



# ANÁLISIS DE RIESGOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

## ANÁLISIS DE RIESGOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los **riesgos** de incendio, explosión y daños de la naturaleza (rayos, huracanes, terremotos y otros) pueden ser amparados por coberturas de la rama de incendio y en la cobertura básica de las pólizas todo **riesgo** para daño material (Todo **Riesgo Operativo**).



La principal **causa** de **incendio** en el interior de los **transformadores** con el aislamiento líquido de alta inflamabilidad es la pérdida de su capacidad aislamiento efectivo.

Dada la hermeticidad y presión constantes en un transformador de potencia, una sobrepresión degenerará en una explosión. Los gases explosivos producidos durante un corto circuito entraran en contacto con el oxígeno y el aceite contenido en el transformador, lo que además de la explosión degenerará en el consecuente incendio asociado.

Dadas las características de algunos de los **aceites** que se utilizan en **transformadores** eléctricos, el **aceite** mineral no es **tan** buen aliado puesto que tiene una temperatura de encendido de 145°C y esto lo hace muy **peligroso** en caso de falla dentro del **transformador**, y acabe incendiándose.

De otra parte, la experiencia ha demostrado que el desconocimiento o falta de capacitación para los operadores de circuitos o encargados de maquinarias de mano **eléctricas** y ello conlleva un riesgo latente.

De acuerdo con un estudio presentado como Proyecto de Grado en la Universidad Carlos III de Madrid, España, denominado “*Evaluación del riesgo de Incendio y explosión de un Transformador*” se destaca que no obstante ser elementos muy fiables y seguros dentro de una red eléctrica de potencia, en los transformadores que emplean aislamiento líquido de alta inflamabilidad, como el aceite mineral, el riesgo por incendio resulta elevado, debido a que contiene una gran cantidad de elementos combustibles que se encuentran en contacto con elementos en tensión. Este trabajo persigue obtener la probabilidad

de ocurrencia de incendio en un transformador de este tipo encuadrado en una instalación de cogeneración ficticia.

Esta peculiar circunstancia ha llevado a que la gran mayoría de los métodos de evaluación del riesgo de incendio empleados están basados en el análisis de las consecuencias y ninguno de ellos se centra en obtener su probabilidad de inicio. Lo que obliga a llevar a realizar un **análisis sistemático del riesgo de incendio de un transformador y a utilizar la metodología del árbol de fallos para cuantificar su probabilidad de ocurrencia**.

Por tanto, la probabilidad de producirse un fallo, da lugar a un **arco eléctrico** en su interior, **el cual casi instantáneamente, vaporiza una masa del aceite de la cuba**. La cantidad de gas generada tiene una relación muy estrecha con el nivel energético del arco eléctrico.

En consecuencia, cuando es alto, el gas formado se presuriza rápidamente, generando ondas de presión dinámica de gran magnitud en el aceite, que se propagan internamente por todo el transformador e interactúan con la estructura de la cuba en muy pocos milisegundos. Si las protecciones del transformador no consiguen despresurizar la cuba rápidamente, puede llegar a romper. Cuando esto sucede, los gases se infaman en contacto con el oxígeno debido a la alta temperatura a la que se encuentran, produciéndose una fuerte explosión que provoca la ignición del aceite y por lo tanto el incendio del transformador.

No somos muy amigos de éste recurso, pero a continuación dejamos un ejemplo en video de explosión de un transformador que es indicativo de lo antes comentado:

### [Explosión de Transformadores](#) – Ejemplo

## ¿Qué pasa cuando explota un transformador?



Estas son las consecuencias: · Reducción de aislamiento en el **transformador** y daños en los devanados. Sobrecalentamiento y daños en otras partes del **transformador**. La función principal del sistema de protección es resguardar al **transformador** de cualquier falla al detectarla y resolverla lo más rápido posible.

Si bien son poco comunes, las fallas en los transformadores llegan a ocurrir y en algunos casos pueden tener alto impacto y cierto grado de riesgo en el sitio donde se encuentren instalados, sobre todo si no se tienen en cuenta las medidas de seguridad y mantenimiento adecuado.

Los transformadores inmersos en líquido, son dispositivos comúnmente utilizados en los sistemas de distribución. El aceite en donde se sumergen permite mejorar la rigidez dieléctrica y la refrigeración del dispositivo. Sin embargo, tienen el riesgo potencial de explosión debido principalmente a que el aceite dentro del tanque puede llegar al punto de ignición debido a una falla, lo cual ocasiona el aumento súbito de la presión dentro del tanque y la ruptura del mismo. Existen diversos dispositivos de seguridad que evitan este tipo de eventos. Pero aun así, el riesgo de incendio y explosión sigue presente en estos transformadores inmersos en aceite, lo que hace necesario que para su instalación se tomen en cuenta ciertos factores lo que puede incrementar su costo de instalación.

Existen otros tipos de transformadores, como los **transformadores secos** encapsulados en resina (TSER) que no presentan este tipo de riesgo ya que no están inmersos en líquidos aislantes lo cual le proporciona ventajas comparativas en cuanto a los tradicionales inmersos en aceite.



