

Descargas Parciales

Las descargas parciales, tal como se definen en la norma IEC 60270, son averías dieléctricas localizadas de pequeñas partes de un sistema de aislamiento eléctrico sólido o líquido, sometido a un esfuerzo eléctrico elevado. Las descargas parciales producen erosión de los aislantes sólidos y también puede descomponer y contaminar el aceite aislante degradando sus propiedades dieléctricas, y con el tiempo dar lugar a una falla. Su presencia y magnitud se detecta, con equipos especializados, que miden la emisión de las altas frecuencias que se producen. Estas mediciones se pueden realizar simultáneamente con el ensayo de tensión inducida, o en campo, en condiciones de operación normal del equipo (on line). También existen detectores acústicos, que se colocan en contacto con la cuba del transformador e indican la presencia de las descargas parciales, no su magnitud, aunque sí su ubicación específica dentro del transformador. Estos detectores se utilizan en el monitoreo de transformadores en servicio, y son un complemento ideal para el equipo de medición de descargas parciales eléctricas, ya que una vez detectada la descarga, se puede ubicar la misma en forma tridimensional.

Desde hace tiempo, la evaluación de la calidad o estado de un aislamiento de alta tensión se ha basado en la medición de su factor de pérdidas dieléctricas ($\text{tg } \delta$). Pero a causa de la aparición de los aislantes de material sintético con un factor de pérdidas dieléctricas muy bajo, la medición del nivel de descargas parciales es un buen complemento, incluso en determinados casos es una buena alternativa a la medición del factor de pérdidas dieléctricas ($\text{tg } \delta$). La medición del factor de pérdidas dieléctricas continúa siendo útil en lo que se refiere al control de calidad en la fabricación de los materiales que se utilizan como materia prima para el aislamiento de los elementos eléctricos (aparatos, conductores, aisladores, componentes, etc.). Con la medición de las pérdidas dieléctricas se obtienen valores globales de la muestra que se ensaya. Por lo tanto, es una medición de integración.

Para la evaluación de la calidad o el estado de aislamiento de elementos ya fabricados (producto final) y/o en servicio, la medición de las descargas parciales resulta más ventajosa, porque hay más posibilidades de localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos). Por lo tanto, permite poner en evidencia puntos débiles que hayan aparecido después de la fabricación, defectos de montaje o exigencias de operación. Al igual que la medición del factor de pérdidas dieléctricas, la medida del nivel de descargas parciales tiene como objetivo la estimación de la vida útil probable de los elementos y/o equipos de Alta Tensión en lo que se refiere a su aislamiento. A pesar de que las técnicas actuales de medición de las descargas parciales no proporcionan parámetros cuantitativos de la vida útil esperada, aportan datos cualitativos muy útiles sobre el estado de los aislamientos, que permiten la detección precoz de eventuales fallos o puntos débiles, a través de la complementación de los mismos con los valores de campo magnético, vibraciones y evolución del fluido aislante. Ahora bien, para la evaluación de la calidad o del estado de un aislamiento, tanto o más importante que el valor medido es su variación en el tiempo, es decir, su

evolución temporal. La comparación del valor obtenido con las anteriores mediciones en las mismas condiciones de ensayo, indican la tendencia del aislamiento (estabilidad, empeoramiento, degradación). Para un adecuado control y/o vigilancia del estado de un aislamiento, es pues conveniente repetir la medición del nivel de descargas parciales, en intervalos de tiempo, que en cada caso pueden determinarse en función de los resultados de la comparación y/o análisis de los valores obtenidos, y en general recomendados por cada fabricante, en función de las exigencias operativas de cada equipo.

La norma UNE-21313, de acuerdo con la CEI-270, establece las reglas generales en lo que se refiere a la medida de las descargas parciales (a partir de ahora DP), aunque no cuantifica dichos valores, los que dependen de la experiencia de cada fabricante. Según esta norma, hay dos sistemas generales para la detección y medida de las DP:

- el método eléctrico, que consiste en evaluar la llamada «carga aparente» o amplitud de la descarga, expresada en coulomb (normalmente en picocoulomb),
- el método no eléctrico que consiste en la captación y evaluación de las ondas de presión (básicamente en el dominio de los ultrasonidos) producidos por las DP.

DESCARGAS PARCIALES. Método eléctrico

Cuando en una cavidad del dieléctrico se produce una DP, una cierta parte de la energía que había en la cavidad se disipa en forma de carga eléctrica «q». A esos efectos la cavidad puede considerarse un condensador. Como no es posible medir el valor de esta carga «q» que se ha puesto en juego con la DP, ha sido necesario definir un valor que pueda medirse y que sea una imagen lo suficientemente buena de la energía disipada por la DP en el seno del dieléctrico. Este valor se llama carga aparente «q» y se considera dimensionalmente como una cantidad de electricidad. La norma lo define de la forma siguiente: La carga aparente «q» de una descarga parcial es la carga que, si se inyectara instantáneamente entre los bornes del objeto a ensayar, cambiaría momentáneamente la tensión entre los mencionados bornes, en la misma medida que cuando se produce una descarga parcial. El valor absoluto «q» de la carga aparente se llama habitualmente amplitud de la descarga. La carga aparente se expresa pues en coulomb. Normalmente es del orden de picocoulombs.

