



**CENTRAL HIDROELÉCTRICA ITAIPU  
ESPECIFICACIÓN TÉCNICA**

**Aditivo 1 (ANEXO C)**

**ESPECIFICACION TÉCNICA N° 3883-20-16500-E**

**TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CONVENCIONALES DE DISTRIBUCIÓN 100kVA**

Nº	DESCRIPCIÓN	FIRMA	FECHA
Elaboración :		Revisión:	/10/18
Verificación:		Aprobación:	/10/18
SO.DT – Superintendencia de Obras			
DIRECCIÓN TÉCNICA		3883-20-16500-E	R0

## ÍNDICE

1. OBJETIVO: .....	3
2. ALCANCE DEL SUMINISTRO: .....	3
3. PLAZO PARA SUMINISTRO Y LOCAL DE ENTREGA .....	3
4. GARANTIAS .....	5
5. GARANTIA DE PERDIDAS TOTALES MÁXIMAS .....	5
6. PLANOS Y DOCUMENTOS TÉCNICOS .....	5
7. NORMAS TÉCNICAS: .....	5
8. CONDICIONES DE SERVICIO: .....	7
9. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO: .....	8
10. ENSAYOS DE TIPO, DE RUTINA Y DE RECEPCIÓN: .....	21
11. ACCESORIOS: .....	29
12. EMBALAJE: .....	29
13. DISEÑOS .....	30
14. PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS .....	38
15. PLANILLA DE ENSAYOS DE TIPO .....	47

**1. OBJETIVO:**

Estas Especificaciones Técnicas establecen las condiciones técnicas mínimas que deben ser cumplidas en el suministro de los transformadores trifásicos convencionales de distribución aislados en aceite, que serán utilizados en Red de Media Tensión.

- 1.1. Estas Especificaciones comprenden los siguientes ítems:

**Tabla 1**

ÍTEM N°	DESCRIPCIÓN
1	Transformador trifásico convencional de distribución de 100 kVA

**2. ALCANCE DEL SUMINISTRO:**

- 2.1. *Dos mil (2000) transformadores trifásicos convencionales de distribución, con potencia de 100kVA, completo con todos sus componentes y accesorios, con características de acuerdo con esta especificación técnica*

**3. PLAZO PARA SUMINISTRO Y LOCAL DE ENTREGA**

- 3.1. El Contratista debe atender, como mínimo, las siguientes cantidades en los plazos para el suministro de los transformadores:

**LOTE 1 – Departamento de Central y Ciudad de Asunción:**

- 60 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 90 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 120 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 150 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 180 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 240 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 270 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 300 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades

- 330 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 360 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 136 unidades
- 390 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 140 unidades

**LOTE 2 – Departamento de Alto Paraná:**

- 60 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 90 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 120 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 150 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 180 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 240 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 270 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 300 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 330 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 360 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 45 unidades
- 390 días corridos a partir de la fecha de la orden de inicio del suministro: entrega de 50 unidades

La contratista deberá presentar un cronograma de entrega de transformadores para la aprobación de la ITAIPU, en un plazo de 10 (diez) días posterior a la Orden de Inicio de los Servicios, cumpliendo como mínimo los plazos y cantidades exigidos en este ítem. Esto se aplica a los Lotes 1 y Lote 2.

**3.3 Local de Entrega.**

Los transformadores deberán ser entregados en depósitos a definir en la ciudad de Asunción o alrededores; hasta un radio de 30 km. contados a partir de los límites de la ciudad de Asunción.

#### **4. GARANTIAS**

- 4.1. Los transformadores deben contar con una garantía de por lo menos doce (12) meses a partir de la fecha de recepción por la ITAIPU.

#### **5. GARANTIA DE PERDIDAS TOTALES MÁXIMAS**

- 5.1. Los transformadores deben tener las pérdidas totales máximas conforme estipulado en la tabla 2 de esta Especificación Técnica.
- 5.2. La tolerancia admisible será la indicada en la tabla 9 de esta Especificación Técnica.
- 5.3. Si las pérdidas medidas son mayores que los valores estipulados en la tabla 2 más su tolerancia de la tabla 9, ITAIPU se reserva el derecho de rechazar el transformador.

#### **6. PLANOS Y DOCUMENTOS TÉCNICOS**

- 6.1. Deben ser sometidos hasta 5 días corridos, luego de la fecha de la orden de inicio del suministro, los siguientes planos y documentos técnicos.
- Planos constructivos y de instalación del transformador, con vista frontal, lateral, planta, indicación de las dimensiones externas y peso total.
  - Plano de detalles con indicación del material y del acabado de los aisladores y demás accesorios.
  - Manual de montaje y mantenimiento.
  - Planos de las placas de identificación (en español).
  - Especificación del aceite aislante.
  - Memoria de cálculo con la demostración que el equipo soporta los esfuerzos dinámicos y térmicos ocasionados por cortocircuitos, atendiendo los ítems 9.1.13 y 9.1.14 de esta especificación.
  - Rutina de inspección y ensayos (PIT).
- 6.2. Los planos deben ser revisados y entregados, atendiendo los comentarios de la ITAIPU con relación a su forma y contenido. El fabricante debe aceptar la forma de aprobación de los documentos utilizada por la ITAIPU.

#### **7. NORMAS TÉCNICAS:**

- 7.1. En la aplicación de estas Especificaciones, se deberán cumplir las siguientes Normas:
- |            |  |
|------------|--|
| NBR 5356-1 | Transformadores de potência. Parte 1: Generalidades. |
| NBR 5356-2 | Transformadores de potência. Parte 2: Aquecimento.   |

NBR 5356-3	Transformadores de potência. Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos em ar.
NBR 5356-4	Transformadores de potência. Parte 4: Guia de ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores.
NBR 5356-5	Transformadores de potência. Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos.
NBR 5435	Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 15 kV e 25,8 kV - 160 A - Dimensões
NBR 5437	Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 1,3 kV - 160 A, 400 A, 800 A - Dimensões
NBR 5438	Bucha para transformadores - Tensão nominal 1,3 kV, 2000 A, 3150 A, 5000 A – Dimensões
NBR 5440	Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização
NBR 5915	Bobinas e chapas finas a frio de aço-carbono para estampagem – Especificação.
NBR 5950	Tubos de aço-carbono com ou sem solda longitudinal, pretos ou galvanizados – Especificação.
NBR 6649	Chapas finas a frio de aço-carbono para uso estrutural
NBR 6650	Chapas finas a quente de aço-carbono para uso estrutural
NBR 11388	Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações elétricas.
NBR 11888	Bobinas e chapas finas a frio e a quente de aço-carbono e aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais.
IEC 60076-5	Power Transformers. Part 5: Ability to withstand short circuit.
IEC 60296	Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear
IEC 61619	Insulating liquids – Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) – Method of determination by capillary column gas chromatography.
ASTM D 877	Standard test method for dielectric breakdown voltage of Insulating Liquids using Disk Electrodes
ASTM D 4059	Standard test method for analysis of Polychlorinated

## Biphenyls in Insulating Liquids by Gas Chromatography.

- 7.2. El equipo debe ser diseñado, fabricado y ensayado de acuerdo a lo establecido en las Normas NBR 5356-1, 5356-2, 5356-3, 5356-4, 5356-5 e IEC 60076-5, principalmente.
- 7.3. Serán aceptadas otras Normas de Fabricación y Ensayo, siempre y cuando aseguren una calidad del equipo igual o superior a lo establecido en estas Especificaciones y no se contradigan con lo establecido en las mismas ni con las Normas mencionadas en el ítem 7.1.
- 7.4. En caso de existir diferencias o contradicciones entre estas Especificaciones Técnicas y las Normas mencionadas prevalecerá lo indicado en las Especificaciones.

## 8. CONDICIONES DE SERVICIO:

### 8.1. Condiciones de instalación:

- 8.1.1. Los transformadores serán instalados en puestos que podrán ser de instalación interna o externa. En cuanto a su posición en relación al suelo podrán ser a nivel, subterráneos o aéreos (en postes).
- 8.1.2. Los transformadores serán instalados mediante soportes a un único poste o apoyados directamente sobre el suelo.

### 8.2. Condiciones ambientales:

- Temperatura máxima del aire: 45 °C
- Temperatura media diaria máxima: 30 °C
- Temperatura mínima del aire: -5 °C
- Humedad relativa ambiente máxima: 100 %
- Cota de instalación: ≤ 1.000 m.s.n.m

### 8.3. Características eléctricas de la red:

- Configuración del Sistema:

- Media Tensión: **Trifásico trifilar**, conectado en Estrella, neutro puesto a tierra sólidamente en el Centro de Distribución (Estación o Subestación).
- Trifásico trifilar**, conectado en Triángulo, neutro puesto a tierra mediante transformador zigzag en el Centro de Distribución (Estación o Subestación).

- Baja Tensión: **Trifásico tetrafilar**, conectado en Estrella, neutro puesto a tierra sólidamente en el secundario del transformador de distribución, en las acometidas y en la red.  
**Monofásico bifilar/trifilar**, neutro puesto a tierra sólidamente en el secundario del transformador de distribución, en las acometidas y en la red.

• Tensión Nominal y tolerancias:

- Media Tensión:
- Entre fases: 23.000 V  $\pm$  5 %
  - Entre fase y neutro: 13.200 V  $\pm$  5 %
- Baja Tensión:
- Entre fases: 380 V  $\pm$  10 %
  - Entre fase y neutro: 220 V  $\pm$  10 %

Frecuencia Nominal y tolerancias: 50 Hz  $\pm$  2 %

## 9. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO:

### 9.1. Características eléctricas:

9.1.1. Tipo, de acuerdo al nº de fases: Trifásico

9.1.2. Tensiones nominales, valor eficaz:

9.1.2.1. Primario (valores de tensión entre fases):

Derivación 1:	24.045 V
Derivación 2 (principal):	22.900 V
Derivación 3:	21.755 V
Derivación 4:	20.610 V

9.1.2.2. Secundario:

Entre fases:	400 V
Entre fase y neutro:	231 V

9.1.3. Tensión soportada de impulso atmosférico, valor de cresta:

Primario:	$\geq$ 125 kV
Secundario:	$\geq$ 30 kV

9.1.4. Tensión soportada a frecuencia industrial – 1 min, valor eficaz:

Primario:	$\geq$ 50 kV
Secundario:	$\geq$ 10 kV



- 9.1.5. Tensión inducida de corta duración, valor eficaz:  
Primario:  $\geq 45,8 \text{ kV} \leq 50 \text{ kV}$
- 9.1.6. Radiointerferencia (RIV):  
Tensión Aplicada en el Ensayo de Radiointerferencia, valor eficaz:  $15 \text{ a } 15,2 \text{ kV}$   
Tensión de Radiointerferencia ( $\mu\text{V}$ ) @ 1 MHz:  $\leq 650 \mu\text{V}$
- 9.1.7. Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia)  
@ 20° C (NBR 5356-1):  $\leq 1,2 \%$
- 9.1.8. Frecuencia nominal: 50 Hz
- 9.1.9. Grupo de conexión: Dyn5
- 9.1.10. Método de refrigeración: ONAN
- 9.1.11. Elevación de temperatura:
- 9.1.11.1. Elevación de Temperatura de los arrollamientos, determinada  
por variación de la resistencia eléctrica:  $55^\circ \text{C}$
- 9.1.11.2. Elevación de Temperatura de la superficie del aceite:  
  
Transformador 100 kVA:  $50^\circ \text{C}$
- 9.1.11.3. Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos:  $65^\circ \text{C}$
- 9.1.12. Las demás características eléctricas deben ajustarse a la Norma NBR 5356-1, cláusulas 11.4 y 11.5, y estar de acuerdo a la Tabla 2 siguiente.

