

Inspección en aislamientos sintéticos

Inspection on polymeric insulators

*Gerardo Montoya**, *Ramiro Hernández*, *Isaías Ramírez*

Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), Reforma 113, Col Palmira, C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos, México

(Recibido el 18 de abril de 2010. Aceptado el 25 de abril de 2011)

Resumen

El presente trabajo describe las principales técnicas de inspección de aislamiento sintético usadas internacionalmente y particularmente en México. Se detallan los hallazgos de una inspección en México donde se encontraron degradaciones de la envolvente que alcanzaron el núcleo del aislamiento y que a simple vista no parecían importantes. Estas erosiones no fueron vistas con binoculares pero sí fueron detectadas con otras técnicas de inspección. A partir del daño encontrado, se describe el proceso de degradación electrolítica del núcleo y posibles alternativas de solución. Por otro lado, el daño sufrido por el núcleo justifica la solicitud de implementar la prueba de ácido como prueba de prototipo para el aislador sintético. En este trabajo se propone una metodología para llevar a cabo esta prueba.

----- *Palabras clave:* Aisladores sintéticos, mantenimiento, inspección

Abstract

This paper describes the main techniques used internationally to inspect polymeric insulators. One important experience on the inspection of polymeric insulators in Mexico is shown in detail. A housing degradation was not detected by binoculars, but it was found by other inspection techniques. From the damage found, the electrolytic degradation process on the rod is described. Alternative solutions to avoid the brittle fracture are also shown. On the other hand, the damage detected in the insulator rod shows the necessity to consider the acid test request as a prototype test to evaluate synthetic insulators. A methodology is also proposed for conducting this test.

----- *Keywords:* Polymeric insulators, maintenance, inspection

* Autor de correspondencia: teléfono: + 52 + 777 + 362 38 11, fax: + 52 + 777 + 362 38 81. correo electrónico: gmontoya@iie.org.mx. (G. Montoya)

Introducción

A partir de los 1950's para distribución y en los 1960's para transmisión, los aisladores sintéticos (AS) también conocidos como poliméricos, compuestos, no cerámicos o de plástico, fueron introducidos en los sistemas eléctricos para evitar problemas de vandalismo y contaminación. Los AS consisten de una barra de fibra de vidrio, faldones poliméricos y terminales metálicas. Son de peso liviano, flexibles y tienen una alta relación resistencia/peso. Es posible variar su distancia de fuga manteniendo fija su distancia de aislamiento. Poseen una alta resistencia a la humectación cuando están nuevos (hidrofóbicos). Actualmente, su uso en líneas de transmisión (LT's) se está incrementando, ya que además de las ventajas mencionadas, existe una reducción en los costos iniciales en LT's nuevas y en los costos por operación y mantenimiento en LT's existentes.

Con el uso de AS, algunas empresas eléctricas han reducido el número de inspecciones de rutina que se realiza al aislamiento. Sin embargo, las inspecciones no deben eliminarse ya que existe el riesgo de una posible falla por degradación del AS. Por otro lado, las técnicas de inspección empleadas en aisladores cerámicos no detectan varios de los defectos en AS. El problema radica en que las posibles muestras de degradación del AS son difíciles de observar, toda vez que los defectos pueden ser internos [1] o son erosiones muy delgadas y profundas en la envolvente. Incluso en aisladores nuevos, defectos de manufactura o daños por una mala instalación pueden pasar desapercibidos si no se emplean las técnicas de inspección adecuadas.

Prácticas de inspección en AS

Las inspecciones de aisladores en servicio tienen tres objetivos principales: 1) identificar aisladores instalados incorrectamente, 2) identificar los aisladores que pueden tener gran riesgo de falla y 3) evaluar las condiciones operativas de los aisladores. Dependiendo de los recursos y el método empleado, la inspección de aisladores

puede hacerse a pie de torre, subiendo a la estructura o desde el aire (helicóptero) [2]. En el caso de AS, hasta la fecha no existe una técnica normalizada para su inspección en servicio. Diversas organizaciones [3] en conjunto con las compañías eléctricas han investigado varias técnicas aplicables a aisladores energizados. El objetivo de estas inspecciones es establecer el estado del AS con el fin de planear el mantenimiento o permitir hacer trabajos y maniobras seguras en la instalación. Estas técnicas se pueden realizar en fábrica, en el laboratorio, en el almacén o en campo; se pueden efectuar en línea energizada o en línea desenergizada [4], incluso pueden usarse bancos de pruebas [5]. Algunas compañías eléctricas sólo verifican la integridad del AS antes de su instalación. Otras compañías cambian el AS al menor indicio de cambio de color, caleo o cuando presentan marcas de flameo.

