DIRECCIONES
AV. ESPAÑA 1268
TELEFONOS 222713/16 – 211 001/20
CASILLA DE CORREO 604
TELEGRAFICA ANDE
TELEX: 22072 ANDE PY
TELEFAX: (591-21) 200513

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

A N D E

LICITACIÓN PÚBLICA NACIONAL ANDE SBE N° 1372/2018

"Adquisición de Transformadores de Distribución"

ADENDA N° 3

Asunción, 10 de abril de 2018

Al Oferente

Señor(es):

Con relación a la licitación de referencia, sírvanse considerar para la elaboración de sus ofertas lo siguiente:

- Sustituir la EE.TT. N° 04.13.25 - Rev. 4 por la EE.TT. N° 04.13.25 - Rev. 3 y la EE.TT. N° 04.14.14 - Rev. 5 por la EE.TT. N° 04.14.14 - Rev. 4, cuyas copias se adjuntan.

- Sustituir las Fojas 11 y 10, páginas 19 y 20 respectivamente, de la Sección IV - Condiciones Especiales del Contrato por sus Rev. 1, cuyas copias se adjuntan.

- Asimismo, comunicamos han sido prorrogadas las fechas del calendario de la Subasta conforme publicado en el SICP.

Les saludamos muy atentamente,

ANDE

CGC 25	**Transporte** La responsabilidad por el transporte de los bienes hasta el lugar de entrega establecido recaerá en el Proveedor.
CGC 26.1	**Inspecciones y Pruebas** El Proveedor realizará todas las pruebas y/o inspecciones de los bienes por su cuenta y sin costo alguno para la Contratante. Las inspecciones y pruebas se realizarán conforme a lo indicado en las Especificaciones Técnicas. El Proveedor acepta que ni la realización de pruebas o inspecciones de los Bienes o de parte de ellos, ni la presencia de la Contratante o de su representante, ni la emisión de informes de resultados de pruebas, lo eximirán de las garantías u otras obligaciones en virtud del Contrato.
CGC 26.2	**Inspecciones en el Depósito de la Contratante:** Una vez que el Proveedor haya cumplido con lo establecido en el Plan de Entregas en el lugar indicado en el mismo, se procederá a una inspección y verificación de los bienes y/o servicios, con los documentos pertinentes. **Documentos de Recepción Provisional y Definitiva:** La Contratante, a través de la Unidad Administradora del Contrato, verificará que los bienes entregados y/o servicios ejecutados, se hayan ajustado a las Especificaciones Técnicas y demás documentos contractuales, para proceder a la emisión del Certificado de Recepción Provisional, a pedido del Proveedor o de oficio, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la entrega efectuada de conformidad al Plan de Entregas del Contrato o sus eventuales prórrogas autorizadas por la Contratante. A partir de la fecha de emisión del Certificado de Recepción Provisional correspondiente, se inicia el periodo de garantía indicado en la Cláusula CGC 28.3 de éstas CEC. Al término de dicho plazo, correspondiente a la última entrega, la Contratante, a través de la Unidad Administradora del Contrato, efectuará las comprobaciones de que el Proveedor ha cumplido satisfactoriamente con todo lo previsto en los documentos del contrato y emitirá dentro de los siguientes treinta (30) días calendario, el Acta de Recepción Definitiva. Tanto para la Recepción Provisional como para la Recepción Definitiva, en caso de que los bienes entregados y/o servicios ejecutados no se ajusten a las Especificaciones Técnicas y demás documentos contractuales, el Proveedor deberá reparar o remplazar los bienes y/o subsanar los servicios en el plazo indicado en la cláusula 28.5 de estas CEC. La emisión del Acta de Recepción Definitiva significará el cumplimiento por parte del Proveedor de sus obligaciones contractuales, y le dará derecho a solicitar la cancelación de la Garantía de Cumplimiento del Contrato.

CGC 27	**Multas** Si el Proveedor no cumpliere con los plazos establecidos en el Plan de Entregas y sus eventuales prórrogas autorizadas por casos fortuitos o de fuerza mayor, se hará pasible de una multa equivalente al cero coma dos por ciento (0,2 %) del suministro en demora, por cada día de atraso en la entrega de los bienes contratados. La multa será aplicada hasta la fecha de entrega efectiva del bien suministrado. Las multas serán aplicadas y deducidas en forma automática sobre el valor de las facturas, sin ninguna interpelación judicial o extrajudicial. Cuando el valor de las multas supere el monto de la Garantía de Cumplimiento del Contrato, la Contratante podrá rescindir administrativamente el Contrato, de conformidad al Artículo 59 inc. c) de la Ley N° 2051/2003, caso contrario seguirá aplicando el monto de las multas que correspondan. En caso de que el último día de los plazos establecidos en el plan de entregas caiga en un día feriado o no hábil para la recepción de los materiales, los mismos se podrán entregar el primer día hábil siguiente sin multa.
CGC 28.3	**Garantía de los Bienes** La Garantía por los Bienes suministrados permanecerá vigente durante trescientos sesenta y cinco (**365**) días, contado a partir de la emisión del Certificado de Recepción Provisional correspondiente a dichos bienes conforme al Plan de Entrega establecido. Una vez cumplido el plazo de la última entrega, la Contratante emitirá dentro de los treinta (30) días calendarios posteriores el Acta de Recepción Definitiva.
CGC 28.5	**El plazo para reemplazar los bienes defectuosos** El Proveedor deberá corregir o reparar cualquier defecto a su cargo, o sustituir el suministro no aceptado a completa satisfacción de la Contratante dentro del plazo de treinta (30) días contado a partir del reclamo escrito efectuado por la Contratante al Proveedor. En este caso, la Contratante podrá igualmente disponer si así lo decidiese de lo suministrado hasta la reposición por parte del Proveedor de la nueva partida que reemplace a la no aceptada.
CGC 34.1 (a) (vi)	**Terminación** La Contratante podrá terminar el Contrato en los casos previstos en las CGC. Por falta de constitución y entrega oportuna de las garantías y sus eventuales prórrogas.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

ANDE Nº 04.13.25 – Rev. 3

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN

Elaborado:	**Revisado:**	**Aprobado:**	**Fecha:**
Ing. Victor E. Forcadell J. DD/NSD1 Nº Personal: 2866	Ing. José A. Espinoza D. DD/NSD Nº Personal: 5671	Ing. Cesar A. Ferreira B. DD/ID Nº Personal: 4775	17/08/11
Revisión: 3			
Hojas revisadas: Rev. 1 – 16/42, 31/42, 40/42.			15/09/11
Hojas revisadas: Rev. 2 – 10/42, 11/42, 12/42, 16/42, 27/42, 38/42, 40/42.			20/10/11
Hojas revisadas: Rev. 3 – 17/42, 18/42, 19/42, 40/42.			03/05/12
Hojas revisadas: Rev. 4 – Caratula, Índice, Reg. de rev., 15/42 a 18/42, 40/42.			14/02/17
Hojas revisadas: Rev. 5 – Caratula, Índice, Reg. de rev., 12/42, 33/42.			09/04/18

Grupo: *Transformadores de distribución*

Reemplaza a: 04.13.25 – Rev. 2
Fecha: *25/04/11*

ANDE	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS **EE.TT. N° 04.13.25– Rev. 3** TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN	

ÍNDICE

1. OBJETIVO 1

2. NORMAS TÉCNICAS 1

3. CONDICIONES DE SERVICIO 3
   - 3.1. Condiciones de instalación 3
   - 3.2. Condiciones ambientales 3
   - 3.3. Características eléctricas de la red 3

4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO 4
   - 4.1. Características eléctricas 4
   - 4.2. Características constructivas 6
   - 4.3. Terminación superficial 14
   - 4.4. Marcación 14
   - 4.5. Características del aceite aislante 17

S. ENSAYOS DE TIPO, DE RUTINA Y DE RECEPCIÓN 18
   - 5.1. Ensayos de Tipo 18
   - 5.2. Ensayos de Rutina 20
   - 5.3. Ensayos de Recepción 21
   - 5.4. Muestreo y Aceptación o Rechazo del lote para los Ensayos de Recepción 23
   - S.S. Tolerancias para las características eléctricas 25

6. ALCANCE DEL SUMINISTRO 25
   - 6.1. Repuestos 25

7. EMBALAJE 26
   - 7.1. Embalaje 26
   - 7.2. Marcación del embalaje 26

DISEÑOS 27

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS 34

PLANILLA DE ENSAYOS DE TIPO 42

REGISTRO DE REVISIONES

Modificaciones realizadas a la versión del 03 de mayo del año 2012 (Rev.: 3; H. R.: 3)		
Anterior		**Descripción de la modificación actual**
Pág.	**Ítem**	
-	-	Carátula.
-	-	Índice.
-	-	Se agrega "Registro de revisiones" del documento, donde constan los cambios realizados en el mismo, respecto de la versión anterior, en forma general.
15	4.4.1.1	Se introduce el texto "Sin contenido de PCB (Bifeniles Policlorados)" y se organiza el contenido.
16 a 17	---	Solo varia la ubicación física de los Ítems y se organiza el contenido.
18	4.5.5/6/7	Se modifica texto sobre PCB, conforme normativa nacional vigente y certificados de acreditación validados por el ONA.
40	---	Se modifica la PDG, con referencia a las características del aceite aislante y de acuerdo a los Ítems 4.5.5/6/7, respectivamente.
Modificaciones realizadas a la versión del 14 de febrero del año 2017 (Rev.: 3; H. R.: 3)		
Anterior		**Descripción de la modificación actual**
Pág.	**Ítem**	
-	-	Carátula.
-	-	Índice.
12	4.2.11.5	Se agrega diseño de cierre de tapa tipo "abrazadera" y la figura 9.
33	-	Se agrega diseño de cierre de tapa "figura 9".
Modificación de (Rev. 3; H. R. 4), elaborado por: Ing. Victor Forcadell.		
Modificación de (Rev. 3; H. R. 5), elaborado por: Ing. Ing. Victor Forcadell.		

1. OBJETIVO:

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

1.2. Estas Especificaciones comprenden los siguientes ítems:

Tabla 1

ÍTEM N°	DESCRIPCIÓN
1	Transformador monofásico convencional de distribución de 10 kVA
2	Transformador monofásico convencional de distribución de 25 kVA

1.3. A menos que se especifique lo contrario, las prescripciones y características mencionadas en estas Especificaciones hacen referencia a todos los transformadores citados en la Tabla 1.

2. NORMAS TÉCNICAS:

2.1. En la aplicación de esta Especificaciones, será necesario consultar 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.

2.2. 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.

2.3. 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 2.1.

2.4. En caso de existir diferencias o contradicciones entre estas Especificaciones Técnicas y las Normas mencionadas prevalecerá lo indicado en las Especificaciones.

3. CONDICIONES DE SERVICIO:

3.1. Condiciones de instalación:

3.1.1. Los transformadores serán instalados generalmente en puestos de instalaciones externas y aéreas, fijados mediante soportes a un único poste.

3.1.2. Estos transformadores serán instalados en líneas de Media Tensión, trifásicas trifilares y monofásicas unifilares, siendo estas últimas con retorno por tierra (SWER – Single Wire Earth Return), con tensión nominal de 13,2 kV entre fase y tierra.

3.2. Condiciones ambientales:

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

3.3. 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: 23.000V± 5 %
- Entre fase y neutro: 13.200 V ± 5 %

➢ Baja Tensión:
- Entre fases: 380 V ± 10 %
- Entre fase y neutro: 220 V ± 10 %

Frecuencia Nominal y tolerancias: 50 Hz± 2 %

4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO:

4.1. Características eléctricas:

4.1.1. Tipo, de acuerdo al nº de fases: Monofásico

4.1.2. Tensiones nominales, valor eficaz:

4.1.2.1. Primario (valores de tensión entre fase y neutro):

Derivación 1:	13.860 V
Derivación 2 (principal):	13.200 V
Derivación 3:	12.540 V
Derivación 4:	11.880 V

4.1.2.2.	Secundario:	
	Entre fases (conexión en serie):	462 V
	Entre fase y neutro (conexión en paralelo):	231 V
4.1.3.	Tensión soportada de impulso atmosférico, valor de cresta:	
	Primario:	≥ 125 kV
	Secundario:	≥ 30 kV
4.1.4.	Tensión soportada a frecuencia industrial – 1 min, valor eficaz:	
	Secundario:	≥ 10 kV
4.1.5.	Tensión inducida de corta duración, valor eficaz:	
	Primario:	≥ 46,7 kV ≤ 50 kV
4.1.6.	Radiointerferencia (RIV):	
	Tensión Aplicada en el Ensayo de Radiointerferencia, valor eficaz:	15 a 15,2 kV
	Tensión de Radiointerferencia (µV)@ 1 MHz:	≤ 650 µV
4.1.7.	Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) @ 20° C (NBR 5356-1):	≤ 1,2%
4.1.8.	Frecuencia nominal:	50 Hz
4.1.9.	Polaridad:	Substractiva
4.1.10.	Método de refrigeración:	ONAN
4.1.11.	Elevación de temperatura:	
4.1.11.1.	Elevación de Temperatura de los arrollamientos, determinada por variación de la resistencia eléctrica:	55 ° C
4.1.11.2.	Elevación de Temperatura de la superficie del aceite:	50 ° C
4.1.11.3.	Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos:	65 ° C

4.1.12. 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

Tabla 2

Potencia nominal [6]	Corriente soportada de cortocircuito – secundario, valor eficaz (kA)		Corriente en vacío(% de la corriente nominal)[1]	Pérdidas en vacío (W)[2]	Pérdidas en carga (W)[3]	Pérdidas totales (W)[4]	Impedancia de cortocircuito (% de la impedancia base)[5]
	Serie	Paralelo					
10 kVA	≥ 0,5	≥ 1,0	≤ 4,2	≤ 65	≤ 265	≤ 330	4,0
25 kVA	≥ 1,3	≥ 2,6	≤ 3,3	≤ 112	≤ 488	≤ 600	4,0

[1] [2] Medida en la derivación 2 (principal).
[3] Medida en la derivación 2 (principal) y referida a 75° C.
[4] Pérdidas totales = Pérdidas en vacío + pérdidas en carga a 75° C, medidas en la derivación 2 (principal).
[5] Medida en la derivación 2 (principal) y referida a 75° C
[6] Todas las derivaciones son derivaciones a plena potencia (NBR 5356-1, Cláusula 6.3)

4.1.13. **Capacidad térmica de soportar cortocircuitos:**

4.1.13.1. 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.

4.1.14. **Capacidad dinámica de soportar cortocircuitos:**

4.1.14.1. El transformador debe soportar la corriente de cortocircuito establecida en la Tabla 2 de estas Especificaciones, cuando ensayado según el ítem 5.1.1.1 de estas Especificaciones.

4.2. Características constructivas:

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

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

4.2.3. 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.

4.2.4. **Arrollamientos:**

4.2.4.1. **Arrollamiento primario (Media Tensión):**

4.2.4.1.1. 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.

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

4.2.4.1.3. La bobina del arrollamiento primario debe estar conectada al aislador pasante, en un extremo y a la cuba en el otro extremo, en forma interna.

4.2.4.1.4. Los conductores de interconexión entre el aislador pasante, la cuba y la bobina del arrollamiento primario deben ser multifilares y flexibles.

4.2.4.1.5. La aislación de los arrollamientos debe ser uniforme.

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

4.2.4.2.1. 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 o láminas de aluminio (hoja, folio o fleje).

4.2.4.2.2. 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.

4.2.4.2.3. La aislación de los arrollamientos debe ser uniforme.

4.2.5. **Núcleo:**

4.2.5.1. Material: El núcleo debe estar constituido por chapas de acero silicio, con granos orientados y laminadas en frío.

4.2.5.2. Tipo de núcleo: El núcleo debe ser del tipo núcleo (ventana, apilado) o acorazado (envolvente).

4.2.5.3. 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.

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

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

4.2.5.6. 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.

4.2.6. **Aislador pasante primario:**

4.2.6.1. El aislador pasante primario debe tener una tensión nominal de 25,8 kV y debe ser fabricado de acuerdo con la Norma NBR 5435.