**Tabla 2**

Potencia nominal <sup>6</sup>	Corriente soportada de cortocircuito – secundario, valor eficaz (kA)	Corriente en vacío (% de la corriente nominal) <sup>1</sup>	Pérdidas en vacío (W) <sup>2</sup>	Pérdidas en carga (W) <sup>3</sup>	Pérdidas totales (W) <sup>4</sup>	Impedancia de cortocircuito (% de la impedancia base) <sup>5</sup>
100 kVA	$\geq 3,6$	$\leq 3,7$	$\leq 390$	$\leq 1.730$	$\leq 2.120$	4,0

<sup>1,2</sup> Medida en la derivación 2 (principal).

<sup>3</sup> Medida en la derivación 2 (principal) y referida a 75 ° C.

<sup>4</sup> Pérdidas totales = Pérdidas en vacío + pérdidas en carga a 75 ° C, medidas en la derivación 2 (principal).

<sup>5</sup> Medida en la derivación 2 (principal) y referida a 75 ° C

<sup>6</sup> Todas las derivaciones son derivaciones a plena potencia (NBR 5356-1, Cláusula 6.3)

#### 9.1.13. **Capacidad térmica de soportar cortocircuitos:**

9.1.13.1. El transformador debe satisfacer lo exigido en la Cláusula 4.1 de la Norma NBR 5356-5, referente a temperaturas máximas admisibles, con la corriente de cortocircuito establecida en la Tabla 2 de estas Especificaciones.

#### 9.1.14. **Capacidad dinámica de soportar cortocircuitos:**

9.1.14.1. El transformador debe soportar la corriente de cortocircuito establecida en la Tabla 2 de estas Especificaciones. Esta característica debe ser demostrada por medio de memorial de cálculo para ese fin. El memorial de cálculo debe ser entregado con los documentos técnicos exigidos en el ítem 6 de esta especificación.

### 9.2. **Características constructivas:**

9.2.1. Todos los materiales empleados en su fabricación deberán, a su vez, ser nuevos, de fabricación reciente, libres de cualquier tipo de imperfección o defecto, y seleccionados de acuerdo con la mejor práctica de ingeniería considerando sus características funcionales, de elaboración y de duración

9.2.2. Debe verificarse una distancia mínima de 25 mm entre las partes activas (arrollamientos y núcleo) y la cuba.

9.2.3. Debe ser posible desmontar la tapa del transformador sin necesidad de desencubar la parte activa.

9.2.4. Las partes activas (arrollamientos y núcleo) deben estar fijadas a la cuba, mediante calces que eviten su movimiento en ocasión de transporte o esfuerzos electrodinámicos. El calce inferior debe estar fijado mediante pernos a la prensa yugo inferior. Estos pernos deben tener las dimensiones de ½" de diámetro y 2" de largo.

#### 9.2.5. **Arrollamientos:**

##### 9.2.5.1. **Arrollamiento primario (Media Tensión):**

9.2.5.1.1. Material: El arrollamiento primario debe estar constituido por conductor de cobre o aluminio, de sección circular, esmaltado, clase de temperatura A (105° C), como

mínimo.

9.2.5.1.2. **Construcción:** El arrollamiento primario debe estar constituido por secciones (paquetes o galletas) o ser continuo.

9.2.5.1.3. Los conductores de interconexión entre los respectivos aisladores pasantes y las bobinas del arrollamiento primario deben ser multifilares y flexibles.

9.2.5.1.4. La aislación de los arrollamientos debe ser uniforme.

9.2.5.2. **Arrollamiento secundario (Baja Tensión):**

9.2.5.2.1. **Material:** El arrollamiento secundario debe estar constituido por conductor de cobre de sección circular, conductor de cobre de sección rectangular con aristas redondeadas, conductor de aluminio de sección circular, conductor de aluminio de sección rectangular con aristas redondeadas (pletina), láminas de cobre con aristas redondeadas o láminas de aluminio (hoja, folio o fleje).

9.2.5.2.2. Las espiras deben estar aisladas entre sí mediante esmalte o papel kraft, o la combinación de ambos, clase de temperatura A (105° C), como mínimo.

9.2.5.2.3. La aislación de los arrollamientos debe ser uniforme.

9.2.6. **Núcleo:**

9.2.6.1. **Material:** El núcleo debe estar constituido por chapas de acero silicio, con granos orientados y laminadas en frío conforme a la norma IEC60404-8-7, o metal amorfo conforme la ASTM A900 y ASTM A901.

9.2.6.2. **Tipo de núcleo:** indistinto.

9.2.6.3. En todos los casos, el montaje del núcleo debe ser tal que permita la reutilización del mismo mediante la sustitución de los arrollamientos, sin la necesidad de cortar las chapas que conforman el núcleo ni la utilización de máquinas especiales.

9.2.6.4. Los bulones que atraviesan las chapas del núcleo deben estar aislados de éstas y conectados a tierra.

9.2.6.5. El núcleo debe estar conectado a la cuba (en un único punto), mediante un conductor flexible de cobre.

9.2.6.6. **Prensa yugo:** La prensa yugo debe ser de hierro o acero, sin calces intermedios entre ésta y el yugo del núcleo, además no debe tener rellenos ni agregados.

9.2.7. **Aisladores pasantes primarios:**

- 9.2.7.1. Los aisladores pasantes primarios deben tener una tensión nominal de 25,8 kV y deben ser fabricados de acuerdo con la Norma NBR 5435.
- 9.2.7.2. El material de los aisladores pasantes debe ser porcelana vitrificada, de características establecidas en la Norma NBR 5435 para asegurar una vida útil prolongada y soportar las sollicitaciones derivadas de la instalación a la intemperie, como ser: lluvia, radiación solar, altas temperaturas, etc.
- 9.2.7.3. Los aisladores pasantes deben soportar los esfuerzos que eventualmente pudieran producirse en la instalación del equipo, particularmente en el momento de la conexión de los cables al mismo.
- 9.2.7.4. Los aisladores pasantes primarios deben estar ubicados en la tapa de la cuba sobre los resaltos mencionados en el ítem 9.2.12.4 y de acuerdo a la Figura 1 de estas Especificaciones. Además, deben tener una excentricidad mínima de 10cm, con relación a la recta que une los dos ganchos de izados externos que posee el transformador, de modo que, al momento del izado del transformador completo, el cabo, cadena o zuncho utilizado para el izaje no dañe los aisladores pasantes primarios.
- 9.2.7.5. El dispositivo de sujeción de estos aisladores a la tapa debe ser externo a la cuba.
- 9.2.7.6. **Bornes primarios de conexión del transformador a la línea:**
  - 9.2.7.6.1. Los bornes de conexión del transformador a la línea deben ser aptos para conductores de cobre, aluminio o aleación de aluminio, de 25 a 50 mm<sup>2</sup> de sección, y deben ser fabricados de acuerdo con la Norma NBR 5435.
  - 9.2.7.6.2. Estos bornes primarios deben ser del tipo prensa con ojal (Figura 6 de estas Especificaciones).
  - 9.2.7.6.3. Material: Los bornes, incluyendo pernos y arandelas, deben ser de cobre o aleación de cobre.
  - 9.2.7.6.4. Tratamiento superficial de los bornes: Los bornes, incluyendo bulones, tuercas y arandelas deben ser estañados.
- 9.2.7.7. **Disposición y denominación de los aisladores pasantes primarios:**
  - 9.2.7.7.1. Los aisladores pasantes primarios deben estar dispuestos en el siguiente orden, con la denominación siguiente, cuando observados desde el lado correspondiente al primario, de izquierda a derecha:

**H1 – H2 – H3**

**9.2.8. Aisladores pasantes secundarios:**

- 9.2.8.1. Los aisladores pasantes secundarios deben tener una tensión nominal de 1,3 kV y deben ser fabricados de acuerdo con las Normas NBR 5437 y NBR 5438.
- 9.2.8.2. El material de los aisladores pasantes debe ser porcelana vitrificada, de características establecidas en la Normas NBR 5437 y NBR 5438 para asegurar una vida útil prolongada y soportar las sollicitaciones derivadas de la instalación a la intemperie, como ser: lluvia, radiación solar, altas temperaturas, etc.
- 9.2.8.3. Los aisladores pasantes deben soportar los esfuerzos que eventualmente pudieran producirse en la instalación del equipo, particularmente en el momento de la conexión de los cables al mismo.
- 9.2.8.4. Los aisladores pasantes secundarios deben estar ubicados en la parte posterior de la cuba, de acuerdo a lo indicado en la Figura 1 de estas Especificaciones. Los mismos deben estar ubicados sobre los resaltos mencionados en el ítem 9.2.11.4 de estas Especificaciones.
- 9.2.8.5. El dispositivo de sujeción de estos aisladores debe ser interno a la cuba.

**9.2.8.6. Bornes secundarios de conexión del transformador a la línea:**

- 9.2.8.6.1. Los bornes de conexión del equipo a la línea deben ser aptos para conductores de cobre o aleación de aluminio y deben ser fabricados de acuerdo con las Normas NBR 5437 y NBR 5438.
- 9.2.8.6.2. Los transformadores deben contar con bornes tipo prensa con ojal, T1 según NBR 5437, apto para la conexión de conductores de 35 mm<sup>2</sup> a 100 mm<sup>2</sup> de sección (Figura 7 de estas Especificaciones).
- 9.2.8.6.3. Material: Los bornes, incluyendo pernos, tuercas y arandelas (si aplicable), deben ser de cobre o aleación de cobre.
- 9.2.8.6.4. Tratamiento superficial de los bornes: Los bornes, incluyendo bulones, tuercas y arandelas (si aplicable) deben ser estañados.

**9.2.8.7. Disposición y denominación de los aisladores pasantes secundarios:**

- 9.2.8.7.1. Los aisladores pasantes secundarios deben estar dispuestos en el siguiente orden, con la denominación siguiente, cuando observados desde el lado correspondiente al secundario, de izquierda a derecha:

### **X3 – X2 – X1 – X0**

#### **9.2.9. Borne de puesta a tierra:**

9.2.9.1. Los transformadores deben contar con un borne de puesta a tierra.

9.2.9.2. Este borne debe estar ubicado en el soporte superior para poste, en el costado derecho del mismo, observado desde el lado correspondiente al secundario (Figura 1 de estas Especificaciones).

