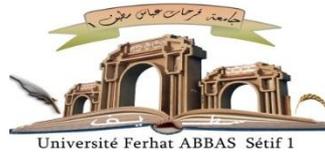


الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THÈSE

Présentée au Département de l'électrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Filière: électrotechnique

Option: Réseaux électriques

Par

ZITOUNI Mokhtar

THÈME

Amélioration de la protection différentielle numérique des transformateurs de puissance par la détection, la localisation et l'exploitation des courants inverses.

Soutenue le 31/05/2022 devant le Jury:

NOURI Hamou	Professeur Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Président
HEMSAS Kamel Eddine	Professeur Univ. Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
BOUKADOUM Ahcene	Professeur Univ. 20 août 1955-Skikda	Examineur
ABDESSEMED Rachid	Professeur Univ. Mostafa Ben Boulaid Batna2	Examineur
HARBOUCHE Youcef	Professeur Univ. Mostafa Ben Boulaid Batna2	Examineur

ملخص

محول الطاقة هو عنصر مهم جدا في أي نظام طاقة. لقد انعكس تطور نظم الطاقة الحديثة بالإيجاب على التقدم الحاصل على تصميم محولات الطاقة. مما أدى إلى ظهور مجموعة واسعة ومتنوعة من المحولات الطاقوية التي تتراوح استطاعاتها من بضعة كيلوفولت إلى عدة مئات منها (MVA) متاحة للاستخدام في تطبيقات متعددة. لكن لسوء الحظ، المحولات الطاقوية عرضة لأعطاب عابرة وظروف تشغيل غير عادية لا تؤثر على المحول الطاقوي وحده فحسب، بل تتعدى إلى معدات أخرى موصولة به. ومن ثمة بات، من الضروري توفير حماية كافية للمحولات، لأنها أضحت جزءا أساسيا من الإستراتيجية العامة لحماية النظام الطاقوي ككل.

تستخدم حاليا على نطاق واسع الدارات المتكاملة ذات المعالجات الدقيقة في أجهزة الحماية التفاضلية المعدة لحماية معدات الطاقة من الأعطاب ككل وخصوصا حماية المحولات الطاقوية من الأعطاب الصغيرة الداخلية. العناصر التي تستعمل في كشف أعطاب مابين اللفات هي التيارات ذات المركبات العكسية المستمدة من تقنية الإحداثيات المتماثلة. وعليه فمن أجل إجراء دراسة محاكاة لنظام الحماية التفاضلية، يتم حقن التيارات الكهربائية العكسية المركبات إلى معالج تفاضلي من أجل التأكد من شدة حساسية نظام الحماية التفاضلية للأعطاب الداخلية.

هذا العمل البحثي الذي نقوم به من خلال هذه الأطرحة هو عبارة عن وضع منهجية نمذجة لإجراء عمليات محاكاة للأعطاب الداخلية مثل التي تحدث بين لفات المحول للطاقة الذي سعته الطاقوية تفوق 10 ميغا فولت.

لقد قمنا باستعمال التيار العكسي في الكشف عن الأعطاب الداخلية الصغيرة.

في الجزء الأخير من هذه الأطروحة تم تنفيذ محاكاة نظام الطاقة مع حماية تفاضلية لمحول الطاقة. وجرى اختبار هذه المحاكاة على أعطاب مختلفة، وأعطت المحاكاة نتائج جيدة في جميع الحالات.

الكلمات المفتاحية: حماية تفاضلية، محول طاقة، كشف، تحديد موقع، أعطاب، تيارات عكسية.

Abstract

Power transformer is very important element of any power system. The development of modern power systems has been reflected in the advances in transformer design. This has resulted in a wide variety of transformers with sizes ranging from a few kVA to several hundred MVA.

Unfortunately, power transformers are subjected to faults and abnormal operating conditions which can affect not only the transformer itself but also other equipment connected to the transformer. Thus, it is essential to provide sufficient protection for transformers. Nowadays microprocessor-based relays are widely used to protect power equipment. The elements responsible for detecting turn-to-turn faults are the inverse sequence currents. The scope of this work is to develop a modeling methodology to perform simulations for internal faults such as turn-to-turn for step-down power transformer with capacity above 10 MVA

An internal fault which shorts only a few turns of a transformer winding creates a small change in a phase current which can be lower than the pickup current value, while at the same time this current in the faulted area can be of a very high magnitude. The inverse-sequence current is the main tool to detect turn-to-turn faults that involve few turns. Sensitivity of the differential protection relay is important as it prevents evolution into more severe faults, thus reducing time and cost of transformer repair. Simulation is effectuated for various values of sc impedances and it gave satisfactory results.

Keywords: Differential protection, Power transformer, Detection, Localization, Faults, Inverse currents.

Résumé

Le transformateur de puissance est un élément très important de tout le réseau électrique. Le développement des réseaux électriques modernes s'est reflété dans les progrès réalisés dans la conception des transformateurs de puissance. Il en est résulté une grande variété de transformateurs de tailles allant de quelques kVA à plusieurs centaines de MVA.

Malheureusement, les transformateurs de puissance sont soumis à des défauts et des conditions de fonctionnement anormales qui peuvent affecter non seulement le transformateur lui-même, mais aussi d'autres équipements connectés à lui. Il est donc essentiel de leurs assurer une protection suffisante. De nos jours, les relais à microprocesseur sont largement utilisés pour protéger les équipements électriques. Les courants de séquence inverse sont utilisés dans la détection et localisation des défauts entre spires. Le but de ce travail est de développer une méthodologie de modélisation pour effectuer des simulations sur ce type de défauts des transformateurs de puissance à capacité supérieure à 10 MVA.

Un défaut interne qui court-circuite seulement quelques spires d'enroulement d'un transformateur crée un petit changement dans le courant de phase qui peut être inférieur à la valeur du courant de seuil, alors qu'en même temps ce courant dans la zone de défaut devient d'une grande ampleur. Le courant de séquence inverse est l'outil principal utilisé pour détecter et localiser les défauts entre spires. Une protection différentielle sensibilité est importante car elle empêche l'évolution vers des défauts plus graves, réduisant ainsi le temps et le coût de la réparation du transformateur. Dans cet objectif, des simulations effectuées pour différents défauts ont données des résultats satisfaisants.

Mots clés : Relais différentiel, transfo de puissance, détection, localisation, Défaut, courant inverse

REMERCIEMENTS

Je remercie ALLAH, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné l'âge, la bonne santé morale et physique, la volonté, la patience, le courage le tout dont je nécessitais pour l'accomplissement de cette thèse.

Je tiens à exprimer ma sincère reconnaissance au Professeur **HEMSAS Kamel Eddine** de son suivi de très près de ce travail et de toute l'aide qu'il m'a apportée en acceptant de reconduire l'encadrement de ce travail et de se porter volontairement directeur de cette thèse en remplaçant mon ex encadreur cher ami et collègue le défunt Professeur **LEULMI Salah** ALLAH yarhamou.

Je remercie Monsieur **NOURI Hamou** Professeur et chef du comité scientifique du département d'Électrotechnique à l'Université Sétif 1, d'avoir accepté de présider le jury de cette thèse, je suis très honoré.

J'adresse tous mes chaleureux remerciements et ma parfaite considération aux Messieurs :

ABDESSEMED Rachid, Professeur à l'université Mostefa Ben Boulaid Batna2
BOUKADOUM Ahcene, Professeur à l'Université 20 août 1955 - Skikda,
HARBOUCHE Youcef, Professeur à Université Mostefa Ben Boulaid Batna 2,
d'avoir accepté de faire partie du jury de cette thèse en qualité d'examineurs, je suis très ravi. Ma gratitude s'exprime pareillement pour **BADOUD Abd ESSALAM**, Professeur à l'université Sétif 1 département d'électrotechnique pour ses encouragements fructueux.

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
1 Vue d'ensemble.....	1
2 Introduction au transformateur de puissance	2
3 État de l'art et principe du transformateur de puissance	4
4 Organisation et contenu de cette thèse	5

CHAPITRE 1 :

Généralités sur les transformateurs

1.1 Introduction	7
1.2 Définition	8
1.3 Circuit équivalent électromagnétique d'un transformateur monophasé	9
1.4 Rôle des transformateurs	9
1.5 Transformateur de distribution.....	10
1.6 Tensions des réseaux de transport et de distribution.....	10
1.7 Principaux paramètres d'un transformateur	11
1.8 Constitution des transformateurs de puissance	11
1.9 Défaillances des transformateurs en service	12
1.10 Transformateurs de mesures.....	13
1.10.1 Transformateur de tension (TT)	13
1.10.2 Transformateur de courant (TC)	15
1.10.3 Autotransformateur	16
1.10.4 Avantages & Inconvénients des autotransformateurs	17
1.11 Couplages du transformateur triphasé.....	17
1.12 Indice horaire.....	18
1.13 Les principaux couplages sont	18
1.14 Conclusion.....	20

CHAPITRE 2 :

Modélisation analytique des transformateurs

2.1 Introduction	21
2.2 Principales définitions	21
2.3 Invention.....	21
2.4 Symboles	23
2.5 Utilisation.....	23

2.6 Bobinage du transformateur	23
2.7 Transformateur de type émergé.....	24
2.8 Principe de fonctionnement.....	24
2.9 Étude analytique du modèle de base du transformateur.....	25
2.9.1 Circuit Équivalent d'un transformateur linéaire.....	28
2.9.2 Mise en équation du transformateur linéaire.....	28
2.10 Représentation du transformateur à 2 enroulements par un circuit couplé	32
2.10.1 Représentation des pertes noyau (fer)	37
2.10.2 Performance d'un Transformateur	38
2.10.3 Détermination des paramètres à l'aide des essais appliqués au transformateur..	38
2.10.3.1 Mesure des résistances des enroulements	39
2.10.3.2 Essai en circuit ouvert	39
2.10.3.3 Essai en court-circuit.....	40
2.11 Circuits équivalents approximatifs.....	41
2.12 Rendement d'un transformateur.....	42
2.13 Régulation d'un transformateur	43
2.14 Conclusion.....	44

CHAPITRE 3 :

Modèles des transformateurs triphasés

3.1 Introduction	45
3.2 Connexion des transformateurs à un système triphasé.....	47
3.2.1 Mode de couplage y/Δ	48
3.2.2 Mode de couplage Δ/y	48
3.3 Avantages & inconvénients des différents modes de couplage	49
3.4 Le problème du rendement.....	49
3.5 Le problème de refroidissement.....	50
3.6 Le problème des échauffements	51
3.7 Le problème de la protection.....	52
3.8 Principales définitions	53
3.9 Enroulements et défauts	54
3.10 Modèle « RESEL »	55
3.11 Modèle « EMTP »	55
3.12 Modélisation par l'analyse modale	56
3.13 Modélisation par inductances propres et mutuelles	56

3.14 Modélisation du transformateur triphasé en régime équilibré	56
3.15 Modélisation d'une machine quelconque.....	56
3.16 Hypothèses simplificatrices.....	57
3.17 Convention de signes	57
3.18 Modélisation et simulation du transformateur triphasé équilibré par l'application de la La transformée de Park	60
3.19 Simulation du transformateur triphasé en régime équilibré	60
3.19.1 Introduction	60
3.19.2 Système des valeurs réduites (Per unit).....	60
3.19.3 Les équations du modèle	61
3.19.4. Bloc diagramme de la simulation annexe (A1).....	63
3.19.5 Résultats de simulation.....	63
3.19.5.1 Modèle analytique du transformateur Y/Y.....	63
3.19.5.2 Interprétation des courbes de PARK.....	65
3.19.5.3 Simulation du transformateur D-Y.....	66
3.19.6 Les courbes du transformateur D-Y	66
3.19.7 Interprétation des courbes de bloc D-Y.....	67
3.19.8 Conclusion.....	67

CHAPITRE 4 :

**Composantes symétriques et modélisation des transformateurs triphasés en régime
déséquilibré**

4.1 Introduction	68
4.2 Méthode des composantes symétriques	68
4.3 Condition d'emploi des composantes symétriques	69
4.4 Application	69
4.4.1 Tensions cycliques	70
4.4.2 Courants cycliques	72
4.4.3 Représentation graphique des tensions et des courants déséquilibrés.....	74
4.4.4 Impédances & admittances cycliques	75
4.4.5 Puissances complexes cycliques	76
4.4.6 Conclusion.....	77

CHAPITRE 5 :

Protections et dispositifs numériques

5.1 Introduction	78
5.2 Définition de la protection.....	79
5.3 Implantation des protections	79
5.4 Défauts internes de type entre spires (tour à tour) du transformateur de puissance (TP).....	81
5.5 Principaux dispositifs de protection	83
5.5.1 Relais analogiques.....	83
5.5.2 Cellules de protection par fusible ou disjoncteur	84
5.5.3 Les parafoudres et les éclateurs.....	85
5.5.3.1 Les parafoudres	85
5.5.3.2 Les éclateurs.....	85
5.5.3.3 Protection masse cuve	86
5.5.3.4 Relais BUCHHOLZ	87
5.5.3.5 Relais de surintensité.....	89
5.5.3.6 Relais à maximum.....	90
5.5.4 Relais différentiel Numérique	90
5.5.4.1 Introduction	90
5.5.4.2 Principe de fonctionnement et rôles	93
5.5.4.3 Qualités fondamentales de la protection numérique	93
5.5.5 Compensation en amplitude et en déphasage.....	95
5.6 Caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle	97
5.6.1 Définition	97
5.6.2 Caractéristique à première pente	97
5.6.3 Seuil de démarrage	98
5.6.4 Caractéristique à deuxième pente.....	99
5.6.5 Seuil haut et limitation de la caractéristique	100
5.7 Caractéristique de déclenchement de la fonction différentielle	101
5.8 Verrouillage sur appel du courant magnétisant.....	102
5.9 Filtrage du courant homopolaire	102
5.10 Avantages et défis de la protection différentielle.....	102
5.11 Défis de la protection différentielle.....	102
5.12 Résultats de Simulation.....	103

5.13 Noyau du transformateur et le flux résiduel.....	108
5.14 Conclusion.....	113

CHAPITRE 6 :

Applications des relais numériques et résultats de simulation

6.1 Introduction	114
6.2.1 Cas de défaut externe au transformateur de puissance.....	115
6.2.2 Cas de défaut interne au transformateur de puissance	115
6.3 Résultats de simulation.....	118
6.4 Courbes des courants durant le fonctionnement normal du TP	120
6.4.1 Courbes des courants primaires.....	120
6.4.2. Courbes des courants secondaires	121
6.4.3. Courbes de courants primaires durant le fonctionnement du TP pendant défaut ..	122
6.4.3.1. Défaut externe	122
6.4.3.2. Défaut interne	123
6.5 Performance du relais différentiel proposé pendant les défauts entre spires dans le primaire et le secondaire	125
6.5.1 Cas 1: Défaut entre spires dans l'enroulement secondaire.....	126
6.5.2 Cas 2: Défaut entre spires dans l'enroulement primaire	130
6.6 Conclusion.....	133
6.7 Conclusions Générale et Perspectives.....	135
Références bibliographiques	138
Annexes.....	I

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Circuit équivalent électromagnétique d'un transformateur monophasé..... 9

Figure 1.2 : Transformateur de puissance sur site..... 11

Figure 1.3 : Pourcentage des origines de défauts d'exploitation d'électricité 13

Figure 1.4 : Montage d'un transformateur de potentiel 14

Figure 1.5 : Photo d'un transformateur de tension (potentiel) sur site d'exploitation 14

Figure 1.6 : Montage d'un transformateur de courant (TC)..... 15

Figure 1.7 : Photo du transformateur de courant sur site d'exploitation..... 15

Figure 1.8 : Symboles des transformateurs de mesure..... 16

Figure 1.9 : Circuit électrique de l'autotransformateur..... 16

Figure 1.10 : Photo d'un autotransformateur en exploit sur site d'exploitation 17

Figure 1.11 : Différents couplages avec indice horaire..... 20

Figure 2.1 : Schémas symboliques du transformateur triphasé..... 23

Figure 2.2 : Schéma de principe d'un transformateur monophasé..... 24

Figure 2.3 : Transformateur idéal..... 26

Figure 2.4 : Impédance du circuit référée coté source du transformateur idéal 27

Figure 2.5 : Transfert maximal de puissance 27

Figure 2.6 : Transformateur linéaire 29

Figure 2.7 : Introduction des inductances de fuite 31

Figure 2.8 : Circuit décrit par les équations 33 et 35 31

Figure 2.9 : Circuit équivalent du transformateur linéaire..... 31

Figure 2.10 : Transformateur sous forme de circuit couplé 33

Figure 2.11 : Circuit équivalent du transformateur réel 35

Figure 2.12 : Transformateur monophasé ramené au primaire 35

Figure 2.13 : Circuits équivalents du transfo à excitation sinusoïdale ramené au
Secondaire 36

Figure 2.14 : Diagramme vectoriel du système de la figure 2.13 37

Figure 2.15 : Diagramme vectoriel du courant d'excitation du transformateur..... 37

Figure 2.16 : Circuit équivalent complet référé au primaire 38

Figure 2.17 : Diagramme vectoriel 38

Figure 2.18 : Circuit d'essai du transformateur monophasé 39

Figure 2.19 : Circuit équivalent des essais..... 40

Figure 2.20 : Circuits équivalents approximatifs du transformateur..... 42

Figure 2.21 : Circuit approximatif pour la régulation du transformateur	43
Figure 2.22 : Facteurs de puissance pour charges inductive et capacitive (a) et (b).....	44
Figure 3.1 : Transformateur en y/Δ	47
Figure 3.2 : Transformation du couplage Delta en équivalent Y	48
Figure 3.3 : Positionnement du transformateur dans un réseau électrique	50
Figure 3.4 : Ventilateurs à la face arrière d'un TP3 Φ élévateur à la sortie d'une centrale	52
Figure 3.5 : Réseau simplifié de transport d'énergie	53
Figure 3.6 : Transformateur triphasé départ d'une centrale.....	53
Figure 3.7 : Représentation schématique d'un T3 Φ au primaire et au secondaire selon 3 axes où chaque axe comporte un transformateur à 2 enroulements	58
Figure 3.8 : Représentation d'un T3 Φ sous forme de circuits électriques.....	58
Figure 3.9 : Schéma équivalent du transformateur selon les axes d, q	59
Figure 3.10 : Schéma équivalent selon l'axe q	59
Figure 3.11 : Schéma équivalent selon l'axe d	59
Figure 3.12 : Schéma équivalent selon l'axe 0	60
Figure 3.13 : Organigramme de simulation	62
Figure 3.14 : Résultats d'essai à vide pour le model de PARK	63
Figure 3.15 : Résultats d'essai en court-circuit par model de PARK	64
Figure 3.16 : Résultats du transformateur D-Y	66
Figure 4.1 : Composantes symétriques d'un système triphasé	69
Figure 5.1 : Conséquence du court-circuit entre spires du transformateur de puissance ...	78
Figure 5.2 : Défauts entre spires du transformateur monophasé.....	82
Figure 5.3 : Protection différentielle analogique pour transformateurs	84
Figure 5.4 : Parafoudre à oxyde de zinc.....	85
Figure 5.5 : Éclateur MT avec Tige anti-oiseau.....	86
Figure 5.6 : Protection de mass cuve	87
Figure 5.7 : Schéma de principe du relais BUCHHOLZ.....	87
Figure 5.8 Photo réelle du relais BUCHHOLZ.....	88
Figure 5.9 : Circuit simple de la protection différentielle du TP	91
Figure 5.10 : Face avant et face arrière d'1 protection différentielle digitale 7UT612 de fabrication Siemens	93
Figure 5.11 : Le relais quand le transformateur de puissance est sans défaut	95
Figure 5.12 : Introduction des transformateurs de compensation TCA1, TCA1	96
Figure 5.13 : Apparition d'un défaut interne	97

Figure 5.14 : Caractéristique de déclenchement de la protection différentielle.....	98
Figure 5.15 (a) : Caractéristique montrant l'aire du seuil de démarrage	98
Figure 5.15 (b) : Caractéristique incluant le seuil de démarrage	99
Figure 5.16 : Caractéristique à deux pentes	100
Figure 5.17 : Caractéristique de protection à limitation.....	100
Figure 5.18 : Caractéristique de la protection différentielle a branches	101
Figure 5.19 : Diagramme de simulation Matlab/Simulink avec sa protection.....	103
Figure 5.20 : Conséquence de défaut interne	104
Figure 5.21 : Courant d'Appel triphasé typique pendant l'enclenchement aléatoire.....	104
Figure 5.22 : Zoom du courant d'Appel de la figure 5.21	105
Figure 5.23 : Courant d'appel triphasé pour $R1 = 0.2$ pu	105
Figure 5.24 : 1 ^{er} zoom du courant d'Appel triphasé de la figure 5.23	106
Figure 5.25 : 2 ^{ème} zoom du courant d'Appel triphasé de la figure 5.23.....	106
Figure 5.26 : Courant d'Appel triphasé pour $R1 = 0.1$ pu	107
Figure 5.27 : 1 ^{er} zoom du courant d'Appel triphasé quand $R1 = 0.1$ pu.....	107
Figure 5.28 : 2 ^{ème} zoom du courant d'appel triphasé quand $R1 = 0.1$ pu.....	107
Figure 5.29 : Courant d'appel monophasé à la phase A « côté primaire »	109
Figure 5.30 : Courant d'appel monophasé à la phase B.....	109
Figure 5.31 : Courant d'appel monophasé à la phase C.....	109
Figure 5.32 : Pas d'émission de signal de déclenchement par le relais pendant l'appel....	110
Figure 5.33 : Défaut interne dans le primaire du TP en présence du courant d'appel	110
Figure 5.34 : Déclenchement du relais différentiel durant le défaut interne en présence d'appel.....	111
Figure 5.35 : Discriminateur de défauts Interne / Externe	112
Figure 6.1 : Circuit électrique de la protection différentielle pendant le défaut externe ...	115
Figure 6.2 : Circuit électrique de la protection différentielle pendant le défaut interne ...	115
Figure 6.3 : Diagramme logique de la méthode de protection différentielle	117
Figure 6.4 : Formes d'ondes normales des courants de phases primaires A, B, C	120
Figure 6.5 : Formes d'ondes normales des courants de phases secondaires a, b, c	121
Figure 6.6 : Courants triphasés primaire pendant le défaut externe.....	122
Figure 6.7 : Courant triphasé secondaire pendant le défaut externe	122
Figure 6.8 : Signal de non déclenchement pendant le défaut externe (no trip signal)	123
Figure 6.9 : Courant triphasé primaire pendant le défaut entre spires en présence d'appel	124
Figure 6.10 : Courant triphasé secondaire pendant le défaut entre spires en absence	

du courant d'appel.....	125
Figure 6.11 : Signal de déclenchement issue par le relais différentiel.....	125
Figure 6.12 : Comparaison des amplitudes pour 10 % de spires CC du secondaire.....	127
Figure 6.13 : Comparaison de déphasage pour 10 % de spires CC au secondaire	128
Figure 6.14 : Comparaison des amplitudes pour 5 % de spires CC au secondaire	128
Figure 6.15 : Comparaison de déphasage pour 5 % de spires CC au secondaire	129
Figure 6.16 : Comparaison des amplitudes pour 0.5 % de spires CC au secondaire	129
Figure 6.17 : Comparaison de déphasage pour 0.5 % de spires CC au secondaire	130
Figure 6.18 : Comparaison des amplitudes pour 10% de spires CC au primaire.....	130
Figure 6.19 : Comparaison de déphasage pour 10% de spires CC au primaire	131
Figure 6.20 : Comparaison des amplitudes pour 5% de spires CC au primaire.....	131
Figure 6.21 : Comparaison de déphasage pour 5% de spires CC au primaire	132
Figure 6.22 : Comparaison des amplitudes pour 0.5% de spires CC au primaire.....	132
Figure 6. 23 : Comparaison de déphasage pour 0.5% de spires CC au primaire	133

LISTE DES TABLAUX

Tableau 1.1 : Valeurs de tensions des réseaux de transport et de distribution..... 10
Tableau 3.1 : Niveaux de tension des transformateurs45
Tableau 3.2 : Niveaux des tensions des lignes.....45
Tableau 4.1 : Représentation des systèmes cycliques..... 75
Tableau 4.2 : Propriétés courantes de l'opérateur « a » 75

LISTE DES ACRONYMES ET ABREVIATIONS

P, S : Indices respectifs du primaire et du secondaire

Rp, Lp : Résistance et inductance propre de la phase primaire

Rs, Ls : Résistance et inductance propre de la phase secondaire

Mp : Coefficient d'inductance mutuelle cyclique entre deux phases primaires

Ms : Coefficient d'inductance mutuelle cyclique entre deux phases secondaires

Lps : Inductance mutuelle cyclique entre 1 phase primaire et 1 phase secondaire **Vap, Vbp,**

Vcp : Tensions d'alimentation des phases primaires

Vas, Vbs, Vcs : Tensions d'alimentation des phases secondaires

Iap, Ibp, Icp : Courant des phases primaires

Ias, Ibs, Ics : Courant des phases secondaires

Ψap, Ψbp, Ψcp : Flux de phases primaires

Ψas, Ψbs, Ψcs : Flux de phases secondaires

ωb, ω : Pulsation des tensions d'alimentations et référentiel arbitraire

qdo : Les axes en quadrature, direct et homopolaire

pep : Puissance électrique primaire

We : Énergie électrique

Sn : Puissance apparente nominale

Zn : Impédance nominale

In, I0, Icc : Courant nominale, à vide et en court-circuit

Vn, V0, Vcc : Tension nominale, à vide et en court-circuit (simple)

P0, Pcc : Puissance à vide et en court-circuit

X1p, X1s : Réactance propre primaire et secondaire

Xm : Réactance de magnétisation

Pe : Puissance électromagnétique

Pab : Puissance absorbée

Pf : Puissance fournie

Pjp : Puissance Joule primaire

Pjs : Puissance Joule secondaire

FP : Facteur de Puissance

CEI : La commission électrotechnique internationale

ANSI : American National Standard Institut

PU : Per Unit

GRTE : Gestionnaire régionale du transport électrique

TP : Transformateur de Puissance

TC : Transformateur de Courant

TT : Transformateur de Tension

HT : Haute Tension

MT : Moyenne Tension

BT : Basse Tension

Trip : Signal de déclenchement (Trip Signal)

Φ : Flux Magnétique

DDP : Différence De Potentiel

Vn : Tension nominale entre phase et neutre (simple)

Un : Tension nominale entre phase et neutre (composée)

Introduction générale

1. Vue d'ensemble

Les centrales électriques étant souvent éloignées du consommateur, le transformateur, achemine l'énergie électrique de son point de production jusqu'à son point de consommation.

Durant le vingtième siècle, les réseaux d'énergie électrique ont été conçus pour permettre aux personnes qui en faisaient la demande d'accéder à l'énergie électrique. La préoccupation des exploitants allait alors vers la recherche d'un compromis entre les investissements et la sûreté d'approvisionnement. Par la suite, l'évolution des exigences a provoqué une mutation dans la manière de concevoir les ouvrages puis de les exploiter. La continuité de la fourniture, la qualité de l'onde électrique, la sécurité des biens et des personnes ainsi que la préservation de l'environnement ont pris une place importante dans la conception et la réalisation des réseaux d'énergie électrique. Aujourd'hui la nécessité de maîtriser les coûts semble également s'imposer. Afin de répondre aux obligations contractuelles ou réglementaires, les professionnels ont travaillé sur la fiabilité des matériels et sur l'optimisation des ouvrages [1].

De nos jours, de grands réseaux de haute tension sont connectés pour augmenter la fiabilité de l'alimentation électrique et pour permettre l'échange d'énergie électrique sur de grandes distances. Des complications, attribuées à plusieurs facteurs tels que la variation de la production d'électricité et/ou de la demande d'électricité, peuvent survenir et doivent être traitées pour éviter des perturbations potentiellement catastrophiques du système et pour maintenir la qualité requise de l'alimentation électrique [2].

Donc, il faut étudier les moyens de réduire les pertes techniques et de pérenniser les matériels par des politiques de maintenance adaptées. Quelles que soient leurs positions et leurs fonctions dans le réseau, les transformateurs sont des composants stratégiques qui représentent parfois des investissements très importants. Leur niveau de fiabilité est donc important. Il arrive toutefois que ces matériels soient soumis à des contraintes anormales pouvant réduire leur durée de vie.

Leurs spécifications, leurs conditions d'insertion et d'exploitation relèvent de considérations techniques, technologiques et économiques. L'expérience montre cependant que la qualité de l'insertion d'un transformateur prime sur tous les facteurs de performance et de longévité d'un transformateur en exploitation [3]. Le fonctionnement continu de ce type de machine donne naissance à des anomalies causées des fois par les conditions du service ou

par des facteurs environnementaux, un système de protection spécial doit être utilisé pour surveiller et protéger le transformateur, afin de prolonger sa durée de vie.

Le but principal de ce travail consiste à traiter le problème de la protection numérique des Transformateurs de Puissance (TP), par la détection, la localisation et l'exploitation des courants de séquences inverses (courants négatifs).

En plus de l'étude classique de ce problème, nous allons essayer de réfléchir sur la possibilité d'emploi d'une nouvelle approche de détection, localisation et discrimination des défauts basée sur la technique des composantes symétriques, et à travers l'introduction de la notion des relais et dispositifs numériques.

L'emploi de ces nouvelles techniques facilite et accélère, certainement, la réponse et le temps de déclenchement du relais digital. Par conséquent, la durée de vie du TP s'élèvera.

Cette étude sera couronnée par l'établissement d'un algorithme pour la, détection, localisation et discrimination des défauts vis-à-vis la zone de protection.

Un relais numérique de protection très performant assure la protection du transformateur principal, il regroupe plusieurs protections sous forme d'éléments à réglage différent, tel que la protection différentielle, surintensité de phase et surexcitation.

Cette étude porte sur les éléments de protection utilisés dans les centrales de production et de distribution d'énergie électrique [4].

La protection différentielle est l'une de ces protections, elle consiste à comparer le courant entrant et le courant sortant dans la zone protégée. Cette protection doit être fiable et rapide pour protéger et isoler le transformateur de puissance lors d'un défaut. On vise à modéliser cette protection afin d'établir une simulation dans des conditions de fonctionnement différentes pour mieux observer le comportement du système entier.

2. Introduction au transformateur de puissance

L'approvisionnement en énergie électrique est assuré par un ensemble d'infrastructures qui assure le transfert de cette énergie du point de production jusqu'au client. Un réseau électrique est l'ensemble des transformateurs, lignes, postes de livraison et d'autres équipements qui constituent une chaîne élémentaire pour la gestion de l'énergie électrique.

Dans un point de production tel que la centrale électrique, l'énergie produite est délivrée via un système spécial qui se base sur un transformateur.

Les transformateurs de puissance représentent un atout précieux pour les exploitants des réseaux électriques. Dans des conditions normales d'exploitation, la durée de vie moyenne des transformateurs de puissance est de l'ordre de trente à quarante ans [5]. Actuellement, la majorité des transformateurs de puissance installés sur les réseaux Algériens, sont proches de leur fin de vie utile. Avec le vieillissement des parcs de transformateurs de puissance, les exploitants des réseaux électriques font face à un énorme défi. Les défaillances de transformateurs, les réparations et les pertes de revenus. L'une des causes principales de défaillance des transformateurs est le vieillissement de leur système isolant (huile/ papier). En service, le système d'isolation subit une dégradation graduelle qui, avec le temps n'est plus capable de résister aux différentes contraintes. Étant l'un des éléments les plus essentiels du réseau électrique, la nécessité d'avoir des méthodes fiables de surveillance et de diagnostic amène les experts à explorer de nouvelles technologies pour améliorer la fiabilité et optimiser l'utilisation de chaque composant. L'objectif principal de ces méthodes est de maintenir ces transformateurs en fonction le plus longtemps possible, avec des coûts de maintenance aussi bas que possible. Les procédures de maintenance préventives sont devenues de plus en plus importantes. Ces maintenances préventives, qui s'appuient sur des techniques de diagnostic fiables, doivent non seulement permettre de prévenir mais également de prévoir les interventions efficaces pour prolonger la durée de vie des transformateurs.

Pour faire face à ces pressions permanentes, les techniques de diagnostic s'avèrent donc inévitablement nécessaires. Elles fournissent des outils indispensables pour améliorer le programme de maintenance classique – de la maintenance périodique vers la maintenance conditionnelle et prédictive. Comprendre l'état probable des transformateurs de puissance souvent implique différentes étapes où sont inclus les enregistrements des événements et les défaillances, les inspections périodiques, les tests et finalement les éléments de conception et d'exploitation avec l'historique de la maintenance [6].

Comme il est l'un des composants essentiels dans les systèmes de transport et de distribution électriques. Une avarie qui l'affecterait, serait de nature à provoquer des pertes de production, des atteintes à la qualité de service, à la sécurité des biens et des personnes ainsi que des risques pour l'environnement. Dans cet environnement, les transformateurs font partie de ces matériels qui ont probablement les plus bénéficiés des évolutions technologiques. Étant donné que le transformateur est un appareil électro magnétostatique destiné à transformer un système de courants variables en un ou plusieurs systèmes de

courants variables, d'intensité et de tensions généralement différentes, mais de même fréquence. Cet appareil n'effectue donc qu'un transfert d'énergie par voie électromagnétique.

Il comporte deux ou trois enroulements montés sur un circuit magnétique feuilleté, l'un est dit "Primaire" reçoit de la puissance active de la source et l'autre dit "Secondaire" fournit de la puissance active à la charge. Il peut fonctionner en abaisseur ou en élévateur, d'où son importance dans les réseaux de transport et de distribution électriques. Donc il reste à s'en convaincre de s'intéresser aux normes qui traitent de leur conception, de leur insertion et de leur exploitation ; d'où la nécessité de connaître les transformateurs équivalents, et l'estimation raisonnable de leurs paramètres [3,7].

3. État de l'art et principe du transformateur de puissance

Un transformateur remplit les fonctions essentielles : d'une part modifier le niveau de la tension pour atteindre celui demandé à la charge et d'autre part isoler galvaniquement celle-ci de la source d'alimentation. En d'autres termes Il réalise l'interface entre deux réseaux, entre un réseau et une installation ou entre un réseau et une machine. Il transmet une puissance électrique sous une tension de service spécifiée. Il est donc à l'origine du régime de neutre du réseau. Les exploitants des réseaux utilisent cependant les transformateurs pour d'autres raisons qui méritent d'être développées [8].

- Leur présence participe à la maîtrise des courants de court-circuit ;
 - Ils ont un rôle central dans la réalisation d'un régime de neutre ;
 - Ils offrent la possibilité de découpler les réseaux dans le système homopolaire ;
 - Ils mettent à la disposition des exploitants des moyens leur permettant de régler la tension du réseau ;
 - Ils peuvent assurer des fonctions de filtrage et de rééquilibrage des charges ;
 - Isoler un circuit électrique d'un courant continu circulant dans un autre circuit électrique ;
- Faire paraître une impédance comme ayant une autre valeur [9].

Par ses propriétés, il est un composant essentiel de la qualité de service apporté aux usagers et aux processus industriels. Ce paragraphe décrit les utilisations qui sont faites des transformateurs de puissance dans les réseaux publics ainsi que dans les centrales et les réseaux industriels.

Pour obtenir une connaissance de l'état des équipements et d'adopter les solutions les plus adéquates qui garantissent le fonctionnement correct des transformateurs, il est nécessaire d'effectuer périodiquement des inspections et des travaux de réparation. Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes au vu du nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné [10].

Dans ce qui suit, une étude théorique et analytique détaillée des transformateurs ainsi que les contraintes et les moyens de protection seront présentées. C'est à ces transformateurs qu'une partie de la présente thèse est entièrement consacrée. Ce sont les maillons critiques d'adaptation entre deux réseaux de tensions différentes.

4. Organisation et contenu de cette thèse

L'organisation de la thèse est étalée sur 6 chapitres. Une introduction générale aux transformateurs suivie par un premier chapitre qui se consacre au rôle des transformateurs dans les réseaux électriques de transport et de distribution, aux principaux éléments qui les constituent, aux particularités structurelles, aux différents types de transformateurs, aux différents modes de couplage, aux problèmes qui se posent pendant leur fonctionnement et à l'influence de leurs défauts sur le système énergétique.

Le chapitre 2, c'est une mise en évidence du transformateur à travers une étude analytique détaillée de ses différents circuits équivalents où deux approches de modélisation ont été distinguées:

- Approche orientée vers le calcul semi-analytique.
- Approche globale orientée vers le calcul analytique basé sur schémas équivalents électromagnétiques, tels que les circuits équivalents : linéaire, couplé, réel, complet et approximatif. Afin, d'apprécier la performance et le rendement de l'appareil. Une détermination des paramètres du transformateur a été faite par essais.

Le chapitre 3 fournit une description détaillée sur les modèles des transformateurs triphasés de puissance et leurs niveaux de tensions et de puissance. Leurs positionnements aux réseaux électriques et les problèmes de : échauffement, refroidissement, protection, défauts dans les enroulements etc., sont étudiés. Le développement d'un modèle bipolaires avec des enroulements disposés selon deux axes direct et en quadrature est bien expliqué à travers

l'application de la transformée de Park et aussi à travers une simulation numérique approfondie.

Le chapitre 4, fournit une description détaillée sur la technique des composantes symétriques et les transformateurs de puissance pour divers types de défauts. Modélisation et représentation graphique des tensions directes, inverses et homopolaires du transformateur de puissance en régime déséquilibré sont exposés.

Dans le chapitre 5, un aperçu des systèmes de protection des transformateurs existants, qui sont actuellement utilisés pour la protection des transformateurs de puissance, est décrit et en particulier la protection différentielle, dont la fonction principale est la protection contre les défauts internes mineurs de types entre spires (tour à tour). Le problème de détection de ces défauts est indiqué. La nouvelle méthode de protection est présentée. En plus, la logique de la technique proposée basée sur les courants de séquences inverses (négatives) est introduite dans ce chapitre. Les algorithmes de fonctionnement sont analysés et les facteurs limitant la sensibilité des dispositifs de protection sont trouvés, tel que l'irruption du courant de magnétisation (courant d'appel en anglais *inrush current*) au moment où le transformateur est mis sous tension.

Le chapitre 6 résume les travaux de recherche décrits dans la thèse et présente les conclusions générales. La performance de la technique proposée sous différentes connexions du transformateur de puissance, différents nombres de pourcentage de spires court-circuitées, différentes valeurs des paramètres du système, pendant la saturation des TC, et en présence du courant d'appel est étudiée. Ainsi que la performance de la protection différentielle analogique et numérique sont validés par une simulation déployée sur plusieurs quantités de spires court-circuitées des 2 enroulements primaire et secondaire du transformateur de puissance.

CHAPITRE 1**Généralités sur Les transformateurs****1.1 Introduction**

Un transformateur est un dispositif qui transforme une tension d'entrée à Courant Alternatif (CA) en une tension de sortie CA supérieure ou inférieure. Il transforme la puissance d'un circuit particulier à un autre sans changement de fréquence indépendamment des niveaux de tension. Les transformateurs sont des composants importants dans notre vie actuelle et ils rendent les réseaux de transport capables à transférer efficacement des centaines de mégawatts de puissance sur de longues distances.

Le transformateur est un appareil statique (c'est-à-dire ne comportant aucune pièce mobile) constitué d'un, deux ou plusieurs bobinages couplés magnétiquement et séparés électriquement avec ou sans noyau magnétique. Il transfère l'énergie électrique d'un circuit à l'autre par induction électromagnétique.

L'enroulement raccordé à l'alimentation principale en courant alternatif est appelé enroulement primaire et l'enroulement raccordé à la charge ou à partir duquel l'énergie est délivrée est appelé enroulement secondaire. Ces deux enroulements avec une bonne isolation sont enroulés sur un noyau laminé qui fournit un chemin magnétique entre les enroulements.

Lorsque l'enroulement primaire est alimenté par une source de tension alternative, un flux ou champ magnétique alternatif est produit dans le noyau du transformateur. L'amplitude du flux magnétique dépend de l'amplitude de la tension appliquée, de la fréquence de l'alimentation et du nombre de tours sur le côté primaire.

Ce flux circule à travers le noyau et se lie donc avec l'enroulement secondaire. Basée sur le principe de l'induction électromagnétique, cette liaison magnétique induit une tension dans l'enroulement secondaire. C'est ce qu'on appelle l'induction mutuelle entre deux circuits. La tension secondaire dépend du nombre de tours sur le secondaire ainsi que du flux magnétique et de la fréquence.

Les transformateurs sont largement utilisés dans les réseaux électriques pour produire les valeurs variables de la tension et des courants à la même fréquence. Par conséquent, un rapport de tension désiré est obtenu par le transformateur par des tours primaires et secondaires appropriés.

Dans le transformateur élévateur, la tension secondaire est supérieure à la tension primaire. Cela est dû au nombre inférieur de tours dans le primaire par rapport au secondaire. Ce type de transformateur est utilisé pour élever la tension à un niveau plus haut. Ils sont exploités dans les réseaux de transport et sont dotés de puissances plus grande.

Dans le transformateur abaisseur, la tension secondaire est inférieure à la tension primaire en raison du nombre de tours réduit dans l'enroulement secondaire. Par conséquent, ce type de transformateur est utilisé pour réduire la tension à des niveaux spécifiés du circuit. La plupart des alimentations utilisent le transformateur abaisseur pour maintenir la plage de fonctionnement du circuit à une limite de tension plus sûre. Ce type de transformateurs est utilisé dans les réseaux de distribution. Cela prouve que ces appareils sont des éléments très importants de tous les réseaux électriques transport ou distribution. Malheureusement, ils sont soumis à des défaillances et des conditions de fonctionnement anormales qui peuvent affecter non seulement le transformateur lui-même, mais aussi d'autres équipements connectés à eux. Ainsi, il est essentiel de fournir une protection suffisante pour eux [11]. De nos jours, les relais à microprocesseur sont largement utilisés pour protéger les équipements électriques.

Les caractéristiques de relais différentiels sont utilisées pour fournir une protection et une surveillance multi-niveaux rapides et sensibles.

Les éléments responsables de la détection des défaillances entre spires (tour-à-tour) sont des éléments différentiels numériques à base des composantes symétriques en général et plus particulièrement à base de courants à séquences inverses (négative). Lors de défaillances internes graves, les transformateurs peuvent se saturer et ralentir la vitesse de fonctionnement du relais, ce qui affecte leurs sensibilités et peut terminer par endommager l'équipement.

I.2 Définition

Les instituts scientifiques américains : American National Standards Institute (ANSI) et Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) définissent le transformateur comme un appareil électromagnétique statique « qui ne contient aucune partie mobile », utilisé dans les réseaux pour transférer la puissance entre circuits via l'induction électromagnétique. Le terme transformateur de puissance est utilisé pour se référer aux transformateurs qui se trouvent entre les circuits de production et de distribution électrique. Sont généralement de 500 kVA et plus [12-13].

1.3 Circuit équivalent électromagnétique d'un transformateur monophasé

En vertu de la loi de Faraday qui stipule que, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable Φ circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice (f.é.m.) proportionnelle dans le temps aux taux de changement ($d\Phi/dt$) et au nombre de spires que comporte cet enroulement. Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension proportionnelle au nombre de spires du secondaire. La fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation du courant secondaire. Le noyau ferromagnétique fournit un chemin de canalisation de flux magnétique tel que montré par la figure 1.1.

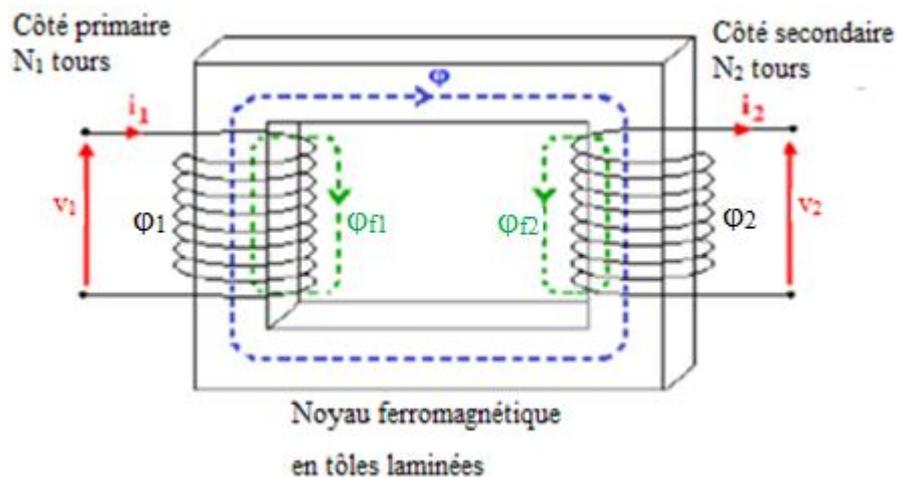


Figure 1.1 : Circuit équivalent électromagnétique d'un transformateur monophasé

1.4 Rôle des transformateurs

Pour transférer l'énergie électrique d'un circuit à l'autre via un champ magnétique commun sans aucune connexion électrique directe afin de l'adapter aux différents besoins d'utilisation excepté dans les autotransformateurs[14].

Les transformateurs de puissance sont disponibles en monophasés ou triphasés, comportent généralement deux enroulements: Primaire, de tension v_1 et parcouru par un courant i_1 , secondaire, de tension v_2 et parcouru par un courant i_2 . Ces deux enroulements sont galvaniquement séparés et parcourus par des courants (i_1 et i_2) conventionnellement de sens inverse [15]. Ils sont très employés dans les réseaux électriques, par exemple pour réduire les pertes de puissance en ligne dans le transport de l'énergie électrique, on trouve des transformateurs élévateurs en sortie des centrales de production et plus proche des points

d'utilisation, on trouve des transformateurs chargés d'abaisser la tension. Seuls les transformateurs de puissance permettent très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous tension élevée par exemple de 200kV, 400kV et plus entre phases, puis l'abaisser ensuite, étape par étape pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux jusqu'à la tension d'alimentation domestique [16].

1.5 Transformateur de distribution

Chaque transformateur qui tire la tension du circuit primaire de distribution et l'abaisse au circuit de service du consommateur est un transformateur de distribution. Ils sont utilisés à la fin du système de distribution des installations électriques.

1.6 Tensions des réseaux de transport et de distribution

Pour le transport d'électricité HTB : 400KV ; 220KV ; 60KV. Par le Gestionnaire Régionale de Transport Electricité (GRTE).

Pour la distribution d'électricité Réseaux de distribution [17]: 1- HTA : 30KV :10KV. BT : 380V ; 220V. La figure 1.2 montre un transformateur de puissance sur site d'une installation de distribution.

Tableau 1.1 : Valeurs de tensions des réseaux de transport et de distribution [18].

		En courant alternatif	En courant continu lissé
Très basse Tension		$U_n \leq 50V$	$U_n \leq 120V$
Basse Tension	BT	$50V < U_n \leq 1\ 000V$	$120V < U_n \leq 1500V$
Domaine BT			
Haute Tension	HTA	$1000V < U_n \leq 50\ 000V$	$1\ 500V < U_n \leq 75\ 000V$
Domaine HT	HTB	$U_n > 50\ 000V$	$U_n > 75\ 000V$

NB: Un courant continu lissé, c'est un courant qui s'approche du courant constant, mais qui conserve un certain taux d'ondulation.



Figure 1.2 : Transformateur de puissance sur site d'exploitation d'électricité

1.7 Principaux paramètres d'un transformateur

Le transformateur est constitué d'un circuit magnétique feuilleté et d'un ensemble de bobines séparées par des écrans électrostatiques qui entourent des noyaux ferromagnétiques

Chaque bobine formant le milieu conducteur est organisée en paquets de spires et chaque spire étant constituée de brins élémentaires. Les différents types de transformateurs se distinguent suivant la disposition géométrique de leurs constituants et la forme de leur circuit magnétique et du type de refroidissement [19].

1.8 Constitution des transformateurs de puissance

Dans la pratique, la majorité des transformateurs de puissance sont de construction triphasée. Pour des raisons d'encombrement (poids et dimensions) et de transport, on les trouve aussi en unités monophasées.

Le transformateur est indissociable d'autres composants qui doivent être conçus en même temps comme le changeur de prises, les traversées isolées, les protections et leurs capteurs. Les bornes de traversées basses et hautes tensions qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches ;

La cuve constituée de tôles d'acier. Les parois de la cuve sont, selon les modèles, radiantes à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une vanne d'arrêt [20]. La

structure et les soudures d'assemblage peuvent être renforcées dans le cas où une bonne tenue au vide est nécessaire.

Le noyau magnétique constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possible du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique.

Les enroulements (feuillard ou rond, de cuivre ou d'aluminium) sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation d'huile et les échanges thermiques.

Le conservateur d'huile (réservoir métallique en acier) est situé sur le dessus du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de se varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni dénuder les parties actives. Dans certains cas, une poche souple est présente dans le conservateur; elle permet d'éviter à l'huile d'entrer en contact avec l'air ambiant. Certains transformateurs sont munis d'assécheur permettant de limiter la teneur en eau de l'air pénétrant dans le conservateur [21].

1.9 Défaillances des transformateurs en service

Les transformateurs de puissance sont parmi les éléments les plus importants du réseau de transport et de distribution de l'électricité, leur place au sein de cette infrastructure est primordiale et critique. Ils sont normalement prévus pour fonctionner plus de 30 ans [22], ce qui fait de ces appareils l'une des machines les plus fiables construites par l'industrie électrique. Leurs défaillances en service sont très contraignantes pour l'exploitation et le développement du réseau. Elles sont habituellement causées par des contraintes électriques, thermiques et mécaniques ou d'autres incidents.

Pour éviter l'avarie des transformateurs et les maintenir en bonne condition de fonctionnement, des programmes d'entretiens préventifs courants sont employés par le GRTE et des techniques de surveillance d'état des transformateurs ont été mises en œuvre.

Malgré cela, au niveau du GRTE il a été enregistré entre 2000 et 2011 une moyenne de 5 transformateurs retirés d'exploitation par année. Ces retraits sont dus à des avaries suite à des incidents ou à des retraits par mesure préventive suite aux résultats d'analyse d'huile. La figure

1.3 montre le pourcentage des éléments qui tombent en panne fréquemment chez la station GRTE d'EL Hassi à Sétif.

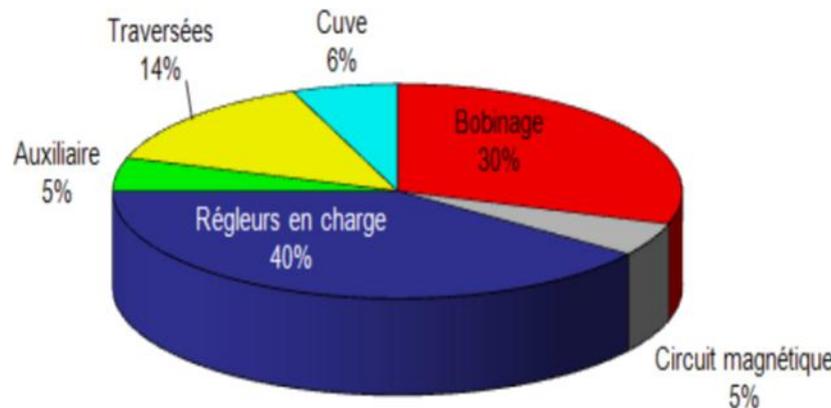


Figure 1.3 : Pourcentage des origines de défauts

Tout cela a poussé le GRTE à rechercher les meilleures façons pour faire face aux situations générées par les avaries des transformateurs que ce soit en terme de dispositions visant à minimiser le taux d'avarie à travers l'amélioration continue de la maintenance et la prise en charge de la réparation des unités avariées [23].