Ejemplo de resultados de las mediciones de intensidad de DP en la aislación de transformadores.

| Unidad | Régimen de ensayo del transformador (tensión, pos. del CBC) | Nivel máximo de DP, Pc | | | | | | | | |
|--|---|--|-----|-----|----------|-----|---|-------------|---|-----|
| | | Aislador 500 kV | | | "Neutro" | | | Tierra cuba | | |
| | | R | S | T | R | S | T | R | S | T |
| U01 | U _{AT} =561,1 kV, U _{BT} =17,2 kV, Tap 1 | 0 | 820 | 0 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U02 | U _{AT} =570 kV, U _{BT} =17 kV, Tap 1 | 60 | 0 | 100 | 70 | 220 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U03 | U _{AT} =571,7 kV, U _{BT} =17,1 kV, Tap 1 | 70 | 680 | 150 | 140 | 0 | 0 | 0 | 0 | 190 |
| U04 | U _{AT} =568,1 kV, U _{BT} =17,3 kV, Tap 1 | 0 | 230 | 0 | 0 | 90 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valores correspondientes a transformadores en servicio según Normas internas. | | < 500 pC – estado normal 500 – 1000 pC – requiere análisis > 1000 pC – defectuoso | | | | | | | | |

NOVA MIRON S.A.

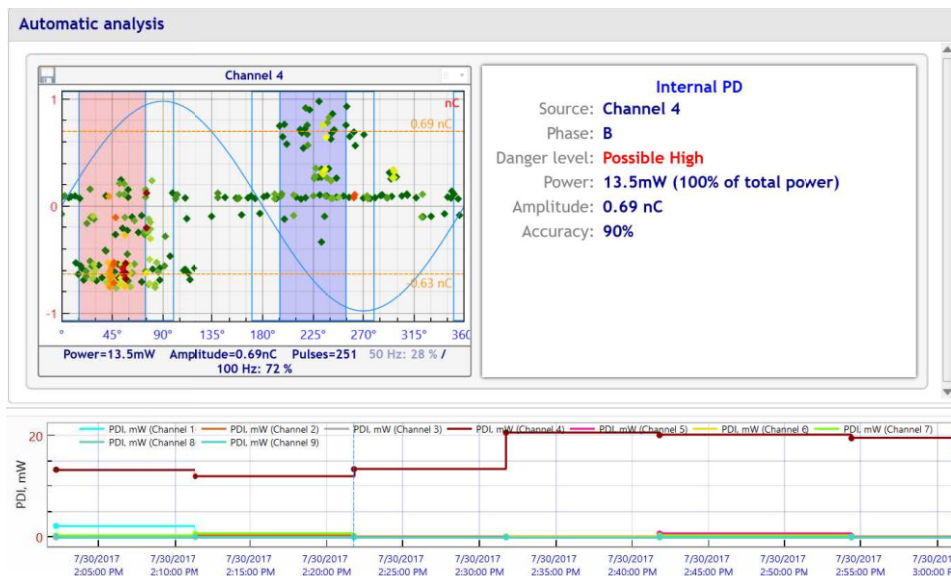
Servicio y mantenimiento • Transformadores de media y alta tensión

Las Heras 4891 • (B1603AXZ) • Villa Martelli • Buenos Aires • Argentina • Tel.: (011) 4709-6563 rot. • www.novamiron.com.ar

SERVICIO DE ATENCION PERMANENTE Cel.: 15 4945 1170 / 71 / 72

La carga aparente así definida, no es igual al valor de la carga transferida efectivamente a través de la cavidad en el interior del dieléctrico donde se ha producido la DP pero se utiliza por ser un valor observable en los bornes del objeto ensayado y que es función del valor de la carga efectiva de la DP. Se trata por consiguiente de un valor que es posible medir, y por lo tanto comparar en el tiempo. A fin de obtener los valores reales de la carga aparente, se realiza una matriz de ruidos con el equipo fuera de servicio, que permite definir los umbrales de filtrado de las cargas durante la operación, dependiendo de la instalación, ubicación y ruidos externos al transformador. Una vez generada la matriz, el equipo se pone en servicio en condiciones operativas con los sensores instalados, permitiendo de este modo la detección de las DP propias del transformador.

Oscilogramas de impulsos de DP, registrados en la aislación, de un transformador, lado de entrada 500 kV con distintos valores de tensión.

