

# MANTENIMIENTO Y FALLOS COMUNES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

## 1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son elementos clave en la industria, estos se encuentran presentes en subestaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica. Es un elemento electromagnético estático que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia, para posteriormente ser utilizada en diferentes sistemas eléctricos que requieran de esta variación de tensión y corriente para su funcionamiento, de acuerdo a sus parámetros eléctricos de operación.



**Fig. 1.** Transformador de potencia

Es fundamental garantizar el buen funcionamiento de estos equipos, ya que ante alguna falla o eventualidad, y al operar con grandes cantidades de energía, pueden originar un grave accidente en la subestación eléctrica, ocasionando daños materiales y al personal que se encuentre en las inmediaciones, de ser el caso. En términos económicos, suelen ser equipos bastante costosos y, en ocasiones, la procura para la entrega de un nuevo suministro suele ser larga, por lo que, de presentarse alguna falla en un transformador de potencia, puede ocasionar un paro del suministro eléctrico en planta, causando pérdidas significativas para la industria.

Para garantizar la confiabilidad de operación de estos equipos, su mantenimiento debe estar de acuerdo a un plan que se rija bajo los siguientes tipos de mantenimiento:

## 2. TIPOS DE MANTENIMIENTO

### 2.1 Mantenimiento predictivo

Mantenimiento orientado al uso de equipos especializados de ensayo, medición y monitorización de los parámetros de funcionamiento del transformador, con la finalidad de detectar algún indicio que pueda suponer un mal funcionamiento a futuro en el equipo. En este tipo de mantenimiento, suelen realizarse los siguientes tipos de ensayos dieléctricos:

**a) Prueba de tangente delta:** Permite determinar si el aislamiento ha experimentado cambio físico en su estructura, proporcionando una idea de las pérdidas dieléctricas en el aislamiento. El valor de referencia es el factor de disipación, en el cual un valor menor a 0.5%, indica un buen estado del aislamiento en el transformador.

Factor de disipación [%]	Estado
0.5 <	Bueno
0.5 - 0.7	Deterioro normal
0.7 - 1	Requiere investigación
> 1	Deterioro excesivo

Tabla N°1: Valores de referencia

**b) Resistencia de aislamiento:** Permite detectar el envejecimiento y la degradación prematura de las características de aislamiento entre dos elementos conductores del transformador. Las causas de fallo por degradación del aislamiento pueden darse por fatiga de origen eléctrico (fenómenos de sobretensión o caídas de tensión), mecánico (por ciclos de puesta en marcha, golpes directos contra lo químico por proximidad de productos químicos, como aceites, vapores corrosivos, etc.) o relacionado a contaminación en el aislamiento, sea por polvo, hollín, aparición de moho y/o acumulación de partículas en entornos húmedos y calurosos.

Voltaje entre fases (KV)	Megaohms (MΩ)	Voltaje entre fases (KV)	Megaohms (MΩ)
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
69	287	-	-

Tabla N°2: Valores de referencia de resistencia de aislamiento mínimos, a 20°C

**c) Relación de transformación:** Permite evaluar el estado del bobinado para proporcionar la relación de tensión esperada. Este tipo de prueba ayuda a identificar problemas tales como espiras abiertas, cortocircuitadas, conexiones incorrectas, problemas internos del núcleo magnético, etc.

**d) Prueba de resistencia óhmica de devanados:** Permite verificar que no existan problemas de conexión o daño existente en los devanados del transformador. Se realiza para detectar contactos flojos o deteriorados, cambiador de derivaciones en mal estado, espiras en corto del devanado, devanado abierto.

**e) Análisis físico-químico del aceite dieléctrico:** Permite la detección del envejecimiento del papel aislante, formación de lodos, contenido de humedad, rigidez dieléctrica, color (apariencia visual del aceite), entre otros. La presencia de lodos, partículas y admisión de humedad son la principal causa de degradación del aceite aislante, contaminando el aislamiento de las bobinas y que conllevará al origen de un corto circuito en el devanado.

**f) Análisis cromatográfico:** El objetivo es verificar el contenido de gases disueltos en el aceite, los cuales son indicativos de problemas internos que pueden producir una falla. Se utiliza una jeringa de vidrio para la extracción provista de válvulas para el sellado.



Fig. 2. Recolección de muestra de aceite dieléctrico

## 2.2 Mantenimiento preventivo

Mantenimiento programado de acuerdo a un cronograma establecido con la finalidad de identificar futuras fallas o averías en las piezas o componentes del transformador; en la mayoría de casos, estas se identifican de forma visual, realizando una inspección a detalle de todas las partes del transformador en búsqueda de indicios de desgaste. Se debe inspeccionar el estado de los bushings, pernería de conexión al busbar, válvulas de alivio y purga, aterramiento, relé buchholz, si es el caso. Este tipo de mantenimiento se centra en la inspección a detalle, limpieza integral del transformador, ajuste de pernería en general y suele estar acompañado del diagnóstico tipo predictivo, mediante ensayos de verificación de aislamiento, entre otros, de acuerdo al tiempo de servicio del transformador.