1.10 Transformateurs de Mesures

Les transformateurs de mesures sont des transformateurs spéciaux, qui ont pour but d'une part la protection du personnel lors de mesures de la tension ou de courant des lignes de distribution à haute tension. D'autre part les transformateurs de mesure permettent l'utilisation des voltmètres et ampèremètres à calibres usuels (150v, et 5A par exemple). L'isolation galvanique réalisée par le transformateur isole et sécurise l'utilisateur et le matériel car la tension recueillie aux bornes du secondaire appartient au domaine B.T [24].

Les transformateurs de mesure (tension et courant) fournissant les tensions (phase-neutre) et courant de chaque phase ainsi que le courant dans le neutre éventuellement. Ils ramènent les valeurs courant et tension des valeurs nominales (quelques dizaines ou centaines de kV et d'ampères) à des valeurs conventionnelles (110 V et 5 A) qui peuvent alimenter directement le relais différentiel. Ce traitement pourrait changer dans le futur avec l'avènement des transformateurs « optiques » qui donnerait l'information directement digitalisée.

1.10.1 Transformateur de tension (TT)

Les transformateurs de tension sont utilisés sur les lignes à haute tension pour alimenter les appareils de mesure (voltmètres, wattmètres, etc. ...) ou de protection (relais). Ils servent à isoler ces appareils de la haute tension. Le rapport de transformation est choisi de façon que la

tension secondaire soit d'une centaine de volts, ce qui rend possible l'emploi d'instrument de fabrication courante (0-150V) pour la mesure de tension élevées.

Leur construction diffère très peu de celles des transformateurs de puissance. Cependant leur puissance nominale est faible (<500VA). Le primaire des transformateurs de tension est branché en parallèle avec le circuit dont on veut mesurer la tension comme montre la figure suivante :

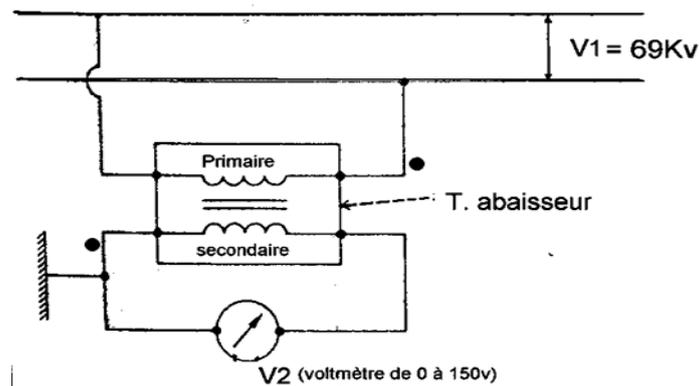


Figure 1.4 : Montage d'un transformateur de potentiel [25]



Figure 1.5 : Photo d'un transformateur de tension (potentiel) sur site d'exploitation [26]

On doit toujours connecter un des fils de l'enroulement secondaire à la masse, sans quoi on risque de prendre un choc en s'approchant de l'instrument de mesure ou de ses fils de raccordement. Car la capacitance distribuée entre les 2 enroulements effectue une connexion invisible qui peut donner au secondaire une tension très élevée par rapport au sol, si on néglige de le raccorder à la masse.

1.10.2 Transformateur de courant (TC)

Les transformateurs de courant sont utilisés pour ramener à une valeur facilement mesurable les courants très intenses des lignes à haute ou à basse tension et pour isoler les appareils de mesure ou de protection des lignes à haute tension.

Le primaire de ces transformateurs est monté en série dans la ligne où l'on veut mesurer le courant comme montre la figure suivante :

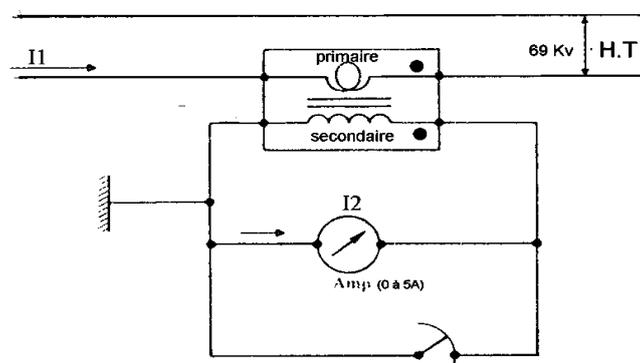


Figure 1.6 : Montage d'un transformateur de courant (TC)



Figure 1.7 : Photo du transformateur de courant sur site d'exploitation

Ces transformateurs sont seulement employés pour des fins de mesure et de protection, donc leur puissance est faible de l'ordre de 200VA. Comme dans le cas des transformateurs de potentiel, on doit toujours raccorder un des fils secondaire à la masse.

On ne doit jamais ouvrir le secondaire d'un transformateur de courant lorsque le primaire est alimenté.

Les symboles des transformateurs de mesure sont illustrés par la figure 1.8.

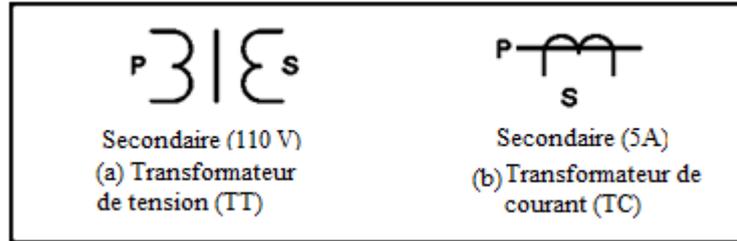


Figure 1.8 : Symboles des transformateurs de mesure

1.10.3 Autotransformateur

Un autotransformateur est un transformateur dans lequel un des enroulements et une fraction de l'autre sont communs, et toujours bobinés sur la même carcasse, comme montre la figure suivante :

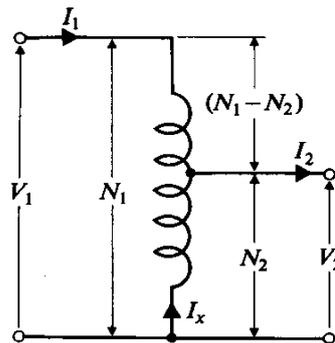


Figure 1.9 : Circuit électrique de l'autotransformateur

Si on néglige le courant de magnétisation, les tensions sont toujours proportionnelles aux nombres de tours :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \tag{1.1}$$

L'équation d'équilibre des f.m.m dans le noyau s'écrit :

$$(N_1 - N_2)I_1 + N_2(I_1 - I_2) = 0, \text{ soit } \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \tag{1.2}$$

Il n'y a pas de différence essentielle de fonctionnement entre un autotransformateur et un transformateur à enroulement séparés. Les autotransformateurs sont surtout utilisés lorsque le rapport de transformation est assez voisin de 1.

Quand on a besoin d'une tension variable de zéro à 600^v ou moins, on a souvent recours à un autotransformateur ayant une prise mobile (connexion variable voir figure 1.9)



Figure 1.10 : Photo d'un autotransformateur sur site d'exploitation

1.10.4 Avantages & Inconvénients des autotransformateurs

Leurs principaux avantages sont:

- 1) A puissance égale, ils sont plus économiques que leurs équivalents à deux bobines. (Moins de cuivre).
- 2) Ils ont un très bon rendement.

Leurs principaux inconvénients sont:

- 1) Le courant direct entre le primaire et le secondaire (pas d'isolement).
- 2) La nécessité de protéger les enroulements (valeur élevée du courant de court-circuit).

1.11 Couplages du transformateur triphasé

Comme tous les récepteurs triphasés, le primaire d'un transformateur peut avoir ses enroulements couplés en étoile ou en triangle. De la même façon, les bobines secondaires pourront être connectées en étoile, en triangle ou en zig- zag.

Remarque : Le couplage zig-zig est obtenu en divisant les trois bobines d'un enroulement en six bobines. Pour avoir une phase, on met en série deux demi-bobines prises sur des colonnes différentes en sens inverse.

Pour choisir un couplage adéquat, il faut vérifier quelques critères, citons quelques-unes générales :

- A très hautes tensions, on aura intérêt à choisir un couplage étoile pour que chaque bobine n'ait à supporter que : $V = U / \sqrt{3}$
- Pour les courants très forts, on préférera le montage triangle où chaque enroulement n'est parcouru que par un courant d'intensité : $J = I / \sqrt{3}$
- Aux faibles déséquilibres ($I_{\text{neutre}} \leq 10\% \cdot I_{\text{ligne}}$), primaire et secondaire seront couplés en étoile avec conducteurs neutres;
- Si le déséquilibre est plus important, le primaire restera en étoile mais le secondaire sera connecté en zigzag ;
- Si le déséquilibre et la puissance sont importants, on utilisera un montage triangle-étoile pour économiser du cuivre au secondaire [27].

1.12 Indice horaire

Les conditions de couplage des enroulements primaires et secondaires ont aussi pour effet d'introduire un déphasage entre des tensions primaires et secondaires et homologues, c'est à dire apparaissant entre les bornes désignées par des mêmes lettres (V_A, V_a) ou (U_{AB}, U_{ab}).

En pratique, le déphasage θ obtenu est toujours un multiple entier de 30° .

$\theta =$ retard d'une tension BT sur son homologue HT.

L'indice horaire est indiqué par un chiffre dans le groupe de couplage «11» est donné par un pas de 30° I est : $I = \theta / 30^\circ$ $0 \leq I \leq 11$ (entier) [28].

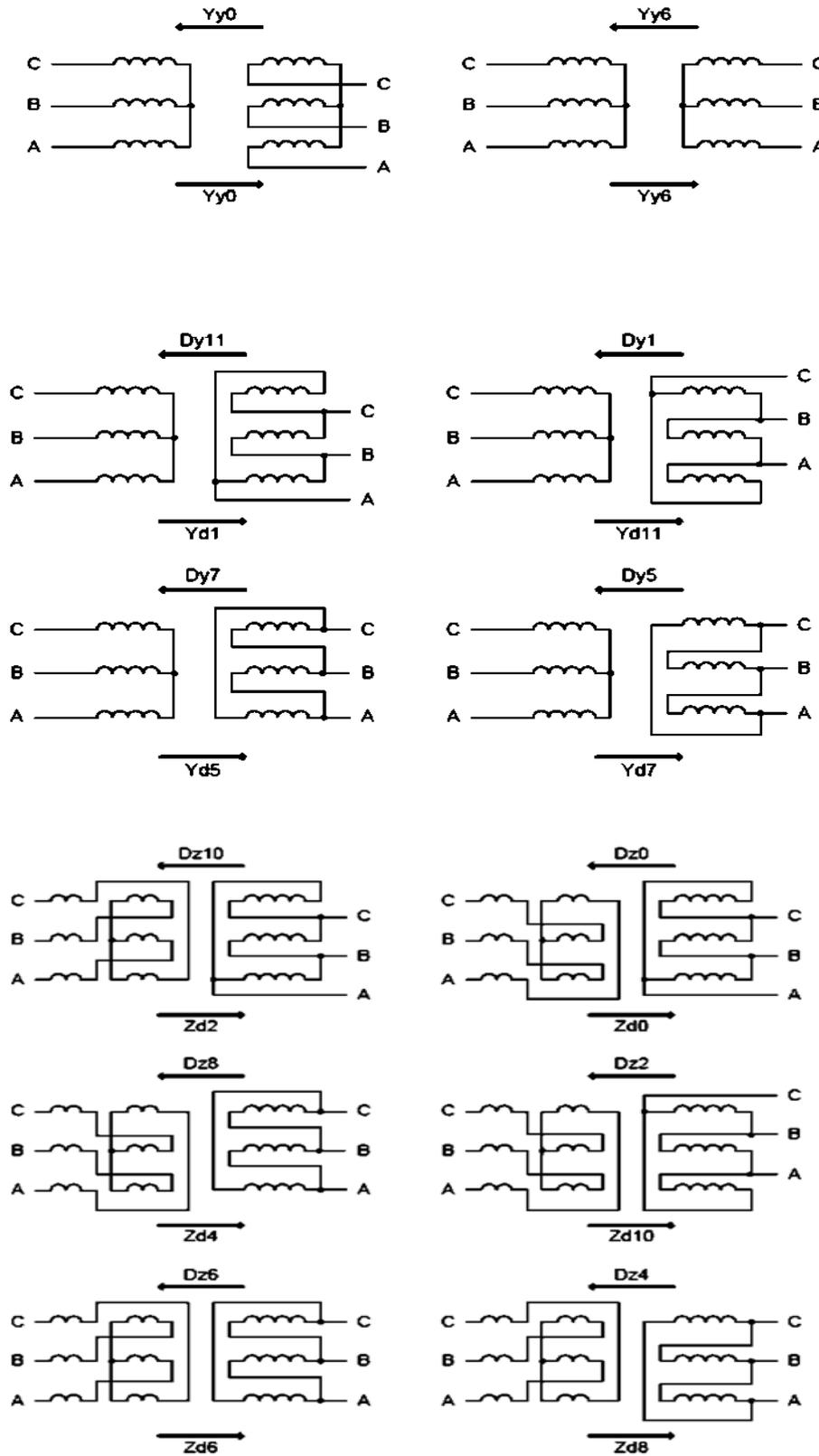
1.13 Les principaux couplages sont

Les couplages sont normalisés et possèdent un symbole qui indique le mode de connexion électrique, et un indice horaire qui indique le déphasage en tension entre les bornes primaires et secondaires de la phase. Le mode de couplage résulte un déphasage entre les tensions primaires et secondaire.

La représentation de Fresnel du système des tensions permet de déterminer la valeur de déphasage.

Les enroulements sont couplés en respectant la tension maximale supportée par chaque enroulement. Dans le raccordement étoile au secondaire chaque enroulement de phase est connecté à un point commun (point neutre) mise à la terre.

Des couplages avec des indices horaires compatibles (notion de groupe) sont montrés dans le schéma suivant:



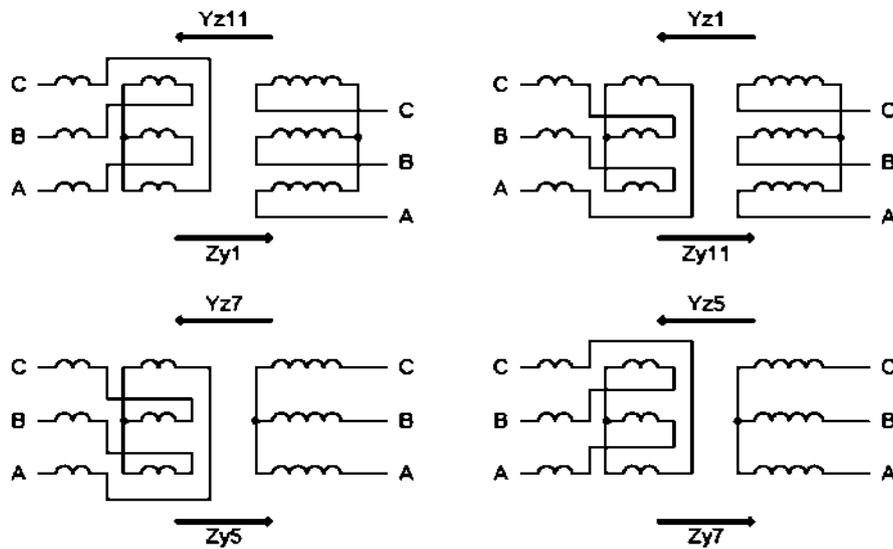


Figure 1.11 : Schémas de couplage du transformateur principal et indice horaire [29]

1.14 Conclusion

Dans ce chapitre des généralités sur les transformateurs sont présentées, un aperçu sur les principaux éléments qui les constituent, leur rôle et fonctionnement ont été donnés. Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique, ils peuvent rencontrer des contraintes d'ordre électrique ou mécanique qui se traduisent par des pannes surtout électriques. Il est donc très important de choisir les matériaux tels que les isolants les plus performants, afin d'optimiser l'exploitation de l'appareil en évitant les court-circuits entre spires et entre les conducteurs. À la fin de ce chapitre, différents types de transformateurs spéciaux sont présentés avec leurs propriétés.

CHAPITRE 2**Modélisation analytique des transformateurs****2.1 Introduction**

La compréhension des phénomènes électromagnétiques qui régissent le fonctionnement des transformateurs et la détermination de ses pertes, constitue une étape déterminante pour l'exploitation optimale des transformateurs et également pour leur conception. La modélisation des transformateurs est une tâche très difficile due à l'introduction des caractéristiques du noyau magnétique tel que la saturation, l'hystérésis et les pertes par courants de Foucault aussi bien que de sa topologie et de la configuration de ses enroulements. Ainsi, une variété de méthodes pour sa modélisation et analyse de son comportement pour différents états fonctionnels ont été développés. Deux approches de modélisation à distinguer :

- Approche locale orientée vers le calcul numérique ou bien semi-analytique.
- Approche globale orientée vers le calcul analytique basé sur un schéma équivalent électromagnétique.

2.2 Principales définitions

Les transformateurs sont des machines électriques entièrement statiques, cette absence de mouvement est d'ailleurs à l'origine de leur excellent rendement. Leur utilisation est primordiale pour le transport de l'énergie électrique où l'on préfère transporter des volts plutôt que des ampères car l'augmentation de la tension limite les pertes d'énergie [30]. Ils assurent l'élévation de tension entre la source (alternateurs fournissant du 20 kV et plus) et le réseau de transport, puis ils permettent l'abaissement de la tension du réseau vers l'utilisateur. Pour une même énergie transportée, plus la tension est élevée plus la valeur du courant est faible et plus la section nécessaire des conducteurs de la ligne de transport d'énergie est faible.

2.3 Invention

En 1831 Michael Faraday réussit à induire un courant dans un circuit électrique secondaire.

En 1832 Joseph Henry observe l'étincelle se produisant à l'ouverture d'un circuit électrique et nomme ce phénomène *extra-courant de rupture*. C'est la découverte de l'auto-induction.

En 1835 Charles Grafton Page expérimente un autotransformateur.

En 1837 Nicholas Joseph Callan réalise le premier transformateur composé d'un primaire et d'un secondaire.

En 1838 Charles Grafton Page construit une bobine d'induction qui peut être considérée comme l'ancêtre de la bobine de Ruhmkorff.

En 1845-1850 Antoine Masson et Louis Bréguet fabrique une bobine d'induction à axe verticale.

En 1851-1856 Heinrich Ruhmkorff mit au point la bobine qui porte son nom en se basant sur les travaux de ses prédécesseurs et en fait un instrument scientifique performant qu'il commercialise.

En 1883, Lucien Gaulard et John Dixon Gibbs réussissent à transmettre pour la première fois, sur une distance de 40 km, du courant alternatif sous une tension de 2000 volts à l'aide de transformateurs avec un noyau en forme de barres. En 1884, Lucien Gaulard, jeune électricien français, présente à la Société française des Électriciens, un « générateur secondaire », dénommé depuis transformateur.

En 1884 Lucien Gaulard met en service une liaison bouclée de démonstration (133 Hz) alimentée par du courant alternatif sous 2000 volts et allant de Turin à Lanzo et retour (80 km). On finit alors par admettre l'intérêt du transformateur qui permet d'élever la tension délivrée par un alternateur et facilite ainsi le transport de l'énergie électrique par des lignes à haute tension.

Gaulard se bat contre les tenants du continu (parmi lesquels Desprez). Cette lutte est aussi âpre que celle qui oppose Edison (tenant du continu) à Tesla et Westinghouse (tenant de l'alternatif) outre Atlantique à la même époque.

La reconnaissance de Gaulard interviendra trop tardivement. Entre-temps, des brevets ont été pris aussi par d'autres. Le premier brevet de Gaulard en 1882 n'a même pas été délivré en son temps, sous prétexte que l'inventeur prétendait pouvoir faire « quelque chose de rien » ! Gaulard attaque, perd ses procès, est meurt ruiné dans un asile d'aliénés en 1888.

Ainsi, en 1885, les Hongrois Károly Zipernowsky, Miksá Déry et Otto Titus Bláthy mettent au point un transformateur avec un noyau annulaire commercialisé dans le monde entier par la firme Ganz à Budapest.

Le transformateur de Gaulard de 1886 n'a pas grand-chose à envier aux transformateurs actuels, son circuit magnétique fermé (le prototype de 1884 comportait un circuit magnétique

ouvert, d'où un bien médiocre rendement) est constitué d'une multitude de fils de fer annonçant le circuit feuilleté à tôles isolées.

2.4 Symboles

Sur la Figure 2.1, on voit 3 symboles. Les trois barres verticales symbolisent le noyau magnétique qui permet à l'énergie magnétique de passer du bobinage primaire au bobinage secondaire.

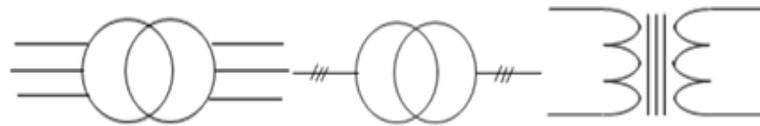


Figure 2.1 : Schémas symboliques du transformateur triphasé

2.5 Utilisation

Les transformateurs sont utilisés pour isoler les circuits électriques les uns des autres, car seul un couplage magnétique subsiste entre eux. Le courant alternatif parcourant l'enroulement primaire fait apparaître dans chacun d'eux une force électromotrice (f.é.m.) alternative, l'enroulement secondaire peut être considéré comme une source de tension alternative.

Un transformateur généralement se compose d'un noyau en tôles d'acier spécifique, de deux ou plusieurs enroulements à couplage électromagnétique. Selon le nombre d'enroulements, le transformateur est dit à 2, 3 ou plusieurs enroulements. Il ne pourrait pas y avoir de transport d'énergie électrique à grande distance sans transformateurs [31]. Les transformateurs sont réalisés en toutes puissances et tensions, de quelques VA et à basse tension pour l'alimentation de circuits électroniques à quelques centaines de MVA et de kV pour l'alimentation ou le couplage des réseaux de transport de l'énergie électrique. Le transformateur est également utilisé comme adaptateur d'impédance en électronique [32].

2.6 Bobinage du transformateur

Les transformateurs secs sont constitués de bobinages enveloppés d'une résine époxy, leur conférant une bonne tenue aux chocs thermiques et absence de fissuration de la résine dans le temps, une insensibilité au milieu ambiant et une bonne résistance au feu. Ce type de transformateur est refroidi par l'air ambiant [33].

L'isolation des enroulements des transformateurs de type sec enrobé (ou encapsulé) est réalisée par des isolants secs. Le refroidissement est donc assuré par l'air ambiant sans liquide intermédiaire. Les transformateurs secs enrobés répondent en général aux exigences plus sévères, l'enrobage possède une excellente résistance au feu et une autoextinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables, humidité...) tout en garantissant une parfaite protection de l'environnement et des personnes [34].

2.7 Transformateurs de type émergé

Sont immergés dans l'huile minérale à remplissage intégral hermétique type ONAN pour une température ambiante maxi 40°C. Installation à l'intérieur ou à l'extérieur [35].

Le liquide utilisé comme diélectrique dans ces transformateurs est l'huile minérale. Toutefois des alternatives plus écologiques apparaissent, et l'on trouve des transformateurs immergés dans ; soit de l'huile minérale, tirée du pétrole soit de l'huile végétale, extraite des plantes. Ces liquides étant inflammables, voire très inflammables dans le cas de l'huile minérale, il est recommandé de prendre des mesures de sécurité.

2.8 Principe de fonctionnement

Un transformateur monophasé est un transformateur formé par 2 enroulements en fil de cuivre l'un est dit "primaire" N_1 ; l'autre "secondaire" N_2 . Ces enroulements sont enroulés autour d'un noyau magnétique constitué d'un empilage de tôles minces en acier. Celui-ci permet de relier magnétiquement le primaire et le secondaire en canalisant les lignes du champ magnétique produites par le primaire. Le positionnement des enroulements doit être réalisé minutieusement de sorte que le flux produit dans un enroulement rejoigne le maximum de tours de l'autre enroulement. La figure 2.2 représente un transformateur à 2 enroulements enfilés autour d'un noyau ferromagnétique.

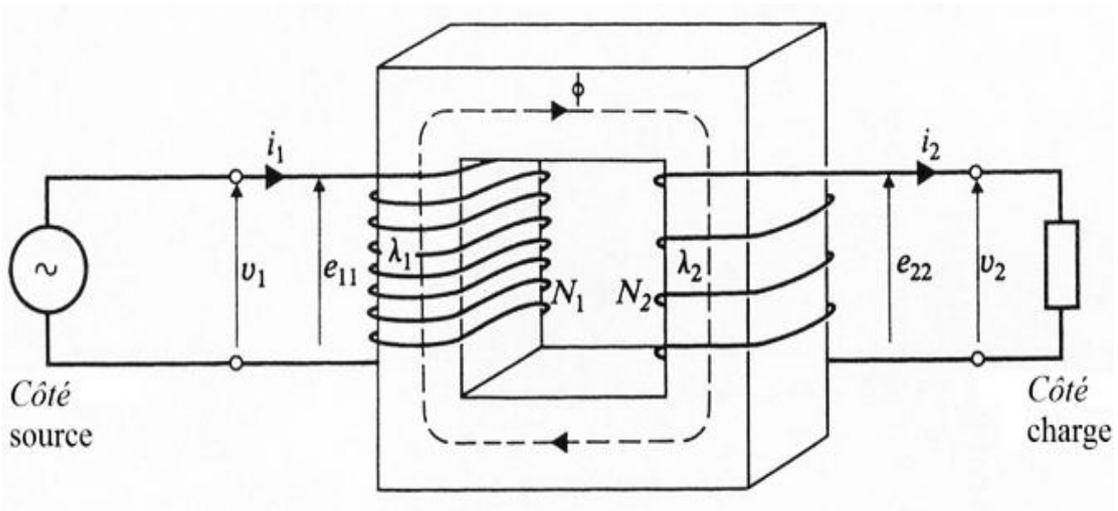


Figure 2.2 : Schéma de principe d'un transformateur monophasé

L'emploi des transformateurs dans les circuits énergétiques exige l'absence totale des pertes en énergie [36].

Le transformateur est alimenté par une différence de potentiel (d.d.p.) sinusoïdale v_1 en fonction du temps appliquée entre les extrémités du primaire. Une charge est raccordée entre les extrémités de N_2 . L'application de la d.d.p. de la source crée un flux alternatif dans le noyau magnétique.

2.9 Étude analytique du modèle de base du transformateur

Quand on applique une (d.d.p.) v_1 entre les extrémités de N_1 un courant i_1 traversera cet enroulement et une force magnétomotrice (f.m.m) $N_1 i_1$ produira un flux ϕ dans le noyau et un flux de liaison λ_1 dans N_1 . La variation de v_1 en fonction du temps induira une f.é.m e_{11} dans N_1 , d'où:

$$e_{11} = \frac{d\lambda_1}{dt} \text{ V} \tag{2.1}$$

$$\text{Puisque } \lambda_1 = N_1 \phi \text{ Wb} \tag{2.2}$$

$$\text{Donc } e_{11} = N_1 \frac{d\phi}{dt} \text{ V} \tag{2.3}$$

Si la résistance de l'enroulement est négligeable donc

$$v_1 = e_{11} \text{ V} \tag{2.4}$$

Quand ϕ atteint N_2 il produira un flux de liaison λ_2 d'où :

$$e_{22} = \frac{d\lambda_2}{dt} = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad \text{V} \quad (2.5)$$

Si une charge passive (une résistance par exemple) est raccordée entre les extrémités de N_2 , donc e_{22} engendrera i_2 qui circulera dans le sens indiqué sur la figure 2.2, la résistance de N_2 est négligeable d'où $v_2 = e_{22}$

$$\text{Alors on obtient : } \frac{v_1}{v_2} = \frac{e_{11}}{e_{22}} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (2.7)$$

Le rapport des tensions est égal au rapport des tours « rapport de transformations »

$$\Rightarrow v_1 = \frac{N_1}{N_2} v_2 \quad (2.8)$$

$$\text{La f.m.m résultante à chaque instant est : } F = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad \text{A} \quad (2.9)$$

À l'aide de l'hypothèse "une perméabilité élevée d'un noyau ne nécessite qu'une négligeable f.m.m. pour établir un flux dans ce noyau".

$$\text{Donc : } N_1 I_1 - N_2 I_2 \cong 0 \quad (2.10)$$

$$\Rightarrow i_1 = \frac{N_2}{N_1} i_2 \quad \text{A} \quad (2.11)$$

Des équations (2.8) et (2.11) on a :

$$v_1 i_1 = v_2 i_2 \quad \text{W} \quad (2.12)$$

C'est-à-dire que :

$$\text{La puissance instantanée d'entrée} = \text{la puissance instantanée de sortie.} \quad (2.13)$$

Maintenant si v_1 est sinusoïdale en fonction du temps donc la figure 2.3 suivante représente un transformateur idéal.

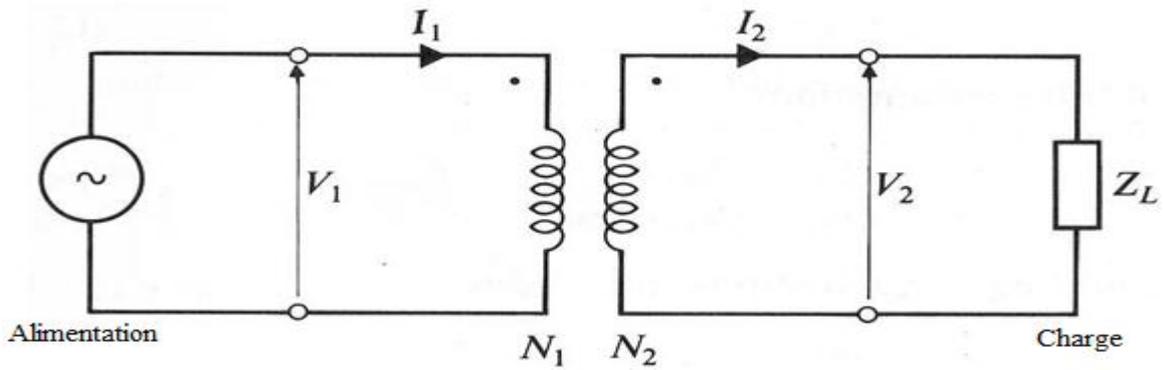


Figure 2.3 : Transformateur idéal

Les points noir sur le schéma indiquent la fin des enroulements où le potentiel est considéré positif par rapport aux débuts des enroulements. Les équations du circuit de la figure 2.3 sont :

$$\overline{V}_1 = \frac{N_1}{N_2} \overline{V}_2 \quad \text{v} \tag{2.14}$$

$$\overline{I}_1 = \frac{N_2}{N_1} \overline{I}_2 \quad \text{A} \tag{2.15}$$

$$\Rightarrow \frac{\overline{V}_1}{\overline{I}_1} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 \frac{\overline{V}_2}{\overline{I}_2} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 \overline{Z}_L \quad \Omega \tag{2.16}$$

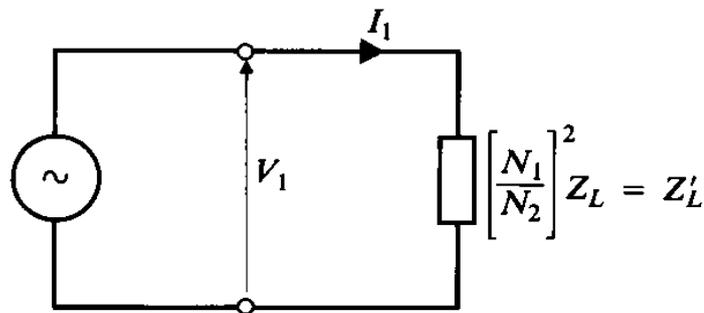


Figure 2.4 : Impédance du circuit référée au côté source du transformateur idéal

$$\Rightarrow \overline{Z}_L = \overline{V}_2 / \overline{I}_2 \quad \Omega \tag{2.17}$$

De l'équation (2.16) et en référence aux instruments de mesure raccordés entre les bornes de la source de la figure 2.4 deviendra comme montre la figure 2.5.

Donc le transformateur idéal de la figure 2.3 et la charge passive connectée entre les bornes de son secondaire sont remplacés par l'impédance :

$$\overline{Z_L}' = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 \overline{Z_L} \quad \Omega \tag{2.18}$$

Donc, le rapport de transformation est utilisé pour changer l'impédance de la charge imposée à la source.

Pour obtenir un transfert maximum d'énergie d'une source d'impédance interne Z_s vers une charge résistive d'impédance Z_L il faut choisir le rapport de tours de sorte que :

$$\overline{Z_L}' = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 Z_L = Z_s \quad \Omega \tag{2.19}$$

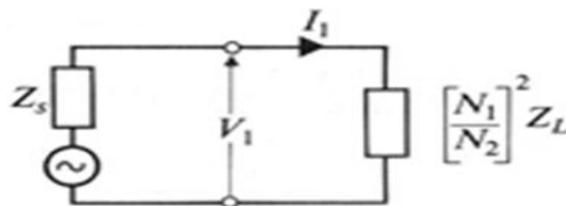


Figure 2.5 : Transfert maximal de puissance

Si Z_L est complexe donc pour avoir un transfert maximum d'énergie il faut que :

$$\overline{Z_L}' = \overline{Z_s}^* \quad \Omega \tag{2.20}$$

Où $\overline{Z_s}^*$ est le conjugué de $\overline{Z_s}$.

2.9.1 Circuit Équivalent d'un transformateur linéaire

Le circuit équivalent linéaire du transformateur est représenté par la figure 2.6 sur laquelle sont mentionnés les différents paramètres

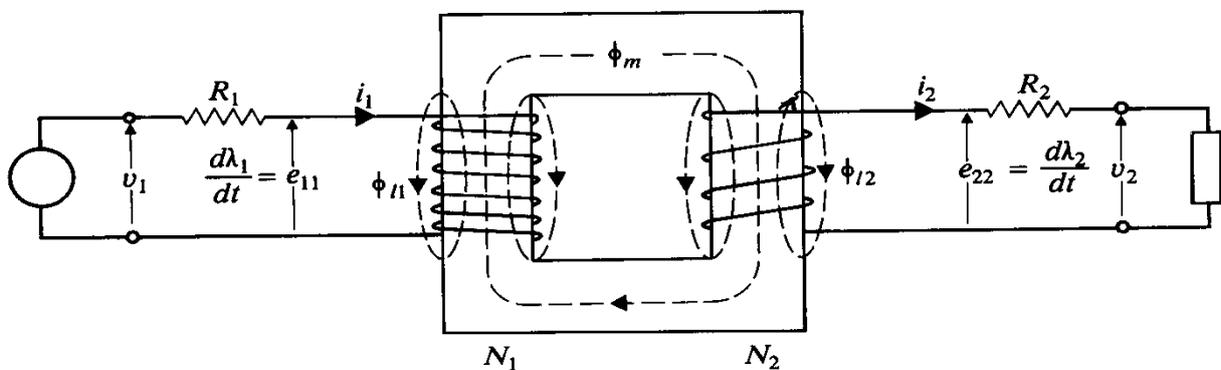


Figure 2.6 : Transformateur linéaire [26]

Un transformateur linéaire est doté des hypothèses suivantes :

- 1°) Les champs électriques produits par les enroulements sont négligeables.
- 2°) Les enroulements ont des résistances électriques petites.
- 3°) Le flux produit par la f.m.m d'un enroulement est subdivisé en:
 - (a) Un flux mutuel ϕ_m qui établit la liaison entre toutes les spires des deux enroulements.
 - (b) Un flux de fuite primaire et secondaire ϕ_{f1} et ϕ_{f2}
- 4°) La perméabilité du noyau est constante (ϕ et i sont colinéaire)
- 5°) Les pertes noyau sont négligeables.

2.9.2 Mise en équation du transformateur linéaire

Dans ces conditions, considérons deux bobinages tels que dessinés sur la figure 2.6

ϕ_{f1}, ϕ_{f2} Sont les flux de fuite des 2 enroulements. Leurs directions sont concordantes avec les directions de i_1, i_2 . Le flux commun ϕ_m est égal à :

$$\phi_m = \frac{N_1 i_1 - N_2 i_2}{\mathfrak{R}_m} \quad \text{Wb} \tag{2.21}$$

\mathfrak{R}_m est la réluctance du noyau. Les flux $\phi_m, \phi_{f1}, \phi_{f2}$ sont positifs car les 2 enroulements portent des courants donc :

$$\text{Le flux total dans l'enroulement } N_1 \text{ est } \phi_1 = \phi_{f1} + \phi_m \tag{2.22}$$

$$\text{Le flux total dans l'enroulement } N_2 \text{ est } \phi_2 = -\phi_{f2} + \phi_m \tag{2.23}$$

Les flux de liaisons λ_1 et λ_2 sont donnés par:

$$\lambda_1 = N_1 \phi_1; \quad \lambda_2 = N_2 \phi_2 \tag{2.24}$$

$$\text{De la figure 2.6 on obtient : } v_1 = R_1 i_1 + e_{11} = R_1 i_1 + \frac{d\lambda_1}{dt} \quad \text{v} \tag{2.25}$$

$$v_2 = -R_2 i_2 + e_{22} = -R_2 i_2 + \frac{d\lambda_2}{dt} \quad \text{v} \tag{2.26}$$

À l'aide des équations (2.22) et (2.24) on obtient :

$$e_{11} = \frac{d\lambda_1}{dt} = N_1 \frac{d\phi_{f1}}{dt} + N_1 \frac{d\phi_m}{dt} \quad (2.27)$$

$$e_{22} = \frac{d\lambda_2}{dt} = -N_2 \frac{d\phi_{f2}}{dt} + N_2 \frac{d\phi_m}{dt} \quad (2.28)$$

Les f.é.m induites dans les 2 enroulements par le flux mutuel ϕ_m sont :

$$\left. \begin{aligned} L_{f1} &= \frac{N_1 \phi_{f1}}{i_1} & \text{H} \\ L_{f2} &= \frac{N_2 \phi_{f2}}{i_2} & \text{H} \end{aligned} \right\} \quad (2.29)$$

$$\left. \begin{aligned} e_1 &= N_1 \frac{d\phi_m}{dt} \\ e_2 &= N_2 \frac{d\phi_m}{dt} \end{aligned} \right\} \text{V} \quad (2.30)$$

Les inductances de fuites des 2 enroulements sont définies par:

Remplaçons les équations (2.27), (2.29) dans les équations (2.25) et (2.26) on trouve que :

$$v_1 = R_1 i_1 + L_{f1} \frac{di_1}{dt} + e_1 \quad \text{V} \quad (2.31)$$

$$v_2 = -R_2 i_2 - L_{f2} \frac{di_2}{dt} + e_2 \quad (2.32)$$

Ces deux équations sont représentées par la figure 2.7.

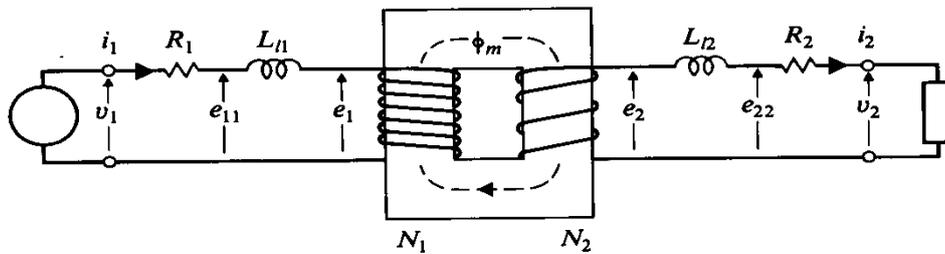


Figure 2.7 : Introduction des inductances de fuite [26]

De l'équation (2.29) on obtient :

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.33)$$

Puisque le transformateur de la figure 2.7 n'est pas idéal donc la f.m.m du noyau n'est pas zéro car sa perméabilité n'est pas infinie donc il faut un courant i_m' nécessaire dans N_1 pour produire ϕ_m ce courant s'appelle le courant de magnétisation de N_1 Donc :

$$N_1 i_m' = N_1 i_1 - N_2 i_2 \quad \text{A} \quad (2.34)$$

$$\Rightarrow i_1 = i_m' + \frac{N_2}{N_1} i_2 \quad \text{A} \quad (2.35)$$

Puisque i_m' est produit par ϕ_m donc i_m' circulera dans un circuit inductif. Aussi les équations (2.33) et (2.35) décrivent un transformateur idéal avec une inductance L_m' où circule i_m' , ce transformateur est représenté par la figure 2. 8.

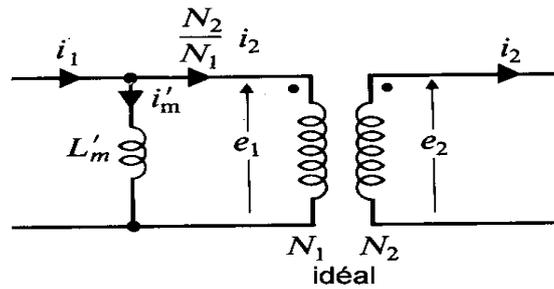


Figure 2.8. Circuit décrit par les équations (2.33) et (2.35)

On voit que la condition qu'exige que la résultante des f.m.m dans le noyau du transformateur idéal soit nulle, est vérifiée car :

$$N_1 \left[\frac{N_2}{N_1} i_2 \right] - N_2 i_2 = 0 \quad (2.36)$$

D'après le schéma de la figure 2.9 on voit que $i_1 = \frac{N_2}{N_1} i_2 + i_m'$ loi des nœuds ; si on

remplace dans (2.34) on trouve que $N_1 i_m' = N_1 (i_m' + \frac{N_2}{N_1} i_2) - N_2 i_2 = 0$ sachant que

l'inductance L_m' est définie par :

$$L_m' = \frac{N_1 \phi_m}{i_m'} = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_m} \quad (2.37)$$

C'est l'inductance de magnétisation du transformateur ramenée au côté primaire N_1 .

On peut dessiner le circuit équivalent du transformateur linéaire commesuit :

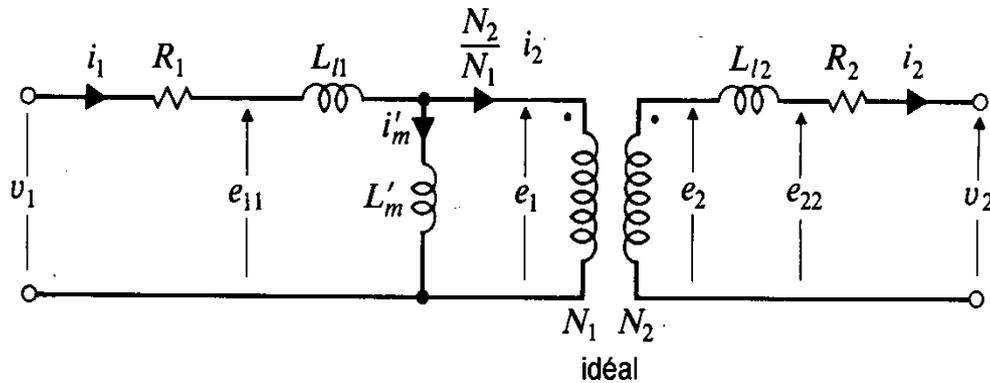


Figure 2.9 : Circuit équivalent du transformateur linéaire.

Si un courant de magnétisation i_m'' circule uniquement dans N_2 donc l'inductance L_m'' est définie par :

$$L_m'' = \frac{N_2 \phi_m}{i_m''} = \frac{N_2^2}{\mathfrak{R}_m} \quad (2.38)$$

À l'aide des hypothèses précédentes on obtient :

$$N_1 i_m' = N_2 i_m'' \quad (2.39)$$

Et en utilisant les équations (2.37), (2.39) on trouve que :

$$\frac{L_m'}{L_m''} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 \quad (2.40)$$

Donc L_m'' n'est que L_m' vue du côté de N_2 .

2.10 Représentation du transformateur à 2 enroulements par un circuit couplé

Le transformateur linéaire de la figure 2. 6 peut être représenté par la figure suivante :

Considérons que le flux mutuel ϕ_m possède deux composantes ϕ_{m1} et ϕ_{m2} , de l'équation (2.21) on a :

$$\phi_m = \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_m} - \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_m} = \phi_{m1} - \phi_{m2} \quad (2.41)$$

À l'aide des équations (2.22) et (2.24) on a :

$$\lambda_1 = N_1(\phi_{f1} + \phi_{m1}) - N_1\phi_{m2} \quad \text{Wb} \quad (2.42)$$

$$\lambda_2 = -N_2(\phi_{f2} + \phi_{m2}) + N_2\phi_{m1} \quad \text{Wb} \quad (2.43)$$

Les inductances propres L_{11} et L_{22} des deux enroulements sont définies par :

$$\left. \begin{aligned} L_{11} &= \frac{N_1(\phi_{f1} + \phi_{m1})}{i_1} \\ L_{22} &= \frac{N_2(\phi_{f2} + \phi_{m2})}{i_2} \end{aligned} \right\} \text{H} \quad (2.44)$$

$$\left. \begin{aligned} L_{12} &= \frac{N_1\phi_{m2}}{i_2} \\ L_{21} &= \frac{N_2\phi_{m1}}{i_1} \end{aligned} \right\} \text{H} \quad (2.45)$$

De l'équation (2.41) on obtient :

$$\left. \begin{aligned} \phi_{m1} &= \frac{N_1 i_1}{\mathfrak{R}_m} \\ \phi_{m2} &= \frac{N_2 i_2}{\mathfrak{R}_m} \end{aligned} \right\} \text{Wb} \quad (2.46)$$

En remplaçant ϕ_{m1} , ϕ_{m2} dans l'équation (2.45) on trouve que :

$$\left. \begin{aligned} L_{12} &= \frac{N_1 N_2}{\mathfrak{R}_m} \\ L_{21} &= \frac{N_2 N_1}{\mathfrak{R}_m} \end{aligned} \right\} \text{H} \quad (2.47)$$

$$\Rightarrow L_{12} = L_{21} \quad \text{H} \quad (2.48)$$

En combinant les inductances définies ci-dessus avec les résistances des enroulements, en obtenant un transformateur sous forme d'un circuit couplé comme montre la figure suivante :

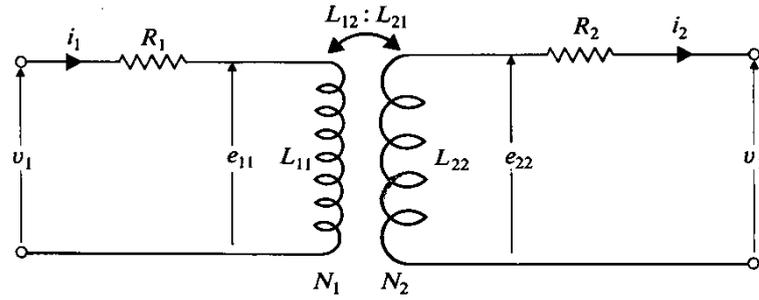


Figure 2.10 : Transformateur sous forme de circuit couplé

Notons que chaque élément du circuit de la figure 2.10 est un équivalent de l'élément qui lui correspond de la figure 2.9

En remplaçant dans les équations (2.44), (2.45) et (2.42), (2.43) on trouve que :

$$\lambda_1 = L_{11}i_1 - L_{12}i_2 \quad \text{Wb} \tag{2.49}$$

$$\lambda_2 = -L_{22}i_2 + L_{12}i_1 \quad \text{Wb} \tag{2.50}$$

$$\text{Donc : } e_{11} = \frac{d\lambda_1}{dt} = L_{11} \frac{di_1}{dt} - L_{12} \frac{di_2}{dt} \quad \text{V} \tag{2.51}$$

$$e_{22} = \frac{d\lambda_2}{dt} = -L_{22} \frac{di_2}{dt} + L_{12} \frac{di_1}{dt} \quad \text{V} \tag{2.52}$$

On remplace dans les équations (2.25) et (2.26) on trouve:

$$v_1 = R_1 i_1 + L_{11} \frac{di_1}{dt} - L_{12} \frac{di_2}{dt} \quad \text{V} \tag{2.53}$$

$$v_2 = -R_2 i_2 - L_{22} \frac{di_2}{dt} + L_{12} \frac{di_1}{dt} \quad \text{V} \tag{2.54}$$

Puisque les circuits des figure 2.9 et 2.10 sont homologues, c'est-à-dire l'un est l'alternatif de l'autre donc il devait y avoir une relation entre les différents paramètres des deux circuits.

D'où à l'aide de l'équation (2.44) on a:

$$L_{11} = \frac{N_1 \phi_{f1}}{i_1} + \frac{N_1 \phi_{m1}}{i_1} \quad \text{H} \tag{2.55}$$

$$L_{22} = \frac{N_2 \phi_{f2}}{i_2} + \frac{N_2 \phi_{m2}}{i_2} \quad \text{H} \tag{2.56}$$

Les 1^{ers} termes de chacune des équations (2.55) et (2.56) représentent les inductances de fuites de N_1 et N_2 « voir équation (2.29) »

Les 2^{èmes} termes des 2 équations (2.55) et (2.56) représentent chacun l'inductance de magnétisation du transformateur référée au côté N_1 pour L_m' et N_2 pour L_m'' voir équation (2.37) Donc on peut écrire :

$$L_{11} = L_{f1} + L_m' \quad \text{H} \tag{2.57}$$

$$L_{22} = L_{f2} + L_m'' \quad \text{H} \tag{2.58}$$

À l'aide des équations (2.37) et (2.47) on trouve que :

$$L_m' = \frac{N_1^2}{\mathfrak{R}_m} = \frac{N_1}{N_2} L_{12} \quad \text{H} \tag{2.59}$$

Et à l'aide des équations (2.38) et (2.47) on obtient :

$$L_m'' = \frac{N_2^2}{\mathfrak{R}_m} = \frac{N_2}{N_1} L_{12} \quad \text{H} \tag{2.60}$$

Toutes les variables et les paramètres du transformateur monophasé sont en valeurs efficaces, d'où les inductances sont remplacées par des réactances, la réactance de fuite de l'enroulement N_1 est :

$$X_{f1} = 2\pi f L_{f1} = \omega L_{f1} \quad \Omega \tag{2.61}$$

Le circuit équivalent du transformateur est le suivant :

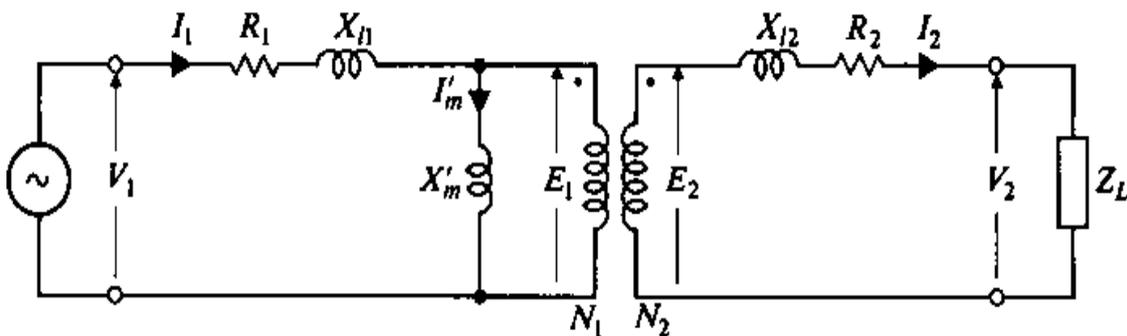


Figure 2.11 : Circuit équivalent du transformateur réel

Le point noir “•” indique la polarité positive des tensions. Par convention, un courant qui entre dans “•” indique un flux positif.

