquée en matériau à très haute perméabilité magnétique et être soumise à une induction proche de l'induction à saturation pour avoir une grande valeur du flux.
- Avoir une épaisseur faible (0,3mm pour une fréquence de 50 Hz) avec une isolation en Carlitte (matière à base de phosphate) pour diminuer les pertes par courants de Foucault.
- Etre en grains orientés et laminés à froid avec ajout de silicium pour réduire les pertes par hystérésis.

I.7. Pertes magnétiques dans le transformateur [3]

On sait que toute variation d'induction dans un matériau magnétique implique à l'intérieur de celui-ci une dissipation apparaissant le plus souvent sous forme de chaleur non récupérable, d'où l'expression des pertes magnétiques pour désigner le phénomène. Ces pertes sont mesurées par un appareil qui s'appelle cadre d'EPSTEIN. Les différents types de pertes magnétiques sont :

- **Les pertes fer**

La variation périodique du flux magnétique provoque des pertes d'énergie dans les tôles du circuit magnétique par courants de Foucault et par hystérésis.

- **Les pertes par courant de Foucault**

Les matériaux ferromagnétiques ont souvent des propriétés conductrices du courant électrique. En présence d'un flux variable, ils sont le siège de courants induits qui circulent dans la masse même de ces matériaux. L'effet Joule dissipe l'énergie sous forme de chaleur appelée "pertes classiques par courants induits".

- **Les pertes par hystérésis**

Elles sont dues au travail des forces de freinage (moment magnétique) agissant sur les parois de Bloch en mouvement durant les processus d'aimantation et de désaimantation. Ces pertes correspondant au travail W nécessaire pour parcourir complètement la boucle d'hystérésis elles sont donné par :

$$W = \oint H dB \quad (I.1)$$

Où H est le champ magnétique et B l'induction magnétique.

Le cycle d'hystérésis est représenté sur la figure I.4.

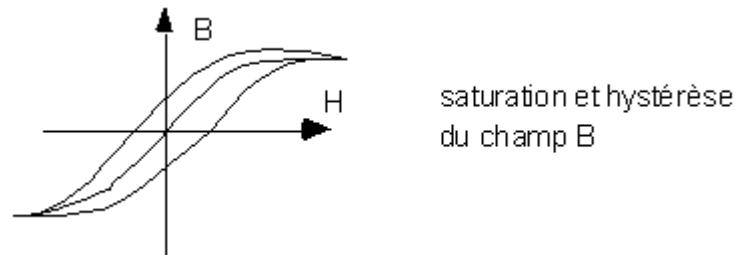


Figure I.4. Cycle d'hystérésis.

I.8. Les Pertes Joule

Le passage de courant dans les enroulements d'un transformateur provoque des pertes d'énergie proportionnelles à la résistivité et au volume du conducteur ainsi qu'au carré de la densité du courant. Le transformateur présente aussi des pertes dans les connexions et des pertes par effet pelliculaire.

I.9. Mesure des pertes dans un transformateur [4]

La méthode des pertes séparées consiste à placer le transformateur dans deux états :

- Un état pour lequel les pertes Joule sont élevées (fort courant) et les pertes magnétiques très faibles (faible tension) par la mise en court-circuit du transformateur : c'est l'essai en court circuit.
- Un état pour lequel les pertes magnétiques sont élevées (forte tension) et où les pertes Joule sont très faibles (faible courant) par un fonctionnement à vide : c'est l'essai à vide.

La méthode des pertes séparées a l'avantage de permettre la mesure du rendement avec une consommation de puissance réduite. Dans le cadre de l'électrotechnique théorique, elles sont importantes car elles permettent de déterminer les éléments permettant une modélisation du transformateur.

I.10. Les différents types de transformateurs

Ces distinctions sont souvent liées aux très nombreuses applications possibles des transformateurs.

I.10.1. Transformateur d'impédance

Il est principalement destiné à adapter l'impédance de sortie d'un amplificateur à sa charge.

I.10.2. Transformateur de courant

C'est un transformateur de mesure abaisseur de courant, donc élévateur et de tension. On l'utilise notamment pour mesurer l'intensité d'un courant fort, le primaire pouvant alors être constitué d'une seule spire. Ce type de transformateur s'utilise avec secondaire en court-circuit. Dans le cas contraire, la tension apparaissant au secondaire pourrait être très élevée.

I.10.3. Transformateur de tension

Ce transformateur est utilisé pour mesurer des tensions alternatives élevées.

I.10.4. Transformateur d'isolement

Il est utilisé pour assurer une isolation galvanique entre circuits. Il est essentiellement utilisé pour changer la tension des circuits auxiliaires de commande et de contrôle des circuits d'éclairage.

I.10.5. Transformateur d'impulsions

Ce type de transformateur est utilisé pour la commande de gâchettes des thyristors et des triacs.

I.10.6. Autotransformateurs

Il s'agit de transformateurs sans isolement entre le primaire et le secondaire. Le secondaire est une partie de l'enroulement primaire, c'est-à-dire que le primaire et le secondaire sont directement connectés ce qui présente des risques du point de vue de la sécurité des personnes.

I.11. Transformateur triphasé de puissance

Dans les réseaux électriques triphasés, on pourrait parfaitement envisager d'utiliser trois transformateurs monophasés, un par phase. Dans la pratique, l'utilisation de transformateurs triphasés (un seul appareil regroupe les 3 phases) est généralisée. Cette solution permet la conception de transformateurs bien moins coûteux.

I.11.1. Le couplage [1], [3]

Les couplages triangle et étoile, sont les connexions couramment utilisées dans les réseaux électriques de hautes et très hautes tensions. Plusieurs combinaisons distinctes de ces couplages sont disponibles pour les enroulements primaire et secondaire.

Le couplage triangle offre l'intérêt de piéger des harmoniques de séquence homopolaire et ainsi d'empêcher leur propagation sur le réseau électrique. De plus, en cas de détérioration d'un enroulement, le transformateur reste opérationnel. Son fonctionnement dénommé en « triangle ouvert », ne dispose plus de toute la puissance nominale.

Le couplage étoile permet, quant à lui, de disposer d'un conducteur de neutre, celui-ci pourrait créer des problèmes lors de l'alimentation de charges déséquilibrées. Dans ce cas le point neutre peut se déplacer en entraînant alors des surtensions modérées aux bornes des enroulements.

Les enroulements, tant au primaire qu'au secondaire peuvent être couplés en étoile ou en triangle. Une troisième variante consistant à mettre en série, pour constituer une phase, deux demi-enroulements, c'est le couplage zig-zag.

Les différents types de couplages exposés sont aussi applicables à des transformateurs triphasés cuirassés. Si on indique par :

- Y, D et Z les couplages respectivement en étoile, en triangle, et en zigzag des enroulements haute tension (HT) ;
- y, d, et z les couplages respectivement en étoile, triangle, et en zigzag des enroulements basse tension (BT) ;

Neuf couplages sont possibles, mais les seuls à retenir sont : Yy, Yd, Yz, Dd, Zy, Dy (figure I.5).

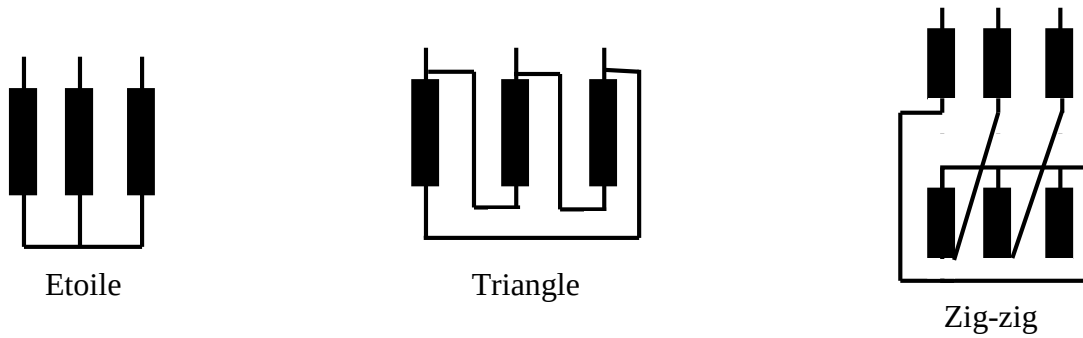


Figure I.5. : Les couplages.

I.11.2. Indice horaire [3]

L'indice horaire est le nombre entier h (compris entre 0 et 11) défini par le rapport suivant :

$$h = \frac{\theta}{\pi/6} \quad (I.2)$$

Avec : $\theta > 0$ dans le sens horaire, étant le déphasage entre les tensions simples primaire et secondaire homologues, ou la tension simple primaire est l'origine des phases.

h : dépend du mode de couplage, du sens d'enroulement des bobinages, de la permutation des tensions d'alimentation.

I.11.3. Rapport de transformation

Le rapport de transformation K d'un transformateur représente le rapport des nombres de spires des enroulements secondaire et primaire.

$$K = \frac{N_2}{N_1} \quad (I.3)$$

Où N_2 et N_1 représentent le nombre de spires de l'enroulement secondaire et de l'enroulement primaire respectivement.

I.12. Paramètres industriels d'un transformateur [4]

I.12.1. Paramètres techniques

I.12.1.a. Puissance nominale

C'est la valeur conventionnelle de la puissance apparente. Elle peut être utilisée lors du transformateur en régime normale elle s'exprime en kVA ou en MVA.

I.12.1.b. Courant nominal

C'est la valeur du courant pour laquelle seront définies et garanties les caractéristiques dues à la charge (les pertes dues à la charge, U_{cc}).

I.12.1.c. Tension nominale

C'est la valeur de la tension pour laquelle seront définies et garanties les caractéristiques à vide du transformateur (courant à vide ; pertes à vide).

I.12.1.d. Tension de court circuit (U_{cc})

C'est la tension réduite qu'il faut appliquer au primaire lorsque le secondaire est en court-circuit pour que le courant nominal circule au primaire. Sa valeur est comprise entre 4 et 5% de la tension nominale.

I.13. Contrainte [5], [6]

La réalisation d'un transformateur est soumise à divers problèmes posés par les contraintes. Ces dernières peuvent être classées en plusieurs catégories.

I.13.1. Contrainte diélectrique

La contrainte diélectrique est l'amorçage entre enroulements ou entre parties sous tension et entre pièce active et masse. Lorsque le gradient du potentiel électrique appliqué à un isolant est supérieur à sa rigidité diélectrique, un arc suivi d'un claquage s'établit. Pour protéger le transformateur contre ces contraintes, on élimine toute humidité et on améliore les propriétés des isolants.

I.13.2. Contraintes électriques

Ce sont les surtensions et les surintensités.

I.13.2.1. Surtensions :

Les notions générales sur les transformateurs étant mentionnées, on ne pourra pas s'empêcher de parler des problèmes qu'ils rencontrent.

Quotidiennement, les appareils constituant un réseau électrique (en particulier les transformateurs de puissance) subissent des contraintes de tension. Ces dernières peuvent être d'une part permanentes du fait de la tension de service et d'autre part pendant de brèves durées du fait des surtensions de diverses origines.

Les surtensions auxquelles sont soumis les réseaux électriques peuvent dans le cas extrême, provoquer le claquage des appareils électriques. L'interruption de la distribution de l'énergie électrique et ainsi des pertes financières. Cette tension de claquage dépend sensiblement de la durée d'application de la contrainte diélectrique et c'est par conséquent sur la durée et l'allure des surtensions que se base leur classification.

Ces surtensions peuvent avoir par ailleurs, diverses origines :

- Surtensions d'origine interne dont la cause réside essentiellement dans le fonctionnement propre du réseau.
- Surtensions d'origine externe dont la cause est extérieure au réseau (dus essentiellement à la foudre).

Les plus dangereuses pour les enroulements des transformateurs sont les surtensions que produisent les coups de foudre dans les fils conducteurs des lignes aériennes de transport d'énergie ainsi que les surtensions dues aux décharges orageuses qui induisent dans ces lignes des ondes de haute tension qui se propage dans les deux sens à partir de l'endroit où elle se manifeste, avec une vitesse voisine de celle de la lumière. Imaginons un peu ce que pourrait faire une partie de cette onde si elle pénètre les enroulements des transformateurs.

Nous avons à cet effet, recueilli quelques chiffres établis dans la zone de Blida concernant les origines des surtensions dans les transformateurs, afin d'avoir un ordre de grandeur sur ce phénomène. Cette zone compte Blida, Bouira, Djelfa, Médéa et Tizi-Ouzou comme centre de distribution.

Les résultats sont hétérogènes de 1990 à 1995, puis s'améliorent d'une manière continue.

On a pu noter :

- -4% d'avaries en 1996 par rapport à 1995.
- -10% en 1997 par rapport à 1996.
- -7% en 1998 par rapport à 1997.
- -21% en 1999 par rapport à 1998.
- Et enfin moins de 40.7 % pour le 1^{er} semestre 2000 par rapport à celui de l'année précédente.

Trois causes principales sont souvent à l'origine de la mise hors service des transformateurs dans cette zone, elles représentent 70 % des avaries (93 sur 132) :

- Surcharges : 42 avaries sur 132 en 1999 soit 32 %, contre 41 sur 163 en 1998 c'est-à-dire 25 %, 16 sur 167 en 1997 soit 9.5 % et enfin 27 avaries sur 173 surcharges en 1996 soit 15.6%.
- Court-circuit : 36 avaries sur 132 en 1999, soit 9 % de plus que l'exercice 1998, 10% de moins que 1997, et 12% de moins que 1996.
- Foudre : 15 avaries en 1999, contre 17 en 1998, 31 en 1997 et 25 en 1996.

Par ailleurs on a remarqué une diminution de 51 % en taux d'avaries sur la période janvier-juin de l'année en cours par rapport au 1^{er} semestre 1999 ; 36 transformateurs ont été avariés. Sachant qu'une seule avarie ayant pour cause les phénomènes atmosphériques coûte énormément au réseau, il est important d'insister sur le nombre important d'avaries de ce genre, les résultats précédents en témoignent.

I.13.2.2. Surintensités :**I.13.2.2.a. Cause des surintensités :** il existe deux causes de surintensités :

Les surcharges et les courts-circuits.

Surcharge :

Elles peuvent se produire de deux façons :

Surcharges normales : elles se produisent en cas d'augmentation de charges.

Surcharges anormales : elles se produisent en particulier lorsque les appareils installés sont très puissants pour la ligne d'alimentation, ou quand le travail demandé aux machines est exagéré.

Court-circuit :

Ils sont dus ; soit à un contact accidentel entre phases ou entre phase et neutre (terre), soit à un défaut d'isolement, soit encore à une fausse manœuvre. L'augmentation d'intensité est alors très rapide et l'intensité maximale peut être élevée, d'où risques d'accidents.

I.13.2.2.b. Effet des surintensités :

La modification des propriétés des métaux, détérioration des isolements...etc.
Effet électrodynamiques :

- Déformation de bobinages et de châssis.
- Rupture d'isolateurs.
- L'ouverture d'interrupteurs et autres appareils de coupe.

I.13.3. Contraintes électromagnétiques

Les contraintes électromagnétiques sont dues aux courants du Foucault induits dans le circuit magnétique, les pièces de serrage,...etc.

I.13.4. Efforts électrodynamiques

L'effort qui s'exerce sur un conducteur parcouru par un courant et soumis à un champ magnétique $dF = ldl \wedge B$.

En cas de court-circuit les efforts peuvent être importants et provoquer l'arrachement des conducteurs.

On peut les réduire par un choix approprié de la nature et de la disposition des conducteurs.

I.13.5. Contraintes thermiques

L'échauffement dans un transformateur est causé principalement par les pertes par effet Joule dans les enroulements de transformateur, les pertes fer dans le circuit magnétique ainsi que les pertes par conductivité dans l'isolant.

I.13.6. Contraintes chimiques

Les contraintes chimiques résultent de l'action conjuguée de la corrosion et de l'oxydation sur les parois du transformateur, la dégradation des isolants solides (papier) et liquides (huiles).

I.14. Mise en équation du transformateur [7]

L'étude du fonctionnement d'un transformateur triphasé peut se ramener aisément à celle d'un transformateur monophasé. En effet, tout transformateur triphasé est équivalent à trois transformateurs monophasés identiques, et dont les enroulements primaire et secondaire sont couplés en étoile. La mise en équation d'un transformateur peut se faire à partir de la représentation schématique de la figure I.6.

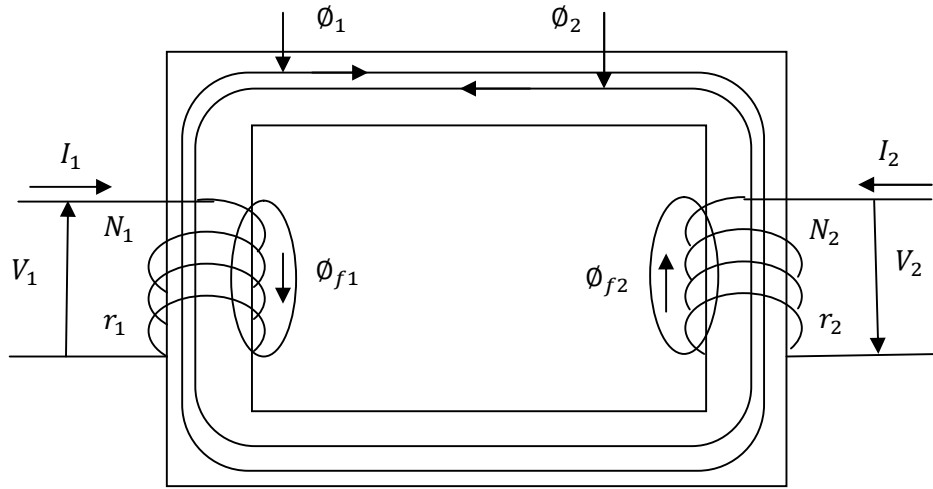


Figure I.6 : Représentation schématique d'un transformateur monophasé.

Nous abordons cette étude à l'aide des inductances de fuites partielles de chaque enroulement.

L'enroulement primaire est caractérisé par le nombre de spires n_1 , la résistance r_1 , l'enroulement secondaire est caractérisé par le nombre de spires n_2 la résistance r_2 . Notons que les deux enroulements sont électriquement isolés.

