



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



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE:Technologie.....

DEPARTEMENT :Electrotechnique.....

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par :- Mahroug erras Belkacem

- Bekkar Said

DOMAINE : Science Technologie

FILIERE : Electrotechnique

OPTION : Machines Electriques

Thème

Détection de la panne de transformateur
(Cas d'un transformateur utilisé par la SONELGAZ -SPE - HASSI R'MEL)

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
		Président
Tahar seghier	Professeur	Encadreur
		Co encadreur
		Examineur

Promotion : 2019



Dédicaces

Je dédie ce mémoire à l'esprit de mes chères parents qui étaient toujours à mes côtés et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études dieu de mai a pitié d'eux. En signe de reconnaissance, qu'ils se trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études.

A ma chère femme

Ames chère filles sur mon cœur : Fatima el-Batoul, Intissar, Ikram

A mes frères

A mes sœurs,

A toute la famille, et à tous ce qui sont proches de près ou de loin, et a tous mes amis.

M. belkacem

Dédicace

Je dédie ce mémoire à mes chères parents qui étaient toujours à mes côtés et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études. En signe de reconnaissance, qu'ils se trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'effort et de moyens pour me voir réussir dans mes études.

A ma chère ma mère AICHA dieu a pitié d'elle,

A ma grande mère KHADIDJA,

A mes frères SOUHAIB, sa femme KAIRA

A mes frères BACHIR, sa femme MELHA

A ma sœur IKRAM, son époux HMIDA

*A ma sœur AICHA, son époux SAYEH, et leurs petite fille
SADJA*

A ma fiancée SIHAM

A ma sœur KHADIDJA,

A mes frères, AHMED

A mes amis, ABDOU ,MLEK ,DADI,FATHI,TAREK,DJAMAL,

BASSET ,LAMINE,AMMER

*A toute la famille, BEKKAR ,BEN SAIDI, GJELLOULI et à tous ce
qui sont proches de près ou de loin,*

B. Said



Remerciements

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années

Ça nous fait plaisir de prendre ces quelques lignes, si peu nombreuses, afin de remercier les personnes qui nous ont soutenus durant notre mémoire.

D'une façon spéciale, nous tenons à remercier vivement monsieur TAHAR SEGHIER pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de nous encadrer, pour ses orientations précieuses, ses encouragements, le temps qu'il nous ait consacré tout au long de ce projet et de nous avoir permis de mener nos travaux dans d'excellentes conditions, son support et son professionnalisme ont rendu possible la réalisation des travaux de notre mémoire.

On est particulièrement au grand honneur qu'ils nous ont accordé en acceptant

LISTE DES FIGURES

Chapitre I

Figure. I.1 : Principe de fonctionnement du transformateur.....	17
Figure. I. 2 Coupe d'un transformateur de puissance.....	17
Figure. I.3 Transformateur à colonnes.....	19
Figure. I.4 Transformateur type cuirassé.....	20
Figure I.5 Schéma d'un relais BUCHHOLZ.....	23

Chapitre II

Figure.II.1 Conduction d'un cycle de vie d'un transformateur.....	26
Figure II.2 Défaut de circuit magnétique « déformation ».....	27
Figure II.3- Défaut suite au mauvais serrage sur borne BT.....	27
Figure II.4 Défaut à cause d'une foudre.....	28
Figure II.5 - Défaut de court-circuit.....	28
Figure. II.6 Amorçage franche entre spires.....	31
Figure. II.7 : Effort électrodynamique franche.....	32
Figure. II.8 Point chaud sur connexion boulonnée.....	33
Figure. II.9 Échauffement excessive d'un enroulement.....	34
Figure. II.10 Schéma d'une boucle de courant de défaut avec le circuit magnétique.....	35
Figure. II.11 Problème de transport.....	35
Figure. II.12 Joint de traversée écrasé.....	36

Chapitre III

Figure.III.1 Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique.....	39
Figure.III.2. Tension de claquage (kV) TP101.....	48
Figure III.3. Teneur en eau (ppm) TP101.....	50
Figure. III.4. Acidité d'huile (mg KOH/g) TP101.....	52

Chapitre III

Tableau III.1 Domaine d'interprétation de PI.....	43
Tableau III.2. Analyse et mesure de la tension de claquage.....	47
Tableau III.3. Analyse du Teneur en eau.....	49
Tableau III.4. Analyse d'Acidité d'huile.....	51
Tableau.III.5. Analyse Contradictoire.....	52

Liste des symboles

N_1	<i>Nombre des spers primaire</i>
I_1	<i>Courant primaire</i>
U_1	<i>Tension primaire</i>
N_2	<i>Nombre des spers secondaire</i>
I_2	<i>Courant secondaire</i>
U_2	<i>Tension secondaire</i>
m	<i>Rapport de transformation</i>
HT	<i>Haute tension</i>
BT	<i>Bas tension</i>
DP	<i>Décharge partielles</i>
CM	<i>Circuit magnétique</i>
BT	<i>Basse tension</i>
MT	<i>Moyen tension</i>
HT	<i>Haut tension</i>
$k\Omega$	Kilo Ohm
s	Secondes
NF	Normes Françaises
CM	Circuit magnétique
Hz	Hertz

HT	Haute tension
kV	kilo volts
mV	Méga volts
kG	Kilo gramme
m ²	Mètre carrée
mm	Millimètre
RS	Relais statique
DGA	Analyse des Gaz Dissous dans l'huile minérale
MVA	Méga volts ampère
V	Volts
kVA	Kilo volts ampère
CEI	Commission électrotechnique internationale.
AC	Alternatif courant (courant alternatif)
DC	Direct courant (courant continu)
Ppm	Concentration exprimée en partie par million

SOMMAIRE

CHAPITRE I

LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

I.1 INTRODUCTION.....	01
I.2. TRANSPORT ELECTRIQUE	04
I.3. TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE.....	04
<i>I.3.1 Description.....</i>	05
<i>I.3.2 Principe de fonctionnement.....</i>	06
<i>I.3.3 Constitution.....</i>	06
<i>I.3.4 Rôle Et Domaine D'application.....</i>	07
<i>I.3.5 Différents types de transformateurs.....</i>	08
<i>I.3.5.1.1 Transformateur à colonnes.....</i>	08
<i>I.3.5.1.2 Transformateur cuirassé.....</i>	08
<i>I.3.5.2 Classification selon le domaine d'application.....</i>	09
<i>I.3.5.3 Classification selon le type de refroidissement.....</i>	09
<i>I.3.5.3.1 Transformateur à l'huile.....</i>	09
<i>I.3.5.3.2 Transformateurs secs.....</i>	10
I.4. PROTECTION D'UN TRANSFORMATEUR.....	10
<i>I.4.1. Protections électriques.....</i>	11
<i>I.4.2. Protections thermiques.....</i>	11
<i>I.4.3. Autres protections.....</i>	11
<i>I.4.4. Evénements extérieurs.....</i>	12
<i>I.4.5. Inspection visuelle et constatations externes.....</i>	13
I.5. Conclusion.....	13

SOMMAIRE

CHAPITRE II

LES DEFAUTS DANS UN TRANSFORMATEUR

II.1. INTRODUCTION.....	15
II.2. DIFFERENTS TYPE DE DEFAUTS ET PANNES.....	16
<i>II.2.1 Les Défauts.....</i>	<i>16</i>
II.3. PREVENTION CONTRE LES PANNES.....	18
<i>II.3.1 La maintenance.....</i>	<i>18</i>
<i>II.3.2 Maintenance d'un transformateur.....</i>	<i>18</i>
<i>II.3.2.1 Actions entreprises pour la maintenance des transformateurs...</i>	<i>18</i>
<i>II.3.2.2 Démarches de diagnostic sur un transformateur.....</i>	<i>19</i>
<i>II.3.3. Localisation de défauts.....</i>	<i>19</i>
<i>II.3.4 Remise en état.....</i>	<i>19</i>
II.4. LES PANNES RENCONTREES PAR SONELGAZ.....	20
<i>II.4.1 Défauts dus aux contraintes diélectriques.....</i>	<i>20</i>
<i>II.4.2 Défauts dus aux sur intensités.....</i>	<i>21</i>
<i>II.4.3 Défauts électriques.....</i>	<i>22</i>
<i>II.4.4 Défauts thermiques.....</i>	<i>23</i>
<i>II.4.5 Défauts électromagnétiques.....</i>	<i>24</i>
<i>II.4.6 Défauts mécaniques.....</i>	<i>24</i>
II.5 Conclusion.....	26

SOMMAIRE

CHAPITRE III

DEMARCHES DE DIAGNOSTIC ET MAINTENANCE D'UN TRANSFORMATEUR AVARIE

III.1 INTRODUCTION.....	28
III.2 LES METHODES ET OUTILS UTILISES PAR SONELGAZ POUR REHABILITER UN TRANSFO	28
<i>III.2.1 Utilisations De Transformateur De Puissance</i>	<i>28</i>
<i>III.2.2 Diagnostic de défaut.....</i>	<i>29</i>
<i>III.2.3 Techniques de diagnostic.....</i>	<i>29</i>
<i>III.2.3.1 Mesure électrique.....</i>	<i>29</i>
<i>III.2.3.1.1 Mesure de rapport de transformation.....</i>	<i>29</i>
<i>III.2.3.1.2 Mesure de courant à vide.....</i>	<i>29</i>
<i>III.2.3.1.3 Mesure de la résistance d'enroulement.....</i>	<i>30</i>
<i>III.2.3.1.4 Mesure de la réactance de fuite.....</i>	<i>30</i>
<i>III.2.3.1.5 Analyse de la réponse en fréquence</i>	<i>30</i>
<i>III.2.3.2 Mesure diélectriques</i>	<i>30</i>
<i>III.2.3.2.1 Mesure facteur de dissipation et la capacité.....</i>	<i>30</i>
<i>III.2.3.2.2 Mesure de la capacité des enroulements et des bornes.....</i>	<i>31</i>
<i>III.2.4. Essai en service des décharges partielles (DP)</i>	<i>32</i>
<i>III.2.4.1 Les analyses physico-chimiques.....</i>	<i>33</i>
<i>III.2.4.2 Analyse des gaz dissous</i>	<i>34</i>
III.3 ETUDE D'UN CAS REEL.....	34
<i>III.3.1 Etendue Des Travaux.....</i>	<i>34</i>
<i>III.3.2 Suivre De L'état Du Transformateur Tp101.....</i>	<i>35</i>
<i>III.3.1 Paramètres chimiques</i>	<i>36</i>

