



Pruebas y puesta en servicio del equipo de una subestación

J. Raull-Martín
Departamento de Ingeniería Eléctrica de Potencia
Facultad de Ingeniería, UNAM

(recibido: enero de 2001; aceptado: mayo de 2001)

Resumen

El propósito de este artículo es presentar en forma compacta la serie de pruebas que se requieren para determinar el estado final de los aislamientos, la continuidad de los circuitos de control, protección, medición, señalización, alarmas, así como el funcionamiento del conjunto de la subestación.

Descriptores: pruebas, subestaciones eléctricas, equipos de alta tensión, tableros, cables de control, faseo.

Abstract

The purpose of this paper is to present a summarized version of the test series required to determine out the final condition of the isolations, the continuity of the control circuits, as well as protection, measurement, sign-posting, alarms and the total substation performance.

Keywords: testing, electric substations, high-voltage equipment, panels, control cables, phasing.

El conjunto de datos obtenidos en estas pruebas sirven como referencia para las que se efectúen en un futuro por personal de mantenimiento, de esta forma, se podrá determinar por comparación el grado de deterioro que han ido sufriendo los diferentes equipos después de las múltiples reparaciones que les efectuaron a lo largo de su vida útil.

Pruebas

Éstas se pueden efectuar en cinco grupos:

1. Alta tensión sin voltaje
2. Alta tensión con el voltaje nominal
3. Protección, medición y control
4. Faseo interno de la subestación
5. Faseo con el resto del sistema (exterior)

A continuación, se analizan cada una de las pruebas de acuerdo con los diferentes equipos y sus funciones.

Pruebas a los equipos de alta tensión desenergizados

Gran parte de estas pruebas son especificadas por cada uno de los fabricantes y se conocen como pruebas de fábrica. Algunas de ellas se vuelven a efectuar en los equipos ya instalados y se denominan pruebas de campo. Los equipos que se consideran en las pruebas de campo son los siguientes:

- Transformadores de potencia
- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente
- Transformadores de servicio de estación
- Interruptores
- Cuchillas
- Pararrayos
- Fusibles
- Reactores
- Trampas de onda
- Capacitores de acoplamiento
- Aisladores

Una vez instalado cada uno de los equipos señalados, se desarrolla un conjunto de pruebas con el orden siguiente:

1. Resistencia de aislamiento
2. Factor de potencia de los aislamientos
3. Rigidez dieléctrica del aceite
4. Relación de transformación
5. Resistencia de contacto
6. Tiempo de apertura y cierre de los contactos de un interruptor
7. Continuidad eléctrica de los circuitos
8. Polaridad
9. Probar las tensiones mínimas de operación

De este conjunto de pruebas no todas se efectúan a los equipos mencionados anteriormente.

Resistencia de aislamiento

Funciona para comprobar la calidad y el estado de aislamiento eléctrico de un aparato para soportar, de acuerdo con la norma correspondiente, los valores de las tensiones nominales y de prueba.

Dicha resistencia es el valor en megohms de un aislamiento que mide un aparato llamado "Megger", al operarlo, aplica una fuente de voltaje de corriente directa durante un tiempo prefijado, el cual produce una corriente de fuga en el aislamiento.

La corriente formada se considera por cuatro componentes:

- a) Corriente capacitiva
- b) Corriente de absorción dieléctrica
- c) Corriente de conducción
- d) Corriente de fuga

a) Corriente capacitiva.- Como un aislamiento es el dieléctrico de un capacitor, al aplicar una tensión de corriente directa fluye la corriente de carga del capacitor, que a partir de un valor elevado disminuye en forma exponencial hasta llegar a un valor despreciable al cabo de unos 15 segundos, lo cual, traducido a resistencia nos indica una baja al inicio de la prueba.

b) Corriente de absorción dieléctrica.- Es la corriente complementaria a la anterior, ya que debido a la baja resistencia inicial del aislamiento, la velocidad de decrecimiento es menor, por lo que se produce durante un período que varía entre minutos y horas hasta llegar en el límite a un valor cercano a cero.

c) Corriente de conducción.- Es la parte de la corriente que atraviesa el aislamiento con una magnitud constante. La suma de las tres corrientes anteriores forma una corriente resultante de tipo exponencial al principio, y en el límite, tiende a un valor constante, que es cuando la corriente de absorción se hace despreciable.

d) Corriente de fuga.- Es una corriente que en vez de atravesar el aislamiento, fluye sobre la superficie del mismo con un valor constante.

El conjunto de las corrientes anteriores indica la calidad de un aislamiento.

Curva de absorción dieléctrica

Es la curva que se obtiene al graficar los valores de la resistencia de aislamiento en megohms contra el tiempo en segundos. La curva se inicia con un pequeño valor de resistencia que va creciendo en forma exponencial hasta estabilizarse en un tiempo determinado. La pendiente de la curva indica el grado relativo de contaminación del aislamiento. Si la curva es de baja pendiente y tarda alrededor de dos minutos en estabilizar, indica un aislamiento en malas condiciones.

Para efectuar la prueba de absorción, se utiliza un aparato llamado megger, el cual se describe más adelante.

Durante la prueba, deben anotarse las lecturas del aparato cada 15 segundos durante el primer minuto y, posteriormente, se toman cada minuto, hasta que establezca la lectura del aparato.

Al obtener las lecturas, se traza la curva megohms-tiempo.

Como las condiciones del aislamiento vienen marcadas por la pendiente de la curva, se consideran dos puntos particulares sobre la misma, las cuales se pueden designar con los nombres siguientes:

$$I_{AB} = \text{Índice de absorción}$$

$$I_p = \text{Índice de polarización}$$

Éstos representan las siguientes relaciones de resistencias en tiempos diferentes.

$$I_{AB} = \frac{\text{Resistencia a los 60 segs}}{\text{Resistencia a los 30 segs}}$$

$$I_p = \frac{\text{Resistencia a los 10 min}}{\text{Resistencia a un min}}$$

Ambos valores indican las condiciones del aislamiento. Para el caso de transformadores, puede determinarse la

calidad del aislamiento en función de los valores de la siguiente tabla.

Tabla 1. Determinación del estado

Estado del aislamiento	I_{AB}	I_p
Malo	Menor de 1.10	Menor de 1.0
Dudoso	De 1.10 a 1.25	Menor de 1.5
Regular	De 1.25 a 1.40	De 1.5 a 2.0
Bueno	De 1.40 a 1.60	De 2.0 a 3.0
Muy bueno	Mayor de 1.60	De 3.0 a 4.0

Temperatura ambiente de los aislamientos de un transformador

La temperatura ambiente que es variable según las horas del día, influye en la magnitud de la resistencia del aislamiento. Es por eso que todas las mediciones deben efectuarse a la misma temperatura, ya que en caso contrario, las lecturas deberán corregirse a una temperatura base mediante la fórmula:

$$R = K \times R_a$$

Donde:

R = Resistencia del aislamiento en megohms

R_a = Resistencia del aislamiento a la temperatura ambiente en megohms

K = Factor de corrección dependiente de la temperatura. Para la temperatura base, considerada de 20°C, $K=1$ como se indica en la gráfica de la figura 1.

En dicha fórmula, K se determina a partir de la gráfica-Temp.