Chaque force magnétomotrice (f.m.m) ξ crée un flux total Φ_t qui se décompose en un flux Φ canalisé par le circuit magnétique, et un flux de fuite Φ_f auquel on associe une inductance de fuites l constante.

$$\text{La f.m.m } \xi_1 = n_1 \cdot I_1 \quad \text{crée} \quad \Phi_{t_1} = \Phi_1 + \Phi_{f_1} \quad \text{avec} \quad l_1 = \frac{n_1 \cdot \Phi_{f_1}}{I_1} \quad (\text{I.4})$$

$$\text{La f.m.m } \xi_2 = n_2 \cdot I_2 \quad \text{crée} \quad \Phi_{t_2} = \Phi_2 + \Phi_{f_2} \quad \text{avec} \quad l_2 = \frac{n_2 \cdot \Phi_{f_2}}{I_2} \quad (\text{I.5})$$

I.14.1. Répartition des flux

Le flux réel Φ dans le circuit magnétique est donné par l'expression :

$$\Phi = \Phi_1 - \Phi_2 \quad (\text{I.6})$$

Le flux réel Φ_{r1} dans l'enroulement primaire s'écrit :

$$\Phi_{r_1} = \Phi_{t_1} + \Phi_2 \quad (\text{I.7})$$

$$\Phi_{r_1} = \Phi_1 + \Phi_{f_1} - \Phi_2 = \Phi + \Phi_f \quad (\text{I.8})$$

Le flux réel Φ_{r_2} dans l'enroulement secondaire s'écrit :

$$\Phi_{r_2} = \Phi_1 - \Phi_{t_2} \quad (\text{I.9})$$

$$\Phi_{r_2} = \Phi_1 - \Phi_{f_2} - \Phi_2 = \Phi - \Phi_{f_1} \quad (\text{I.10})$$

I.14.2. Equations des tensions

- **Enroulement primaire :**

La mise en équation concernant l'enroulement primaire donne :

$$V_1 - r_1 \cdot i_1 - n_1 \frac{d\Phi_{r_1}}{dt} = 0 \quad (\text{I.11})$$

$$V_1 = r_1 \cdot i_1 + n_1 \frac{d\Phi_{f_1}}{dt} + n_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad (\text{I.12})$$

$$V_1 = r_1 \cdot i_1 + l_1 \frac{di_1}{dt} + n_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad (\text{I.13})$$

- **Enroulement secondaire :**

La mise en équation concernant l'enroulement secondaire donne :

$$V_2 + r_2 \cdot i_2 - n_2 \frac{d\Phi_{r_2}}{dt} = 0 \quad (\text{I.14})$$

$$V_2 + r_2 \cdot i_2 = n_2 \frac{d\Phi_{r_2}}{dt} \quad (\text{I.15})$$

$$V_2 + r_2 \cdot i_2 = n_2 \frac{d\Phi}{dt} - n_2 \frac{d\Phi_{f_2}}{dt} \quad (\text{I.16})$$

$$n_2 \frac{d\Phi}{dt} = V_2 + r_2 \cdot i_2 + n_2 \frac{d\Phi_{f_2}}{dt} \quad (\text{I.17})$$

$$e_2 = n_2 \frac{d\Phi}{dt} , \quad n_2 \frac{d\Phi_{f_2}}{dt} = l_2 \frac{di_2}{dt} \quad (\text{I.18})$$

$$e_2 = V_2 + r_2 \cdot i_2 + l_2 \frac{di_2}{dt} \quad (\text{I.19})$$

$$\overline{E}_2 = \overline{V}_2 + r_2 \cdot \overline{I}_2 + j l_2 \omega \overline{I}_2 \quad (\text{I.20})$$

$$\overline{E}_2 = j n_2 \omega \overline{\Phi} \quad (\text{I.21})$$

$$K = \frac{n_2}{n_1} = \frac{E_2}{E_1} \quad (\text{I.22})$$

Notons que K représente le rapport de transformation secondaire-primaire.

I.14.3. Equation des forces magnétomotrices

Les forces magnétomotrices des enroulements primaire et secondaire sont reliées par la relation :

$$n_1 \cdot \overline{I}_1 - n_2 \cdot \overline{I}_2 = n_1 \cdot \overline{I}_{10} \quad (\text{I.23})$$

I.14.4. Schéma équivalent d'un transformateur

$$\overline{V}_1 = \overline{E} + r_1 \cdot \overline{I}_1 + j l_1 \omega \overline{I}_1 \quad (\text{I.24})$$

$$\overline{I}_{10} = \overline{I}_{10a} + \overline{I}_{10r} \quad (\text{I.25})$$

$$n_1 \cdot \overline{I}_1 - n_2 \cdot \overline{I}_2 = n_1 \cdot \overline{I}_{10} \quad (\text{I.26})$$

$$\overline{I}_1 - \frac{n_2}{n_1} \overline{I}_2 = \overline{I}_{10} \quad (\text{I.27})$$

$$\overline{I}_1 - \overline{I}_{10} = \frac{n_2}{n_1} \overline{I}_2 = k \overline{I}_2 \quad (\text{I.28})$$

$$\overline{E}_2 = \overline{V}_2 + r_2 \cdot \overline{I}_2 + j l_2 \omega \overline{I}_2 \quad (\text{I.29})$$

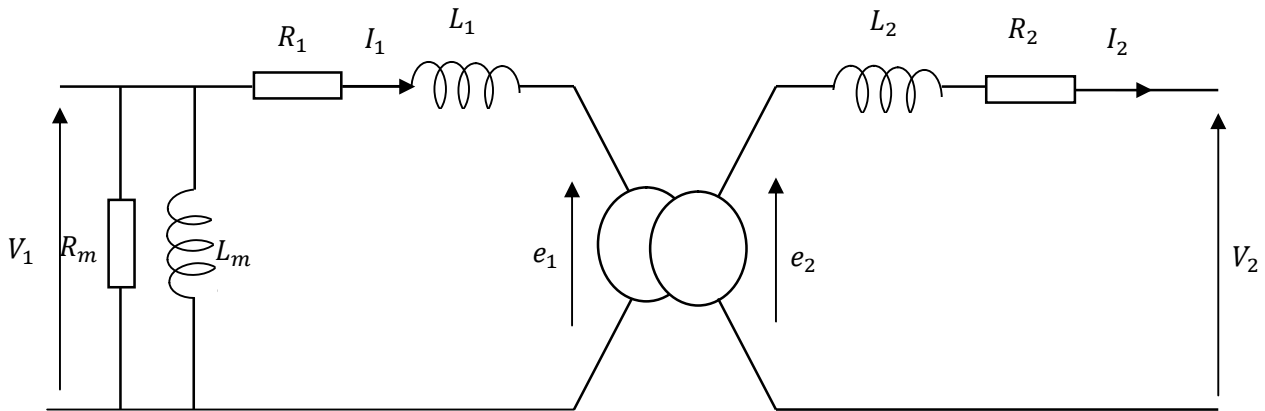


Fig I.7: Schéma équivalent d'un transformateur.

I.15.Paramètres d'exploitations

I.15.1. Chute de tension

Lorsque le transformateur est à vide, la tension secondaire ne dépend que de la tension d'alimentation et de rapport de transformation, en charge il apparaît une chute de tension que l'on peut représenter vectoriellement. Cette chute de tension, beaucoup plus faible que les tensions nominales, permet de considérer que les tensions à vide (V_{20}) et en charge (V_2) sont en phase. La valeur de chute de tension dépend du débit et le du facteur de puissance de la charge.

$$\Delta V_2 = V_{20} - V_2 \quad (\text{I.30})$$

$$\bar{V}_{20} = \bar{V}_2 + R_2 \bar{I}_2 + jX_2 \bar{I}_2 \quad (\text{I.31})$$

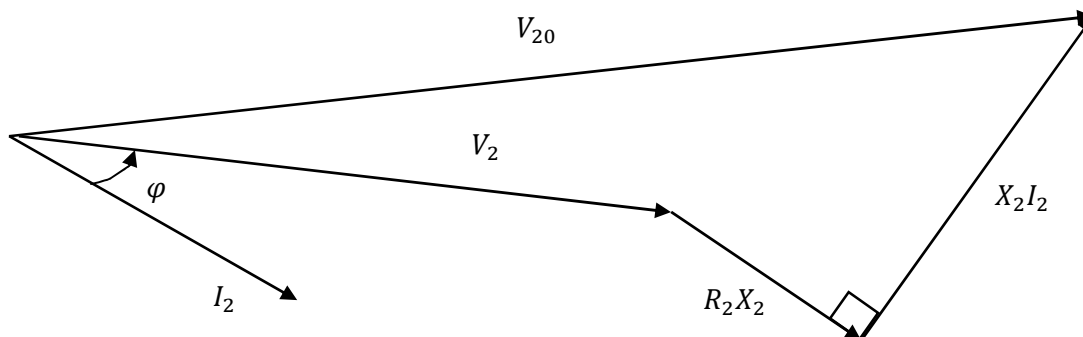


Fig I.8: Schéma vectorielle.

$$\Delta V_2 = R_2 I_2 \cos \varphi + X_2 I_2 \sin \varphi \quad (\text{I.32})$$

I.15.2. Le rendement

C'est le rapport de la puissance débitée par le secondaire et la puissance absorbée par le primaire. Pour les gros transformateurs, il peut atteindre 99%.

$$n = \frac{P_2}{P_1} \quad (\text{I.33})$$

P_2 : Puissance active débitée par le secondaire.

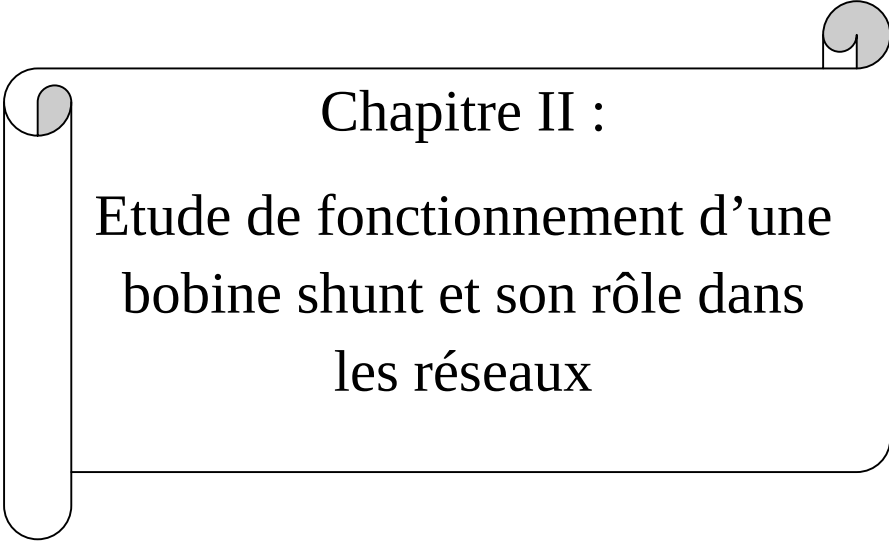
P_1 : Puissance active absorbée par le primaire.

$$P_1 = P_2 + \sum \text{pertes actives} \quad (\text{I.34})$$

$$P_1 = P_2 + r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2 + P_{fer} \quad (\text{I.35})$$

$$P_{fer} = P_{10} = P_H + P_{CF} \quad (\text{I.36})$$

$$n = \frac{P_2}{P_2 + r_1 I_1^2 + r_2 I_2^2 + P_{10}} \quad (\text{I.37})$$

A decorative scroll graphic with a light gray background and a black border. The scroll is partially unrolled, with the top and bottom edges curled up. The text is centered within the unrolled portion.

Chapitre II :

Etude de fonctionnement d'une
bobine shunt et son rôle dans
les réseaux

II. Introduction

En moyenne tension, la distribution du neutre est exceptionnelle en France par contre, elle est très fréquente aux U.S.A. En basse tension, la distribution du neutre est utilisée dans tous les pays. Dans une installation haute ou basse tension, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de régime du neutre.

La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance. Dans le premier cas, on dit que l'on a un neutre direct à la terre et dans le second cas le neutre est dit impédant.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Dans un réseau électrique, le régime du neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre direct à la terre contribue à limiter les surtensions, par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Dans toute installation électrique, la continuité de service en présence d'un défaut d'isolement est également liée au régime du neutre. Un neutre isolé permet la continuité de service en basse tension et en haute tension, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs. Un neutre direct à la terre ou faiblement impédant impose au contraire un déclenchement dès l'apparition du premier défaut d'isolement.

L'importance des dommages que subissent certains équipements tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, est également liée au régime du neutre. Dans un réseau à neutre direct à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée des courants de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il est nécessaire que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique. Les schémas favorisant des courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments sont très perturbateurs. Au contraire, les schémas qui tendent à réduire ces courants et qui garantissent une bonne équi-potentialité des masses sont peu perturbateurs.

Le choix du régime du neutre, tant en basse tension qu'en haute tension dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs.

II.1. Les régimes du neutre [8]

II.1.2. Définition et classification des différentes positions du neutre par rapport à la terre : [8]

Le neutre est accessible dans un réseau :

- Soit directement sur la borne neutre des enroulements couplés en étoile des générateurs ou transformateurs.
- Soit indirectement par l'intermédiaire d'une bobine de point neutre couplée en zig-zag ou en triangle. Cette solution est dite à neutre artificiel (par rapport à la première).

Le point neutre peut être :

- **Isolé** : le neutre du réseau n'est pas mis à la terre et seule la capacité homopolaire globale des départs induit la circulation d'un courant de défaut à la terre.
- **Mis directement à la terre** : le point neutre du transformateur est mis à la terre par une connexion de très faible impédance.
- **Mis à la terre par une impédance de limitation** : une résistance ou une impédance est insérée entre le point neutre des transformateurs et la terre.
- **Mis à la terre par une bobine d'extinction (bobine de Peterson)** : en neutre isolé, le courant de défaut est essentiellement capacitif. Il est donc possible d'annuler la composante capacitive en plaçant entre neutre et terre une impédance de forte valeur, accordée aux capacités entre phase et terre. Le courant de défaut est alors minimal.

Le niveau de mise à la terre ou l'isolement du point neutre peut être défini par le rapport de certaines grandeurs :

- Le rapport du courant de court-circuit phase/terre I_{CC1} au courant de court-circuit triphasé I_{CC3} .

$$m_1 = I_{CC1}/I_{CC3} \quad (\text{II.1})$$

Ce rapport représente les surintensités ; il sera exprimé en fonction de Z_0/Z_d , dont il dépend essentiellement.

- Le rapport de tension phase /terre V_{CC} des phases saines en cas de défaut à la tension phase/phase u_{cc} en régime normal.

$$m_2 = V_{CC}/u_{cc} \quad (\text{II.2})$$

II.1.3. Choix du régime du neutre [8]

Le choix du régime du neutre s'analyse en fonction des critères suivants :

- Niveau de tension : car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.
- Réglementation et législation concernant les élévations de tension, des masses et la sensibilité de détection.
- Continuité de fourniture en cas de défaut à la terre.
- Limitation du courant de défaut à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur les matériels et réduire les phénomènes d'induction électromagnétique sur les lignes de télécommunication et les surtensions sur le matériel basse tension.
- Recherche de l'auto-extinction des défauts monophasés.

II.1.4. Régime d'exploitation des neutres dans les réseaux électriques [8] [9]

L'importance des courants de défaut ainsi que des surtensions, dépendent énormément du régime d'exploitation des neutres du réseau. Nous allons passer en revue les différentes façons d'exploiter les neutres et examinerons les avantages et inconvénients des différentes variantes.

II.1.4.1. Réseaux à neutre avec mise à la terre direct

Lorsque le neutre est mis directement à la terre dans un réseau (figure II.1.a), les potentiels des phases sont normalement fixés à la valeur des tensions simples qu'ils ne peuvent dépasser d'une façon permanente. Les surtensions internes sont moins à craindre que pour un réseau à neutre isolé. Par contre, lorsque le neutre est mis à la terre, les surintensités importantes sont beaucoup plus à redouter. En effet, le contact d'une phase à la terre produit un court-circuit franc qui provoque le déclenchement du disjoncteur par la protection et occasionne l'arrêt de fonctionnement de tout ou d'une partie du réseau.

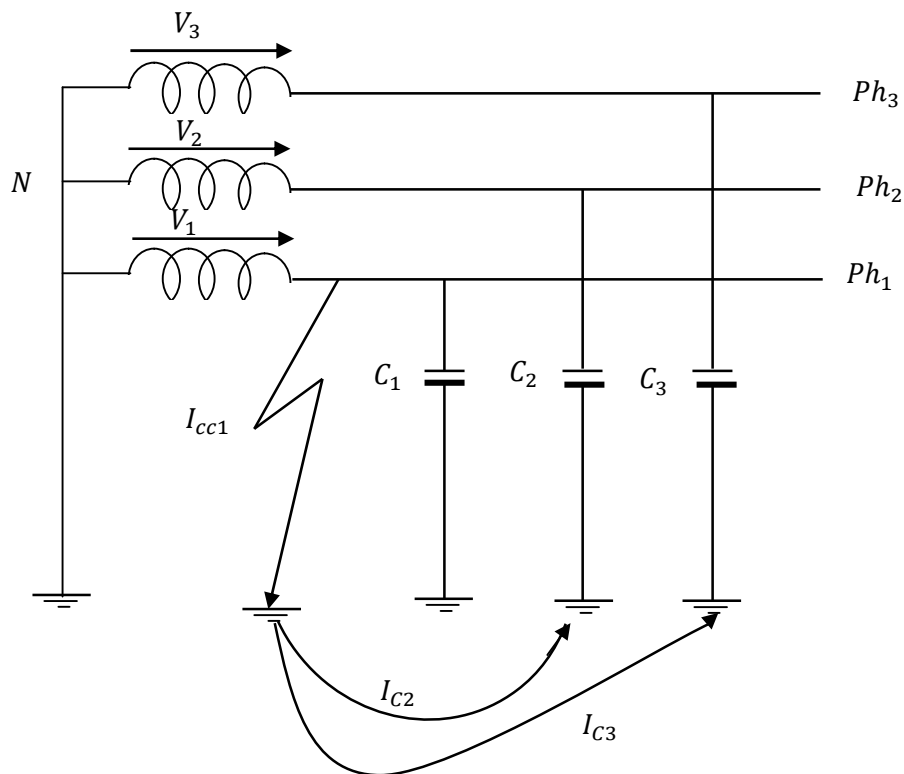


Figure II.1.a : Mise à la terre directe.

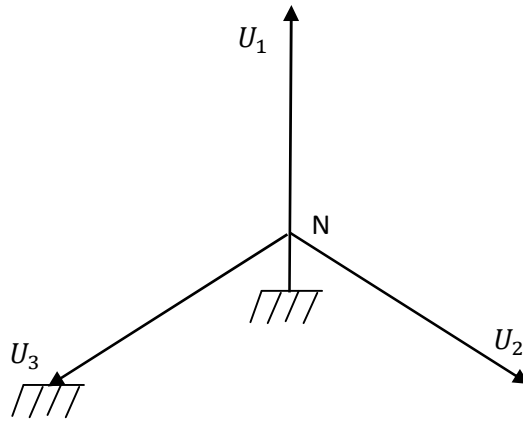


Figure II.1.b : Diagramme vectoriel des tensions.

