

**MANUAL DE OPERACIÓN PARA MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN  
SERVICIO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE ALTA TENSIÓN DE  
100 A 450MVA**

**SERGIO ENRIQUE VEGA RODRÍGUEZ**

**CARLOS JOSÉ PACHECO RUBIO**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.  
2010**

**MANUAL DE OPERACIÓN PARA MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN  
SERVICIO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE ALTA TENSIÓN DE  
100 A 450MVA**

**SERGIO ENRIQUE VEGA RODRÍGUEZ**

**CARLOS JOSÉ PACHECO RUBIO**

Tesis de grado presentada como requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero Electricista y Electrónico respectivamente

**DIRECTOR**

**MSc. MARIO ARRIETA PATERNINA**  
Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.  
2010**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

**PRESIDENTE JURADO**

---

**JURADO**

---

**JURADO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por ser nuestro más grande y leal apoyo, darnos las fuerzas necesarias para poder haber salido adelante y alcanzar esta meta.

A nuestros padres, hermanos y amigos por respaldarnos en nuestras decisiones, animarnos y acompañarnos en esta etapa de nuestras vidas.

A mi esposa y mi hija por entender que hay que sacrificar algunas cosas para lograr otras. Las amo. A mi hermano y amigo Juan Pablo por apoyarnos para la realización de este manual. A mi madre Ruth por darme siempre los mejores consejos y regalarme su tiempo.

## CONTENIDO

<b>CONCEPTOS TÉCNICOS</b> .....	<b>11</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>16</b>
<b>JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>17</b>
<b>1. OBJETIVOS</b> .....	<b>18</b>
1.1 General.....	18
1.2 Específicos .....	18
<b>2. MARCO TEORICO</b> .....	<b>19</b>
2.1 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS .....	19
2.1.1 Conceptos .....	19
2.1.2 Conexión de devanados.....	20
2.1.3 Placa de características .....	22
2.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	23
2.2.1 Construcción .....	24
2.2.2 Elementos de señalización y protección.....	34
2.2.3 Nivel de aceite.....	35
2.2.4 Sobrepresión .....	36
2.2.5 Humedad.....	37
2.2.6 Sobretensiones.....	37
2.2.7 Cortocircuitos.....	38
<b>3. ESTADO DEL ARTE: MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b> .....	<b>39</b>
3.1 Cuadro esquemático de actividades.....	39
3.2 Logística Y Transporte.....	40
3.3 Inspección .....	41
3.4 Montaje Mecánico .....	43
3.5 Pruebas .....	47
3.5.1 Pruebas de aislamiento .....	48
3.5.2 Pruebas eléctricas .....	57
3.5.3 Pruebas dinámicas .....	63
3.6 Puesta en Servicio.....	64
<b>4. PROTOCOLOS DE PRUEBAS</b> .....	<b>65</b>
4.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	65
4.2 FACTOR DE POTENCIA.....	67
4.3 RESISTENCIA DEVANADOS .....	69
4.4 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) .....	69
4.5 POLARIDAD Y DIAGRAMA FASORIAL.....	71

<b>5. CASO DE ESTUDIO: PROYECTO UPME. TRANSFORMADOR DE 500KV, SUBESTACIÓN BOLÍVAR</b> .....	<b>72</b>
5.1 PRUEBAS REALIZADAS .....	72
5.2 PUESTA EN SERVICIO .....	75
5.2.1 Siglas y Nomenclatura.....	77
5.2.2 Consideraciones generales para la ejecución de maniobras .....	78
5.2.3 Herramientas y equipos.....	78
5.2.4 Medidas de seguridad .....	79
5.2.5 Diagrama unifilar de la subestación.....	81
5.2.6 ETAPA 1.....	82
5.2.7 ETAPA 2.....	85
5.2.8 ETAPA 3.....	88
5.2.9 ETAPA 4.....	89
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	<b>91</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>92</b>
<b>8. ANEXOS</b> .....	<b>93</b>
8.1 TABLAS DE VERIFICACION .....	93
8.2 REPORTES CPC100 .....	99
8.2.1 AUTOTRANSFORMADOR FASE A.....	99
8.2.2 AUTOTRANSFORMADOR FASE B.....	106
8.2.3 AUTOTRANSFORMADOR FASE C.....	112
8.2.4 AUTOTRANSFORMADOR FASE DE RESERVA.....	119

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Circuito magnético de un transformador trifásico y su génesis a partir de tres transformadores monofásicos.....	19
<b>Figura 2.</b> Flujo en el transformador trifásico.....	20
<b>Figura 3.</b> Tipos de conexiones.....	20
<b>Figura 4.</b> Sección transversal columnas de transformadores.....	25
<b>Figura 5.</b> Corte de láminas.....	25
<b>Figura 6.</b> Apilado step-lap.....	25
<b>Figura 7.</b> Apilado normal y apilado step-lap.....	26
<b>Figura 8.</b> Aseguramiento de láminas.....	26
<b>Figura 9.</b> Devanado aislado con cinta de papel.....	27
<b>Figura 10.</b> Parte activa transformador de potencia.....	28
<b>Figura 11.</b> Enfriamiento con radiadores.....	29
<b>Figura 12.</b> Enfriamiento con aire forzado.....	29
<b>Figura 13.</b> Enfriamiento con aceite forzado.....	30
<b>Figura 14.</b> Enfriamiento con intercambiadores de calor y medio refrigerante agua.....	30
<b>Figura 15.</b> Tanque conservador.....	31
<b>Figura 16.</b> Partes de un transformador.....	33
<b>Figura 17.</b> Sensor e indicador de temperatura.....	34
<b>Figura 18.</b> Indicador de nivel.....	36
<b>Figura 19.</b> Relé Buchholz.....	36
<b>Figura 20.</b> Deshumectador.....	37
<b>Figura 21.</b> Cronograma de actividades y tareas.....	39
<b>Figura 22.</b> ELETTROMECCANICA TIRONI, Empresa transportadora.....	40
<b>Figura 23.</b> Verificación de elementos, inspección externa y.....	42
<b>Figura 24.</b> Limpieza y retoques de pintura.....	43
<b>Figura 25.</b> Montaje de Radiadores.....	44
<b>Figura 26.</b> Montaje de Domos.....	44
<b>Figura 27.</b> Montaje de Pasatapas.....	44
<b>Figura 28.</b> Montaje Tanque de expansión y tuberías.....	45
<b>Figura 29.</b> Montaje Tanque conservador, relé Buchhloz (31) y Respirador de sílica –gel (33).....	45
<b>Figura 30.</b> Montaje de Ventiladores y accesorios.....	45
<b>Figura 31.</b> Prueba hecha en fábrica.....	47
<b>Figura 32.</b> Esquema de conexionado del megger analógico.....	51
<b>Figura 33.</b> Constante de tiempo (Tiempo Vs. Resistencia).....	52
<b>Figura 34.</b> Voltaje Paso a Paso.....	52
<b>Figura 35.</b> Descarga de la carga almacenada en el objeto de prueba.....	53
<b>Figura 36.</b> Capacitancias en un Transformador.....	54
<b>Figura 37.</b> Diagrama vectorial del comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje dado.....	55
<b>Figura 38.</b> Esquema del aislamiento en el núcleo.....	55
<b>Figura 39.</b> Equipo para la prueba (CPC100).....	56
<b>Figura 40.</b> Esquema de la prueba con equipo CPC100.....	56

<b>Figura 41.</b>	Diagrama para medición de resistencia .....	58
<b>Figura 42.</b>	Intercambiador de tomas (izq.) y conexión defectuosa (derecha)...	58
<b>Figura 43.</b>	Método del puente .....	59
<b>Figura 44.</b>	Análisis de frecuencia .....	61
<b>Figura 45.</b>	Detección de fallas a diferentes frecuencias.....	63
<b>Figura 46.</b>	Conexiones empleadas durante la prueba.....	66
<b>Figura 47.</b>	Conexionado del CPC100 para modo UST .....	67
<b>Figura 48.</b>	Conexionado del CPC100 para modo GAR .....	67
<b>Figura 49.</b>	Conexionado del CPC100 para modo GND.....	68
<b>Figura 50.</b>	Determinación de la resistencia secundaria.....	69
<b>Figura 51.</b>	Determinación de la resistencia de los devanados .....	69
<b>Figura 52.</b>	Conexionado del CPC100 para prueba TTR .....	70
<b>Figura 53.</b>	Diagrama unifilar de anillo 500kV .....	76
<b>Figura 54.</b>	Diagrama unifilar de la subestación Bolívar.....	81



## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Temperatura vs Altitud.....	14
<b>Tabla 2.</b> Símbolos empleados para designar el sistema de refrigeración. ....	31
<b>Tabla 3.</b> Torques recomendados para aprietes de tornillería. ....	46
<b>Tabla 4.</b> Tensión de régimen del transformador e incrementos de vacío .....	46
<b>Tabla 5.</b> Voltajes AC de prueba.....	49
<b>Tabla 6.</b> Definición del resultado. ....	53
<b>Tabla 7.</b> Observaciones y recomendaciones de resultados obtenidos.....	53
<b>Tabla 8.</b> Algunos factores de potencia y de constantes .....	57
<b>Tabla 9.</b> Factores de potencia y de constantes de algunos equipos .....	57
<b>Tabla 10.</b> Especificaciones de transformadores .....	72
<b>Tabla 11.</b> Formato Inspección visual .....	73
<b>Tabla 12.</b> Formato Resistencia de Aislamiento del Núcleo .....	73
<b>Tabla 13.</b> Formato Resistencia de Aislamiento Devanado .....	74
<b>Tabla 14.</b> Formato Relación de Transformación.....	74
<b>Tabla 15.</b> Formato Resistencia de los Devanados .....	75
<b>Tabla 16.</b> Formato Factor de Potencia y Capacitancia de Devanados.....	75
<b>Tabla 17.</b> Siglas empleadas en el proyecto.....	77
<b>Tabla 18.</b> Medidas de seguridad .....	79
<b>Tabla 19.</b> Nomenclatura operativa ETAPA 1 .....	82
<b>Tabla 20.</b> Nomenclatura para equipos ETAPA 1 .....	82
<b>Tabla 21.</b> Nomenclatura operativa ETAPA 2.....	85
<b>Tabla 22.</b> Nomenclatura para equipos ETAPA 2.....	86
<b>Tabla 23.</b> Nomenclatura operativa ETAPA 3.....	88
<b>Tabla 24.</b> Nomenclatura para equipos ETAPA 3.....	88
<b>Tabla 25.</b> Nomenclatura operativa ETAPA 4.....	89
<b>Tabla 26.</b> Nomenclatura para equipos.....	89
<b>Tabla 27.</b> Protocolo previo a la energización (lado de baja 220kV).....	93
<b>Tabla 28.</b> Protocolo previo a la energización (lado de alta 500kV).....	94
<b>Tabla 29.</b> Verificación Transformador.....	95
<b>Tabla 30.</b> Verificación Línea Sabanalarga.....	97
<b>Tabla 31.</b> Verificación línea Copey .....	97

## LISTADO DE ABREVIATURAS

**ANSI: American National Standards Institute**, Instituto Nacional de Normalización Estadounidense.

**ASTM: American Society for Testing Materials**, Asociación Americana para Pruebas de Materiales.

**PEMEX:** Petróleos Mexicanos.

**ANCE:** Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico.

**CEI:** Comisión Electrotécnica Nacional.

**DIN: Deutsches Institut für Normung**, Instituto Alemán de Normalización.

**ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

**ASA: American Standard Association**, Centro Americano de Normas.

**NEMA: National Electrical Manufacturers Association**, Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos.

**IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers**, Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

**NETA: International Electrical Testing Association**, Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas.

**ATS: Acceptance Testing Specification**, Especificación de Pruebas de Aceptación.

**OLTC: On-Load Tap Changer**, Cambiador de Tap bajo Carga.

**SFRA: Sweep Frequency Response Analyzer**, Análisis por Variación de Respuesta en Frecuencia.

**SAT: Site Acceptance Testing**, Pruebas de Aceptación en Sitio.

**TTR: Transformer Turn Ratio**, Relación de Vueltas del Transformador.

**FAT: Factory Acceptance Testing**, Pruebas de Aceptación en Fabrica.

**UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética.

## CONCEPTOS TÉCNICOS

### **Tensión nominal de un devanado:**

Es la tensión específica para aplicarse o desarrollarse en funcionamiento sin carga entre los terminales de línea de un transformador polifásico o entre terminales de un devanado de un transformador monofásico.

### **Potencia nominal:**

Es el valor convencional de la potencia aparente expresado en kVA o MVA, que sirve de base al diseño del transformador, la garantía del fabricante y los ensayos que determinan un valor bien definido de la corriente nominal admisible cuando la tensión nominal es aplicada.

La potencia activa es la potencia de trabajo neto medida en kW (kilovatios) y corresponde al producto de potencia nominal por el factor de potencia de la carga.

### **Corriente nominal:**

Es aquella corriente que fluye a través del terminal de línea de un devanado obtenida al dividir la potencia nominal por el producto de su tensión nominal y el factor de fase (1 para transformadores monofásicos y  $\sqrt{3}$  para transformadores trifásicos).

### **Derivación:**

Es la conexión tomada de un devanado, usualmente para permitir la modificación de la relación de transformación. La derivación principal es aquella que se refiere al régimen nominal.

El valor y cantidad de derivaciones depende del tipo de transformador, siendo lo normal los pasos de 2.5% de la tensión nominal donde se indiquen las derivaciones. Sin embargo, su cantidad se determina según la potencia del transformador y si la conmutación de derivaciones se efectúa con el transformador con carga o sin tensión.

En el primero caso, generalmente para potencias de 10MVA en adelante, los conmutadores bajo carga admiten 19 o más derivaciones en tanto que para los transformadores de distribución, subestación y potencia para operación sin tensión se especifican valores normales de +/-5% para la amplitud de las derivaciones y 2.5% para las tensiones de paso.

### **Pérdida sin carga (Po):**

Es la potencia activa absorbida cuando la tensión nominal, a la frecuencia nominal, se aplica a los terminales de uno de los devanados, estando el otro o los otros devanados en circuito abierto. También se conoce como pérdidas en vacío o pérdidas en el hierro.

Las pérdidas sin carga corresponden a la suma de las pérdidas por histéresis (Ph) más las pérdidas por corrientes de Foucault (Pf). Las primeras son las pérdidas de energía por el cambio de los dipolos en el hierro y las segundas por las corrientes inducidas en el hierro del núcleo.

**Pérdida de carga (Pc):**

Es la potencia activa absorbida a la frecuencia nominal cuando la corriente nominal fluye a través de los terminales de línea de uno de los devanados, estando los terminales del otro devanado en cortocircuito. Este valor debe ser referido a 85°C para la clase de aislamiento Ao usada en los transformadores. También se conoce con el nombre de pérdidas en el cobre.

Una variación en el valor de la intensidad trae consigo un cambio en las pérdidas de carga proporcional al cuadrado de la variación que haya tenido la corriente.

**Corriente sin carga (I<sub>0</sub>):**

Es aquella corriente que fluye a través de un terminal de línea de un devanado, al aplicarse la tensión nominal a la frecuencia nominal, estando los demás devanados en circuito abierto. También se conoce como corriente de vacío o corriente de excitación.

La corriente sin carga de un devanado se expresa usualmente como un porcentaje de la corriente nominal de este. Para transformadores con más devanados se expresa como un porcentaje de la corriente nominal del devanado que tenga la potencia nominal más elevada.

Para los transformadores polifásicos las corrientes sin carga a través de los diferentes terminales de línea pueden no ser iguales. En este caso, cuando los valores de las diferentes corrientes no son dados separadamente, se supondrá que la corriente sin carga es igual a la media aritmética de estas corrientes.

**Tensión nominal de cortocircuito (U<sub>z</sub>):**

Es la tensión a la frecuencia nominal que se debe aplicar entre terminales de línea de un devanado, mono o polifásico, para hacer circular la corriente nominal a través de estos terminales, cuando los terminales del otro devanado están en cortocircuito. Este valor debe ser referido a 85°C para la clase de aislamiento Ao. También se conoce con el nombre de tensión de impedancia.

La tensión nominal de cortocircuito se expresa usualmente como un porcentaje de la tensión nominal del devanado al cual se le aplica la tensión.

La tensión resistiva (U<sub>r</sub>), cuyo valor corresponde a dividir la pérdidas con carga en W sobre la potencia nominal en VA, es la componente de la tensión de cortocircuito en fase con la corriente. La tensión reactiva (U<sub>x</sub>) es la componente de la tensión de cortocircuito en cuadratura con la corriente.

Con el valor de la tensión de cortocircuito se seleccionan adecuadamente las protecciones del transformador, teniendo en cuenta que en este la máxima intensidad del cortocircuito presente en los bornes secundarios será igual a su corriente nominal dividida por el valor de  $U_z$ .

**Sobretensión:**

Se denomina sobretensión a todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica. Los transformadores están diseñados y construidos para operar sin inconvenientes con sobretensiones del 10% estando el transformador en vacío y del 5% con potencia nominal.

**Regulación de tensión para una condiciones de carga específica ( $U_\theta$ ):**

Es la diferencia entre la tensión de un devanado y la tensión entre los terminales del mismo devanado con una carga y un factor de potencia especificados, manteniendo constante en su valor nominal la tensión aplicada al otro u otros devanados. Se formula como un porcentaje de la tensión nominal del primer devanado.

**Capacidad de carga:**

Es una medida de potencia traducida en Kilo – Volta – Amperio; en la mayoría de los casos los transformadores no trabajan a plena carga sino que en su empleo práctico tienen un consumo variable, la potencia nominal podrá sobrepasarse en un tiempo limitado.

La estimación diferente de la potencia en un mismo transformador, según la norma que se tome como base, determina una capacidad de sobrecarga diferente con respecto a la potencia nominal, considerando en cada caso una pérdida de vida asumida.

Siendo sin embargo la carga de un transformador un fenómeno aleatorio, se pueden admitir sobrecargas durante picos de consumo en función de la potencia procedente, la temperatura ambiente, la duración misma del pico y con referencia a un determinado porcentaje de pérdida de vida.

**Calentamiento:**

El calentamiento en los transformadores se produce por las pérdidas de energía eléctrica. En transformadores refrigerados por aire es la diferencia entre la temperatura de la cuba y la del aire refrigerante.

Los transformadores construidos con aislantes de clase de aislamiento  $A_0$  permiten hasta  $115^\circ\text{C}$  de sobretemperatura, para servicio continuo a la potencia nominal, con temperatura ambiente máxima de  $40^\circ\text{C}$ , temperatura promedio diaria de  $30^\circ\text{C}$  y con altura de instalación de 1000m sobre el nivel de mar.

La temperatura del aire ambiente debe ser medida a una distancia entre uno y dos metros del transformador a una altura del piso que corresponda al punto medio del transformador.

**Potencia, altura de instalación y temperatura ambiente:**

Al aumentar la altura de instalación, se reducen la densidad y rigidez dieléctrica del aire, incrementándose consecuentemente el calentamiento del transformador.

Para un funcionamiento en alturas superiores a 1000m el transformador suministrará su potencia nominal, siempre que la temperatura promedio del aire refrigerante no exceda los valores siguientes:

**Tabla 1.** Temperatura vs Altitud.

Altitud (m)	Temperatura promedio máxima(°C)
1000	30
2000	28
3000	25
4000	23

Si el transformador opera en altitudes superiores a 1000m y a temperatura normalizada, el límite de aumento de temperatura en el devanado de 65°C se conservara siempre que la carga alimentada se reduzca con relación a la nominal en un porcentaje igual a 0,4% por cada 100 metros por encima de 1000m.

**Rendimiento:**

Es la razón existente entre la potencia activa suministrada por el transformador y la potencia de entrada al mismo. Considerando que la diferencia entre las potencias de salida y de entrada corresponde a las pérdidas totales.

**Grupo de conexión:**

El “Grupo de conexión” indica la clase de conexión de los devanados de un transformador y mediante aun cifra (múltiplo de 30°) se expresa el desplazamiento angular de tensión entre cualquiera de ellos y el devanado de tensión más alta. A modo de ejemplo, el grupo de conexión Dyn5 indica un transformador trifásico con devanado primario en delta, devanado secundario en estrella con acceso al neutro y desplazamiento angular de 150°.

En los transformadores trifásicos se diferencian las siguientes clases de conexiones: Triangulo (D,d), Estrella (Y,y) y Zig-Zag (Z,z).

Con la letra “n” indica que el punto neutro es accesible desde el exterior del transformador.

Las letras mayúsculas se emplean para indicar el devanado de mayor tensión y las minúsculas el (los) devanado (s) de menor tensión.

**Servicio:**

Antes de energizar el transformador se aconseja observar el nivel de aceite y comprobar sus características técnicas porque el aceite se altera con el tiempo oxidándose, formando depósitos y absorbiendo la humedad del aire, disminuyendo así su poder aislante.

**Higroscópico:**

Propiedad de algunos cuerpos inorgánicos, y de todos los orgánicos, de absorber, exhalar y conservar la humedad.

## INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la energía eléctrica es el tipo de energía de mayor uso pues todos los equipos y máquinas en su mayoría dependen totalmente de ella para su funcionamiento. En el sistema eléctrico de potencia Colombiano la transmisión y distribución de la energía que se provee desde las centrales de generación a cada uno de los usuarios finales (industrial, comercial y residencial), se ha venido optimizando con el fin de aprovechar al máximo la energía suministrada por los generadores ubicados en las centrales de generación. Esta optimización de la distribución de la energía se logra básicamente por medio de elevación de voltaje, y por ende la disminución de la corriente circulante por la red eléctrica (conservación de la potencia), con el fin de que las pérdidas en la distribución sean mínimas; es por esto que los transformadores de potencia juegan un rol importante en el sistema eléctrico de potencia.

Dentro de este proceso de distribución, los transformadores son las máquinas que permiten que se pueda distribuir adecuadamente la energía. Por lo que es indispensable que haya un excelente diseño, montaje y pruebas de los transformadores en especial los ubicados en las subestaciones que se encuentran ligados directamente a la distribución y transmisión (transformadores de potencia); pues, como ya se mencionó, de esta distribución depende prácticamente el funcionamiento de los equipos usados por el hombre como electrodomésticos, iluminación, entretenimiento, sólo por mencionar algunos de tipo residencial.



## JUSTIFICACIÓN

En el Sistema Eléctrico Colombiano la distribución de la energía eléctrica se logra por medio de transformadores de potencia los cuales hoy en día pueden manejar hasta tensiones de 500kV. Todo el sistema eléctrico Colombiano esta acoplado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) el cual está conformado por todos los generadores, transmisores, operadores de red y comercializadores. Los transformadores son sometidos a pruebas rigurosas durante su montaje y puesta en servicio para garantizar el funcionamiento óptimo de estas máquinas eléctricas, con el objetivo evitar daños y la ejecución de mantenimientos correctivos a la máquina, lo cual se representa en tiempos muertos (fuera de servicio) y por ende, pérdida de dinero.

El trabajo a realizar consta de la implementación de un manual de operación que permita establecer protocolos de cada una de las actividades que se realizan durante el montaje, pruebas y puesta en servicio de transformadores de potencia; lo cual nace por la necesidad de evidenciar las operaciones o pasos a seguir en cada una de las etapas de pruebas y montaje de un transformador de potencia, escritos que actualmente se encuentran como documentos confidenciales por fabricantes y cuya difusión es restringida.

Documentar un caso de la vida real sobre el tema cuya solución se puede encontrar en nuestra región haciendo referencia al transformador de potencia instalado en la subestación de Santa Rosa (Bolívar) en el cual se muestren los resultados estándares obtenidos en cada uno de los procedimientos realizados durante su instalación. Esto con el fin de que las ingenierías afines de las academias Colombianas tengan un conocimiento práctico conforme a la realidad de acuerdo al análisis y aplicación de los procedimientos usados para la instalación de transformadores de potencia, y los resultados respecto al caso de estudio que se documenta.

# 1. OBJETIVOS

## 1.1 General

Establecer protocolos a los procedimientos que se deben realizar durante las Pruebas, Montaje y Puesta en servicio de transformadores de potencia y aplicarlos al caso de estudio referente al transformador de potencia de 500kV instalado en la subestación de Santa Rosa (Bolívar).

## 1.2 Específicos

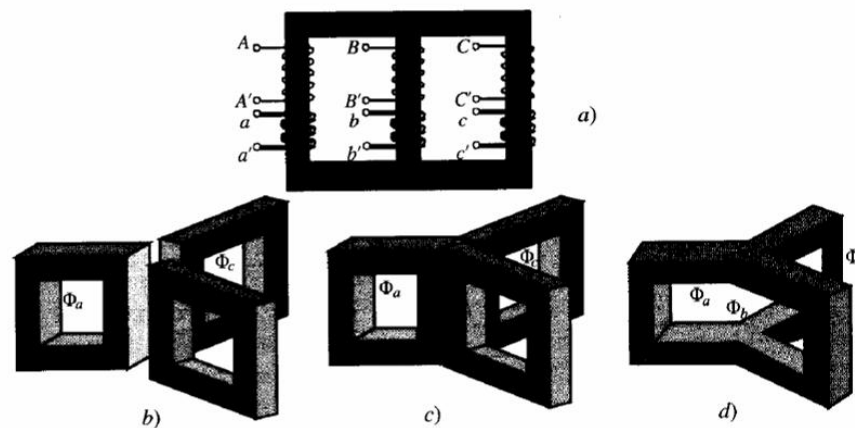
- Realizar un marco teórico referente a las leyes en las cuales se basa el funcionamiento de los transformadores.
- Describir los aspectos constructivos de cada una de las partes que conforman un transformador de potencia.
- Implementar un manual de procedimientos paso a paso utilizados para el montaje y las pruebas de transformadores de potencia cuando se coloca en servicio.
- Documentar cada uno de los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas al transformador de potencia instalado en la subestación de Santa Rosa (Bolívar).

## 2. MARCO TEORICO

### 2.1 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

#### 2.1.1 Conceptos

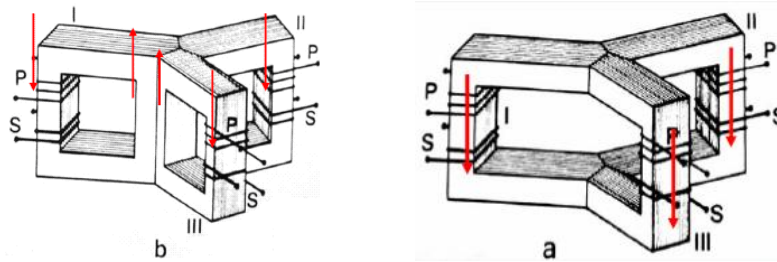
La transformación de tensiones y corrientes en los sistemas trifásicos puede realizarse de dos maneras distintas. La primera de ellas consiste en emplear un transformador monofásico en cada una de las tres fases, de tal manera que se formen circuitos magnéticos independientes. Este sistema es poco económico, ya que emplea mucho volumen de hierro, a la par que es poco práctico por ser necesario incorporar tres unidades idénticas para realizar la transformación total. La segunda manera consiste en emplear un solo núcleo magnético en el que se incorporan todos los devanados necesarios. En este caso, el sistema está formado por tres columnas iguales sobre las que se arrollan las espiras que constituyen los bobinados primario y secundario de cada fase, tal como se muestra en la figura 1.



**Figura 1.** Circuito magnético de un transformador trifásico y su génesis a partir de tres transformadores monofásicos.

Si el sistema de alimentación es trifásico equilibrado, los tres flujos  $\Phi_a$ ,  $\Phi_b$  y  $\Phi_c$  son iguales en magnitud, estando desfasados  $120^\circ$  en el tiempo, resultando un flujo total  $\Phi_T$  en la columna central (retorno) cuyo valor es cero tal como se muestra en la figura 2, por lo que se puede suprimir, resultando un ahorro de material: ahorro económico, de peso y de pérdidas.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> CORCOLES, Felipe. PEDRA, Joaquim. SALICHS, Miquel. TRANSFORMADORES: El transformador trifásico en régimen permanente senoidal equilibrado (Evolución del banco trifásico al transformador de tres columnas). Barcelona. Ediciones UPC, 1996. 116p. ISBN 84-8301-177-8.



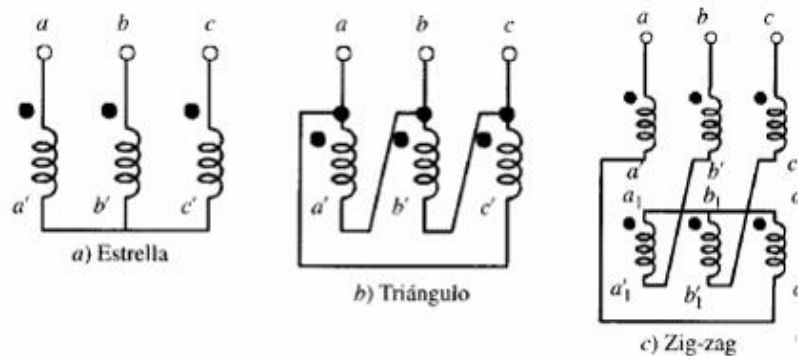
**Figura 2.** Flujo en el transformador trifásico.

En el estudio del transformador trifásico hay que considerar cada columna como un transformador monofásico, de tal forma que los ensayos, esquemas equivalentes, etc., deben expresarse en valores simples, pudiéndose aplicar entonces las mismas técnicas de análisis empleadas en el estudio de transformadores monofásicos. Por ejemplo, la relación de transformación será el cociente entre el número de espiras por fase del primario y el número de espiras por fase del secundario, que coincidirá con la relación entre las f.e.m.s. por fase entre el primario y el secundario.

### 2.1.2 Conexión de devanados

Las formas que más frecuentemente se emplean para realizar las conexiones de los arrollamientos son:

- Estrella. Se unen en un mismo punto los tres extremos de los arrollamientos que poseen la misma polaridad, existiendo dos formas básicas según se una los terminales A, B, C ó A', B', C' (a, b, c ó a', b', c' para el secundario).
- Triángulo. Se unen sucesivamente los extremos de polaridad opuesta de cada dos devanados hasta cerrar el circuito; según sea el orden de sucesión en que se realiza esta operación, pueden existir dos formas diferentes.
- Zig-zag. Este tipo de conexión solo es empleado en el lado de baja tensión, consiste en subdividir en dos partes iguales los devanados secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, siguiendo un determinado orden cíclico.



**Figura 3.** Tipos de conexiones.

En general, la conexión en triángulo se comporta bien frente a los desequilibrios que provoca la alimentación de cargas no simétricas, mientras que las conexiones en estrella presentan problemas, deformando la onda de tensión (aparecen armónicos de tensión). La conexión zigzag representa una opción mejorada de la conexión en estrella, y se comporta bien ante desequilibrios, aunque presenta el inconveniente de necesitar un 15% más de cobre, sin embargo estas conexiones se pueden combinar de acuerdo al tipo de alimentación y a la carga a alimentar.

Las conexiones básicas de estos transformadores son:

- Conexión Y-y (Estrella – Estrella)

Para una tensión dada entre fases  $V_L$ , la tensión en bornes de una fase de un transformador conectado en estrella es  $V_L / \sqrt{3}$ , mientras que cuando se trata de transformadores conectados en triángulo la tensión en cada bobina es  $V_L$ , o sea, un 73% mayor; la corriente en cada bobina de un transformador conectado en estrella es igual a la corriente de línea  $I_L$ , mientras que la de un transformador conectado en triángulo es  $I_L / \sqrt{3}$ , o sea, el 58% de la corriente de línea. Así pues, siempre que las restantes condiciones sean las mismas, el devanado de un transformador conectado en estrella tendrá menos espiras, necesitará un conductor de mayor sección transversal que un transformador equivalente conectado en triángulo y su construcción será algo menos costosa.

La conexión estrella-estrella se considera ventajosa cuando han de enlazarse dos sistemas de tensiones relativamente altas, e incluso existe otra razón que puede resultar conveniente en determinados casos, la de que no existe desplazamiento de fase entre las tensiones de primario y secundario.

