

# **Mantenimiento predictivo en Subestaciones**

**Autor: Ing. Gabriel Angel Gaudino(\*)**  
**EDENOR S.A.**

## **Abstract:**

Cuando se habla de “calidad de servicio” de una empresa eléctrica, se debe tener en cuenta la “calidad de servicio técnico”. En la evaluación de la calidad de servicio técnico, se contabilizan los tiempos de indisponibilidad de cada equipo, ya sea como indisponibilidades forzadas o como indisponibilidades programadas.

Con respecto a éstas últimas, en el mantenimiento del equipamiento de subestaciones de EDENOR S.A.(Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.), se vienen desarrollando tareas de mantenimiento predictivo (es decir: mediciones), tendiendo a disminuir el mantenimiento preventivo (es decir: desarmado, inspección y armado) con el objetivo de minimizar los tiempos de indisponibilidad por mantenimiento programado del equipamiento.

Es así, que como tareas de mantenimiento predictivo, se vienen aplicando, un gran número de ensayos rutinarios.

En este trabajo, se da una breve descripción de dichos ensayos, los métodos e instrumental empleados y los resultados obtenidos tras 4 años de implementación.

Se ha desarrollado, a su vez, un control de gestión, que mediante indicadores resultantes de tales intervenciones de mantenimiento predictivo, nos permite seguir la evolución del estado y las condiciones operativas del equipamiento, limitando mayores intervenciones, solo a los casos en que los valores obtenidos estén apartados de los fijados como límite.

(\*) Ingeniero electromecánico-Orientación electricista-Post-graduado en Calidad de Energía-Universidad de Río Cuarto-Córdoba- Jefe de Departamento de Operación y Mantenimiento Subestaciones-EDENOR S.A. Secretario de la Subcomisión de Reglamentaciones para el mantenimiento de instalaciones eléctricas industriales de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA). Miembro de la Subcomisión de Reglamentaciones para el mantenimiento de instalaciones eléctricas en Subestaciones de la AEA. Miembro del Comité Argentino de Mantenimiento (CAM).

## **Introducción:**

A modo de introducción comenzaré indicando algunas características generales de EDENOR S.A. (Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.) es la mayor empresa de distribución de energía eléctrica de la República Argentina en cuanto a cantidad de clientes, suministra energía eléctrica a 2.250.000 clientes en el área norte de Capital Federal y del Gran Buenos Aires, con un área de concesión de 4.637 Km<sup>2</sup> y una potencia instalada de 15.260 MVA.

Desde su creación, en 1992, con la privatización de la ex SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires), se viene incrementando, en Subestaciones, las tareas de mantenimiento predictivo a los efectos de disminuir el mantenimiento preventivo, reduciendo los tiempos de indisponibilidad del equipamiento y contribuyendo con ello a mejorar la calidad de servicio técnico.

## **Desarrollo:**

Para desarrollar el tema, efectuaré una pequeña reseña histórica de las normas y reglamentaciones existentes en materia de calidad de energía eléctrica en la República Argentina, la primera fue la Ley N° 24.065 de Energía Eléctrica, promulgada en 1992 y el Decreto 1398/92, reglamentario de la ley anterior en el que en su art.56 dice: Se define como Calidad de Servicio al conjunto de normas que especifiquen la calidad de la energía eléctrica a suministrar (producto) y del servicio a prestar, desde el punto de vista técnico y comercial.

La siguiente reglamentación aparece en oportunidad de la concesión de las empresas distribuidoras, como EDENOR S.A., mediante las resoluciones ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) N° 14/93 y 25/93 denominadas “Base metodológica para el control del producto técnico” y “Base metodológica para el control de servicio técnico”.

El producto técnico suministrado, se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión y armónicas).

Respecto a la calidad de servicio técnico, se evalúa en base a los siguientes indicadores:

- a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un periodo de tiempo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- b) Duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un periodo determinado)

Los valores máximos admitidos para la actual etapa, para cada usuario, son los siguientes:

Frecuencia de interrupciones:

Usuarios en Alta Tensión (AT): 3 interrupciones por semestre

Usuarios en Media Tensión (MT): 4 interrupciones por semestre

Usuarios en Baja Tensión (BT): 6 interrupciones por semestre

Tiempo máximo de interrupción:

Usuarios en Alta Tensión (AT): 2 horas/interrupción

Usuarios en Media Tensión (MT): 3 horas/interrupción

Usuarios en Baja Tensión (BT): 10 horas/interrupción

Las interrupciones de servicio son causadas por dos razones, indisponibilidades forzadas, las cuales no son fáciles de controlar, (Ejemplo: cortocircuitos, daños producidos por terceros, consecuencias climáticas, etc.) y las indisponibilidades programadas (causadas por mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo), resultando estas últimas un parámetro controlable.

No necesariamente la salida fuera de servicio de una instalación por mantenimiento, es causa de una interrupción de suministro, pero si analizamos el caso de la salida fuera de servicio en forma programada de uno de los dos (2) transformadores existentes en una Subestación, una sobrecarga o una falla en el transformador que se encuentra en servicio, causará una interrupción, en virtud de que en el otro transformador se está efectuando mantenimiento y no tenemos posibilidad de normalizar inmediatamente.

Para evitar esto, en el área Mantenimiento de Subestaciones, se vienen incrementando desde el año 1993 a la fecha, las tareas de mantenimiento predictivo de forma tal de disminuir el mantenimiento preventivo, en la búsqueda de eliminar el mantenimiento correctivo y mejorar la calidad de servicio técnico..