4.2.6.2. El material del aislador pasante debe ser porcelana vitrificada, de características establecidas en la Norma NBR 5435 para asegurar una vida útil prolongada y soportar las solicitaciones derivadas de la instalación a la intemperie, como ser: lluvia, radiación solar, altas temperaturas, etc.

4.2.6.3. El aislador pasante debe soportar los esfuerzos que eventualmente pudieran producirse en la instalación del equipo, particularmente en el momento de la conexión de los cables al mismo.

4.2.6.4. El aislador pasante primario debe estar ubicado en la tapa de la cuba sobre el resalto mencionado en el ítem 4.2.11.4 y de acuerdo a la Figura 1 estas Especificaciones.

4.2.6.5. El dispositivo de sujeción de este aislador a la tapa debe ser externo a la cuba.

4.2.6.6. **Borne primario de conexión del transformador a la línea:**

4.2.6.6.1. El borne de conexión del transformador a la línea debe ser apto para conductores de cobre, aluminio o aleación de aluminio, de 25 a 50 mm^2 de sección, y debe ser fabricado de acuerdo con la Norma NBR 5435.

4.2.6.6.2. Este borne primario debe ser del tipo prensa con ojal (Figura 5 de estas Especificaciones).

4.2.6.6.3. Material: Los bornes, incluyendo pernos y arandelas, deben ser de cobre o aleación de cobre.

4.2.6.6.4. Tratamiento superficial de los bornes: Los bornes, incluyendo bulones, tuercas y arandelas deben ser estañados.

4.2.6.7. **Denominación del aislador pasante primario:**

4.2.6.7.1. El aislador pasante primario debe estar denominado de la siguiente manera: **H1**

4.2.7. **Aisladores pasantes secundarios:**

4.2.7.1. 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.

4.2.7.2. El material de los aisladores pasantes debe ser porcelana vitrificada, de características establecidas en la Norma NBR 5437 y NBR 5438 para asegurar una vida útil prolongada y soportar las solicitaciones derivadas de la instalación a la intemperie, como ser: lluvia, radiación solar, altas temperaturas, etc.

4.2.7.3. 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.

4.2.7.4. 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 4.2.10.4 de estas Especificaciones.

4.2.7.5. El dispositivo de sujeción de estos aisladores debe ser interno a la cuba.

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

4.2.7.6.1. 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.

4.2.7.6.2. Los transformadores deben contar con bornes tipo prensa con ojal, T1 según NBR 5437, apto para la conexión de conductores de 35 mm² a 100 mm² de sección (Figura 6 de estas Especificaciones).

4.2.7.6.3. Material: Los bornes, incluyendo pernos, tuercas y arandelas, deben ser de cobre o aleación de cobre.

4.2.7.6.4. Tratamiento superficial de los bornes: Los bornes deben ser estañados.

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

4.2.7.7.1. 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:

X1 – X3 – X2 – X4

4.2.8. **Borne de puesta a tierra:**

4.2.8.1. Los transformadores deben contar con un borne de puesta a tierra para la puesta a tierra de la cuba y por ende, del extremo correspondiente de la bobina del arrollamiento conectado internamente a la cuba.

4.2.8.2. 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).

4.2.8.3. El borne debe ser del tipo prensa paralela, apto para alojar conductores de 25 mm² a 70 mm² de sección (Figura 7 de estas Especificaciones).

4.2.8.4. Material: El borne, incluyendo bulones y arandelas, debe ser de cobre o aleación de cobre.

4.2.8.5. Tratamiento superficial: El borne, incluyendo bulones y arandelas debe ser estañado.

4.2.8.6. **Denominación del borne de puesta a tierra:**

4.2.8.6.1. El borne de puesta a tierra debe estar denominado de la siguiente manera: **H0**

4.2.9. **Conmutador de derivaciones con operación interna o externa:**

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

4.2.9.2. Este conmutador debe contar con 4 posiciones correspondientes a las 4 derivaciones establecidas en el ítem 4.1.2.1 de estas Especificaciones.

4.2.9.3. El mismo debe ser del tipo de comando lineal o rotativo

4.2.9.4. Operación Interna: 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, aun en las condiciones de máxima temperatura permitida.

4.2.9.5. Operación externa: Debe contar con una perilla en forma externa, 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.

4.2.10. **Cuba:**

4.2.10.1. 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.

4.2.10.2. 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.

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

Tapa (mm)	Cuba (mm)	Fondo de la cuba (mm)
2,65	2,65	3,18

4.2.10.3. 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.

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

4.2.11. **Tapa:**

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

4.2.11.2. El diseño de la tapa debe ser tal que no permita la acumulación de agua sobre la misma.

4.2.11.3. 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 mm² de sección, como mínimo.

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

4.2.11.5. Cierre de la tapa: La tapa debe ser asegurada a la cuba mediante dispositivos de cierre con pernos o tipo abrazadera, de acuerdo a la Figura 8 y 9 de estas Especificaciones.

4.2.12. **Abertura para inspección:**

4.2.12.1. Los transformadores deben contar con una abertura para inspección, de 120 mm de diámetro, para la carga del aceite, accionamiento del conmutador de derivaciones y efectuar inspecciones visuales varias, de acuerdo a la Figura 1 de estas Especificaciones.

4.2.12.2. La tapa de esta abertura para inspección debe contar con una junta de goma para asegurar su hermeticidad.

4.2.13. **Radiadores:**

4.2.13.1. En caso de contar con radiadores, los mismos 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.

4.2.13.2. El espesor de la chapa o la pared de los tubos debe ser de 1,2 mm.

4.2.14. **Válvula esclusa inferior:**

4.2.14.1. El transformador de 25 kVA 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).

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

4.2.15.1. Los transformadores deben poseer 2 soportes para fijación al poste. La forma, dimensiones y ubicación de los mismos debe ser la establecida en las Figuras 1 y 2 de estas Especificaciones.

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

4.2.16. **Soporte para descargador de sobretensión:**

4.2.16.1. Los transformadores deben contar con 1 soporte para la fijación de 1 descargador de sobretensión.

4.2.16.2. El soporte debe ser de planchuela de acero, de 6 mm de espesor, 38 mm de ancho y debe 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.).

4.2.16.3. Este soporte debe estar soldado a la cuba del transformador, mediante cordón de soldadura continua.

4.2.17. **Ganchos para izado:**

4.2.17.1. 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.

4.2.18. **Juntas de sellado:**

4.2.18.1. Las tapas, aisladores pasantes, caños de interconexión, válvulas, etc., deben poseer juntas que permitan un cierre hermético.

4.2.18.2. 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.

4.2.19. **Indicador de nivel de aceite:**

4.2.19.1. Debe marcarse en el interior de la cuba el nivel correcto de aceite aislante a 25° C. Este nivel debe ser visible desde la abertura para inspección.

4.2.20. **Dimensiones:**

4.2.20.1. Los transformadores no deben exceder los valores de la Tabla 4 siguiente:

Tabla 4: Dimensiones máximas de los transformadores

Altura (mm)[1]	Ancho (mm)[2]	Profundidad (mm)[3]
1.200	900	900

[1]La altura incluye los aisladores pasantes primarios y apoyos.
[2]El ancho incluye los radiadores.
[3]La profundidad incluye los radiadores y soportes para fijación al poste.

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

4.3. Terminación superficial:

4.3.1. La tapa, cuba, y radiadores del transformador deben estar pintados.

4.3.2. Preparación de las superficies: Todas las superficies a ser pintadas deben ser preparadas previamente mediante arenado o granallado.

4.3.3. 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.

4.3.4. Terminación externa: Debe ser aplicada una primera capa de pintura anticorrosiva, de 40 µm de espesor, como mínimo, y una capa superficial de pintura alquídica o poliuretánica, de 40 µm de espesor, como mínimo, que posea adecuada resistencia a la intemperie y de acuerdo a la norma NBR 11.388.

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

4.4. Marcación:

4.4.1. **Placa de características:**

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

a) Administración Nacional de Electricidad – ANDE;
b) Número de Licitación y Año de la Licitación;

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

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

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

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

4.4.1.5. 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.

4.4.2. **Identificación del aislador pasante primario, aisladores pasantes secundarios y borne de puesta a tierra:**

4.4.2.1. Los aisladores pasantes y el borne de puesta a tierra del transformador deben estar identificados de acuerdo a lo establecido en los ítems 4.2.6.7, 4.2.7.7 y 4.2.8.6 de estas Especificaciones.

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

4.4.2.3. 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.

4.4.3. **Marcación del conmutador de derivaciones en forma interna o externa:**

4.4.3.1. En forma interna: Las posiciones del sistema de conmutación deben estar marcadas en bajo relieve y pintadas con tinta indeleble en un color que contraste con el color del conmutador, según lo indicado en la Norma NBR 5440, ítem 6.1.3

4.4.3.2. En forma externa: 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.

4.4.4. **Número de Orden de ANDE:**

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

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

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

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

4.4.5.1. 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.

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

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

4.5. Características del aceite aislante:

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

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

4.5.3. 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.

4.5.4. Las características del aceite deben ser las establecidas en la Tabla 5 de estas Especificaciones.

Tabla 5

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)	-	≤ 1	≤ 1
3	Densidad@ 20/4 º C	Nafténico	(ASTM D 1298)	kg/dm^3	≥ 0,861 y ≤ 0,900	≥ 0,861 y ≤ 0,900
		Parafínico	(ASTM D 1298)	kg/dm^3	≤ 0,860	≤ 0,860
4	Punto de inflamación o combustión		(ASTM D 92)	ºC	≥ 140	≥ 140
5	Numero de neutralización (acidez)		(ASTM D 974)	mgKOH/g	≤ 0,040	≤ 0,040
6	Tensión interfacial @ 25º C		(ASTM D 971)	mN/m	≥40	≥40
7	Contenido de agua		(ASTM D 1533)	p.p.m.	≤ 35	≤ 35
8	Rigidez dieléctrica		(ASTM D 877)	kV	≥ 35	≥ 35
9	Factor de disipación (tg δ)	@ 25° C	(ASTM D 924)	%	≤0,05	≤0,10
		@100° C	(ASTM D 924)	%	≤ 0,50	≤ 1,00

4.5.5. El aceite aislante debe estar categorizado como "Sin contenido de PCB (Bifeniles Policlorados)" conforme normativa nacional vigente. Para el efecto el suministro debe acompañarse con el Informe del análisis (cromatografía gaseosa), realizado por un Laboratorio acreditado para el muestreo de aceites aislantes y para análisis de PCB en aceites, en el que conste como resultado: *PCB menor a 1 ppm, o PCB No Cuantificable o PCB No Detectable* con límite de cuantificación de 2 ppm. El informe debe indicar el método utilizado y además debe acompañarse de la descripción y documentación correspondiente a la cadena de custodia de las muestras de aceite y de los Certificados de Acreditación del Laboratorio, emitido por el organismo de Acreditación del país donde opera el Laboratorio.

4.5.6. El contenido de PCB debe ser determinado de acuerdo a lo establecido en las Normas IEC 61619 o ASTM D 4059.

4.5.7. Los Certificados de acreditación de los Laboratorios indicados arriba deben ser validados a través del Organismo Nacional de Acreditación (ONA) de Paraguay, de manera a garantizar la conformidad y trazabilidad de la documentación presentada.

5. ENSAYOS DE TIPO, DE RUTINA Y DE RECEPCIÓN:

5.1. Ensayos de Tipo:

5.1.1. Todos los Ensayos de Tipo deben ser realizados sobre un solo equipo que debe estar identificado, debe ser idéntico al modelo a ser suministrado, estos ensayos según lo establecido en las Normas y/o Cláusulas citadas y en las presentes Especificaciones, son los siguientes:

5.1.1.1. **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, descriptos 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 5.1.1.1, 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.

5.1.1.2. **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.

5.1.1.3. **Ensayo de tensión de impulso atmosférico (Cláusula 13, NBR 5356-3):** Este Ensayo debe ser realizado en el arrollamiento primario sobre el TAP 2 (principal) y en el arrollamiento secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.

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

5.1.1.5. **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. La frecuencia para este Ensayo debe ser de 196 Hz, como mínimo, y la duración debe ser de 7.200 ciclos, como mínimo.

5.1.1.6. **Ensayo de radiointerferencia (Anexo E.25, NBR 5356-1):** Este Ensayo debe ser realizado con los valores establecidos en estas Especificaciones.

5.1.1.7. **Ensayo de factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) (Cláusula 11.20 y Anexo E.12, NBR 5356-1)**

5.1.1.8. **Ensayo de verificación de espesor y adherencia de la pintura interna y externa (Anexo E.26, NBR 5356-1)**

5.1.1.9. **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 las Tabla 7 y Tabla 8 de la Norma NBR 5356-1.

5.2. Ensayos de Rutina:

5.2.1. 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.

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

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

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

5.2.3.2. **Medición de la relación de transformación, y polaridad (Cláusula** 11.3 **y Anexo E.3, E.4, E.5, E.6 y E.7, NBR** 5356-1**);**

5.2.3.3. **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.

5.2.3.4. **Medición de las pérdidas en vacío y de la corriente en vacío (Cláusula** 11.5 **y Anexo E.8, NBR** 5356-1**);**

5.2.3.5. **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 secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.

5.2.3.6. **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. La frecuencia para este Ensayo debe ser de **196** Hz, como mínimo, y la duración debe ser de 7.200 ciclos, como mínimo.

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

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

5.2.3.9. **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.

5.2.3.10. **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.

5.3. Ensayos de Recepción:

5.3.1. 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:

5.3.1.1. **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).

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

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

5.3.1.4. **Medición de la relación de transformación y polaridad (Cláusula 11.3 y Anexo E.3, E.4, E.5, E.6 y E.7, NBR 5356-1);**

5.3.1.5. **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.

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

5.3.1.7. **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 secundario, con los valores de tensión establecidos en estas Especificaciones.

5.3.1.8. **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. La frecuencia para este Ensayo debe ser de 196 Hz, como mínimo, y la duración debe ser de 7.200 ciclos, como mínimo.

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

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

5.3.1.11. **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.

5.3.1.12. **Ensayos del aceite aislante (Cláusula 11.11, NBR 5356-1):** Se debe ensayar el aceite aislante 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 **5** de estas Especificaciones
6. Color, según tabla **5** 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.

5.3.1.13. **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.

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

5.4. Muestreo y Aceptación o Rechazo del lote para los Ensayos de Recepción:

5.4.1. 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.

5.4.2. La verificación de lo solicitado en el ítem 5.3.1.12 del sub ítem 7, sobre el aceite aislante. La falta de lo indicado implicará el Rechazo de todo el lote.

5.4.3. El Ensayo de elevación de temperatura debe ser realizado sobre una unidad del lote, debiendo ser esta unidad la que haya presentado el mayor valor de pérdidas totales en el Ensayo correspondiente. La falla de esta unidad implicará el Rechazo de todo el lote.

5.4.4. El criterio de Muestreo y Aceptación o Rechazo a ser utilizado para los demás Ensayos de Recepción es el establecido en las Tablas 6 y 7 de estas Especificaciones, respectivamente.

5.4.5. 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 6: Criterio de Muestreo, Aceptación o Rechazo para los Ensayos de Recepción

- Inspección visual
- Verificación dimensional
- Medición de resistencia eléctrica de los arrollamientos
- Medición de la relación de transformación y polaridad
- Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas en carga
- Medición de las pérdidas en vacío y de la corriente en vacío
- Medición de la resistencia de aislamiento
- Ensayo de estanqueidad y resistencia a la presión a temperatura ambiente
- Verificación del funcionamiento de accesorios

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

// Tabla 6

Continuación Tabla 6

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

- Ensayos del aceite aislante
- Verificación del espesor y adherencia de la pintura de la parte externa

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

5.5. Tolerancias para las características eléctricas:

5.5.1. Las tolerancias para las siguientes características eléctricas deben ser las establecidas en la Tabla 8, a continuación:

Tabla 8: 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	± 7,5 %	± 7,5 %
Pérdidas en vacío	+ 10%	+ 0 %
Pérdidas en carga	+ 6 %	+ 0 %
Relación de transformación	± 0,5 %	± 0,5 %
Corriente en vacío	+ 20%	+ 0 %
Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) @ 20° C	+ 20%	+ 0 %

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

5.5.3. 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.