- Conexión Y-d (Estrella – Delta)

La conexión se comporta razonablemente bien bajo cargas desequilibradas, ya que el triángulo redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

Sin embargo, esta disposición tiene el problema de que, debido a la conexión en triángulo, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de  $30^\circ$  con respecto a las tensiones del primario, lo cual puede causar inconvenientes al conectar en paralelo los secundarios de dos grupos transformadores, ya que para hacer esta maniobra, y como se demostrará más adelante, es preciso que los diferentes grupos tengan el mismo índice horario. La conexión Y-d se adapta particularmente bien a transformadores en sistemas de alta tensión en el extremo reductor de tensión de línea.

- Conexión D-y (Delta – Estrella)

Esta conexión presenta las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase que la conexión Y-d. Se utiliza como transformador elevador en las redes de A. T. El empleo de la conexión en estrella en la parte de alta

tensión permite poner a tierra el punto neutro, con lo que queda limitado el potencial sobre cualquiera de las fases a la tensión simple del sistema, reduciéndose al mismo tiempo el costo de los devanados de A. T., por las razones expuestas en la explicación de la conexión Y-y.

Esta conexión es también muy utilizada en los transformadores de distribución, correspondiendo la estrella al lado de baja tensión, que permite de este modo alimentar cargas trifásicas y cargas monofásicas (en este caso entre fase y neutro). El primario en triángulo tiende a compensar los desequilibrios producidos por las cargas monofásicas.

- **Conexión D-d (Delta – Delta)**  
Esta conexión se utiliza en transformadores de B. T., ya que se necesitan más espiras por fase de menor sección. Se comporta bien frente a cargas desequilibradas. Este montaje puede trabajar al 58% (es decir,  $1/\sqrt{3}$ ) de la potencia asignada trabajando como triángulo abierto en el caso de un banco trifásico con transformadores monofásicos en el que hay una unidad averiada y hay que proceder a su reparación.
- **Conexión Y-z (Estrella – Zigzag)**  
La conexión zigzag se emplea únicamente el lado de B.T. Este montaje se utiliza en redes de distribución, ya que permite el uso de un neutro en el secundario. Se comporta bien frente a desequilibrios de cargas. Debido a la composición de tensiones del lado secundario, se requiere un 15% más de espiras que en una conexión en estrella convencional.

### 2.1.3 Placa de características

La placa de características de un transformador trifásico contiene, entre otros, los siguientes valores:

- Potencia nominal.
- Tensiones nominales de primario y secundario.
- Corrientes nominales de primario y secundario.
- Relación de transformación.
- Frecuencia nominal.
- Datos de ensayo en vacío.
- Datos de ensayo en cortocircuito: potencia y tensión en valores reales y en p.u.  $W_{cc}$  y  $\varepsilon_{cc}$ .
- Tipo de conexión y existencia de neutro, por ejemplo Dyn.

De acuerdo a Pemex<sup>2</sup>, la placa debe ser de acero inoxidable (ASTM-304 ó equivalente) grabada con los datos y diagramas de conexiones, de acuerdo a lo indicado en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2003 y cumplir con los datos requeridos y especificaciones de la Norma MNXJ-284-1998-ANCE y

---

<sup>2</sup> PEMEX, Transformadores de potencia. <http://www.pemex.com/files/content/PROY-NRF-144-05.pdf> [citado en 20 Octubre 2005]

se debe localizar en un lugar visible y sujetarse al equipo en forma permanente. No se aceptaran adhesivos.

## 2.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Estos transformadores se construyen con potencias de 100MVA a 450MVA, y tensiones de serie hasta 500kV. Normalmente se emplean en subestaciones de transferencia de carga y son parte fundamental del sistema eléctrico al cual se incorporan. Por ello, en su diseño y fabricación se contemplan características eléctricas y mecánicas especiales y accesorios específicos para su debida protección y operación.

Por lo general, la relación de transformación del transformador es ajustable en forma escalonada bajo carga, para lo cual se instala un conmutador de accionamiento motorizado comandado remotamente en forma automática o manual, permitiendo, la primera, el accionamiento simultaneo de transformadores que estén conectados en paralelo. Para cumplir una gama amplia de ajustes de tensión se diseñan hasta con 19 pasos, incluyendo la derivación principal, con rangos de 1.5% por escalón y plena potencia en cada uno de ellos. El motor del accionamiento trabaja con rangos de tensiones entre +10% y -15% del valor nominal y están diseñados para que el accionamiento opere por pasos, es decir, que a cada señal de operación, independientemente de su duración suceda una cambio del conmutador bajo carga de solamente un escalón. Igualmente, existe una protección mecánica contra el sobrepaso de las posiciones finales.

Para el empleo en horas picos y sin exceder los límites de calentamiento estipulados por la norma ANSI C-53, los transformadores de potencia se equipan con ventiladores axiales ubicados en la parte inferior y se comandan por medio de relevos incorporados en los instrumentos de la imagen térmica previamente instalada en el transformador. En la placa de características se especifica claramente la potencia a suministrar en las etapas ONAN, ONAF1 y ONAF2 (por sus siglas del inglés **Oil Natural Air Natural, Oil Natural Air Forced**), siendo, 1 y 2 diferentes etapas de ventilación forzada. Diseños muy especiales pueden utilizar otro tipo de refrigeración, como en el caso de los transformadores móviles que emplean el OFAF (por sus siglas del inglés **Oil Forced Air Forced**), en el cual el aceite se hace circular por radiadores exteriores separados del transformador.

Por ser los radiadores elementos muy delicados, ellos son generalmente removibles para permitir el desplazamiento del transformador al sitio de instalación y, eventualmente, ante desperfectos de uno de ellos, poder retirarse del conjunto, sellando sus válvulas, sin requerirse la salida del servicio por largo tiempo del transformador. Al momento del despacho del transformador, éste se envía con el aceite, los radiadores, el tanque de expansión y los pasatapas de alta tensión por separado y en su interior se implementa una atmósfera de nitrógeno que evita que las bobinas puedan humedecerse entre tanto al efectuarse el montaje en sitio, los anteriores elementos se integran al transformador.

Estos transformadores se diseñan para operación continua con sobretensiones de hasta 10% del valor nominal, sin que por ello cambien sus características de funcionamiento. También se proveen tensiones de cortocircuito altas, del orden del 10%, para limitar anticipadamente las corrientes de falla.

Generalmente los transformadores de potencia se equipan con los siguientes accesorios de control y protección:

- Imagen térmica completa.
- Termómetro de aceite.
- Dispositivo de alivio de presión.
- Indicador del cambiador de derivaciones.
- Pararrayos.
- Transformadores de corriente instalados interiormente dentro del aceite y en cada pasatapa, para la emisión de señales a los relés de protección diferencial.
- Niveles magnéticos de aceite y relés Buchholz, tanto para el tanque principal como el conmutador de derivaciones.
- Relé de flujo.
- Tableros de control del accionamiento motorizado y de la refrigeración forzada y eventualmente, de paralelismo.

### **2.2.1 Construcción**

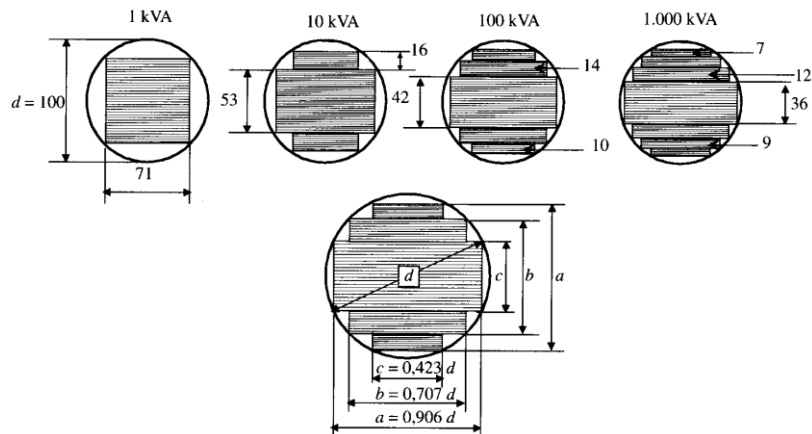
#### **Núcleo**

Es quien forma el circuito magnético, cuya función es de guiar el flujo magnético creado por las corrientes que circulan en los devanados permitiendo el acople magnético entre los devanados primario y secundario.

El núcleo está constituido por chapas de acero al silicio, de grano orientado laminado en frío, tipo Z9, M4 o similar, con aislamiento inorgánico en ambas caras, que han sido sometidas a un tratamiento químico especial llamado carlite, que recubre las chapas de una capa aislante delgada (0.01mm), lo que reduce las pérdidas que se puedan presentar por el núcleo.

Un aspecto característico de los núcleos lo muestran las secciones transversales de las columnas, que en los transformadores pequeños (1KVA) se construyen de forma cuadrada. Sin embargo, en la mayoría de los casos, para obtener un mejor aprovechamiento del área interior de los devanados (de sección circular), la sección transversal de cada columna tiene forma de un polígono escalonado, con un número de escalones que es un tanto mayor cuanto sea más elevada la potencia del transformador, figura 4.

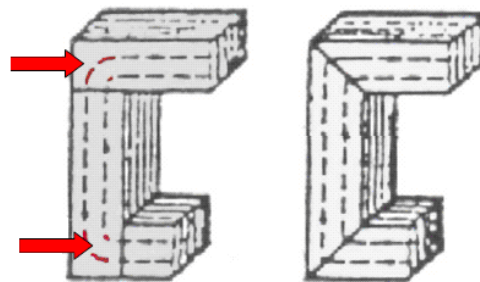




**Figura 4.** Sección transversal columnas de transformadores.

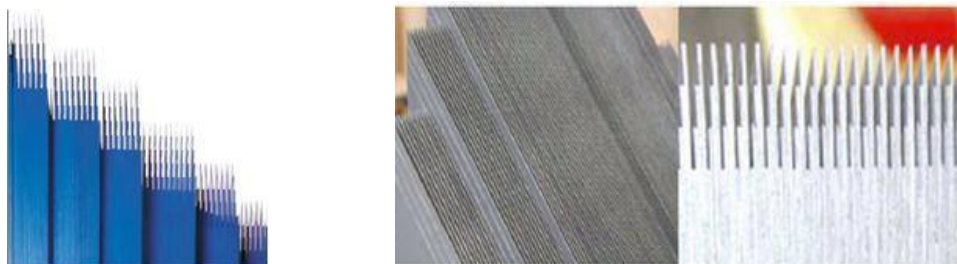
En los transformadores trifásicos superiores a 150kVA serie 15kV y para todos los serie 34.5kV, el núcleo corresponde al modelo llamado de “columnas” donde las chapas de lámina, una vez cortadas, se agrupan en paquetes de sección cruciforme con corte a 45° y sección escalonada para conformar una sección circular acorde a la forma cilíndrica de las bobinas.

Las láminas para la conformación del núcleo son cortadas con un ángulo de 45° para reducir en lo mínimo la alteración el camino del flujo, lo cual evita pérdidas adicionales que podrían aparecer si el corte fuera hecho a 90°.



**Figura 5.** Corte de láminas.

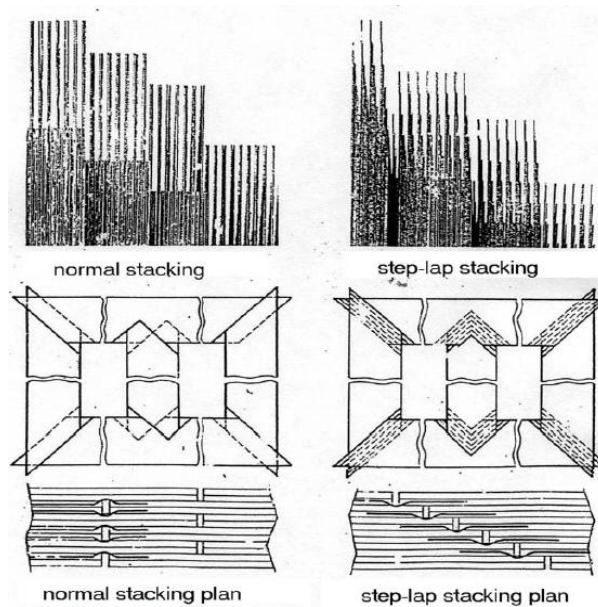
Por otro lado, las láminas tienen espesores de 0.23 a 0.3mm para reducir las pérdidas sin carga (corrientes de Foucault), las cuales son apiladas por dos métodos (apilamiento normal y apilamiento **step-lap**).



**Figura 6.** Apilado step-lap.

En el apilado normal, las láminas son colocadas por pareja, originándose una gran concentración de flujo magnético en los espacios de aire, aumentando de esta manera las pérdidas.

En el apilado **step-lap**, la distribución de flujo magnético es más suave en los espacios de aire porque estos se encuentra desplazados tal como se muestra en la figura 7, lo cual reduce las pérdidas y el nivel de ruido. Por tal razón este método de apilamiento es la solución óptima para la disminución de ruido y de pérdidas.



**Figura 7.** Apilado normal y apilado step-lap.

Las láminas, tal como muestra la figura 8, son aseguradas por una estructura de prensado que permite reducir las corrientes de excitación, vibraciones y el nivel de ruido, evitando el consecuente calentamiento por dichos fenómenos.



**Figura 8.** Aseguramiento de láminas.

## Devanados

En todos los transformadores trifásicos hasta 150kVA serie 15kV inclusive, las bobinas tienen una configuración compacta. La baja tensión está conformada

por fleje y la alta tensión por conductores redondos esmaltados. Ambos devanados están provistos de canales de refrigeración para la libre circulación del aceite y están aislados con papel del tipo **pressphan**, revestido con resina epoxica termoestable que pega íntegramente el papel al cobre del devanado formando un conjunto muy resistente a desplazamientos, lo cual permite, después del secado, obtener una adecuada resistencia al cortocircuito.



**Figura 9.** Devanado aislado con papel **pressphan**.

En los transformadores trifásicos serie 15kV de 1000kVA y superiores, y en los transformadores de serie 34.5kV, el devanado de baja tensión se fabrica en barras tipo anillo, en alambre redondo o rectangular, según sea la corriente nominal; el devanado de alta tensión consta de varias secciones separadas que permiten una gran seguridad en el aislamiento, al tiempo que dejan canales de refrigeración para una eficiente disipación del calor.

El aislamiento de las primeras y últimas capas de las bobinas está reforzado con el fin a resistir cargas estáticas permanentes y sobretensiones causadas por ondas errantes, frentes de onda, descargas atmosféricas o por la conexión y desconexión del transformador.

### **Parte activa**

Los devanados del núcleo están unidos en una estructura llamada “Parte activa”. Este conjunto se encuentra inmobilizado dentro del tanque del transformador evitando que las vibraciones producidas durante el transporte lo afecten y que los esfuerzos mecánicos que aparecen en el caso de cortocircuito puedan causar desajustes o deformación de las bobinas.



**Figura 10.** Parte activa transformador de potencia.

En los transformadores trifásicos serie 15kV superiores a 800kVA y en los transformadores serie 34.5kV la parte activa está fija a la tapa del transformador y el conjunto se apoya en el fondo del tanque, inmovilizándose por medio de una escuadras de guías. En los transformadores trifásicos serie 15kV hasta 800kVA inclusive, la parte activa descansa totalmente en el fondo del tanque sin tener unión alguna con la tapa.

### **Tanque principal**

Está conformado por chapas lisas de acero laminadas en frío y con bajo contenido de carbono, soldadas entre sí con refuerzos que admiten presión y vacío de  $0.65 \text{ kg/cm}^2$ . Las soldaduras utilizadas en las uniones de los tanques presentan excelente comportamiento mecánico a la tracción e impacto y su elasticidad y dureza garantizan la resistencia a altas presiones. Se tiene especial cuidado en su presentación, penetración y ausencia de poros mediante estrictos chequeos durante el proceso de fabricación. En los transformadores trifásicos de 15 a 2000kVA es rectangular y en los trifásicos de 2500kVA en adelante es ovalado o rectangular, que en los trifásicos la tapa se asegura al tanque por tornillos.

Cuando la superficie de radiación del tanque no es suficiente para disipar las pérdidas de energía generada en el transformador se disponen en las caras laterales intercambiadores de calor consistentes en radiadores planos del tipo oblea fabricados en lámina **Cold Rolled** de 0.8mm. Una vez construido, el tanque se somete a un proceso de limpieza por chorro de arena abrasiva especial (**sand blasting**) y posteriormente se le aplica pintura de base anticorrosiva.

### **Conmutador de derivaciones**

Para compensar las variaciones de tensión en la red, se proveen normalmente los transformadores con taps colocados en lado de AT, conmutables por medio de un selector para operación exterior y con el transformador desenergizado. El conmutador posee 6 contactos por fase, permitiendo así la variación rápida y segura de 5 relaciones de transformación

diferentes. En los casos normales, el rango de variación con referencia a la tensión nominal y hasta 500kVA oscila entre +2.5% y -7.5%. Para potencias superiores a 500kVA varía entre +/- 2 x 2.5%, existiendo la posibilidad de fabricar bajo pedido rango de variación diferentes.

En los transformadores de serie 15kV, los conmutadores son fabricados en precolite con contactos de cobre y perilla de accionamiento en aluminio, de contactos escalonados para accionamiento bajo carga, que funcionan según el sistema Jansen.

### **Sistema de refrigeración.**

En un transformador, como en cualquier máquina eléctrica, existen una serie de pérdidas que se transforman en calor y que contribuyen al calentamiento de la máquina. Para evitar que se consigan altas temperaturas que puedan afectar la vida de los aislamientos de los devanados es preciso dotar al transformador de un sistema de refrigeración adecuado. Para transformadores de alta potencia, se emplea como medio refrigerante el aceite el cual es un mejor aislante que el aire. En estos transformadores en baño de aceite, la parte activa (devanados y núcleo) se sumergen en una cuba de aceite mineral cuya parte externa puede tener una forma plana, ondulada, con tubos o radiadores adosados para eliminar el calor por radiación y convección natural.

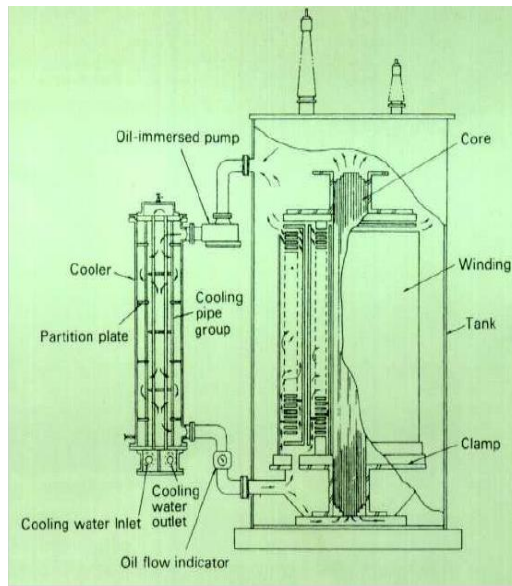


**Figura 11.** Enfriamiento con radiadores.

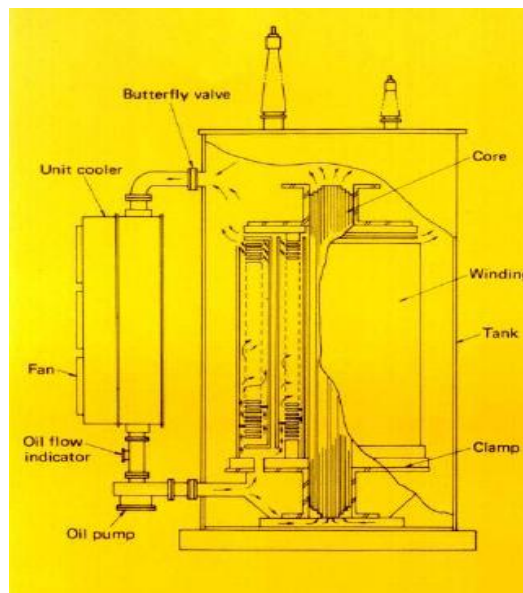


**Figura 12.** Enfriamiento con aire forzado.





**Figura 13.** Enfriamiento con aceite forzado.



**Figura 14.** Enfriamiento con intercambiadores de calor y medio refrigerante agua.

Hay que tener en cuenta de que con el tiempo y la temperatura, el aceite sufre un proceso de envejecimiento en el cual se polimeriza formando lodo, lo cual hace que se presente una disminución en sus propiedades refrigerantes y aislantes por lo que, para atenuar este efecto, se adicionan productos químicos inhibidores y se dota a la cuba de un tanque de expansión o conservador, que es colocado en la parte superior del transformador.

En el caso de transformadores de potencia, se usa como mínimo el aceite como refrigerante (hasta 200KVA) y a medida que va aumentando la potencia, se van añadiendo radiadores externos para aumentar la superficie de enfriamiento de la cuba llena de aceite. En el caso de potencias superiores se colocan ventiladores para un enfriamiento forzado. Cuando se trata de transformadores en el orden de los MVA se pueden refrigerar mediante un intercambiador de calor aceite-agua. El tipo de refrigeración se designa según las normas CEI (Comisión Electrotécnica Internacional) por cuatro letras. Las

dos primeras se refieren al tipo de refrigerante en contacto con los arrollamientos y a la naturaleza de su circulación mientras que las otras dos letras se refieren al refrigerante en contacto con el sistema de refrigeración exterior y a su modo de circulación. Los símbolos empleados se indican en la tabla 2

**Tabla 2.** Símbolos empleados para designar el sistema de refrigeración.

Refrigerante	Símbolo	Circulación	Símbolo
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G		
Agua	W		
Aire	A		
Aislante sólido	S		

### Tanque de expansión

El tanque conservador, mostrado en la figura 15, evita que el aceite tenga contacto con el aire del medio ambiente; permite que la cuba este totalmente llena de aceite, y absorbe las dilataciones del aceite cuando este se calienta de tal forma que, cuando se incrementa el volumen de aceite, el aire sale de la bolsa que está en el tanque conservador y en caso contrario, el aire entre para compensar la disminución de volumen.



**Figura 15.** Tanque conservador.

Se ha dispuesto en los transformadores trifásicos serie 15kV superiores a 800kVA y en todos los transformadores serie 34.5kV un recipiente conservador de aceite o tanque de expansión colocado longitudinalmente en los transformadores de 75 a 225kVA, serie 34.5kV y transversalmente en el lado derecho para los demás transformadores.

Cuando el conservador es transversal, la comunicación al tanque principal se efectúa por medio de un tubo de sección circular firmemente soldado a la tapa, que permite incorporar un relé Buchholz. Cuando la disposición del tanque de expansión es longitudinal la unión se hace a través de dos tubos que sirven al mismo tiempo para sostener el conservador. En este caso no hay posibilidad de incorporar relé Buchholz.

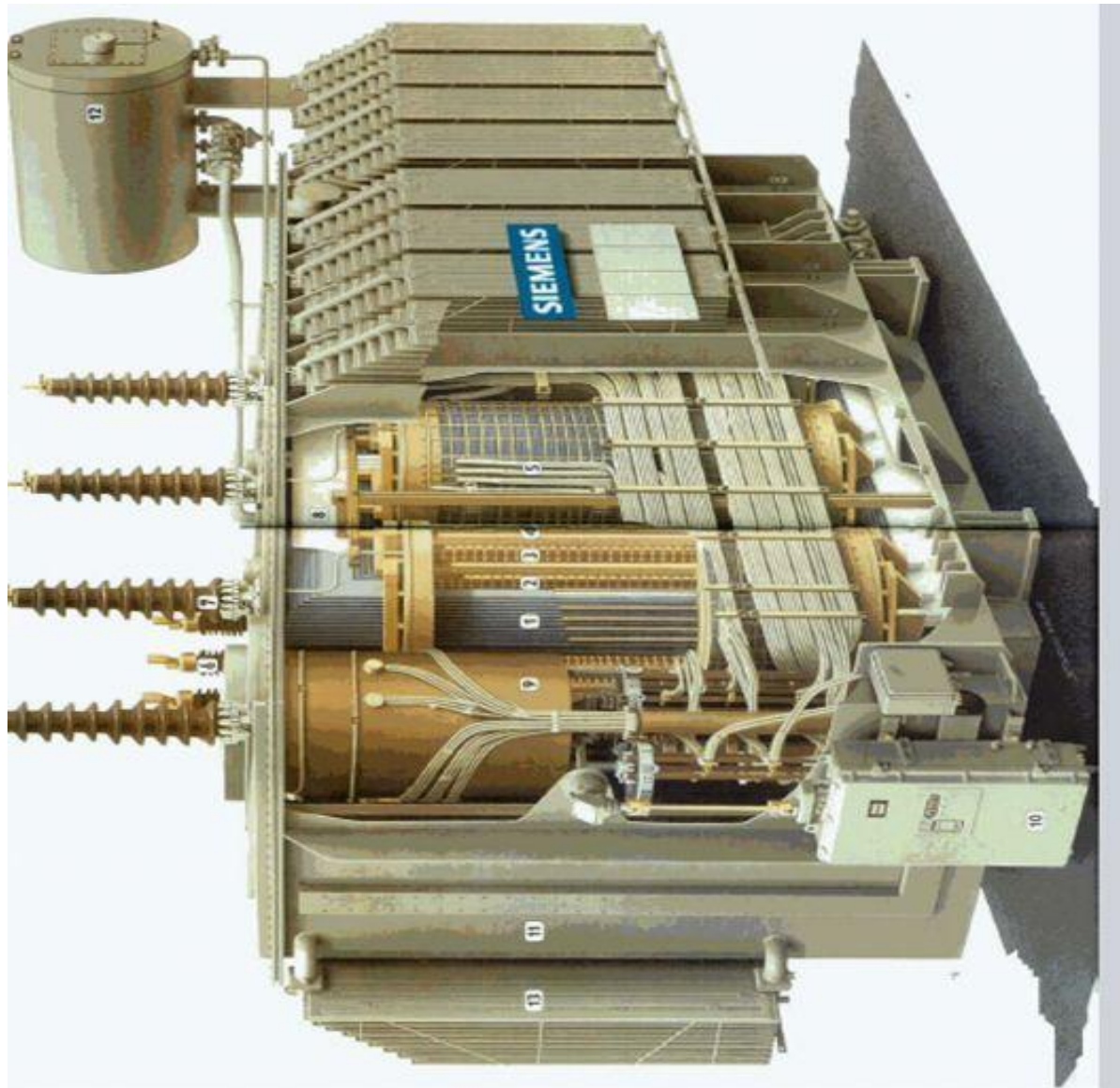
En los transformadores trifásicos serie 15kV de 800kVA e inferiores, el conservador se reemplaza por un colchón de aire en el tanque principal. Tanto el tanque de expansión como el colchón de aire están dimensionados en forma tal que permiten una variación del volumen contenido de aceite para temperaturas entre 20°C y 95°C. El conservador de aceite posee en una de las tapas laterales un indicador de nivel de aceite tipo visor con marcaciones a 20°C. Además tiene dispositivos de purga. En la otra tapa lateral puede acoplarse un deshumectador de aire. En la parte superior hay un orificio con su respectiva tapa que facilita la salida y entrada de aire cuando el transformador “respira”, permite igualmente la salida a los gases que ocasionalmente se forman y sirve además para llenar de aceite el transformador.

### **Pasatapas**

Todos los pasatapas o bujes de alta y baja tensión se construyen de acuerdo con las normas DIN 42531 y 42530 y cumplen lo estipulado por las normas Icontec (Instituto Colombiano de Normas Técnicas), ASA (por sus siglas del inglés **American Stándar Association**) y NEMA (por sus siglas del inglés **National Electrical Manufacturers Association**). El material aislante es de porcelana sólida, completamente vitrificada y para el sellado entre tanque y herrajes se emplean empaques de caucho sintético, resistentes al aceite y a la intemperie.

Los conectores de los pasatapas permiten la fácil conexión de los cables de acometida, sin importar que éstos sean de cobre o de aluminio. En todos aquellos transformadores que tienen acceso al neutro, el buje correspondiente es idéntico al utilizado en las fases, diseñándose para la misma clase de voltaje y capacidad de corriente.





1. Núcleo  
Core
2. Devanados BT  
LV Windings
3. Devanados AT  
HV Windings
4. Bobinados de regulación  
Regulation coils
5. Conductores  
Connection Conductors
6. Aisladores para tapas de BT  
LV Bushings
7. Aisladores para tapas de AT  
HV Bushings
8. Vigas de prensado del Núcleo  
Core pressing beams
9. Cambiador de derivaciones bajo  
carga  
On load tap changer
10. Accionamiento motorizado  
Motor drive
11. Tanque  
Tank
12. Tanque de expansión  
Conservator Tank
13. Radiadores  
Radiators

Figura 16. Partes de un transformador.

## 2.2.2 Elementos de señalización y protección

### 2.2.2.1 Temperatura

A fin de determinar la temperatura de trabajo del transformador se emplean diferentes ejecuciones de termómetros acorde con el sitio de medición y el manejo de las respectivas señales que estos emiten. Para medir la temperatura del aceite en transformadores hasta de 2000kVA se dispone del tipo Messko XK-0011 de caratula ( $\varnothing=85\text{mm}$ ) que se introduce en el estuche previsto en el tanque del transformador y permite, mediante dos contactos graduables entre  $-20^{\circ}\text{C}$  y  $+120^{\circ}\text{C}$ , emitir señales de alarma y disparo. Adicionalmente cuenta con un indicador de máxima temperatura.

Para potencias superiores a 2500kVA se recomienda el tipo Messko XK-2392 para la medición de la temperatura del aceite. Esta ejecución de caratula ( $\varnothing=173\text{mm}$ ) consta también de contactos de alarma y disparo graduable entre  $-20^{\circ}\text{C}$  y  $+140^{\circ}\text{C}$  e indicador de máxima temperatura. Adicional al tubo sensitivo el termómetro está equipado con un capilar que permite una transmisión de la señal de temperatura del aceite del sitio que se desee al aparato indicador.

### 2.2.2.2 Imagen Térmica

La utilidad de un transformador depende definitivamente de las exigencias térmicas que se hagan a los aislantes de las bobinas. Debido a ello, la supervisión de la temperatura de arrollamiento, que es función en cada caso de las condiciones de refrigeración y la carga de corriente, tiene una fundamental importancia para la seguridad de servicio del transformador.

La medición de la temperatura del aceite es un medio de protección aceptable solamente en caso de sobrecargas bajas y prolongadas. Sin embargo, en caso de picos de carga importantes y de corta duración, la temperatura del arrollamiento aumenta lentamente, lo que representa un calentamiento peligroso de este pues se reconocería demasiado tarde o no se advertiría.

**Figura 17.** Sensor e indicador de temperatura.



Con base a lo anterior y dado que la medición directa de la temperatura del arrollamiento de un transformador en aceite sería demasiado costosa y representaría un origen de falla para todo el transformador, se emplea para el control de servicio un método indirecto, la imagen térmica, que emula la temperatura media o máxima del arrollamiento en cada caso, también ante

variaciones de carga de corta duración. Con ello se puede aprovechar ampliamente la capacidad de carga del transformador, frente a sobrecargas transitorias.

La imagen térmica está constituida por un portabobina metálico en el cual se introduce una sonda de temperatura del termómetro de resistencia con contactos, estableciéndose una muy buena conducción de calor. Sobre el portabobina se ubica un arrollamiento calefactor o de caldeo conectado a un transformador de corriente. La constante de tiempo y el gradiente de temperatura del conjunto bobina-aceite expresan con gran aproximación los valores de temperatura correspondientes a la bobina del transformador.

### **2.2.2.3 Ventilación Forzada**

Para lograr una mayor potencia en un transformador sin deterioro de sus características constructivas, se puede emplear una refrigeración adicional con el sistema de ventilación forzada (ONAF, por sus siglas de ingles **Oil Natural Air Force**) que se efectúa por medio de ventiladores especialmente desarrollados para refrigeración de radiadores. Los ventiladores están conformados por un soporte cilíndrico en lámina de hierro con sustentación central, al cual se atornillan un motor monofásico o trifásico apto para el trópico (Clase de Protección IP44). El material de la carcasa es lámina de acero y las aspas son de material plástica (Polipropileno), o de acero. El motor viene completamente cerrado y todas sus superficies exteriores e interiores se protegen con pintura.

