



UNIVERSITÉ D'ORAN 2
Mohamed Ben Ahmed



INSTITUT DE MAINTENANCE ET DE SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

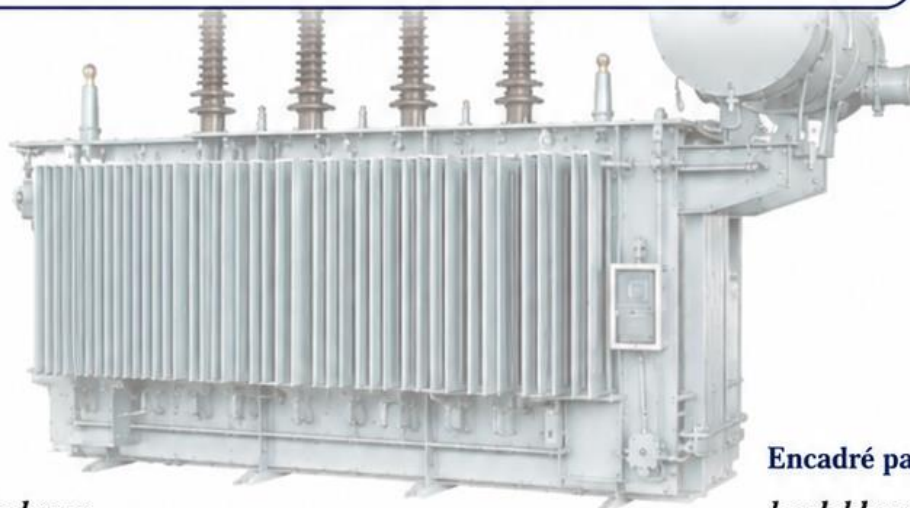
Département d'Électromécanique

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER 2
en Électromécanique

Thème

**Étude des défaillances mécaniques
des enroulements de transformateur de puissance**



Présenté par :
rahmouni abdelrahman

Encadré par :
boulekhra Amina

Membres du jury :

Nom et Prénom	Qualité	Établissement
1. BOUKEZZI Farid	Président	Université d'Oran 2
2. BELKACEM Belkacem	Examineur	Université d'Oran 2



UNIVERSITÉ D'ORAN 2

Mohamed Ben Ahmed



معهد الصيانة و الأمن الصناعي
Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle

INSTITUT DE MAINTENANCE ET DE SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

Département d'Électromécanique

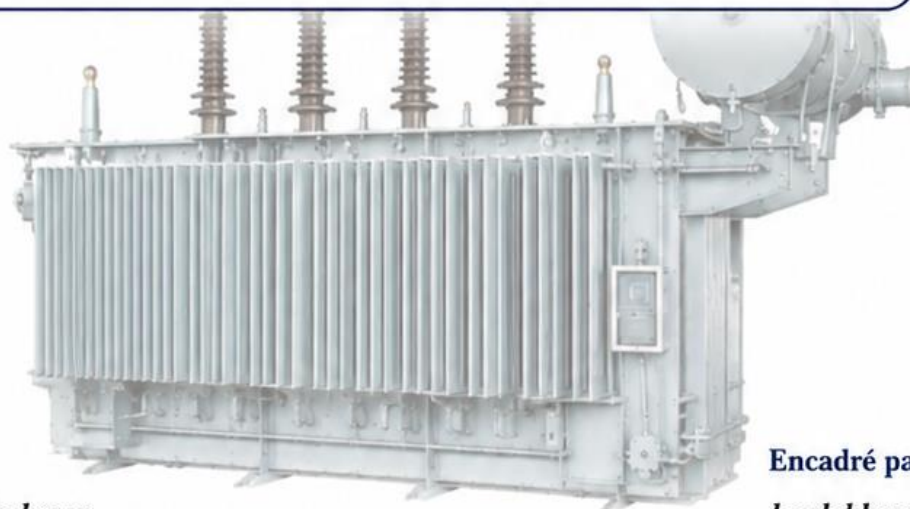
Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER 2
en Électromécanique

Thème

**Étude des défaillances mécaniques
des enroulements de transformateur de puissance**



Présenté par :

rahmouni abdelrahman

Encadré par :

boulekhra Amina

Membres du jury :

Nom et Prénom	Qualité	Établissement
1. BOUKEZZI Farid	Président	Université d'Oran 2
2. BELKACEM Belkacem	Examineur	Université d'Oran 2



Remerciements

Au terme de ce travail, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à toutes les personnes qui ont

contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.

*Je remercie tout d'abord **Allah** de m'avoir donné la force, la patience et la volonté nécessaire*

pour mener à bien cette étude.

Mes remerciements les plus sincères vont à mon encadrante,

***Madame Boulekhras Amina**, pour*

ses précieux conseils, sa disponibilité, son suivi rigoureux et ses orientations éclairées tout au long

de ce travail. Sa rigueur scientifique et sa bienveillance m'ont été d'une grande aide.

Je tiens également à remercier chaleureusement les membres du jury qui m'ont fait l'honneur

d'examiner ce mémoire et d'évaluer mon travail.

Je remercie vivement les responsables et les techniciens de l'unité

***HÉLIOS SPA (Arzew)** ,*

notamment l'équipe de maintenance électrique, pour leur accueil chaleureux et pour m'avoir permis

de réaliser une expérience pratique sur un transformateur de puissance en conditions réelles.

*Mes remerciements s'adressent également à la société **BM*

*ELECTRIC**, en particulier ses*

techniciens spécialistes, pour leur accompagnement sur le terrain et leur partage d'expertise lors des

opérations de prélèvement d'huile et de diagnostic.

Dédicace

À la mémoire de ma grand-mère, Malika,

Vous nous avez quittés trop tôt, mais votre douceur et votre bienveillance continuent de guider mes pas. J'aurais tant aimé que vous soyez fière de moi aujourd'hui. Ce mémoire est un hommage à votre amour silencieux.

À mes parents,

À mon père, pour son soutien indéfectible, ses sacrifices discrets et sa confiance qui m'a toujours porté.

À ma mère, pour sa tendresse, ses prières et son amour infailible.

Vous êtes tous les deux mon exemple et ma force. Je ne vous remercierai jamais assez.

À mes amis, Yacine et Imad,

Pour votre fraternité sincère, vos encouragements constants et votre présence précieuse dans les moments difficiles. Ce travail porte aussi l'empreinte de votre amitié.

À moi-même,

Pour avoir persévéré, pour avoir cru en mes rêves malgré les doutes, et pour ne jamais avoir renoncé.

Résumé (Français)

Ce mémoire de fin d'études porte sur l'étude des protections électriques pour les transformateurs de puissance, en mettant l'accent sur leur application dans le contexte industriel algérien. L'ouvrage commence par une introduction détaillée aux transformateurs, à leur historique, leur constitution (noyau, enroulements, isolation, refroidissement) et leur principe de fonctionnement, en soulignant le rôle central des enroulements. Une analyse approfondie des causes de pannes est ensuite menée, révélant que les défaillances sont souvent dues à des contraintes thermiques, électriques ou à un défaut de maintenance, et sont classifiées via la méthode AMDEC (Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité). Le cœur de l'étude est consacré à la conception d'une stratégie de protection multicouche. Celle-ci combine des protections électriques essentielles (thermique 49, maximum de courant 50/51, différentielle 87T, terre restreinte REF, et surexcitation 24) avec des protections non électriques (Buchholz, relais de pression). L'étude détaille les principes, les réglages et la coordination de ces dispositifs, en soulignant l'importance des protections numériques et de la maintenance prédictive. Une mise en situation pratique, observée lors d'un stage à l'unité HÉLIOS SPA, illustre l'importance de la maintenance préventive par l'analyse de l'huile. En conclusion, ce travail démontre qu'une protection bien conçue, correctement réglée et intégrée dans une stratégie de maintenance rigoureuse est indispensable pour garantir la fiabilité, la longévité des transformateurs et la continuité de service des installations industrielles.

Mots clés : Transformateur de puissance, enroulements, protections électriques, maintenance prédictive, analyse des gaz dissous (DGA), industrie algérienne.

Abstract (English)

This master's thesis focuses on the study of electrical protections for power transformers, with an emphasis on their application in the Algerian industrial context. The work begins with a detailed introduction to transformers, their history, construction (core, windings, insulation, cooling), and operating principles, highlighting the central role of the windings. An in-depth analysis of the causes of failures is then conducted, revealing that faults are often due to thermal stress, electrical stress, or inadequate maintenance, and are classified using the FMEA (Failure Mode and Effects

Analysis) method. The core of the study is dedicated to designing a multi-layered protection strategy. This combines essential electrical protections (thermal 49, overcurrent 50/51, differential 87T, restricted earth fault REF, and overexcitation 24) with non-electrical protections (Buchholz relay, pressure relief device). The study details the principles, settings, and coordination of these devices, emphasizing the importance of digital protections and predictive maintenance. A practical case study, observed during an internship at the HÉLIOS SPA unit, illustrates the importance of preventive maintenance through oil analysis. In conclusion, this work demonstrates that a well-designed, properly set, and rigorously maintained protection system is essential for ensuring the reliability, longevity of transformers, and the continuity of service in industrial installations.

Keywords: Power transformer, windings, electrical protections, predictive maintenance, Dissolved Gas Analysis (DGA), Algerian industry.

(العربية) الملخص

في تطبيقها على التركيز مع القدرة، من الكهربائية للمحولات الكهربائية الحماية دراسة هذه التخرج مذكرة تتناول ومبدأ (التبريد العزل، الملفات، القلب)، تركيبها تاريخها، للمحولات، مفصل بتقديم العمل يبدأ. الجزائري الصناعي السياق ما غالباً العطل أن يكشف مما الأعطال، لأسباب معمق تحليل إجراء يتم ثم. للملفات المحوري الدور إبراز مع عملها، تحليل (FMEA) طريقة باستخدام تصنيفها ويتم الصيانة، في نقص أو كهربائية حرارية، إجهادات عن ناتجاً يكون هذه تجمع. الطبقات متعددة حماية استراتيجية لتصميم الدراسة من الأساسي الجزء ويكرس. وتأثيراتها الفشل أوضاع الحماية، 50/51 الزائد التيار من الحماية، 49 الحرارية الحماية) الأساسية الكهربائية الحماية بين الاستراتيجية مرحل) الكهربائية غير والحمايات (24 المفرطة الإثارة من والحماية، REF المحددة الأرضية الحماية، 87T التفاضلية الحمايات أهمية على التأكيد مع وتنسيقها، ضبطها الأجهزة، هذه عمل مبادئ الدراسة تفصل. (الضغط مرحل بوشهولز، أهمية سيبا، هيليوس وحدة في تدريب فترة خلال مشاهدتها تمت عملية، حالة وتوضح. التنبؤية والصيانة الرقمية ضبطه تم والذي جيداً، المصمم الحماية نظام أن العمل هذا يوضح الختام، وفي. الزيت تحليل خلال من الوقائية الصيانة الافتراضي عمرها إطالة المحولات، موثوقية لضمان عنه غنى لا صارمة، صيانة استراتيجية في وإدراجه صحيح بشكل الصناعية المنشآت في الخدمة واستمرارية.

المذابة الغازات تحليل تنبؤية، صيانة كهربائية، حمايات ملفات، القدرة، محول *:المفتاحية الكلمات
الجزائرية الصناعة.

Table des symboles

Symbole	Désignation	Unité
U₁, U₂	Tensions efficaces primaire et secondaire	V (volt)
I₁, I₂	Courants efficaces primaire et secondaire	A (ampère)
N₁, N₂	Nombre de spires des enroulements primaire et secondaire	sans unité
m	Rapport de transformation ($m = N_2/N_1$)	sans unité
f	Fréquence du réseau	Hz (hertz)
Φ	Flux magnétique total dans le noyau	Wb (weber)
B_{max}	Induction magnétique maximale dans le noyau	T (tesla)
S_{fer}	Section efficace du circuit magnétique	m ²
E	Force électromotrice induite	V
S	Puissance apparente (nominale)	VA ou MVA
P_J	Pertes Joule (pertes cuivre)	W
P_{fe}	Pertes fer (pertes à vide)	W
R	Résistance électrique d'un enroulement	Ω (ohm)
L	Inductance	H (henry)
t	Temps	s (seconde)
θ(t)	Température en fonction du temps	°C
τ	Constante de temps thermique	s
I_{cc}	Courant de court-circuit	A
Z_{imp}	Impédance de court-circuit du transformateur	Ω
V/Hz	Rapport tension sur fréquence (surexcitation)	V/Hz
NPR	Nombre de priorité de risque (AMDEC)	sans unité
G	Gravité d'un mode de défaillance (AMDEC)	1 à 10
O	Occurrence d'une cause de défaillance (AMDEC)	1 à 10
D	Détectabilité d'une défaillance (AMDEC)	1 à 10
I₀	Courant homopolaire (résiduel)	A
K (ou k)	Rapport de transformation (parfois noté k)	sans unité

Table des matières

Introduction Générale.....	12
Problématique.....	12
Chapitre	15
1 Introduction aux transformateurs de puissance	15
1.1 Historique des transformateurs	15
1.2 Définition du transformateur électrique	16
1.2.1 Structure fondamentale d'un transformateur	18
1.2.2 Distinction des principaux types de transformateurs	19
1.3 Définition des transformateurs de puissance.....	20
1.4 Principe de fonctionnement du transformateur	21
1.4.1 Création d'un champ magnétique.....	21
1.4.2 Induction électromagnétique	21
1.5 Constitution d'un transformateur	22
1.5.1 La partie active (Cœur électromagnétique)	23
1.5.2 Le système d'isolation et de refroidissement	24
1.5.3 Organes de sécurité et de réglage	26
1.6 Types de transformateurs	28
1.6.1. Classification et types de transformateurs	28
1.6.1.1. Classification selon le rôle dans le réseau (niveau de tension).....	29
1.6.1.2. Classification selon le domaine d'application	30
a. Transformateurs de puissance	30
b. Transformateurs de distribution	30
c. Transformateurs de mesure (instrumentation)	31
1.6.1.3. Classification selon la construction et l'isolation	31
a) Selon la structure du noyau	31
b) Selon le milieu isolant.....	31
1.6.1.4. Types spéciaux de transformateurs	32
✓ Autotransformateur	32
✓ Transformateur de redressement	32
✓ Transformateur de mise à la terre	33
✓ Transformateur de four (application industrielle avancée)	34
1.7 Pertes dans un transformateur	34
1.8 Définition et rôle des enroulements	36
1.8.1 Définition des enroulements	36
1.9 Importance des enroulements dans le fonctionnement du transformateur	37

1.9.1	Transformation de la tension et du courant	37
1.9.2	Gestion des contraintes électrodynamiques.....	38
1.9.3	Performance thermique et durée de vie	38
1.9.4	Intégrité diélectrique et protection.....	38
1.10	Types d'enroulements des transformateurs.....	38
2	Chapitre 2 : Constitution et fonctionnement d'un enroulement de transformateur de puissance..	41
2.1.	Définition et rôle des enroulements.....	41
2.1.1	• Principe de base (primaire / secondaire)	42
2.1.2	• Fonction dans la conversion de tension.....	42
2.1.3	Matériaux utilisés dans les enroulements.....	43
A.	Conducteurs : cuivre et aluminium	43
B.	Les Critères de choix des matériaux (conductivité, coût, résistance thermique)	44
2.1.4	Types d'enroulements.....	45
2.1.5	Isolation des enroulements	50
A.	Contraintes électriques et thermiques	51
2.1.6	Disposition des enroulements	52
2.2.	Fonctionnement des enroulements	53
3	Chapitre 3 : Causes des pannes des transformateurs de puissance dans les applications industrielles et défauts.	61
3.1	. Généralités sur les pannes des transformateurs.....	61
3.1.1	Types généraux de défauts.....	62
	1. Défauts électriques	62
	2. Défauts thermiques	62
	3. Défauts mécaniques	62
3.1.2	Causes des pannes	63
3.2	Analyse des modes de défaillance	65
3.2.1	Origines historiques de l'AMDEC	66
3.2.2	Principe et déroulement de l'AMDEC	67
3.2.3	Les différentes variantes de l'AMDEC	67
3.2.4	Avantages et limites de l'AMDEC	67
3.3	Évolution progressive des pannes	68
3.4	Défaillances critiques des composants (enroulements, bushings, OLTC)	68
	3.5. Conséquences des pannes	69
	3.5.1. Impact sur la production industrielle	69
	3.5.2. Risques électriques et sécurité	69
	3.5.3. Coûts économiques des défaillances	70

3.5.4. Impact sur la stabilité du réseau	70
3.6. Importance du diagnostic et de la maintenance	70
3.6.1. Maintenance préventive.....	70
3.6.2. Maintenance prédictive.....	71
3.6.3. Techniques de diagnostic (DGA, thermographie, etc.)	71
4 Chapitre 4 : Étude des protections des transformateurs de puissance.	72
4.1 Les principaux défauts des transformateurs de puissance.....	73
4.2 Protections électriques contre les surcharges et courts-circuits	75
4.2.1 Protection thermique (fonction 49).....	75
4.2.2 Protection à maximum de courant (fonctions 50/51).....	76
4.2.3 Protection contre les défauts à la terre (50N/51N)	76
4.3 Protection différentielle.....	77
4.3.1 Principe et fonctionnement (fonction 87T).....	77
4.3.2 Phénomènes perturbateurs et stabilisation.....	77
4.3.3 Protection différentielle de terre restreinte (REF)	78
4.4 Protections spécifiques.....	78
4.4.1 Protection contre la surexcitation (fonction 24)	78
4.4.2 Protection directionnelle et autres protections complémentaires.....	79
4.5 Critères de réglage et coordination des protections	80
4.5.1 Méthodologie de réglage	80
4.5.2 Coordination et sélectivité	80
4.5.3 Exemples de réglages	81
4.6 Protections numériques et évolutions technologiques	82
4.6.1 Principe de fonctionnement des protections numériques	82
4.6.2 Multifonctionnalité et performances.....	82
4.6.3 Communication et intégration dans les systèmes SCADA.....	83
4.6.4 Évolutions technologiques récentes.....	83
4.6.5 Limites et défis des protections numériques.....	84

Introduction Générale

Les transformateurs de puissance constituent l'un des éléments les plus critiques et les plus coûteux des réseaux électriques hauts et moyenne tension. Ils assurent la transformation, le transport et la distribution de l'énergie électrique avec un rendement élevé. Cependant, en raison de leur importance stratégique et de leur exposition à divers types de contraintes électriques, thermiques et mécaniques, ils sont sujets à des pannes qui peuvent entraîner des interruptions d'alimentation prolongées, des pertes économiques importantes et parfois des risques pour la sécurité des biens et des personnes.

Dans le contexte industriel algérien, où les applications industrielles (pétrochimie, sidérurgie, cimenterie, etc.) dépendent fortement d'une alimentation électrique fiable, la protection des transformateurs de puissance devient une préoccupation majeure pour les ingénieurs et les exploitants.

Ce mémoire a pour objectif principal d'étudier les différentes protections électriques destinées à sécuriser les transformateurs de puissance contre les défauts internes et externes. Il vise également à analyser les causes des pannes les plus fréquentes dans un environnement industriel et à proposer une approche méthodique pour la conception d'un plan de protection efficace.

Problématique

Les transformateurs de puissance sont des équipements stratégiques et onéreux au sein des réseaux électriques, particulièrement dans les applications industrielles (pétrochimie, sidérurgie, cimenterie, mines, etc.). Ils assurent la conversion et la distribution de l'énergie électrique avec un rendement élevé, mais ils sont exposés à de nombreuses contraintes : électriques (courts-circuits, surtensions, défauts à la terre), thermiques (surcharges, surexcitation), mécaniques et environnementales (humidité, pollution, variations de température).

Dans le contexte industriel algérien, les pannes de transformateurs entraînent souvent des arrêts de production coûteux, des pertes économiques importantes et parfois des risques pour la sécurité des installations et du personnel. Les causes les plus fréquentes de ces défaillances incluent :

Le vieillissement prématuré de l'isolation dû aux surcharges répétées et à l'échauffement excessif ; Les défauts internes (court-circuit entre spires, défauts à la terre restreints, amorçages)

Les défauts externes (courts-circuits sur le réseau, surtensions atmosphériques ou de manœuvre) ;

Les phénomènes transitoires tels que le courant d'appel magnétisant ou la saturation des transformateurs de courant (TC) ;

Le manque de maintenance préventive et l'absence d'une stratégie de protection adaptée.

Face à ces risques, la protection des transformateurs devient une nécessité impérative. Cependant, plusieurs défis persistent :

Comment détecter rapidement et de manière sélective les défauts internes tout en évitant les déclenchements intempestifs lors des phénomènes perturbateurs ?

Comment assurer une coordination efficace entre les différentes fonctions de protection (thermique, maximum de courant, différentielle, surexcitation, etc.) ?

Comment combiner les protections électriques avec les protections non électriques (Buchholz, relais de pression, analyse des gaz dissous) pour une couverture optimale ?

La problématique de ce mémoire peut donc être formulée comme suit :

Comment concevoir et mettre en œuvre une stratégie de protection multicouche efficace pour les transformateurs de puissance afin de minimiser les risques de panne, de préserver leur durée de vie et de garantir la continuité de l'alimentation dans les applications industrielles ?

Ce mémoire vise à répondre à cette question en étudiant les généralités sur les transformateurs, en analysant les causes des pannes, et en détaillant les différentes fonctions de protection utilisées.