Les courants de défaut à la terre étant limités par l'impédance de boucle entre le point de défaut et le neutre du transformateur, ils ont donc pour valeur (défaut franc) :

$$\overline{I_{cc1}} = \frac{3\overline{V}}{2\overline{Z_d} + \overline{Z_0}} \quad (\text{II.3})$$

Le courant, calculé dans les deux cas, correspondant à prépondérance des transformateurs ou lignes, donne les résultats suivants :

Cas 1 :

Pour un réseau éloigné, des concentrations des transformateurs, donc à impédances de lignes prépondérantes, ($\overline{Z_0} = 3\overline{Z_d}$).

c-à-dire : $\overline{Z_0}$: Impédance homopolaire.

$\overline{Z_d}$: Impédance directe.

$$\overline{I_{cc1}} = \frac{3\overline{V}}{5\overline{Z_d}} = \frac{3}{5} \overline{I_{cc3}} \quad (\text{II.4})$$

Cas 2 :

Pour un réseau, ou le nombre de transformateurs est prépondérant, ($\overline{Z_0} \approx \overline{Z_d}$)

$$\overline{I_{cc1}} = \frac{\overline{V}}{\overline{Z_d}} = \overline{I_{cc3}} \quad (\text{II.5})$$

Dans le deuxième cas, le courant de défaut monophasé étant égal au courant de défaut triphasé, ceci peut provoquer des difficultés sur l'appareillage et les installations de télécommunication.

Le neutre mis directement à la terre est la solution la plus simple et la moins coûteuse, c'est aussi la plus efficace pour amortir les surtensions. Les courants de défaut à la terre sont du même ordre de grandeur que ceux associés au défaut entre phases. Les perturbations et les dégâts causés aux matériels, en cas d'amorçage, sont maximaux. On trouve ce mode d'exploitation sur les réseaux de transport en raison des hautes tensions utilisées, car il permet une limitation du niveau d'isolement tel que le cas pour les réseaux de transport (60 et 220KV) de la SONEGAS. Pour les réseaux industriels, on ne rencontrera ce mode d'exploitation que dans quelques cas particuliers où une impédance homopolaire intrinsèque élevée limite les courants de défaut à la terre.

II.1.4.2. Réseaux à point neutre isolé :

Lorsque le point neutre est isolé du sol (figure II.2), le potentiel des divers conducteurs de ligne n'est plus limité à la valeur des tensions simples correspondantes, mais dépend des capacités des trois conducteurs en supposant que l'isolement du système est parfait.

Le neutre étant isolé, ce mode n'entraîne pas de courant de court-circuit comme dans le cas du neutre mis à la terre, et l'installation peut continuer à fonctionner, pourvu que les isollements soient prévus partout pour la tension composée et non pour la tension simple, ce qui se fait en général pour les installations à neutre isolé.

Le réseau à neutre isolé est donc sujet à beaucoup moins d'interruptions que le réseau à neutre mis à la terre, mais cet avantage, valable d'ailleurs seulement pour les installations de puissance et de tension modérées, possède de nombreux inconvénients. Il exige la présence permanente d'un personnel qualifié d'entretien pour maintenir un très bon niveau d'isolement et intervenir rapidement en cas d'accident.

Le courant de défaut est égal au courant de fuite à la terre des phases saines portées à la tension composée.

Les valeurs efficaces des courants dans les capacités C_2 et C_3 sont données par :

$$I_2' = C_2 \omega V \quad (\text{II.6})$$

$$I_3' = C_3 \omega V \quad (\text{II.7})$$

$$V = U/\sqrt{3} \quad (\text{II.8})$$

Avec U : valeur efficace de la tension composée.

En supposant $C_2 = C_3 = C$, la résultante de ces deux courants a pour valeur efficace :

$$I_1' = C \omega U \sqrt{3} = 3C \omega V \quad (\text{II.9})$$

Avec V : tension simple.

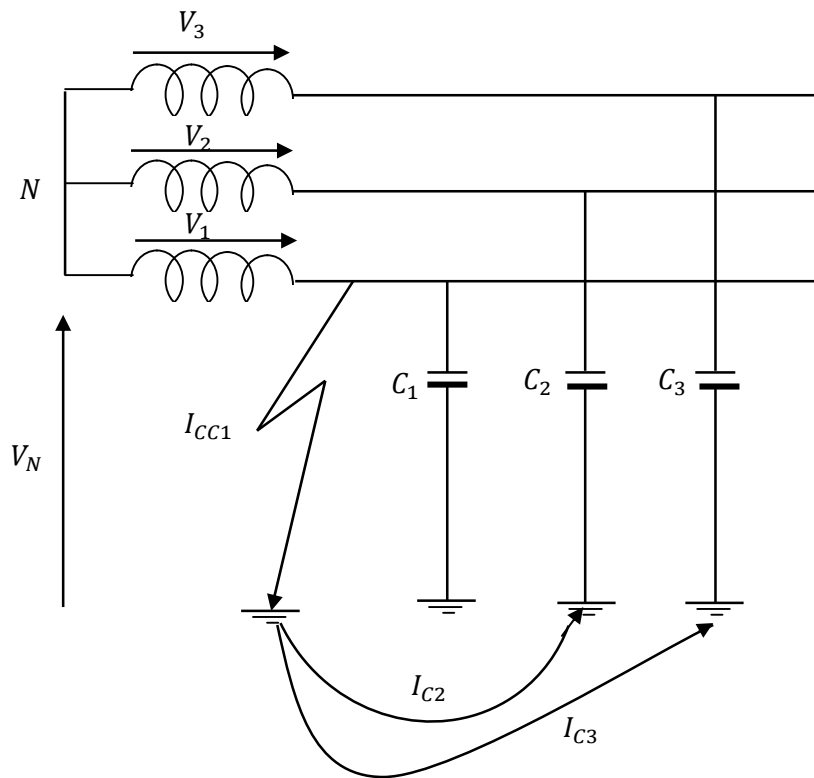


Figure II.2.a : Neutre isolé

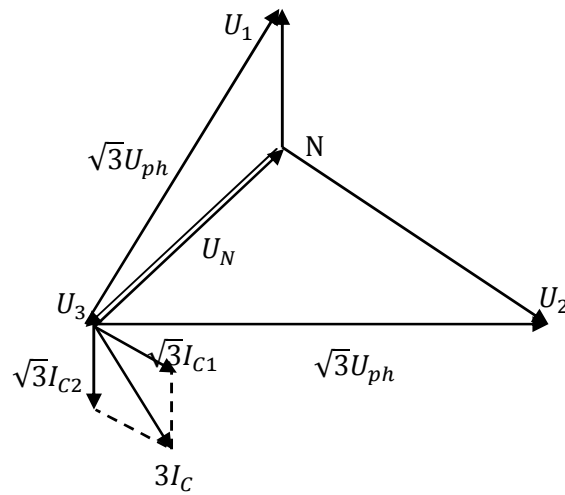


Figure II.2.b : Diagramme vectoriel des tensions et des courants.

$$I_f = I_c = I_{c2} + I_{c3} \quad (\text{II.10})$$

$$I_{c2} = jC\omega V_2 \quad (\text{II.11})$$

$$I_{c3} = jC\omega V_3 \quad (\text{II.12})$$

$$I_c = 3jC\omega V_1 \quad (\text{II.13})$$

$$|I_f| = 3C\omega |V_1| \quad (\text{II.14})$$

Le potentiel n'étant fixé que par les impédances de fuite, en particulier par des capacités phase-terre, les risques de surtension sont maximaux. Pour cette raison, on limite l'emploi de ce régime de neutre aux réseaux dont la tension nominale n'excède pas 15 kV.

Ce régime est éventuellement utilisé pour des réseaux de très bon niveau d'isolement et, en particulier, dans certains réseaux MT alimentant des installations de sécurité.

II.1.4.3. Réseaux avec neutre mis à la terre par une impédance de limitation :

Dans certains cas, il est nécessaire de limiter l'intensité maximale des courants de défaut à la terre par une impédance de limitation placée dans la connexion entre neutre et terre. Compte tenu de l'impédance du courant à transiter, on utilise une réactance qui n'aura à dissiper qu'une puissance thermique réduite. Suivant des critères techno-économiques, on choisira :

- Une résistance pour des tensions inférieures à 30 kV.
- Une réactance pour des tensions supérieures à 30 kV.

Le neutre des réseaux moyenne tension est mis à la terre par une impédance qui limite le courant de défaut monophasé à 300 A en zone rurale et 1000 A en réseau souterrain.

Des bobines triphasées du point neutre sont toutefois employées lorsque l'on conduit, pour des raisons d'exploitation, à utiliser des transformateurs dont l'enroulement MT est couplé en triangle.

Les surtensions sont fortement amorties à condition de respecter la règle ($I_R \geq 2I_C$)

$$\text{Avec } I_R = V/R$$

I_R : Courant maximal dans la résistance pendant le défaut.

$I_C = 3C\omega V$: est la somme vectorielle des courants dans les capacités entre phase et terre, pendant le défaut.

- Si l'impédance employée est une résistance pure (figure. II.3)

Cette solution n'est valable que pour les tensions inférieures ou égales à 30 kV. Au-delà, l'encombrement et le prix deviennent prohibitifs.

- Si l'impédance employée est une réactance (figure. II.4)

Cette solution est adoptée dès que la tension dépasse 30 kV et elle limite bien les surtensions des phases saines.

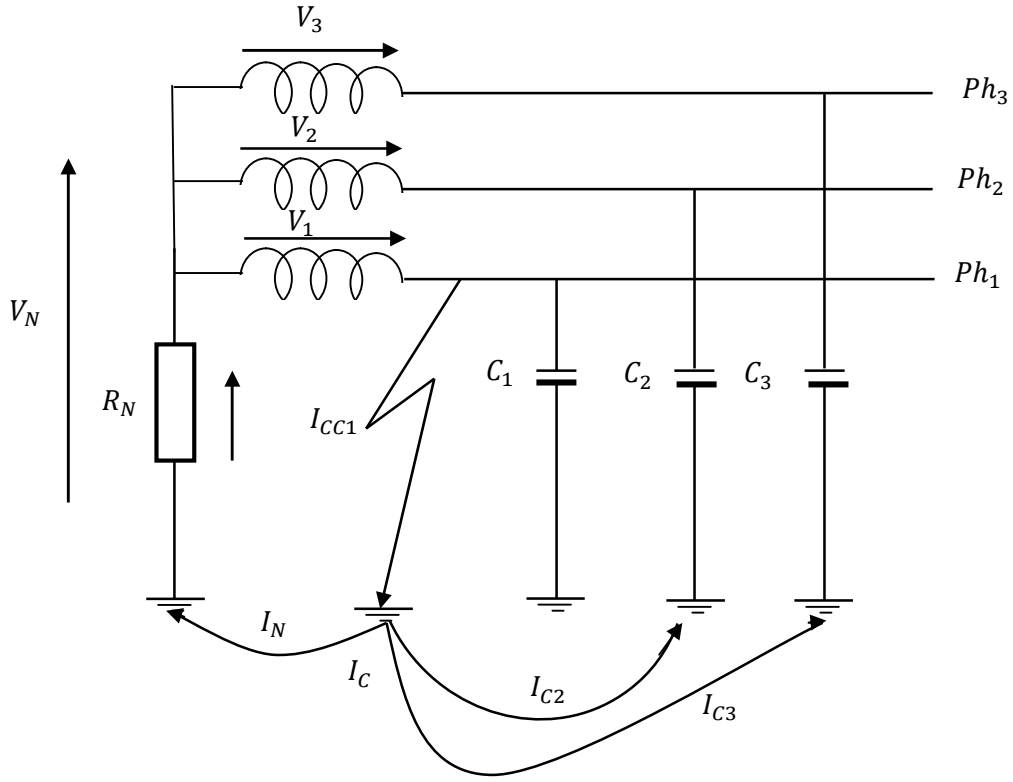


Figure II.3. : Mise à la terre du neutre par résistance de limitation.

$$I_C = I_{C_2} + I_{C_3} \quad (\text{II.15})$$

$$I_f = I_N + I_{C_2} + I_{C_3} \quad (\text{II.16})$$

$$I_N = \frac{V_1}{R_N} \quad (\text{II.17})$$

$$I_{C_2} = j\omega C_2 V_2 \quad (\text{II.18})$$

$$I_{C_3} = j\omega C_3 V_3 \quad (\text{II.19})$$

$$I_C = 3j\omega C_1 V_1 \quad (\text{II.20})$$

$$I_f = \frac{V_1}{R_N} + 3j\omega C_1 V_1 \quad (\text{II.21})$$

$$|I_f| = |V_1| \sqrt{\left(\frac{1}{R_N}\right)^2 + 9C^2\omega^2} \quad (\text{II.22})$$

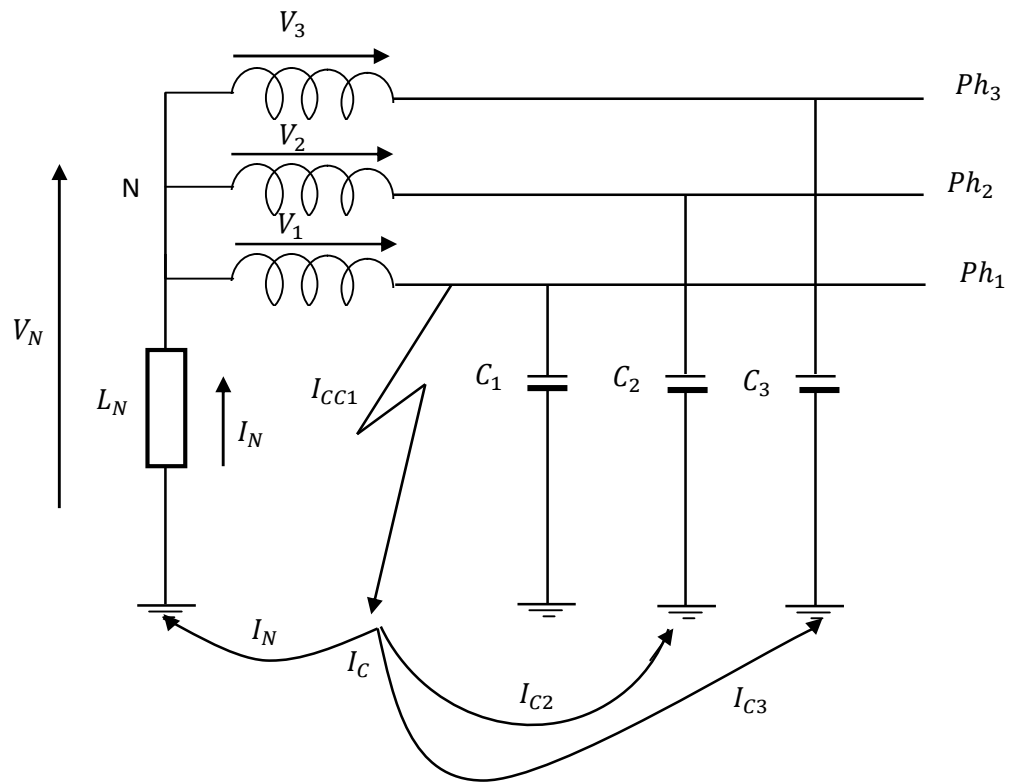


Figure II.4.a : Mise à la terre du neutre par réactance de limitation.

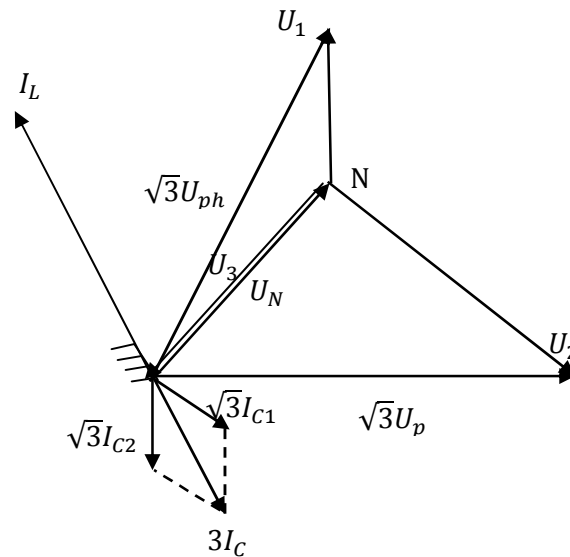


Figure II.4.b : Diagramme vectoriel des tensions et des courants.

$$I_C = I_{C2} + I_{C3} \quad (\text{II.23})$$

$$I_f = I_N + I_{C2} + I_{C3} \quad (\text{II.24})$$

$$I_N = -j \frac{V_1}{L_N \omega} \quad (\text{II.25})$$

$$I_{C2} = j c \omega V_2 \quad (\text{II.26})$$

$$I_{C3} = j c \omega V_3 \quad (\text{II.27})$$

$$I_C = 3 j c \omega V_1 \quad (\text{II.28})$$

$$I_f = -j \frac{V_1}{L_N \omega} + 3 j V_1 \quad (\text{II.29})$$

II.1.4.4. Réseaux avec neutre mis à la terre à travers une bobine de Peterson :

Quand la valeur de la self est telle que sa réactance est presque la même que celle de la capacité des phases par rapport à la terre, le courant de défaut ne peut pas s'établir ; on dit que la condition d'extinction est réalisée.

Le courant de défaut à la terre est la somme vectorielle du courant capacitif de fuite et du courant dans la réactance qui est presque en opposition de phase par rapport à la terre, on aura : $3C\omega V \approx V/L\omega$. Où $3LC\omega^2 \approx 1$, le courant de défaut est réduit à une valeur très faible.

Toutefois, l'exploitation est alourdie par la nécessité d'accorder la bobine après chaque modification importante de la capacité du réseau, par suite de manœuvres d'extinction. Ce système est plus particulièrement intéressant dans les réseaux où les nombreux défauts monophasés fugitifs deviennent auto-extincteurs et dans les réseaux de câbles très étendus où le courant capacitif est important. Cette solution qu'il est bon de connaître, se rencontre très rarement.