Técnicas en línea desenergizada

Las técnicas con línea desenergizada tienen el inconveniente de que deben realizarse en el laboratorio o al menos el AS debe ser retirado. El grupo de trabajo 22.03 "Aisladores" del IEEE en conjunto con el CIGRE [4] evaluó diversos métodos de inspección en una muestra de 24 AS (nuevos) proporcionados por cinco fabricantes. De estos aisladores, solo cinco estaban en buenas condiciones mientras que los otros fueron fabricados con diferentes tipos de defectos internos de diferente grado de severidad. Los laboratorios que llevaron a cabo las pruebas no fueron notificados de qué aisladores estaban en buen estado y qué tipos de defectos se habían implantado en los otros aisladores. Los seis métodos usados fueron: 1) Megger; 2) Pértiga con probador de campo eléctrico; 3) Medición de resistencia superficial (bajo voltaje); 4) Medición de descargas parciales; 5) Medición de radiointerferencia (RIV); 6) Calentamiento del aislador.

Técnicas con línea energizada

Las compañías eléctricas utilizan diversas técnicas para evaluar en línea energizada el estado que guardan los AS después de estar en servicio

por un tiempo. A continuación se describen las principales técnicas usadas así como sus ventajas y desventajas.

Inspección visual

Esta es la técnica de inspección más utilizada por las compañías eléctricas. El inspector necesita tener experiencia en el diseño, materiales y comportamiento de cada tipo y familia de AS con sus probables modos de falla. Existen dos tipos de fallas que pueden detectarse visualmente en el aislador: 1) Degradación (corrosión en herrajes, caleo, etc.); 2) daño (tracking, faldón roto, barra descubierta, etc.). A fin de auxiliar al personal de mantenimiento a identificar posibles fallas, STRI [6] desarrolló una guía de inspección de AS en donde muestra en fotografías el posible daño o degradación que puede sufrir un AS. El inspector debe estar lo más cerca que sea posible del AS. Se recomienda subir a la estructura a fin de visualizar los posibles daños o degradaciones que tenga el aislador.

Aun cuando la inspección visual busca detectar daños en la superficie, también es posible encontrar evidencia de fallas internas. Por ejemplo, la degradación del material de la envolvente entre 2 faldones indica un posible deterioro y carbonización en el propio núcleo. El equipo intensificador de imagen ayuda a detectar la presencia de actividad de descargas en la superficie del AS. En algunos casos, pequeñas pero estables descargas son detectadas con equipo de visión nocturna, las cuales con el tiempo llegan a generar erosión en el material del faldón. La desventaja de la técnica es que las descargas deben estar presentes en el tiempo de la inspección. Desafortunadamente, en muchos casos, las descargas superficiales están asociadas con muy específicas y esporádicas condiciones de servicio. En ocasiones incluso con visión aumentada no es posible detectar daños severos en un aislador a simple vista.

Termografía infrarroja

Las pruebas de laboratorio y de campo han logrado localizar defectos en AS usando termografía

I-R, la cual ha dado buenos resultados. Muchas empresas eléctricas están usando esta técnica para inspeccionar sus LT's. Las cámaras de IR recientemente desarrolladas son ligeras y de fácil uso en campo, capaces de almacenar la información para un análisis posterior. Con un tele-lente se pueden localizar a varios metros de distancia puntos con elevación de temperatura de 1 °C.