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

6. ALCANCE DEL SUMINISTRO:

6.1. Repuestos:

6.1.1. Los repuestos deben ser los siguientes, con sus cantidades respectivas:

6.1.1.1. Aislador pasante primario, con su borne correspondiente: Cantidad, a ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

6.1.1.2. Aislador pasante secundario, con su borne correspondiente: Cantidad, a ser especificados en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

6.1.1.3. Conjunto completo de bobina primaria y bobina secundaria correspondiente a una columna del núcleo: Cantidad, a ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones

correspondiente.

6.1.1.4. Conmutador de derivaciones completo: Cantidad, a ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

7. EMBALAJE:

7.1. Embalaje:

7.1.1. 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.

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

- Su movimiento con montacargas;
- El izado mediante grúas, utilizando los ganchos correspondientes del transformador.
- El apilado de 2 unidades, como mínimo, una encima de la otra.

7.2. Marcación del embalaje:

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

- La palabra ANDE;
- Número de Licitación y Año de la Licitación;
- 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.
- Cantidad máxima de embalajes apilables, uno encima del otro.

DISEÑOS

Figura 1: Transformador monofásico convencional de distribución

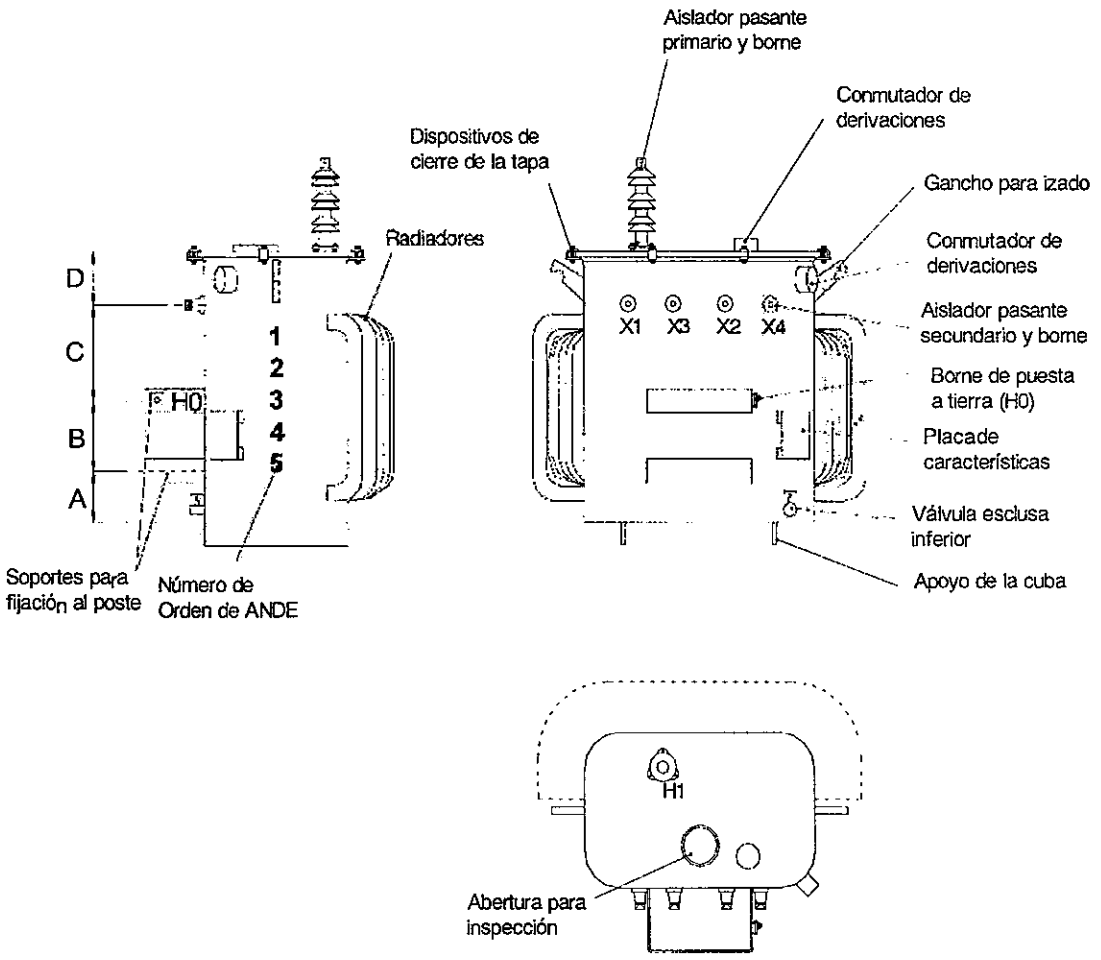
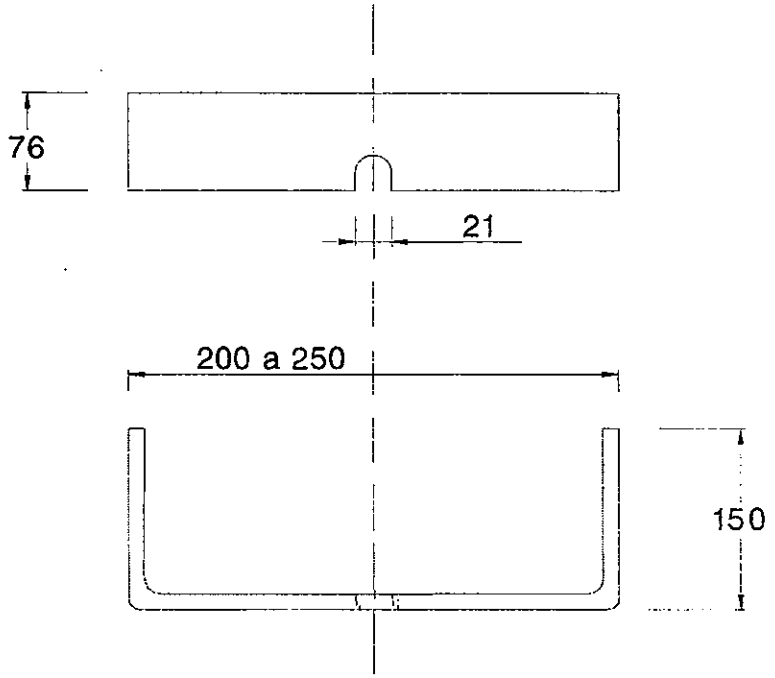


Tabla 9: Dimensiones

Dimensiones (mm)				
Potencia	**A**	**B**	**C**	**D**
10kVA	≥ 10; ≤ 200	200	≥ 120	≥ 120
25 kVA	≥ 10; ≤ 200	300	≥ 120	≥ 120

DISEÑOS

Figura 2: Soporte para fijación al poste



Notas:

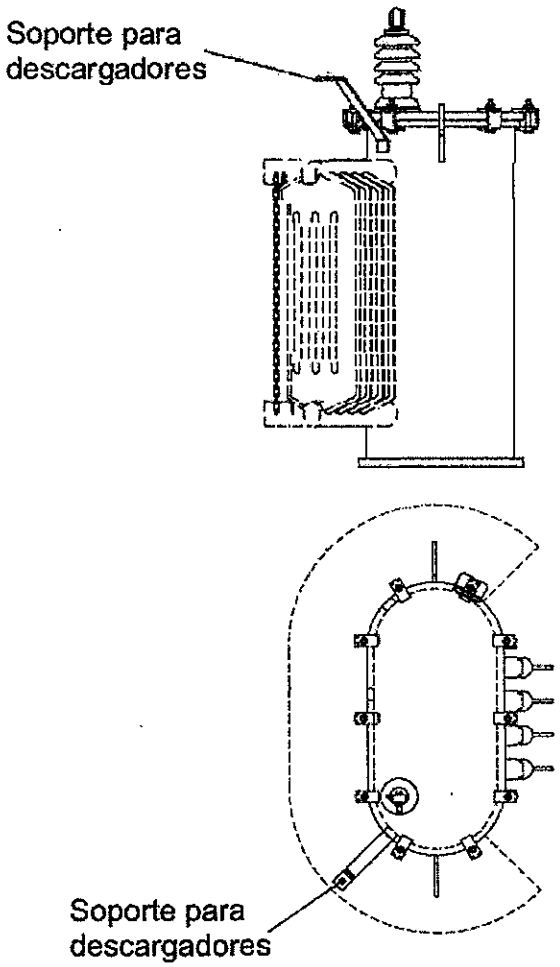
1.- Todas las dimensiones están en mm, excepto donde se indique otra unidad de medida.

2.- Tolerancia: ± 2%, excepto donde se indique otra tolerancia.

3.- Sin escala.

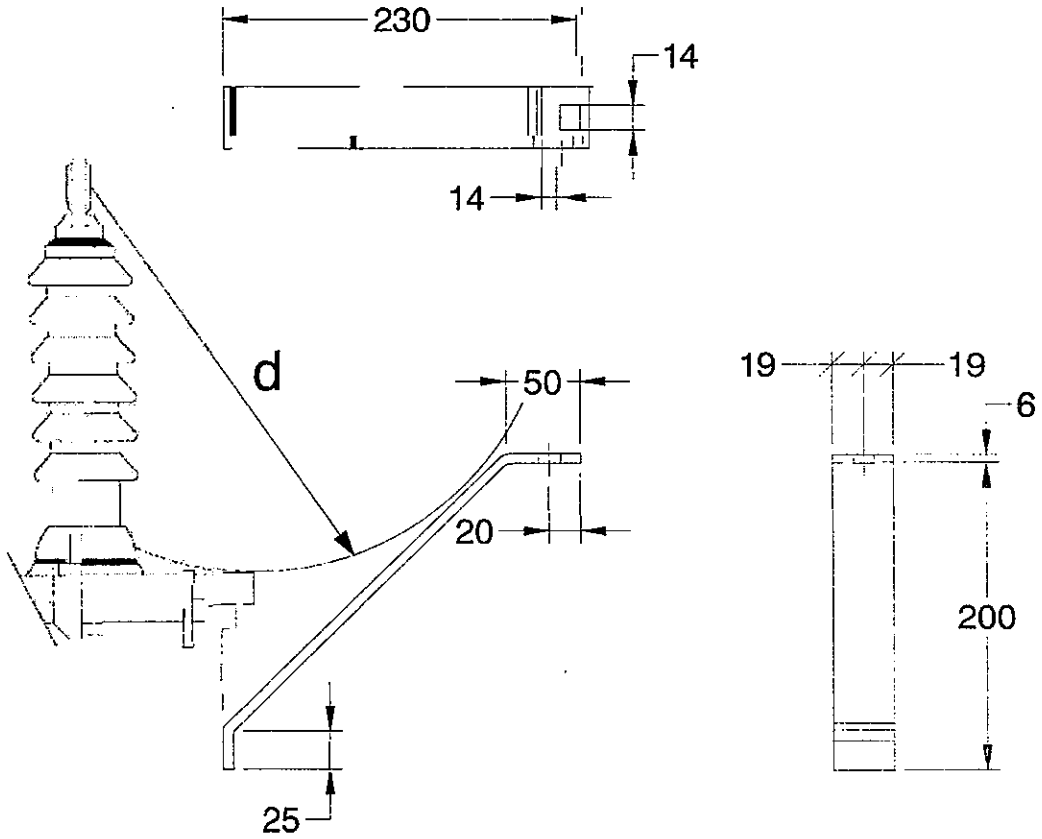
DISEÑOS

Figura 3: Ubicación de soportes para descargadores de sobretensión



DISEÑOS

Figura 4: Detalle de los soportes para descargadores de sobretensión



Referencias:

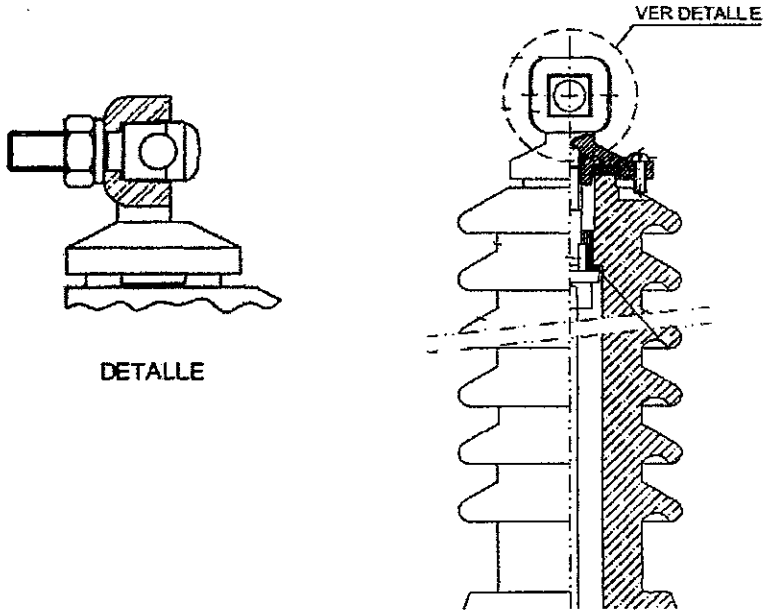
d: mínima distancia de arco entre cualquier parte del borne primario y partes conductoras ubicadas en la tapa (dispositivo de sujeción de la tapa, pernos de sujeción, tapa, etc.).

Notas:

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

DISEÑOS

Figura 5: Aislador pasante con Borne tipo prensa con ojal, primario (NBR 5435)



DISEÑOS

Figura 6: Aislador pasante con borne tipo prensa con ojal, secundario (T1 - NBR 5437)

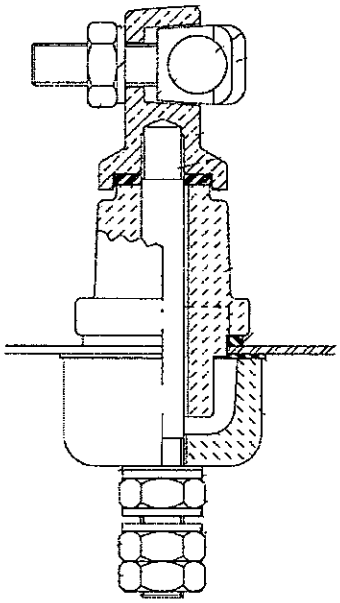
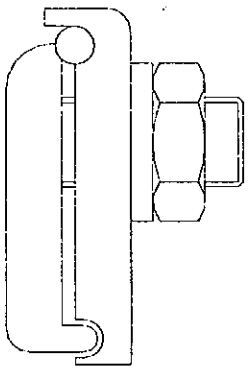


Figura 7: Borne de puesta a tierra



DISEÑOS

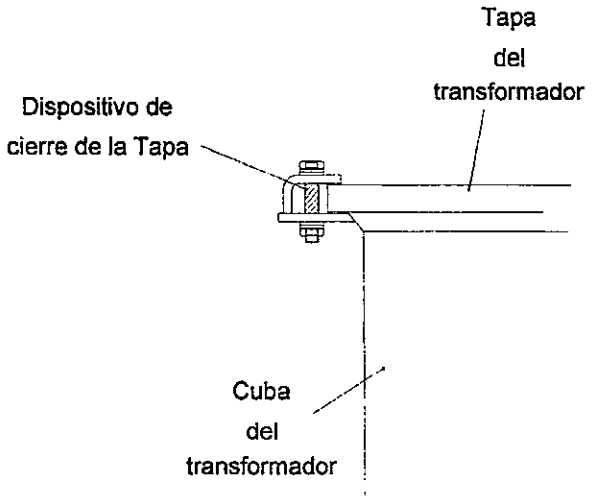


Figura 8: Diseño de dispositivo de cierre de la tapa del transformador – opción 1.