Para encontrar si un aislamiento está en buenas condiciones, al efectuar las lecturas se puede considerar que la resistencia mínima crece a razón de 1 megohm por cada kilovolt de la clase del aislamiento del devanado, pero transformado a 75°C. Este valor debe poder duplicarse por cada 10°C de disminución de la temperatura.

Megger

Es un aparato que mide la resistencia del aislamiento de los equipos de alta tensión, que a su vez, indica las condiciones de operación y seguridad.

El aparato es un generador de corriente directa y tiene una escala graduada en megohms que mide los miliamperes que circulan por el aislamiento al aplicarse la tensión generada.

El generador se puede energizar a mano o por medio de un motor eléctrico, con el cual, los resultados de las pruebas son más uniformes que con el de tipo manual.

Para efectuar esta prueba hay que verificar los siguientes puntos:

1. Revisar el estado del megger.- Para ello, se ajusta el cero y el infinito. Para el ajuste del cero se conectan las puntas de prueba en cortocircuito y se aplica la tensión del generador. Para el ajuste del infinito, se dejan las puntas abiertas y se aplica la misma tensión.

2. Nivelación del instrumento.- Se ajusta la altura mediante las cuatro patas situadas en las esquinas del aparato hasta quedar perfectamente nivelado.

3. Limpieza del equipo bajo prueba.- Con todo el equipo por probar completamente desenergizado y el tanque firmemente conectado a tierra, se deben limpiar la grasa y otros contaminantes de todas las porcelanas

4. Pruebas.- Las conexiones para probar el aislamiento de un transformador de dos devanados se hacen de acuerdo con la figura 2.

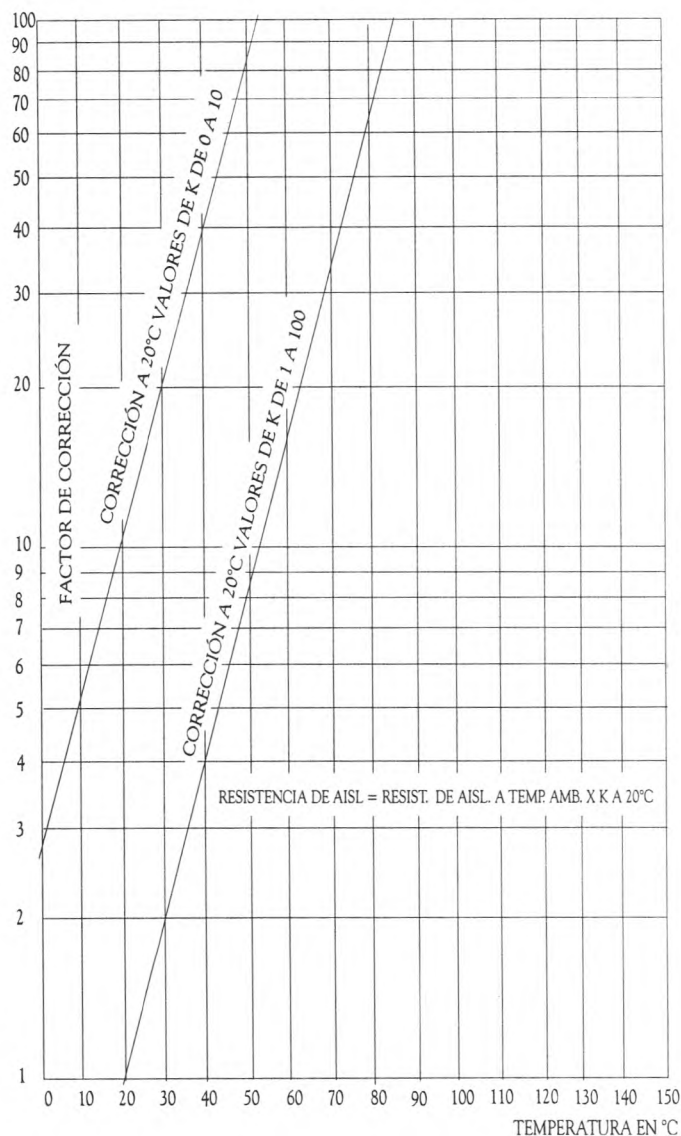


Figura 1. Gráfica K-Temperatura

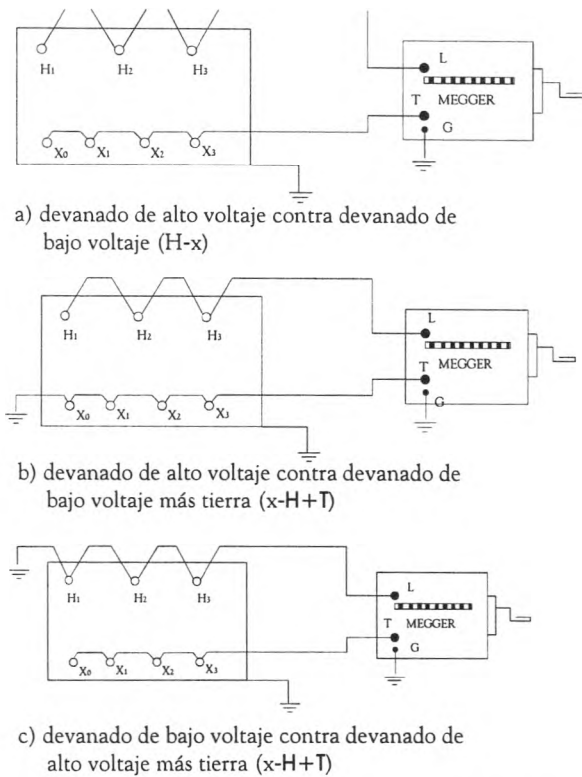


Figura 2. Conexiones para las pruebas con megger

Las mediciones se hacen de la siguiente forma:

- AT vs. BT+T (alta tensión contra baja, más tierra)
- BT vs. AT+T (baja tensión contra alta, más tierra)
- AT vs. BT (alta tensión contra baja)

Al decir: AT, se amarran con alambre desnudo todas las boquillas de AT y al decir BT+T, se amarran todas las boquillas de baja tensión y una terminal del alambre se conecta a la terminal de tierra del tanque.

En el caso de AT+T, se conectan todas las boquillas de AT y una de las terminales se conecta en la zapata de tierra del tanque por el lado de BT, quiere decir que el alambre conecta las boquillas de BT.

Factor de potencia de los aislamientos

Con esta prueba se distingue la calidad del aislamiento respecto a los contaminantes, como puede ser la humedad absorbida por el aislamiento. Lo que se mide es una relación de pérdidas, el factor de potencia es independiente del volumen del aislamiento que se va a probar.

En forma experimental, esta prueba es más confiable que la anterior, o sea, la resistencia del aislamiento.

Aquí, el aislamiento se somete a un voltaje de corriente alterna, y como un aislamiento dieléctrico de un capacitor cuyo circuito equivalente se representa por una R en paralelo con el capacitor C. El factor de potencia de

un aislamiento es la relación de la resistencia a la impedancia y se mide aplicando tensión al aislamiento, midiendo la corriente A y la potencia de las pérdidas W que influye en el calentamiento del aislamiento que lo va degradando.