Medición de corona visual

La mayoría de la energía radiada por descargas eléctricas se encuentra en la banda de UV-A en los 300 a 380 nm. El ojo humano y dispositivos estándares de visión nocturna son insensibles en esta región. La corona genera muy poco calor, por lo que no se puede detectar con la técnica de termografía infrarroja. La medición de corona es una técnica efectiva para detectar daños en el aislador que puedan ocasionar fallas eléctricas o mecánicas. Se realiza por medio de un dispositivo llamado Cámara Corona o cámara de UV, el cual muestra la posición, tipo y magnitud de la actividad corona. En México esta técnica se ha usado en forma experimental para el diagnóstico de AS en LT's [7]. La desventaja de esta técnica es que la medición es cualitativa ya que no existe una medida para determinar la severidad o el tipo del daño [8].

Medición de corriente de fuga

Esta técnica de inspección es realizada tanto en el laboratorio como en campo y se utiliza para monitorear el grado de contaminación en el aislamiento eléctrico en LT's. La corriente de fuga tiene una relación lineal con el grado de contaminación del aislador para una humedad constante [9,10]. La presencia de humedad, influye en el nivel de corriente de fuga. Mediante el sistema de monitoreo de corriente de fuga desarrollado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas de México, se han realizado varios diagnósticos de aislamiento tanto en laboratorio como en campo [11]. De acuerdo a los resultados obtenidos por estos diagnósticos se ha observado

que con niveles bajos de corriente de fuga se generan mayor cantidad de picos de corriente, mientras que conforme aumenta la amplitud de la corriente de fuga, la generación de picos disminuye [12]. La corriente de fuga tiene una estrecha correlación con otros indicadores de contaminación como la densidad equivalente de sal depositada DESD y el depósito de no solubles DDNS [13], es por ello que al aplicar el monitoreo en línea de la corriente de fuga, es posible establecer un diagnóstico del nivel de contaminación de un aislador [10].

Emisión acústica direccional

Los defectos internos pueden ser detectados cuando causan disturbios acústicos. Sin embargo, aun en estos casos el método acústico parece ser menos sensible que la termografía. Por otro lado, en condiciones normales de operación, las descargas de corona a menudo se ubican en los herrajes de terminal energizada del aislador, aumentando el ruido acústico de fondo y enmascarando el sonido generado por defectos del aislador.

Medición de campo eléctrico

En condiciones normales de operación, el campo eléctrico tiene una distribución en forma de “pera”, en donde la mayor intensidad se encuentra en el lado energizado. Esto genera una curva exponencial y uniforme a lo largo del aislador [14]. En caso de existir algún defecto, el campo eléctrico cambiará más o menos abruptamente [15]. Con este método el campo eléctrico es medido a lo largo del aislador. El sensor de campo se desliza a lo largo de la longitud total del aislador energizado [8-16]. La medición del campo eléctrico solo puede hacerse sobre la estructura o en una canastilla aislada.

Medición en laboratorio

El desempeño eléctrico superior de los AS, se deriva de las propiedades hidrofóbicas de la envolvente (repelente de agua). La hidrofobicidad cambiará con el tiempo debido al envejecimiento de la envolvente. La medición de la hidrofobicidad

puede hacerse a través del ángulo de contacto. Otra forma de clasificar la hidrofobicidad es el método propuesto por STRI [6]. Esta guía fue aceptada por la mayoría de los laboratorios y compañías eléctricas y actualmente forma parte de una guía de IEC [17]. En esta guía el nivel de hidrofobicidad es clasificado en (07) niveles. La superficie del aislador es humectada mediante un spray fino hasta formar una ligera capa de agua. La superficie es entonces clasificada de HC 1 (hidrofóbica) hasta HC 7 (hidrofilica).

Técnicas de inspección en México

La combinación de diversas técnicas es la mejor alternativa para realizar una inspección más efectiva de los AS. Si esta inspección es apoyada con herramientas de diagnóstico como el monitoreo de la corriente de fuga, la efectividad del mantenimiento se incrementa. En México la inspección en campo se realiza a través de inspecciones visuales con elementos tales como binoculares, cámaras de infrarrojos, pistolas ultrasónicas y corona [7]. Otros métodos empleados son la inspección acústica y la medición de campo eléctrico [8]. Adicionalmente a estos métodos, en LT's donde existen zonas de contaminación, se han instalado sistemas de monitoreo de corriente de fuga para el diagnóstico en tiempo real del nivel de contaminación en aisladores (cerámicos y sintéticos) [11]. Para que la inspección sea efectiva, el personal que la realiza debe tener experiencia en el diseño, materiales y comportamiento de cada tipo y familia de AS con sus probables modos de falla.