El accionamiento de los ventiladores se efectúa a través de un tablero de control en el cual se operan los contactores principales con base en señales del valor de disparo de la temperatura del aceite, provenientes del termómetro respectivo, manteniéndose en servicio a los ventiladores hasta no descienda la temperatura del valor de alarma. Para cada transformador se estipulan previamente los valores de alarma y disparo.

### **2.2.3 Nivel de aceite**

Para poder tener un control permanente del nivel de aceite, especialmente cuando el transformador está equipado con tanque de expansión. Esta ejecución transforma la posición de un flotador instalado al extremo de una varilla giratoria en señales de posición mediante conversión magnética. Con ello, un contacto emitirá señal de alarma y disparo cuando se sobrepase el valor previamente definido.



**Figura 18.** Indicador de nivel.

#### **2.2.4 Sobrepresión**

Cuando en un transformador refrigerado por líquido (aceite por ejemplo) se origina un cortocircuito, la descarga que se produce evaporará inmediatamente el líquido circulante y el gas generado buscará una evacuación. Esta sobrepresión debe aliviarse directamente o indirectamente en el curso de milisegundos, para evitar que la cuba del transformador quede permanente deformada.

Para ello se provee de un relé de presión súbita cuya función es detectar modificaciones sobre un determinado valor de presión previamente calibrado y, mediante contactos auxiliares, remitir la señal respectiva a los elementos de protección del transformador.

Cuando se desea anunciar y proteger un transformador con tanque de expansión de fallas que ocurren en su interior se emplea el relé Buchholz, mostrado en la figura 19. Este detecta el efecto de cortocircuito entre espiras, entre devanados, contra masa, uniones defectuosas, etc., que se manifiestan mediante emanaciones de gas que buscan la salida por el tanque de expansión, pero que se acumulan en la parte superior del relé, disminuyendo su nivel de aceite y permitiendo el descenso de dos flotadores con contactos que cierran circuitos eléctricos primero de alarma y posteriormente de disparo del seccionador o interruptor que conecta al transformador. Además, el relé Buchholz reacciona a las pérdidas de aceite o a la acumulación de aire.



**Figura 19.** Relé Buchholz.

### 2.2.5 Humedad

Algunas circunstancias climatológicas especiales, por ejemplo alto grado de humedad del aire, aconsejan equipar con deshumectadores de aire a los transformadores con tanque de expansión. En esta ejecución se está en comunicación con el exterior a través de un dispositivo cuya finalidad es secar el aire aspirado del exterior, cuando se produce una variación de volumen en el aceite, evitando así que penetre humedad en el transformador, alterando las características dieléctricas del aceite y se forme óxido en el tanque.



Figura 20. Deshumectador.

El deshumectador se compone de un cilindro de cristal lleno de gránulos de una sustancia deshidratante, figura 20.

En la parte inferior hay una carga de aceite que impide el contacto permanente de la sustancia higroscópica con el aire de respiración que entra. El aire circula a través del aceite de purificación y luego pasa a los cilindros de cristal llenos de la sustancia higroscópica que absorbe la humedad. El aire expulsado del tanque de expansión, al calentarse el aceite del transformador, atraviesa el deshumectador en sentido inverso al descrito.

Los gránulos de la sustancia higroscópica son de silicato aluminico puro, con un colorante azul que sirve de indicador (al aumentar la saturación de humedad se produce con el tiempo un cambio de color, de azul a rosa). Los gránulos pueden regenerarse calentándose paulatinamente de 150° C hasta 200° C, recobrando su color azul.

### 2.2.6 Sobretensiones

La seguridad de servicio en instalaciones eléctricas se ve amenazada frecuentemente por la aparición de sobretensiones. Como protección contra estas se emplean pararrayos cuya función es limitarlas a un valor aceptable, preservando de esta forma los niveles de aislamiento de los sistemas a proteger. Se entiende por sobretensiones todas aquellas que exceden el valor de la tensión de servicio máxima permanentemente admisible originada ya sea por efectos atmosféricos o por conexiones y/o desconexiones de otras redes.

Los pararrayos son apropiados para empleo en interiores y a la intemperie. Sus partes activas, explosores de extinción y resistencia dependiente de la tensión presente, se hallan instaladas dentro de una envoltura hermética de porcelana. En la parte interior se ubica un dispositivo de seguridad contra sobrepresión que se abre cuando esta supera un valor límite.

En funcionamiento, al sobrepasar la sobretensión el valor permitido, los explosores de extinción se cortocircuitan por arcos voltaicos y se establece una unión entre el conductor superior y tierra a través del bloque de resistencia, que tiene un valor alto a la tensión de servicio y muy bajo cuando esta se sobrepasa.

Para elegir un pararrayos se deberá tener en cuenta definir el tipo o clase del descargador deseado (**Station class** o **distribution class**), la tensión máxima que pueda tener la red en el lugar de montaje y el tipo de puesta a tierra de la red. En su montaje, la protección de pararrayos disminuye cuando la distancia al elemento a proteger aumenta y cuando la resistencia a tierra es alta.

### **2.2.7 Cortocircuitos**

Cuando el transformador sufre un corto en su bobinado (corto entre espiras) o en su aislamiento (unión entre partes con tensión a tierra), se requiere desconectarlo prontamente para proteger tanto a la red como al mismo transformador para evitarle un deterioro mayor. Para tal fin se emplean para transformadores grandes fusibles del tipo HH con seccionadores de desconexión bajo carga que accionan por efecto de un percutor que se libera dentro del fusible al fundirse las tiras de plata.

Si el transformador es de distribución y se instala en un poste, el costo del seccionador y sus fusibles sería muy elevado. Por esto, se emplean por fase los llamados cortacircuitos que constan de un cuerpo de porcelana con agarradera central que permite su fijación en la cruceta y en cuyo extremo inferior se conecta el cable que va al transformador y se articula en un tubo de fibra de vidrio dentro del cual se introduce un hilo fusible, tubo que al girar se inserta en un contacto en lira superior al cual llega el conductor de alimentación. Mientras el fusible no se funda, el conjunto permanece en conexión; al fundirse, el peso del tubo lo hace desenganchar del contacto en lira y cae, quedando colgando en posición inferior abierta.



### 3. ESTADO DEL ARTE: MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La problemática bajo estudio ha sido un mito para la comunidad académica debido al desconocimiento y variedad de protocolos que cada operador de red, empresas consultoras de ingeniería y fabricantes de transformadores a la hora de realizar la operación en el montaje y las pruebas para puesta en servicio de transformadores de potencia, esto se evidencia en las publicaciones, de los últimos 10 años, hechas por diferentes entidades como General Electric®, Eaton, Pemex®, Zetrak®, ABB®, entre otras, en las cuales, este trabajo de grado, ha de basarse para los diferentes protocolos que se llevan a cabo para el montaje, prueba y puesta en servicio de transformadores de potencia bajo normas estandarizadas.

Investigaciones realizadas evidencian, en común, las principales etapas (transporte, montaje mecánico, pruebas y energización) referentes a las diferentes operaciones que se realizan en transformadores de potencia de alta tensión, siendo estas, las etapas en las cuales se organizará el manual presentado en este documento.

#### 3.1 Cuadro esquemático de actividades

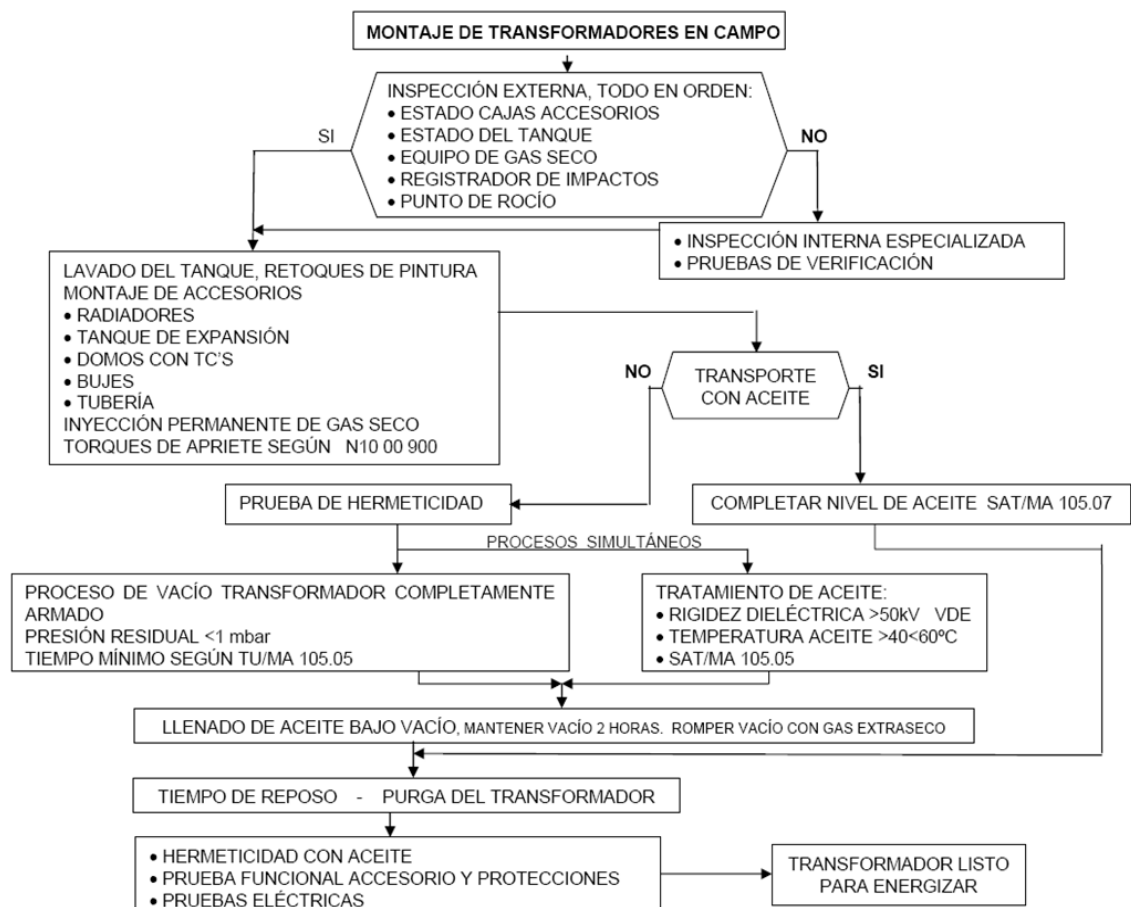


Figura 21. Cronograma de actividades y tareas.

## 3.2 Logística Y Transporte

ABB®<sup>3</sup> considera que debe hacerse un reconocimiento de la vía con el fin de prever posibles obstáculos, inclinaciones peligrosas y el estado de la carretera donde no deben sobrepasarse inclinaciones de 25° en sentido longitudinal y de 30° en sentido transversal.

Se considera que durante la recepción se debe verificar la llegada en buen estado de todos los elementos y la presión de nitrógeno seco en el interior del tanque aproximadamente 0.2 kg/cm<sup>2</sup> a 20° C y en caso de presentarse irregularidades presentar un informe inmediato al fabricante.

El transporte se realiza generalmente por carretera con transportistas especializados cualificados y supervisados que se basan en los siguientes factores garantizando las mejores condiciones durante su traslado:

- Registrador de Impactos.
- Ubicación de la Carga.
- Amarres.
- Velocidad máxima 30km/hora para carreteras en perfecto estado.
- Inclinación máxima permitida 15°.
- Puentes, túneles y cables.



Figura 22. ELETTROMECCANICA TIRONI, Empresa transportadora<sup>4</sup>.

Por deseo explícito del Cliente, se puede preparar el embalaje para el envío de los transformadores (que, por otra parte, es necesario en caso de que el transporte sea marítimo). En caso de que los transformadores superen las dimensiones admitidas para el transporte durante el trayecto entre el punto de partida (fabrica) y la instalación de destino, se pueden desmontar las partes que superan dichas dimensiones y embalarlas, y también puede embalar las parte frágiles no desmontables del cuerpo de la máquina.

Con el fin de disminuir el peso de los transformadores de potencia y tener más posibilidades de encontrar la mejor ruta hacia el lugar de instalación, empresas como MAMUT S.A., transportan el transformador sin aceite, en una

<sup>3</sup> ABB. MANUAL DEL USUARIO: Montaje y Energización de Transformadores de Potencia. <[phttp://library.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/57330bb673de21eb852573fa007b1791/\\$File/1ZCL00001EG-ES\\_Manual%20del%20Usuario.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/57330bb673de21eb852573fa007b1791/$File/1ZCL00001EG-ES_Manual%20del%20Usuario.pdf)>. [Citado en 4 de Abril 2007]

<sup>4</sup> ELETTROMECCANICA TORINI. Transporte. [http://www.tironi.com/img\\_trasporti/tras7.jpg](http://www.tironi.com/img_trasporti/tras7.jpg). [Citado en 01 abril 2002].



atmósfera de aire extraseco o nitrógeno con el fin de mantenerlo con la menor humedad posible, manteniendo el tanque a una presión mayor a 35mBar.

De estas posibles rutas se estudian las posibles rutas que debe cruzar la carga y así determinar cuáles son las más adecuadas, luego se analiza la capacidad de soporte de cada uno de los puentes a cruzar que, en caso de ser necesario, son reforzados.

Otro aspecto a tener en cuenta en esta fase es la vibración, por lo que los transformadores de potencia suelen estar equipados con un detector de golpes (**shock detector**) para que se pueda comprobar que durante el transporte no han sufrido vibraciones y/o golpes excesivos.

Este segmento dentro de las fases del manual es de vital importancia, debido a que, por construcción, los transformadores de potencia no pueden estar sometidos a vibraciones superiores a rangos estándares en todas las dimensiones (x, y, z), las cuales pueden alterar sus componentes milimétricos utilizados para la separación y aislamiento de los devanados.

Las piezas separadoras entre bobinados, secciones, o entre estas y el núcleo pueden ser de madera, previamente cocida en aceite, aunque actualmente se prefieren los materiales duros a base de papel o similares (pertinax, etc.). Si se usa madera, no debe interpretarse como que se dispone de aislamiento, sino solamente de un separador.

### 3.3 Inspección<sup>5</sup>

Luego de la recepción se procede al llenado de aceite hasta unos 25cm por debajo de la cubierta del tanque y, en caso de que el transformador no sea instalado de inmediato, se hace necesario ubicarlo en un lugar de cimentación plana, libre de humedad, de gases corrosivos, lodos, etc.

Los transformadores normalmente se despachan armados y listos para instalar. Cada transformador necesita ser inspeccionado cuidadosamente al recibirse y la compañía de transporte debe ser notificada de cualquier daño ocurrido.

Una inspección externa debe hacerse en el momento de recepción del transformador para verificar que ningún elemento se encuentre en mal estado. El tanque no debe presentar abolladuras ni peladuras, ni se deben presentar fugas de aceite.

---

<sup>5</sup> RymelCR Ingeniería Eléctrica LTDA. Manual Servicio y Mantenimiento. <http://rymelcr.net/ConvSeryMan.html> [Citado en 2006].



**Figura 23.** Verificación de elementos, inspección externa y preservación del transformador.

En la inspección externa hay que tener en cuenta lo siguiente:

- **Nivel del líquido.** Este se encuentra internamente a 10 centímetros por debajo del borde superior del tanque.
- **Dispositivo de alivio y sobrepresión.** Permite a las sobrepresiones causadas por fallas tales como cortocircuito u otras, evacuarse a través de ella, evitando daños del tanque o derrames de aceite entre otras. Está ubicado en la pared del tanque al lado derecho visto el transformador desde los terminales del secundario. Se debe verificar que no falte el émbolo ni la tapa de seguridad del dispositivo y que no se presenten fugas de aceite en las uniones.
- **Aisladores y terminales de alta y baja tensión.** Estos elementos permiten la conexión de los conductores de entrada y de salida de la tensión de alimentación y suministro al transformador, con el interior de la parte activa del mismo. Es necesario verificar que:
  - No se encuentren despichados o rotos por un posible golpe en el cargue, transporte o descargue.
  - Los tornillos de sujeción de los aisladores de A.T con la tapa (en el caso que los posean), no deben estar flojos, ni debe faltar alguno.
  - No deben existir fugas en ninguna parte de unión a los aisladores.
  - Los terminales de conexión tanto en alta como en baja tensión, no deben estar flojos, esto permitiría la entrada de humedad al transformador.
- **Cambiador de derivaciones para operación sin tensión.** Ubicado en un lugar de fácil acceso para accionamiento desde el exterior, por debajo del nivel máximo del aceite. Este dispositivo es despachado de fábrica en la posición nominal, anclado mediante un tornillo de fijación que no permite el movimiento sin su desapriete previo. En esta posición se da la relación nominal y el movimiento del mismo hacia una u otra posición se realiza para mantener la tensión secundaria en vacío en la tensión nominal. Es

necesario verificar que no presente fugas de aceite por el eje o por el empate con el tanque.

En el caso de que el transformador no sea instalado inmediatamente, se debe almacenar en un lugar seco y de preferencia bajo techo. El lugar debe ser ventilado y no deben existir indicios de humedad o gases corrosivos que afecten el acabado superficial del equipo.

### **3.4 Montaje Mecánico**

El montaje mecánico de un transformador se define como la unión conjunta de todos los elementos que lo conforman y verificación de dicha unión (prueba de vacío) dejando al transformador listo para ser probado.

#### **Limpieza y retoques de pintura**

Los transformadores y sus accesorios serán aptos para ser transportados, depositados y operados bajo condiciones tropicales de alta temperatura, humedad, lluvias abundantes y ambiente propicio a la propagación de hongos por lo que las telas, corcho, papel, etc. deberán protegerse por medio de fungicidas.

Las superficies y dispositivos externos de los transformadores y las internas que no estén sumergidas en el aceite aislante, llevarán una adecuada protección anticorrosiva que será además resistente a la acción del aceite empleado.

En particular, las superficies externas serán pintadas conforme a la norma N.MA.22.01 (Pintura para transformadores). Los bulones y las tuercas de fijación de la tapa del transformador, los herrajes de fijación de los aisladores pasantes y los soportes de los transformadores serán construidos de material resistente a la corrosión o cincados por inmersión en caliente de acuerdo a lo especificado por la norma N.MA.22.05.



**Figura 24.** Limpieza y retoques de pintura.

Luego de pulir las partes, se inicia el montaje mecánico de las partes en las que ABB (nota 1), en su documentación, establece el siguiente orden:



**Figura 25.** Montaje de Radiadores.



**Figura 26.** Montaje de Domos.

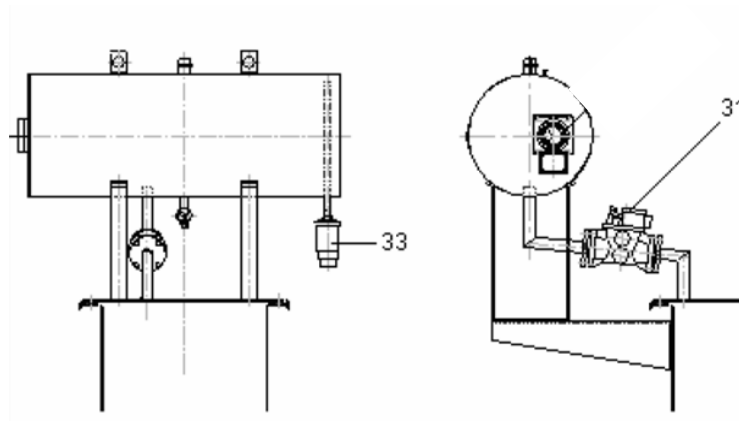


**Figura 27.** Montaje de Pasatapas.





**Figura 28.** Montaje Tanque de expansión y tuberías.



**Figura 29.** Montaje Tanque conservador, relé Buchhloz (31) y Respirador de sílica –gel (33).



**Figura 30.** Montaje de Ventiladores y accesorios.

Los torques que se recomiendan para el apriete de tornillería, tabla 3, de accesorios y componentes principales es el siguiente:

**Tabla 3.** Torques recomendados para aprietes de tornillería.

<b>Turcas y tornillería para:</b>	<b>Torque máximo recomendado</b>
Bridas boquillas A.T.	11.0
Bridas boquillas A.T.	12.0
Cambiador de derivaciones	12.4 – 10.8 (según fabricante)
Sujeción del fusible de expulsión	13.6
Tapa registro de mano	16.5
Tapa general del tanque	35.0
Válvula de sobrepresión	25.0
Válvula de drene de aceite	75.0
Válvula de muestreo	35.0
Tornillos puesta a tierra	35.0

### Proceso de vacío y llenado de aceite

- Tratamiento de vacío.  
Se expulsa el aire del transformador durante más de 12 horas por medio de una bomba de vacío.  
Se comprueba si la presión es menor a 3 mmHg con un vacuómetro.  
Se procede a apagar la bomba llamada prueba de parada y luego de 15 minutos se verifica el incremento de presión, la cual se considera satisfactoria de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 4.** Tensión de régimen del transformador e incrementos de vacío.

Tensión de régimen del Transformador	Incremento del grado de vacío
Menos de 110kV	Menos de 3.0 mmHg
Mas de 110kV	Menos de 1.5 mmHg
Mas de 220kV	Menos de 1.0 mmHg

- Llenado de aceite.  
Se mantiene el tanque en vacío durante una hora.  
Se abre la válvula de drenaje de aceite y se bombea dentro del tanque.
- Reposo – Purga (Prueba de hermeticidad con aceite).

En caso de que el transformador no se vaya a instalar inmediatamente, **Central Electricity Authority**<sup>6</sup> (CEA – INDIA), recomienda que el transformador no sea almacenado en el sitio durante más de 5 a 6 meses. En caso de ser así, hasta un año máximo, el transformador debería ser llenado con aceite y realizar pruebas de rutina en periodos regulares sugeridos por el fabricante.

<sup>6</sup> CEA. Report on failure of 400/220kV/33kV, 315MVA Transformer (BHEL make) at Bamnauli Substation of Delhi Transco on 11-02-2008.

[http://www.cea.nic.in/power\\_systems/Special%20Reports/Report%20on%20Bamnauli.pdf](http://www.cea.nic.in/power_systems/Special%20Reports/Report%20on%20Bamnauli.pdf). [Citado en 11 de enero 2006]

### 3.5 Pruebas

Los transformadores deben ser sometidos a pruebas al fabricarlos, antes de ponerlos en servicio y/o al monitorear su condición durante su vida útil con el objetivo de verificar las características de diseño, sean éstas eléctricas, funcionales o de aislamiento, y así garantizar la operación de los elementos probados.

#### ***Pruebas de aceptación en fábrica***

Una de las pruebas más importantes son las pruebas FAT (por sus siglas del inglés, **Factory Acceptance Testing**). Ellas son ejecutadas en fábrica para garantizar al cliente que el transformador que ha adquirido cumple con las especificaciones de diseño y por su requerimiento particular.



**Figura 31.** Prueba hecha en fábrica.

#### ***Pruebas de aceptación en sitio (SAT, por sus siglas del inglés Site Acceptance Testing)***

Son las ejecutadas después de instalado el transformador en su sitio de operación y antes de ponerlo en servicio, para garantizar que éste, mantiene las características medidas en fábrica.

#### ***Pruebas durante mantenimiento***

Son las ejecutadas durante el ciclo de vida del transformador para diagnosticar su condición en el tiempo y sus tendencias de deterioro como consecuencia de su uso, permitiendo tomar acciones preventivas o correctivas que garanticen su buen funcionamiento.

Con base al caso de estudio, se tendrán en cuenta aquellas pruebas relacionadas con el alcance de la tesis (Montaje y puesta en servicio de transformadores de potencia), es decir, solo se tendrán en cuenta las pruebas SAT.

Las pruebas SAT están divididas en tres categorías:

### 3.5.1 Pruebas de aislamiento

#### 3.5.1.1 Resistencia de aislamiento (MEGGER)<sup>7</sup>

GENERAL ELECTRIC® (PROLECGE®)<sup>8</sup>, y ZETRAK®<sup>9</sup>, la consideran como una de las pruebas a realizar como mínimo. La resistencia de aislamiento de un material es el término usado para definir la relación que existe entre la aplicación de un voltaje directo y la corriente que se origina debido a la diferencia de potencial. Durante esta prueba se requiere verificar que los aislamientos del transformador cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos y de comprobar la correcta conexión de devanados y de tierra.

Esta prueba se hace bajo las normas:

- IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers".
- IEEE 43-2000 "Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery".

Los propósitos de las pruebas de Resistencia de Aislamiento son:

- Identificar el incremento de envejecimiento.
- Identificar la causa de este envejecimiento
- Identificar, si es posible, las acciones más adecuadas para corregir esta situación.

El aislamiento debe resistir la corriente y mantenerla en su trayectoria a lo largo del conductor. La comprensión de la Ley de Ohm, que se enuncia en la ecuación siguiente, es la clave para entender la prueba de aislamiento:

$$V = I \times R$$

Donde:

V = Voltaje en volts.

I = Corriente en amperios.

R = resistencia en Ohms.

---

<sup>7</sup> SYSE, Información obtenida de la web: Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V. TRANSFORMADORES: Pruebas de resistencia de aislamiento (Megger). <http://www.syse.com.mx/resistenciadeaislamiento.shtml> [citado en 2001].

<sup>8</sup> GENERAL ELECTRIC, PROLECGE. Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores de distribución tipo poste monofásico y trifásico. <http://www.prolecge.com/internet/upload/OMManual1PSPD.pdf>. [Citado en Marzo 2008].

<sup>9</sup> ZETRAK, S. A. de C. V. Manual de manejo, instalación, operación y servicio para transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante, tipo pedestal para distribución subterránea. <http://www.zetrak.com.mx/Catalogos/Manuales/Tr.%20Pedestal.pdf>. [Citado en 2003].



La prueba tiene como finalidad determinar la resistencia de aislamiento del transformador de potencial bajo prueba y verificar si su valor es conveniente. La resistencia de aislamiento debe ser de aproximadamente  $1M\Omega$  por cada 1000V (NMX-J-169-ANCE) del voltaje de operación, con un valor mínimo de un megaohm. En la práctica las lecturas están considerablemente arriba de este valor en equipos nuevos o cuando el aislamiento está en buenas condiciones.

Para equipos con capacidades de 4160V y mayores se utilizan tensiones de prueba entre los 1000 y 5000V o mayores.

### **Instrumentos de medición**

Los instrumentos de medición que se emplearán en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer, por lo que el método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger).

### **Descripción procedimiento**

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos claves:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20° C.
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate teniéndose como mínimas las siguientes:
- Megger analógico. Primeramente se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo a la tabla 5, que son las recomendaciones del fabricante ya que no se cuenta con normas publicadas que contengan una especificación más detallada:

**Tabla 5.** Voltajes AC de prueba<sup>10</sup>.

Voltaje nominal (Vac)	Voltaje de prueba (Vac)
Menos de 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

<sup>10</sup> Ibid., Prueba de resistencia y aislamiento.

Como una regla general, el voltaje de prueba debe ser aplicado hasta que se registre una lectura que no cambie en un margen de 15 segundos o la lectura final que observa en el transcurso de 60 segundos. En circuitos capacitivos se deberá ejercer la tensión de prueba por un minuto o más si es necesario completar la carga de la muestra. La norma IEEE 43-1974 establece que es imposible de especificar el valor de la resistencia de aislamiento que debe ser medida para la cual un devanado fallará eléctricamente, pero en motores las lecturas mínimas generalmente son del orden de los 2 MΩ para tensiones nominales de hasta 460 V.

La figura 32 muestra el diagrama elemental de conexiones del Megger analógico, donde el devanado bajo prueba puede ser cualquiera de los ya mencionados antes. Una vez terminadas las conexiones se debe girar la palanca a una velocidad tal que la aguja del instrumento se estabilice y se encienda el led de color verde y tomar la lectura. Si el led de color rojo se enciende significa que el valor medido se deberá multiplicar por 10.

El voltaje aplicado para la medición de la resistencia de aislamiento a tierra deberá ser incrementado en un tiempo no mayor a 15 segundos y después de ser retenido en su valor de prueba durante un minuto y se deberá reducir gradualmente en no más de 5 segundos a un valor de un cuarto o menos del valor máximo que se haya registrado.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

1. Alta tensión vs. Baja tensión
2. Alta tensión vs. Tierra
3. Baja tensión vs. Tierra
4. Neutro vs. Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento, se recomienda la prueba de índice de polarización y prueba de índice de absorción

La prueba debe ser interrumpida inmediatamente si la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.

Podrían presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento que puedan causar daño al transformador bajo prueba y también arrojar resultados erróneos en los valores de las lecturas de medición, para este caso se deberá hacer una pausa y continuar posteriormente con la prueba.

Después de que la prueba haya sido completada se deberán aterrizar por un periodo de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada.

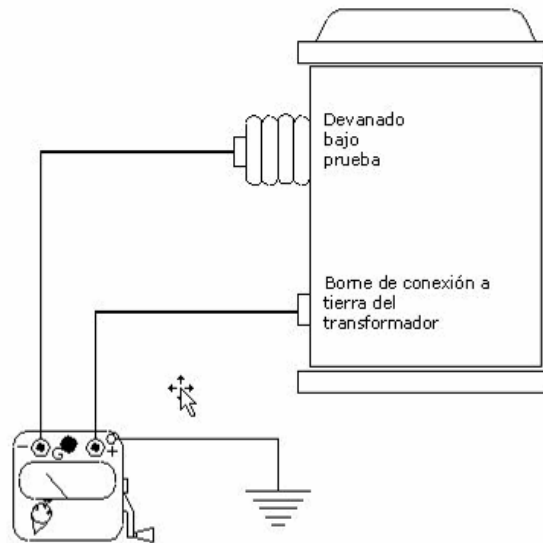


Figura 32. Esquema de conexionado del megger analógico.

Conexiones del megger analógico para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador.

#### **Criterios de aprobación.**

No hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, El estándar IEEE 43 recomienda 1 Mega + 1 Mega/kV de prueba aplicados como una cifra mínima.

#### **Prueba de Lectura Puntual (SPOT)**

Una de las pruebas realizadas para la verificación de aislamiento es la llamada prueba de lectura puntual (SPOT), la cual es la más simple de todas y la más asociada con los probadores de aislamiento de voltaje más bajo; **El voltaje de prueba se aplica por un periodo corto específico de tiempo (generalmente 60 segundos puesto que usualmente cualquier corriente de carga capacitiva decaerá en este tiempo)** y luego se toma una lectura. La lectura se puede comparar con las especificaciones mínimas de la instalación. A menos que el resultado sea catastróficamente bajo, se usa mejor cuando tienda hacia los valores obtenidos previamente .

Sin embargo, la resistencia de aislamiento es altamente dependiente de la temperatura y por tanto los resultados deben corregirse a una temperatura normal, generalmente 40° C, una buena regla de dedo es que por cada 10° C de incremento en la temperatura la corriente se dobla (la resistencia se reduce a la mitad). La clave para hacer válida la prueba de lectura puntual (spot) es consistente con mantener el tiempo, mantener el registro efectivo, y la tendencia de los resultados.