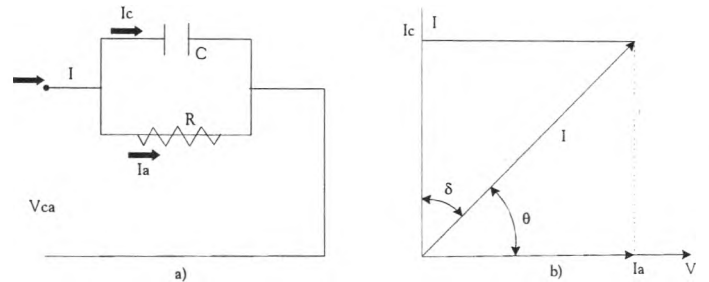


Figura 3. Diagrama del factor de disipación

Factor de disipación

Detecta el estado eléctrico de un aislamiento, se representa por la tangente del ángulo complementario de θ como se ve en la figura 3, en donde:

- I = corriente total
- I_c = corriente capacitiva
- I_a = corriente de absorción dieléctrica
- I_f = corriente de conducción (se desprecia)

La corriente total I es la suma vectorial de las tres corrientes, aunque se puede despreciar la de conducción, es decir:

$I = I_c + I_a$ (suma vectorial), o sea, la magnitud se obtiene:

$$I = \sqrt{I_c^2 + I_a^2} \tag{1}$$

ahora bien: $\cos \theta = I_a / I$

$$I_a = I_c \tan \delta \tag{2}$$

sustituyendo (2) en (1) para obtener (1) en función de I_c

$$I = \sqrt{\tan^2 \delta I_c^2 + I_c^2}$$

o sea

$$I = I_c \sqrt{\tan^2 \delta + 1} \tag{3}$$

de nuevo sustituyendo (2) en (3) y dejando todo en función de $\cos \theta$, o sea:

$$\cos \theta = \frac{I_a \tan \delta}{I_a \sqrt{\tan^2 \delta + 1}} \quad y$$

$$\cos \theta = \frac{\tan \delta}{\sqrt{\tan^2 \delta + 1}}$$

cuando la corriente de fuga en un dieléctrico es muy pequeña, δ es también pequeño y θ tiende a 90° . Por lo tanto, $\cos \theta$ tiende a $\tan \theta$, e I tiende a I_c por lo que finalmente $f.p. = \cos \theta = \tan \delta$. En la práctica, un equipo de prueba mide el factor de potencia con base a la expresión:

$$f.p. = \frac{mW}{mVA} \times 100$$

Donde:

mW = potencia de pérdidas en miliwatts

mVA = potencia de carga en milivoltamperes

En aquellos equipos que se encuentran en aceite aislante, como cables transformadores, se debe conocer el factor de potencia del aceite, que en el caso de estar nuevo su factor de potencia a $20^\circ C$ debe andar alrededor de 0.05, valor que se considera en buenas condiciones. Si esta magnitud fuera mayor, se debe tratar el aceite para su filtrado, desgasificado y secado.

Los transformadores en aceite nuevos deben tener un $f.p.$ menor de 0.02 a $20^\circ C$ aunque, dependiendo del fabricante, los valores pueden diferir en pequeñas magnitudes.

Por lo anterior, todos los equipos en aceite, deben tener los informes de pruebas efectuados por los fabricantes para comparar los valores en el campo, sobretodo si han estado almacenados bastante tiempo.

Rigidez dieléctrica del aceite

Es una detección de la habilidad de un aceite aislante para soportar una diferencia de voltaje, sin que se produzca flama entre partes vivas de un equipo. Las funciones que efectúa un aceite son:

1. Aislar
2. Eliminar las pérdidas térmicas generadas en un equipo.

La rigidez dieléctrica se relaciona con:

1. Contenido de gases
2. Temperatura
3. Aceleración en el incremento de la tensión

Pruebas de un aceite

Se efectúan con un dispositivo de prueba formado por un transformador elevador, mediante un regulador que eleva la tensión en forma manual sin exceder una velocidad de 3 KV/seg hasta llegar a 40 KV.

El elemento de prueba es una copa de resina sintética que aloja dos electrodos formados por dos discos de 2.54 cm (1") de diámetro y con separación de 2.54 mm (0.1"), a los cuales, cuando está llena la copa se les aplica la tensión de prueba que va creciendo de a cuerdo con la velocidad indicada arriba.

Un aceite nuevo, en buen estado, debe poder soportar 30 KV durante un minuto.

Procedimiento para la prueba de un aceite:

1. Limpiar la válvula de muestreo y la copa de prueba del equipo bajo la prueba.
2. Permitir fluir a través de la válvula de muestreo algo de aceite que sirve para eliminar las impurezas que puedan existir.
3. A continuación, se enjuaga la copa con aceite limpio, sin tocarla en su parte interna para no contaminar la muestra bajo prueba.
4. Posteriormente, se toma la muestra del aceite dejándola reposar durante unos cuatro minutos, tiempo suficiente para eliminar las burbujas atrapadas en el mismo. En días muy húmedos se debe evitar efectuar esta prueba para no contaminar la lectura.
5. La copa se debe llenar hasta ser enrasada por el aceite. Conviene efectuar las pruebas a la misma temperatura, ya que esta influye en la rigidez dieléctrica de la muestra.

Relación de transformación

Esta comprueba que el número de espiras que se devanan en las bobinas de un transformador coincidan con las calculadas en el diseño, de manera que las tensiones medidas concuerden con los datos de placa del aparato.

Para esta prueba se utiliza un aparato que se conoce en inglés como (Transformer Turn Ratio) TTR, o bien, en español (Probador de Relación de Espiras) o sea, PRE.

El PRE es un dispositivo formado por un generador de corriente alterna, que es movido a manivela, el cual produce una tensión de 8 volts a 60 Hz, provisto de un transformador ajustable de referencia, éste opera de tal forma que al presentarse un punto en que la relación de un transformador bajo prueba coincida con la del transformador de referencia, la aguja del detector marcará cero.

Para efectuar esta prueba, el transformador de referencia debe estar desenergizado, con las terminales de alta y baja tensión desconectadas. Las conexiones del tanque a la red de tierra no afectan la lectura, por lo que pueden quedarse como se indica en el diagrama esquemático de conexiones de un PRE de la figura 4.

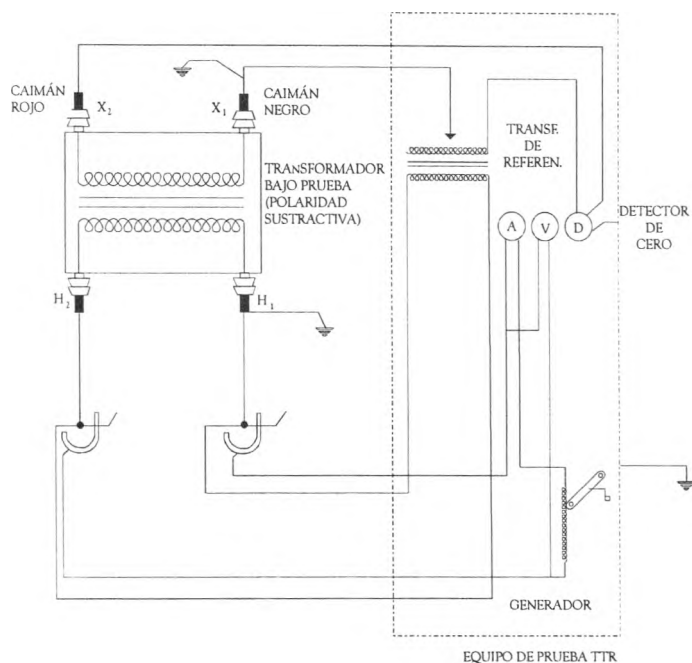


Figura 4. Conexión para prueba con TTR

Polaridad de las bobinas de un transformador

Para determinar la polaridad de un transformador por medio de un PRE, se inicia por ajustar las perillas del aparato hasta que marquen cero. Se da 1/4 de vuelta al generador, si la aguja del detector se desplaza hacia la izquierda, el transformador es de polaridad sustractiva y si se desplaza hacia la derecha, ésta es aditiva.

