

Diagnóstico con descargas parciales a transformadores de potencia en Cuba

Yendry González Cardoso

El diagnóstico en línea con la técnica de descargas parciales surge como consecuencia de la necesidad de dar solución al problema del control del estado técnico de los transformadores de fuerza e implementar así el concepto del mantenimiento predictivo como una forma de alargar su vida útil y evitar que se deterioren lo suficiente como para que fallen. El propio desarrollo tecnológico ha ido encareciendo considerablemente estos equipos. Por tanto, se hace necesario crear y evolucionar los métodos y que sean capaces de determinar el estado técnico de la maquinaria sin necesidad de sacarla de la explotación. Desde hace varios años se trabaja en Cuba la técnica de diagnóstico con descargas parciales desarrollada por la firma rusa DIACS y en el presente trabajo se expone el procedimiento de ejecución, criterios de aceptación, la forma de analizar los resultados obtenidos en las mediciones y un ejemplo de los trabajos realizados con esta técnica a los equipos del sistema electroenergético nacional.

Introducción

¿Qué es una descarga parcial?

El término descarga parcial se define como una rotura dieléctrica localizada en una pequeña región de un sistema sólido o líquido del aislamiento eléctrico sometido a condiciones de estrés de alta tensión. Las descargas parciales pueden dañar considerablemente el material de aislamiento y los gases corrosivos emitidos pueden producirle daños adicionales, así como también a las piezas metálicas, donde a la larga el medio aislante en general puede fallar¹.

La Norma IEC 60270 define las descargas parciales como "descargas localizadas de electricidad que solo puentean parcialmente el aislante entre conductores", pero así mismo las dividen en tres categorías principales:

- **Descarga en corona:** se produce en el aire o el gas que rodea un conductor; tiene lugar cuando el campo eléctrico localizado excede la tensión de rotura del aire o el gas circundante, y suele ocurrir en las puntas o en los bordes afilados de los conductores. La descarga en corona puede considerarse relativamente inofensiva en equipos de exteriores, ya que los gases corrosivos son eliminados o transportados lejos por los efectos meteorológicos. Sin embargo, si la descarga en corona tiene lugar en un entorno cerrado, los gases corrosivos no tienen salida y pueden producir daños adicionales.

- **Descarga superficial:** se produce en la superficie de un aislador y su resultado más habitual es la generación de pistas de conducción en la superficie del aislante y la reducción de su efica-

cia. Está estrechamente asociada a la contaminación y la humedad y es una forma de descarga parcial relativamente común. La descarga superficial es en especial dañina en aislantes encapsulados en resina o poliméricos. Si no se detectan y reparan los puntos de descarga, crecen y pueden llegar a arder.

- **Descarga interna:** se produce en el interior del material o líquido aislante y está asociada a pequeñas cavidades huecas a menudo microscópicas que existen en el interior del aislante sólido o líquido. La descarga interna es la más difícil de diagnosticar en campo, ya que el problema no presenta síntomas visibles o audibles.

Cuando se inicia la descarga parcial aparecen pulsos transitorios de corriente de alta frecuencia cuya duración oscila entre los pocos nanosegundos y el microsegundo; luego desaparecen y vuelven a aparecer repetidamente. Las corrientes procedentes de descargas de tipo parcial son difíciles de medir a causa de su pequeña magnitud y corta duración. El episodio puede detectarse como un cambio muy pequeño en la corriente consumida por la muestra sometida a prueba.

Desarrollo

Caracterización y consideraciones generales

La experiencia en la explotación de máquinas eléctricas de alto voltaje demuestra que existe una correlación entre la ocurrencia de las descargas parciales y el deterioro o envejecimiento del aislamiento que provocan las condiciones de operación a las que están sometidas. El

proceso de desarrollo de las descargas continúa hasta que en el material aislante se produce una descarga eléctrica que lo perfora y hace fallar el equipo y causa daños difíciles y en algunos casos imposibles de reparar. El problema consiste en determinar con técnicas de diagnóstico el momento en que el aislamiento debe ser reparado y localizar de la forma más exacta posible el lugar donde hay que hacer la reparación.