Hypothèses de recherche

Dans le cadre de ce mémoire, nous formulons les hypothèses suivantes :

1. **Hypothèse principale** : Une stratégie de protection multicouche, combinant les protections électriques classiques (49, 50/51, 50N/51N, 87T, REF, 24) et les protections non électriques (Buchholz, relais de pression, thermomètres à huile, masse-cuve), permet de détecter efficacement les défauts internes et externes des transformateurs de puissance, tout en assurant une sélectivité optimale et en minimisant les déclenchements intempestifs.

2. Hypothèses spécifiques :

- La protection différentielle (fonction 87T), correctement stabilisée contre les phénomènes perturbateurs (courant d'appel magnétisant, saturation des transformateurs de courant), constitue la protection principale la plus performante pour les défauts internes graves.
- La protection thermique (fonction 49) basée sur un modèle thermique avec mémoire permet de mieux préserver la durée de vie des transformateurs que les seules protections à maximum de courant en cas de surcharges prolongées.
- La protection différentielle de terre restreinte (REF) améliore significativement la sensibilité de détection des défauts à la terre dans la zone proche du neutre, zone où la protection différentielle classique est moins efficace.
- Dans le contexte industriel algérien, une grande partie des pannes de transformateurs est due à des contraintes thermiques et à un défaut de maintenance préventive plutôt qu'à des défauts de conception.

Chapitre 01

Généralités sur les transformateurs et définition des enroulements

Les transformateurs de puissance sont des éléments essentiels des réseaux électriques, permettant d'adapter les niveaux de tension pour le transport et la distribution de l'énergie. Au cœur de ces équipements, les enroulements jouent un rôle crucial dans le transfert d'énergie. Ce chapitre présente les généralités sur les transformateurs de puissance et définit les enroulements, éléments clés de leur fonctionnement.

1 Introduction aux transformateurs de puissance

1.1 Historique des transformateurs

L'évolution du transformateur de puissance est intrinsèquement liée à l'émergence des réseaux de transport d'énergie à longue distance. Son développement a été le catalyseur de la transition entre les systèmes à courant continu (DC) et les systèmes à courant alternatif (AC).

- La découverte fondamentale (1831)

Le concept repose sur les travaux pionniers de **Michael Faraday**, qui a démontré le principe de l'induction électromagnétique à l'aide de son célèbre « anneau d'induction ». Bien que Faraday ait prouvé qu'un changement de flux magnétique peut induire un courant dans un circuit secondaire, ses travaux restèrent initialement confinés à des applications de laboratoire [1].

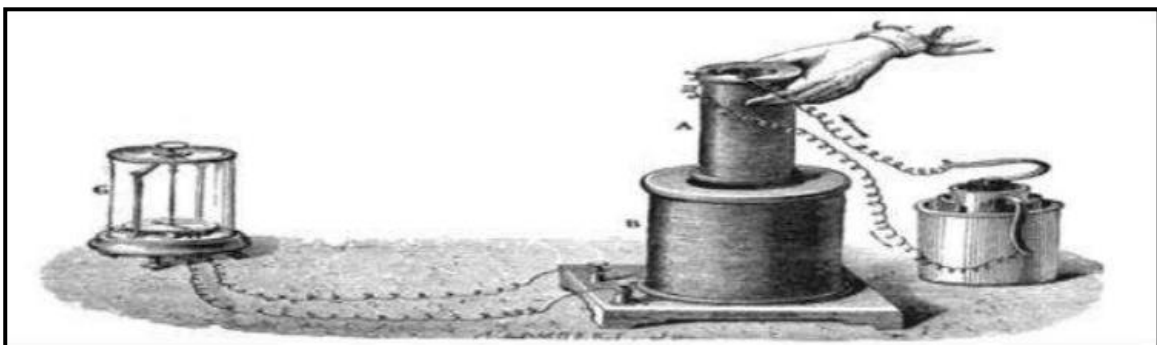


Figure 1-1: induction magnétique entre deux bobines

- Le passage à l'exploitation pratique (1884-1885)

Le premier transformateur efficace, doté d'un circuit magnétique fermé, a été conçu par les ingénieurs hongrois « **Károly Zipernowsky, Miksa Déri et Ottó Bláthy** » de la société Ganz

[2]. Ce modèle, connu sous le nom de transformateur ZBD, a permis pour la première fois de distribuer l'énergie électrique à des niveaux de tension variables de manière stable et industrielle.

- **L'industrialisation et l'ascension de Westinghouse (1886)**

L'ingénieur américain **William Stanley**, sous l'égide de George Westinghouse, a perfectionné la conception pour faciliter la production en série. En 1886, il installe à Great Barrington le premier système commercial complet de courant alternatif, démontrant qu'il était possible de transporter l'électricité sur plusieurs kilomètres en augmentant la tension, résolvant ainsi le problème des pertes joules qui limitaient les systèmes d'Edison [3].

- **L'ère de la haute performance et de la numérisation**

Au cours du XXe siècle, les innovations se sont concentrées sur l'amélioration des matériaux. L'utilisation de l'acier au silicium à grains orientés a considérablement réduit les pertes fer, tandis que les systèmes d'isolation à base d'huile minérale ont permis d'atteindre des niveaux de tension ultra-haute tension excédant les 800 kV [4]. Aujourd'hui, l'évolution se poursuit vers les "Smart Transformers", intégrant des capteurs numériques pour une maintenance prédictive basée sur les données [5].

1.2 Définition du transformateur électrique

Dans le domaine de l'électrotechnique et des systèmes de puissance, le transformateur électrique constitue l'un des équipements les plus fondamentaux et les plus répandus. Il joue un rôle central dans la génération, le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique, en permettant d'adapter les niveaux de tension et de courant aux exigences techniques et économiques des réseaux. Sa présence est indispensable depuis les premières installations électriques industrielles jusqu'aux réseaux intelligents contemporains (smart grids). Sans lui, le transport de l'énergie sur de longues distances à haute tension et sa distribution sécurisée à basse tension seraient impossibles.

Le transformateur électrique est défini, selon la norme internationale CEI/IEC 60076-1 (édition 2011), comme « un appareil statique comportant deux ou plusieurs enroulements qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tensions et de courants alternatifs en un autre système de tensions et de courants alternatifs, généralement de valeurs différentes, à la même fréquence, en vue de transmettre de l'énergie électrique ». Cette définition met en évidence les caractéristiques essentielles suivantes :Electrical-engineering-portal

- **Caractère statique** : le transformateur ne comporte aucune pièce mobile en rotation. L'énergie est transférée exclusivement par induction électromagnétique à travers un champ magnétique variable.
- **Conservation de la fréquence** : la fréquence du courant alternatif (généralement 50 Hz en Europe et en Algérie, ou 60 Hz dans d'autres pays) reste inchangée entre le primaire et le secondaire.
- **Transformation des grandeurs électriques** : il modifie les valeurs efficaces de tension et de courant tout en conservant, dans le cas idéal, la puissance apparente ($S_1 \approx S_2$ $S_1 \approx S_2$).

On distingue ainsi les transformateurs élévateurs (qui augmentent la tension pour le transport) et les transformateurs abaisseurs (qui la réduisent pour la distribution et l'utilisation finale). Le rendement des transformateurs modernes dépasse souvent 98 %, ce qui en fait l'un des équipements les plus efficaces de la chaîne électrique.

Le transformateur électrique est une **machine électrique statique** à induction électromagnétique, conçue pour transférer l'énergie électrique entre deux ou plusieurs circuits à la même fréquence, tout en modifiant les valeurs de tension et d'intensité [6].

Sur le plan fonctionnel, il assure l'interface critique entre les différents paliers de tension du réseau (production, transport et distribution), garantissant ainsi une transmission de puissance avec un rendement optimal, souvent supérieur à 98 % pour les unités de grande puissance [7].

Les transformateurs existent sous différentes formes et sont conçus pour répondre aux besoins spécifiques des systèmes de production, de transport, de distribution et d'utilisation de l'énergie électrique [8].

Principe physique de fonctionnement

Le fonctionnement du transformateur repose sur la **loi de l'induction électromagnétique** découverte par Michael Faraday en 1831 et formalisée par les équations de Maxwell. Lorsqu'un courant alternatif circule dans l'enroulement primaire, il génère un flux magnétique variable dans le temps au sein du circuit magnétique. Ce flux induit une force électromotrice (f.é.m.) dans l'enroulement secondaire selon la loi de Faraday-Neumann :

$$E = -N \frac{d\Phi}{dt}$$

Où :

- E est la force électromotrice induite (en volts),
- N est le nombre de spires de l'enroulement considéré,
- $\Phi_{\text{total}} = N \cdot \Phi$ est le flux magnétique total traversant l'enroulement (en webers),
- $d\Phi/dt$ représente la dérivée temporelle du flux.

Dans un transformateur à deux enroulements (primaire et secondaire), on parle d'induction mutuelle. Pour un transformateur idéal (sans pertes), le rapport des tensions efficaces est égal au rapport des nombres de spires :

On a la relation fondamentale du transformateur :

$$U_1 / U_2 = N_1 / N_2 = I_2 / I_1$$

où U_1 et I_1 représentent les valeurs efficaces de la tension et du courant au primaire, tandis que U_2 et I_2 correspondent à celles du secondaire.

Le rapport de transformation est défini par :

$$m = N_2 / N_1$$

Ce rapport détermine entièrement la relation entre les grandeurs électriques du primaire et du secondaire.

En régime sinusoïdal, la tension primaire s'exprime par :

$$U_1 = 4,44 \cdot f \cdot N_1 \cdot \Phi_{\text{max}}$$

où f est la fréquence, B_{max} l'induction magnétique maximale dans le noyau, et S la section du circuit magnétique. Cette relation permet de dimensionner le transformateur afin d'éviter la saturation du noyau ferromagnétique.

1.2.1 Structure fondamentale d'un transformateur

Un transformateur électrique est constitué de trois éléments principaux qui assurent son fonctionnement et sa fiabilité :

1. **Le circuit magnétique (noyau ou carcasse)** : généralement réalisé en tôles d'acier au silicium laminées à grains orientés (CRGO) pour minimiser les pertes par hystérésis et par courants de Foucault. Il canalise le flux magnétique et ferme le circuit magnétique.
2. **Les enroulements (bobinages)** : conducteurs en cuivre ou en aluminium isolés, disposés autour du noyau selon une configuration « noyau » ou « coquille ». On distingue l'enroulement primaire (alimenté par la source) et l'enroulement secondaire (connecté à la charge).
3. **Le système d'isolation et de refroidissement** : huile minérale diélectrique (pour les transformateurs immergés) ou résine époxy (transformateurs secs), complété par une cuve métallique étanche et des accessoires de refroidissement (radiateurs, ventilateurs ou circulation forcée).

Ces composants sont protégés par une cuve remplie d'huile isolante qui assure à la fois l'isolation électrique, le refroidissement et la protection contre l'oxydation.

1.2.2 Distinction des principaux types de transformateurs

Bien que la définition générale s'applique à tous, on classe les transformateurs selon leur usage :

- Transformateurs de puissance (transport et interconnexion des réseaux HT).
- Transformateurs de distribution (postes MT/BT).
- Transformateurs de mesure (TC).
- Transformateurs spéciaux (autotransformateurs, transformateurs de séparation, de redresseurs, etc.).

Cette classification permet d'adapter la conception aux contraintes spécifiques de chaque application (tension, puissance, environnement).

En conclusion, le transformateur électrique est bien plus qu'un simple appareil : il représente le maillon indispensable qui garantit l'efficacité, la flexibilité et la sécurité des réseaux électriques modernes. Sa définition, ancrée dans la norme CEI 60076, reflète à la fois sa simplicité physique et sa complexité technologique. Cette compréhension constitue la base nécessaire à l'étude des performances, des pertes et des applications industrielles qui seront développées dans les sections suivantes.

1.3 Définition des transformateurs de puissance

Le transformateur de puissance est une machine de conversion d'énergie de haute capacité, spécialement conçue pour gérer des flux de puissance importants, allant de quelques MVA jusqu'à plus de 1000 MVA, au sein des réseaux de transport et de distribution électrique [7]. Contrairement aux transformateurs de faible puissance, sa conception doit répondre à trois contraintes majeures :

- **Gestion thermique** : L'évacuation de la chaleur générée par le fonctionnement du transformateur nécessite un système de refroidissement performant, souvent constitué d'un bain d'huile minérale ou d'ester, assurant à la fois l'isolation diélectrique et le transfert thermique [9].

- **Tenue mécanique** : Les courants de court-circuit peuvent générer d'importantes forces électrodynamiques sur les enroulements. La structure doit donc garantir une intégrité mécanique et géométrique sur une durée de vie pouvant dépasser 30 ans [10].

- **Fiabilité systémique** : Étant l'équipement le plus coûteux d'un poste électrique, le transformateur moderne intègre désormais des systèmes de surveillance continue (monitoring) afin de prévenir tout risque de défaillance majeure pouvant entraîner des interruptions du réseau [11].



Figure 1-2 et 1-3: transformateur de puissance

Un transformateur crée une isolation galvanique entre son primaire et son secondaire, cette propriété est utilisée tout spécialement dans les transformateurs d'isolement. Ils servent à assurer la sécurité d'une installation en protégeant des électrocutions par exemple. La séparation galvanique permet aussi d'éliminer une partie du bruit électrique, ce qui est utile pour certains appareils électroniques sensibles. La composante continue du courant est en effet bloquée par un transformateur.

1.4 Principe de fonctionnement du transformateur

Le principe de fonctionnement d'un transformateur repose sur l'induction électromagnétique, un phénomène formalisé par Michael Faraday en 1831 [12]. Essentiellement, un transformateur transfère l'énergie électrique d'un circuit à un autre sans connexion physique directe, en modifiant les niveaux de tension et de courant [13].

1.4.1 Création d'un champ magnétique

Lorsqu'une tension alternative est appliquée à l'enroulement primaire, un courant alternatif y circule. Ce courant génère un champ magnétique variable (ou flux magnétique variable) dans le noyau du transformateur [12].

1.4.2 Induction électromagnétique

Ce champ magnétique variable, canalisé par le noyau, traverse l'enroulement secondaire. Conformément à la loi de Faraday sur l'induction, ce changement de flux magnétique induit une force électromotrice (une tension) aux bornes de l'enroulement secondaire [12].

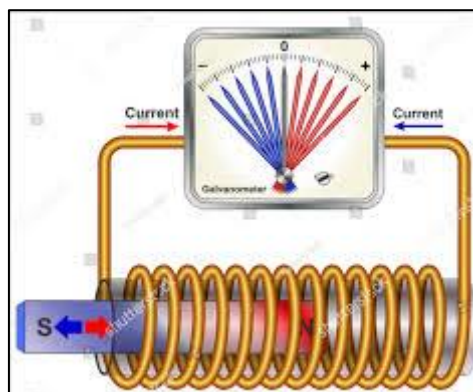


Figure 1-4 : Induction électromagnétique

1.4.3 Transformation de la tension

La tension induite dans l'enroulement secondaire est directement proportionnelle au rapport entre le nombre de spires (tours de fil) de l'enroulement secondaire (N_2) et le nombre de spires de l'enroulement primaire (N_1).

La relation, pour un transformateur considéré comme idéal, est donnée par la formule :

$$V_2 / V_1 = N_2 / N_1 [14].$$

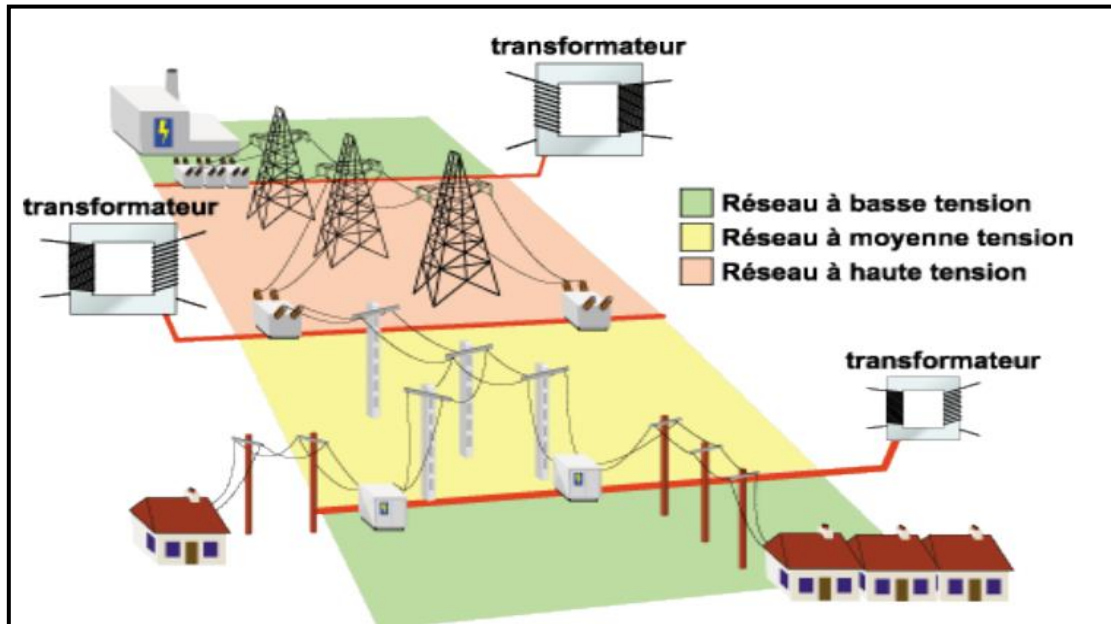


Figure 1-5 :Les niveaux de transformateurs

1.5 Constitution d'un transformateur

La fiabilité d'un transformateur dépend de l'interaction entre ses composants mécaniques, isolants et électromagnétiques. Selon [15], on peut diviser ces éléments en trois blocs fonctionnels : la partie active, le système d'isolation et les accessoires de protection.

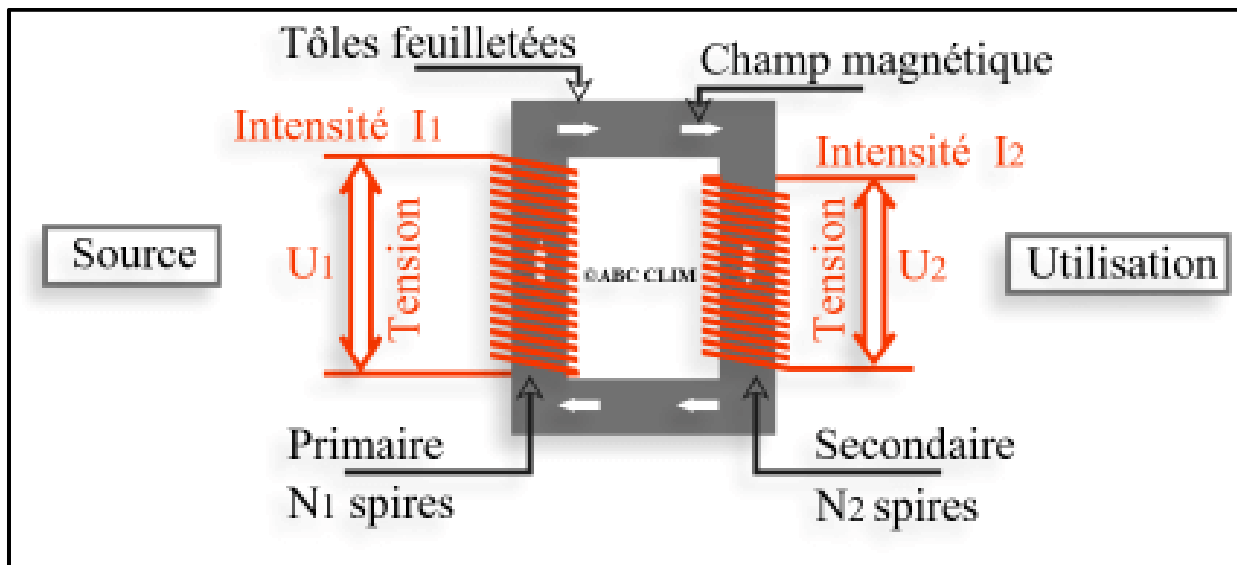


Figure 1-6:la Constitution de transformateur

1.5.1 La partie active (Cœur électromagnétique)

➤ Le circuit magnétique (Noyau)

Constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés (acier CRGO) pour réduire les pertes par hystérésis. Comme l'indique [16], ces tôles sont isolées par un vernis pour limiter les courants de Foucault.