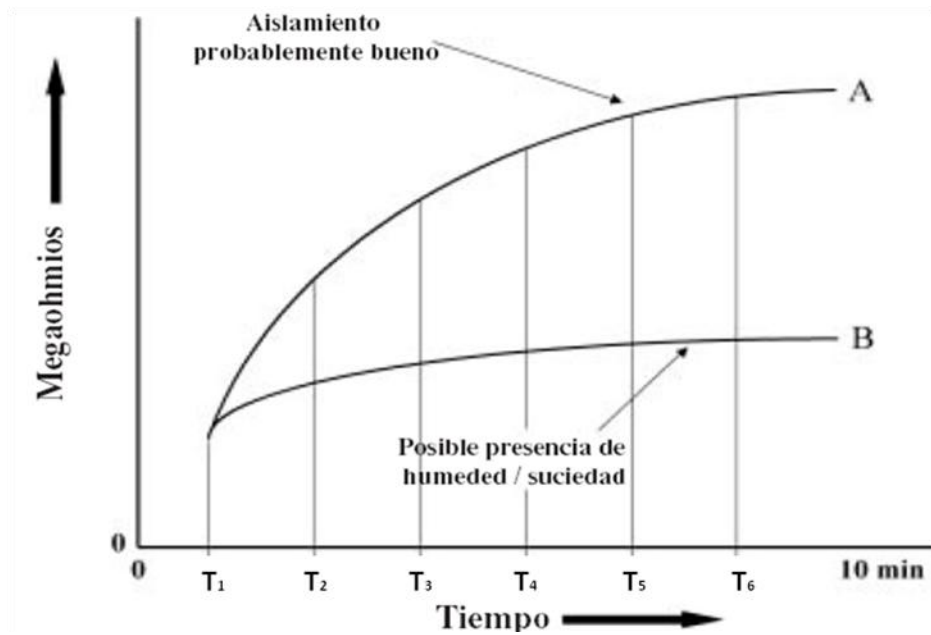


Figura 33. Constante de tiempo (Tiempo Vs. Resistencia).

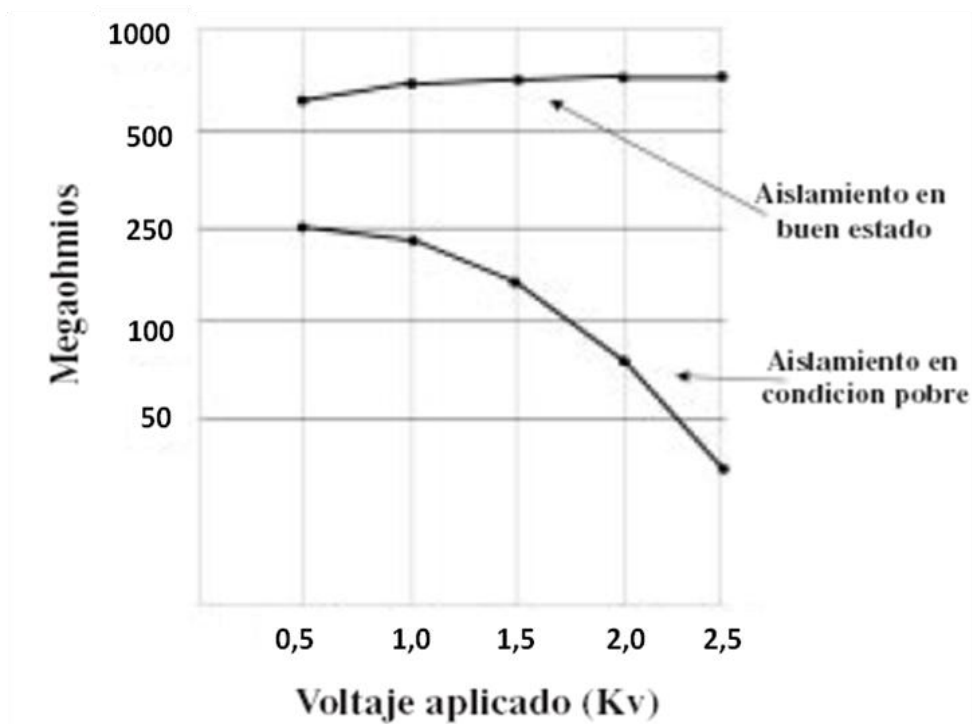
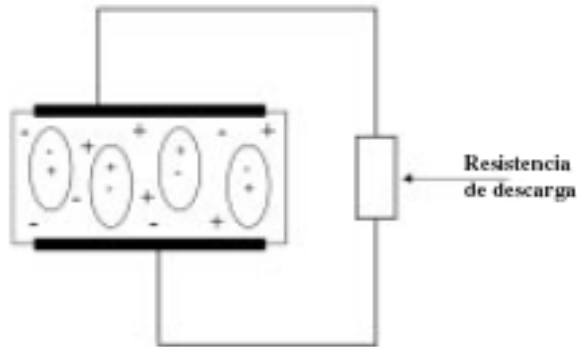


Figura 34. Voltaje Paso a Paso.

### **Prueba de descarga dieléctrica**

La prueba de Descarga Dieléctrica (DD) es un método de prueba relativamente nuevo que fue desarrollado por Electricité de France, con base en años de experiencia. Mientras que los otros métodos mencionados miden las corrientes que fluyen durante el proceso de carga, la prueba DD mide la corriente que fluye durante la descarga de la muestra bajo prueba.



**Figura 35.** Descarga de la carga almacenada en el objeto de prueba.

Los datos obtenidos se basan en la expresión:

$$\frac{\text{Corriente fluye después de un 1 minuto (nA)}}{\text{Voltaje de prueba (V)} \times \text{Capacitancia (mF)}}$$

Y los resultados se definen de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 6.** Definición del resultado.

Valor DD (en mA V <sup>-1</sup> F <sup>-1</sup> )	Condiciones del aislamiento
> 7	Malo
4 - 7	Pobre
2 - 4	Cuestionable
< 2	OK

La tabla 7 contiene algunas observaciones generales sobre cómo interpretar las pruebas periódicas de resistencia de aislamiento y de que se debe hacer con los resultados:

**Tabla 7.** Observaciones y recomendaciones de resultados obtenidos.

Condición	Qué Hacer
Valores aceptables a altos y bien mantenidos	No es causa de preocupación
Valores aceptables a altos, pero con una tendencia constante a valores más bajos	Localizar y remediar la causa y verificar la tendencia hacia abajo
Bajos pero bien mantenidos	Las condiciones probablemente estén bien pero debe verificarse la causa de los valores bajos; tal vez sea simplemente el tipo de aislamiento usado
	Limpie y seque, o eleve

Tan bajos como para no ser seguros	los valores antes de poner el equipo en servicio (pruebe el equipo mojado mientras lo seca)
Valores aceptables o altos previamente bien mantenidos pero que disminuyen súbitamente	<p>Haga pruebas a intervalos frecuentes hasta que la causa de los calores bajos se localice y se remedie o,</p> <p>Hasta que los valores se estabilicen a un nivel más bajo pero seguro para la operación,</p> <p>Hasta que los valores sean tan bajos que sea inseguro para mantener el equipo en operación</p>

### 3.5.1.2 Factor de potencia – tangente delta

Conocida también como prueba DOBLE, tiene como objeto determinar el factor de potencia y las capacitancias del transformador de potencial de acuerdo a su composición aislante y sus divisores capacitivos. Los resultados se basan en valores de fábrica, resultados previos o comparaciones de unidades similares. Su efectividad se debe a que los parámetros medidos son las características fundamentales del aislamiento.

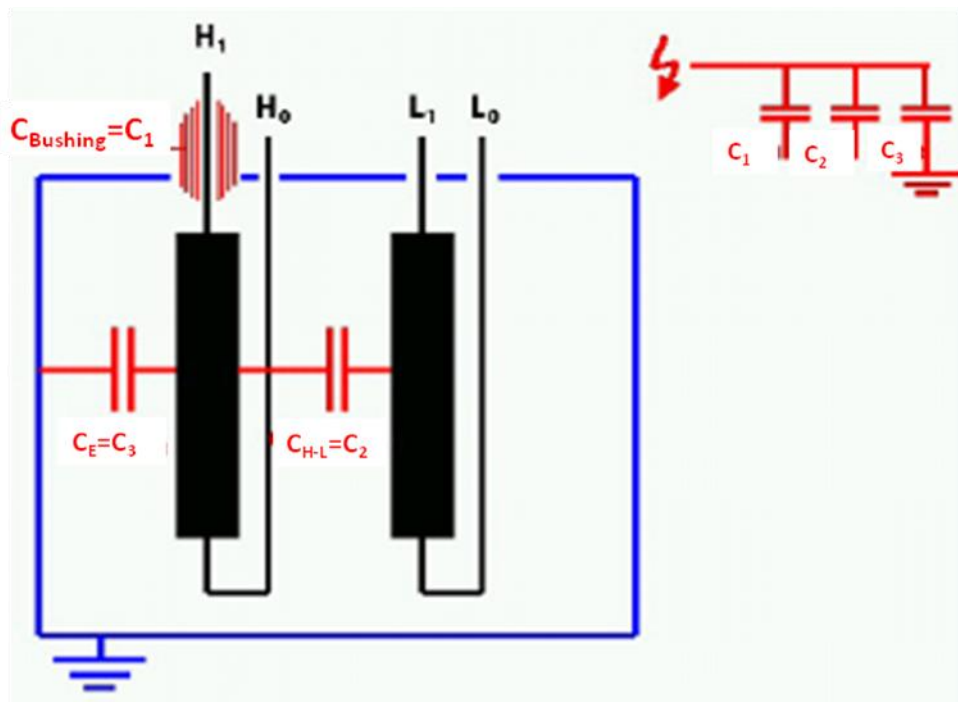


Figura 36. Capacitancias en un Transformador.

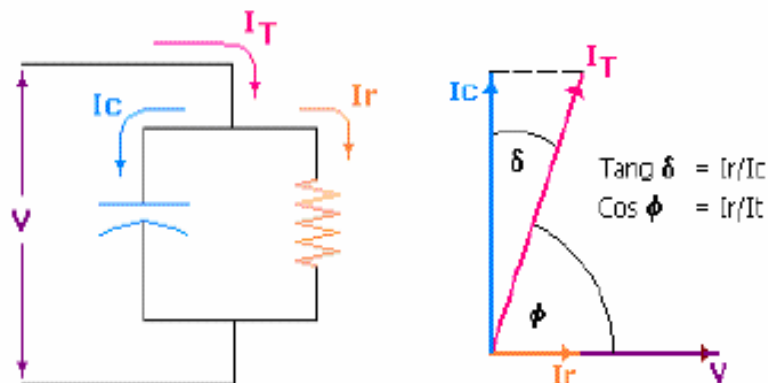
Cualquier cambio (movimiento físico, deformación, deterioro o contaminación), en una o más de las características fundamentales del aislamiento, son detectables.

Los objetivos principales de esta prueba son:

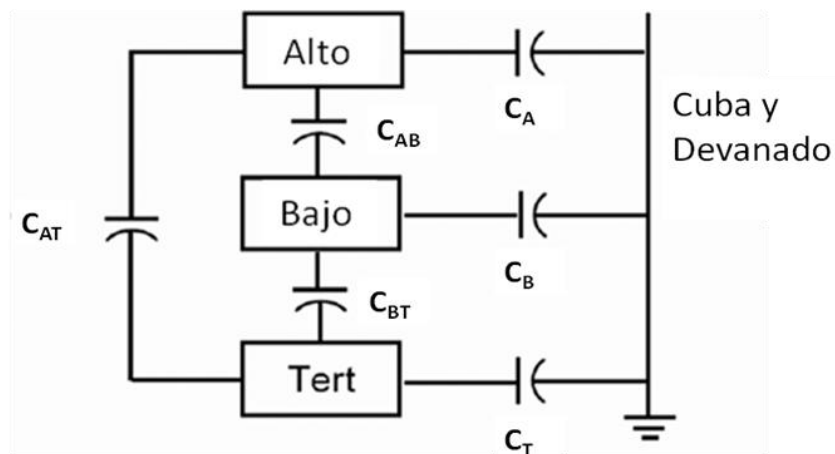
- Revisar modelos básicos de aislamiento.
- Revisar capacitancia y sus propiedades.
- Revisar pérdidas dieléctricas AC.
- Definir factor de potencia.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle un voltaje determinado, es en sí, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado ( $I_r$ ), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial.



**Figura 37.** Diagrama vectorial del comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje dado.



**Figura 38.** Esquema del aislamiento en el núcleo.

### Método de medición

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100. Respecto a los instrumentos de medición, se emplean equipos sofisticados como el CPC 100, el cual aplica diversos modos de pruebas (UST, GAR y GND) para calcular los parámetros del aislamiento.



Figura 39. Equipo para la prueba (CPC100).

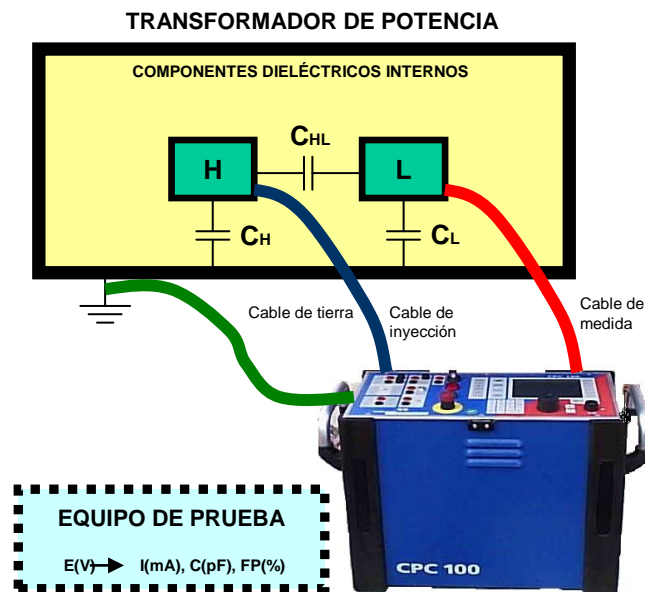


Figura 40. Esquema de la prueba con equipo CPC100.

### Consideraciones.

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de Factor de Potencia de materiales aislantes. Como referencia, se presentan valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.



**Tabla 8.** Algunos factores de potencia y de constantes.

<b>Material</b>	<b>% FP a 20° C</b>	<b>Constante dieléctrica</b>
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz Cambray	4.0 – 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

**Tabla 9.** Factores de potencia y de constantes de algunos equipos.

<b>Equipo</b>	<b>% FP a 20° C</b>
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
Transformadores en aceite	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de barniz cambray	4.0 – 5.0
Cables con aislamiento de hule	4.0 – 5.0

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento, producidos por envejecimiento y contaminación del mismo, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

### **3.5.2 Pruebas eléctricas**

#### **3.5.2.1 Resistencia de devanados**

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba detecta esos puntos.

En general, ésta se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores, o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras.

Esta prueba busca determinar la resistencia de los devanados que componen el transformador, para comparar sus valores con los obtenidos en las pruebas de fábrica y de rutina.

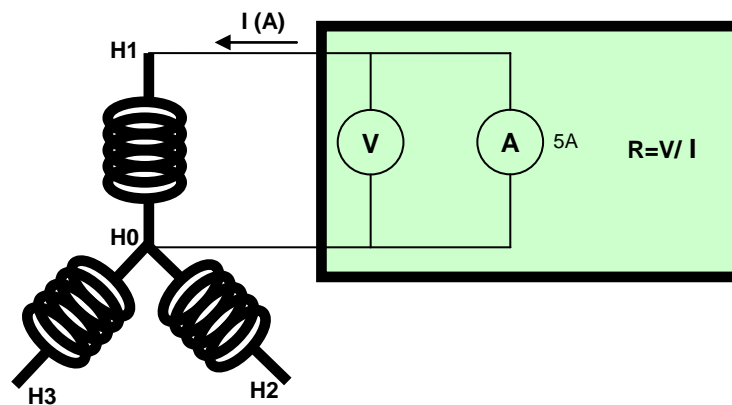


Figura 41. Diagrama para medición de resistencia.

En esta prueba se detectan conexiones defectuosas, hilos rotos y resistencia de contactos altos del cambiador de tomas. Esta es una prueba de ratificación a la prueba de relación de transformación.



Figura 42. Intercambiador de tomas (izq.) y conexión defectuosa (derecha),

Dentro de esta prueba hay que considerar:

- Condiciones iniciales
  - Equipo desconectado de la red.
  - Conectar los cables del equipo de prueba directamente de los bulones de los bujes del transformador.
- Verificación correcta del intercambiador de tomas, OLTC (**On-Load Tap Changer**).
- Selección adecuada de la corriente de prueba.

### 3.5.2.2 Relación de transformación (TTR)<sup>11</sup>

Durante esta prueba se busca verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del cambiador de derivaciones del transformador bajo prueba se encuentran bajo la tolerancia de medición. Esta prueba, según General Electric® y ZETRACK® (nota 7 y 8), debe hacerse bajo el método descrito por la norma NMX-J-169-ANCE. Para cuando el transformador está sin carga, los valores de tolerancia deben ser de  $\pm 0.5\%$  en

<sup>11</sup> SYSE, Información obtenida de la web: Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V. TRANSFORMADORES: Prueba de relación de transformación (TTR). <http://www.syse.com.mx/relaciontransformacion.shtml>. [citado en 2001].

todas sus derivaciones indicadas en la placa de datos de acuerdo a la norma NMX-J-284-1998-ANCE.

El objetivo de esta prueba es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

### Normas de referencia

Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas:

- IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribución, power, and ragulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers".
- NMX-J-116-1996-ANCE "Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación".

### Método de prueba

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación: 1. El método del voltímetro. 2. El método de comparación. 3. El método del puente.

El método del puente es el más preciso y no requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

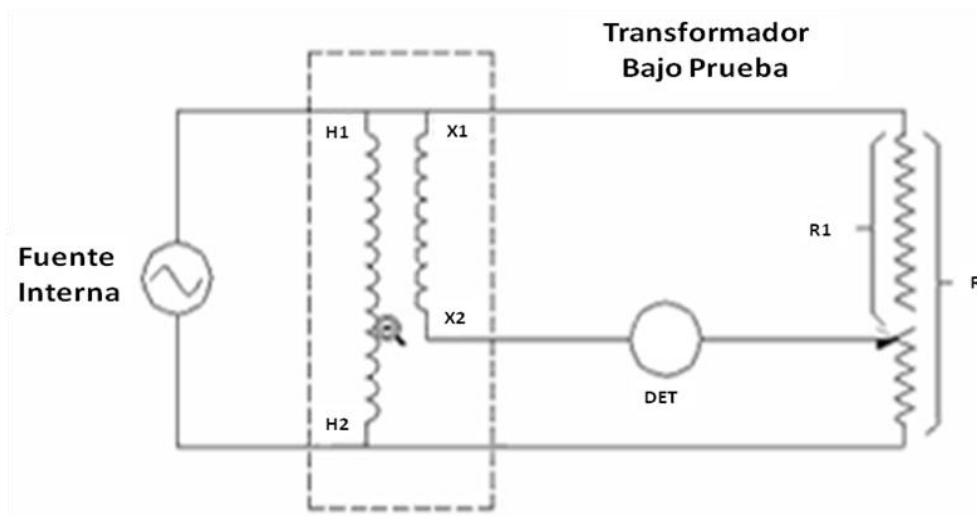


Figura 43. Método del puente.

### Procedimiento (método del puente)

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura 43, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a  $R / R1$ .

#### **Criterios de aprobación**

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de  $\pm 0.5\%$  en todas sus derivaciones.

#### **Reporte de presentación de resultados**

El reporte de presentación de resultados de la prueba de relación de transformación está elaborado en base a los datos del reporte del cual se compone la "hoja de campo de pruebas a transformadores".

Posteriormente, para el análisis de los resultados se presenta una tabla que contenga de manera resumida si el transformador cumple o no con las normas de referencia respecto a la prueba de relación de transformación.

### **3.5.2.3 Polaridad (diagrama fasorial)**

La prueba tiene como objeto chequear la polaridad de los transformadores de potencial y verificar si cumple con lo establecido por la Norma NETA ATS-1995 (**Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems**).

Habiendo identificado los extremos de bobina mediante la prueba de faseo, se determina la polaridad instantánea relativa mediante el método empleando un voltímetro C.A. y un suministro adecuado de C.A. (ya sea voltaje nominal o menor).

### **3.5.2.4 SFRA -Sweep frequency response analysis-, (Análisis de la respuesta en frecuencia)**

Una prueba SFRA es un diagrama de Bode donde se representa una respuesta del transformador a diferentes frecuencias

Es un método de gran eficiencia y sensibilidad que permite evaluar la integridad mecánica de las estructuras de núcleo, devanado y sujeción de los transformadores de potencia al medir las funciones de transferencia eléctrica en una amplia gama de frecuencias.

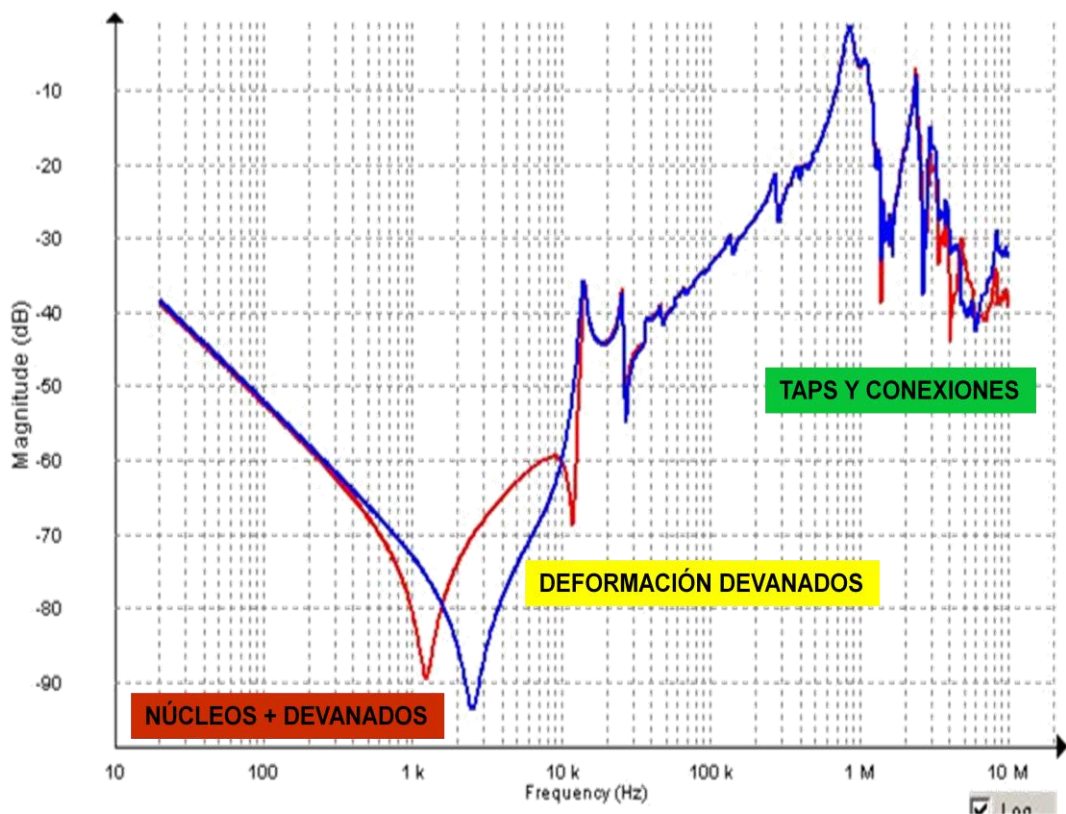
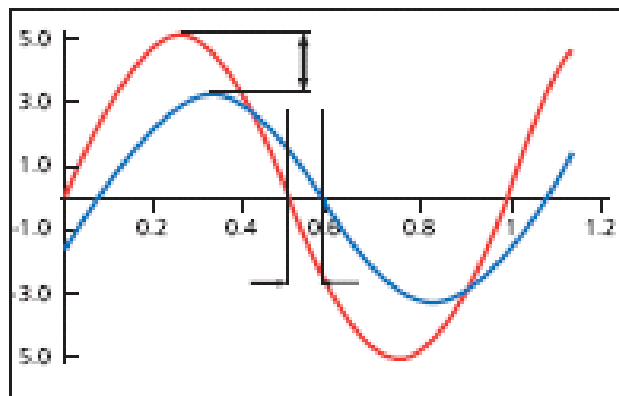
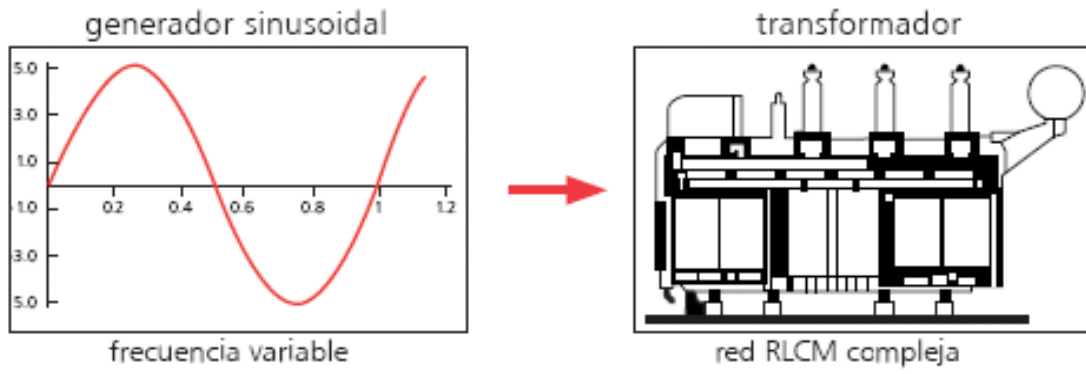


Figura 44. Análisis de frecuencia.

Durante esta prueba se inyecta una tensión de excitación sinusoidal con una frecuencia en incremento continuo en un extremo del devanado del transformador y mide la señal que vuelve en el otro extremo.

Esta prueba se trata de un método comparativo, pues la comparación de las señales de entrada y salida genera una respuesta de frecuencia exclusiva que se puede comparar con datos de referencia. Los desvíos indican cambios geométricos y/o eléctricos dentro del transformador. No es preciso efectuar ningún procesamiento de datos adicional debido a una medida directa en el dominio de la frecuencia. Por lo general se utilizan tres métodos para evaluar los rastros medidos:

1. Método basado en el tiempo, (los resultados actuales del SFRA se comparan con resultados anteriores del mismo equipo).
2. Método basado en el tipo (El SFRA de un transformador se compara con otro de un mismo tipo)
3. Método de comparación de fases (Los resultados del SFRA de una fase se comparan con los resultados de otras fases del transformador).

Esta prueba se utiliza para:

1. Comprobación del transformador después de la prueba de cortocircuito.
2. Comprobación de la integridad de los transformadores luego de su transporte.
3. Evaluación de su estado después de que se produzcan fallas con elevados niveles de corrientes transitorias.
4. Mediciones rutinarias de diagnóstico.
5. Diagnóstico luego de una alarma o disparo de una protección del transformador.
6. Pruebas después de los cambios significativos en los valores supervisados (por ejemplo, gases combustibles).
7. Inspección adicional después de obtener resultados inusuales durante pruebas de rutina.
8. Investigaciones científicas.

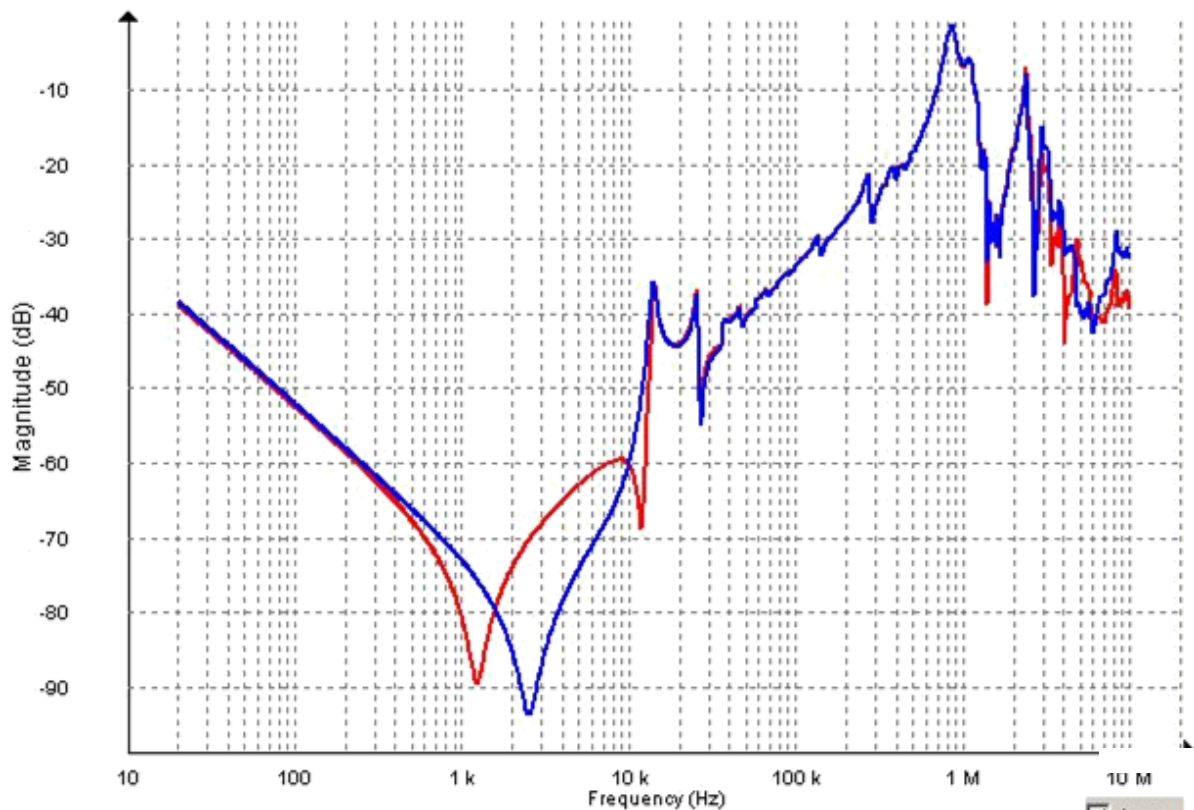


Figura 45. Detección de fallas a diferentes frecuencias.

### 3.5.3 Pruebas dinámicas

#### 3.5.3.1 Verificación del funcionamiento del intercambiador de tomas, OLTC (On-Load Tap Changer)

Antes de aplicar tensión al transformador se deben realizar conmutaciones de prueba, para verificar el funcionamiento mecánico del cambiador y del accionamiento del motor.

Estas conmutaciones se deben realizar cubriendo el rango de regulación completo.

Verificar que en cada posición de servicio coinciden las indicaciones de posición del accionamiento a motor y del cambiador (a través de la mirilla de la cabeza del cambiador).

#### **Atención**

Si no coinciden las indicaciones de posición del cambiador y del accionamiento a motor, existe un error de acoplamiento.

La posición de servicio en mal estado puede causar daños en el cambiador y en el transformador. El transformador no debe ser puesto en servicio.

Controlar en ambas posiciones finales la autodesconexión y el funcionamiento de los límites eléctricos y mecánicos de fin de carrera.

### 3.6 Puesta en Servicio

Una vez verificada la instalación mecánica y efectuada todas las pruebas del transformador, se procede a la energización del mismo.

Para esto se debe tomar en cuenta algunas precauciones y seguir los pasos, dados por ZETRAK® (nota 2) que se indican a continuación:

- Verificar que los seccionadores del devanado primario y el interruptor secundario estén en posición de abierto. En seccionadores de cuatro posiciones, solo deben ser operados haciendo el movimiento de las manecillas del reloj.
- Al energizar el sistema, se deben instalar fusibles de prueba aproximadamente un 10% del valor de la corriente nominal por cada transformador, para protección de los mismos y del sistema.
- Energizado el sistema, conectar el transformador en vacío, cerrando el seccionador del devanado primario y el interruptor secundario, en este orden.
- Tomar lecturas de la tensión secundaria para verificar que sea la adecuada según la placa.
- Si la tensión secundaria no es la adecuada, se ajusta con el cambiador de derivaciones, el cual es de operación sin carga, por lo que se debe desenergizar el transformador antes de efectuar dicho cambio.
- Luego de asegurar la correcta operación en vacío del transformador, se desenergiza nuevamente para reemplazar los fusibles de prueba por los de operación nominal.
- Una vez cambiados, se energizará de la igual forma como se describió previamente, con la variante de que en esta ocasión se alimentará la carga, revisando que la tensión y la corriente sean los correctos.

