

GESTION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRUBUCIÓN

[Juan C. Salavarrieta](#), Consultor en Innovación Tecnológica (COLINNOVACION)

Resumen — En la industria energética, los gastos asociados con el mantenimiento y reparación de transformadores en baño de aceite son elevados. Esto es originado por la alta frecuencia en la aparición de fallas tales como: aislamiento deteriorado, corto circuito en devanados, oxidación por humedad, sobrecarga, sobretensión de origen atmosférico o maniobra, entre otros. El costo de este tipo de reparaciones representa un rubro significativo en la operación de las empresas de energía. Es por eso, que se hace necesaria la implementación de estrategias tecnológicamente fundamentadas en la búsqueda de disminuir los gastos de reparación de los equipos, entre ellos los transformadores de distribución. A su vez, el uso de nuevas tecnologías en eficiencia y mantenimiento de transformadores repercuten de manera positiva en los efectos medioambientales y de seguridad de la operación.

Palabras Clave — transformador, gestión de activos, mantenimiento, energía eléctrica.

1. INTRODUCCIÓN

Un transformador es un dispositivo eléctrico que se utiliza para transferir energía de un circuito a otro mediante inducción electromagnética. La transferencia de energía se acompaña sin cambios de frecuencia. En un sistema eléctrico, el término transformador de distribución se utiliza para suministrar CA (corriente alterna) de varios voltajes y valores apropiados de corriente en el sistema de distribución público de electricidad. Se ven con mayor regularidad transformadores complementando la cadena de valor en la red de servicios residenciales. A su vez, anterior a estos, se encuentran los transformadores de potencia los cuales cuentan con un soporte de carga de más de 500 KVA generalmente ubicados en la fuente de generación (Alvarez & Pozo, 2007).

Las compañías eléctricas estarán preparadas para abordar los retos planteados, sólo si cuentan con una metodología para la gestión óptima de sus activos, es decir, si puede tomar las decisiones correctas en el momento adecuado (Romero et al., 2012) sobre el funcionamiento de sus activos, tomando para el caso de este artículo, los transformadores. La gestión de un parque de transformadores debe tener en cuenta los riesgos asociados con cada transformador de manera independiente, dentro de un sistema eléctrico. En este sentido, se debe valorar el nivel de riesgo para cada unidad. Al valorar el riesgo, se puede establecer una clasificación por mérito y condición de los transformadores, lo que permite la planificación de acciones para el mediano y largo plazo.

La gestión de activos se define como el conjunto de actividades y prácticas a través de las cuales una organización empresarial maneja de forma óptima y eficiente sus activos, con el propósito de alcanzar un plan estratégico organizacional. En este contexto la palabra "activo" se refiere a la planta, maquinaria, propiedades, edificios, vehículos y otros elementos de valor importante para la operación de cualquier organización empresarial.

El propósito de este artículo es hacer una breve descripción del tipo de problemas a los cuales afectan los transformadores, sus consecuencias y características, a su vez se describe el tipo de mantenimiento que deben tener, lo anterior basados en documentos de la empresa CDM transformadores y estudios asociados; finalizando con el concepto de gestión de activos, el cual cobra cada vez mayor importancia en la industria energética, ya que de él depende la estabilidad y eficiencia en el funcionamiento de los equipos asociados a la cadena de valor.

2. TRANSFORMADORES DE ENERGÍA

El análisis de gran cantidad de datos (Big Data) está El transformador es un dispositivo o máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia (Alvarez & Pozo, 2007). La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las má-

quinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, entre otras variables.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, por medio de interacción electromagnética. Está constituido por dos o más bobinas de material conductor, aisladas entre sí eléctricamente y por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. Los transformadores son dispositivos cuyo diseño se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de acero al silicio (Alvarez & Pozo, 2007).

El devanado lo conforman cables que están enrollados alrededor de una estructura que contiene hierro, llamado el núcleo. Este conjunto de vueltas se denomina: Bobina primaria o "primario" a aquella que recibe el voltaje de entrada y Bobina secundaria o Secundario" a aquella que entrega el voltaje transformado.