El mantenimiento predictivo, mediante ensayos o mediciones, que vienen realizándose sobre el equipamiento de Alta Tensión (AT) y Media Tensión (MT) están sintetizados en el siguiente cuadro:

|    |                                         |
|----|-----------------------------------------|
| 1  | Medición de resistencia de contactos    |
| 2  | Medición de tiempos de accionamiento    |
| 3  | Medición de resistencia de aislación    |
| 4  | Tangente delta de bobinados y aceite    |
| 5  | Medición de corriente de vacío          |
| 6  | Medición de polarización y absorción    |
| 7  | Ensayo de rigidez dieléctrica de aceite |
| 8  | Ensayo de cromatografía                 |
| 9  | Medición de capacidades                 |
| 10 | Termovisión                             |

Figura N° 1

Los cuales se ejecutan sobre los equipos indicados en la Figura N° 2.

| Equipamiento                      | Tecnología        | Método                                                                                                                                                                               |
|-----------------------------------|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Interruptores de AT y MT          | SF6               | Medición de resistencia de contactos<br>Medición de tiempos de accionamiento                                                                                                         |
|                                   | Vacio             | Medición de resistencia de contactos<br>Medición de tiempos de accionamiento                                                                                                         |
|                                   | Aceite            | Medición de resistencia de contactos<br>Medición de tiempos de accionamiento<br>Ensayo de rigidez dieléctrica de aceite                                                              |
|                                   | Soplado magnético | Medición de resistencia de contactos<br>Medición de tiempos de accionamiento                                                                                                         |
| Transformadores                   | aceite            | Medición de polarización y absorción<br>Medición de corriente de vacio<br>Ensayo de rigidez dieléctrica de aceite<br>Tangente delta de bobinados y aceite<br>Ensayo de cromatografía |
| Seccionadores de AT y MT          |                   | Medición de resistencia de contactos<br>Termovisión                                                                                                                                  |
| Transformadores de medición de AT |                   | Tangente delta.<br>Termovisión                                                                                                                                                       |
| Barras de MT                      |                   | Medición de resistencia de contactos<br>Medición de resistencia de aislación<br>Termovisión                                                                                          |
| Barras de AT                      |                   | Termovisión                                                                                                                                                                          |
| Terminales de AT y MT             |                   | Termovisión                                                                                                                                                                          |
| Banco de capacitores de MT        |                   | Medición de capacidades<br>Termovisión                                                                                                                                               |

Figura N° 2

Comenzaremos a describir sintéticamente alguno de ellos, así como el instrumental o método utilizado.

## 1. Medición de resistencia de contacto

### 1.1 Medición de resistencia de contacto en interruptores.

Esta medición se efectúa mediante el instrumento mostrado en la Foto N° 1 conectado, para el caso de un interruptor de MT, como allí lo muestra, es decir, en los enchufes de entrada y salida de cada polo, de modo de involucrar en la medición, uniones de barras y elementos de contacto. De detectarse un valor de resistencia de contacto elevada, se efectúan mediciones parciales hasta detectar la parte afectada.

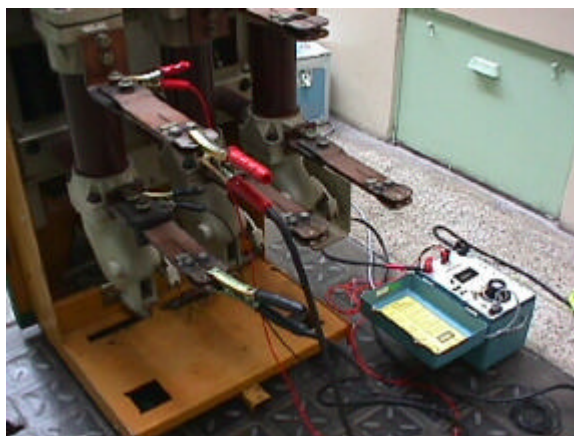


Foto N° 1

La medición, se efectúa siguiendo la siguiente secuencia:

1. Se extrae el interruptor de su celda o cubicle.
2. Se cierra el interruptor.
3. Se conectan los cables de corriente en ambos lados del polo a medir.
4. Se conectan los cables sensores (usando las mismas polaridades que se usaron para los cables de corriente) en los lados del polo a medir. Los cables sensores deben ser conectados dentro del lazo formado por los cables de corriente, pues, de no ser así, la medición podría resultar incorrecta.
5. Prender el interruptor del equipo medidor.
6. Seleccionar el rango de corriente, normalmente utilizamos 100 A., usando el selector de escalas de corriente.
7. Llevar la perilla del transformador variable a cero(0).
8. Aumentar la corriente tan próxima como sea posible al valor deseado, observable en el instrumento de medición digital.
9. Apretar el botón de resistencia “R” y de este modo el instrumento interrumpe el flujo de corriente a través del polo en prueba entrando en el modo cálculo, pasado unos segundos aparece en el display la lectura de la resistencia de contacto.
10. Apagar el interruptor del equipo de medición.
11. Volcar el valor medido en la planilla correspondiente.
12. Repetir el procedimiento a los otros dos (2) polos.

## **1.2 Medición de resistencia de contacto en barras de MT.**

La metodología es la siguiente:

1. Se conectan los cables de corriente en ambos lados de una de las fases de la barra a medir.
2. Se conectan los cables sensores (usando las mismas polaridades que se usaron para los cables de corriente) en los lados de barra a medir. Los cables sensores deben ser conectados dentro del lazo formado por los cables de corriente, pues, de no ser así, la medición podría resultar incorrecta.
3. Prender el interruptor del equipo medidor.
4. Seleccionar el rango de corriente, normalmente utilizamos 100 A., usando el selector de escalas de corriente.
5. Llevar la perilla del transformador variable a cero (0).
6. Aumentar la corriente tan próxima como sea posible al valor deseado, observable en el instrumento de medición digital.