A continuación, se muestra el protocolo a cumplir previo a la energización aplicado al listado de elementos, enclavamientos, conexiones, etc. referente al proyecto, en el cual se verifican o en su defecto se da una observación; estas son anotaciones realizadas por nosotros durante la fase de pruebas pero son tomadas del manual que posee Siemens S.A. para la instalación y montaje de sus transformadores, ver anexos.

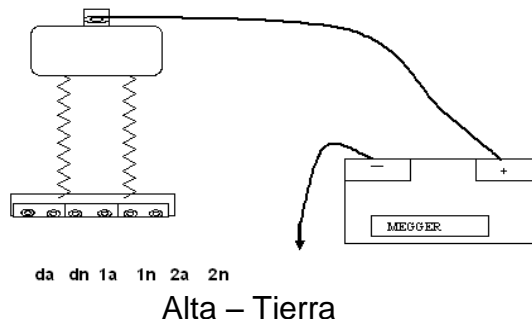
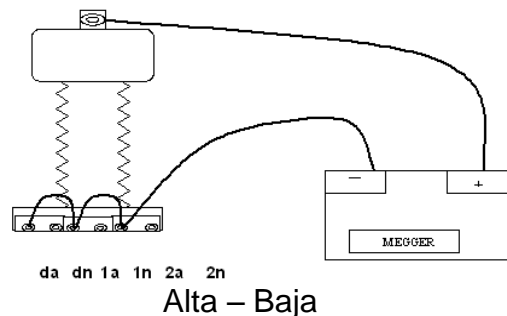


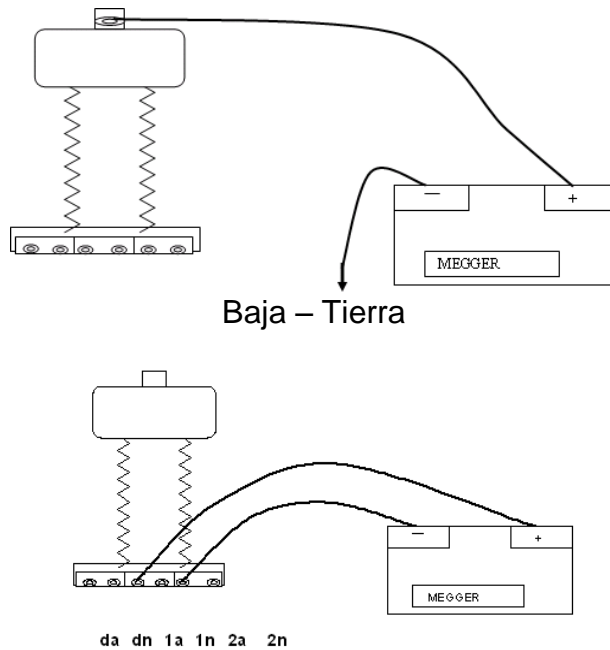
## 4. PROTOCOLOS DE PRUEBAS

SIEMENS dentro de su sistema de gestión y calidad ha establecido una serie de procedimientos estándares para cada una de las actividades, en este caso, pruebas SAT en transformadores de potencia, en los cuales se remarcan los pasos básicos a seguir para el desarrollo de cada una de ellas. Cabe resaltar que, por el avance de la tecnología, SIEMENS implementa equipos especiales para el desarrollo de las pruebas, equipos en los que solo es necesario configurar y conectar al sistema o equipo en prueba (transformador de potencia) y que, por si mismos, las desarrollan, grabando los datos pertinentes a cada una de ellas. Con base al planteamiento y justificación del problema, y objetivo de este trabajo, algunos de los procedimientos de las pruebas nombradas previamente se describirán con base a equipos convencionales como voltímetros, amperímetros, megger, entre otros. y otros por medio del equipo especializado usado por SIEMENS (CPC100) que, en el caso de estudio (Proyecto UPME), fue implementado durante todas las pruebas hechas al transformador de potencia y cuyos resultados (datos adquiridos) se encuentran en los anexos de este documento.

### 4.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

- Hacer la prueba para cada una de las configuraciones, como se muestra a continuación, aplicando los voltajes de prueba según la tabla 4.





**Figura 46.** Conexiones empleadas durante la prueba.

- Tomar el dato hasta que se registre un valor constante durante 15 segundos. En caso de que la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse, interrumpir la prueba inmediatamente.
- Anotar resultados obtenidos en el formato de prueba.

**Tabla 10.** Formato para Resistencia de Aislamiento.

<b>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO</b>						
<b>Equipo Utilizado para la prueba</b>						
<b>Descripción</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Modelo – Serie No.</b>		<b>Fecha de la última calibración</b>		
<b>2.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (Medida en GΩ, Inyección de 5000 VDC*10 min.).</b>						
<b>Tiempo</b>	<b>ALTA – TIERRA</b>		<b>BAJA – TIERRA</b>		<b>ALTA – BAJA</b>	
	Medido	@20 °C	Medido	@20 °C	Medido	@20 °C
<b>30''</b>						
<b>1'</b>						
<b>2'</b>						
<b>3'</b>						
<b>4'</b>						
<b>5'</b>						
<b>6'</b>						
<b>Ip.</b>						
<b>Ia.</b>						
<b>Condiciones Climáticas:</b>			<b>Temperatura: °C</b>		<b>Humedad: %</b>	
NOTA: Ip= Índice de polarización (10'/1'), Ia= Índice de absorción (1'/30''), reporte de pruebas sacado de equipo MEGGER						

*Este formato es diseñado y utilizado por Siemens S.A.*

- Al finalizar la prueba, aterrizar las conexiones por un periodo suficiente para liberar carga que haya quedado atrapada.

## 4.2 FACTOR DE POTENCIA

Siemens cuenta con un equipo especial, llamado CPC100, para la ejecución de esta prueba, la cual se puede implementar con diferentes conexiones (modos de prueba) como se muestra a continuación:

Modos de prueba

- UST (CHL)

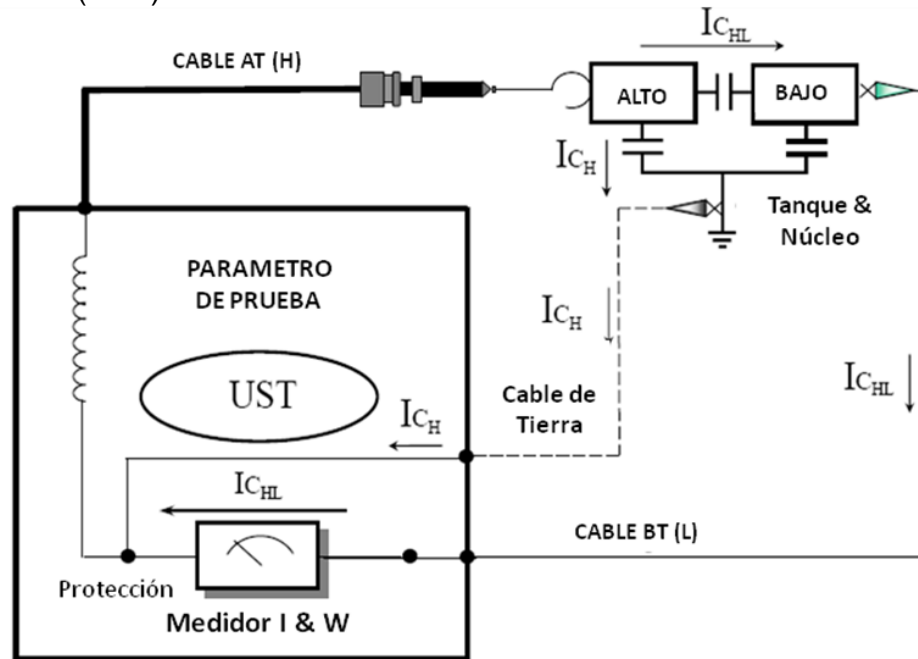


Figura 47. Conexión del CPC100 para modo UST.

- GST (CH)

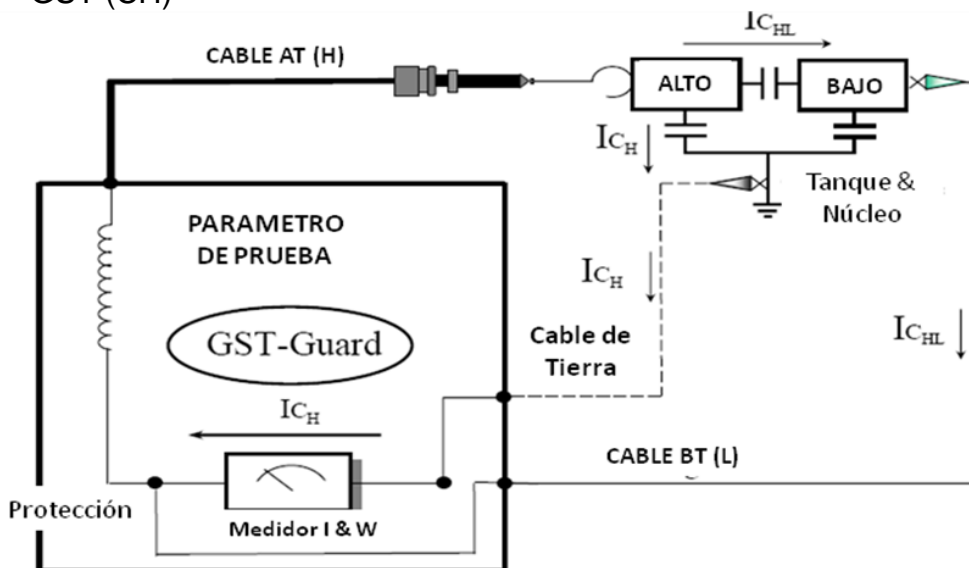


Figura 48. Conexión del CPC100 para modo GAR.

- GND (CHL+CH)

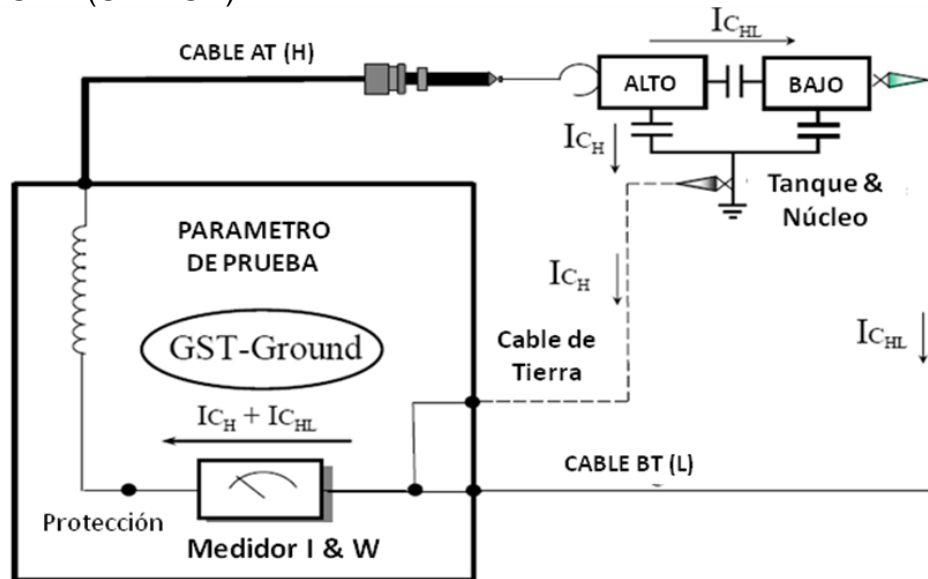


Figura 49. Conexión del CPC100 para modo GND.

Por lo que este procedimiento consta en la implementación de cada una de las conexiones y la ejecución de comandos respectivos del CPC100 para la ejecución de la prueba (ver anexos).

Los datos obtenidos son almacenados por el equipo el cual genera un archivo del cual se imprimen los valores medidos durante la prueba y se da una valoración a los resultados.

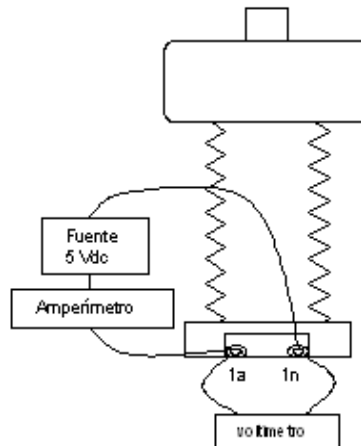
A parte del formato entregado por el software del equipo, el siguiente formato puede ser utilizado para el registro manual de los datos obtenidos por el equipo.

Tabla 11. Formato para Factor de Potencia.

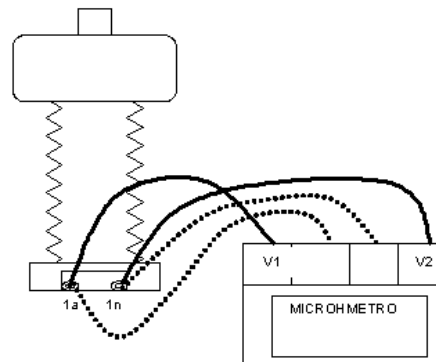
FACTOR DE POTENCIA							
Equipo Utilizado para la prueba							
Descripción	Fabricante	Modelo Serie No.	Fecha de la última calibración				
INTERRUPTOR ABIERTO (Medida en % factor de potencia inyección de 10 kV.)							
FASE	TENSION INYECTADA (kV)	CORRIENTE (mA)	POTENCIA (Watts)	F.P. (%) @ 20 °C	CAPACITANCIA (pF)	TEMP. (°C)	HUMED. (%)
A - C1	10						
A - A1	10						
B - C1	10						
B - A1	10						
C - C1	10						
C - A1	10						
CONDICIONES DEL CLIMA:							
NOTA: C1=Cámara de extinción de arco, A1=Aislador de soporte.							

### 4.3 RESISTENCIA DEVANADOS

- Realizar las conexiones que se muestran a continuación para cada devanado
- Anotar resultados



**Figura 50.** Determinación de la resistencia secundaria.



**Figura 51.** Determinación de la resistencia de los devanados.

### 4.4 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)

Una ventaja que presenta el CPC100 en esta prueba, es de llevar el detector DET ( $TTR = R/R1$ ) al balance para tomar la lectura correspondiente a la posición del tap.

- Realice la conexión del CPC100 con el transformador como lo describe la figura 52.

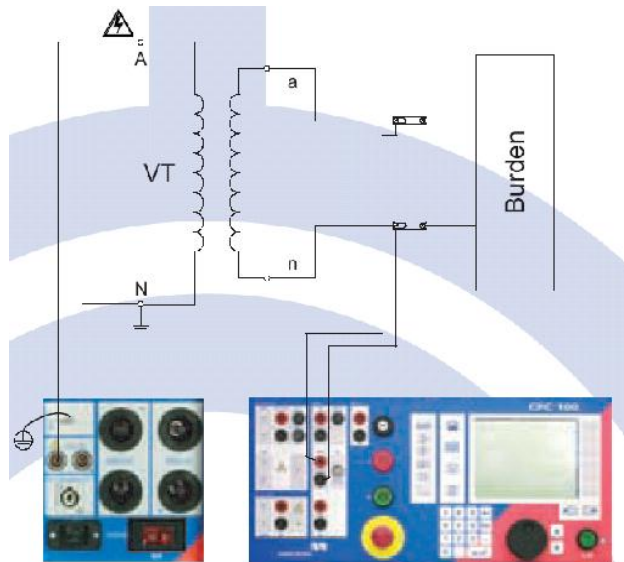


Figura 52. Conexión del CPC100 para prueba TTR.

- Registre los datos para cada posición del tag en el formato.

Al igual que en todas las pruebas en el que SIEMENS implementa el CPC100, también se usa un formato para el registro manual de los datos obtenidos por el CPC100.

Tabla 12. Formato para Relación de Transformación.

RELACIÓN DE TRANSFORMACION							
Equipo Utilizado para la prueba							
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.			Fecha de la última calibración		
RELACION DE TRANSFORMACION ALTA – BAJA							
TAP	RELACION DE PLACA	MEDIDA 1U	MEDIDA 1V	MEDIDA 1W	% ERROR 1U	% ERROR 1V	% ERROR 1W
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
Reporte de pruebas emitido por equipo digital OMICRON-CPC 100-CP TD1.					APLICA <input type="checkbox"/>		NO APLICA <input type="checkbox"/>

utilizado por Siemens S.A.

## 4.5 POLARIDAD Y DIAGRAMA FASORIAL

La prueba de polaridad consiste en los siguientes pasos:

1. Seleccione cualquier devanado de alto voltaje y empléelo como bobina de referencia.
2. Conecte una punta de una Terminal de la bobina de referencia con una de cualquier otro devanado de polaridad desconocida.
3. Identifique a la otra terminal de la bobina de referencia con un punto de polaridad (instantáneamente positiva).
4. Conecte un voltímetro de C.A. en su escala de mayor voltaje de la Terminal con punto de la bobina de referencia a otra Terminal de la bobina de polaridad instantánea conocida.
5. Aplique voltaje nominal o menor, a la bobina de referencia.
6. Anote el voltaje a través de la bobina de referencia  $V_r$  y el voltaje de prueba  $V_t$  entre las bobinas.
7. Si el voltaje de prueba  $V_t$  es mayor que  $V_r$ , la polaridad es aditiva y identifique el punto en la bobina que se prueba
8. Si el voltaje de prueba es menor que  $V_r$ , la polaridad es sustractiva, identifique los puntos de la bobina que se prueba
9. Identifique H1 a las terminales con los puntos de la bobina de referencia, y a la terminal conjunto de la bobina que se prueba con X1, o cualquier identificación.
10. Repita los pasos de 2 al 9 con los restantes devanados del transformador.

### Diagrama fasorial

1. Dibuje una circunferencia.
2. Divida la circunferencia en 12 partes iguales cada una de  $30^\circ$ .
3. La posición de  $0^\circ$  a  $360^\circ$  se inicia con el primer buje (H1).
4. Asigne las posiciones de H2 y H3 desfasadas  $120^\circ$ .
5. Luego sume a la posición  $0^\circ$  las posiciones de desfasaje de la conexión a probar y asigne X1.
6. Asigne las posiciones de X2 y X3 desfasadas  $120^\circ$ .
7. Evalúe que fases están paralelas y asigne polaridades.

## 5. CASO DE ESTUDIO: PROYECTO UPME. TRANSFORMADOR DE 500KV, SUBESTACIÓN BOLÍVAR

El proyecto consta del diseño y construcción de una subestación ubicada en el municipio de Santa Rosa – Bolívar. El caso de estudio se muestra enfocado al montaje, pruebas y puesta en servicio de un transformador de potencia de 500kV/450MVA, el cual consta de tres transformadores monofásicos (Fase A, Fase B y Fase C) y un transformador monofásico de reserva para el mantenimiento o falla de alguna de las tres fases. Cada uno estos transformadores tiene las siguientes especificaciones:

**Tabla 13.** Especificaciones de transformadores.

ESPECIFICACIÓN DEL EQUIPO				
ESPECIFICACIÓN	VALOR			UNIDAD
	OANAN	ONAF1	ONAF2	
POTENCIA NOMINAL	90000	120000	150000	KVA
TENSIÓN MAX. DEL SISTEMA	253000			V
CANTIDAD DE FASES	1			1
GRUPO DE CONEXIÓN	YN, ao, d1			(EIC)
VOLTAJE NOMINAL A.T.	500000			V
DERIVACIONES A.T.	21			%
FRECUENCIA	60			Hz
CORRIENTE NOMINAL A.T.	519.6 / 1180.9 / 1449.3			A
METODO DE REFRIGERACION	ONAN – ONAF1 – ONAF2			
CLASE DE AISLAMIENTO	NAFTENICO / NINAS / NITRO 10GBN			ACEITE
ALTURA DE INSTALACION	100			Msnm
TEMP. DE INSTALACIÓN	MINIMA	MEDIA	MAXIMA	°C
	14	30	42	

### 5.1 PRUEBAS REALIZADAS

Las pruebas realizadas en el transformador se encuentran esquematizadas como se muestra a continuación:

- Autotransformador Fase A
- Autotransformador Fase B
- Autotransformador Fase C
- Autotransformador Fase de reserva
- Pararrayos, lado 220kV
- Pararrayos, lado 34.5kV
- Pararrayos, lado 500kV
- Pruebas iniciales a Bujes
- Transformadores de corriente tipo buje, lado 220kV
- Transformadores de corriente tipo buje, lado 34.5kV
- Transformadores de corriente tipo buje, lado 500kV



Sin embargo, por alcance de este documento, solo serán mostrados los resultados referentes a las pruebas ya mencionadas previamente, es decir, a los autotransformadores de cada fase. Además, cabe resaltar que estas pruebas fueron realizadas por medio de un equipo especial llamado OMICRON CPC-100 cuyos resultados se detallan en los anexos.

### Autotransformadores

Con la diferencia de los resultados presentados en los anexos, en los cuales se distinguen cada uno de los 4 autotransformadores, las hojas de resultados para cada una de las pruebas de los 4 autotransformadores presentan el mismo formato que se muestra a continuación:

**Tabla 14.** Formato Inspección visual.

<b>INSPECCION VISUAL</b>			
<b>Elemento</b>	<b>Estado</b>	<b>Elemento</b>	<b>Estado</b>
Bujes	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado	Válvulas de aceite	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado
Tanque de expansión	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado	Cambiador de tomas	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado
Cuba	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado	Medidores de temperatura	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado
Puesta a tierra	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado	Instalación de relés	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado
Ventiladores	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado	Radiadores	<input checked="" type="checkbox"/> Buen estado <input type="checkbox"/> Mal estado

**Tabla 15.** Formato Resistencia de Aislamiento del Núcleo.

<b>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO</b>			
<b>Equipo Utilizado para la prueba</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Modelo – Serie No.</b>	<b>Fecha de la última calibración</b>
MEGGER	METREL	MI 2077 - 15023266	31-07-2006
<b>2.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NUCLEO (Medida en GΩ, Inyección de 500 VDC*1 minuto).</b>			
<b>NÚCLEO AT ENTRE</b>	<b>MEDIDO</b>	<b>TEMPERATURA °C</b>	<b>HUMEDAD %</b>
NÚCLEO - TIERRA			
NÚCLEO - (VIGA + TIERRA)			
VIGA - (NÚCLEO + TIERRA)			
<b>2.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NUCLEO AUXILIAR (Medida en GΩ, Inyección de 500 VDC*1 minuto).</b>			
<b>ENTRE</b>	<b>MEDIDO</b>	<b>TEMPERATURA °C</b>	<b>HUMEDAD %</b>
NUCLEO - TIERRA			
<b>CONDICIONES DEL CLIMA:</b>			

**Tabla 16.** Formato Resistencia de Aislamiento Devanado.

<b>RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEVANADO.</b>						
Equipo Utilizado para la prueba						
Descripción	Fabricante		Modelo – Serie No.		Fecha de la última calibración	
MEGGER	METREL		MI 2077 - 15023266		31-07-2006	
<b>3.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (Medida en GΩ, Inyección de 5000 VDC*10 min.).</b>						
Tiempo	ALTA / BAJA - TIERRA		TERCIARIO – TIERRA		ALTA / BAJA - TERCIARIO	
	Medido	@ 20 °C	Medido	@ 20 °C	Medido	@ 20 °C
30''						
1'						
2'						
3'						
4'						
5'						
6'						
7'						
8'						
9'						
10'						
la.						
lp.						
<b>CONDICIONES DEL CLIMA:</b>						

Formato Relación de Transformación (Ver anexos 6.2.1.2.1, 6.2.2.2.1, 6.2.3.2.1 y 6.2.4.2.1 para prueba en autotransformador fase A, B, C y de reserva respectivamente)

**Tabla 17.** Formato Relación de Transformación.

<b>RELACIÓN DE TRANSFORMACION</b>			
Equipo Utilizado para la prueba			
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.	Fecha de la última calibración
ANALIZADOR DE POTENCIA	OMICRON	CPC 100 – GC816K	27-06-2006
<b>4.1 RELACION DE TRANSFORMACION ALTA – BAJA 500/230 kV</b>			
<b>4.2 RELACION DE TRANSFORMACION ALTA – TERCIARIO 500/34.5 kV</b>			
<b>4.3 RELACION DE TRANSFORMACION BAJA – TERCIARIO 220 / 34.5 kV</b>			

Reporte de pruebas emitido por equipo digital OMICRON-CPC 100.	APLICA	<input checked="" type="checkbox"/>	NO APLICA <input type="checkbox"/>
--	--------	-------------------------------------	---------------------------------------

Formato Resistencia de los Devanados (Ver anexos 6.2.1.2.2, 6.2.2.2.2, 6.2.3.2.2 y 6.2.4.2.2 para prueba en autotransformador fase A, B, C y de reserva respectivamente)

**Tabla 18.** Formato Resistencia de los Devanados.

<b>RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS</b>			
Equipo Utilizado para la prueba			
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.	Fecha de la última calibración
ANALIZADOR DE POTENCIA	OMICRON	CPC 100 – GC816K	27-06-2006
5.1 RESISTENCIA DE DEVANADOS DE ALTA TENSION H1-X1 (Medida en m Ω)			
5.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS DE BAJA TENSION X1-HX0 (Medida en m Ω)			
5.3 RESISTENCIA DE DEVANADOS DEL TERCARIO Y1-Y2 (Medida en m Ω)			
Reporte de pruebas emitido por equipo digital OMICRON-CPC 100.	APLICA	<input checked="" type="checkbox"/>	NO APLICA <input type="checkbox"/>

Formato Factor de Potencia y Capacitancia de Devanados (Ver anexos 6.2.1.2.3, 6.2.2.2.3, 6.2.3.2.3 y 6.2.4.2.3 para prueba en autotransformador fase A, B, C y de reserva respectivamente)

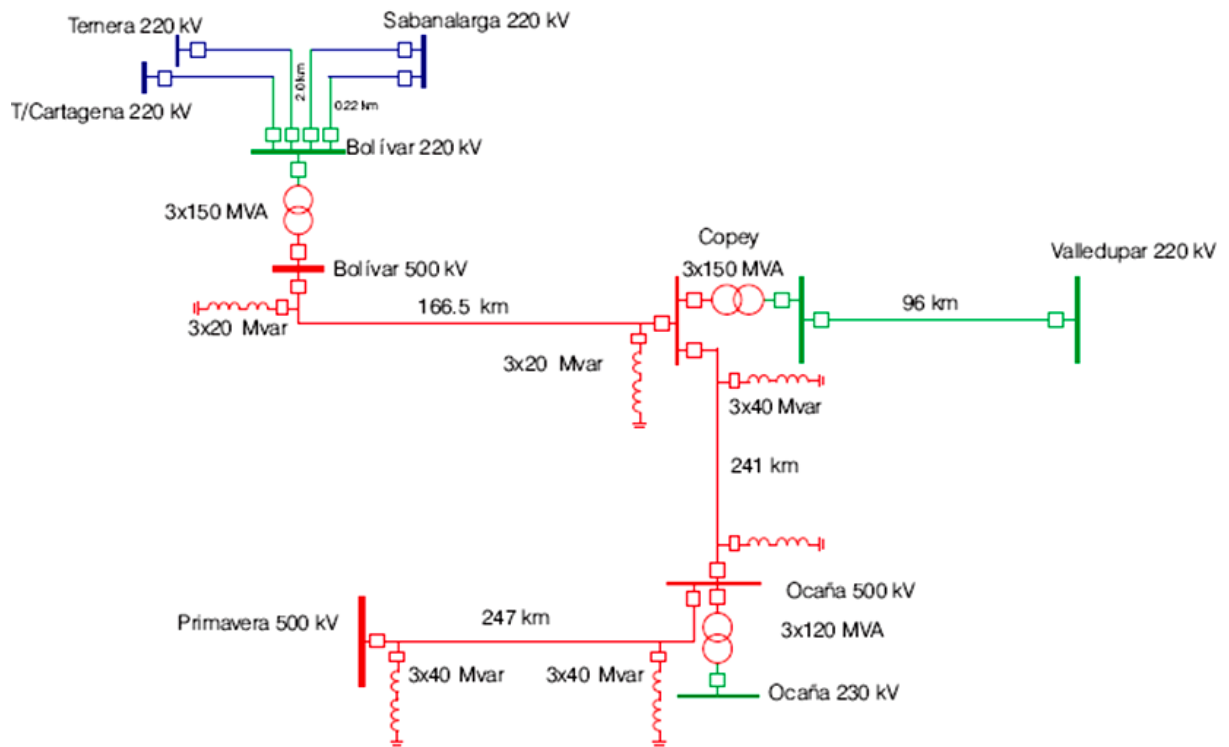
**Tabla 19.** Formato Factor de Potencia y Capacitancia de Devanados.

<b>FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA DE DEVANADOS</b>			
Equipo Utilizado para la prueba			
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.	Fecha de la última calibración
ANALIZADOR DE POTENCIA	OMICRON	CPC100-TD1/ GC816K-CJ280G	27-06-2006 / 17-05-2006
6.1 CAPACITANCIA Y TANGENTE DELTA DE DEVANADOS (Medida en % factor de potencia)			
CONDICIONES DEL CLIMA: SOLEADO.			
NOTA: CH= Devanados de alta, CL= Devanado baja, GND= Tierra.			
Reporte de pruebas emitido por equipo digital OMICRON-CPC 100-CP TD1.	APLICA	<input checked="" type="checkbox"/>	NO APLICA <input type="checkbox"/>

## 5.2 PUESTA EN SERVICIO

Previamente a la energización de componentes hay que realizar una verificación de conexiones y protecciones en cada uno de los nuevos equipos y líneas de transmisión entre las subestaciones Sabanalarga y BOLÍVAR 220kV, según lo estipulado en la Tabla 33, BOLÍVAR y Termocartagena 220kV, BOLÍVAR y Ternera 220kV, y el Autotransformador de potencia 500/220KV, según lo estipulado en las Tablas 30, 31 y 32 y la línea Copey – Bolívar 500kV, según lo estipulado en la Tabla 34.

Las Tablas de verificación 30, 31, 32, 33 y 34 fueron suministradas por Siemens S.A. las cuales fueron utilizadas de la misma forma para la verificación de líneas de transmisión Sabanalarga y Copey y subestaciones asociadas Termocartagena y Bolívar.



**Figura 53.** Diagrama unifilar de anillo 500kV.

Las recomendaciones que surjan de la aplicación de este protocolo durante la energización, deberán comunicarse a las dependencias de ISA y Siemens S.A., para tenerlas en cuenta en futuras energizaciones.

Los protocolos de energización forman parte de los requisitos para la conexión de una subestación a la red del Sistema de Transmisión Colombiano. El protocolo de energización servirá de apoyo para desarrollar las pruebas de puesta en servicio de la subestación BOLÍVAR cumpliendo con los criterios para la entrada en operación de la misma.

Para la elaboración del protocolo se tomó como base los planos esquemáticos de la subestación elaborados por SIEMENS y el plan de consignaciones propuesto para la energización de las subestaciones. La energización de la SE Bolívar se realizará en cuatro etapas:

Etapa 1. Se energiza la línea Sabanalarga 2 – Bolívar, Barras de 220 kV SE Bolívar, Campo de Transferencia 220 kV SE Bolívar, Línea Bolívar – TermoCartagena y finalmente Autotransformador 220/500 kV SE Bolívar.

Etapa 2. Se energiza línea Sabanalarga 1 – Bolívar y línea Ternera - Bolívar 1.

Etapa 3. Se energiza el campo de 500 kV del ATR, Barras 500 kV SE Bolívar, Campo de transferencia 500 kV, Campo de Línea 500 kV, Campo de Reactores y finalmente Línea Copey – Bolívar 1.

Etapa 4. Se sincroniza la Línea Copey – Bolívar 1.