Esta tecnología ha dado solución a esta problemática con medios de medición y accesorios que pueden montarse en el equipo con facilidad, sin que sea necesario establecer condiciones especiales de prueba y garantizando la seguridad del personal que realiza las mediciones con el equipo en servicio.

Los defectos en la parte activa de una máquina eléctrica inducen señales en la misma gama de frecuencia de las que circulan por la carcasa del equipo. Entonces puede detectarse y con la forma de onda de la señal asociada a cada defecto identificarlo, medir su magnitud y clasificarlo. Estas posibilidades satisfacen las expectativas de un método de diagnóstico en línea.

Como toda técnica de diagnóstico en línea por sí sola, no constituye una prueba que aporta todos los elementos para determinar el estado técnico real de un transformador de fuerza. Sin embargo, con esta técnica se pueden detectar y localizar con bastante exactitud y rapidez gran número de defectos. Una valoración de este tipo siempre requiere complementar los resultados obtenidos con los de otras técnicas de diagnóstico, pruebas eléctricas convencionales y

fundamentalmente el análisis de la experiencia de explotación del equipo.

Criterios de aceptación

Con los resultados de las mediciones, el estado técnico del equipo se clasifica a partir de la magnitud del valor máximo de las señales detectadas de acuerdo con la tabla 1.

Como en toda técnica de diagnóstico, a la hora de emitir un veredicto o criterio sobre el estado técnico de un transformador, hay que tener en cuenta factores como:

- Características técnicas y particularidades de diseño del transformador diagnosticado.

- El tiempo que lleva en servicio el equipo investigado.

- Qué representa el transformador en términos de confiabilidad del servicio.

- Estado de carga del equipo en el momento de la medición.

- Resultados de pruebas y diagnósticos anteriores.

- Criterios de los técnicos y personal que opera el equipo.

Significado de la clasificación de acuerdo con los criterios de aceptación

Norma

Descripción: los defectos que se detectan y localizan son de una magnitud normal o se encuentran en fase inicial de desarrollo.

Significado: el equipo se puede explotar en régimen normal sin que se establezcan limitaciones de operación.

Recomendaciones: repetir diagnóstico con periodicidad anual.

Norma con desviaciones

Descripción: los defectos que se detectan y localizan son de una magnitud que deben comenzar a atenderse ya que comienzan el proceso de desarrollo.

Significado: el equipo se puede explotar en régimen normal sin que se establezcan limitaciones.

Recomendaciones: repetir diagnóstico con periodicidad que puede oscilar de 4 a 6 meses de acuerdo con el o los defectos detectados y su magnitud, los resultados de diagnósticos o pruebas precedentes y experiencia de la explotación del equipo.

Norma con desviaciones significativas

Descripción: los defectos que se detectan y localizan están bien definidos y tienen una magnitud que requiere

| Clasificación del equipo | Magnitud de la señal |
|---------------------------------------|----------------------|
| Norma | 20-200 mV |
| Norma con desviaciones | 200-500 mV |
| Norma con desviaciones significativas | 500-1.000 mV |
| Fuera de norma | 1.000-5.000 mV |
| Grave | > 5.000 mV |

Tabla 1. Clasificación del estado técnico del equipo.

establecer un proceso de seguimiento, pues presentan un estadio superior de desarrollo.

Significado: técnicamente el equipo se puede explotar en régimen normal sin que se establezcan limitaciones de operación. No obstante, a criterio del grupo que realiza el diagnóstico y de acuerdo con los especialistas de operación y mantenimiento, se puede recomendar la realización de pruebas convencionales o aplicación de otras técnicas de diagnóstico que puedan aportar criterios sobre el estado técnico para tomar decisiones acertadas.

Recomendaciones: repetir diagnóstico con periodicidad que oscila entre 2 y 4 meses, de acuerdo con el o los defectos detectados y su magnitud. Se recomienda realizar pruebas convencionales y diagnósticos con otras técnicas y debe comenzarse a implementar medidas profilácticas.

Fuera de norma

Descripción: los defectos que se detectan y localizan tienen asociadas señales potentes y se encuentran perfectamente desarrollados. Resulta imprescindible establecer un régimen de seguimiento con mediciones periódicas para determinar tendencias.

