

MAINTENANCE DE TRANSFORMATEURS À DIÉLECTRIQUE LIQUIDE

ALLIANZ RISK CONSULTING



INTRODUCTION

Les transformateurs de puissance et de distribution conventionnels sont généralement considérés comme des équipements fiables ayant des taux de défaillance électrique faibles. Cependant, le vieillissement de l'infrastructure des sous-stations dans toutes les branches industrielles est inquiétant et conduit à l'augmentation des sinistres.

Il est prédit que les défaillances des transformateurs de sous-station vont augmenter de 500 % dans les 10 prochaines années du fait que de nombreuses unités installées dans les années 60 et 70 dépassent leur prévisible durée de vie opérationnelle. Les calculs de taux de défaillance d'un transformateur ont montré que la fiabilité décroît rapidement après 35 à 40 ans de service et qu'à 60 ans il est presque à 100 %.

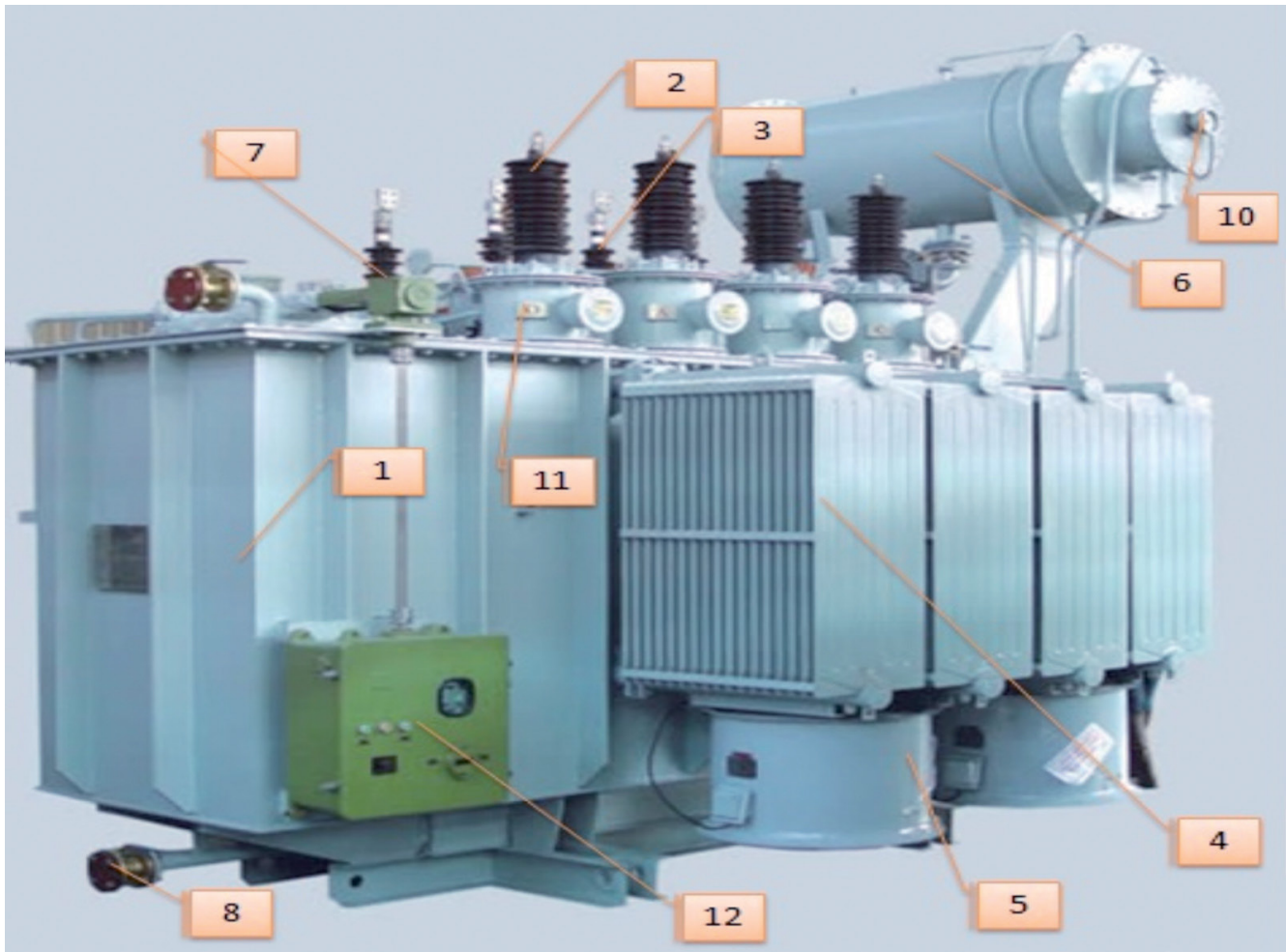
Alors que l'âge de l'équipement a une incidence importante sur les défaillances, il en est de même pour les procédures de maintenance insuffisantes. Heureusement, il y a un certain nombre de moyens pratiques et reconnus pour réduire de façon significative le risque de défaillance d'un transformateur.