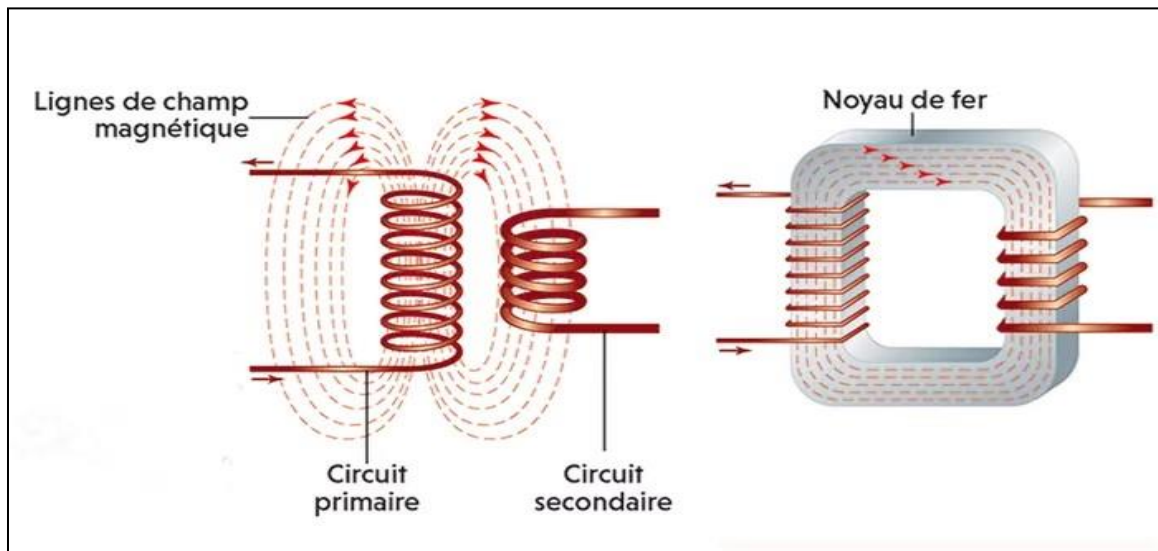


Figure 1-7:schémas Le circuit magnétique (Noyau)

Généralement composé de tôles d'acier au silicium laminées et isolées les unes des autres, son rôle est de canaliser et de concentrer le champ magnétique tout en réduisant les pertes d'énergie par courants de Foucault [17].

➤ Les enroulements

Bobinages en cuivre ou aluminium. Le primaire capte l'énergie et le secondaire la restitue à un autre niveau de tension. Dans les réseaux de la CEI, ces bobines sont conçues pour supporter des courants de court-circuit très élevés [1].

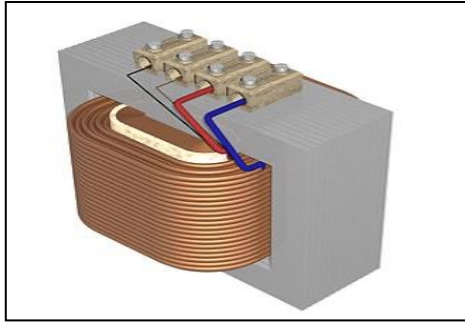


Figure 1-8:les Enroulements

- **L'enroulement primaire**

Bobine de fil conducteur (souvent en cuivre ou en aluminium) qui reçoit l'énergie électrique de la **source d'alimentation**.

- **L'enroulement secondaire**

Une seconde bobine où une tension est induite par le champ magnétique variable. Elle fournit l'énergie transformée à la charge.

Ces deux enroulements sont enroulés autour du même noyau magnétique mais sont électriquement isolés l'un de l'autre, ce qui assure un isolement galvanique [14].

1.5.2 Le système d'isolation et de refroidissement

Le système d'isolation et de refroidissement constitue un élément fondamental dans la conception et l'exploitation des transformateurs électriques. En effet, il assure simultanément l'isolation électrique entre les parties actives et la dissipation de la chaleur générée par les pertes internes (pertes Joule dans les enroulements et pertes fer dans le circuit magnétique). La défaillance de ce système peut entraîner une dégradation progressive des matériaux isolants, voire une panne totale du transformateur. Ainsi, son dimensionnement et son entretien répondent à des normes techniques rigoureuses [4].

1.5.2.1 Le fluide diélectrique (huile isolante)

Dans les transformateurs immergés, l'huile minérale constitue le principal fluide diélectrique. Elle remplit une double fonction essentielle. D'une part, elle assure l'isolation électrique entre les enroulements et les parties métalliques mises à la masse, grâce à sa rigidité diélectrique

élevée. D'autre part, elle joue un rôle de refroidissement en absorbant la chaleur produite par les pertes internes et en la transportant vers les parois de la cuve et les radiateurs, où elle est dissipée dans l'environnement extérieur.

Le fonctionnement thermique repose sur des phénomènes de convection naturelle ou forcée, selon la puissance du transformateur. Dans les systèmes à convection naturelle (ONAN : Oil Natural Air Natural), l'huile circule librement sous l'effet des gradients de température. Dans les systèmes plus performants (ONAF, OFAF), des pompes et ventilateurs sont utilisés pour améliorer l'échange thermique.

Par ailleurs, la qualité de l'huile est un facteur déterminant pour la fiabilité du transformateur. Sa dégradation peut être causée par l'oxydation, la présence d'humidité ou de particules solides. Ces phénomènes entraînent une diminution de la rigidité diélectrique et augmentent le risque de décharges internes. C'est pourquoi des analyses périodiques (analyse des gaz dissous – DGA) sont réalisées afin de détecter les défauts précoces [19] , [20].

1.5.2.2 Les traversées (Bushings)

Les traversées constituent des éléments critiques assurant le passage des conducteurs électriques à travers la cuve métallique du transformateur, tout en garantissant une isolation parfaite vis-à-vis de la masse. Elles sont généralement fabriquées en porcelaine ou en matériaux composites modernes, capables de résister à des contraintes électriques, thermiques et mécaniques élevées.

Leur conception repose sur une distribution homogène du champ électrique afin d'éviter les concentrations de contraintes susceptibles de provoquer des décharges partielles. À cet effet, certaines traversées utilisent des structures capacitatives multicouches permettant de contrôler la répartition du potentiel électrique le long de l'isolant.

En exploitation, les traversées sont soumises à des conditions environnementales sévères (pollution, humidité, variations de température), ce qui peut altérer leurs performances. Une surveillance régulière est donc nécessaire pour prévenir les défaillances, notamment par des mesures de tangente delta ou d'impédance capacitive [21].

1.5.2.3 Le conservateur

Le conservateur est un réservoir auxiliaire monté au-dessus de la cuve principale du transformateur. Il joue un rôle essentiel dans la gestion des variations de volume de l'huile liées aux fluctuations de température en régime de fonctionnement. Lorsque la température augmente, l'huile se dilate et migre vers le conservateur ; inversement, elle retourne dans la cuve lorsque la température diminue.

Ce dispositif permet de maintenir un niveau d'huile constant dans la cuve principale, assurant ainsi une isolation continue des parties actives. De plus, il limite le contact direct entre l'huile et l'air ambiant, réduisant ainsi les phénomènes d'oxydation et d'absorption d'humidité. Dans les conceptions modernes, le conservateur est souvent équipé d'une membrane ou d'un coussin d'azote afin d'isoler complètement l'huile de l'atmosphère [4].

1.5.3 Organes de sécurité et de réglage

Afin de garantir la fiabilité, la sécurité et la longévité du transformateur, plusieurs dispositifs de protection et de régulation sont intégrés. Ces organes permettent de détecter rapidement les anomalies internes, de prévenir les défaillances majeures et d'adapter le fonctionnement du transformateur aux exigences du réseau électrique.

1.5.3.1 Le relais Buchholz

Le relais Buchholz est un dispositif de protection spécifique aux transformateurs immergés à conservateur. Il est installé sur la conduite reliant la cuve principale au conservateur. Son principe de fonctionnement repose sur la détection des gaz générés par les défauts internes, tels que les courts-circuits entre spires, les défauts d'isolement ou les échauffements anormaux.

Lorsqu'un défaut mineur se produit, il entraîne une accumulation lente de gaz dans le relais, déclenchant une alarme. En cas de défaut grave, un flux rapide d'huile se produit, provoquant le déclenchement immédiat du transformateur. Ce dispositif constitue ainsi une protection préventive essentielle contre les défaillances catastrophiques [19],[15].

1.5.3.2 Le commutateur de prises

Le commutateur de prises est un dispositif permettant d'ajuster le rapport de transformation afin de maintenir une tension stable au secondaire malgré les variations de charge du réseau. Il agit en modifiant le nombre de spires effectives dans les enroulements.

On distingue deux types principaux :

- les commutateurs hors charge (Off-load Tap Changer), qui nécessitent l'arrêt du transformateur ;
- les commutateurs en charge (On-load Tap Changer), capables d'effectuer des réglages sans interruption du service.

Ces derniers sont particulièrement utilisés dans les réseaux de distribution et de transport d'énergie, où la régulation de tension est un enjeu majeur. Toutefois, leur complexité mécanique et électrique nécessite une maintenance régulière afin d'éviter l'usure des contacts et les défauts de commutation [21] , [18].

1.5.3.3 L'assécheur d'air (Breather)

L'assécheur d'air est un dispositif de protection destiné à empêcher l'humidité de pénétrer dans le transformateur. Il est généralement constitué d'un récipient contenant du gel de silice, un matériau hygroscopique capable d'absorber l'humidité de l'air entrant dans le conservateur.

Lors des variations de température, le volume d'huile fluctue, entraînant des échanges d'air entre le transformateur et l'environnement. Sans protection, cet air pourrait introduire de l'humidité dans l'huile, réduisant ses propriétés diélectriques et accélérant le vieillissement des isolants solides.

Le gel de silice change généralement de couleur lorsqu'il est saturé, ce qui permet de surveiller son état et de le remplacer ou le régénérer périodiquement. Ce dispositif simple mais efficace joue un rôle crucial dans la préservation de la qualité de l'huile et de la fiabilité globale du transformateur [4].

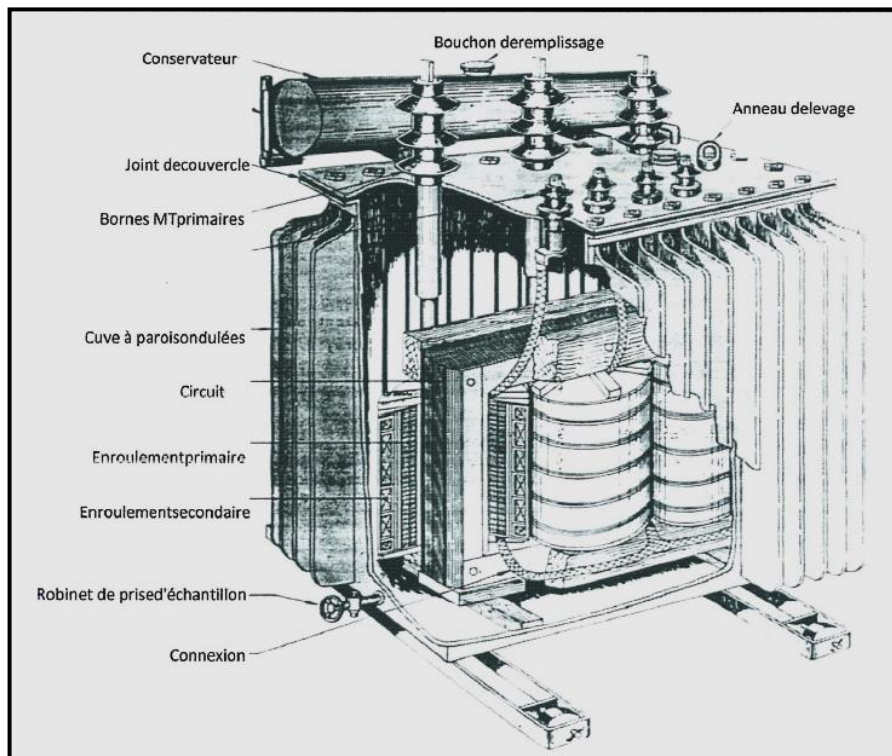


Figure 1-9:la constitution de transformateur

1.6 Types de transformateurs

Les transformateurs électriques constituent des équipements essentiels dans les systèmes énergétiques modernes. Leur diversité s'explique par la variété des fonctions qu'ils remplissent, allant de la production à l'utilisation finale de l'énergie électrique. Afin de répondre aux exigences spécifiques de chaque niveau du réseau, les transformateurs sont conçus selon des critères techniques précis, notamment le niveau de tension, le domaine d'application, la structure interne, ainsi que le mode d'isolation et de refroidissement.

Cette classification permet non seulement de mieux comprendre leur fonctionnement, mais aussi d'optimiser leur choix et leur exploitation dans des conditions données [4] , [15].

1.6.1. Classification et types de transformateurs

La classification des transformateurs repose sur une approche multidimensionnelle. En pratique, un même transformateur peut appartenir à plusieurs catégories simultanément. Par exemple, un transformateur peut être à la fois abaisseur, de distribution, immergé dans l'huile

et à noyau de type colonne. Cette approche combinée permet une description complète de ses caractéristiques techniques [20].

1.6.1.1. Classification selon le rôle dans le réseau (niveau de tension)

Cette classification reflète la position fonctionnelle du transformateur dans la chaîne de transport et de distribution de l'énergie électrique.

1.6.1.1.1 Transformateur élévateur (Step-up)

Le transformateur élévateur est généralement installé à la sortie des centrales électriques. Sa fonction principale consiste à augmenter la tension produite par les alternateurs (typiquement entre 10 et 25 kV) à des niveaux très élevés pouvant atteindre 400 kV ou plus.

L'intérêt de cette élévation de tension repose sur la réduction des pertes par effet Joule, *exprimées par la relation* $P = U \cdot I = (R \cdot I) \cdot I = R \cdot I^2$

En augmentant la tension pour une puissance donnée, le courant diminue, ce qui réduit significativement les pertes énergétiques dans les lignes de transport.

Ces transformateurs sont conçus pour fonctionner en régime stable, souvent à charge élevée, et doivent présenter une excellente tenue diélectrique ainsi qu'une grande capacité thermique [23].

1.6.1.1.2 Transformateur abaisseur (Step-down)

Les transformateurs abaisseurs sont utilisés à différents niveaux du réseau, notamment dans les postes de répartition et de distribution. Leur rôle est de réduire progressivement la tension pour la rendre compatible avec les besoins des utilisateurs finaux (par exemple : 400 kV → 60 kV → 20 kV → 230/400 V).

Ils doivent répondre à des contraintes variées, notamment des fluctuations de charge importantes. Leur conception intègre donc des dispositifs de régulation de tension tels que les changeurs de prises (tap changers), permettant d'ajuster le niveau de tension en temps réel [24].

1.6.1.1.3 Transformateur d'isolement

Le transformateur d'isolement est caractérisé par un rapport de transformation égal à l'unité (1:1). Contrairement aux autres types, sa fonction principale n'est pas de modifier la tension, mais d'assurer une séparation galvanique entre deux circuits.

Cette isolation permet d'éliminer les boucles de masse, de réduire les interférences électromagnétiques et de protéger les utilisateurs contre les risques d'électrocution. Il est largement utilisé dans les équipements médicaux, les laboratoires et les systèmes électroniques sensibles [22].

1.6.1.2. Classification selon le domaine d'application

a. Transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance sont utilisés dans les réseaux de transport d'énergie à haute et très haute tension. Ils sont conçus pour fonctionner à des puissances élevées (plusieurs centaines de MVA) et à des tensions supérieures à 33 kV.

Leur rendement est très élevé (souvent supérieur à 99 %), ce qui permet de limiter les pertes énergétiques sur de longues distances. Leur conception met l'accent sur :

- la robustesse mécanique,
- la stabilité thermique,
- la fiabilité à long terme.

Ils nécessitent également des systèmes de refroidissement performants et une surveillance continue (analyse des gaz dissous, capteurs de température, etc.) [23] , [4].

b. Transformateurs de distribution

Les transformateurs de distribution assurent la dernière étape de transformation de la tension avant son utilisation. Ils convertissent la moyenne tension (par exemple 20 kV) en basse tension (230/400 V).

Contrairement aux transformateurs de puissance, ils fonctionnent rarement à pleine charge. Leur conception vise donc à minimiser les pertes à vide, qui représentent une part importante des pertes totales.

Ils doivent également être compacts, économiques et faciles à installer, notamment dans les zones urbaines et rurales [25].

c. Transformateurs de mesure (instrumentation)

Ces transformateurs jouent un rôle essentiel dans la mesure et la protection des réseaux électriques.

- Les **transformateurs de courant (TC)** permettent de convertir des courants élevés en valeurs faibles et standardisées (1 A ou 5 A).
- Les **transformateurs de tension (TP)** réduisent la tension à des niveaux mesurables (souvent 100 V).

Ils assurent une isolation entre les circuits de puissance et les appareils de mesure, garantissant ainsi la sécurité des équipements et des opérateurs. Leur précision est cruciale pour le bon fonctionnement des systèmes de protection [26].

1.6.1.3. Classification selon la construction et l'isolation

a) Selon la structure du noyau

- **Type à colonnes**

Les enroulements entourent les colonnes du noyau magnétique. Ce type est largement utilisé en raison de sa simplicité de fabrication et de sa bonne dissipation thermique.

- **2Type cuirassé**

Le noyau entoure les enroulements, ce qui permet une meilleure protection mécanique et une réduction des fuites de flux magnétique. Ce type est souvent utilisé pour les transformateurs de forte puissance ou soumis à des contraintes mécaniques importantes [27].

b) Selon le milieu isolant

- **Transformateur immergé dans l'huile**

Ce type utilise un fluide diélectrique pour assurer l'isolation et le refroidissement. Il est le plus répandu dans les réseaux électriques, notamment pour les fortes puissances.

- **Transformateur sec**

L'isolation est assurée par de l'air ou des matériaux solides (résine époxy). Ce type est privilégié dans les environnements sensibles (hôpitaux, tunnels, immeubles) en raison de l'absence de risque de fuite d'huile et de sa meilleure sécurité incendie [28].

1.6.1.4. Types spéciaux de transformateurs

- ✓ **Autotransformateur**

L'autotransformateur se distingue des transformateurs classiques par sa conception particulière, reposant sur un enroulement unique commun au primaire et au secondaire, comportant une ou plusieurs prises intermédiaires. Cette configuration permet un transfert partiel de puissance par conduction électrique directe, en plus du transfert par induction magnétique.

D'un point de vue énergétique, cela confère à l'autotransformateur un rendement supérieur à celui des transformateurs à deux enroulements, car les pertes cuivre sont réduites. De plus, la quantité de matériau conducteur nécessaire étant plus faible, il en résulte une réduction significative du coût, du volume et du poids de l'appareil. Ces avantages le rendent particulièrement adapté aux applications nécessitant de faibles variations de tension, comme le couplage de réseaux proches en niveau de tension (par exemple 220 kV / 150 kV).

Cependant, l'autotransformateur présente une limitation majeure liée à l'absence d'isolation galvanique entre le primaire et le secondaire. En cas de défaut, les perturbations électriques peuvent être transmises directement d'un circuit à l'autre, ce qui pose des problèmes de sécurité et de protection. Par conséquent, son utilisation est généralement restreinte aux réseaux de transport ou à certaines applications industrielles où les conditions de sécurité sont maîtrisées.

En outre, lors de courts-circuits, les courants de défaut peuvent être plus élevés que dans un transformateur classique, ce qui nécessite des dispositifs de protection adaptés. Malgré ces contraintes, l'autotransformateur reste une solution privilégiée pour les interconnexions de réseaux et les applications de régulation de tension [23],[4].

- ✓ **Transformateur de redressement**

Le transformateur de redressement est spécifiquement conçu pour alimenter des dispositifs de conversion alternatif/continu (AC/DC), notamment à travers des ponts de diodes ou de

thyristors. Contrairement aux transformateurs conventionnels, il doit fonctionner dans des conditions fortement perturbées par la présence de charges non linéaires, ce qui entraîne la génération d'harmoniques dans le courant.

Ces harmoniques ont plusieurs effets indésirables, notamment :

- Une augmentation des pertes dans le noyau et les enroulements,
- Un échauffement supplémentaire,
- Une dégradation du facteur de puissance,
- Des contraintes diélectriques accrues.

Pour faire face à ces contraintes, les transformateurs de redressement sont conçus avec des caractéristiques spécifiques, telles que :

- Des enroulements renforcés pour supporter les courants harmoniques,
- Une impédance adaptée pour limiter les courants de court-circuit,
- Des configurations multi phasées (par exemple 6, 12 ou 24 impulsions) afin de réduire les harmoniques dans le réseau.

Ils sont largement utilisés dans des applications industrielles à forte intensité énergétique, notamment :

- Les procédés d'électrolyse (production d'aluminium, chlore, hydrogène),
- Les systèmes de traction électrique (trains, métros),
- Les liaisons à courant continu haute tension (HVDC).

En raison de leur fonctionnement sous contraintes sévères, ces transformateurs nécessitent une surveillance rigoureuse, incluant le contrôle thermique, l'analyse de l'huile et la gestion des charges harmoniques. Leur conception doit également tenir compte des normes relatives à la compatibilité électromagnétique (CEM) [23].

✓ **Transformateur de mise à la terre**

Un autre type spécial souvent utilisé dans les réseaux électriques est le transformateur de mise à la terre. Son rôle principal est de fournir un point neutre artificiel dans les réseaux triphasés qui en sont dépourvus.

Il permet ainsi :

- De stabiliser les tensions par rapport à la terre,
- De faciliter la détection des défauts d'isolement,
- De limiter les surtensions transitoires.

Ce type de transformateur peut être réalisé sous différentes configurations, notamment en zigzag, ce qui permet une répartition équilibrée des courants de défaut. Il est souvent associé à des résistances ou des bobines de mise à la terre pour contrôler l'intensité des courants de défaut [4].

✓ **Transformateur de four (application industrielle avancée)**

Le transformateur de four est utilisé dans les industries métallurgiques pour alimenter des fours électriques (fours à arc ou à induction). Il est conçu pour fournir des courants très élevés à basse tension, nécessaires à la fusion des métaux.