Metodología

Revisión del aislamiento

En Junio de 2008, en una LT de 230 kV ubicada en la costa este de México ocurrió una falla en un AS durante un periodo de lluvia. Esta LT se encuentra dentro de un complejo minero ubicado en el puerto de Lázaro Cárdenas, Michoacán. Esta zona es de un nivel de contaminación extremadamente alto principalmente en algunas estructuras

que se encuentran flanqueadas por varias fuentes de contaminación como la zona de sandblasteo, el horno, el depósito de cal, el depósito de escoria y la brisa marina. Los AS fueron instalados en 1995 a fin de disminuir el mantenimiento efectuado en aisladores cerámicos. Los AS no recibieron mantenimiento durante 12 años teniendo solo un seguimiento periódico. El seguimiento consistía en mediciones anuales de corona en todos los aisladores y medición de campo eléctrico en algunos de ellos. Asimismo, se realizaban varias inspecciones visuales al año. En algunas ocasiones se reportaron diversas erosiones en los AS que sugerían daños internos en el aislador por lo que estos eran retirados de operación. El AS que falló fue inspeccionado visualmente cuatro meses antes sin detectarse el daño en el núcleo. En Junio de 2008 este AS sufrió una ruptura del núcleo presumiblemente por una fractura frágil durante una tormenta asociada con fuerte viento, provocando la caída del conductor a tierra. Cabe señalar que durante la inspección anual en Julio de 2007, el AS no registró actividad corona. Sin embargo, en esa fecha si se reportó la caída de su anillo equipotencial, lo cual presumiblemente pudo contribuir a la aceleración del daño del núcleo. El personal de mantenimiento revisó las demás estructuras a fin de detectar aisladores que pudieran ocasionar una nueva falla. A simple vista (con binoculares) se observaron aisladores con el anillo equipotencial caído o con cierto caleo. Al inspeccionar con cámara corona la LT, se detectaron varios puntos con corona que ameritaron una revisión a nivel de piso. Uno de estos puntos es el aislador mostrado en la figura 1, el cual tiene un daño severo en el núcleo del aislador abajo del primer faldón. Es probable que este daño sea similar al que pudo tener el aislador que falló el 9 de junio de 2008. El daño no fue observado durante la inspección visual ya que se encontraba oculto por una capa de cal y arena.

Daño en el núcleo del AS

A raíz de las evidencias encontradas, se retiraron todos los aisladores instalados en 1995. La mayoría de ellos presentaban un caleo muy pronunciado especialmente en el lado energizado. A uno de estos

aisladores se le detectó una ligera grieta sobre la parte calcificada (figura 2a). Al momento de realizar un corte sobre la grieta (figura 2b) se observó el daño sobre la barra de fibra de vidrio del núcleo. Este daño es debido al estrés eléctrico ocasionado por la falta de anillo equipotencial. A simple vista este daño no es visible, y solamente se aprecia un color blanco del aislador el cual no siempre es indicativo de daño interno. Esto se comprobó al revisar otros aisladores con una capa blanca en su superficie la cual resultó ser contaminante de la región (cal) lo que le daba una apariencia blanquecina.



Figura 1 Daño en el aislador detectado con cámara corona.

Cuando la degradación del aislador es muy fuerte, el daño puede ser observado una vez que es revisado a nivel de piso. Tal es el caso del AS mostrado en la figura 1. Sin embargo, existen otras degradaciones como las mostradas en la figura 2, que no son tan fáciles de apreciar. Estas micro fracturas pueden desencadenar el fenómeno de hidrólisis, el cual consiste en la absorción de humedad por las pequeñas grietas desencadenando arborescencias eléctricas o químicas sobre el material aislante y generando su descomposición química. El problema de estos agrietamientos en la envoltura del aislador es que pueden convertirse en caminos conductores que se extienden a través del material hasta alcanzar el núcleo del aislador iniciándose un proceso de corrosión electrolítica de las fibras de vidrio en la barra debido a su menor resistencia al tracking y la erosión.