Los transformadores que más comúnmente se identifican son llamados de poste, los cuales proveen la transformación de voltaje en el sistema de distribución de energía eléctrica en zonas residenciales. Principalmente, acondiciona el nivel de voltaje usado en las líneas de media tensión al nivel requerido por el usuario final. Por lo general este tipo de transformadores están encapsulados en cajas de acero, y pueden contener entre los devanados primario y secundario como medio de aislamiento y enfriamiento, aceite, para el caso de los transformadores en baño de aceite; o aire, para el caso de los transformadores secos (Alvarez & Pozo, 2007).

La sobrecarga en la capacidad nominal de los transformadores, la reducción en gastos de mantenimiento y la austeridad en la inversión, son los desafíos que deben enfrentar las compañías eléctricas en la actualidad (Ceron, Orduña, Aponte, & Romero, 2015). Como respuesta a estos requerimientos, las compañías eléctricas están introduciendo métodos usados por los inversionistas y las compañías de seguros, relacionados con el aseguramiento de los activos y la minimización de los riesgos (Duran, 2014). En vista del gran número de transformadores en el mundo que se acercan al final de su vida útil, las compañías eléctricas están interesadas en identificar el tiempo de vida remanente y la condición de los mismos, tratando así de extender al máximo su vida útil o tomar decisiones oportunas que minimicen costos, producto de una eventualidad y de esta forma maximizar los beneficios económicos, producto de la explotación del activo (OEDER, 2014).

Teniendo en cuenta lo anterior, existen parámetros como la carga máxima que puede soportar un transformador la cual está condicionada por los siguientes tipos de limitaciones de acuerdo con (Duran, 2014):

2.1 LIMITACIÓN TÉRMICA:

Es aquella carga que produce una elevación de la temperatura del transformador por encima de un valor crítico y trae como consecuencia el envejecimiento prematuro de los aislamientos y la reducción de la vida útil del transformador.

Debido a que los efectos de deterioro producidos por la temperatura son acumulativos, es posible obtener una vida satisfactoria del aislamiento del transformador con picos de temperatura que excedan a los valores permitidos bajo carga continua, siempre y cuando la duración de estas temperaturas sea suficientemente restringida.

Idealmente, los transformadores deberían contar con elementos de protección para controlar fundamentalmente que la temperatura no supere el valor crítico, interrumpiendo el servicio cuando las sobrecargas alcanzan dicha temperatura.

2.2 LIMITACIÓN DE CARGA:

Ocurre cuando existen sobretensiones las cuales son incrementos de tensión eléctrica que pueden causar graves problemas a los equipos conectados a la red de media tensión, y más cuando exceden su capacidad, el efecto de este tipo de carga adicional en un transformador se evidencia desde un envejecimiento precoz de sus componentes internos y externos hasta incendios, deterioro y destrucción del equipo.

3. TIPOS DE FALLA EN TRANSFORMADORES:

En la estadística de fallas de los transformadores que la empresa CDM Transformadores (2013) tiene evidencia, se identificó que la humedad y la sobrecarga son los diagnósticos más comunes que provocan el mal funcionamiento de los transformadores.

Cuando un transformador falla por humedad, se presentan los siguientes efectos:

- Presencia de agua en el fondo del tanque y en la parte superior de la estructura de soporte. (se evidencia óxido en estas partes)

- Puntos de oxidación en las partes que no se encuentran sumergidas en el aceite.
- Cortocircuito entre capas de la bobina en su parte superior.
- Rotura de indicador de sobrecarga
- Daño en el mecanismo de operación del indicador de sobrecarga.