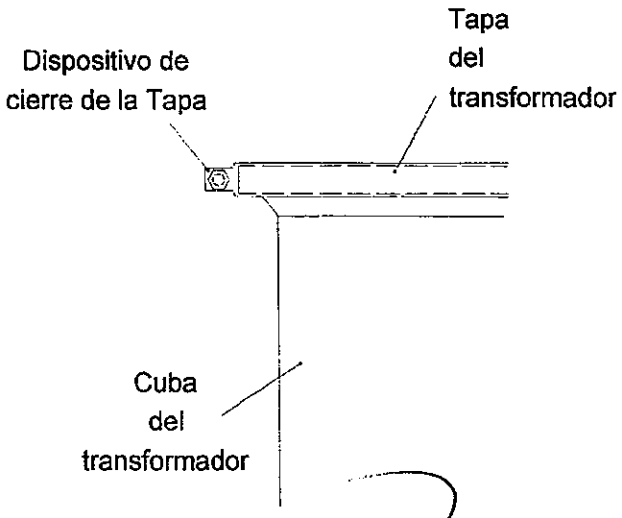


Figura 9: Diseño de dispositivo de cierre de la tapa del transformador – opción 2.

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
DESCRIPCIÓN						**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**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 3.1 de las Especificaciones				Sí	
		Apto para funcionar con las condiciones de instalación según ítem 3.2 de las Especificaciones				Sí	
		Apto para funcionar con las características de la red según ítem 3.3 de las Especificaciones				Sí	
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	Características eléctricas	Tipo, de acuerdo al nº de fases			Monofásico	
			Tensiones nominales (V)	Primario	Derivación 1	13.860	
					Derivación 2 (Princ.)	13.200	
					Derivación 3	12.540	
					Derivación 4	11.880	
				Secundario	Entre fases	462	
					Entre fase y neutro	231	
			Tensión soportada de impulso atmosférico (kV)		Primario	≥ 125	
					Secundario	≥ 30	
			Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)		Secundario	≥ 10	
			Tensión inducida de corta duración (kV)		Primario	≥ 46,7 ≤ 50	
			Radio interferencia (RIV)	Rango de 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	
			Polaridad			Substractiva	
			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

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
DESCRIPCIÓN						**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	**Características eléctricas**	Potencia nominal (kVA)			10 / 25	
			Corriente soportada de cortocircuito – secundario (TAP 2) (kA)	10 kVA	Serie	≥ 0,5	
					Paralelo	≥ 1,0	
				25 kVA	Serie	≥ 1,3	
					Paralelo	≥ 2,6	
			Corriente en vacío (TAP 2) (%dela corriente nominal)	10 kVA		≤ 4,2	
				25 kVA		≤ 3,3	
			Pérdidas en vacío (TAP 2) (W)	10 kVA		≤ 65	
				25 kVA		≤112	
			Pérdidas en carga (TAP 2) (W)	10 kVA		≤ 265	
				25 kVA		≤488	
			Pérdidas totales (TAP 2) (W)	10 kVA		≤ 330	
				25 kVA		≤ 600	
			Impedancia de cortocircuito (TAP 2) (%dela impedancia base)	10 kVA		4,0	
				25 kVA		4,0	
			Capacidad térmica de soportar cortocircuitos			Según ítem 4.1.13 de estas Especificaciones	
			Capacidad dinámica de soportar cortocircuitos			Según ítem 4.1.14 de estas Especificaciones	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
DESCRIPCIÓN							**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	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 (ºC)	≥ 105	
					Distribución de la aislación		Uniforme	
					Construcción		En secciones/ Continuo	
					Tipo de conductores de interconexión entre aisladores pasantes y bobinas		Multifilares y flexibles	
					Sección (mm^2)		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 (ºC)	≥ 105	
					Distribución de la aislación		Uniforme	
					Sección (mm^2)		Aclarar	
					N° de espiras de la bobina		Aclarar	
					Forma de la sección transversal de la bobina		Aclarar	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem,según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
DESCRIPCIÓN						**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	**Características constructivas**	**Núcleo**	Material		Chapas de acero silicio con granos orientados y laminadas en frío	
				Tipo de núcleo		Tipo núcleo (ventana, apilado)/ Acorazado (envolvente)	
				Construcción del núcleo		Según ítem 4.2.5.3 de estas Especificaciones	
				Bulones que atraviesan la chapa		Según ítem 4.2.5.4 de estas Especificaciones	
				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	
			Aislador pasante primario	Tensión nominal (kV)		25,8	
				Norma de fabricación		NBR 5435	
				Material		Porcelana vitrificada	
				Ubicación del aislador pasante primario		Tapa, según ítem 4.2.6.4 de estas Especificaciones	
				Ubicación del dispositivo de sujeción del aislador pasante primario		Externo a la cuba	
				Borne primario de conexión del transformador a la línea	Rango mínimo de secciones de conductor (mm^2)	25 a 50	
					Norma de fabricación	NBR 5435	
					Tipo	Prensa con ojal	
					Material	Cobre/ Aleación de cobre	
					Tratamiento superficial	Estañado	
				Denominación		Según ítem 4.2.6.7 de estas Especificaciones	
			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 4.2.7.4 de estas Especificaciones	
				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 (mm^2)	35 a 100	
					Norma de fabricación	NBR 5437	
					Tipo	Prensa con ojal, T1 según NBR 5437	
					Material	Cobre/ Aleación de cobre	
					Tratamiento superficial	Estañado	
				Disposición y denominación		Según ítem 4.2.7.7 de estas Especificaciones	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

								Aclarar
Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
DESCRIPCIÓN							**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características constructivas	Borne de puesta a tierra	Ubicación			Según ítem 4.2.8.2 de estas Especificaciones	
				Tipo			Prensa paralela	
				Rango mín. de sección del conductor (mm^2)			25 a 70	
				Material			Cobre/ Aleación de cobre	
				Tratamiento superficial			Estañado	
				Denominación			Según ítem 4.2.8.6 de estas Especificaciones	
			Conmutador de derivaciones	Ubicación del accionamiento			Interno/ Externo	
				Operación			Sin tensión	
				N° de posiciones			4	
				Tipo de comando			Lineal/ Rotativo	
				Lugar de acceso al accionamiento			Debajo de la tapa de inspección / Sobre la tapa / Al costado de la cuba	
				Operación interna			Según ítem 4.2.9.4 de estas Especificaciones	
				Operación externa: Según ítem 4.2.9.5 de estas Especificaciones			Dispositivo de protección, Aclarar	
			Cuba y tapa	Material (Según NBR 6649 y/o NBR 6650)			Chapa de acero	
				Espesor (mm)	Tapa		≥ 2,65	
					Cuba		≥ 2,65	
					Fondo de la cuba		≥ 3,18	
				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 (mm^2)			≥ 4	
				Dispositivos de cierre de la tapa			Según ítem 4.2.11.5 de estas Especificaciones	
			Abertura para inspección		Diámetro (mm)		120	
					Cuenta con junta de goma		Sí	
			Radiadores		Cuenta con 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)		≥ 1,2	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente				Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente				Aclarar
DESCRIPCIÓN			**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características constructivas	Válvula esclusa inferior – Cuenta con válvula esclusa inferior	Transformadores de 25 kVA	
			Válvula esclusa inferior – Diámetro	3/4"	
			Válvula esclusa inferior – Ubicación	Según ítem 4.2.14 de estas Especificaciones	
			Soportes para fijación al poste – Cuenta con 2 soportes para fijación al poste	Sí	
			Soportes para fijación al poste – Unión a la cuba	Cordón de soldadura continua	
			Soportes para fijación al poste – Ubicación (Según Figura 1 de estas Especificaciones)	Parte posterior de la cuba del transformador	
			Soportes para fijación al poste – Dimensiones	Según Figuras 1 y 2 de estas Especificaciones	
			Soportes para descargadores de sobretensión – Cuenta con 1 soporte para descargadores de sobretensión	Sí	
			Soportes para descargadores de sobretensión – Material de los soportes	Planchuela de acero de 6 mm de espesor y 38 mm de ancho	
			Soportes para descargadores de sobretensión – Unión a la cuba	Cordón de soldadura continua	
			Soportes para descargadores de sobretensión – Ubicación	Según Figura 3 de estas Especificaciones	
			Soportes para descargadores de sobretensión – Forma y dimensiones	Según Figura 4 de estas Especificaciones	
			Ganchos para izado – Conjunto para el izado del transformador completo con su carga de aceite	Sí	
			Ganchos para izado – Conjunto para el desencubado y para izado de partes activas	Sí	
			Juntas de sellado	Según ítem 4.2.18 de estas Especificaciones	
			Indicador de nivel de aceite	Interno, en la cuba, según ítem 4.2.19 de estas Especificaciones	
			Dimensiones (mm) – Altura	≤ 1.200	
			Dimensiones (mm) – Ancho	≤ 900	
			Dimensiones (mm) – Profundidad	≤ 900	
		Terminación superficial	Preparación de las superficies	Arenado/ Granallado	
			Terminación interna – Tipo de pintura que no afecte ni sea afectada por el aceite aislante	Anticorrosiva,	
			Terminación interna – Espesor (µm)	≥ 30	
			Terminación externa – Tipo de pintura de la primera capa	Anticorrosiva	
			Terminación externa – Espesor de la primera capa (µm)	≥ 40	
			Terminación externa – Tipo de pintura de la capa superficial	Alquídica / Poliuretánica	
			Terminación externa – Espesor de la capa superficial (µm)	≥ 40	
			Terminación externa – Norma	NBR 11.388	
			Terminación externa – Color	Gris claro/ Verde turquesa	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
DESCRIPCIÓN					**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Marcación	Placa de características	Inscripciones e informaciones	Según ítem 4.4.1.1 de estas Especificaciones	
				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	Sí	
			Identificación del aislador pasante primarios, secundarios y borne de puesta a tierra	Identificación	Según ítems 4.2.6.7, 4.2.7.7 y 4.2.8.6 de estas Especificaciones	
				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 de estas Especificaciones	
			Marcación del conmutador de derivaciones	En forma interna	Según ítem 4.4.3.1 de estas Especificaciones	
				En forma externa	Según ítem 4.4.3.2 de estas Especificaciones	
			Número de Orden de ANDE	Marcación	Pintada con color que contraste con el color de la pintura del transformador	
				Altura de los caracteres (mm)	≥ 70	
				Ubicación: Según Figura 1	Sí	
				Disposición	Forma vertical y orden descendente	
			Marcación de la potencia del transformador		Según ítem 4.4.5 de estas Especificaciones	
			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 4.5.3 de estas Especificaciones	
				Otras características	Según Tabla 5 de estas Especificaciones	
				Contenido de PCB y documentación	Según ítem 4.5.5 de estas Especificaciones	
				Determinación de contenido de PCB	Según ítem 4.5.6 de estas Especificaciones	
				Validación de los Certificados de Acreditación	Según ítem 4.5.7 de estas Especificaciones	
				Indicar cantidad de aceite (lts.)	Aclarar	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente					Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente					Aclarar
DESCRIPCIÓN				**EE.TT. 04.13.25 – Rev. 3**	**GARANTIZADO**
6	**ALCANCE DEL SUMINISTRO**	**Repuestos**	Aislador pasante primario, con su borne correspondiente	Aclarar cantidad	
			Aislador pasante secundario, con su borne correspondiente	Aclarar cantidad	
			Conjunto completo de bobina primaria y bobina secundaria correspondiente a un transformador	Aclarar cantidad	
			Conmutador de derivaciones completo	Aclarar cantidad	
7	**EMBALAJE**		Embalaje	Según ítem 7.1 de estas Especificaciones	
			Marcación del embalaje	Según ítem 7.2 de estas Especificaciones	
	Peso total del transformador con la carga completa de aceite (kg)			Aclarar	
OBSERVACIONES					

PLANILLA DE ENSAYOS DE TIPO

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
EE. TT. Nº 04.13.25 – Rev. 3					**GARANTIZADO**		
DESCRIPCIÓN					**Laboratorio en el cual se realizó el ensayo**	**Nº de Protocolo**	**Valores satisfactorios según EE.TT. o Norma (Sí/No))**
5	**ENSAYOS DE TIPO**	**Protocolos de Ensayos de Tipo adjuntados**	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)			

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

ANDE Nº 04.14.14 – Rev. 4

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN

Elaborado:	**Revisado:**	**Aprobado:**	**Fecha:**
Ing. Víctor E. Forcadell J. DD/NSD1 Nº Personal: 2866	Ing. José D. Espinoza D. DD/NSD Nº Personal: 5671	Ing. Medardo K. Inoue U. DD/ID Nº Personal: 2638	17/08/11
Revisión: 4			
Hojas revisadas: Rev. 1 – 20/53, 39/53, 51/53.			15/09/11
Hojas revisadas: Rev. 2 – 11/53, 12/53, 20/53, 31/53, 33/53, 34/53, 35/53, 36/53, 46/53, 47/53, 51/53.			20/10/11
Hojas revisadas: Rev. 3 – 20/53, 21/53, 22/53, 23/53, 51/53, 52/53.			03/05/12
Hojas revisadas: Rev. 4 – Caratula, Índice, Reg. de rev., 18/53 a 21/53, 51/53			14/02/17

Grupo: *Transformadores de distribución*

Reemplaza a: 04.14.14 – Rev. 3
Fecha: *25/04/11*

ANDE	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS **EE.TT. N° 04.14.14 – Rev. 4** TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN	

ÍNDICE

1. OBJETIVO 1

2. NORMAS TÉCNICAS 1

3. CONDICIONES DE SERVICIO 3
   - 3.1. Condiciones de instalación 3
   - 3.2. Condiciones ambientales 3
   - 3.3. Características eléctricas de la red 3

4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO 4
   - 4.1. Características eléctricas 4
   - 4.2. Características constructivas 7
   - 4.3. Terminación superficial 17
   - 4.4. Marcación 18
   - 4.5. Características del aceite aislante 20

5. ENSAYOS DE TIPO, DE RUTINA Y DE RECEPCIÓN 21
   - 5.1. Ensayos de Tipo 21
   - 5.2. Ensayos de Rutina 23
   - 5.3. Ensayos de Recepción 24
   - 5.4. Muestreo y Aceptación o Rechazo del lote para los Ensayos de Recepción 26
   - 5.5. Tolerancias para las características eléctricas 28

6. ALCANCE DEL SUMINISTRO 29
   - 6.1. Accesorios 29
   - 6.2. Repuestos 29

7. EMBALAJE 30
   - 7.1. Embalaje 30
   - 7.2. Marcación del embalaje 30

DISEÑOS 31

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS 42

PLANILLA DE ENSAYOS DE TIPO 53

REGISTRO DE REVISIONES

Modificaciones realizadas a la versión del 03 de mayo del año 2012 (Rev.: 4; H. R.: 3)		
Anterior		**Descripción de la modificación actual**
Pág.	**Ítem**	
-	-	Carátula.
-	-	Índice.
-	-	Se agrega "Registro de revisiones" del documento, donde constan los cambios realizados en el mismo, respecto de la versión anterior, en forma general.
18	4.4.1.1	Se introduce el texto "Sin contenido de PCB (Bifeniles Policlorados)" y se organiza el contenido.
19 a 20	- - -	Solo varia la ubicación física de los Ítems y se organiza el contenido.
21	4.5.5/6/7	Se modifica texto sobre PCB, conforme normativa nacional vigente y certificados de acreditación validados por el ONA.
51	- - -	Se modifica la PDG, con referencia a las características del aceite aislante y de acuerdo a los Ítems 4.5.5/6/7, respectivamente.

1. OBJETIVO:

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

1.2. Estas Especificaciones comprenden los siguientes ítems:

Tabla 1

ÍTEM N°	DESCRIPCIÓN
1	Transformador trifásico convencional de distribución de 63 kVA
2	Transformador trifásico convencional de distribución de 100 kVA
3	Transformador trifásico convencional de distribución de 200 kVA
4	Transformador trifásico convencional de distribución de 315 kVA
5	Transformador trifásico convencional de distribución de 500 kVA
6	Transformador trifásico convencional de distribución de 630 kVA
7	Transformador trifásico convencional de distribución de 1.000 kVA

1.3. A menos que se especifique lo contrario, las prescripciones y características mencionadas en estas Especificaciones hacen referencia a todos los transformadores citados en la Tabla 1.