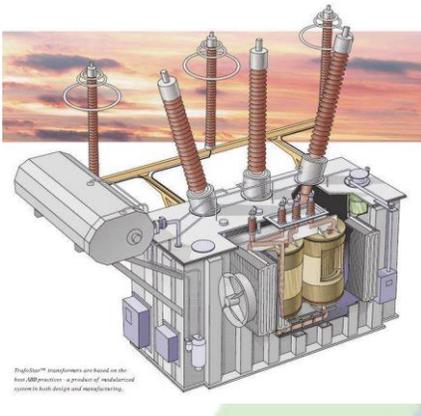
Los Transformadores convencionales de potencia y distribución son generalmente considerados como dispositivos confiables presentando una tasa de fallas baja. Sin embargo, el envejecimiento de la infraestructura de las subestaciones ubicadas a nivel global está causando una preocupación y se tiene evidencia del incremento de las pérdidas.

Es predecible un aumento de las fallas de los transformadores de subestación en un 500% dentro de los próximos 10 años debido a que las unidades instaladas en los años 1960 y 1970 están excediendo su ciclo de vida operacional esperado. **El cálculo de la tasa de falla de los transformadores ha mostrado que la confiabilidad rápidamente decrece después de 35 a 40 años de uso y para los 60 años ya es casi el 100%.**

## CAUSAS:

Pueden enumerarse algunas de las fallas más frecuentes en transformadores inmersos en líquido (generalmente aceites minerales) que pueden ocasionar una interrupción en el servicio además de fuego y/o explosión.

## Falla en el devanado



Un devanado es una parte muy importante del transformador. En los de distribución existen dos de estos: uno en el lado primario y otro en el secundario.

El alto voltaje y la baja corriente eléctrica corren en el devanado primario, y es a través del voltaje de inducción electromagnética que baja al secundario. Los devanados pueden soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante este proceso, pero a veces es tanto que resulta en una falla y una posterior ruptura. Estas son los tipos de problemas que pueden surgir.

## Contactores y Guardamotores

Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida.

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, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética.

## Otras Amenazas y Exposiciones

Los **riesgos** de incendio, explosión y daños de la naturaleza (rayos, huracanes, terremotos y otros) pueden ser amparados por coberturas de la rama de incendio y en la cobertura básica de las pólizas todo **riesgo** para daño material (Todo **Riesgo Operativo**).

Las **sobrecargas** acortan la vida normal del **transformador** e implica un grado de riesgo para la red a la **que** está conectado. La norma IEC 60076-7[2] especifica las condiciones **que no se** deben sobrepasar durante las **sobrecargas** en los **transformadores**.

## La Norma IEC – International Electrotechnical Commission

La **Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)** es la organización de normalización líder en el mundo que desarrolla y publica estándares internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas. Estos campos se agrupan bajo el nombre de "**electrotecnología**".

Reconocidas por la Organización Mundial del Comercio (OMC), las normas IEC cubren una amplia gama de tecnologías que van desde la generación, transmisión y distribución de energía, equipos médicos, semiconductores, fibras ópticas, desde nanotecnologías hasta energías renovables.

Las normas IEC ayudan a respaldar la experiencia y el conocimiento en los campos de seguridad, confiabilidad y confiabilidad, medio ambiente, eficiencia de energía eléctrica y energías renovables.

Si usted amigo lector está interesado en conocer algo sobre éstos temas, el enlace [Uso y referencia a normas ISO e IEC en la reglamentación técnica](#) puede darle una contextualización sobre el tema. Las **normas UNE** son un conjunto unificado de **normas** técnicas creadas por los **Comités Técnicos de Normalización o CTN**. De estos comités forman parte diferentes sectores dentro de la actividad productiva o de comercialización: Fabricantes, consumidores y usuarios.

## DISCUSIONES SOBRE CUASA DE DAÑOS.

En la tabla 1, falla del producto como causa del daño se ha separado en tres categorías:

1. Fallas puras del producto
2. Fallas en elemento de protección y medición
3. Falla en los devanados

El propósito de esta subdivisión es aclarar que tan es la proporción de las falas puras del producto como causa del daño. No sería razonable, por ejemplo, atribuirle a un transformador que ha estado en servicio por 40 años una falla de producto la cual fue causada por un corto circuito externo al transformador.

Bajo le encabezado de falla puras del producto como causa del daño están todas aquellas que indistintamente del tiempo en que ocurran pudieron ser probadas que resultaron como deficiencias en la producción o que ocurrieron durante los periodos de garantía, pero que no pudieron ser atribuibles a cualquier error por parte del operador o a influencias externas. Por lo tanto, como se indica en la tabla 1, el 74% del total de casos daños se debieron a fallas producto y de estas el 68% fueron fallas puras del producto. Las fallas de elementos de ajuste, protección y medida comprenden todos los casos en tap changers que ocurrieron luego de la terminación del periodo de garantía que no fueron determinadas como falla pura del producto. En estos casos. El problema es, casi sin excepción, una situación de contactos deficientes resultando en carbonización del aceite. Las fallas en los devanados bajo en encabezado de fallas del producto incluyen las fallas en las bobinas descubiertas luego de la terminación del periodo de garantía, las fotos de los daños usualmente muestran envejecimiento o desintegración del aislamiento.