Pour simplifier l'étude et l'analyse du transformateur on ramène les paramètres d'un côté à l'autre côté. Par exemple ramenons le secondaire au primaire donc on obtient le circuit équivalent suivant :

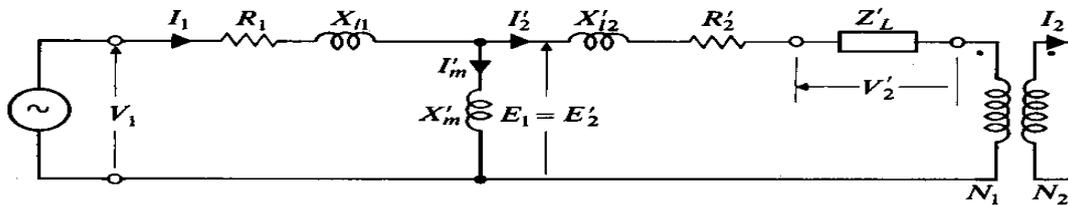


Figure 2.12 : Transformateur monophasé ramené au primaire

Les quantités du secondaire ramenées au primaire sont obtenues à l'aide des équations précédentes, on déduit :

$$\overline{E_2'} = \frac{N_1}{N_2} \overline{E_2} \equiv \overline{E_1} \quad \text{V} \tag{2.62}$$

$$\overline{V_2'} = \frac{N_1}{N_2} \overline{V_2} \quad \text{V} \tag{2.63}$$

$$\overline{I_2'} = \frac{N_2}{N_1} \overline{I_2} \quad \text{A} \tag{2.64}$$

$$\overline{Z_L'} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 \overline{Z_L} \quad \Omega \tag{2.65}$$

$$X_{f2}' = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 X_{f2} \quad \Omega \tag{2.66}$$

$$\overline{R_2'} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 R_2 \quad \Omega \tag{2.67}$$

Si on ramène le primaire au secondaire on obtient le circuit de la figure 2.13.

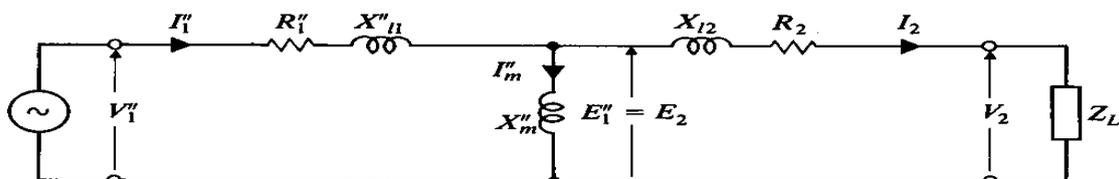


Figure 2.13 : Circuits équivalents du transformateur à excitation sinusoïdale ramené au secondaire

Le diagramme vectoriel du circuit de la figure 2.13 est le suivant.

$$\overline{V_2'} = V_2' \angle 0 \tag{2.68}$$

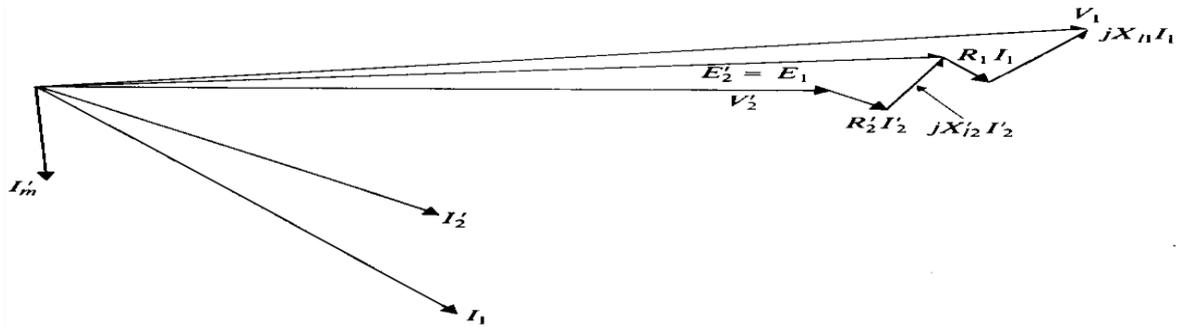


Figure 2.14 : Diagrammes vectoriel du système de la figure 2.13

Le vecteur $\overline{V_2'}$ est choisi comme référence, car l'effet du transformateur se manifeste dans la charge.

On ramène les paramètres du TP au primaire ou au secondaire pour étudier le système dans un même repère d'axes.

2.10.1 Représentation des pertes noyau (fer)

Les pertes noyau d'un transformateur se déroulent exactement pour les mêmes raisons comme dans une réactance inductive, sachant, qu'un transformateur sans charge se comporte comme un inducteur à grande impédance inductive sans entrefer. Sous ces conditions, le courant d'excitation I_e' du transformateur possède deux composantes : I_m' et I_n' respectivement la composante de magnétisation et la composante des pertes noyau.

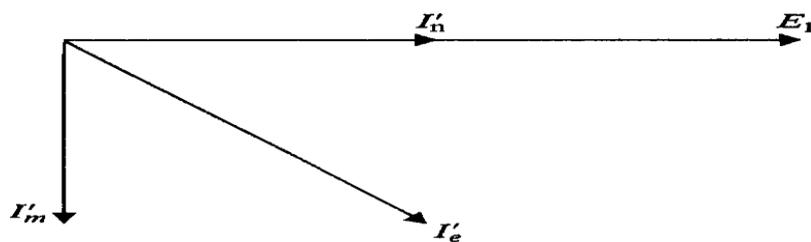


Figure 2.15. Diagramme vectoriel du courant d'excitation du transformateur.

En supposant que les composantes sont sinusoïdales, le diagramme vectoriel qui montre leur relation avec la f.é.m. induite dans l'enroulement N_1 est illustré par la figure 2.15.

Un élément R_n' est ajouté au circuit équivalent du transformateur, cet élément absorbera l'énergie dissipée sous forme de pertes noyau. D'où on obtient le circuit équivalent

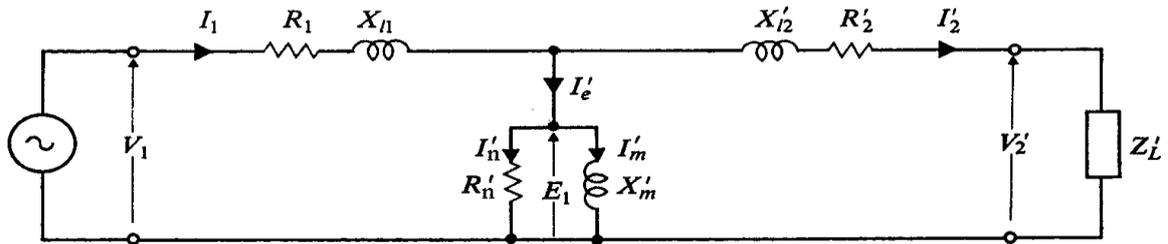


Figure 2.16 : Circuit équivalent complet référé au primaire.

Le diagramme vectoriel qui correspond au circuit de la figure 2.15 est celui de la figure 2.16

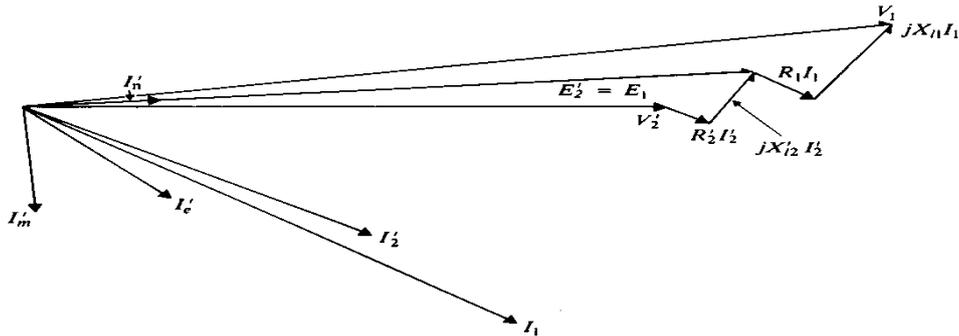


Figure 2.17 : Diagramme vectoriel correspondant à la Fig.2.16

2.10.2 Performance d'un Transformateur

Les pertes en énergie dans un transformateur se dissipent dans le noyau et dans les enroulements sous forme de chaleur laquelle doit être évacuée en dehors du transformateur.

Du circuit équivalent de la figure 2.15 on voit que les pertes noyau (pertes fer) sont données

$$\text{par } P_{n \text{ pertes fer}} = \frac{E_1^2}{R_n'} \quad \text{W} \tag{2.69}$$

Les pertes dans les enroulements (pertes cuivre) sont :

$$P_{\text{pertescuivre}} = R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2 \quad \text{W} \tag{2.70}$$

2.10.3 Détermination des paramètres à l'aide des essais appliqués au transformateur

Lorsqu'on ne dispose pas les données de fabrication, on peut déterminer les paramètres et les différentes pertes qui interviennent dans un transformateur au moyen d'essais.

2.10.3.1 Mesures des résistances des enroulements

On mesure les résistances des enroulements d'un transformateur en injectant dans ces enroulements un courant continu mesuré, et en mesurant la tension entre les bornes de l'enroulement, ensuite on applique loi d'ohm:

$$R = \frac{V}{I} \quad \Omega \tag{2.71}$$

Sachant qu'on courant continu les diverses inductances sont nulles.

$$R_{\text{courant continu}} = R_1 + \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 R_2 \quad \Omega \tag{2.72}$$

2.10.3.2 Essai en circuit ouvert

Cet essai a pour objectif de déterminer essentiellement les pertes fer dans le noyau P_n et le courant de magnétisation I_m .

Dans cet essai le secondaire est en circuit ouvert ; le primaire est alimenté par sa tension nominale, on lit alors sur instruments les indications de : La puissance P_{CO} , la tension, V_{CO} et le courant I_{CO} .

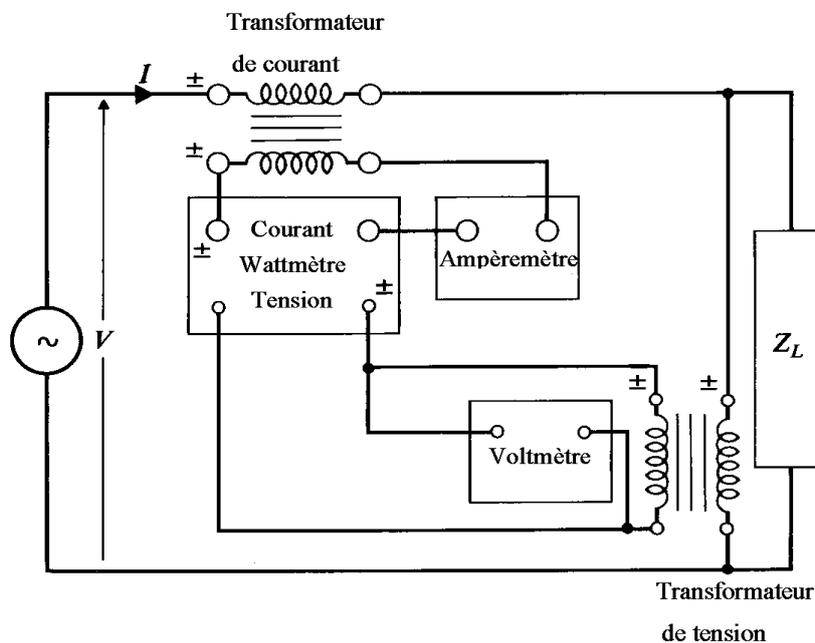
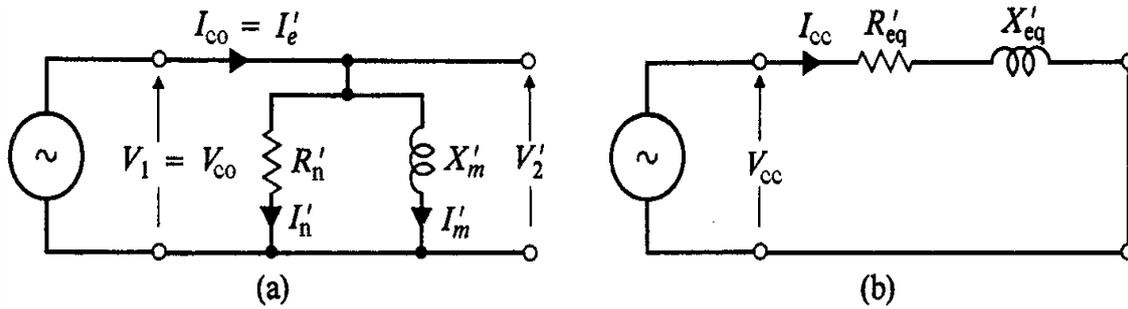


Figure 2.18 : Circuit d'essai du transformateur monophasé

En circuit ouvert, le transformateur ne débite pas, donc le courant I_{CO} qui circule dans le primaire se réduit au courant d'excitation du transformateur I'_e et par conséquent est très faible.

Et puisque R'_n et X'_m sont très grandes par rapport à R_1 et X_f donc le circuit équivalent du transformateur deviendra comme suit:



(a) essai en circuit ouvert

(b) essais en court-circuit

Figure 2.19 : Circuit équivalent des essais

Puisque $I'_2=0$ donc on peut négliger R'_2 , X'_{f2} . Par contre V_1 , V_2 , I'_e et P_{CO} sont mesurés, et à l'aide de ces mesures on peut vérifier le rapport transformation V_1/V_2 , d'où on calcul R'_n et X'_m , et P_{CO} pour avoir les pertes dans le noyau.

2.10.3.3 Essai en court-circuit

L'objectif de cet essai est de déterminer les résistances et les réactances de fuite c'est-à-dire les chutes de tension aux bornes des résistances et des réactances, ainsi la régulation de tension et les pertes Joules. Dans cet essai la tension nominale du primaire est la tension de court-circuit V_{cc} . Cette tension est suffisante pour produire le courant nominal à une fréquence nominale. Puisque les extrémités du secondaire sont court-circuitées, et puisque R'_n , X'_m sont très grande par rapport à R'_2 et X'_{f2} .

Donc le circuit équivalent pour cet essai deviendra le suivant:

$$R'_{eq} = R_1 + R'_2 \quad \Omega \tag{2.73}$$

$$X'_{eq} = X_{f1} + X'_{f2} \quad \Omega \tag{2.74}$$

V_{cc} , I_{cc} , P_{cc} sont mesurés et à l'aide de ces mesures R'_{eq} , X'_{eq} sont calculées, sachant qu'en général on a :

$$X_{f1} = X'_{f2} = \frac{X'_{eq}}{2} \quad \Omega \tag{2.75}$$

Car la trajectoire de flux de fuite des 2 enroulements possède la même réluctance \mathfrak{R}_f Donc :

$$\left. \begin{aligned} X_{f1} &= \frac{\omega N_1^2}{\mathfrak{R}_f} \\ X_{f2} &= \frac{\omega N_2^2}{\mathfrak{R}_f} \end{aligned} \right\} \Omega \quad (2.76)$$

$$\Rightarrow X'_{f2} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 X_{f2} = \frac{\omega N_1^2}{\mathfrak{R}_f} = X_{f1} \quad \Omega \quad (2.77)$$

2.11 Circuits équivalents approximatifs

Dans l'objectif de prédire avec exactitude la performance du transformateur, il est nécessaire de faire une série de calculs d'approximations appropriés sur les paramètres du circuit équivalent de la figure 2.15. Des circuits équivalents réduits sont alors obtenus comme illustre la figure 2.19 où les circuits (a) et (b) sont basés sur l'hypothèse:

$$V_1 \approx E_1 = E_2' \approx V_2' \quad V \quad (2.78)$$

D'où les circuits équivalents approximatifs obtenus sont les suivants : La branche de magnétisation parallèle qui consiste à R'_n et X'_m peut être connectée à travers le circuit au point le plus adéquat pour résoudre le problème posé sans affecté l'amplitude de I'_e .

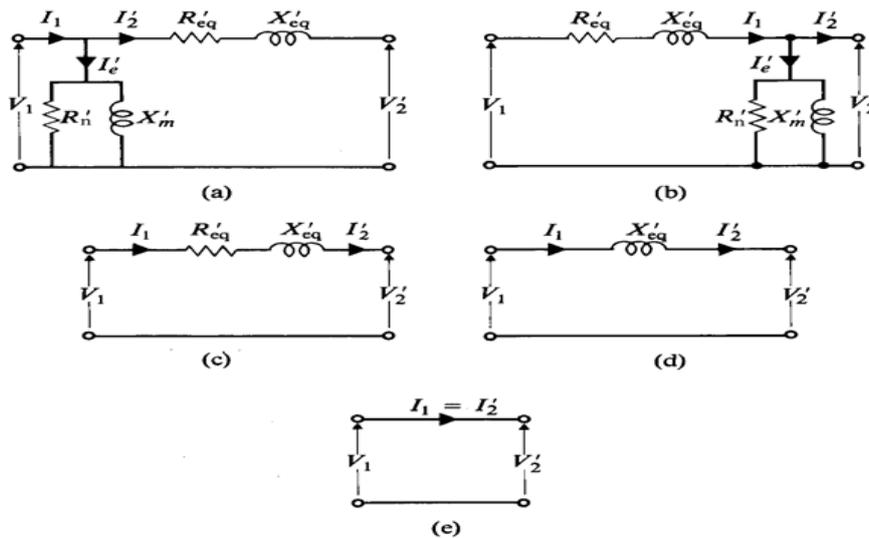


Figure 2.20 : Circuits équivalents approximatifs du transformateur

Le circuit équivalent de la figure 19 (c) est basé sur l’hypothèse, le courant d’excitation I'_e est négligeable devant le courant I_1 de l’enroulement. Ceci correspond à l’hypothèse : les pertes noyau sont négligeables quand la perméabilité du noyau est très élevée. Généralement, dans les grands transformateurs, la résistance R'_{eq} est beaucoup plus petite que la réactance X'_{eq} . Le circuit (d) est donc un modèle adéquat pour déterminer la relation entre V_1 et V'_2 . Finalement, la différence de potentiel à travers la réactance de fuite est suffisamment petite par rapport à la différence de potentiel appliquée cela permet au transformateur d’être représenté par le model parfait du circuit(e)

2.12 Rendement d’un transformateur

Un transformateur de bonne conception et de bonne construction ses pertes fer et cuivre sont extrêmement petites, donc de très grand rendement. Le rendement est défini en pourcentage par

$$\text{la formule : } \eta = \frac{\text{Puissance active de Sortie}}{\text{Puissance active d'entrée}} \times 100\% \tag{2.79}$$

$$= \frac{\text{Puissance de Sortie}}{\text{Puissance de Sortie} + \text{Pertes fer} + \text{Pertes cuivre}} \times 100\% \tag{2.80}$$

À la base des circuits approximatifs de la figure 2.19 (a) ou (b), les pertes noyau P_n et les pertes cuivre P_c sont respectivement

$$P_n = \frac{V_1^2}{R_n'} = \text{constante W} \tag{2.81}$$

$$P_c = R_{eq}' \cdot (I_2')^2 \text{ W} \tag{2.82}$$

Si le Facteur de Puissance (FP) de la charge est $\cos \theta$, donc le rendement du transformateur

est $\eta = \frac{V_2' I_2' \cos \theta}{V_2' I_2' \cos \theta + P_n + R_{eq}' (I_2')^2} \times 100\%$ (2.83)

Si $\cos \theta$ est fixé par la nature de la charge, donc pour un rendement maximum on a :

$$\frac{d\eta}{dI_2'} = 0 \tag{2.84}$$

D'où, pour un rendement maximum, les pertes fer sont égales aux pertes cuivre

$$P_n = R_{eq}' (I_2')^2 = P_c \text{ W} \tag{2.85}$$

2.13 Régulation d'un transformateur

Quand un transformateur est à vide, la ddP de son secondaire peut changer de sa valeur

nominale à une autre valeur, dû à l'effet de son impédance. Donc, ce transformateur doit subir une régulation égale à:

$$\text{Régulation} = \frac{V_{2(\text{à vide})} - V_{2(\text{à charge nominale})}}{V_{2(\text{à charge nominale})}} \times 100\% \tag{2.86}$$

Le schéma correspondant est le suivant :

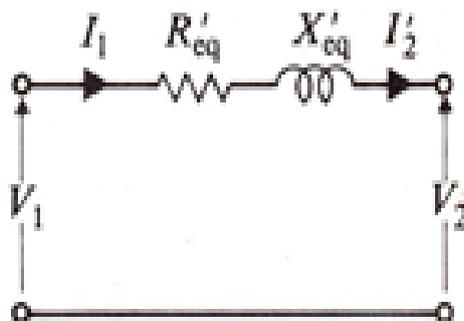


Figure 2.21 : Circuit approximatif pour la régulation du transformateur

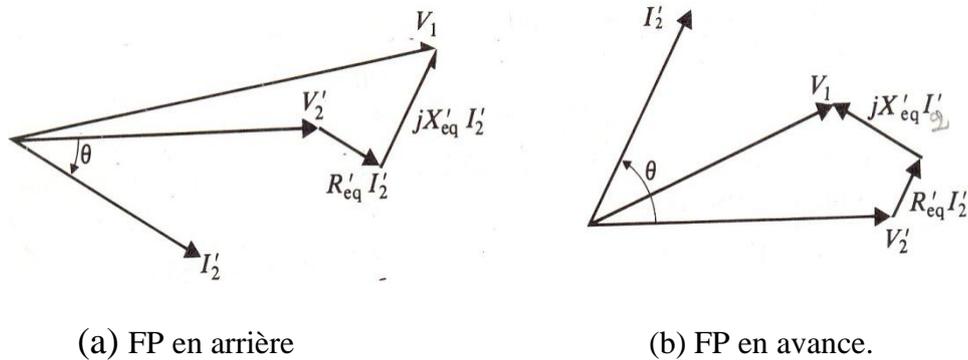


Figure 2.22 : Facteurs de puissance pour charges inductive et capacitive (a) et (b) respectivement

Notons qu'on peut exploiter les spires dites de régulation dans un interval bien déterminé.

2.14 Conclusion

Une étude détaillée des lois fondamentales de l'électromagnétisme qui concerne le transformateur est élaborée dans ce chapitre. C'est une modélisation analytique par schéma électrique équivalent qui présente le calcul des paramètres du transformateur en régimes de fonctionnement (à vide et en court-circuit).

Dans ce type de modélisation on ne fait intervenir que les grandeurs électriques globales (tension, courant, les résistances, les inductances propres et les inductances mutuelles).

CHAPITRE 3

Modèles des transformateurs triphasés

3.1 Introduction

Il existe plusieurs types de transformateurs parmi lesquels le transformateur de puissance qui présente le plus grand intérêt vu le développement de l'interconnexion des réseaux électriques. Le tableau 3.1 montre le développement des transformateurs selon leur puissance, leurs types de construction et leurs modes de refroidissement[38].

La construction et le développement des lignes de transport d'énergie à grande distance ont suscité le passage des tensions des transformateurs selon le tableau 3.2.

Tableau 3.1 : Niveaux de tension des transformateurs

Année de construction des transformateurs	Types	Niveaux de puissance [MVA]
1930	Compact à 5 colonnes	100
1936	Banc de 3 transformateurs monophasés Refroidissement normal par soufflage d'air	3 x 65
1936	Banc de 3 transformateurs monophasés Refroidissement forcé	3 x 80

Tableau 3.2 : Niveaux de tensions des lignes

Année de construction des lignes	Niveaux de tension [kV]
1907	110
1921	220
1937	287.5
1952	400

L'utilisation des transformateurs de puissance a posé à l'industrie plusieurs importants problèmes tels que :

- Évolution de rendement et Refroidissement

- Protection contre les surtensions

Les transformateurs doivent être capable de résister sans dommage à la fois aux aléas du réseau électrique : surtensions, courts-circuits, courants d'enclenchement (courant d'appel) et surcharges ; et aux autres contraintes mécaniques liées le tout dans des conditions météorologiques diverses [39].

Les transformateurs ont le défaut d'être bruyants, de pouvoir prendre feu et de causer des pertes. Les recherches actuelles tentent de remédier à ces problèmes et de réduire leurs pertes, leur bruit et leur impact écologique général.

La plus grande quantité de l'énergie électrique est produite et transportée par un système triphasé. Le transformateur utilisé dans cette opération est constitué de trois transformateurs monophasés identiques un par phase, ou tout simplement d'un seul transformateur triphasé (un seul appareil regroupe les trois phases) qui peut transférer la même quantité de puissance que les 3 transformateurs monophasés identiques. En pratique, l'utilisation de transformateurs triphasés est courante, elle permet la conception de transformateurs bien moins coûteuse, avec en particulier des économies au niveau du circuit magnétique [40].

Le primaire et le secondaire du transformateur triphasé sont raccordés selon l'un des modes suivants :

En étoile-Y

En Delta- Δ

En zigzag-Z

Ces modes de raccordement sont couplés entre primaire et secondaire généralement selon un des couplages suivants :

(1) y/y_0 ou y/y (4) Δ/y

(2) y/Δ (5) Δ/Δ

(3) y/Z ou y/Z_0 (6) Δ/Z ou Δ/Z_0

Un couplage triangle est utilisé au primaire d'un transformateur abaisseur de tension pour la distribution électrique HTA-BT (Moyenne Tension-Basse Tension). Il est très utilisé dans la distribution de l'électricité. Par exemple, les transformateurs de groupe

HTA-HTB (Moyenne Tension-Haute Tension) sont de type Δ/y_0 (neutre à la terre).

Un couplage étoile permet d'avoir accès à deux tensions différentes : la tension entre phases et la tension phase neutre. Il est très utilisé dans le transport de l'électricité [41- 42]. Le couplage étoile est souvent pratiqué au secondaire des transformateurs de distribution, permettant ainsi de raccorder le neutre à la terre au niveau du transformateur et de fournir des abonnements monophasés aux riverains. Les transformateurs avec un couplage zigzag étaient autrefois utilisés pour équilibrer le courant entre les trois phases au primaire d'un transformateur de distribution quand toute la consommation électrique d'un quartier était concentrée sur une ou deux phases.

3.2 Connexion des transformateurs à un système triphasé

Considérons le mode de couplage y/Δ comme montre la figure 3.1 (a), et le rapport de tours $N_1/N_2 = n$; N_1 : Le nombre de tours du primaire ; N_2 : Le nombre de tours du secondaire.

3.2.1 Mode de couplage y/Δ

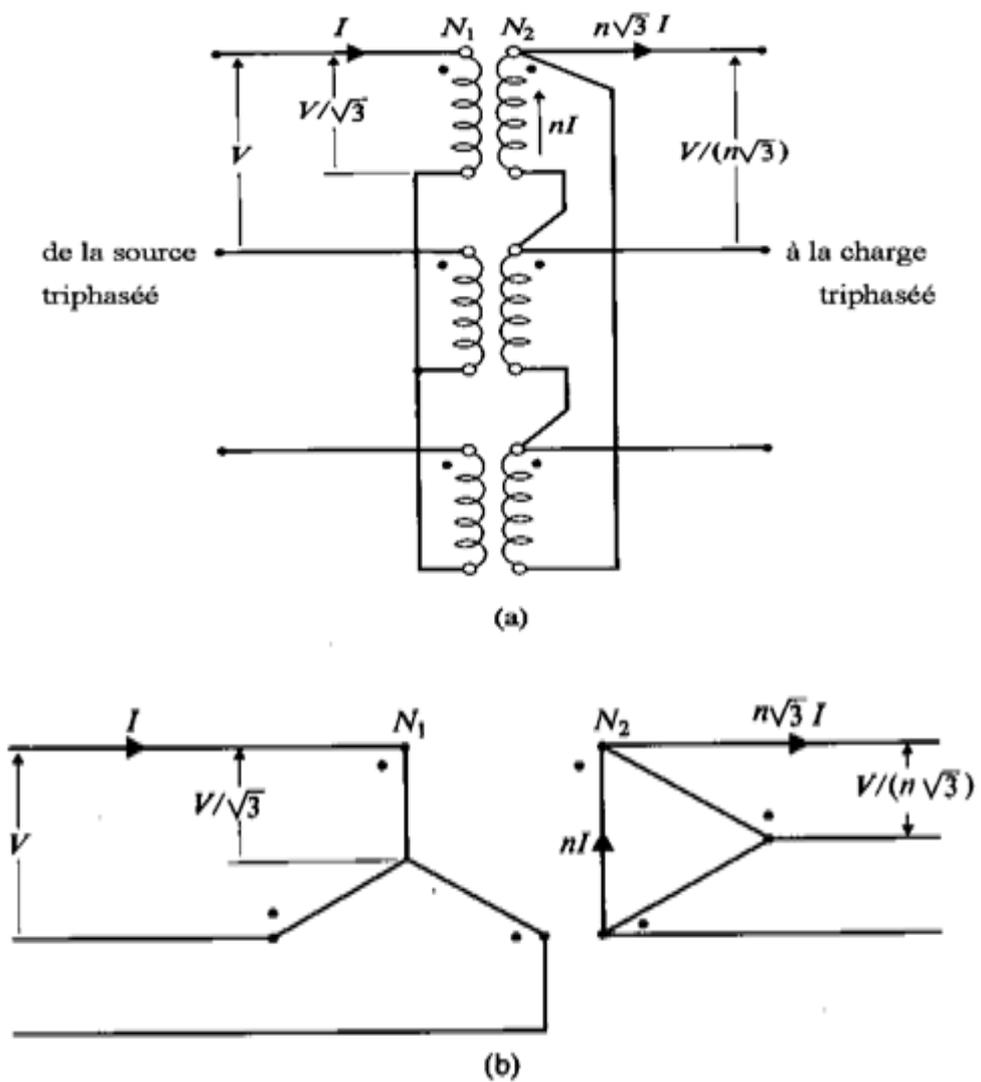


Figure 3.1 Transformateur en y/Δ

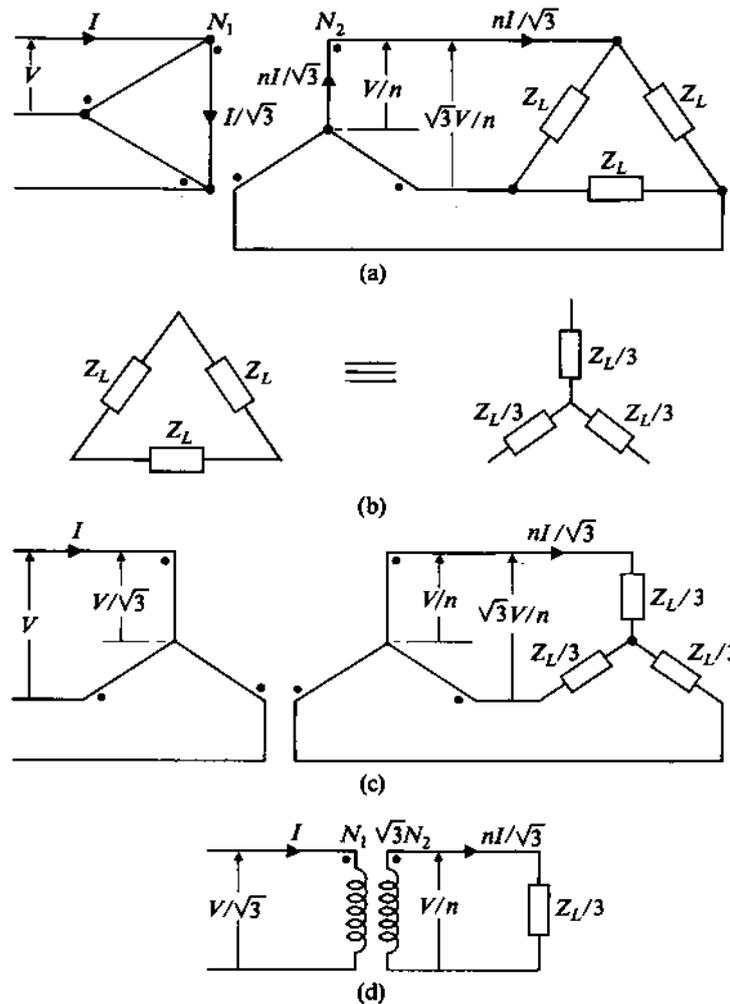


Figure 3.2 : Transformation du couplage Delta en équivalent Y

D'après les figures 3.1(a) et (b) on a : $N_1/N_2 = n$.

Si la différence de potentielle (ddp) entre les lignes au primaire est égale à V , donc la

tension de phase du primaire est $\frac{V}{\sqrt{3}}$ d'où la tension de ligne du secondaire est $\frac{V}{n\sqrt{3}}$.

Si le courant qui traverse l'enroulement du primaire est I , donc le courant qui traverse la phase du secondaire est nI . D'où le courant de ligne du secondaire est $n\sqrt{3} I$.

3.2.2 Mode de couplage Δ/y

Soit un ensemble de 3 transformateurs monophasés identique [43] (équivalents à un transformateur triphasé) raccordés en mode Δ/y , alimentant une charge triphasée raccordée en Δ comme montre la figure 3.2(a). Pour isoler une phase (équivalente à 1 transformateur monophasé) et l'étudier il est nécessaire de remplacer les transformateurs Δ/y par un ensemble

équivalent de transformateurs y/y, et la charge Δ par une charge équivalente y. Le circuit équivalent de la charge est obtenu à l'aide de la transformation Δ à y comme montre la figure 3.2(b).

Les ddp_s et les courants du secondaire sont déterminés en termes des ddp_s et des courants primaires comme montre la figure 3.2(c) qui illustre l'équivalent y/y du transformateur Δ /y couplé à l'équivalent y de la charge Δ . De la figure 3.2(c) on peut déduire le circuit d'une phase équivalente comme montré par la figure 3.2(d).

On remarque que les courants primaires et secondaires et les ddps entre lignes de la figure 3.2(c) sont identiques à ceux de la figure 3.2(a).

De la figure 3.2(c), on déduit le rapport de transformation n' du transformateur équivalent y/y :

$$n' = \frac{V/\sqrt{3}}{V/n} = \frac{n}{\sqrt{3}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{N_1}{N_2}$$

3.3 Avantages & inconvénients des différents modes de couplage

Raccordement en mode Δ/Δ

Dans ce raccordement il est possible d'enlever le transformateur qui tombe en panne, cependant le système continu à fonctionner avec seulement 2 transformateurs monophasés.

Raccordement en mode y/y

Ce raccordement est utilisé surtout quand toutes les tensions de lignes sont connectées aux potentiels de la terre par un fil neutre. Cet arrangement est très utilisé dans les transformateurs de très haute puissance.

3.4 Le problème du rendement

Le transformateur de puissance est d'une grande importance si l'on tient compte du fait que l'énergie produite dans une centrale est transformée 3 et souvent 4 fois avant d'arriver au récepteur comme montre la figure 3.3.

L'élévation de la tension au départ de la ligne de transport est réalisée par des transformateurs éleveurs. Un schéma approximatif de transport d'énergie électrique à grande distance est représenté la figure 3.3 ou T1 est transformateur éleveur et T2 caractérise le transformateur abaisseur [44].

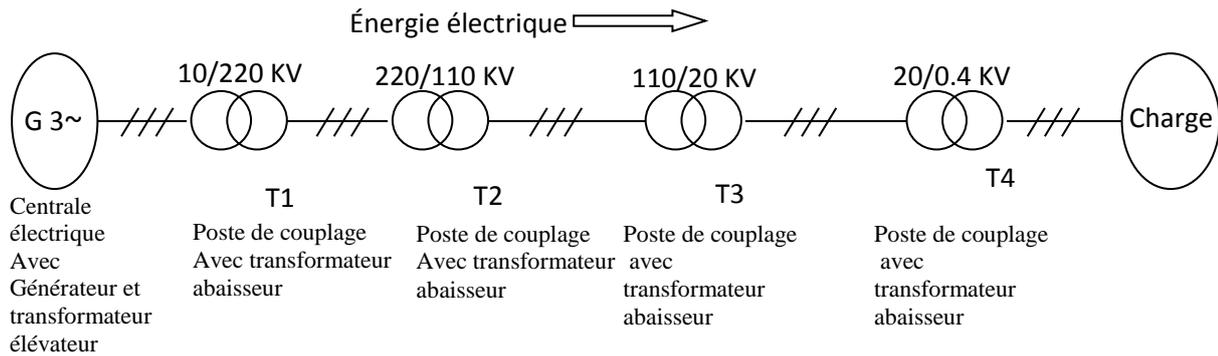


Figure 3.3 : Positionnement du transformateur dans un réseau électrique

Il faut comprendre que même si les transformateurs de puissance ont des rendements allant de 99,5 à 99,8 % [45- 46- 47], les puissances les traversant sont tellement grandes que les pertes représentent dans l'absolu de grandes valeurs. Ainsi pour un transformateur de 800 MVA, on a, avec 99,8 % de rendement, des pertes de 1,6 MW, sous forme de chaleur difficile à évacuer.

Pour augmenter le rendement, il faut :

- Perfectionner constamment les méthodes de calculs des transformateurs.
- Améliorer leur construction.
- Utiliser de nouveaux matériaux de sortes que les pertes fer et cuivre soient extrêmement petites.
- Les utiliser de façon plus rationnelle.

Ainsi, un système de refroidissement est toujours mis en place pour maintenir les températures des enroulements et de l'isolant (huile par exemple) à des niveaux acceptables. Le choix du mode de refroidissement se fait en particulier en fonction des paramètres suivants :

Pertes à évacuer,

Température ambiante extérieure,

Contraintes de bruit,

Contraintes dimensionnelles limitant la taille du transformateur, et bien sûr le coût.

3.5 Le problème de refroidissement des transformateurs de puissance peut être résolu de différentes manières. Dans les transformateurs de grande puissance, on utilise largement le refroidissement interne par huile [48]. Mais les transformateurs n'étaient pas suffisamment sûrs

en service et ont cédé la place aux transformateurs à cuves pour des puissances jusqu'à la valeur de 2 [MVA] et à radiateurs avec refroidissement naturel pour des transformateurs jusqu'à 7.5 [MVA] inclusivement et avec refroidissement par soufflage pour les transformateurs de puissances plus.

Un système de refroidissement est caractérisé par un code de quatre lettres [49]:

La première lettre désigne le fluide de refroidissement interne : **O** pour l'huile minérale (99 % des cas), **K** pour les liquides isolant ayant un point de feu > 300°C, **L** pour les liquides à point de feu non mesurable.

La seconde lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement interne : **N** pour naturel, **F** pour forcé (présence d'une pompe, mais l'huile circule librement), **D** pour forcé et dirigé (pompe et l'huile est forcée et dirigée à travers les enroulements).

La troisième lettre indique le fluide de refroidissement externe : **A** pour air, **W** pour eau.

Enfin la quatrième lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement externe : **N** pour naturel, **F** pour forcé (ventilateurs).

Ainsi le mode de refroidissement le plus simple est l'ONAN. Concrètement l'huile calibre la chaleur vers l'extérieur du transformateur et est refroidie à l'intérieur du radiateur, qui évacue la chaleur par convection. Des ventilateurs permettent d'augmenter cette dernière.

Des canaux permettant la circulation de l'huile sont aménagés dans le noyau et les enroulements afin de permettre l'évacuation de leur chaleur.

Exemple :

ONAN (Oil Natural Air Natural): circulations naturelles de l'huile (ON) dans le transformateur et circulation naturelle de l'air (AN) sur ses surfaces extérieures voir figure 3.4.

ONAF (Oil Natural Air Forced): circulations naturelles de l'huile (ON) dans le transformateur et circulation forcée de l'air (AF) «air ventilé» sur ses radiateurs.

Le choix du diélectrique de refroidissement est lié à des aspects sécuritaires et économiques.

3.6 Problème des échauffements

Les échauffements se produisent par les pertes d'énergie électrique dans la partie active du transformateur pendant son fonctionnement. Les pertes à vide et les pertes à charge sont les

importantes causes de l'échauffement du transformateur [50]. Ils sont pris en compte dans la modélisation thermique des transformateurs de puissance.

Les pertes en charge sont la source de l'échauffement du transformateur constituée par les pertes cuivre due à la résistance de l'enroulement et les pertes à charge due aux courants Foucault dans les autres parties de la structure du transformateur. Tous ces facteurs sont pris en compte dans les calculs de la performance du transformateur.

Les pertes à vide sont dues à l'hystérésis et aux courants de Foucault dans le noyau du transformateur [51], et ces pertes sont présentes à chaque fois que le transformateur est mis sous tension. Les pertes d'hystérésis sont dues à l'aimantation élémentaire du matériau magnétique



Canaux d'évacuation de chaleur

Figure 3.4 : Ventilateurs à la face arrière d'un transformateur triphasé élévateur à la sortie d'une centrale électrique, 760 MVA 345 kV [52]

3.7 Le problème de la protection des transformateurs contre les surtensions présentait un intérêt exceptionnel et cela depuis la construction des premières lignes à haute tension. Des études ont montrés que certains dispositifs de protection, par exemple l'amélioration de l'isolation des bobines d'extrémités, étaient insuffisants. Par exemple, les bobines de réactance se sont avérées inutiles. Pour cette raison dès le début du siècle, l'idée de créer un transformateur non *résonnant ou résistant à la foudre* est apparue, dans lequel la tension est répartie le long de l'enroulement de façon plus ou moins uniforme quel que soit le régime de fonctionnement du transformateur. En 1929, on a construit un transformateur résistant à la foudre et doté d'un système de protection totale par capacités. En 1931, l'usine des transformateurs de Moscou a construit un transformateur à protection partielle par capacités. A

l'heure actuelle, une telle protection est utilisée dans tous les transformateurs prévus pour des tensions de 110 [kV] et plus [53].

3.8 Principales définitions

Pour une même énergie transportée, plus la tension est élevée plus la valeur du courant est faible et plus la section nécessaire des conducteurs de la ligne de transport d'énergie est faible. C'est pourquoi sur les lieux de production de l'énergie électrique (les centrales électriques), il est avantageux d'élever la tension à des dizaines et même à des centaines de kilovolts, puis de transmettre l'énergie par des lignes jusqu'aux lieux de consommation. Au niveau des usagers (zones industrielles, moteurs électriques, centres commerciaux, charges domestiques, l'éclairageetc.) l'alimentation en énergie électrique doit s'effectuer à tension réduite. Les valeurs, couramment, utilisées sont 6, 12, 24, 36, 127, 220, 380 et 500 [V].

L'élévation de la tension au départ de la ligne de transport est réalisée par des transformateurs. Un schéma approximatif de transport d'énergie électrique à grande distance est représenté sur la figure 3.5, où "t1" est un transformateur élévateur et "t2" caractérise le transformateur abaisseur [54].

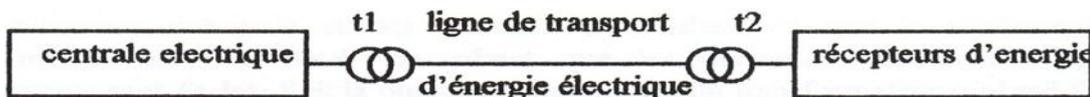


Figure 3.5 : Réseau simplifié de transport d'énergie.

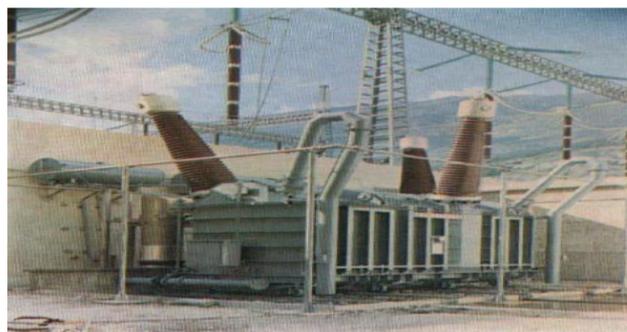


Figure 3.6 : Transformateur triphasé départ d'une centrale

La figure 3.6 montre un transformateur triphasé principal, il est le premier élément dans la chaîne de transport d'énergie électrique produite dans la centrale.

C'est un transformateur élévateur de tension qui présente une dernière technologie de conception. Les transformateurs sont utiles pour isoler les circuits électriques les uns des autres, car seul un couplage magnétique subsiste entre eux. Le courant alternatif parcourant

l'enroulement primaire fait apparaître dans chacun d'eux une force électromotrice (f.é.m.) alternative. C'est pourquoi, l'enroulement secondaire peut être, généralement, considéré comme une source de tension alternative. Si le circuit secondaire est fermé, un courant circulera à travers celui-ci. Par principe, le transformateur ne fonctionne que dans un réseau à courant alternatif, car si le flux magnétique est constant aucune f.é.m. n'est induite dans les enroulements [55].

Conformément à la nature du courant, on distingue les transformateurs monophasés, triphasés et même polyphasés. On entend par enroulement d'un transformateur polyphasé l'ensemble de tous les enroulements de phase de même tension reliés entre eux d'une certaine façon. L'enroulement du transformateur auquel est amené l'énergie du courant alternatif est appelé enroulement primaire et l'autre duquel l'énergie est prélevée enroulement secondaire.

3.9 Enroulements et défauts

En exploitation, l'enroulement d'un transformateur est soumis à la fois aux surtensions internes et externes. Les surtensions internes sont créées par des modifications brutales des variables de la topologie du réseau. Par contre, les surtensions externes sont générées par des décharges d'origine atmosphérique.

Lorsqu'une surtension de foudre ou de manœuvre apparaît en un point du réseau, elle se propage selon les lois de la théorie de propagation des ondes [56]. L'onde mobile se réfléchit sur une irrégularité se trouvant sur son parcours, dans la ligne électrique. Ces irrégularités sont, habituellement, constituées par des matériels d'exploitation électriques, tels que les transformateurs ou les postes, ainsi que les câbles HT. Ces derniers possèdent une impédance d'onde différente de celle de la ligne aérienne. Les surtensions transitoires pouvant mettre en danger l'isolation de matériel d'exploitation et de ligne, dans le domaine de moyenne tension, sont essentiellement provoquées par des coups de foudre.

Des travaux ont, clairement, montrés que des incidents survenus dans des transformateurs étaient dus aux surtensions internes créées par une surtension de foudre, dont les réflexions en ligne excitaient la résonance propre des transformateurs [57].

Les surtensions de manœuvre à front raide, même avec de faibles amplitudes, peuvent causer des surtensions internes dans le transformateur par la coïncidence de sa fréquence propre avec celle de la fréquence d'excitation. Le niveau d'isolement du transformateur doit être augmenté pour couvrir les contraintes internes attendues en cas de résonance.

Le transformateur de puissance comporte des bobines sous forme de galettes enroulées autour d'un noyau de fer placées dans un liquide diélectrique. Ces enroulements sont conçus de façon qu'elles puissent supporter sans défaillance les surtensions dues aux ondes de chocs rapides ou aux oscillations internes entretenues. Ainsi, un transformateur relié à un réseau très haute tension est soumis à différents types de tensions dont la connaissance est importante.

3.10 Modèle « RESEL »

RESEL est un programme pour l'analyse des régimes transitoires dans les réseaux électriques. Son principal objectif était l'étude des phénomènes transitoires des transformateurs. Il nécessite la modélisation du transformateur à l'aide de 2 schémas couplés. L'un traduit le comportement électrique du transformateur, l'autre exprime son comportement magnétique. Le circuit électrique est composé de plusieurs cellules comprenant des résistances, des capacités et de forces électromotrices. L'association de ces cellules dépend des techniques de bobinage du transformateur.

Le circuit magnétique est composé d'un réseau de réluctances et de f.é.m. Les sources du circuit électrique sont liées aux variations de flux du circuit magnétique. Les sources magnétiques sont liées au courant dans les enroulements. Pour prendre en compte les effets de la fréquence, le circuit magnétique est décomposé en éléments de géométrie simple pour lesquels la résolution des équations de Maxwell devient, relativement, simple. Les réluctances complexes calculées se composent de cellules comprenant des résistances et des inductances [58].

Pour tenir compte de l'effet de peau, on introduit des éléments complexes qui traduisent les pertes dans les conducteurs. Le programme ne permet pas une analyse fréquentielle systématique du transformateur.

3.11 Modèle « EMTP »

EMTP (Electro Magnetic Transient Program) est le programme de simulation des régimes transitoires et permanents des réseaux électriques. Il est considéré comme standard dans les études temporelles et fréquentielles [59]. La modélisation du transformateur est faite par des transformateurs parfaits auquel on ajoute les inductances de fuites primaires et secondaires ainsi qu'une branche magnétisante, les résistances des enroulements et les capacités de couplages. En vue de simuler les pertes dans le circuit magnétique, on les représente par une résistance linéaire connectée en parallèle avec la réactance de magnétisation.

Des auteurs ont développé un modèle de transformateur en étudiant la distribution du champ électromagnétique à l'intérieur des tôles du transformateur. Le modèle prend en compte les pertes par courant de Foucault dans le noyau magnétique, et la non linéarité (comme la saturation), en négligeant les pertes dans le cuivre et les pertes diélectriques. Le modèle équivalent est constitué uniquement par des éléments RL.

3.12 Modélisation par l'analyse modale

Dans le cas d'étude qui s'intéresse aux formes d'onde aux portes du transformateur (entrée, sortie), le transformateur est considéré comme une boîte noire [60]. Le signal de sortie est relié au signal d'entrée par la fonction de transfert. Lorsqu'une tension excitatrice (coup de foudre ou de manœuvres) contient une des fréquences propres du transformateur, il en résulte une excitation à la résonance et le transformateur devient le siège d'oscillations. L'analyse modale est une méthode utilisée pour décrire un système pouvant osciller par des paramètres modaux, à partir des mesures. Le circuit équivalent modal du transformateur est composé des circuits oscillants simples constitués d'éléments RLC.

3.13 Modélisation par des inductances propres et mutuelles

On peut assimiler le comportement de l'enroulement soumis à une onde de choc à celui d'un système de condensateurs et d'inductances. Ces modèles mathématiques utilisent un réseau équivalent de résistances, inductances et condensateurs.

On discrétise le transformateur par spires ou galettes ou par des bobinages ou cellules que l'on appellera éléments. Chaque élément est représenté par sa résistance et son inductance propre qui est couplée mutuellement avec les autres inductances. Entre les éléments, il existe des capacités de couplages et pour chaque élément une capacité par rapport à la masse[61]. Quel que soit le type de représentation, les éléments sont calculés en fonction des caractéristiques géométriques et diélectriques du bobinage ainsi que des caractéristiques du noyau magnétique. Ce modèle est le plus répandu et utilisé, à l'heure actuelle, pour modéliser un transformateur

3.14 Modélisation du transformateur triphasé en régime équilibré

La modélisation du TP triphasé est faite selon la même démarche que pour le transformateur monophasé, en régime triphasé équilibré elle conduit à un schéma monophasé équivalent.

3.15 Modélisation d'une machine quelconque

Pour permettre l'étude par simulation numérique d'un système, il est nécessaire de développer

un modèle mathématique basé sur un système d'équations différentielles ou algébriques qui traduit les phénomènes électromagnétiques de la machine. Toute machine électrique peut être représentée par une machine bipolaire avec les enroulements disposés selon deux axes (direct d et en quadrature q).

3.16 Hypothèses simplificatrices

Toute théorie ou tout développement de modèle s'effectue, généralement, sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices.