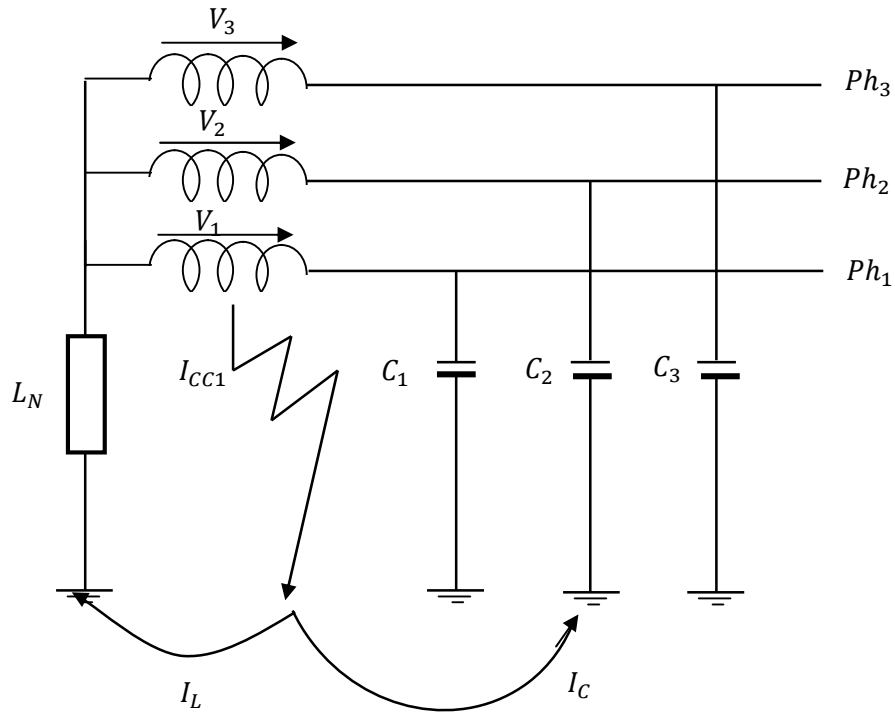


Figure II.5 : Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Peterson

En première approximation :

$$\overline{I_{CC1}} = \overline{I_L} + \overline{I_C} \quad (\text{II. 30})$$

Avec : $\overline{I_L} = -\frac{\overline{V_N}}{jL\omega}$ (II.31)

$$\overline{I_C} = jC\omega\overline{V_2} + jC\omega\overline{V_3} \quad (\text{II.32})$$

$$\overline{I_C} = j3C\omega\overline{V_N} \quad (\text{II.33})$$

$$\overline{I_{CC1}} \approx 0 \text{ si } j3C\omega\overline{V_N} \approx j\frac{\overline{V_N}}{L\omega} \quad ; \text{ Soit : } 3LC\omega^2 \approx 1$$

D'où : mise à la terre du neutre par réactance accordée avec les capacités des lignes.

On a pu s'assurer, en passant en revue les différents régimes du neutre, qu'il n'en existe pas un qui répond seul à tous les critères et contraintes. Néanmoins, on a vu que, selon la nature du réseau à exploiter, on peut toujours trouver une méthode de mise à la terre qui offre le meilleur compromis entre les différentes contraintes.

La mise à la terre directe, ou à travers une faible impédance, exige la coupure au premier défaut, mais amortit très efficacement les surtensions et permet l'utilisation de protections sélectives simples et robustes. Le niveau d'isolement est réduit et l'installation peu coûteuse.

L'exploitation avec neutre isolé, ou la mise à la terre à travers une forte impédance, permet de ne pas couper l'alimentation dès l'apparition d'un premier défaut, mais cette possibilité entraîne un niveau plus élevé de surtensions et une plus grande difficulté de réalisation des protections sélectives. Un personnel très qualifié est exigé. Cette solution est donc nettement plus onéreuse que la première.

Enfin, il est bon de rappeler en terminant que la continuité de service ne peut se reposer uniquement sur le régime du neutre. La conception du réseau (sources de remplacement, choix du schéma, sélectivité, recherche de défaut), la réalisation soignée en particulier de l'isolement, la connaissance approfondie de l'installation rapide en cas de défaut sont nécessaires pour obtenir une bonne continuité de service. Si l'on n'est pas en mesure de remplir ces exigences, on s'expose à des coupures quel que soit le régime du neutre. Mieux vaut alors accepter l'éventualité d'un arrêt de l'alimentation, et de fonctionner avec le neutre mis à la terre directement ou mis à la terre par l'intermédiaire d'une faible résistance. La continuité de service peut s'en trouver améliorée.

II.2. Les bobines d'inductance shunt

II.2.1. Introduction [10]

Les bobines d'inductance shunt jouent un rôle essentiel dans le développement des réseaux très haute tension THT. Les lignes HT sont sur de grandes distances, d'énergie capacitive importante gênant leur fonctionnement, notamment aux faibles charges.

En compensant cette énergie par l'énergie réactive des bobines,

- D'une part on maintient la tension du réseau dans des limites compatibles avec son niveau d'isolement,
- D'autre part on évite les phénomènes d'auto-excitation des machines reliées au réseau.

Enfin, les bobines d'inductance shunt permettent de limiter les surtensions qui résultent soit d'un délestage de charge, soit d'un défaut phase-terre. Certains utilisateurs préfèrent connecter ces bobines au tertiaire des autotransformateurs qui alimentent les lignes HT. Mais la tendance la plus répandue consiste à les connecter directement à la ligne HT elle-même car, dans ce cas, il est possible d'optimiser la situation des bobines sur la ligne indépendamment de la situation des autotransformateurs d'interconnexion.

II.2.2. Définition [11]

La bobine d'inductance Shunt est dédiée à la compensation des courants capacitifs des longues lignes de transmission ou des câbles. Elle permet d'augmenter la capacité de transport d'électricité sur le réseau.

Les bobines d'inductance shunt sont utilisées dans le but d'améliorer la stabilité du réseau tout en garantissant un niveau d'isolation des réseaux économiquement acceptable de la centrale de production électrique jusqu'aux lieux de consommation. C'est particulièrement le cas de lignes peu chargées ou enterrées (enfermées).

En effet, les bobines d'inductance shunt compensent la capacité de chargement en énergie des lignes de transmission et représentent une solution adéquate pour :

- maintenir une tension acceptable quelque soit le niveau de charge ;
- limiter les surtensions passagères induites par une commutation ou une baisse soudaine du niveau de charge ;
- réduire les pertes de la ligne par réduction du courant capacitif.

Le savoir-faire et l'expérience d'Alstom Grid dans le domaine des bobines d'inductance shunt avec circuits magnétiques à noyaux entrefer, nous permet de proposer des produits bénéficiant de faibles niveaux de vibration et de bruit. Les outils de design de dernière génération nous permettent d'optimiser l'ensemble du circuit magnétique pour toujours plus de sécurité.

Les bobines d'inductance shunt sont proposées monophasées ou triphasées selon les besoins. Les références incluent des unités monophasées jusqu'à 800 kV – 110 MVar et 125 MVar pour 400 kV.



Figure II.6 : bobine d'inductance shunt



Figure II.7 : bobine shunt triphasées

II.2.3. Fonction des inductances shunt [11]

Elles servent à limiter la surtension engendrée par la puissance capacitive des lignes HT, dans les réseaux à faible puissance de court-circuit, ou mise sous tension avec une charge faible ou sans charge.

$$\Delta U\% = Q_C * 100 / S_{SH.C} \quad (II. 34)$$

Avec :

$\Delta U\%$: Accroissement de la tension due à la puissance capacitive générée par la ligne.

Q_C : Puissance réactive capacitive générée dans le réseau

$S_{SH.C}$: Puissance de court-circuit du réseau.

Les inductances shunt servent également à compenser la capacité des lignes et des réseaux de câbles étendus, qui ont une plus grande capacité par rapport à la terre, en limitant le transfert d'énergie réactive dans le réseau, ce qui permet de transmettre plus d'énergie active sans pour autant augmenter de nouvelles lignes de transmission.

Le couplage capacitif entre les différentes phases des lignes de transmission très longues engendre dans le cas de ré-enclenchement monophasé un courant qui maintient l'arc secondaire dans le neutre.

II.2.4. Différentes types de réactances [11]

II.2.4.1. Réactances de série

Les réactances de série agissent comme limiteur de courant pour les connexions série, permettant ainsi de réduire la valeur jusqu'au niveau choisi. Selon le projet envisagé, les réactances sont conçues sur mesure et sont disponibles monophasées ou triphasées avec la possibilité de disposer d'une protection magnétique ou amagnétique spécifique.

Alstom Grid bénéficie d'une grande expérience dans ce domaine incluant la fourniture de réactances de série pour lignes de transmission avec des puissances jusqu'à plus de 2000 MVar.

II.2.4.2. Réactances de mise à la terre

Les réactances de mise à la terre apportent une solution pour limiter à la fois les courants de court-circuit et l'augmentation de la tension durant les phases de forte contribution.

Lorsqu'un point neutre n'est pas accessible dans le transformateur, un point artificiel peut être créé grâce à un transformateur de mise à la terre, consistant le plus souvent à connecter un enroulement zig-zag entre le transformateur principal et la réactance.



Figure II.8 : réactance de mis à la terre.

II.2.5. Types d'inductances

Elles sont triphasées pour les hautes tensions et sont monophasées pour les très hautes tensions, ce qui facilite la gestion des stocks pour la maintenance.

II.2.6. Raccordement

- Dans le cas d'une régulation de tension et de puissance réactive, l'inductance est raccordée directement sur le jeu de barre.
- Si l'inductance est utilisée, l'extinction de l'arc secondaire dans le cas de ré-enclenchement monophasé de ligne. Elle est connectée directement à la ligne.
- Elle peut aussi être raccordée à l'intersection de plusieurs lignes.
- Elle peut être raccordée à l'enroulement tertiaire de transformateur ; le raccordement d'une inductance à travers un transformateur de puissance engendre une chute de tension. Dans ce cas, un stabilisateur de tension est nécessaire pour les alimentations auxiliaires. Il faudra également tenir compte de cette chute de tension pour déterminer la tension nominale de la réactance. Les inductances sont installées dans les postes et sous-stations. Le neutre de l'inductance shunt peut être mis directement à la terre à travers une réactance ou isolé de la terre.

II.2.7. Mise sous tension et commande

Le disjoncteur de l'inductance doit être fermé et ouvert à travers un relais de synchronisation, permettant de déterminer l'instant optimal (tension entre phase maximale) pour sa mise sous tension.

Dans le but d'un contrôle continu de la puissance réactive et d'atténuer la fluctuation de la puissance dans le réseau, les inductances sont commandées et contrôlées par thyristor.

II.2.8. Protection pour réactance shunt directement mise à la terre

Une protection différentielle de type à haute impédance est utilisée comme protection principale, à travers des transformateurs de courant et une protection contre la surcharge doit être utilisée comme protection de secours.

II.2.9. Inductances séries

Elle servent à limiter le courant de court-circuit et réduire la puissance de court-circuit du réseau de manière à l'adapter au pouvoir de coupure des disjoncteurs ou à la résistance aux courts-circuits des équipements.

II.2.10. Principales caractéristiques

- Conforme aux normes CEI, ANSI ou équivalentes.
- Généralement jusqu'à 36 kV.
- Bobine d'inductance à air, de type sec.
- Configuration monophasée, côte-à-côte ou en triangle
- Installation à l'intérieur ou à l'extérieur.
- Conception de type ajouré (TA) ou de type encapsulé (TE).

II.2.11. Avantages

- Augmentation modérée de la température.
- Extension de la durée de vie.
- Protection contre les rayons UV et la pollution.
- Faible niveau de bruit pour les installations sensibles au bruit.

- Respect de l'environnement.
- Pas de maintenance.

II.2.12. Protection différentielle pour bobine d'inductance

Si, dans le cas de bobines d'inductance shunt, des transformateurs de courant sont disponibles des deux côtés de l'enroulement de chaque phase, ils peuvent être considérés comme des réactances additionnelles. La plupart du temps, les transformateurs de courant ne sont présents que du côté de la ligne et au point neutre (figure II.9) Il est alors intéressant de comparer les courants homopolaires.

Si le raccordement à la bobine ne contient pas de transformateur de courant, mais que des transformateurs sont installés de part et d'autre des points de connexion (figure II.9), il faut en principe appliquer les mêmes conditions que pour les autotransformateurs. Un tel montage est dès lors considéré comme un autotransformateur.

Quand une bobine de mise à la terre (zigzag) est placée à l'extérieur de la zone de protection d'un transformateur, elle peut avoir une zone de protection propre, de la même façon qu'une bobine d'inductance. La différence avec la bobine d'inductance se limite au fait qu'un zigzag possède une faible impédance ohmique pour le courant homopolaire.

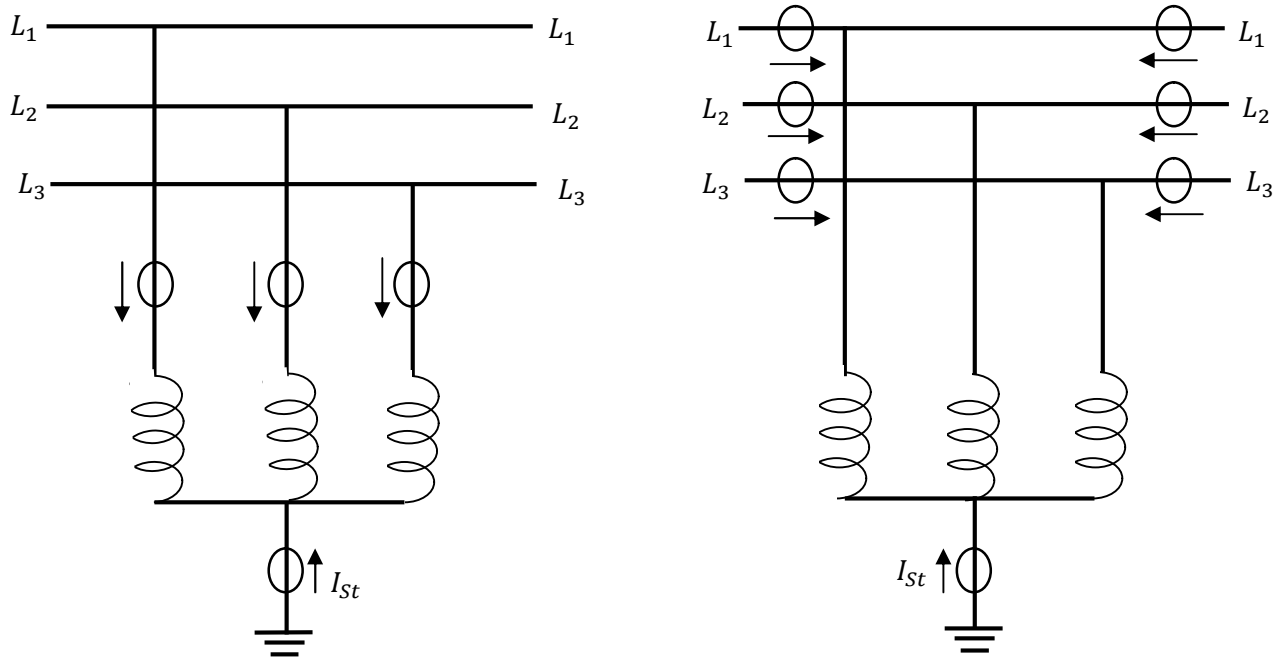
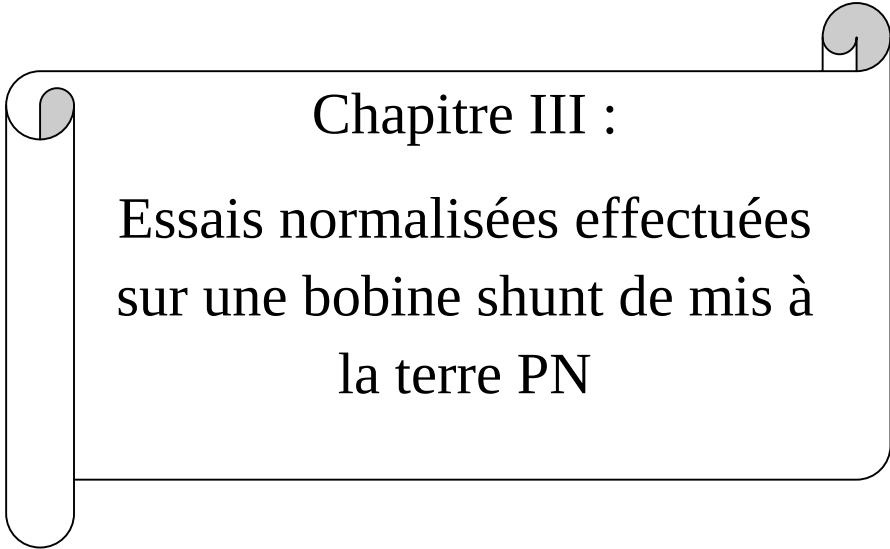


Figure : définition du sens du courant pour une bobine d'inductance shunt.

I_{st} : Courant shunt.



Chapitre III :

Essais normalisées effectuées
sur une bobine shunt de mis à
la terre PN

III.1. Introduction [12]

L'application des essais aux bobines d'inductance suit en général les règles correspondantes pour les transformateurs de la CEI 60076, mais il peut exister des facteurs particuliers applicables à certaines bobines d'inductance, définis dans la présente partie de la CEI 60076, pouvant limiter les niveaux d'essai qui peuvent être atteints.

Quels que soient les niveaux d'essai réels qui peuvent être obtenus, les bobines d'inductance doivent être conçues pour résister aux niveaux d'essai appropriés spécifiés dans la CEI 60076. Dans le cas exceptionnel où les niveaux d'essai réels sont inférieurs aux niveaux donnés dans la CEI 60076, le fabricant doit démontrer à l'acheteur par calcul ou par référence à d'autres conceptions similaires ayant subi les essais, que l'isolation, les distances d'isolement et les autres facteurs pertinents sont appropriés pour satisfaire aux niveaux d'essai de la CEI 60076.

Dans certaines circonstances, l'utilisation d'un enroulement d'essai avec un noyau d'essai peut être appropriée pour obtenir les niveaux d'essai complets.

Les exigences pour les bobines d'inductance destinées à être connectées entre phase et terre, entre phase et neutre ou entre phases dans un réseau pour compenser le courant capacitif, la puissance réactive absorbée sous la tension assignée peut être fixée ou elle peut être réglée par l'utilisation de moyens supplémentaires tels que :

- manœuvre commandée par la phase par un dispositif électronique de puissance ;
- magnétisation du noyau en acier par courant continu ;
- prises d'enroulements pour réglage en charge ou hors tension.

III.2. Essais

Les exigences générales pour les essais individuels de série, de types (spéciaux) sont prescrites dans la CEI 60076-1.

III.3. Essais individuels de série

Les essais individuels de série suivants doivent être effectués :

- mesure de la résistance de l'enroulement (CEI 60076) ;

- mesure de la réactance ;
- mesure de la perte à température ambiante ;
- essais diélectriques ;
- mesure de la résistance d'isolement et / ou de la capacité et du facteur de dissipation diélectrique ($\tan \delta$) de l'isolation de l'enroulement à la terre pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide. (Il s'agit de valeurs de référence pour la comparaison avec les mesures ultérieures. Aucune limitation n'est donnée ici pour ces valeurs).

III.4. Essais types

Les essais types suivants doivent être effectués :

- essai d'échauffement ;
- mesure des vibrations pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide ;
- mesure du niveau de bruit ;
- essais diélectriques ;
- mesure de la puissance consommée par les ventilateurs et les pompes à l'huile le cas échéant.

III.5. Essais spéciaux

Les essais spéciaux suivants doivent être réalisés lorsque l'acheteur le demande expressément :

- mesure de la réactance homopolaire des bobines d'inductance triphasées ;
- mesure de la réactance mutuelle des bobines d'inductance triphasées ;
- mesure des harmoniques du courant ;
- mesure des pertes au voisinage de la température de référence dans le cas de bobines d'inductance immergées dans un liquide ;
- détermination de la linéarité des bobines d'inductance ;

- mesure des caractéristiques magnétiques des bobines d'inductance à entrefer et des bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique ;
- essais diélectriques ;
- mesure du bruit au voisinage de la température de service.