9.2.9.3. El borne debe ser del tipo prensa paralela, apto para alojar conductores de 25 mm<sup>2</sup> a 70 mm<sup>2</sup> de sección (Figura 8 de estas Especificaciones).

9.2.9.4. Material: El borne debe ser de cobre o aleación de cobre. Los bulones y arandelas deben ser de acero inoxidable. Los bulones deben ser soldados al soporte.

9.2.9.4.1. Tratamiento superficial: Los bornes, incluyendo tuercas y arandelas deben ser estañados.

#### **9.2.10. Conmutador de derivaciones con operación interna o externa:**

9.2.10.1. El transformador debe contar con un conmutador de derivaciones, para operaciones sin tensión, cambio simultáneo en las fases y contacto eficiente en todas sus posiciones.

9.2.10.2. Este conmutador debe contar con 4 posiciones correspondientes a las 4 derivaciones establecidas en el ítem 9.1.2.1 de estas Especificaciones.

9.2.10.3. El mismo debe ser del tipo lineal o rotativo.

9.2.10.4. **Operación Externa**: Si el conmutador fuese externo, debe contar con una perilla en forma externa, con accionamiento rotativo, en el resalto correspondiente en la tapa o al costado de la cuba, debe poseer algún dispositivo que evite operaciones indeseadas del conmutador (tapa de protección, perno roscado o similar) ubicada de acuerdo a la Figura 1 de estas Especificaciones.

9.2.10.5. **Operación Interna**: Si el conmutador fuese interno, debe ser visible y accesible a través de la abertura de inspección. El accionamiento del conmutador debe ser hecho sin la necesidad de que el operador entre en contacto con el aceite aislante, aún en las condiciones de máxima temperatura permitida.

#### **9.2.11. Cuba:**

9.2.11.1. La cuba y tapa deben ser fabricadas a partir de chapas de acero, de acuerdo a las

Normas NBR 6649 y/o NBR 6650, en lo que fuere aplicable.

- 9.2.11.2. **Espesor:** El espesor de la chapa que constituye las distintas partes de la cuba y tapa debe ser el establecido en la Tabla 3 de estas Especificaciones, de acuerdo a la potencia del transformador.

**Tabla 3: Espesor mínimo de la chapa de la cuba y tapa**

Potencia (kVA)	Tapa (mm)	Cuba (mm)	Fondo de la cuba (mm)
100	2,65	2,65	3

- 9.2.11.3. La cuba debe contar con apoyos, de manera que la base de la misma no quede en contacto con el suelo cuando el transformador esté apoyado sobre el mismo.

- 9.2.11.4. La parte posterior de la cuba debe contar con resaltos sobre los cuales deben estar ubicados los aisladores pasantes secundarios.

**9.2.12. Tapa:**

- 9.2.12.1. La tapa debe poseer pestañas en los bordes, de manera a evitar el ingreso de agua al interior del transformador.

- 9.2.12.2. El diseño de la tapa debe ser tal que no permita la acumulación de agua sobre la misma. La tapa de la cuba debe contar con una abertura para inspección de 120 mm de diámetro para la carga de aceite, accionamiento del conmutador de derivaciones y efectuar inspecciones visuales varias. La abertura para inspección debe contar con tapa y una junta de goma que asegure la hermeticidad, de acuerdo a la Figura 1 de estas Especificaciones.

- 9.2.12.3. El transformador debe contar con una conexión equipotencial entre la tapa y la cuba, la misma debe estar constituida por un conductor flexible de cobre, de 4 mm<sup>2</sup> de sección, como mínimo.

- 9.2.12.4. La tapa debe contar con resaltos sobre los cuales deben estar ubicados los aisladores pasantes primarios.

- 9.2.12.5. **Cierre de la tapa:** La tapa debe ser asegurada a la cuba mediante dispositivos de cierre con pernos, de acuerdo a la Figura 9 de estas Especificaciones.

**9.2.13. Radiadores:**

- 9.2.13.1. Estos radiadores deben estar fabricados a partir de chapa y/o tubos de acero, según

normas NBR 5.915, NBR 5.590, NBR 6.650 y NBR 11.888.

9.2.13.2. El espesor de la chapa o la pared de los tubos debe ser el establecido en la Tabla 4.

**Tabla 4: Espesor mínimo de la chapa o pared de los tubos de radiadores**

Tipo	Espesor (mm)
Chapa	1,2
Tubular	1,2

9.2.14. **Válvula esclusa inferior:**

9.2.14.1. El transformador debe contar con una válvula esclusa inferior de 3/4" de diámetro, ubicada en la parte inferior de la cuba, para el vaciado de la cuba y para realizar el tratamiento del aceite (Figura 1 de estas Especificaciones).

9.2.15. **Soportes para fijación al poste:**

9.2.15.1. Los transformadores deben poseer 2 soportes para fijación al poste.

9.2.15.2. Los mismos deben estar soldados a la cuba, mediante cordón de soldadura continua y en la parte posterior de la cuba del transformador.

9.2.15.3. La forma, dimensiones y ubicación de los mismos deben ser las establecidas en las Figuras 1 y 2 de estas Especificaciones.

9.2.16. **Soportes para descargadores de sobretensión:**

9.2.16.1. Los transformadores deben contar con 3 soportes para la fijación de 3 descargadores de sobretensión, correspondientes a las 3 fases del arrollamiento primario.

9.2.16.2. Los soportes deben ser de planchuela de acero, de 6 mm de espesor, 38 mm de ancho y deben tener la forma, dimensiones y ubicación indicada en las Figuras 4 y 5 de estas Especificaciones. La distancia entre el soporte y cualquier parte del borne primario no debe ser menor a la mínima distancia "d" entre cualquier parte de este borne y partes conductoras ubicadas en la tapa (dispositivo de sujeción del aislador pasante a la tapa, pernos de sujeción, etc.).

9.2.16.3. Estos soportes deben estar soldados a la cuba del transformador, mediante cordón de soldadura continua.

9.2.17. **Ganchos para izado:**

9.2.17.1. Los transformadores deben contar con 2 conjuntos de ganchos, siendo 1 conjunto para el izado del transformador completo con su carga de aceite aislante y el otro conjunto



para el desencubado y para izado de las partes activas. Para el conjunto de izado del transformador completo, el mismo debe cumplir con el diseño de la Figura 3.

**9.2.18. Juntas de sellado:**

- 9.2.18.1. Las tapas, aisladores pasantes, caños de interconexión, válvulas, etc., deben poseer juntas que permitan un cierre hermético.
- 9.2.18.2. Las juntas de sellado deben ser de goma sintética o material elastomérico adecuado para el contacto permanente con el aceite aislante, resistente a la humedad y a los rayos solares.

**9.2.19. Indicador de nivel de aceite:**

- 9.2.19.1. En los transformadores se debe marcar en el interior del tanque en bajo o alto relieve, pintado en tinta indeleble, contrastando con la pintura interna del transformador el nivel correcto de aceite aislante a 25 °C., de acuerdo con la Norma ANSI C57.12.20.

**9.2.20. Dimensiones:**

- 9.2.20.1. Los transformadores no deben exceder los valores de la Tabla 5 siguiente:

**Tabla 5: Dimensiones máximas de los transformadores**

Potencia (kVA)	Altura (mm) <sup>1</sup>	Ancho (mm) <sup>2</sup>	Profundidad (mm) <sup>3</sup>
100	1.600	1.400	900

<sup>1</sup>La altura incluye los aisladores pasantes primarios, apoyos o ruedas, según sea el caso.

<sup>2</sup>El ancho incluye los radiadores.

<sup>3</sup>La profundidad incluye los radiadores y soportes para fijación al poste.

- 9.2.20.2. Las demás dimensiones deben estar de acuerdo a lo establecido en las figuras respectivas de estas Especificaciones.

**9.3. Terminación superficial:**

- 9.3.1. La tapa, cuba y radiadores del transformador deben estar pintados.
- 9.3.2. Preparación de las superficies: Todas las superficies a ser pintadas deben ser preparadas previamente mediante arenado o granallado.
- 9.3.3. Terminación interna: Debe ser aplicada una capa de pintura anticorrosiva, que no afecte ni sea afectada por el aceite aislante. El espesor de la misma debe ser 30 µm, como mínimo.

9.3.4. Terminación externa: Debe ser aplicada una primera capa de pintura anticorrosiva, de 40  $\mu\text{m}$  de espesor, como mínimo, y una capa superficial de pintura alquídica o poliuretánica, de 40  $\mu\text{m}$  de espesor, como mínimo, que posea adecuada resistencia a la intemperie y de acuerdo a la norma NBR 11.388.

9.3.5. El color de la capa externa de pintura debe ser gris claro o verde turquesa.

#### **9.4. Marcación:**

##### **9.4.1. Placa de características:**

9.4.1.1. El transformador debe contar con una placa de características con las siguientes inscripciones e informaciones, como mínimo:

- a) Número de Licitación, Año de la Licitación y Contrato;
- b) La inscripción "TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN"
- c) Marca;
- d) Fabricante;
- e) Procedencia;
- f) Modelo;
- g) Año de Fabricación;
- h) Norma de Fabricación;
- i) Potencia Nominal;
- j) Corriente Nominal Primaria para cada derivación;
- k) Corriente Nominal Secundaria;
- l) Método de refrigeración;
- m) Impedancia de cortocircuito (% de la impedancia base);
- n) Pérdidas en vacío;
- o) Pérdidas totales;
- p) Corriente en vacío (% de la corriente nominal);
- q) Corriente soportada de cortocircuito – secundario;
- r) Tensión Nominal Primaria para cada derivación;
- s) Tensión Nominal Secundaria;
- t) Tensión soportada de impulso atmosférico - primario;
- u) Tensión soportada de impulso atmosférico - secundario;
- v) Tensión soportada a frecuencia industrial – primario;
- w) Tensión soportada a frecuencia industrial – secundario;
- x) Tensión inducida de corta duración – primario;
- y) Frecuencia Nominal;
- z) Número de serie del Fabricante;
- aa) Material del conductor del arrollamiento primario;
- bb) Material del conductor del arrollamiento secundario;
- cc) Peso total del transformador con la carga completa de aceite, en kg;
- dd) Peso del transformador sin aceite, en kg;

- ee) Peso de la parte activa, en kg;
- ff) Peso total del conductor del arrollamiento primario, en kg;
- gg) Peso total del conductor del arrollamiento secundario, en kg;
- hh) Peso del aceite aislante utilizado, en kg;
- ii) Volumen de aceite aislante utilizado, en litros;
- jj) Tipo de aceite aislante utilizado;
- kk) Contenido de PCBs, en p.p.m.
- ll) Polaridad
- mm) Grupo de conexión;
- nn) Diagrama de Conexión Interno.