- Non saturation du circuit magnétique : Ceci permet d'exprimer les flux comme fonctions linéaires des courants.
- Circuit magnétique parfaitement feuilleté : Ceci entraîne que seuls les enroulements sont parcourus par des courants. Les courants de Foucault sont négligeables.
- Inductances propres constantes.
- Inductances mutuelles entre 2 enroulements varient sinusoidalement avec l'angle entre leurs axes magnétiques.
- Résistances des enroulements indépendantes de la variation de la température.
- Uniformité de la densité de courant dans la section des conducteurs élémentaires.

3.17 Convention de signes

Les conventions de signes adoptées sont :

Un courant positif crée à travers son propre enroulement un flux positif.

Une f.é.m. positive entraîne la circulation d'un courant positif dans un circuit fermé.

Le primaire est considéré comme générateur et le secondaire comme récepteur.

Les angles sont comptés positivement dans le sens trigonométrique.

Dans la littérature existent plusieurs modèles de transformateurs dont voici quelques principaux modèles adaptés aux régimes variables (transitoires).

Le transformateur triphasé peut être représenté par 3 axes [62] comme montrent les figures 3.7 et 3.8.

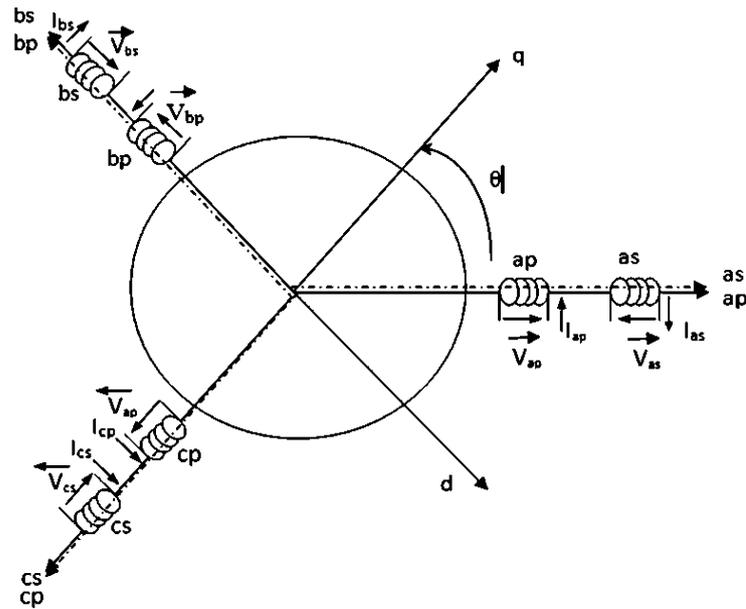


Figure 3.7 : Représentation schématique d'un transformateur triphasé au primaire et au secondaire selon 3 axes où chaque axe comporte un transformateur à deux enroulements.

À l'aide de ce modèle, différents problèmes peuvent être maintenant traités, que ce soit dans un régime nominal avec ces différents états, à vide, à charge ou en régime de court-circuit.

N.B : toutes les grandeurs secondaires sont ramenées au primaire et cela pour faciliter les expressions et construire les schémas équivalents.

Définitions angulaires :

- $(Oap \wedge, Oq) = (Oas \wedge, Oq) = \theta$
- $(Obp \wedge, Oq) = (Obs \wedge, Oq) = \theta - 2\pi/3$
- $(Ocp \wedge, Oq) = (Ocs \wedge, Oq) = \theta - 4\pi/3$

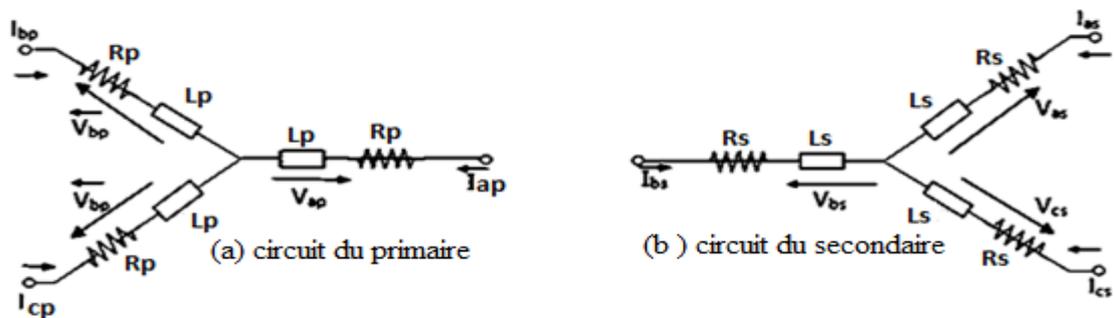


Figure 3.8 : Représentation d'un transformateur triphasé sous forme de circuits électriques

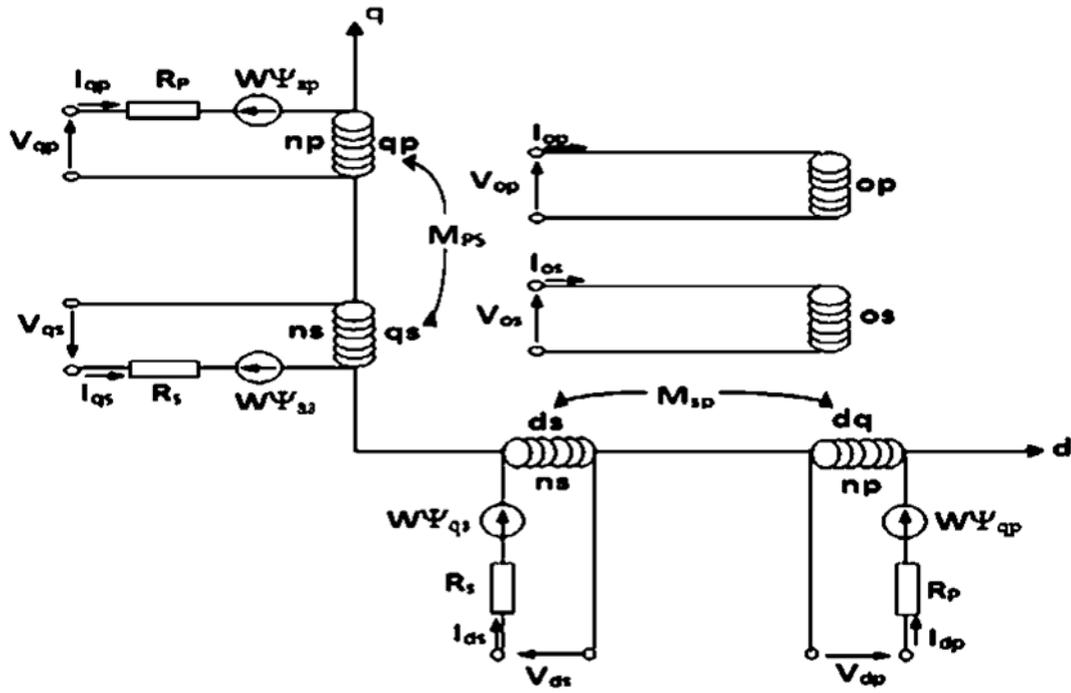


Figure 3.9 : Schéma équivalent du transformateur selon les axes d, q

Donc chaque axe comporte un transformateur à deux enroulements (selon les axes d, q & o):

Selon l'axe q :

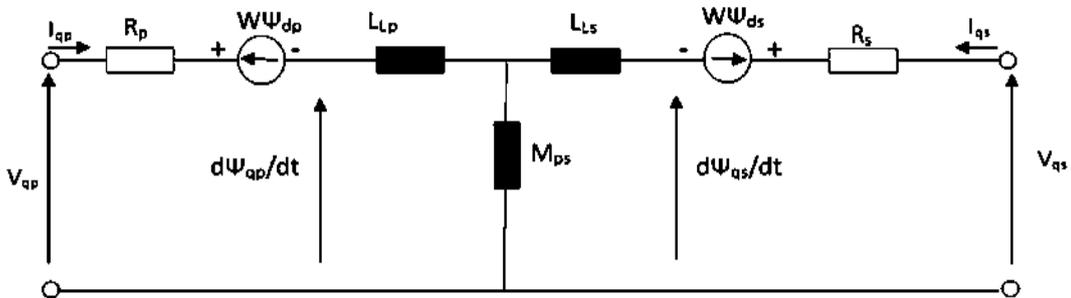


Figure 3.10 : Schéma équivalent selon l'axe q

Selon l'axe d :

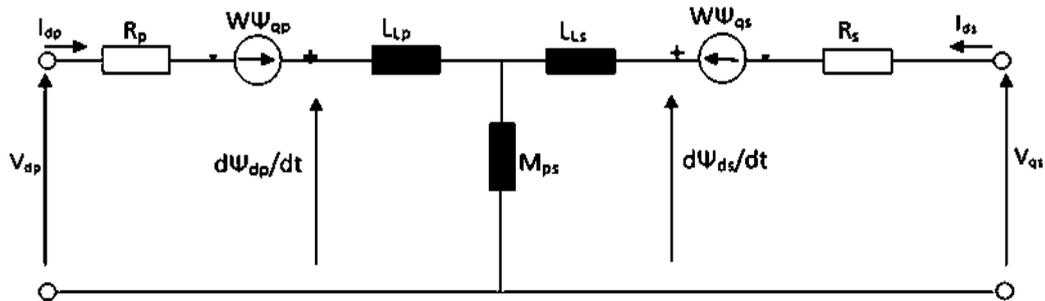


Figure 3.11 : Schéma équivalent selon l'axe d

Selon l'axe 0 :

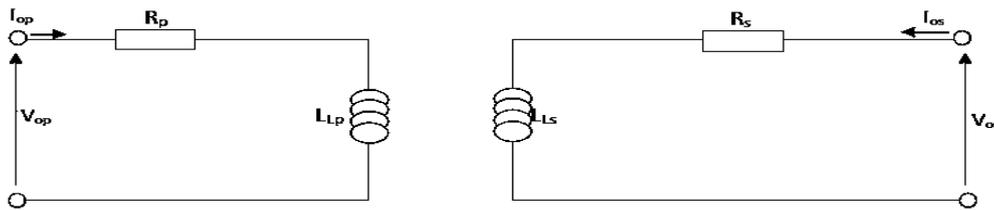


Figure 3.12 : Schéma équivalent selon l'axe 0

3.18 Modélisation et simulation du transformateur triphasé équilibré par l'application de la transformée de Park.

La transformée de Park est un outil mathématique utilisé en électrotechnique pour réaliser un changement de repère dans un dispositif d'axe diphasé ou triphasé.

La transformée *dqo* est très similaire à la transformée de Park, et elles sont souvent confondues dans la littérature. « *dqo* » veut dire « direct–quadrature–zero ». À la différence de la transformée de Park, elle conserve les valeurs des puissances (appelée aussi méthode de Park modifiée).

La transformée *dqo* permet dans un système triphasé équilibré de transformer trois quantités alternatives en deux quantités continues. Cela simplifie considérablement la résolution d'équations. Une fois la résolution d'équations calculée, la transformation inverse est utilisée pour retrouver les grandeurs triphasées correspondantes [63].

3.19 Simulation du transformateur triphasé en régime équilibré

3.19.1 Introduction

La résolution analytique du système d'équation qui régissent le comportement du transformateur triphasé est très difficile et n'est possible qu'après introduction des hypothèses simplificatrices, c'est pourquoi la simulation numérique s'est avérée un moyen efficace pour l'étude de cet ensemble, or les systèmes qui nous intéressent sont régis par des systèmes d'équations différentielles qui demandent un traitement préalable destiné à fournir une bonne résolution, c'est-à-dire une résolution qui donne des résultats avec une précision en un temps relativement court.

3.19.2 Système des valeurs réduites (Per unit)

Généralement, on utilise les valeurs réduites (per unit) pour traiter les problèmes relatifs aux transformateurs triphasés, afin d'éliminer certaines difficultés [64].

- Leur utilisation supprime, très souvent, les coefficients numériques des équations.

• Le choix des valeurs réduites est associé au choix des grandeurs nominales pour un transformateur triphasé caractérisé par :

- La puissance apparente S_n
- La tension nominale entre phase et neutre $V_n = U_n/\sqrt{3}$; U_n : tension composée.

On a : $S_n = 3 V_n I_n = \sqrt{3} U_n I_n$ et l'impédance nominale : $Z_n = V_n/ I_n$, d'où l'impédance en valeur réduite est définie par : $Z_{(p,u)} = Z / Z_n = Z I_n/ V_n$

On peut définir de même, $I_{(p,u)} = I/I_n$, $V_{(p,u)} = V/V_n$ & $S_{(p,u)} = S/S_n$

Pour ramener chaque grandeur physique en valeur réduite, on est amené à la diviser par une valeur dite de « base ». Certaines valeurs de bases peuvent être choisies arbitrairement, mais dans leur ensemble, les valeurs de bases ne sont pas indépendantes (Annexe A3) mais doivent respecter certaines règles de cohérences [65].

3.19.3 Les équations du modèle

En per- unit les équations d'états sont :

$$(d/dt) \Psi_{qp} = w_b (V_{qp} - (w \Psi_{dp} / w_b) + R_p (\Psi_{mq} - \Psi_{qp}) / X_{Lp}) \tag{3.1}$$

$$(d/dt) \Psi_{dp} = w_b (V_{dp} + (w \Psi_{qp} / w_b) + R_p (\Psi_{md} - \Psi_{dp}) / X_{Lp}) \tag{3.2}$$

$$(d/dt) \Psi_{op} = w_b (V_{op} - (R_p \Psi_{op} / X_{Lp})) \tag{3.3}$$

$$(d/dt) \Psi_{qs} = w_b (V_{qs} - (w \Psi_{ds} / w_b) - R_s (\Psi_{qs} - \Psi_{mq}) / X_{Ls}) \tag{3.4}$$

$$(d/dt) \Psi_{ds} = w_b (V_{ds} + (w \Psi_{qs} / w_b) - R_s (\Psi_{ds} - \Psi_{md}) / X_{Ls}) \tag{3.5}$$

$$(d/dt) \Psi_{os} = w_b (V_{os} - (R_s \Psi_{os} / X_{Ls})) \tag{3.6}$$

Les équations algébriques deviennent :

$$\Psi_{mq} = X_{aq} ((\Psi_{qp} / X_{Lp}) + (\Psi_{qs} / X_{Ls})) \tag{3.7}$$

$$\Psi_{md} = X_{ad} ((\Psi_{dp} / X_{Lp}) + (\Psi_{ds} / X_{Ls})) \tag{3.8}$$

$$\text{Avec : } X_{aq} = X_{ad} = ((1/X_m) + (1/ X_{Lp}) + (1/ X_{Ls}))^{-1} \tag{3.9}$$

$$I_{qp} = (\Psi_{qp} - \Psi_{mq}) / X_{Lp} \tag{3.10}$$

$$I_{dp} = (\Psi_{dp} - \Psi_{md}) / X_{Lp} \tag{3.11}$$

$$I_{qs} = (\Psi_{qs} - \Psi_{mq}) / X_{Ls} \tag{3.12}$$

$$I_{ds} = (\Psi_{ds} - \Psi_{md}) / X_{Ls} \tag{3.13}$$

$$I_{op} = \Psi_{op} / X_{Lp} \tag{3.14}$$

$$I_{os} = \Psi_{os} / X_{Ls} \tag{3.15}$$

La transformée de Park, souvent confondue avec la transformée d q o [66], c'est un modèle mathématique qui simplifie les équations et les calculs d'une machine quelconque tel que le transformateur triphasé, à la base de la transformation d'un système triphasé à un système biphasé. Grâce à ce modèle, toutes les machines électriques triphasées peuvent être représentées comme un système biphasé. Les grandeurs transformées sont généralement des courants, des tensions ou des flux.

La représentation de Park donne la projection des trois phases (a, b, c) de la machine sur un repère biphasé orthogonal (d, q, o), où d est l'axe directe, q l'axe en quadrature et o l'axe homopolaire (axe supplémentaire). En plus des simplifications considérées dans la modélisation, La machine est supposée électriquement et magnétiquement équilibrée [67].

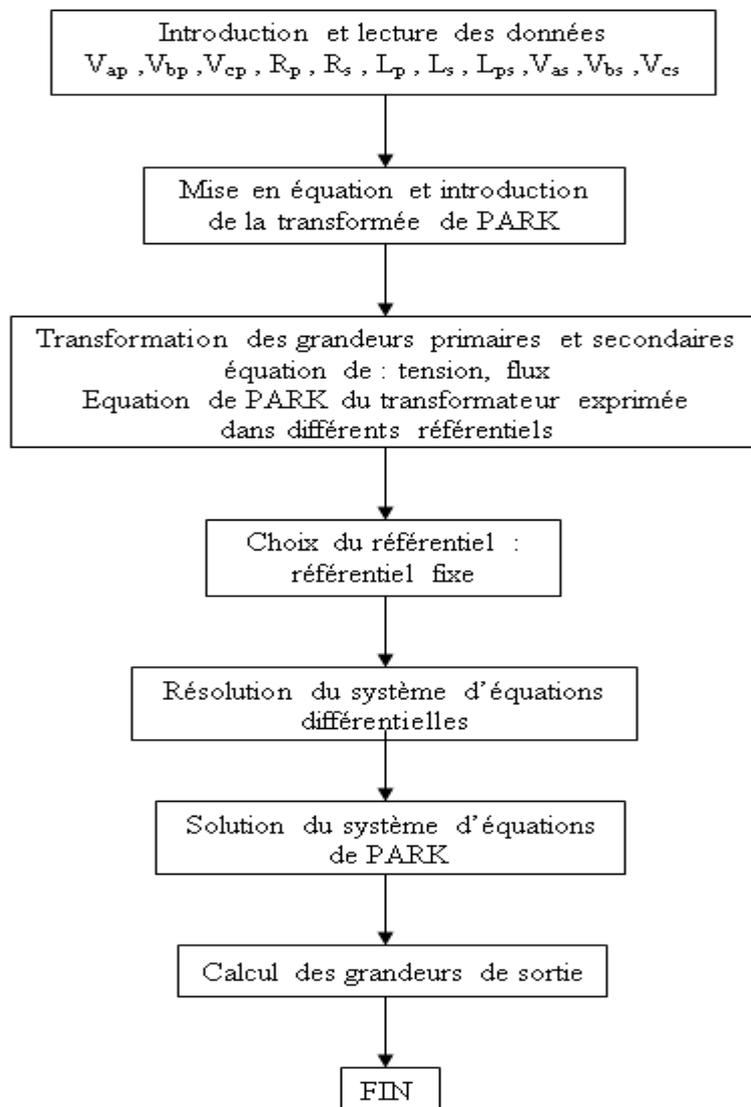


Figure 3.13 : Organigramme de simulation

3.19.4 Résultats de simulation

La plaque signalétique du transformateur triphasé utilisé dans ce chapitre est :

Puissance nominale : 100 KVA

Fréquence nominale : 50HZ

Tensions nominales : 30KV/400V

Courants nominaux : 1.92A/144.33A

Mode de couplage : Yyno

Refroidissement : TYPE : ONAN

3.19.5 Courbes de PARK selon les axes q, d & o

3.19.5.1 Modèle analytique du transformateur Y/Y

a. Essai à vide pour le modèle de PARK

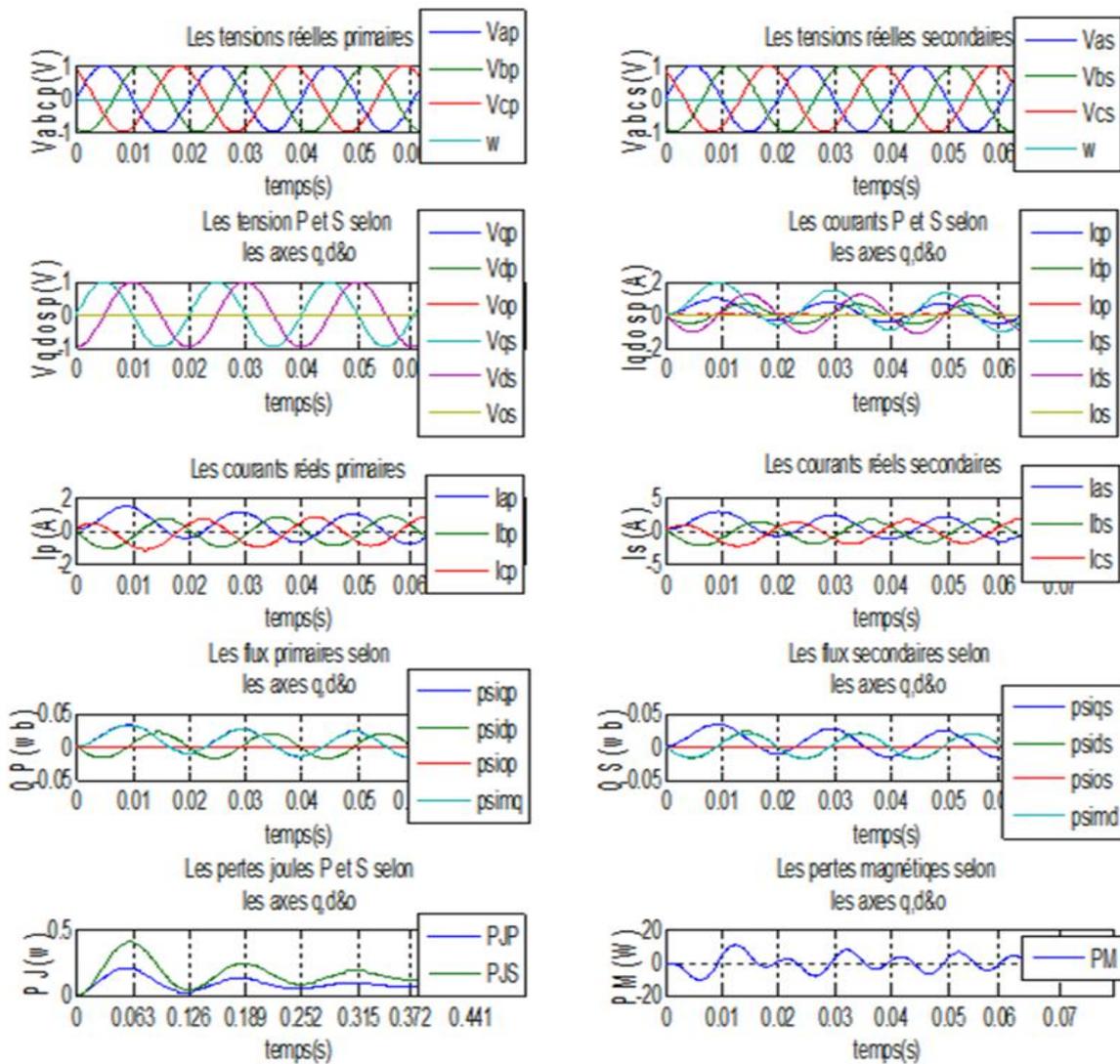


Figure 3.14 : Résultats d’essai à vide pour le model de PARK

b. Essai en court-circuit pour le modèle de PARK selon qd0

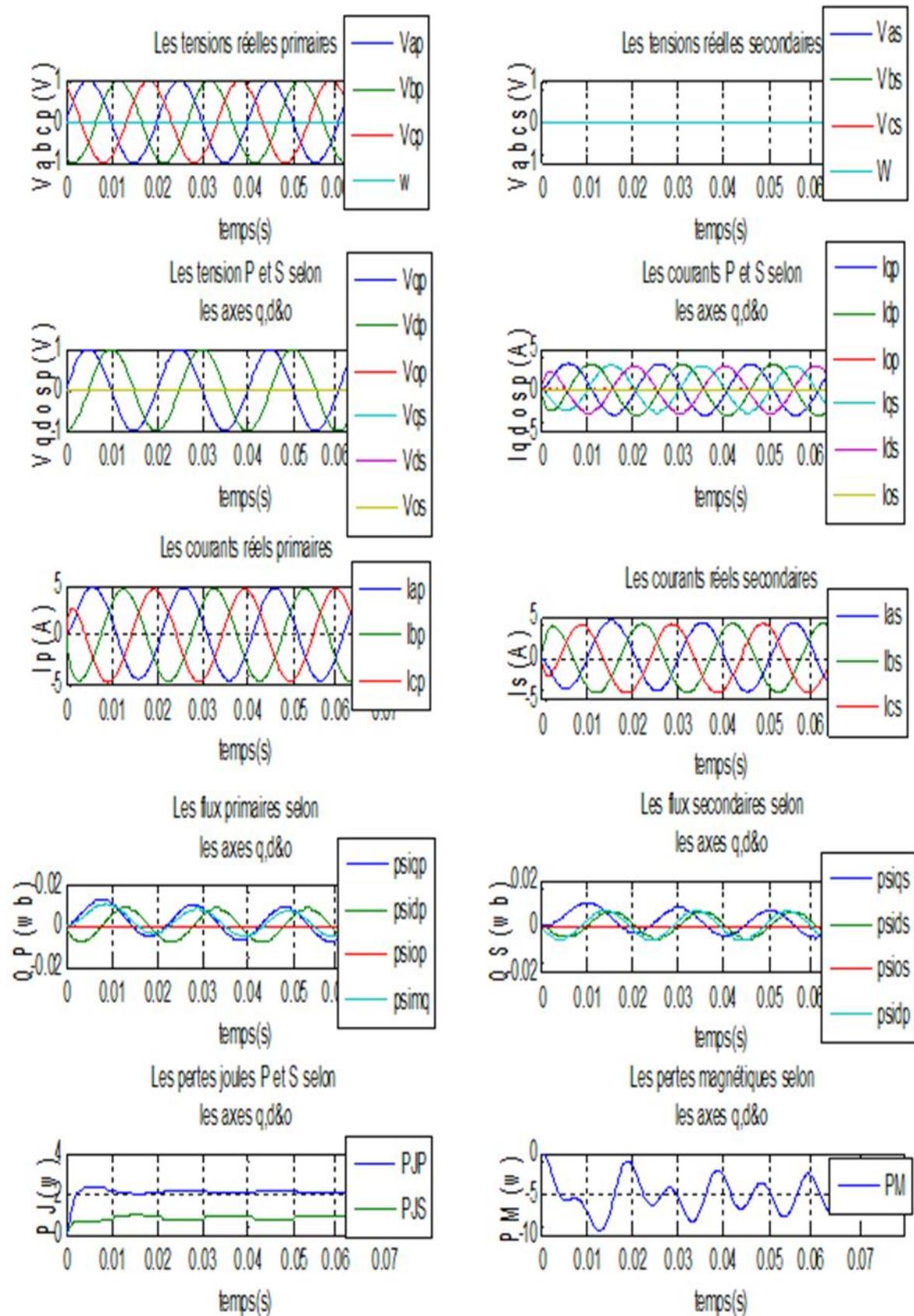


Figure 3.15 : Résultats d'essai en court-circuit par model de PARK

3.19.5.2 Interprétation des courbes de PARK**a. Essai à vide :**

○ Tensions primaires et secondaires sont sinusoïdales, chacune d'entre elle est déphasée de 120° par rapport à l'autre, avec une amplitude constante égale à 1 (système en per-unit).

Tensions et courants primaires et secondaires sur les axes q, d et o ont même forme d'onde, chaque courant ou tension du primaire est en phase avec celui qui lui correspond au secondaire, on constate que le courant et la tension sur l'axe o est négligeable $I_{op}=I_{os} \approx 0, V_{op} = V_{os} \approx 0$

○ Les flux dans le primaire et dans le secondaire sont sinusoïdaux. Les pertes joules primaires et secondaires ont la même forme d'onde mais d'amplitude différentes, l'amplitude de perte joule primaire est plus grande que celle du secondaire.

○ Les pertes magnétiques n'ont pas une forme bien sinusoïdale.

○ Les courants primaires et secondaires réels du transformateur (PARK inverse) ayant la même allure, chaque courant primaire est en phase avec le courant qui lui correspond au secondaire.

b. Essai en court-circuit :

○ Les tensions primaires forment un système triphasé, dont chacune est déphasée par rapport à l'autre par 120° , et leur amplitude est constante et égale à 1(per-unit).

○ Les tensions primaires et secondaires suivant les axes q, d & o c'est la même constatation que pour celles réelles, sauf que la troisième composante de tension suivant l'axe o est négligeable ($V_{op}=V_{os} \approx 0$).

○ Les courants primaires et secondaires selon les axes q, d&o ont des amplitudes variables, chaque courant primaire est en inverse avec celui qui lui correspond au secondaire.

○ Tous les flux primaires ayant une même forme sinusoïdale mais d'amplitudes différentes, par contre les flux secondaires n'ont pas la même forme, le flux unique qui n'a pas la forme sinusoïdale c'est le flux secondaire suivant l'axe q qui a augmenté aléatoirement.

○ Pour les pertes joules primaires et secondaires sont la mêmes que celles de l'essai à vide mais avec des valeurs d'amplitude plus grandes, en ce qui concerne les pertes magnétiques, elles ont les mêmes forme mais avec une amplitude variable.

○ Les courants primaires et secondaires réels du transformateur (PARK inverse) sont les mêmes que ceux suivant les axes q, d& o.

3.19.5.3 Simulation du transformateur D-Y

Le model analytique du transformateur D/Y est un modèle qui se base sur les équations mathématiques

3.19.6 Les courbes du transformateur D-Y

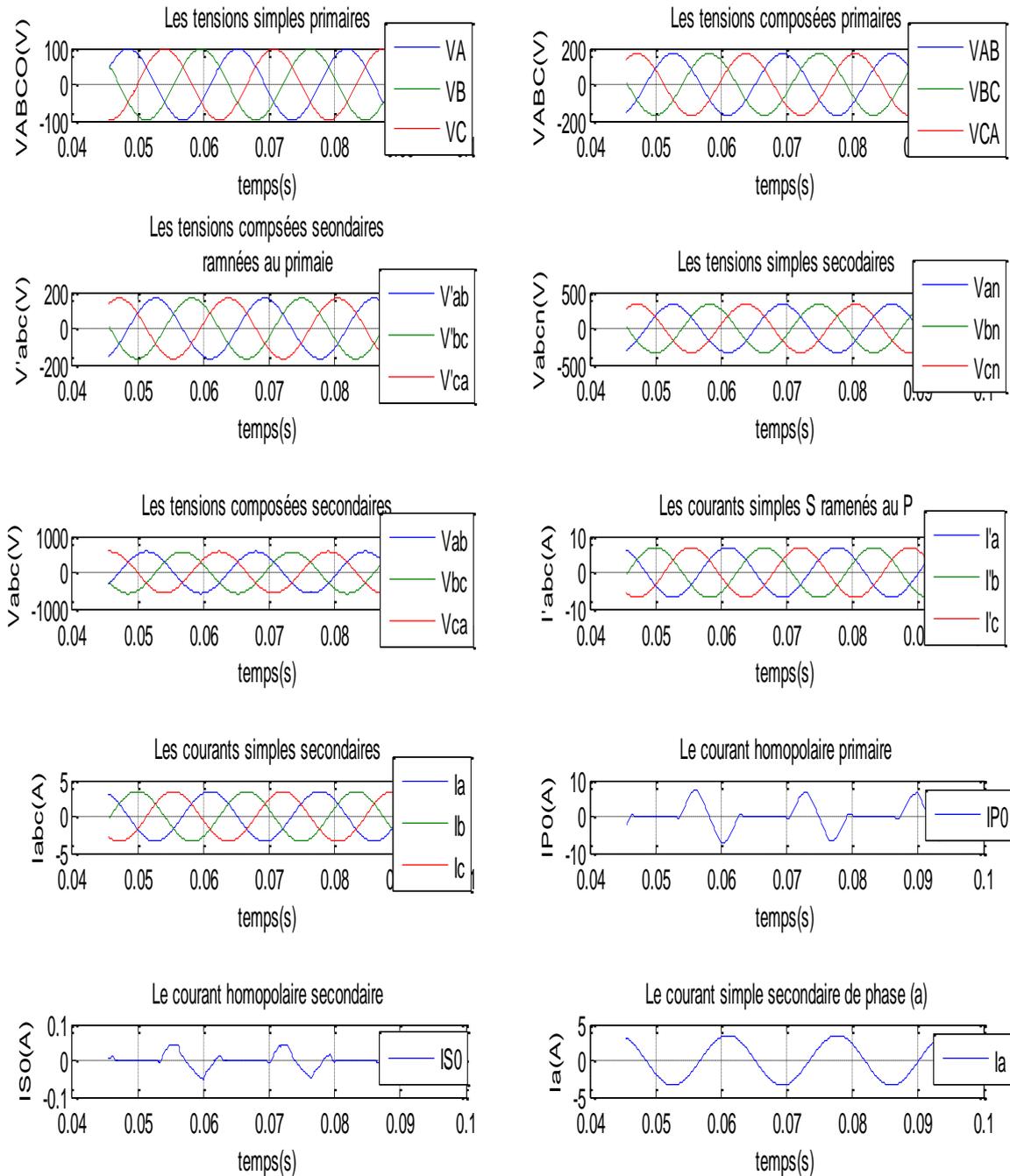


Figure 3.16 : Résultats du transformateur D-Y

3.19.7 Interprétation des courbes de bloc D-Y

Les tensions simples primaires d'alimentation ont la même forme d'onde sinusoïdale et alternative avec une amplitude de valeur maximale égale à 100V.

Les tensions composées primaires ont la même forme d'onde que celles des tensions simples (tensions d'alimentation) mais d'amplitudes différentes égales à $100\sqrt{3}$ V.

- Les tensions simples secondaires ramenées au primaire ayant la même allure que celles des tensions simples et composées primaires, avec une amplitude constante égale à celle de la tension composée primaire.

La même remarque pour les tensions simples secondaires, elles ont les mêmes formes que celles ramenées au primaire mais avec des amplitudes différentes de valeur 300V.

Les tensions composées secondaires conservent leur forme d'onde avec une amplitude différente égale à $300\sqrt{3}$ V.

Les courants simples secondaires et ceux ramenés au primaire ont la même forme d'onde mais d'amplitudes différentes.

Le courant homopolaire primaire et secondaire a une forme d'onde non sinusoïdale, et l'amplitude de primaire est plus grande que celle du courant homopolaire secondaire.

3.19.8 Conclusion

La transformée dqo permet dans un système triphasé équilibré de transformer trois quantités alternatives en deux quantités continues. Cela simplifie considérablement la résolution d'équations. Une fois la solution calculée, la transformation inverse est utilisée pour retrouver les grandeurs triphasées correspondantes.

Dans ce chapitre la simulation est faite en utilisant le model de PARK qui se base sur la décomposition du système selon deux axes, et permet de résoudre un grand nombre de problèmes du régime transitoire.

CHAPITRE 4**Composantes symétriques et modélisation des transformateurs triphasés en régime déséquilibré****4.1 Introduction**

Un transformateur déséquilibré est un transformateur dont l'impédance d'une (ou plus) de ces phases n'a pas la même valeur que ses autres impédances. Ainsi, les tensions ou les courants ne vérifient pas les conditions d'équilibres de phases ou d'amplitudes qui définissent les systèmes triphasés équilibrés c'est-à-dire $V_{\text{ligne}} = \sqrt{3} V_{\text{phase}}$ et $I_{\text{ligne}} = \sqrt{3} I_{\text{phase}}$ pour la configuration étoile et delta respectivement. Par contre, la fréquence de 50 Hz et le déphasage de 120° restent identiques pour les trois phases.

L'étude du comportement d'un transformateur soumis à un système de courants déséquilibrés est, généralement, basée sur la théorie des composantes symétriques [68], tout en sachant que le principe de superposition est préservé, c'est-à-dire que les relations qui régissent les circuits magnétique et électrique du transformateur sont linéaires. Par conséquent, les résistances et les inductances (R & L), sont considérées constantes. Ceci signifie qu'il y a absence de saturation et de distorsion.

4.2 Méthode des composantes symétriques

La méthode des composantes symétriques a été proposée par Charles Fortescue en 1918, et est souvent appelée la méthode des trois composantes. Elle permet d'étendre l'analyse de phase aux systèmes qui alimentent des charges triphasées déséquilibrées. Ou d'une autre manière *"Un système de grandeurs triphasé déséquilibré peut se mettre sous la forme d'une somme de trois systèmes équilibrés (direct, inverse et homopolaire)"* [69-70] Elle consiste à substituer à un système initial déséquilibré de n grandeurs complexes quelconques, à un système de n grandeurs génératrices, permettant de définir n systèmes symétriques (équilibrés). Le primaire du transformateur est considéré comme générateur et le secondaire comme récepteur. La transformation est assurée par la matrice de Fortescue. Les composantes symétriques sont des transformations linéaires de tensions et de courants d'un réseau triphasé [71]

En électrotechnique, la transformation de Fortescue est utilisée afin de simplifier l'analyse des systèmes électriques triphasés déséquilibrés. Il s'agit mathématiquement d'un changement

de base. L'idée, est qu'un système asymétrique de n phaseurs peut être décomposé comme la somme de n systèmes symétriques [72].

Les composantes symétriques permettent surtout d'étudier le fonctionnement d'un réseau polyphasé de constitution symétrique lorsque l'on branche en un de ses points un récepteur déséquilibré. Soit parce qu'il s'agit effectivement d'une charge non équilibrée soit plus fréquemment lorsque se produit un court-circuit.

4.3 Condition d'emploi des composantes symétriques

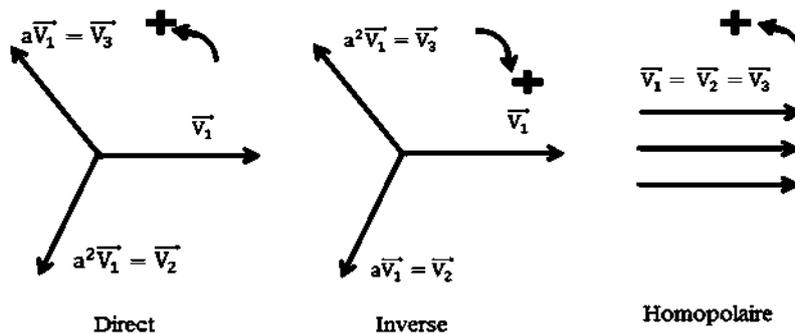


Figure 4.1 : Composantes symétriques d'un système triphasé

Les méthodes analytiques et graphiques utilisées pour le calcul des composantes symétriques comme dans la figure 4.1 à partir des lectures de tensions (courants) des 3 phases sont notoires et d'une importance inégalée. La méthode des composantes symétriques consiste à substituer à un système initial déséquilibré de n grandeurs complexes quelconques, un système de n grandeurs génératrices, permettant de définir n systèmes symétriques (équilibrés). Le primaire du transformateur est considéré comme générateur et le secondaire comme récepteur. La transformation est assurée par la matrice de Fortescue [73].

Cette recherche introduit la technique des composantes symétriques dans la protection différentielle des transformateurs de puissance, qui peut améliorer la sensibilité de la protection différentielle numérique pour les défauts mineurs internes de type entre spires (tour à tour). La technique est basée plus précisément, sur les courants de séquences inverses (négatives).

4.4 Application

Soit un système triphasé (n = 3) déséquilibré de grandeurs sinusoïdales, du vecteur de tensions simples $V_{abc} = [V_a \ V_b \ V_c]^T$ et du vecteur des courants de lignes $I_{abc} = [I_a \ I_b \ I_c]^T$ Ces 2 systèmes déséquilibrés peuvent être, chacun, décomposés en 3 systèmes équilibrés :

Système ou réseau direct « de séquence positive ».

Système ou réseau inverse « de séquence négative ».

Système ou réseau homopolaire « de séquence zéro ».

Les vecteurs de tensions et courants symétriques ou *cycliques* sont dénotés, respectivement, par $V_{012} = [V_0 \ V_1 \ V_2]^T$ et $I_{012} = [I_0 \ I_1 \ I_2]^T$. Les relations d'analyse et de synthèse caractérisant les vecteurs de tensions ou de courants physiques dans le référentiel abc et les vecteurs de tensions ou de courants symétriques définis dans le référentiel 012 vont être traitées dans les sections 4.4.1 & 4.4.2, respectivement. Les sections 4.4.4 & 4.4.5 seront réservées à l'analyse et la synthèse des matrices d'impédances (d'admittances $[Y_{abc}]$, $[Z_{abc}]$) et des puissances complexes physiques

$S_{abc} = [S_a \ S_b \ S_c]^T$ en terme de leurs composantes symétriques ou cycliques respectives.

OBS. : Dans tout ce qui suit, on préfère l'utilisation du terme « cyclique » au lieu du terme « symétrique ».

4.4.1 Tensions cycliques

1 – Tensions cycliques simples

Pour une symétrie par rapport à la phase « a » les tensions physiques V_{abc} peuvent s'écrire en fonction des tensions cycliques V_{012} comme suit :

$$\left. \begin{aligned} V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = V_0 + V_1 + V_2 \\ V_b &= V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} = V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \\ V_c &= V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} = V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

L'indice « a » dans le dernier membre du système d'équations (1) a été, volontairement, omis car dans toute cette étude, la symétrie est supposée par rapport à « a ». Pour des symétries par rapport à la phase « b » ou « c » le lecteur est recommandé à consulter d'autres références, en l'occurrence l'imminent livre de Paul Anderson [74].

Sous forme matricielle, le système d'équations (1) s'écrit avec l'utilisation du super indice « T » caractérisant la transposée d'une matrice :

$$V_{abc} = [V_a \ V_b \ V_c]^T = [A] V_{012} = [A] [V_0 \ V_1 \ V_2]^T \quad (4.2)$$

$[A]$ est la transformation de Fortescue ou des composantes cycliques définie par :

$$[A] = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{vmatrix} \quad (4.3)$$

Son inverse $[C] = [A]^{-1}$ existe car son déterminant est non nul. L'équation suivante donne la transformation inverse $[C]$.

$$[C] = [A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{vmatrix} \quad (4.4)$$

Le vecteur des tensions cycliques sera, quant à lui, déterminé, sous forme matricielle, par :

$$V_{012} = [V_0 \ V_1 \ V_2]^T = [C] V_{abc} = [C] [V_a \ V_b \ V_c]^T = [A]^{-1} V_{abc} = [A]^{-1} [V_a \ V_b \ V_c]^T \quad (4.5)$$

2 – Tensions cycliques composées

Calculons tout d'abord les tensions physiques composées U_{ab} , U_{bc} et U_{ca} en fonctions des tensions physiques simples V_a , V_b & V_c .

$$\left. \begin{aligned} U_{ab} &= U_a - U_b = V_a - V_b \\ U_{bc} &= U_b - U_c = V_b - V_c \\ U_{ca} &= U_c - U_a = V_c - V_a \end{aligned} \right\} \quad (4.6)$$

OBS. – *Conventionnellement, les tensions simples sont dénotées par V et les tensions composées sont désignées par U. Cette convention sera appliquée le long de ce travail, sauf autrement dictée sur place.*

D'après l'équation (4.5), la tension homopolaire composée U_0 sera donnée, à partir des équations (4.6) par.

$$U_0 = (1/3) (U_{ab} + U_{bc} + U_{ca}) = (1/3) [(V_a - V_b) + (V_b - V_c) + (V_c - V_a)] = 0 \quad (4.7)$$

Par conséquent, la tension homopolaire composée d'un système triphasé déséquilibré est toujours nulle.

Quelles seraient, maintenant, les tensions directes U_1 et inverses composées U_2 ? Pour se faire, appliquons les définitions de ces composantes données par l'équation (4.5) & (4.6).

$$\left. \begin{aligned}
 U_{ab} &= V_a - V_b = (V_0 + V_1 + V_2) - (V_0 + a^2 V_1 + a V_2) = (1 - a^2) V_1 + (1 - a) V_2 = \\
 (1 + a)V_a & \quad U_{bc} = V_b - V_c = (V_0 + a^2 V_1 + a V_2) - (V_0 + a V_1 + a^2 V_2) = \\
 (a^2 - a) V_1 & + (a - a^2) V_2 = a [(a - 1) V_1 + (1 - a) V_2] = (a^2 - a)V_a \\
 U_{ca} &= V_c - V_b = (V_0 + a V_1 + a^2 V_2) - (V_0 + a^2 V_1 + a V_2) = (a - a^2) V_1 + (a^2 - a) V_2 \\
 &= a [(1 - a) V_1 + (a - 1) V_2] = (a - a^2)V_a
 \end{aligned} \right\} (4.8)$$

On observe que les tensions composées physiques U_{ab} , U_{bc} et U_{ca} sont indépendantes des tensions homopolaires simple V_0 et composée U_0 .

Calculons les tensions cycliques composées U_0 , U_1 & U_2 . Vérifions, tout d’abord à partir des équations (4.8) que la tension homolaire composée U_0 est effectivement nulle. Pour ce faire, utilisons l’équation (4.5) ou directement le second membre de l’équation (4.7) et substituons les tensions U_{ab} , U_{bc} & U_{ca} par leur relation respectives données par les équations (4.8), pour obtenir ce qui suit :

$$\left. \begin{aligned}
 U_0 &= (1/3) (U_{ab} + U_{bc} + U_{ca}) = (1/3) [(1 + a)V_a + (a^2 - a)V_a + (a - a^2)V_a] = 0 \\
 U_1 &= (1/3) (U_{ab} + a^2 U_{bc} + a U_{ca}) = \frac{1}{3} [(1 + a)V_a + a^2(a^2 - a)V_a + a(a - a^2)V_a] = -\frac{1}{3} V_a \\
 U_2 &= (1/3) (U_{ab} + a U_{bc} + a^2 U_{ca}) = \frac{1}{3} [(1 + a)V_a + a(a^2 - a)V_a + a^2(a - a^2)V_a] = \frac{2}{3} V_a
 \end{aligned} \right\} (4.9)$$

OBS. - à partir des résultats des équations (4.9), on conclut que les tensions U_0 , U_1 & U_2 sont dépendantes de la tension simple de la phase a, et indépendantes des composantes symétriques de la tension simple de la phase a.

4.4.2 Courants cycliques

1 – Courants cycliques composés

Mathématiquement, le vecteur des courants physiques ou cycliques se traite, respectivement, de la même manière que celui des tensions physiques ou cycliques. Par conséquent, pour une symétrie par rapport à la phase « a » les courants physiques I_{abc} peuvent s’écrire, directement, sous forme matricielle comme suit :

$$I_{abc} = [I_a \quad I_b \quad I_c]^T = [A] I_{012} = [A] [I_0 \quad I_1 \quad I_2]^T \tag{4.10}$$

Le vecteur des courants cycliques sera, quant à lui, déterminé, sous forme matricielle, par :

$$I_{012} = [I_0 \quad I_1 \quad I_2]^T = [C] I_{abc} = [C] [I_a \quad I_b \quad I_c]^T = [A]^{-1} I_{abc} = [A]^{-1} [I_a \quad I_b \quad I_c]^T \tag{4.11}$$

Par conséquent, pour obtenir les tensions ou les courants cycliques, il suffit de pré multiplier les tensions ou les courants physiques (composantes réelles du système triphasé déséquilibré tel que, par exemple, le transformateur triphasé en régime déséquilibré) par la transformation inverse de Fortescue $[T] = [A]^{-1}$. Pour l'obtention des composantes (coordonnées) réelles, on doit pré multiplier les composantes cycliques par la transformation de Fortescue $[A]$.

2 – Courants cycliques simples

Calculons tout d'abord les courants physiques simples J_{ab} , J_{bc} & J_{ca} en fonctions des courants physiques composés I_a , I_b & I_c .

$$\left. \begin{aligned} J_{ab} &= J_a - J_b = I_a - I_b \\ J_{bc} &= J_b - J_c = I_b - I_c \\ J_{ca} &= J_c - J_a = I_c - I_a \end{aligned} \right\} \quad (4.12)$$

OBS. – Conventionnellement, les courants composés sont dénotés par I et les courants simples sont désignés par J . Cette convention sera appliquée le long de ce travail, sauf autrement dictée sur place.

D'après l'équation (4.11), le courant homopolaire simple J_0 sera donné, à partir des équations (4.12) par :

$$J_0 = (1/3) (J_{ab} + J_{bc} + J_{ca}) = (1/3) [(I_a - I_b) + (I_b - I_c) + (I_c - I_a)] = 0 \quad (4.13)$$

Par conséquent, le ***courant homopolaire simple*** d'un système triphasé déséquilibré est ***toujours nul, et ce quel que soit le régime du neutre*** (neutre isolé, neutre mis à la terre directement, ou neutre impédant ou mis à la terre à travers une impédance $Z = R + j X$).

Quelles seraient, maintenant, les courants directs J_1 et inverses J_2 simples? Pour ce faire, appliquons les définitions de ces composantes données par l'équation (4.11) & (4.12).

$$\left. \begin{aligned} J_{ab} &= I_a - I_b = (I_0 + I_1 + I_2) - (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) = (1 - a^2) I_1 + (1 - a) I_2 = (1 + a) I_a \\ J_{bc} &= I_b - I_c = (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) - (I_0 + a I_1 + a^2 I_2) = (a^2 - a) I_1 + (a - a^2) I_2 = a [(a - 1) I_1 + (1 - a) I_2] = (a^2 + a) I_a \\ J_{ca} &= I_c - I_a = (I_0 + a I_1 + a^2 I_2) - (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) = (a - a^2) I_1 + (a^2 - a) I_2 \\ &= a [(1 - a) I_1 + (a - 1) I_2] = (a - a^2) I_a \end{aligned} \right\} \quad (4.14)$$

On observe que les courants simples physiques J_{ab} , J_{bc} & J_{ca} sont *indépendants des courants homopolaires composé I_0 & simple J_0* .

Calculons les courants cycliques simples J_0 , J_1 & J_2 . Vérifions, tout d'abord à partir des équations (4.14) que le courant homopolaire simple J_0 est effectivement nul. Pour ce faire, utilisons l'équation (4.12) ou directement le second membre de l'équation (4.13) et substituons les courants J_{ab} , J_{bc} & J_{ca} par leur relation respective données par les équations (4.14), pour obtenir ce qui suit

$$\left. \begin{aligned} J_0 &= (1/3) (J_{ab} + J_{bc} + J_{ca}) = (1/3) [(1 + a)I_a + (a^2 + a)I_a + (a - a^2)I_a] = 0 \\ J_1 &= (1/3) (J_{ab} + a^2 J_{bc} + a J_{ca}) = (1/3) [(1 + a)I_a + a^2(a^2 + a)I_a + a(a - a^2)I_a] = -\frac{1}{3}I_a \\ J_2 &= (1/3) (J_{ab} + a J_{bc} + a^2 J_{ca}) = \left(\frac{1}{3}\right) [(1 + a)I_a + a(a^2 + a)I_a + a^2(a - a^2)I_a] = \frac{2}{3}I_a \end{aligned} \right\} (4.15)$$

OBS. - à partir des résultats des équations (4.15) on tire des conclusions sur J_0 , J_1 & J_2 , que les composantes symétriques du courant simple de la phase a sont dépendantes du courant composé de la phase a, et indépendantes du courant homopolaire, car celui-ci est nul.

4.4.3 Représentation graphique des tensions et des courants déséquilibrés

On peut représenter graphiquement la transformation de Fortescue et son inverse, sur un système de courants triphasés. Le tableau 4.1 caractérise les systèmes cycliques direct, inverse & homopolaire.

On peut noter que les systèmes inverse, direct et homopolaire sont obtenus, respectivement, sur la base de la progression géométrique de raisons \mathbf{a} , \mathbf{a}^2 et \mathbf{a}^3 . Certaines propriétés de l'opérateur « \mathbf{a} » sont établies dans le tableau 4.2.

OBS. : Dorénavant, on va omettre, volontairement, le mot cyclique (symétrique) devant l'emploi des attributs « direct », « inverse » et « homopolaires » et même devant l'emploi de leur homologue « séquence positive », « séquence négative » et « séquence zéro ».