Las consecuencias del tracking en el núcleo son dos principalmente. Por un lado al crearse un camino conductor por debajo de la envolvente la distancia de aislamiento se ve disminuida hasta alcanzar niveles peligrosos sin que se pueda apreciar a simple vista. Por otro lado, al dañarse el núcleo la capacidad mecánica del aislador se

reduce, llegando a producirse una falla como la sufrida en Junio de 2008.

En la figura 3a se aprecia una grieta abajo del primer faldón del lado energizado. Esta grieta era más profunda por lo que se realizó un corte transversal a fin de verificar la profundidad de la corrosión electrolytica del núcleo (figura 3b).

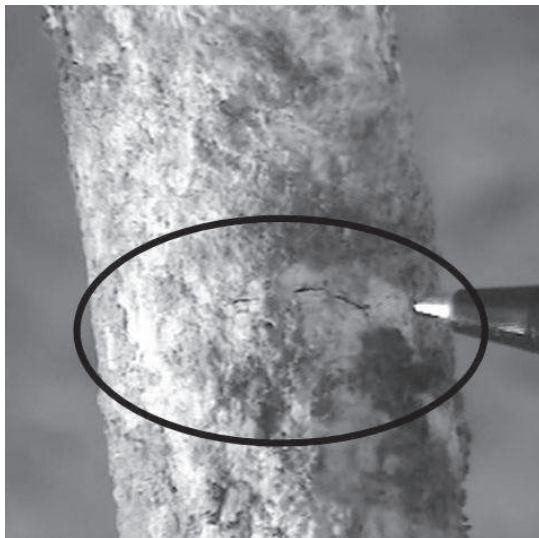


a) Grieta en aislador



b) Ligero daño sobre el núcleo

Figura 2 Daño incipiente en el núcleo del aislador



a) Fisura en el aislador



b) Corte transversal del aislador

Figura 3 Aislador con grieta en la envolvente

Como se puede apreciar, el daño en el núcleo es evidente. Es claro que el endurecimiento de la envolvente provocó la fractura de la misma dejando un camino para que la barra de fibra de vidrio fuera dañada por el medio ambiente. A fin de verificar la magnitud del daño en la barra de fibra de vidrio se decidió “pelar” la parte dañada y dejar al descubierto todo el daño que el núcleo pudiera tener. Se encontró que el daño longitudinal sobre el núcleo es mayor a 8 cm pasando por debajo incluso del primer faldón (figura 4).



Figura 4 Degradación interna del núcleo

Con base en estas observaciones se puede asumir que basta un solo punto de inserción al núcleo para que el “encaminamiento” de la corrosión electrolítica del núcleo se incremente aun por debajo de la envolvente en buen estado. Es muy probable que la degradación del núcleo en estos dos aisladores haya sido similar al daño sufrido por el aislador que falló en junio de 2008.

Resultados y discusión

Fenómeno de degradación del núcleo

Los daños encontrados durante la inspección de aislamiento, así como la causa de la falla reportada en Junio de 2008, confirman la importancia de solicitar pruebas de resistencia al ácido a la barra de fibra de vidrio (BFV). Estas pruebas tendrían como objetivo evitar que se produzcan fallas por la ruptura electroquímica de la BFV.

La BFV está conformada por varios elementos que le dan sus características mecánicas y

eléctricas. El 50 % de la BFV es dióxido de silicio (SiO_2). A esta base de silicato se le añaden otros componentes para darle mayor resistencia térmica, mecánica y química. Finalmente se le añade una matriz de resina para rellenar los huecos o porosidad del material y unir todas las fibras de vidrio. Puesto que la resistividad de la superficie de la mayoría de las fibras de vidrio decrece rápidamente con el aumento de la humedad, la humectación de las fibras de vidrio reforzada con resina, ocasionaría un gran decremento en su resistencia eléctrica. Por otro lado, bajo el efecto de la humedad combinada con ácidos, campo eléctrico y descargas parciales, los iones de estos elementos pueden separarse y recombinarse para dar paso a nuevos iones o elementos que modifican o degradan las propiedades iniciales de la BFV. Tal es el caso de los iones de sodio (Na^+), los cuales en presencia de óxidos nitrosos o de electrolitos, se disocian fácilmente emigrando a la superficie del material y dejando huecos en la BFV. Estos huecos degradan la resistencia mecánica de la BFV ya que las fibras dañadas no logran transmitir las fuerzas de tensión aplicadas, por lo que las fibras no dañadas absorben el trabajo de las primeras. Este problema es conocido como “Fractura Frágil”, (FF) también denominado como “Brittle Fracture” o “Stress corrosion”