Una vez conectado el aparato al transformador, se ajustan las perillas de la relación para que marquen 1.0, a continuación, se empieza a girar lentamente el generador haciendo que la aguja se desplace a la izquierda. Si el amperímetro se desplaza al máximo de la escala, está indicando que puede existir un cortocircuito. Lo que indica que se debe revisar el circuito bajo prueba.

Los valores de relación medidos con el PRE deben quedar situados dentro de los límites de $\pm 0.5\%$ respecto al valor de la placa del transformador, de tal manera que si el valor es mayor, quiere decir que hay espiras en cortocircuito, ya sea en el lado de baja o de alta tensión.

Por otro lado, si la relación medida es menor al valor de la placa, el cortocircuito se localiza en la bobina de baja tensión.

Resistencia de contacto

Esta prueba mide la resistencia óhmica entre los contactos de cuchillas, interruptores, etc. La magnitud de esta resistencia indica el calentamiento esperado en función de la corriente máxima indicada en la placa de datos, así como la verificación del ajuste y presión entre contactos.

La resistencia se determina por dos métodos, uno por la caída de tensión en milivolts y otro midiendo los miliwatts Ri^2 que da directamente el calentamiento de los contactos en función del paso de la corriente nominal. Para estas mediciones se utilizan diferentes aparatos, que a partir de una fuente de corriente directa, miden los miliamperes que son leídos directamente en una escala cuyas unidades están dadas directamente en miliohms.

Las lecturas leídas se comparan con las que el fabricante otorgó para obtener los resultados correctos en la misma medición. De cualquier forma, se considera que una lectura debajo de los 30 miliohms es correcta.

Tiempos de operación de un interruptor

Antes de la puesta en servicio, se le deben medir a los interruptores los tiempos de cierre y apertura para que estén de acuerdo con las especificaciones.

El tiempo de cierre es el período comprendido entre el instante en que se energiza la bobina de cierre del interruptor y el instante en que se tocan los dos contactos.

El tiempo de apertura o disparo es aquel que transcurre entre el instante en que se energiza la bobina de disparo y el que tardan los contactos en estar completamente abiertos.

Para medir los tiempos de operación se utiliza un aparato que produce una gráfica en función de la frecuencia nominal del sistema, en donde se analiza la velocidad de apertura del interruptor.

En los interruptores de gran volumen de aceite, que a la fecha han desaparecido del mercado, el aparato analizador de operaciones indica los desplazamientos verticales de los bastones del mecanismo de operación. Esta prueba indica las condiciones de desgaste por la fricción excesiva, del ajuste de los resortes de operación y de los amortiguadores de fin de carrera si producen rebotes en las crucetas.

En resumen, estas pruebas sirven para detectar los desgastes de las partes móviles, comparándolas con las pruebas iniciales de puesta en operación.

Continuidad del alambrado

Esta prueba se debe efectuar a todos los alambres de control que rematan en las tablillas terminales, así como los aprietes de los tornillos. Es importante en los secundarios

de los transformadores de instrumento, en las trampas de onda, y en los reactores de los neutros de los transformadores de potencia.

La prueba se puede efectuar utilizando un multímetro conectado en su escala menor de resistencia (ohms). Al conectarse el multímetro en serie con el circuito que se va a probar, la aguja debe marcar una lectura cero, donde hay continuidad e infinita en el caso de que el circuito esté abierto.

Polaridad

Esta prueba debe efectuarse en cualquier tipo de transformador, sobretodo, en aquellos que han sufrido reparación de sus bobinas en algún taller y que a la hora de conectar las mismas se pueda haber cometido algún error en la conexión de las terminales.

La prueba consiste en determinar y marcar las polaridades de las bobinas primarias, secundarias y, en su caso, terciarias de cualquier tipo de transformador. Si por alguna razón se encuentra una bobina con la polaridad invertida, se puede cambiar la conexión de la misma, o cambiar de lugar la marca de polaridad.

Esta prueba se efectúa de acuerdo con lo mostrado en la figura 5 en donde se indica cómo se conecta para polaridad substractiva y aditiva, así como un diagrama de conexiones mediante el cual se determinan las marcas de polaridad en los TC's tipo boquilla e interruptores.

La prueba se efectúa utilizando una pila de 1.5 V, un miliamperímetro de corriente directa con el cero en el centro y un interruptor S. Al cerrar S después de haber conectado la terminal (+) de la pila en la terminal P₁ del transformador bajo prueba y la terminal positiva del miliamperímetro a la terminal S₁ del transformador, la aguja se deflexiona a la derecha cuando la polaridad es substractiva. Si con la misma conexión la deflexión es hacia la izquierda, la polaridad es aditiva. Cuando el transformador tiene borradas las marcas de polaridad se debe marcar con un punto de pintura las terminales P₁ y S₁ en las terminales del lado de polaridad.

Prueba de tensión mínima de operación

Es una prueba que verifica la tensión mínima de corriente directa, a la cual pueden operar las bobinas de cierre y disparo de un interruptor, valores que deben estar de acuerdo con las especificaciones que se anexan con la compra de los interruptores.

Para esta prueba, se utiliza una fuente variable de corriente directa, que se conecta junto con un voltímetro a cada una de las bobinas del aparato por separado. Conectada la fuente de energía y a partir de cero volts, se

comienza a incrementar lentamente la tensión hasta que se produzca la operación de los circuitos de disparo o cierre; en ese momento, se lee el valor de la tensión aplicada que corresponde a la tensión mínima de operación.

Si la lectura del voltímetro no coincide con el valor especificado, conviene revisar los ajustes de los mecanismos hasta obtener la operación a la tensión especificada.