Tableau 4.1 : Représentation des systèmes cycliques

$V_{a1} = V_{a1} e^{j0^\circ} = V_{a1} = V_1$ $V_{b1} = V_{a1} e^{j240^\circ} = a^2 V_{a1} = a^2 V_1$ $V_{c1} = V_{a1} e^{j120^\circ} = a V_{a1} = a V_1$	$V_{a2} = V_{a2} e^{j0^\circ} = V_{a2} = V_2$ $V_{b2} = V_{a2} e^{j120^\circ} = a V_{a2} = a V_2$ $V_{c2} = V_{a2} e^{j240^\circ} = a^2 V_{a2} = a^2 V_2$	$V_{a0} = V_{a0} e^{j0^\circ} = V_{a0} = V_0$ $V_{b0} = V_{a0} e^{j0^\circ} = V_{a0} = V_0$ $V_{c0} = V_{a0} e^{j0^\circ} = V_{a0} = V_0$
a-Système direct	b-Système inverse	c-Système homopolaire

Tableau 4.2 : Propriétés courantes de l'opérateur « a »

Forme polaires	Formes rectangulaires
$a = e^{j 120^\circ}$ $a^2 = e^{j 240^\circ} = e^{-j 120^\circ}$ $a^3 = e^{j 360^\circ} = a^0$	$a = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$ $a^2 = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$ $a^3 = 1$
$1 + a + a^2 = 0$ $1 + a = -a^2$ $1 + a^2 = -a$	$1 + a = \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j = -a^2$ $1 + a^2 = \frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j = -a$
$a - a^2 = a(1 - a) = a(a^2 + a^3 + 1)$ $a^2 - a = a(a - 1) = -a(a^2 + a^3 + 1)$	$a - a^2 = j\sqrt{3}$ $a^2 - a = -j\sqrt{3}$

4.4.4 Impédances & admittances cycliques

La chute de tension physique ou la loi d'Ohm d'une portion quelconque d'un réseau électrique (réel ou physique) peut se calculer, sous forme matricielle, par :

$$V_{abc} = [Z_{abc}] I_{abc} \text{ ou } I_{abc} = [Z_{abc}]^{-1} V_{abc} = [Y_{abc}] V_{abc} \text{ avec } [Y_{abc}] = [Z_{abc}]^{-1} \tag{4.16}$$

$[Y_{abc}]$ & $[Z_{abc}]$ sont, respectivement, les matrices d'admittances & d'impédances physiques de la portion du réseau réel considérée. Généralement, elles sont pleines et non symétriques. Elles sont données par les équations (4.17) & (4.18).

$$[Y_{abc}] = \begin{vmatrix} Y_a & 0 & 0 \\ 0 & Y_b & 0 \\ 0 & 0 & Y_c \end{vmatrix} \quad (4.17)$$

$$[Z_{abc}] = \begin{vmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{vmatrix} \quad (4.18)$$

La multiplication des 2 membres de l'équation (4.16) par la transformation inverse de Fortescue

$[C] = [A]^{-1}$ donne :

$$[A]^{-1}V_{abc} = \{[A]^{-1}[Z_{abc}]\}I_{abc} = \{[A]^{-1}[Z_{abc}]\}[A] [A]^{-1}I_{abc} = \{[A]^{-1}[Z_{abc}] [A]\}[A]^{-1}I_{abc} \quad (4.19)$$

Remarquons que l'équation (4.19) peut se mettre sous la forme:

$$V_{012} = [Z_{012}] I_{012} \text{ avec } [V_{012}] = [A]^{-1}V_{abc} \text{ \& } [I_{012}] = [A]^{-1}I_{abc} \quad (4.20)$$

$$[Z_{012}] = \{[A]^{-1}[Z_{abc}] [A]\} \quad (4.21)$$

L'équation (4.21) caractérise la matrice d'impédances cycliques de la portion du système physique considérée.

Le lecteur peut, facilement, par l'exploitation de l'équation (4.16) déterminer la matrice d'admittances cycliques $[Y_{012}]$ de la portion du système physique considérée. Elle sera donnée par :

$$[Y_{012}] = \{[A][Y_{abc}][A]^{-1}\} \quad (4.22)$$

4.4.5 Puissances complexes cycliques

Par définition la puissance complexe physique d'un système triphasé déséquilibré S_{abac} est la somme des puissances complexes physiques de ses 3 trois phases, prises individuellement. Sous forme matricielle, S_{abac} s'écrit comme suit :

$$S_{abc} = V_{abc}^T I_{abc} = [V_a \ V_b \ V_c] [I_a \ I_b \ I_c]^T = V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c = S_a + S_b + S_c \quad (4.23)$$

OBS. – On remarque, le non couplage des puissances complexes physiques des 3 phases S_a , S_b , S_c . Ceci implique la non présence de termes du types $V_i I_j$ avec $i \neq j$ ($i = a, b \ \& \ c$; $j = a, b \ \& \ c$).

La transformation du vecteur physique (ligne) de tensions $V_{abc}^T = [V_{abc}]^T$ & et du vecteur physique (colonne) courants I_{abc} dans les systèmes cycliques, respectives, de tensions et de courant donne, après un certain nombre de manipulations mathématiques :

$$S_{abc} = \begin{bmatrix} S_a & 0 & 0 \\ 0 & S_b & 0 \\ 0 & 0 & S_c \end{bmatrix} = (1/3) (V_0 I_0^* + V_1 I_1^* + V_2 I_2^*) = (1/3) (S_0 + S_1 + S_2) = (1/3) S_{012} \quad (4.24)$$

OBS. - On remarque, en premier lieu, que la puissance physique complexe S_{abc} est égale au tiers de la puissance cyclique complexe S_{012} ($S_{abc} = S_{012} / 3$). Par un choix judicieux de la transformation de Fortescue, on peut arriver au résultat que :

$$S_{abc} = S_{012} \quad (4.25)$$

Ce cas simule les réseaux dits à puissances invariants, c'est-à-dire que les puissances complexes dans les 2 systèmes (physiques & cycliques) sont identiques..

En second lieu, l'équation (4.24) montre, aussi, le non couplage des puissances cycliques complexes individuelles S_0 , S_1 & S_2 . Ceci implique la non présence de termes du type $V_i I_j$ avec $i \neq j$ ($i = 0, 1 \text{ \& } 2$; $j = 0, 1 \text{ \& } 2$). Ceci est considéré comme un très bon résultat qui fortifie l'utilisation de la transformation de Fortescue.

4.4.6 Conclusion

Ce chapitre présente le concept de la méthode des composantes symétriques. Cette méthode est très efficace dans l'analyse et la conception d'un système électrique triphasé. C'est un outil très important pour les études de court-circuit asymétrique. Une transformation linéaire des composantes de phases (abc) en composantes symétriques (012) est montrée précédemment.

Les circuits électriques et les composantes symétriques pour différents types de défauts communs et pour le défaut interne entre spires dans les enroulements du transformateur de puissance sont présentés en détail.

CHAPITRE 5**Protections et dispositifs numériques****5.1 Introduction**

Le développement des systèmes électriques modernes s'est reflété dans les progrès réalisés dans la conception des transformateurs. Il en est résulté une large gamme de transformateurs avec des tailles allant de quelques kVA à plusieurs centaines de MVA [75]. Ils sont divisés en trois groupes:

- 1) Petits transformateurs de puissance 500 à 7500 kVA.
- 2) Moyens transformateurs de puissance 7500 kVA à 100 MVA.
- 3) Grands transformateurs de puissance 100MVA et plus.

Leurs durée de vie est presque 30 ans. Ils sont disponibles pour une utilisation dans une grande variété d'applications. De par leur rôle stratégique dans les réseaux électriques, les transformateurs de puissance sont l'objet d'une surveillance accrue. Afin d'en assurer une bonne continuité de service sans nuire à leur disponibilité. D'où, pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer la stabilité des réseaux électriques leur protection contre toutes anomalies de fonctionnement est donc plus que nécessaire. La figure 5.1 montre les dégâts considérables qui s'observent toujours lors de court-circuits entre spires. Il est évident que les détériorations autour du court-circuit atteignent une telle ampleur. La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telle protection [76].



Figure 5.1 Conséquence du court-circuit entre spires du transformateur de puissance

Les recherches actuelles tentent de remédier à ces problèmes des transformateurs de puissances et de réduire leurs pertes, leur bruit et leur impact écologique général. Les nouveaux types d'huile et les matériaux supraconducteurs sont des pistes l'étude de recherche [77].

5.2 Définition de la protection

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs systèmes de protection (fusibles, disjoncteurs et relais) et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations [78]

5.3 Implantation des protections

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- Eliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par coupure aval (disjoncteur, fusible) la plus proche ;
- Eliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval sont défaillants ;
- Prévoir des protections de secours (redondance) ;
- Prévoir des protections spécifiques pour certains matériels (transformateur, condensateurs,...) ;
- Permettre la modification temporaire des fonctionnements pour effectuer certaines opérations: travaux sous tension, mise en parallèle de transformateur, etc...[79].

Avant leur implantation, les protections doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres : architecture du réseau, régime de neutre, courant de court-circuit, les capteurs de mesure en place, et la sélectivité. Une étude du réseau est donc nécessaire.

La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, différentes méthodes existent pour la réaliser. Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection. Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes [80].

Chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques.

Comme son nom l'indique une protection électrique permet de protéger contre les défauts électriques. Il convient de les identifier correctement afin de définir exactement la protection adéquate. Les dommages du transformateur de puissance [81] peuvent être causés par différentes contraintes dues généralement aux sur échauffements, aux circuits ouverts et aux courts-circuits

Différents défauts peuvent se produire à l'intérieur du transformateur et au niveau du système électrique où le transformateur est connecté.

La protection du transformateur de puissance est principalement axée sur les courts-circuits, car les circuits ouverts ne présentent pas de danger particulier. La protection contre les courts-circuits comprend les défauts internes et externes.

Les défauts externes sont les défauts qui se produisent à l'extérieur du transformateur : surcharges, surtension, sous fréquence, courts-circuits du système externe.

Les défauts internes se produisent dans la zone de protection du transformateur, tels que les défauts naissant comme le suréchauffement, surfluxation, surpression et les défauts actifs tels que les défauts phase-terre, les défauts entre spires, défaut de la cuve et défaut de noyau.

1. Surtension – est une hausse soudaine de tension qui force l'isolant au-delà de sa capacité de résistance entraînant son endommagement et provoquant donc une défaillance au transformateur. Pour parer à ce type d'incident, des moyens de protection peuvent être mis en place.

2. Surcharges – entraînent un suréchauffement de l'isolant du transformateur qui peuvent causer des dommages permanents.

3. Baisse de fréquence – causée par une perturbation du système qui crée un déséquilibre entre la production et la charge. Le courant d'excitation augmente à basse fréquence provoquant un sur fluxage du noyau ferromagnétique du transformateur. Qui peut graduellement entraîner la rupture de l'isolation du circuit magnétique. Les défauts internes se produisent dans la zone de protection du transformateur. Ils sont divisés en deux groupes [82].

a. Les défauts naissants

Ils se développent lentement et peuvent devenir des défauts majeurs si la cause n'est pas détectée et corrigée à temps.

Les défauts naissants se subdivisent en trois types :

- Suréchauffement – causée par une perte dans le liquide de refroidissement dû à une fuite, à une mauvaise connexion interne dans les circuits électriques ou magnétiques et à des pertes de ventilateurs qui assurent le refroidissement.
- Sur fluxage – peut entraîner une rupture de l'isolation des matériaux isolants du circuit magnétique.
- Surpression – se produit en raison de dégagement du gaz du transformateur.

b. Défauts actifs

Sont causés par la rupture de l'isolant qui crée une contrainte soudaine. La défaillance active se produit lorsque le courant passe d'un conducteur de phase à un autre, Ces défauts se produisent soudainement et nécessitent une action rapide par les relais de protection. Les différents types de défauts actifs sont:

- Courts-circuits entre spires « tour à tour » ;
- Courts-circuits monophasés ;
- Courts-circuits biphasés ou triphasés ;
- Défaut masse cuve. - La protection masse cuve : permet de détecter tout défaut interne entre le transformateur et la masse ;
- L'élévation anormale de température du transformateur : un thermostat, qui signale l'anomalie est utilisé pour couper l'alimentation si la température est trop élevée ;
- Défauts de noyau.

5.4 Défauts internes de type entre spires (tour à tour) du transformateur de puissance (TP)

L'un des problèmes les plus difficiles pour la protection des transformateurs de puissance est la détection des défauts internes de type entre spires (tour à tour), la raison est expliquée dans les paragraphes suivants.

Selon la norme C37.91-2000 de l'IEEE, qui fournit des statistiques de défaillance de transformateurs de puissance pour différentes périodes, plus de 50 % du nombre total de défaillances sont des défaillances d'enroulement [83]. Les défauts d'enroulement sont dus à la destruction de l'isolation entre les spires soumises aux pressions des forces électromagnétiques et mécaniques sur l'enroulement.

Un court-circuit entre spires (tour à tour) est un court-circuit de quelques tours dans les enroulements du transformateur. La figure 5.2 montre qu'un défaut entre spires s'est produit dans les enroulements secondaires impliquant N_{cc} tours.

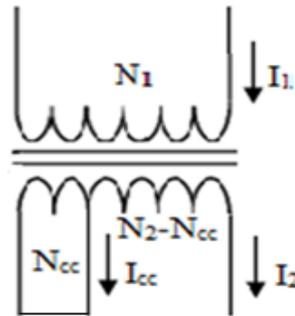


Figure 5.2 : Défauts entre spires du transformateur monophasé

I_p , I_s – sont les courants primaire et secondaire,

N_p , N_s - nombre de tours du primaire et secondaire du transformateur de puissance, N_{cc} - nombre de tours en court-circuit(cc).

I_{cc} est le composant de courant supplémentaire qui est causé par la tension induite dans les tours court-circuités. Le composant est en retard par rapport à la tension de 90 degrés parce que l'impédance du court-circuit est inductive.

Le composant $I_{cc}N_{cc}$ est considéré par le relais différentiel comme un courant différentiel. Lorsque des défauts entre spires se produisent dans l'enroulement du TP et seuls quelques spires sont impliquées, l'amplitude du courant différentiel peut être très faible et ne pas se trouver dans la zone de déclenchement du relais. Donc le relais nécessite une augmentation dans sa sensibilité.

La dégradation de l'isolation dans les transformateurs de puissance présente le risque le plus élevé et elle est à l'origine des défauts internes de type entre spires.

Le système d'isolation du transformateur est souvent constitué de papier et d'huile. Le papier et l'huile peuvent être sujets au vieillissement, qui est défini comme le changement des propriétés d'un système d'isolation électrique [84].

La dégradation est le processus qui consiste à réduire la qualité de l'isolant, ce qui cause une détérioration de l'isolant et entraîne l'apparition de défaillance. La dégradation de l'isolation est due aux contraintes mécaniques, électriques, thermiques et à l'humidité. En cas de défaillance du transformateur de puissance, sa détection immédiate est nécessaire afin de protéger l'ensemble du réseau électrique et de minimiser les dommages et les coûts de

réparation. Si le défaut entre spires ne se détecte pas et ne se corrige pas rapidement, alors il se développe et peut devenir plus grave et plus coûteux à réparer.

Pour détecter les défauts internes dans le transformateur de puissance, trois paramètres sont à vérifiés [85-86]

- 1) Formation de gaz causée par l'arc de défaut.
- 2) Augmentation des courants de phases.
- 3) Augmentation du courant différentiel.

Lorsque des défauts internes se produisent dans le transformateur de puissance, la détection immédiate de ces défauts est nécessaire afin de protéger l'ensemble du réseau électrique et de minimiser les dommages et les coûts de réparation.

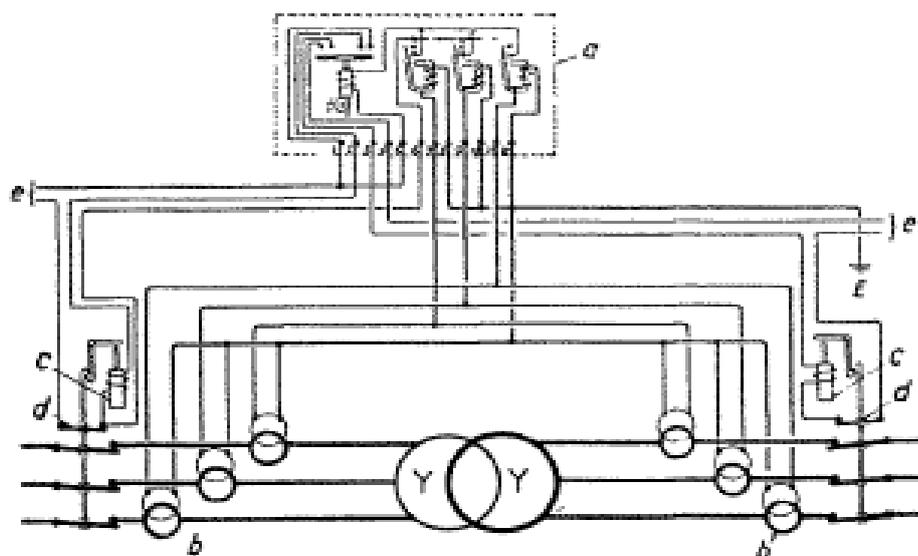
Habituellement, trois types de protection peuvent être utilisés pour protéger le transformateur de puissance contre les défauts internes:

5.5 Principaux dispositifs de protection

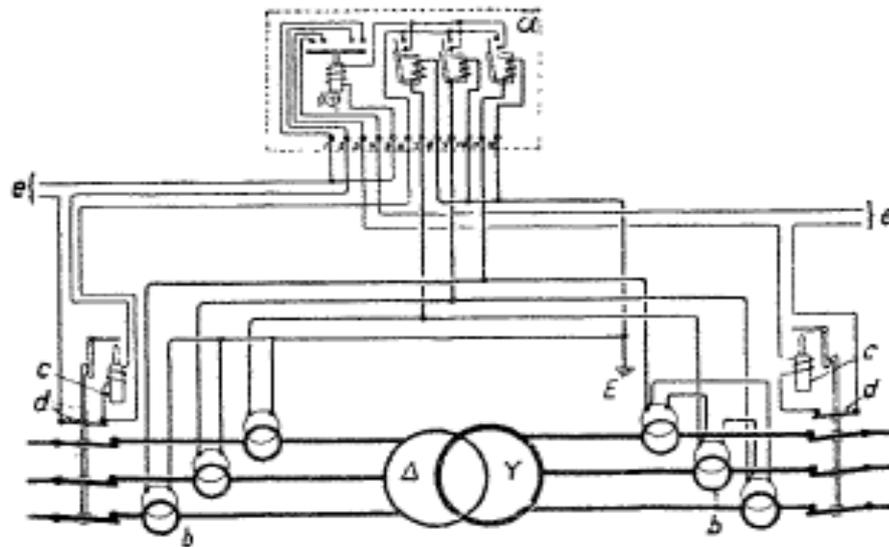
Les fonctions de protection sont réalisées par des relais analogiques ou des appareils numériques multifonctions.

5.5.1 Relais analogiques

À l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction comme montrent les figures 5.3 (a) et (b).



(a) Couplage étoile-étoile



(b) Couplage triangle-étoile

Figure 5.3 : Protection différentielle analogique pour transformateurs ; [87]

Sur les figures 5.3 (a) et (b) on voit les composants qui constituent la protection différentielle classique suivants :

- a. Relais différentiel traditionnel ;
- b. Transformateur d'intensité ;
- c. Électroaimant de déclenchement ;
- d. Interrupteur auxiliaire sur l'interrupteur à huile ;
- e. Source de courant continu

E Terre pour le couplage Y/Y

5.5.2 Cellules de protection par fusible ou disjoncteur

Elles réalisent la protection contre les courts-circuits et les surcharges.

Les fusibles constituent une protection très largement utilisée pour les transformateurs de distribution, essentiellement du fait de la simplicité et du coût limité du matériel correspondant.

Les fusibles sont caractérisés par leur courant assigné, valeur la plus élevée de courant que le fusible peut admettre de manière permanente dans une installation à l'air libre [88]

5.5.3 Les parafoudres et les éclateurs

Les parafoudres et les éclateurs sont des moyens de protection contre la surtension, sont utilisés d'une manière très large.

5.5.3.1 Le parafoudre

Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter les surtensions transitoires d'origine atmosphérique et à dévier les ondes de courant vers la terre, afin de limiter l'amplitude des surtensions à une valeur non dangereuse pour l'installation et l'appareillage électrique. Ils protègent contre les défauts amont sur le réseau de distribution d'énergie et sont installés à proximité immédiate du transformateur, aux points de raccordement HTA. Cette protection s'impose quand le tonnerre est fréquent dans la région où se trouve le TP.



Figure 5.4 : Parafoudre à oxyde de zinc [89]

5.5.3.2 L'éclateur

L'éclateur est un appareil simple qui se compose de deux électrodes en l'air. La première reliée au conducteur à protéger et la deuxième reliée à la terre, la limitation de la tension aux bornes est établie par un amorçage qui se produit entre les deux électrodes en formant un arc électrique. Après l'amorçage, la phase se trouve par conséquent quasiment au potentiel de la terre : on dit que la surtension a été déviée à la terre.

Remarque : L'éclateur n'a aucun pouvoir de coupure.

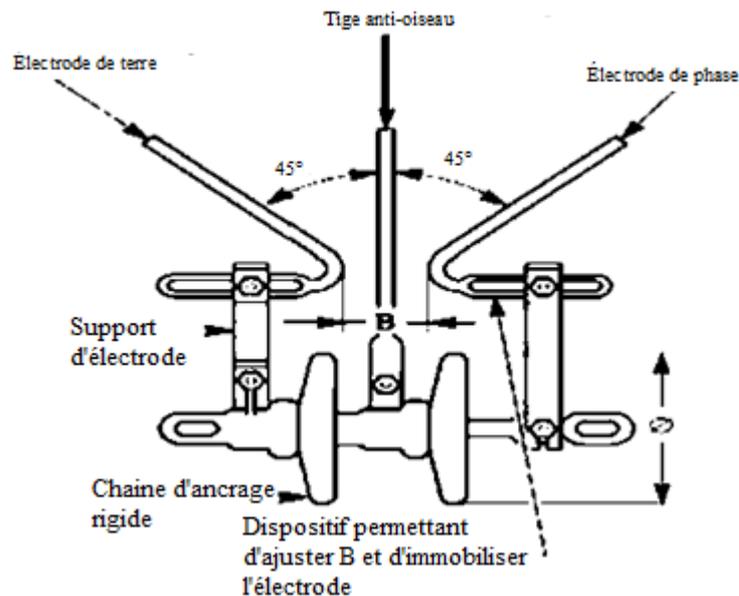


Figure 5.5 : Éclateur MT avec Tige anti-oiseau [90]

5.5.3.3 Protection masse cuve

C'est une protection rapide, détectant les défauts internes du transformateur, en générale elle protège le personnel et le transformateur contre les défauts d'isolement entre les enroulements, le noyau et la cuve, elle est constituée par le relais de détection de défaut à la masse cuve. Alimentée par le secondaire d'un transformateur d'intensité. Le fonctionnement de cette protection est conditionné par la bonne isolation de la cuve du transformateur par rapport à la terre.

La protection masse cuve protège le transformateur et la personnel contre les défauts suivants ;

- Défauts d'isolement entre enroulements (coté primaire) et la cuve ;
- Défauts d'isolements entre enroulements (coté secondaire) et la cuve ;
- Défauts de contournement ou claquage d'une borne.

Cette protection détecte uniquement l'écoulement d'un courant entre la cuve du transformateur et le circuit de terre [91]

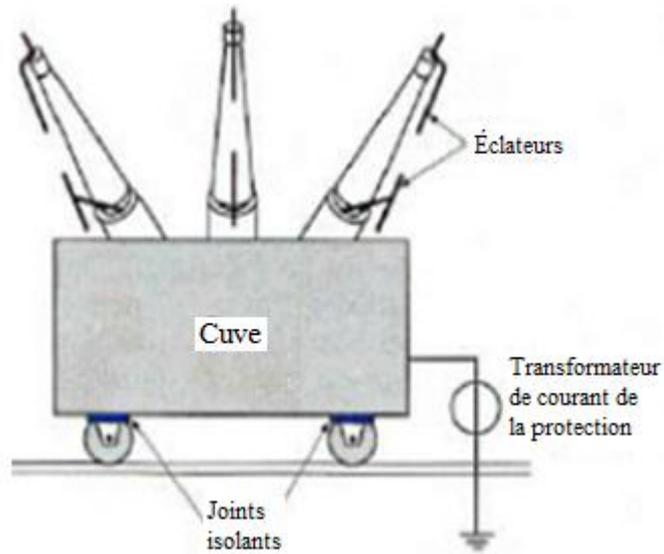


Figure 5.6 : Protection de masse cuve

5.5.3.4 Relais BUCHHOLZ

Les relais de protection BUCHHOLZ sont montés essentiellement sur les gros transformateurs supérieurs à 5 000 kVA. Leur principe de fonctionnement repose sur une réaction chimique, la décomposition de l'isolant (diélectrique) par le courant résultant du défaut.

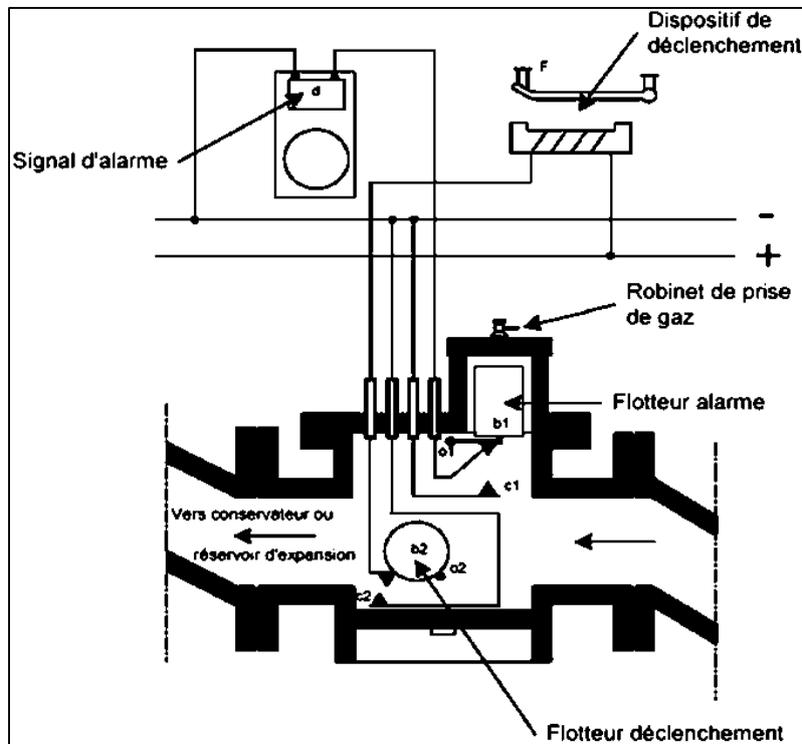


Figure 5.7 : Schéma de principe du relai BUCHHOLZ [92]



Figure 5.8 : Photo du relais BUCHHOLZ moderne

Le corps du relais BUCHHOLZ de la figure 5.7 renferme deux flotteurs b1 et b2 qui peuvent pivoter respectivement autour des axes 01 et 02 et commander ainsi les contacts à mercure c1 et c2. Ces deux contacts ferment (ou ouvrent sur demande) chacun un circuit. Le circuit du contact c1 actionne un signal d'alarme. Le circuit du contact c2 actionne le dispositif de déclenchement.

Le relais protège toujours le transformateur en cas de fuite du diélectrique à condition toutefois qu'elle se manifeste au-dessous du relais.

➤ **Cas d'avaries peu graves**

Lors d'une avarie de faible importance, le dégagement de bulles de gaz provenant du transformateur est recueilli par le «BUCHHOLZ». Le niveau d'huile s'abaisse dans le corps du relais d'où une rotation du flotteur b1 autour de son axe 01 et, pour un volume de gaz déterminé, la fermeture du contact c1. Le fonctionnement du signal d'alarme « d » se produit ainsi dans un temps diminuant avec l'importance et la vitesse du dégagement gazeux et, par conséquent, avec la gravité du défaut. Le flotteur b2 baignant toujours dans l'huile n'est pas sollicité par ce phénomène.

➤ **Cas d'une avarie grave**

Un dégagement gazeux violent, résultant de défauts graves à l'intérieur du transformateur provoque un mouvement d'huile du transformateur vers le conservateur qui fait basculer le flotteur b2, produisant ainsi la fermeture du contact c2 dont l'action sur le circuit de la bobine

de déclenchement ordonne l'ouverture des disjoncteurs. Cette action des deux contacts, fonction du dégagement gazeux accompagnant un défaut, permet donc la détection rapide de toute avarie susceptible de se produire dans un transformateur ou autre appareil électrique immergé.

En vue de signaler de manière certaine la présence d'un défaut grave, on peut avantageusement relier le contact de déclenchement simultanément aux deux circuits d'alarme et de déclenchement.

➤ **Cas d'un niveau d'huile insuffisant**

Si le niveau d'huile diminue progressivement, le flotteur b1 fonctionne le premier en donnant une alarme, puis le flotteur b2 bascule à son tour, provoquant le déclenchement des disjoncteurs.

Mesures à prendre en cas de fonctionnement du relais «BUCHHOLZ »

- Si le signal d'alarme a fonctionné seul, dans ce cas, il convient d'éliminer le transformateur en passant sa charge sur une autre unité.

Le diélectrique étant de l'huile (Les produits chlorés tels que les Askarels ne doivent plus exister aujourd'hui), il est nécessaire de déterminer la nature des gaz enfermés dans le petit récipient au-dessus du relais :

- Si les gaz dans le relais sont ininflammables, on peut remettre en service l'unité après les avoir expulsés à l'aide du robinet purgeur.
- Si les gaz sont inflammables. Cela peut provenir d'un défaut interne grave. Le transformateur ne doit pas alors être remis en service. Les gaz recueillis doivent alors être analysés. L'analyse des gaz dissous dans l'huile ou recueillis au «BUCHHOLZ » permet de préciser le diagnostic à porter sur le transformateur.

Si le signal de déclenchement a fonctionné : Dans ce cas le transformateur doit rester isolé car un défaut grave s'est produit à l'intérieur et les dispositions doivent être prises pour le localiser.

5.5.3.5 Relais de surintensité

Les relais de surintensité sont peu utilisés en raison de leur vulnérabilité au mal fonctionnement [93-94].

Le mal fonctionnement de ces relais est dû à des erreurs de correspondance (concordance) des transformateurs de courant (TC), des défauts de saturation et aux courants de magnétisation

souvent connus sous le nom de courants d'appels « Inrush currents », qui se manifestent lorsque le transformateur est mis sous tension. Le relais de surintensité fonctionne lorsque le courant d'entrée du transformateur aura une amplitude qui dépasse le niveau du seuil préétabli, les contacts du relais de surintensité se ferment pour alimenter la bobine de déclenchement du disjoncteur. Les contacts du relais resteront ouverts si l'intensité du courant d'entrée est inférieure au courant de seuil. Les relais de surintensité sont utilisés comme protection primaire lorsque la protection différentielle n'est pas utilisée. Si elle est utilisée, ce relais est utilisé comme protection de secours. Généralement, les fusibles sont utilisés comme protection primaire pour les transformateurs dont la valeur est inférieure à 10 MVA. Pour les transformateurs supérieur à 10 MVA, les relais différentiels sont utilisés comme protection primaire et les relais de surintensité de secours.

5.5.3.6 Relais à maximum

Les relais à maximum doivent être réglés pour une intensité supérieure à celle du courant nominal du transformateur de puissance, de sorte qu'ils ne peuvent couper un défaut que si le courant qui en résulte dépasse le courant de service normal.

C'est donc des relais spéciaux qu'il faut, utiliser, pour englober un transformateur dans la protection graduelle qui s'étend de l'alternateur au point de consommation, il convient souvent de compléter sa protection par un relais à maximum dont la graduation au point de vue intensité et temps dépend des conditions de service du réseau.

5.5.4 Relais différentiel Numérique

5.5.4.1 Introduction

La technologie numérique est apparue au début des années 80. Avec le développement des microprocesseurs et de la mémoire [95]. Cette nouvelle technologie a permis d'obtenir, une avancée significative dans les concepts d'intégration des fonctions qui sont réalisées sur les divers composants d'un système électrique. La raison de cette intégration est due à un besoin de plus en plus grand de réduire et d'optimiser les investissements en équipements et installations, ainsi que la gestion et l'utilisation de l'énergie à cause de l'économie considérable que cela représente.

La protection numérique est basée sur la technique à microprocesseurs qui utilise le principe de conversion des variables électriques fournies par les transformateurs de mesure en signaux numériques.

Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants du réseau électrique, pour leur rapidité et flexibilité. Cette supériorité par rapport aux relais traditionnels est grâce aux avantages suivants :

- Intégration de multiples fonctions de protection dans un boîtier compact ;
- Grande précision de mesure grâce à un traitement numérique des valeurs mesurées ;
- Réglage numérique avec des gammes de réglage extrêmement larges avec des seuils fins ;
- Sûreté de fonctionnement grâce à une continuelle auto-surveillance ;
- Construction compacte ;

Un relais de protection différentielle, détecte et localise la présence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

Pratiquement tous les algorithmes de protection des transformateurs de puissance utilisent le principe de la protection différentielle. La différence entre les algorithmes réside dans la façon par laquelle le relais bloque ou retarde le déclenchement pendant les conditions de surexcitations et du courant d'appel "inrush currents".

Pour la protection les transformateurs de puissance, les relais différentiels sont les seuls qui puissent convenir, ils sont les plus efficaces et fiables contre les défauts internes des transformateurs de puissance. Le relais différentiel illustré par la figure 5.9, compare le courant primaire avec le courant secondaire dans chaque phase, en application de la loi des nœuds de Kirchhoff "*La somme vectorielle des courants en un nœud est nulle*" [96]. Certaines difficultés proviennent de la diversité des transformateurs d'intensité (TC) de tensions différentes. Les plus grandes difficultés se présentent lorsqu'on emploie des transformateurs d'intensité à barre, sur un côté, et à bobines sur l'autre côté du transformateur à protéger [97].

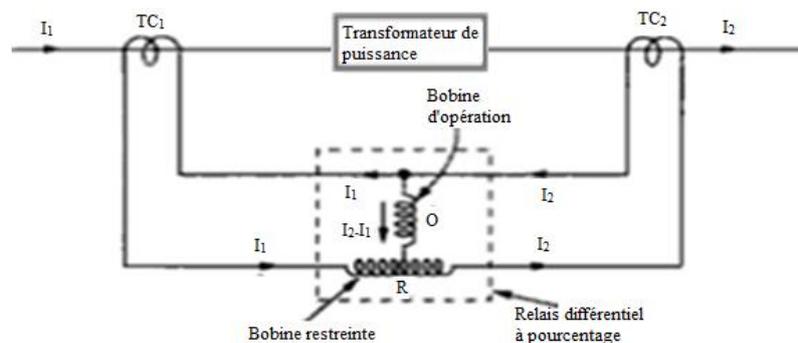


Figure 5.9 : Circuit simple d'une protection différentielle du TP

Le relais différentiel traite le transformateur de puissance comme une unité, il mesure toutes les grandeurs aux bornes du transformateur. Cette méthode est très pratique car les bornes du transformateur de puissance sont situées sur les mêmes extrémités des lignes du réseau électrique.

Comme on peut le voir sur la figure 5.9, le principe de protection différentielle est basé sur la comparaison des magnitudes des courants qui entrent I_1 et sortent I_2 de la zone protégée. La zone protégée est la zone qui se trouve entre deux transformateurs de courant TC_1 et TC_2 . Dans les conditions normales, le courant I_1 est égal au courant I_2 . Pendant le fonctionnement normal du système et en présence de défauts externes (défauts en dehors de la zone de protection), le courant de fonctionnement du relais différentiel est très faible ou proche de zéro. Si le défaut se produit à l'intérieur de la zone protégée, les amplitudes des courants I_1 et I_2 ne sont plus égales. La présence de défaut peut alors être détectée [98].

La figure 5.9 montre que le relais différentiel comporte deux types de bobine : la bobine de retenue ou de restreindre (RC) et la bobine d'opération (OC) [99]. Ce relais fonctionne lorsque le courant différentiel (I_{diff}) « la différence entre les courants entrants et les courants sortants) à la zone protégée dépasse le pourcentage prédéterminé du courant traversant avant que le déclenchement puisse se produire. C'est ce qu'on appelle le courant de retenue. Le fonctionnement du relais se produit lorsque le courant d'opération dépasse le courant de retenue.

Le principal composant du système de protection différentielle est le transformateur de courant (TC). Qui est connecté en série avec les enroulements du transformateur de puissance. Le relais est connecté à travers le point médian où la tension est théoriquement nulle. Par conséquent, aucun courant ne passe à travers le relais, et donc aucune opération pour les défauts en dehors de la zone protégée. Dans des conditions de défaut interne, le relais fonctionne et les deux courants secondaires des TC s'ajoutent et traversent le relais. Le relais peut instantanément fonctionner car il n'a pas à se coordonner avec tout autre relais sur le réseau.

Pour implanter correctement la protection différentielle, deux conditions doivent être remplies [100].

1. Les différences d'amplitudes de courant sur les 2 côtés du transformateur protégé doivent être compensées par une sélection correcte des rapports des TCs d'interposés. Il est nécessaire de correctement compenser le décalage de phase entre les enroulements par des connexions

correctes des enroulements des TC interposés. Les relais différentiels modernes compensent automatiquement le décalage de phase du transformateur.

2. Il est important de compenser le courant de séquence zéro en utilisant la connexion adéquate des TC interposés, qui permet la suppression du courant de séquence zéro (homopolaire). Les relais différentiels sont tolérants et permettent des écarts de pourcentage plus importants jusqu'à 70 % pendant les grands courants traversant [100 -101].

5.5.4.2 Principe de fonctionnement et rôles

Les relais numériques ont plusieurs rôles importants pour la protection des réseaux électriques et surtout pour la protection des transformateurs connectés à ce réseau [102].

- Traitement numérique par échantillonnage des signaux appliqués ;
- Filtrage numérique des signaux appliqués à l'aide de la transformation de Fourier rapide permettant de refouler la pollution harmonique, comme par exemple, les oscillations élevées et les composantes continues transitoires pendant le court-circuit ;
- Fonctions de protection sélectionnables ;
- Seuil indépendant pour le déclenchement rapide en court-circuit ;

Le relais différentiel numérique de la figure 5.10 est équipé d'un software (qui permet la communication et la programmation) et d'un hardware. Ce dernier consiste en un ou plusieurs puissants microprocesseurs. Toutes les opérations sont traitées numériquement par ces relais qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau (courant, tension, fréquence, impédance,...) à des seuils prédéterminés et qui donnent automatiquement des ordres d'action (généralement ouverture d'un disjoncteur) ou une alarme lorsque la grandeur surveillée dépasse le seuil. Ensuite, le signal d'entrée est filtré puis échantillonné, et la mise au point d'algorithmes performants permet, sur la base de la topologie, de l'état des disjoncteurs (ouvert, fermé) ainsi que des tensions et courants mesurés d'en déduire une décision à prendre (ouverture de disjoncteurs).



Figure 5.10 : Face avant et face arrière d'un protection différentielle digitale 7UT612 de fabrication Siemens [103]

5.5.4.3 Qualités fondamentales de la protection numérique

Une protection numérique se doit de posséder les qualités suivantes :

- **Disponibilité** : La protection doit toujours être en opération. Concrètement une bonne protection doit être conçue de sorte à parer à tout défaut électrique grâce au moins à deux types de protections différentes (principe de redondance) : celle déclenchant en fonctionnement normal, on parle de déclenchement instantané, et celle déclenchant en cas de défaillance de la première, on parle de déclenchement temporisée et de protection de secours [104].

Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis. La connaissance des mécanismes de défaut interne et de son évolution est fondamentale dans le choix du type de protection.

- **Fiabilité** : C'est la capacité de fonctionnement du système de protection, quand un défaut se manifeste dans un système électrique tel que le TP. Elle est caractérisée par deux aspects, le premier c'est la disponibilité de fonctionner dans les conditions de défaut interne afin de déconnecter le transformateur le plus rapidement possible, dans les délais, pour éviter les déclenchements intempestifs et limiter les conséquences. Le deuxième aspect c'est la sécurité qui signifie qu'elle ne doit pas fonctionner dans les conditions anormales ou durant un défaut externe. C'est-à-dire, elle combine les notions de sûreté et de sécurité.

- **Sélectivité** : Elle consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut et seulement celle-ci [105]. L'élimination de parties non en défaut peut être dramatique et conduire à des dépassements de capacité thermique voire déstabilisé le réseau)

Elle doit isoler la partie défectueuse à autre parties du système, et assure la continuation de fourniture de l'énergie par le système d'alimentation à la partie saine du système protégé.

- **Rapidité** : la protection élimine rapidement le défaut pour réduire les conséquences des courts-circuits, et assure la sécurité des autres parties du système. Le temps de déclenchement comprend celui de la protection elle-même, auquel vient s'ajouter le délai d'ouverture des disjoncteurs ne doit en aucun cas dépasser la durée de 70 à 100 ms

- **Sécurité** : la protection ne déclenche pas de manière intempestive [106-107].

- **Sensibilité** : La sensibilité de protection contre tous les défauts dans tous les points du système qu'il protège. Elle doit détecter tous les défauts, même les plus faibles.

- **Économie** : Il faut obtenir une protection maximale à un coût minimal.
- **Simplicité** : La constitution et la technique du système de protection doit-être des plus simples.

5.5.5 Compensation en amplitude et en déphasage

Pour équilibrer les amplitudes des courants il faut introduire des transformateurs dits de recalage ou de mixage entre la protection différentielle et les transformateurs de courants (TC) [108-109-110].

Si les enroulements primaire et secondaire du transformateur de puissance sont couplés en étoile/étoile avec neutres à la terre, ces courants sont donc en phase comme montre la figure 5.11.

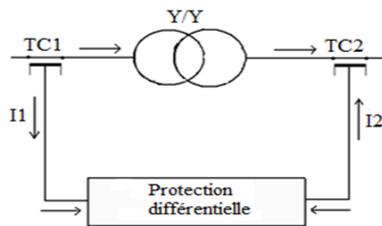


Figure 5.11 : Le relais quand le transformateur de puissance est sans défaut

Si, les enroulements primaire et secondaire du transformateur de puissance sont couplés en étoile / delta figure 5.12, un couplage delta est nécessaire à l’entrée, des transformateurs de recalage TC1et TC2 pour compenser le déphasage entre les courants primaires et secondaires[111]. Et enfin, des réglages pour déterminer les rapports des TCA1 et TCA2 qui permettent d’avoir l’égalité des courants I11 et I22 à l’entrée du relais quel que soit la charge transitant par le transformateur. Si par exemple, on choisit un rapport de transformation égal à 1 pour le TCA1, nous aurons $I11 = 1 A$.

On note que pour les protections statiques et numériques ces compensations sont incorporées dans la protection elle-même.

Pour les protections statiques : la fonction des TCs intermédiaires est simulée à l’aide d’un circuit électronique. Pour les protections numériques, la compensation en amplitude et en phase se fait par les algorithmes de la protection [112].

La protection différentielle de la figure 5.12, mesure la différence de courant entre deux TC branchés l’un en aval, l’autre en amont d’une partie du réseau à surveiller tel que un transformateur pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cet appareil.

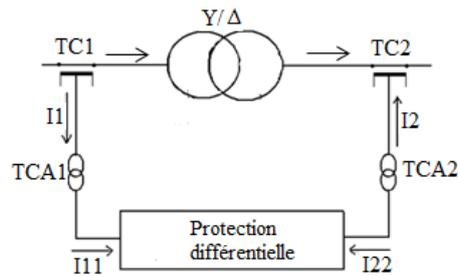


Figure 5.12 : Introduction des transformateurs de compensation TCA1, TCA1 [113]

Les protections différentielles traditionnelles, avaient besoin d'utiliser des transformateurs de compensation sur leurs circuits courants comme montre la figure 5.13, ces transformateurs TCA1, TCA2 permettaient de corriger les amplitudes des phaseurs courants, par la modification de leur orientation (Δ vers Y), et par élimination des séquences homopolaires.

Les courants de séquence homopolaire doivent être supprimés pour éviter que la protection différentielle se déclenche en cas de défauts externes à la terre.

Remarque : Pour les défauts à la terre, le courant de séquence homopolaire sort uniquement sur le côté d'enroulement du transformateur dont la borne neutre est mise à la terre, mais pas sur le côté d'enroulement non mis à la terre [114].

Le dispositif de protection moderne ne nécessite pas la suppression externe des courants de séquences homopolaires. Ils seront automatiquement supprimés en interne en fonction des paramètres du système. Actuellement, l'installation de ce type de transformateur n'est plus nécessaire. Toutes ces opérations sont faites par calcul dans les protections numériques elles-mêmes.

Si un courant de défaut apparaît à l'intérieur du transformateur, les courants sortants changent de sens et se dirige vers la zone de défaut comme montre la figure 5.13 et le courant différentiel devient important ce qui provoque le déclenchement de la protection différentielle.

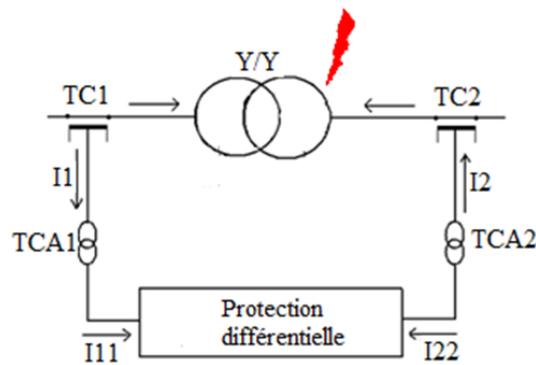


Figure 5.13 : Apparition d'un défaut interne

5.6 Caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle

5.6.1 Définition

Pour étudier et analyser la caractéristique technique de fonctionnement d'une protection différentielle il faut tout d'abord s'intéresser au courant différentiel. Vu, l'existence de plusieurs contraintes qui imposent de définir un seuil de fonctionnement, différent de zéro de la protection ($I_{diff} \neq 0$), à savoir :

Le seuil de démarrage de la protection différentielle est pris comme suit : $I_{diff} = 25\%$ du courant nominal du transformateur de puissance. Ce seuil correspond à une marge de sécurité introduite pour compenser une erreur systématique nominale, les erreurs introduites par les paramètres tels que les pertes du transformateur et les erreurs de mesures.

Pour prendre en charge ces erreurs additionnelles, il a été judicieux de lier linéairement l'augmentation du courant différentielle avec l'augmentation de charge. Ainsi, la caractéristique de fonctionnement n'est pas représentée uniquement par la variation du courant différentiel mais elle est représentée dans un plan à deux axes comme montre la figure 5.14. Cette technique a permis la stabilisation de la protection différentielle.

5.6.2 Caractéristique à première pente

En règle générale, un surplus de 30% du courant différentiel est toléré.

La caractéristique de fonctionnement est représentée par la figure 5.14.

La zone de déclenchement est au-dessous de la caractéristique technique de la protection c'est-à-dire quand $I_{diff} < 30\% I_{stab}$, par contre la zone de déclenchement se trouve au-dessus de la caractéristique c'est-à-dire quand $I_{diff} > 30\% I_{stab}$

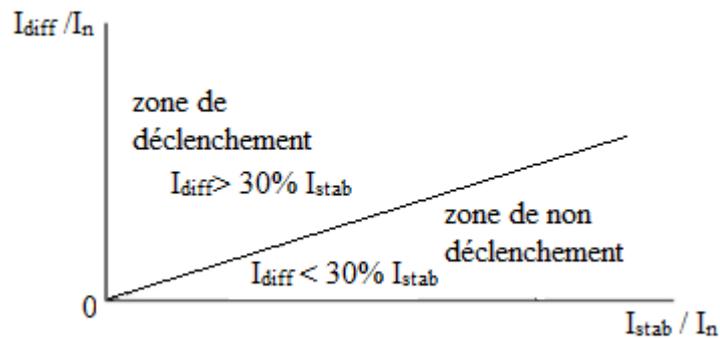


Figure 5.14 : Caractéristique de déclenchement de la protection différentielle à 1^{ère} pente

I_{diff} est le courant différentiel égal la différence entre le courant primaire et le courant secondaire du TP.

I_{stab} courant de stabilisation égal la somme des courants primaire et secondaire.

I_n courant nominal du transformateur

Pour cette caractéristique le point de départ de la relation linéaire entre l’augmentation du courant différentiel avec l’augmentation de la charge commence à partir d’une charge nulle sans courant différentiel.

5.6.3 Seuil de démarrage

La surface rectangulaire dans la figure 5.15 (a) est délimitée par le seuil de démarrage. Elle permet de limiter la sensibilité de la protection différentielle pour $I_{diff} / I_n < 25\%$.

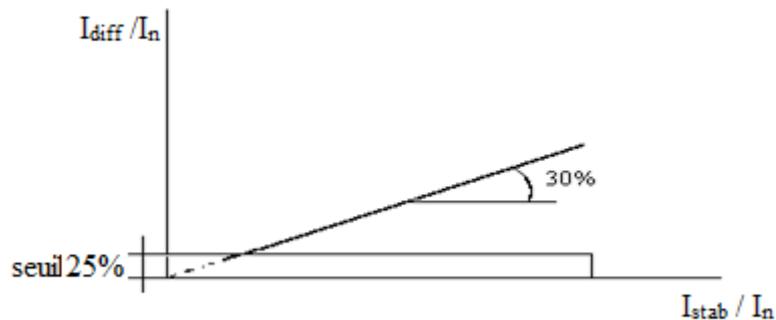


Figure 5.15 (a) : Caractéristique montrant l’aire du seuil de démarrage.

- La surface au-dessous de la pente représente la zone de non déclenchement.
- La caractéristique devient comme montre la figure 5.15(b)
- On constate que les valeurs des courants différentiels et des courants traversant (stabilisants) sont représentés en valeurs relatives (par rapport au courant nominal du transformateur).

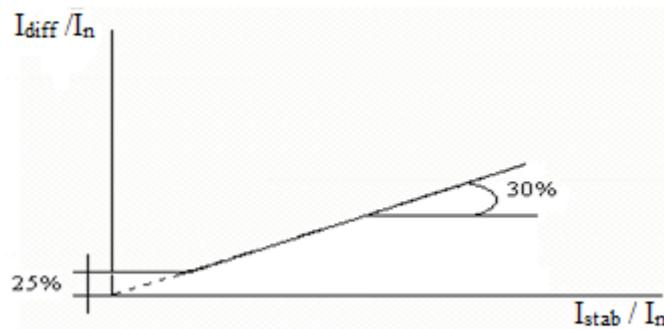


Figure 5.15 (b) : Caractéristique incluant le seuil de démarrage

- Pour certaines caractéristiques, le point de départ de la relation linéaire entre l'augmentation du courant différentiel avec l'augmentation de la charge commence à partir d'une charge nulle et d'un courant différentiel égal au seuil $I_{diff} = 25\% \times I_n$. Dans ce cas, la caractéristique se trouve surélevée et la protection différentielle perd une partie de sa sensibilité.