Significado: se establecen limitaciones en el régimen de explotación del equipo a criterio del grupo que realiza el diagnóstico y de acuerdo con los especialistas de operación y mantenimiento, teniendo en cuenta sus características técnicas, detalles constructivos, condiciones particulares de explotación y tiempo en servicio. Es recomendable preparar las condiciones para la intervención.

Recomendaciones: repetir diagnóstico con periodicidad mensual o menor

de acuerdo con el o los defectos detectados, los resultados de pruebas y diagnósticos precedentes.

Debe recomendarse realizar diagnóstico con diferentes técnicas bajo diferentes regímenes de operación antes de la parada y efectuar pruebas eléctricas convencionales que aporten criterios.

Grave

Descripción: los defectos que se detectan y localizan tienen asociadas señales muy potentes y son propias de defectos peligrosos que comprometen la operación del transformador.

Significado: de acuerdo con el desarrollo de los defectos, existe una probabilidad alta de fallo en el equipo.

Recomendaciones: detener el equipo, hacer pruebas eléctricas convencionales, inspección profunda e intervención total.

Procedimiento para la medición con esta técnica

El procedimiento de medición de descargas parciales que se emplea en nuestro país se deriva del sistema de documentos, recomendaciones e instrucciones de la compañía DIACS, aprobados por el organismo nacional de normalización de la Federación Rusa y está incluido en el *Manual de procedimientos para el diagnóstico de máquinas eléctricas de la ECIE*, modificado para las condiciones de operación de nuestro SEN y la experiencia en esta actividad para garantizar la confiabilidad y trazabilidad de los resultados.

Los puntos de medición normalizados se han establecido teniendo en cuenta los detalles constructivos propios de los transformadores de fuerza como se muestra en la figura 1.

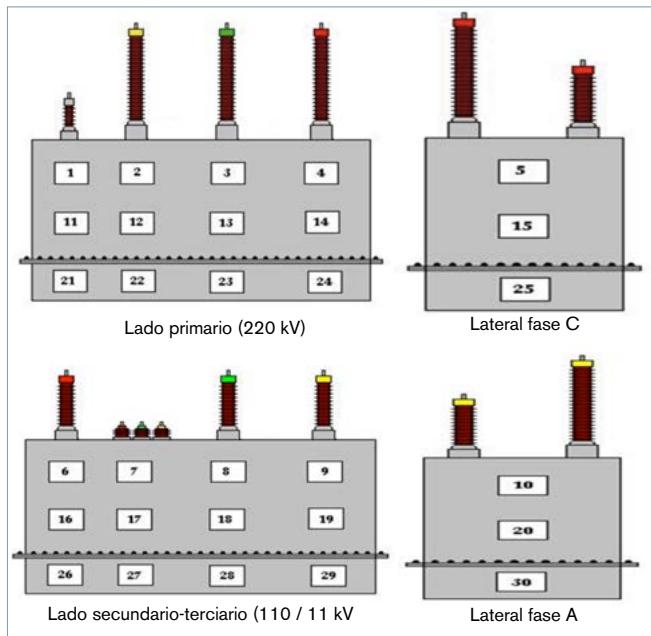


Figura 1. Puntos de medición de un autotransformador 220/110/11 kV 125 MVA.