Fractura frágil

Consiste en la corrosión electrolítica de la BFV y se presenta cuando el aislador es sometido a una carga mecánica tensional. Recibe el nombre de FF porque al corroerse algunas fibras de la BFV, todo el esfuerzo mecánico se carga sobre las demás fibras sobreestresándolas hasta el punto de ruptura. El rompimiento de las fibras no corroídas es instantáneo dándole al daño en la BFV una apariencia de un ligero corte transversal seguido de un desgajamiento de las restantes fibras. La sustitución del óxido de sodio (Na_2O) por su correspondiente cantidad en moles de óxido de boro (B_2O_3), mejora la resistencia química de la BFV ante soluciones alcalinas. Desafortunadamente, la resistencia al ácido en la BFV con B_2O_3 es baja debido a la susceptibilidad

del grupo Si-O-B a la hidrólisis, lo cual produce la FF. Se ha mostrado empíricamente, que la eliminación del B_2O_3 en la BFV mejora significativamente la resistencia al ácido [1]. Para contrarrestar la hidrólisis y la fractura de la BFV, actualmente se utiliza como regla generalizada la utilización de BFV libres de boro. La composición del B_2O_3 en estas BFV son menores del 6 % de su composición total de la BFV. Estas BFV usan una matriz de resina como endurecedor hecha a base de material epóxico conocido como E-Glass. No obstante, en algunos experimentos se determinó que las BFV con E-glass aun son susceptibles a una FF [18].

Existen varias teorías sobre la formación del ácido que corroe la BFV. La primera sostiene que la corrosión ocurre cuando la lluvia ácida logra introducir humedad en el núcleo. Otro posible escenario es la creación de ácidos por la actividad de descargas parciales, ya que el nitrógeno es un elemento abundante en la atmósfera y se combina fácilmente con el oxígeno. Cuando existen campos eléctricos intensos es posible la generación de corona la cual a su vez genera ozono. La combinación de ozono y nitrógeno genera óxido de nitrógeno y ozono. Si estos compuestos se encuentran en presencia de humedad, entonces es posible que se genere ácido nítrico (HNO_3). Investigaciones recientes han mostrado que una posible fuente de ácido son los componentes de la resina impregnada en la barra de fibra de vidrio (E-Glass), por lo que los fabricantes han iniciado el diseño de BFV a base de resinas resistentes a químicos conocidas como ECR-Glass (Electrical grade Corrosion Resistant Glass fibre reinforced epoxy). Estas teorías requieren que exista un mal sellado en las interfaces o un daño sobre la envolvente del núcleo.

Alternativas para prevenir la falla

Para prevenir la FF es necesario evitar la entrada de humedad entre el núcleo y la envolvente creando un buen sellado en la triple unión (núcleo, envolvente y herrajes). Es claro que esta opción es verificada desde la construcción. Sin embargo, las pruebas que las normas solicitan

(IEC 61109 [19] y ANSI 29.11 [20]) son pruebas de diseño. En ninguna de estas normas se verifica el sellado como pruebas de rutina, por lo que un buen sellado depende de una buena calidad en la manufactura del aislador.

Otra alternativa es usar BFV resistente a la corrosión electrolítica (ECR-Glass) y que además no genere ácidos orgánicos por ella misma. Estas características deben comprobarse mediante pruebas de diseño que en corto tiempo demuestren que la BFV no es afectada por la hidrólisis. Las normas actuales no contemplan este tipo de pruebas aunque sí han sido sugeridas en la literatura especializada [1,21]. Si la norma aún no contempla este tipo de pruebas es posible especificar que el material del núcleo sea a base de fibras de vidrio libre de boro y colocadas en una matriz de resina inorgánica resistente a químicos (ECR-Glass), para lograr el máximo esfuerzo de tensión mecánica.