Una vez un transformador presenta una falla debido a una sobrecarga se presentan los siguientes efectos:

- En la conexión de baja tensión hay salidas de cobre descoloridas.
- El papel aislante de la bobina y salidas está deteriorado.
- El aceite dieléctrico presenta ennegrecimiento o quemado con gran formación de lodo.
- Las paredes del tanque presentan descoloración.
- Gran contenido de lodo

3.1 CARACTERÍSTICAS POR TIPO DE FALLA TÉCNICA

Como fallas debidas a sobretensiones ya sean de origen atmosférico o de maniobra se observan las siguientes características (CDM, 2013):

- Se evidencia cortocircuito entre las espiras pertenecientes a las primeras o últimas capas de falla de tensión.
- En la parte externa se observa también ennegrecimiento en los aisladores de alta tensión.
- Algunas veces la bobina descarga al núcleo o al tanque. Evidenciando daño estructural
- Perforación de algún sector de la bobina entre capas o espiras, excepto por humedad.
- Puede presentarse evidencia de descarga entre los devanados de alta y baja tensión.

Respecto a fallas ocasionadas por cortocircuito externo o conexiones erradas se presentan los siguientes fenómenos de acuerdo con (Mago , Valles, Olaya , & Zequera, 2011):

- La bobina se presenta con devanados desplazados el uno respecto al otro. Lo que en un futuro pueden manifestarse otras fallas de aislamiento.
- Cambios de coloración en los empalmes.
- Presencia de esquirlas en las bobinas.
- Rastros de carbón en el conmutador

Para las fallas debidas a mala operación se destacan los siguientes fenómenos:

- Rompimiento de conmutadores al accionarlos erróneamente
- Rompimiento de aisladores
- Daño o ausencia de la válvula de sobrepresión, cuando esta ha sido suministrada.

4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Las empresas del sector eléctrico deben tener dentro de sus planes de operación, programas de mantenimiento correctivo de activos. Cuando se hace el mantenimiento correctivo de los transformadores se puede hacer bajo dos principios (Campos, 1991):

Reparación parcial: es aquella en la cual se le cambian parcialmente algunos de sus componentes de la parte activa (núcleo y/o bobinas) garantizando haber cumplido con los ensayos de rutina. El término reparado parcialmente, implica que el transformador conserva parcial o totalmente su aislamiento original y por tanto no es indicado estimar que inicia su vida útil.

Reparación Total: es aquella en la cual se le han cambiado totalmente sus bobinas, los aislamientos y el líquido aislante y, por tanto, en esta ocasión si se puede estimar que reinicia su vida útil.

Reconstrucción: este tipo de intervención se caracteriza por el rediseño y el cambio total de sus bobinas, los aislamientos y el líquido aislante y/o se le han modificado sus características nominales, y por tanto se considera que se reinicia su vida útil.

Cuando a un transformador se le ha identificado una falla, se hace la debida evaluación y se inician los protocolos de reparación los cuales cuentan con las siguientes actividades (CDM, 2013):

1. Diagnóstico de falla, el cual es apoyado por la norma GTC 71 (ICONTEC, 2015).
2. Mantenimiento de la parte activa funcional.
3. Reparación o Reconstrucción de la parte activa fallada.

Cuando se presenta un diagnostico por falla, según la norma GTC 71 estas pueden clasificarse según si su origen es externo o interno.

Se pueden encontrar las siguientes fallas de tipo externo:

- Herrajes y conectores flojos
- Aisladores flojos o rotos
- Tapa del tanque floja

- Golpes en el tanque, radiadores, o tapa
- Fugas de aceite debidas a golpes
- Falta de válvula de sobrepresión (en caso que aplique)

A su vez, se presentan a continuación los tipos de fallas internas:

- Fallas debidas a sobrecarga
- Fallas debidas a sobretensiones
- Fallas debidas a cortocircuitos externos al transformador o conexiones erradas
- Fallas debidas a la instalación y/o operación.
- Fallas debidas a defectos de fabricación diversos.

Cabe anotar que uno de los daños más comunes es la sobrecarga producida por exceso de conexiones en la red secundaria de un mismo transformador, estos originados por derivaciones no autorizadas o por desbalanceo de carga al momento de instalación de clientes nuevos. Esta situación es causante de llevar a las conexiones de baja tensión a una temperatura por encima de lo tolerado, causando el deterioro de los conectores como fracturas o fundiciones (Mago, Valles, Olaya, & Zequera, 2011).