5.6.4 Caractéristique à deuxième pente

La deuxième pente représente la caractéristique de déclenchement. Afin d'éviter le fonctionnement non sélectif du relais différentiel pour les défauts extérieurs à la zone protégée (qui peuvent entraîner la saturation des (TC)). La protection est dotée d'une deuxième pente pour éviter les déclenchements intempestifs dus à aux défauts extérieurs à la zone protégée. Pour assurer une grande stabilité lors des défauts extérieurs à la zone protégé, la deuxième pente est réglée à 60% [115].

- Pour éviter un déclenchement intempestif, la sensibilité de la protection doit être diminuée en définissant une deuxième pente pour les courants traversant élevés.

En raison de saturation des TC pour des courants de défaut traversant élevés, les courants différentiels augmentent considérablement.

- Selon la forme des courants de court-circuit, l'amplitude des courants de terre et les caractéristiques intrinsèques des TC, la deuxième pente est généralement prise entre le valeurs de 40% et 75 %.

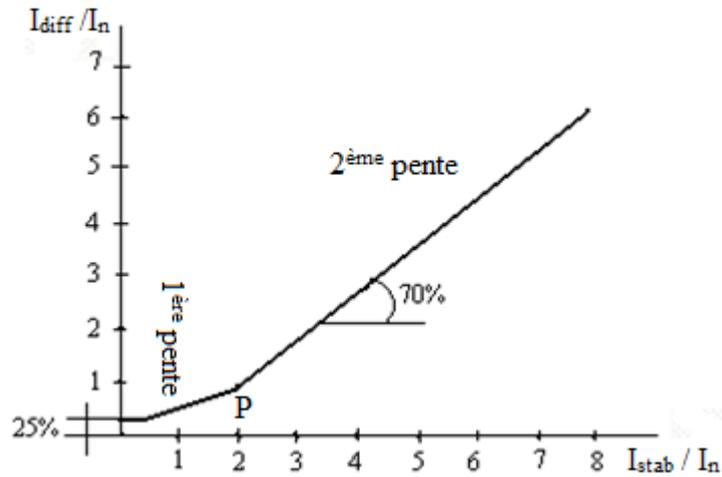


Figure 5.16 : Caractéristique à deux pentes

- Le point P d'intersection entre les deux pentes peut être défini différemment selon les constructeurs: $P(I_{stab}, I_{diff})$ ou bien $P(I_{stab}, \alpha)$.

5.6.5 Seuil haut et limitation de la caractéristique

- Pour la plus part des protections numériques des transformateurs de puissance, des défauts internes à la zone protégée et à haute intensité peuvent toujours être supprimés de manière instantanée sans tenir compte aux courants de stabilisation.

- Le seuil de réglage est pris supérieur au seuil du courant d'enclenchement nominal. La caractéristique prend la forme suivante :

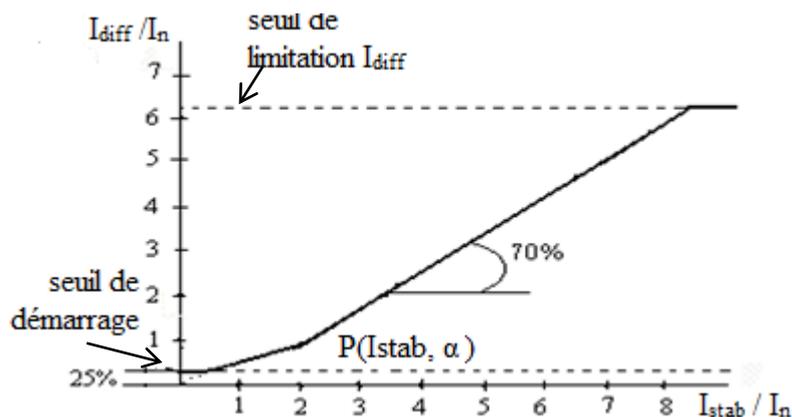


Figure 5.17 : Caractéristique de protection à limitation

5.7 Caractéristique de déclenchement de la fonction différentielle

La (figure 5.18) représente la caractéristique de déclenchement complète d'une protection différentielle à double pente.

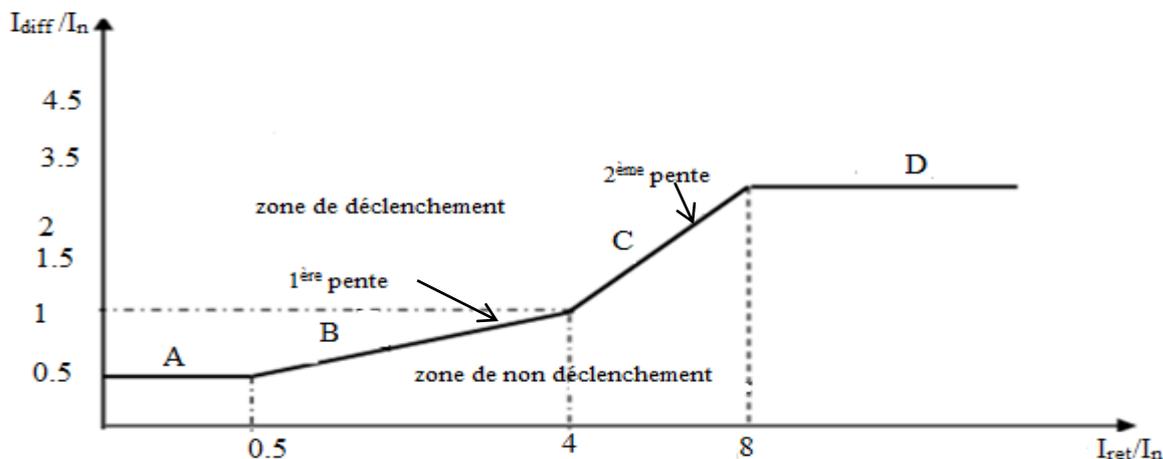


Figure 5.18 : Caractéristique de la protection différentielle à branches

- La branche « A » représente le seuil bas de la protection différentielle (ou seuil d'insensibilité).

Aux bas régimes, un déséquilibre peut exister dû à l'imperfection du TC ou au courant magnétisant du transformateur protégé. Il est donc nécessaire de verrouiller la protection tant que le courant différentiel n'a pas une valeur significative. Le fonctionnement de la protection se produit pour toute valeur du courant I supérieure au seuil bas I_{diff} .

- La branche B représente la première pente (1^{er} pourcentage) de la caractéristique de déclenchement. La protection fonctionne lorsque I_{diff} représente un pourcentage donné du courant de retenue I_{ret} ;

Le but de cette pente est d'éviter le fonctionnement intempestif dû : aux erreurs de mesure des TCs, au courant magnétisant en fonctionnement à vide, à la variation du rapport théorique du transformateur entraînée par le régulateur en charge.

- La branche C représente la deuxième pente de la caractéristique de déclenchement ;

Afin d'éviter le fonctionnement non sélectif de la protection différentielle pour les défauts extérieurs à la zone protégée (qui peut entraîner la saturation des TCs) la protection est dotée de cette deuxième pente pour assurer une grande stabilisation lors des défauts extérieurs à la zone protégée ;

- La branche D représente le seuil maximum de la fonction différentielle.

Tout courant différentiel supérieur à une valeur fixée par l'utilisateur provoque le déclenchement instantané de la protection sans tenir en compte de la caractéristique de déclenchement.

5.8 Verrouillage sur appel du courant magnétisant

L'enclenchement d'un transformateur crée dans l'enroulement correspondant un appel de courant magnétisant, le courant différentiel vu par la protection est alors très important et la protection risque de fonctionner intempestivement.

Ce courant comporte un fort pourcentage d'harmonique de type 2. Si la valeur de ce courant dépasse une valeur définie du courant différentiel, la protection est verrouillée.

5.9 Filtrage du courant homopolaire

Lorsque l'un des côté ou les 2 côtés du transformateur est couplé en étoile avec neutre à la terre, les défauts extérieurs de la zone protégée peuvent entraîner un déclenchement de la protection. Pour pallier cet inconvénient la 7 U T6 12 possède des filtres internes, qui éliminent les composantes homopolaires [116].

5.10 Avantages de la protection différentielle

- Grande sensibilité aux défauts internes.
- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal du transformateur de puissance.
- Grande sélectivité vis-à-vis des défauts externes.
- Temps de déclenchement très court.

5.11 Défis pour de la protection différentielle

- Grande sensibilité aux erreurs de mesure.
- Saturation des TC.
- Déviation des TC.
- Régleur en charge du transformateur.
- Problème d'élimination du défaut homopolaire.
- Groupe de vecteur des transformateurs, rapport de transformation.
- Courant d'enclenchement (courant d'appel) des transformateurs.

- Régimes transitoires transformateurs.
- Le coût de l’installation est important.
- La mise en œuvre du dispositif est délicate.
- Il faut prévoir une fonction de secours à maximum de courant.

5.12 Résultats de Simulation

Un modèle électrique a été développé à l’aide du logiciel MATLAB/Simulink. La figure 5.19 montre un aperçu général du système de distribution de puissance composé d’une source triphasée reliée à un disjoncteur triphasé. Ensuite, la ligne de transmission a été connectée au disjoncteur. Entre eux, il y avait trois phases utilisées pour mesurer la valeur du courant de la charge. Enfin, une charge triphasée a été connectée à la fin de ligne de transmission.

Le diagramme de simulation de la figure 5.19 est utilisé pour étudier le comportement du transformateur en présence du courant d’appel. Ce courant apparaît quand le transformateur est mis sous tension, dont son circuit primaire tire instantanément un courant transitoire maximum connu sous le nom du courant d'appel ou d’irruption (inrush current) voir figure 5.21 . Les conditions d’irruption d’un transformateur de puissance produisent des courants d’appel qui pourraient causer un dysfonctionnement du relais. Ce courant ne crée pas de défaut permanent, mais provoque une commutation indésirable dans le disjoncteur du transformateur. Pendant le courant d'appel, la valeur maximale atteinte par le flux dépasse le double du flux normal dans le noyau du TP.

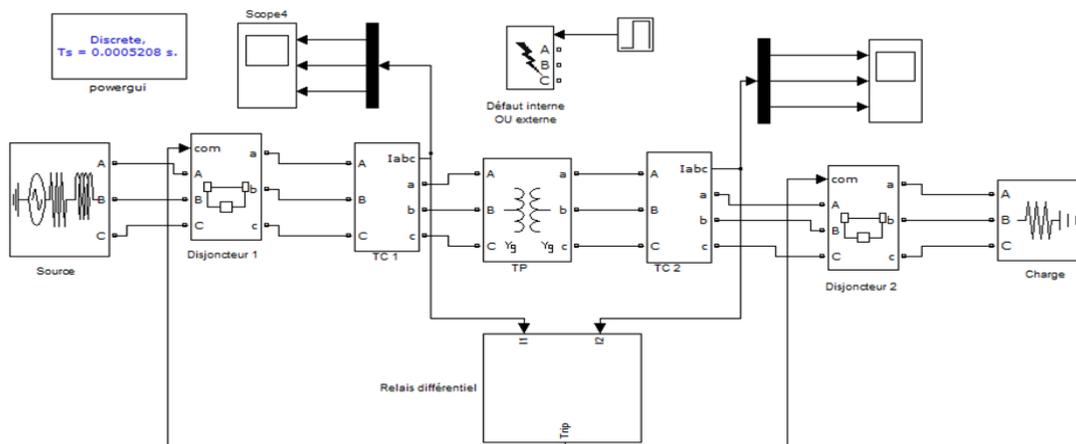


Figure 5.19 : Diagramme de simulation Matlab/Simulink du TP avec sa protection



Figure 5.20 : Conséquence de défaut interne

La figure 5.20 montre un exemple de transformateur de centrale électrique qui a été endommagé en raison d'une défaillance interne du type entre spires suivie d'un incendie [117].

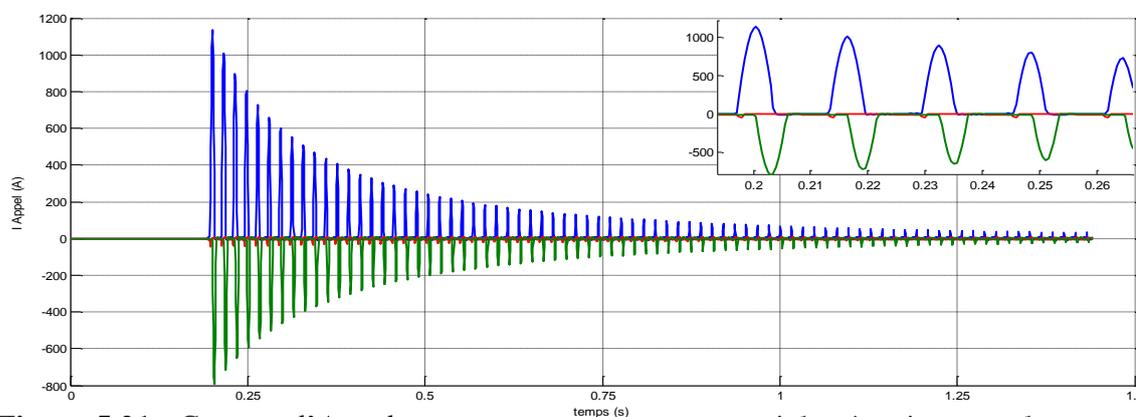


Figure 5.21 : Courant d'Appel triphasé typique pendant l'enclenchement aléatoire du TP

Les valeurs obtenues de la simulation en présence du courant d'appel sont :

Pour une résistance primaire $R_1 = 0.002$ pu

Le courant de la phase 'A' possède une valeur maximale $I_{A \text{ Max}} = 1100$ pu, ($I_{A \text{ min}} = 0$ pu), le courant de la phase 'B' est $I_{B \text{ Max}} = 0$ pu, ($I_{B \text{ min}} = -40$ pu) et la phase 'C' a un courant $I_{C \text{ Max}} = 0$ pu, ($I_{C \text{ min}} = -800$ pu).

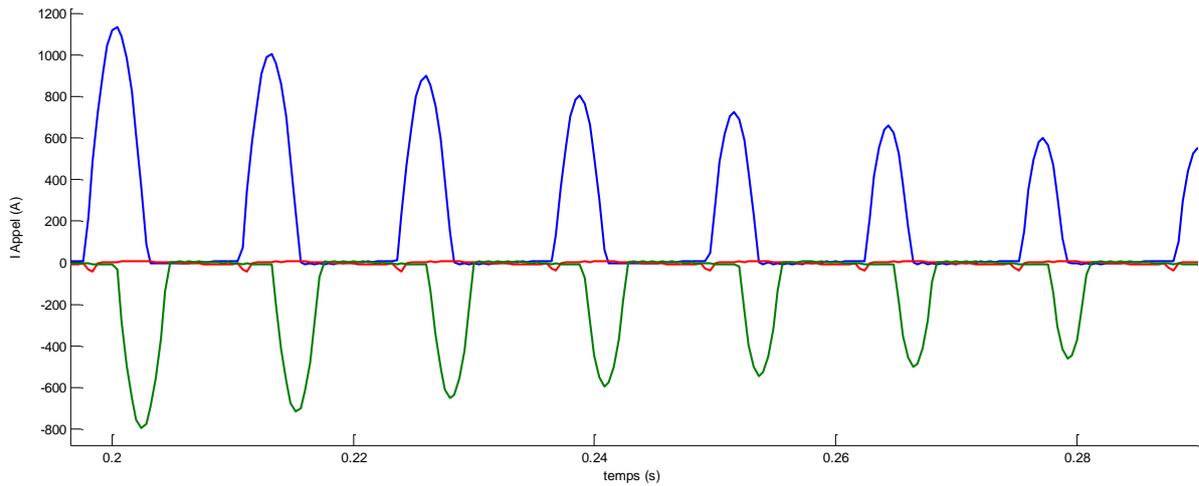


Figure 5.22 : Zoom du courant d'Appel de la figure 5.21

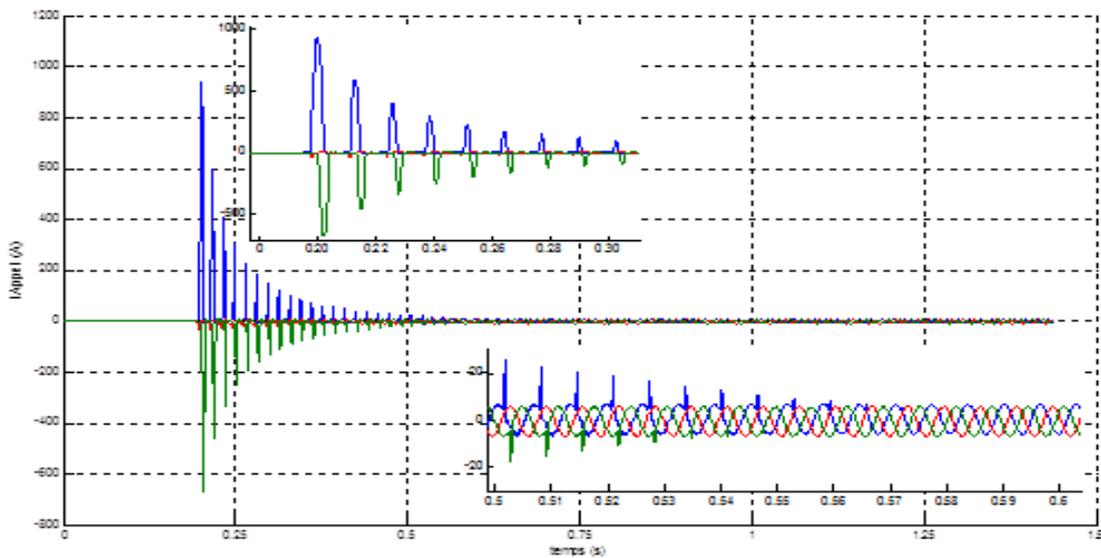


Figure 5.23 : Courant d'appel triphasé pour $R_1 = 0.2$ pu

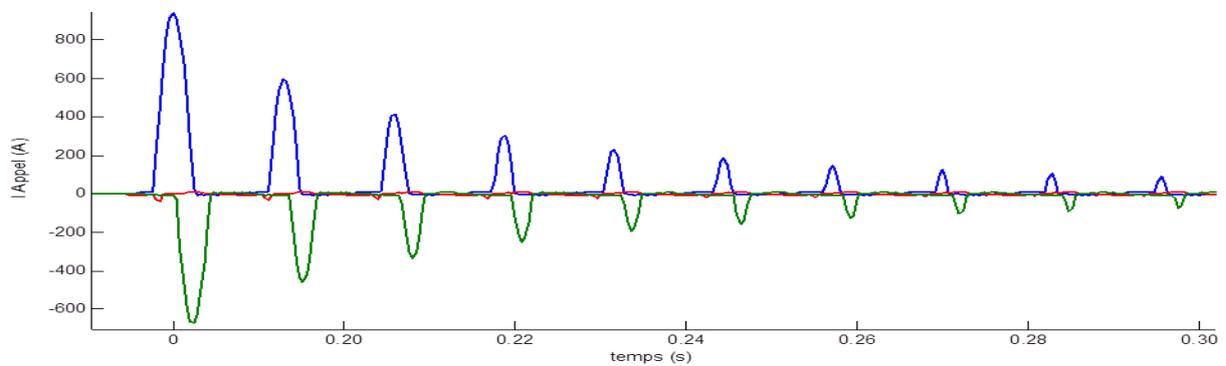


Figure 5.24 : 1^{er} zoom du courant d'Appel triphasé de la figure 5.23

La résistance de la phase de l'enroulement primaire $R_1 = 0.2$ pu on voit que courant de la phase 'A' possède une valeur maximale $I_{A \text{ Max}} = 900$ pu, $I_{A \text{ min}} = -5$ pu), le courant de la phase 'B' est $I_{B \text{ Max}} = 5$ pu, $I_{B \text{ min}} = -30$ pu) et la phase 'C' a un courant $I_{C \text{ Max}} = 0$ pu, $I_{C \text{ min}} = -650$ pu).

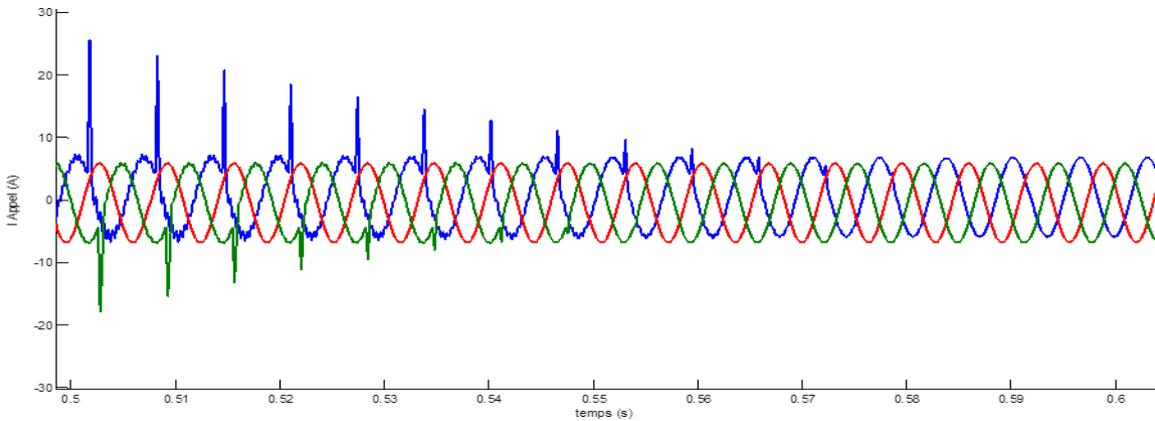


Figure 5.25 : 2^{ème} zoom du courant d'Appel triphasé de la figure 5.23

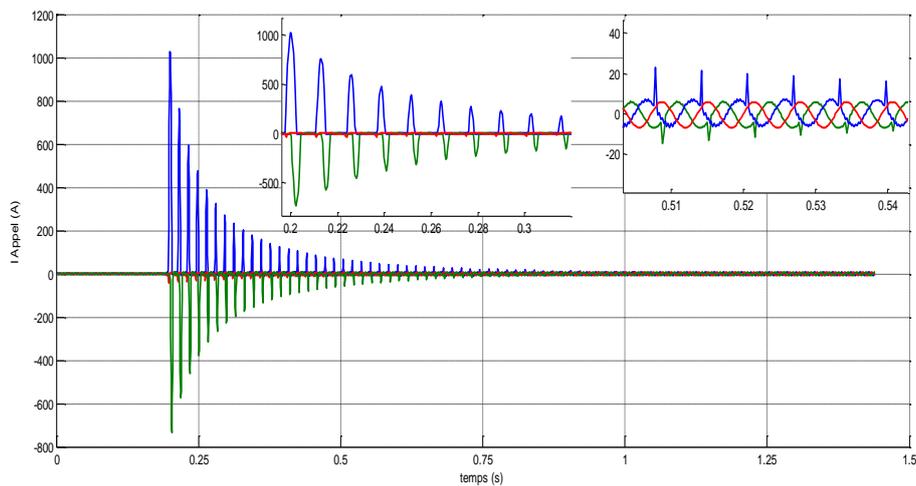


Figure 5.26 : Courant d'Appel triphasé pour $R_1 = 0.1$ pu

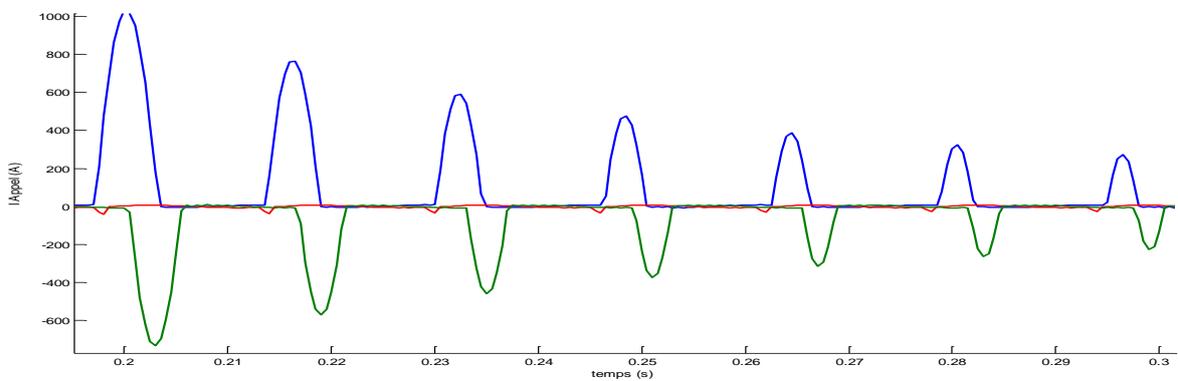


Figure 5.27 : 1^{er} zoom du courant d'Appel triphasé quand $R_1 = 0.1$ pu

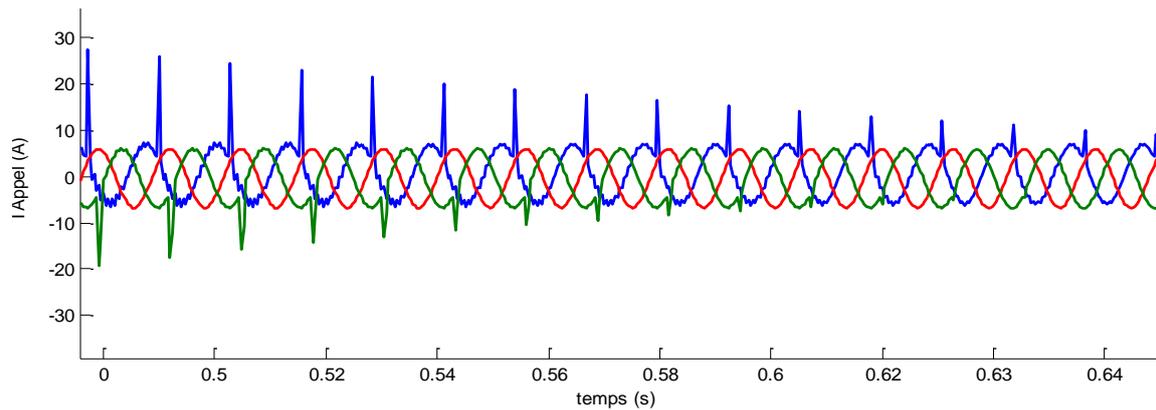


Figure 5.28 : 2^{ème} zoom du courant d'appel triphasé quand $R_1 = 0.1$ pu

La résistance de la phase de l'enroulement primaire $R_1 = 0.2$ pu on voit que courant de la phase 'A' possède une valeur maximale $I_{A \text{ Max}} = 1000$ pu, $I_{A \text{ min}} = -5$ pu), le courant de la phase 'B' est $I_{B \text{ Max}} = 5$ pu, $I_{B \text{ min}} = -35$ pu) et la phase 'C' a un courant $I_{C \text{ Max}} = 5$ pu, $I_{C \text{ min}} = -650$ pu).

5.13 Noyau du transformateur et le flux résiduel

Quand le transformateur est déconnecté du réseau électrique, une certaine quantité de flux résiduel reste dans le noyau. Dû aux propriétés magnétiques du matériau du noyau, Le flux résiduel peut avoir une valeur de 50 à 90 % de la valeur maximale du flux opérationnel tout dépend du type d'acier utilisé dans le matériau du noyau [118]. Lorsque la tension est réappliquée au transformateur, le flux introduit par cette tension s'appuie sur celui qui existe déjà dans le noyau. Afin de maintenir ce niveau de flux dans le noyau, le transformateur tire un courant d'appel bien au-delà du courant nominal à pleine charge. Selon la conception du transformateur, l'amplitude de ce courant peut être de 8 à 40 fois supérieure au courant nominal à pleine charge [119], puis il s'amortit très rapidement au cours des premiers cycles avec une constante de temps τ de l'ordre de quelques ms à quelques dizaines de ms avant de s'annuler complètement. Sa forme d'onde est similaire à une onde sinusoïdale mais largement biaisée vers la direction positive ou négative. Sur les figures 5.29 (a), (b) et (c) on voit les différentes formes d'ondes correspondantes aux phases A, B et C du primaire du transformateur de puissance simulé Annexe A2. Sachant que ce phénomène, d'appel magnétisant, se produit uniquement dans le côté primaire du transformateur chaque fois que ce dernier est sous tension et la valeur instantanée de la tension n'est pas à 90° . À ce moment, le premier pic du flux est plus élevé que le pic du flux à l'état stationnaire. Ce courant apparaît comme un défaut interne,

et il est détecté comme un courant différentiel par le relais différentiel. L'amplitude et la durée du courant d'appel sont influencés par de nombreux facteurs, certains de ces facteurs sont cités ultérieurement [120].

L'effet du courant d'appel sur le relais différentiel est le faux déclenchement sans l'existence d'aucun défaut dans l'enroulement primaire, sachant que ce courant se manifeste uniquement dans le côté primaire.

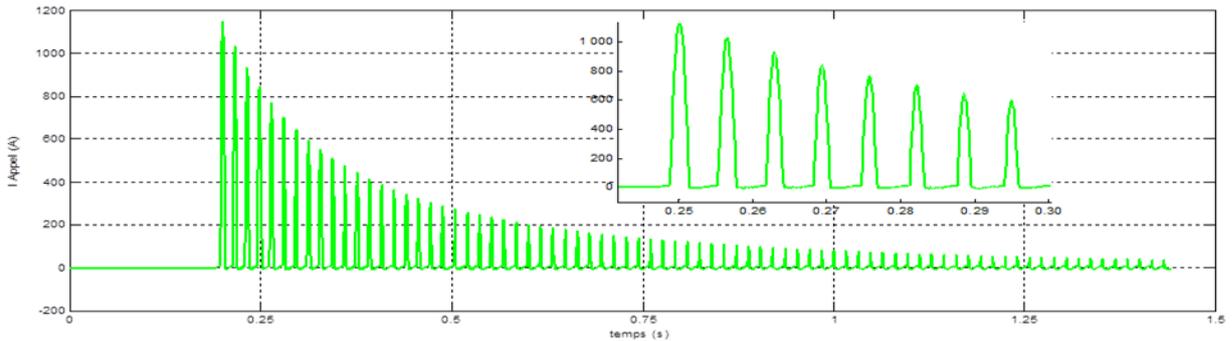


Figure 5.29 : Courant d'appel monophasé à la phase A « côté primaire »

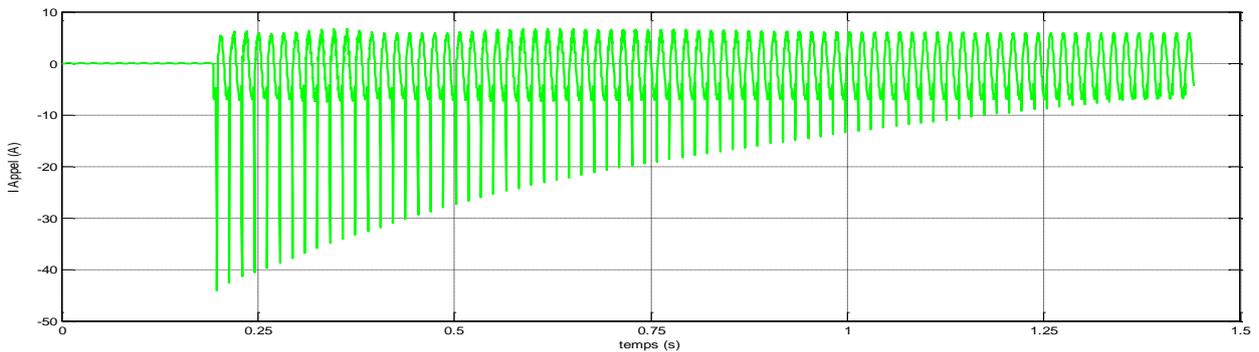


Figure 5.30 : Courant d'appel monophasé à la phase B

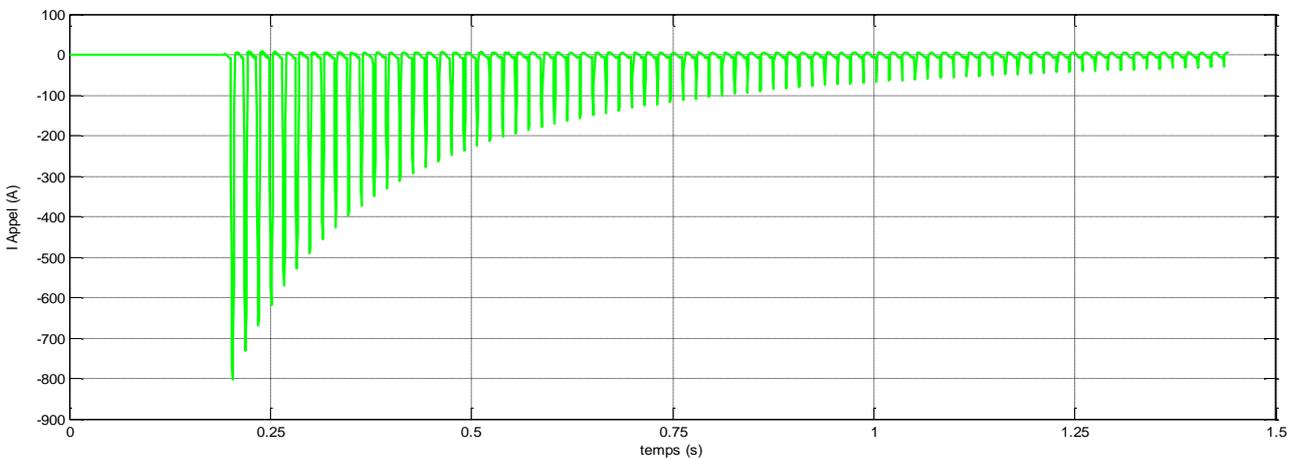


Figure 5.31 : Courant d'appel monophasé sur la phase C

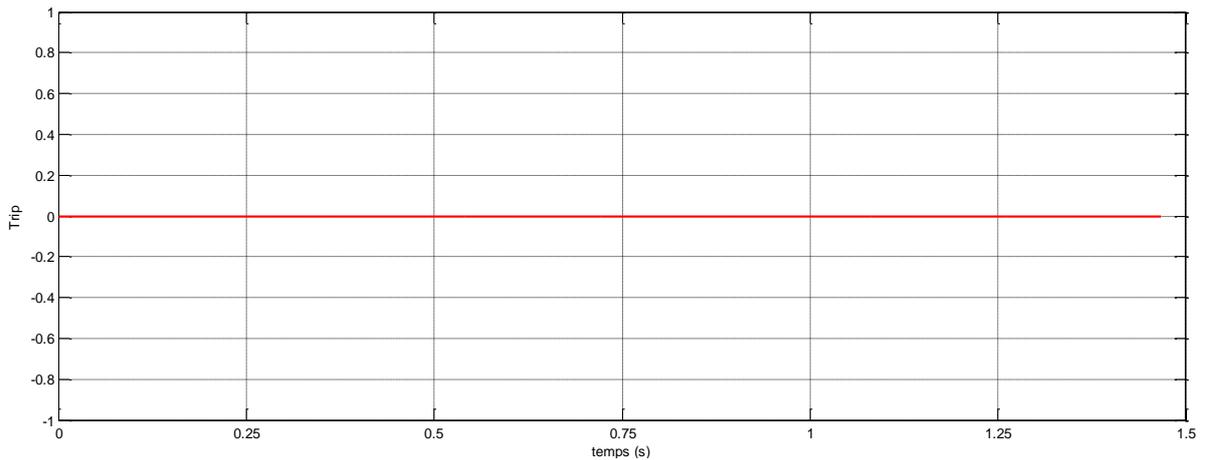


Figure 5.32 : Pas d’émission d’ordre du signal de déclenchement par le relais pendant le courant d’appel

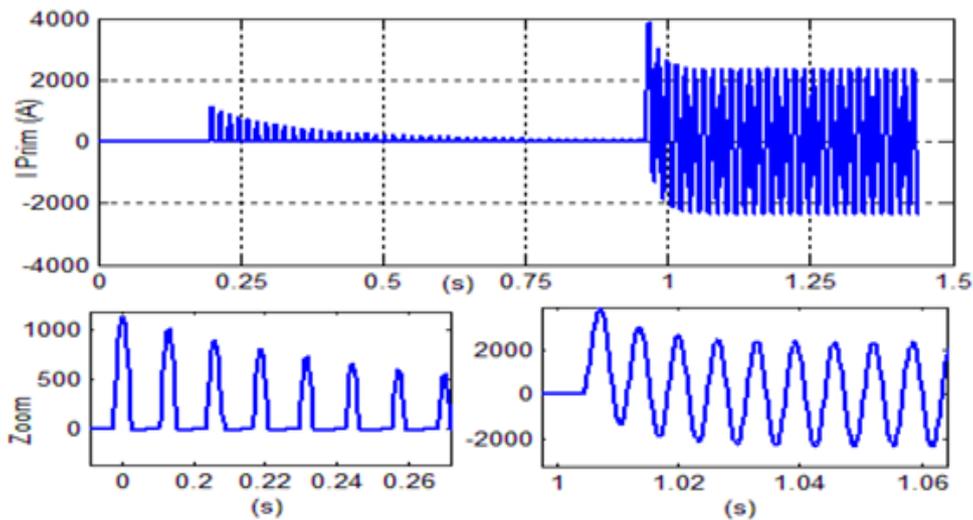


Figure 5.33 : Défaut interne dans l’enroulement primaire du TP en présence du courant d’appel

On constate sur la figure 5.33, qu’à l’instant 0.2s le courant d’appel maximal est égal a 1200 A et le défaut interne à l’instant de 1seconde a les valeurs $I_{max}=2200$ A, $I_{min}=-2200$ A.

Il y a plusieurs solutions à ce problème, mais la méthode de seconde harmonique est largement utilisée. Lorsque le second harmonique sur le courant différentiel est supérieur au seuil prédéterminé (pourcentage prédéfini de la fondamentale) généralement ce pourcentage est appelé de discrimination, sa valeur est de 15% à 30% de la valeur du courant nominal , dans telle circonstance, le relais doit émettre son signal de déclenchement (Trip Signal) comme montre la figure 5.34 suivante :

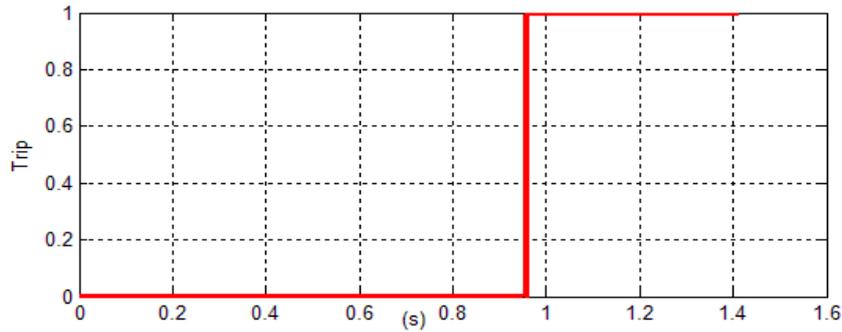


Figure 5.34 : Déclenchement du signal par le relais différentiel durant le défaut interne et en présence du courant d'appel.

Le courant d'appel peut avoir un effet sur le fonctionnement des relais et des fusibles situés dans le système à proximité du transformateur de puissance [121].

Les courants d'appel sont riches en harmoniques et possèdent une composante apériodique. Son amplitude est influencée par les facteurs suivants :

- La tension du réseau au moment de la mise sous tension ;
- Le type de matériau magnétique du noyau laminé ;
- Le flux résiduel dans le noyau du TP avant sa mise sous tension ;
- Le signe du flux magnétique résiduel ;
- La taille du transformateur de puissance ;
- La densité de flux de saturation du noyau du transformateur ;
- L'impédance totale du circuit d'alimentation ;

Puisque le relais différentiel peut voir le courant d'appel comme un défaut interne, donc, certaines méthodes devraient être utilisées pour le contourner, par exemple en conceptionnant un relais qui reconnaît ce courant comme un phénomène transitoire et ne pas se déclencher. Ou bien exploiter les contraintes harmoniques, pour distinguer les courants des défauts internes, externes et le courant d'appel [122-123].

Dans cette thèse on a employé l'élément différentiel discriminateur de défauts Interne / Externe pour l'amélioration de la protection différentielle numérique de la figure 5.35 précédente. Ce discriminateur permet de distinguer correctement entre les courants : d'alimentation du transformateur, des défauts internes, des défauts externes et d'appel à travers ses différents circuits électroniques incorporés.

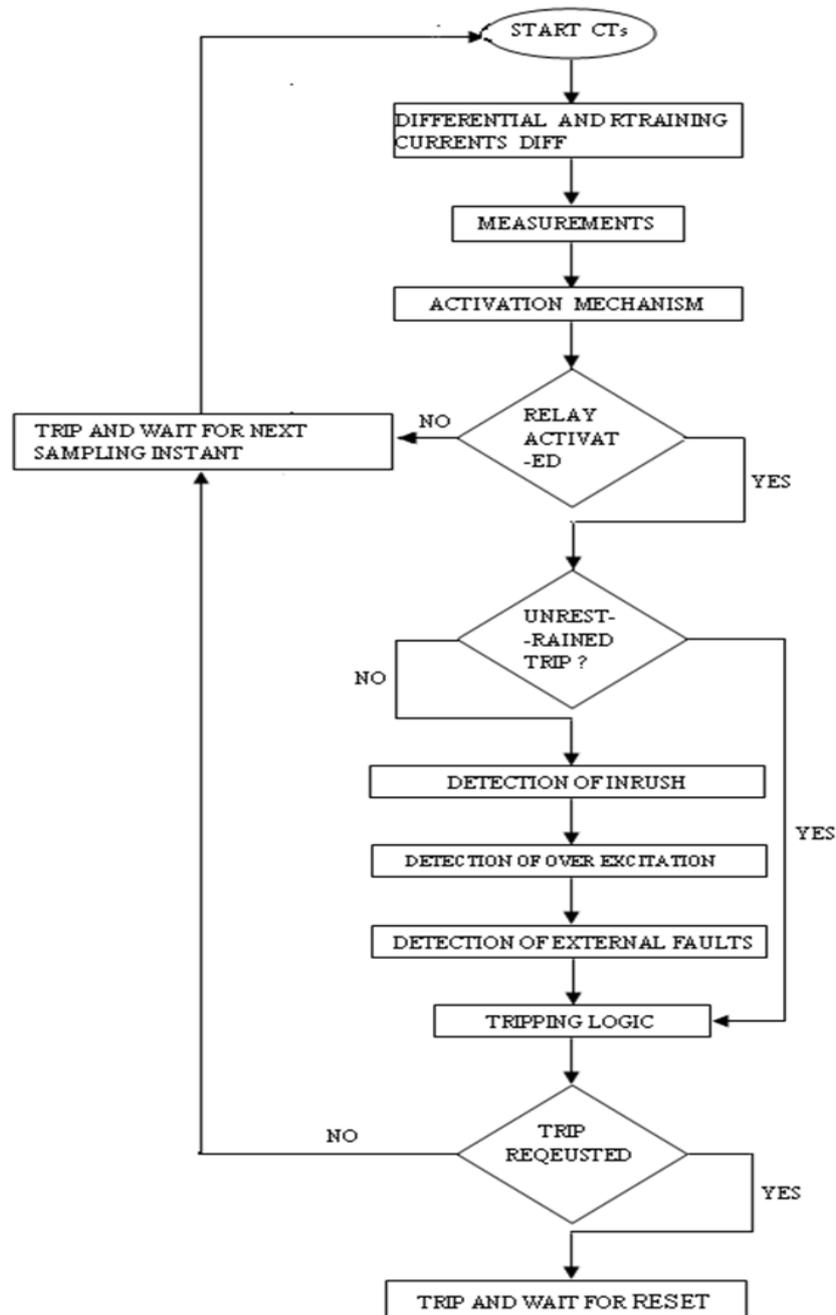


Figure 5.35 : Discriminateur de défauts Interne / Externe [124]

Pendant la mise sous tension d'un transformateur et pour éviter tout déclenchement indésirable, les harmoniques 2 et 5 sont exploités pour bloquer ou restreindre le relais de se déclencher intempestivement

5.14 Conclusion

Dans ce chapitre on a étudié plusieurs courts- circuits internes et externes qui peuvent se produire dans les enroulements du transformateur de puissance. Le relais différentiel a réagi instantanément aux circonstances.

Durant un défaut interne, la valeur du courant différentiel est trop élevé et dépasse le seuil de déclenchement ce qui implique l'activation de la protection différentielle où les disjoncteurs s'ouvrent pour isoler le transformateur, cette protection assure la stabilité pendant les défauts externes, mais dans le cas d'un courant intense causé par un défaut externe, la protection de surintensité intervient pour protégé le transformateur.

La protection différentielle a atteint son objectif principal, de détection des défauts dans la zone de protection. Elle a aussi montré une sélectivité suffisante et une bonne discrimination entre les courants d'appel transitoires et les courants de défauts interne ce qui évite les faux déclenchements. Cette protection est immunisée contre les courants externes et aux surexcitations.

Les harmoniques (deuxièmes et cinquièmes) ont été utilisés dans le schéma de retenue et de blocage pour améliorer la sécurité et donc la fiabilité du relais différentiel lors des conditions de courants d'appel.

Cette approche nous a permis de mieux comprendre le fonctionnement du relais de protection, contre les défauts internes et externes.

CHAPITRE 6

Applications de relais numériques et résultats de simulation

6.1 Introduction :

Les sections suivantes décrivent la circulation des courants de séquences inverses pendant les défauts externes et internes du transformateur de puissance.

Un défaut interne de type entre spires (tour à tour) est un court-circuit de quelques spires de l'enroulement du transformateur de puissance. Selon les références [125-126], lorsque quelques spires sont court-circuités dans une phase du primaire ou du secondaire, l'impédance de cette phase court-circuitée n'est plus égale à celle des deux autres phases. Le changement d'impédance dans une phase est considéré comme un déséquilibre shunt (la résistance des spires court-circuitées est en parallèle avec l'enroulement de la phase atteinte).

Comme il a été mentionné précédemment dans le chapitre 5, le relais différentiel classique n'est pas suffisamment sensible pour détecter les défauts mineurs internes entre spires dans le transformateur de puissance, car les changements dans le courant de phase est assez faible.

Les figures 6.1 et 6.2 montrent les circuits électriques de la nouvelle technique de protection contre les défauts entre spires. Cette technique est basée sur la détection et la localisation des courants de séquences inverses (négatives) issues de la théorie des composantes symétriques expliquée en détail dans le chapitre 4.

Il est connu que la présence de courants de séquences inverses dans les enroulements d'un transformateur de puissance, signifie l'existence d'un défaut interne au sein de ces enroulements. Sachant que les courants inverses n'existent pas quand il y a un défaut symétrique triphasé. Ils existent seulement quand il y a des défauts dissymétriques qui perdurent un peu longtemps pour que le relais puisse prendre la bonne décision de déclenchement.

Dans les circuits électriques des figures 6.1 et 6.2, on constate que la somme des courants entrants la zone protégée est égale à la somme des courants sortants de cette zone (loi des nœuds de Kirchhoff).

6.2.1 Cas de défaut externe au transformateur de puissance

Si le défaut est externe au transformateur de puissance, la source fictive des courants de défaut de séquences inverses (négatives) se trouve hors de la zone protégée délimitée par des transformateurs de courants (TCs) en amont et en aval comme illustrent les figures 6.1 et 6.2, où on constate que le courant de séquence négative ($I_{\text{nég_P}}$) entrera dans le transformateur sain du côté défectueux et partira de l'autre côté après avoir été transformé en ($I_{\text{nég_P}}$). Les courants de séquences négatives ($I_{\text{Séq Nég_P}}$) et ($I_{\text{Séq Nég_S}}$) qui se trouvent respectivement dans le côté primaire et secondaire du transformateur de puissance sont en directions opposées. Cela signifie que le décalage de phase entre eux est égal à 180° .

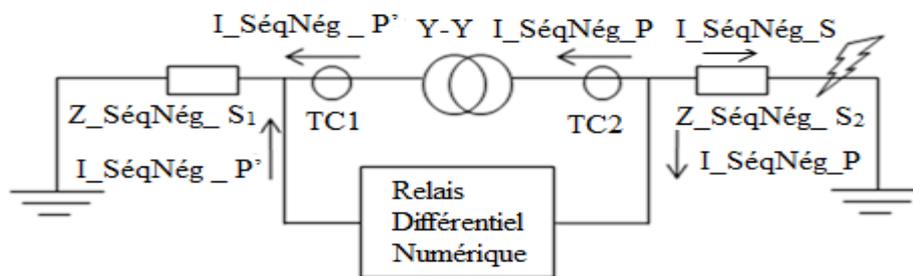


Figure 6.1 : Circuit électrique de la protection différentielle pendant le défaut externe

- $I_{\text{Séq Nég_S}}$ courant de séquence négative au côté secondaire du transformateur.
- $I_{\text{Séq Nég_P}}$ courant de séquence négative au côté primaire du transformateur.
- $I_{\text{Séq Nég_P}}$ courant de séquence négative rééquilibré par le TC côté primaire.
- $Z_{\text{Séq Nég_S1}}$, et $Z_{\text{Séq Nég_S2}}$ représentent les impédances de séquences négatives des sources équivalentes fictives S_1, S_2 .

6.2.2 Cas de défaut interne au transformateur de puissance

Si le défaut est interne au transformateur de puissance, alors la source des courants de défaut de séquence négative se trouve à l'intérieur de la zone protégée, comme le montre la figure 6.2.

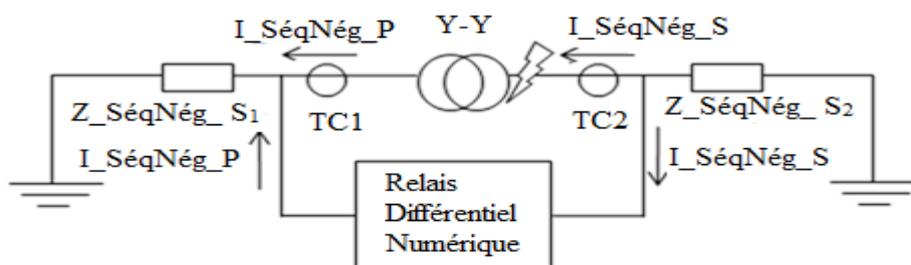


Figure 6.2 : Circuit électrique de la protection différentielle pendant le défaut interne

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

Pour les défauts internes du transformateur, les courants de séquences négatives ($I_{\text{Séq Nég_P}}$) et ($I_{\text{Séq Nég_S}}$) circuleront dans les deux côtés du transformateur défectueux, comme le montre la Figure 6.2 et ont la même direction. Cela signifie que le décalage de phase entre eux est égal à 0° . Ce schéma de protection différentielle proposée, va comparer en premier lieu les amplitudes des courants de séquences négatives du primaire avec celles des courants de séquences négatives du secondaire. En deuxième lieu, il va comparer leurs décalages d'angles au côté primaire du transformateur avec ceux du côté secondaire du transformateur. Sachant que, cette comparaison n'est valable que si et seulement si, le décalage de phase est non nul et le rapport de transformation est égal à 1. En d'autres termes, cette comparaison n'est valable que si le couplage des enroulements du transformateur est Δ/Δ ou Y/Y , et le rapport de transformation est égal à 1. Si le décalage de phase n'est pas nul et le rapport de tours n'est pas 1, donc le déphasage et le rapport de tours du transformateur doivent subir des compensations pour pouvoir utiliser cette méthode.