9.4.1.2. Esta placa debe estar remachada a un soporte adecuado, el cual debe estar unido a la cuba del transformador por soldadura.

9.4.1.3. Debe existir una separación de 20 mm a 30 mm entre el soporte de la placa y la cuba del transformador.

9.4.1.4. Esta Placa de características debe estar ubicada según lo indicado en la Figura 1 de estas Especificaciones.

9.4.1.5. Los valores correspondientes a la Impedancia de cortocircuito, Pérdidas en vacío, Pérdidas totales y Corriente en vacío que figuran en la Placa de Características deben ser los valores hallados en los Ensayos de Rutina.

**9.4.2. Identificación de los aisladores pasantes primarios y secundarios:**

9.4.2.1. Los aisladores pasantes del transformador deben estar identificados de acuerdo a lo establecido en 9.2.7.7 y 9.2.8.7 de estas Especificaciones.

9.4.2.2. La marcación correspondiente a la identificación de los aisladores pasantes debe ser en bajorrelieve y pintada con un color que contraste con el color de la pintura del transformador.

9.4.2.3. Los caracteres que componen la marcación deben tener una altura mínima de 15 mm, deben estar orientados y ubicados de acuerdo a lo establecido en la Figura 1 de estas Especificaciones.

**9.4.3. Identificación del Borne de puesta a tierra:**

9.4.3.1. El borne de puesta a tierra debe estar identificado mediante marcación bajo relieve con el símbolo correspondiente en la superficie de la cuba o soporte, según sea el caso, próxima al mismo.

**9.4.4. Marcación del conmutador de derivaciones:**

9.4.4.1. Las 4 posiciones del conmutador deben estar claramente indicadas mediante marcación impresa y en relieve. Además, debe estar marcada en forma impresa la inscripción “NO OPERAR CON TENSIÓN” en la superficie adyacente al conmutador.

**9.4.5. Número de Orden:**

9.4.5.1. El Número de Orden debe estar marcado en forma impresa, pintado con un color que contraste con el color de la pintura del transformador.

9.4.5.2. Los caracteres que componen la marcación deben tener una altura mínima de 70 mm, deben estar ubicados en el costado derecho de la cuba, observado desde el lado correspondiente al secundario, según la Figura 1.

9.4.5.3. Los caracteres deben estar dispuestos en forma vertical y orden descendente, siendo que el Número de Orden debe leerse de arriba hacia abajo.

**9.4.6. Marcación de la potencia del transformador:**

9.4.6.1. La potencia indicada en kVA, pintado con esmalte indeleble y duradero, de color negro con letras de dimensiones como mínimo de 70 mm. de altura, 50 mm. de ancho y trazo de 10 mm. de espesor, en lugar y forma a quedar visibles una vez montado

**9.4.7. Marcación adicional en bajorrelieve de la cuba, la tapa y la prensa yugo:**

9.4.7.1. La cuba, la tapa y la prensa yugo debe estar marcadas en bajorrelieve con el Número de serie del Fabricante.

**9.5. Características del aceite aislante:**

9.5.1. El transformador debe ser suministrado con carga completa de aceite mineral aislante, listo para entrar en servicio.

9.5.2. El aceite a ser suministrado debe ser nuevo y del tipo Nafténico o Parafínico.

9.5.3. Si el aceite mineral contiene inhibidores de oxidación, la proporción máxima de los mismos debe ser la siguiente: entre 0.15% y 0.4% por masa de 2,6 di – tert- butil – paracresol (DBPC) o 2,6 di – tert – butyl – fenol (DBP), según la Norma IEC 60296.

9.5.4. Las características del aceite deben ser las establecidas en la Tabla 6 de estas Especificaciones:

Tabla 6

Características			Norma de Ensayo	Unidad de medida	Valores antes del contacto con las partes activas	Valores después del contacto con las partes activas
1	Aspecto		(ASTM D 1524)	-	CLARO	CLARO
2	Color		(ASTM D 1500)	-	$\leq 1$	$\leq 1$
3	Densidad @ 20/4 °c	Nafténico	(ASTM D 1298)	kg/dm <sup>3</sup>	$\geq 0,861$ $\leq 0,900$	$\geq 0,861$ $\leq 0,900$
		Parafínico	(ASTM D 1298)	kg/dm <sup>3</sup>	$\leq 0,860$	$\leq 0,860$
4	Punto de inflamación o combustión		(ASTM D 92)	°C	$\geq 140$	$\geq 140$
5	Numero de neutralización (acidez)		(ASTM D 974)	mgKOH/g	$\leq 0,040$	$\leq 0,040$
6	Tensión interfacial @ 25° C		(ASTM D 971)	mN/m	$\geq 40$	$\geq 40$
7	Contenido de agua		(ASTM D 1533)	p.p.m.	$\leq 35$	$\leq 35$
8	Rigidez dieléctrica		(ASTM D 877)	kV	$\geq 35$	$\geq 35$
9	Factor de disipación (tg $\delta$ )	@ 25° C	(ASTM D 924)	%	$\leq 0,05$	$\leq 0,10$
		@ 100° C	(ASTM D 924)	%	$\leq 0,50$	$\leq 1,00$

9.5.5. El contenido de bifeniles policlorados (PCB's) debe ser menor a 1 p.p.m. o menor valor detectable por Cromatografía Gaseosa; el mismo será determinado de acuerdo a lo establecido en la Norma IEC 61619, ASTM D 4059 o ANP 36, o que fuera más restrictivo.

## 10. ENSAYOS DE TIPO, DE RUTINA Y DE RECEPCIÓN:

10.1. Se aplicará la inspección en fábrica clase 2, conforme establecido en las Condiciones Generales de Inspección de ITAIPU.

### 10.2. Ensayos de Tipo:

10.2.1. Todos los Ensayos de Tipo deben ser realizados sobre un solo equipo que debe estar identificado, debe ser idéntico al modelo a ser suministrado [y presentados con la Oferta Comercial](#), estos ensayos según lo establecido en las Normas y/o Cláusulas citadas y en las presentes Especificaciones, son los siguientes:

#### 10.2.1.1. Ensayo de capacidad de resistir a cortocircuitos (NBR 5356-5 e IEC 60076-5):

Este ensayo debe ser realizado, de la manera siguiente:

1. Se debe realizar los Ensayos de Rutina, descritos a continuación:
    - a) El transformador debe ser ensayado con la corriente establecida en la Tabla 2 de estas Especificaciones.
    - b) Debe medirse la resistencia y la reactancia de los arrollamientos, por fase.
    - c) Ensayos dieléctricos, con el 100% de los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.
      - i. Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial (tensión aplicada).
      - ii. Ensayo de tensión inducida de corta duración.
  2. Se debe realizar la aplicación de la corriente de cortocircuito.
  3. Se debe realizar nuevamente los Ensayos de Rutina del ítem 10.2.1.1, sub ítem 1.
  4. La parte activa debe ser retirada para su inspección.
  5. En el informe debe constar los Ensayos de Rutina realizados antes y posterior a este ensayo, las variaciones porcentuales, la verificación de la parte activa, y la variación porcentual de la reactancia
- 10.2.1.2. **Ensayo de elevación de temperatura (Cláusula 4.2, NBR 5356-2):** Este Ensayo debe ser realizado en la derivación 4, con las pérdidas totales (pérdidas en carga + pérdidas en vacío) halladas en dicha derivación y la corriente nominal de dicha derivación, respectivamente, para la condición de potencia nominal en régimen permanente. La Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos debe ser hallada de acuerdo al Anexo B.2 de la Norma NBR 5356-2, considerando un factor de punto más caliente de 1,1.
- 10.2.1.3. **Ensayo de tensión de impulso atmosférico (Cláusula 13, NBR 5356-3):** Este Ensayo debe ser realizado en el arrollamiento primario y en el arrollamiento secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones
- 10.2.1.4. **Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial (tensión aplicada) (Cláusula 11, NBR 5356-3):** Este Ensayo debe ser realizado en el arrollamiento primario y en el arrollamiento secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.
- 10.2.1.5. **Ensayo de tensión inducida de corta duración (Cláusula 12.2.1, NBR 5356-3):** Se debe aplicar una tensión en el arrollamiento primario con el valor dentro del rango establecido en estas Especificaciones.
- 10.2.1.6. **Ensayo de radiointerferencia (Anexo E.25, NBR 5356-1):** Este Ensayo debe ser realizado con los valores establecidos en estas Especificaciones.
- 10.2.1.7. **Ensayo de factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) (Cláusula 11.20 y Anexo E.12, NBR 5356-1)**
- 10.2.1.8. **Ensayo de verificación de espesor y adherencia de la pintura interna y externa (Anexo E.26, NBR 5356-1)**

10.2.1.9. **Ensayo de determinación del nivel de ruido audible (Cláusula 11.18, NBR 5356-1):** Se debe verificar que no sean excedidos los valores de ruido establecidos en la Tabla 7 y Tabla 8 de la Norma NBR 5356-1.

### **10.3. Ensayos de Rutina:**

10.3.1. Estos Ensayos deben ser realizados por el fabricante durante el proceso de fabricación, en cada uno de los transformadores fabricados con la finalidad de demostrar el correcto funcionamiento del equipo.

10.3.2. Los resultados deben ser sobre el TAP 2 (principal), y registrados en los protocolos de Ensayo de Rutina, en donde sea aplicable.

10.3.3. Los Ensayos de Rutina deben ser realizados según lo establecido en las Normas y Cláusulas citadas y en las presentes Especificaciones, son los siguientes:

10.3.3.1. **Medición de resistencia eléctrica de los arrollamientos (Cláusula 11.2 y Anexo E.2, NBR 5356-1);**

10.3.3.2. **Medición de la relación de transformación, verificación del desplazamiento angular y secuencia de fases (grupo de conexión) (Cláusula 11.3 y Anexo E.3, E.4, E.5, E.6 y E.7, NBR 5356-1);**

10.3.3.3. **Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas en carga (Cláusula 11.4 y Anexo E.9, NBR 5356-1);** Este Ensayo debe ser realizado con el 100% de la corriente nominal.

10.3.3.4. **Medición de las pérdidas en vacío y de la corriente en vacío (Cláusula 11.4 y Anexo E.8, NBR 5356-1);**

10.3.3.5. **Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial (tensión aplicada) (Cláusula 11, NBR 5356-3 y Anexo E.10.1.1, NBR 5356-1):** Este Ensayo debe ser realizado en el arrollamiento primario y en el arrollamiento secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.

10.3.3.6. **Ensayo de tensión inducida de corta duración (Cláusula 12.2.1, NBR 5356-3):** Se debe aplicar una tensión en el arrollamiento primario con el valor dentro del rango establecido en estas Especificaciones.