Ses caractéristiques principales incluent :

- Une forte robustesse mécanique pour résister aux contraintes électrodynamiques,
- Une capacité à supporter des charges très variables et des cycles de fonctionnement intermittents,
- Un système de refroidissement performant pour évacuer les pertes thermiques importantes.

Ces transformateurs fonctionnent souvent dans des conditions extrêmes, avec des variations rapides de charge, ce qui impose une conception spécifique et une maintenance rigoureuse [23].

Ainsi, le choix du type de transformateur dépend fortement du contexte d'utilisation et des contraintes techniques imposées par le réseau ou le procédé industriel.

1.7 Pertes dans un transformateur

Lors du fonctionnement d'un transformateur, une partie de l'énergie électrique est inévitablement dissipée sous forme de pertes. Ces pertes peuvent être principalement classées en pertes à vide et pertes en charge.

-Les pertes à vide, également appelées pertes fer, se produisent dans le noyau magnétique du transformateur. Elles sont liées aux phénomènes d'hystérésis et de courants de Foucault dans le matériau ferromagnétique. Ces pertes restent pratiquement constantes, indépendamment de la charge appliquée au transformateur, car elles dépendent principalement de la tension et de la fréquence d'alimentation [9].

- Les pertes en charge, souvent appelées pertes cuivre ou pertes en court-circuit, sont principalement dues à l'effet Joule provoqué par le passage du courant dans les enroulements. Elles incluent également des pertes supplémentaires causées par les courants parasites dans les conducteurs et dans certaines parties métalliques de la structure du transformateur. Contrairement aux pertes à vide, ces pertes varient avec le carré du courant ou de la puissance délivrée lorsque la tension reste constante [7].

- Historiquement, l'expression "pertes cuivre" provient du fait que les enroulements des transformateurs étaient principalement fabriqués en cuivre. Toutefois, avec l'utilisation croissante de l'aluminium dans la fabrication des enroulements, le terme "pertes en court-circuit" est aujourd'hui plus couramment utilisé. [7].

- Les pertes totales d'un transformateur peuvent être exprimées par la relation suivante :

$$W = W_{fe} + W_{cu} \times (S/S_n)^2;$$

Où :

- **W** : pertes totales du transformateur à la charge réelle (W)
- **W_{fe}** : pertes fer ou pertes à vide, considérées constantes (W)
- **W_{cu}**: pertes en court-circuit à la charge nominale (W)
- **S_n** : puissance nominale du transformateur (VA)
- **S** : puissance apparente correspondant à la charge appliquée (VA)

Il est important de noter que dans un transformateur idéal, la puissance reste constante.

Ainsi, si la tension est élevée, le courant est abaissé dans la même proportion, et vice-versa. En réalité, les transformateurs ont un rendement très élevé, souvent supérieur à 98 %, mais subissent de légères pertes d'énergie (pertes "cuivre" dans les enroulements et pertes "fer" dans le noyau) qui se dissipent sous forme de chaleur [9].

- Rôles et Importance Stratégique des Transformateurs

Le transformateur de puissance ne se limite plus à une simple conversion de tension ; il est aujourd'hui le garant de l'équilibre et de la résilience des systèmes électriques modernes. Son importance stratégique s'articule autour de trois axes fondamentaux :

➤ Optimisation du Transport et Efficacité Énergétique

La fonction primaire du transformateur est d'élever la tension pour réduire l'intensité du courant circulant sur le réseau. Selon Harlow (2012), cette opération minimise les pertes par effet Joule ($R.I^2$), permettant l'utilisation de conducteurs de section réduite sur de longues distances.

Cette efficacité est devenue une nécessité critique pour la réduction de l'empreinte carbone et l'intégration des énergies renouvelables, dont les sites de production sont souvent géographiquement éloignés des centres de consommation [29],[30].

➤ Stabilité, Isolation et Protection du Réseau

Le transformateur assure une isolation galvanique (barrière physique) entre les réseaux de production, de transport et de distribution. Ce couplage magnétique, plutôt qu'électrique, limite la propagation des courants de court-circuit et protège les équipements terminaux contre les perturbations majeures. Les recherches d'Azeem (2021) soulignent que la topologie spécifique des enroulements est déterminante pour la capacité de l'appareil à dissiper les énergies des régimes transitoires et à résister aux ondes de choc de foudre.

➤ Vecteur de Maintenance Prédictive dans les Smart Grids

Sous l'impulsion de la transition numérique, le transformateur est passé d'un composant passif à un nœud d'information intelligent. Il devient le baromètre de la fiabilité globale du réseau grâce à des techniques de diagnostic avancées telles que l'Analyse de la Réponse en Fréquence (FRA) et l'Analyse des Gaz Dissous (DGA). Ces méthodes, normalisée par [19] et portées par les travaux de [11], permettent d'anticiper les défaillances mécaniques des enroulements et d'optimiser le cycle de vie de l'actif.

1.8 Définition et rôle des enroulements

1.8.1 Définition des enroulements

Un enroulement de transformateur est défini comme un ensemble de spires formant un circuit électrique associé à l'un des niveaux de tension de l'appareil. Techniquement, il s'agit de

conducteurs (généralement en cuivre ou en aluminium) isolés, bobinés de façon précise autour d'un noyau magnétique pour assurer le transfert d'énergie. Selon les recherches récentes, la conception de ces enroulements est le facteur critique déterminant la performance, l'efficacité et la fiabilité thermique globale du transformateur [32]

L'enroulement un élément clé de la transformation de tension.

- Description des types d'enroulements

L'architecture d'un transformateur repose sur une séparation fonctionnelle des circuits :

Enroulement primaire : Il agit comme l'organe d'entrée, absorbant l'énergie du réseau source. Son rôle est de générer un flux magnétique sinusoïdal au sein du noyau ferromagnétique [33].

Enroulement secondaire : En réponse au flux magnétique circulant dans le noyau, cet enroulement développe une force électromotrice induite destinée à alimenter la charge.

Configurations spécifiques : Dans les réseaux intelligents actuels, l'ajout d'enroulements de réglage ou tertiaires devient crucial. [34] démontre que ces configurations permettent d'améliorer la stabilité de la tension et de filtrer les harmoniques, des fonctions vitales pour l'intégration des smart grids.

- Importance et rôle dans la performance thermique

Au-delà de la simple transformation de tension, les enroulements sont le siège principal des contraintes de l'appareil. L'importance de leur conception réside dans leur capacité à évacuer la chaleur générée. Les recherches de Belmazouzi et Kious (2022) mettent en évidence que le comportement thermique des enroulements conditionne directement la durée de vie du transformateur, car tout échauffement excessif dégrade de manière irréversible les isolants solides. Enfin, sur le plan de la sécurité, les enroulements définissent l'impédance de court-circuit, un paramètre de conception fondamental pour la protection des systèmes de puissance contre les surintensités [36].

1.9 Importance des enroulements dans le fonctionnement du transformateur

Les enroulements ne sont pas de simples conducteurs ; ils constituent l'interface de conversion électromécanique du transformateur. Leur conception influence directement quatre piliers de l'exploitation des réseaux électriques :

1.9.1 Transformation de la tension et du courant

L'importance primaire des enroulements réside dans la définition du rapport de transformation ($m=N_2 /N_1$). Selon [33], la précision du nombre de spires détermine la qualité de la tension délivrée aux consommateurs. En zone CEI (Russie, Kazakhstan), où les distances de transport sont vastes, une conception rigoureuse des enroulements est vitale pour compenser les chutes de tension en ligne.

1.9.2 Gestion des contraintes électrodynamiques

Lors d'un court-circuit, les enroulements subissent des forces de répulsion massives. Chauvin (2024) démontre que la tenue mécanique des bobinages est l'élément qui limite la casse des transformateurs de grande puissance. Une mauvaise disposition des spires peut entraîner une déformation irréversible du cuivre, conduisant à une explosion ou un incendie de la cuve.

1.9.3 Performance thermique et durée de vie

Les enroulements sont la principale source de chaleur (pertes par effet Joule). L'importance de leur géométrie réside dans la création de canaux de circulation pour l'huile ou l'air. Belmazouzi et Kious (2022) soulignent que le "point chaud" (*hotspot*) situé au sein des enroulements est le principal facteur de vieillissement du papier isolant. Une augmentation de seulement 6°C de ce point chaud peut réduire de moitié la durée de vie de l'appareil.

1.9.4 Intégrité diélectrique et protection

Les enroulements doivent supporter non seulement la tension nominale, mais aussi les surtensions de foudre et de manœuvre. Comme l'indique [18], l'isolation entre les spires et entre les gallettes d'enroulement est cruciale pour éviter les arcs internes, qui sont les pannes les plus coûteuses à réparer dans les réseaux de distribution modernes.

1.10 Types d'enroulements des transformateurs

La conception physique des enroulements dépend de la tension, du courant et de la puissance du transformateur. Selon [18], on distingue les types suivants :

A. Classification selon la fonction électrique

- **Enroulement Haute Tension (HT) :** Constitué de nombreuses spires de conducteur fin, car le courant y est plus faible. Il nécessite une isolation renforcée contre les surtensions de foudre (Chaouch, 2023).

- **Enroulement Basse Tension (BT) :** Comporte peu de spires mais avec une section de conducteur importante (méplat ou barres) pour supporter des intensités de courant élevées sans échauffement excessif.
- **Enroulement Tertiaire :** Utilisé principalement dans les grands transformateurs de puissance (ex: réseaux 500 kV en Russie) pour supprimer les harmoniques de rang 3 ou alimenter les services auxiliaires du poste [37].

B. Classification selon la configuration géométrique

Le choix de la géométrie est crucial pour la dissipation thermique et la tenue aux efforts de court-circuit :

- **Enroulements cylindriques (ou en couches) :** Les conducteurs sont enroulés en hélice continue. C'est la forme la plus simple, utilisée majoritairement pour les transformateurs de distribution basse tension [15].
- **Enroulements en galettes (Disques) :** Le bobinage est divisé en plusieurs disques horizontaux séparés par des cales isolantes. Cette structure crée des canaux de circulation pour l'huile, optimisant le refroidissement [35]. Elle est standard pour les transformateurs de puissance HT.
- **Enroulements en hélice (Helical) :** Utilisés pour les très forts courants. Les conducteurs sont bobinés parallèlement pour réduire les pertes par courants de Foucault dans le cuivre [18].
- **Enroulements (Alternés) :** Les sections HT et BT sont empilées alternativement sur le noyau. Cette configuration est fréquente dans les transformateurs de type "cuirassé" (shell type) pour réduire la réactance de fuite [9].

Conclusion du premier chapitre

Au terme de ce chapitre, les notions générales relatives aux transformateurs ont été présentées, mettant en évidence leur rôle essentiel dans le transport et la distribution de l'énergie électrique. Le principe de fonctionnement basé sur l'induction électromagnétique a permis de comprendre le mécanisme de conversion des niveaux de tension.

Par ailleurs, la définition des enroulements a été introduite en tant qu'élément central du transformateur, assurant le transfert d'énergie entre le circuit primaire et secondaire. Leur importance dans les performances globales de l'équipement a ainsi été soulignée.

Ce chapitre constitue donc une base théorique indispensable pour aborder, dans le chapitre suivant, l'étude détaillée de la constitution, du fonctionnement et du dimensionnement des enroulements des transformateurs de puissance.

2 Chapitre 2 : Constitution et fonctionnement d'un enroulement de transformateur de puissance.

Le transformateur de puissance constitue un élément fondamental des réseaux électriques modernes, assurant le transfert de l'énergie électrique entre différents niveaux de tension avec un rendement élevé et une grande fiabilité. Au cœur de ce dispositif, les enroulements jouent un rôle central, puisqu'ils assurent directement la conversion de l'énergie électrique par le phénomène d'induction électromagnétique [38]. Leur conception et leur réalisation influencent fortement les performances globales du transformateur, notamment en termes de rendement, de pertes et de tenue aux contraintes électriques.

Les enroulements sont constitués de conducteurs, généralement en cuivre ou en aluminium, soigneusement dimensionnés et isolés afin de répondre à des exigences strictes d'ordre électrique, thermique et mécanique. Le choix des matériaux, des techniques d'isolation ainsi que des configurations géométriques est déterminant pour garantir la fiabilité et la durabilité des transformateurs de puissance [9]. En effet, une mauvaise conception peut entraîner des pertes excessives, des échauffements anormaux ou encore des défaillances prématurées.

Par ailleurs, le fonctionnement des enroulements repose sur les lois fondamentales de l'électromagnétisme, notamment la loi de Faraday, qui établit qu'une variation du flux magnétique à travers un circuit induit une force électromotrice. Ce principe permet d'expliquer la relation entre les tensions et les courants dans les enroulements primaire et secondaire, tout en respectant les principes de conservation de l'énergie [39].

Dans ce contexte, ce chapitre a pour objectif de présenter, dans un premier temps, la constitution des enroulements de transformateur de puissance, en mettant l'accent sur les matériaux utilisés, les types d'enroulements et les systèmes d'isolation. Dans un second temps, il s'intéresse à leur fonctionnement en détaillant les principes physiques qui régissent leur comportement. Enfin, les différentes contraintes (électriques, thermiques et mécaniques), ainsi que les aspects liés au dimensionnement, à la fiabilité et à la maintenance des enroulements, seront analysés afin de mieux comprendre les enjeux associés à leur conception et à leur exploitation.

2.1. Définition et rôle des enroulements

Les enroulements représentent l'élément actif principal du transformateur de puissance, assurant la conversion de l'énergie électrique par l'intermédiaire du champ magnétique. Ils se

présentent sous forme de conducteurs électriques, généralement en cuivre ou en aluminium, enroulés de manière précise autour du circuit magnétique et séparés par des matériaux isolants adaptés aux contraintes électriques et thermiques. Leur conception repose sur des critères rigoureux visant à optimiser les performances du transformateur tout en garantissant sa fiabilité et sa durabilité [9].

les enroulements permettent d'établir une interaction électromagnétique entre deux circuits électriques distincts, sans contact électrique direct. Cette interaction est rendue possible grâce à la circulation d'un flux magnétique variable dans le noyau ferromagnétique, lequel assure le couplage entre les enroulements. Ainsi, les enroulements constituent le siège des phénomènes d'induction électromagnétique, qui sont à la base du fonctionnement des transformateurs [39].

2.1.1 • Principe de base (primaire / secondaire)

Un transformateur de puissance comporte généralement deux enroulements principaux : l'enroulement primaire et l'enroulement secondaire. L'enroulement primaire est alimenté par une source de tension alternative, ce qui engendre la circulation d'un courant variable produisant un champ magnétique dans le noyau. Ce champ magnétique, à son tour, induit une force électromotrice dans l'enroulement secondaire, conformément aux lois de l'induction électromagnétique.

Ce processus repose sur le principe fondamental selon lequel toute variation du flux magnétique à travers un circuit fermé engendre une tension induite dans ce circuit. Ainsi, l'énergie électrique est transférée du primaire vers le secondaire par l'intermédiaire du champ magnétique, sans qu'il y ait de connexion électrique directe entre les deux circuits. Cette propriété assure une isolation galvanique, essentielle pour la protection des équipements et des utilisateurs, notamment dans les réseaux de distribution d'énergie électrique.

Par ailleurs, dans certaines configurations, un transformateur peut comporter plusieurs enroulements secondaires, permettant d'alimenter différentes charges avec des niveaux de tension distincts, ce qui renforce sa flexibilité d'utilisation dans les systèmes électriques complexes.

2.1.2 • Fonction dans la conversion de tension

La fonction principale des enroulements réside dans la transformation des niveaux de tension et de courant, tout en assurant un transfert d'énergie avec un minimum de pertes. Cette

transformation dépend directement du rapport entre le nombre de spires des enroulements primaire et secondaire, ce qui permet d'adapter la tension selon les besoins spécifiques du réseau électrique.

Dans les systèmes de transport d'énergie, les transformateurs élèvent la tension afin de réduire les pertes par effet Joule lors du transport sur de longues distances. À l'inverse, ils abaissent la tension au niveau des réseaux de distribution pour la rendre compatible avec les équipements domestiques et industriels. Ainsi, les enroulements jouent un rôle clé dans l'optimisation de l'efficacité énergétique des réseaux électriques [38].

En outre, les enroulements contribuent également à la régulation de la tension, à la limitation des courants de court-circuit et à la stabilité du système électrique. Leur conception influence directement des paramètres essentiels tels que les pertes cuivre, les échauffements, les contraintes mécaniques et la tenue diélectrique. Par conséquent, une conception adéquate des enroulements est indispensable pour garantir le bon fonctionnement, la sécurité et la longévité du transformateur de puissance

2.1.3 Matériaux utilisés dans les enroulements

Le choix des matériaux utilisés dans la fabrication des enroulements de transformateurs de puissance constitue un facteur déterminant pour assurer des performances optimales, tant sur le plan électrique que thermique et économique. Les conducteurs doivent répondre à des exigences strictes en matière de conductivité électrique, de résistance mécanique, de tenue thermique et de durabilité, afin de garantir un fonctionnement fiable du transformateur sur le long terme [9].

A. Conducteurs : cuivre et aluminium

Les enroulements des transformateurs sont principalement réalisés à partir de deux types de matériaux conducteurs : le cuivre et l'aluminium. Chacun de ces matériaux présente des caractéristiques spécifiques qui influencent leur domaine d'utilisation.

Le **cuivre** est le matériau le plus utilisé dans les transformateurs de puissance en raison de sa conductivité électrique élevée, qui permet de réduire les pertes par effet Joule et d'améliorer le rendement global du transformateur. En outre, le cuivre possède une excellente résistance mécanique, ce qui lui permet de supporter les contraintes électrodynamiques générées lors des

courts-circuits. Il présente également une bonne résistance à la corrosion et une stabilité thermique élevée, ce qui contribue à prolonger la durée de vie des enroulements [38].

En revanche, l'**aluminium** constitue une alternative économique au cuivre, notamment dans les transformateurs de grande puissance. Bien que sa conductivité électrique soit inférieure à celle du cuivre (environ 60 % de celle du cuivre), il présente l'avantage d'être plus léger et moins coûteux. Cependant, l'utilisation de l'aluminium nécessite une section de conducteur plus importante pour compenser sa conductivité plus faible, ce qui peut entraîner une augmentation du volume des enroulements. De plus, sa résistance mécanique est inférieure à celle du cuivre, ce qui peut limiter son utilisation dans des conditions de contraintes élevées [39].

Ainsi, le choix entre cuivre et aluminium dépend d'un compromis entre performance électrique, coût et contraintes d'exploitation.

B. Les Critères de choix des matériaux (conductivité, coût, résistance thermique)

Le choix du matériau conducteur pour les enroulements repose sur plusieurs critères techniques et économiques :

1. Conductivité électrique

La conductivité électrique est un paramètre essentiel, car elle influence directement les pertes par effet Joule dans les enroulements. Ces pertes sont données par la relation :

$$P_j = RI^2$$

Où :

- P_j : représente les pertes Joule (en watts),
- R : la résistance du conducteur (en ohms),
- I : le courant électrique (en ampères).

Une conductivité élevée permet de réduire la résistance et donc les pertes énergétiques, ce qui améliore le rendement du transformateur [38].

2. Coût économique

Le coût du matériau est un facteur déterminant, en particulier pour les transformateurs de grande puissance. L'aluminium, étant moins cher que le cuivre, est souvent privilégié dans les applications où la réduction des coûts est prioritaire. Toutefois, cette économie initiale doit être mise en balance avec les performances électriques et les coûts d'exploitation à long terme [9].

3. Résistance thermique

Les enroulements sont soumis à des échauffements dus aux pertes électriques. Le matériau conducteur doit donc être capable de supporter des températures élevées sans dégradation. Le cuivre présente une meilleure stabilité thermique et une résistance plus élevée aux cycles thermiques que l'aluminium, ce qui le rend plus adapté aux conditions de fonctionnement sévères [39].

4. Résistance mécanique

Les enroulements doivent résister aux forces électrodynamiques, notamment en cas de court-circuit. Le cuivre, grâce à sa robustesse mécanique, offre une meilleure tenue face à ces contraintes, contrairement à l'aluminium qui nécessite des renforcements supplémentaires.

5. Masse et encombrement

L'aluminium étant plus léger, il permet de réduire le poids global du transformateur. Cependant, sa faible conductivité impose une augmentation de la section des conducteurs, ce qui peut entraîner un encombrement plus important.

2.1.4 Types d'enroulements

La conception des enroulements dans un transformateur de puissance varie en fonction de la puissance, du niveau de tension et des contraintes thermiques et mécaniques. Chaque type d'enroulement est optimisé pour répondre à des exigences spécifiques en matière de performance, de refroidissement et de tenue diélectrique.

a. Enroulement cylindrique

L'enroulement cylindrique constitue l'une des configurations les plus répandues dans la conception des transformateurs, en particulier pour les applications de moyenne puissance et de moyenne tension. Il se caractérise par une disposition des conducteurs en couches concentriques autour du noyau magnétique, formant une structure géométrique simple et

compacte. Cette organisation permet d'assurer un bon couplage magnétique entre le noyau et les enroulements, tout en facilitant la fabrication et l'assemblage industriel [40].

D'un point de vue constructif, les conducteurs sont enroulés sous forme de spires superposées, séparées par des matériaux isolants afin de garantir une isolation électrique adéquate entre les différentes couches. L'ensemble est généralement maintenu par des structures mécaniques assurant la rigidité et la stabilité de l'enroulement, notamment face aux contraintes électrodynamiques pouvant apparaître en régime de court-circuit [1].