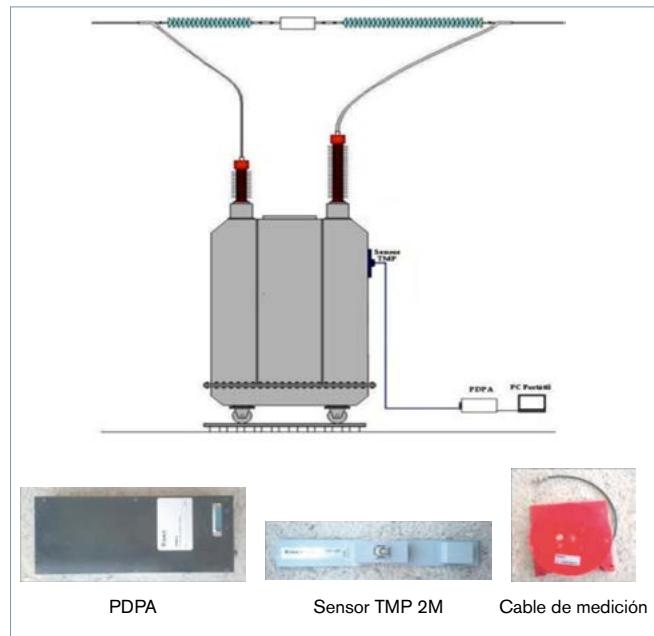


Figura 2. Montaje del equipamiento para la obtención de las características N (Q).

Obtención de las características N (Q) y análisis de los resultados

La medición consiste en tomar lecturas con un sensor magnético del tipo TMP conectado al analizador de descargas parciales (PDPA) mediante el software de medición EXPERT en los puntos de medición establecidos en la figura 1 (figura 2).

Concluido el proceso de medición en todos los puntos se hace el análisis de las curvas N (Q) para determinar el o los defectos presentes y cuál es su ubicación aproximada, tomando como criterio de análisis la forma de la característica, el número de pulsos, la magnitud y la potencia de las descargas en cada punto de medición.

Por ejemplo, tomando como base un caso real de diagnóstico de un autotransformador Zaporozie de 125 MVA 220/110/11 kV con 25 años en servicio, de cuyos resultados de medición hemos tomado las características N (Q), se observan defectos significativos;

el sensor fue ubicado en el punto 14 fase C por 220 kV.

En esta curva se aprecian dos regiones que indican la presencia de al menos dos fenómenos (figura 3):

Región 1: entre 0 y 200 mV, aproximadamente caracterizada por una gran cantidad de pulsos de magnitud pequeña, que generalmente está asociada a descargas por efecto corona.

Región 2: menor número de pulsos pero de gran magnitud entre 200 y 2.250 mV aproximadamente, que pueden estar asociados a un proceso desarrollado de descargas potentes en el aislamiento que supone el defecto predominante en el equipo.

Obtención de los oscilogramas de las señales emitidas por los defectos

Efectuado el proceso de obtención y análisis de las características N (Q), como se ha detallado hasta el momento, se ha determinado que en el transforma-

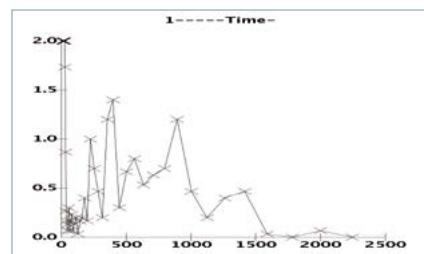


Figura 3. Característica N (Q).

dor tomado como ejemplo existe al menos un defecto que tiene asociada una señal potente propia de un defecto bien desarrollado y que preliminarmente se localiza en el centro de la fase C en la rama de 220 kV del devanado.

Para poder determinar de qué tipo de proceso se trata, se requiere obtener el oscilograma que corresponde a la señal que emite y localizar en qué parte del equipo ocurre (localización espacial) (figura 4).



Figura 4. Equipos de medición para obtener los oscilogramas y localizar los defectos.

Calibración del esquema de medición y localización espacial

Como se ha visto anteriormente, los sensores TMP detectan el valor máximo de la magnitud de las señales con un nivel de tolerancia. Por otra parte, los cables, aunque tengan la misma longitud, pueden tener un valor medio de impedancia

también con una desviación. La combinación de tales condiciones introduce errores de medición que pueden llevar a una localización errática del o los defectos.

Por consiguiente, resulta imprescindible seleccionar tres conjuntos cable-sensor que colocados en el mismo punto del transformador arrojen en los

cilógrafo tres señales con la misma forma de onda, magnitud y fase. Al lograr una configuración satisfactoria de los tres conjuntos cable-sensor asociados a tres canales del oscilógrafo, la misma se mantendrá para todas las mediciones en el equipo bajo análisis (figura 5).