La configuration Δ/Y du transformateur triphasé introduit un déphasage de 30° entre les enroulements primaire et secondaire. Ce déphasage de 30° peut être compensé par une correcte sélection des transformateurs interposés (TCs), car le rapport des TCs, permet la compensation de la différence en amplitude des 2 côtés du transformateur. Le diagramme logique de la méthode de protection basé sur les courants de séquences négatives pour la détection des défauts internes d'entre spires dans le transformateur de puissance est montré par la figure 6.3. Ce diagramme fonctionne simultanément avec la protection différentielle numérique proposée.

Comme on peut le voir sur la figure 6.3, le diagramme logique de la méthode de protection basé sur les courants de séquences négatives vérifie deux grandeurs physiques essentielles:

- 1) Vérification des amplitudes des courants (phaseurs) de séquences négatives des deux côtés du transformateur.
- 2) Vérification de l'angle de déphasage entre ces deux phaseurs.

Pour valider le modèle, il est simulé pendant le fonctionnement en régime permanent et en régime transitoire.

La simulation est exécutée par l'utilisation du logiciel MATLAB/SIMULINK 2010, le système simulé consiste à : Transformateur de puissance triphasé 33.3KVA, et 23/132KV, $R_1=R_2=0.002$ pu/phase, $N_1= 150$ Spires, $N_2= 866$ Spires, 50Hz, couplage Y/y . Une source

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

d'alimentation triphasée de 23KV. Charge triphasé (100KW). Deux disjoncteurs l'un en amont et l'autre en aval.

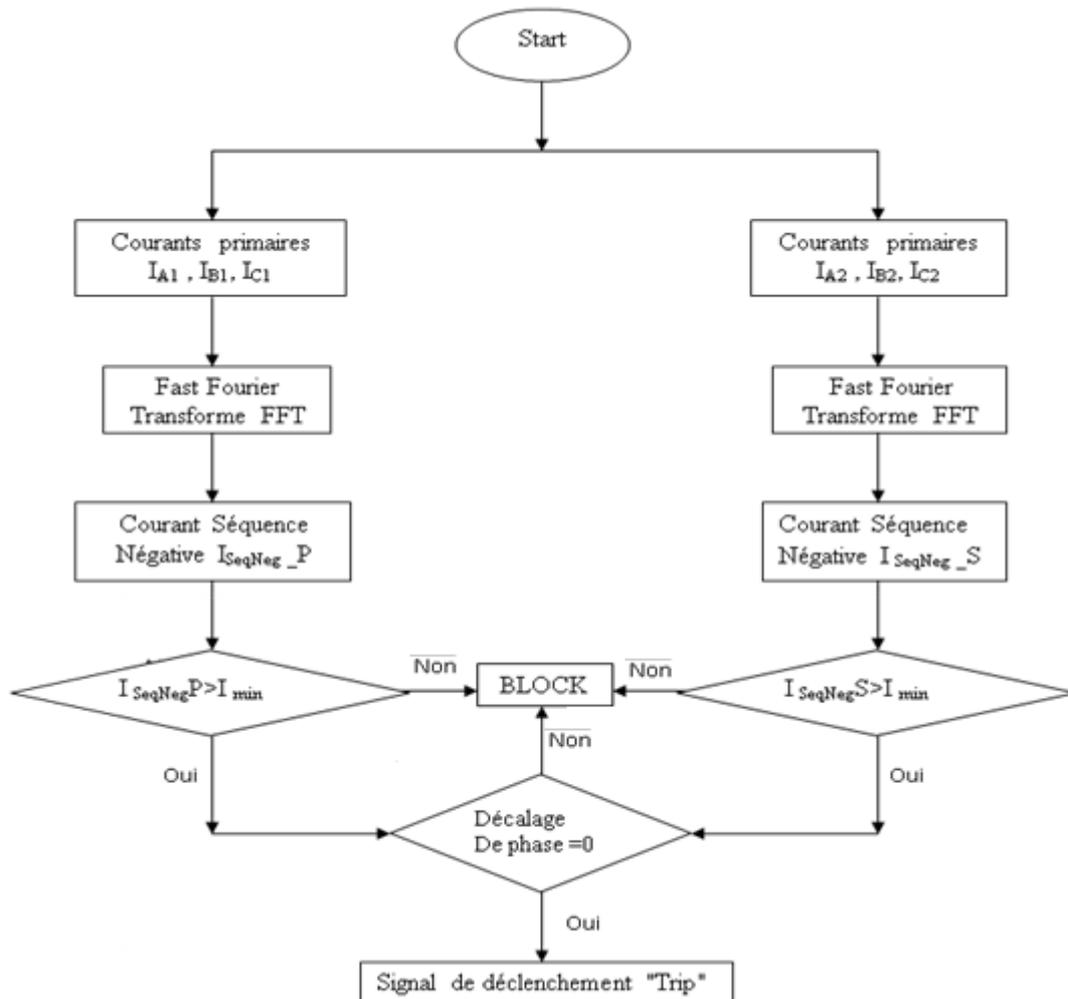


Figure 6.3 : Diagramme logique de la méthode de protection différentielle

Il faut tenir compte que, lorsque le défaut entre spires se produit à l'intérieur du transformateur, le courant de séquence négative se dirige vers le point de défaillance [127-128]. Dans cette recherche, et afin de comparer les amplitudes des courants de séquences négatives entre elles et par rapport au seuil prédéterminé, ensuite comparer les décalages d'angle de phase entre eux. Cette procédure se déroule en trois étapes:

- **Première étape.** La méthode de mesure des amplitudes des courants de séquences négatives est appliquée aux circuits électriques précédents (figure.6.1) et (figure 6.2), où les courants de séquences négatives des 2 côtés primaire et secondaire sont respectivement écrits comme.

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

(I_Séq Nég_ P) et (I_Séq Nég_ S) La valeur de chacun de ces 2 phaseurs est comparée avec le seuil prédéterminé (valeur pré réglée) de 20 à 30 % du courant de base de la protection différentielle [129-130]. Si le résultat est supérieur à la valeur du seuil, une compensation en amplitude pour chaque courant (primaire et secondaire) est effectuée par le relais différentiel de protection lui-même sans modifier les TC interposés sur les enroulements primaires et secondaires. La différence mesurée des amplitudes de courant négatives doit être aussi faible que possible pour éviter un déclenchement inutile pendant le fonctionnement normal. Une fois que la compensation est faite, la deuxième étape prendra place.

- **Deuxième étape.** Évaluer la différence de décalage d'angles entre les deux phaseurs de séquence négatives des deux côtés du transformateur de puissance (TP) et du seuil. Généralement, dans l'absence de défauts internes, cette différence est égale à zéro degré [131]. Lorsqu'un défaut interne entre spires se produit dans l'enroulement du transformateur de puissance, un petit déphasage d'enroulement se produit à cause du courant élevé de court-circuit entre spires, d'où, une commande de déclenchement est émise par le relais différentiel.
- **Troisième étape.** Elle consiste à utiliser un algorithme puissant illustré par la figure (5.35), qui doit faire la discrimination entre les conditions normales et anormales de fonctionnement qui se produisent dans le système d'alimentation liées aux transformateurs tels que les défauts externes, les défauts internes et les courants d'appel de magnétisation etc.

À travers une correcte connexion des secondaires des transformateurs de courant (TCs) et sous des conditions de fonctionnement normal, le courant différentiel est idéalement égal à zéro. En cas d'occurrence de défauts à l'intérieur de la zone protégée, l'équilibre des courants n'est plus maintenu et le relais se fermera et libérera un signal de déclenchement pour ouvrir le disjoncteur afin de débrancher le transformateur de puissance (TP) défectueux du réseau électrique.

6.3 Résultats de simulation

Ce nouvel algorithme proposé protège le TP contre les défauts mineurs entre spires par l'exploitation des courants de séquences inverses. La performance de cet algorithme est évaluée au moyen d'intenses simulations. Les résultats obtenus sont donnés dans la section suivante.

Différents pourcentage de défauts internes de type entre spires (tour à tour) dans les enroulements primaire et secondaire du transformateur de puissance connecté en Y/y sont simulés. Le défaut est appliqué à 3 secondes pour une durée de 0,5 seconde.

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

Un court-circuit dans un enroulement du TP produit un changement d'impédance totale de la phase concernée. Ce changement est difficile à calculer sans utiliser une technique numérique surtout quand il s'agit de défaillance qui implique seulement peu de spires court-circuitées. Cette difficulté d'obtenir des valeurs requises est due à la géométrie complexe du transformateur de puissance et à la non linéarité de quelques composants couplés à ce transformateur. Pour contourner cette difficulté électromagnétique, la méthode d'analyse des éléments finis (FEA) a été appliquée.

La modélisation d'un transformateur de puissance utilisant FEA comporte trois états: **Le premier état** consiste à intégrer l'espace problématique dans les éléments contigus de géométrie appropriée et assignant les valeurs appropriées des paramètres des matériaux tels que la perméabilité et la conductivité de chaque élément.

Dans le deuxième état, le modèle doit-être excité et les conditions initiales doivent-être précisées.

À l'état final, les conditions de limites doivent-être spécifiées.

Une fois le modèle défini de cette façon, les valeurs exactes des paramètres peuvent être calculées. Le couplage entre les composants magnétiques non linéaires et les circuits électriques doit être pris en compte afin de prédire la performance des caractéristiques du transformateur présentant un défaut interne tour à tour. Toutes les dimensions internes requises du transformateur de puissance, y compris les dimensions du noyau, la taille, l'espacement, et l'emplacement de l'enroulement, le diamètre et la section de la spire ont été fournies comme information d'entrée requise.

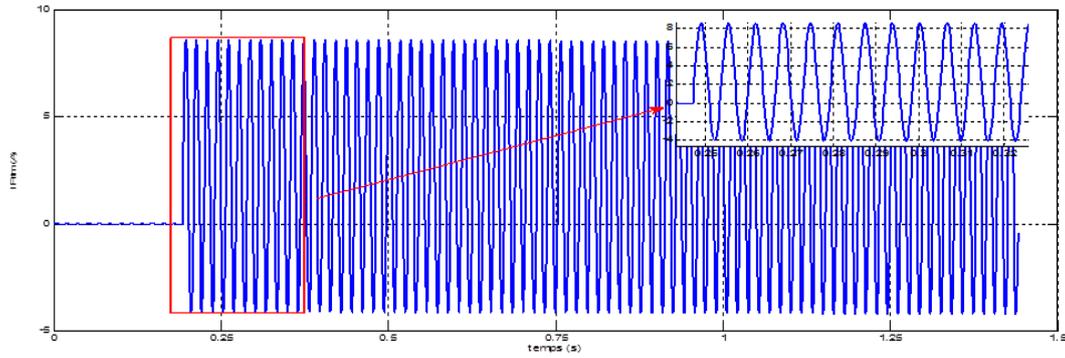
Les valeurs de la réactance de fuite pour différents pourcentages de spires court-circuitées des deux côtés du transformateur de puissance ont été obtenues en utilisant la méthode des éléments finis (FEA).

Les figures 6.4 et 6.5 montrent que le relais différentiel est stable pendant le défaut externe et n'a pas déclenché parce que le défaut se trouve à l'extérieur du transformateur protégé. Cela signifie que le relais a détecté la défektivité externe et qu'il n'a pas ordonné un signal de déclenchement. La défaillance externe a été détectée durant un cycle de (0,96 s). Les formes d'ondes des courants de phases primaires et secondaires n'ont pas changées.

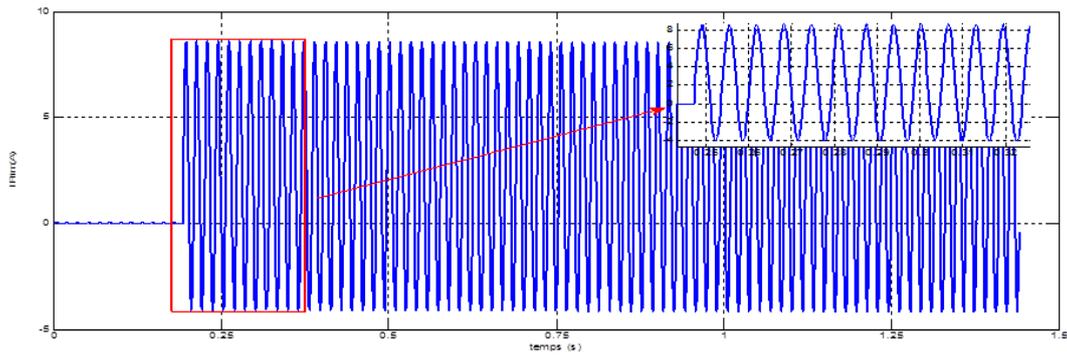
6.4 Courbes des courants durant le fonctionnement normal du TP

6.4.1 Courbes des courants primaires

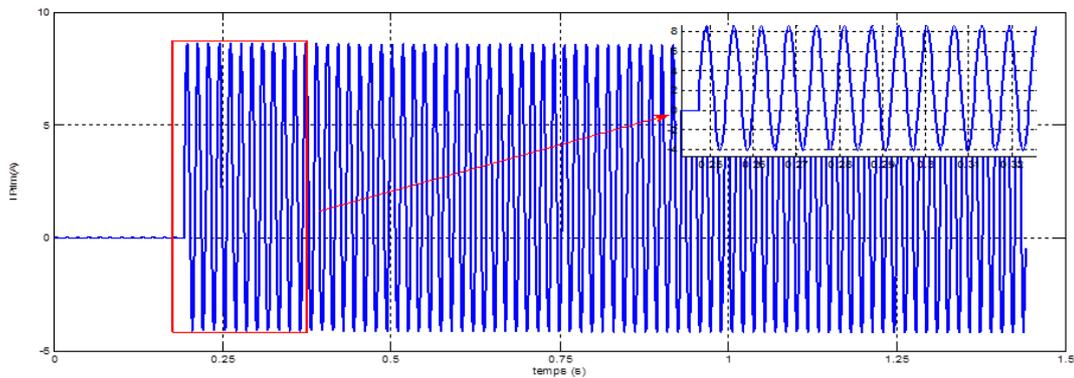
Lors du fonctionnement normal du transformateur de puissance, les formes d'ondes des courants primaires et secondaires sont comme illustrent les courbes suivantes:



Phase A



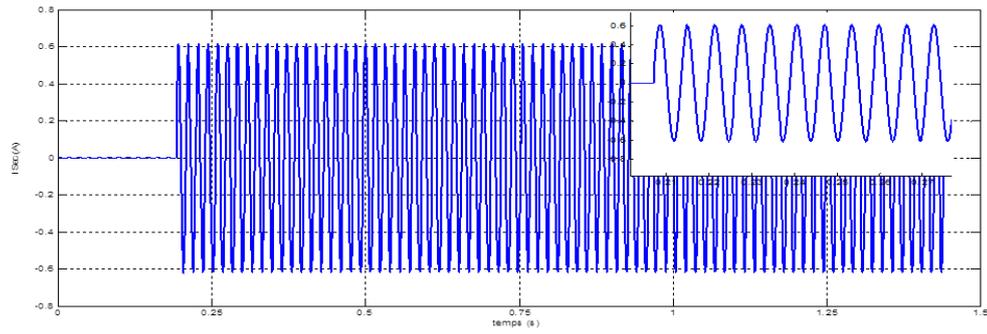
Phase B



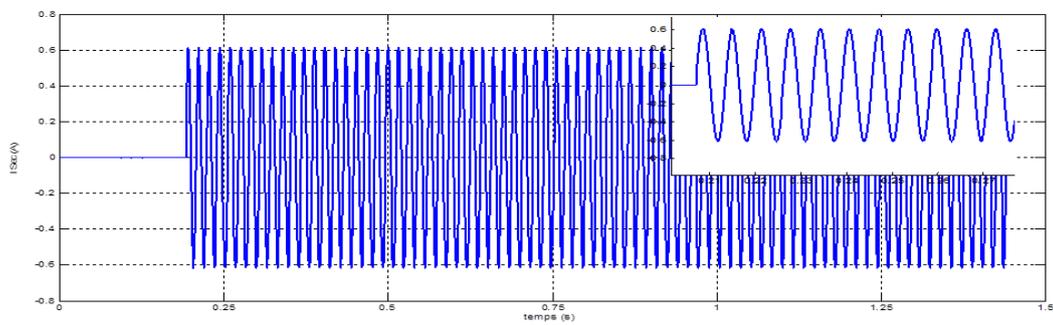
Phase C

Figure 6.4: Formes d'ondes normales des courants de phases primaires A, B, C
fonctionnement normal

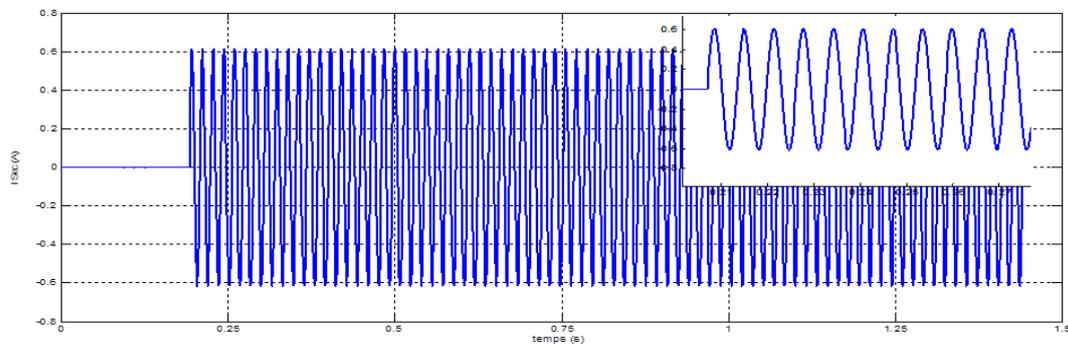
6.4.2. Courbes des courants secondaires



Phase a



Phase b



Phase c

Figure 6.5 : Formes d'ondes des courants de phases secondaires a, b, c fonctionnement normal

6.4.3. Courbes de courants primaires durant le fonctionnement du TP pendant le défaut :

6.4.3.1. Défaut externe

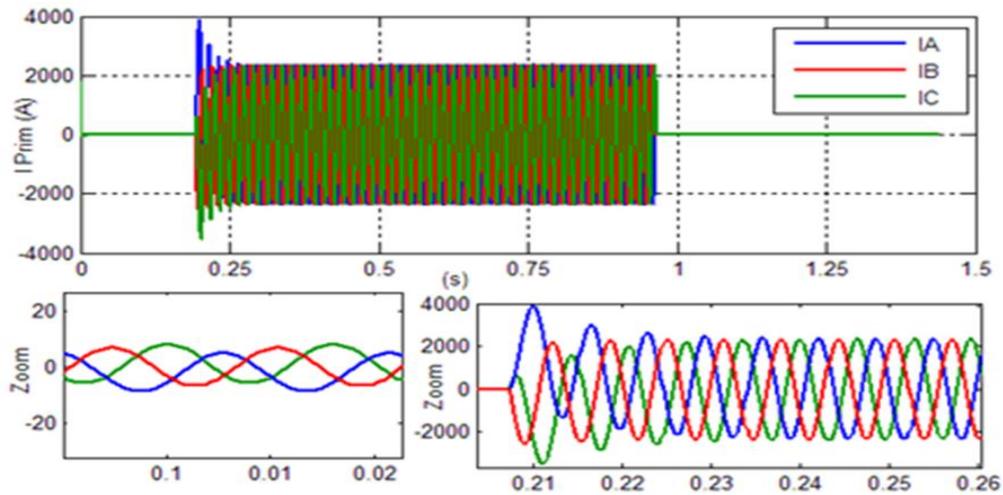


Figure 6.6 : Courants triphasés primaire pendant le défaut externe

Les courbes de simulation de la figure 6.6 ont des valeurs d'amplitudes maximales et minimales des courants de phases au côté primaires sont:

Phase A – $I_{A \max} = 4.1 \text{ kA}$, $I_{A \min} = -2.2 \text{ kA}$;

Phase B – $I_{B \max} = 2.3 \text{ kA}$, $I_{B \min} = -3.2 \text{ kA}$;

Phase C – $I_{C \max} = 2.3 \text{ kA}$, $I_{C \min} = -3.2 \text{ kA}$.

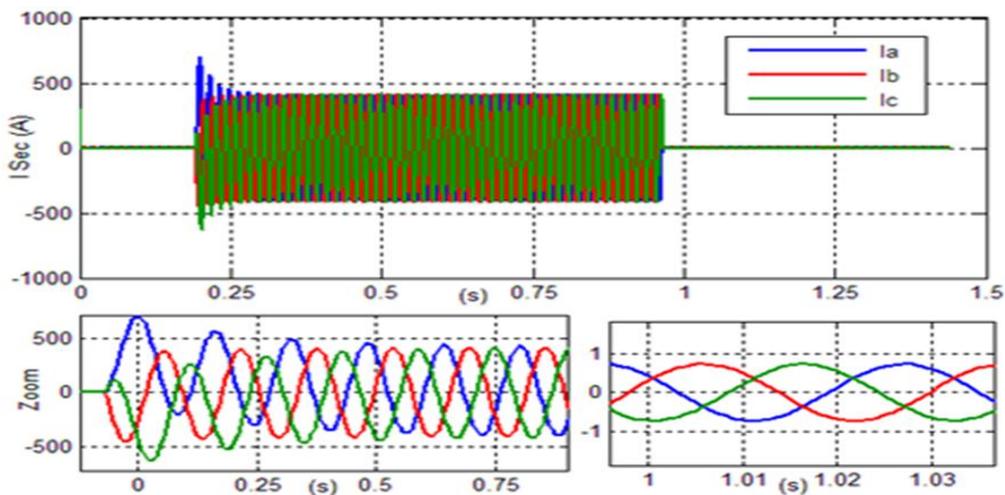


Figure 6.7 : Courants triphasés secondaire pendant le défaut externe

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

D'après ces courbes, la phase "a" est la plus affectée par le défaut externe.

D'après la figure 6.7, les valeurs des amplitudes maximales et minimales des courants des phases au côté secondaire sont:

Phase a – $I_{a \max} = 700 \text{ A}$, $I_{a \min} = -400 \text{ A}$;

Phase b – $I_{b \max} = 400 \text{ A}$, $I_{b \min} = -550 \text{ A}$;

Phase c – $I_{c \max} = 700 \text{ A}$, $I_{c \min} = -350 \text{ A}$.

Les courbes de simulations figures 6.6 et 6.7, montrent que pour un défaut triphasé externe, le relais différentiel n'a pas envoyé son signal de déclenchement comme montre la figure 6.8, ce qui confirme que pour les défaillances externes, le relais différentiel ne réagit pas (son signal est égal à zéro).

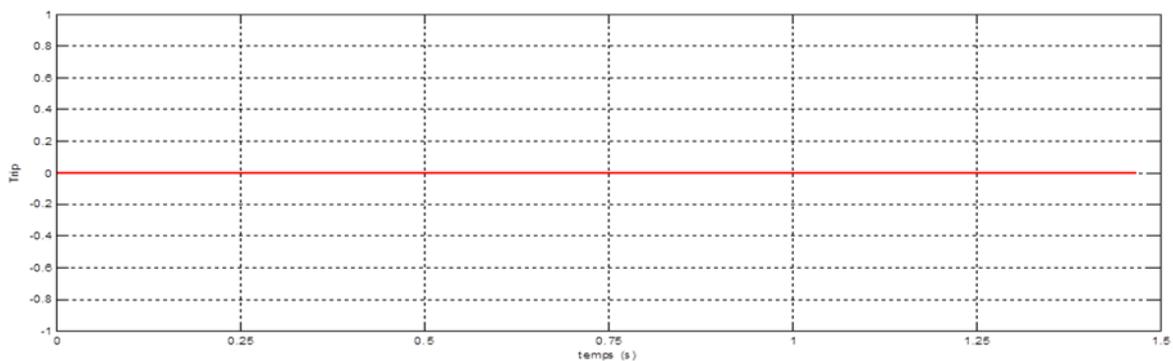


Figure 6.8 : Signal de non déclenchement pendant le défaut externe (no trip signal)

6.4.3.2. Défaut interne

La forme ondulatoire des courants primaires triphasés pendant le défaut entre spires en présence des courants d'appels (d'irruption) est représentée par la figure ci-dessous (figure 6.9).

On peut voir sur la figure 6.9, que le relais différentiel n'a pas envoyé instantanément le signal de déclenchement, car il a considéré le courant d'appel comme un phénomène transitoire qui disparaîtra rapidement. C'est-à-dire le signal de déclenchement sera retardé jusqu'à la disparition totale des courant d'appel comme illustre la figure 6.9.

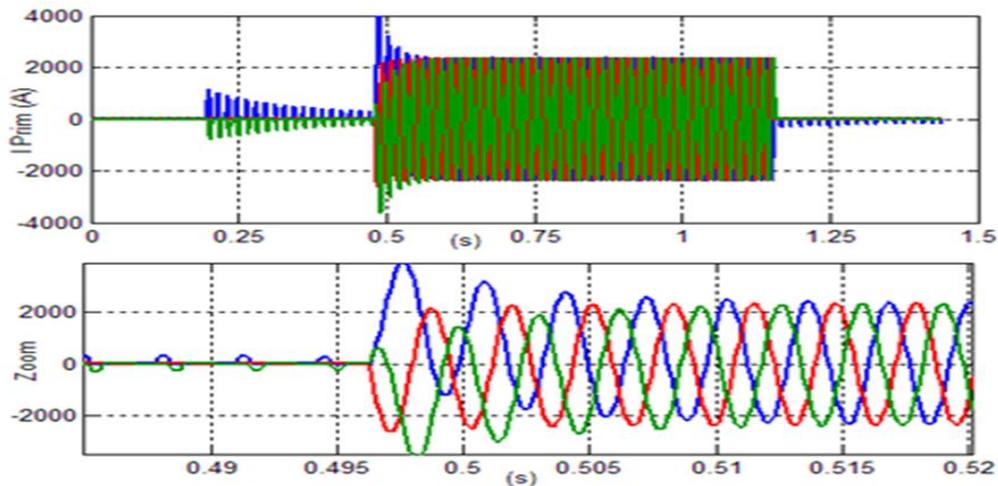


Figure 6.9 : Courant triphasé primaire pendant le défaut entre spires en présence du courant d'appel

Les valeurs d'amplitudes des courants de phases primaires pendant le défaut entre spires en présence des courants d'appel sont les suivantes :

Phase A – $I_{A \max} = 4 \text{ kA}$, $I_{A \min} = -2.2 \text{ kA}$;

Phase B – $I_{B \max} = 2.3 \text{ kA}$, $I_{B \min} = -3.2 \text{ kA}$;

Phase C – $I_{C \max} = 2.3 \text{ kA}$, $I_{C \min} = -3.2 \text{ kA}$.

Sur la Figure 6.10, on peut voir que l'anomalie interne de type entre spire s'est produite dans l'enroulements secondaire pendant un intervalle de temps de 0,645 sec (la durée de défaut étalée de 0.48 à 1.125 secondes). Le relais différentiel numérique a ordonné un déclenchement du signal, car le défaut est interne et sans la présence du courant d'appel comme montre la figure 6.10. Les valeurs obtenues des amplitudes maximales et minimales des courants de phases secondaires sont:

Phase a – $I_{a \max} = 0.6 \text{ A}$, $I_{a \min} = -0.6 \text{ A}$;

Phase b – $I_{b \max} = 0.6 \text{ A}$, $I_{b \min} = -0.6 \text{ A}$;

Phase c – $I_{c \max} = 0.6 \text{ A}$, $I_{c \min} = -0.6 \text{ A}$.

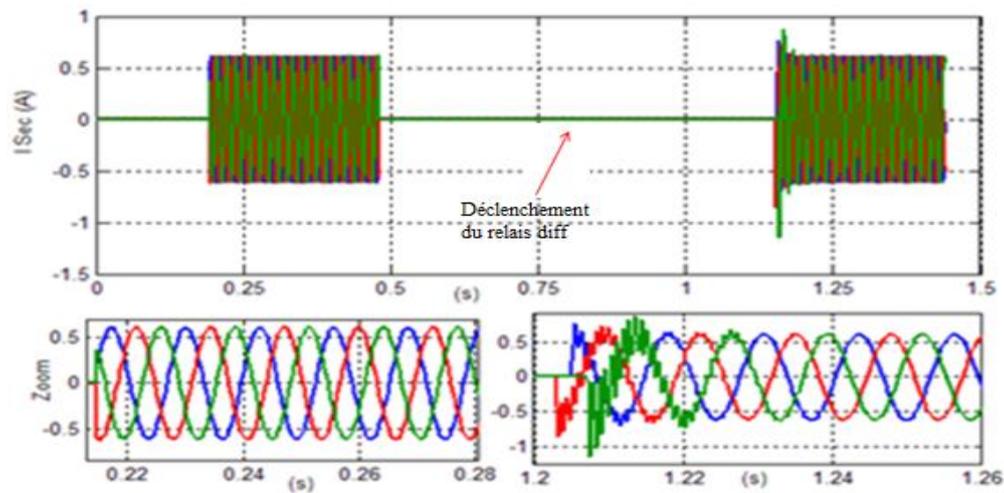


Figure 6.10 : Courant triphasé secondaire pendant le défaut entre spires en absence du courant d'appel triphasé

La figure 6.11 montre le signal de déclenchement envoyé instantanément par le relais différentiel lors du défaut entre spires côté secondaire à 1.17 secondes, depuis l'occurrence du défaut interne de type entre spires.

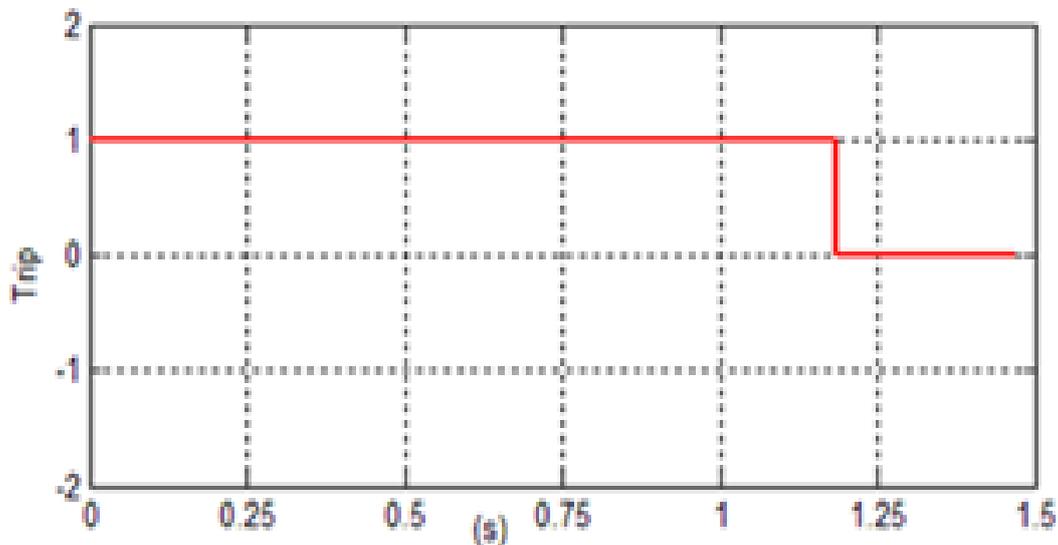


Figure 6.11 : Signal de déclenchement issu par le relais différentiel

6.5 Performance du relais différentiel proposé pendant les défauts entre spires dans le primaire et le secondaire

La performance de la protection différentielle a été étudiée profondément et simulée pour divers pourcentages (10%, 5% et 0.5%) de spires atteintes par des défauts entre spires (courts-circuits) dans les 2 enroulements primaire et secondaire du TP.

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

Dans cette recherche, et afin de comparer les amplitudes des courants de séquences inverses du primaire et secondaire entre eux et avec le seuil prédéterminé et de même pour les décalages d'angle des phases correspondantes. Notons que ; les trois composantes des courants symétriques sont dotées des caractéristiques suivantes [132]:

- Le courant de séquence positive (directe) dans l'enroulement primaire conduit le courant de séquence positive dans l'enroulement secondaire par un angle θ .
- Le courant de séquence inverse dans l'enroulement primaire est déphasé du courant de séquence positive de l'enroulement secondaire par un angle θ .
- Le courant de séquence homopolaire (zéro) dans l'enroulement primaire est en phase avec le courant de séquence homopolaire dans l'enroulement secondaire.
- Lorsque un défaut entre spires se produit à l'intérieur de l'enroulement du transformateur, le courant de séquence inverse se dirige toujours vers l'endroit de défaut [133].

Pour vérifier la performance du relais différentiel une étude simulative a été réalisée sur 3 différentes quantités de pourcentages de spires cour-circuitées dans l'enroulement secondaire puis dans l'enroulement primaire.

Tout d'abord, les amplitudes des courants de séquences inverses des deux côtés primaire et secondaire sont comparées au seuil prédéterminé de 20 % de l'enroulement. Si, ces amplitudes nécessitent une compensation le relais la ferait automatiquement. Une fois la compensation est terminée, le relais procèdera à la comparaison des décalages d'angles (déphasage) correspondants entre les mêmes courants de séquence inverses primaires et secondaires, tout en tenant compte que la valeur prédéfinie du déphasage est fixée entre 0° et 5° pour laisser la sensibilité du relais plus élevée lors de la détection des défauts mineurs de type entre spires.

6.5.1 Cas 1: Défaut entre spires dans l'enroulement secondaire

Si la valeur des amplitudes des courants inverses est supérieure au seuil préréglé 20% du courant de base de la protection et que le décalage de phase est nul, cela signifie qu'un défaut interne de type entre spires s'est produit à l'enroulement secondaire et un déclenchement de signal doit être émis.

Les valeurs des pourcentages impliquées dans le cc de l'enroulement secondaire sont: 86.6, 43.3 et 4.33 spires défectueuses (soit respectivement l'équivalent de 10% , 5 % et 0.5 % de spires défectueuses l'enroulement secondaire). Les courants de séquences inverses

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

corréspondants sont ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_P'}$). La comparaison révèle que les amplitudes de ces 2 courants inverses du primaire et du secondaire sont égales et supérieures au niveau prédéfini comme on peut le voir sur la Figure 6. 12, les deux formes d'ondes sont exactement superposées l'une sur l'autre, ce qui prouve leurs égalité.

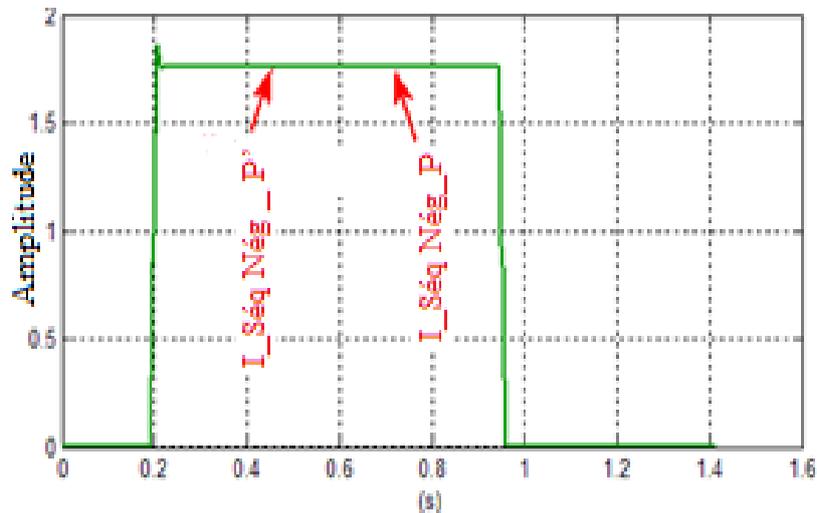


Figure 6.12 : Comparaison des amplitudes de ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_P'}$) pour 10 % de spires court-circuitées (cc) dans l'enroulement secondaire.

La figure 6.13 montre la comparaison de décalage de phase entre les courants de séquence inverses ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_P'}$) pendant le défaut entre spires de 10 % de spires CC de l'enroulement secondaire (équivalent à 86.6 spires cc). On voit sur cette figure qu'un décalage de phase de 180° existe entre ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_P'}$), ce qui signifie qu'ils sont opposés l'un à l'autre, comme prouvé préalablement.

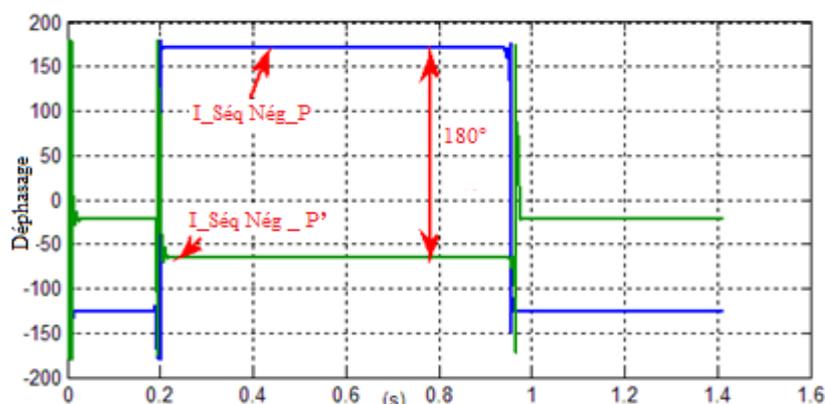


Figure 6.13 : Comparaison de déphasage entre ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_P'}$) pour 10 % de spires cc dans l'enroulement secondaire

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

Maintenant on fait les mêmes simulations précédentes mais pour le pourcentage de 5 % équivalent à 43.3 Spires cc.

La figure 6.14, montre une comparaison des amplitudes entre ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_{P'}}$) pendant un défaut entre spires de 5 % de spires cc. On peut voir sur la figure 6.14 que l'amplitude de ($I_{\text{Séq Nég}_{P'}}$) au côté secondaire défectueux, est égale à l'amplitude de ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) du côté primaire sain et que les deux amplitudes sont supérieures au niveau prédéfini.

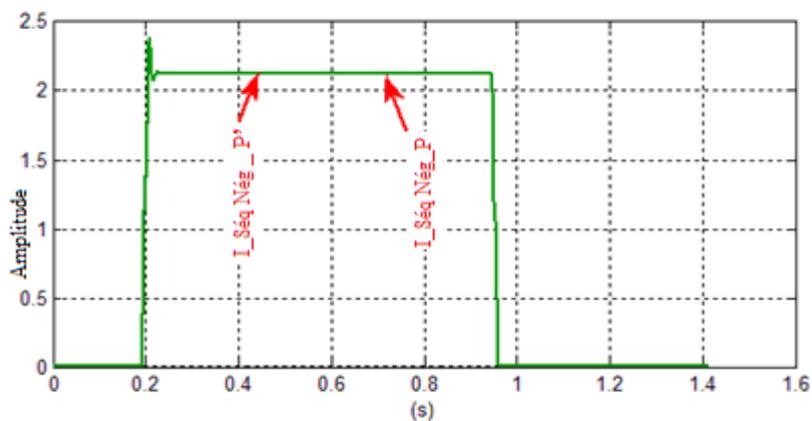


Figure 6.14 : Comparaison des amplitudes de ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_{P'}}$) pour 5 % de spires cc dans l'enroulement secondaire.

La Figure 6.15, on peut voir que l'angle de phase entre les deux courants de séquence inverses ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_{P'}}$) pendant le défaut de l'enroulement secondaire est égal à 180° , ce qui signifie qu'ils sont opposés dans leurs directions, cela est déjà prouvé par le schéma du circuit électrique correspondant de la figure 6.1.

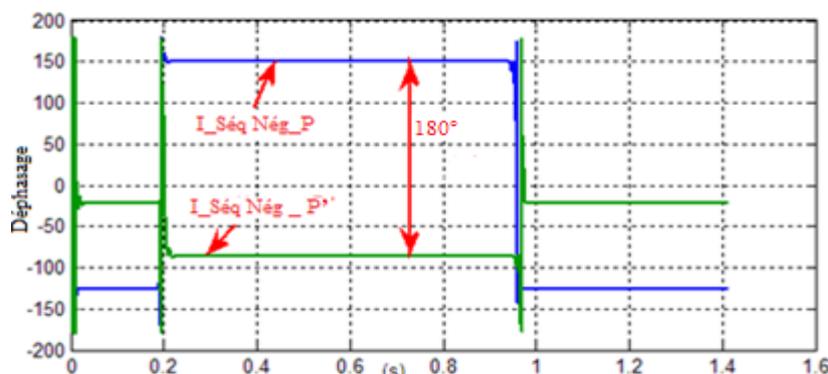


Figure 6.15 : Comparaison de déphasage entre ($I_{\text{Séq Nég}_P}$) et ($I_{\text{Séq Nég}_{P'}}$) pour 5 % de spires cc dans l'enroulement secondaire

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

Sur la figure 6.16 ci-dessous, on voit que les amplitudes sont égales mais, elles ont eu une petite croissance dues à l'augmentation des valeurs d'impédances cc. Les directions de ces courants sont illustrées par la figure 6.1 lors, du défaut dans l'enroulement secondaire, où on constate, que le courant ($I_{\text{Séq Nég_P}}$) entre du côté défectueux et sort de l'autre côté « sain » après avoir été transformé pour devenir ($I_{\text{Séq Nég_P}'}$).

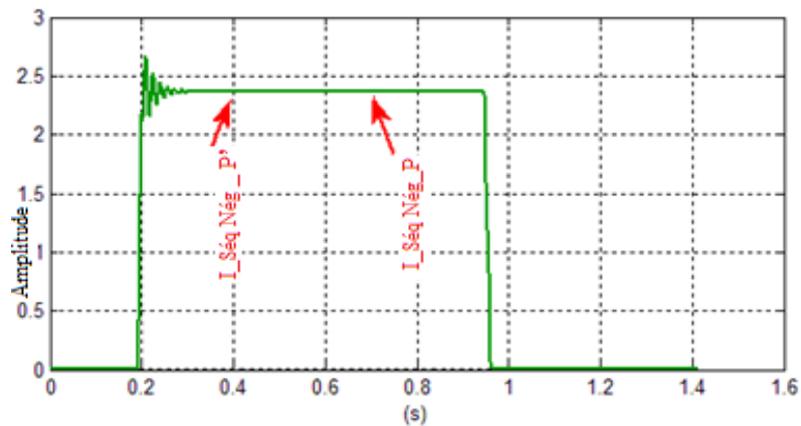


Figure 6.16 : Comparaison des amplitudes de ($I_{\text{Séq Nég_P}}$) et ($I_{\text{Séq Nég_P}'}$) pour 0.5 % de spires cc dans l'enroulement secondaire.

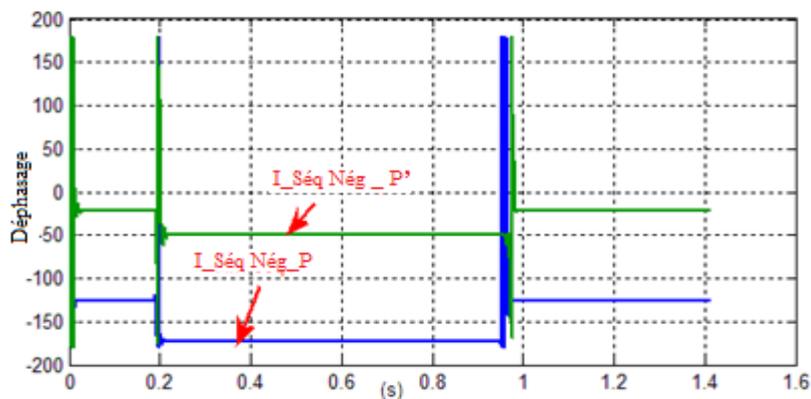


Figure 6.17 : Comparaison de déphasage entre les courants inverses ($I_{\text{Séq Nég_P}}$) et ($I_{\text{Séq Nég_P}'}$) pour 0.5 % de spires cc dans l'enroulement secondaire

6.5.2 Cas 2: Défaut entre spires dans l'enroulement primaire

D'après les figures 18 et 19 on voit qu'au cours de défaut entre spire dans l'enroulement primaire, l'amplitude du courant de séquence négative au côté secondaire ($I_{\text{Séq Nég_S}}$) "en couleur verte sur le schéma" est beaucoup plus grande que l'amplitude de ($I_{\text{Séq Nég_P}}$) au côté primaire "en couleur bleue", en raison de la présence de défaut dans ce dernier «la

CHAPITRE 6 Applications des relais numériques et résultats de simulation

première loi de Kirchhoff stipule " haute résistance petit courant", le décalage de phase entre ces deux courants est modéré.

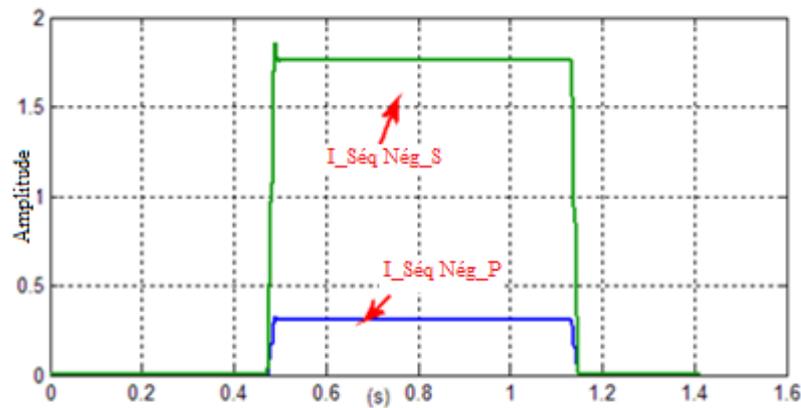


Figure 6.18 : Comparaison des amplitudes de (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S), pendant le défaut entre spires de 10 % de spires cc dans l'enroulement primaire

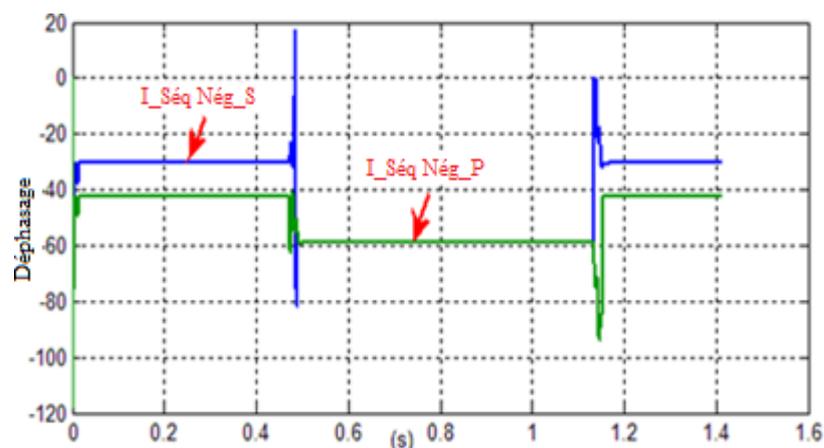


Figure 6.19 : Comparaison de déphasage entre (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S) pendant le défaut entre spires de 10 % de spires cc dans l'enroulement primaire.

La figure 20 illustre les amplitudes des courants de séquence négative dans les côtés primaire et secondaire respectivement (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S). Pendant le défaut entre spires dans l'enroulement primaire de 5 % de spires cc.

On peut voir sur la figure 6.20 que l'amplitude du courant de séquence négative secondaire (I_Séq Nég_S) est presque 3.5 fois plus élevée que l'amplitude du courant de séquence négative primaire (I_Séq Nég_P). Parce que, le défaut c'est établi dans l'enroulement primaire.

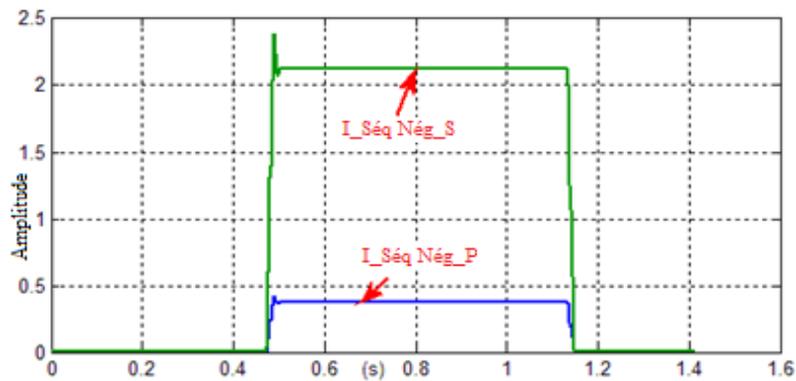


Figure 6.20 : Comparaison des amplitudes de (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S), pendant le défaut entre spires de 5 % de spires cc dans l'enroulement primaire.

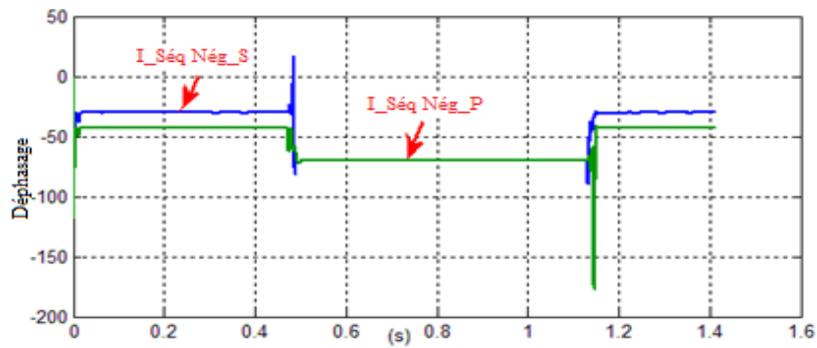


Figure 6.21 : Comparaison de déphasage entre (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S) pendant le défaut entre spires de 5 % de spires cc dans l'enroulement primaire.

Sur les figures 6.22 et 6.23, on voit que pendant le défaut entre spires dans l'enroulement primaire l'amplitude du courant (I_Séq Nég_S) est plus grande que l'amplitude du courant (I_Séq Nég_P) par presque 4 fois, et l'angle de déphasage entre ces deux courants est presque de 0°.

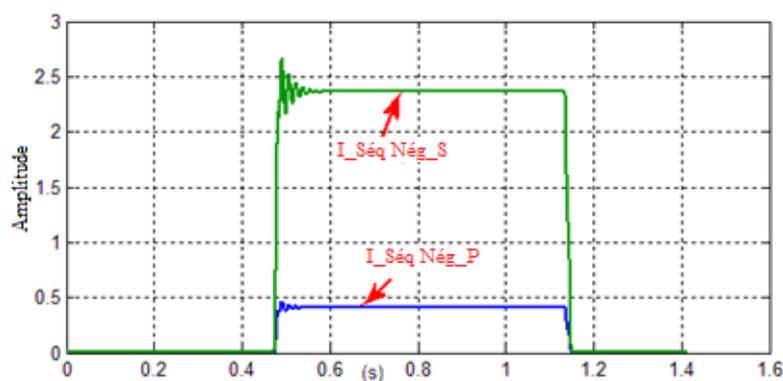


Figure 6.22 : Comparaison des amplitudes de (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S), pendant le défaut entre spires de 0.5 % de spires cc dans l'enroulement primaire.

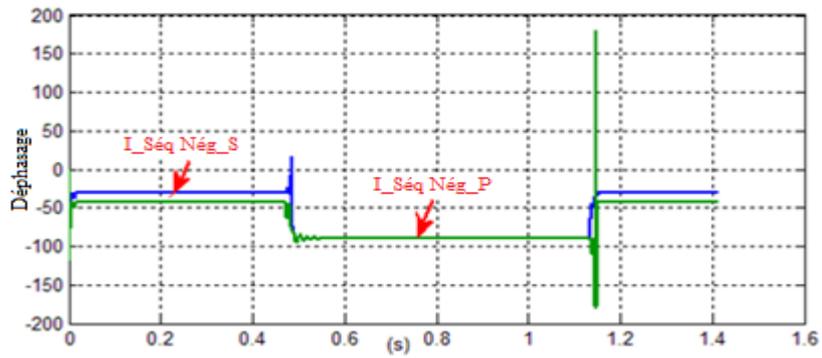


Figure 6. 23 : Comparaison de déphasage entre (I_Séq Nég_P) et (I_Séq Nég_S) pendant le défaut entre spires de 0.5 % de spires cc dans l'enroulement primaire.