III.6. Détermination de la réactance et de la linéarité de réactance

Les conditions

- a) La réactance doit être déterminée à la fréquence assignée en appliquant une tension pratiquement sinusoïdale.
- b) La réactance est déterminée à partir de la tension appliquée et du courant mesuré (valeur efficace). Il est estimé que la composante résistive de l'impédance est négligeable.
- c) La réactance des bobines d'inductance triphasées doit être mesurée avec des tensions triphasées appliquées aux bornes de la bobine.

La réactance doit être prise comme le rapport de $\frac{\text{tension appliquée entre phases}}{\text{courant de ligne moyen mesuré} \times \sqrt{3}}$

III.6.1. Mesure de la réactance sous la tension assignée (essai individuel de série)

La mesure de la réactance doit être effectuée selon la loi précédente sous la tension assignée et à la fréquence assignée sauf pour les bobines d'inductance dans l'air. Dans ce cas les mesures doivent être réalisées à la fréquence assignée sous toute tension jusqu'à la tension assignée.

Dans des cas exceptionnels, par exemple dans le cas de bobines avec une puissance assignée très élevée et une tension réseau élevée, il peut être difficile de réaliser l'essai sous tension assignée. Pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines dans l'air avec blindage magnétique conçues pour être linéaires, la tension d'essai doit être la valeur maximale de l'installation d'essai mais au moins $0,9 U_r$. Dans ce cas, la bobine d'inductance doit être montrée comme une bobine linéaire. Si le fabricant n'est pas capable de mesurer sous U_r , alors le niveau d'essai qui peut être atteint doit être indiqué dans l'offre.

III.6.2.Détermination de la linéarité des bobines d'inductance (essai spécial)

La réactance doit être mesurée avec la méthode précédente avec des valeurs $\leq 0,7 - U_r$, $0,9 - U_r$, U_r et U_{max} ou sous d'autres tensions spécifiées jusqu'à la tension maximale de service ou, par un accord entre l'acheteur et le fabricant, à des valeurs légèrement supérieures.

Lorsque l'installation d'essai n'est pas appropriée pour réaliser l'essai à ces tensions ou que le but est de déterminer la linéarité au-delà de U_{max} , l'essai peut être réalisé à une fréquence inférieure (et à la tension inférieure correspondante). Sinon, la bobine d'inductance peut être montrée comme linéaire par la mesure de la caractéristique magnétique et la réactance calculée.

III.7. Mesure des pertes (essai individuel de série, essai spécial)

Les pertes sont basées sur le fonctionnement de la bobine d'inductance avec le courant assigné à la fréquence assignée et à la température de référence. Les pertes mesurées doivent être corrigées en fonction du courant assigné et de la température de référence.

Pour les bobines d'inductance triphasées, la mesure de la perte doit être réalisée avec une excitation triphasée.

III.8. Mesure des harmoniques du courant (essai spécial)

Les harmoniques du courant dans les trois phases sont mesurés sous la tension assignée ou, si cela est spécifié, sous la tension maximale de service, au moyen d'un analyseur d'harmoniques. La grandeur de l'harmonique considéré est exprimée en pourcentage de la composante fondamentale. Si le niveau de la tension d'essai ne peut pas être obtenu, les harmoniques du courant sous la tension assignée ou sous la tension maximale de service selon ce qui est spécifié, peuvent être déduits de la caractéristique magnétique mesurée ou par calcul. Les harmoniques de la tension appliquée doivent être mesurés de manière appropriée au même moment.

III.9. Mesure de la réactance homopolaire des bobines d'inductance triphasées (essai spécial)

Cette mesure doit être réalisée sous une tension correspondant à un courant de neutre ne dépassant pas le courant de phase assigné. Le courant dans le neutre et la durée d'application peuvent être limités pour éviter que des parties métalliques n'atteignent une température excessive.

III.10. Mesure de la réactance mutuelle des bobines d'inductance triphasées (essai spécial)

Sauf spécification contraire, la mesure doit être réalisée sous la tension assignée conformément à la figure III.1, pour les bobines d'inductance à entrefer et les bobines d'inductance dans l'air avec blindage magnétique. Pour les autres bobines d'inductances, toute tension convenable peut être utilisée pour cette mesure.

Le courant dans le neutre et la durée d'application peuvent être limités pour éviter que des parties métalliques n'atteignent une température excessive.

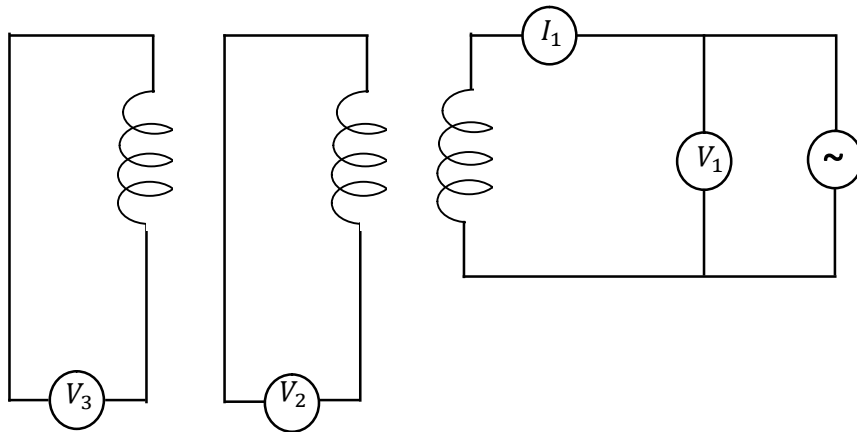


Figure III.1. mesure de la réactance mutuelle pour les bobines d'inductance triphasées.

Indication du voltmètre : V_1, V_2, V_3

Indication de l'ampèremètre : I_1

Réactance mutuelle $X_m = V_2/I_1$ ou V_3/I_1 respectivement

III.11. Essai diélectriques

III.11.1. Généralités

L'application des essais diélectriques aux bobines d'inductance shunt suit en général les règles données pour les transformateurs dans les normes CEI 60076-3, 60076-4 et 60076-11.

III.11.2. Essai de tension de tenue alternative par source séparée (essai individuel de série, essai spécial)

Cet essai s'applique comme un essai individuel de série aux bobines d'inductance immergées dans un liquide.

Les bobines d'inductance dans l'air de type sec utilisent généralement des isolateurs normalisés de support de poste ou de bus pour le montage de la bobine et l'isolation entre les enroulements de la bobine et la terre et entre les phases lorsqu'au moins deux unités sont empilées.

III.11.3. Essai par tension de tenue alternative induite (essai individuel de série)

La tension d'essai U_1 et U_2 et les méthodes d'essai correspondantes comme spécifiée dans la CEI 60076-3 doivent faire l'objet d'un accord entre le fabricant et l'acheteur au moment de la commande.

L'essai de la tension de tenue alternative induite des bobines d'inductance exige un niveau de puissance réactive élevé à un niveau de tension élevé. Il est nécessaire de disposer d'une alimentation adaptée au niveau élevé de tension et des caractéristiques assignées de puissance complètes.

A titre exceptionnel, le niveau d'essai requis selon la CEI 60076-3 pour les essais de tension de tenue alternative peut ne pas être obtenu en pratique lors des essais sur des bobines d'inductance de grande taille. Toute restriction concernant les niveaux d'essais qui peuvent être obtenus doit être indiquée par le fabricant dans l'offre. Dans ce cas, par le biais d'un accord entre l'acheteur et le fabricant, l'essai de tension de tenue alternative induite peut être réalisé à des niveaux plus faibles et la capacité de la bobine d'inductance sous essais supplémentaires au choc de foudre pour les bobines d'inductance dont $U_m < 170$ kV

et par des essais supplémentaires au choc de foudre et au choc de manœuvre pour les bobines dont $U_m \geq 170$ kV.

III.11.3.4. Essai au choc de foudre (essai individuel de série)

Un essai au choc de foudre comprenant des ondes coupées doit être un essai individuel de série pour les bobines d'inductance immergées dans un liquide, de la CEI 60076-3 et 60076-4.

Pour les bobines d'inductance de type sec, un essai au choc de foudre doit être appliqué. Sinon, l'essai de surtension entre spires peut être utilisé pour les bobines d'inductance dont $U_m \leq 36$ kV comme essai de remplacement, sauf spécification contraire.

III.11.3.5. Essai au choc de foudre humide applicable aux bobines d'inductance (essai spécial)

Lorsqu'il est spécifié, l'essai au choc de foudre humide doit être réalisé comme décrit dans l'essai individuel de série et avec application de pulvérisations d'eau comme décrit dans la CEI 60076-1.

III.11.3.6. Essai au choc de manœuvre (essai de type, essai individuel de série)

Dans le cas des bobines d'inductance triphasées, la tension développée entre phases au cours de l'essai de choc de manœuvre sera inférieure à 1,5 fois la tension d'essai entre phases.

III.12. Mesure de la caractéristique magnétique (essai spécial)

La mesure de la caractéristique magnétique peut être spécifiée lorsque la caractéristique de la bobine d'inductance est non linéaire ou saturée.

Le flux embrassé des enroulements de la bobine d'inductance ne peut pas être mesuré directement. C'est pourquoi une méthode indirecte doit être utilisée pour établir la caractéristique magnétique. Les méthodes de mesure comprennent les mesures instantanées de tension et d'intensité à la fréquence assignée.

III.13. Mesure du niveau de bruit (essai de type, essai spécial)

Cette mesure doit être réalisée sous tension assignée et à fréquence assignée. L'essai doit généralement être effectué conformément à la CEI 60076-10. Dans certains cas, le bruit de la bobine d'inductance peut être perturbé par le bruit du transformateur du montage d'essai s'il est placé à proximité de la bobine. Des mesures d'intensité sonore peuvent être utilisées pour exclure tout bruit perturbateur.

L'essai peut être effectué au niveau de toute bobine, de tout enroulement et à toute température de noyau mais il doit être effectué à une température ambiante qui ne soit pas être inférieure à 10°C. Si l'essai est réalisé comme un essai spécial, il doit être réalisé à des températures d'huile, d'enroulement et de noyau aussi proches que possible des conditions de service, de préférence avec l'essai de cycle thermique.

III.14. Mesure des vibrations (essai de type)

III.14.1. Généralités

La conception et la construction des bobines d'inductance immergées dans un liquide doivent être telles qu'elles évitent les effets préjudiciables dus aux contraintes excessives engendrées par les vibrations. Les zones qui doivent faire l'objet d'une attention particulière lors du contrôle des vibrations pour assurer des performances correctes sont les suivantes :

- Vibration de l'ensemble noyau et bobine ;
- Vibration de la cuve avec les contraintes associées dans les plaques, les sangles et les raccords soudés.
- Vibration des instruments, des accessoires et des matériels de refroidissement.

III.14.2. Condition d'essai

La bobine d'inductance en essai doit être complètement assemblée en condition de service avec le matériel de refroidissement, les jauges et les accessoires montés et connectés.

La bobine d'inductance doit être mise sous la tension maximale de service et la fréquence assignée. L'excitation triphasée est exigée pour les unités triphasées. Lorsque la

puissance d'essai disponible est insuffisante pour les essais à la tension maximale de service et /ou pour l'excitation triphasée, le fabricant doit démontrer à l'acheteur que les essais de tension réduite produiront des résultats suffisamment précis dans les conditions spécifiées. Il convient que l'essai soit réalisé de préférence à la température de fonctionnement, mais il peut être réalisé à la température ambiante.

III.14.3. Méthode de mesure

La vibration des composants d'une bobine d'inductance doit être mesurée par des transducteurs, des détecteurs optiques ou des dispositifs de mesure équivalents. L'amplitude crête à crête du déplacement doit être déterminée par une mesure directe ou calculée à partir des mesures d'accélération ou de vitesse. La précision de la mesure à deux fois la fréquence assignée doit être dans les limites de 10 μm .

Les mesures doivent être prises sur les quatre parois de la cuve en un nombre de points suffisant pour s'assurer que la valeur maximale de vibration a été mesurée.

Les mesures ou les observations doivent être effectuées pour les vibrations des matériels montés sur la cuve.

III.14.4. Niveau maximal de vibration

L'amplitude maximale de déplacement de la paroi de la cuve ne doit pas dépasser 200 μm crête à crête.

Pour les matériels montés sur la cuve, le fabricant doit, lorsque cela est raisonnable, démontrer que les vibrations mesurées ou observées pendant l'essai n'ont pas d'effets à long terme sur la stabilité et les performances du matériel.

III.15. Essai d'échauffement

L'essai doit être généralement effectué conformément à la CEI 60076-2. Pour les bobines d'inductance de type sec. Cet essai doit être réalisé sous la tension maximale de service U_{max} et à la fréquence assignée.

III.16. Essais spéciaux

Les bobines de point neutre sont des réactances triphasées constituées par des enroulements en cuivre couplés de façon appropriée (zigzag le plus souvent) avec neutre sorti et immergés dans l'huile. Elles sont destinées à être montées à l'extérieur.

Elles seront munies :

- d'un conservateur ;
- d'un indicateur de niveau identique à celui des transformateurs de distribution ;
- d'un orifice de vidange fermé par un bouchon fileté.

Les appareils seront équipés d'un relais Buchholz.

III.16.1. Grandeurs nominales-valeurs normalisées

III.16.1.1. Tension nominale

La tension U_n de l'appareil est égale à la tension nominale du réseau M.T. sur lequel elle doit être installée.

Les valeurs normalisées de U_n sont donc : 5,5 - 10 - 15 – 20 – 30 kV.

III.16.1.2. Courant nominal

La valeur maximale que peut prendre le courant de défaut franc entre une phase du réseau M.T. et la terre sous la tension nominale définit la valeur du courant nominal de l'appareil. Les valeurs normalisées du courant nominal, qui sera désigné par « $3I_0$ », sont :

300A et 1000A.

III.16.1.3. Valeur nominale de l'impédance homopolaire par phase

Pour définir le dimensionnement de l'appareil, il est commode d'utiliser une troisième grandeur nominale : l'impédance homopolaire par phase, que nous désignerons par Z_0 . Sa valeur en ohms est donnée en fonction de U_n et I_0 par la relation :

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} = Z_0 I_0 \quad (\text{III.1})$$

Où U_n est exprimé en volts et I_0 en ampères.

Les valeurs normalisées de U_n et I_0 conduisent à définir 10 types de bobines triphasées. Le tableau III.1 donne les valeurs arrondies de l'impédance homopolaire par phase Z_0 en ohms de ces bobines.

Tableau III.1. Valeurs de l'impédance homopolaire par phase.

U_n en kv $3I_0$	5,5	10	15	20	30
300 A	32	58	87	116	174
1 000 A	9,6	17,3	26	34,6	52

III.16.2. Spécifications techniques

III.16.2.1. Valeurs de l'impédance homopolaire

L'impédance homopolaire par phase, mesurée sous faible tension et ramenée à la température de 75°C, devra :

- Différer de moins de $\pm 15\%$ de la valeur nominale z_0 du tableau ci-dessous ;
- Différer de moins de $\pm 5\%$ de la valeur de l'impédance mesurée dans les mêmes conditions sur le prototype soumis aux essais d'échauffement et de tenue mécanique.

III.16.2.2. Isolation

- a) **Niveau d'isolement côté ligne** : cet appareil doit répondre aux mêmes prescriptions que les transformateurs de distribution de même tension nominale destinés à être placés en situation exposée.
- b) **Niveau d'isolement coté neutre** : 2 niveaux d'isolement seulement sont admis :
- Niveau d'isolement identique à celui utilisé coté ligne ;
 - Niveau d'isolement réduit avec tensions d'essais réduites dans le rapport $\sqrt{3}$. Il ne sera pas admis de niveau d'isolement plus réduit car les bobines d'inductance doivent pouvoir fonctionner avec le neutre séparé de la terre par une résistance ou même temporairement à neutre isolé
- c) **Isolation entre spires** : Il convient d'être plus sévère que pour les transformateurs usuels car lors d'un défaut les répartitions de tension sont modifiées et notamment les tensions par spires très fortement accrues sur certains enroulements ou fraction d'enroulement.

III.16.2.3. Courant magnétisant-Pertes fer

Le constructeur indiquera les valeurs qu'il garantit, les tolérances étant celles limitées par les normes internationales.

III.16.2.4. Régime de fonctionnement normalisé

Pour pouvoir s'assurer de la bonne tenue en service des appareils, un régime de fonctionnement normalisé a été défini. Ce dernier représente le régime le plus sévère auquel l'appareil peut être soumis à chaque défaut sur le réseau M.T. L'appareil doit pouvoir supporter sans dommage la répétition de ce régime à une cadence de l'ordre de celle avec laquelle les défauts apparaissent sur le réseau, cadence qui permet entre temps la dissipation complète de la chaleur produite par le passage du courant de défaut.

La probabilité d'existence de conditions très particulières, plus sévères, n'est pas nulle, mais elle est suffisamment faible pour qu'il soit économique de n'en pas tenir compte.

Le régime de fonctionnement normalisé suppose une température ambiante de 40° et est constitué par la succession sans interruption des 3 stades suivants :

Stade a : la bobine est en service en l'absence de tout défaut sous la tension $1,05 U_n$ depuis un temps suffisant pour que sa température soit stabilisée.

Stade b : circulation pendant 10 minutes d'un courant homopolaire à 50 Hz tel que l'intensité dans la connexion entre le neutre de la bobine et la terre soit de 6% de $3I_0$ (18 A si $3I_0 = 300A$, 60A si $3I_0 = 1000A$).

Stade c : la bobine étant alimentée sous $1,05U_n$, circulation pendant 5 secondes du courant correspondant au défaut monophasé franc.

III.16.2.5. Echauffement

L'échauffement de l'huile en son point le plus chaud ne devra pas dépasser 50°C à la fin du stade a.

L'échauffement moyen des enroulements ne devra pas dépasser 210°C à la fin du dernier stade du régime de fonctionnement normalisé.

III.16.2.6.Tenue mécanique en cas de défaut franc phase-terre sur le réseau M.T.

L'appareil, alimenté sous une tension triphasée égale à $1,10 U_n$ par une source de puissance infinie, doit résister sans dommage à une série de court-circuit francs entre une borne de phase et le neutre, espacés les uns des autres mais se produisant à l'instant le plus défavorable. Cet instant est celui qui correspond à l'asymétrie maximale du courant de défaut. Le rapport $(1 + K)\sqrt{2}$ entre la valeur de la première crête du courant et la valeur efficace du courant en régime établi dépend alors de l'angle d'impédance φ de l'impédance homopolaire Z_0 , comme l'indique le tableau III.2.