### 5.2.1 Siglas y Nomenclatura

**Tabla 20.** Siglas empleadas en el proyecto.

<b>SIGLA</b>	<b>DESCRIPCION</b>
CND	Centro Nacional de Despacho
CSM	Centro supervisión maniobras de ISA
PES	Puesta en servicio.
CTG	S/E Termocartagena.
BOL	S/E bolívar.
TER	S/E Ternera.
SAC	S/E Sabanalarga.
TRANSELCA	Transelca S.A. ESP
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP.

La nomenclatura usada en el proyecto para la identificación de sistemas, líneas, equipos y elementos está definida de acuerdo a la siguiente estructura:

XXX-X o XXXXX, cuando se refiere al equipo en una línea o al código con el cual el cliente lo identifica respectivamente.

Donde:

El primer carácter significa a la barra o nivel de tensión que está asociado.

Si es cinco (5) está asociado a la barra de 500 KV (Línea Copey)

Si es dos (2) está asociado a la barra de 220 KV (Línea subestaciones)

El segundo carácter significa Seccionamiento asociado

Si es A significa seccionamiento de campo de Autotrafo ya sea por interruptor o seccionador.

Si es L significa Seccionamiento de línea ya sea por interruptor o seccionador.

Si es M significa Seccionamiento de Acople de barras ya sea por interruptor o seccionador.

Si es R significa Seccionamiento de los reactores ya sea por interruptor o seccionador.

Del tercer al quinto carácter simplemente es un número de identificación cualquiera dado por el cliente en este caso TRANSELCA o ISA ejemplo.

Cuando se tiene un número seguido de un guion, por ejemplo 2-4 o 1-8, se refiere al numero de una línea completa, o al campo de acople completo.

Campo se refiere a todos los componentes que están en ese campo o línea, el seccionador, el interruptor, los relés de protección todo.

Cuando se tiene un número completo, por ejemplo 189, 201 o 162, se refiere al número específico del equipo dado por el cliente, es decir, es el número para referirse al equipo 189 y ya el cliente sabe que es el seccionador de puesta a tierra del campo de la línea 1-8.

Por ejemplo:

2L1-7, es la línea 1-7, que sale del barraje de 220 KV.

2M1-9, es toda la línea o campo del acople número 1-9, del lado de la barra de 220 KV.

2A2-4, es la línea del campo del autotrafo número 2-4, por el lado de la barra de 220 KV.

Esta nomenclatura se encuentra complementada en el anexo 6.3, en el cual se describe la simbología y la estructura con la cual se identifican los elementos de la subestación.

### **5.2.2 Consideraciones generales para la ejecución de maniobras**

Los comandos sobre los equipos de potencia en la subestación Bolívar se ejecutarán desde la interfase hombre – máquina IHM ubicada en la sala de control de la subestación Bolívar, excepto las cuchillas de puesta a tierra las cuales serán comandadas localmente.

En el CSM deberá estar un operador de ISA el cual coordinará las maniobras de apertura y cierre de los equipos involucrados. Los mandos de apertura o cierre sobre los equipos de potencia serán posibles luego de cumplirse todas las condiciones de enclavamiento y su ejecución siempre deberá realizarse en coordinación con el operador de la subestación.

ISA comenzará sus maniobras de energización en la S/E Bolívar, después de tener tensión en la línea Sabanalarga 1 - Bolívar. El CSM siempre deberá recibir confirmación de la ejecución del mando enviado y de la posición final de los equipos de corte por parte del Ingeniero de Control de la subestación Bolívar.

### **5.2.3 Herramientas y equipos**

Es importante disponer de los siguientes equipos y herramientas durante la energización en las subestaciones, TERMOCARTAGENA, BOLÍVAR y SABANALARGA, para poder realizar la medición de todos los parámetros requeridos en este proceso:

- Multímetros, Probador de alta tensión
- Secuencímetro

- Herramienta menor (destornilladores, pinzas, pelacables, alicates etc.)
- Radios de comunicación, Teléfonos celulares y directos
- Elementos de seguridad personal (cascos, botas, gafas etc.)
- Megger
- Equipo ómicron
- Pinza de corriente
- Cables de pruebas y conectores
- Torquímetro
- Juego de copas
- Barreras de seguridad
- Extintores
- Camilla y equipo de primeros auxilios
- Cinta de seguridad y vehículo de seguridad disponible

#### 5.2.4 Medidas de seguridad

Se deben tomar todas las precauciones e implementar las medidas de seguridad para evitar cualquier posible accidente o para actuar rápidamente en caso que se presente alguno.

**Tabla 21.** Medidas de seguridad.

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>
Delimitar el patio de la subestación con una cinta plástica reflectiva.	<input checked="" type="checkbox"/>
Realizar una reunión general de coordinación en el momento previo a la energización, para informar a todos los participantes los procedimientos a seguir.	<input checked="" type="checkbox"/>
Ubicar los equipos de extinción de incendios portátiles cargados.	<input checked="" type="checkbox"/>
Ubicar todas las personas a distancia prudencial de los equipos a ser maniobrados.	<input checked="" type="checkbox"/>
Ubicar los vehículos con rápido acceso a la puerta de salida	<input checked="" type="checkbox"/>
Tener a mano número de teléfonos de hospitales o centros de atención médica cercanos a la subestación en caso de requerir atención inmediata ante cualquier emergencia.	<input checked="" type="checkbox"/>
Definir el medio de comunicación entre los diferentes grupos de trabajo	<input checked="" type="checkbox"/>
Verificar visualmente el estado de todas las conexiones de alta tensión	<input checked="" type="checkbox"/>
Verificar la ausencia de objetos extraños tales como escaleras, puestas a tierra provisionales, herramientas de montaje, etc.	<input checked="" type="checkbox"/>
Solicitar autorización al CND para iniciar el protocolo de energización	<input checked="" type="checkbox"/>

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>
Verificar con responsable de los trabajos en las líneas que no existan tierras portátiles instaladas ni personas trabajando previo a la energización.	<input checked="" type="checkbox"/>



### 5.2.5 Diagrama unifilar de la subestación

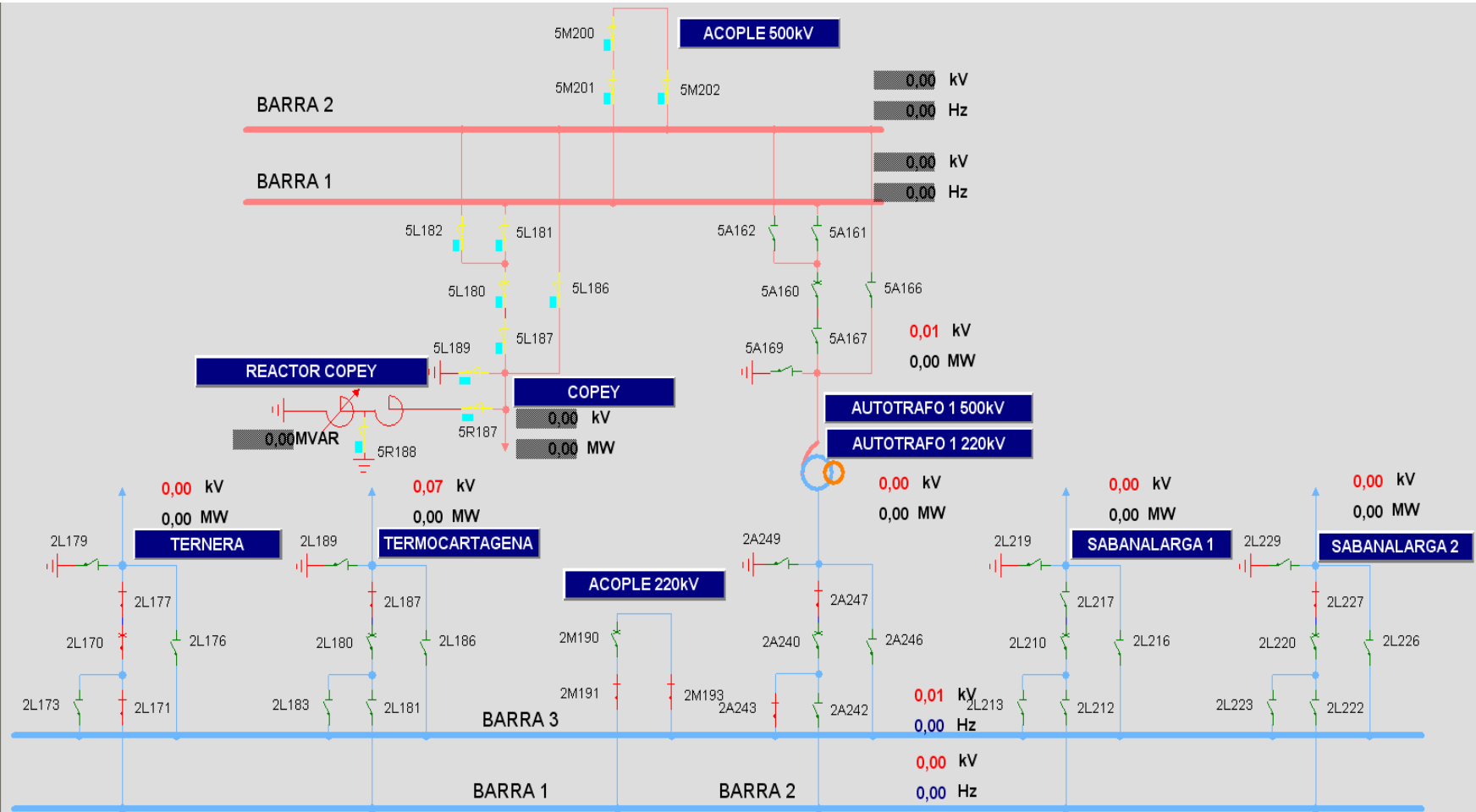


Figura 54. Diagrama unifilar de la subestación Bolívar.

## 5.2.6 ETAPA 1

### 5.2.6.1 Nomenclatura operativa

Tabla 22. Nomenclatura operativa ETAPA 1.

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>CAMPO</b>
=2A2-4	CAMPO de autotransformador
=2M1-9	CAMPO de transferencia
=2L1-7	CAMPO de línea Ternera 1
=2L1-8	CAMPO de línea Termocartagena 1
=2L2-1	CAMPO de línea Sabanalarga 1
=2L2-2	CAMPO de línea Sabanalarga 2
=5L1-8	CAMPO de línea Copey 1
=5M2-0	CAMPO de transferencia
=5A1-6	CAMPO de autotransformador 500/220 kV
=5R1-8	CAMPO del reactor línea Copey 1
=ATR1 500/220kV	Autotransformador 500/220 kV
=RL1-8	Reactor de línea Copey 500 kV

Para los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

Tabla 23. Nomenclatura para equipos ETAPA 1.

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>EQUIPO</b>
-2L171	Seccionador de barra 1 línea Ternera 1
-2L173	Seccionador de barra 3 línea Ternera 1
-2L176	Seccionador de transferencia línea Ternera 1
-2L170	Interruptor línea Ternera 1
-2L177	Seccionador de línea, línea Ternera 1
-2L179	Cuchilla de puesta a tierra, línea Ternera 1
-2L181	Seccionador de barra 1 línea Termocartagena 1
-2L183	Seccionador de barra 3 línea Termocartagena 1
-2L186	Seccionador de transferencia línea Termocartagena 1
-2L180	Interruptor línea Termocartagena 1
-2L187	Seccionador de línea, línea Termocartagena 1
-2L189	Cuchilla de puesta a tierra, línea Termocartagena 1
-2L212	Seccionador de barra 1 línea Sabanalarga 1
-2L213	Seccionador de barra 3 línea Sabanalarga 1
-2L216	Seccionador transferencia línea Sabanalarga 1
-2L210	Interruptor línea Sabanalarga 1
-2L217	Seccionador de línea, línea Sabanalarga 1

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>EQUIPO</b>
-2L219	Cuchilla de puesta a tierra, línea Sabanalarga 1
-2L223	Seccionador de barra 3 línea Sabanalarga 2
-2L222	Seccionador de barra 1 línea Sabanalarga 2
-2L226	Seccionador transferencia línea Sabanalarga 2
-2L220	Interruptor línea Sabanalarga 2
-2L227	Seccionador de línea, línea Sabanalarga 2
-2L229	Cuchilla de puesta a tierra, Sabanalarga 2
-2A242	Seccionador de barra 1 autotransformador
-2A243	Seccionador de barra 3 autotransformador
-2A246	Seccionador transferencia autotransformador
-2A240	Interruptor del autotransformador lado 220 kV
-2A247	Seccionador de derivación campo autotransformador
-2A249	Cuchilla de puesta a tierra, campo autotransformador
-2M191	Seccionador de barra 1 campo de transferencia
-2M190	Interruptor campo de transferencia
-2M193	Seccionador de barra 3 campo de transferencia
-5L181	Seccionador de barra 1 línea Copey 1
-5L182	Seccionador de barra 2 línea Copey 1
-5L186	Seccionador de transferencia línea Copey 1
-5L180	Interruptor línea Copey 1
-5L187	Seccionador de línea, línea Copey 1
-5L189	Cuchilla de puesta a tierra, línea Copey 1
-5R187	Seccionador reactor de línea Copey 1
-5R188	Cuchilla rápida de puesta a tierra
-5M201	Seccionador de barra 1 campo de transferencia
-5M200	Interruptor campo de transferencia
-5M202	Seccionador de barra 2 campo de transferencia
-5A161	Seccionador de barra 1 autotransformador
-5A162	Seccionador de barra 2 autotransformador
-5A166	Seccionador de transferencia campo autotransformador
-5A160	Interruptor autotransformador
-5A167	Seccionador de derivación, campo autotransformador
-5A169	Cuchilla de puesta a tierra, campo autotransformador
-2L1-8 (Lin 832)	Línea Bolívar –Termocartagena 1
-2L2-2 (Lin 831)	Línea Bolívar – Sabanalarga 2
-2L1-7 (Lin 813)	Línea Bolívar – Ternera 1
-2L2-1 (Lin 811)	Línea Bolívar – Sabanalarga 1

### 5.2.6.2 Procedimiento general para la energización ETAPA 1

A continuación se describe el procedimiento general para la energización de la subestación BOLÍVAR 500/220/34.5 kV y las líneas asociadas a la subestación.

- Tensionar línea =2L2-2 (Lin 831) Sabanalarga 2 - Bolívar 220 KV (Interruptor propio 2L220 Abierto).
- Chequear medidas de tensión en ambos extremos.
- Energizar barra 1 cerrando interruptor propio -2L220.
- Chequear medidas de tensión en barras.
- Tensionar línea =2L1-8 (Lin 832) Termocartagena 1 - Bolívar 220 KV
- Chequear medidas de tensión en ambos extremos.
- Sincronizar con interruptor -2L180, líneas Sabanalarga 2 y Termocartagena 1 con barra 1 en Bolívar.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones Bolívar, Sabanalarga y Termocartagena.
- Abrir línea Bolívar 1 en Termocartagena.
- Medir tensiones en Bolívar y Termocartagena.
- Abrir línea Termocartagena en Bolívar.
- Cerrar línea Termocartagena en Bolívar con interruptor propio.
- Medir tensiones en Bolívar y Termocartagena.
- Sincronizar en Termocartagena.
- Abrir línea Bolívar 2 en Sabanalarga.
- Medir tensiones en Bolívar y Sabanalarga.
- Abrir línea Sabanalarga 2 en Bolívar.
- Cerrar línea Sabanalarga 2 en Bolívar con interruptor propio.
- Medir tensiones en Bolívar y Sabanalarga.
- Sincronizar en Sabanalarga.
- Hacer transferencia de línea Sabanalarga 2 a barra 3. Cierre interruptor -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones Bolívar, Sabanalarga y Termocartagena.
- Devolver línea Sabanalarga 2 a interruptor propio -2L220.
- Abrir interruptor -2L220.
- Sincronizar línea Bolívar – Sabanalarga 2 con interruptor de acople -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones Bolívar, Sabanalarga y Termocartagena.
- Devolver línea Sabanalarga 2 a interruptor propio -2L220.
- Hacer transferencia de línea Termocartagena 1 a barra 3. Cierre interruptor -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en subestaciones BOLÍVAR, Sabanalarga y Termocartagena.

- Devolver línea Termocartagena 1 a interruptor propio -2L180.
- Abrir interruptor -2L180.
- Sincronizar línea Bolívar – Termocartagena 1 con interruptor de acople -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones BOLÍVAR, Sabanalarga y Termocartagena.
- Devolver línea Termocartagena 1 a interruptor propio -2L180.
- Conectar campo autotransformador lado de 220 kV a barra 1 cerrando interruptor propio -2A240.  
Verificar las corrientes de restricción diferencial  
Verificar temperatura en transformador.  
Verificar posición de taps cambiador de tomas  
Verificar medidas de tensión.
- El autotransformador se encuentra en vacío.
- Energizar barra de SSAA 208 Vac esenciales.
- Hacer seguimiento al autotransformador y transformador ZIG-ZAG de servicios auxiliares por 24 horas.
- Hacer transferencia de campo de autotransformador lado 220 kV a barra 3. Cierre interruptor -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones BOLÍVAR, Sabanalarga y Termocartagena.
- Devolver campo de autotransformador lado 220 kV a interruptor propio -2A240.
- Efectuar pruebas de transferencia automática de SS.AA 208 VAC

## 5.2.7 ETAPA 2

### 5.2.7.1 Nomenclatura operativa

Tabla 24. Nomenclatura operativa ETAPA 2.

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>CAMPO</b>
=2A2-4	CAMPO de autotransformador 220 kV
=2M1-9	CAMPO de acople 200 kV
=2L1-7	CAMPO de línea Ternera 1
=2L1-8	CAMPO de línea Termocartagena 1
=2L2-1	CAMPO de línea Sabanalarga 1
=2L2-2	CAMPO de línea Sabanalarga 2
=ATR1 500/220/34.5 kV	Autotransformador 500/220/34.5 kV

Para los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

**Tabla 25.** Nomenclatura para equipos ETAPA 2.

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>EQUIPO</b>
-2L171	Seccionador de barra 1 línea Ternera 1
-2L173	Seccionador de barra 3 línea Ternera 1
-2L176	Seccionador de transferencia línea Ternera 1
-2L170	Interruptor línea Ternera 1
-2L177	Seccionador de línea, línea Ternera 1
-2L179	Cuchilla de puesta a tierra, línea Ternera 1
-2L181	Seccionador de barra 1 línea Termocartagena 1
-2L183	Seccionador de barra 3 línea Termocartagena 1
-2L186	Seccionador de transferencia línea Termocartagena 1
-2L180	Interruptor línea Termocartagena 1
-2L187	Seccionador de línea, línea Termocartagena 1
-2L189	Cuchilla de puesta a tierra, línea Termocartagena 1
-2L212	Seccionador de barra 1 línea Sabanalarga 1
-2L213	Seccionador de barra 3 línea Sabanalarga 1
-2L216	Seccionador transferencia línea Sabanalarga 1
-2L210	Interruptor línea Sabanalarga 1
-2L217	Seccionador de línea, línea Sabanalarga 1
-2L219	Cuchilla de puesta a tierra, línea Sabanalarga 1
-2L222	Seccionador de barra 1 línea Sabanalarga 2
-2L223	Seccionador de barra 3 línea Sabanalarga 2
-2L226	Seccionador transferencia línea Sabanalarga 2
-2L220	Interruptor línea Sabanalarga 2
-2L227	Seccionador de línea, línea Sabanalarga 2
-2L229	Cuchilla de puesta a tierra, Sabanalarga 2
-2A242	Seccionador de barra 1 ATR 01 220 kV
-2A243	Seccionador de barra 3 ATR 01 220 kV
-2A246	Seccionador transferencia ATR 01 200 kV
-2A240	Interruptor ATR 01 lado 220 kV
-2A247	Seccionador de derivación ATR 01 220 kV
-2A249	Cuchilla de puesta a tierra ATR 01 220 kV
-2M191	Seccionador de barra 1 acople 220 kV
-2M190	Interruptor acople 220 kV
-2M193	Seccionador de barra 3 acople 220 kV
-2L1-8 (LN-832)	Línea Bolívar –Termocartagena 1
-2L2-2 (LN-831)	Línea Bolívar – Sabanalarga 2
-2L1-7 (LN-813)	Línea Bolívar – Ternera 1
-2L2-1 (LN-811)	Línea Bolívar – Sabanalarga 1

### 5.2.7.2 Procedimiento general para la energización ETAPA 2

A continuación se describe el procedimiento general para la energización de la subestación BOLÍVAR 500/220/34.5 kV y las líneas asociadas a la subestación.

- Tensionar Línea =2L2-1 (LN-811) Sabanalarga 1 - Bolívar 220 KV (Interruptor propio 2L210 Abierto)
- Chequear medidas de tensión en ambos extremos.
- Sincronizar barra 1 cerrando interruptor propio -2L210.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones Bolívar y Sabanalarga.
- Tensionar línea =2L1-7 Ternera 1 - Bolívar 220 KV (Interruptor propio 2L170 Abierto)
- Chequear medidas de tensión en ambos extremos.
- Sincronizar con interruptor -2L170, (LN-813) línea Ternera 1 con barra 1 en Bolívar
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en Subestaciones Bolívar y Ternera.
- Abrir línea Ternera 1 en Ternera
- Medir tensiones en Bolívar y Ternera
- Sincronizar en Ternera
- Abrir línea Sabanalarga 1 en Sabanalarga
- Medir tensiones en Bolívar y Sabanalarga
- Sincronizar en Sabanalarga
- Realizar transferencia de línea Sabanalarga 1 a barra 3. Cierre interruptor -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en subestaciones Bolívar y Sabanalarga
- Abrir interruptor de acople –2M190.
- Sincronizar línea Bolívar – Sabanalarga 1 con interruptor de acople - 2M190.
- Devolver línea Sabanalarga 1 a interruptor propio -2L210.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en subestaciones Bolívar y Sabanalarga.
- Hacer transferencia de línea Ternera 1 a barra 3. Cierre interruptor -2M190.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en subestaciones Bolívar y Ternera.
- Abrir interruptor de acople –2M190.
- Sincronizar línea Bolívar – Ternera 1 con interruptor 2M190.
- Devolver línea Ternera 1 a interruptor propio -2L170.
- Chequear medidas de tensión, corriente y potencia en circuitos en subestaciones Bolívar y Ternera.

## 5.2.8 ETAPA 3

### 5.2.8.1 Nomenclatura operativa

Tabla 26. Nomenclatura operativa ETAPA 3.

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>CAMPO</b>
=2A2-4	CAMPO de autotransformador 220 kV
=5L1-8	CAMPO de línea Copey 1 500 kV
=5M2-0	CAMPO de transferencia 500 kV
=5A1-6	CAMPO de autotransformador 500kV
=5R1-8	CAMPO del reactor línea Copey 1 500 kV
=ATR1 500/220kV	Autotransformador 500/220/34.5 kV
=RL1-8	Reactor de Línea Copey 500 kV

Para los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

Tabla 27. Nomenclatura para equipos ETAPA 3.

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>EQUIPO</b>
-5L181	Seccionador de barra 1 línea Copey 1
-5L182	Seccionador de barra 2 línea Copey 1
-5L186	Seccionador de transferencia línea Copey 1
-5L180	Interruptor línea Copey 1
-5L187	Seccionador de línea, línea Copey 1
-5L189	Cuchilla de puesta a tierra, línea Copey 1
-5R187	Seccionador reactor de línea Copey 1
-5R188	Cuchilla rápida de puesta a tierra
-5M201	Seccionador de barra 1 campo de transferencia
-5M200	Interruptor de transferencia
-5M202	Seccionador de barra 2 campo de transferencia
-5A161	Seccionador de barra 1 autotransformador 500 kV
-5A162	Seccionador de barra 2 Autotransformador 500 kV
-5A166	Seccionador de transferencia campo Autotransformador 500 kV
-5A160	Interruptor Autotransformador 500 kV
-5A167	Seccionador de derivación, campo Autotransformador 500 kV
-5A169	Cuchilla de puesta a tierra, campo Autotransformador 500 kV



### 5.2.8.2 Procedimiento general para la energización ETAPA 3

A continuación se describe el procedimiento general para la energización de la Subestación BOLÍVAR 500/220/34.5 kV.

- Tensionar Barra 1 a 500 kV a través del campo del Autotransformador 500/220/34.5 kV.
- Chequear medidas de tensión en barras.
- Tensionar campo de línea Copey incluyendo el Reactor (en vacío)
- Hacer chequeos del Reactor según el Anexo No 11
- Chequear medidas de tensión.
- Hacer transferencia de línea Copey 1 a barra 2. Cierre interruptor - 5M190.
- Chequear medidas de Tensión
- Devolver campo de línea Copey a interruptor propio -5L180.
- Hacer transferencia de campo de Autotransformador lado 500 kV a barra 2.
- Chequear medidas de Tensión,.
- Devolver campo de autotransformador lado 500 kV a interruptor propio -5A160.
- Dejar energizada (con Reactor conectado) la Línea a Copey en vacío hasta la torre No. 345

### 5.2.9 ETAPA 4

#### 5.2.9.1 Nomenclatura operativa

Tabla 28. Nomenclatura operativa ETAPA 4.

NOMENCLATURA	CAMPO
=2A2-4	CAMPO de autotransformador 220 kV
=5L1-8	CAMPO de línea Copey 1 500 kV
=5M2-0	CAMPO de transferencia 500 kV
=5A1-6	CAMPO de autotransformador 500kV
=5R1-8	CAMPO del reactor línea Copey 1 500 kV
=ATR1 500/220kV	Autotransformador 500/220/34.5 kV
=RL1-8	Reactor de Línea Copey 500 kV

Para los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

Tabla 29. Nomenclatura para equipos.

NOMENCLATURA	EQUIPO
-5L181	Seccionador de barra 1 línea Copey 1

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>EQUIPO</b>
-5L182	Seccionador de barra 2 línea Copey 1
-5L186	Seccionador de transferencia línea Copey 1
-5L180	Interruptor línea Copey 1
-5L187	Seccionador de línea, línea Copey 1
-5L189	Cuchilla de puesta a tierra, línea Copey 1
-5R187	Seccionador reactor de línea Copey 1
-5R188	Cuchilla rápida de puesta a tierra
-5M201	Seccionador de barra 1 campo de transferencia
-5M200	Interruptor de transferencia
-5M202	Seccionador de barra 2 campo de transferencia
-5A161	Seccionador de barra 1 autotransformador 500 kV
-5A162	Seccionador de barra 2 Autotransformador 500 kV
-5A166	Seccionador de transferencia campo Autotransformador 500 kV
-5A160	Interruptor Autotransformador 500 kV
-5A167	Seccionador de derivación, campo Autotransformador 500 kV
-5A169	Cuchilla de puesta a tierra, campo Autotransformador 500 kV

#### **5.2.9.2 Procedimiento general para la energización ETAPA 4**

A continuación se describe el procedimiento general para la energización de la Subestación BOLÍVAR 500/220/34.5 kV.

- Tensionar Campo de Línea a través del interruptor propio 5L180 y Banco de Reactores 5R18 para energizar Línea Copey 500kV en subestación Bolívar.
- Chequear medidas de tensión en campo de Línea 5L18.
- Sincronizar Línea Copey – Bolívar, en SE Copey con interruptor 5L230.
- Hacer chequeos del Reactor.
- Chequear medidas de tensión.
- Abrir Línea Copey – Bolívar en SE Bolívar con interruptor propio 5L180.
- Chequear medidas de Tensión.
- Sincronizar Línea Copey – Bolívar en SE Bolívar con interruptor propio 5L180.
- Dejar energizada (con Reactor conectado) la Línea a Copey.

## 6. CONCLUSIONES

Las pruebas FAT brindan una información importante al permitir conocer y verificar los valores nominales con los que se diseñó un transformador por medio de pruebas controladas que no se pueden realizar en sitio y a partir de las cuales se determinan los parámetros eléctricos de las pruebas a las que será sometido a la hora de su instalación y puesta de en servicio, pruebas SAT. La tabla 13 muestra las especificaciones de cada uno de los tres autotransformadores por medio de las cuales se conocen sus características básicas y de las cuales se conocen los valores de tensión y corriente a los cuales puede ser sometido durante las pruebas como es la prueba de relación de transformación al conocer voltaje nominal del primario (500kV) y del secundario (220kV) y/o derivaciones (13.4kV).

La prueba de análisis de respuesta por barrido de frecuencia (SFRA) es una prueba muy completa frente a las demás a la hora de brindar información del estado inicial y las alteraciones que ha sufrido el transformador durante la operación. Por medio de esta prueba se pueden emplear estrategias de mantenimiento preventivo al comparar la respuesta del transformador cuando se instaló (huella dactilar) con la respuesta que presenta después de cierto tiempo y determinar por donde podría fallar el transformador próximamente de acuerdo a las frecuencias en las que se presenten diferencias considerable entre las dos respuestas.

Las pruebas SAT son pruebas complementarias a las FAT ya que al realizar las pruebas en sitio se permite verificar las características del transformador que se instalará en la subestación y a partir de sus resultados nos permiten comparar con los valores de fábrica.

Con base a los resultados obtenidos durante la prueba de relación de transformación (ver anexos 8.2.1.2.1, 8.2.2.2.1, 8.2.3.2.1 y 8.2.4.2.1) se puede apreciar que el transformador de potencia instalado regula el voltaje dentro de los valores estándares que exige la norma NMX-J-284-1998-ANCE para cada una de las posiciones del intercambiador de tomas. Mientras que la norma exige un porcentaje de regulación del 0.5% (ver ítem 3.5.2.2), los resultados obtenidos en esta prueba arrojan un valor máximo de 0.26%.

Los resultados obtenidos durante la prueba de resistencia de aislamiento (ver anexos 7.2.1.2.2, 7.2.2.2.2, 7.2.3.2.2 y 7.2.4.2.2) los valores de resistencia de devanado se encuentran dentro del 5% de desviación, porcentaje recomendado por experiencia de SIEMENS, y que esta dado respecto a los valores de resistencia de referencia dados por el fabricante (Pruebas FAT) para cada posición del intercambiador de derivaciones.

En la prueba de factor de potencia, el transformador cumple con el máximo factor de potencia permisible, 0.5%, sugerido por DOBLEE, fabricante de equipos especializados en medición de aislamientos. En los anexos 7.2.1.2.3, 7.2.2.2.3, 7.2.3.2.3 y 7.2.4.2.3 se aprecia valores máximos hasta 0.32%.

## 7. BIBLIOGRAFIA

CORCOLES, Felipe. PEDRA, Joaquim. SALICHS, Miquel. TRANSFORMADORES: El transformador trifásico en régimen permanente senoidal equilibrado (Evolución del banco trifásico al transformador de tres columnas). Barcelona. Ediciones UPC, 1996. 116p. ISBN 84-8301-177-8.

PEMEX, Transformadores de potencia. <http://www.pemex.com/files/content/PROY-NRF-144-05.pdf> [citado en 20 Octubre 2005]

SYSE, Información obtenida de la web: Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V. TRANSFORMADORES: Pruebas de resistencia de aislamiento (Megger). <http://www.syse.com.mx/resistenciadeaislamiento.shtml> [citado en 2001].

GENERAL ELECTRIC, PROLECGE. Manual de recepción, instalación, operación y mantenimiento para transformadores de distribución tipo poste monofásico y trifásico. <http://www.prolecge.com/internetsp/upload/OMManual1PSPD.pdf>. [Citado en Marzo 2008].

ZETRAK, S. A. de C. V. Manual de manejo, instalación, operación y servicio para transformadores eléctricos sumergidos en líquido aislante, tipo pedestal para distribución subterránea. <http://www.zetrak.com.mx/Catalogos/Manuales/Tr.%20Pedestal.pdf>. [Citado en 2003].

Ibid., Prueba de resistencia y aislamiento.

SYSE, Información obtenida de la web: Suministros y Servicios Electromecánicos S.A. de C.V. TRANSFORMADORES: Prueba de relación de transformación (TTR). <http://www.syse.com.mx/relaciontransformacion.shtml>. [citado en 2001].