10.3.3.7. **Medición de la resistencia de aislamiento (Cláusula 11.9, NBR 5356-1);**

10.3.3.8. **Ensayo de estanqueidad y resistencia a la presión a temperatura ambiente (Cláusula 11.10, Anexo E.11.1, NBR 5356-1);**

10.3.3.9. **Verificación del funcionamiento de accesorios (Cláusula 11.10.2, Anexo E.16, NBR 5356-1):** Debe verificarse el funcionamiento de los accesorios requeridos en estas Especificaciones.

10.3.3.10. **Ensayo de rigidez dieléctrica del aceite aislante (ASTM D 877):** Debe verificarse el valor establecido en estas Especificaciones de acuerdo la Norma ASTM D 877.

#### **10.4. Ensayos de Recepción:**

10.4.1. Los Ensayos de Recepción, citados a continuación, deben ser realizados de acuerdo a lo estipulado en las Normas y Cláusulas citadas y en las presentes Especificaciones:

10.4.1.1. **Inspección visual:** Se verificarán que los siguientes ítems estén de acuerdo a lo establecido en estas Especificaciones:

- Material;
- Construcción;
- Terminación;
- Placa de características, Marcación e Identificación en gral.;
- Embalaje y Marcación del embalaje (si aplicable).

10.4.1.2. **Verificación dimensional:** Se verificará que las dimensiones estén de acuerdo con lo establecido en estas Especificaciones.

10.4.1.3. **Medición de resistencia eléctrica de los arrollamientos (Cláusula 11.2 y Anexo E.2, NBR 5356-1);**

10.4.1.4. **Medición de la relación de transformación y polaridad y verificación del desplazamiento angular y secuencia de fases (grupo de conexión) (Cláusula 11.3 y Anexo E.3, E.4, E.5, E.6 y E.7, NBR 5356-1);**

10.4.1.5. **Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas en carga (Cláusula 11.4 y Anexo E.9, NBR 5356-1);** Este Ensayo debe ser realizado con el 100% de la corriente nominal.

10.4.1.6. **Medición de las pérdidas en vacío y de la corriente en vacío (Cláusula 11.4 y Anexo E.8, NBR 5356-1);**

10.4.1.7. **Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial (tensión aplicada) (Cláusula 11, NBR 5356-3 y Anexo E.10.1.1, NBR 5356-1):** Este Ensayo debe ser realizado en el arrollamiento primario y en el arrollamiento secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.

10.4.1.8. **Ensayo de tensión inducida de corta duración (Cláusula 12.2.1, NBR 5356-3):** Se debe aplicar una tensión en el arrollamiento primario con el valor dentro del rango



establecido en estas Especificaciones.

10.4.1.9. **Medición de la resistencia de aislamiento (Cláusula 11.9, NBR 5356-1);**

10.4.1.10. **Ensayo de estanqueidad y resistencia a la presión a temperatura ambiente (Cláusula 11.10, Anexo E.11.1, NBR 5356-1);**

10.4.1.11. **Verificación del funcionamiento de accesorios (Cláusula 11.10.2, Anexo E.16, NBR 5356-1):** Debe verificarse el funcionamiento de los accesorios requeridos en estas Especificaciones.

10.4.1.12. **Ensayos del aceite aislante (Cláusula 11.11, NBR 5356-1):** Se debe ensayar el aceite aislante de cada uno de los equipos, para determinar las siguientes características, las cuales deben estar de acuerdo a lo establecido en estas Especificaciones:

1. Rigidez dieléctrica
2. Contenido de agua
3. Factor de pérdidas dieléctricas o factor de disipación
4. Tensión interfacial

Además debe verificar las siguientes características, las cuales deben estar de acuerdo a lo establecido en estas Especificaciones:

5. Aspecto, según tabla 6 de estas Especificaciones
6. Color, según tabla 6 de estas Especificaciones
7. Se debe verificar que el aceite utilizado en los transformadores corresponda al proveedor y recipientes indicados en el documento de certificación, en donde se comprueba los valores de PCB's.

10.4.1.13. **Ensayo de elevación de temperatura (Cláusula 4.2, NBR 5356-2):** Este Ensayo debe ser realizado en la derivación 4, con las pérdidas totales (pérdidas en carga + pérdidas en vacío) halladas en dicha derivación y la corriente nominal de dicha derivación, respectivamente, para la condición de potencia nominal en régimen permanente. La Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos debe ser hallada de acuerdo al Anexo B.2 de la Norma NBR 5356-2, considerando un factor de punto más caliente de 1,1.

10.4.1.14. **Verificación del espesor y adherencia de la pintura de la parte externa (Cláusula 11.13, NBR 5356-1 y NBR 11388)**

**10.5. Muestreo y Aceptación o Rechazo del lote para los Ensayos de Tipo y Recepción:**

10.5.1. Los Ensayos de tensión soportada a frecuencia industrial (tensión aplicada) y Ensayo de tensión inducida de corta duración deben ser realizados sobre el 100% del lote, siendo que la falla en estos Ensayos implicará el Rechazo de las unidades defectuosas en forma individual.

- 10.5.2. La verificación de lo solicitado en el ítem 10.4.1.12 del sub ítem 7, sobre el aceite aislante. La falta de lo indicado implicará el Rechazo de todo el lote.
- 10.5.3. El Ensayo de Tipo de elevación de temperatura debe ser realizado sobre una unidad del lote, debiendo ser estas unidades las que hayan presentado los mayores valores de pérdidas totales en el Ensayo correspondiente. La falla de esta unidad implicará el Rechazo de todo el lote.
- 10.5.4. El criterio de Muestreo y Aceptación o Rechazo a ser utilizado para los demás Ensayos de Recepción es el establecido en las Tablas 7 y 8 de estas Especificaciones, respectivamente.
- 10.5.5. Si el número de unidades defectuosas estuviese comprendido entre Ac y Re (excluyendo estos valores), deberá ser ensayada la segunda muestra. El total de unidades defectuosas encontradas después de haber sido ensayadas las dos muestras, deberá ser igual o inferior al mayor valor de Ac especificado.

**Tabla 7: Criterio de Muestreo, Aceptación o Rechazo para los Ensayos de Recepción**

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección visual</li> <li>• Verificación dimensional</li> <li>• Medición de resistencia eléctrica de los arrollamientos</li> <li>• Medición de la relación de transformación, verificación del desplazamiento angular y secuencia de fases (grupo de conexionado)</li> <li>• Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas en carga</li> <li>• Medición de las pérdidas en vacío y de la corriente en vacío</li> <li>• Medición de la resistencia de aislamiento</li> <li>• Ensayo de estanqueidad y resistencia a la presión a temperatura ambiente</li> <li>• Verificación del funcionamiento de accesorios</li> </ul>				
Tamaño del lote	Nº de muestra	Tamaño de la muestra	Ac	Re
2 a 8	-	2	0	1
9 a 15	1ª	2	0	2
	2ª	2	1	2
16 a 25	1ª	3	0	2
	2ª	3	1	2
26 a 50	1ª	5	0	2
	2ª	5	1	2
51 a 90	1ª	8	0	2
	2ª	8	1	2
91 a 150	1ª	13	0	2
	2ª	13	1	2
151 a 280	1ª	20	0	2
	2ª	20	1	2
281 a 500	1ª	32	0	2
	2ª	32	1	2
501 a 1200	1ª	50	0	3
	2ª	50	3	4
1201 a 3200	1ª	80	1	4
	2ª	80	4	5

**Ac:** N° de unidades defectuosas que permite la Aceptación del lote.

**Re:** N° de unidades defectuosas que implica el Rechazo del lote

**Tabla 8: Criterio de Muestreo, Aceptación o Rechazo para los Ensayos de Recepción**

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ensayos del aceite aislante</li> <li>• Verificación del espesor y adherencia de la pintura de la parte externa</li> </ul>				
Tamaño del lote	Nº de muestra	Tamaño de la muestra	Ac	Re
2 a 50	-	3	0	1
51 a 90	-	5	0	1
91 a 150	-	8	0	1
151 a 280	1ª	8	0	2
	2ª	8	1	2
281 a 500	1ª	13	0	2
	2ª	13	1	2
501 a 1200	1ª	20	0	3
	2ª	20	3	4
1201 a 3200	1ª	32	1	4
	2ª	32	4	5

**Ac:** N° de unidades defectuosas que permite la Aceptación del lote.

**Re:** N° de unidades defectuosas que implica el Rechazo del lote

#### 10.6. Tolerancias para las características eléctricas:

10.6.1. Las tolerancias para las siguientes características eléctricas deben ser las establecidas en la Tabla 9, a continuación:

**Tabla 9: Tolerancias**

Característica eléctrica	Tolerancia individual para valores de cada unidad ensayada	Tolerancia para el valor promedio de las unidades ensayadas del lote (muestra)
Impedancia de cortocircuito	$\pm 7,5 \%$	$\pm 7,5 \%$
Pérdidas en vacío	+ 10 %	+ 0 %
Pérdidas en carga	+ 6 %	+ 0 %
Relación de transformación	$\pm 0,5 \%$	$\pm 0,5 \%$
Corriente en vacío	+ 20 %	+ 0 %
Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) @ 20° C	+ 20 %	+ 0 %

10.6.2. Las tolerancias individuales se aplican a los valores obtenidos de una unidad ensayada.

10.6.3. Las tolerancias para el valor promedio se aplican al promedio de todos los valores obtenidos de ensayar todas las unidades que componen la muestra para un determinado ensayo.

10.6.4. Las tolerancias se consideran con respecto a los valores garantizados.

## **11. ACCESORIOS:**

### **11.1. Accesorios:**

11.1.1. No serán proveídos ítems de accesorios para los transformadores.

### **11.2. Repuestos:**

11.2.1. No serán proveídos ítems de repuestos para los transformadores.

## **12. EMBALAJE:**

### **12.1. Embalaje:**

12.1.1. Los transformadores completos, armados y con su carga completa de aceite, deben ser acomodados en embalajes de madera, en cantidad de 1 (una) unidad por embalaje.

12.1.2. El embalaje debe ser fabricado de manera a permitir:

- Su movimiento con montacargas;
- El izado mediante grúas, utilizando los ganchos correspondientes del transformador.