SOMMAIRE

III.4 DIAGNOSTIC DE CREDEG SUR L'ETAT DE L'HUILE TP101...	41
<i>III.4.1 Diagnostic de SKMK sur l'état de l'huile TP101</i>	42
<i>III.4.2 L'intervention faite par le prestataire (ETS BOUTELDJA) consiste aux opérations suivantes</i>	45
III.5 conclusion.....	47

INTRODUCTION GENERALE

Les transformateurs sont des éléments cruciaux dans la chaîne de transmission de l'énergie électrique. Ce sont les maillons critiques d'adaptation entre deux réseaux de tensions différentes. Les pannes sur les transformateurs, bien que peu fréquentes au vu du nombre d'appareils en service, sont généralement problématiques vis-à-vis du coût de réparation, mais souvent encore plus critiques au niveau de l'indisponibilité du réseau électrique concerné, il est essentiel d'avoir un diagnostic le plus fiable possible faisant état de ses éventuels défauts, les risques qu'il représente et les options de réparations à effectuer. Le résultat de ce diagnostic donne les informations nécessaires au calcul technico-économique de la réparation ou non d'un appareil, ainsi que sur le risque de son maintien en exploitation. De nombreuses variétés de constructions sont possibles, dépendant principalement des besoins spécifiques de l'utilisateur, et des réalisations typiques, et différentes,

Durant une défaillance ou un défaut, les intégrités mécanique, diélectrique et thermique du transformateur sont souvent affectées, et diminuent à des valeurs inférieures, par rapport celles de leurs tenues normales. Les défauts latents peuvent évoluer dans le temps et provoquer une perforation d'isolement par de différentes causes telles que les courants de défaut (courant de court – circuit, courant d'enclenchement,) et les surtensions électriques (transitoire, manœuvre, ou de foudre). L'évaluation de l'état du transformateur est souvent réalisée à travers les diagnostics effectués. Le vecteur principal de l'évaluation de la condition du transformateur est généralement apportée par l'analyse de son huile où la majorité des informations recueillies sont données et exploitées pour des actions de maintenance. La décomposition de l'huile selon les différents défauts et leurs intensités conduit à la formation des gaz qui peuvent être exploités pour le diagnostic.

Dans le présent travail, fruit d'une étroite collaboration avec SONELGAZ-SPE (hassi R'mel-de Laghouat), nous présentons une étude menée dans le but de surveiller les transformateurs en service et avarie par la détection et l'identification des défauts.

INTRODUCTION GENERALE

Pour se faire, le mémoire comporte trois chapitres

Dans le premier, nous présentons un aperçu sur les transformateurs de puissances utilisés par SONELGAZ (et leur construction, chiffre de marchés, et ses protections,...etc.)

Le deuxième chapitre, nous présentons un aperçu sur les techniques de diagnostic des transformateurs de puissance en traitant les modes de défaillance rencontrés, leurs causes, leurs localisations dans les différents endroits de la partie active du transformateur.

Dans le troisième chapitre, nous présentons les méthodes conventionnelles d'analyse des gaz dissous et les outils utilisés par SONELGAZ-SKMK, CREDEC, pour réhabiliter un transfo en mesurant la teneur en eau, l'indice d'acidité, Rigidité diélectrique, etc...

Nous terminons notre étude par une conclusion générale résumant l'essentiel des résultats obtenus.

1.3.2 Principe de fonctionnement

L'enroulement primaire est soumis à une tension sinusoïdale. Il est donc traversé par un courant sinusoïdal et donne naissance à travers le circuit magnétique à un flux sinusoïdal. Ce flux engendre alors une force électromotrice induite dans l'enroulement primaire et dans l'enroulement secondaire. Au niveau des bornes du secondaire, apparaît alors une tension sinusoïdale dont la fréquence est la même que celle de la tension appliquée au primaire, mais dont l'amplitude est différente. [1]

Le comportement du transformateur peut alors être appréhendé par le schéma reporté sur la (Fig.1.1).

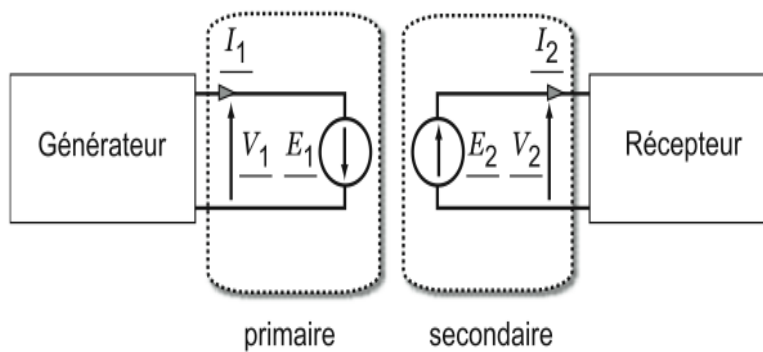


Fig. I.1 : Principe de fonctionnement du transformateur [2]

1.3.3 Constitution

La majorité des transformateurs de puissance sont de construction triphasée, et ses principaux organes sont représentés sur la (Fig. I.2)

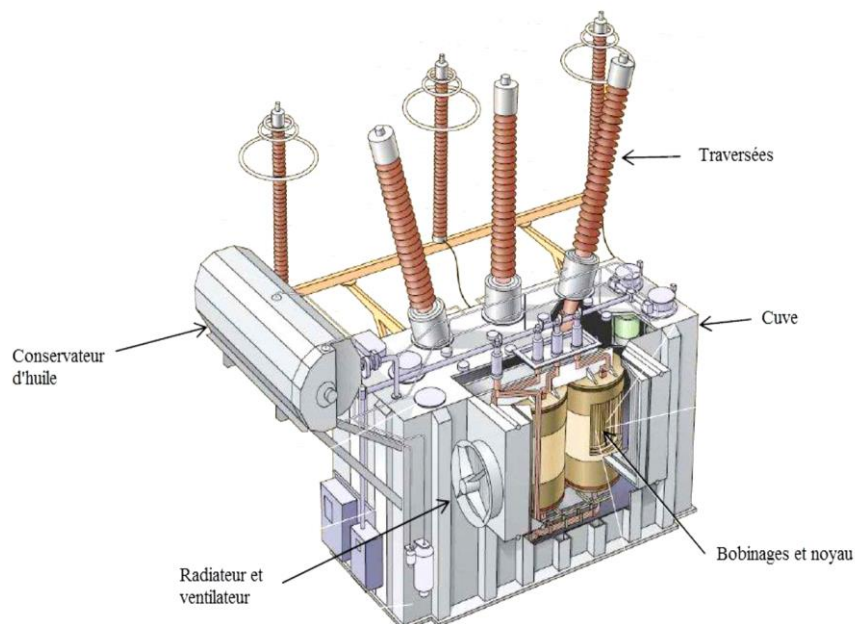


Fig. I. 2 : Coupe d'un transformateur de puissance [2]

CHAPITRE I _____ LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Dans cette figure sont représentés les éléments suivants :

Les bornes de traversées basses et hautes tensions qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches.

- La cuve constituée de tôles d'acier. Les parois de la cuve sont, selon les modèles, radiantes à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une vanne d'arrêt. La structure et les soudures d'assemblage peuvent être renforcées dans le cas où une bonne tenue au vide est nécessaire.
- Le noyau magnétique constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possible du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique ;
- Les enroulements (feuillard ou rond, ou méplat de cuivre ou d'aluminium) sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation d'huile et les échanges thermiques ;
- Le conservateur d'huile [(réservoir métallique) (acier en général)] est situé sur le dessus du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni découvrir (mettre à nu) les parties actives. Dans certains cas, une poche souple est présente dans le conservateur ; elle permet d'éviter à l'huile d'entrer en contact avec l'air ambiant. Certains transformateurs sont munis d'assécher permettant de limiter la teneur en eau de l'air pénétrant dans le conservateur.
- Les changeurs de prise en charge ou hors charge.
- Le fluide diélectrique (huiles minérales, synthétiques ou végétales).
- Les isolants solides (papiers à base de celluloses, rubans, vernis, résines époxydes, cartons, bois...). [2]

1.3.4 Rôle Et Domaine D'application

Les transformateurs triphasés sont présents à différents endroits dans les réseaux électriques pour adapter les valeurs efficaces des tensions aux niveaux souhaitables. De façon simplifiée, l'énergie électrique est produite dans les centrales sous des tensions moyennes. Le transport à longue distance exige des hautes tensions afin de limiter les pertes par effet Joule et réduire le dimensionnement des conducteurs. [2]

CHAPITRE I _____ LES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Ces transformateurs sont utilisés au sein des réseaux de transport et de répartitions où les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent se prémunir des effets néfastes de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages.