L'un des principaux avantages de l'enroulement cylindrique réside dans sa simplicité de conception et de fabrication, ce qui permet de réduire les coûts de production et d'assurer une bonne reproductibilité industrielle. Par ailleurs, la disposition régulière des conducteurs favorise une répartition relativement homogène du champ électrique, limitant ainsi les concentrations locales de contraintes diélectriques susceptibles d'endommager l'isolation.

En outre, cette configuration offre une compacité appréciable, ce qui permet de réduire l'encombrement global du transformateur. Elle est donc particulièrement adaptée aux transformateurs de distribution et aux équipements nécessitant une structure simple et économique.

Cependant, malgré ces avantages, l'enroulement cylindrique présente certaines limites. En effet, la superposition des couches peut entraver la circulation du fluide de refroidissement (huile ou air), ce qui réduit l'efficacité de la dissipation thermique. Cette contrainte peut entraîner une élévation de température plus importante, notamment en fonctionnement à forte charge.

Par conséquent, ce type d'enroulement est généralement moins adapté aux transformateurs de très forte puissance, où les exigences en matière de refroidissement et de gestion thermique sont plus élevées.

De plus, en présence de contraintes électriques élevées (hautes tensions), la structure cylindrique peut nécessiter des dispositifs d'isolation supplémentaires afin de prévenir les décharges partielles et d'assurer une tenue diélectrique suffisante. Pour ces raisons, d'autres types d'enroulements, tels que les enroulements en disque ou hélicoïdaux, sont souvent privilégiés dans les applications de haute puissance ou de très haute tension [41].



Figure 2-1 : Enroulement cylindrique

b. Enroulement hélicoïdal

L'enroulement hélicoïdal, également appelé enroulement en hélice, enroulement spiralé ou enroulement à barillet, est un type de bobinage cylindrique très utilisé dans les transformateurs de puissance, particulièrement pour les enroulements basse tension (BT) où le courant est élevé et le nombre de spires relativement faible [54].

Constitution

Le conducteur (généralement un méplat de cuivre ou d'aluminium de section rectangulaire) est enroulé en continu selon une trajectoire hélicoïdale (comme un tire-bouchon ou une vis) autour du cylindre isolant placé sur la colonne du noyau.

Il peut être réalisé en une seule couche (single helical) ou en plusieurs conducteurs en parallèle (jusqu'à 16 ou plus brins parallèles).

Des entretoises radiales (spacers en pressboard ou carton isolant) sont intercalées entre les tours successifs pour assurer :

- L'isolation entre spires,
- Le passage de l'huile de refroidissement (conduits de refroidissement verticaux).

Pour les conducteurs multi-brins en parallèle, une transposition régulière des brins est effectuée afin d'égaliser l'impédance et minimiser les courants de circulation induits par le champ magnétique [55].

On distingue principalement :

- Enroulement hélicoïdal simple : Une seule hélice.
- Enroulement hélicoïdal double : Deux hélices parallèles (réduit les pertes par courants de Foucault).
- Enroulement disc-hélicoïdal : Combinaison avec des éléments de type galette.

c. Enroulement en disque

L'enroulement en disque, appelé enroulement en galettes dans la littérature francophone, est le type de bobinage le plus couramment utilisé pour les enroulements haute tension (HT) dans les transformateurs de puissance [56]. Il est particulièrement adapté aux tensions élevées et aux applications où une excellente tenue aux surtensions et aux impulsions de foudre est requise.

Constitution

- L'enroulement est constitué d'un empilement de galettes (disques plats) superposées axialement le long de la colonne du noyau.
- Chaque galette est formée d'un conducteur (généralement un méplat de cuivre rectangulaire) enroulé en spirale dans un plan horizontal :
 - On commence par enrouler du centre vers l'extérieur (inside-out),
 - Puis on effectue un croisement (cross-over ou drop-down) pour passer à la galette suivante,
 - La galette suivante est enroulée de l'extérieur vers le centre, et ainsi de suite (alternance de direction).
- Des entretoises radiales en carton pressé (pressboard) ou secteurs isolants sont placées entre les galettes pour créer des canaux de refroidissement horizontaux qui permettent la circulation de l'huile.
- L'enroulement peut être de type disque continu (continuous disc) ou composé de plusieurs disques reliés en série [55].

On distingue souvent :

- Enroulement en galettes simple,
- Enroulement en galettes continu (continuous disc winding) : le conducteur est continu sans interruption de soudure entre les disques.



Figure 2-2 : Enroulement en disque

d. Enroulement en couches

L'enroulement en couches, également appelé bobinage en couches ou layer winding, est un type de bobinage cylindrique dans lequel le conducteur est enroulé en couches successives superposées radialement autour du cylindre isolant. Ce type d'enroulement est fréquemment utilisé dans les transformateurs de puissance pour les enroulements de tension moyenne ou pour les enroulements basse tension lorsque le nombre de spires est modéré [56],[54].

2.1.4.1 Constitution

- Le conducteur (fil rond émaillé ou méplat rectangulaire) est enroulé en hélice continue sur toute la hauteur de la colonne pour former une première couche.
- Une fois la première couche terminée, on revient en sens inverse pour former la deuxième couche au-dessus de la première, et ainsi de suite.
- Des feuilles isolantes (papier kraft, Nomex ou film polymère) sont intercalées entre chaque couche pour assurer l'isolation inter-couches.
- Des entretoises verticales ou des cales en pressboard sont placées pour créer des canaux de refroidissement verticaux permettant la circulation de l'huile.
- Le passage d'une couche à l'autre s'effectue par un retour (crossover) généralement situé en haut ou en bas de l'enroulement.

On distingue principalement deux variantes :

- Enroulement en couches simple : Une seule hélice par couche.
- Enroulement en couches multiples : Plusieurs conducteurs en parallèle par couche, avec transposition pour équilibrer les courants.



Figure 2-3 : Enroulement en couches

2.1.5 Isolation des enroulements

L'isolation des enroulements constitue un élément fondamental dans la conception des transformateurs de puissance. Elle assure la séparation électrique entre les conducteurs, évite les courts-circuits et garantit la sécurité ainsi que la fiabilité de l'équipement. En effet, les matériaux isolants doivent résister à des contraintes électriques, thermiques et environnementales sévères tout au long de la durée de vie du transformateur [42].

- **Types d'isolants (papier, huile, résine)**

Les systèmes d'isolation utilisés dans les enroulements reposent généralement sur une combinaison de plusieurs matériaux complémentaires :

1. Le papier isolant

Le papier isolant, généralement à base de cellulose, est largement utilisé dans les transformateurs immergés dans l'huile. Il est placé entre les couches des enroulements et autour des conducteurs afin d'assurer une isolation électrique efficace. Ses principaux avantages sont :

- Une bonne rigidité diélectrique,
- Une excellente compatibilité avec l'huile isolante,
- Un coût relativement faible.

Cependant, ce matériau est sensible à l'humidité et au vieillissement thermique, ce qui peut entraîner une dégradation progressive de ses propriétés diélectriques [43].



Figure 2-4 : Papier isolant

2. L'huile isolante

L'huile minérale joue un double rôle essentiel dans les transformateurs :

- isolation électrique, en empêchant les amorçages et les décharges,
- refroidissement, en dissipant la chaleur produite par les pertes internes.

Elle améliore également la tenue diélectrique en éliminant les bulles d'air et en homogénéisant le champ électrique. Toutefois, l'huile peut se dégrader sous l'effet de la température, de l'oxydation et de l'humidité, ce qui nécessite un suivi et une maintenance régulière [44]

3. Les résines isolantes

Les résines, notamment époxy, sont utilisées dans les transformateurs secs. Elles assurent une isolation solide et offrent une protection efficace contre les agressions extérieures telles que l'humidité, la poussière et les agents chimiques. Elles présentent :

- Une bonne résistance mécanique,
- Une excellente tenue thermique,
- Une durabilité élevée.

Cependant, leur capacité de dissipation thermique est plus limitée que celle des systèmes à huile [35].

A. Contraintes électriques et thermiques

Les matériaux isolants sont soumis à des contraintes importantes qui peuvent affecter leur performance et leur durée de vie.

a. Contraintes électriques

Les principales contraintes électriques incluent :

- Les surtensions dues à la foudre ou aux manœuvres,
- Les champs électriques élevés entre spires,
- Les phénomènes de décharges partielles.

Ces contraintes peuvent provoquer une détérioration progressive de l'isolation, conduisant à des défauts critiques du transformateur [42].

b. Contraintes thermiques

Les pertes dans les enroulements entraînent une élévation de température qui peut :

- Accélérer le vieillissement des isolants,
- Réduire leur rigidité diélectrique,
- Provoquer des déformations structurelles.

La durée de vie de l'isolation dépend fortement de la température de fonctionnement, ce qui impose une gestion thermique efficace [43].

• Classes d'isolation

Les isolants sont classés selon leur capacité à supporter des températures maximales sans dégradation excessive. Les principales classes sont :

Classe	Température maximale
A	105°C
B	130°C
F	155°C
H	180°C

Le choix de la classe dépend des conditions d'exploitation et des exigences de durée de vie du transformateur. Une classe d'isolation plus élevée permet une meilleure résistance thermique, mais implique généralement un coût plus important [44].

2.1.6 Disposition des enroulements

La disposition des enroulements autour du noyau magnétique joue un rôle déterminant dans les performances du transformateur de puissance. Elle influence les pertes, les champs de fuite, la tenue aux courts-circuits, l'isolement diélectrique et le refroidissement. Deux configurations principales sont utilisées : les enroulements concentriques et les enroulements alternés [4].

- **Enroulement concentrique** Dans cette disposition, les enroulements sont placés de manière concentrique autour du noyau. Généralement, l'enroulement basse tension (BT) est positionné près du noyau et l'enroulement haute tension (HT) à l'extérieur. Cette configuration est la plus répandue dans les transformateurs de puissance immergés dans l'huile en raison de sa simplicité de fabrication, de son coût réduit et de sa bonne tenue mécanique aux efforts radiaux [4].

- **Enroulement alterné** Ici, les enroulements hauts et basse tension sont divisés en plusieurs sections qui alternent radialement (BT-HT-BT-HT). Cette disposition permet une meilleure répartition des tensions et une réduction notable des champs de fuite axiaux. Elle est souvent choisie pour les transformateurs nécessitant une très faible impédance de court-circuit ou soumis à des contraintes sévères [4].

- **Réduction des pertes et des champs de fuite** Quelle que soit la configuration adoptée, les concepteurs cherchent à minimiser les champs de fuite magnétique par un bon alignement axial des enroulements, l'utilisation d'écrans électrostatiques ou l'optimisation de la géométrie. La réduction des champs de fuite contribue à diminuer les pertes supplémentaires et à améliorer la tenue mécanique globale du transformateur lors des défauts [4].

2.2. Fonctionnement des enroulements

2.2.1. Principe de fonctionnement

Le fonctionnement du transformateur de puissance repose sur le principe fondamental d'**induction électromagnétique**.

- **Induction électromagnétique** Un courant alternatif circulant dans l'enroulement primaire crée un flux magnétique alternatif dans le circuit magnétique en fer. Ce flux variable traverse l'enroulement secondaire et y induit une force électromotrice.

- **Loi de Faraday** La force électromotrice induite dans un enroulement est exprimée par la loi de Faraday :

$$E = -Nd\phi/dt$$

où :

- E : force électromotrice induite (V),
- N : nombre de spires,
- Φ : flux magnétique (Wb),
- t : temps.

Le signe négatif traduit la **loi de Lenz**, selon laquelle la f.é.m. induite s'oppose à la variation du flux qui la produit [45].

• **Relation entre tension et nombre de spires** En régime sinusoïdal stationnaire et en négligeant les chutes de tension internes, la tension efficace aux bornes d'un enroulement est donnée par :

$$E = 4.44 \cdot f \cdot N \cdot B_{max} S_{Fe}$$

Cette relation montre clairement que la tension est directement proportionnelle au nombre de spires de l'enroulement [4].

2.2.2. Rapport de transformation

• **Relation primaire / secondaire** Le rapport de transformation k d'un transformateur idéal est défini comme suit :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = k$$

Où V_1, N_1, V_2, N_2 correspondent au primaire et V_2, N_2, V_1, N_1 au secondaire.

• **Cas élévateur et abaisseur**

- **Transformateur abaisseur (step-down)** : lorsque $N_1 > N_2$ $N_1 > N_2$ la tension secondaire est inférieure à la tension primaire (cas le plus fréquent dans la distribution).

Transformateur élévateur (step-up) : lorsque $N_1 < N_2$ $N_1 < N_2$, la tension secondaire est supérieure à la tension primaire (utilisé dans le transport de l'énergie).

2.2.3. Courants dans les enroulements

- **Relation entre courant et puissance** Dans un transformateur idéal, la puissance apparente est conservée entre le primaire et le secondaire :

$$V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2$$

- **Conservation de la puissance (approximation)** En négligeant les pertes, la relation entre les courants s'écrit :

$$I_2/I_1 = N_1/N_2 = 1/k$$

Ainsi, une diminution de tension s'accompagne d'une augmentation proportionnelle du courant, et inversement.

2.2.4. Pertes dans les enroulements

- **Pertes Joule (effet thermique)** Les pertes Joule, également appelées pertes cuivre, sont dues à la résistance ohmique des enroulements :

$$P_j = RI^2$$

Ces pertes sont proportionnelles au carré du courant et constituent la principale source d'échauffement des enroulements [4].

- **Effet de peau et effet de proximité** À fréquence industrielle (50 Hz), surtout avec des conducteurs de grande section, apparaissent l'**effet de peau** et l'**effet de proximité**. Ces phénomènes augmentent la résistance effective du conducteur et donc les pertes. Pour les minimiser, on utilise des conducteurs en méplat ou des fils transposés [45],[4].

2.2.5. Échauffement et refroidissement

- **Causes de l'échauffement**

L'échauffement des enroulements résulte principalement des pertes Joule dans le cuivre, des pertes dans le fer (hystérésis et courants de Foucault) et des pertes supplémentaires dues aux champs de fuite magnétique.

• **Méthodes de refroidissement** Deux systèmes principaux sont utilisés :

- **Refroidissement à air** : convection naturelle ou forcée, principalement pour les transformateurs secs de puissance modérée.
- **Refroidissement à huile** : l'huile assure à la fois l'isolation diélectrique et le transfert de chaleur. Les modes les plus courants sont ONAN (huile naturelle, air naturel), ONAF (huile naturelle, air forcé) et OFAF (huile forcée, air forcé).

Le choix du mode de refroidissement dépend de la puissance nominale, de l'environnement d'installation et des exigences de fiabilité [16].

2.3 : Contraintes et dimensionnement des enroulements

Les enroulements constituent la partie active électrique du transformateur de puissance. Ils sont soumis à de multiples contraintes pendant leur fonctionnement normal et surtout en régime de défaut. Leur conception doit donc répondre simultanément à des exigences électriques, mécaniques et thermiques tout en respectant un compromis technico-économique. Le dimensionnement des enroulements est une étape critique qui influence directement la fiabilité, la durée de vie et le coût du transformateur [16].

2.3.1. Contraintes électriques

Les contraintes électriques sont principalement liées à la tenue en tension des matériaux isolants.

• **Surtensions** Les enroulements sont exposés à différents types de surtensions :

- **Surtensions atmosphériques** (foudre) : tensions impulsives à front raide pouvant atteindre plusieurs centaines de kV.
- **Surtensions internes** : dues aux manœuvres (ouverture/fermeture de disjoncteurs), à la Ferro résonance ou à la commutation.
- **Surtensions temporaires** (power frequency overvoltages) : liées à des défauts à la terre ou à des phénomènes de charge.

Ces surtensions imposent des gradients de tension élevés entre spires, entre enroulements et entre enroulements et masse (cuve ou noyau). La coordination de l'isolement, selon les normes IEC 60076-3, consiste à choisir des niveaux d'isolement adaptés (niveau de tenue aux chocs, tension de tenue à fréquence industrielle) pour éviter les amorçages et les décharges partielles [4].

• **Isolement diélectrique** L'isolation des enroulements doit empêcher tout cheminement de courant entre :

- Spires adjacentes d'un même enroulement ;
- Enroulements primaire, secondaire et tertiaire ;
- Enroulements et parties mises à la terre (noyau, cuve).

Les matériaux utilisés sont principalement du papier kraft imprégné d'huile minérale pour les transformateurs immergés, ou des isolants solides (résine époxy) pour les transformateurs secs. L'isolement doit résister aux contraintes diélectriques permanentes (tension de service) et transitoires. Des essais normalisés (tension appliquée, tension induite, choc foudre) sont réalisés en usine pour valider la tenue diélectrique [16],[4].

2.3.2. Contraintes mécaniques

Les contraintes mécaniques apparaissent essentiellement lors des courts-circuits, qui génèrent des courants très élevés (jusqu'à 10 à 25 fois le courant nominal).

• **Efforts électrodynamiques** Selon la loi de Laplace, tout conducteur parcouru par un courant dans un champ magnétique est soumis à une force :

$$F = I \times L \times B$$

Ces forces se décomposent en :

- **Efforts radiaux** : ils tendent à comprimer l'enroulement interne (vers le noyau) et à dilater l'enroulement externe. Ils peuvent provoquer un flambage (buckling) des spires.
- **Efforts axiaux** : ils tendent à déplacer les enroulements verticalement les uns par rapport aux autres (télescopage). Ils sont particulièrement dangereux lorsque les hauteurs des enroulements primaire et secondaire ne sont pas parfaitement alignées.

La valeur des efforts est proportionnelle au carré du courant de court-circuit ($F \propto I^2$). C'est pourquoi la rigidité mécanique des enroulements est primordiale.

• **Résistance aux courts-circuits** La norme IEC 60076-5 définit les exigences de tenue aux courts-circuits. Le transformateur doit résister thermiquement et mécaniquement à un court-circuit pendant un temps spécifié (généralement 2 à 3 secondes) (IEC, 2006). Les constructeurs renforcent la tenue mécanique par :

- Serrage axial puissant des enroulements ;
- Utilisation de conducteurs à section rectangulaire (méplat) plus rigides ;
- Conception « auto-portante » des enroulements internes ;
- Matériaux à haute limite élastique pour le cuivre.

Une mauvaise tenue mécanique peut entraîner une déformation permanente, un déplacement des spires, une détérioration de l'isolation et, à terme, un court-circuit interne [4].

2.3.3. Contraintes thermiques

Les pertes dans les enroulements (pertes Joule $P = RI^2$) et les pertes dans le fer génèrent de la chaleur qui doit être évacuée efficacement.

• **Limites de température** Selon la norme IEC 60076-2 :

- **Élévation moyenne de température** des enroulements : typiquement 55 K ou 65 K (selon la classe).
- **Température du point chaud** (hotspot) : ne doit pas dépasser 98 °C à 110 °C pour les transformateurs à huile (isolation classe A), selon les conditions de service [16].

Les classes d'isolation les plus courantes sont présentées dans le tableau suivant :

Classe	Température maximale de l'isolant	Élévation moyenne autorisée (ambiante 40 °C)
A	105 °C	60
B	130 °C	80
F	155 °C	100
H	180 °C	125

• **Vieillessement des isolants** Le vieillissement thermique de l'isolation (papier huile) suit approximativement la **règle de Montsinger** : une augmentation de 6 à 10 °C de la température du point chaud double environ le taux de vieillissement [57]. Les facteurs accélérant le vieillissement sont :

- La chaleur (principale cause) ;
- L'humidité ;
- L'oxygène dissous dans l'huile ;
- Les contaminants.

Un vieillissement accéléré réduit considérablement la durée de vie du transformateur (théoriquement 20 à 30 ans en service normal).

2.3.4. Dimensionnement des enroulements

Le dimensionnement vise à déterminer les paramètres géométriques et électriques des enroulements tout en respectant les contraintes précédentes.

• **Section des conducteurs** La section **S** du conducteur est choisie en fonction du courant nominal **I** et de la densité de courant admissible **J** (généralement 2 à 4 A/mm² pour le cuivre selon le refroidissement) :

$$S = I / J$$

- Pour les faibles courants : fil rond verni.

- Pour les forts courants : méplat (ruban) de section rectangulaire (rapport largeur/épaisseur $\approx 2:1$ pour une meilleure tenue mécanique).
- **Nombre de spires** Le nombre de spires du primaire N_1 et du secondaire N_2 est déterminé à partir de la tension et de l'induction maximale dans le noyau :

$$E = 4,44 \times f \times N \times B_{max} \times S_{Fe}$$

où :

- E : tension par enroulement,
- f : fréquence (50 Hz),
- B_{max} : induction maximale (généralement 1,6 à 1,8 T),
- S_{fer} : section nette du circuit magnétique.

Le rapport N_1/N_2 doit correspondre au rapport de transformation souhaité, avec compensation du déphasage selon le couplage (Dyn11, Yyn0, etc.).

- **Compromis technique et économique** Le dimensionnement est un équilibre entre plusieurs paramètres contradictoires :

- Augmenter la section du conducteur $\rightarrow$ réduit les pertes Joule mais augmente le coût du cuivre et l'encombrement.
- Augmenter le nombre de spires $\rightarrow$ permet de réduire l'induction (pertes dans le fer plus faibles) mais augmente la longueur du conducteur, donc les pertes et le coût.
- Choisir une densité de courant élevée $\rightarrow$ réduit la section et le coût, mais augmente l'échauffement et le vieillissement.
- Renforcer la tenue mécanique $\rightarrow$ augmente le coût (serrages, matériaux plus rigides) mais améliore la fiabilité.