7. Utilizando un voltímetro externo, medimos la caída de tensión a través de cada elemento de contacto. Calculamos la resistencia para cada caso. (Ejemplo: Si la caída de tensión resulta ser de 0,0067 V con una corriente de 100 A, la resistencia será de  $0,0067/100$  o sea  $67 \text{ } \mu\Omega$  .
8. Apagar el interruptor del equipo de medición.
9. Volcar el valor medido en la planilla correspondiente.
10. Repetir el procedimiento a las otras dos (2) fases.

En ciertos casos, por ejemplo, en tableros compactos, Foto N° 2, y a los efectos de reducir los tiempos de indisponibilidad, se realiza la medición, sin requerir del retiro de tapas o protecciones de barras, realizando la medición conforme al esquema de la figura N° 3.



Foto N° 2

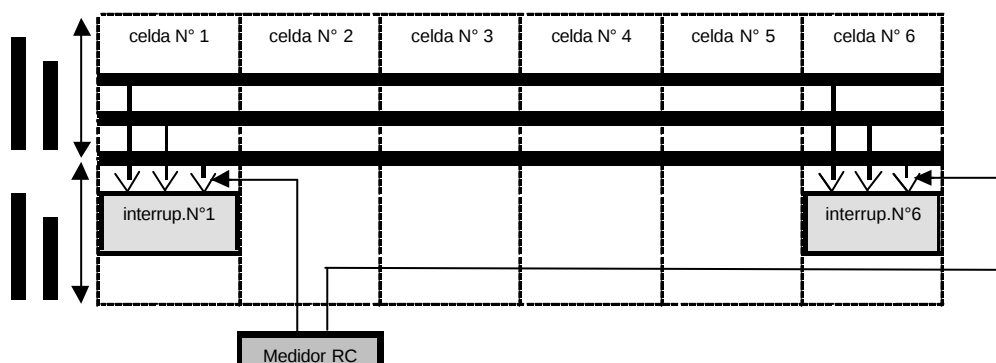


Figura N° 3

## 2. Medición de tiempos de accionamiento en interruptores.

Esta medición se efectúa mediante el instrumento mostrado en la foto N° 3 conectado como allí se muestra, para el caso de un interruptor de MT, es decir, en los contactos de entrada y salida de cada polo.

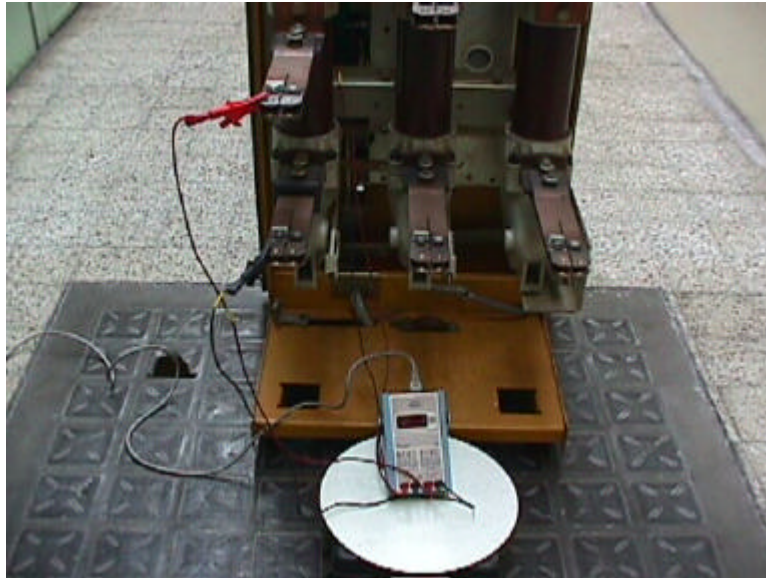


Foto N° 3

La medición, se efectúa siguiendo la siguiente secuencia:

1. Se extrae el interruptor de su celda o cubicle.
2. Se conecta el equipo de medición, cortocircuitando las tres (3) fases del interruptor.(entrada y salida independientemente) Al ser la mayoría de los interruptores de mando unificado, el comando actúa sobre las tres (3) fases a la vez.
3. Prender el equipo de medición.
4. Se cierra el interruptor mediante mando eléctrico.
5. Se lee el tiempo de cierre.
6. Se abre el interruptor mediante mando eléctrico.
7. Se lee el tiempo de apertura.
8. Apagar el interruptor del equipo de medición.
9. Volcar el valor medido en la planilla correspondiente.

### 3. Medición de la tangente delta de bobinados y aceite en transformadores

La tangente delta no es uno de los parámetros habituales de control por lo cual haremos una breve introducción teórica del tema.

En un capacitor perfecto o ideal se considera que los electrodos tienen resistencia nula y el dieléctrico resistividad infinita en todas sus partes, en este capacitor, en el instante en que la tensión es máxima, la intensidad de la corriente es nula y, cuando la tensión es nula, la intensidad de la corriente es máxima y por consiguiente, el ángulo de desfase es de  $90^\circ$ , de acuerdo con el diagrama vectorial de la figura N° 4:

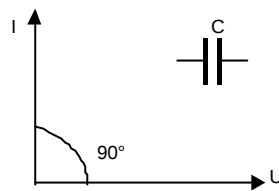


Figura N° 4

En un capacitor real, el ángulo de desfase es menor de  $90^\circ$  ya que ni la resistencia de los electrodos es cero ni la resistividad del dieléctrico es infinita.