### 2.3 Mantenimiento correctivo

Es el tipo de mantenimiento que se desea evitar por los costos que representa una parada inesperada de la subestación eléctrica, además del costo por la reparación, reemplazo de piezas, hasta la pérdida total del transformador. Suelen realizarse tras incidentes causados por error humano al momento de realizar maniobras de instalación o puesta en servicio, y también por falta de mantenimiento preventivo.



**Fig. 3.** Fallo e incendio de transformador en aceite

Entre las fallas más comunes, se tienen:

- a) **Fallas en el devanado:** que pueden ser del tipo dieléctrico, térmico o mecánico.
- b) **Fallas en el cojinete:** por aflojamiento de los conductores causado por vibraciones en el transformador, lo que conlleva a sobrecalentamientos y deterioro del papel aislante y aceite dieléctrico. Por rotura de sellos del cojinete, por presencia de agua o desgaste.
- c) **Fallas del núcleo:** por una posible descompostura en el laminado del núcleo, por corrosión, relacionado al aceite dieléctrico contaminado y/o con presencia de humedad.
- d) **Fallas en el tanque:** normalmente causado por condiciones ambientales desfavorables (humedad, radiación solar, alta polución y corrosión).
- e) **Fallas en el sistema de protección:** falla en el relé buchholz, válvula de alivio, protección contra sobrecargas, entre otros.
- f) **Fallas en el sistema de refrigeración:** sistemas presentes en transformadores de gran potencia. Pueden originarse fallas en los ventiladores, bombas de aceite e intercambiadores de calor por condiciones ambientales desfavorables. Una falla de estos equipos causa un incremento de calor y acumulación de presión del gas, lo cual podría desencadenar en una explosión.

Asimismo, una mala manipulación del equipo también puede conllevar a un mantenimiento del tipo correctivo: en la imagen N°4 se aprecia el desmontaje y reemplazo de un bushing de porcelana de un transformador, el cual sufrió un golpe en la base al momento de realizar maniobras de instalación, ocasionando la rotura del mismo y posterior filtración de aceite dieléctrico interno para determinar la



presencia de humedad, ya que, de existir una exposición prolongada de ingreso de humedad, esta jugaría un papel perjudicial para los componentes internos del transformador, teniendo que realizar una purga total del aceite dieléctrico contaminado, tratamiento y su reposición.



Fig. 4. Reemplazo de bushing dañado

#### 4. CONCLUSIONES

- Es muy importante realizar mantenimientos periódicos a todo el equipamiento de una subestación eléctrica, ya que la identificación oportuna de indicios de desgaste y/o futuro fallo de algún componente en los equipos, puede significar cuantiosos ahorros económicos.
- Las intervenciones de mantenimiento en transformadores y en general a equipos eléctricos, deben ser realizadas por personal altamente calificado, con experiencia en el rubro y equipamiento idóneo que garantice el correcto mantenimiento.
- Un correcto mantenimiento engloba las actividades del tipo preventivo con el diagnóstico mediante equipos especializados de ensayo y medición, pertenecientes al mantenimiento del tipo predictivo.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Brambila, D., & Gijon, L. (Noviembre de 2015). Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases. México, D.F.
- Hernández, J., & Guidos, D. (Marzo de 2020). Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención. Universitaria, El Salvador.
- Revista Electro Industria. (Agosto de 2017). Electro Industria. Obtenido de [http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3062&xit=tipos-de-mantenimiento-detransformadores#:~:text=2\)%20Mantenimiento%20preventivo&text=Termo%20filtrado%20al%20vac%C3%ADo%20del%20aceite.&text=Regeneraci%C3%B3n%20del%20aceite%20diel%C3%A9ctrico](http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3062&xit=tipos-de-mantenimiento-detransformadores#:~:text=2)%20Mantenimiento%20preventivo&text=Termo%20filtrado%20al%20vac%C3%ADo%20del%20aceite.&text=Regeneraci%C3%B3n%20del%20aceite%20diel%C3%A9ctrico)
- Tariq Jan, S., Afzal, R., & Zia Khan, A. (Febrero de 2015). Transformer Failures, Causes & Impact. Obtenido de [https://iieng.org/images/proceedings\\_pdf/8693E0215039.pdf](https://iieng.org/images/proceedings_pdf/8693E0215039.pdf)
- White, J. (Julio de 2002). Transformer Oil Maintenance - EE Online. Obtenido de <https://electricenergyonline.com/energy/magazine/54/article/Transformer-Oil-Maintenance-.htm>

**Autor:** Ing. César Moreno Tarazona, Jefe de Proyectos e I+D+i