### Fallas operacionales.

Las fallas operacionales (14%) son debidas principalmente al switching incorrecto o reacondicionamiento del aceite.

### Influencias externas

En este grupo, los sobrevoltajes son predominantemente la causa del daño, bajo la premisa que todos los sobrevoltajes están ciertamente por encima del nivel de aislamiento del transformador. ES posible establecer que el número de casos de influencias externas depende ampliamente en la cantidad y tipo de

equipos de protección provistos también como en el clima. El número de casos de daños puede diferir tanto como el 100%.

Tabla 1

Causa del daño	Distribución %	Detalle de falla del producto	Distribución casos %	#
Falla de Producto	74	Fallas puras	68	
Fallas operacionales	14	Equipos de protección	19	
Influencias externas	12	Falla en devanados incluyendo (envejecimiento del aislamiento)	13	

### Equipos de protección

La cantidad y tipo de equipo de supervisión y protección depende, por razones de economía, en la potencia del transformador. Los equipos de protección usuales son el Relé de Buchholdz, Tap Changer, unidades de protección diferencial, relés de sobrecorriente y sobrevoltaje y equipo deshumidificador de aire.

Una importante proporción de daños en transformadores se deben a sobrevoltajes. Cuando se examinan estos casos, se encuentra frecuentemente que la acción deseada del equipo de protección instalado es anulada por aplicación impropia.

Un transformador puede ser protegido ampliamente de las descargas atmosféricas, e.j. de rayos al tener descargadores de sobretensión adecuados instalados inmediatamente antes de los terminales principales. Una situación surge de estos equipos y se requiere que se mantenga la distancia entre el descargador y el transformador. La estación del transformador y las líneas de entrada y salida deben estar provistas de conductores a tierra adecuados.

Un transformador también requiere un descargador de sobretensiones si el lado de alta tensión esta conectada a una línea con cable aéreo. En tal caso la línea aérea debe estar protegida de descargas atmosféricas directas o descargas reversas por las líneas de tierra por resistencias de baja tensión a tierra. Los autotransformadores Booster requieren protección contra sobrevoltaje para la serie de bobinas, los descargadores deben estar ubicados entre los terminales y la columna de bobina, así como, entre el terminal y tierra.

El punto neutro de un transformador también debe protegerse por descargadores para limitar los posibles sobrevoltajes generados por el impulso de un transformador trifásico. Los descargadores también proveen protección contra sobrevoltajes internos resultante los las operaciones de switching (intercambio).

Otro equipo de protección importante son los deshumidificadores del aire, que básicamente comprende una unidad transparente que contiene un disecante (gel de silica o cloro de calcio) y un sello de aceite.

### **La supervisión de transformadores**

Una inspección visual rutinaria de acuerdo a la programación de mantenimiento se hace necesaria. Las fugas de aceite se manifiestan en parches de aceite, los flanches porosos pueden ser reparados y apretados sus tornillos se pueden renovar las arandelas y sellos. La decoloración de grandes partes de la pintura puede indicar sobre temperaturas continuas, la corrosión en los tanques (cuba) del transformador deben ser removidas o reparadas, la temperatura del aceite debe ser supervisada.

La frecuente excesiva sobrettemperatura puede ser causada por:

- Sobrecargas por el aumento de consumo de potencia del usuario.
- Cambios en las pérdidas de hierro de los núcleos.

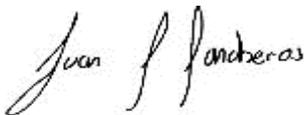
### **Inspección de Transformadores**

Diferente a las maquinas rotativas eléctricas convencionales los transformadores no estan sujetos a la influencia de movimientos mecánicos en sus partes activas, tales como los devanados (bobinas), núcleos de hierro, etc. El desensamble de la parte activa no es necesariamente realizada cuando se inspecciona un transformador porque su condición de aislamiento del aceite dieléctrico puede ser determinada al

examinar la condición del mismo. La programación de inspección a transformadores generalmente incluye rutinas desde tres meses hasta cinco años dependiendo del componente.

Cada tres meses, pero al menos una vez por año el equipo de medición y protección debe ser adecuadamente probado y testeado para verificar su funcionamiento. Se debe realizar limpieza externa cada dos años. Igualmente, en periodo de no operación se deben realizar las pruebas eléctricas al equipo para verificar su condición en espacial de los devanados y su aislamiento.

Pruebas al aceite se deben hacer en forma regular las cuales arrojan el envejecimiento del aceite y los devanados del transformador, así como fallas incipientes, se deben realizar pruebas tales como test de pureza, y test de “falla de voltaje” cada año. Cada dos años se debe hacer también pruebas de neutralización y saponificación, pérdida eléctrica a 90 grados centígrados, 50 Hz y contenido de inhibidor.



**Juan Carlos Lancheros Rueda – CILA, BC’s Mech Eng, BC’s B.A, M.I.A, P.M.S, F.M.S.  
C.E.O.**