También, un factor atmosférico de gran importancia es la humedad, la cual es el principal contaminante del aceite como aislamiento de los transformadores (Campos, 1991). La humedad afecta de manera más directa cuando se presentan filtraciones que tienen camino a través de las hendiduras que por causa de la sobrecarga se han creado alrededor de los empques de los conectores de baja tensión.

5. GESTIÓN DE ACTIVOS

Un punto fundamental a tener en cuenta, es el concepto de gestión de activos, el cual en la actualidad debe ser parte de la estrategia de las empresas del sector eléctrico. El objetivo es garantizar el retorno de la inversión y que los activos operen al máximo de su productividad. Una buena gestión de activos se traduce en mejor índices de confiabilidad, optimización de costos y rentabilidad. A continuación, se describe sus orígenes.

En los años 90, el concepto de la gestión de activos es planteado en el marco de la producción petrolera en el mar del norte. Este concepto desde su implementación generó beneficios económicos y además generó muchas aplicaciones incluyendo finanzas, la informática, el mantenimiento de equipos industriales, etc. Es por eso que las entidades Institute of Asset Management (IAM) en conjunto con el British Standards Institute (BSI), establecieron en el año 2002, la norma BSI PAS 55 denominada "Asset Management", norma que fue aplicada por muchas organizaciones empresariales que evidenciaron

su gran potencial (Ceron, Orduña, Aponte, & Romero, 2015).

Para el año 2006, se creó un sistema de certificación de carácter obligatorio en los segmentos de energía y gas en el Reino Unido. En el año 2008, surgió una nueva versión de la norma (BSi PAS 55, 2008). Dicha norma comprende todas las etapas en el ciclo de vida de un activo, desde su origen, la ingeniería, operación, mantenimiento hasta la renovación de los mismos. Para finalizar, en 2014, se publicó la serie de normas internacionales ISO 55000/1/2, las cuales determinan los parámetros para que una organización logre sus objetivos a través de la gestión eficaz y eficiente de sus activos, y de manera consistente y sostenible en el tiempo (ibid.).

El propósito de contar un sistema de gestión de activos es el de apoyar la ejecución del plan estratégico de la empresa, con el fin de compensar las expectativas técnicas y económicas de los diferentes activos de operación. (Brown & Humphrey, 2005). Cabe anotar, que el punto de partida es el plan estratégico de la organización ya que con este se desarrollan las políticas, estrategias, objetivos, tal cual como se puede ver en la Figura 1.

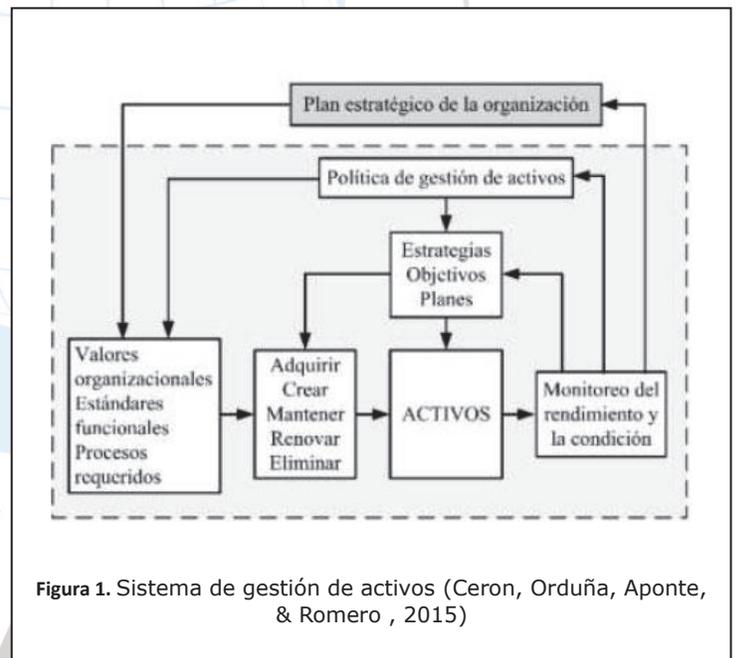


Figura 1. Sistema de gestión de activos (Ceron, Orduña, Aponte, & Romero, 2015)