ABB. MANUAL DEL USUARIO: Montaje y Energización de Transformadores de Potencia.  
<phttp://library.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/57330bb673de21eb852573fa007b1791/\$File/1ZCL000001EG-ES\_Manual%20del%20Usuario.pdf>. [Citado en 4 de Abril 2007]

ELETTROMECCANICA TORINI. Transporte. [http://www.tironi.com/img\\_trasporti/tras7.jpg](http://www.tironi.com/img_trasporti/tras7.jpg). [Citado en 01 abril 2002].

SUBDIRECCION DE PLANEACION ENERGETICA. Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2008-2022. Bogotá: Diseño, pre prensa e impresión, 2008.

FRAILE, Jesús. MÁQUINAS ELÉCTRICAS: Transformadores. Barcelona, España. Edición McGrawHill/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S. A. U. 2003. 161p. ISBN 84-481-3913-5.

## 8. ANEXOS

### 8.1 TABLAS DE VERIFICACION

A continuación se muestran las tablas de verificación usadas para el control previo antes a la energización con la cual se garantiza la seguridad tanto de los equipos como el personal presente durante la etapa.

En resumen, estas tablas de verificación garantizan la operación y conexión correcta de los lados de alta y baja tensión, protecciones, subestaciones y líneas externas asociadas a la subestación en estudio (Bolívar).

**Tabla 30.** Protocolo previo a la energización (lado de baja 220kV).

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>	<b>Observaciones</b>
Equipos de alta campos 220 kV y Autotransformador probados y en correcto funcionamiento.		
ATR =ATR1 Autotransformador 500/220 kV		
Campo=5A1-6 Autotransformador Lado 500 kV		
Campo=2L2-1 (Lin 811) Línea SAC 1 220 kV		
Campo=2L2-2 (Lin 831) Línea SAC 2 220 kV		
Campo=2L1-7 (Lin 813) Línea TER 1 220 kV		
Campo=2L1-8 (Lin 832) Línea TCG 1 220 kV		
Campo=2M1-9 Acople 220 Kv		
Campo=2A2-4 Autotransformador Lado 220 kV		
Inyecciones primarias de circuitos de corriente y secundarias de circuitos de tensión realizadas.		
Sistema de control y enclavamientos probados y aceptados desde los diferentes niveles operativos.		
Protecciones, probadas y ajustadas. Verificar LEDS sin alarmas presentes.		
Sistema de protecciones mecánicas e indicaciones del Autotransformador probadas y ajustadas.		
Sistema de Comunicaciones y teleprotección probado y ajustado.		
Señales al PAS debidamente probadas.		
Sistemas de control sin alarmas presentes.		
Revisión conexiones en los barrajes		
Revisión apriete de borneras		

<b>Actividad</b>		<b>VoBo</b>	<b>Observaciones</b>
<b>VoBo DEL RESPONSABLE</b>		<b>VoBo DEL DIR. DE ENERGIZACIÓN</b>	
<b>OBSERVACIONES</b>			

**Tabla 31.** Protocolo previo a la energización (lado de alta 500kV).

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>	<b>Observaciones</b>
Equipos de alta campos 500 kV y Reactor probados y en correcto funcionamiento.		
ATR =ATR1 Reactor 500/220/34.5 kV		
Campo=RL1-8 Reactor Lado 500 kV		
Campo=5M2-0 Acople 500 kV		
Campo=5L1-8 Línea Copey 1 500 kV		
Inyecciones primarias de circuitos de corriente y secundarias de circuitos de tensión realizadas.		
Sistema de control y enclavamientos probados y aceptados desde los diferentes niveles operativos.		
Protecciones, probadas y ajustadas. Verificar LEDS sin alarmas presentes.		
Sistema de protecciones mecánicas e indicaciones del Reactor probadas y ajustadas.		
Señales al PAS debidamente probadas.		
Sistemas de control sin alarmas presentes.		
Revisión conexiones en los barrajes		
Revisión apriete de borneras		
<b>VoBo DEL RESPONSABLE</b>	<b>VoBo DEL DIR. DE ENERGIZACIÓN</b>	
<b>OBSERVACIONES</b>		

Realizar en la subestación Bolívar las siguientes verificaciones:

Asegurar que los relés de protección, relés de supervisión y relés de disparo y bloqueo, se encuentren sin señalización de alarma o falla tales como led's encendidos, banderas, etc.

**Tabla 32.** Verificación Transformador.

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>	<b>Observaciones</b>
1. Celdas de protección=5A1-6 Autotransformador		
Protección 7UT63		
Protección 7SJ64		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Relés de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
Protección 7UT61		
Protección 7SJ64		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
7KE6 Registrador de Fallas		
2. Celdas de protección=2L2-1 Sabanalarga 1		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL2 7SA612		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
3. Celdas de protección=2L2-2 Sabanalarga 2		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL2 7SA612		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
4. Celdas de protección=2L1-7 Ternera		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL2 7SA612		

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>	<b>Observaciones</b>
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
5. Celdas de protección=2L1-8 Termocartagena		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL2 7SA612		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
6. Celdas de protección=2M1-9		
Protección 7SJ64		
Unidad de bahía 7SS52		
Unidad de central 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
7. Celdas de protección=2A2-4 Autotransformador		
Protección 7SJ64		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
Unidad de bahía diferencial 7UT61 terciario		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
7KE6 Registrador de Fallas		
<b>VoBo DEL RESPONSABLE</b>	<b>VoBo DEL DIR. DE ENERGIZACIÓN</b>	
<b>OBSERVACIONES</b>		



**Tabla 33.** Verificación Línea Sabanalarga.

<b>Actividad</b>	<b>VoBo</b>	<b>Observaciones</b>
1. Celdas de protección=2L2-1 Sabanalarga 1		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL2 7SA612		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
Teleprotección SWT2000		
2. Celdas de protección=2L1-7 Ternera		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL2 7SA612		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
Teleprotección SWT3000		
<b>VoBo DEL RESPONSABLE</b>	<b>VoBo DEL DIR. DE ENERGIZACIÓN</b>	
<b>OBSERVACIONES</b>		

**Tabla 34.** Verificación línea Copey.

<b>Actividad</b>	<b>Vo Bo</b>	<b>Observaciones</b>
1. Celdas de protección=5L1-8 Campo Línea Copey		
Protección de distancia 1 PL1 7SA612		
Protección de distancia 2 PL1 7SA612		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Relés de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		

<b>Actividad</b>	<b>Vo Bo</b>	<b>Observaciones</b>
Relé de disparo y Bloqueo 86		
7KE6 Registrador de Fallas		
Equipo de Teleprotección		
2. Celdas de protección=5M2-0 Campo de Acople		
Protección 7SJ64		
Unidad de bahía 7SS52		
Unidad de bahía diferencial 7SS52		
Relés de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
3. Celdas de protección=RL1-8 Reactor lado Copey		
Protección 7UT61		
Protección 7SA61		
Protección 7SJ61		
PSD Mando Sincronizado		
Reles de supervisión de circuito de disparo 7PA3032		
7KE6 Registrador de Fallas		
Relé de disparo y Bloqueo 86		
<b>VoBo DEL RESPONSABLE</b>	<b>VoBo DEL DIR. DE ENERGIZACIÓN</b>	
<b>OBSERVACIONES</b>		

## 8.2 REPORTES CPC100

Previamente se ha mencionado que SIEMENS, generalmente, no utiliza equipos convencionales para la realización de las pruebas sino que implementa equipos especializados como el CPC100 el cual brinda un mayor dinamismo y seguridad durante la ejecución de las pruebas, brindando reportes inmediatos de cada una de las pruebas los cuales se muestran a continuación para cada uno de los cuatro (4) autotransformadores (A, B, C y de reserva).

### 8.2.1 AUTOTRANSFORMADOR FASE A

<b>Dispositivo de prueba:</b>	CPC 100
<b>Número de serie:</b>	GC816K (V1)
<b>Fecha/hora:</b>	1/25/2007 9:10 AM
<b>Evaluación final:</b>	n/a

#### 8.2.1.1 VISTA GENERAL DE PRUEBAS:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -230 KV	Relación TP	01/24/2007 13:54:06	sí	n/a	no
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 500 - 34.5 KV	Relación TP	01/24/2007 14:00:26	sí	n/a	no
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 220 - 34.5 KV	Relación TP	01/24/2007 14:09:34	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1	Comprobar Tomas TP	01/24/2007 14:53:36	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0	Comprobar Tomas TP	01/24/2007 15:42:50	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2	Comprobar Tomas TP	01/24/2007 16:03:18	sí	n/a	no
CH + CHL (GST)	TanDelta	01/24/2007 10:28:57	sí	n/a	no
CH (GST)	TanDelta	01/24/2007 10:28:09	sí	n/a	no
CHL (UST)	TanDelta	01/24/2007 10:29:32	sí	n/a	no
CL + CHL (GST)	TanDelta	01/24/2007 10:32:59	sí	n/a	no
CL (GST)	TanDelta	01/24/2007 10:33:23	sí	n/a	no
CLH (UST)	TanDelta	01/24/2007 10:33:48	sí	n/a	no

#### 8.2.1.2 Pruebas

##### 8.2.1.2.1 Relación de transformación

#### RELACION DE TRANSFORMACIÓN ALTA - BAJA 500 -230 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 13:54:06
<b>Sobrecarga:</b>	No
<b>Evaluación:</b>	n/a

Rango:											AC 2kV
Valores nominales											
Frecuencia:											60.00 Hz
V prueba:											80.0 V
Resultado: Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
001	500000/√3 V	253000/√3 V	1.9763 :1	79.98 V	0.00 °	40.531 V	0.02 °	1.9733 :1	0.15 %	797.00 μA	-57.90 °
002	500000/√3 V	250250/√3 V	1.9980 :1	79.99 V	0.00 °	40.137 V	0.01 °	1.9929 :1	0.25 %	1.2050 mA	-67.97 °
003	500000/√3 V	247500/√3 V	2.0202 :1	79.99 V	0.00 °	39.642 V	0.01 °	2.0178 :1	0.12 %	1.0410 mA	-61.92 °
004	500000/√3 V	244750/√3 V	2.0429 :1	79.98 V	0.00 °	39.246 V	0.01 °	2.0379 :1	0.24 %	1.1950 mA	-67.38 °
005	500000/√3 V	242000/√3 V	2.0661 :1	79.99 V	0.00 °	38.754 V	0.01 °	2.0640 :1	0.10 %	1.2070 mA	-68.45 °
006	500000/√3 V	239250/√3 V	2.0899 :1	79.98 V	0.00 °	38.356 V	0.00 °	2.0852 :1	0.22 %	1.2140 mA	-67.81 °
007	500000/√3 V	236500/√3 V	2.1142 :1	79.98 V	0.00 °	37.864 V	0.01 °	2.1123 :1	0.09 %	1.1900 mA	-67.80 °
008	500000/√3 V	233750/√3 V	2.1390 :1	79.99 V	0.00 °	37.469 V	0.00 °	2.1348 :1	0.20 %	1.1950 mA	-67.96 °
009	500000/√3 V	231000/√3 V	2.1645 :1	79.98 V	0.00 °	36.978 V	0.03 °	2.1629 :1	0.08 %	1.1910 mA	-68.17 °
010	500000/√3 V	228250/√3 V	2.1906 :1	79.98 V	0.00 °	36.584 V	0.00 °	2.1862 :1	0.20 %	1.2090 mA	-68.01 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.99 V	0.00 °	36.091 V	0.01 °	2.2163 :1	0.04 %	1.1970 mA	-68.35 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.092 V	-0.01 °	2.2160 :1	0.06 %	1.2000 mA	-68.83 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.99 V	0.00 °	36.092 V	0.00 °	2.2163 :1	0.05 %	1.2130 mA	-68.12 °
012	500000/√3 V	222750/√3 V	2.2447 :1	79.98 V	0.00 °	35.693 V	0.00 °	2.2408 :1	0.17 %	1.2230 mA	-68.47 °
013	500000/√3 V	220000/√3 V	2.2727 :1	79.98 V	0.00 °	35.200 V	0.02 °	2.2722 :1	0.02 %	1.2460 mA	-69.02 °
014	500000/√3 V	217250/√3 V	2.3015 :1	79.98 V	0.00 °	34.805 V	0.01 °	2.2979 :1	0.16 %	1.2400 mA	-69.22 °
015	500000/√3 V	214500/√3 V	2.3310 :1	79.98 V	0.00 °	34.311 V	0.01 °	2.3310 :1	0.00 %	1.2160 mA	-68.99 °
016	500000/√3 V	211750/√3 V	2.3613 :1	79.98 V	0.00 °	33.917 V	-0.01 °	2.3581 :1	0.13 %	1.2280 mA	-68.70 °
017	500000/√3 V	209000/√3 V	2.3923 :1	79.99 V	0.00 °	33.427 V	0.01 °	2.3930 :1	-0.03 %	1.2360 mA	-69.22 °
018	500000/√3 V	206250/√3 V	2.4242 :1	79.99 V	0.00 °	33.031 V	0.00 °	2.4216 :1	0.11 %	1.2360 mA	-69.11 °
019	500000/√3 V	203500/√3 V	2.4570 :1	79.99 V	0.00 °	32.537 V	0.00 °	2.4585 :1	-0.06 %	1.2370 mA	-69.58 °
020	500000/√3 V	200750/√3 V	2.4907 :1	79.98 V	0.00 °	32.141 V	0.01 °	2.4884 :1	0.09 %	1.2350 mA	-69.75 °
021	500000/√3 V	198000/√3 V	2.5253 :1	79.98 V	0.00 °	31.647 V	0.02 °	2.5273 :1	-0.08 %	1.2210 mA	-69.36 °

### RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIARIO 500 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 14:00:26
<b>Sobrecarga:</b>	No
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>										AC 2kV		
<b>Valores nominales</b>												
<b>Frecuencia:</b>										60.00 Hz		
<b>V prueba:</b>										80.0 V		
<b>Resultado: Toma</b>	<b>V prim. nom.</b>	<b>V sec. nom.</b>	<b>Relación nom.</b>	<b>V prim.</b>		<b>V sec.</b>		<b>Relación</b>			<b>I prim.</b>	
001	500000/√3 V	34500 V	8.3674 :1	79.98 V	0.00 °	9.5610 V	0.01 °	8.3652 :1	0.03 %		1.2020 mA	-69.52 °

### RELACION DE TRANSF BAJA - TERCIARIO 220 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP											
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 14:09:34											
<b>Sobrecarga:</b>	no											
<b>Evaluación:</b>	n/a											
<b>Rango:</b>										AC 2kV		
<b>Valores nominales</b>												
<b>Frecuencia:</b>										50.00 Hz		
<b>V prueba:</b>										80.0 V		
<b>Resultado: Toma</b>	<b>V prim. nom.</b>	<b>V sec. nom.</b>	<b>Relación nom.</b>	<b>V prim.</b>		<b>V sec.</b>		<b>Relación</b>			<b>I prim.</b>	
013	220000/√3 V	34500 V	3.6817 :1	79.98 V	0.00 °	21.733 V	0.01 °	3.6802 :1	0.04 %		4.1840 mA	-67.51 °

### 8.2.1.2.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS

#### RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP											
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 14:53:36											
<b>Sobrecarga:</b>	no											
<b>Evaluación:</b>	n/a											
<b>Rango:</b>										DC 400A		
<b>I pru.:</b>										2.0 A		
<b>T medida:</b>										44.00 °C		
<b>T ref.:</b>										75.00 °C		
<b>Resultado: Toma</b>	<b>Tiempo</b>	<b>R medida</b>	<b>Desv.</b>	<b>R ref.</b>	<b>Fluct.</b>	<b>Pendiente</b>	<b>I DC</b>	<b>V DC</b>				
001	260.000 s	234.36 mΩ	0.31 %	260.40 mΩ	100.00 %	-530.00 mA/s	1.53 A	358.57 mV				

#### RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP											
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 15:42:50											
<b>Sobrecarga:</b>	no											
<b>Evaluación:</b>	n/a											
<b>Rango:</b>										DC 400A		
<b>I pru.:</b>										2.0 A		
<b>T medida:</b>										31.00 °C		
<b>T ref.:</b>										75.00 °C		

Resultado: Toma	Tiempo	R medida	Desv.	R ref.	Fluct.	Pendiente	I DC	V DC
001	363.000 s	124.09 mΩ	1.01 %	144.61 mΩ	100.00 %	-450.00 mA/s	1.61 A	199.78 mV
002	57.000 s	122.75 mΩ	0.46 %	143.06 mΩ	100.00 %	-230.00 mA/s	1.61 A	197.63 mV
003	61.000 s	121.75 mΩ	0.57 %	141.89 mΩ	100.00 %	-230.00 mA/s	1.61 A	196.01 mV
004	66.000 s	120.53 mΩ	0.41 %	140.46 mΩ	100.00 %	-220.00 mA/s	1.61 A	194.05 mV
005	58.000 s	120.69 mΩ	0.54 %	140.66 mΩ	100.00 %	-210.00 mA/s	1.61 A	194.32 mV
005	20.000 s	120.45 mΩ	0.42 %	140.38 mΩ	100.00 %	-210.00 mA/s	1.61 A	193.93 mV
006	85.000 s	119.24 mΩ	0.47 %	138.96 mΩ	100.00 %	-210.00 mA/s	1.61 A	191.97 mV
007	113.000 s	118.78 mΩ	0.35 %	138.42 mΩ	100.00 %	-200.00 mA/s	1.61 A	191.23 mV
008	73.000 s	117.82 mΩ	0.38 %	137.30 mΩ	100.00 %	-190.00 mA/s	1.61 A	189.68 mV
009	90.000 s	116.73 mΩ	0.59 %	136.04 mΩ	100.00 %	-150.00 mA/s	1.61 A	187.94 mV
010	77.000 s	115.51 mΩ	0.43 %	134.62 mΩ	100.00 %	-120.00 mA/s	1.61 A	185.97 mV
011	130.000 s	113.96 mΩ	0.80 %	132.82 mΩ	85.80 %	-110.00 mA/s	1.62 A	184.62 mV
011	27.000 s	115.19 mΩ	0.47 %	134.25 mΩ	50.62 %	-80.00 mA/s	1.62 A	186.61 mV
011	117.000 s	115.05 mΩ	0.35 %	134.08 mΩ	41.98 %	-80.00 mA/s	1.61 A	185.23 mV
012	87.000 s	115.91 mΩ	0.79 %	135.08 mΩ	37.65 %	-80.00 mA/s	1.61 A	186.61 mV
013	73.000 s	116.41 mΩ	0.98 %	135.67 mΩ	37.89 %	-70.00 mA/s	1.61 A	187.43 mV
014	88.000 s	116.83 mΩ	0.50 %	136.15 mΩ	35.40 %	-70.00 mA/s	1.61 A	188.09 mV
015	52.000 s	118.24 mΩ	0.33 %	137.80 mΩ	34.57 %	-70.00 mA/s	1.61 A	190.36 mV
016	51.000 s	118.45 mΩ	0.30 %	138.04 mΩ	32.92 %	-60.00 mA/s	1.61 A	190.70 mV
017	63.000 s	119.25 mΩ	0.57 %	138.98 mΩ	33.54 %	-70.00 mA/s	1.61 A	192.00 mV
018	52.000 s	120.44 mΩ	0.49 %	140.36 mΩ	29.19 %	-60.00 mA/s	1.61 A	193.90 mV
019	53.000 s	121.48 mΩ	0.68 %	141.57 mΩ	27.33 %	-60.00 mA/s	1.61 A	195.58 mV
020	61.000 s	121.89 mΩ	0.47 %	142.06 mΩ	24.22 %	-70.00 mA/s	1.61 A	196.25 mV
021	57.000 s	122.56 mΩ	0.55 %	142.83 mΩ	21.74 %	-60.00 mA/s	1.61 A	197.32 mV

### RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 16:03:18
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>	DC 400A
<b>I pru.:</b>	2.0 A
<b>T medida:</b>	30.00 °C
<b>T ref.:</b>	75.00 °C

Resultado: Toma	Tiempo	R medida	Desv.	R ref.	Fluct.	Pendiente	I DC	V DC
001	88.000 s	24.787 mΩ	0.66 %	28.997 mΩ	100.00 %	-70.00 mA/s	1.69 A	41.891 mV

### 8.2.1.2.3 FACTOR DE POTENCIA:

#### CH + CHL (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 10:28:57
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.20 °C Hum. rel.:84.0 %
<b>Resultado:V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9997 V	27.714 mA	60.00 Hz	7.3507 nF	0.2618 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)							
* = Medido a f nominal							

### CH (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 10:28:09
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.00 °C Hum. rel.:81.0 %
<b>Resultado:V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9999 V	14.167 mA	60.00 Hz	3.7552 nF	0.3192 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)							
* = Medido a f nominal							

### CHL (UST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 10:29:32
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.00 °C Hum. rel.:81.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	10002 V	13.558 mA	60.00 Hz	3.5956 nF	0.1980 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

### CL + CHL (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 10:32:59
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:35.00 °C T ambiente:30.00 °C Hum. rel.:66.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9983 V	64.087 mA	60.00 Hz	17.026 nF	0.2364 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							



**CL (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 10:33:23
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:35.00 °C T ambiente:30.00 °C Hum. rel.:72.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9999 V	50.636 mA	60.00 Hz	13.430 nF	0.2484 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

**CLH (UST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/24/2007 10:33:48
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							no
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	10003 V	13.559 mA	60.00 Hz	3.5957 nF	0.1963 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

## 8.2.2 AUTOTRANSFORMADOR FASE B

Dispositivo de prueba:	CPC 100
Número de serie:	GC816K (V1)
Fecha/hora:	1/27/2007 12:54 PM
Evaluación final:	n/a

### 8.2.2.1 VISTA GENERAL DE PRUEBAS:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -230 KV	Relación TP	01/25/2007 16:50:38	sí	n/a	No
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 500 - 34.5 KV	Relación TP	01/25/2007 6:56:52	sí	n/a	No
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 220 - 34.5 KV	Relación TP	01/25/2007 17:02:00	sí	n/a	No
RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1	Comprobar Tomas TP	01/26/2007 07:58:10	sí	n/a	No
RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0	Comprobar Tomas TP	01/26/2007 08:47:37	sí	n/a	No
RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2	Comprobar Tomas TP	01/26/2007 09:11:54	sí	n/a	No
CH + CHL (GST)	TanDelta	01/25/2007 11:42:12	sí	n/a	No
CH (GST)	TanDelta	01/25/2007 11:45:15	sí	n/a	No
CHL (UST)	TanDelta	01/25/2007 11:51:28	sí	n/a	No
CL + CHL (GST)	TanDelta	01/25/2007 12:08:32	sí	n/a	No
CL (GST)	TanDelta	01/25/2007 12:10:01	sí	n/a	No
CLH (UST)	TanDelta	01/25/2007 12:10:57	sí	n/a	No

### 8.2.2.2 Pruebas

#### 8.2.2.2.1 Relación de transformación

##### RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -230 KV:

Tipo:	Relación TP
Fecha/hora:	02/07/2007 16:57:32
Sobrecarga:	no
Evaluación:	n/a

Rango:										AC 2kV	
Valores nominales											
Frecuencia:										60.00 Hz	
V prueba:										80.0 V	
Resultado: Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
001	500000/√3 V	253000/√3 V	1.9763 :1	79.99 V	0.00 °	40.526 V	0.02 °	1.9738 :1	0.13 %	1.3820 mA	-73.74 °
002	500000/√3 V	250250/√3 V	1.9980 :1	80.01 V	0.00 °	40.140 V	0.02 °	1.9933 :1	0.24 %	1.4780 mA	-74.58 °

003	500000/√3 V	247500/√3 V	2.0202 :1	79.99 V	0.00 °	39.642 V	0.00 °	2.0178 :1	0.12 %	1.4820 mA	-75.25 °
004	500000/√3 V	244750/√3 V	2.0429 :1	79.96 V	0.00 °	39.230 V	0.01 °	2.0382 :1	0.23 %	1.4880 mA	-75.47 °
005	500000/√3 V	242000/√3 V	2.0661 :1	80.02 V	0.00 °	38.761 V	0.01 °	2.0644 :1	0.08 %	1.4970 mA	-75.05 °
006	500000/√3 V	239250/√3 V	2.0899 :1	80.02 V	0.00 °	38.368 V	0.00 °	2.0856 :1	0.21 %	1.4970 mA	-75.29 °
007	500000/√3 V	236500/√3 V	2.1142 :1	79.99 V	0.00 °	37.863 V	0.00 °	2.1126 :1	0.07 %	1.4940 mA	-75.64 °
008	500000/√3 V	233750/√3 V	2.1390 :1	79.96 V	0.00 °	37.453 V	0.00 °	2.1349 :1	0.19 %	1.4990 mA	-75.39 °
009	500000/√3 V	231000/√3 V	2.1645 :1	79.96 V	0.00 °	36.959 V	0.01 °	2.1635 :1	0.05 %	1.4960 mA	-75.59 °
010	500000/√3 V	228250/√3 V	2.1906 :1	79.98 V	0.00 °	36.575 V	0.00 °	2.1867 :1	0.18 %	1.5040 mA	-75.44 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.95 V	0.00 °	36.070 V	0.01 °	2.2165 :1	0.04 %	1.5020 mA	-75.80 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.082 V	0.01 °	2.2166 :1	0.03 %	1.5100 mA	-75.57 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.086 V	0.01 °	2.2164 :1	0.04 %	1.5100 mA	-75.53 °
012	500000/√3 V	222750/√3 V	2.2447 :1	80.00 V	0.00 °	35.697 V	-0.01 °	2.2411 :1	0.16 %	1.5060 mA	-75.89 °
013	500000/√3 V	220000/√3 V	2.2727 :1	80.01 V	0.00 °	35.208 V	0.01 °	2.2725 :1	0.01 %	1.5110 mA	-75.61 °
014	500000/√3 V	217250/√3 V	2.3015 :1	80.01 V	0.00 °	34.812 V	0.01 °	2.2984 :1	0.14 %	1.5070 mA	-75.97 °
015	500000/√3 V	214500/√3 V	2.3310 :1	80.01 V	0.00 °	34.318 V	0.01 °	2.3315 :1	-0.02 %	1.5130 mA	-75.84 °
016	500000/√3 V	211750/√3 V	2.3613 :1	79.97 V	0.00 °	33.904 V	0.01 °	2.3587 :1	0.11 %	1.5030 mA	-76.30 °
017	500000/√3 V	209000/√3 V	2.3923 :1	79.97 V	0.00 °	33.411 V	0.01 °	2.3935 :1	-0.05 %	1.5120 mA	-75.97 °
018	500000/√3 V	206250/√3 V	2.4242 :1	79.97 V	0.00 °	33.019 V	0.01 °	2.4219 :1	0.09 %	1.5060 mA	-76.35 °
019	500000/√3 V	203500/√3 V	2.4570 :1	79.97 V	0.00 °	32.524 V	0.03 °	2.4588 :1	-0.07 %	1.5060 mA	-76.39 °
020	500000/√3 V	200750/√3 V	2.4907 :1	80.01 V	0.00 °	32.146 V	0.00 °	2.4890 :1	0.07 %	1.5080 mA	-76.28 °
021	500000/√3 V	198000/√3 V	2.5253 :1	79.99 V	0.00 °	31.646 V	0.00 °	2.5276 :1	-0.09 %	1.5070 mA	-76.46 °

### RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIARIO 500 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 16:56:52
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>											AC 2kV
<b>Valores nominales</b>											
<b>Frecuencia:</b>											60.00 Hz
<b>V prueba:</b>											80.0 V
<b>Resultado: Toma</b>	<b>V prim. nom.</b>	<b>V sec. nom.</b>	<b>Relación nom.</b>	<b>V prim.</b>		<b>V sec.</b>		<b>Relación</b>		<b>I prim.</b>	
001	500000/√3 V	34500 V	8.3674 :1	79.99 V	0.00 °	9.5628 V	0.00 °	8.3647 :1	0.03 %	944.00 μA	-68.10 °

## RELACION DE TRANSF BAJA - TERCIARIO 220 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP										
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 17:02:00										
<b>Sobrecarga:</b>	no										
<b>Evaluación:</b>	n/a										
<b>Rango:</b>											AC 2kV
<b>Valores nominales</b>											
<b>Frecuencia:</b>											50.00 Hz
<b>V prueba:</b>											80.0 V
<b>Resultado: Toma</b>	<b>V prim. nom.</b>	<b>V sec. nom.</b>	<b>Relación nom.</b>	<b>V prim.</b>		<b>V sec.</b>		<b>Relación</b>		<b>I prim.</b>	
001	220000/√3 V	34500 V	3.6817 :1	79.98 V	0.00 °	21.732 V	0.02 °	3.6802 :1	0.04 %	3.3710 mA	-69.13 °

### 8.2.2.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS

#### RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP										
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 07:58:10										
<b>Sobrecarga:</b>	no										
<b>Evaluación:</b>	n/a										
<b>Rango:</b>											DC 400A
<b>I pru.:</b>											2.0 A
<b>T medida:</b>											25.50 °C
<b>T ref.:</b>											75.00 °C
<b>Resultado: Toma</b>	<b>Tiempo</b>	<b>R medida</b>	<b>Desv.</b>	<b>R ref.</b>	<b>Fluct.</b>	<b>Pendiente</b>	<b>I DC</b>			<b>V DC</b>	
001	225.000 s	235.00 mΩ	0.39 %	279.66 mΩ	100.00 %	-390.00 mA/s	1.46 A			343.10 mV	

#### RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP										
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 08:47:37										
<b>Sobrecarga:</b>	no										
<b>Evaluación:</b>	n/a										
<b>Rango:</b>											DC 400A
<b>I pru.:</b>											2.0 A
<b>T medida:</b>											25.00 °C
<b>T ref.:</b>											75.00 °C
<b>Resultado: Toma</b>	<b>Tiempo</b>	<b>R medida</b>	<b>Desv.</b>	<b>R ref.</b>	<b>Fluct.</b>	<b>Pendiente</b>	<b>I DC</b>			<b>V DC</b>	
001	439.000 s	126.42 mΩ	0.72 %	150.73 mΩ	100.00 %	-100.00 mA/s	1.53 A			193.42 mV	
002	68.000 s	125.65 mΩ	0.66 %	149.82 mΩ	7.19 %	-50.00 mA/s	1.54 A			193.51 mV	
003	79.000 s	125.12 mΩ	0.65 %	149.18 mΩ	7.14 %	-60.00 mA/s	1.53 A			191.44 mV	
004	92.000 s	123.52 mΩ	0.38 %	147.28 mΩ	7.79 %	-50.00 mA/s	1.54 A			190.22 mV	
005	100.000 s	122.22 mΩ	0.58 %	145.72 mΩ	41.56 %	-60.00 mA/s	1.54 A			188.22 mV	
006	82.000 s	121.81 mΩ	0.55 %	145.23 mΩ	100.00 %	-170.00 mA/s	1.54 A			187.58 mV	

								mV
007	70.000 s	120.92 mΩ	0.50 %	144.18 mΩ	100.00 %	-460.00 mA/s	1.54 A	186.22 mV
008	122.000 s	119.52 mΩ	1.14 %	142.50 mΩ	100.00 %	-12.81000 A/s	1.54 A	184.06 mV
009	106.000 s	118.38 mΩ	0.63 %	141.15 mΩ	100.00 %	-220.00 mA/s	1.55 A	183.49 mV
010	124.000 s	117.17 mΩ	0.67 %	139.70 mΩ	35.71 %	-70.00 mA/s	1.55 A	181.61 mV
011	69.000 s	117.04 mΩ	0.59 %	139.54 mΩ	7.10 %	-50.00 mA/s	1.55 A	181.40 mV
011	89.000 s	116.99 mΩ	0.79 %	139.48 mΩ	7.10 %	-60.00 mA/s	1.55 A	181.33 mV
011	76.000 s	116.50 mΩ	0.48 %	138.91 mΩ	7.10 %	-60.00 mA/s	1.55 A	180.53 mV
012	102.000 s	117.57 mΩ	0.48 %	140.18 mΩ	7.10 %	-50.00 mA/s	1.55 A	182.23 mV
013	101.000 s	118.14 mΩ	0.72 %	140.86 mΩ	7.10 %	-50.00 mA/s	1.55 A	183.12 mV
014	72.000 s	118.96 mΩ	0.65 %	141.84 mΩ	6.45 %	-50.00 mA/s	1.55 A	184.39 mV
015	105.000 s	119.73 mΩ	0.22 %	142.75 mΩ	6.45 %	-50.00 mA/s	1.55 A	185.53 mV
016	59.000 s	120.39 mΩ	0.39 %	143.54 mΩ	6.45 %	-50.00 mA/s	1.55 A	186.61 mV
017	144.000 s	121.16 mΩ	0.47 %	144.46 mΩ	7.10 %	-60.00 mA/s	1.55 A	187.79 mV
018	67.000 s	121.84 mΩ	0.41 %	145.27 mΩ	6.45 %	-50.00 mA/s	1.55 A	188.85 mV
019	61.000 s	123.24 mΩ	0.77 %	146.94 mΩ	6.45 %	-50.00 mA/s	1.55 A	191.02 mV
020	56.000 s	123.75 mΩ	0.43 %	147.55 mΩ	6.45 %	-50.00 mA/s	1.55 A	191.81 mV
021	93.000 s	124.76 mΩ	0.48 %	148.75 mΩ	6.45 %	-60.00 mA/s	1.55 A	193.33 mV

### RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 09:11:54
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>								DC 400A
<b>I pru.:</b>								2.0 A
<b>T medida:</b>								25.00 °C
<b>T ref.:</b>								75.00 °C
<b>Resultado: Toma</b>	<b>Tiempo</b>	<b>R medida</b>	<b>Desv.</b>	<b>R ref.</b>	<b>Fluct.</b>	<b>Pendiente</b>	<b>I DC</b>	<b>V DC</b>
001	498.000 s	25.403 mΩ	0.93 %	30.288 mΩ	100.00 %	-60.00 mA/s	1.63 A	41.406 mV

### 8.2.2.2.3 FACTOR DE POTENCIA:

#### CH + CHL (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 11:42:12
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:40.00 °C T ambiente:34.00 °C Hum. rel.:60.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	10005 V	27.616 mA	60.00 Hz	7.3190 nF	0.2121 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)							
* = Medido a f nominal							

### CH (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 11:45:15
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:40.00 °C T ambiente:34.00 °C Hum. rel.:59.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	10000 V	14.225 mA	60.00 Hz	3.7702 nF	0.2421 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)							
* = Medido a f nominal							

**CHL (UST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 11:51:28
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>		CJ288G					
<b>N° Calibración:</b>		20.0					
<b>Por:</b>		Omicron electronics; Factory Calibration					
<b>Fecha Calibración:</b>		10/20/2006 00:00:00					
<b>Modo:</b>		UST-A					
<b>Ancho de Banda :</b>		5 Hz					
<b>Media:</b>		2					
<b>Comp. Temp.:</b>		k:1.00 T aceite:40.00 °C T ambiente:35.00 °C Hum. rel.:59.0 %					
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	10007 V	13.390 mA	60.00 Hz	3.5493 nF	0.1941 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

**CL + CHL (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 12:08:32
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>		CJ288G					
<b>N° Calibración:</b>		20.0					
<b>Por:</b>		Omicron electronics; Factory Calibration					
<b>Fecha Calibración:</b>		10/20/2006 00:00:00					
<b>Modo:</b>		GST					
<b>Ancho de Banda :</b>		5 Hz					
<b>Media:</b>		2					
<b>Comp. Temp.:</b>		k:1.00 T aceite:40.00 °C T ambiente:33.00 °C Hum. rel.:67.0 %					
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9988 V	66.629 mA	60.00 Hz	17.693 nF	0.2537 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

**CL (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 12:10:01
<b>Sobrecarga:</b>	no

<b>Evaluación:</b>	n/a					
<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						k:1.00 T aceite:40.00 °C T ambiente:33.00 °C Hum. rel.:66.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>
10000.00 V	10000 V	53.329 mA	60.00 Hz	14.143 nF	0.2658 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal						

### CLH (UST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta					
<b>Fecha/hora:</b>	01/25/2007 12:10:57					
<b>Sobrecarga:</b>	no					
<b>Evaluación:</b>	n/a					
<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						k:1.00 T aceite:40.00 °C T ambiente:32.00 °C Hum. rel.:68.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>
10000.00 V	10006 V	13.388 mA	60.00 Hz	3.5492 nF	0.1924 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal						

## 8.2.3 AUTOTRANSFORMADOR FASE C

### 8.2.3.1 VISTA GENERAL DE PRUEBAS:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -230 KV	Relación TP	01/27/2007 08:22:53	sí	n/a	no



Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 500 - 34.5 KV	Relación TP	01/27/2007 08:28:11	sí	n/a	no
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 220 - 34.5 KV	Relación TP	01/27/2007 08:32:34	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1	Comprobar Tomas TP	01/27/2007 09:18:31	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0	Comprobar Tomas TP	01/27/2007 11:07:45	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2	Comprobar Tomas TP	01/27/2007 11:26:43	sí	n/a	no
CH + CHL (GST)	TanDelta	01/26/2007 16:02:39	sí	n/a	no
CH (GST)	TanDelta	01/26/2007 16:01:55	sí	n/a	no
CHL (UST)	TanDelta	01/26/2007 16:03:46	sí	n/a	no
CL + CHL (GST)	TanDelta	01/26/2007 16:08:32	sí	n/a	no
CL (GST)	TanDelta	01/26/2007 16:09:31	sí	n/a	no
CLH (UST)	TanDelta	01/26/2007 16:10:25	sí	n/a	no

## 8.2.3.2 Pruebas

### 8.2.3.2.1 RELACION DE TRANSFORMACION:

#### RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -230 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/27/2007 08:22:53
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

Rango:												AC 2kV
Valores nominales												
Frecuencia:												60.00 Hz
V prueba:												80.0 V
Resultado: Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.		
001	500000/√3 V	253000/√3 V	1.9763 :1	79.98 V	0.00 °	40.523 V	0.00 °	1.9737 :1	0.13 %	741.00 μA	-58.94 °	
002	500000/√3 V	250250/√3 V	1.9980 :1	79.99 V	0.00 °	40.126 V	0.01 °	1.9935 :1	0.23 %	1.1610 mA	-69.17 °	
003	500000/√3 V	247500/√3 V	2.0202 :1	79.99 V	0.00 °	39.632 V	-0.01 °	2.0183 :1	0.09 %	1.1740 mA	-68.60 °	
004	500000/√3 V	244750/√3 V	2.0429 :1	79.99 V	0.00 °	39.238 V	0.01 °	2.0386 :1	0.21 %	1.1610 mA	-68.38 °	
005	500000/√3 V	242000/√3 V	2.0661 :1	79.98 V	0.00 °	38.744 V	0.02 °	2.0643 :1	0.09 %	1.1540 mA	-68.54 °	
006	500000/√3 V	239250/√3 V	2.0899 :1	79.99 V	0.00 °	38.348 V	0.02 °	2.0859 :1	0.19 %	1.1480 mA	-68.93 °	
007	500000/√3 V	236500/√3 V	2.1142 :1	79.98 V	0.00 °	37.855 V	-0.01 °	2.1128 :1	0.06 %	1.1500 mA	-69.39 °	
008	500000/√3 V	233750/√3 V	2.1390 :1	79.98 V	0.00 °	37.461 V	0.01 °	2.1350 :1	0.19 %	1.1600 mA	-69.26 °	
009	500000/√3 V	231000/√3 V	2.1645 :1	79.99 V	0.00 °	36.970 V	0.01 °	2.1636 :1	0.04 %	1.1650 mA	-69.17 °	
010	500000/√3 V	228250/√3 V	2.1906 :1	79.98 V	0.00 °	36.573 V	0.00 °	2.1868 :1	0.17 %	1.1680 mA	-69.46 °	
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.080 V	0.00 °	2.2167 :1	0.03 %	1.1510 mA	-68.74 °	
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.080 V	0.00 °	2.2167 :1	0.03 %	1.1420 mA	-69.09 °	
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.080 V	-0.01 °	2.2167 :1	0.03 %	1.1450 mA	-69.60 °	

		V		V	°	V	°	:1		mA	°
012	500000/√3 V	222750/√3 V	2.2447 :1	79.99 V	0.00 °	35.689 V	-0.02 °	2.2413 :1	0.15 %	1.1570 mA	-69.07 °
013	500000/√3 V	220000/√3 V	2.2727 :1	79.99 V	0.00 °	35.196 V	-0.01 °	2.2727 :1	0.00 %	1.1630 mA	-69.47 °
014	500000/√3 V	217250/√3 V	2.3015 :1	79.98 V	0.00 °	34.797 V	-0.01 °	2.2984 :1	0.13 %	1.1620 mA	-69.59 °
015	500000/√3 V	214500/√3 V	2.3310 :1	79.99 V	0.00 °	34.313 V	0.00 °	2.3312 :1	-0.01 %	1.1630 mA	-69.48 °
016	500000/√3 V	211750/√3 V	2.3613 :1	79.98 V	0.00 °	33.908 V	0.00 °	2.3587 :1	0.11 %	1.1600 mA	-69.38 °
017	500000/√3 V	209000/√3 V	2.3923 :1	79.98 V	0.00 °	33.416 V	0.00 °	2.3935 :1	-0.05 %	1.1600 mA	-69.59 °
018	500000/√3 V	206250/√3 V	2.4242 :1	79.99 V	0.00 °	33.022 V	0.01 °	2.4223 :1	0.08 %	1.1580 mA	-69.95 °
019	500000/√3 V	203500/√3 V	2.4570 :1	79.98 V	0.00 °	32.615 V	0.03 °	2.4523 :1	0.19 %	1.1720 mA	-70.21 °
020	500000/√3 V	200750/√3 V	2.4907 :1	79.98 V	0.00 °	32.130 V	0.00 °	2.4892 :1	0.06 %	1.1490 mA	-70.44 °
021	500000/√3 V	198000/√3 V	2.5253 :1	79.98 V	0.00 °	31.637 V	-0.01 °	2.5281 :1	-0.11 %	1.1440 mA	-70.36 °

### RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIARIO 500 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/27/2007 08:28:11
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>										AC 2kV	
<b>Valores nominales</b>											
<b>Frecuencia:</b>										60.00 Hz	
<b>V prueba:</b>										80.0 V	
<b>Resultado: Toma</b>	<b>V prim. nom.</b>	<b>V sec. nom.</b>	<b>Relación nom.</b>	<b>V prim.</b>		<b>V sec.</b>		<b>Relación</b>		<b>I prim.</b>	
001	500000/√3 V	34500 V	8.3674 :1	79.99 V	0.00 °	9.5620 V	-0.01 °	8.3654 :1	0.02 %	945.00 μA	-67.62 °

### RELACION DE TRANSF BAJA - TERCIARIO 220 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/27/2007 08:32:34
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>										AC 2kV	
<b>Valores nominales</b>											
<b>Frecuencia:</b>										50.00 Hz	
<b>V prueba:</b>										80.0 V	
<b>Resultado: Toma</b>	<b>V prim. nom.</b>	<b>V sec. nom.</b>	<b>Relación nom.</b>	<b>V prim.</b>		<b>V sec.</b>		<b>Relación</b>		<b>I prim.</b>	
001	220000/√3 V	34500 V	3.6817 :1	79.99 V	0.00 °	21.732 V	0.02 °	3.6808 :1	0.02 %	3.9690 mA	-68.55 °

### 8.2.3.2.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS:

#### RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP							
<b>Fecha/hora:</b>	01/27/2007 09:18:31							
<b>Sobrecarga:</b>	no							
<b>Evaluación:</b>	n/a							
<b>Rango:</b>								DC 400A
<b>I pru.:</b>								2.0 A
<b>T medida:</b>								30.00 °C
<b>T ref.:</b>								75.00 °C
<b>Resultado: Toma</b>	<b>Tiempo</b>	<b>R medida</b>	<b>Desv.</b>	<b>R ref.</b>	<b>Fluct.</b>	<b>Pendiente</b>	<b>I DC</b>	<b>V DC</b>
001	248.000 s	235.70 mΩ	0.23 %	275.73 mΩ	100.00 %	-80.00 mA/s	1.49 A	351.20 mV

#### RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP							
<b>Fecha/hora:</b>	01/27/2007 11:07:45							
<b>Sobrecarga:</b>	no							
<b>Evaluación:</b>	n/a							
<b>Rango:</b>								DC 400A
<b>I pru.:</b>								2.0 A
<b>T medida:</b>								32.00 °C
<b>T ref.:</b>								75.00 °C
<b>Resultado: Toma</b>	<b>Tiempo</b>	<b>R medida</b>	<b>Desv.</b>	<b>R ref.</b>	<b>Fluct.</b>	<b>Pendiente</b>	<b>I DC</b>	<b>V DC</b>
001	263.000 s	123.13 mΩ	0.70 %	142.96 mΩ	100.00 %	-50.00 mA/s	1.60 A	197.01 mV
002	88.000 s	121.96 mΩ	0.74 %	141.60 mΩ	7.50 %	-50.00 mA/s	1.60 A	195.14 mV
003	63.000 s	120.61 mΩ	0.46 %	140.04 mΩ	6.25 %	-50.00 mA/s	1.60 A	192.98 mV
004	94.000 s	120.11 mΩ	0.42 %	139.46 mΩ	6.88 %	-50.00 mA/s	1.60 A	192.18 mV
005	85.000 s	119.20 mΩ	0.29 %	138.40 mΩ	6.83 %	-70.00 mA/s	1.60 A	190.73 mV
006	88.000 s	118.50 mΩ	0.43 %	137.59 mΩ	6.88 %	-50.00 mA/s	1.60 A	189.60 mV
007	267.000 s	117.33 mΩ	0.59 %	136.23 mΩ	6.83 %	-60.00 mA/s	1.61 A	188.90 mV
008	60.000 s	116.18 mΩ	0.57 %	134.89 mΩ	6.21 %	-50.00 mA/s	1.61 A	187.05 mV
009	133.000 s	115.42 mΩ	0.34 %	134.01 mΩ	6.83 %	-60.00 mA/s	1.61 A	185.83 mV
010	103.000 s	114.61 mΩ	0.45 %	133.06 mΩ	6.21 %	-60.00 mA/s	1.61 A	184.52 mV
011	70.000 s	113.68 mΩ	0.25 %	131.99 mΩ	5.59 %	-50.00 mA/s	1.61 A	183.02 mV
011	135.000 s	113.48 mΩ	0.42 %	131.76 mΩ	6.21 %	-50.00 mA/s	1.61 A	182.71 mV
011	67.000 s	113.36 mΩ	0.73 %	131.62 mΩ	6.21 %	-50.00 mA/s	1.61 A	182.52 mV
012	58.000 s	114.42 mΩ	0.31 %	132.85 mΩ	6.21 %	-60.00 mA/s	1.61 A	184.22 mV
013	124.000 s	115.16 mΩ	0.45 %	133.71 mΩ	6.21 %	-50.00 mA/s	1.61 A	185.41 mV
014	55.000 s	116.06 mΩ	0.38 %	134.75 mΩ	6.83 %	-40.00 mA/s	1.61 A	186.85 mV
015	80.000 s	116.86 mΩ	0.62 %	135.68 mΩ	6.21 %	-50.00 mA/s	1.61 A	188.15 mV
016	45.000 s	117.55 mΩ	0.37 %	136.48 mΩ	6.21 %	-50.00 mA/s	1.61 A	189.25 mV
017	49.000 s	118.25 mΩ	0.58 %	137.29 mΩ	6.79 %	-50.00 mA/s	1.61 A	190.58 mV

018	7.000 s	118.50 mΩ	0.42 %	137.59 mΩ	6.83 %	-40.00 mA/s	1.61 A	190.79 mV
018	61.000 s	119.28 mΩ	0.56 %	138.49 mΩ	7.45 %	-50.00 mA/s	1.61 A	192.05 mV
019	52.000 s	119.97 mΩ	0.34 %	139.29 mΩ	9.94 %	-60.00 mA/s	1.61 A	193.15 mV
020	95.000 s	120.72 mΩ	0.39 %	140.17 mΩ	17.39 %	-50.00 mA/s	1.61 A	194.56 mV
021	55.000 s	121.98 mΩ	0.62 %	141.62 mΩ	22.98 %	-60.00 mA/s	1.61 A	196.59 mV

### RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/27/2007 11:26:43
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>	DC 400A
<b>I pru.:</b>	2.0 A
<b>T medida:</b>	32.00 °C
<b>T ref.:</b>	75.00 °C

Resultado: Toma	Tiempo	R medida	Desv.	R ref.	Fluct.	Pendiente	I DC	V DC
001	542.000 s	24.794 mΩ	0.55 %	28.787 mΩ	100.00 %	-560.00 mA/s	1.69 A	41.902 mV

### 8.2.3.2.3 FACTOR DE POTENCIA:

#### CH + CHL (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 16:02:39
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>	CJ288G
<b>N° Calibración:</b>	20.0
<b>Por:</b>	Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>	10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>	GST
<b>Ancho de Banda :</b>	5 Hz
<b>Media:</b>	2
<b>Comp. Temp.:</b>	k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.20 °C Hum. rel.:84.0 %

Resultado: V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF	Evaluación
10000.00 V	10006 V	27.537 mA	60.00 Hz	7.2970 nF	0.2152 %	n/a

! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)  
\* = Medido a f nominal

**CH (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 16:01:55
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.00 °C Hum. rel.:81.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>
10000.00 V	10009 V	14.124 mA	60.00 Hz	3.7401 nF	0.2419 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal						

**CHL (UST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 16:03:46
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.00 °C Hum. rel.:81.0 %
<b>Resultado:V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>
10000.00 V	10000 V	13.409 mA	60.00 Hz	3.5571 nF	0.1867 %	n/a

! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)  
 \* = Medido a f nominal

### CL + CHL (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 16:08:32
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:35.00 °C T ambiente:30.00 °C Hum. rel.:66.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	10012 V	66.618 mA	60.00 Hz	17.646 nF	0.2428 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

### CL (GST):

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/26/2007 16:09:31
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:35.00 °C T ambiente:30.00 °C Hum. rel.:72.0 %

Resultado: V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF	Evaluación
10000.00 V	9995 V	53.097 mA	60.00 Hz	14.089 nF	0.2570 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)						
* = Medido a f nominal						

### CLH (UST):

Tipo:	TanDelta
Fecha/hora:	01/26/2007 16:10:25
Sobrecarga:	no
Evaluación:	n/a

<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						no
Resultado: V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	PF	Evaluación
10000.00 V	10001 V	13.411 mA	60.00 Hz	3.5571 nF	0.1878 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)						
* = Medido a f nominal						

## 8.2.4 AUTOTRANSFORMADOR FASE DE RESERVA

### 8.2.4.1 VISTA GENERAL DE PRUEBAS:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -220 KV	Relación TP	01/29/2007 14:40:42	sí	n/a	no
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 500 - 34.5 KV	Relación TP	01/29/2007 14:45:53	sí	n/a	no
RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIA 220 - 34.5 KV	Relación TP	01/29/2007 14:50:57	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1	Comprobar Tomas TP	01/29/2007 15:15:59	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0	Comprobar Tomas TP	01/29/2007 16:21:31	sí	n/a	no
RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2	Comprobar Tomas TP	01/29/2007 16:41:50	sí	n/a	no
CH + CHL (GST)	TanDelta	01/29/2007 10:07:00	sí	n/a	no
CH (GST)	TanDelta	01/29/2007 10:07:22	sí	n/a	no
CHL (UST)	TanDelta	01/29/2007 10:07:44	sí	n/a	no
CL + CHL (GST)	TanDelta	01/29/2007 10:21:38	sí	n/a	no

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
CL (GST)	TanDelta	01/29/2007 10:22:05	sí	n/a	no
CLH (UST)	TanDelta	01/29/2007 10:22:32	sí	n/a	no

## 8.2.4.2 Pruebas

### 8.2.4.2.1 RELACION DE TRANSFORMACION:

#### RELACION DE TRANSF ALTA - BAJA 500 -220 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 14:40:42
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

Rango:										AC 2kV	
Valores nominales											
Frecuencia:										60.00 Hz	
V prueba:										80.0 V	
Resultado: Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
001	500000/√3 V	253000/√3 V	1.9763 :1	79.99 V	0.00 °	40.529 V	0.02 °	1.9736 :1	0.13 %	1.2530 mA	70.96 °
002	500000/√3 V	250250/√3 V	1.9980 :1	79.98 V	0.00 °	40.133 V	0.03 °	1.9929 :1	0.26 %	1.2990 mA	71.77 °
003	500000/√3 V	247500/√3 V	2.0202 :1	79.99 V	0.00 °	39.639 V	0.00 °	2.0180 :1	0.11 %	1.3000 mA	71.57 °
004	500000/√3 V	244750/√3 V	2.0429 :1	79.99 V	0.00 °	39.246 V	0.00 °	2.0382 :1	0.23 %	1.2860 mA	71.84 °
005	500000/√3 V	242000/√3 V	2.0661 :1	79.98 V	0.00 °	38.750 V	0.02 °	2.0640 :1	0.10 %	1.2840 mA	71.84 °
006	500000/√3 V	239250/√3 V	2.0899 :1	79.98 V	0.00 °	38.356 V	0.01 °	2.0852 :1	0.22 %	1.2800 mA	71.97 °
007	500000/√3 V	236500/√3 V	2.1142 :1	79.98 V	0.00 °	37.861 V	0.02 °	2.1124 :1	0.08 %	1.2760 mA	71.71 °
008	500000/√3 V	233750/√3 V	2.1390 :1	79.98 V	0.00 °	37.469 V	0.00 °	2.1346 :1	0.21 %	1.2820 mA	72.05 °
009	500000/√3 V	231000/√3 V	2.1645 :1	79.98 V	0.00 °	36.974 V	0.03 °	2.1631 :1	0.06 %	1.2900 mA	71.42 °
010	500000/√3 V	228250/√3 V	2.1906 :1	79.99 V	0.00 °	36.582 V	0.01 °	2.1866 :1	0.18 %	1.2860 mA	71.38 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.99 V	0.00 °	36.086 V	0.02 °	2.2166 :1	0.03 %	1.2720 mA	71.42 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.087 V	0.01 °	2.2163 :1	0.05 %	1.2700 mA	71.56 °
011	500000/√3 V	225500/√3 V	2.2173 :1	79.98 V	0.00 °	36.088 V	0.00 °	2.2162 :1	0.05 %	1.2810 mA	72.25 °
012	500000/√3 V	222750/√3 V	2.2447 :1	79.98 V	0.00 °	35.690 V	0.01 °	2.2410 :1	0.17 %	1.2810 mA	71.29 °
013	500000/√3 V	220000/√3 V	2.2727 :1	79.99 V	0.00 °	35.199 V	0.01 °	2.2725 :1	0.01 %	1.2810 mA	71.43 °
014	500000/√3 V	217250/√3 V	2.3015 :1	79.98 V	0.00 °	34.802 V	0.03 °	2.2982 :1	0.14 %	1.2860 mA	71.93 °
015	500000/√3 V	214500/√3 V	2.3310 :1	79.98 V	0.00 °	34.311 V	0.02 °	2.3310 :1	0.00 %	1.2780 mA	72.46 °
016	500000/√3 V	211750/√3 V	2.3613 :1	79.98 V	0.00 °	33.916 V	0.02 °	2.3582 :1	0.13 %	1.2770 mA	72.35 °
017	500000/√3 V	209000/√3 V	2.3923 :1	79.98 V	0.00 °	33.422 V	0.01 °	2.3930 :1	-0.03 %	1.2820 mA	72.41 °
018	500000/√3 V	206250/√3 V	2.4242 :1	79.98 V	0.00 °	33.027 V	0.00 °	2.4217 :1	0.11 %	1.2840 mA	72.41 °
019	500000/√3 V	203500/√3 V	2.4570 :1	79.98 V	0.00 °	32.532 V	0.01 °	2.4585 :1	-0.06 %	1.2850 mA	72.23 °
020	500000/√3 V	200750/√3 V	2.4907 :1	79.99 V	0.00 °	32.140 V	0.02 °	2.4888 :1	0.08 %	1.2810 mA	72.50 °
021	500000/√3 V	198000/√3 V	2.5253 :1	79.98 V	0.00 °	31.644 V	0.00 °	2.5275 :1	-0.09 %	1.2720 mA	72.19 °

#### RELACION DE TRANSF ALTA - TERCIARIO 500 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 14:45:53
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>Rango:</b>	AC 2kV
---------------	--------



Valores nominales											
Frecuencia:											60.00 Hz
V prueba:											80.0 V
Resultado: Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
001	500000/√3 V	34500 V	8.3674 :1	79.99 V	0.00 °	9.5635 V	0.02 °	8.3641 :1	0.04 %	831.00 μA	-66.11 °

### RELACION DE TRANSF BAJA - TERCIARIO 220 - 34.5 KV:

<b>Tipo:</b>	Relación TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 14:50:57
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

Rango:											AC 2kV
Valores nominales											
Frecuencia:											50.00 Hz
V prueba:											80.0 V
Resultado: Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
001	220000/√3 V	34500 V	3.6817 :1	79.99 V	0.00 °	21.735 V	0.02 °	3.6802 :1	0.04 %	3.7410 mA	-66.52 °

### 8.2.4.2.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS:

#### RESISTENCIA DEVANADOS AT H1-X1:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 15:15:59
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

Rango:										DC 400A
I pru.:										2.0 A
T medida:										44.00 °C
T ref.:										75.00 °C
Resultado: Toma	Tiempo	R medida	Desv.	R ref.	Fluct.	Pendiente	I DC	V DC		
001	2.000 s	238.08 mΩ	0.38 %	264.54 mΩ	5.30 %	-30.00 mA/s	1.51 A	359.50 mV		

#### RESISTENCIA DEVANADOS BT X1-HX0:

<b>Tipo:</b>	Comprobar Tomas TP
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 16:21:31
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

Rango:										DC 400A
I pru.:										2.0 A
T medida:										31.00 °C
T ref.:										75.00 °C

Resultado: Toma	Tiempo	R medida	Desv.	R ref.	Fluct.	Pendiente	I DC	V DC
001	304.000 s	126.35 mΩ	0.37 %	147.25 mΩ	100.00 %	-60.00 mA/s	1.57 A	198.58 mV
002	69.000 s	125.42 mΩ	0.54 %	146.17 mΩ	6.33 %	-60.00 mA/s	1.57 A	196.91 mV
003	259.000 s	124.90 mΩ	0.28 %	145.57 mΩ	100.00 %	-50.00 mA/s	1.57 A	196.10 mV
004	196.000 s	123.12 mΩ	0.49 %	143.49 mΩ	6.37 %	-50.00 mA/s	1.57 A	193.30 mV
005	45.000 s	121.58 mΩ	0.38 %	141.69 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	192.09 mV
006	130.000 s	121.70 mΩ	0.39 %	141.83 mΩ	7.59 %	-50.00 mA/s	1.57 A	191.06 mV
007	93.000 s	120.32 mΩ	0.35 %	140.23 mΩ	6.33 %	-60.00 mA/s	1.58 A	190.11 mV
008	183.000 s	119.26 mΩ	0.48 %	138.98 mΩ	6.33 %	-60.00 mA/s	1.58 A	188.42 mV
009	91.000 s	118.10 mΩ	0.39 %	137.64 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	186.50 mV
010	90.000 s	117.45 mΩ	0.41 %	136.87 mΩ	5.70 %	-50.00 mA/s	1.58 A	185.56 mV
011	65.000 s	116.30 mΩ	0.37 %	135.54 mΩ	5.70 %	-50.00 mA/s	1.58 A	183.76 mV
011	77.000 s	116.37 mΩ	0.45 %	135.61 mΩ	5.70 %	-50.00 mA/s	1.58 A	183.86 mV
011	48.000 s	116.29 mΩ	0.45 %	135.53 mΩ	5.70 %	-50.00 mA/s	1.58 A	183.75 mV
012	110.000 s	117.69 mΩ	0.43 %	137.16 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	185.95 mV
013	69.000 s	118.49 mΩ	0.53 %	138.09 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	187.22 mV
014	64.000 s	118.92 mΩ	0.45 %	138.59 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	187.89 mV
015	50.000 s	119.66 mΩ	0.30 %	139.46 mΩ	6.29 %	-50.00 mA/s	1.58 A	189.07 mV
016	52.000 s	120.50 mΩ	0.33 %	140.44 mΩ	6.33 %	-60.00 mA/s	1.58 A	190.39 mV
017	97.000 s	121.94 mΩ	0.35 %	142.11 mΩ	6.33 %	-60.00 mA/s	1.58 A	192.56 mV
018	95.000 s	122.59 mΩ	0.36 %	142.86 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	193.59 mV
019	131.000 s	123.66 mΩ	0.37 %	144.12 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	195.38 mV
020	60.000 s	124.35 mΩ	0.38 %	144.92 mΩ	5.70 %	-50.00 mA/s	1.58 A	196.48 mV
021	57.000 s	125.13 mΩ	0.34 %	145.83 mΩ	6.33 %	-50.00 mA/s	1.58 A	197.70 mV

### RESISTENCIA DEVANADOS T Y1-Y2:

Tipo:	Comprobar Tomas TP
Fecha/hora:	01/29/2007 16:41:50
Sobrecarga:	no
Evaluación:	n/a

Rango:	DC 400A
I pru.:	2.0 A
T medida:	30.00 °C
T ref.:	75.00 °C

Resultado:Toma	Tiempo	R medida	Desv.	R ref.	Fluct.	Pendiente	I DC	V DC
001	55.000 s	25.604 mΩ	0.49 %	29.952 mΩ	6.06 %	-50.00 mA/s	1.65 A	42.247 mV

### 8.2.4.2.3 FACTOR DE POTENCIA:

**CH + CHL (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 10:07:00
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.20 °C Hum. rel.:84.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9999 V	27.496 mA	60.00 Hz	7.2914 nF	0.2225 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

**CH (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 10:07:22
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.00 °C Hum. rel.:81.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9996 V	14.119 mA	60.00 Hz	3.7436 nF	0.2928 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

**CHL (UST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 10:07:44
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						k:1.00 T aceite:32.00 °C T ambiente:27.00 °C Hum. rel.:81.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>
10000.00 V	10002 V	13.378 mA	60.00 Hz	3.5478 nF	0.1554 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal						

**CL + CHL (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 10:21:38
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>						CJ288G
<b>N° Calibración:</b>						20.0
<b>Por:</b>						Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>						10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>						GST
<b>Ancho de Banda :</b>						5 Hz
<b>Media:</b>						2
<b>Comp. Temp.:</b>						k:1.00 T aceite:35.00 °C T ambiente:30.00 °C Hum. rel.:66.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>
10000.00 V	9989 V	66.056 mA	60.00 Hz	17.539 nF	0.1969 %	n/a
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal						

**CL (GST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 10:22:05
<b>Sobrecarga:</b>	No
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							GST g-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							k:1.00 T aceite:35.00 °C T ambiente:30.00 °C Hum. rel.:72.0 %
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9999 V	52.750 mA	60.00 Hz	13.991 nF	0.2089 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							

**CLH (UST):**

<b>Tipo:</b>	TanDelta
<b>Fecha/hora:</b>	01/29/2007 10:22:32
<b>Sobrecarga:</b>	no
<b>Evaluación:</b>	n/a

<b>CPTD:</b>							CJ288G
<b>N° Calibración:</b>							20.0
<b>Por:</b>							Omicron electronics; Factory Calibration
<b>Fecha Calibración:</b>							10/20/2006 00:00:00
<b>Modo:</b>							UST-A
<b>Ancho de Banda :</b>							5 Hz
<b>Media:</b>							2
<b>Comp. Temp.:</b>							no
<b>Resultado: V prueba</b>	<b>V salida</b>	<b>I salida</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Cp</b>	<b>PF</b>	<b>Evaluación</b>	
10000.00 V	9999 V	13.374 mA	60.00 Hz	3.5479 nF	0.1584 %	n/a	
! = T reducida; ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial) * = Medido a f nominal							