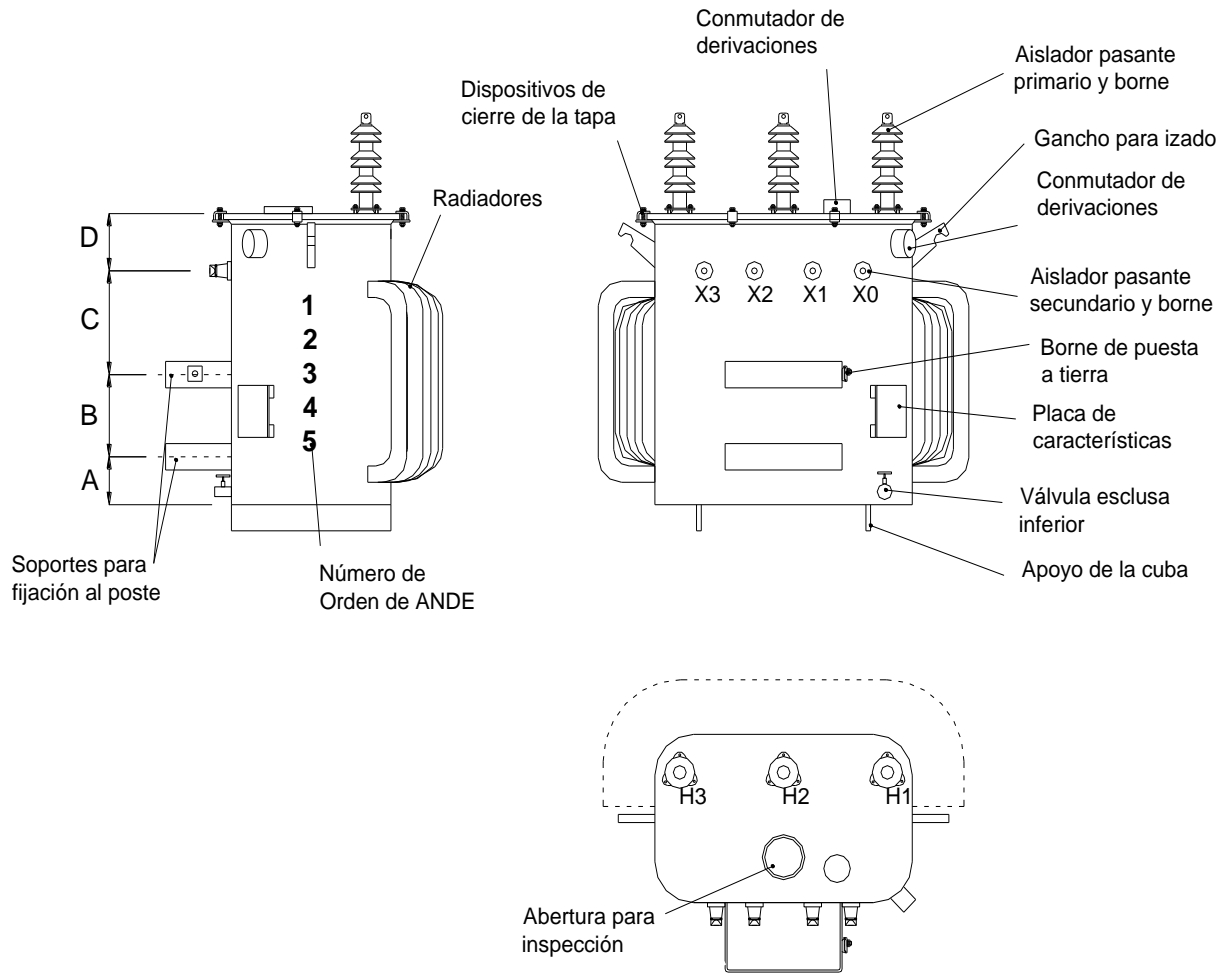
### **12.2. Marcación del embalaje:**

12.2.1. En la superficie externa de cada embalaje deberá figurar la siguiente información:

- Número de Licitación, Año de la Licitación y Contrato;
- Número de Contrato;
- Descripción del equipo, de acuerdo a la Tabla 1 de estas Especificaciones;
- Fabricante.
- Procedencia.
- Tensión Nominal.
- Potencia Nominal
- Año de fabricación.
- Peso total, en kg.
- Marca del centro de gravedad.
- Indicación que los embalajes no son apilables.