La localización espacial se lleva a cabo ubicando convenientemente en los puntos de medición establecidos para el transformador o los puntos determinados de forma preliminar en el análisis de las características N (Q). Para eso desplegamos un sensor conectado por cable de medición al canal del oscilógrafo y a partir del oscilograma obtenido se clasifica y determina el defecto.

Oscilogramas característicos de las señales asociadas a los defectos

La figura 6 representa los oscilogramas característicos de las señales asociadas a los defectos.

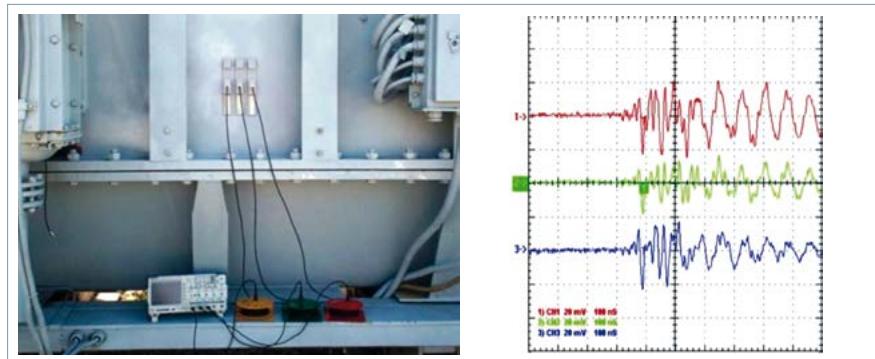


Figura 5. Calibración del esquema de medición y oscilograma de la calibración.