2. NORMAS TÉCNICAS:

2.1. En la aplicación de esta Especificaciones, será necesario consultar 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.

2.2. 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.

2.3. 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 2.1.

2.4. En caso de existir diferencias o contradicciones entre estas Especificaciones Técnicas y las Normas mencionadas prevalecerá lo indicado en las Especificaciones.

3. CONDICIONES DE SERVICIO:

3.1. Condiciones de instalación:

3.1.1. 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).

3.1.2. Los transformadores de 63 kVA y 100 kVA serán instalados mediante soportes a un único poste o apoyados directamente sobre el suelo.

3.1.3. Los transformadores de 200 kVA y 315 kVA serán instalados sobre perfiles, los que a su vez estarán fijados a dos postes, conformando una estructura del tipo pórtico o apoyados directamente sobre el suelo.

3.1.4. Los transformadores de 500 kVA, 630 kVA y 1.000 kVA serán apoyados directamente sobre el suelo.

3.2. Condiciones ambientales:

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

3.3. 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 ± 5 %
- Entre fase y neutro: 13.200 V ± 5 %

➢ Baja Tensión:
- Entre fases: 380 V ± 10 %
- Entre fase y neutro: 220 V ± 10 %

Frecuencia Nominal y tolerancias: 50 Hz ± 2 %

4. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO:

4.1. Características eléctricas:

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

4.1.2. Tensiones nominales, valor eficaz:

4.1.2.1. 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

4.1.2.2.	Secundario:	
	Entre fases:	400 V
	Entre fase y neutro:	231 V
4.1.3.	Tensión soportada de impulso atmosférico, valor de cresta:	
	Primario:	≥ 125 kV
	Secundario:	≥ 30 kV
4.1.4.	Tensión soportada a frecuencia industrial – 1 min, valor eficaz:	
	Primario:	≥ 50 kV
	Secundario:	≥ 10 kV
4.1.5.	Tensión inducida de corta duración, valor eficaz:	
	Primario:	≥ 45,8 kV ≤ 50 kV
4.1.6.	Radiointerferencia (RIV):	
	Tensión Aplicada en el Ensayo de Radiointerferencia, valor eficaz:	15 a 15,2 kV
	Tensión de Radiointerferencia (µV) @ 1 MHz:	≤ 650 µV
4.1.7.	Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) @ 20° C (NBR 5356-1):	≤ 1,2 %
4.1.8.	Frecuencia nominal:	50 Hz
4.1.9.	Grupo de conexión:	Dyn5
4.1.10.	Método de refrigeración:	ONAN
4.1.11.	Elevación de temperatura:	
4.1.11.1.	Elevación de Temperatura de los arrollamientos, determinada por variación de la resistencia eléctrica:	55 ° C
4.1.11.2.	Elevación de Temperatura de la superficie del aceite:	
	Transformadores de 63 kVA, 100 kVA, 200 kVA, 315 kVA y 500 kVA:	50 ° C
	Transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA:	55 ° C
4.1.11.3.	Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos:	65 ° C

4.1.12. 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[6]	Corriente soportada de cortocircuito – secundario, valor eficaz (kA)	Corriente en vacío (% de la corriente nominal)[1]	Pérdidas en vacío (W)[2]	Pérdidas en carga (W)[3]	Pérdidas totales (W)[4]	Impedancia de cortocircuito (% de la impedancia base)[5]
63 kVA	≥ 2,2	≤ 4,2	≤ 280	≤ 1.220	≤ 1.500	4,0
100 kVA	≥ 3,6	≤ 3,7	≤ 390	≤ 1.730	≤ 2.120	4,0
200 kVA	≥ 7,2	≤ 3,1	≤ 610	≤ 2.250	≤ 2.860	4,0
315 kVA	≥ 11,3	≤ 2,8	≤ 830	≤ 4.130	≤ 4.960	4,0
500 kVA	≥ 18,0	≤ 2,7	≤ 1.150	≤ 5.850	≤ 7.000	4,0
630 kVA	≥ 18,1	≤ 2,6	≤ 1.330	≤ 6.990	≤ 8.320	5,0
1.000 kVA	≥ 28,8	≤ 2,5	≤ 1.750	≤ 9.970	≤ 11.720	5,0

[1, 2] Medida en la derivación 2 (principal).
[3] Medida en la derivación 2 (principal) y referida a 75 ° C.
[4] Pérdidas totales = Pérdidas en vacío + pérdidas en carga a 75 ° C, medidas en la derivación 2 (principal).
[5] Medida en la derivación 2 (principal) y referida a 75 ° C
[6] Todas las derivaciones son derivaciones a plena potencia (NBR 5356-1, Cláusula 6.3)

4.1.13. **Capacidad térmica de soportar cortocircuitos:**

4.1.13.1. 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.

4.1.14. **Capacidad dinámica de soportar cortocircuitos:**

4.1.14.1. El transformador debe soportar la corriente de cortocircuito establecida en la Tabla 2 de estas Especificaciones, y ensayado según el ítem 5.1.1.1 de estas Especificaciones.

4.2. Características constructivas:

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

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

4.2.3. 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.

4.2.4. **Arrollamientos:**

4.2.4.1. **Arrollamiento primario (Media Tensión):**

4.2.4.1.1. 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.

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

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

4.2.4.1.4. La aislación de los arrollamientos debe ser uniforme.

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

4.2.4.2.1. 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).

4.2.4.2.2. 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.

4.2.4.2.3. La aislación de los arrollamientos debe ser uniforme.

4.2.5. **Núcleo:**

4.2.5.1. Material: El núcleo debe estar constituido por chapas de acero silicio, con granos orientados y laminadas en frío.

4.2.5.2. **Tipo de núcleo:**

4.2.5.2.1. Transformadores de 63 kVA y 100 kVA: El núcleo debe ser del tipo núcleo (ventana, apilado) o acorazado (envolvente).

4.2.5.2.2. Transformadores de 200 kVA a 1.000 kVA: El núcleo debe ser del tipo núcleo (ventana, apilado).

4.2.5.3. 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.

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

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

4.2.5.6. 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.

4.2.6. **Aisladores pasantes primarios:**

4.2.6.1. Los aisladores pasantes primarios deben tener una tensión nominal de 25,8 kV y deben ser fabricados de acuerdo con la Norma NBR 5435.

4.2.6.2. 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 solicitaciones derivadas de la instalación a la intemperie, como ser: lluvia, radiación solar, altas temperaturas, etc.

4.2.6.3. 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.

4.2.6.4. Los aisladores pasantes primarios deben estar ubicados en la tapa de la cuba sobre los resaltos mencionados en el ítem 4.2.11.4 y de acuerdo a las Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones.

4.2.6.5. El dispositivo de sujeción de estos aisladores a la tapa debe ser externo a la cuba.

4.2.6.6. **Bornes primarios de conexión del transformador a la línea:**

4.2.6.6.1. 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 mm² de sección, y deben ser fabricados de acuerdo con la Norma NBR 5435.

4.2.6.6.2. Estos bornes primarios deben ser del tipo prensa con ojal (Figura 11 de estas Especificaciones).

4.2.6.6.3. Material: Los bornes, incluyendo pernos y arandelas, deben ser de cobre o aleación de cobre.

4.2.6.6.4. Tratamiento superficial de los bornes: Los bornes, incluyendo bulones, tuercas y arandelas deben ser estañados.

4.2.6.7. **Disposición y denominación de los aisladores pasantes primarios:**

4.2.6.7.1. 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

4.2.7. **Aisladores pasantes secundarios:**

4.2.7.1. 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.

4.2.7.2. 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 solicitaciones derivadas de la instalación a la intemperie, como ser: lluvia, radiación solar, altas temperaturas, etc.

4.2.7.3. 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.

4.2.7.4. Los aisladores pasantes secundarios deben estar ubicados en la parte posterior de la cuba, de acuerdo a lo indicado en las Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones. Los mismos deben estar ubicados sobre los resaltos mencionados en el ítem 4.2.10.4 de estas Especificaciones.

4.2.7.5. El dispositivo de sujeción de estos aisladores debe ser interno a la cuba.

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

4.2.7.6.1. 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.

4.2.7.6.2. Los transformadores de 63 kVA y 100 kVA deben contar con bornes tipo prensa con ojal, T1 según NBR 5437, apto para la conexión de conductores de 35 mm^2 a 100 mm^2 de sección (Figura 12 de estas Especificaciones).

4.2.7.6.3. Los transformadores de 200 kVA, 315 kVA, 500 kVA, 630 kVA y 1.000 kVA deben contar con bornes tipo Spade, de 4 orificios, T3 según NBR 5437 y NBR 5438 (Figura 13 de estas Especificaciones).

4.2.7.6.4. Material: Los bornes, incluyendo pernos, tuercas y arandelas (si aplicable), deben ser de cobre o aleación de cobre.

4.2.7.6.5. Tratamiento superficial de los bornes: Los bornes, incluyendo bulones, tuercas y arandelas (si aplicable) deben ser estañados.

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

4.2.7.7.1. 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

4.2.8. **Borne de puesta a tierra:**

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

4.2.8.2. En los transformadores de 63 kVA y 100 kVA, 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).

4.2.8.3. En los transformadores de 200 kVA, 315 kVA, 500 kVA, 630 kVA y 1.000 kVA, este borne debe estar ubicado en la parte inferior derecha del lado de la cuba correspondiente al secundario, observado desde el lado correspondiente al secundario (Figuras 4, 5 y 8 de estas Especificaciones).

4.2.8.4. El borne debe ser del tipo prensa paralela, apto para alojar conductores de 25 mm^2 a 70 mm^2 de sección (Figura 14 de estas Especificaciones).

4.2.8.5. Material: El borne, incluyendo bulones y arandelas, debe ser de cobre o aleación de cobre.

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

4.2.9. **Conmutador de derivaciones con operación interna o externa:**

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

4.2.9.2. Este conmutador debe contar con 4 posiciones correspondientes a las 4 derivaciones establecidas en el ítem 4.1.2.1 de estas Especificaciones.

4.2.9.3. El mismo debe ser del tipo de comando lineal o rotativo.

4.2.9.4. Operación Interna: 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, aun en las condiciones de máxima temperatura permitida.

4.2.9.5. Operación externa: Debe contar con una perilla en forma externa, 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 las Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones.

4.2.10. **Cuba:**

4.2.10.1. 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.

4.2.10.2. 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)
63	2,65	2,65	3,18
100	2,65	2,65	3,18
200	3,18	3,18	3,18
315	3,18	3,18	3,18
500	6,35	4,8	6,35
630	6,35	4,8	6,35
1.000	6,35	4,8	6,35

4.2.10.3. 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.

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

4.2.11. **Tapa:**

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

4.2.11.2. El diseño de la tapa debe ser tal que no permita la acumulación de agua sobre la misma.

4.2.11.3. 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 mm² de sección, como mínimo.

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

4.2.11.5. Cierre de la tapa: La tapa debe ser asegurada a la cuba mediante dispositivos de cierre con pernos, de acuerdo a la Figura 15 de estas Especificaciones.

4.2.12. **Abertura para inspección:**

4.2.12.1. Los transformadores deben contar con una abertura para inspección, de 120 mm de diámetro, para la carga del aceite, accionamiento del conmutador de derivaciones y efectuar inspecciones visuales varias, de acuerdo a las Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones.

4.2.12.2. La tapa de esta abertura para inspección debe contar con una junta de goma para asegurar su hermeticidad.

4.2.12.3. En los transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA, la tapa de esta abertura para inspección debe estar asegurada mediante ocho bulones de 3/8" de diámetro y una junta de goma apta para el contacto permanente con el aceite aislante.

4.2.13. **Radiadores:**

4.2.13.1. 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.

4.2.13.2. 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

Potencia (kVA)	Espesor (mm)
63	1,2
100	1,2
200	1,2
315	1,2
500	1,2
630	1,2
1.000	1,2

4.2.14. **Depósito de expansión:**

4.2.14.1. Los transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA deben contar con depósito de expansión. El mismo debe estar ubicado al costado derecho del transformador, observado desde el

lado primario (Figura 8 de estas Especificaciones).

4.2.14.2. Este depósito de expansión debe poseer un tapón de 1" de diámetro para carga del aceite mineral y otro tapón de ½" de diámetro para su descarga.

4.2.14.3. El caño de interconexión del depósito de expansión con la cuba debe contar con una válvula esclusa de 1" de diámetro (Figura 8 de estas Especificaciones).

4.2.15. **Filtro secador de aire:**

4.2.15.1. La entrada de aire al depósito de expansión de los transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA debe ser a través de un filtro secador de aire.

4.2.15.2. El mismo debe contar con material higroscópico (silica gel) que actúe como desecante del aire que ingresa a través del filtro.

4.2.15.3. Este filtro debe estar constituido por un cuerpo cilíndrico metálico con un visor de vidrio transparente, que permita controlar el grado de saturación de humedad del material higroscópico.

4.2.15.4. El caño de interconexión del filtro secador de aire con el depósito de expansión debe contar con una válvula esclusa.

4.2.16. **Dispositivo de alivio de presión:**

4.2.16.1. Los transformadores de 200 kVA, 315 kVA y 500 kVA deben contar con un dispositivo de alivio de presión, que actúe en el caso de una sobrepresión interna en la cuba del transformador.

4.2.16.2. Este dispositivo debe estar previsto para una operación automática a presión positiva de 0,07 Mpa (0,7 kgf/cm2) ± 10%.

4.2.16.3. Este dispositivo debe retornar a su estado original, una vez aliviada la sobrepresión, manteniendo la hermeticidad de la cuba.

4.2.17. **Válvula esclusa inferior:**

4.2.17.1. 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 (Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones).

4.2.18. **Apoyos para gato hidráulico:**

4.2.18.1. Los transformadores de 315 kVA, 500 kVA, 630 kVA y 1.000 kVA deben contar con apoyos para gato hidráulico.

4.2.19. **Ruedas orientables:**

4.2.19.1. Los transformadores de 315 kVA, 500 kVA, 630 kVA y 1.000 kVA deben contar con ruedas orientables para facilitar el desplazamiento del transformador (Figuras 5 y 8 de estas Especificaciones).

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

4.2.20.1. Los transformadores de 63 kVA y 100 kVA deben poseer 2 soportes para fijación al poste.

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

4.2.20.3. La forma, dimensiones y ubicación de los mismos debe ser la establecida en las Figuras 1 y 2 de estas Especificaciones.

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

4.2.21.1. Los transformadores de 63 kVA a 200 kVA deben contar con 3 soportes para la fijación de 3 descargadores de sobretensión, correspondientes a las 3 fases del arrollamiento primario.

4.2.21.2. 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 9 y 10 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.).

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

4.2.22. **Ganchos para izado:**

4.2.22.1. Los transformadores de 63 kVA, 100 kVA y 200 kVA 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.

4.2.22.2. Los transformadores de 315 kVA a 1.000 kVA deben contar con 3 conjuntos de ganchos, siendo 1 conjunto para el izado del transformador completo con su carga de aceite aislante, 1 conjunto para el desencubado de las partes activas y 1 conjunto para el izado de la tapa.

4.2.22.3. Adicionalmente, el transformador de 315 kVA debe contar con una perforación en el conjunto de ganchos para el izado del transformador completo con su carga de aceite, con la forma y dimensiones indicadas en la Figura 7 de estas Especificaciones.

4.2.23. **Juntas de sellado:**

4.2.23.1. Las tapas, aisladores pasantes, caños de interconexión, válvulas, etc., deben poseer juntas que permitan un cierre hermético.

4.2.23.2. 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.

4.2.24. **Indicador de nivel de aceite:**

4.2.24.1. En los transformadores de 63 kVA a 500 kVA (sin depósito de expansión), debe marcarse en el interior de la cuba el nivel correcto de aceite aislante a 25° C. Este nivel debe ser visible desde la abertura para inspección.