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA POLARIDAD SUBSTRACTIVA

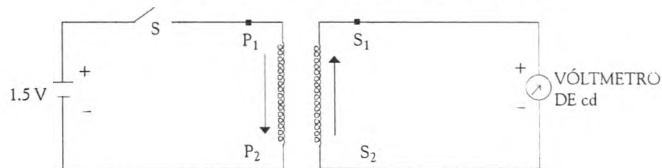


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA POLARIDAD ADITIVA

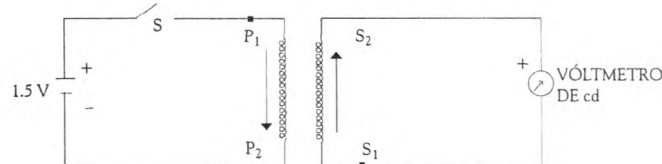


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LA POLARIDAD EN TRANSFORMADORES

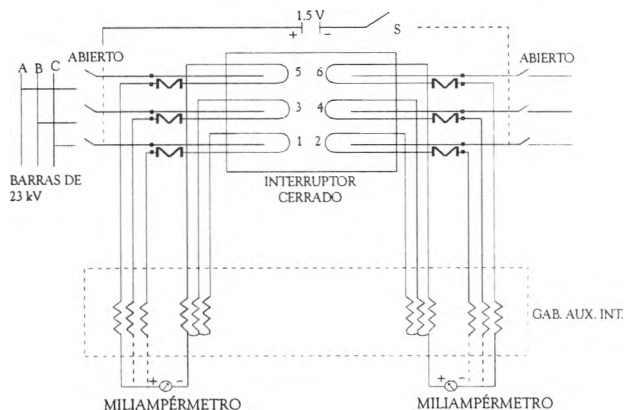


Figura 5. Diagrama de conexiones para determinar las marcas de polaridad en TC tipo bushing e interruptores

Pruebas en los circuitos de protección, medición, control y alarmas

Una vez finalizada la instalación de los alambrados de todo tipo y su remate en las tabllas de conexiones, conviene verificar la continuidad eléctrica y el apriete de las conexiones de cada circuito por separado, registrando cada una de las pruebas para evitar alguna omisión. Entre las pruebas principales se pueden considerar las siguientes:

1. Tableros de protección, medición y control
2. Cables de control

3. Comprobación de los circuitos de control y de alarmas
4. Comprobación de los circuitos de medición
5. Comprobación de los circuitos de protección
6. Comprobación de los circuitos de telecontrol y pruebas

Tableros de protección, medición y control

Se debe efectuar una inspección ocular de todos los cables, tablillas, cuchillas de prueba, etc., para comprobar el apriete de las conexiones. Se verifica que todos los aparatos de protección, medición, control, tablillas y cuchillas de prueba se encuentren bien instalados.

Cables de control

Estos cables van desde los secundarios de los transformadores de instrumentos, distribuidos en el área de la subestación, hasta los tableros correspondientes a través de las trincheras. El alambrado que conecta los diferentes aparatos de un tablero, conviene normalizarlo por colores, con base en su función y de acuerdo con lo siguiente:

- a) Circuitos de control y corriente directa, color rojo
- b) Circuitos de potencial, color negro
- c) Circuitos de corriente, color blanco

La secuencia de revisión de los cables de control debe ser de la siguiente forma:

1. Revisar la continuidad de los alambrados de todos los equipos de alta tensión y sus conexiones bien apretadas.
2. Revisar la relación de los transformadores de corriente y potencial, de acuerdo con las relaciones indicadas en los diagramas de protección y medición.
3. Revisión de los alambrados entre todos los tableros instalados en los salones de tableros.
4. Revisar todos los alambrados de corriente alterna y directa de los tableros de servicio de estación.
5. Revisión de las etiquetas de identificación fijadas en los extremos de cada cable y ver que coincidan con lo indicado en los diagramas correspondientes de protección, medición y control.

Control y alarmas

En operación automática, se debe comprobar la secuencia de operación de las cuchillas e interruptores, así como de

los bloqueos que evitan la operación de las cuchillas con carga. También debe comprobarse que estos equipos abran y cierren perfectamente, verificando simultáneamente la señalización tanto en el tablero, como en el equipo microprocesado o registrador de eventos, donde debe quedar registrada la operación.

En operación manual, se debe examinar que las operaciones de los mecanismos se efectúan con la facilidad requerida, o sea, que los tres polos se accionen simultáneamente, así como las tres fases de las cuchillas.

Verificar la operación del equipo auxiliar de los transformadores de potencia, como son bombas de aceite, ventiladores, cambiador de derivaciones y los servicios de estación de corriente alterna.

Asegurar la operación de todas las alarmas, simulando en forma manual las condiciones de falla, identificando en el tablero a cada una de ellas, así como en el registrador de eventos de cada uno de los equipos de la subestación.

Comprobar la transferencia manual y automática de los servicios de los transformadores de los servicios de estación, verificando la señalizaciones correspondientes.

Finalmente, se debe corroborar desde el tablero de control, las operaciones de apertura y cierre de todos los equipos controlados desde él, examinando la operación del equipo exterior, la señalización en el tablero de control y la detección de la maniobra en el registrador de eventos o en el microprocesador.

Protecciones

La prueba de las protecciones se realiza con toda la subestación completamente desenergizada, tanto en alta como en baja tensión, a su vez, se puede reunir en dos agrupamientos:

- a) Faseo de protecciones
- b) Operación de las protecciones con corrientes simuladas

Faseo

Las pruebas de faseo sirven para detectar la posibilidad de que una conexión de los transformadores de corriente o potencial que llega a un relevador, se conecte con la polaridad invertida.

Como ejemplo, se muestran los pasos a seguir en el faseo de una protección diferencial de un banco de transformadores de potencia, así como el equipo necesario.

Equipo

El equipo auxiliar para probar una protección diferencial es el siguiente:

- Una batería de 12 V
- Dos voltímetros de corriente directa
- Un interruptor de navajas de dos polos, simple tiro
- Un equipo de comunicación
- Un juego de guantes para alta tensión
- Un peine de prueba que sirva para la conexión con el relevador a probar

Conexiones

El equipo se conecta de acuerdo con el diagrama indicado que sirve para el faseo de una protección diferencial, donde se pueden observar las conexiones de la prueba 1.

Las pruebas 2 y 3 utilizan el mismo equipo, pero empleando las conexiones de las líneas punteadas.

La batería se conecta manteniendo abierto el interruptor de navajas que se utiliza para mandar pulsos de corriente directa. La persona que opera el interruptor de navajas, debe utilizar los guantes para alta tensión y protegerse de la misma, ya que se generan por los pulsos en los devanados del transformador de potencia.

En el lado de baja tensión del banco, la fase que se está probando se conecta a tierra (en este caso es la fase A) en un punto posterior a los transformadores de corriente.

Los voltímetros de corriente directa se conectan a las terminales del relevador a través del peine de prueba.

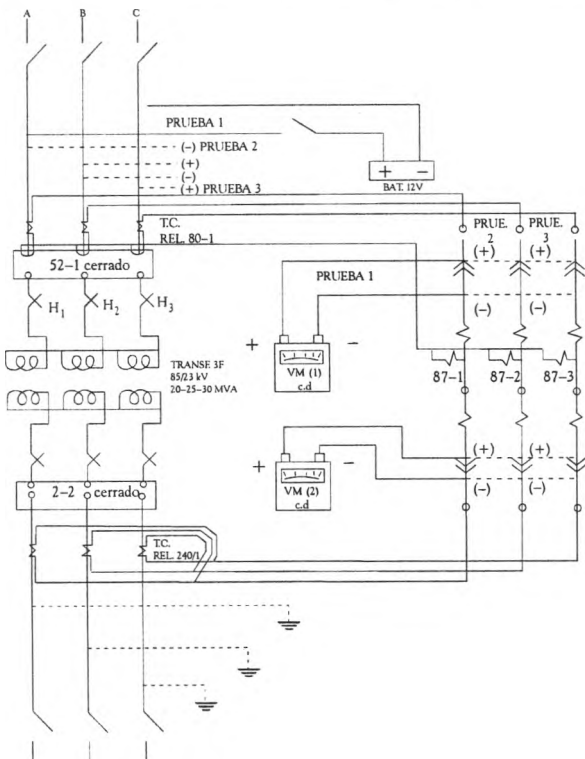


Figura 6. Diagrama para el faseo de una protección diferencial

Prueba

Esta se inicia en el instante del cierre de la navaja A, cuyo pulso a través de los transformadores de corriente produce el desplazamiento de las agujas de los voltímetros, conectados a través del peine de prueba a las terminales de los relevadores.