DÉFINITIONS

Un transformateur est un équipement qui transforme l'énergie d'un réseau électrique de courant alternatif d'un certain niveau de voltage à un autre (très haute ou haute tension vers moyenne ou basse tension). Ils peuvent être secs ou remplis de liquide (par exemple, huile isolante), avec des transformateurs secs disponibles jusqu'à des puissances de 10 MVA, alors que pour des puissances plus élevées, ils sont plutôt à diélectrique liquide. De l'huile minérale isolante est communément utilisée. Egalement des huiles siliconées, esters, etc., peuvent être utilisées, mais ils sont plus coûteux.

Dans les transformateurs à diélectrique liquide, le bobinage et le noyau sont totalement immergés dans le liquide qui agit comme fluide de refroidissement et comme isolant pour contrôler les courants vagabonds. Ce sont ces types de transformateurs qui sont le sujet de cette note technique..

PRINCIPAUX COMPOSANTS

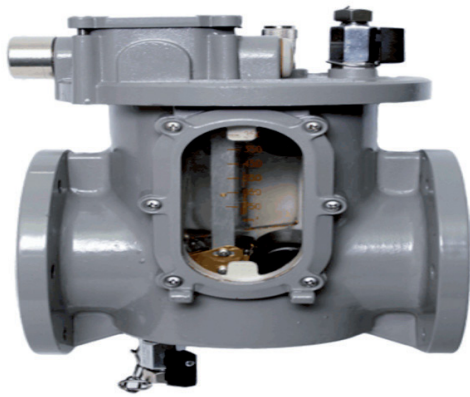


Typical Oil Filled Power Transformer

- 1. Cuve du transformateur:** contient les bobinages du transformateur et son fluide d'isolation (remplie d'huile).
- 2. Traversée haute tension:** terminaux où les bobinages du primaire du transformateur terminent et qui servent comme isolant avec la cuve du transformateur.
- 3. Traversée basse tension:** comme pour la traversée haute tension, terminaux où les bobinages du secondaire du transformateur terminent et qui servent comme isolant avec la cuve du transformateur.
- 4. Ailettes de refroidissement/Radiateur:** afin que le transformateur puisse dissiper la chaleur générée dans son huile isolante, des ailettes de refroidissement et des radiateurs sont généralement fixés sur la cuve du transformateur.
- 5. Ventilateurs:** peuvent habituellement être trouvés attachés aux ailettes de refroidissement.
- 6. Réservoir de conservation (ou conservateur):** un système de préservation de l'huile dans lequel l'huile dans la cuve principale du transformateur est isolée de l'atmosphère, dans les limites de température spécifiées, au moyen d'un réservoir auxiliaire partiellement rempli d'huile et connecté à la cuve principale pleine.
- 7. Système terminal de mise à la terre:** généralement présent quand une connexion en Y est utilisée dans le bobinage des transformateurs.
- 8. Vanne de vidange:** utilisée pour vidanger l'huile du transformateur.
- 9. Assécheur d'air (ne figure pas sur le schéma):** empêche l'humidité normale de l'air de venir en contact avec l'huile dans les équipements électriques quand la charge ou la température changent. Ceci réduit la dégradation de l'huile et aide à maintenir ses capacités d'isolation.
- 10. Indicateurs de la température/de la pression d'huile:** utilisés pour contrôler les caractéristiques internes du transformateur, spécialement ses bobinages.
- 11. Transformateurs de courant pour traversée:** situés au niveau des terminaux du transformateur et utilisés à des fins de mesure et de relaying.
- 12. Armoire de contrôle:** contient les équipements de contrôle et les équipements auxiliaires du transformateur.

Les transformateurs à huile avec un réservoir de conservation tendent à être équipés d'un relais à accumulation de gaz (relais Buchholz). C'est un équipement actionné par le gaz ou l'huile, contenu dans la tuyauterie entre le haut de la cuve principale du transformateur et le conservateur. La fonction du relais est de détecter une condition anormale à l'intérieur de la cuve et de transmettre un signal d'alarme ou de déclenchement. Dans les conditions normales, le relais est entièrement rempli d'huile. Son déclenchement intervient quand les flotteurs sont déplacés par une accumulation de gaz, ou quand une palette est déplacée par un mouvement brusque d'huile.

Les transformateurs sans conservateurs sont généralement équipés avec un relais de surpression qui assure une fonction similaire au relais Buchholz.



Relais Buchholz

AGE DU TRANSFORMATEUR

La vie d'un transformateur dépend en grande partie de la vie du papier qui est utilisé pour isoler le bobinage et divers autres composants. La vie du papier est fonction de la qualité de l'huile avec laquelle le transformateur est rempli, de la qualité même du papier, de la température de fonctionnement, de la charge et des variations brusques de tension auxquelles le transformateur est exposé.