4.2.24.2. Los transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA (con depósito de expansión) deben contar con un indicador de nivel de aceite aislante en el depósito de expansión, visible en forma externa, siendo que el nivel correcto a 25° C debe estar marcado. El indicador debe estar del lado correspondiente al secundario del transformador (Figura 8 de estas Especificaciones).

4.2.25. **Dimensiones:**

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

Tabla 5: Dimensiones máximas de los transformadores

Potencia (kVA)	Altura (mm)[1]	Ancho (mm)[2]	Profundidad (mm)[3]
63	1.600	1.400	900
100	1.600	1.400	900
200	1.800	1.500	950
315	1.900	1.800	1.050
500	2.050	2.000	1.150
630	2.100	2.100	1.200
1.000	2.300	2.400	1.500

[1]La altura incluye los aisladores pasantes primarios, apoyos o ruedas, según sea el caso.
[2]El ancho incluye los radiadores.
[3]La profundidad incluye los radiadores y soportes para fijación al poste.

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

4.3. Terminación superficial:

4.3.1. La tapa, cuba, depósito de expansión (transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA) y radiadores del transformador deben estar pintados.

4.3.2. Preparación de las superficies: Todas las superficies a ser pintadas deben ser preparadas previamente mediante arenado o granallado.

4.3.3. 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.

4.3.4. Terminación externa: Debe ser aplicada una primera capa de pintura anticorrosiva, de 40 µm de espesor, como mínimo, y una capa superficial de pintura alquídica o poliuretánica, de 40 µm de espesor, como mínimo, que posea adecuada resistencia a la intemperie y de acuerdo a la norma NBR 11.388.

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

4.4. Marcación:

4.4.1. **Placa de características:**

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

a) Administración Nacional de Electricidad – ANDE;
b) Número de Licitación y Año de la Licitación;
c) La inscripción "TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CONVENCIONAL DE DISTRIBUCIÓN"
d) Marca; Fabricante; Procedencia; Modelo; Año de Fabricación;
e) Norma de Fabricación;
f) Potencia Nominal;
g) Corriente Nominal Primaria para cada derivación;
h) Corriente Nominal Secundaria;
i) Método de refrigeración;
j) Impedancia de cortocircuito (% de la impedancia base);
k) Pérdidas en vacío; Pérdidas totales;
l) Corriente en vacío (% de la corriente nominal);
m) Corriente soportada de cortocircuito – secundario, para transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA;
n) Tensión Nominal Primaria para cada derivación;
o) Tensión Nominal Secundaria;
p) Tensión soportada de impulso atmosférico – primario y secundario;
q) Tensión soportada a frecuencia industrial – primario y secundario;
r) Tensión inducida de corta duración – primario;
s) Frecuencia Nominal;
t) Número de serie del Fabricante;
u) Material del conductor del arrollamiento primario y secundario;
v) Peso total del transformador con la carga completa de aceite, en kg;
w) Peso del transformador sin aceite, en kg; Peso de la parte activa, en kg;
x) Peso total del conductor del arrollamiento primario y secundario, en kg;
y) Peso del aceite aislante utilizado, en kg;
z) Volumen de aceite aislante utilizado, en litros;
aa) Tipo de aceite aislante utilizado;
bb) Sin contenido de PCB (Bifeniles Policlorados);
cc) Polaridad;
dd) Grupo de conexión;
ee) Diagrama de Conexionado Interno.

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

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

4.4.1.4. Esta Placa de características debe estar ubicada según lo indicado en las Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones.

4.4.1.5. 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.

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

4.4.2.1. Los aisladores pasantes del transformador deben estar identificados de acuerdo a lo establecido en 4.2.6.7 y 4.2.7.7 de estas Especificaciones.

4.4.2.2. 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.

4.4.2.3. 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 las Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones.

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

4.4.3.1. 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.

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

4.4.4.1. <u>En forma interna:</u> Las posiciones del sistema de conmutación deben estar marcadas en bajo relieve y pintadas con tinta indeleble en un color que contraste con el color del conmutador, según lo indicado en la Norma NBR 5440, ítem 6.1.3

4.4.4.2. <u>En forma externa:</u> 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.

4.4.5. **Número de Orden de ANDE:**

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

4.4.5.2. 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 o bajo la Placa de características, según Figuras 4, 5 y 8 de estas Especificaciones.

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

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

4.4.6.1. 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.

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

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

4.5. Características del aceite aislante:

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

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

4.5.3. 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.

4.5.4. 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)	-	≤ 1	≤ 1
3	Densidad @ 20/4 ºc	Nafténico	(ASTM D 1298)	kg/dm^3	≥ 0,861 y ≤ 0,900	≥ 0,861 y ≤ 0,900
		Parafínico	(ASTM D 1298)	kg/dm^3	≤ 0,860	≤ 0,860
4	Punto de inflamación o combustión		(ASTM D 92)	ºC	≥ 140	≥ 140
5	Numero de neutralización (acidez)		(ASTM D 974)	mgKOH/g	≤ 0,040	≤ 0,040
6	Tensión interfacial @ 25º C		(ASTM D 971)	mN/m	≥ 40	≥ 40
7	Contenido de agua		(ASTM D 1533)	p.p.m.	≤ 35	≤ 35
8	Rigidez dieléctrica		(ASTM D 877)	kV	≥ 35	≥ 35
9	Factor de disipación (tg δ)	@ 25° C	(ASTM D 924)	%	≤ 0,05	≤ 0,10
		@ 100° C	(ASTM D 924)	%	≤ 0,50	≤ 1,00

4.5.5. El aceite aislante debe estar categorizado como "Sin contenido de PCB (Bifeniles Policlorados)" conforme normativa nacional vigente. Para el efecto el suministro debe acompañarse con el Informe del análisis (cromatografía gaseosa), realizado por un Laboratorio acreditado para el muestreo de aceites aislantes y para análisis de PCB en aceites, en el que conste como resultado: *PCB menor a 1 ppm, o PCB No Cuantificable o PCB No Detectable* con límite de cuantificación de 2 ppm. El informe debe indicar el método utilizado y además debe acompañarse de la descripción y documentación correspondiente a la cadena de custodia de las muestras de aceite y de los Certificados de Acreditación del Laboratorio, emitido por el organismo de Acreditación del país donde opera el Laboratorio.

4.5.6. El contenido de PCB debe ser determinado de acuerdo a lo establecido en las Normas IEC 61619 o ASTM D 4059.

4.5.7. Los Certificados de acreditación de los Laboratorios indicados arriba deben ser validados a través del Organismo Nacional de Acreditación (ONA) de Paraguay, de manera a garantizar la conformidad y trazabilidad de la documentación presentada.

5. ENSAYOS DE TIPO, DE RUTINA Y DE RECEPCIÓN:

5.1. Ensayos de Tipo

5.1.1. Los Ensayos de Tipo deben ser realizados sobre un solo equipo que debe estar identificado, debe ser idéntico al modelo a ser suministrado, estos ensayos según lo establecido en las Normas y/o Cláusulas citadas y en las presentes Especificaciones, son los siguientes:

5.1.1.1. **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, descriptos 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 5.1.1.1, 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.

5.1.1.2. **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.

5.1.1.3. **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.

5.1.1.4. **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.

5.1.1.5. **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.

5.1.1.6. **Ensayo de radiointerferencia (Anexo E.25, NBR 5356-1):** Este Ensayo debe ser realizado con los valores establecidos en estas Especificaciones.

5.1.1.7. **Ensayo de factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) (Cláusula 11.20 y Anexo E.12, NBR 5356-1)**

5.1.1.8. **Ensayo de verificación de espesor y adherencia de la pintura interna y externa (Anexo E.26, NBR 5356-1)**

5.1.1.9. **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.

5.2. Ensayos de Rutina:

5.2.1. 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.

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

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

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

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

5.2.3.3. **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.

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

5.2.3.5. **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.

5.2.3.6. **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.

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

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

5.2.3.9. **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.

5.2.3.10. **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.

5.3. Ensayos de Recepción:

5.3.1. 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:

5.3.1.1. **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).

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

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

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

5.3.1.5. **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.

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

5.3.1.7. **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.

5.3.1.8. **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.

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

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

5.3.1.11. **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.

5.3.1.12. **Ensayos del aceite aislante (Cláusula 11.11, NBR 5356-1):** Se debe ensayar el aceite aislante 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.

5.3.1.13. **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.

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

5.4. Muestreo y Aceptación o Rechazo del lote para los Ensayos de Recepción:

5.4.1. 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.

5.4.2. La verificación de lo solicitado en el ítem 5.3.1.12 del sub ítem 7, sobre el aceite aislante. La falta de lo indicado implicará el Rechazo de todo el lote.

5.4.3. El Ensayo de elevación de temperatura debe ser realizado sobre una unidad del lote, debiendo ser esta unidad la que haya presentado el mayor valor de pérdidas totales en el Ensayo correspondiente. La falla de esta unidad implicará el Rechazo de todo el lote.

5.4.4. 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.

5.4.5. 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

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

- Inspección visual
- Verificación dimensional
- Medición de resistencia eléctrica de los arrollamientos
- Medición de la relación de transformación, verificación del desplazamiento angular y secuencia de fases (grupo de conexionado)
- Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas en carga
- Medición de las pérdidas en vacío y de la corriente en vacío
- Medición de la resistencia de aislamiento
- Ensayo de estanqueidad y resistencia a la presión a temperatura ambiente
- Verificación del funcionamiento de accesorios

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

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

• Ensayos del aceite aislante • Verificación del espesor y adherencia de la pintura de la parte externa				
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

5.5. Tolerancias para las características eléctricas:

5.5.1. 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	± 7,5 %	± 7,5 %
Pérdidas en vacío	+ 10 %	+ 0 %
Pérdidas en carga	+ 6 %	+ 0 %
Relación de transformación	± 0,5 %	± 0,5 %
Corriente en vacío	+ 20 %	+ 0 %
Factor de disipación del aislamiento (factor de potencia) @ 20° C	+ 20 %	+ 0 %

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

5.5.3. 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.

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

6. ALCANCE DEL SUMINISTRO:

6.1. Accesorios:

Para los transformadores de 63 kVA y 100 kVA, deben ser suministrados los siguientes accesorios:

6.1.1. **Par de perchas de fijación:**

6.1.1.1. Las perchas deben se de la forma y dimensiones indicadas en la Figura 3 de estas Especificaciones.

6.1.1.2. Material: Acero ASTM 1010 a 1020

6.1.1.3. Tratamiento superficial: Galvanizado en caliente o electrolítico, de 25 µm de espesor.

6.1.1.4. Cantidad: A ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

6.2. Repuestos:

6.2.1. Los repuestos deben ser los siguientes, con sus cantidades respectivas:

6.2.1.1. Aislador pasante primario, con su borne correspondiente: Cantidad, a ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

6.2.1.2. Aislador pasante secundario, con su borne correspondiente: Cantidad y tipo, a ser especificados en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

6.2.1.3. Conjunto completo de bobina primaria y bobina secundaria correspondiente a una columna del núcleo: Cantidad, a ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

6.2.1.4. Conmutador de derivaciones completo: Cantidad, a ser especificada en el Pliego de Bases y Condiciones correspondiente.

7. EMBALAJE:

7.1. Embalaje:

7.1.1. 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.

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

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

7.2. Marcación del embalaje:

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

- La palabra ANDE;
- Número de Licitación y Año de la Licitación;
- 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.

DISEÑOS

Figura 1: Transformadores de 63 kVA y 100 kVA

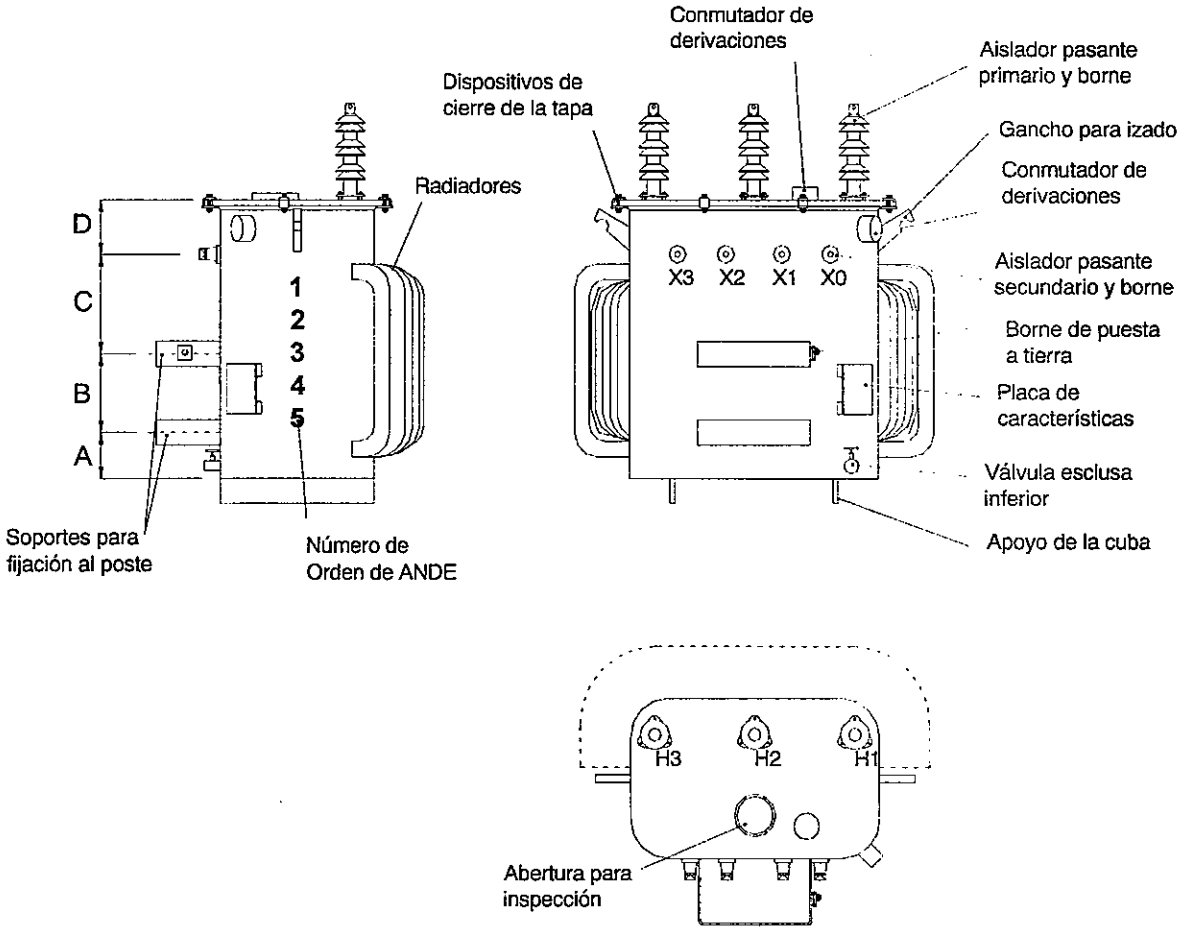


Tabla 10: Dimensiones de Transformadores de 63 kVA y 100 kVA

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

DISEÑOS

Figura 2: Transformadores de 63 kVA y 100 kVA – Soporte para fijación al poste

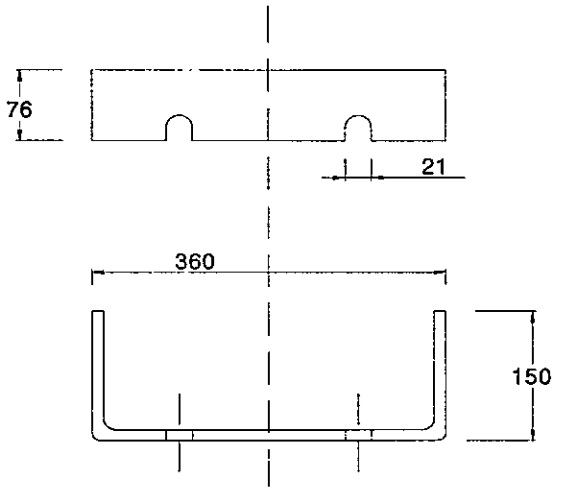
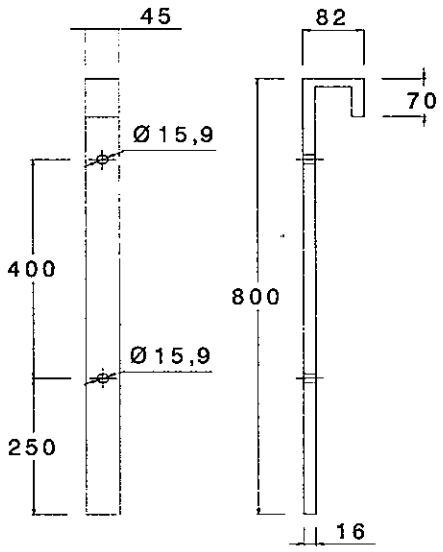