Al cerrar la navaja A las agujas de los voltímetros se desplazan hacia la derecha, mientras que al abrirla se desplazan hacia la izquierda. Si en ambos casos, la deflexión esperada fuera al revés, se requiere comprobar si los voltímetros están conectados con las polaridades correctas, o si los secundarios de corriente están bien conectados.

Lo mismo que se hace en la prueba 1 se repite para las pruebas 2 y 3, mediante el cambio de las conexiones de la batería y de la puesta a tierra, como se indica en el diagrama.

Si en las tres pruebas la deflexión de los voltímetros es en el mismo sentido, se dice que el circuito está en fase; si no, hay que cambiar algunas conexiones para que así ocurra.

Toda esta secuencia que se acaba de aplicar para una protección diferencial, puede realizarse en forma análoga para cualquier otro tipo de protección.

Operación de protecciones con corrientes simuladas

La inyección simulada de corrientes asegura que todas las protecciones operen correctamente al presentarse cualquier falla, mandando la señal de disparo a los interruptores correspondientes.

Para esta prueba, la subestación debe encontrarse desenergizada en alta y en baja tensión, utilizándose una fuente de corriente ajustable y portátil para simular la corriente de cortocircuito.

Pruebas de cada protección

Relevadores de sobrecorriente (50/51)

Se suministra mediante la fuente de corriente simulada. Al probar la parte instantánea (50) del relevador, se puentean las terminales de tiempo inversa (51) y se le suministra un flujo de corriente que se hace crecer paulatinamente hasta alcanzar el valor de ajuste, en cuyo punto debe operar el relevador. Para la prueba del elemento de tiempo inverso, no se puentea el elemento instantáneo, ya que éste tiene un ajuste de corriente mayor que el de tiempo inverso.

En ambos casos, al operar el relevador debe caer la bandera del mismo y energizar la alarma correspondiente.

Relevadores auxiliares (86)

Estos son dispositivos que reciben las señales de los relevadores que manejan pequeñas corrientes, pero suficientes para energizar la bobina del 86, que al operar sus contactos de mayor capacidad de corriente, envían la orden de disparo a las bobinas de todos los interruptores que liberan el área bajo el cortocircuito.

Relevadores direccionales de Tierra (67-N)

Estos relevadores contienen dos unidades, la direccional y la de sobrecorriente, por lo que se prueba cada una de ellas por separado.

La unidad direccional recibe dos señales, una que llega de los transformadores de corriente de los neutros de los transformadores de potencia, y la otra que es de polarización, la cual proviene de los secundarios de los transformadores de potencial de las barras de alta tensión. Las dos señales, indican que la falla de fase a tierra se produce hacia fuera de los buses, por lo que la única manera de simular la falla, es cerrar a mano el contacto de la unidad direccional y de esta forma probar la unidad de sobrecorriente. Esta unidad se prueba en la misma forma que los relevadores de sobrecorriente.

Relevadores de baja frecuencia (81)

Para esta prueba se requiere una fuente portátil de frecuencia variable, que se conecta a las terminales de cada uno de los tres relevadores por separado, los cuales van a ir operando a medida que se hace descender la frecuencia a partir de 60 Hz, hasta el valor de ajuste de cada aparato, que en el primer paso es de 59.6 Hz, en el segundo es de 59.4 Hz y en el tercero es de 59 Hz, según sea la importancia de cada grupo de alimentadores.

Para cada paso, debe operar el relevador y el auxiliar de disparo (86) operando la alarma por baja frecuencia. Esta prueba se efectúa con las cuchillas de prueba del bloque de disparo abiertas y se van cerrando una por una para verificar el disparo del interruptor del alimentador correspondiente.

Relevadores diferenciales (87)

Para la prueba de la protección diferencial de los bancos de transformadores, se utiliza una fuente de corriente variable que se conecta a las cuchillas de prueba de los transformadores de corriente, tanto del lado de alta como de baja tensión. Se empieza a elevar la magnitud de la fuente y al llegar la magnitud de la corriente a los valores ajustados en el relevador, hace operar éste que a su vez energiza el relevador auxiliar (86), el cual envía la señal de disparo a todos

los interruptores de alta y baja tensión que rodean el banco de transformadores de que se trate.

Al producirse la operación de la protección, debe accionar la bandera del relevador que operó, así como la alarma correspondiente.

Esta prueba se efectúa en cada fase por separado. Con el 86 operado, se procede a cerrar una por una cada cuchilla del bloque de disparo, observando que cada interruptor opere correctamente.

Telecontrol

Como parte de la secuencia de pruebas efectuadas en el equipo de una subestación, las funciones principales del control que deben verificarse son las siguientes:

Interruptores.- Se debe operar uno por uno desde la oficina de control del sistema, para comprobar su funcionamiento.

Cuchillas.- También deben operarse una por una desde el control central, comprobándose el funcionamiento de los bloqueos que existen entre cada interruptor y sus cuchillas, y así evitar la posibilidad de operar cuchillas con el interruptor correspondiente cerrado.

Cambiadores de derivaciones de los transformadores.- En algunas subestaciones es necesario el control a distancia del cambiador de derivaciones bajo carga de los transformadores.

Reposición de los relevadores auxiliares (86)

Después de un disparo por falla, debe comprobarse la reposición de estos relevadores.

Pruebas del equipo con tensión nominal

Desarrolladas todas las pruebas con el equipo desenergizado se procede a realizar una serie de pruebas nuevas, pero ahora con los diferentes equipos energizados a la tensión nominal, de acuerdo con lo siguiente:

1. Antes de aplicar la tensión nominal, se deben analizar las pruebas realizadas al equipo, en especial las de aislamiento, después compararlas con las efectuadas por los fabricantes en sus laboratorios. En caso de pruebas dudosas conviene efectuar una segunda verificación y, si persiste la duda, se deberán efectuar pruebas más especializadas de acuerdo con el fabricante o, finalmente sustituir el equipo de que se trate.

2. Mientras dure una prueba, los relevadores se deben ajustar a su máxima sensibilidad para que en caso de falla los daños en el equipo sean mínimos.

3. Antes de energizar una subestación debe efectuarse una cuidadosa inspección ocular a toda ella, para evitar la posibilidad de que se hayan olvidado alambres, conexiones a tierra o terminales desconectadas.

4. Los tableros de control, protección y alarmas, deben estar en plenas condiciones de operación, sin bloqueos de ningún tipo. Todos los circuitos de corriente deben estar cerrados y sus conexiones apretadas para evitar la aparición de altas tensiones. Por el contrario, en los circuitos de potencial no se permite tener conexiones en cortocircuito, las conexiones bien apretadas y las tierras deben estar firmemente conectadas.