Prueba de ataque de ácido

A fin de comprobar la resistencia del núcleo al ataque del ácido, se sugiere realizar una prueba con esfuerzos químicos y mecánicos combinados. El objetivo de esta prueba es verificar que la BFV soporte la acción de un ácido sin llegar a producirse una FF. Asimismo, derivado de que una de las principales causas de una FF es el proceso de fabricación, el método de prueba sugerido debe estar enmarcado dentro de las pruebas de aceptación. Se sugiere que los especímenes a probar sean extraídos de la línea de producción y que cuenten con los herrajes metálicos de la línea de producción, pero sin la envolvente. El tipo de ácido que se propone para esta prueba es una solución diluida de ácido nítrico (1N HNO_3), 1N significa 63 g de HNO_3 diluidos en 937 g de agua (H_2O). Los esfuerzos químico y mecánico deben ser aplicados en forma simultánea y no por separado. Es decir la BFV debe estar sometida a una tensión mientras se encuentra inmersa en un ácido.

Conclusiones

La instalación de AS en redes eléctricas se ha incrementado en varios países debido a la

reducción en costos y a su buen comportamiento ante condiciones de contaminación. Aún no se cuenta con una técnica normalizada para la inspección del AS en campo. No obstante, la inspección visual auxiliada con otros elementos tales como binoculares, cámaras de corona o de termografía, es una de las principales técnicas usadas internacionalmente. Otras técnicas de inspección que se han usado son el monitoreo de la corriente de fuga y la medición del campo eléctrico.

En México la inspección en campo se realiza a través de inspecciones visuales con elementos tales como binoculares, cámaras de infrarrojos y corona. Otros métodos empleados son la inspección acústica y la medición de campo eléctrico. Adicionalmente a estos métodos, en LT's donde existen zonas de contaminación, se han instalado sistemas de monitoreo de corriente de fuga para el diagnóstico en tiempo real del nivel de contaminación en aisladores (cerámicos y sintéticos).

La combinación de diversas técnicas es la mejor alternativa para realizar una inspección más efectiva de los AS. Si esta inspección es apoyada con herramientas de diagnóstico como el monitoreo de la corriente de fuga, la efectividad del mantenimiento se incrementa.

El daño interno de un AS puede ser grave aun cuando la envolvente se encuentre en buen estado, ya que basta una sola grieta que llegue al núcleo para que el "encaminamiento" de la corrosión electrolítica del núcleo se incremente aun por debajo de la envolvente en buen estado. En tensiones mayores a 230 kV, la falta de anillo equipotencial incrementa el riesgo de falla de un AS, ya que la corona reduce la vida útil de la envolvente además de ser una probable fuente de generación de ácido nitroso. La prueba de ataque de ácido puede ser una buena alternativa para reducir el riesgo de fallas por corrosión electrolítica en el núcleo del aislador.

Agradecimientos

Los autores agradecen la colaboración y el apoyo de los ingenieros de la Comisión Federal de

Electricidad para la realización de estos trabajos, particularmente a los Ing. Froylán Martínez, Agustín Villavicencio y Fernando Guadalupe. Asimismo, los autores agradecen el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad para el desarrollo de este trabajo.