La corriente de fuga que se produce por conducción a través del dieléctrico o a lo largo de la superficie modifica el ángulo de desfase fundamentalmente a bajas frecuencias, el efecto de ésta pérdida puede ponerse de manifiesto, considerando como circuito equivalente del capacitor el indicado en la figura N° 5.

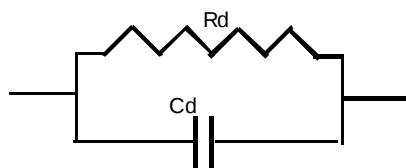


Figura N° 5

En este circuito Cd representa la capacitancia paralelo equivalente del capacitor y Rd la resistencia paralelo equivalente del mismo. La intensidad de corriente en este circuito se divide en dos ramas, por Rd circula una intensidad IRd en fase con la tensión aplicada y, por el capacitor Cd la intensidad ICd adelantada  $90^\circ$  con respecto a la tensión. La intensidad de corriente resultante "I" adelanta en menos de  $90^\circ$  con respecto a la tensión. Para tensión e intensidad de corriente senoidales, el diagrama vectorial de este circuito es el de la figura N° 6.

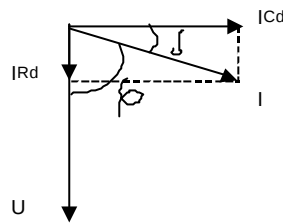


Figura N° 6

Se define como coeficiente de pérdida dieléctrica a la tangente del complemento del ángulo de fase entre la corriente eficaz absorbida y la tensión sinusoidal aplicada a un capacitor real, es decir, con pérdidas. Ecuación (1)

$$\tan \phi = \omega \cdot C_d \cdot R_d \quad (1)$$

Donde:

$\omega$  = pulsación angular =  $2\pi \cdot f$

$f$  = frecuencia en ciclos por segundos.

$C_d$  = Capacitancia paralelo equivalente en microfaradios.

$R_d$  = Resistencia paralelo equivalente en megohm.

La pérdida P en el dieléctrico queda expresada por la ecuación (2).

$$P = \frac{\omega^2}{2} \cdot C \cdot U^2 \cdot \tan \phi \quad (2)$$

Donde:

$\omega$  = pulsación angular =  $2\pi \cdot f$

$C$  = Capacidad del dieléctrico.

$U$  = Tensión aplicada.

Las pérdidas en los dieléctricos de las máquinas son generalmente despreciables, a los efectos de la dispersión de energía, pero su magnitud constituye un índice significativo para el conocimiento de las condiciones en las cuales puede encontrarse el aislamiento general de la máquina y la valorización de su estado de envejecimiento.

Los aceites que tienen un contenido de impurezas mayor que otros o que tienen un contenido de humedad residual, tienden a aumentar mucho más rápidamente su conductibilidad con el aumento de la temperatura. Esto se pone de evidencia en la figura N° 7.

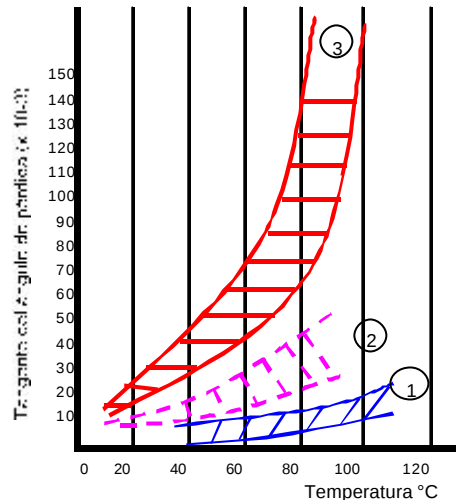


Figura N° 7

En esta figura se tiene el comportamiento típico de la  $tg\delta$  de aceites minerales para diferentes condiciones de envejecimiento, correspondiendo a :

1. Aceite nuevo.
2. Aceite envejecido en ausencia de degradamiento del aislamiento.
3. Aceite envejecido en presencia de degradamiento del aislamiento.

La figura N° 8 muestra el comportamiento característico de la  $tg\delta$  en función de la temperatura para aislamientos en papel-aceite, comparando el comportamiento típico de aislamientos en buenas condiciones con algunos comportamientos anormales debido a causas diversas.

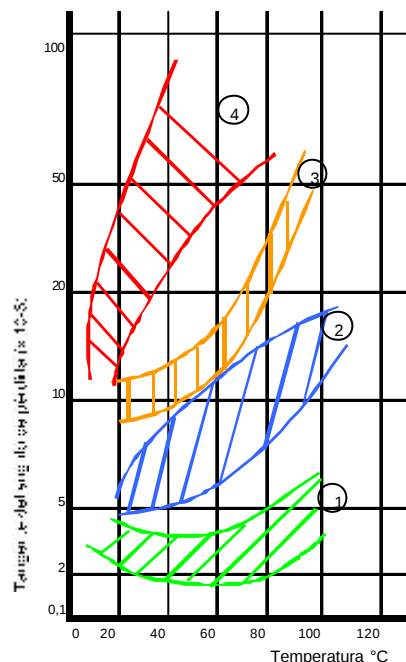


Figura N° 8

En la figura N°8 tenemos:

1. Aislamiento en buenas condiciones.
2. Aislamiento contaminado.
3. Aislamiento con presencia de humedad residual.
4. Aislamiento con presencia de elevadas descargas parciales y calentamientos localizados.

A pesar de la complejidad de los fenómenos físicos que determinan la existencia del ángulo de pérdidas en los dieléctricos es posible reconocer el origen de dos principales causas:

- ? Pérdidas por conducción.
- ? Pérdidas por polarización.

La  $\tan \delta$  no está sensiblemente ligada a la frecuencia y al campo eléctrico, en los límites del normal funcionamiento de los equipos. La temperatura resulta ser el parámetro que mayormente la influencia.