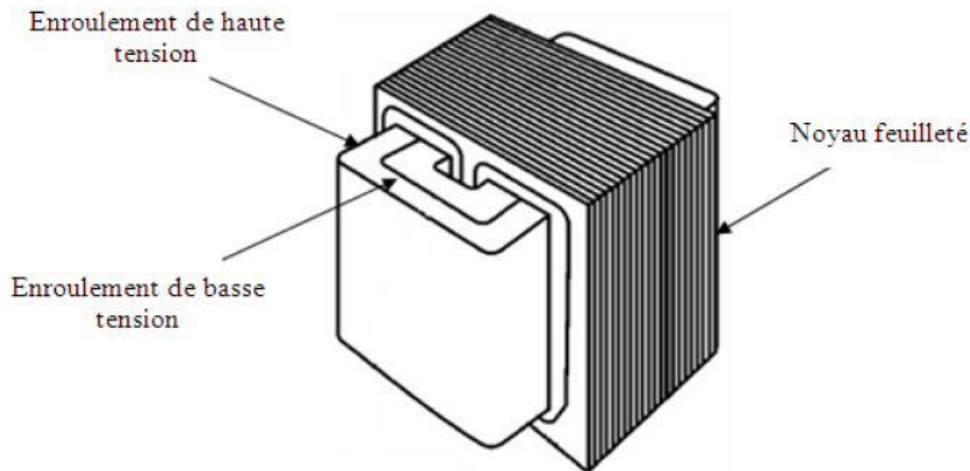


Fig. I.4 : Transformateur type cuirassé [2]

1.3.5.2 Classification selon le domaine d'application

Du point de vue de leurs applications, les transformateurs ordinaires de phase (monophasé, biphasé, et triphasé), groupés dans trois ou cinq colonnes se classent en trois catégories :

- Les transformateurs pour les grands réseaux et les grandes centrales, leur puissance varie de 100 à 400 MVA.
- Les transformateurs pour réseaux de répartition qui alimentent les lignes à moyenne tension, leur puissance varie de 5 à 30 MVA.

Les transformateurs de distribution destinés à l'alimentation des utilisateurs de l'énergie électrique en basse tension (380 ou 220V), leur puissance varie de 5 à 1000 KVA.

1.3.5.3 Classification selon le type de refroidissement

Selon le type de refroidissement, on distingue : les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

1.3.5.3.1 Transformateur à l'huile

Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement du transformateur, on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale. Malgré ces propriétés avantageuses, l'huile de transformateurs a deux défauts principaux :

Trois types de protections sont généralement mises en œuvre. En voici une liste non exhaustive :

1.4.1. Protections électriques

✓ **Protection par maximum d'intensité (I_{max})**

Des relais reliés à des transformateurs de courant (équivalents d'un ampèremètre en haute tension) déclenchent le transformateur suite à une surintensité temporaire, fixée selon un seuil.

✓ **Protection « masse cuve »**

Très souvent en France, la cuve est isolée du sol par des plaques isolantes au niveau de ses galets, et est mise en un unique point à la terre. Si un courant de défaut passe du circuit électrique (i.e. enroulement, connexion) à la masse à l'intérieur du transformateur, celui-ci sera drainé inévitablement par cette connexion unique de mise à la masse de la cuve. Sur celle-ci se trouve alors un transformateur de courant, appelé couramment « TI masse-cuve » qui au-delà d'une certaine valeur de courant, de défaut donc, déclenche alors le transformateur.

Protection différentielle : Elle compare les courants entrant et sortant du transformateur, et décèle ainsi le court-circuit interne et les amorçages à la masse.

✓ **Protections contre les surtensions**

Pour se protéger des surtensions sont souvent mis en place : soit des éclateurs sur les traversées, soit des parafoudres à l'extérieur, voire dans certains cas à l'intérieur, du transformateur.

1.4.2. Protections thermiques

- ✓ Sur le transformateur sont montés plusieurs thermomètres et des images thermiques donnant une image de la température du cuivre. Depuis quelques années des fibres optiques sont aussi installées dans les enroulements permettant une mesure plus fine et plus rapide de cette température.

1.4.3. Autres protections

✓ **Relais BUCHHOLZ**

Le relais BUCHHOLZ (**Figure I.5**) est installé sur tous les transformateurs de puissance immergés dans l'huile entre le haut de la cuve et le conservateur. Tout accident interne important se traduit par :

- ✓ Un dégagement de gaz, qui fait descendre un flotteur et active une alarme (**1er stade**), et/ou
- ✓ Un mouvement d'huile important en partie supérieure de la cuve, où se place le relais, qui fait basculer un flotteur et provoque le déclenchement du transformateur (**2ème stade**). [3]

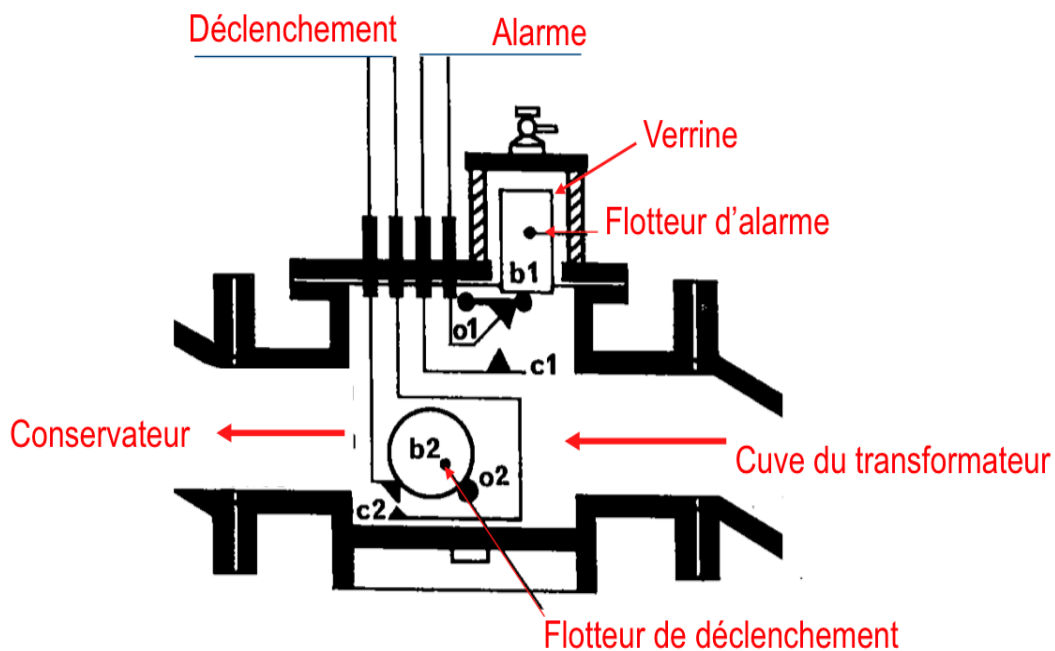


Figure I.5 : Schéma d'un relais BUCHHOLZ [2]

✓ **Soupape de surpression**

✓ Une soupape de surpression est une ouverture fermée par une plaque sous pression d'un ressort. En cas de surpression interne soudaine, due à un arc de forte puissance typiquement, l'huile peut mécaniquement s'évacuer par la soupape, évitant la déformation de la cuve.

✓ **Protections incendie**

Des protections incendie constituées de billes thermo fusibles liées à un contact peuvent être placées sur la cuve, pour en cas de feu déclencher une alarme et/ou un système d'extinction d'incendie.

1.4.4. Evénements extérieurs

Des événements extérieurs au transformateur peuvent parfois être la cause principale, ou aggravante, de certains défauts internes. Dans cette étude trois facteurs ont été retenus. [3]

✓ Court-circuit sur le réseau : quelle que soit son origine (amorçage entre phases, phase-terre, amorçage de banc de capacités, etc.) il développe généralement des efforts mécaniques sur les enroulements, qui peuvent ainsi se déformer et par suite abîmer leurs papiers isolants.

II.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, Nous présentons dans un premier temps, Des concepts de la maintenance appliquée à l'étude des transformateurs de puissance, En citant les différents défauts qui peuvent survenir durant son service, Ainsi que, les moyennes de protection appropriés contre ces défauts.

Lorsque le transformateur est neuf, Ses tenues électriques et mécaniques sont suffisantes pour résister aux différentes conditions. Quand le transformateur vieillisse, Sa tenue diélectrique peut se dégrader au point qu'il ne peut supporter les défauts tels que les courts circuits ou les surtensions transitoires.

Les paramètres d'état caractérisent en général l'état de santé des transformateurs. La gestion de leurs vies exploite souvent ces paramètres dans un processus cohérent pour la prolonger au maximum, et qui se base sur les informations recueillies des différents diagnostics.

Souvent, Quatre états apparents (courbe de vie) sont connus dans le cas des Transformateurs et qui sont :

- ✓ ·Etat normal
- ✓ ·Etat de défectuosité
- ✓ ·Etat de défaut
- ✓ ·Etat de défaillance

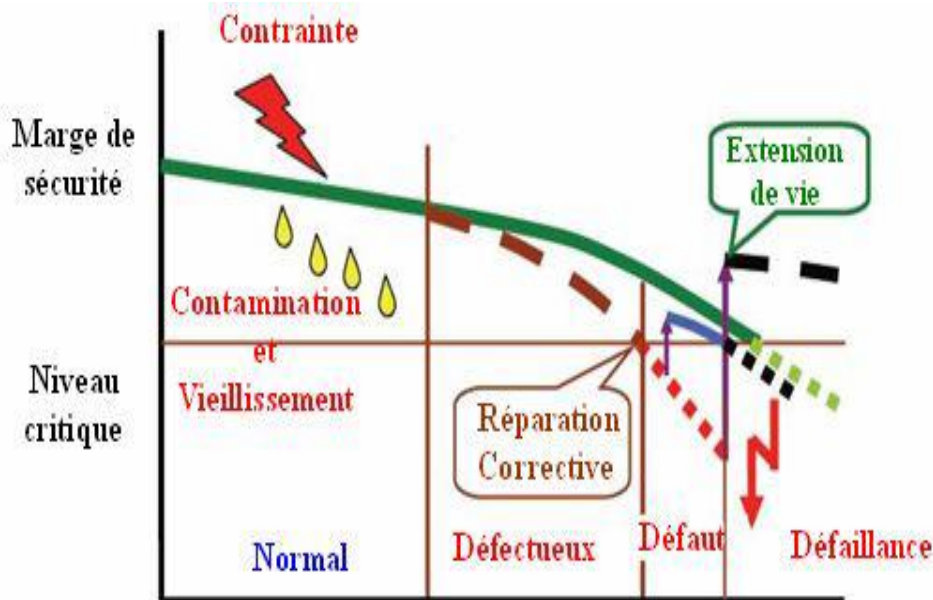


Figure.II.1 Conduction d'un cycle de vie d'un transformateur [Cigr_02]

II.2. DIFFERENTS TYPE DE DEFAUTS ET PANNES

II.2.1 Les Défauts

Les principaux défauts intervenants dans le fonctionnement d'un transformateur de puissance :

✓ Défauts liés à la fabrication

- Le mélange des impuretés dans l'alliage constituant le circuit magnétique.
- Le non isolement des conducteurs des enroulements primaire ou secondaire.
- Mauvaise étanchéité au niveau des bornes HT ou BT.