Referencias

1. M. Kuhl. "FRP rods for brittle fracture resistant composite insulators". *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.* Vol. 8. 2001. pp. 182-90.
2. O. Aguilar, G. Montoya, E. Pérez, H. Aragón. "Actividades que se realizan en el mantenimiento de líneas de transmisión aéreas y recomendaciones de seguridad". *IEEE RVP-AI. TRA-04 2005*. Acapulco (México). 2005. pp. 1-6.
3. A. Phillips. *Polymer Insulator Survey 2002: Utility Field Experience and In-Service Failures*. EPRI. Palo Alto (CA). 2003. pp. 6-8.
4. C. de Turreil, G. Riquel, R. Hartings, R. G. Houlgate, B. Kahl, R. E. Macey, G. Marrone, R. Matsuoka, K. O. Papailiou, R. Parraud, T. A. Pinkham, M. Portillo, B. Staub. CIGRE WG22.03, "Review of in service diagnostic testing of composite insulators". *Electra*. Vol. 169. 1996. pp. 104-119.
5. G. Montoya, I. Ramirez, J. I. Montoya. "Measuring pollution level generated on electrical insulators after a strong storm". *Electr. Power Syst. Res.* Vol. 71. 2004. pp. 267-73.
6. I. Gutman. "STRI guidelines for diagnostics of composite insulators: for visual inspections; for hydrophobicity; for IR helicopter inspections". *International Conference on Suspension and post composite insulators: manufacturing, technical requirements, test methods, service experience, diagnostics*. St. Petersburg (Rusia). 2004. pp. 88-91.
7. G. Montoya-Tena, R. Hernández-Corona, I. Ramírez-Vázquez. "Experiences on pollution level measurement in Mexico." *Electr. Power Syst. Res.* Vol. 76. 2005. pp. 58-66.
8. R. Hernández, I. Ramírez, G. Montoya. "Evaluation in laboratory of the visual corona and electric field measurement techniques to inspect polymeric insulators". *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*. Dallas (Texas). 2006. pp. 601-604.
9. T. Sorqvist, A.E. Vlastos. "Outdoor Polymeric Insulators Long-Term Exposed to HVDC". *IEEE*

- Transactions on Power Delivery*. Vol. 12. 1997. pp. 1041-1048.
10. I. Ramírez Vázquez, J. L. Fierro. "Criteria for the Diagnostic of Polluted Ceramic Insulators Based on the Leakage Current Monitoring Technique". *CEIDP*. Vol. 2. 1999. pp. 715-718.
 11. J. L. Fierro, I. Ramírez, G. Montoya. "On-line leakage current monitoring of 400 kV insulator strings in polluted areas". *IEE Proc. Gen. Trans. and Dist.* Vol. 143. 1996. pp. 560-564.
 12. R. S. Gorur, S. Sundhararajan, O. G. Amburgey. "Contamination Performance of Polymeric Insulating Materials used for Outdoor Insulation Applications". *IEE Trans. on Electrical Insulation*. Vol. 24. 1989. pp. 713-716.
 13. G. Montoya, I. Ramírez, J. I. Montoya. "Correlation among ESDD, NSDD and leakage current in distribution insulators". *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 151. 2004. pp. 334-340.
 14. I. Ramírez Vázquez, R. Hernández Corona, G. Montoya Tena. "Diagnostic of non ceramic insulators aged in a salt fog chamber by using electric field sensor". *Conference Record of the 2004 IEE International Symposium on Electrical Insulation*. Indianapolis (IN). 2004. pp. 471-474.
 15. I. Ramírez, R. Hernández, G. Montoya. "Diagnostics for nonceramic insulators in harsh environments". *IEE Electrical Insulation Magazine*. Vol. 25. 2009. pp. 28-33.
 16. I. R. Vázquez, G. M. Tena, R. H. Corona. "Nonstandard method for accelerated ageing tests of nonceramic insulators". *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 149. 2002. pp. 439-445.
 17. IEC Technical Specification. *IEC TS 62073 Guidance on the measurement of wettability of insulator surfaces*. IEC. Switzerland. 2003. pp. 9-14.
 18. J. M. Seifert, M. Di Lorenzo del Casale, R. Schifani. "Quality Requirements of fibre Reinforced Polymer Materials for HV Composite Longrod". *IEE International Symposium on Solid Dielectrics ICSD. 29th*. Eindhoven. Netherlands. 2001. pp 50-53.
 19. Norma IEC 61109. *Insulators for overhead lines – Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V – Definitions, test methods and acceptance criteria*. IEC. 2008. pp. 19-29.
 20. Norma ANSI C29.11. *American National Standard for Composite Suspension Insulators for Overhead Transmission Lines – Tests*. NEMA. Rev. 1996. pp. 8-12.
 21. De Turreil, C. Pargamin, L. Thevenet, G. Prat, S. Abrest. "Brittle fracture of composite insulators: why and how they occur". *IEE PES Summer Meeting*. Seattle (WA). Vol. 4. 2000. pp. 2569-2574.