En general la medida de la  $\tan \delta$  constituye un importante medio de diagnóstico para:

- ? El control de la calidad de aislamientos nuevos.
- ? La valoración de las condiciones de envejecimiento de los aislantes en servicio.

La medición de  $\tan \delta$  se efectúa mediante un Puente de Schering.

#### **4. Medición de corriente de vacío en transformadores.**

La medición de corriente de excitación resulta un método útil para la determinación de fallas en un transformador trifásico. El método se basa en que al producirse una falla en un transformador tiene lugar una variación en el circuito magnético del mismo (aumento de reluctancia) lo que a su vez provoca un aumento de la corriente de excitación o magnetización a un valor anormal.

La corriente de excitación es la encargada de crear el flujo magnético necesario para la magnetización del núcleo y la determinamos midiendo la corriente de vacío ( $I_0$ ) del transformador.

El aumento del valor de esta corriente puede ser indicio de aumento de entrehierro provocado por solicitaciones electrodinámicas o bien vibraciones.

Existen dos métodos para la medición de la corriente de vacío:

1. Método general: Es el que se ilustra en la figura N° 9 y se utiliza para transformadores que no poseen bobinado en triángulo adicional para amortiguación de armónicas.

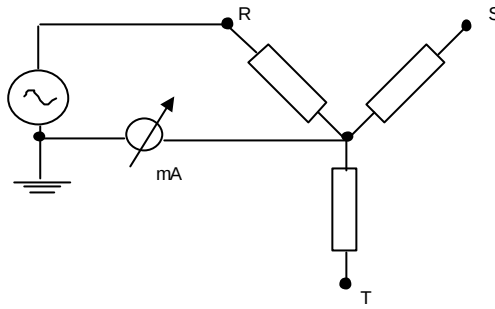


Figura N° 9

2. Método especial: En este método se utiliza una guarda a tierra que hace más sensible la medición de corriente con relación al método general, facilitando la detección de fallas. Los esquemas de conexión varían según se trate de bobinado estrella o triángulo.

2.1 Bobinado estrella: El esquema indicado en la figura N° 10 corresponde a la medición de  $I_o$  en la fase R. Aplicamos tensión en la fase S, circulando una corriente ( $I_{os}$ ) por el neutro, la cual induce un potencial en la fase T, circulando por la misma una corriente ( $I'_t$ ) que es la que medimos en el miliamperímetro. Una vez realizada esta medición, se lleva a cabo un segundo ensayo que consiste en aplicar tensión en la fase T y medir corriente en la fase S. Se tendrán así dos valores de  $I_o$  en la fase R, los cuales no deberán tener una discrepancia significativa entre sí.

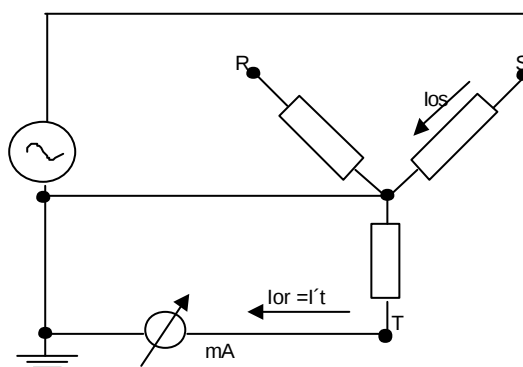


Figura N° 10

2.2 Bobinado triángulo: El esquema de la figura N° 11 corresponde a la medición de  $I_o$  en la fase R. Al aplicar tensión entre el punto (a) y (c) del triángulo, con el punto (b y c) a tierra, circulan corrientes a tierra por las ramas (R)  $I_r$  y (S)  $I_s$ , las que inducen tensión en la fase T, haciendo circular corriente por la misma  $I_t$ . La suma vectorial de las 3 corrientes dará como resultado la corriente de vacío de la fase R. Un segundo ensayo deberá realizarse poniendo ahora el vértice (a) del triángulo a tierra. Obtendremos así dos (2) valores de  $I_o$  en la fase R, los cuales no deberán tener una discrepancia significativa entre sí.

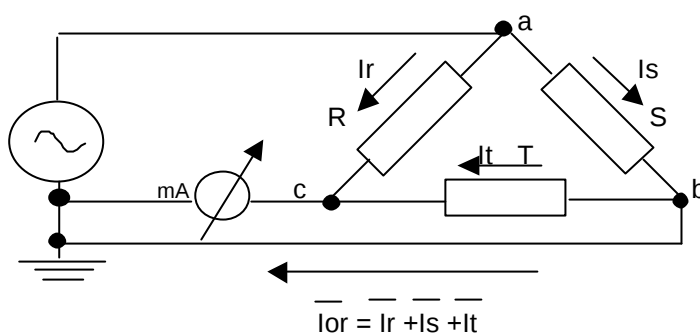


Figura N° 11

Interpretación de los valores obtenidos: En transformadores trifásicos de tres (3) columnas se observará que la corriente medida en la fase correspondiente a la columna central del núcleo resulta menor que las medidas en las fases correspondientes a las columnas laterales, por tener ésta menor reluctancia magnética.

Contrariamente, las corrientes en las fases correspondientes a las columnas laterales deberán ser de valor similar entre sí y mayores que la de la columna central. Si alguna de las fases presenta una corriente mayor y/o este equilibrio no se cumple, esto será indicio de falla en la columna correspondiente ( cortocircuito magnético, deformación de bobinado, aflojamiento de núcleo, etc.).