Un tel défaut peut provoquer une fuite d'huile. En effet, le sur échauffement du bobinage, accroissant ainsi les risques des courts circuits. [4]



Figure II.2 Défaut de circuit magnétique « déformation » [4]

✓ Défauts liés conditions de transport.

- Percement de la cuve qui provoque les fuites d'huile.
- Les fissures ou les cassures de isolateurs des bornes HT /BT.
- Le mauvais serrage des connections HT/BT provoque leurs l'échauffement. [4]



Figure II.3 Défaut suite au mauvais serrage sur borne BT [4]**✓ Défauts d'ordre atmosphérique**

- L'humidité
- La chaleur excessive
- Les foudres

**Figure II.4** Défaut à cause d'une foudre [4]**✓ Défaut d'ordre électrique**

Un tel défaut peut résulter d'un court-circuit ou d'un circuit ouvert au niveau du bobinage primaire ou secondaire. Un court-circuit provoque une augmentation de la température à l'intérieur de transformateur, ce qui conduit à la détérioration des isolants des conducteurs. Le transformateur est donc déséquilibré.

- Les surtensions suite aux mauvais contacts.
- Les manques phases de la source HT.
- Les surcharges des transformateurs de puissances ($K_{ch} > 100\%$).
- Le déséquilibre des charges sur les trois phases BT.
- Court-circuit entre spires. [4]



Figure II.5 Défaut de court-circuit [4]

II.3. PREVENTION CONTRE LES PANNES

II.3.1 La maintenance

C'est l'ensemble de toutes les actions techniques, Administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, Destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise.

Selon la norme NF EN 13306 X60-319, La maintenance est déclinable en deux approches :

- ✓ **Préventive** : qui sera déclinée en une maintenance systématique ou conditionnelle
- ✓ **Corrective** : qui sera appliquée d'urgence ou en différé

Parmi les méthodes utilisées, on a celle qui doit prélever un ou plusieurs signaux pour les traiter ou échantillons pour essais, les analyser, Et conclure à Une défaillance ou non, Avec certitude.

II.3.2 Maintenance d'un transformateur

II.3.2.1 Actions entreprises pour la maintenance des transformateurs

Selon l'exploitation plus ou moins intensive du transformateur et sa criticité, l'espacement des actions de maintenance préventive variera dans le temps. Les actions réalisées, ainsi que leurs fréquences, Seront le résultat d'une politique de maintenance définie par l'exploitant. Il est possible que tout, ou partie, De ces actions soient sous-traitées à des entreprises spécialisées.

La tendance dans les politiques de maintenance des parcs de transformateurs évolue plutôt d'une maintenance systématique sur tous les appareils, à intervalles réguliers, Vers une maintenance conditionnelle afin d'optimiser les coûts. Dans ce cas, Il est nécessaire d'établir l'état d'un appareil, Principalement par le suivi des analyses d'huile ou des conditions d'exploitation, avant d'engager des opérations, Un entretien ou une réparation de celui-ci :

Les principales opérations de maintenance préventive sont :

- ✓ le prélèvement d'huile, Son analyse et son suivi dans le temps ;
- ✓ le changement de joints (fuyards), ou de traversées ;
- ✓ l'adaptation d'une nouvelle réfrigération ;
- ✓ le resserrage de la partie active.

Les principales opérations de maintenance corrective suite à une avarie sont :

- ✓ le diagnostic après incident pour cibler l'état précis du transformateur ;
- ✓ le remplacement d'accessoires ;
- ✓ la réparation du matériel ;

- ✓ Le traitement voire le remplacement d'huile selon les défauts engendrés ; ou l'achat D'un transformateur neuf.

La connaissance des opérations passées de maintenance, ou réparation, Effectuées sur un appareil peut faciliter le diagnostic en expliquant ou excluant certaines faiblesses.

II.3.2.2 Démarches de diagnostic sur un transformateur

La démarche de diagnostic sur un transformateur se déroule selon l'acheminement des étapes suivantes :

✓ Observation

- Un exploitant appelle avec un problème ou une question sur un transformateur. Il est la première source d'information sur le transformateur et son environnement.
- L'interlocuteur de l'exploitant organise les informations fournies utiles pour le diagnostic. Ce seront

✓ Diagnostic

- Un expert fait la synthèse des informations disponibles et émet des hypothèses sur le(s) défaut(s) le(s) plus probable(s). [2]

II.3.3. Localisation de défauts

- L'expert, s'il a des doutes, préconise des mesures complémentaires pour mieux localiser le défaut, ou infirmer sa présence, sans découver le transformateur dans la mesure du possible. Les étapes 2 et 3 sont répétées jusqu'à atteindre une confiance suffisante dans le diagnostic établi.

II.3.4 Remise en état

- Une fois le diagnostic posé, l'expert propose les actions nécessaires pour rétablir le fonctionnement normal du transformateur.

La méthodologie de diagnostic mise en œuvre ici a prouvé son efficacité, mais repose entièrement sur l'expert. Or l'expertise en Algérie, est difficile et longue à acquérir, cela est dû à plusieurs facteurs, à savoirs :

Le nombre d'experts techniques est faible ou inexistant, une seule entreprise de conception et de fabrication de transformateurs est disponible et les modules d'enseignement des matières de maintenance et de fiabilité au sein des universités manquent de pratiques et d'application.

Dans ce contexte, un outil systématique d'aide au diagnostic, formalisant l'interprétation des informations et résultats de mesure, et en particulier les liens logiques récurrents qui peuvent l'être à l'avantage notable de faciliter le travail de l'expert. [2]

II.4. LES PANNES RENCONTREES PAR SONELGAZ

II.4.1 Défauts dus aux contraintes diélectriques

Si les caractéristiques des isolants se dégradent trop, due à une humidité interne excessive par exemple, ou ses contraintes sont au-delà de leurs limites, alors il peut se développer plusieurs défauts, tels :

- ✓ **Un amorçage des pièces sous tension**
 - entre elles, comme entre enroulements ou entre spires (**Fig. II.6**)
 - avec la masse, comme l'amorçage d'une traversée ou d'un enroulement à la cuve ou au circuit magnétique.
- ✓ **Des décharges partielles** Ce sont des micros décharges locaux au sein d'un isolant solide, qui tend à se propager dans le temps. [2]



Figure. II.6 Amorçage franche entre spires [2]

Tous ces défauts créent du carbone, qui est conducteur, Impactant ainsi la tenue diélectrique localement. Ce phénomène étant irréversible, il est impossible de retrouver un fonctionnement normal suite à un amorçage diélectrique.

II.4.2 Défauts dus aux sur intensités

Les conséquences de ces surintensités sont de trois ordres :

- ✓ **Efforts électrodynamiques** : dus aux forces de Laplace dans les bobinages entraînant des contraintes mécaniques élevées. Ces efforts peuvent être particulièrement significatifs lors

des efforts de court-circuit, jusqu'à quelques centaines de tonnes. Le livre (ABB Short-circuit Duty of Power Transformers, 2007) est particulièrement complet sur le sujet. Un exemple franc de déformation mécanique d'enroulement est visible sur la (Fig. 4.2). Pour s'en affranchir en partie, les enroulements en usine sont serrés jusqu'à plusieurs centaines de tonnes, pour les empêcher d'avoir un degré de liberté malgré les efforts développés.

- ✓ **Échauffements élevés des enroulements**, dégradant les isolants solides en particulier.
- ✓ **Chute de tension au secondaire**, perturbant la stabilité du réseau.



Figure. II.7 : Effort électrodynamique franche [2]

II.4.3 Défauts électriques

Les effets de ces contraintes électriques sont principalement des points chauds dus à des échauffements locaux anormaux sur les éléments suivants :

- ✓ **Connexions dans certains changeurs de prises en charge**, en particulier les contacts Mobiles de l'inverseur s'ils sont peu manipulés, alors qu'ils voient passer en permanence le courant de charge du transformateur.

- ✓ **Connexions des changeurs de prise hors tension.** Les contacts mobiles sur les positions en service qui ne sont jamais bougés peuvent se dégrader avec le temps.
- ✓ **Connexion entre le cuivre des enroulements et une connexion interne,** comme pour les prises de réglage ou les connexions qui passent dans les traversées. Ces différentes connexions sont brasées, serties ou boulonnées, et suivant la qualité du contact et les conditions d'exploitation, certains de ces raccords peuvent chauffer anormalement. Un point chaud très avancé sur un contact boulonné est visible sur la (**Fig. II.8**). La formation de points chauds, constitués de particules de carbone solides dues à la décomposition de l'huile, peut dans certains cas provoquer la dégradation d'isolants. Dans les stades les plus avancés, la formation de carbone sous forme solide peut diminuer des distances diélectriques internes, allant jusqu'à un amorçage interne dans le pire des cas. [2]



Figure. II.8 Point chaud sur connexion boulonnée [2]

II.4.4 Défauts thermiques

Dans tous les cas, ces contraintes thermiques provoquent le vieillissement :

- ✓ **des papiers isolants,** et la dégradation de leurs propriétés diélectriques par voie de conséquence. Ceux-ci sont d'autant plus critiques qu'ils ne sont pas, sauf reconstruction, remplaçables au long de la vie d'un transformateur. Par exemple dans le cas extrême de la

(Fig. II.9) toute la bobine est noircie de l'intérieur à cause d'un fonctionnement à des températures excessives.