### 13. DISEÑOS

**Figura 1: Transformadores de 100 kVA**

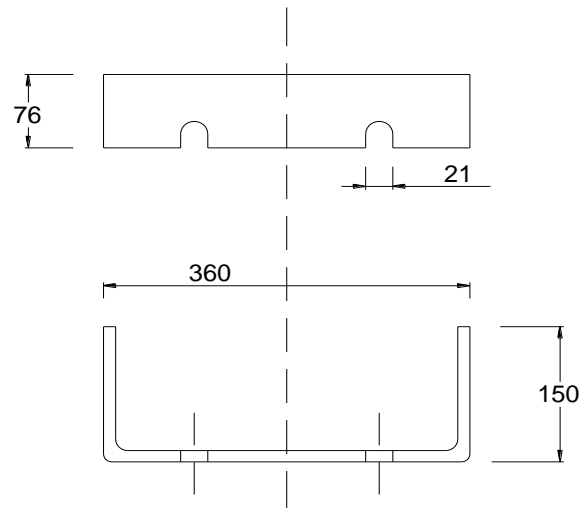


**Tabla 10: Dimensiones de Transformadores de 100 kVA**

Dimensiones (mm)				
Potencia	A	B	C	D
100 kVA	≥ 80	400	≥ 120	≥ 120

## DISEÑOS

**Figura 2: Transformadores de 100 kVA – Soporte para fijación al poste**

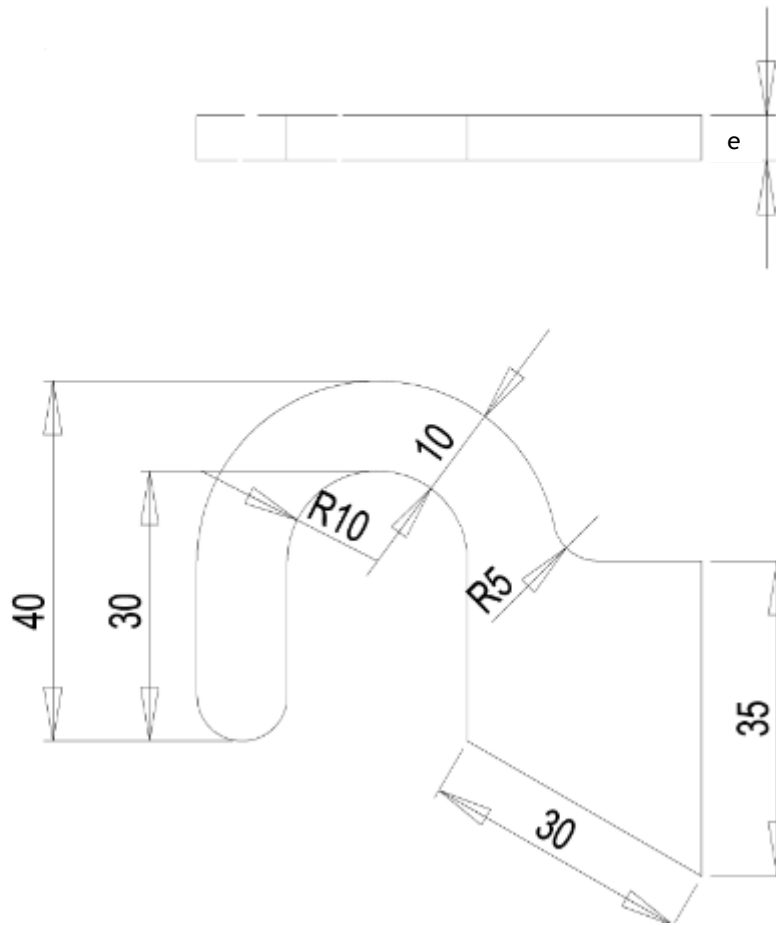


**Notas:**

- 1.- Espesor del soporte para fijación al poste  $\geq 8$  mm

## DISEÑOS

Figura 3: Ganchos para izado



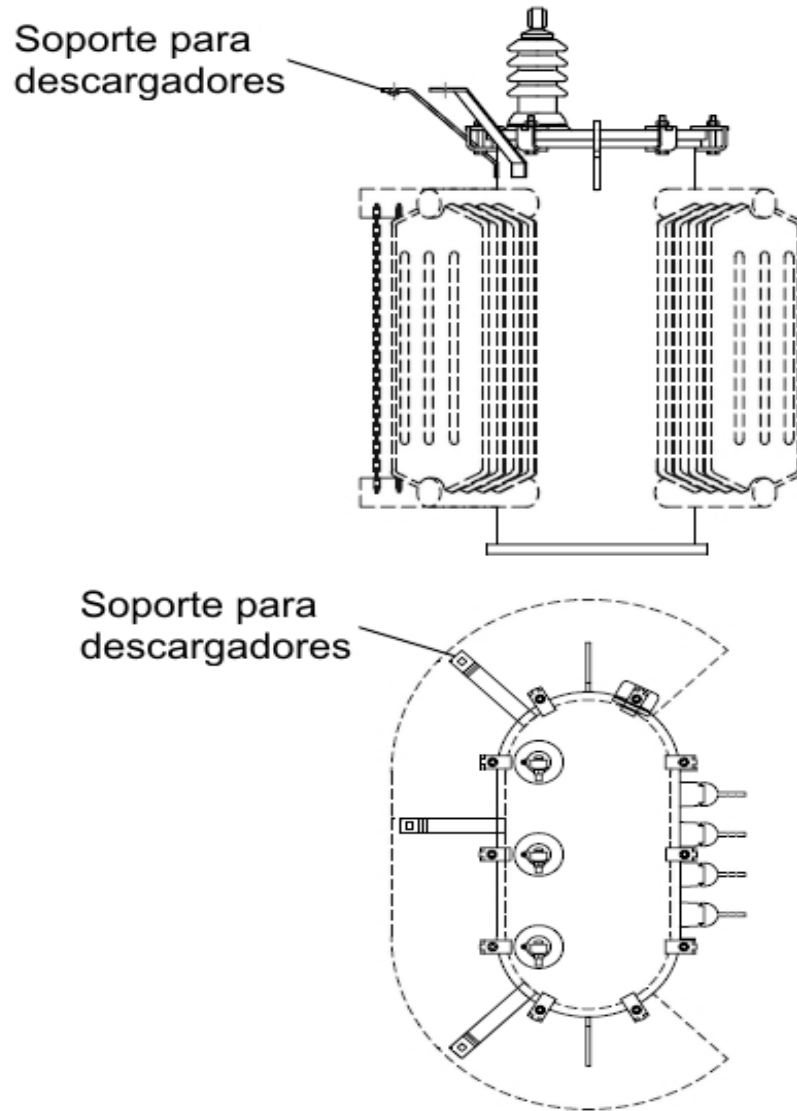
**Notas:**

- 1.- Espesor gancho para izado  $e \geq 6,35$  mm



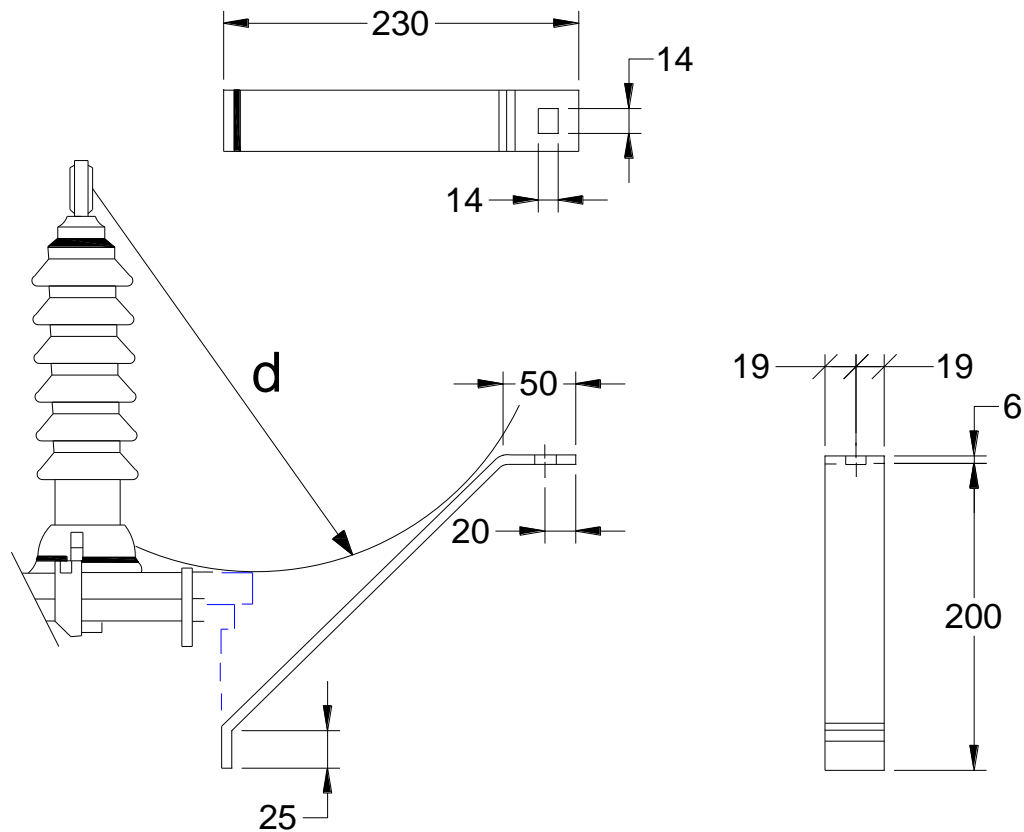
## DISEÑOS

**Figura 4: Transformadores de 100 kVA – Ubicación de soportes para descargadores de sobretensión**



## DISEÑOS

**Figura 5: Transformadores de 100 kVA – Detalle de los soportes para descargadores de sobretensión**



### Referencias:

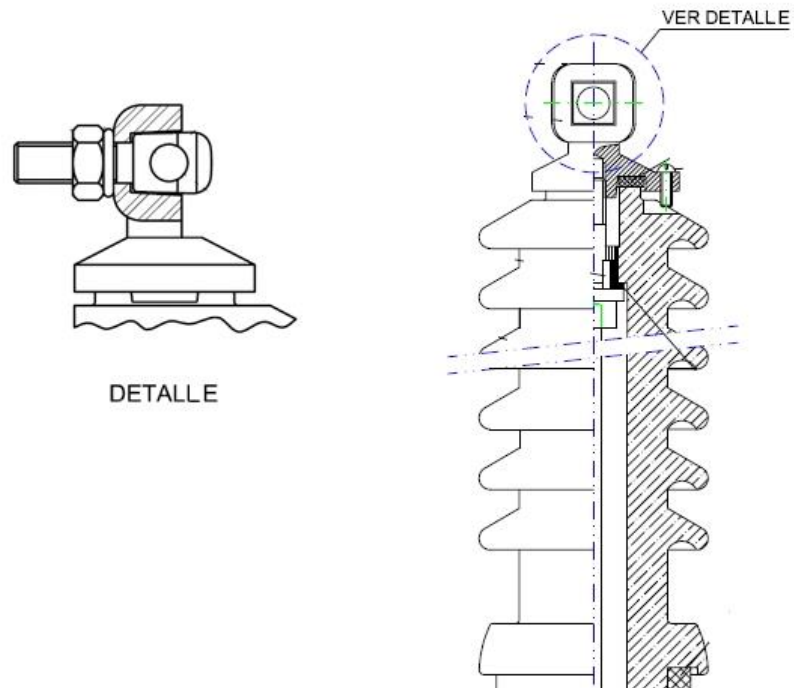
**d:** mínima distancia de arco entre cualquier parte del borne primario y partes conductoras ubicadas en la tapa (dispositivo de sujeción de la tapa, pernos de sujeción, tapa, etc.).

### Notas:

- 1.- Todas las dimensiones están en mm, excepto donde se indique otra unidad de medida.
- 2.- Tolerancia:  $\pm 2\%$ , excepto donde se indique otra tolerancia.
- 3.- Sin escala.

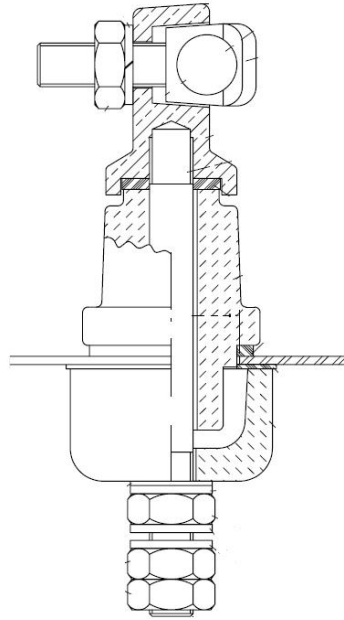
## DISEÑOS

**Figura 6: Aislador pasante con Borne tipo prensa con ojal, primario (NBR 5435)**



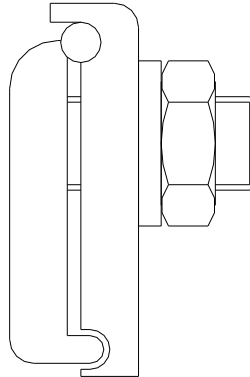
## DISEÑOS

**Figura 7: Aislador pasante con borne tipo prensa con ojal, secundario (T1 - NBR 5437)**

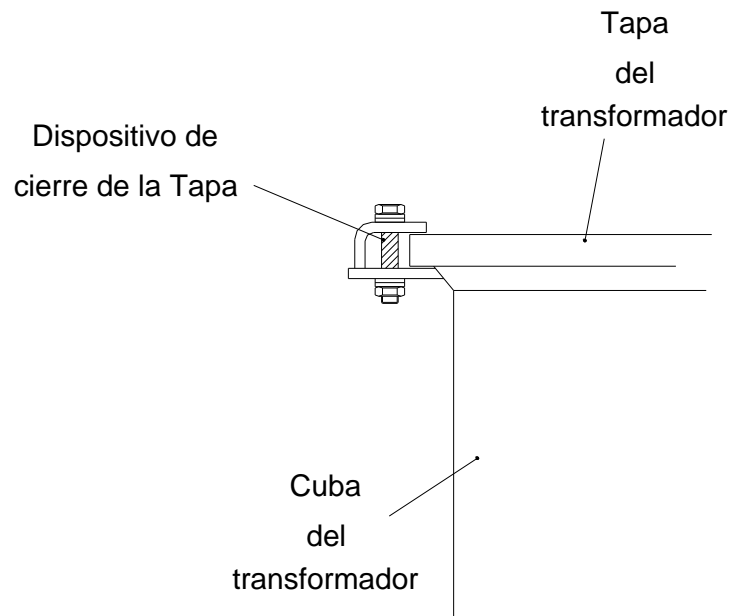


## DISEÑOS

**Figura 8: Borne de puesta a tierra**



**Figura 9: Dispositivos de cierre de la tapa del transformador**



**14. PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS**

DESCRIPCIÓN					GARANTIZADO		
MARCA				Aclarar			
FABRICANTE				Aclarar			
MODELO				Aclarar			
PROCEDENCIA				Aclarar			
2	NORMAS DE FABRICACIÓN			Aclarar			
3	CONDICIONES DE SERVICIO		Apto para funcionar con características ambientales según ítem 8.2	Sí			
			Apto para funcionar con las condiciones de instalación según ítem 8.1	Sí			
			Apto para funcionar con las características de la red según ítem 8.3	Sí			
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características eléctricas	Tipo, de acuerdo al nº de fases		Trifásico		
			Tensiones nominales (V)	Primario	Derivación 1	24.045	
					Derivación 2 (Principal)	22.900	
					Derivación 3	21.755	
					Derivación 4	20.610	
				Secundario	Entre fases	400	
					Entre fase y neutro	231	
			Tensión soportada de impulso atmosférico (kV)		Primario	≥ 125	
					Secundario	≥ 30	
			Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)		Primario	≥ 50	
					Secundario	≥ 10	
			Tensión inducida de corta duración (kV)		Primario	≥ 45,8	
						≤ 50	
			Radio interferencia (RIV)	Tensión Aplicada en el Ensayo de Radiointerferencia (kV)		15 a 15,2	
				Tensión de Radiointerferencia (µV) @ 1 MHz:		≤ 650	
			Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) @ 20° C (%)			≤ 1,2	
			Frecuencia nominal (Hz)			50	
			Grupo de conexión			Dyn5	
			Método de refrigeración			ONAN	
			Elevación de temperatura (° C)	Elevación de Temperatura de los arrollamientos		55	
				Elevación de Temperatura de la superficie del aceite		50	
				Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos		65	

**PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS**

DESCRIPCIÓN					GARANTIZADO	
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características eléctricas	Potencia nominal (kVA)		100	
			Corriente soportada de cortocircuito – secundario (TAP 2) (kA)	100 kVA	$\geq 3,6$	
			Corriente en vacío (TAP 2) (% de la corriente nominal)	100 kVA	$\leq 3,7$	
			Pérdidas en vacío (TAP 2) (W)	100 kVA	$\leq 390$	
			Pérdidas en carga (TAP 2) (W)	100 kVA	$\leq 1.730$	
			Pérdidas totales (TAP 2) (W)	100 kVA	$\leq 2.120$	

## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

		DESCRIPCIÓN				GARANTIZADO				
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características eléctricas	Impedancia de cortocircuito (TAP 2) (% de la impedancia base)		100 kVA	4,0				
			Capacidad térmica de soportar cortocircuitos		Según ítem 9.1.13					
			Capacidad dinámica de soportar cortocircuitos		Según ítem 9.1.14					
		Características constructivas		Distancia entre partes activas y cuba (mm)		≥ 25				
				Posibilidad de desmontar la tapa sin desencubar parte activa		Sí				
				Fijación de partes activas a la cuba		Mediante calces				
				Fijación del calce inferior a la prensa yugo inferior		Mediante pernos				
				Característica de los pernos de fijación: ½" de diámetro y 2" de largo		Sí				
				Arrollamientos	Arrollamiento primario	Material del conductor		Cobre / Aluminio		
						Forma de la sección transversal del conductor		Circular		
			Aislación del conductor			Material aislante	Esmalte			
						Clase de temperatura A (°C)	≥ 105			
			Distribución de la aislación			Uniforme				
			Construcción		En secciones / Continuo					
			Tipo de conductores de interconexión entre aisladores pasantes y bobinas		Multifilares y flexibles					
			Sección (mm²)		Aclarar					
			N° de espiras de la bobina		Aclarar					
			Forma de la sección transversal de la bobina		Aclarar					
			Arrollamiento secundario	Material del conductor		Cobre / Aluminio				
				Forma de la sección transversal del conductor		Circular / Rectangular con aristas redondeadas (pletina) / Laminas (fleje, hoja o folio)				
		Aislación del conductor		Material aislante	Esmalte / Papel Kraf / Combinación de ambos					
				Clase de temperatura A (°C)	≥ 105					
		Distribución de la aislación		Uniforme						
		Sección (mm²)		Aclarar						
		N° de espiras de la bobina		Aclarar						
		Forma de la sección transversal de la bobina		Aclarar						



## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

DESCRIPCIÓN				GARANTIZADO				
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características constructivas	Núcleo	Material		Chapas de acero silicio con granos orientados y laminadas en frío		
				Tipo de núcleo		Aclarar		
				Construcción del núcleo		Según ítem 9.2.6.3		
				Conexión del núcleo a la cuba, en un solo punto		Mediante conductor flexible de cobre		
				Prensa yugo	Sin calces entre ésta y el yugo del núcleo, y sin rellenos ni agregados	Sí		
					Material	Hierro / Acero		
			Aisladores pasantes primarios	Tensión nominal (kV)		25,8		
				Norma de fabricación		NBR 5435		
				Material		Porcelana vitrificada		
				Ubicación de los aisladores pasantes primarios		Tapa, según ítem 9.2.7.4		
				Ubicación del dispositivo de sujeción de los aisladores pasantes primarios		Externo a la cuba		
				Bornes primarios de conexión del transformador a la línea	Rango mínimo de secciones de conductor (mm²)		25 a 50	
					Norma de fabricación		NBR 5435	
					Tipo		Prensa con ojal	
					Material		Cobre / Aleación de cobre	
					Tratamiento superficial		Estañados	
				Disposición y denominación		Según ítem 9.2.7.7		
			Aisladores pasantes secundarios	Tensión nominal (kV)		1,3		
				Norma de fabricación		NBR 5437 y NBR 5438		
				Material		Porcelana vitrificada		
				Ubicación de los aisladores pasantes secundarios (Parte posterior de la cuba)		Según ítem 9.2.8.4		
				Ubicación del dispositivo de sujeción de los aisladores pasantes secundarios		Interno a la cuba		
				Bornes secundarios de conexión del transformador a la línea	Rango mínimo de secciones de conductor (mm²)		35 a 100	
					Norma de fabricación		NBR 5437	

## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

4		CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO			Características constructivas			DESCRIPCIÓN		GARANTIZADO			
								Aisladores pasantes secundarios		Bornes secundarios de conexión del transformador a la línea	Tipo	Prensa con ojal, T1 según NBR 5437	
											Material	Cobre / Aleación de cobre	
											Tratamiento superficial	Estañados	
										Disposición y denominación		Según ítem 9.2.8.7	
								Borne de puesta a tierra		Ubicación		Según ítem 9.2.9.2	
										Tipo		Prensa paralela	
										Rango mín. de sección del conductor (mm²)		25 a 70	
										Material		Cobre / Aleación de cobre	
										Tratamiento superficial		Estañados	
								Conmutador de derivaciones		Ubicación del accionamiento		Externo/ <a href="#">Interno</a>	
										Operación		Sin tensión	
										N° de posiciones		4	
										Tipo de comando		Lineal / Rotativo	
										Lugar de acceso al accionamiento		<a href="#">Debajo de la tapa de inspección</a> /Sobre la tapa / Al costado de la cuba	
										Operación externa: Según ítem 9.2.10.4 <a href="#">Operación interna: Según ítem 9.2.10.5</a>		Dispositivo de protección, Aclarar	
								Cuba y tapa		Material: Según NBR 6649 y/o NBR 6650		Chapa de acero	
Espe <sup>so</sup> r (mm)	Tapa	100 kVA	≥ 2,65										

					Cuba	100 kVA	$\geq 2,65$	
--	--	--	--	--	------	---------	-------------	--

## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

4		CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO		DESCRIPCIÓN				GARANTIZADO		
				Cuba y tapa	Espesor (mm)	Fondo de la cuba			100 kVA	≥ 3,00
Características constructivas			Cuenta con apoyos en la base de la cuba		Sí					
			Cuenta con resaltos en la parte posterior de la cuba		Para aisladores pasantes secundarios					
			Cuenta con resaltos en la tapa		Para aisladores pasantes primarios					
			No permite acumulación de agua en la tapa		Sí					
			Cuenta con pestañas en la tapa		Sí					
			Conexión equipotencial entre tapa y cuba: Conductor flexible de cobre, sección (mm²)		≥ 4					
			Dispositivos de cierre de la tapa		Según ítem 9.2.12.5					
		Radiadores	Dispone de radiadores		Sí/No					
			Material: Según NBR 5.915, NBR 5.590, NBR 6.650 y NBR 11.888		Chapa y/o tubos de acero					
			Espesor (mm)	100 kVA	≥ 1,2 p/ chapas ≥ 1,2 p/ tubos					

## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

DESCRIPCIÓN					GARANTIZADO			
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características constructivas	Válvula esclusa inferior	Cuenta con válvula esclusa inferior	Sí			
				Diámetro	3/4"			
				Ubicación	Según ítem 9.2.14.1			
			Soportes para fijación al poste	Cuenta con 2 soportes para fijación al poste	Sí			
				Unión a la cuba	Cordón de soldadura continua			
				Ubicación	Parte posterior de la cuba del transformador			
				Dimensiones	Según Figura 2			
			Soportes para descargadores de sobretensión	Cuenta con 3 soportes para descargadores de sobretensión	Sí			
				Material de los soportes	Planchuela de acero de 6 mm de espesor y 38 mm de ancho			
				Unión a la cuba	Cordón de soldadura continua			
				Ubicación	Según Figura 5			
				Forma y dimensiones	Según Figura 6			
			Ganchos para izado	Conjunto para el izado del transformador completo con su carga de aceite según figura 3 de diseños	Sí			
				Conjunto para el desencubado y para izado de las partes activas	Sí			
			Juntas de sellado				Según ítem 9.2.18	
			Indicador de nivel de aceite				Interno, en la cuba, según ítem 9.2.19	
			Dimensiones (mm)	Altura	100 kVA	≤ 1.600		

## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

4		CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO		DESCRIPCIÓN			GARANTIZADO		
				Características constructivas	Dimensiones (mm)	Ancho	100 kVA	≤ 1.400	
Terminación superficial	Preparación de las superficies			Arenado / Granallado					
	Terminación interna	Tipo de pintura		Anticorrosiva, que no afecte ni sea afectada por el aceite aislante					
		Espesor (μm)		≥ 30					
	Terminación externa	Tipo de pintura de la primera capa		Anticorrosiva					
		Espesor de la primera capa (μm)		≥ 40					
		Tipo de pintura de la capa superficial		Alquídica / Poliuretánica					
		Espesor de la capa superficial (μm)		≥ 40					
		Norma		NBR 11.388					
		Color		Gris claro / Verde turquesa					
	Marcación	Placa de características	Inscripciones e informaciones			Según ítem 9.4.1.1			
Fijación			Mediante remachado a soporte unido a la cuba por soldadura						
Separación entre el soporte de la placa y la cuba (mm)			≥ 20 ≤ 30						
Ubicación			Según Figura 1						

## PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

		DESCRIPCIÓN		GARANTIZADO		
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Marcación	Identificación de los aisladores pasantes primarios y secundarios	Identificación	Según ítems 9.2.7.7 y 9.2.8.7	
				Marcación	Bajorrelieve y pintada con color que contraste con el color de la pintura del transformador	
				Altura de los caracteres (mm)	≥ 15	
				Orientación y ubicación	Según Figura 1	
			Identificación del Borne de puesta a tierra		Según ítem 9.4.3.1	
			Marcación conmutador de derivaciones		Según ítem 9.4.4.1	
			Número de Orden	Marcación	Pintada con color que contraste con el color de la pintura del transformador	
				Altura de los caracteres (mm)	≥ 70	
				Ubicación	Según Figura 1	
				Disposición	Forma vertical y orden descendente	
		Marcación de la potencia del transformador		Según ítem 9.4.6		
		Marcación adicional de la cuba, la tapa y la prensa yugo		En bajorrelieve con el Número de serie del Fabricante		
		Características del aceite aislante	Estado del aceite		Nuevo	
			Tipo		Nafténico / Parafínico	
			Contenido máximo de inhibidores de oxidación		Según ítem 9.5.3	
			Otras características		Según Tabla 6	
			Contenido de PCB y documentación		Según ítem 9.5.5	
			Determinación de contenido de PCB		Según ítem 9.5.5	
			Cantidad de aceite (lts.)		Aclarar	

**PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS**

DESCRIPCIÓN				GARANTIZADO
5	EMBALAJE	Embalaje	Según ítem 12.1	
		Marcación del embalaje	Según ítem 12.2	
	Peso total del transformador con la carga completa de aceite (kg)		Aclarar	
	OBSERVACIONES			

**PLANILLA DE ENSAYOS DE TIPO**

					<b>GARANTIZADO</b>		
<b>DESCRIPCIÓN</b>					<b>Laboratorio en el cual se realizó el ensayo</b>	<b>Nº de Protocolo</b>	<b>Valores satisfactorios según EE.TT. o Norma (Sí/No)</b>
<b>6</b>	<b>ENSAYOS DE TIPO</b>	<b>Protocolos de Ensayos de Tipo adjuntados</b>	1	Ensayo de capacidad de resistir a cortocircuitos (NBR 5356-5 e IEC 60076-5)			
			2	Ensayo de elevación de temperatura (Cláusula 4.2, NBR 5356-2)			
			3	Ensayo de tensión de impulso atmosférico (Cláusula 13, NBR 5356-3)			
			4	Ensayo de tensión soportada a frecuencia industrial (tensión aplicada) (Cláusula 11, NBR 5356-3)			
			5	Ensayo de tensión inducida de corta duración (Cláusula 12.2.1, NBR 5356-3)			
			6	Ensayo de radiointerferencia (Anexo E.25, NBR 5356-1)			
			7	Ensayo de factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) (Cláusula 11.20 y Anexo E.12, NBR 5356-1)			
			8	Ensayo de verificación de espesor y adherencia de la pintura interna y externa (Anexo E.26, NBR 5356-1)			
			9	Ensayo de determinación del nivel de ruido audible (Cláusula 11.18, NBR 5356-1)			