La misma interpretación es válida para lo indicado en el método especial (puntos 2.1 y 2.2) al tratarse de un bobinado estrella, cuando existe gran discrepancia entre los dos (2) valores de ( $I_o$ ) obtenidos en cada fase.

Con respecto al instrumental a emplear en la medición y de acuerdo a lo observado en los métodos de medición, bastará con la utilización de un amperímetro o miliamperímetro, pudiendo emplearse como fuente de tensión una toma de 380V.

## 5. Medición del índice de polarización y absorción dieléctrica.

En este ensayo la relación que se busca es la indicada por la absorción dieléctrica y consiste en una medición de aislación en función del tiempo, realizable con el instrumento denominado Megher. Básicamente la curva que se busca está originada por la suma de tres (3) valores:

- ? El de la corriente de carga de la capacidad.
- ? El de la corriente de absorción.
- ? El de la corriente de conducción o fuga.

Corriente de carga de la capacidad: Esta corresponde a la clásica ley de variación exponencial de un circuito serie RC, se manifiesta con un valor agregado en los primeros instantes y desaparece al cabo de algún tiempo cuando ya se ha cargado la capacitancia de la aislación.

Corriente de absorción: Esta corriente, que decrece con el tiempo en función logarítmica, depende de la naturaleza de la aislación y se manifiesta como una energía de absorción de carga de las aislaciones sólidas y requiere un tiempo mucho más largo que el de la corriente de carga capacitiva (del orden de los 5 a 10 minutos).

Corriente de conducción o fuga: Esta es la corriente que circula en forma permanente a través y superficialmente en las aislaciones, dependiendo de la tensión aplicada.

La suma de las tres (3) componentes, da como resultado que la corriente en función del tiempo vaya decreciendo, sin embargo, si la aislación contiene mucha humedad, el efecto de la absorción es encubierto por una elevada corriente de fuga, con lo que los valores medidos al comienzo y al final de la prueba serán sustancialmente próximos.

El índice de polarización surge del cociente entre el valor de medición leído al cabo de diez (10) minutos de aplicación de tensión en forma permanente y el leído al minuto de aplicada la misma.

El índice de absorción se extrae de un ensayo en el que se aplica tensión continua y se mide la resistencia de aislación a los 30 segundos y a los 60 segundos de aplicada dicha tensión.

Como referencia para evaluar el estado de la aislación se tiene la tabla de la figura N° 12.

| Índice de polarización | Índice de absorción | Estado del aislante |
|------------------------|---------------------|---------------------|
| <1                     |                     | Peligroso           |
| de 1 a 1.5             | < 1.1               | Pobre               |
| de 1.5 a 2             | de 1.1 a 1.25       | Cuestionable        |
| de 2 a 3               | de 1.25 a 1.4       | Aceptable           |
| de 3 a 4               | de 1.4 a 1.5        | Bueno               |
| >4                     | >1.6                | Excelente           |

Figura N° 12

## 6. Ensayo de rigidez dieléctrica de aceites.

Las características del aceite nuevo utilizado en nuestro equipamiento eléctrico (interruptores y transformadores) responde al cuadro de la figura N° 13

| Análisis/Método (unidad)                                                        | Aceite transf.65 GH<br>057/2-compuesta |
|---------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Color/ASTM D-1500                                                               | 0-0,5                                  |
| Viscosidad a 40 °C/ASTM D-445 (cSt)                                             | 9,96                                   |
| Densidad a 15 °C/ASTM D-4052 (g/cc)                                             | 0,8524                                 |
| T.A.N./ASTM D-974 (mg KOH/g)                                                    | 0,008                                  |
| Pto.inflamación/ASTM D-92 (°C)                                                  | 170                                    |
| Pto.escurrimiento/ASTM D-97 (°C)                                                | -21                                    |
| Poder dieléctrico/ASTM D-877 (Kv)                                               | 37                                     |
| Tang.delta a 90 °C/IRAM 2340                                                    | 1 x 10-3                               |
| Aqua/ASTM D-1533 (ppm)                                                          | 21                                     |
| Tensión interfase/ASTM D-971 (dy/cm)                                            | 40                                     |
| Estabilidad a la oxidación (100°C, 164 hs) c/cat<br>de Cu de 9,7 cm2/IEC 61125A | 0,046                                  |
| Acidez soluble, mg KOH/g                                                        |                                        |
| Contenido de Sludge, %P                                                         | 0,033                                  |
| Corrosión s/Cu/ASTM D-130/3 hs.,100 °C                                          | 1b                                     |
| Cobre/AES/ppm                                                                   | < 0,2                                  |
| Azufre/ERX/%p                                                                   | 0,0013                                 |
| Antioxidante/FYT-IR/(presencia de BHT)                                          | No detectable                          |

Figura N° 13

El ensayo de rigidez dieléctrica se realiza fundamentalmente en dos casos:

- ? Al aceite proveniente de las muestras retiradas de los transformadores en servicio.
- ? Al aceite destinado al agregado ó reemplazo del existente en los polos de los interruptores en servicio.

En este último caso, y teniendo en cuenta que la humedad ambiente contamina rápidamente al aceite almacenado, se procede a la medición de su rigidez, cada vez que se retira un determinado volumen, de los tambores de almacenamiento. La higroscopía del aceite, o sea la capacidad del aceite de disolver un volumen de agua con una determinada humedad relativa y temperatura tiene una gran importancia sobre la rigidez dieléctrica. La solubilidad del agua en el aceite depende esencialmente de la temperatura y aumenta con el incremento de ésta. Con una temperatura del aceite de 60-70°C puede disolverse agua con una concentración de 70-80 ppm, mientras que con una disminución de la temperatura hasta 15-20 °C la solubilidad disminuye hasta 15-20 ppm.