- ✓ **de l'huile isolante.** La température, l'humidité et l'oxygène accélèrent le vieillissement de l'huile, qui perd donc ses qualités d'origine, ce qui peut mener à un défaut. [2]



Figure. II.9 Échauffement excessive d'un enroulement [2]

II.4.5 Défaits électromagnétiques

- ✓ En cas de mises à la masse en plusieurs points du circuit magnétique (Fig. II.10) ou des éléments métalliques de serrage de la partie active, on peut avoir comme défauts typiquement des points chauds dus à :
- ✓ des courants de Foucault induits, anormalement importants ;

- ✓ des dégradations d'isolants internes dus à ces courants de Foucault anormaux. [2]

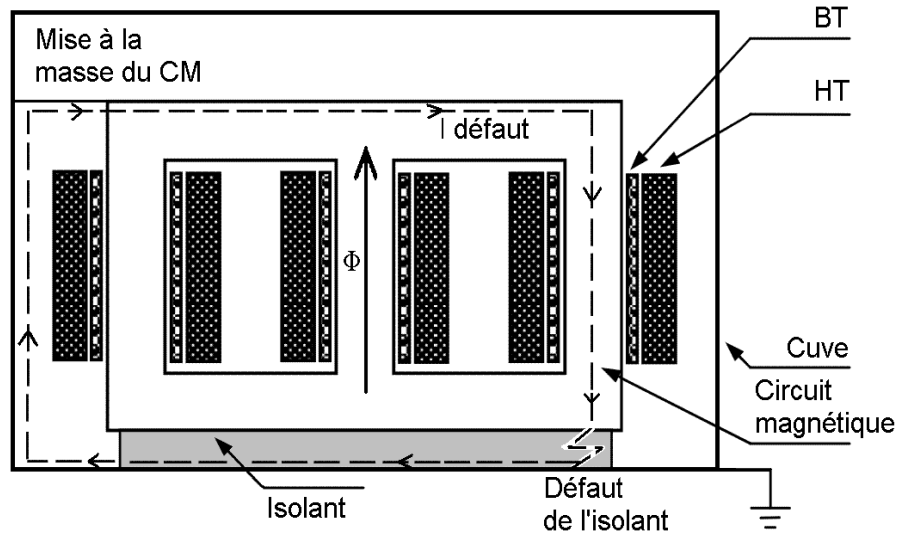


Figure. II.10 Schéma d'une boucle de courant de défaut avec le circuit magnétique (CM)

II.4.6 Défaits mécaniques

Les principaux défauts liés aux contraintes mécaniques sont :

- ✓ Des points chauds sur des régleurs de prises si ceux-ci sont mécaniquement mal alignés.
- ✓ La diminution de distances diélectriques, dues au déplacement interne massif d'un circuit magnétique de plusieurs centimètres, suite à un choc mécanique comme lors de la chute d'un transformateur (**Fig.II.11**)



Figure. II.11 Problème de transport [2]

- ✓ Des dégradations d'isolants internes dues à des vibrations anormales, elles-mêmes dues à un manque de serrage interne à la construction, ou suite à des chocs importants.
- ✓ Les fuites de joints mécaniquement trop serrés et/ou chauffés lors de leur installation puis leur exploitation. (**Fig. II.12**)



Figure. II.12 Joint de traversée écrasé [2]

II.5 Conclusion

Les transformateurs de puissance sont des appareils complexes, qui doivent tenir de nombreuses et fortes contraintes, de natures diverses, durant leur cycle de vie. De plus, dans le contexte actuel, avec un parc d'appareils vieillissant et un réseau de plus en plus chargé, les transformateurs seront soumis à des contraintes de plus en plus importantes, pendant encore plusieurs années à priori. Bien que leur fiabilité soit plutôt bonne, les transformateurs restent des éléments critiques de tout réseau électrique. Il est donc très important d'être capable d'en assurer la maintenance, et le dépannage au mieux, afin d'optimiser l'exploitation du matériel lui-même, et surtout de garantir la transmission, importante, d'énergie électrique qui transite par lui.

Ce contexte général introduit les enjeux du diagnostic, dont tous les éléments nécessaires pour le réaliser sont présentés dans le chapitre 3.

III.1 INTRODUCTION

La durée de service des transformateurs est essentiellement déterminée par l'état du système d'isolation. Des matériaux ayant un bon comportement en longue durée, Des conceptions avec une répartition aussi homogène que possible de la température Et une protection contre des influences extérieures telles qu'oxygène et humidité augmentent la durée de vie et favorise un fonctionnement sain du transformateur. Un certain nombre d'opérations de maintenance est à effectuer périodiquement au cours de l'année, Soit en profitant d'une interruption de service soit pendant le service.

III.2 LES METHODES ET OUTILS UTILISES PAR SONELGAZ POUR REHABILITER UN TRANSFO

III.2.1 Utilisations De Transformateur De Puissance

Les transformateurs de puissance sont des appareils très employés dans les réseaux électriques et les applications industriels :

- ✓ la sortie des centrales électriques,
 - ✓ transport d'énergie électrique,
 - ✓ distribution d'énergie électrique,
 - ✓ les applications industrielles (transformateur de four et sous-station ferroviaires). [5]
- ❖ Un transformateur peut assurer deux fonctions
- ✓ élever ou abaisser une tension alternative monophasée ou triphasée,
 - ✓ assurer l'isolation entre deux réseaux électriques (isolation galvanique entre deux réseaux électriques). [6]

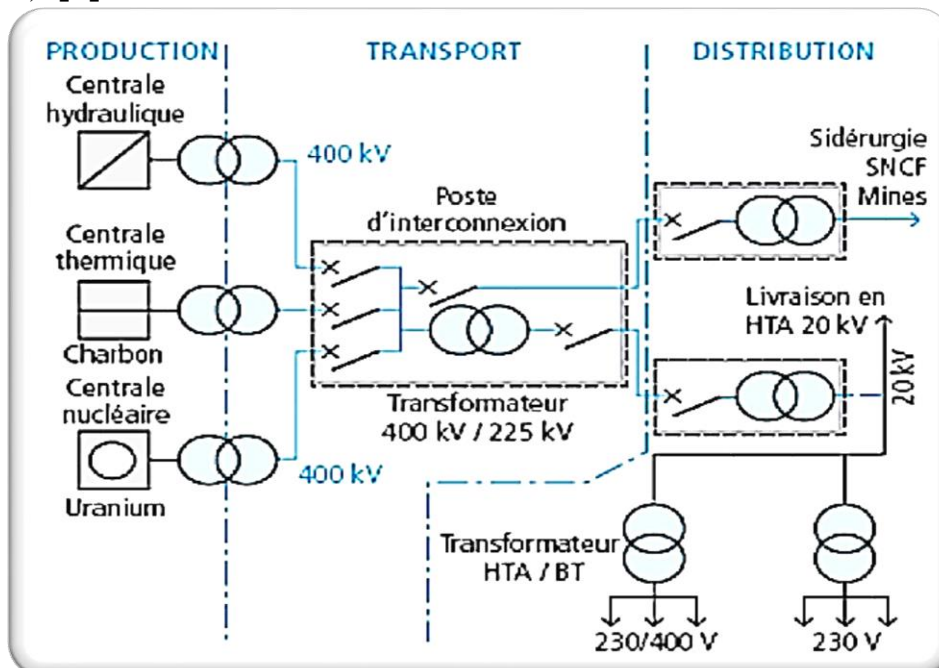


Figure.III.1 Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique [5]

III.2.2 Diagnostic de défaut

Le diagnostic est une tâche hautement cognitive l'objectif visé par le diagnostic, Consiste à déterminer les causes d'un dysfonctionnement à partir d'observation et de symptômes constatés, les principaux enjeux du diagnostic de défaut Consiste à :

- Identifier et cibler les défauts et les dégâts éventuels.
- Identifier les causes de ces défauts, lorsque cela est possible.
- Estimer les risques inhérents à ces défauts. **[3]**

III.2.3 Techniques de diagnostic

L'utilisation des techniques de diagnostic, à une grande importance car elle permet d'évaluer l'état des composantes du transformateur et de programmer des activités préventives ou rectificatives, de manière à faciliter les programmes des travaux de maintenance et réduire l'indisponibilité. **[7]**

III.2.3.1 Mesure électrique

Les mesures électriques effectuées sur les transformateur et utilisés comme outil De diagnostic de défaut qui sont :

III.2.3.1.1 Mesure de rapport de transformation

Il consiste à mesurer les rapports de transformation dans les différentes prises du régulateur et les comparer avec les valeurs de conception pour valider les connexions Intérieures. Des déviations indiquent des courts circuits entre spires, un circuit ouvert, des problèmes de connexion ou un défaut dans le régulateur.

Les mesures en monophasé peuvent être préférables pour la recherche de défauts, Permettent ainsi de localiser précisément la phase en défauts, si existante.

III.2.3.1.2 Mesure de courant à vide

Le courant d'excitation d'un transformateur est le courant consommé lorsque. L'un des enroulements est alimenté à une tension alors que le second est ouvert. Ce courant total à vide contient une composante de magnétisation et une composante de perte.

L'essai du courant d'excitation permet d'évaluer la partie active du transformateur

- ✓ Problème associé au noyau (des tôles coupées, des joints défectueux).
- ✓ Problème associé au bobines (des spires en court-circuité ou en circuit ouvert). **[8]**

III.2.3.1.3 Mesure de la résistance d'enroulement

La résistance de chaque enroulement est mesurée en courant continu, si l'écart de la valeur mesurée de la résistance des enroulements est supérieur à 5% de la valeur de résistance d'enroulement à la sortie d'usine cela indique la présence d'un défaut de type coupure, au court-circuit entre spire ou un point chaud.

III.2.3.1.4 Mesure de la réactance de fuite

La mesure de la réactance de fuite ou impédance de court-circuit permet par comparaison à la valeur de mesures lors des essais en usine du transformateur de détecter des changements très importants ($> \pm 5\%$) qui devraient nous amener des investigations plus profondes (circuit ouvert ou des courts circuits entre spires, ou entre enroulements et cuve).