5. Revisar la operación de todos los circuitos de control y protección para evitar que ocurran falsos contactos, bloqueos, etc. Estos circuitos se deben operar a nivel local y del centro de telecontrol.

6. Finalmente, revisada la subestación con todas las pruebas efectuadas y teniendo la completa seguridad de que no existen tierras anormales en las partes que se van a energizar, se solicita licencia o permiso al centro de control del sistema, para proceder a energizar la subestación, lo cual se realiza paso a paso.

Primero se empieza a recibir tensión por el lado de 23 KV de acuerdo con lo indicado en la figura 7. Progresivamente se van cerrando cada uno de los equipos, según la secuencia numérica indicada en la figura.

Una vez energizada a tensión nominal, la zona de baja tensión se mantiene excitada durante una hora, para asegurarse que los aislamientos estén en buen estado.

Como segundo paso, se procede a energizar los transformadores de potencia, a partir del lado de baja tensión y dejando desconectado (desenergizado) el lado de alta tensión.

Una vez energizado por separado cada banco de transformadores, se escucha que el zumbido del núcleo sea normal y que no manifieste anomalías en la operación, como puede ser el posible disparo de alguna de las protecciones, en cuyo caso habría que analizar qué sucedió.

Una vez probada la operación de los transformadores y considerando que el conjunto de maniobras se ha desarrollado normalmente, se comienza a cerrar en el lado de alta tensión, todos los interruptores con sus respectivas cuchillas, empezando por éstas, hasta terminar de energizar toda la parte de alta tensión, dejando abiertas únicamente las cuchillas que conectan con la alimentación de alta tensión, ya que antes de entrar en servicio hay que comprobar que la subestación quedó en fase con el sistema.

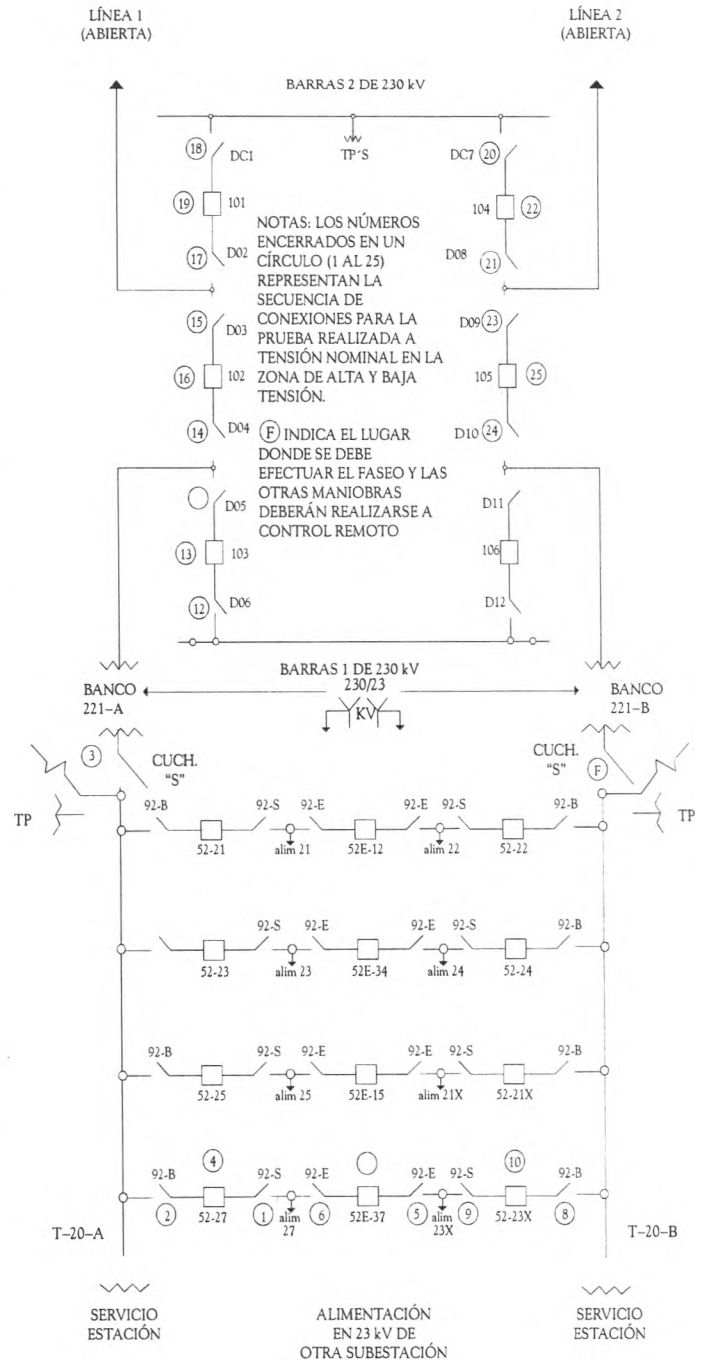


Figura 7. Energizado por el lado de 23 kV de una subestación y diagrama de faseo interno

Faseo

Es el procedimiento mediante el cual se comprueba que las fases del sistema de alta tensión que alimentan una subestación, coinciden exactamente con las fases que entran en la misma, pero por el lado de baja tensión, si esto no ocurre, al conectar la subestación se podría producir un

cortocircuito por existir una diferencia de tensión entre los dos extremos abiertos de una misma fase.

El faseo se desarrolla en dos partes:

1. Faseo interno de la subestación
2. Faseo externo, o de la subestación contra el sistema

El faseo interno se efectúa por medio de un transformador de potencial de 23 KV portátil, en cuyo secundario se conecta una lámpara o un voltmetro. En las dos terminales del primario se conectan sendos cables, aislados para 23 KV, amarrados en su otro extremo a la parte superior de una garrocha de madera. Se sujeta cada garrocha por su parte inferior a través de guantes de alta tensión.

La operación del faseo se desarrolla según se indica en la figura 8.

El operador A fija la garrocha en el lado de la navaja abierta de la fase A, en esta posición el operador B hace contacto con su garrocha consecutivamente en el lado de la mordaza de cada uno de los tres polos del juego de cuchillas. En esta forma, si la conexión de las fases estuvo bien efectuada, no debe encender la lámpara cuando la garrocha B toque la fase A y sí debe encender con plena intensidad al tocar las fases B y C.

En la misma forma, ahora la garrocha A se cambia a la fase B, y se vuelven a tocar con la garrocha B las tres fases, de manera que la lámpara no encienda al tocar la garrocha B la fase B y sí al tocar con la fase A y la C.

Finalmente, la garrocha A se pasa en la fase C, con la garrocha B se vuelven a tocar las tres fases, debiendo permanecer apagada la lámpara al tocar la fase C y encender al tocar las fases A y B.

En la figura última se muestra la prueba de faseo en un juego de cuchillas, mientras que en la figura anterior se muestra la operación del faseo interno, por medio de un alimentador contra una de las líneas de transmisión que alimenta la subestación. Una vez realizado el faseo interno de la subestación, se fasean los dos transformadores del servicio de estación.

El faseo exterior se efectúa después del interno. Para ello se conecta uno de los transformadores de potencia a la red de alta tensión, a través de todas las cuchillas e interruptores indicados en la figura 9 hasta llegar a las cuchillas del lado secundario del transformador, las cuales están abiertas.