Tableau III.2. Angle φ de l'impédance homopolaire.

$\text{tg } \varphi$	0,5	1	2	3	4	6	8	10	15
$1 + K$	1,01	1,07	1,24	1,38	1,48	1,61	1,68	1,74	1,8

Pour des valeurs de $\text{tg } \varphi$ différentes de celles du tableau, on procédera par interpolation linéaire.

III.16.3. Essais de conformité

III.16.3.1. Liste des essais

La liste des essais à effectuer sur ces appareils et leur répartition en essais de type et essais individuels est donnée dans le tableau III.3.

Tableau III.3. Différents types d'essais

Essai			Nature
Mesure de l'impédance homopolaire sous tension réduite			Individuel
Essais diélectriques	à fréquence industrielle	à la masse	Individuel
		entre spires	Individuel
	Sous onde de choc		Type
Courant magnétisant			Individuel
Pertes fer			Individuel
Tenue mécanique en cas de défaut sur le réseau (et contrôle divers)			Type
Echauffements			Type

III.16.3.2. Mesure de l'impédance homopolaire par phase sous tension réduite

On appliquera, entre les 3 bornes de phase d'une part et la borne de neutre d'autre part, une tension u de l'ordre de la centaine en volts. On mesurera le courant $3i$ circulant dans le neutre ainsi que la température t des enroulements (pour cela les mesures devront être effectuées sur un appareil au repos depuis une douzaine d'heures et il suffira alors de mesurer la température de l'huile).

L'impédance homopolaire par phase à la température t est donnée par $Z_0 = \frac{u}{i}$. On la ramènera à la température de référence 75° en utilisant les méthodes de correction indiquées par les normes internationales. On vérifiera que la valeur mesurée de z_0 est comprise à l'intérieur des tolérances indiquées dans le paragraphe (III.16.2.1). D'autre part, on déterminera l'angle ϕ de retard du courant i sur la tension u .

III.16.3.3. Essais diélectriques

III.16.3.3.1. Cas de pleine isolation du neutre

- a) Essai aux ondes de choc
- b) Essai à la masse par tension appliquée

$\Rightarrow$ dans les mêmes conditions et sous les mêmes tensions que pour les transformateurs de distribution de même tension nominale.

- c) Essai entre spires par tension induite, à 2,5 fois la tension par spire correspondant au régime nominal.

III.16.3.3.2. Cas d'isolation réduite au neutre

L'essai b sera remplacé par un essai à la masse par tension induite.

III.16.3.4.Mesure du courant magnétisant et des pertes « Fer »

Les mesures seront effectuées dans les mêmes conditions que pour les transformateurs de distribution.

III.16.3.5.Essais d'échauffement

III.16.3.5.1. Stade a et b

Après avoir mesuré la résistance initiale R_0 des enroulements ainsi que la température initiale t_0 de l'huile, on fera subir à l'appareil une marche à vide sous $1,05 U_n$ jusqu'à stabilisation de la température de l'huile, puis, après un arrêt très bref pour changer l'alimentation, on fera circuler pendant 10 minutes un courant de 18 ou 60 A (suivant le courant nominal de l'appareil) également réparti entre les 3 phases .

A la fin des 10 minutes, on mesurera la résistance R des enroulements, d'où on déduira leur température et par suite leur échauffement par rapport à l'ambiante.

Variante : On pourra remplacer la marche à vide par le régime suivant : injecter dans les enroulements un courant tel que la puissance dissipée soit égale aux pertes à vide sous $1,05U_n$.

Quand la température de l'huile sera stabilisée, il faudra alors couper ce courant pendant 1/2 heure avant d'appliquer pendant 10 minutes les 18 ou 60 ampères. Si la température de l'huile sous le couvercle a diminué de x degrés pendant la demi-heure, il faudra ajouter ces x degrés à la température déduite de la résistance R .

III.16.3.5.2. Stade c

L'échauffement au cours de ce stade relèvera des calculs supposant l'échauffement adiabatique. Si d est la densité de courant dans un conducteur, l'échauffement en t secondes est donné par la formule :

$$\Delta_0 = \frac{8}{1000} d^2 t \quad (\text{III.2})$$

En principe le cas à considérer est celui d'un défaut de 5 secondes sous $1,05 U_n$ supposé se produire juste après les stades a et b en ambiante 40° et le courant à considérer pour le calcul de d serait celui existant à mi-durée du défaut (au bout de 2,5 secondes).

En fait, on ne fera pas un essai spécial pour cela et on partira de l'essai de 4,5 secondes destiné à contrôler la tenue mécanique, que l'on peut considérer comme équivalent en ce qui concerne les échauffements, bien qu'il soit effectué à $1,10 U_n$ et que de plus la température initiale de cet essai soit en pratique plus basse que la température précitée

III.16.3.6.Essais de tenue mécanique

III.16.3.6.1.Méthode d'essai

L'appareil sera tout d'abord alimenté sous une tension triphasée ne dépassant pas $1,20 U_n$, puis on créera un court-circuit entre une borne de phase et le neutre à l'aide d'un enclencheur synchrone et on le maintiendra pendant le temps défini ci-dessous en (III.16.3.6.2.). Pendant le défaut, les tensions entre phases devront être aussi voisines que possibles de $1,10 U_n$ et on s'attachera surtout à régler la composante homopolaire des tensions phases-neutre, qui devra être comprise entre $1,07$ et $1,12 \frac{U_n}{\sqrt{3}}$.

Variante éventuelle : Dans un certain nombre de cas, après accord avec le service M.P.T. de la Direction des Etudes et Recherches, cet essai pourra être remplacé par un essai monophasé ne reproduisant que les tensions et flux homopolaires. On alimentera l'appareil entre les 3 bornes de phase d'une part, et le neutre d'autre part, la tension pendant l'essai étant égale à $1,10 \frac{U_n}{\sqrt{3}}$.

L'alimentation sera faite par l'intermédiaire d'un enclencheur synchrone.

III.16.3.6.2.Série d'essais à réaliser

Elle comprendra :

- quelques essais préliminaires de 0,2 seconde, à tension réduite ;
- 50 essais sous la tension définie ci-dessus en (III.16.3.6.1),(essais à $1,10 U_n$), à savoir :
 - une série de 4 essais de 0,2 seconde suivie d'un refroidissement de 15 minutes environ ;
 - 1 essai de 4,5 seconds suivis d'un refroidissement de 30 minutes ;
 - 45 essais se 0,2 secondes à répartir sur 2 heures environ, par séries de 8 à 10 essais séparés par une quinzaine de minutes.

III.16.3.6.3.Mesure à effectuer et critère de bonne tenue

Pendant les essais :

- Enregistrement des tensions et des courants, durant l'essai de 4,5 secondes, et durant environ une dizaine d'essais à 0,2 seconde, répartis dans la série, afin de vérifier la constance de la tension et du facteur d'asymétrie du courant ;
- Mesures de flux radial, pour déceler des déformations éventuelles pendant l'essai, par enregistrement de la tension induite dans des sondes disposées à cet effet. Cette mesure serait à faire notamment aux 2 ou 3 premiers essais et aux 2 ou 3 derniers.

Avant et après essais ou série d'essais :

- Mesure de la réactance homopolaire : pour déceler des déformations permanentes. Cette mesure sera faite à fréquence surélevée (de l'ordre de 20*50 Hz) pour éliminer l'influence perturbatrice de la résistance ;
- Mesure du courant magnétisant : pour déceler les courts-circuits entre spires.

A la fin de tous les essais :

- Examen extérieur après décuvage ;

- Eventuellement, examen détaillé après démontage total, il s'imposera si des anomalies ont été constatées lors des mesures de réactance, de courant magnétisant ou de flux radiaux et n'ont pas été expliquées par l'examen extérieur après décufrage.

L'appareil sera réputé être satisfaisant du point de vue tenue mécanique si on ne constate ni déplacement, ni déformation visible des enroulements, calages, connexions, etc.

III.16.3.7. Essais et contrôles divers confondus avec l'essai de tenue mécanique

Pour éviter une multiplication coûteuse des essais, celui de tenue mécanique sera mis à profit pour les divers contrôles suivants :

III.16.3.7.1. Contrôle de la rapidité de refroidissement

Pour contrôler la rapidité de refroidissement de l'enroulement et bien qu'il n'ait pas été jugé utile de fixer pour l'instant des garanties à son sujet, on mesurera la résistance de l'enroulement et la température de l'huile avant l'essai de 4,5 secondes et 5,15 et 25 minutes après.

III.16.3.7.2. Contrôle de l'impédance homopolaire par phase sous pleine tension

Du courant par phase I_f , à la fin de l'essai de 4,5 secondes on déduira l'impédance homopolaire par phase Z_f . On lui appliquera ensuite la correction indiquée ci-dessous. Pour tenir compte du fait que la température initiale de l'essai étant en pratique inférieure à la température à la fin des régimes $a + b$ en ambiante 40°C, la température finale est aussi décalée. On admettra qu'elle est décalée de la même quantité que la température initiale.

La valeur de Z_f ainsi corrigée ne devra pas s'écarter de plus de $\pm 15\%$ de la valeur correspondante de Z_0 donnée.

III.16.3.7.3. Détermination du courant devant servir de base au calcul de l'échauffement en 5 secondes sous $1,05 U_n$

On mesurera le courant de défaut au bout de 2,25 secondes lors de l'essai de tenue mécanique de 4,5 secondes sous $1,10 U_n$. On le ramènera d'abord à $1,05 U_n$ par une règle de trois. Puis on le réduira encore pour tenir compte du fait que la température initiale de l'essai est en pratique inférieure à la température à la fin des régimes $a + b$ en ambiance 40°C . Pour cette correction on opérera comme indiqué ci-dessous.

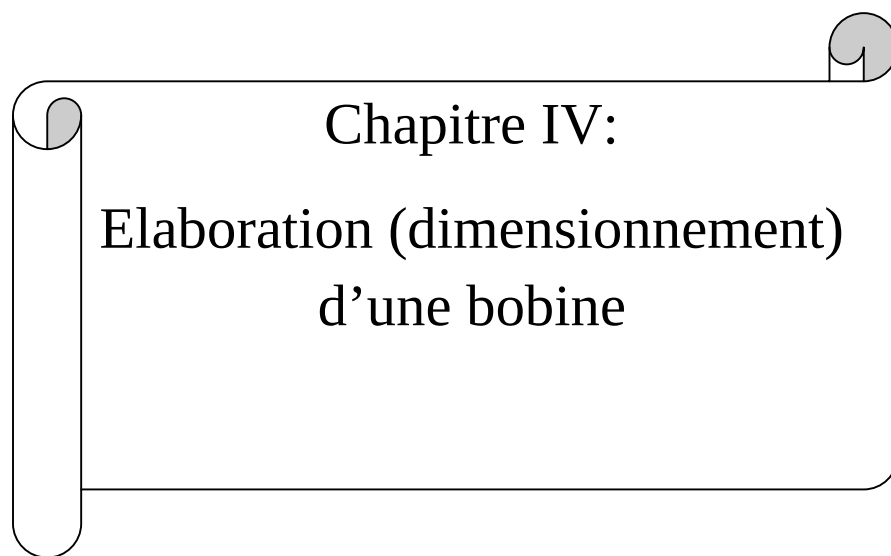
III.2.3.7.4. Corrections de température

L'augmentation de l'impédance homopolaire pour chaque degré d'augmentation de température en fonction du rapport $\text{tg } \varphi = \frac{LW}{R}$ est donnée sur le tableau III.4.

Tableau III.4. Augmentation de l'impédance pour 1°C d'augmentation de la température.

Valeur de $\text{tg } \varphi = \frac{LW}{R}$	1,5	2	3	5
Augmentation d'impédance pour une augmentation de 1° de la température	$10 \cdot 10^{-4}$	$6,5 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$

Pour $\text{tg } \varphi$, on considérera sa valeur à 75° . Pour les valeurs de $\text{tg } \varphi$ intermédiaires, on procédera par interpolation linéaire. Au-delà de $\text{tg } \varphi = 5$ on supprimera la correction.



Chapitre IV:

Elaboration (dimensionnement) d'une bobine

IV.1.Généralités sur le magnétisme [13]

IV.1.1.Introduction

Les grandeurs tension et courant électriques interviennent parfois au sein de circuits électriques par le biais de phénomènes magnétiques : les grandeurs magnétiques sont donc fortement attachées aux comportements électriques. La connaissance des grandeurs magnétiques essentielles permet de comprendre leur influence et leur relation par rapport aux tensions et courants dans un circuit.

Les phénomènes magnétiques sont le fruit du mouvement des charges électriques. La grandeur vectorielle champ d'induction magnétique émane directement de ces mouvements grâce à la loi de Biot et Savart. L'autre grandeur importante, le champ d'excitation magnétique, vectoriel lui aussi, traduit l'influence du milieu. Dans les matériaux, ces vecteurs, inductions et excitation sont colinéaires. On distingue une dernière grandeur qu'est définie à partir de l'induction : le flux d'induction magnétique.

Les liens existants entre les grandeurs magnétiques et les grandeurs électriques sont définies par deux relations importantes. Le théorème d'Ampère qui relie le champ d'excitation magnétique au courant circulant dans un circuit. L'induction magnétique découle de la tension telle que l'exprime la loi de Faraday.

IV.1.2.Grandeurs magnétiques

IV.1.2.1.Champ d'induction magnétique

Le champ d'induction magnétique $\vec{B}$ traduit l'effet du mouvement des charges électriques :

$$\vec{B} = \mu_0 \frac{q\vec{V} \wedge \vec{U}}{4\pi r^2} \quad (\text{IV.1})$$

$\vec{V}$: vitesse de la charge

r : distance de la charge au point d'expression de support du vecteur unitaire

μ_0 : Perméabilité magnétique du vide.

Le champ d'induction magnétique est une grandeur vectorielle dépendant de l'espace (position) et du temps. L'induction s'exprime en tesla (T).

Si les charges parcourent un conducteur électrique on écrit localement la loi de Biot et Savart.

$$d\vec{B} = \mu_0 \frac{I d\vec{l} \wedge \vec{u}}{4\pi r^2} \quad (\text{IV.2})$$

dl : Longueur du circuit portant la charge.

r : distance de l'élément $d\vec{l}$ au point d'expression de $d\vec{B}$, support du vecteur unitaire $\vec{u}$.

La sommation de cette loi permet d'obtenir l'effet de toutes les charges en un point de l'espace.

Si le vecteur champ d'induction est identique en tout point de l'espace, le champ est dit uniforme.

Dans les problèmes technologiques que nous rencontrerons, l'induction magnétique sera une grandeur connue. Elle ne sera pas à déterminer par les relations précédentes.

IV.1.2.2. Champ d'excitation magnétique

Le champ d'excitation magnétique $\vec{H}$ rend compte de l'influence du milieu magnétique sur les grandeurs. Cet aspect sera particulièrement développé dans le cadre des « milieux magnétiques ». C'est une grandeur vectorielle dépendant de l'espace (position) et du temps. Le champ d'excitation magnétique s'exprime en Ampères par mètre (A/m). Dans le vide, l'induction et l'excitation sont colinéaires :

$$\vec{B} = \mu_0 \vec{H} . \quad (\text{IV.3})$$

C'est aussi le cas dans un matériau isotrope mais avec un coefficient différent. Le vecteur champ d'excitation magnétique est tangent en tous points à une courbe orientée appelée ligne de champ.

IV.1.2.3. Flux magnétique

IV.1.2.3.1. Définition

Le flux du vecteur d'induction magnétique $\vec{B}$ à travers une surface fermée (S) est définie par :

$$\Phi_S = \iint \vec{B} \cdot \vec{n} \, ds \quad (\text{IV.4})$$

Avec: $\vec{n}$ vecteur normal à la surface S.

Le flux magnétique s'exprime en Weber (Wb).

IV.1.3.Lois fondamentales du magnétisme

IV.1.3.1.Lien du champ d'excitation au courant électrique : Théorème d'Ampère

La circulation du vecteur champ d'excitation magnétique $\vec{H}$ le long d'une surface fermée (C) quelconque est égale à la somme algébrique des courants traversant la surface s'appuyant sur le contour (C).

$$\oint \vec{H} \cdot d\vec{l} = \sum_j (\pm I_j) \quad (\text{IV.5})$$

Le courant sera pris positivement s'il est dans le sens de la normale à la surface (règle du tire-bouchon par rapport au sens de parcours du contour C).

Le courant sera pris négativement s'il est dans le sens contraire de la normale à la surface (règle du tire-bouchon par rapport au sens de parcours du contour C).

IV.1.3.2.Lien du flux magnétique à la tension : Loi de Faraday et La loi de Lenz

En étudiant en détail les divers phénomènes qu'il avait mis en évidence, Faraday a précisé de manière quantitative les divers facteurs qui influencent la valeur de la f.é.m induite. Par exemple, la rapidité de la variation du champ magnétique influence clairement la valeur de la f.é.m., mais plus précisément, Faraday montre que c'est le rythme de variation du flux magnétique à travers la bobine de détection qui gouverne la valeur de cette tension induite. Le flux magnétique à travers une surface S se définit comme l'intégrale du produit de l'élément de surface par le champ magnétique :

$$\Phi_B = \int \vec{B} \cdot d\vec{S} \quad (\text{IV.6})$$

A la différence du théorème de Gauss, les flux magnétiques que nous allons considérer concernent des surfaces ouvertes et non des surfaces fermées. On introduit une unité de flux magnétique, le Weber, qui correspond à $1 \text{ Tesla} \times 1 \text{ m}^2$.

L'utilisation du flux magnétique permet de résumer les observations de Faraday sous une forme très simple :

$$e = - \frac{d\phi_B}{dt} \quad (\text{IV.7})$$

La force électromotrice induite dans un circuit est égale à l'opposé de la variation du flux magnétique à travers la surface limitée par le circuit. Cette loi s'appelle loi d'induction de Faraday. Si le flux est exprimé en Weber, la f.é.m s'exprime directement en Volts et le coefficient de proportionnalité est égal à 1. Si la bobine de détection comprend plusieurs spires, on doit prendre en compte ces n spires dans la valeur de la f.é.m. produite :

$$e = -n \frac{d\phi_B}{dt} \quad (\text{IV.8})$$

Le signe négatif qui apparaît dans la loi de Faraday a une signification tout à fait générale : le courant produit par la variation de flux produit à son tour un flux magnétique dont la valeur a tendance à s'opposer à la variation de flux qui le produit. C'est la loi de Lenz.