III.2.3.1.5 Analyse de la réponse en fréquence

L'analyse de la réponse en fréquence d'un enroulement donné, alimenté par une tension à fréquence variable de quelques Hz à quelques MHz, donne une signature fréquentielle unique d'un enroulement par rapport à son environnement mécanique et électrique. [8]

III.2.3.2 Mesure diélectriques

Les isolants des équipements sont soumis à un vieillissement donnant lieu à une perte progressive de leurs caractéristiques diélectriques pouvant être la cause des défauts dans le transformateur.

L'objectif des mesures diélectriques est de détecter d'éventuelles dégradations dans l'isolement du transformateur afin de pouvoir intervenir avant la survenue d'un incident due à une avarie.

III.2.3.2.1 Mesure facteur de dissipation et la capacité

Les mesures de la capacité et du facteur de puissance et de dissipation dans le but d'étudier l'état d'isolation (vieillesse de l'huile, l'augmentation de la tenue en eau) des transformateurs de puissance et leurs traversées sont effectuées entre les enroulements et entre les enroulements et la cuve les bornes sont mises en court-circuit et la tension d'essai est appliquée à l'un des enroulements pendant que le courant à travers l'isolation est mesuré sur l'enroulement opposé ou sur la cuve, sur les traversées la tension est appliquée au conducteur principal pendant que l'on mesure le courant sur la prise de mesure.

III.2.3.2.2 Mesure de la capacité des enroulements et des bornes

Une variation de la capacité d'isolement par rapport à la valeur de référence lors des essais de réception prouve l'existence de conditions anormales, comme la présence d'humidité, de sections de conducteurs court-circuité ou déformation géométrique de bobinage.

+ Facteur de dissipation

Le facteur de dissipation, également appelé $\tan(\delta)$, est calculé via la tangente de l'angle δ entre le courant mesuré et le courant idéal qui existerait en l'absence de pertes. Une fois les mesures effectuées et comparées aux valeurs de référence, un changement indique existence détériorations de l'isolement (vieillesse de papier, la présence d'eau dans le papier, un mauvais état d l'huile, décharge électrique). [8]

+ Mesure de résistance d'isolement en courant continu

Elle correspond principalement à la mesure de la conductivité superficielle de l'isolement et utilisé dans la détection d'une faille imminente. Elle consiste à vérifier l'isolement entre enroulements, entre enroulement et cuve et entre cuve et masse.

+ Principe de mesure

Consiste à court-circuité toute les bornes de l'enroulement concerné et y appliquer une tension avec un appareil de mesure appelé Mégohmmètre et les autres enroulements sont court-circuités et raccordés à la terre. Il est recommandable de s'assurer que la cuve le noyau sont branchés à la terre.

+ Interprétation : Il existe deux méthodes d'interprétations :

Le rapport d'absorption : La mesure dure une minute. Les lectures sont respectivement prises de 15 à 60 secondes après avoir connecté la tension, et pour comparer avec de futures mesures il convient d'enregistrer (outre la résistance) la température, la tension et l'équipement de mesure. Pour les valeurs de résistance d'isolement obtenues, il n'y a pas des critères rigides d'acceptation, cependant comme règle générale aucun enroulement ne devra avoir moins de $200M\Omega$ et le rapport d'absorption. [8]

Indice de polarisation : L'indice de polarisation (PI) est le rapport entre la mesure de la résistance d'isolement à 10 minutes et la résistance d'isolement à 1 minute.

Les critères d'acceptation pour le PI sont

Indice polarisation (10min/1min)	Critères
< 1	Dangereux
<1.5	Pauvre
1.5 à 2	Douteux
2 à 3	Acceptable
3 à 4	Bon
> 4	Excellent

Tableau III.1 Domaine d'interprétation de PI. [5]

III.2.4. Essai en service des décharges partielles (DP)

Les deux méthodes les plus utilisées pour la détection des DP sont La détection des signaux acoustiques et la mesure des signaux électriques produits par la DP. Les impulsions des DP produisent des ondes de contraintes mécanique, qui se propagent à travers l'huile environnante (dans la gamme de 100 à 300 kHz). Pour détecter ces ondes, des détecteurs d'émission acoustique sont montés sur les parois du réservoir

Du transformateur ou dans l'huile à l'intérieur du même réservoir. Les méthodes acoustiques de détection des DP sont limitées par l'atténuation du signal et les mesures électriques sont limitées par des problèmes d'interférence électromagnétique.

Les DP peuvent être détectées indirectement en utilisant des techniques chimiques telles que la mesure des produits de dégradation produits par les DP. [9]

III.2.4.1.2 Les analyses physico-chimiques

Les analyses physico-chimiques de l'huile utiles pour l'évaluation de l'état des transformateurs de puissance portent essentiellement sur les quatre propriétés décrites ci-après.

✚ **Analyse visuelle (coloration) :** Lors d'un prélèvement d'huile, la première analyse faite concerne la coloration du diélectrique. Cette mesure donne une indication quant à la détérioration relative de l'isolant. Lorsque l'huile est neuve, elle est transparente. Avec le temps, elle passe graduellement du jaune à l'ambre indiquant un vieillissement avancé ou un défaut. Elle peut être encore brune ou brun foncé.

Dans ces derniers cas, il est fortement recommandé de changer d'huile. Bien que cette technique soit essentiellement qualitative une échelle quantifiant la coloration peut être établie. Une augmentation anormalement rapide de la coloration vers le brun est un indicateur à la fois sensible et fiable d'un changement important au sein du transformateur (détérioration, contamination de l'huile ou les deux). [10]

✚ **Indice d'acidité :** est obtenu à l'aide d'un test de neutralisation consistant à déterminer la quantité d'hydroxyde de potassium nécessaire pour neutraliser 1 g d'huile. Le nombre de neutralisation est exprimé en KOH/g il permet de détecter la contamination et le vieillissement d'huile.

✚ **c :** Ce paramètre permet de déterminer s'il y a condensation ou infiltration d'eau à l'intérieur du transformateur, il est très important car la d'eau conduit à une de la capacité diélectrique de l'huile. La présence d'humidité dans l'eau

✚ permet aussi de déterminer la quantité d'eau dans la cellulose ce qui provoque le vieillissement prématuré de cette dernière.

✚ **Rigidité diélectrique :** est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut lui appliquer sans décharge. Dans l'industrie, elle est maximisée conventionnellement par la tension efficace nécessaire pour provoquer, dans les conditions normalisées, le claquage d'un volume de liquide compris entre deux électrodes dont la forme, distance et nature sont spécifiées, d'où son nom de tension de claquage.

III.2.4.2 Analyse des gaz dissous

L'Analyse des Gaz Dissous dans l'huile minérale est un outil très puissant

Et reconnue pour détecter des défauts internes au transformateur.

III.2.4.2.1 Huile minérale

L'huile minérale est un mélange d'alcanes, de naphènes, et des hydrocarbures aromatiques raffinés du pétrole brut. [11]

III.3 ETUDE D'UN CAS REEL

Elimination des fuites d'huile sur un transformateur 139MVA/11.5KV/239KV du groupe N°1 de la centrale de production d'électricité TILGHEMT (SPE, HASSI R'MEL). (Voir annexe 03)

III.3.1 Etendue Des Travaux (Consistance des travaux)

- **1ère phase**

- Prélèvement d'un échantillon pour analyse physico-chimique
- Essais électriques
- Mesure d'isolement.
- Mesure des résistances ohmiques des bobines
- Mesure du rapport de transformation.

- **2ème phase**

- Diminution du niveau d'huile.
- Démontage des tuyaux d'incendie (A la charge du client).
- Démontage des tiges de connexions THT 239kv.
- Démontage du vase d'expression et du relais BUCHOLZ ainsi que ses accessoires.
- Démontage des caissons coté MT.
- Démontage des isolateurs MT.
- Débranchement des câbles de connexion reliés aux armoires (A la charge du client).
- Traction du transformateur hors de sa loge.

- **3ème phase**

- Démontage des isolateurs THT et chargement des joints
- Démontage des isolateurs MT et chargement des joints.
- Chargement des joints de l'isolateur du neutre.
- Débranchement de la partie active à une distance de 50cm avec une grue de 200tonne.
- Calage de la partie active pour la cuve.
- Changement du joint du couvercle de la cuve.
- Pose de la partie active et serrage de la visserie du couvercle.
- Changement des joints des trappes pour MT.
- Changement des joints des capteurs.
- Changement des joints des radiateurs (16radiateurs).
- Traitement d'huile du transformateur en circuit fermé.

- **4ème phase**

CHAPITRE III DEMARCHES DE DIAGNOSTIC ET MAINTENANCE D'UN TRANSFORMATEUR AVARIE

Décembre 2009	75	15,8	0,04
Avril 2009	75	13	0,196
Aout 2009	75	13	0,027
Septembre 2009	68	36	0,15
Avril 2010	75	10,7	0,039
Juin 2010	42,5	22,7	0,0276
Septembre 2010	84	32	0,14
Décembre 2010	75	13,23	0,048
Avril 2011	72	23	0,168
Juin 2011	67,6	22,7	0,28
Janvier 12	69,3	25	0,14
Février 2013	87,4	13	0,15
Mais 2013	72,2	23	0,15
Aout 2013	75.1	14	0,14
Décembre 2013	39.8	29	