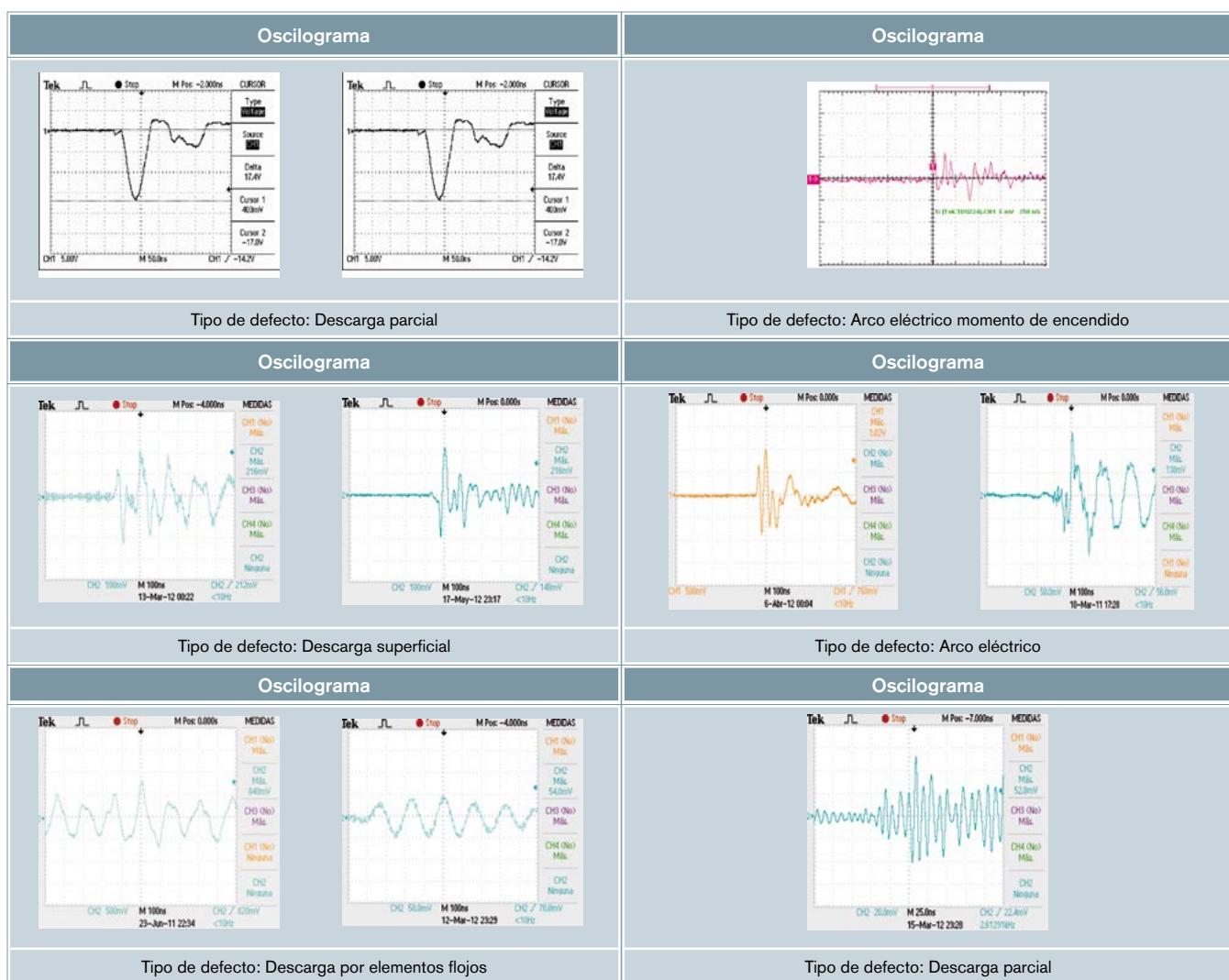


Figura 6. Oscilogramas de las señales asociadas a los defectos.

INFORME

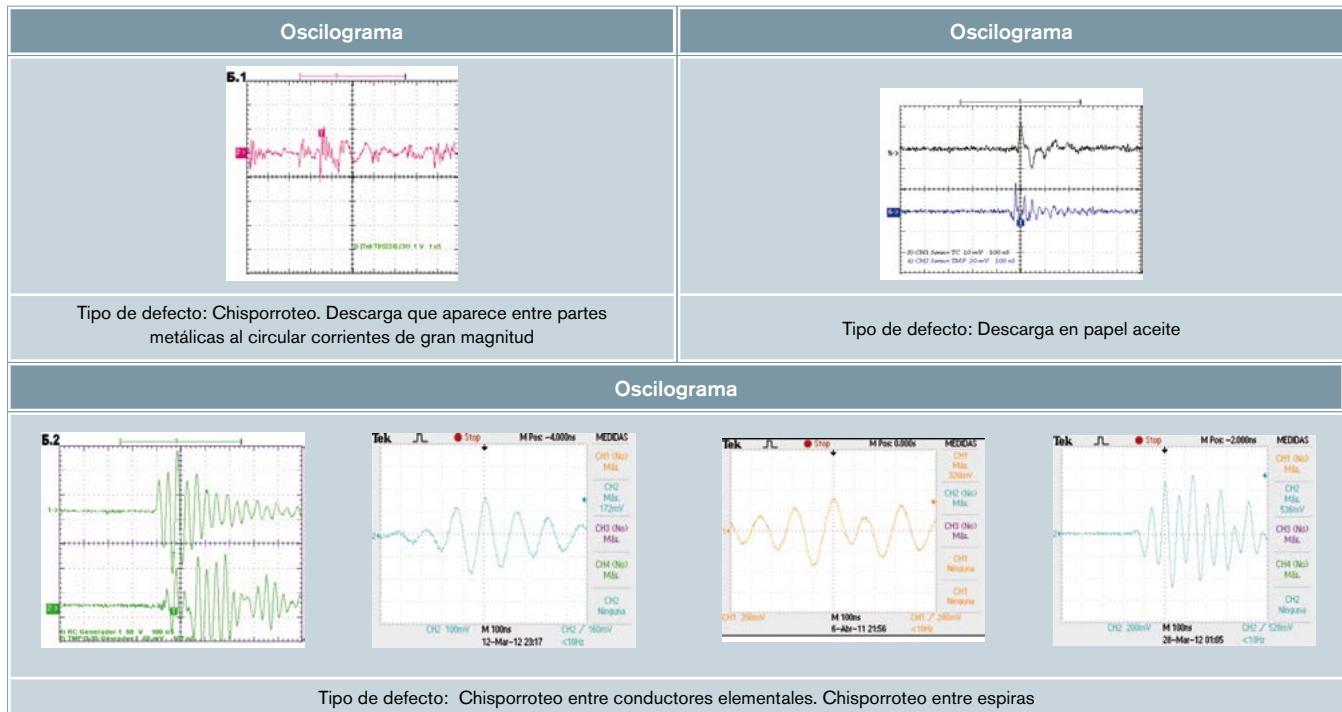


Figura 6. Oscilogramas de las señales asociadas a los defectos (continuación).