A continuación, se alimentan estas cuchillas por el lado de la mordaza, a través de un alimentador de distribución que llega de otra subestación en operación.

El faseo se efectúa detectando que no haya diferencia de tensión entre la navaja y la mordaza de cada fase del juego de cuchillas antes mencionado. En caso de que el faseo no resultara correcto, se desenergiza la subestación y se efectúan los cambios de conexiones en las bajadas que reciben la alimentación de la línea alimentadora de alta tensión. Esta operación se realiza con cada una de las líneas de alta tensión que entran en la subestación.

Toma de carga

Una vez hechas las pruebas al equipo, faseada la subestación y probada con tensión nominal, el siguiente y último paso es que la subestación tome la carga normal, para lo cual se polarizan los relevadores que lo necesiten y se calibran las protecciones y los equipos de medición para que funcionen correctamente con la carga normal de cada circuito de la subestación.

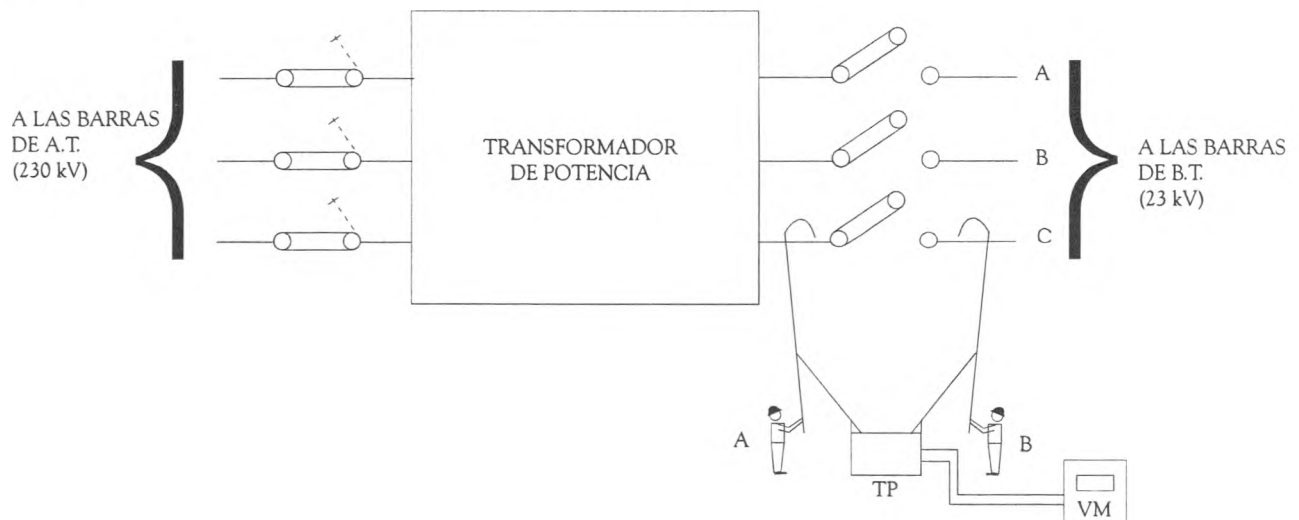


Figura 8. Conexión para el faseo

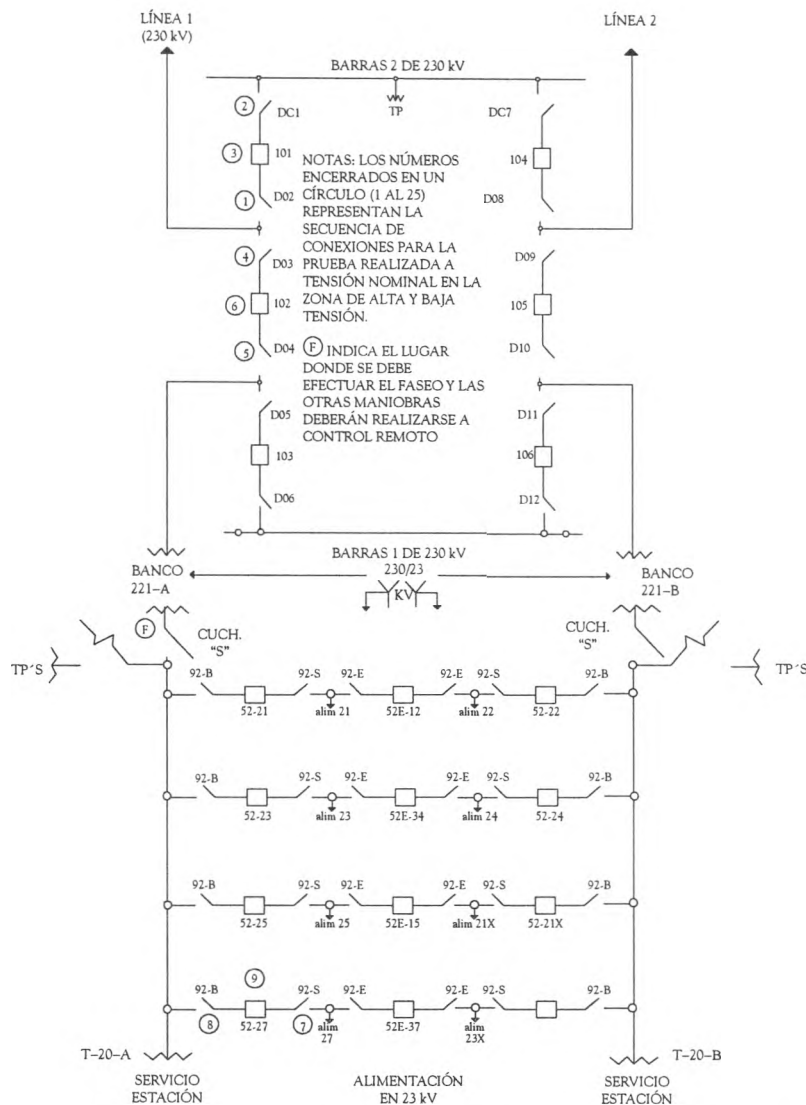


Figura 9. Energizado por el lado 230 kV y diagrama de faseo externo de una subestación

Conclusiones

En la instalación de una subestación eléctrica, al término de la obra se hace una serie de pruebas que aseguran la puesta en servicio de cada una de sus partes en particular, y finalmente, la puesta en servicio del conjunto en general.

Todos los datos obtenidos en cada una de las pruebas se archivan, sirviendo como referencia para que a lo largo de

la vida de la instalación, el personal de operación y mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los equipos y así tener un punto de comparación en las pruebas de puesta en servicio después de cada reparación.

Referencias

Son datos y procesos efectuados en el campo de trabajo por personal de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

Semblanza del autor

José Raull-Martín. Egresó de la Facultad de Ingeniería UNAM en 1953 como mecánico electricista. Ahora, con más de treinta años de experiencia en diseño y construcción de subestaciones eléctricas en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, fue nombrado representante ante el CCONNIE para la elaboración de normas nacionales en las áreas de tableros de alta tensión, cables de control y nomenclatura de términos técnicos. Desde 1965 ha sido catedrático en la Facultad de Ingeniería, UNAM y fue jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica en la misma institución. Es autor de la publicación "Diseño de subestaciones eléctricas", editado por Mac Graw Hill.