La medición de rigidez se lleva a cabo mediante el instrumento denominado espinterómetro (foto N° 4).



Foto N° 4

Se trata de un instrumento portátil semiautomático que puede elevar la tensión entre sus electrodos hasta 70 Kv eficaces. Mediante un sistema motorizado, se obtiene un incremento uniforme de tensión con respecto al tiempo de 2 Kv/seg. Una vez producida la descarga, la alta tensión cae a cero, pero la aguja del kilovoltímetro permanece en el valor de descarga hasta que el operador pulsa la botonera para bajar la tensión, permitiendo así una correcta lectura del instrumento. El equipo posee además una bomba de circulación de aceite que tiene por finalidad eliminar partículas conductoras formadas por el arco eléctrico.

Los electrodos usados responden a la norma IEC 60156 semiesféricos de 35 mm de diámetro y 25 de radio, separados 2,5 mm.

El procedimiento es sencillo, efectuándose seis (6) disparos y promediando los mismos.

Con frecuencia aparecen resultados que producen desconcierto y esto se debe a que deben tenerse en cuenta ciertas consideraciones en la toma de muestra de aceite:

Al efectuar la extracción, debe limpiarse cuidadosamente el exterior del grifo o válvula, debe retirarse el polvo y el aceite acumulado, cuidando de no introducir fibras por uso de trapos o estopa. A continuación, se abre el grifo y se deja salir una cierta cantidad de aceite que no se utilizará. Recién entonces se llena el vaso con la cantidad deseada. Es preferible utilizar directamente el vaso del equipo de prueba, de no ser así, los envases a emplear deben ser preferentemente de vidrio color “caramelo”, con tapa esmerilada o con cierre hermético. No se aconseja utilizar envases plásticos. En días de mucha humedad no se recomienda extraer muestras.

## 7. Ensayo de cromatografía de aceites.

El análisis de cromatografía gaseosa de los gases disueltos en el aceite es una técnica que permite detectar fallas incipientes y verificar el estado interno de los transformadores. En caso de fallas incipientes los gases formados se disuelven en el aceite., el conocimiento del tipo de estos gases, la composición de la mezcla y la velocidad de formación hace posible decidir sobre la presencia de fallas, el tipo y la severidad de las mismas.

La cromatografía gaseosa es una técnica que permite separar e identificar los componentes de una mezcla de gases.

La toma de muestra de aceite requiere cuidados especiales ya que no debe entrar en contacto con el aire ni perder alguno de los compuestos gaseosos que se hallan disueltos. Generalmente se usan jeringas especiales con lo que se evita la contaminación y el desprendimiento de gases por cambios de temperatura en la muestra durante el transporte al laboratorio.

Los productos de descomposición de la aislación de transformadores provienen del aceite mineral y del material celulósico y son fundamentalmente hidrógeno, hidrocarburos livianos, monóxido de carbono y anhídrido carbónico.

En base a numerosas experiencias, es posible adjudicar a cada tipo de falla la aparición de gases de descomposición. La mayoría de las fallas pueden sintetizarse en los siguientes casos:

? Arcos o perforaciones eléctricas de alta intensidad de corriente: Se constata que cuando no interviene la aislación sólida la composición de gases es la siguiente:

Hidrógeno:  $H_2=60-80\%$  en volumen.

Acetileno:  $C_2H_2= 10-25 \%$  en volumen.

Metano:  $CH_4= 2-4\%$  en volumen.

Etileno:  $C_2H_4= 1-2 \%$  en volumen.

Cuando el arco tiene lugar a través de la aislación sólida (papel impregnado en aceite) los gases contienen gran proporción de hidrógeno y acetileno, pero también de monóxido de carbono (15-25% en volumen). El metano aparece en mayor proporción que en el caso anterior.

? Descargas parciales en la aislación aceite-celulosa: en estos casos no se produce acetileno porque los efectos de la temperatura no son importantes. Los gases formados son producto de procesos de ionización y contienen principalmente hidrógeno con algo de metano, monóxido de carbono y anhídrido carbónico.

? Descomposición térmica por sobrecalentamiento: Si se trata del aceite, la descomposición comienza a notarse alrededor de los  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$  y aumenta con el aumento de la temperatura. Las proporciones de los gases en la mezcla dependen de la temperatura de descomposición. A

temperaturas superiores a los 600 °C la mezcla consiste casi exclusivamente de metano e hidrógeno. Cuando la descomposición térmica afecta también al papel impregnado en aceite, el producto principal es el anhídrido carbónico y en menor grado el monóxido de carbono. Si la temperatura supera los 500 °C también se forma hidrógeno.

En los transformadores considerados como sanos, también tienen lugar los procesos de envejecimiento, por lo que se considera normal que existan gases disueltos en el aceite aislante. Si bien este envejecimiento depende de las condiciones de operación y de la edad del transformador, se consideran como sanos aquellos equipos que no han sobrepasado los límites indicados en la tabla de la figura N° 14.

| Concentraciones límites                   |                 |
|-------------------------------------------|-----------------|
| Hidrógeno(H <sub>2</sub> )                | 200 ppm (v/v)   |
| Metano(CH <sub>4</sub> )                  | 50 ppm (v/v)    |
| Etano(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )     | 15 ppm (v/v)    |
| Etileno(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )   | 60 ppm (v/v)    |
| Acetileno(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ) | 15 ppm (v/v)    |
| Monóxido de carbono(CO)                   | 1000 ppm (v/v)  |
| Anhídrido carbónico(CO <sub>2</sub> )     | 10000 ppm (v/v) |

Figura N° 14

Tenemos entonces, que los gases extraídos usando el método standard ANSI/ASTM D3612-79 son posteriormente inyectados mediante la jeringa al cromatógrafo y éste, efectúa una operación automatizada dando como resultado el tipo y cantidad de cada gas contenido en la muestra.