| Datos del equipo | |
|--------------------------|-------------------|
| Identificación | 2 AT |
| Equipo | Autotransformador |
| Fabricante | TBEA |
| Modelo | OSFPSZ |
| Número de serie | 11B12325 |
| Potencia nominal | 125 MVA |
| Voltaje nominal | 220/110/11 kV |
| Condiciones de operación | |
| Potencia activa | 20,2 MW |
| Potencia reactiva | 2,1 MVA |

Tabla 2. Datos del equipo.

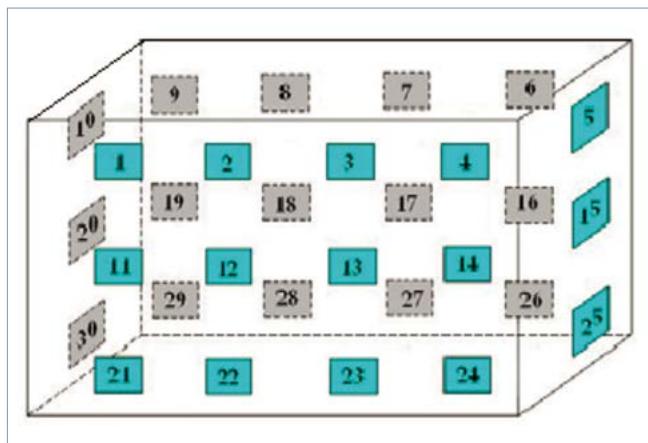


Figura 7. Diagrama de puntos de medición normados



Figura 8. Autotransformador 125 MVA 220/110/11 kV.

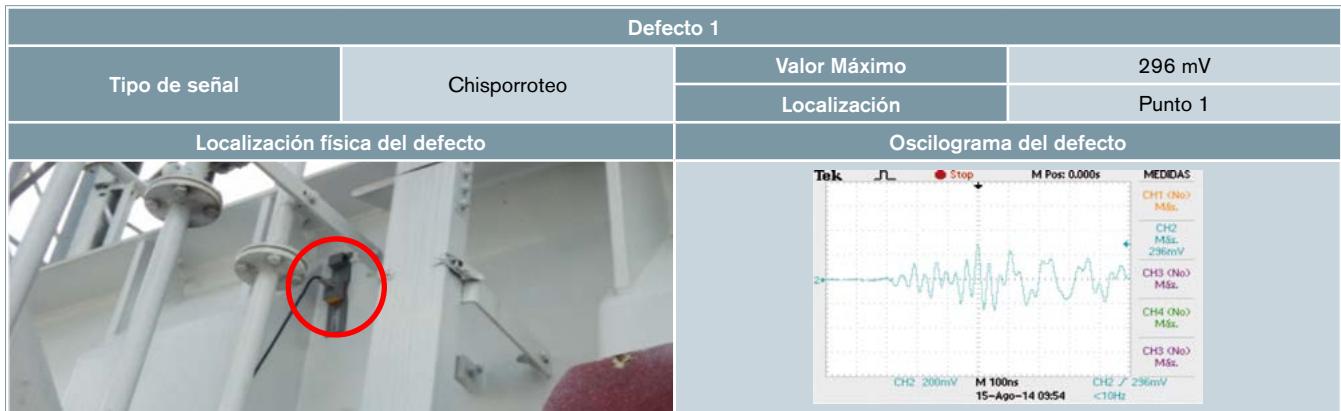


Figura 9. Resultados de las mediciones.