IV.1. 3.3. Formule de BOUCHEROT

Par hypothèse on néglige : l'influence de la résistance r des enroulements ($r \cdot i = 0$), ainsi que l'influence de l'inductance de fuite l ($l \cdot \frac{di}{dt} = 0$). Donc :

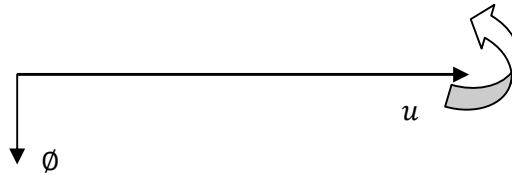
$$u = n \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{IV.9})$$

Si tension d'entrée u est sinusoïdale :

$$u = U_{eff} \cdot \sqrt{2} \cdot \sin \omega t \quad (\text{IV.10})$$

$$\frac{d\phi}{dt} = \frac{u}{n} = \frac{U_{eff}\sqrt{2}}{n} \cdot \sin \omega t \quad (\text{IV.11})$$

Donc
$$\phi = \frac{U_{eff}\sqrt{2}}{n.\omega} \cdot \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \quad (IV.12)$$



On constate que :

- le flux est sinusoïdal ;
- le flux est en quadrature arrière par rapport à la tension u ;
- le flux dépend de la tension u , mais pas du courant i .

IV.1.3.4.Actions magnétiques : Lois de Lorenz et Laplace

IV.1.3.4.1.Lien induction–mouvement : Loi de Lorenz

La force $\vec{F}$ s'exerçant sur une charge électrique q se déplaçant à la vitesse $\vec{V}$ dans un champ d'induction magnétique $\vec{B}$ s'exprime par :

$$\vec{F} = q(\vec{V} \wedge \vec{B}) \quad (IV.13)$$

IV.1.3.4.2.Lien induction–courant : Loi de Laplace

Un élément de circuit dl placé dans un champ d'induction magnétique $\vec{B}$, parcouru par un courant i , est soumis à une force :

$$\overrightarrow{dF} = i\overrightarrow{dl} \wedge \vec{B} \quad (IV.14)$$

Cette relation est obtenue en exprimant la variation de la charge dq dans l'élément de conducteur.

IV.1.4.Milieux magnétiques isotropes

IV.1.4.1.Relation entre l'induction magnétique $\vec{B}$ et le champ d'excitation $\vec{H}$

Dans un milieu magnétique quelconque mais isotrope, les vecteurs $\vec{B}$ et $\vec{H}$ restent colinéaires. Cependant, le coefficient de proportionnalité dépend du matériau.

On définit le vecteur aimantation $\vec{J}$ qui indique l'influence du milieu. Les champs d'excitation et aimantation se superposent pour exprimer le champ d'induction :

$$\vec{B} = \mu_0 \vec{H} + \mu_0 \vec{J} \quad (\text{IV.16})$$

Or l'aimantation est proportionnelle au champ d'excitation, si bien que :

$$\vec{J} = \chi \vec{H} \quad (\text{IV.17})$$

χ : est la susceptibilité magnétique du matériau.

Il en résulte une nouvelle expression liant $\vec{B}$ et $\vec{H}$:

$$\vec{B} = \mu_0 (1 + \chi) \vec{H} = \mu_0 \mu_r \vec{H} = \mu \vec{H} \quad (\text{IV.18})$$

μ : est la perméabilité absolue.

μ_r : la perméabilité relative du matériau.

IV.1.4.2.Classification des matériaux d'un point de vue magnétique

a)Matériaux diamagnétiques :

Matériaux qui ne comportent que des atomes non magnétiques, aimantation induite par le champ qui disparaît lorsque ce champ est nul.

Origine de ce magnétisme induit : modification du mouvement orbital des électrons sous l'effet du champ appliqué.

Aimantation macroscopique colinéaire au champ exciteur mais de sens opposé. Le courant induit sous l'action du champ extérieur crée un champ qui s'oppose au champ extérieur.

Aimantation et champ exciteur faiblement proportionnels (comportement linéaire, $\chi < 0$ et faible)

χ indépendante de la température tous les corps sont diamagnétiques, mais ce phénomène est peu important et n'est visible que si les atomes ou molécules ne possèdent pas de moment magnétique individuel intrinsèque qui masquerait l'effet.

b) Matériaux paramagnétiques :

Les atomes portent un moment magnétique permanent dont l'orientation est aléatoire. Les distances interatomiques ou intermoléculaires sont suffisamment importantes pour que les moments n'exercent aucune interaction mutuelle.

- en l'absence de champ extérieur, ils ne sont soumis qu'à l'agitation thermique et l'aimantation globale est nulle sous l'effet d'un champ magnétique, l'orientation moyenne des moments change sous l'effet du couple qui les ramène suivant la direction et le sens du champ.
- apparition d'une aimantation induite parallèle au champ, champ et aimantation de même sens ($\chi > 0$ et faible mais ~ 10 à 1000 fois plus grande que pour les matériaux diamagnétiques).

χ décroît avec la température car l'agitation thermique qui gêne l'orientation des dipôles suivant le champ croît.

c) Matériaux ferromagnétiques :

Les atomes ou molécules possèdent chacun un moment magnétique individuel et ils sont en interaction avec leurs plus proches voisins.

=> Alignement collectif sur des domaines de l'ordre du micromètre.

Existence de domaines spontanément aimantés : domaines de Weiss, Mais direction de l'aimantation variable d'un domaine à l'autre du fait de l'agitation thermique.

=> Aimantation totale nulle modification des domaines sous l'effet d'un champ magnétique.

=> Apparition d'une aimantation induite parallèle au champ et aimantation de même sens ($\chi > 0$ et élevée).

χ décroît avec la température car l'agitation thermique croît.

Si on supprime le champ, les domaines reprennent partiellement leur indépendance, mais les interactions magnéto cristallines résiduelles font que les moments de chaque domaine restent partiellement alignés sur le champ initial.

=>aimantation rémanente, qui disparaît si la température augmente ou si on applique un nouveau champ de sens opposé.

IV.1.5.Polarisation des matériaux ferromagnétiques

IV.1.5.1.Organisation en domaines

Domaine de Weiss : au niveau de chaque atome, un moment magnétique apparaît :

$$\vec{M} = M\vec{n} \quad (\text{IV.19})$$

Un domaine de Weiss est une région où tous les moments magnétiques sont identiques.

Paroi de Bloch : Lors du transit d'un domaine de Weiss à un autre, les moments magnétiques changent de direction dans les parois de Bloch pour atteindre celle du nouveau domaine, comme indiqué sur la figure IV.1.

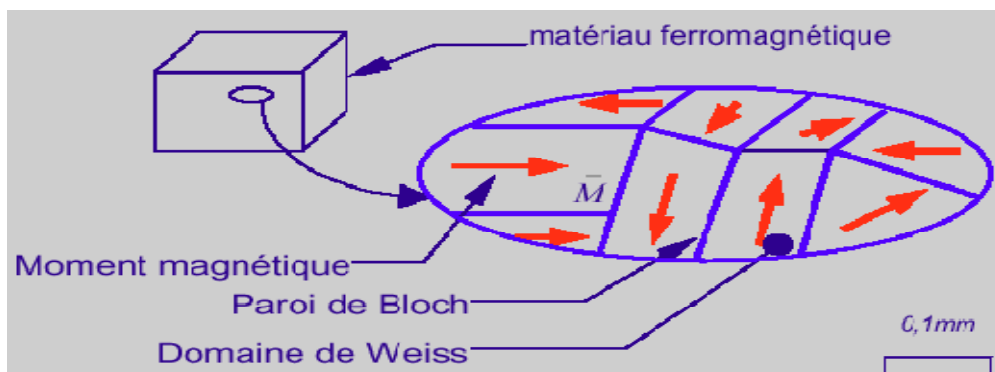


Figure. IV.1 : Domaines magnétiques

IV.1.5.2.Courbe de première aimantation

Le matériau est initialement démagnétisé (pas d'aimantation). On fait progressivement croître le champ d'excitation dans lequel est plongé le matériau. La

la courbe de la Figure IV.2. représente l'induction B . On distingue trois zones : la première, linéaire, le coude de saturation et la zone de saturation.

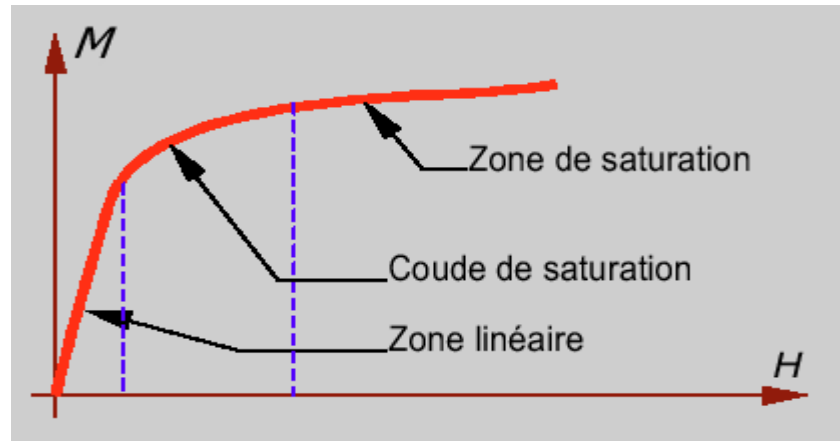


Figure. IV.2 : Courbe de première aimantation.

- **Zone linéaire** : dans cette zone, $B = \mu \cdot H$ avec μ constante. C'est cette zone qui est généralement exploitée pour les transformateurs et les machines tournantes.
- **Saturation du milieu ferromagnétique** : lorsque H devient trop grand, B ne varie presque plus. Le matériau magnétique est dit saturé. On a toujours $B = \mu \cdot H$, mais μ n'est plus constant (il s'écroule). B tend vers le champ de saturation M_S .

IV.1.6. Définition de la Bobine simple [10]

L'inductance d'un circuit électrique est un coefficient qui traduit le fait qu'un courant le traversant crée un champ magnétique à travers la section entourée par ce circuit. Il en résulte un flux du champ magnétique à travers la section limitée par ce circuit.

L'inductance est égale au quotient du flux de ce champ magnétique par l'intensité du courant traversant le circuit. L'unité de l'inductance est le Henry (H).

On désigne par inductance tout circuit électrique ou dipôle électrique qui par sa construction a une certaine valeur d'inductance (grandeur physique). Ces dipôles sont généralement des bobines, souvent appelées inductance ou self.

IV.1.6.1.Définition de l'inductance propre :

La définition la plus courante d'inductance propre est la suivante : La surface circonscrite par un circuit électrique parcouru par un courant I est traversée par le flux du champ magnétique Φ (appelé autrefois flux d'induction). L'inductance L du circuit électrique est alors définie comme le rapport entre le flux embrassé par le circuit et le courant :

$$L = \frac{\Phi}{I} \quad (\text{IV.20})$$

Il est important de préciser que le flux Φ en question est celui produit par le courant et non celui provenant d'une autre source (courant, aimant, etc.).

$$e(t) = -L \frac{di(t)}{dt} \quad (\text{IV.21})$$

Où :

L : est l'inductance propre du circuit ou composant.

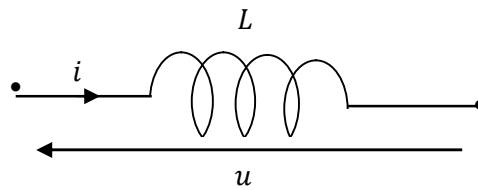
e : est la force électromotrice aux bornes du circuit en convention générateur.

$\frac{di}{dt}$: est la variation du courant qui traverse le circuit par rapport au temps (mesurée en ampères/seconde).

$e(t)$ et $i(t)$ sont des valeurs instantanées.

Nous remarquons que :

- Lorsque le courant est constant, di/dt est nul et par conséquent la force électromotrice e auto-induite est nulle aussi.
- Le signe (-) indique que la force électromotrice auto-induite aux bornes de l'inductance s'oppose aux variations du courant qui la traverse.
- Quand on applique une tension constante à une inductance, le courant qui rentre par l'extrémité positive augmente avec le temps.

IV.1.6.2. Le dipôle « Inductance », ou bobine :

Symbole d'une bobine parfaite d'inductance L , traversée par un courant d'intensité i et de tension à ses bornes u en convention récepteur.

Une bobine d'inductance L est un dipôle tel que la tension à ces bornes soit proportionnelle à la dérivée de l'intensité du courant qui le traverse en convention récepteur :

$$u = L \frac{di}{dt} \quad (\text{IV.22})$$

Cette relation vient de l'expression du flux du champ magnétique et de la loi de Faraday qui seront vues en magnétostatique :

$$u = \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{IV.23})$$

et $\phi = L \cdot i \quad (\text{IV.24})$

Ces équations montrent que l'intensité du courant traversant une inductance ne peut pas subir de discontinuité, cela correspondrait en effet à une tension infinie à ses bornes, donc à une puissance infinie.

IV.1.6.3. Formules usuelles pour le calcul théorique d'une bobine

Tableau IV.1. Formules usuelles pour le calcul d'une bobine.

Construction	Formule	Dimensions
Bobine à air	$L = \mu_0 \frac{n^2 S}{l}$	• L = inductance en henry (H) • μ_0 = constante magnétique = $4\pi \times 10^{-7} \text{ H}\cdot\text{m}^{-1}$ • n = nombre de spires • S = section de la bobine en mètres carrés (m^2) • l = longueur de la bobine en mètres (m)
Bobine avec noyau magnétique	$L = \mu_0 \mu_r \frac{n^2 S}{l}$	• L = inductance en henry (H) • μ_0 = constante magnétique = $4\pi \times 10^{-7} \text{ H}\cdot\text{m}^{-1}$ • μ_r = perméabilité relative effective du matériau magnétique • n = nombre de spires • S = section effective du noyau magnétique en mètres carrés (m^2) • l = longueur effective du noyau magnétique en mètres (m)

IV.1.6.4. Notes sur le calcul théorique d'une inductance

IV.1.6.4.1. Présentation

Le dimensionnement d'une inductance revient à calculer les caractéristiques du circuit magnétique (dimensions : longueur, section,...) et du bobinage (section du fil de cuivre et nombre de spires). Le nombre total de spires sera répartie sur la longueur du circuit magnétique.

IV.1.6.4.2. Bobine à noyau de fer

Equation de base

On considère un enroulement unique de n spires, de résistance r , soumis à une tension $u(t)$ variable monté sur un circuit magnétique supposé homogène de perméabilité $\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$ de section moyenne S , de longueur l est de volume V .

$$V = S \cdot l \quad (\text{IV.25})$$

Les lignes d'inductions se trouvent en grande majorité dans les matériaux ferromagnétique mais quelques-unes (B_f) s'échappent (fuite) pour se refermer dans l'air ; On peut admettre la proportionnalité du flux totalisé Φ_f au courant i dans cet enroulement. On définit alors une inductance de fuite l_f conformément à l'expression :

$$\Phi_f = l_f \cdot i \quad (\text{IV.26})$$

En revanche, du fait de la perméabilité relative élevée du matériau ferromagnétique, le tube d'induction se refermant dans la culasse et les noyaux.

On peut considérer une induction $\vec{B}$ en tout point colinéaire avec la normale $\vec{n}$ à la section droite S de ce circuit magnétique orienté par la règle de la tire bouchon de Maxwell.

Le flux Φ traversant la section S du noyau est donné par le produit scalaire :

$$\Phi = \vec{B} \cdot \vec{n} \cdot S \quad (\text{IV.27})$$

On a donc Φ positive dans le sens de $\vec{B}$.

IV.2. Dimensionnement de la bobine de mise à la terre

Le travail qui nous a été demandé par l'Electro-Industrie et le dimensionnement d'une bobine de mise à la terre donc le cahier des charges et le suivant :

- Puissance nominale $S_n = 315 \text{ KVA}$

- Tension nominale (composée)	$U_n = 5,5 \text{ kV}$
- Intensité nominale	$I_{cc} = 450\text{A}/10\text{S}$
- Couplage	zig zag
- Impédance homopolaire	$X_0 = 63,5 \Omega$
- Section de noyau de fer	$S_{fer} = 171\text{cm}^2$
- L'induction magnétique	$B_c = 1,4 \text{ Tesla}$
- Longueur de bobinage	$L_b = 147,25\text{mm}$

Le dimensionnement d'une bobine nécessite un calcul préliminaire permettant de déterminer à partir de cahier de charge les dimensions principales.

a) l'impédance directe :

La bobine de mise à la terre est principalement à caractère inductif, elle sert à écouler le courant de court circuit à la terre en cas de défaut.

La valeur de l'impédance homopolaire est liée à la valeur de l'impédance directe par la formule suivante :

$$x = 3x_0$$

x_0 : L'impédance homopolaire.

x : L'impédance directe.

Du cahier de charge l'impédance homopolaire est égale à $63,5 \Omega$ donc :

$$x = 3.63,5 = 190,5 \Omega.$$

$x = 190,5 \Omega$

L'impédance directe s'exprime par la formule suivante :

$$z = r + jx$$

La bobine étant à caractère purement inductif ($r=0$) ;

$$z = jx = jL\omega$$

$$z = L\omega \Rightarrow L = z/\omega$$

b) Calcul d'inductance L :

On calcul l'inductance L d'après la formule théorique suivante :

$$L\omega = x$$

$$L = \frac{x}{\omega}$$

L : Self (H).

X : L'inductance directe.

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$$

$$L = \frac{190,5}{2,3,14 \cdot 1000} = 0,03H.$$

$$L = 0,03H$$

c) La perméabilité relative :

$$B = \mu_0 \mu_r H$$

$$\mu_r = \frac{B}{H\mu_0}$$

μ_0 : Perméabilité absolu du vide (H/m).

H : Champ d'excitation magnétique.

B : L'induction magnétique en (Tesla).

$$\mu_r = \frac{1,4}{800,4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}} = 1393,31$$

$$\mu_r = 1393,31$$

d) La tension simple assignée :

$$U' = \frac{U_S}{\sqrt{3}} = \frac{U_C}{3}$$

U_S : La tension maximale de service.

U_C : La tension composée.

$$U' = \frac{5,5}{3} = 1,83 \text{ Kv}$$

$$U' = 1,83 \text{ kV}$$

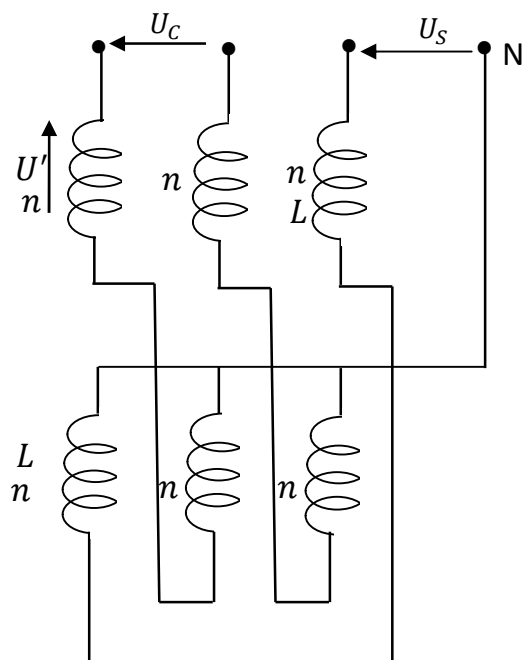


Fig. IV.1 Couplage zigzag

e) La tension de spire :

La tension de spire est calculée par la formule de Boucherot

$$U_{sp} = 4,44 \cdot f \cdot S_{fer} \cdot B$$

Avec :

4,44 : Constante (valeur exacte $\pi\sqrt{2}$).

f : Fréquence de fonctionnement de la bobine lors du défaut (Hz).