## 8. Termovisión.

La termografía infrarroja es una técnica de inspección ideal para el escaneo de componentes defectuosos en todo el equipamiento eléctrico de distribución. La utilización regular, contaminación química, corrosión, fatiga, y fallas en el mantenimiento pueden ocasionar disminución de la conductividad y elevar el nivel de resistencia de los componentes del equipo en cuestión. Tal aumento de resistencia origina el aumento de potencia disipada en forma de calor. Esto, en consecuencia, se traduce en un aumento de temperatura del componente involucrado. Este excesivo calor, evidenciado por el aumento de temperatura superficial del componente, puede ser rápidamente identificado y el incremento de temperatura medido por el sistema infrarrojo. La ventaja de que la termovisión se realiza sobre el equipamiento en servicio, ha hecho que este método sea constantemente utilizado.

El equipo empleado así como la imagen obtenida es la de la foto N° 5 .

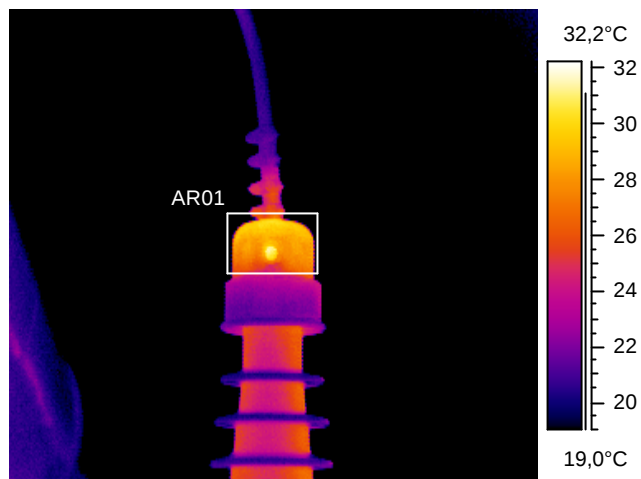


Foto N° 5

Para la clasificación del grado de calentamiento se corrige la temperatura medida respecto del medio ambiente según el porcentaje de carga de la instalación considerada y el efecto refrigerante del viento. Estas correcciones a la temperatura medida permiten extrapolar el calentamiento a su situación más crítica, es decir, 100 % de la carga y viento igual a 1 m/seg. Esto se logra aplicando a la temperatura medida, a temperatura ambiente, dos factores de corrección:

$$T_c = T_a \times FCC \times FCVA \quad (3)$$

Siendo:

$T_c$ =Temperatura corregida

$T_a$ =Temperatura medida respecto del la temperatura ambiente

$FCC$ =Factor de corrección por carga ( $FCC = (I_n/I_{med})^2 \times (t_{med} - t_{ambiente})$ )

$FCVA$ =Factor de corrección por velocidad de aire.

Esta fórmula es de aplicación siempre que la corriente en el momento de la medición sea superior al 50% de la nominal. De no ser así la relación  $I_n/I_{med}$  se toma igual a 4.

Los valores de  $FCVA$  son:

| Veloc.viento (m/s) | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 | 5,00 | 6,00 | 7,00 |
|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| FCVA               | 1,00 | 1,37 | 1,64 | 1,86 | 2,06 | 2,23 | 2,39 |

El criterio por nosotros empleado para determinar si el mantenimiento debe ser efectuado en forma inmediata o programado, es el indicado en la tabla de la figura N° 15.

| Clasificación         | Sobrecalentamiento<br>(corregido)                                 | Acción recomendada        |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| Severamente calentado | $t > 130\text{ }^{\circ}\text{C}$                                 | Mantenimiento inmediato   |
| Sobrecalentado        | $75\text{ }^{\circ}\text{C} \leq t < 130\text{ }^{\circ}\text{C}$ | Mantenimiento prioritario |
| Calentado levemente   | $t < 75\text{ }^{\circ}\text{C}$                                  | Mantenimiento programable |

Figura N° 15

### Conclusiones:

He tratado de sintetizar y exponer los principales métodos utilizados.

A los efectos de un control de gestión todos ellos son volcados en una base de datos.

El aumento del mantenimiento predictivo ha resultado, a lo largo de estos años, en una reducción de H.H (Horas-Hombre) de mantenimiento, una reducción del porcentaje de mantenimiento preventivo anual, una disminución de los índices de falla, un consiguiente aumento de disponibilidad del equipamiento y en definitiva, una mejora en la calidad de servicio técnico, la cual se ve reflejada en el siguiente cuadro:

| CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO                                                    | 1992  | 2000 | Relación % |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------|------|------------|
| Frecuencia media de interrupciones por KVA (veces)<br>(programadas y forzadas) | 13,06 | 5    | -63%       |
| Tiempo total de interrupciones por KVA (horas)<br>(programadas y forzadas)     | 22,01 | 7,04 | -67%       |

### Referencias:

Normas IRAM (Instituto Argentino de Racionalización de Materiales) N° 2057, 2114, 2080, 2026, 2103, 2107, 2335, 2105.

Norma ASTM (American Society for Testing Materials) N° D 150-47T-Methods of test for power and dielectric constant of electrical insulating materials.

Ley N° 24.065 de Energía Eléctrica de la República Argentina-1992

Decreto N° 1398/92-Reglamentario de la Ley 24.065-1992

Resoluciones ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad)-14/93 y 25/93-1993

Base de datos de Ingeniería de Mantenimiento del equipamiento de Media y Alta Tensión- EDENOR S.A.-2001