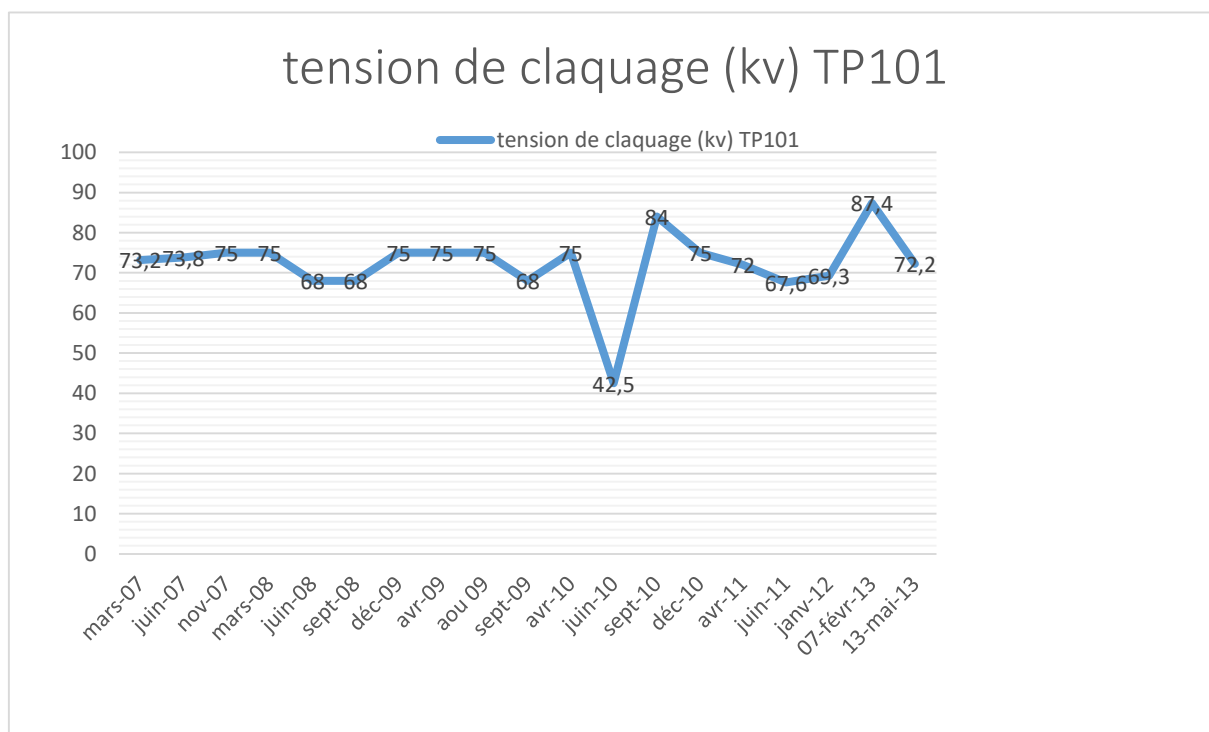


Figure.III.2. Tension de claquage (kV) TP101

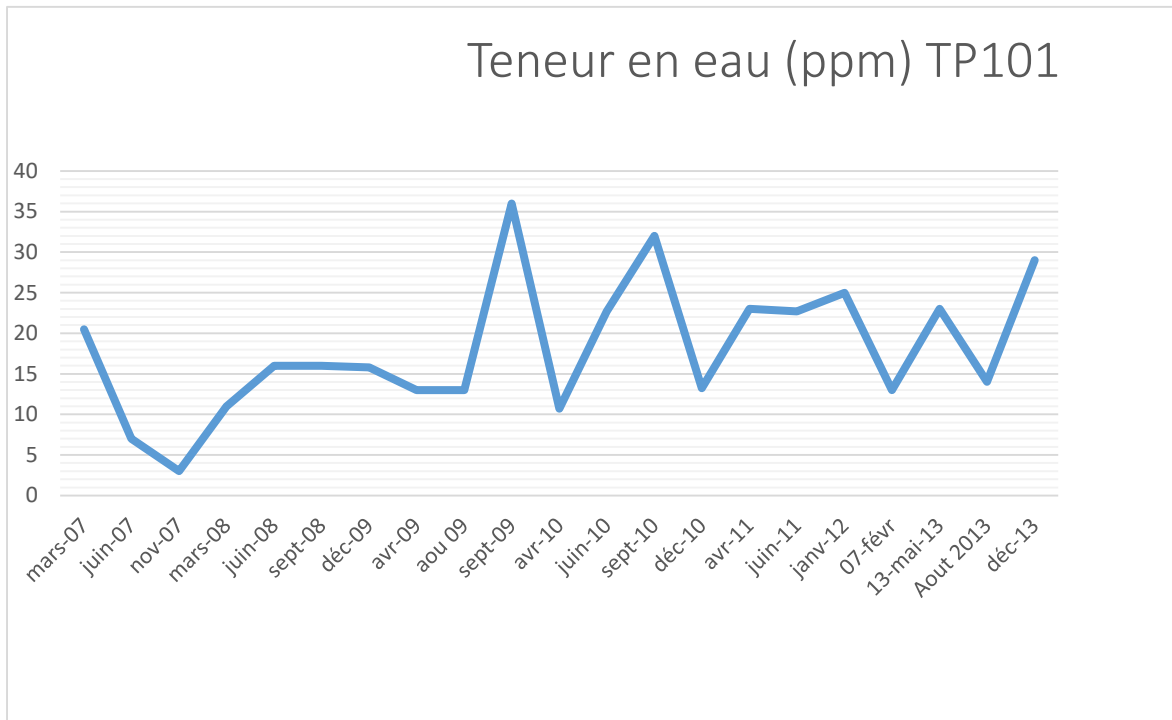


Figure III.3. Teneur en eau (ppm) TP101

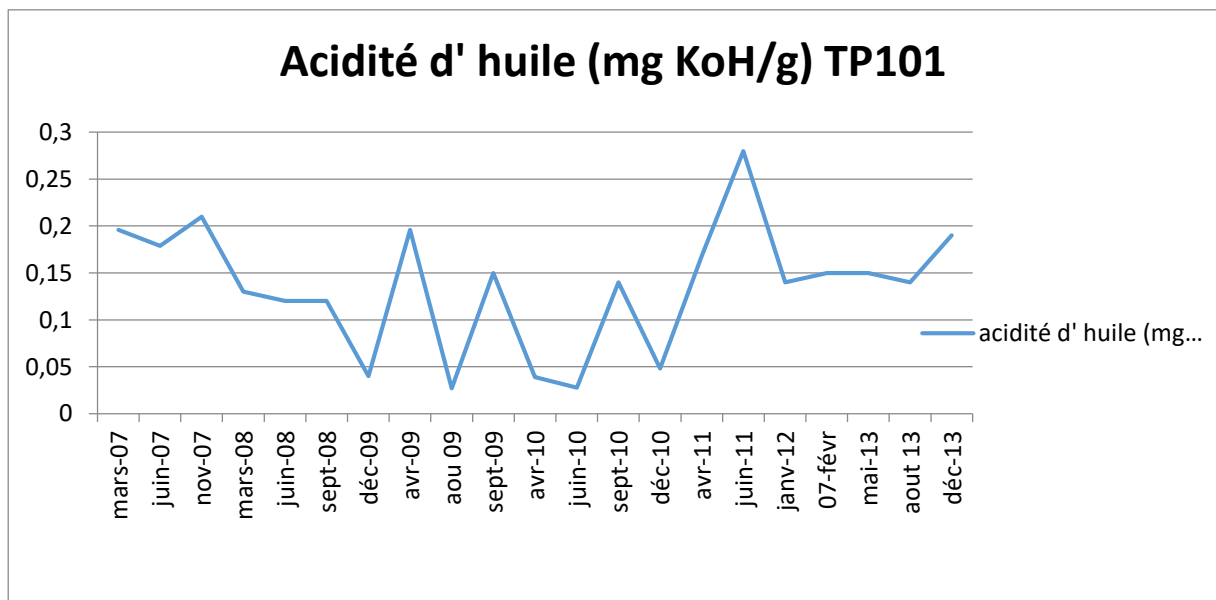


Figure. III.4. Acidité d'huile (mg KOH/g) TP101

CHAPITRE III _____ DEMARCHES DE DIAGNOSTIC ET MAINTENANCE D'UN TRANSFORMATEUR AVARIE

III.4 DIAGNOSTIC DE CREDEG SUR L'ETAT DE L'HUILE TP101 : l'huile présente une teneur en eau et acidité élevées.

- Une analyse contradictoire et effectuée chez "SKMK" pour confirmer ce diagnostic :

Propriétés chimiques	Unité	Valeur mesurée	Huile neuve	Normes
Teneur en eau	ppm	24,3	<30	CEI814
Indice d'acidité	Mg, KOH/g	0,26	<0,03	CEI296
Indice de couleur		7,1	<2	ASTM D 1500
Tension de claquage	KV	80	>70	CEI 156
Facteur de dissipation diélectrique		0,034	0,005	CEI 247
Teneur en hydrogène	Ppm	14		CEI567
Teneur en monoxyde de carbone	Ppm	1,68		CEI 567

Tableau.III.5. Analyse Contradictoire

III.4.1 Diagnostic de SKMK sur l'état de l'huile TP101

- **Interprétation des résultats** : Indice d'acidité élevé risque de corrosion
- **Recommandation** : changement d'huile fortement recommandée.

✚ Etat du TP101 avant intervention





✚ *Localisation des points de fuite*







III.4.2 L'intervention faite par le prestataire (ETS BOUTELDJA) consiste aux opérations suivantes

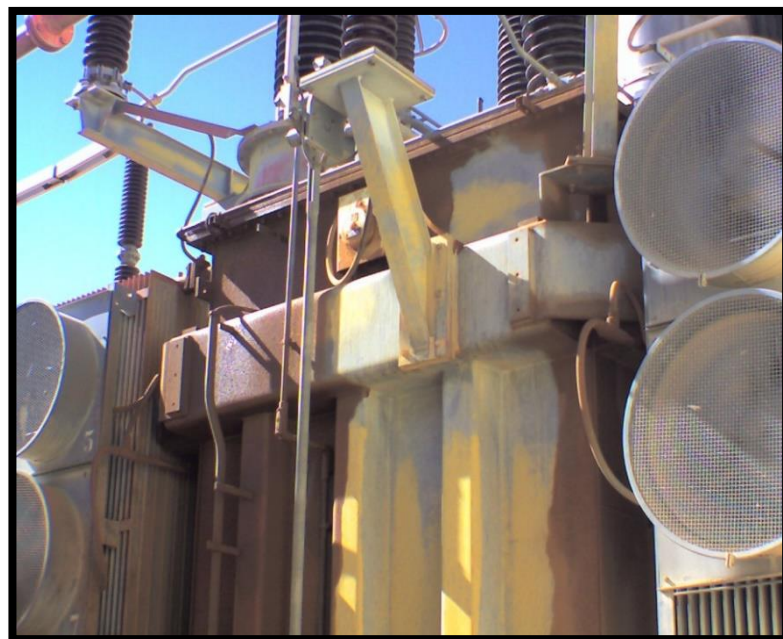
- vidange d'huile du TP101.
- remplacement de la jointure des radiateurs.
- traitement et séchage de l'huile neuve.
- remplissage sous vide.
- purge du transformateur.
- lavage à l'eau du transformateur TP101
- vérification l'état du transformateur (fuit d'huile) (Voir les PV d'intervention en annexe)

En date du 29/09/2014 un fax est envoyé à **ETTERKIB** concernant l'apparition d'une fuite importante d'huile sur le TP101 suite à l'opération de traitement d'huile. La réponse d'**ETTERKIB**

CHAPITRE III _____ DEMARCHES DE DIAGNOSTIC ET MAINTENANCE D'UN TRANSFORMATEUR AVARIE

recommande à travers son sous-traitant (ETS BOUTELDJA) de procéder au décuivage du transformateur dans un hall de décuivage approprié au changement du joint de la cloche.