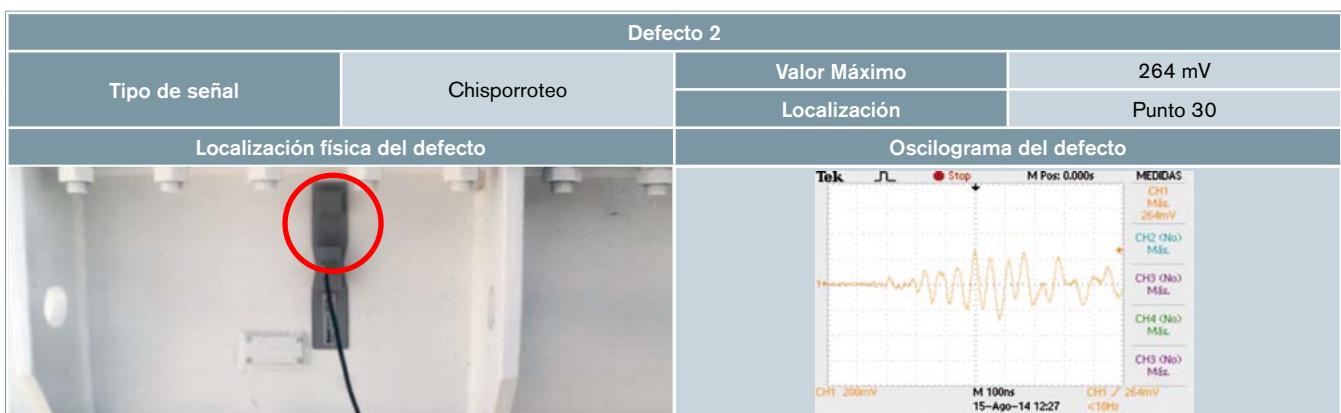


Figura 10. Resultados de norma con desviaciones.

| Clasificación | Norma con desviaciones |
|---------------|---|
| Comentarios | <p>El defecto se localiza en el parte donde se encuentra ubicado el conmutador bajo carga, está en proceso de desarrollo y tiene asociada una señal propia de un posible falso contacto</p> <p>Recomendación Repetir la prueba de diagnóstico de descargas parciales a los 4 meses. Hay que tener en cuenta la poca carga que asume en condiciones normales, coordinar para variar el régimen y aumentar la carga</p> |
| Recomendación | Repetir la prueba de diagnóstico de descargas parciales a los 4 meses. En la próxima siguiente prueba vamos a analizar tendencias |

Tabla 3. Resultados de norma con desviaciones.

Ejemplo de resultados de trabajos realizados DDP

La tabla 2 y la figura 7 muestran resultados de trabajos. En la figura 8, un autotransformador.

Los resultados de las mediciones se muestran en la figura 9.

Los análisis de los resultados se aprecian en la figura 10 y en la tabla 3.

Conclusiones

La aplicación de esta tecnología en Cuba ha permitido establecer un procedimiento de aplicación válido para el diagnóstico en línea de los transformadores de fuerza instalados en el SEN.

Una de las ventajas de esta técnica es que puede aplicarse al equipo en servicio sin necesidad de implementar condiciones especiales. Además, puede ejecutarse con determinada rapidez en función de la destreza de las personas que la lleven a cabo.

La experiencia en la aplicación de esta técnica demuestra que se pueden detectar y localizar con un alto grado de exactitud defectos en condiciones de operación.

Los resultados que aporta esta técnica en la determinación del estado técnico del transformador debe complementarse con los que aportan otras técnicas de

diagnóstico *on line*, las pruebas eléctricas convencionales y tener en cuenta la experiencia en la explotación y los resultados de pruebas y análisis precedentes.

Yendry González Cardoso es ingeniero eléctrico graduado en la Universidad Central Marta Abreu de las Villas (UCLV), Villa Clara (Cuba). Ha cursado estudios de posgrado en Tecnología de Gestión Total Eficiente de la Energía, Técnicas de Diagnóstico y Monitorización a Equipos Eléctricos y Subestaciones, Pruebas y Mediciones Eléctricas, Maestría en Ingeniería Eléctrica. Es especialista en redes y sistemas eléctricos de transmisión y en diagnóstico con termografía infrarroja, descargas parciales y análisis de gases disueltos en aceite, mediciones y pruebas eléctricas a transformadores. yendryg1985@gmail.com