Le concepteur doit donc optimiser le coût tout en respectant les normes IEC 60076, les spécifications du client et les exigences de tenue aux courts-circuits et à la température [4].

Conclusion du Chapitre 2

Dans ce chapitre, nous avons découvert que les enroulements sont le cœur du transformateur. Leur conception demande un véritable savoir-faire car ils doivent résister à trois types de contraintes : électriques, thermiques et mécaniques.

Nous avons vu que le choix du matériau conducteur, cuivre ou aluminium, est un compromis entre performance et coût. Chaque type d'enroulement a ses avantages : les enroulements cylindriques sont simples et économiques, tandis que les enroulements en disque sont plus performants pour dissiper la chaleur.

L'isolation est le point le plus fragile. Le papier imprégné d'huile ou les résines doivent protéger les conducteurs sans se dégrader. Une simple augmentation de température peut réduire de moitié la durée de vie du transformateur.

Au final, la fiabilité d'un transformateur dépend surtout de la qualité de ses enroulements. C'est là que se décide sa robustesse et sa longévité.

3 Chapitre 3 : Causes des pannes des transformateurs de puissance dans les applications industrielles et défauts.

Les transformateurs de puissance (immergés dans l'huile ou secs) sont des équipements critiques en milieu industriel. Leur taux de défaillance annuel reste généralement faible (inférieur à 1 % avec une bonne maintenance), mais une panne entraîne souvent des arrêts de production coûteux, des risques d'incendie/explosion et des délais de remplacement longs. Les causes sont multiples et souvent combinées (électriques, thermiques, mécaniques, environnementales et humaines).

3.1 . Généralités sur les pannes des transformateurs

- Définition d'une panne

Une panne d'un transformateur de puissance correspond à une dégradation fonctionnelle de l'équipement entraînant une incapacité partielle ou totale à assurer sa mission principale de transformation de l'énergie électrique. Selon la norme IEEE Std C57.91-2011, une défaillance est définie comme l'incapacité d'un système ou d'un équipement à remplir une fonction requise dans des conditions d'exploitation spécifiées.

Dans le contexte industriel, les pannes peuvent être classées en deux grandes catégories : les pannes progressives et les pannes soudaines.

Les pannes progressives résultent généralement de phénomènes de vieillissement des matériaux isolants, notamment le papier cellulose et l'huile minérale. Ce vieillissement est accéléré par les contraintes thermiques, les surcharges répétées et les conditions environnementales défavorables. Ce type de panne est souvent détectable à l'avance grâce à des techniques de diagnostic telles que l'analyse des gaz dissous (DGA) ou la mesure du facteur de dissipation diélectrique.

À l'inverse, les pannes soudaines surviennent de manière brutale et imprévisible. Elles sont généralement provoquées par des phénomènes transitoires tels que les courts-circuits internes, les surtensions atmosphériques dues à la foudre ou les défauts majeurs d'isolation. Ces événements entraînent souvent des dommages irréversibles sur les enroulements ou le noyau magnétique.

Ainsi, la panne d'un transformateur représente un événement critique dans un réseau électrique industriel, car elle affecte directement la continuité de service, la sécurité des installations et la productivité globale de l'industrie.

3.1.1 Types généraux de défauts

Les défauts des transformateurs de puissance peuvent être classés selon leur nature physique et leur origine en trois grandes catégories principales :

1. Défauts électriques

Les défauts électriques constituent la principale cause de défaillance des transformateurs. Ils incluent les courts-circuits entre spires, les défauts phase-phase et phase-terre, ainsi que les surtensions dues aux perturbations du réseau. Ces phénomènes entraînent une augmentation brutale du courant et des contraintes électriques importantes sur les enroulements.

Selon [9], les défauts internes sont particulièrement dangereux car ils peuvent évoluer rapidement vers une défaillance complète si aucune protection n'intervient. Les systèmes de protection différentielle sont généralement utilisés pour détecter ces anomalies.

2. Défauts thermiques

Les défauts thermiques sont liés à une élévation excessive de la température dans le transformateur. Cette surchauffe peut être causée par une surcharge prolongée, un refroidissement insuffisant ou une dégradation de l'huile isolante.

D'après Soha (2003), la température est l'un des principaux facteurs influençant le vieillissement des transformateurs. Une augmentation de 6 à 8°C peut réduire significativement la durée de vie de l'isolant. Le vieillissement thermique entraîne une décomposition de la cellulose et une diminution de la rigidité diélectrique.

3. Défauts mécaniques

Les défauts mécaniques résultent principalement des efforts électrodynamiques générés lors des courts-circuits ou des vibrations continues en fonctionnement normal. Ces forces peuvent provoquer des déplacements des enroulements, des déformations structurelles ou un affaiblissement des supports internes.

Selon [46], les contraintes mécaniques sont particulièrement critiques lors des courts-circuits sévères, car elles peuvent endommager la structure interne même si les protections électriques agissent rapidement.

3.1.2 Causes des pannes

Les causes de pannes des transformateurs de puissance sont souvent multifactorielles, résultant de l'interaction entre contraintes électriques, thermiques, mécaniques et environnementales. Selon les enquêtes internationales, les défaillances majeures touchent principalement les enroulements, les traversées (bushings) et le commutateur de prises en charge (OLTC). Le taux de défaillance majeur annuel reste généralement inférieur à 1 %, avec une augmentation significative après 30 ans d'âge.

a) Défauts électriques

Les défauts électriques représentent une part importante des pannes, souvent initiés par des surtensions ou des dégradations progressives de l'isolation. Ils incluent :

- **Court-circuit internes** : entre spires (turn-to-turn), entre phases ou à la terre. Ces défauts génèrent des courants élevés qui provoquent des arcs et une décomposition rapide de l'huile et du papier isolant.
- **Surtensions transitoires** : dues à la foudre, aux manœuvres de commutation ou aux harmoniques produits par les variateurs de vitesse (drives) et charges non linéaires courantes en milieu industriel. Ces surtensions peuvent dépasser les niveaux de tenue diélectrique de l'isolation.
- **Décharges partielles (PD)** : causées par des poches d'air, des vides dans l'isolation solide ou une contamination. Les PD entraînent une érosion progressive de l'isolation et produisent des gaz caractéristiques détectables par analyse des gaz dissous (DGA).
- **Claquage des bushings** : les traversées constituent un point faible critique. Selon les études CIGRE, elles sont responsables d'environ 10 % des pannes de transformateurs, avec des conséquences souvent catastrophiques (incendie ou explosion). D'autres enquêtes rapportent jusqu'à 16 % dans certains contextes, notamment en raison de la pollution ou de l'humidité.

Ces défauts sont particulièrement fréquents dans les applications industrielles où les réseaux sont soumis à des perturbations fréquentes (démarrages de moteurs, commutations fréquentes).

b) Contraintes thermiques et vieillissement de l'isolation

La surcharge thermique et le vieillissement accéléré de l'isolation (papier huile ou résine) figurent parmi les causes les plus courantes en milieu industriel :

- **Surcharge prolongée** : surtout avec des charges non linéaires (variateurs, fours, etc.) qui augmentent les pertes et la température du point chaud (hot-spot).
- **Refroidissement insuffisant** : encrassement des radiateurs, panne de ventilateurs ou pompes, ou mauvaise circulation de l'huile.
- **Vieillesse accélérée** : la règle empirique de Montsinger (issue de l'équation d'Arrhenius) indique que la durée de vie de l'isolation est approximativement divisée par 2 pour chaque augmentation de 8 à 10 °C de la température du point chaud. Cette relation exponentielle explique pourquoi un refroidissement défaillant ou une surcharge chronique réduit drastiquement la durée de vie utile du transformateur.
- **Production de gaz dissous** : la dégradation thermique ou électrique de l'huile et du papier génère des gaz (hydrogène, méthane, éthylène, acétylène, monoxyde de carbone, etc.). L'analyse des gaz dissous (DGA) permet de détecter précocement ces défauts et de distinguer les fautes thermiques des fautes électriques selon les ratios de gaz (méthodes IEC, Rogers ou Duval Triangle).

En environnement industriel, les charges variables et les pics de consommation accentuent ces contraintes thermiques.

c) Problèmes mécaniques

Les efforts mécaniques peuvent endommager durablement la structure interne du transformateur :

- **Efforts électrodynamiques** : lors de courts-circuits externes, les forces radiales et axiales importantes déforment les enroulements (déformation radiale ou axiale). Ces efforts peuvent atteindre plusieurs tonnes par mètre et compromettre l'isolation.
- **Vibrations et chocs** : pendant le transport, l'installation ou l'exploitation (machines vibrantes à proximité, séismes, ou simplement les vibrations propres du noyau magnétique).
- **Desserrage des fixations ou déformation du noyau** : entraînant un bruit excessif, des pertes accrues et une détérioration progressive de l'isolation.

Les enroulements sont les composants les plus touchés par ces contraintes mécaniques, souvent à l'origine de défaillances majeures conduisant au remplacement complet du transformateur.

d) Conditions environnementales

L'environnement joue un rôle majeur, particulièrement en Algérie avec ses zones côtières (pollution saline) et industrielles (poussière, produits chimiques) :

- **Infiltration d'humidité** : l'eau réduit fortement la rigidité diélectrique de l'huile et du papier (une teneur en eau de 2-3 % peut diviser par 10 la durée de vie de l'isolation).

Elle provient souvent de joints défectueux, de respirateurs saturés ou de variations thermiques importantes.

- **Pollution industrielle et saline** : dépôts sur les isolateurs externes et bushings qui favorisent les décharges superficielles et le claquage. En zones côtières algériennes (ex. : Alger, Oran), la pollution saline accélère la dégradation des bushings et des isolateurs.
- **Oxydation et contamination de l'huile** : présence d'oxygène, de particules ou de produits chimiques qui accélèrent le vieillissement et la formation de boues.

Des études locales en Algérie (Nord-est) soulignent l'influence des conditions climatiques variées (désert, humide, froid) sur les signatures DGA et le vieillissement des transformateurs.

e) Facteurs humains, maintenance inadéquate et défauts de conception/fabrication

Ces causes sont souvent sous-estimées mais contribuent significativement aux pannes :

- **Maintenance insuffisante** : absence d'analyses d'huile régulières (DGA, teneur en eau, degré de polymérisation du papier), tests diélectriques ou thermographiques. Le manque de suivi du commutateur OLTC (usure des contacts, huile contaminée) est une cause récurrente.
- **Erreurs d'installation** : mauvais serrage, alignement incorrect ou absence de protection contre les surtensions.
- **Défauts de fabrication ou de conception** : matériaux de qualité insuffisante, calculs de tenue aux courts-circuits inadaptés, ou problèmes de qualité lors de la fabrication (jusqu'à 30-35 % des causes dans certaines enquêtes).
- **Facteurs opérationnels** : surcharge chronique due à une mauvaise planification de la charge ou absence de redondance.

Selon les enquêtes CIGRE et IEEE, les causes « design/Manufacturing/installation » et « aging » dominant souvent, avec une part importante de causes « inconnues » (environ 25 %) en raison de la destruction importante lors des pannes majeures.

3.2 Analyse des modes de défaillance

L'Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité (AMDEC), connue sous le nom de Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) en anglais, est une méthode structurée et proactive de gestion des risques. Elle permet d'identifier les défaillances potentielles d'un système, d'un produit ou d'un processus, d'évaluer leurs effets possibles et de déterminer leur niveau de criticité afin de proposer des actions préventives avant que ces défaillances ne se produisent. Cette approche est particulièrement appréciée pour sa simplicité

de mise en œuvre et pour le travail en équipe multidisciplinaire qu'elle encourage. Elle contribue ainsi à améliorer la fiabilité, la sécurité et la qualité globale des systèmes étudiés (El-Awady, 2023).

Une analyse de modes de défaillance, de leurs effets combinés et de leur criticité (AMDEC) produit une liste des modes de défaillance de l'équipement et de leurs effets sur un système. Le mode de défaillance décrit comment l'équipement se brise (ouvert, fermé, on, off, fuites, etc.). La conséquence du mode de bris est déterminée par la réponse du système au bris de l'équipement. Une AMDEC identifie les modes singuliers de bris qui causent ou contribuent de façon significative à un accident. Les erreurs humaines ne sont pas habituellement examinées directement lors d'une AMDEC; cependant les effets d'une mauvaise opération à la suite d'une erreur humaine sont habituellement répertoriés par un mode de bris de l'équipement. Une AMDEC n'est pas un mode d'analyse efficace pour identifier les combinaisons de bris de plusieurs équipements qui pourraient conduire à un événement dangereux.

3.2.1 Origines historiques de l'AMDEC

La méthode AMDEC trouve ses origines à la fin des années 1940 aux États-Unis dans le cadre des procédures militaires, avec la publication du document MIL-P-1629 en 1949 par l'armée américaine.

Elle a ensuite été largement adoptée par la NASA dans les années 1960 lors des programmes spatiaux Apollo.

Dans les années 1970, l'industrie automobile l'a intégrée pour renforcer la qualité et la fiabilité des véhicules.

En 1993, l'AIAG a publié son premier manuel FMEA, et en 2019, l'AIAG et la VDA ont publié un manuel commun harmonisé [49].

Aujourd'hui, l'AMDEC est devenue un outil standard dans de nombreux secteurs industriels et à haut risque tels que l'aéronautique, le médical et le nucléaire.

3.2.2 Principe et déroulement de l'AMDEC

Le principe de l'AMDEC repose sur une analyse systématique. Pour chaque fonction ou composant, on identifie les modes de défaillance possibles, on décrit leurs effets (au niveau local, du sous-système et du système entier), puis on recherche les causes racines. Trois critères sont ensuite cotés sur une échelle de 1 à 10 : la gravité de l'effet (G), l'occurrence de la cause (O) et la détectabilité de la défaillance (D).

Le Nombre de Priorité de Risque (NPR ou RPN) est calculé en multipliant ces trois valeurs : $NPR = G \times O \times D$. Un NPR élevé indique un risque important qui nécessite des actions correctives prioritaires [48].

3.2.3 Les différentes variantes de l'AMDEC

Plusieurs variantes de l'AMDEC existent selon le contexte d'application. La DFMEA (Design FMEA) se concentre sur la phase de conception du produit, tandis que la PFMEA (Process FMEA) porte sur le processus de fabrication ou d'assemblage.

Il existe également la System FMEA pour l'analyse globale des systèmes complexes. Le manuel AIAG & VDA de 2019 harmonise les pratiques entre les approches américaine et allemande. Il introduit une approche en sept étapes et remplace parfois le NPR traditionnel par une table de priorité d'actions (Action Priorité) pour mieux orienter les décisions [49].

3.2.4 Avantages et limites de l'AMDEC

L'AMDEC présente plusieurs avantages. Elle est préventive, permet de réduire les coûts liés aux non-conformités, aux arrêts de production ou aux incidents de sécurité, et s'intègre facilement dans les systèmes de management de la qualité tels que l'ISO 9001 ou l'IATF 16949.

Elle favorise également le retour d'expérience et l'amélioration continue. Cependant, la méthode a certaines limites, notamment la subjectivité des cotations qui dépend de l'expertise de l'équipe, et la difficulté à analyser les interactions complexes entre plusieurs défaillances. Pour surmonter ces points faibles, des versions améliorées intégrant la logique floue ou des outils numériques sont de plus en plus utilisées (El-Awady, 2023 ; Stamatis, 2003).

En résumé, l'AMDEC reste un outil essentiel en ingénierie de la fiabilité et en gestion des risques. Son efficacité dépend de la rigueur de l'équipe, de la qualité des données disponibles et de la mise en œuvre effective des actions identifiées. Avec l'évolution vers l'industrie 4.0, cette méthode tend à se digitaliser et à s'intégrer avec les outils de simulation et de jumeaux numériques.

3.3 Évolution progressive des pannes

Les pannes des transformateurs de puissance ne surviennent généralement pas de manière brutale, mais résultent le plus souvent d'une évolution progressive de dégradations accumulées au fil du temps.

Ce processus commence par des contraintes opérationnelles telles que la surcharge thermique, les harmoniques, les variations de charge ou l'exposition à l'humidité, qui accélèrent le vieillissement de l'isolation (papier et huile). Au début, ces contraintes provoquent une dégradation lente de la cellulose et de l'huile isolante, entraînant une perte progressive des propriétés diélectriques. Avec le temps, des phénomènes comme la formation de bulles, la déformation des enroulements ou l'apparition de décharges partielles s'amplifient, augmentant le risque de défaillance. Cette évolution non linéaire est souvent accélérée par des interactions entre plusieurs facteurs (température, humidité, contraintes électriques et mécaniques).

L'AMDEC permet d'identifier ces modes de défaillance précoces afin d'anticiper l'aggravation avant qu'elle n'atteigne un stade critique [50],[51].

3.4 Défaillances critiques des composants (enroulements, bushings, OLTC)

Parmi les composants les plus critiques d'un transformateur de puissance figurent les enroulements, les traversées (bushings) et le commutateur de prises en charge (OLTC).

Les enroulements sont sujets à des défaillances électriques et mécaniques. Les courts-circuits internes, les surtensions ou les forces électromagnétiques importantes lors de courts-circuits externes peuvent provoquer une déformation, un desserrage ou un claquage de l'isolation inter-spices. Ces défaillances sont souvent liées à un vieillissement accéléré de l'isolation papier due à la température élevée [50].

Les bushings (traversées) constituent l'un des points les plus vulnérables du transformateur. Ils représentent une part importante des pannes majeures (environ 13 à 16 % selon les études). Leurs défaillances sont généralement causées par une dégradation interne de l'isolation (humidité, décharges partielles, vieillissement du condensateur), des fissures dans la porcelaine, des fuites d'huile ou un mauvais contact. Une panne de bushing peut entraîner une explosion violente ou un incendie, avec des risques importants pour le personnel et l'installation [50].

Le commutateur de prises en charge (OLTC) est également un élément critique, responsable d'environ 20 à 31 % des défaillances selon les enquêtes internationales. Les problèmes proviennent principalement de l'usure des contacts due à l'arcing, de la contamination de l'huile du compartiment OLTC, de défaillances mécaniques du mécanisme de commutation ou d'un mauvais entretien. Ces défaillances peuvent causer des surchauffes locales, des arcs persistants ou une perte de régulation de tension [50].

Ces trois composants sont souvent identifiés comme prioritaires dans une analyse AMDEC en raison de leur gravité élevée et de leur contribution significative aux pannes globales du transformateur [51].

3.5. Conséquences des pannes

Les pannes de transformateurs de puissance entraînent des conséquences multiples qui vont bien au-delà de la simple défaillance de l'équipement. Elles affectent directement la continuité de service, la sécurité des personnes et des biens, ainsi que l'économie des installations industrielles.

3.5.1. Impact sur la production industrielle

Dans les usines et sites industriels, une panne de transformateur provoque souvent un arrêt total ou partiel de la production. Cet arrêt entraîne des pertes de matière première, des produits semi-finis gâchés, des retards de livraison et une baisse significative de la productivité. Les temps d'arrêt non planifiés peuvent durer plusieurs jours ou semaines en fonction de la disponibilité d'un transformateur de remplacement, ce qui génère des pertes financières importantes et affecte la compétitivité de l'entreprise [18].

3.5.2. Risques électriques et sécurité

Les défaillances de transformateurs, en particulier celles des bushings ou des enroulements, peuvent provoquer des arcs électriques, des explosions ou des incendies d'huile. Ces événements présentent des risques graves pour la sécurité du personnel (brûlures, projections, intoxications). De plus, une panne peut entraîner des surtensions ou des défauts de terre qui se propagent dans le réseau, augmentant le risque d'accidents électriques [50].

3.5.3. Coûts économiques des défaillances

Les coûts liés aux pannes de transformateurs sont élevés et multiformes. Ils incluent le coût de réparation ou de remplacement du transformateur, les frais de main-d'œuvre spécialisée, les pertes de production et les pénalités contractuelles éventuelles. Dans certains cas, le coût total d'une panne peut atteindre plusieurs millions d'euros lorsqu'on additionne les dommages collatéraux et les pertes de chiffre d'affaires. Les pannes prématurées, souvent évitables par une meilleure maintenance, représentent une part importante des défaillances avant la fin de vie nominale du transformateur [50].

3.5.4. Impact sur la stabilité du réseau

Sur le réseau électrique, une panne de transformateur de puissance peut causer des déséquilibres de tension, des baisses de fréquence ou des interruptions locales d'alimentation. Dans les cas graves, elle peut contribuer à des phénomènes de cascade pouvant affecter la stabilité du réseau régional. Les transformateurs jouent un rôle clé dans la transformation et la distribution de l'énergie ; leur indisponibilité réduit la capacité de transport et oblige les opérateurs à redéployer des ressources pour maintenir l'équilibre offre-demande [58].

3.6. Importance du diagnostic et de la maintenance

Face aux conséquences importantes des pannes, le diagnostic et la maintenance constituent des leviers essentiels pour garantir la fiabilité et prolonger la durée de vie des transformateurs de puissance. Une stratégie de maintenance bien conçue permet de passer d'une approche corrective à une approche préventive et prédictive.

3.6.1. Maintenance préventive

La maintenance préventive consiste à réaliser des interventions périodiques selon un calendrier défini (visites annuelles ou semestrielles). Elle inclut le nettoyage des bushings, la vérification

des niveaux d'huile, le serrage des connexions, les tests électriques de routine et le remplacement des pièces d'usure. Cette approche réduit le risque de défaillance en maintenant l'équipement dans un état de fonctionnement optimal, même si elle ne permet pas toujours de détecter les défauts internes naissants.