✚ *Etat de transformateur après l'intervention*



Afin de réduire les fuites au niveau du TP 101, Une solution provisoire qui consiste à l'application d'un composite de réparation polymérique **BELZONA** mais sans résultat vu l'importance des fuites.

✚ ***La Consommation d'huile BORAK 22***

- 15/03/2015 3 futs.
- 09/06/2015 2 futs.
- 26/12/2015 4 futs.
- 07/04/2016 5 futs.

III.5 conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté, les étapes de diagnostic et de réparation du transformateur de puissances, nous avons aussi donnée un aperçu sur les opérations d'intervention, afin les états du transformateur avant son panne et après l'intervention.

CONCLUSION GENERALE

Les transformateurs de puissance sont des composants décisifs. Ils sont soumis à de nombreuses contraintes et nécessitent une surveillance et un suivi régulier.

Un transformateur défaillant produit des situations parfois très lourdes de conséquences: techniques, financières, commerciales, et environnementales, D'où la nécessité de détecter et identifier le défaut ensuite protéger le transformateur contre ces défauts.

L'élément que nous avons étudié est le transformateur de puissance, vue son importance dans le domaine du marché électro-énergétique. Avant d'entamer notre étude, nous avons décrit d'une manière non exhaustive tous les éléments constituant le transformateur de puissance afin de situer l'importance de chaque élément.

La rigidité diélectrique est une caractéristique importante symbolisant les isolants en matière de qualité électrique, le claquage n'est jamais causé par un champ électrique seul mais par un effort combinatoire entre ce dernier et d'autres phénomènes d'origine thermique, mécanique, chimique, ..., et aussi par l'influence de plusieurs paramètres.

Le processus de maintenance et de réparation est passé par des nombreuses étapes expliquées et détaillé au 3ème chapitre. Dans cette étude nous avons traité un cas réel à savoir la panne du transformateur TP 101 de la centrale TILGIMT-SPE ; la société algérienne de la production d'électricité (SPE), le rôle principale de cette société est assurée la continuité service de production d'énergie électrique pour leurs client.

Dans ce cas, et d'une façon générale SPE-HR (Hassi R'mel) s'engage pour tenter à réparer les pannes. La filiale CREDEG (Centre de recherche et de développement de l'électricité et de gaz), sa mission est d'assurer la maintenance prédictive des machines tournantes, des machines statiques en effectuant l'expertise de la qualité de l'isolant et procéder au test et au contrôle des équipements. S'occupe aux premiers étapes de diagnostic, afin d'envoyer le rapport à la filiale SKMK (Sharikat Khadamet Mouhaouilet Kahrabaia) pour confirmer le diagnostic et faire le nécessaire (réparation du transformateur).

CONCLUSION GENERALE

Dans la plus part du temps SONELGAZ se trouve dans l'obligation de demander des diagnostics complémentaires des entreprises privées. On peut citer ici ETS BOUTELDJA qui offre des services de maintenance et de diagnostic)

consiste aux opérations suivantes

- vidange d'huile du TP101.
- remplacement de la jointure des radiateurs.
- traitement et séchage de l'huile neuve.
- remplissage sous vide.
- purge du transformateur.
- lavage à l'eau du transformateur TP101
- vérification l'état du transformateur (fuit d'huile).

Ceci nécessite un long temps de réparation et des coûts plus élevés.

REFERENCES

- [1] SEDIKI Abderrahmane, « Déréglementation des services publics en réseau et les comportements récents des opérateurs historiques » : Cas des choix stratégiques de la SONELGAZ face à la déréglementation/restructuration de l'industrie électrique en Algérie. Thèse de doctorat, université de Mouloud MAMMERRI- TIZI OUZOU, 2014
- [2] ILILTEN Amine et Mr. HASNIOU Zakaria, « Etudes des paramètres influant sur la tension de claquage de l'huile BORAK 22utilisée dans les transformateurs de puissance», Mémoire de master, Université d'Abderrahmane Mira de Bejaia, 2014/2015.
- [3] Jean Sanchez, « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance», Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2011. Français. NNT : 2011GRENT031.
- [4] REKIK BADRI, « Étude et modélisation des défauts des transformateurs de puissance », Thèse de Magister, Université Badji Mokhtar- Annaba, 2008.
- [5] Abdelkebir Amir et Mr. Saadi Nassim, « Application de la Logique Floue pour le Diagnostic des Transformateurs de Puissance par Analyse des Gaz dissous», mémoire de Master, Université M'hamed Bougara-Boumerdes, 2017.
- [6] «Document réf. Transformateur » : ODT, version du 26 janv. 2010.
- [7] Mme Ben aicha Halima. « Analyse des stratégies de maintenance des systèmes de Production industrielle », département d' Electrotechnique, option Réseau Electriques, Thèse de doctorat, université des sciences de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf. 2015.
- [8] MEZARI Naouel, « Diagnostic des transformateurs de puissances », Mémoire de magister, département d' électrotechnique, , Université de Tizi Ouzou. Juillet 2011

REFERENCES

- [9] Bernard Hochart, « Transformateur de puissance », 2eme Edition. Paris, 1988.
- [10] Saliha Boudraa, « Analyse des gaz dissous les huiles des transformateurs en utilisant les Techniques de l' intelligence artificielle », Mémoire de magister, département D'électrotechnique, université de Batna, 2005.
- [11] BOUCHAOUI Lahcene « Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : application des réseaux de neurones », Mémoire de magister, département d' Electrotechnique, université de Sétif. 2010.
- [Cigr_02] CIGRE** "GUIDELINES for Life Management Techniques for Power Transformers". Working Group of CIGRE Study Committee 12-18.Draft Final Report Rev. 2. 22 june 2002.

مُلخَص

محول الطاقة هو العنصر الأكثر أهمية في نظام نقل الكهرباء. ولا تؤثر موثوقيته على مدى توفر الطاقة الكهربائية فحسب، بل قد تؤدي أيضا إلى عواقب وخيمة: تقنو-اقتصادية...الخ، وعقوبات ثقيلة جدا من حيث العواقب (التقنية والمالية والتجارية والبيئية)؛ ومن حيث ضرورة الكشف عن العيوب الكامنة والتعرف على مديها من المراحل الأولى بالنسبة لأي إجراء وقائي محتمل. فائدة المعلومات التي يمكن أن تؤدي إلى استخدام تقنيات التشخيص في محولات الطاقة، بهدف الحد من احتمال فشل أو تدهور الخدمة أو الاستمرار في النقل وزيادة العمر المتوقع للمحول. ويتعين اتخاذ التدابير الكهربائية وتدابير العزل بطريقة منهجية على المحولات لمعرفة حالتها والتحذير لمنع تلفها. وهذا ما تطرقنا إليه في عملنا هذا من خطوات وتدابير الكشف الأعطال لمحول الطاقة الكهربائية وطرق إصلاحه وإعادة تأهيله لاستمرارية العمل.

كلمات المفاتيح: تحويل، عزل مختلط، فشل، تشخيص، صيانة.

ABSTRACT

The power transformer is the most critical element in the Power Transmission System. It's reliability affects not only the availability of electrical energy, but also leads to technical and economic penalties, very heavy in consequence (technical, financial, commercial, environmental) Hence the need to detect and identify latent defects at the earliest stages for possible preventive action. The value of information that can be gained from the use of diagnostic techniques in power transformers, to reduce the likelihood of service failures or degradation and to increase the processor's life expectancy. Electrical and dielectric measurements must be carried out systematically on transformers in order to know their condition and prevent their damage. These are the steps that we have taken our work to detect defects and breakdowns and methods of repairing and rehabilitating the transformer for service continuity.

KEYWORDS : Transformer, Mixed insulation, Failure, Diagnostic, Maintenance

RÉSUMÉ

Le transformateur de puissance est l'élément le plus critique dans le Système de transport d'électricité. Sa fiabilité n'affecte pas uniquement la disponibilité en énergie électrique, mais aussi conduit à des pénalités technico-économiques, très lourdes en conséquences (techniques, financières, commerciales, environnementales) ; d'où la nécessité de détecter et d'identifier dès les premiers stades les défauts latents pour une éventuelle action préventive. L'intérêt des informations que peut apporter l'utilisation des techniques de diagnostic dans les transformateurs de puissance, dans le but de réduire la probabilité de défaillances ou de dégradation du service et d'augmenter l'espérance de vie du transformateur. Les mesures électriques et diélectriques sont à effectuer d'une manière systématique sur les transformateurs afin de connaître leur état et prévenir leurs avaries. Ceci est les étapes que nous avons pris notre travail pour détecter les défauts et les pannes et les méthodes de réparation et la réhabilitation du transformateur pour la continuité de service.

MOT CLÉS : Transformateur, Isolant mixte, Défaillance, Diagnostique, Maintenance