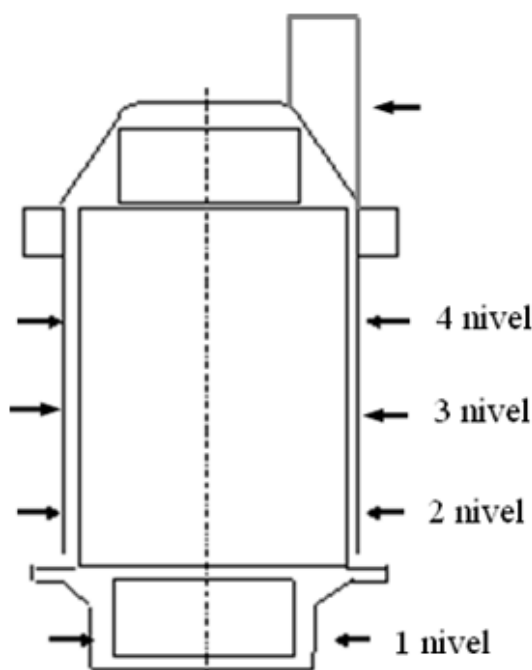


DESCARGAS PARCIALES. Método no eléctrico

También llamado «método acústico» permite ubicar en el espacio el origen de la DP. Una descarga parcial (DP) se caracteriza por una liberación muy brusca de energía (pulsación) que se desplaza por el medio, en forma de una onda de presión. El espectro de frecuencias de esta onda, va desde la frecuencia audible hasta algunos MHz (ultrasonidos).

Al propagarse por el medio, esta onda tiene una atenuación que depende de la naturaleza del medio y de la frecuencia. Si el medio donde se ha producido la DP es al aire (caso de efecto corona en líneas) las frecuencias audibles se propagan mejor (se atenúan menos) que las frecuencias superiores.

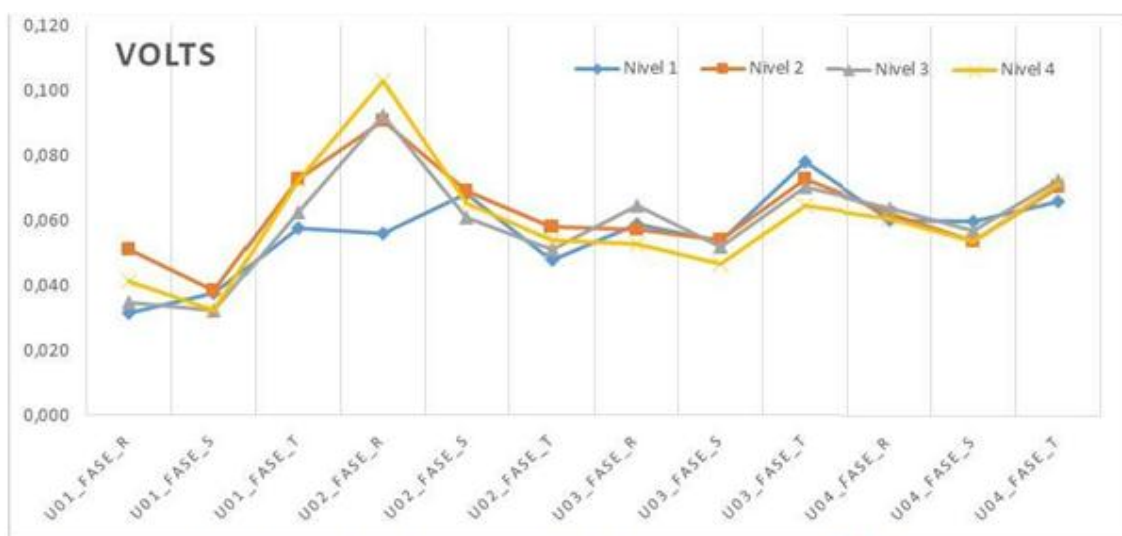
Si el medio donde se ha producido la DP es un sólido, un líquido o una combinación de los dos, las frecuencias superiores se atenúan menos (se propagan mejor) que las frecuencias más bajas.



Esquema de instalación de sensores en altura de la cuba para locación acústica de DP.

En el caso concreto de los transformadores en baño de aceite (conjunto o combinación de medio sólido y medio líquido) los datos obtenidos del estudio del proceso de la DP apuntan a una acumulación de energía en la banda de frecuencia centrada en los 150 kHz. El método consiste en captar estas ondas y evaluar su «energía relativa» que es proporcional a la energía de la DP que las ha originado. Tal como pasa con el concepto de carga aparente, la energía relativa no es igual a la energía realmente liberada por la DP pero al serle proporcional, es utilizable para medir el nivel de DP. Esta energía relativa se expresa en valor adimensional, o sea, no referido a ninguna unidad de la física. Se trata, de medidas arbitrarias enteras llamadas «pulsos» (o «counts» en inglés).

Una vez detectada la DP, por medio de 4 palpadores, se puede generar el “mapa” de ubicación de dicha DP, reduciendo de esta forma los tiempos de indisponibilidad del equipo y los costos de mantenimiento del mismo.



Ejemplo de distribución de valor promedio de la señal acústica de DP por las cubas de Transformadores.