3.6.2. Maintenance prédictive

La maintenance prédictive repose sur la surveillance continue ou périodique de l'état réel du transformateur. Elle utilise des données collectées (température, gaz dissous, vibrations, etc.) pour anticiper les défaillances avant qu'elles ne se produisent. Cette stratégie est plus efficace que la maintenance préventive car elle optimise les interventions et réduit les coûts inutiles. Elle s'appuie sur des outils modernes de monitoring en ligne et permet d'intervenir au moment le plus approprié [11].

3.6.3. Techniques de diagnostic (DGA, thermographie, etc.)

Plusieurs techniques de diagnostic sont couramment utilisées pour évaluer l'état des transformateurs. L'Analyse des Gaz Dissous (DGA) est considérée comme l'outil le plus puissant pour détecter les défauts internes (surchauffe, décharges partielles, arcs électriques) en mesurant les gaz générés dans l'huile isolante [19]. La thermographie infrarouge permet d'identifier les points chauds en surface (connexions, bushings, refroidisseurs). D'autres techniques complètent ces méthodes : mesure du facteur de puissance ($\tan \delta$), analyse de l'huile (acidité, teneur en eau), mesure des décharges partielles, ou tests de résistance d'enroulement. L'association de plusieurs techniques offre une vision plus complète et fiable de l'état du transformateur [19].

Conclusion du Chapitre 3

Ce chapitre nous a montré que les transformateurs, malgré leur robustesse, sont soumis à de nombreuses agressions. Les pannes résultent souvent d'une combinaison de facteurs : contraintes électriques (courts-circuits, surtensions), thermiques (surcharges, vieillissement) et mécaniques (vibrations, efforts).

Les composants les plus vulnérables sont les enroulements, les traversées et le changeur de prises. L'analyse des gaz dissous (DGA) s'avère être un outil très efficace pour détecter les défauts avant qu'ils ne provoquent une panne.

Les conséquences des pannes sont graves : arrêts de production, coûts élevés, risques pour la sécurité. Une bonne maintenance, préventive ou prédictive, est donc indispensable pour éviter ces situations.

4 Chapitre 4 : Étude des protections des transformateurs de puissance.

Les transformateurs de puissance constituent des composants stratégiques et coûteux des réseaux électriques de transport et de distribution. Ils assurent la conversion des niveaux de tension nécessaire au transport efficace de l'énergie électrique sur de longues distances avec des pertes minimales, tout en répondant aux exigences des consommateurs finaux. Leur disponibilité et leur fiabilité conditionnent directement la continuité de service et la stabilité du réseau électrique [13].

Cependant, ces équipements sont exposés à diverses contraintes électriques, thermiques, mécaniques et environnementales susceptibles de provoquer des défauts internes (courts-circuits entre spires, défauts d'isolement à la masse, arcs internes, surchauffe de l'huile) ou des défauts externes (surcharges prolongées, courts-circuits en amont ou en aval). Sans détection et élimination rapides, ces anomalies peuvent entraîner des dommages graves, tels que la dégradation de l'isolation, un incendie ou une explosion, provoquant des interruptions prolongées de l'alimentation et des coûts économiques très élevés liés à la réparation ou au remplacement d'un transformateur de forte puissance [59]

4.1 Les principaux défauts des transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance, éléments essentiels des réseaux électriques, sont soumis à diverses contraintes qui peuvent entraîner l'apparition de défauts. Ces défauts sont généralement classés en deux grandes catégories : les défauts internes, qui se produisent à l'intérieur de la cuve, et les défauts externes, qui apparaissent en dehors du transformateur [46]. Une identification précise de ces défauts est indispensable pour concevoir un système de protection adapté et limiter les conséquences économiques et techniques.

4.1.1. Défauts internes

Les défauts internes constituent la principale cause de dommages graves sur les transformateurs de puissance. Ils affectent directement les enroulements, l'isolation et l'huile isolante.

Les courts-circuits entre spires et entre phases résultent souvent de la dégradation progressive de l'isolation diélectrique due au vieillissement thermique, aux surtensions répétées ou à des contraintes mécaniques. Ces défauts génèrent des arcs internes et une production importante de gaz dans l'huile, ce qui peut mener à une détérioration rapide de l'équipement [60].

Les défauts d'isolement à la masse et les arcs internes représentent également un risque majeur. Ils sont généralement provoqués par une humidité excessive, une contamination de l'huile ou un vieillissement avancé du papier isolant. Ces anomalies peuvent évoluer rapidement vers des décharges de haute énergie entraînant une dégradation thermique et mécanique importante [13]. La surchauffe thermique et la dégradation de l'isolation et de l'huile constituent un autre type de défaut interne fréquent. Elles surviennent lors de surcharges prolongées, d'un refroidissement insuffisant ou de la présence de points chauds, notamment au niveau du régleur en charge. Ces phénomènes accélèrent le vieillissement de l'huile et du papier isolant [17]. Enfin, les défauts du régleur en charge (OLTC) tels que l'usure des contacts ou les blocages mécaniques sont responsables d'un nombre important de pannes dans les transformateurs équipés de ce dispositif [46].

4.1.2. Défauts externes

Les défauts externes se manifestent en dehors de la cuve du transformateur mais exercent des contraintes importantes sur l'équipement. Bien qu'ils n'endommagent pas directement l'intérieur, ils peuvent provoquer des contraintes thermiques et électrodynamiques sévères si la protection n'intervient pas rapidement.

Les surcharges prolongées constituent l'un des défauts externes les plus courants. Elles entraînent une élévation excessive de la température des enroulements et de l'huile, accélérant ainsi le vieillissement de l'isolation sans nécessairement provoquer un court-circuit immédiat [13].

Les courts-circuits en amont ou en aval du transformateur génèrent des courants de défaut très élevés qui produisent des forces électrodynamiques importantes susceptibles de déformer les enroulements ou d'endommager l'isolation [60].

Les surtensions d'origine atmosphérique ou de manœuvre, ainsi que la surexcitation, peuvent également solliciter fortement l'isolation des enroulements et des traversées. Ces phénomènes sont souvent liés à des opérations de commutation ou à des impacts de foudre [17].

Les phénomènes transitoires, notamment le courant d'enclenchement (inrush current) et les harmoniques, bien qu'ils ne constituent pas des défauts à proprement parler, peuvent être confondus avec des défauts internes par les dispositifs de protection et doivent donc être pris en compte dans l'analyse [46].

La distinction entre défauts internes et externes est fondamentale pour le choix et le dimensionnement des protections, car certaines protections (comme le relais Buchholz) sont

plus adaptées aux défauts internes tandis que d'autres (protections de courant) traitent à la fois les défauts internes et externes.

4.2 Protections électriques contre les surcharges et courts-circuits

Les protections mécaniques et thermiques forment la première ligne de défense des transformateurs de puissance immergés dans l'huile. Contrairement aux protections électriques, elles sont basées sur l'observation directe de phénomènes physiques internes tels que le dégagement de gaz, l'élévation de température ou l'augmentation de pression. Elles ne requièrent aucune mesure de courant ou de tension, ce qui leur confère une grande simplicité et une fiabilité élevée. Ces protections sont particulièrement adaptées à la détection précoce des défauts internes de faible énergie, permettant ainsi d'intervenir avant que ces anomalies n'évoluent vers des arcs internes violents ou une détérioration irréversible de l'isolation [60].

4.2.1 Protection thermique (fonction 49)

La protection thermique (ANSI 49 ou 49RMS) protège le transformateur contre les surcharges qui provoquent un échauffement excessif des enroulements, de l'huile ou des matériaux isolants.

- Principe : Elle utilise un modèle thermique (image thermique) basé sur l'équation thermique :

$$\theta(t) = \theta_f + (\theta_i - \theta_f) \cdot e^{-t/\tau}$$

où τ est la constante de temps thermique du transformateur (cuivre + fer + refroidissement).

Elle calcule l'échauffement à partir du courant (souvent I^2t) avec mémoire des états précédents.

- Fonctionnement:

- Seuil de pré-alarme (ex. 90-95 % de la température maximale).
- Seuil de déclenchement pour éviter d'atteindre la limite d'isolation (généralement en considérant une température ambiante maximale de 40 °C).
- Souvent combinée avec des mesures directes de température d'huile ou d'enroulements (via sondes).

- Avantages: Protège contre les surcharges de longue durée qui ne sont pas détectées par les protections de courant instantanées. Elle est essentielle pour préserver la durée de vie du transformateur.

4.2.2 Protection à maximum de courant (fonctions 50/51)

Ces protections détectent les surintensités (surcharges et courts-circuits).

- Fonction 50 (Instantanée ou à temps indépendant) :

Déclenchement rapide lorsque le courant dépasse un seuil fixe (ex. 1 à 3,5 I_n ou plus), avec ou sans courte temporisation. Idéale pour les courts-circuits violents proches.

- Fonction 51 (à temps inverse) :

Le temps de déclenchement diminue quand le courant augmente (courbes normalisées : très inverse, extrêmement inverse, etc.). Elle assure la *****sélectivité***** avec les protections aval (ex. sur le secondaire du transformateur).

- Application au transformateur :

- Placée côté primaire pour protéger contre les défauts entre phases.
- Sert souvent de protection de secours à la différentielle (87T).
- Doit tenir compte du courant d'appel magnétisant à l'enclenchement.

4.2.3 Protection contre les défauts à la terre (50N/51N)

Ces fonctions détectent les défauts à la terre (défauts phase-terre ou entre spires avec chemin à la terre).

- Principe : Mesure du courant résiduel (I_o) :

- Calculé : $I_o = (I_1 + I_2 + I_3)/3$ (somme vectorielle des phases).
- Ou mesuré directement via un tore homopolaire ou TC de neutre.
- 50N : Instantanée ou à temps indépendant pour les défauts francs à la terre.
- 51N : À temps inverse pour les défauts résistants ou pour assurer la sélectivité.

- Particularité : Très importante sur les transformateurs dont le neutre est mis à la terre (directement ou par impédance). Elle complète la 50/51 phases et détecte les défauts internes comme les amorçages cuve-terre.

4.3 Protection différentielle

4.3.1 Principe et fonctionnement (fonction 87T)

La protection différentielle (ANSI 87T) est la protection principale des transformateurs de puissance. Elle offre une sélectivité absolue et un déclenchement très rapide pour les défauts internes.

- Principe : Comparaison des courants entrant et sortant de la zone protégée (le transformateur).

En régime normal ou en défaut externe :

$I_{\text{primaire}} (\text{recalé}) \approx I_{\text{secondaire}} \rightarrow \text{courant différentiel } I_d \approx 0.$

En défaut interne : $I_d > \text{seuil} \rightarrow \text{déclenchement}.$

- Adaptations nécessaires :

- Recalage du rapport de transformation (numérique dans les relais modernes).

- Compensation du déphasage dû au couplage (ex. Dyn11, Yd1, etc.).

- Filtrage des harmoniques (2e harmonique pour bloquer lors de l'enclenchement à vide).

- Fonctionnement : Généralement à deux pentes (caractéristique stabilisée) pour assurer la sensibilité aux petits défauts internes et la stabilité aux défauts externes.

4.3.2 Phénomènes perturbateurs et stabilisation

La protection différentielle doit rester stable (ne pas déclencher à tort) face à :

- Saturation des transformateurs de courant (TC) lors de défauts externes (fort courant traversant + composante continue).
- Courant d'appel magnétisant à l'enclenchement (riche en 2e harmonique).

- Erreurs de mesure dues aux rapports TC, déphasages, ou erreurs de classe.

- **Moyens de stabilisation :**

- Caractéristique à pourcentage (pente 10-80 %) : le seuil de déclenchement augmente avec le courant de polarisation (courant traversant).

- Blocage par 2e harmonique.

- Algorithmes numériques de détection de saturation des TC.

- Haute impédance ou basse impédance selon le schéma.

Sans stabilisation, un défaut externe pourrait provoquer un faux déclenchement.

4.3.3 Protection différentielle de terre restreinte (REF)

La Restricted Earth Fault (REF ou 87N/87NL) est une protection différentielle homopolaire limitée à la zone proche du neutre ou des enroulements.

- Principe : Compare le courant de neutre (ou résiduel) avec la somme des courants de phases.

Elle détecte les défauts à la terre dans une partie restreinte des enroulements (près du neutre), où la protection différentielle classique (87T) est moins sensible (faible courant de défaut).

- Avantages : Très sensible aux défauts terre internes, même avec faible courant. Souvent à basse impédance dans les relais numériques.

- Utilisation : Complément idéal à la 87T, surtout sur les transformateurs avec neutre mis à la terre.

4.4 Protections spécifiques

4.4.1 Protection contre la surexcitation (fonction 24)

La protection contre la surexcitation ou overfluxing (ANSI 24) surveille le rapport V/Hz (tension/fréquence).

- Principe : Une surexcitation (flux magnétique excessif) se produit quand V/Hz dépasse la valeur nominale (ex. due à une surtension, sous-fréquence, ou régulation AVR défaillante).

Cela provoque un échauffement du noyau magnétique, des pertes accrues et des risques de saturation.

- Fonctionnement :

- Courbes de déclenchement (définitives ou temporisées) en fonction de V/Hz (ex. 110 %, 120 %, etc.).

- Alarme + déclenchement progressif selon la gravité.

- Application : Essentielle pour les transformateurs unitaires (générateur-transformateur) et les transformateurs soumis à des variations de fréquence/tension. Elle prévient les dommages thermiques au noyau.

4.4.2 Protection directionnelle et autres protections complémentaires

- Protection directionnelle (ANSI 67 / 67N) :

Détermine la direction du défaut (amont/aval) en comparant le courant avec une tension de polarisation. Utile en cas de réseaux maillés, parallélisme de transformateurs, ou pour la sélectivité directionnelle terre (67N).

- **Autres protections complémentaires : courantes pour transformateurs :**

- 46 : Déséquilibre de courant (séquence inverse).

- 49 : Thermique

- 27/59 : Sous/surtension.

- 81 : Sous/surfréquence.

- 50BF : Défaillance disjoncteur (breaker failure).

- Buchholz + thermomètre à huile + relais de pression (protections non électriques).

- Masse-cuve (courant entre cuve et terre).

Ces protections assurent une redondance et couvrent les cas où la protection principale (87T) ou les 50/51 ne suffisent pas.

4.5 Critères de réglage et coordination des protections

La protection des transformateurs de puissance repose sur une configuration rigoureuse des dispositifs de protection afin d'assurer la sécurité des équipements et la continuité de service du réseau électrique. Le réglage et la coordination des protections constituent une étape essentielle dans laquelle plusieurs paramètres techniques doivent être définis avec précision afin d'assurer une détection fiable des défauts et un déclenchement sélectif des disjoncteurs.

4.5.1 Méthodologie de réglage

Le réglage des dispositifs de protection consiste à définir les seuils de déclenchement et les temporisations adaptées aux caractéristiques du transformateur et du réseau électrique. Cette étape repose sur une analyse approfondie des paramètres nominaux du transformateur tels que la puissance, la tension, le courant nominal et l'impédance de court-circuit.

La méthodologie de réglage débute généralement par le calcul des courants nominaux et des courants de défaut potentiels.

Ces valeurs servent de base pour déterminer les seuils de protection contre les surintensités et les défauts internes. Par exemple, le courant nominal d'un transformateur triphasé est donné par :

$$I_n = S / (\sqrt{3} \times V)$$

Où S représente la puissance apparente du transformateur et V la tension nominale.

Les réglages doivent également prendre en compte les caractéristiques thermiques des enroulements afin d'éviter tout déclenchement intempestif lors des variations normales de charge. De plus, les protections doivent être suffisamment sensibles pour détecter rapidement les défauts internes tout en assurant une stabilité face aux perturbations transitoires [52].

4.5.2 Coordination et sélectivité

La coordination des protections consiste à organiser les dispositifs de protection de manière à isoler uniquement la partie défectueuse du réseau, sans perturber le reste du système électrique. Ce principe repose sur la notion de sélectivité, qui garantit que le dispositif de protection le plus proche du défaut agit en premier.

La sélectivité peut être :

- chronométrique, basée sur des temporisations différentes entre protections successives,
- ampérométrique, basée sur des seuils de courant différents,
- Ou logique, dans les systèmes numériques avancés.

Une bonne coordination permet d'éviter les coupures généralisées et d'améliorer la continuité de service. Dans les réseaux modernes, cette coordination est souvent assurée par des relais numériques programmables, capables de communiquer entre eux et d'ajuster dynamiquement leurs paramètres [61].

Par ailleurs, la coordination doit tenir compte de la hiérarchie des protections, notamment entre :

- La protection du transformateur,
- La protection des départs,
- La protection générale du réseau.

4.5.3 Exemples de réglages

Les réglages des protections d'un transformateur de puissance peuvent être définis comme suit :

- **Protection surintensité (50/51)** : réglée entre 1,2 et 1,5 fois le courant nominal afin d'éviter les déclenchements intempestifs en régime normal.
- **Protection différentielle (87T)** : réglée avec un seuil de sensibilité faible (généralement 0,2 à 0,3 pu) pour détecter les défauts internes.
- **Protection thermique (49)** : basée sur un modèle d'échauffement des enroulements, intégrant la constante thermique du transformateur.
- **Protection contre les défauts à la terre (50N/51N)** : réglée selon la sensibilité du réseau de mise à la terre.

Ces réglages doivent être ajustés en fonction des caractéristiques spécifiques du transformateur et du réseau auquel il est connecté. Une mauvaise coordination peut entraîner soit des déclenchements intempestifs, soit un retard dangereux dans l'élimination des défauts, compromettant ainsi la sécurité de l'installation [62].

4.6 Protections numériques et évolutions technologiques

L'intégration des technologies numériques dans les systèmes de protection des transformateurs de puissance constitue une avancée majeure dans le domaine des réseaux électriques. Face à l'évolution des réseaux et à l'augmentation des exigences en matière de fiabilité, de rapidité et de continuité de service, les systèmes de protection ont progressivement évolué des dispositifs électromécaniques vers des relais numériques basés sur des microprocesseurs. Ces derniers permettent un traitement rapide et précis des grandeurs électriques, garantissant ainsi une détection efficace des défauts et une meilleure coordination des protections [61].

4.6.1 Principe de fonctionnement des protections numériques

Les protections numériques reposent sur la conversion des signaux analogiques issus des transformateurs de courant et de tension en signaux numériques, à l'aide de convertisseurs analogique-numérique. Une fois numérisées, ces grandeurs sont traitées par des algorithmes sophistiqués capables d'identifier différents types de défauts, tels que les courts-circuits internes, les surcharges ou les défauts d'isolement.

Cette approche permet d'améliorer considérablement la précision des mesures et de réduire les temps de réponse. En conséquence, les protections numériques contribuent à limiter les dommages matériels et à maintenir la stabilité du réseau électrique en cas de perturbation [62].

4.6.2 Multifonctionnalité et performances

L'un des principaux avantages des protections numériques réside dans leur capacité à intégrer plusieurs fonctions au sein d'un seul dispositif. Un relais numérique peut ainsi assurer simultanément :

- La protection différentielle,
- La protection thermique (fonction 49),
- La protection contre les surintensités,
- La détection des défauts à la terre.

Cette multifonctionnalité permet de réduire le nombre d'équipements installés, de simplifier l'architecture des postes électriques et d'améliorer la fiabilité globale du système. Elle facilite également la maintenance et le paramétrage des protections (Khaldi & Saadi, 2020).

4.6.3 Communication et intégration dans les systèmes SCADA

Les protections numériques se distinguent également par leur capacité de communication avec les systèmes de supervision. Grâce à des protocoles normalisés tels que l'IEC 61850, elles peuvent être intégrées dans des systèmes SCADA permettant une surveillance en temps réel des installations électriques.

Cette interconnexion offre plusieurs avantages, notamment :

- Le suivi continu des paramètres électriques,
- L'enregistrement des événements et des défauts,
- L'analyse post-défaut pour améliorer la maintenance.

Ainsi, les protections numériques contribuent à une gestion plus efficace et plus intelligente des réseaux électriques [61].

4.6.4 Évolutions technologiques récentes

Les avancées technologiques récentes ont profondément transformé le domaine des protections électriques, en introduisant des approches innovantes basées sur l'exploitation des données et les technologies intelligentes. Parmi ces évolutions, la maintenance prédictive s'impose comme une solution stratégique permettant d'améliorer la fiabilité et la disponibilité des transformateurs de puissance. Contrairement à la maintenance corrective ou préventive traditionnelle, cette approche repose sur la collecte continue de données issues de capteurs installés sur les équipements, telles que la température, les courants, les vibrations ou encore l'état de l'huile isolante. Ces données sont ensuite analysées en temps réel afin de détecter des anomalies ou des dérives de fonctionnement avant qu'elles ne conduisent à des défaillances critiques [59].

Cette capacité d'anticipation permet non seulement de réduire les risques de pannes imprévues, mais également d'optimiser les opérations de maintenance en intervenant uniquement lorsque cela est nécessaire. Par conséquent, la maintenance prédictive contribue à diminuer les coûts d'exploitation, à prolonger la durée de vie des équipements et à améliorer la continuité de service dans les réseaux électriques. Elle s'inscrit pleinement dans la logique des réseaux intelligents (smart grids), où la gestion proactive des équipements devient essentielle.