S_{fer} : Section de noyau du fer.

$$U_{sp} = 4,44 \cdot 1000 \cdot 171 \cdot 10^{-4} \cdot 1,4 = 106,3 \text{ V.}$$

$$U_{sp} = 106,3 \text{ V}$$

f) Nombre de spires :

$$n = \frac{U'}{U_{sp}}$$

U' : La tension simple.

U_{sp} : La tension de spire.

$$n = \frac{1,83 \cdot 10^3}{106,3} = 17 \text{ spires.}$$

$$n = 17 \text{ Spires}$$

Le nombre total de spires sera répartie sur la longueur de bobinage en deux couches de 8,5 spires chacune.

La longueur de bobinage est vérifiée par la formule :

$$L_b = \left(\frac{n}{2} + 1\right) \cdot b$$

g) Choix de fil de bobinage :

La densité de courant qui traverse l'enroulement est donné par la formule $J = \frac{I}{S}$ et ne doit pas dépasser 4,5 A/mm² donc le fil de bobinage doit présenter au minimum une section de 100 mm².

Du tableau des fils donné en Annexe nous avons choisi un méplat de cuivre dont les dimensions sont :

$$a = 7,1 \text{ mm}$$

$$b = 15mm$$

$$S = 105mm^2$$

h) La densité de courant :

Le courant de défaut auquel résistera l'enroulement engendra une densité de courant de :

$$J = \frac{450}{105} = 4,28A/mm^2$$

$$J=4,28A/mm^2$$

$$J = 4,28A/mm^2$$

i) Calcul d'inductance L :

On calcul l'inductance L d'après le cahier des charges par la relation suivantes :

$$L = \mu_0 \mu_r \frac{n^2 \cdot S_{fer}}{L_b}$$

L_b : Longueur de bobinage

$$L = 4,314 \cdot 10^{-7} \cdot 1393,31 \frac{17^2 \cdot 171 \cdot 10^{-4}}{148 \cdot 10^{-3}} = 0,058H.$$

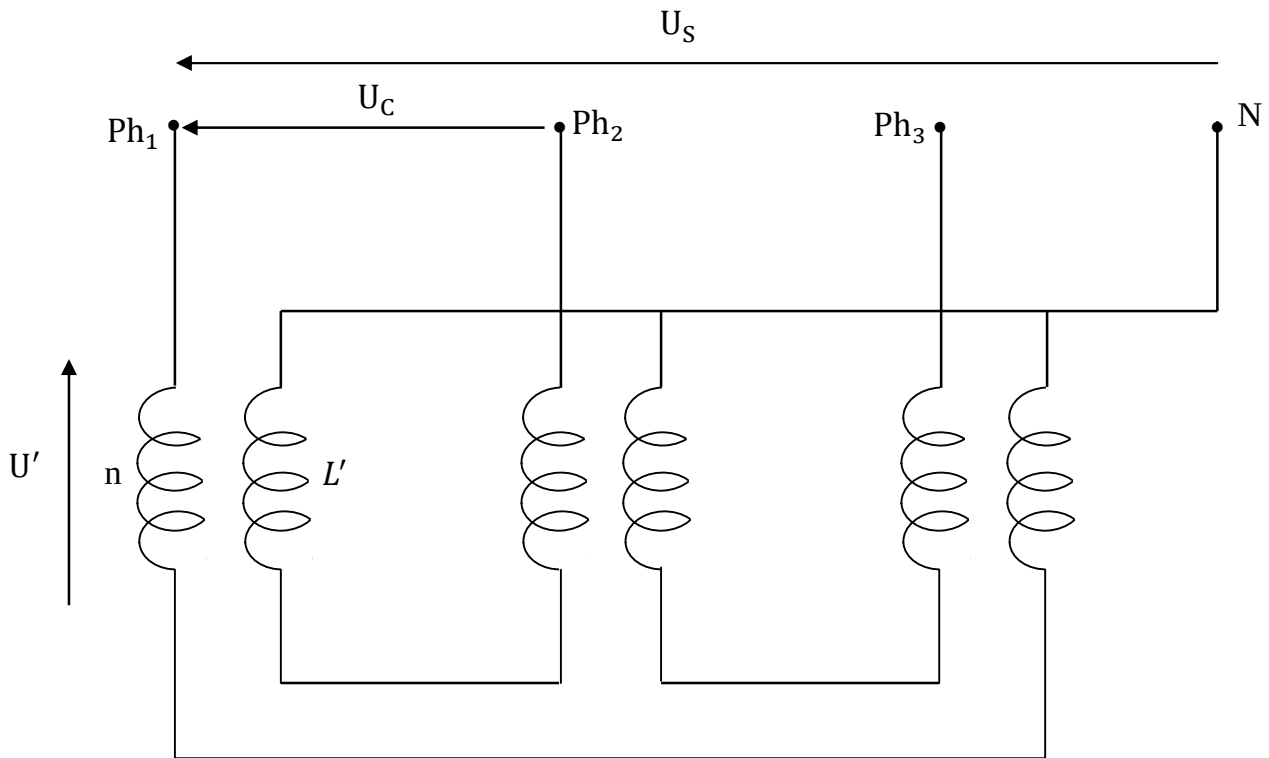
$$L = 0,058H$$

J) La valeur de l'inductance pour un seul enroulement :

$$L' = L/2$$

$$L' = \frac{0,058}{2} = 0,029H$$

La valeur calculée est proche de la valeur imposée par le cahier des charges, donc le dimensionnement proposé répond aux exigences de cahier des charges.

k) couplages pratique de la bobine shunt**l) Caractéristique de la bobine shunt**

Nombre de spires : $n = 17 \text{ Spires}$.

Hauteur de bobinage : $L_b = 147,25 \text{ mm}$. (on compensera la longueur de bobinage par des cales en bois pour atteindre la valeur fixée par le cahier des charges.

La tension simple : $U' = 1,83 \text{ kV}$

La tension composée : $U_c = 5,5 \text{ kV}$

La tension de spire : $U_{sp} = 106,3 \text{ V}$

L'inductance : $L' = 0,029 \text{ H}$

L'inductance de l'enroulement : $L = 2 L' = 0,058 \text{ H}$

Cette bobine de mise à la terre sert à la protection d'une installation électrique (transformateur), elle se branchera suivant le schéma donné ci dessous :

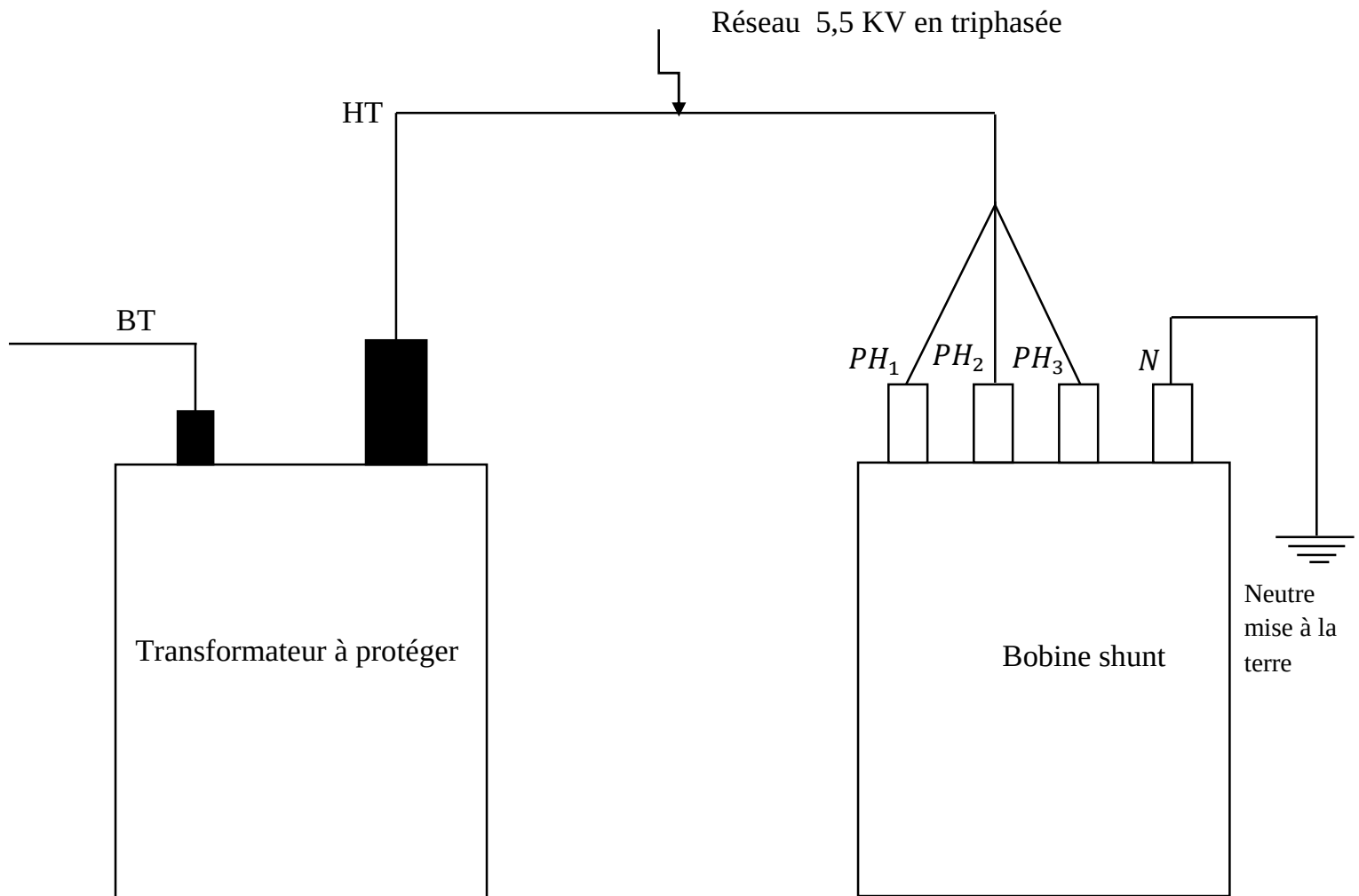
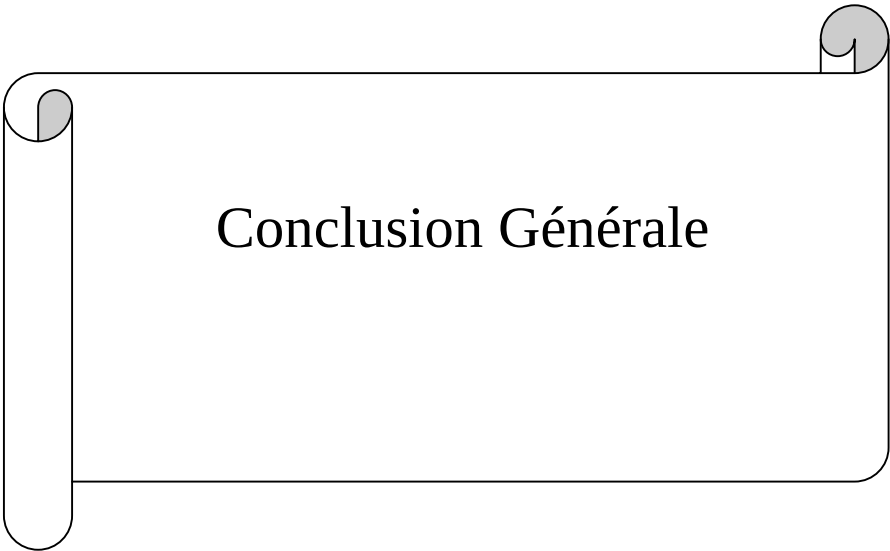


Fig IV.3 : Schéma de raccordement de la bobine shunt sur le réseau.



Conclusion Générale

CONCLUSION

La mise en œuvre de dispositions techniques cohérentes et coûteuses, le choix du régime de neutre d'un réseau d'énergie repose sur des éléments objectifs de décision à savoir:

- le rôle du réseau;
- sa topologie;
- les puissances de court-circuit;
- les services attendus;
- le respect des obligations.

Il doit en outre être étroitement associé à un plan de protection sûr et sélectif. L'architecture d'un réseau est choisie pour répondre aux aléas d'exploitation. En régime normal ou en régime perturbé, la qualité du produit électricité fournie par le réseau doit être conforme aux engagements.

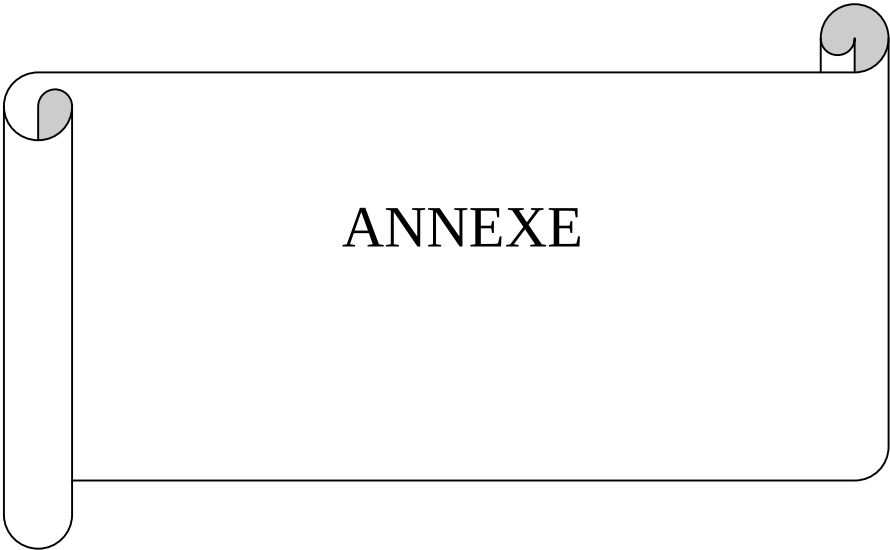
Le travail qui nous a été proposé par l'Electro-Industries consiste à étudier la bobine shunt de mise à la terre.

L'élaboration de ce présent mémoire, nous a permis d'approfondir et d'enrichir nos connaissances dans le domaine de l'électrotechnique.

Dans cette étude, nous avons dimensionné une bobine de mise à la terre qui répond aux exigences du cahier des charges proposé par Electro-Industries.

Vu l'indisponibilité de documentation sur la bobine d'inductance shunt, nous souhaitons à l'avenir qu'une étude plus approfondie lui sera consacrée.

Nous espérons que notre travail servira de base pour les études à venir, et avoir apporté notre collaboration par rapport à ce qui est disponible comme documentation à l'électro-industries en vue d'élargir leur gamme de transformateurs et la bobine d'inductance shunt.



ANNEXE

a \	4,5	5	5,6	6,3	7,1	8	9	10	11,2	11,8	12,5	13,2	14	15	16
1			5,4	6,1	6,9										
1,12			6,1	6,8	7,7										
1,25	5,4	6	6,8	7,7	8,7										
1,4	6,1	6,8	7,6	8,6	9,7	11									
1,6	7	7,8	8,7	9,9	11,2	12,6									
1,8	7,7	8,6	9,7	11	12,4	14	15,8								
2	8,6	9,6	10,8	12,2	13,8	15,6	17,6								
2,24	9,7	10,8	12,2	13,8	15,5	17,6	19,8	22							
2,5		12	13,5	15,2	17,2	19,4	22	24,4							
2,8		13,4	15,1	17,1	19,3	21,8	24,6	29,4	30,8						
3,15		15,2	17,1	19,3	21,8	24,6	27,8	31	34,7	36,6	38,8				
3,55			19,3	21,8	24,7	27,8	31,4	35	39,2	41,3	43,8	46,3	49,2		
4				24,3	27,5	31,1	35,1	39,1	43,9	46,3	49,1	51,9	55,1	59,1	63,1
4,5					31,1	35,1	39,6	44,1	49,5	52,2	55,4	58,5	62,1	66,6	71,1
5					34,6	39,1	44,1	49,1	55,1	58,1	61,6	65,1	69,1	74,1	79,1
5,6						43,9	49,5	55,1	61,9	65,2	69,1	73,1	77,5	83,1	88,7
6,3							55,4	61,7	69,2	73	77,4	81,8	86,9	93,2	99,5
7,1								69,7	78,2	82,4	87,4	92,4	98,1	105	112
8									88,3	93,1	98,7	104	111	119	127
8,5											105		118		135

tableau :section et dimensions des conducteurs meplats (a,b) non isolés.
premier portion: prévoir une isolation de 0,45(mm).
deuxieme portion: prévoir une isolation de 0,5(mm).

BIBLIOGRAPHIE

[1] Abdoun souhila

« Etude de l'influence du noyau sur les surtensions ampulsionnelles dans les enroulements du transformateurs »

Mémoire de Magister, UMMTO, promotion 2009.

[2] K. Menan, L. IZerkhef et S. Mounsi.

« Calcul des pertes par courant de Foucault dans une tôle ferromagnétique d'un transformateur. »

Mémoire d'ingénieurs, UMMTO, promotion 2008.

[3] Dj.AMIRAT, GH. BENDIDA et O.MANSERI

« Etude de fonctionnement et calcul d'un transformateur triphasé à trois enroulements 1250KVA, 30KV/690V/690V. »

Mémoire d'ingénieur, UMMTO, promotion 2009.

[4] S.BOUAM et A.BOUDAUD

« Etude théorique du transformateur »

Mémoire d'DEUA, UMMTO, promotion 2008.

[5] S.ABBAS, A.AMROUN et R.LOUNI

« Influence du régime de neutre sur les surtensions dans un enroulement de transformateur »

Mémoire d'ingénieur, UMMTO, promotion 2000.

[6] CH. BOUZEBOUDJA et L.CHABNI

« Influence du régime du neutre sur le passage de la surtension au secondaire du transformateur »

Mémoire d'ingénieur, UMMTO, promotion 2002.

[7] M. SADOK

« Cours polycopié de Machines électriques I »

UMMTO, 2009.

[8] K. Imarounene et S. Si Hadj Mohand.

« Etude des courant de courts-circuits dans les réseaux électriques avec le neutre partiellement isolé de la terre »

Mémoire d'ingénieur, UMMTO, promotion 2010.

[9] M. MOUFIDZADA

« Cours polycopié de réseau électrique 425»

UMMTO, 2010.

[10] Documentation L'ENEL d'AZAZGA.

[11] Les cours d'ALSTOM 2011.

[12] Publications de la CEI

HN 52-S-50 juin 1959

CEI 60076-6 édition 1.0 2007-1

[13] Olivier FRANÇAIS

« Introduction aux circuit magnétique »

ESIEE- 2000