La qualité de l'huile est dépendante du cycle de service et du régime de maintenance qui lui sont appliqués. La durée de vie avant défaillance (Mean Time to Failure ou MTF) des gros transformateurs est autour de 50 ans. De telles informations pourraient sembler indiquer que les défaillances sont relativement rares dans les 25 premières années mais que le taux de défaillance augmente de façon significative après 40 ans d'utilisation.

DÉFAILLANCES

La principale cause de défaillance d'un transformateur est liée à l'isolation (par exemple, inadéquate ou défaillante, détérioration et courts-circuits). Ceci peut résulter d'un nombre de différentes causes. Les exemples incluent:

- des vibrations causant des défaillances dans l'isolation et des courts-circuits,
- courts-circuits extérieurs déplaçant une ou plusieurs bobines de spire.

Une autre raison de défaillance qui peut être couramment rencontrée est l'humidité dans le transformateur, qui peut aboutir à des courts-circuits. La teneur en eau de l'huile devrait aussi être contrôlée en opération de façon routinière. Quand la teneur en eau atteint un certain seuil, l'huile doit être séchée sous peine de réduction drastique de la durée de vie du transformateur.

Des systèmes de séchage en ligne sont disponibles et des assécheurs d'air au gel de silice sont habituellement utilisés pour minimiser l'entrée d'humidité pendant le fonctionnement normal. La défaillance du liquide d'isolation est une autre cause majeure de dysfonctionnement d'un transformateur. La pureté et l'absence d'eau dans l'huile va aller en se dégradant dû à l'entrée d'humidité, à la surcharge prolongée, au niveau bas d'huile ou à la présence de particules conductrices en suspension. La rigidité diélectrique de l'huile peut se réduire à un niveau dangereusement bas à partir duquel une défaillance ou un claquage pourraient arriver si elle n'était pas contrôlée régulièrement.

ACTIONS PRÉVENTIVES

Bien que non exhaustives, les actions préventives de maintenance suivantes peuvent grandement réduire les possibles défaillances du transformateur à huile et la perte d'exploitation qui en résulte:

1. Inspection par thermographie infrarouge des systèmes électriques. Les inspections devraient être faites annuellement ou plus fréquemment (par exemple, trimestriellement ou semestriellement) quand justifié par le retour d'expérience des sinistres, par l'installation de nouveaux équipements, ou par des changements environnementaux, opérationnels ou des conditions de charge.
2. Inspecter au moins mensuellement l'état général du transformateur, y compris par rapport à d'éventuelles fuites. Les lectures d'affichage de la tension, du courant, de la température, du niveau de liquide, de la pression / dépression devraient être enregistrées afin de s'assurer qu'elles sont dans les limites autorisées.
3. Analyser le liquide isolant par rapport à la rigidité diélectrique, à l'acidité, à la coloration, à la tangente delta et à la tension interfaciale au moins une fois par an. En complément, une analyse des gaz dissous dans l'huile devrait être réalisée annuellement ou plus souvent si justifié par les résultats des tests. Le niveau effectif et la fréquence de la maintenance seront déterminés par la criticité des équipements pour le site et les potentielles expositions résultant d'une coupure de courant due à une défaillance.
4. Rechercher d'éventuelles traces de PCB (ou d'Ugilec, de trichlorobenzènes,...) dans les huiles minérales des vieux transformateurs. Cette analyse permet de quantifier la contamination éventuelle de l'huile du transformateur par des PCB due à une manipulation, à un complément non approprié ou à une présence initiale. Certaines administrations interdisent l'utilisation des huiles polluées par PCB et demandent leur traitement. Il est inutile de réaliser cette recherche sur

un transformateur dont le fluide diélectrique est du Pylalène, puisqu'il est considéré automatiquement comme très fortement pollué (60% à minima de PCB).

Le niveau effectif et la fréquence de la maintenance seront déterminés par la criticité des équipements pour le site et les potentielles expositions résultant d'une coupure de courant due à une défaillance.

Si l'un de ces contrôles fait apparaître une dégradation du diélectrique, ce dernier devrait être traité ou changer afin d'éviter tout risque de claquage.

RÉFÉRENCES

NFPA 70B, *Recommended Practice for Electrical Equipment Maintenance, Edition 2016*

DES QUESTIONS OU DES COMMENTAIRES?

CONTACTEZ:

Neil Peskett

UK Regional Technical Manager

Allianz Risk Consulting

+44 (0) 1798 874 340

neil.peskett@allianz.com

www.agcs.allianz.com

Reference 02/22/02

Tech Talk is a technical document developed by ARC to assist our clients in property loss prevention. ARC has an extensive global network of more than 100 property risk engineers that offers tailor made, customer focused risk engineering solutions.

Design: AGCS Graphic Design Centre