Par ailleurs, l'intégration de l'intelligence artificielle (IA) dans les systèmes de protection représente une avancée significative dans l'analyse et l'interprétation des données. Les techniques d'apprentissage automatique (machine Learning) et d'apprentissage profond (Deep Learning) permettent de modéliser le comportement normal des transformateurs et d'identifier automatiquement des schémas anormaux indiquant la présence de défauts. Ces systèmes intelligents sont capables de traiter de grandes quantités de données complexes, souvent impossibles à analyser efficacement par des méthodes classiques.

En outre, l'intelligence artificielle permet d'améliorer la précision de la détection des défauts, en réduisant les fausses alarmes et en identifiant plus rapidement les anomalies réelles. Elle contribue également à optimiser les stratégies de protection en adaptant dynamiquement les seuils de déclenchement en fonction des conditions d'exploitation du réseau. Cette adaptabilité renforce la sélectivité et la rapidité des protections, tout en minimisant les interruptions inutiles.

La combinaison de la maintenance prédictive et de l'intelligence artificielle ouvre la voie à une gestion intelligente et autonome des systèmes électriques, où les équipements deviennent capables d'auto-diagnostiquer leur état et de recommander des actions correctives. Ces technologies participent ainsi à l'amélioration globale de la fiabilité des transformateurs, à la réduction des coûts de maintenance et à l'optimisation des performances des réseaux électriques modernes [59].

4.6.5 Limites et défis des protections numériques

Malgré leurs nombreux avantages, les protections numériques présentent certaines contraintes. Leur mise en œuvre nécessite une expertise technique avancée, notamment pour le paramétrage et la gestion des communications. De plus, leur dépendance aux systèmes informatiques les expose à des risques liés à la cybersécurité, ce qui impose l'adoption de mesures de protection spécifiques.

Le coût initial d'investissement peut être élevé, ce qui constitue parfois un frein à leur adoption, notamment dans les infrastructures anciennes. Toutefois, ces coûts sont généralement compensés par les gains en performance, en fiabilité et en maintenance à long terme [59]

Conclusion du Chapitre 4

Ce chapitre a montré qu'une bonne protection repose sur plusieurs dispositifs qui se complètent. L'expérience pratique chez HELIOS SPA nous a montré l'importance de la surveillance de l'huile et l'huile fiable

complètent. La protection différentielle (87T) est la plus importante pour les défauts internes. Elle est épaulée par les protections de courant (50/51) pour les défauts externes, la protection thermique (49) pour les surcharges, et le relais Buchholz pour les anomalies naissantes.

La coordination entre ces protections est essentielle pour éviter les déclenchements intempestifs. Les réglages doivent être précis et adaptés à chaque transformateur.

Les protections numériques modernes offrent de nombreux avantages : elles intègrent plusieurs fonctions, communiquent avec les systèmes de supervision et permettent une maintenance prédictive.

Expérience pratique : prélèvement d'huile d'un transformateur de puissance



Figure 4-1 : transformateur de puissance

Dans le cadre de notre stage effectué au sein de l'unité de séparation d'air de la société HELIOS SPA à Arzew, nous avons eu l'occasion d'assister à une opération de maintenance préventive réalisée sur un transformateur de puissance immergé dans l'huile. Cette intervention a été effectuée par les techniciens électriciens de BM ELECTRIC, dans le cadre du suivi annuel des équipements électriques de l'installation.

L'opération concernait un transformateur fabriqué par Schneider Electric, utilisé pour abaisser la tension de 30 kV vers environ 5,5 kV afin d'alimenter les équipements industriels de l'usine. D'après la plaque signalétique du transformateur, sa puissance nominale est de 12,5 MVA, avec un système de refroidissement de type ONAN (Oil Natural Air Natural) et un groupe vectoriel Dyn11. Le transformateur est également équipé d'un changeur de prises en charge (OLTC), permettant de régler la tension sans interrompre le fonctionnement de l'installation.

Durant cette sortie sur le terrain, nous avons pu observer plusieurs éléments importants du transformateur, notamment le conservateur d'huile, les radiateurs de refroidissement, le filtre déshydrateur contenant du gel de silice ainsi que le relais Buchholz, appelé communément « Buchholz ». Ce dispositif joue un rôle essentiel dans la protection du transformateur, car il détecte la présence de gaz ou de bulles à l'intérieur de l'huile, ce qui peut indiquer un défaut interne ou un échauffement anormal.

L'objectif principal de l'intervention était le prélèvement d'un échantillon d'huile isolante afin de réaliser des analyses au laboratoire. Ce contrôle est effectué périodiquement pour vérifier l'état de l'huile, détecter d'éventuelles anomalies internes et prévenir les pannes avant qu'elles ne deviennent critiques. L'analyse des gaz dissous dans l'huile permet notamment d'identifier certains défauts électriques ou thermiques à l'intérieur du transformateur.

L'opération s'est déroulée en plusieurs étapes. Les techniciens ont d'abord sécurisé la zone de travail puis nettoyé la vanne de prélèvement afin d'éviter toute contamination de l'échantillon. Ensuite, une petite quantité d'huile a été évacuée avant le remplissage du flacon destiné à l'analyse. Cette précaution permet d'obtenir un échantillon représentatif de l'état réel de l'huile à l'intérieur du transformateur.

Au cours de l'inspection visuelle, certaines anomalies ont été constatées, notamment des fuites d'huile au niveau de quelques joints d'étanchéité ainsi que sur certaines vannes. Les techniciens ont expliqué que ce type de fuite est fréquent sur les transformateurs en service depuis plusieurs années, à cause du vieillissement des joints, des vibrations mécaniques et des variations de température. Ces défauts peuvent entraîner une diminution du niveau d'huile et favoriser l'entrée d'humidité, ce qui risque de dégrader les propriétés isolantes du transformateur.



Figure 4-2 : Maintenance d'un transformateur enpuissance

Cette expérience nous a permis de mieux comprendre l'importance de la maintenance préventive dans les installations électriques industrielles. Elle nous a également permis d'observer concrètement le fonctionnement des différents organes de protection et de refroidissement d'un transformateur de puissance. Enfin, cette intervention a montré que le contrôle régulier de l'huile isolante et la réparation rapide des fuites contribuent directement à améliorer la fiabilité et la durée de vie des transformateurs électriques utilisés dans l'industrie.

Conclusion générale

Nous pouvons affirmer que les transformateurs de puissance jouent un rôle vital dans la chaîne de production et de distribution de l'énergie électrique, particulièrement dans les applications industrielles. Leur protection efficace est donc indispensable pour assurer la continuité du service et minimiser les risques de défaillance.

Dans le Chapitre 1, nous avons présenté les généralités sur les transformateurs de puissance ainsi que les différentes définitions relatives aux enroulements.

Le Chapitre 2 a permis d'approfondir la constitution physique et le principe de fonctionnement des enroulements, en mettant en évidence leur complexité constructive et leur rôle déterminant dans la performance globale du transformateur.

Le Chapitre 3 a été consacré à l'analyse des causes des pannes les plus courantes dans un contexte industriel. Les défauts internes (court-circuit entre spires, défauts à la terre, surchauffe, vieillissement de l'isolation) et externes (surcharges, courts-circuits, surtensions, surfréquences) ont été étudiés en détail. Cette analyse a révélé que la majorité des pannes trouvées sont à cause des contraintes thermiques, électriques ou dans un défaut de maintenance.

Le Chapitre 4 a constitué le cœur technique de ce travail. Nous y avons détaillé les principales fonctions de protection utilisées pour sécuriser les transformateurs :

- La protection thermique (49) qui simule le comportement thermique de l'appareil ;
- Les protections à maximum de courant (50/51) et défauts à la terre (50N/51N) pour détecter les surintensités et les défauts phase-terre ;
- La protection différentielle (87T), protection principale offrant une sélectivité absolue et un déclenchement rapide pour les défauts internes, avec ses mécanismes de stabilisation face aux phénomènes perturbateurs (courant d'appel magnétisant, saturation des TC) ;
- La protection différentielle de terre restreinte (REF) pour une sensibilité accrue aux défauts terre près du neutre ;
- Les protections spécifiques telles que la protection contre la surexcitation (24), les protections directionnelles et les fonctions complémentaires.

Cette étude a mis en évidence que la protection d'un transformateur ne repose pas sur une fonction unique, mais sur une stratégie de protection multicouche associant protections électriques, protections non électriques (Buchholz, relais de pression, thermomètres à huile, masse-cuve) et une coordination rigoureuse entre les différents relais.

En conclusion, une protection bien conçue, correctement réglée et régulièrement testée permet non seulement de détecter et d'éliminer rapidement les défauts, mais surtout de préserver le capital installé, d'allonger la durée de vie des transformateurs et de garantir la sécurité des installations industrielles.

Ce mémoire ouvre également sur des perspectives futures : l'intégration des technologies numériques avancées (IEC 61850, intelligence artificielle pour l'analyse des transitoires), la maintenance conditionnelle basée sur l'analyse des gaz dissous (DGA) et l'optimisation des plans de protection dans un réseau de plus en plus complexe marqué par l'insertion des énergies renouvelables.

Enfin, nous espérons que ce travail apportera une contribution modeste mais utile aux étudiants, aux ingénieurs et aux techniciens confrontés à la protection et à la maintenance des transformateurs de puissance dans le milieu industriel algérien.

Les références bibliographiques :

- [1] Harlow,J,H.ELElectric Power Transformer Engineering (2012) : Cité pour l'importance des transformateurs dans le réseau (p. 3) et l'historique de Michael Faraday (pp. 7, 18).
- [2] Winders,Power Transformers : Principeles and Applications (2002) : Cité pour le principe d'induction et l'isolation (p. 3), ainsi que pour le transformateur ZBD (p. 8).
- [3] P. Gill, Electrical Power Equipment Maintenance and Testing, 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2008 : Cité pour les contraintes mécaniques (p. 3), les défaillances des spires (p. 5) et l'ascension de Westinghouse (p. 8).
- [4] Power Transformers - Part 1: General, IEC Standard 60076-1, 2012: Cité pour la prolongation de la durée de vie (p. 3) et les niveaux de tension ultra-haute (p. 8).
- [5] Guidelines for Data-Driven Predictive Maintenance in Smart Transformers," IEEE *Transactions on Power Delivery*, vol. 39, no. 2, pp. 112-125, 2024. : Cité pour la surveillance continue (p. 3), les limites du diagnostic FRA (p. 5) et les Smart Transformers (p. 8).
- [6] J.-D. Chatelain, Machines électriques, vol. 10. Lausanne, Switzerland: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1983 : Cité pour la définition technique du transformateur électrique (p. 8).
- [7] M. J. Heathcote, J & P Transformer Book: A Practical Technology of the Power Transformer, 13th ed. Oxford, UK: Newnes, 2011. : Cité pour le rendement optimal (p. 8), la gestion des flux de puissance (p. 9) et l'explication des pertes en court-circuit (p. 17).
- [8] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, *Power System Analysis*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994. : Cité pour la diversité des formes de transformateurs (p. 9).
- [9] S. V. Kulkarni and S. A. Khaparde, Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics, 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, (2017/2012) : Cités pour la gestion thermique (p. 9), les pertes fer (p. 17), le rendement (p. 18) et les enroulements alternés (p. 22).
- [10] M. Azeem, "Evaluation of Electrodynamic Forces in Transformer Windings under Short-Circuit," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 15, no. 3, pp. 412-425, 2021 : Cité pour la tenue mécanique sur 30 ans (p. 9) et la topologie des enroulements face aux chocs (p. 18).

- [11] S. Tenbohlen et al., "Advanced online monitoring systems for power transformers," in Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016, pp. 1-5 : Cité pour les systèmes de surveillance (p. 9) et l'optimisation du cycle de vie (p. 19).
- [12] A. Patero, *Electromagnetic Modeling and Flux Analysis in Modern Power Transformers*. Berlin, Germany: Springer Engineering, 2023 : Cité pour le phénomène d'induction électromagnétique et la création du champ magnétique (p. 10).
- [13] M. Lambert, *Principles of Electrical Machines and Power Electronic Converters*. London, UK: Academic Press, 2023 : Cité pour le transfert d'énergie sans connexion physique (p. 10).
- [14] R. M. Del Vecchio et al., *Transformer Design Principles: With Applications to Core-Form Power Transformers*, 2nd ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2010 : Cité pour la formule du rapport de transformation (p. 11) et l'isolement galvanique (p. 13).
- [15] D. Z. Senia, "Constitution structurelle et blocs fonctionnels des transformateurs de *distribution*," *Journal de Génie Électrique (ASJP)*, vol. 12, no. 1, pp. 45-58, 2024: Cité pour la constitution en trois blocs (p. 11), le relais Buchholz (p. 14), la classification des transformateurs (p. 15) et les enroulements cylindriques (p. 21).
- [16] IEC (2023) : Cité pour l'isolation des tôles du circuit magnétique (p. 12).
- [17] W. M. Flanagan, *Handbook of Transformer Design and Applications*, 2nd ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1993 : Cité pour le rôle du circuit magnétique (p. 13).
- [18] Evernew Transformer, "Design and Mechanical Withstand Capability of Substation Winding Systems under IEC Short-Circuit Standards," *Evernew Power Technical Papers*, Tech. Rep. WP-2025-04, 2025 : Cité pour la résistance aux courants de court-circuit (p. 13), le commutateur de prises (p. 14), les transformateurs immergés (p. 16), l'intégrité diélectrique (p. 21) et les enroulements en hélice (p. 22).
- [19] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, IEEE Std C57.104-2019, Nov. 2019.``
- [20] Meta Power Solutions, "Dielectric Fluid Degradation: Impact of Moisture and Oxidation on Power Transformer Reliability," *MPS Technical White Papers*, Tech. Rep. MP-2024-11, 2024: Cité pour le fluide diélectrique (p. 13) et la classification selon la tension (p. 15).

- [21] ABB Power Grids, *Testing and Diagnostics of High-Voltage Condenser Bushings*, Reference Guide 1ZUA000002-EN, 2020.
- [22] SNC Manufacturing Co., "Isolation Transformers: Technical Applications in Medical Devices and Noise Mitigation," *SNC Technical Papers*, Tech. Rep. WP-2022-09, 2022. : Cité pour le rôle du transformateur d'isolement (p. 16).
- [23] NRETEC, "Design Criteria and Thermal Performance of High-Voltage Power Transformers for Grid Stability," National Renewable Energy Technologies and Engineering Center, Tech. Rep. TR-2024-89, 2024: Cité pour l'efficacité des transformateurs de puissance (p. 16), l'autotransformateur et le transformateur de redressement (p. 17).
- [24] Power Distribution, Voltage Regulation and Tap Changer Technologies, Engineers Guidebook, 6th ed., Industrial Press, 2025 : Cité pour les transformateurs abaisseurs (p. 15).
- [25] CN-Delixi Electric, "Compact Distribution Transformers: Technical Specifications and Urban Installation Guidelines," Delixi Technical Product Series, 2025 : Cité pour les transformateurs de distribution (p. 16).
- [26] Instrument Transformers: Operation, Accuracy Classes and Protection Applications of CT and PT," Electrical Technology Educational Series, Oct. 2019 : Cité pour les transformateurs de mesure (TC et TP) (p. 16).
- [27] RGPV, "Electrical Machines and Core/Shell Transformer Design Principles," Department of Electrical Engineering Lecture Series, 2023 : Cité pour la distinction entre types à colonnes et cuirassés (p. 16).
- [28] Circé Technologies, "Dry-Type Transformers: Epoxy Resin Technology, Fire Safety and Applications in Sensitive Environments," Circé Technical White Papers, 2023 : Cité pour les transformateurs secs en résine (p. 16).
- [29] H. A. Bakar et al., "Effect of power transformer efficiency on carbon footprint reduction and grid integration of renewable energy sources," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 745-753, 2014 &
- [30] R. C. Degeneff, *Advanced Transformer Engineering: Grid Integration of Renewable Energy and Modern Power Systems*. New York, NY, USA: Utility Systems Press, 2022 : Cités pour l'intégration des énergies renouvelables (p. 18).

- [31] IEEE (2019) : Cité pour la normalisation des techniques FRA et DGA (p. 19).
- [32] J. O. Agupugo et al., "Thermal performance and hot-spot temperature evaluation in power transformer windings," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 39, no. 1, pp. 210-221, Feb. 2024 : Cité pour la conception des enroulements comme facteur critique (p. 19).
- [33] A. Chaouch, "Modélisation et analyse du comportement magnétique des enroulements de transformateurs en régime sinusoïdal," *Journal of Electrical Engineering, ASJP*, vol. 11, no. 2, pp. 88-97, 2023 : Cité pour le rôle du primaire (p. 19), la qualité de la tension (p. 20) et les enroulements HT (p. 21).
- [34] M. Boulefaa, "Optimisation des enroulements tertiaires pour le filtrage des harmoniques et la stabilité de la tension dans les réseaux intelligents (Smart Grids)," *Algerian Journal of Signals and Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 34-45, 2023: Cité pour l'utilité des enroulements de réglage ou tertiaires (p. 19).
- [35] A. Belmazouzi and M. Kious, "Modélisation du comportement thermique et évaluation de la durée de vie résiduelle des isolants solides dans les transformateurs de puissance," *Algerian Journal of Signals and Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 78-89, 2022 : Cités pour le comportement thermique, la durée de vie (p. 20) et les enroulements en galettes (p. 21).
- [36] L. Chauvin, *Dimensionnement et impédance de court-circuit des transformateurs : Impact sur la protection des réseaux électriques de puissance*. Paris, France: Éditions Techniques de l'Ingénieur, 2024 : Cité pour l'impédance de court-circuit (p. 20) et la tenue mécanique des bobinages (p. 20).
- [37] J. C. Das, *Harmonic Distortion and Power Quality in Large Power Systems: Analysis, Modeling, and Mitigation*. Piscataway, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2023 : Cité pour l'utilisation des enroulements tertiaires (p. 21).
- [38] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2012
- [39] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, and S. D. Umans, *Electric Machinery*, 6th ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2003
- [40] P. Cash Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2013

- [41] M. G. Say, *Alternating Current Machines*, 5th ed. New York, NY, USA: John Wiley & Sons, 1983
- [42] A. El Hadj and M. Kerkar, "Analyse des contraintes diélectriques et modélisation du vieillissement des isolants solides dans les transformateurs de puissance," *Algerian Journal of Signals and Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 112-124, 2022
- [43] S. Abdoun, "Caractérisation et modélisation du vieillissement thermique et hydro-électrique des isolants cellulose des transformateurs de puissance," Thèse de doctorat, Dépt. Génie Électrique, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB), Alger, Algérie, 2009
- [44] A. Rezine and M. Bouguelimina, "Diagnostic et suivi de la dégradation physico-chimique des huiles diélectriques sous l'effet du stress thermique," *Algerian Journal of Signals and Systems*, vol. 4, no. 2, pp. 85-94, 2019
- [45] K. Forloul and S. Djouredem, "Étude comparative des performances thermomécaniques et diélectriques des résines époxydes dans les transformateurs de type sec," *Revue Algérienne des Sciences et Technologies / ASJP*, vol. 13, no. 1, pp. 42-53, 2025
- [46] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 4th ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2014
- [47] M. El-Awady, "Advanced Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) Frameworks for Risk Mitigation in Power System Assets," *International Journal of Quality & Reliability Management*, vol. 40, no. 3, pp. 245-259, 2023
- [48] Demers, "Approche commentée par étape pour réaliser une AMDEC," ResearchGate, Tech. Rep., Jul. 2018. [Online]. Available: [researchgate.net](https://www.researchgate.net)
- [49] *Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) Handbook*, AIAG & VDA 1st ed., Southfield, MI, USA: Automotive Industry Action Group (AIAG) / Verband der Automobilindustrie (VDA), 2019
- [50] R. Murugan and R. Ramasamy, "Failure mode and effects analysis (FMEA) for power transformers: A review on risk assessment and health index modeling," *Engineering Failure Analysis*, vol. 104, pp. 188-201, Sep. 2019

[51] L. Cheim and D. Ryder, Transformer Risk Assessment and Criticality Management: Integrating FMEA with Real-Time Monitoring Systems. New York, NY, USA: IEEE Press / Wiley, 2024

[52] R. Khaldi and M. Saadi, "Optimisation et coordination des systèmes de protection des transformateurs de puissance contre les déclenchements intempestifs en régime transitoire," Algerian Journal of Signals and Systems, vol. 5, no. 2, pp. 95-106, 2020

[53] CIGRE WG A2.37 – Transformer Reliability Survey (Technical Brochure 642, 2015) : taux de défaillance < 1 %, dominance des enroulements et bushings.

[54] Mcours.net, s. d.; Univ-Biskra, s. d.; Electronics -Tutorials, 2024.

[55] Electrical-Engineering-Portal, 2015; Daelim Transformer, s. d.

[56] Wikipedia, 2024; Zenithar, 2023; Maddox, 2024

[57] Montsinger, 1944 ; cité dans Polywater, s.d.

[58] U.S. Department of Energy, 2024

[59] Ziani & Bendaoud, 2021.

[60] Fulchiron, 1998 ; IEEE Power System Relaying Committee, 2000

[61] Ait Mouhoub & Benslimane, 2019.

[62] BenAli ,2018.

* Études IEEE sur les transformateurs industriels et enquêtes Doble.

* Normes IEC 60599 et IEEE C57.104 pour l'interprétation DGA.