On conclut que, si le pourcentage des spires défectueuses augmente, le décalage d'angle augmente et la différence en amplitudes du courant inverse diminue cela explique la difficulté de détecter les défauts entre spire lorsque le nombre de spires est petit.

6.6 Conclusion

Ce chapitre donne un aperçu sur la nouvelle méthode de protection différentielle du transformateur en exploitant les courants de séquences inverses issues de la technique des composantes symétriques. Cet algorithme, après la détection et localisation des défauts internes mineurs entre spires, il compare les amplitudes des deux courants de séquences inverses du côté primaire et secondaire du transformateur de puissance, ensuite il fait la comparaison des angles de déphasage qui séparent les mêmes courants. S'il trouve une différence en amplitude ou en déphasage, ceux-ci seront automatiquement compensés.

Dans ce chapitre aussi le phénomène du courant d'appel (inrush current) qui surgit lors de la mise sous tension du transformateur est étudié et simulé. La méthode de discrimination entre le courant différentiel et le courant d'appel est appliquée. Les résultats de ces enquêtes ont montré qu'un tel phénomène n'a aucun impact indésirable sur l'exécution de la protection différentielle.

On conclue que si le défaut est externe, la source fictive du courant de séquence inverse est à l'extérieur du transformateur et les courants ($I_{\text{seq.inv_P}}$) et ($I_{\text{seq.inv_S}}$), sont de sens opposés, leur déphasage est de 180° et leurs amplitudes sont égales.

Maintenant, si le défaut est interne, la source fictive du courant de séquence inverse est à l'intérieur du transformateur. D'où le courant qui se trouve au secondaire changera de sens (voir figure 6.2). L'angle de déphasage entre les deux courants de séquences inverses primaires et secondaires est de 0° . Alors que l'amplitude du courant inverse du côté secondaire défectueux est plus grande que celle du côté primaire sain.

Les objectifs principaux de la protection du transformateur sont : Avoir une grande sensibilité aux défauts existants au sein de la zone protégée et aussi une sélectivité suffisante pour éviter les faux déclenchements. C'est-à-dire que la protection doit-être immunisée contre les courants d'appels et les surexcitations.

Conclusions Générales et Perspectives

Conclusions Générales

L'objectif principal de notre travail consiste à traiter le problème de la protection numérique des transformateurs de puissance (TP), en régime non permanent, c'est-à-dire en présence de défauts pour le diagnostic, la localisation et l'exploitation des courants inverses issus de la théorie des composantes symétriques.

En plus de l'étude classique de ce problème, on a essayé de réfléchir sur la possibilité d'emploi d'une nouvelle approche de détection, localisation et discrimination des défauts, basée sur les techniques numériques par l'introduction de la notion des relais et dispositifs digitaux.

L'emploi de ces nouvelles techniques facilite et accélère, certainement, la réponse et le temps de déclenchement du relais digital. Par conséquent, la durée de vie du TP s'élèvera.

Cette étude est couronnée par l'établissement d'un algorithme pour la détection, localisation et discrimination des défauts internes vis-à-vis la zone de protection. Elle nous a permis, entre autre, ce qui suit:

- En premier lieu, et à travers une étude bibliographique approfondie, le sujet de protection différentielle numérique des transformateurs de puissance est encore d'actualité, surtout au niveau des grandes compagnies d'électricité dans le monde. La SONELGAZ Algérienne doit tenir compte de ce fléau pour son intérêt.
- Approfondir notre savoir-faire sur l'étude analytique et la modélisation des TPs, leurs types, leurs régimes de fonctionnement, leurs protections digitales et les méthodes utilisées dans le domaine.
- Simulations et réalisations au moyen d'un algorithme innovant (Annexe A1) permettent de vérifier les valeurs théoriques à appliquer. La simulation numérique s'est avéré un moyen efficace pour l'étude des systèmes qui demandent un traitement préalable destiné à fournir une bonne résolution en un temps relativement court face aux variations paramétriques.
- Approfondir nos connaissances dans le domaine d'application des concepts de la méthode des composantes symétriques et son exploitation et utilisation dans l'étude et l'analyse des transformateurs déséquilibrés.

- Nos connaissances et expériences sont également enrichies par une valeur ajoutée en matière de transformateurs triphasés en régime déséquilibré. Les 2 derniers chapitres proposent une méthode mixte analytique/numérique, pour répondre à la problématique d'étude de la protection différentielle numérique, qui est l'une des moyens les plus efficaces de prévention contre les défauts internes à la zone protégée.
- On a décrit et développer dans cette thèse une nouvelle méthode de protection différentielle numérique basée sur l'utilisation des courants de séquences inverses capables de détecter les défauts internes mineurs entre spires impliquant peu de spires défectueuses dans les enroulements d'un TP.
- Les performances de la protection différentielle traditionnelle ont été aussi présentées et étudiées pour différents pourcentages de spires court-circuitées. L'algorithme de protection proposé a été évalué avec différents pourcentages de spires court-circuitées, différentes valeurs des paramètres du système, différentes connexions du transformateur de puissance, pendant la saturation CT et le courant d'appel. Les résultats ont montré qu'elle permet de détecter les défauts internes mineurs entre spires, et peut détecter même jusqu'à 0.5% de spires court-circuitées et qu'un signal de déclenchement peut-être activé dans un cycle. Elle peut établir une distinction précise entre les défauts externes et internes.
- Les contributions faites par cette recherche sont décrites dans le paragraphe suivant : Un modèle de transformateur de puissance pour simuler les défauts internes entre spires a été développé en utilisant l'environnement Matlab/Simulink. Le changement d'impédance de la phase totale est difficile à calculer lorsque le défaut implique quelques spires court-circuitées. Les valeurs de la réactance de fuite ne sont pas disponibles dans la littérature et sont très difficiles à trouver. Par l'utilisation de la méthode des éléments finis, on peut obtenir la réactance de fuite du transformateur de puissance pour divers pourcentages de courts-circuits sur les enroulements primaires et secondaires. Il a été démontré par une étude de simulation approfondie dans cette thèse que le schéma de courant de séquence inverse est beaucoup plus sensible et performant car il a pu surmonter les limitations de la protection traditionnelle.

Perspectives

Comme tous les thèmes de recherche, malgré l'achèvement de certaines tâches, il reste toujours des points à éclaircir, et le chercheur aspire à les aborder et d'y trouver des solutions. Parmi les travaux futurs de cette thèse nous proposons, en particulier, les perspectives suivantes qui permettront sans doute d'atteindre l'objectif ultime:

- L'application des méthodes d'intelligence artificielle pour la commande des protections différentielles de transformateurs de puissance
- Valider cette méthode avec des tests sur un transformateur de type couche réelle et étendre la méthode proposée aux transformateurs à disque.
- Développer de nouvelles alternatives pour traiter les résultats de mesure afin de rendre la localisation du défaut encore plus simple. Différentes techniques de traitement du signal pourraient être appliquées à cette fin.
- Mettre au point un algorithme permettant de déterminer les défauts entre spires à l'aide de l'exploitation du courant d'appel.

REFERENCES

- [1] J. H. Harlow, Electric Power Transformer Engineering; The electric power engineering handbook, Taylor & Francis, Edited by Leonard L. Grigsby , no. 2; 2012.
- [2] P. M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems" First edition, the IOWA State University Press Ames USA; 1973.
- [3] P.M. Anderson; Power System Protection; John Wiley & Sons, Inc.; 1999.
- [4] M.Microener ; Relais de Protection BT, HTA, HTB La protection électrique en toute sérénité, catalogue Produits 49 rue de l'Université - 93160 Noisy le Grand.
- [5] J.L. Blackburn; Applied protective relaying ; Relay-instrument division; 2nd edition; Westinghouse electric corporation; Coral Springs, Florida 33060;1979.
- [6] S. Benlahneche Chef de Service Transport Électricité - Base de Sétif – DTE / ST GRTE – SONELGAZ – ALGERIE ; 2017.
- [7] N. Khelifa Chef Division méthodes maintenance postes HT. Évolution de la Maintenance des Transformateurs à GRTE : Introduction de la Maintenance Prédictive et Perspectives de Développement ; Document technique ; 2017.
- [8] J. Saint; électrotechnique et machines électriques ; Département génie mécanique ; IUT ; de saint Denis, Université Paris Nord. 1977.
- [9] M.R. Lindbergh; A complete review for the EIT Engineer in training review manual 6th. Edition; professional publication; 2019.
- [10] Groupe Sonelgaz, XD « Guide Technique de Distribution » ; Document technique ; Groupe SONELGAZ, 2017
- [11] J.J. LA Forest; 345 kV and above, Transmission line reference book; 2ed.Edition, Electric Power Research Institute; EPRI General Electric Company; 1975.
- [12] M. Lambert les transformateurs électriques Fonctionnement, et mise en œuvre ; Technique et ingénierie Collection Dunod ; 5rue La romiguière, 75005 Paris ; 2016.
- [13] D. TSCHUDI ; Localisation des défauts de transformateurs de puissance lors de l'essai de choc ; Thèse de Doctorat École Polytechnique Fédéral de Lausanne ; 1993.
- [14] E. SCHAEFFER ; Diagnostic des machines asynchrones : Modèles et outils paramétriques dédiés à la simulation et à la détection des défauts ; Sciences de l'ingénieur École centrale de Nantes ; Décembre 1999.

- [15] K. N. Yousfi; Valeurs des tensions de réseau de transport et de distribution, Le Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité, GRTE d'El Hassi à Sétif ; 2007.
- [16] F. Chevré, F. Guely, La logique floue ; Collection Technique, Cahier Technique Schneider No 191.
- [17] F.W. Hehre and G.T. Harness; Electrical circuits and machinery; John Wiley & sons, Inc, London Chapman & Hall; 1952.
- [18] J. Sanchez, Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance thèse de doctorat université de Grenoble Spécialité ; Génie Électrique ; 7 Août 2011.
- [19] V.A. Venkov ; Transient power process in electrical power systems ; Edited by V.A. Stroyev; Mir Publishers; Moscow; 1999.
- [20] H. NOHRA Commande de Filtres Actifs Parallèles sur un Réseau Antoine Fortement Perturbé, Institut National Polytechnique de Toulouse ; 2017.
- [21] D.Nelly, Le diagnostic d'état des transformateurs de puissance, centre d'enseignement d'Aix-en-Provence ; 2017.
- [22] F. Schneider-electric ; Guide de la distribution électrique BTA et HTA B 92, - Équipements et leurs caractéristiques ; Transformateurs paramètres et caractéristiques 2009.
- [23] F. Milsant ; Machines électriques ; Cours d'électrotechnique ; Edition Berti ; 1993.
- [24] D.G. Donald Newnan; National Engineering Fundamentals; Engineer in Training 9th. Edition Engineering Press Inc California; 1981.
- [25] J.S. N'Cho. Thèse de doctorat ; développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance. Engineering Sciences. École Centrale de Lyon; 2011.
- [26] G.R. Slomon, A. Straughen; Electric machines; edition; Addison-Wesley Publishing Company Inc.; Toronto Canada;1982.
- [27] C.F. Wagner and R.D. Evans; Symmetrical components as applied to the analysis of unbalanced electrical circuits; McGraw-Hill Book Company New York 1933.
- [28] Summary of the «Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers» ANSI C37.91. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 12, pp. 3538-3543: 1985.

- [29] C. Hennebique, F. RESEL : programme conversationnel pour l'analyse des régimes transitoires dans les réseaux électriques, EDF, Bulletin de la Direction des Études et Recherches, Série B, No 1, pp. 25-33 ; 1987.
- [30] A. Fouineau ; Méthodologies de Conception de Transformateurs Moyenne Fréquence pour application aux réseaux haute tension et réseaux ferroviaires; thèse de Doctorat de l'université Claude Bernard Lyon1, 2019.
- [31] V. Behjat 1, A. Shams, V. Tamjidi; Characterization of Power Transformer Electromagnetic Forces Affected by Winding Faults Journal of Operation and Automation in Power Engineering Vol. 6, No. 1; pp. 40-49; Jun. 2018.
- [32] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. IEEE Std C37.91-2000 (Revision of IEEE StdC37.92-1987), pp. 1-85; 2000.
- [33] C. Grover and E.E. Blalock; Principles of Electrical Engineering theory and practice; 6 th edition ; McGraw- Hill Book Company New york.
- [34] IEEE Guide for the Protection of Network Transformers. IEEE Std C37.108-2002 (Revision of C37.108-1989), pp. 1-40; 2002.
- [35] J. ARRILLAGA, C.P. Arnold, and B.J. HARKER; Computer modeling of electrical power systems, Department of electrical engineering , university of Canterbury, New Zealand; John Wiley & sons; 1983.
- [36] R. Chavhan., V.A. Kulkarni; Negative sequence component for detection of inter-turn fault of transformer. International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology; vol. 6, no. 7, pp. 13950-13958; 2021.
- [37] J. Faiz, R. Heydarabadi; Diagnosing power transformers faults. Russian Electrical Engineering; vol. 85, no. 12, pp. 785-793; 2014.
- [38] O. Aljohani, A. Abu-Siada; Application of Digital Image Processing to Detect Short-Circuit Turns in Power Transformers Using Frequency Response Analysis. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 12, no. 6, pp. 2062-2073; 2016.
- [39] D. Zacharias, R. Gokaraju; Prototype of a Negative-Sequence Turn-to-Turn Fault Detection Scheme for Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 122-129; 2016.

- [40] M.S. Sachdev ,T.S. Sidhu, H.C Wood. A digital relaying algorithm for detecting transformer winding faults.*IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 3, pp. 1638-1648;1989.
- [41] J. LapworthT. McGrail; Transformer failure modes and planned replacement. *IEE Colloquium on Transformer Life Management* (Ref. No. 1998/510), pp. 9/1-9/7; 1998.
- [42] M. Farzadfar; An inrush current model for core type transformer; thèse de masters of science; department of electrical and computer engineering; University of Manitoba; Canada; 1997.
- [43] M. Subramanian; Detection of winding inter-turn faults. Detection based on frequency response analysis - Part I. *Transformers Magazine*, 2020, vol. 7, iss. 1, pp. 112-118; May 2021.
- [44] A. AHMAD; Contribution à la modélisation des transformateurs de puissance et de leur comportement en haute fréquence ; thèse de doctorat; génie électrique, école centrale de Lyon ; 1992.
- [45] W.L. Weeks; Transmission and distribution of electrical energy, Perdue University; New York; 1981.
- [46] M.Davidson; Internal Fault Classification in Transformer Windings using Combination of Discrete Wavelet Transforms; 13 May 2021.
- [47] A.A. Devadiga, N. Harid, H. Griffiths,N. Al Sayari., B. Barkat Jayaram, S., Ikeda H., Koshizuka T., Taniguchi Y. Winding turn-to-turn short-circuit diagnosis using FRA method: sensitivity of measurement configuration. *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 13, no. 1, pp. 17-24; 2019.
- [48] A.A. Stavinskiy; A.M.Tsyganov; Design and technological proposals for improving a single-phase transformer with laminated magnetic core; *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 6, pp. 11-17; 2020.
- [49] A.E. Fitzgerald; *Electric Machinery*; Mc. SI. Metric Edition; Graw-Hill Book Company; 1985
- [50] A. Ngaopitakkul; A. Kunakorn Internal fault classification in transformer windings using combination of discrete wavelet transforms and back-propagation neural networks. *International Journal of Control, Automation and Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 365-371; 2006.

- [51] A. Guzman, S. Zocholl, G. Benmouyal, and H. J. Altuve, "Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays", SEL Technical Papers. Universidad Autonoma de Nuevo Leon and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Printed in USA 20000830 ; 2000.
- [52] D. Welton; Transformer Protection; Washington State University Hands-On Relay School; 35th. Annual meeting; Pullman; Beckwith Electric Company; Washington; 2018.
- [53] K.I. Snitkov; Y.V.Shabatura; A method of reducing the error in determining the angular displacements when using inductive sensors. *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 6, pp. 3-10; 2020.
- [54] M.S.P. Panah ; A. J., Zarakhsh;Z. Raisi; A novel method in differential protection of power transformer using wavelet transform and correlation factor analysis. *Bulletin de la Societe Royale des Sciences de Liege*, vol. 85, p. 1119-1135; 2016.
- [55] V.F., Syvokobylenko; V.A. Lysenko Improving the efficiency of fault protection systems of electrical grids based on zero sequence voltages and currents wavelet transforms. *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 4, pp. 67-72; 2020.
- [56] C.-H. Liu, W.H.P. Muda, C.-C Kuo; Turn-to-Turn Fault Diagnosis on Three-Phase Power Transformer Using Hybrid Detection Algorithm. *Applied Sciences*, vol. 11, no. 6, p. 2608; 2021.
- [57] N.S. Azizan, C.L. Wooib, S.N.M. Ismail, M. Arshadisa, W.A Mustafa, M. Rohani; Simulation of differential relay for transformer protection. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, vol. 767, p. 012004; 2020.
- [58] D. William. ; Jr. Stevenson; Element of power system analysis; 4th. North Carolina State University; Edition Graw- hill Book Company; 1982.
- [59] D. Ivanchenko, A. Smirnov Identification of interturn faults in power transformers by means of generalized symmetrical components analysis. *E3S Web of Conferences*, vol. 140, p. 04007; 2019.
- [60] W. H. Bartley, An International Analysis of Transformer Failures, Part 1, *The Locomotive*, Winter 2004, Vol. 78, No. 1, 2004.
- [61] Groupe SONELGAZ, « Philosophie de Réglage des Protections à SDO », Société de Distribution en Électricité et du Gaz de l'Oust (SDO), Groupe SONELGAZ, juillet 2008.

- [62] CIGRE, "Brochure, 577A Electrical transient interaction between transformers and the power system—part 1: Expertise, joint working group a2/c4. 39", CIGRE, vol. 176, April 2014.
- [63] A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan; An approach to power transformer asset management using health index; IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 25, no. 2, pp. 20–34, 2009.
- [64] I. Das Gupta; Power transformers quality assurance, New Age International (P) Ltd., Publishers, Ansari Road, Daryaganj, New Delhi – 110002, Published by New Age International 2009.
- [65] M. Thangavelan, K. Prabavathi, L. Ramesh; Review on Power Transformer Internal Fault Diagnosis; Journal of Electrical Engineering Research Institute University, Madura royal; India, April 2014.
- [66] D. P. Guzmán; C. Arbolea, González-Morán, J. Gómez-Aleixandre; Decomposition of fault currents in power transformers into suitable sets of components for application to fault characterization and modeling. part 1 Gijón, Spain, May 2006.
- [67] I. Brncic, Z. Gajic, T. Einarsson, Transformer differential protection improved by implementation of negative-sequence currents; ABB Power Technologies, ABB Building 391, 72 159 Västerås, Sweden.
- [68] M. Jablonski and E. Napieralska-Juszczak; internal faults in power transformers, IET Electr. Power Appl., Vol. 1, No. 1, January 2007.
- [69] H. Mohammed; R. Dashti; a new method presentation for fault location in power transformers; World Academy of Science, Engineering and Technology 78; 2011.
- [70] A. Guzman, h. Altuve, d. Tziouvaras power transformer protection improvements with numerical relays Schweitzer Engineering Laboratories, inc Vol. 8, N° 2, 2008, USA.
- [71] K. tian, P. Liu; improved operation of differential protection of power transformers for internal faults based on negative sequence power Huazhong University of Science and Technology, Wuhan, china iee conference publications; 1998.
- [72] S.A. Manoj; T. Asheesh; K. Singh; Identification of internal faults in power transformer using symmetrical components and park's plots; 2009 Third International Conference on Power Systems, Kharagpur, India, December 27-29.

- [73] E. Madzikanda and M. Negnevitsky; a practical look at harmonics in power transformer differential protection; power system technology,IEEE international conference; 2012.
- [74] H. Hamouda, Q. Al- K. , G. Anzi; A numerical differential protection algorithm for power transformers; Department of Electrical Engineering; College of Engineering, Qatar University, P.O. Box 2713, E GCC Conference and exhibition, November 17-20 Doha, Qatar, 2013.
- [75] A. Aktaibi; M. A. Rahman; a software design technique for differential protection of power transformers; Faculty of Engineering and Applied Science; IEEE Publication; pp: 1456 – 1461; 2011.
- [76] L. Yang; J. Zhao; A current transformer saturation detection algorithm for use in current differential protection;1, 2, 4 School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan, 25006; International Conference on Electrical and Control Engineering, China; 2010.
- [77] A. Bonetti; R. Douib; test method for transformer differential relays based on symmetrical sequence components; Västerås, IEEE conference on Transformer relays; Sweden; 2010.
- [78] X. Guangfu , G. Jinxue, Z. Chunhe,Y. Qunbing; The influence of low resistance grounding system in delta side of transformer on differential protection and its solutions; China International Conference on Electricity Distribution; Nanjing Nari-Relays Electric Co., Ltd; China; 2010.
- [79] A. Rizvi; G. Reeser; using symmetrical components for internal external faults discrimination in differential protection schemes; IEEE Pro Relay; ABB Inc. and Power Stream Inc. Canada; pp. 68-79; 2013.
- [80] H. Song; F; Zha; D.He; simulation study on internal fault of transformer; Physics Procedia 25; Published by Elsevier B.V; International Conference on Solid State Devices and Materials Science1Shanghai Second Polytechnic University, Shanghai; China; pp. 459 – 464; 2012.
- [81] A.M. Mahmouda; M.F. El-Naggara; E.H. Shehab; a new technique for power transformer protection based on transient components; Published by Elsevier Ltd; Faculty of Engineering, Electrical Power and Machines Department, Helwan University, 1 Sherif, Helwan, Cairo, Egypt; 2011

- [82] Y. Ahmed and S. I. Al-Mously; sensivity improvement of the digital differential relay for internal ground protection in the power transformer with tap changer IEEE Porto Power Tech Conference; Porto, Portugal; 2001.
- [83] M. O. Oliveira; G. D. Ferreira; F. H. García; A. S. Bretas; adaptive differential protection for power transformer based on transient signal analysis; San Diego, CA, USA22-26 July 2012.
- [84] S. Mohammad Pajooresh , J. AZARAKHSH, Z. RAISI; A Novel Method in Differential Protection of Power Transformer Using Wavelet Transform and Correlation Factor Analysis; Faculty of Marine Engineering; University Chabahar; IRAN Vol. 85, pp. 1119 – 1135; 2016.
- [85] C. Carrander; Magnetizing Currents in Power Transformers – Measurements, Simulations, and Diagnostic Methods; KTH Electrical Engineering; Doctoral Thesis; Stockholm; 2017.
- [86] J.O. Aibangbee; Power Transformer Inrush Current Detection & Harmonic Sharing In Differential Relay Protection; International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT) – Volume 33 Number 1- Department of Electrical & Computer Engineering, Bells University of Technology, Ota, Nigeria; March 2016.
- [87] A. Torkaman, V. Naeini; Recognition and Location of Power Transformer Turn to Turn Fault by Analysis of Winding Imposed Force; Journal of Operation and Automation in Power Engineering; Malayer University; Iran Vol. 7, No. 2, , pp. 227-234; Oct. 2019.
- [88] D. Ivanchenko and A. Smirnov; Identification of interturn faults in power transformers by means of generalized symmetrical components analysis; Department of Electrical Engineering, St Petersburg; Mining University; Russian Federation; EECE; 2019.
- [89] R. Chavhan, V. A. Kulkarni; Negative Sequence Component for Detection of Inter-Turn Fault of Transformer; Department of Electrical, Government College of Engineering Aurangabad, Maharashtra, India1; Vol. 6, Issue 7; July 2017.
- [90] F. Rekina, D. Ouahdi and A. Soltani; An Overview on Power Transformer Differential Protection; Boumerdes University; 4th International Conference on Electrical Engineering; Batna – Algeria; November 2006.
- [91] M. Fahrudin; G. Zoran; G. Sethuraman; adaptive features of numerical differential relays; 29th Annual Conference for Protective Relay Engineers Spokane, Washington October 22-24; 2002.
- [92] W. H. Tang _ Q. H. Wu ; Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence; Springer-Verlag London Limited 2011.

- [93] G. Ziegler; Transformer function principle and equivalent circuits; Siemens AG 2007.
- [94] SIPROTEC Protection différentielle 7UT612; Version 4.0 ; Manuel 7UT612i C53000–G1177–C148–1; LZF Fürth-Bislohe; Siemens AG ; Germany ; 2002.
- [95] J. Kozadajevs; Turn-to-Turn Fault Protection for Power Transformers; Thèse de Doctorat ; Faculty of Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 12/1 Azenes; RTU Press; Lithuania; 2016.
- [96] Manuel d'Instructions GEK-106467E DTP-B ; Protection Numérique de Transformateur ; GE Multilin 215 Anderson Avenue L6E 1B3 ; Markham, ON –CANADA.
- [97] A. Ngaopitakkul and A. Kunakorn; Internal Fault Classification in Transformer Windings using Combination of Discrete Wavelet Transforms and Back-propagation Neural Networks; International Journal of Control, Automation, and Systems, vol. 4, no. 3, pp. 365-371, June 2006.
- [98] A. S. Reddy and M. Vijaykumar; Neural Network Modeling of Distribution Transformer with Internal Winding Faults using Double Fourier Series; International Journal Of Computer Science And Applications Vol. 1, No. 3, December 2008.
- [99] N. Arapoglou and K. Siderakis; Differential Protection Schemes and Techniques for Power Transformers; Hellenic Mediterranean University; Department of Electrical Engineering; Trivent Publishing; pp. 333-350; December 2016.
- [100] A. Mujezinović, M. Dedović, N. Dautbašić and S. Kreso; Power Transformer Modeling from Differential Protection Aspect; Advanced Technologies, Systems; and Applications; Springer International Publishing AG; pp. 135-144; 2017.
- [101] F. Moreno, J. Álvaro M. García, Ángel G. Sánchez, M. Ángel; Development and Implementation of a Differential Protection Function in the SA Sensor System of the company Locamation B.V; Universidad Politécnica de cartagena; pp.19-49
- [102] E. Ali ,A. Helal, H. Desouki; K. Shebl; S. Abdelkader; O.P. Malik; Power transformer differential protection using current and voltage ratios; Electric Power Systems Research Volume 154, , pp. 140-150; January 2018
- [103] A. Hargrave, M. Watkins, and K. Vinod; Y. edidi; Beyond the Nameplate – Selecting Transformer Compensation Settings for Secure Differential Protection; Schweitzer Engineering Laboratories, Inc; IEEE; pp. 1-22; 2019.
- [104] A.C. Ihedioha; Differential Protection for Power Transformer Using Relay; Enugu State University of Science and Technology; International Journal of Trend in Research and Development, Volume 3(1); 281-285pp. Jan-Feb. 2016 ; Nigeria.

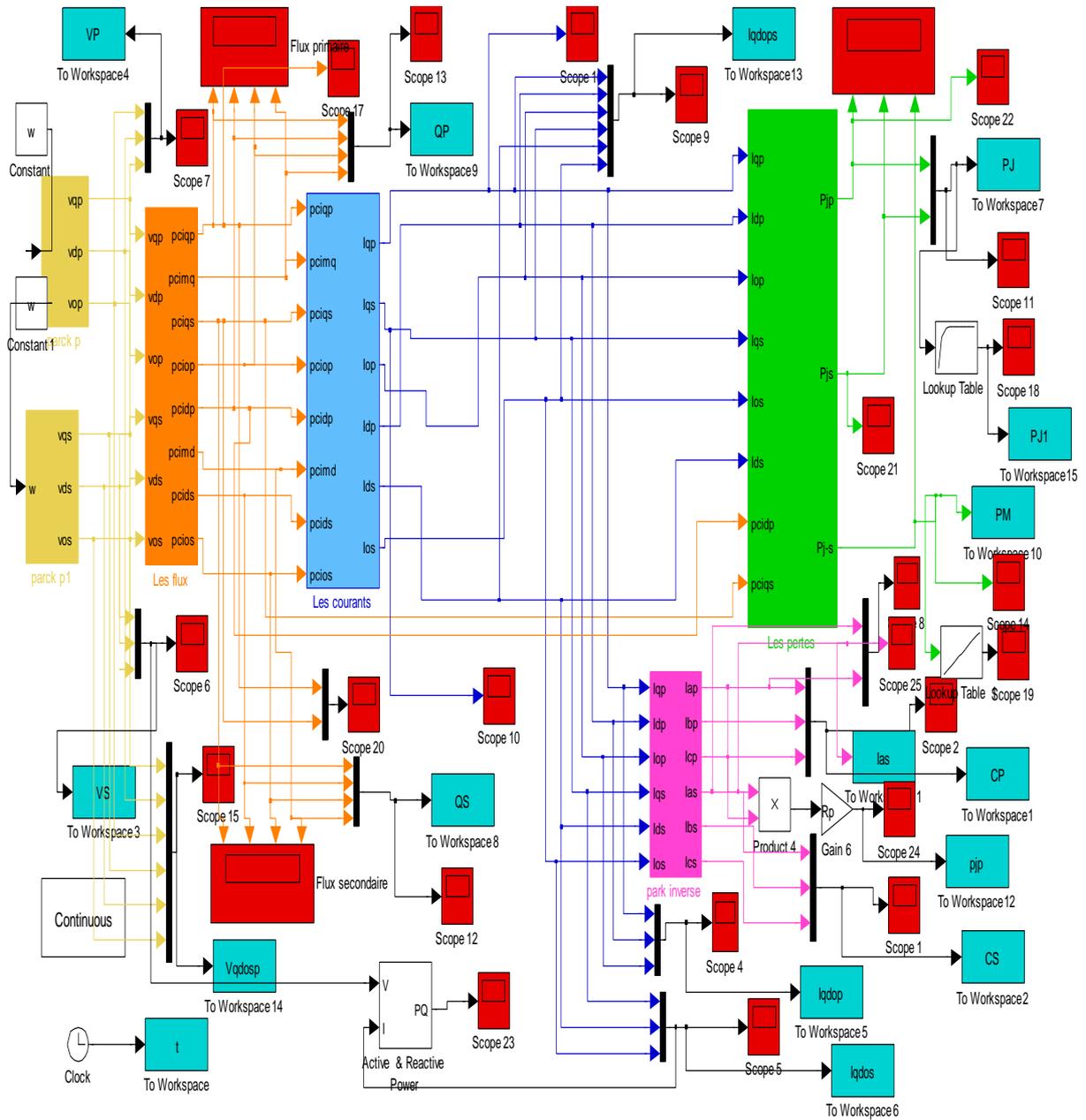
- [105] M. Kao, G. Kobet; Considerations and Experiences in Implementing Ground Differential Protection for Transformer Protection at TVA; Tennessee Valley Authority ; pp. 1-22; 2009.
- [106] S. Odisha switch gear and protective devices ; veer surendra sai university of technology Department of Electrical Engineering Burla; Sambalpur, Odisha 768018; pp.29-36; 2015.
- [107] M. Banerjee, A. Khosla; Differential Protection of Power Transformer using Wavelet Transform; Blue Eyes Intelligence Engineering & Sciences Publication International; Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE); Volume-8 Issue-3; pp. 7627- 7630; September 2019.
- [108] C. Yuan U. C.Li; The Effects of Harmonics on Differential Relay for a Transformer J.M.HO & C.C. Liu Electrical Engineering Dept., Taiwan; 2001.
- [109] P.P. Aye, W.K. Myint, W.T.Zar Modelling and Simulation of Protection for Power Transformer at Primary Substation by Using Differential Protection; International Journal of Science and Engineering Applications Volume 7–Issue 11,474-478; 474-478; 2018.
- [110] North American Electric Reliability corporation document; Lesson Learned misoperation of 87N Transformer Ground Differential Relays Causing Loss of Load; 2020.
- [111] P.B.Thote, M.B. Daigavane, N.G. Bawane; Matlab simulink based digital protection of transformer; International Journal of Research in Engineering and Technology Volume: 03 Issue: 02, Feb-2014.
- [112] H.S. Kainth, G. Sharma; A New method for differential protection in Power transformer; Journal of Electrical and Electronics Engineering; Volume 9, Issue 2 Ver. IV ; pp. 64-70 ; Mar – Apr. 2014.
- [113] A. Hosny, V.K. Sood; Phase angle pattern classifier for differential protection of power transformer; International conference on power systems transients (IPST), Canada, Vancouver; 2013.
- [114] ABB User Guide for Transformer Protection IED RET 670.
- [115] M. Banerjee, A.Khosla; Comparison and Analysis of Magnetizing Inrush and Fault Condition for Power Transformer; International Journal of Engineering & Technology; Vol.7, pp. 126-129; 2018.
- [116] Z. Gaji, I. Ivankovi, B.Filipovi-Gri, R. Rubeša; New Method for Differential Protection of Phase Shifting Transformers, Proceedings of the 15th International conference on Power System Protection, Bled, Slovenia, , pp 220-227; September 6-8, 2006.
- [117] H.Dashti and M. Sanaye-Pasand; Power Transformer Protection Using a Multiregion Adaptive Differential Relay; IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 2, pp. 777-785, April 2014.

- [118] A. Mohammad H. Samet and T. Ghanbari; Discrimination of internal fault from magnetizing inrush current in power transformers based on sine-wave least squares curve fitting method; *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 9, no. 1, pp. 73- 84, Feb. 2015.
- [119] B. Khalkhali and J. Sadeh; Transformer Differential Protection by Online Core Modeling and Orthogonal Polynomials; *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol 30, no. 5, pp. 2146-2153, Oct. 2015.
- [120] A. Dolgicers, J. Kozadajevs; Signal Extraction from Inrush Current for Inter-Winding Fault Protection of Power Transformers; *Conference Proceedings Power Tech 2015*. Eindhoven; IEEE; pp.1-6; 2015.
- [121] A. Dolgicers, J. Kozadajevs, I. Zalitis; Usage of Inrush Current Surge for Early Detection of Inter-Winding Faults // *Electric Power Engineering (EPE)*, Proceedings of the 15th International Scientific Conference; pp. 457–462; 2014.
- [122] U. Ehsan, J. Muhammad, U. Javed, K. Z. A. Shabih; Detailed Testing Procedure of Numerical Differential Protection Relay for EHV Auto Transformer; *Energies* Published: 14 December 2021.
- [123] Q. Verzosa, W.A. Lee; Testing Microprocessor-Based Numerical Transformer Differential Protection. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 53, 56–64; 2017.
- [124] B. Kasztenny et M. Kezunovic; Improved power transformer protection using numerical relays; Texas A&M University; USA; pp11-17; 1998.
- [125] L. Sevov, U. Khan, Z. Zhang; Enhancing Power Transformer Differential Protection to Improve Security and Dependability. *IEEE Trans. Ind.*, 53, 2642–2649; Appl. 2017.
- [126] S.M. Al-Ameri, M.S. Kamarudin, M.F.M.; Yousof, A.A. Salem, A.A. Siada, M.I. Mosaad; Interpretation of Frequency Response Analysis for Fault Detection in Power Transformers. *Appl. Sci.* 2021, 11, 2923; 2021.
- [127] Z. Zhang, M. Mo, C. Wu; Three-phase distribution transformer connections modeling based on matrix operation method by phase-coordinates. *EURASIP J. Wirel. Common Network.* 2021.
- [128] J. Mitra, X. Xu, M. Benidris; Reduction of Three-Phase Transformer Inrush Currents Using Controlled Switching. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 2020, 56, 890–897; 2020.
- [129] W. Zhao, J.; Wang, Y. Analysis of the residual flux influence on inrush current and electromagnetic force in large power transformer. *J. Eng.* 2019, 2019, 2426–2429.
- [130] S.K. Gunda, V.S. Dhanikonda; Discrimination of Transformer Inrush Currents and Internal Fault Currents Using Extended Kalman Filter Algorithm (EKF). *Energies* 2021, 14, 6020.

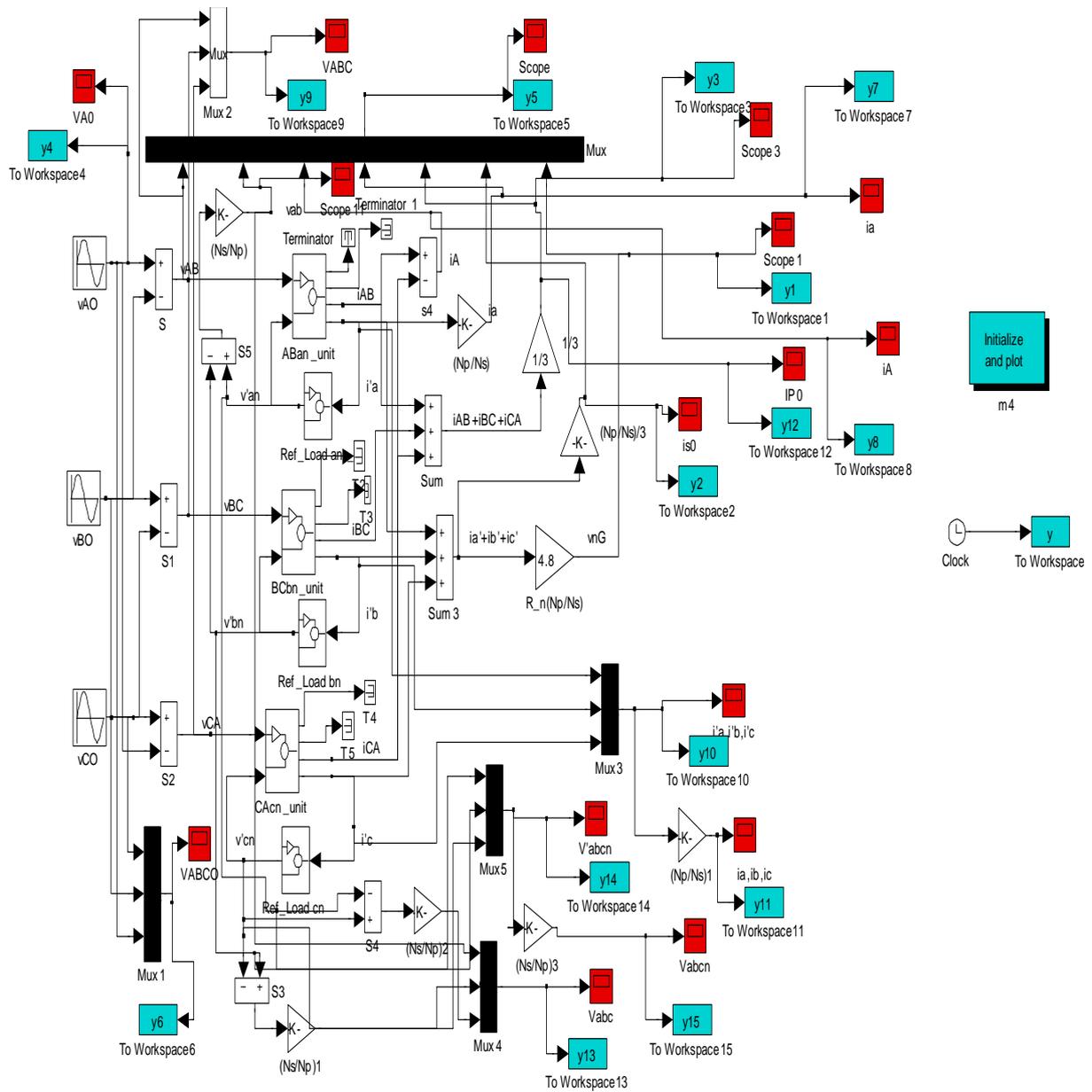
- [131] F. Magrin, M.C. Tavares, Increasing sensitivity for transformer protection using incremental differential. *J. Eng.* 2018, 1209–1215; 2018.
- [132] A.M. Shah, B.R. Bhalja, R.M. Patel, H. Bhalja, P. Agarwal, Y.M. Makwana, O.P. Malik; Quartile Based Differential Protection of Power Transformer. *IEEE Trans. Power Deliv.* 2020, 35, 2447–2458; 2020.
- [133] A. Ameli, M. Ghafouri, H.H. Zeineldin, M.M.A. Salama; E.F. El-Saadany; Accurate Fault Diagnosis in Transformers Using an Auxiliary Current-Compensation-Based Framework for Differential Relays. *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 2021, 70, 1–14; 2021.

Annexe A1

Bloc de simulations pour le model de PARK

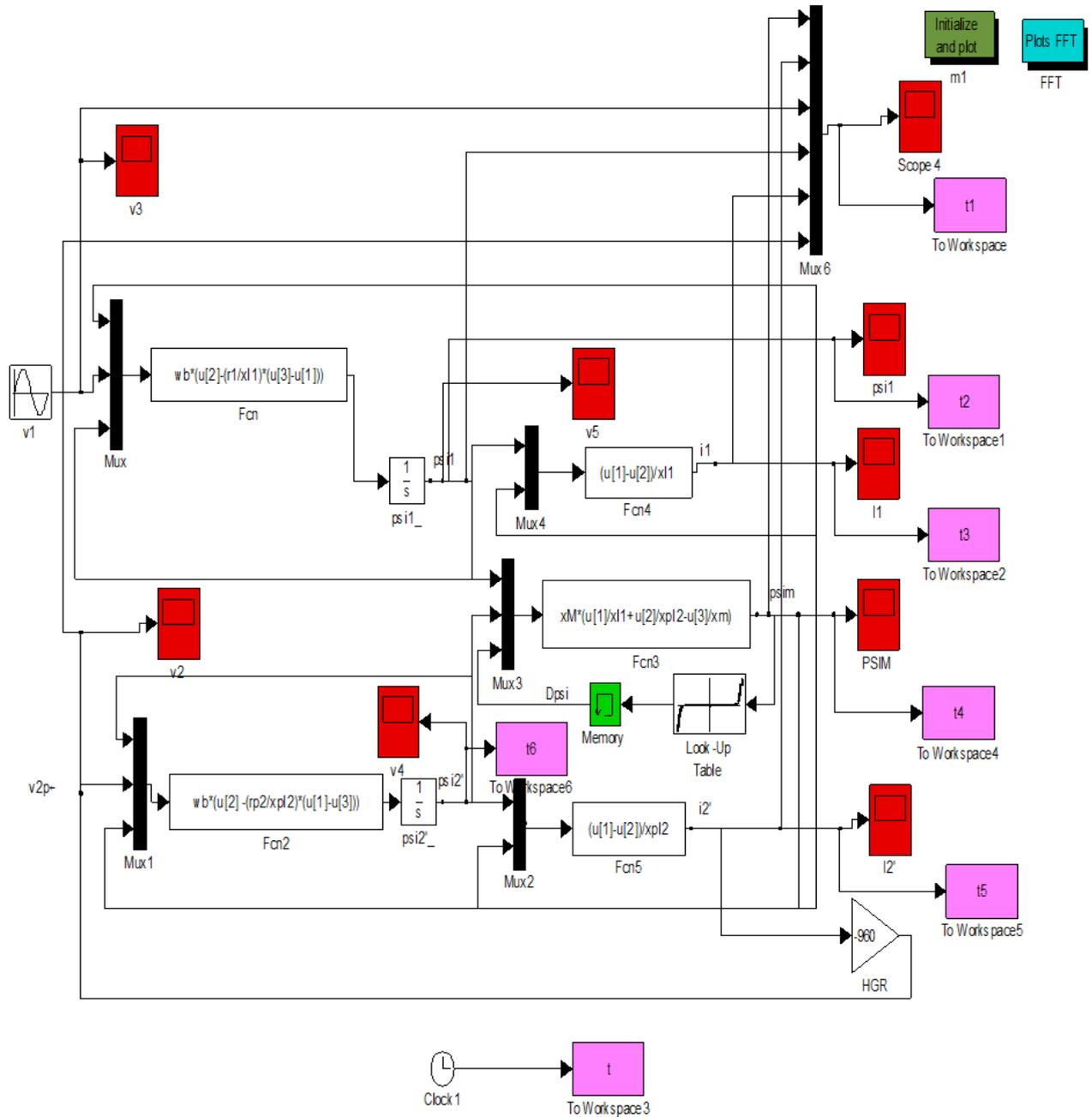


Bloc de simulations pour le transformateur D-Y:



Annexe A2

Bloc de simulation du courant d'appel (Inrush Current)



Annexe A3

Les paramètres nécessaires pour la simulation numérique du transformateur sont les résistances primaires et secondaires, les réactances propres et mutuelles, identifiés à partir des essais à vide et en court-circuit.

A1) Les résultats des essais obtenus pour le transformateur de 100 KVA, 30KV (Y), 50HZ sont :

Essai à vide	Essai en court-circuit
$U_0= 30KV$ $U_{cc}=1350V$	
$I_0=0.084678039A$	$I_{cc}=1.93A$
$P_0=800W$	$P_{cc}=2340W$
$F_0=50HZ$	

Les résistances primaires et secondaires par phase :

$$R_1=122.27\Omega ; \quad R_2=0.02 \Omega$$

$$R_p= R_1+ a^2 R_2; \quad \text{avec } a=U_1/U_2$$

$$Z_p=aV_{1cc}/I_{2cc}=30446.20 \Omega$$

$$X_p=\sqrt{Z_p^2 - R_p^2} =30445.3 \Omega$$

$$X_{1p}= a^2 X_{1s}=15222.65 \Omega$$

A2) Pour décrire les paramètres en per-unit, il faut choisir des grandeurs de base ; ce choix doit être convenable pour aboutir à des expressions simples et à des résultats significatifs : souvent on fait ce choix relativement à la puissance nominale du transformateur.

L'impédance de base : $Z_b=V_b/I_b= (30/\sqrt{3}) 10^3)/1.92=9000 \Omega$, D'où :

$$R_p \text{ (p.u)}=R_p/Z_p=0.0135, \quad R_s \text{ (p.u)}=R_s/Z_s=0.0125, \quad X_m \text{ (p.u)}=X_m/Z_b=23.11, \quad X_{1s} \text{ (p.u)} = X_{1s} \text{ (p.u)} \\ =X_{1s}/Z_b=1.69 \text{ pu.}$$

ملخص

محول الطاقة هو عنصر مهم جدا في أي نظام طاقة. لقد انعكس تطور نظم الطاقة الحديثة بالإيجاب على التقدم الحاصل على تصميم محولات الطاقة. مما أدى إلى ظهور مجموعة واسعة ومتنوعة من المحولات الطاقوية التي تتراوح استطاعتها من بضعة كيلوفولت إلى عدة مئات منها (MVA) متاحة للاستخدام في تطبيقات متعددة. لكن ولسوء الحظ، المحولات الطاقوية عرضة لأعطاب عابرة وظروف تشغيل غير عادية لا تؤثر على المحول الطاقوي وحده فحسب، بل تتعدى إلى معدات أخرى موصولة به. ومن ثمة بات ، من الضروري توفير حماية كافية للمحولات، لأنها أضحت جزءا أساسيا من الإستراتيجية العامة لحماية النظام الطاقوي ككل.

تستخدم حاليا على نطاق واسع الدارات المتكاملة ذات المعالجات الدقيقة في أجهزة الحماية التفاضلية المعدة لحماية معدات الطاقة من الأعطاب ككل و خصوصا حماية المحولات الطاقوية من الأعطاب الصغيرة الداخلية. العناصر التي تستعمل في كشف أعطاب ما بين اللفات هي التيارات ذات المركبات العكسية المستمدة من تقنية الإحداثيات المتماثلة. و عليه فمن أجل إجراء دراسة محاكاة لنظام الحماية التفاضلية، يتم حقن التيارات الكهربائية العكسية المركبات إلى معالج تفاضلي من أجل التأكد من شدة حساسية نظام الحماية التفاضلية للأعطاب الداخلية.

هذا العمل البحثي الذي نقوم به من خلال هذه الأطرحة هو عبارة عن وضع منهجية نمذجة لإجراء عمليات محاكاة للأعطاب الداخلية مثل التي تحدث بين لفات المحول للطاقة الذي سعته الطاقوية تفوق 10 ميغا فولت.

لقد قمنا باستعمال التيار العكسي في الكشف عن الأعطاب الداخلية الصغيرة في الجزء الأخير من هذه الأطروحة تم تنفيذ محاكاة نظام الطاقة مع حماية تفاضلية لمحول الطاقة. وجرى اختبار هذه المحاكاة على أعطاب مختلفة ، وأعطت المحاكاة نتائج جيدة في جميع الحالات.

الكلمات المفتاحية: حماية تفاضلية ، محول طاقة ، كشف ، تحديد موقع ، أعطاب ، تيارات عكسية.

Abstract

Power transformer is very important element of any power system. The development of modern power systems has been reflected in the advances in transformer design. This has resulted in a wide variety of transformers with sizes ranging from a few kVA to several hundred MVA. Unfortunately, power transformers are subjected to faults and abnormal operating conditions which can affect not only the transformer itself but also other equipment connected to the transformer. Thus, it is essential to provide sufficient protection for transformers. Nowadays microprocessor-based relays are widely used to protect power equipment. The elements responsible for detecting turn-to-turn faults are the inverse sequence currents. The scope of this work is to develop a modeling methodology to perform simulations for internal faults such as turn-to-turn for step-down power transformer with capacity above 10 MVA

An internal fault which shorts only a few turns of a transformer winding creates a small change in a phase current which can be lower than the pickup current value, while at the same time this current in the faulted area can be of a very high magnitude. The inverse-sequence current is the main tool to detect turn-to-turn faults that involve few turns. Sensitivity of the differential protection relay is important as it prevents evolution into more severe faults, thus reducing time and cost of transformer repair. Simulation is effectuated for various values of sc impedances and it gave satisfactory results.

Keywords: Differential protection, Power transformer, Detection, Localization, Faults, Inverse currents.

Résumé

Le transformateur de puissance est un élément très important de tout le réseau électrique. Le développement des réseaux électriques modernes s'est reflété dans les progrès réalisés dans la conception des transformateurs de puissance. Il en est résulté une grande variété de transformateurs de tailles allant de quelques kVA à plusieurs centaines de MVA. Malheureusement, les transformateurs de puissance sont soumis à des défauts et des conditions de fonctionnement anormales qui peuvent affecter non seulement le transformateur lui-même, mais aussi d'autres équipements connectés à lui. Il est donc essentiel de leurs assurer une protection suffisante. De nos jours, les relais à microprocesseur sont largement utilisés pour protéger les équipements électriques. Les courants de séquence inverse sont utilisés dans la détection des défauts entre spires. Le but de ce travail est de développer une méthodologie de modélisation pour effectuer des simulations sur ce type de défauts des transformateurs de capacité supérieure à 10 MVA.

Un défaut interne qui court-circuite seulement quelques tours d'enroulement d'un transformateur crée un petit changement dans le courant de phase qui peut être inférieur à la valeur du courant de seuil, alors qu'en même temps ce courant dans la zone de défaut devient d'une grande ampleur. Le courant de séquence inverse est l'outil principal utilisé pour détecter et localiser les défauts entre spires. La sensibilité de la protection différentielle est importante car elle empêche l'évolution vers des défauts plus graves, réduisant ainsi le temps et le coût de la réparation du transformateur. Dans cet objectif, des simulations effectuées pour différents défauts ont donné des résultats satisfaisants.

Mots clés : Relais différentiel, transfo de puissance, détection, localisation, Défaut, courant inverse