Teniendo en cuenta lo anterior, los transformadores hacen parte de las inversiones más importantes en las empresas de la cadena de generación, distribución y transmisión eléctrica, es por eso, que el diagnóstico, monitoreo y control del estado de funcionamiento de los transformadores son tratados con alta prioridad.

Ante este escenario el transformador de energía en el contexto de la matriz económica del sistema energético es un activo de vital importancia no solo por lo significativo de la inversión económica, sino porque en caso de falla, los costos que involucran escenarios de parada de

funcionamiento, son por lo general muy elevados, en algunos casos alcanzando varias veces su propio valor, no solo por la reparación del daño, sino porque se integran a los costos los tiempos de lucro cesante, indemnizaciones, multas y otros costos asociados en donde no solo pierde la empresa sino la matriz del sector energético (Mago , Valles, Olaya , & Zequera, 2011).

6. CONCLUSIONES

La industria eléctrica se enfrenta a varios desafíos, uno de los cuales es la llegada de los transformadores al fin de su vida operativa debido a factores como sobrecargas, fallas en maniobras, falta de mantenimiento entre otros factores que disminuye la vida útil del activo. Es por eso que se hace de vital importancia, tener protocolos de mantenimiento preventivo y predictivo que aumente la eficiencia y la vida útil del transformador y así proteger la continuidad de la operación de la cadena de valor de la energía (generación, transmisión, distribución).

La gestión de activos y entre ellos los transformadores de distribución y potencia, cobra cada día mayor importancia para las empresas del sector eléctrico, ya que se potencializan beneficios tales como: mejoras en el impacto financiero, reducción de costos, información relacionada con decisiones de inversión, mejor manejo de la gestión del riesgo, incremento en la continuidad y calidad del servicio, entre otros.

Es por eso, que las empresas deberán invertir para acceder a tales beneficios, y para eso es necesario que cuenten con sistemas eficientes de adquisición y mantenimiento de activos, los cuales deberán estar centralizados en sistemas de gestión (TIC), para que luego la información recolectada pueda ser procesada para generar información útil a la gerencia. Esto permitirá una buena gestión del ciclo de vida del transformador, activo estratégico para la operación del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, R., & Pozo, M. (2007). *Mantenimiento de transformadores de potencia*. La plata, Argentina: Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos (IITREE).
- Brown , R., & Humphrey, B. (2005). Asset management for transmission and distribution. *IEEE Power and Energy Magazine* , p. 39 - 45.
- Campos, R. (1991). Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayos ante sobretensiones externas. *Ingeniería e Investigación*, p. 34-46.
- CDM. (2013). *Reparación de Transformadores de Distribución*. Norte de Santander, Colombia: CDM .
- Ceron, A., Orduña, I., Aponte, G., & Romero , A. (2015). Panorama de la Gestión de Activos para Transformadores de Potencia. *Centro de Información Tecnológica*, 26(3), 99-110.
- Duran, J. (2014). *Gestión de Mantenimiento bajo Estándares Internacionales como PAS 55 Asset Management*. Mantenimiento Mundial (en línea). Retrieved from <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/PAS55.pdf>
- ICONTEC. (2015). *GUIA PARA LA RECLAMACIÓN DE GARANTÍAS DE TRANSFORMADORES*. Bogotá: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
- Mago , M., Valles, L., Olaya , J., & Zequera, M. (2011). *Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas*. Carabobo, Venezuela: Revista Ingeniería UC, Vol 18.
- OEDER. (2014). *Large Power Transformers and the U.S. Electric Grid, Infrastructure Security and Energy Restoration*. Estados Unidos: Office of Electricity Delivery and Energy Reliability.