Figura 3: Transformadores de 63 kVA y 100 kVA – Percha de fijación

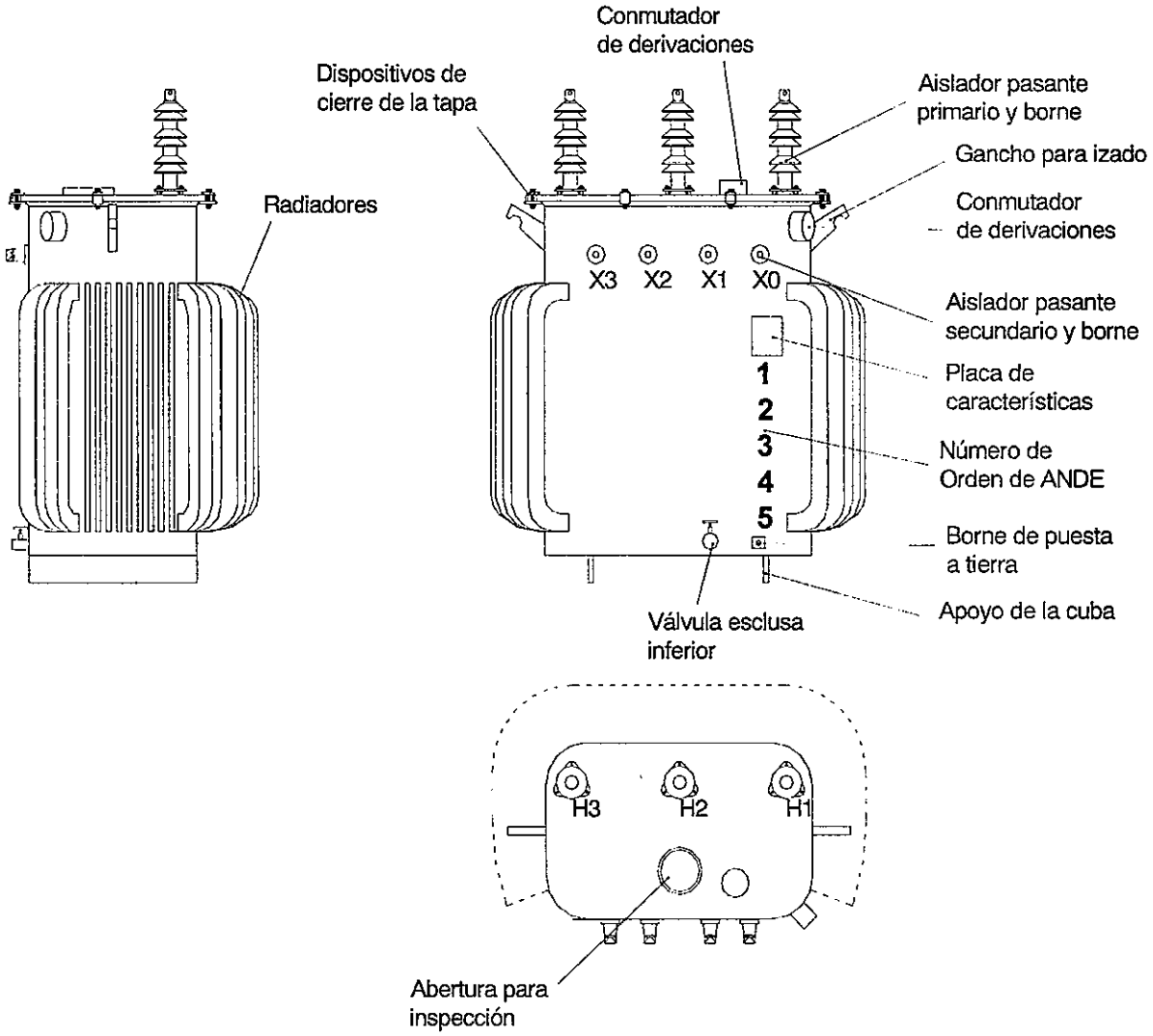


Notas:

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

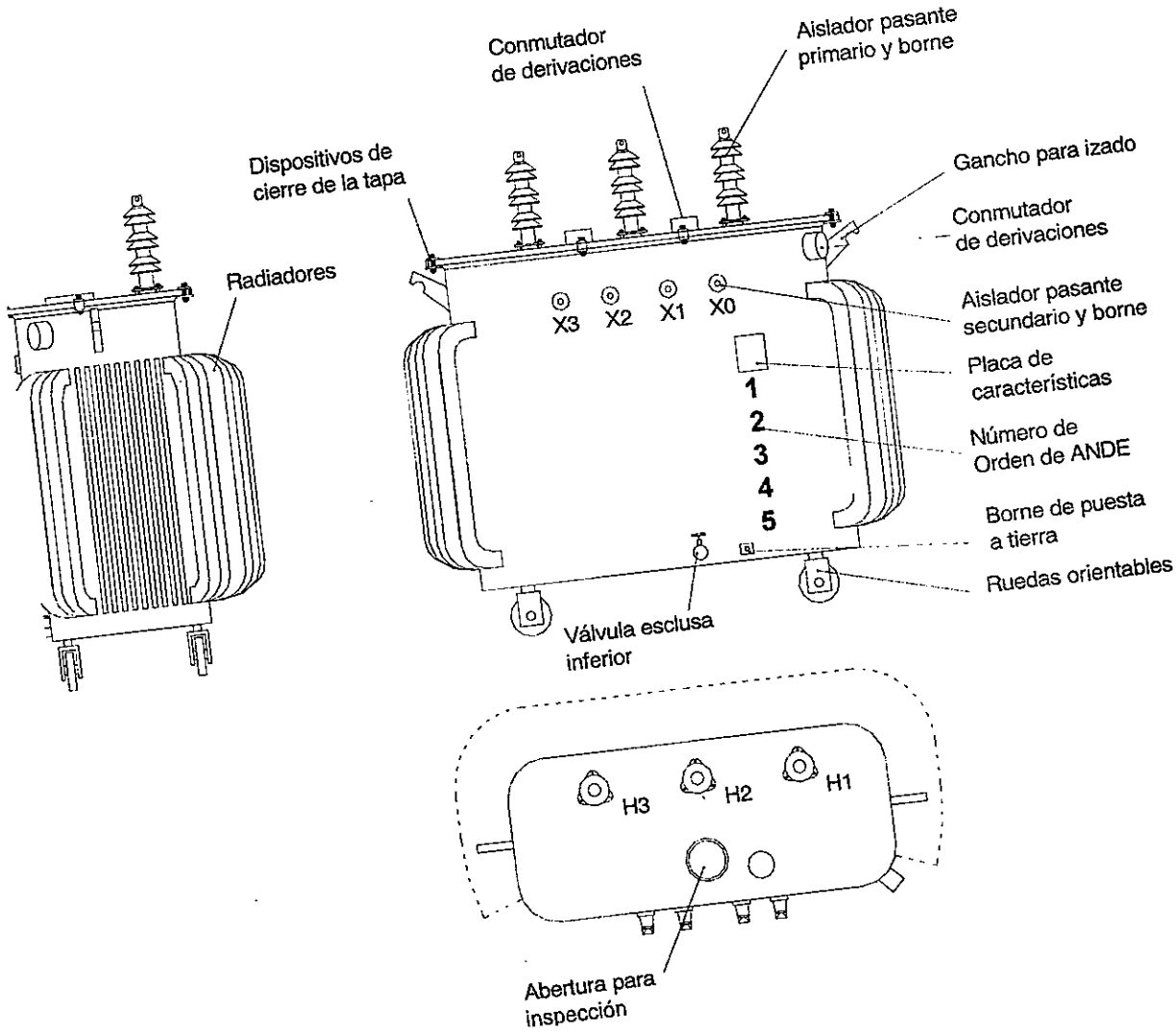
DISEÑOS

Figura 4: Transformador de 200 kVA



DISEÑOS

Figura 5: Transformadores de 315 kVA y 500 kVA



DISEÑOS

Figura 6: Transformadores de 200 kVA a 1.000 kVA – Distancia mínima entre el centro de los aisladores pasantes secundarios, la tapa y los radiadores

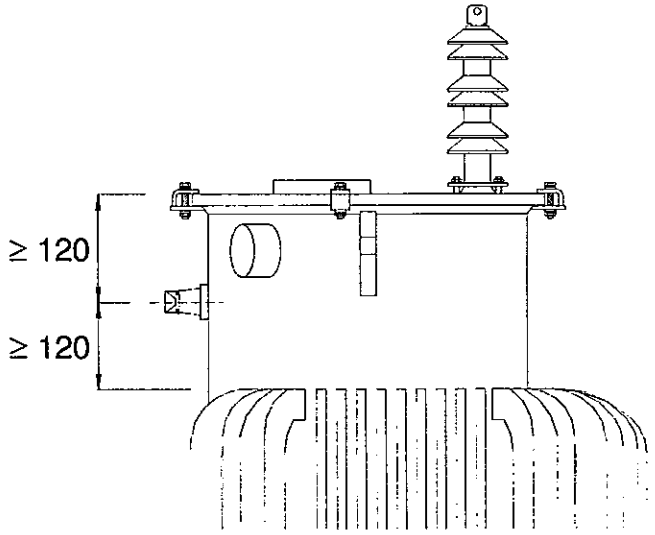
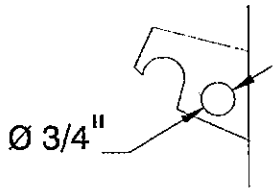


Figura 7: Transformador de 315 kVA – Gancho para izado con orificio

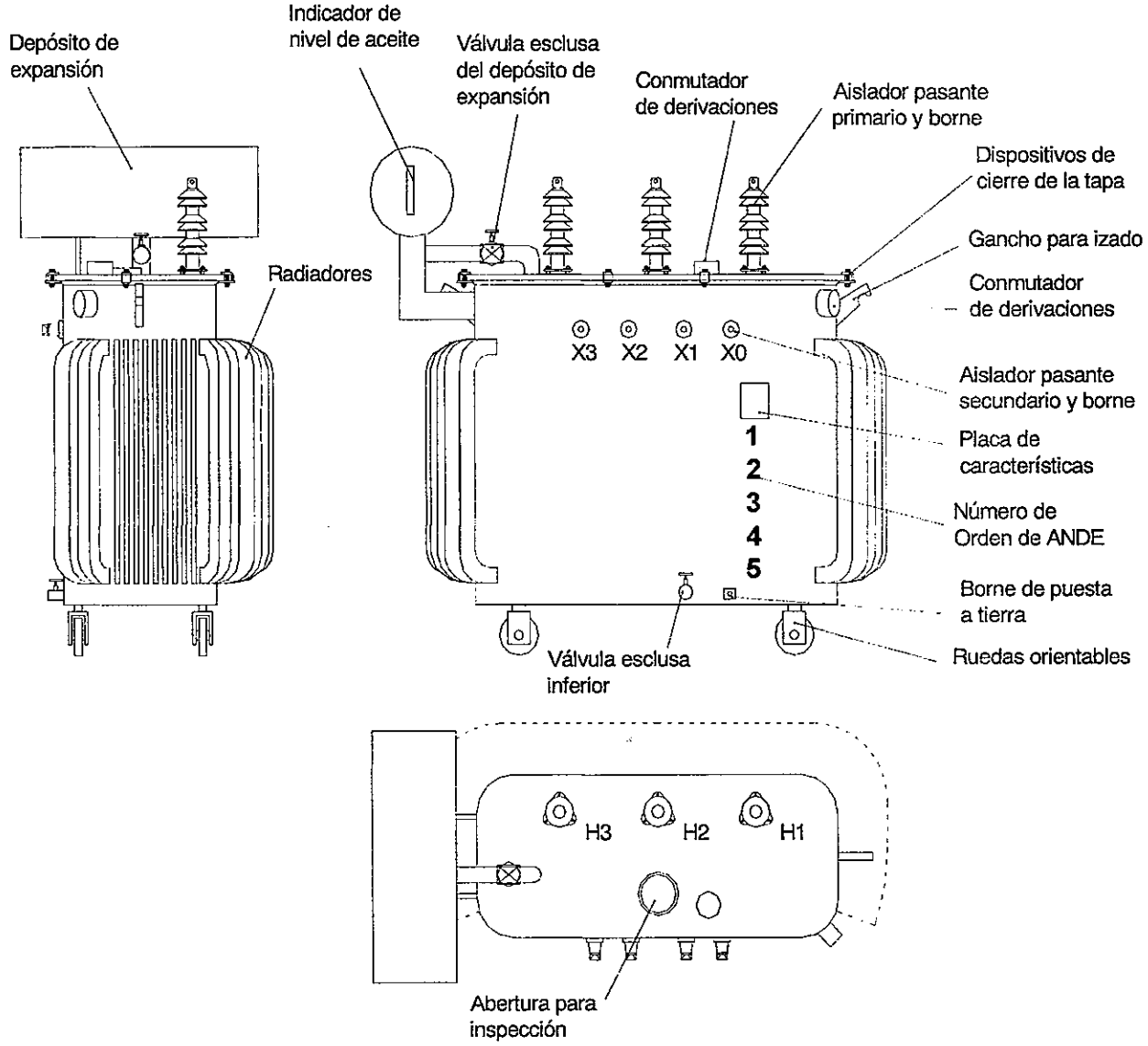


Notas:

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

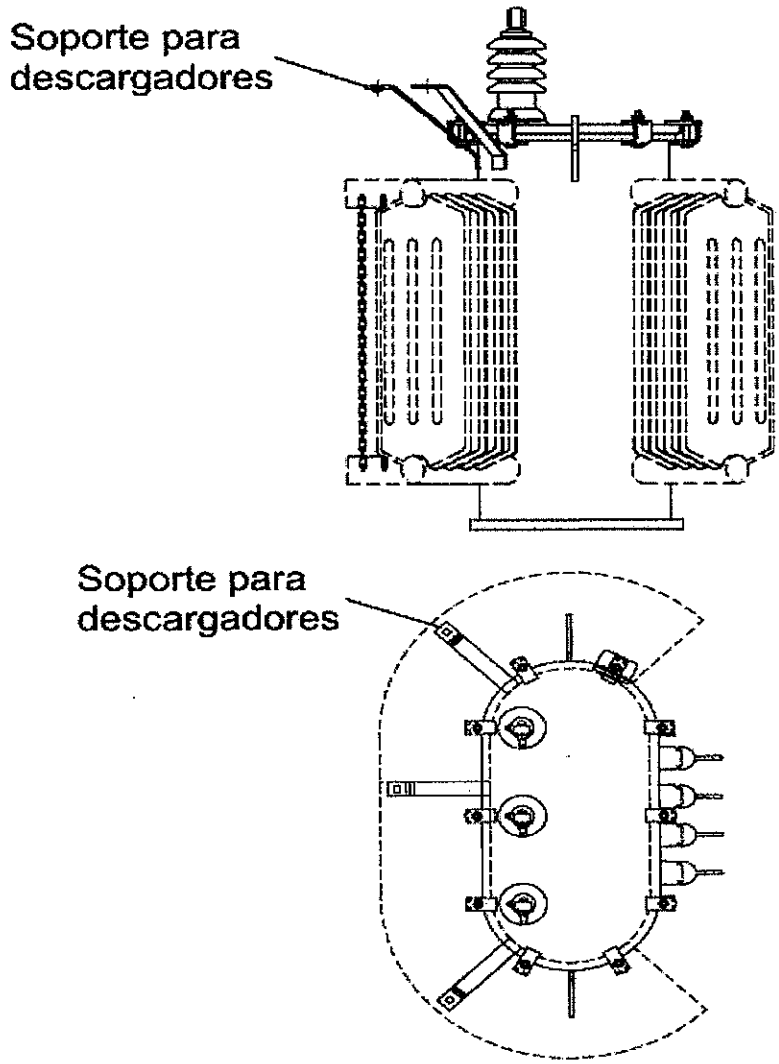
DISEÑOS

Figura 8: Transformadores de 630 kVA y 1.000 kVA



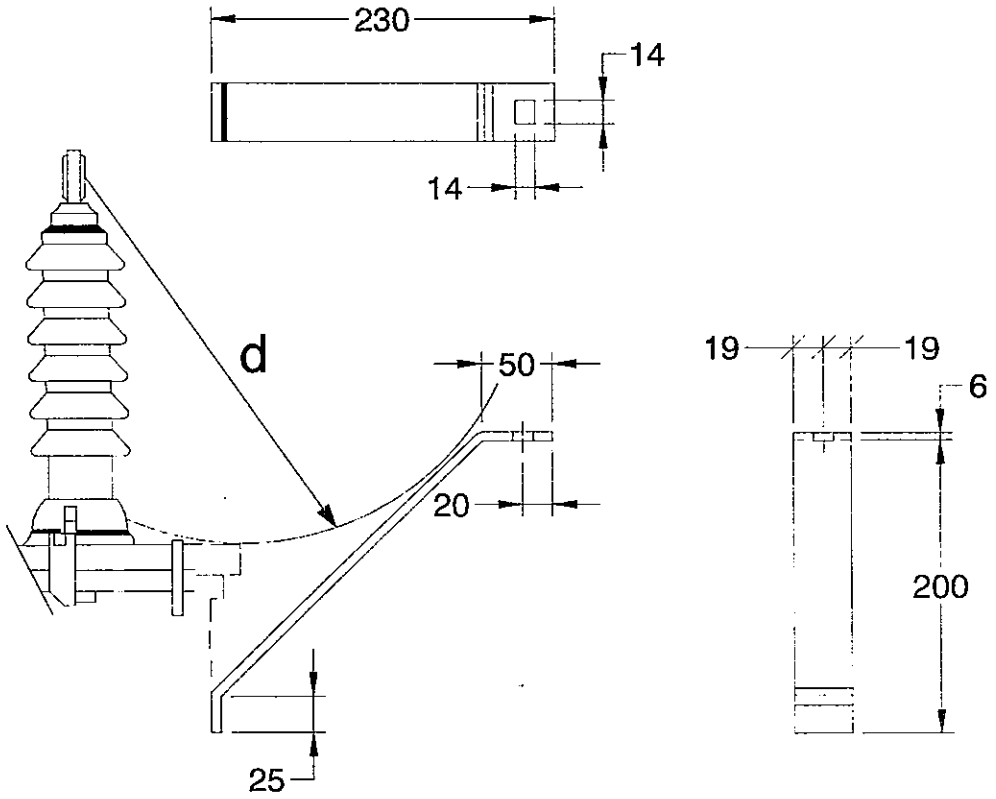
DISEÑOS

Figura 9: Transformadores de 63 kVA, 100 kVA y 200 kVA – Ubicación de soportes para descargadores de sobretensión



DISEÑOS

Figura 10: Transformadores de 63 kVA, 100 kVA y 200 kVA – Detalle de los soportes para descargadores de sobretensión



Referencias:

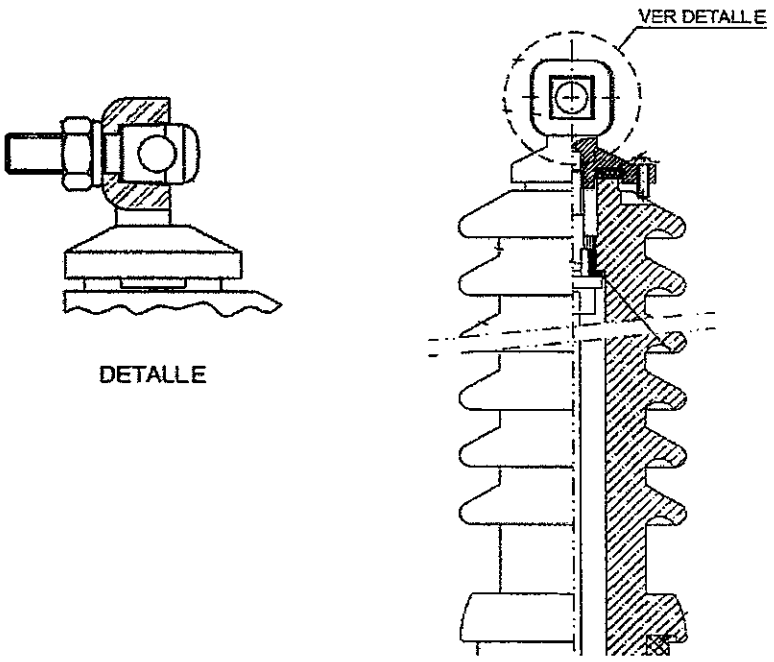
d: mínima distancia de arco entre cualquier parte del borne primario y partes conductoras ubicadas en la tapa (dispositivo de sujeción de la tapa, pernos de sujeción, tapa, etc.).

Notas:

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

DISEÑOS

Figura 11: Aislador pasante con Borne tipo prensa con ojal, primario (NBR 5435) (transformadores de 63 kVA a 1.000 kVA)



DISEÑOS

Figura 12: Aislador pasante con borne tipo prensa con ojal, secundario (T1 - NBR 5437) (transformadores de 63 kVA y 100 kVA)

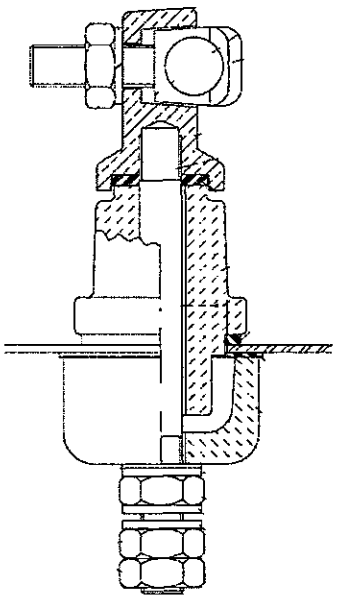
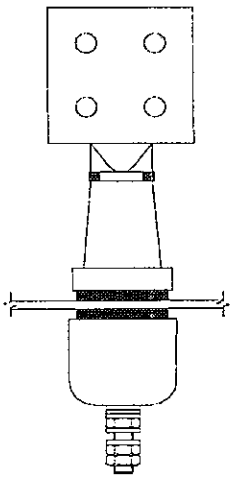


Figura 13: Aislador pasante con borne tipo "Spade", de 4 orificios (T3 - NBR 5437 y 5438), secundario (transformadores de 200 kVA a 1.000 kVA)



DISEÑOS

Figura 14: Borne de puesta a tierra

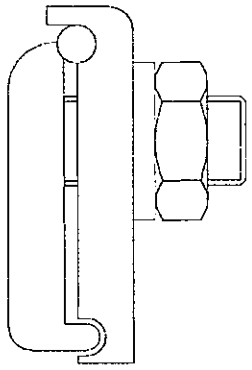
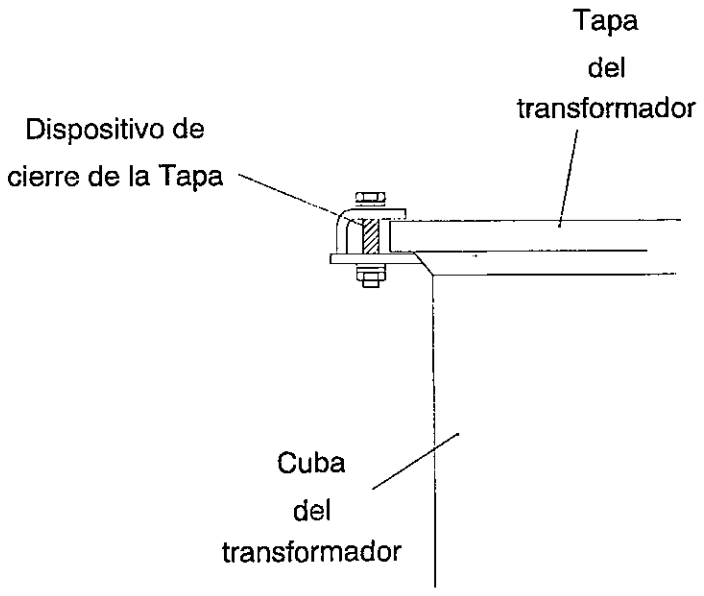


Figura 15: Dispositivos de cierre de la tapa del transformador



PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
DESCRIPCIÓN						**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**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 3.1 de las Especificaciones				Sí	
		Apto para funcionar con las condiciones de instalación según ítem 3.2 de las Especificaciones				Sí	
		Apto para funcionar con las características de la red según ítem 3.3 de las Especificaciones				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	63 kVA a 500 kVA	50	
					630 kVA y 1.000 kVA	55	
				Elevación de Temperatura del punto más caliente de los arrollamientos		65	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente				Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente				Aclarar
DESCRIPCIÓN			**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características eléctricas	Potencia nominal (kVA)		63 / 100 / 200 / 315 / 500 / 630 / 1.000	
			Corriente soportada de cortocircuito – secundario (TAP 2) (kA)	63 kVA	≥ 2,2	
				100 kVA	≥ 3,6	
				200 kVA	≥ 7,2	
				315 kVA	≥ 11,3	
				500 kVA	≥ 18,0	
				630 kVA	≥ 18,1	
				1.000 kVA	≥ 28,8	
			Corriente en vacío (TAP 2) (% de la corriente nominal)	63 kVA	≤ 4,2	
				100 kVA	≤ 3,7	
				200 kVA	≤ 3,1	
				315 kVA	≤ 2,8	
				500 kVA	≤ 2,7	
				630 kVA	≤ 2,6	
				1.000 kVA	≤ 2,5	
			Pérdidas en vacío (TAP 2) (W)	63 kVA	≤ 280	
				100 kVA	≤ 390	
				200 kVA	≤ 610	
				315 kVA	≤ 830	
				500 kVA	≤ 1.150	
				630 kVA	≤ 1.330	
				1.000 kVA	≤ 1.750	
			Pérdidas en carga (TAP 2) (W)	63 kVA	≤ 1.220	
				100 kVA	≤ 1.730	
				200 kVA	≤ 2.250	
				315 kVA	≤ 4.130	
				500 kVA	≤ 5.850	
				630 kVA	≤ 6.990	
				1.000 kVA	≤ 9.970	
			Pérdidas totales (TAP 2) (W)	63 kVA	≤ 1.500	
				100 kVA	≤ 2.120	
				200 kVA	≤ 2.860	
				315 kVA	≤ 4.960	
				500 kVA	≤ 7.000	
				630 kVA	≤ 8.320	
				1.000 kVA	≤ 11.720	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
DESCRIPCIÓN							**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características eléctricas	Impedancia de cortocircuito (TAP 2) (% de la impedancia base)			63 kVA	4,0	
						100 kVA	4,0	
						200 kVA	4,0	
						315 kVA	4,0	
						500 kVA	4,0	
						630 kVA	5,0	
						1.000 kVA	5,0	
			Capacidad térmica de soportar cortocircuitos				Según ítem 4.1.13 de estas Especificaciones	
			Capacidad dinámica de soportar cortocircuitos				Según ítem 4.1.14 de estas Especificaciones	
		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 (ºC)	≥ 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 (ºC)	≥ 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

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente											Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente											Aclarar
DESCRIPCIÓN										**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	**Características constructivas**	**Núcleo**	Material						Chapas de acero silicio con granos orientados y laminadas en frío	
				Tipo de núcleo	63 kVA y 100 kVA					Tipo núcleo (ventana, apilado) / Acorazado (envolvente)	
					200 kVA a 1.000 kVA					Tipo núcleo (ventana, apilado)	
				Construcción del núcleo						Según ítem 4.2.5.3 de estas Especificaciones	
				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 4.2.6.4 de estas Especificaciones	
				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 4.2.6.7 de estas Especificaciones	
			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 4.2.7.4 de estas Especificaciones	
				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)	63 kVA y 100 kVA				35 a 100	
						200 kVA a 1.000 kVA				----	
					Norma de fabricación	63 kVA y 100 kVA				NBR 5437	
						200 kVA a 1.000 kVA				NBR 5437 y NBR 5438	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
DESCRIPCIÓN							**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	**Características constructivas**	**Aisladores pasantes secundarios**	Bornes secundarios de conexión del transformador a la línea	Tipo	63 kVA y 100 kVA	Prensa con ojal, T1 según NBR 5437	
						200 kVA a 1.000 kVA	Spade de 4 orificios, T3 según NBR 5437 y NBR 5438	
					Material		Cobre / Aleación de cobre	
					Tratamiento superficial		Estañados	
				Disposición y denominación			Según ítem 4.2.7.7 de estas Especificaciones	
			Borne de puesta a tierra	Ubicación	63 kVA y 100 kVA		Según ítem 4.2.8.2 de estas Especificaciones	
					200 kVA a 1.000 kVA		Según ítem 4.2.8.3 de estas Especificaciones	
				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			Interno / Externo	
				Operación			Sin tensión	
				N° de posiciones			4	
				Tipo de comando			Lineal / Rotativo	
				Lugar de acceso al accionamiento			Debajo de la tapa de inspección / Sobre la tapa / Al costado de la cuba	
				Operación interna			Según ítem 4.2.9.4 de estas Especificaciones	
				Operación externa: Según ítem 4.2.9.5 de estas Especificaciones			Dispositivo de protección, Aclarar	
			Cuba y tapa	Material: Según NBR 6649 y/o NBR 6650			Chapa de acero	
				Espesor (mm)	Tapa	63 kVA	≥ 2,65	
						100 kVA	≥ 2,65	
						200 kVA	≥ 3,18	
						315 kVA	≥ 3,18	
						500 kVA	≥ 6,35	
						630 kVA	≥ 6,35	
						1.000 kVA	≥ 6,35	
					Cuba	63 kVA	≥ 2,65	
						100 kVA	≥ 2,65	
						200 kVA	≥ 3,18	
						315 kVA	≥ 3,18	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente								Aclarar
DESCRIPCIÓN							**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	**Características constructivas**	**Cuba y tapa**	Espesor (mm)	Cuba	500 kVA	≥ 4,8	
						630 kVA	≥ 4,8	
						1.000 kVA	≥ 4,8	
					Fondo de la cuba	63 kVA	≥ 3,18	
						100 kVA	≥ 3,18	
						200 kVA	≥ 3,18	
						315 kVA	≥ 3,18	
						500 kVA	≥ 6,35	
						630 kVA	≥ 6,35	
						1.000 kVA	≥ 6,35	
				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 4.2.11.5 de estas Especificaciones	
			Abertura para inspección	Diámetro (mm)			120	
				Cuenta con junta de goma			Sí	
				630 kVA y 1.000 kVA		Dispositivo de cierre de la tapa de la abertura para inspección	8 bulones de 3/8" de diámetro	
						Junta de goma	Apta para contacto permanente con aceite aislante	
			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)		63 kVA	≥ 1,2	
						100 kVA	≥ 1,2	
						200 kVA	≥ 1,2	
						315 kVA	≥ 1,2	
						500 kVA	≥ 1,2	
						630 kVA	≥ 1,2	
						1.000 kVA	≥ 1,2	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
DESCRIPCIÓN					**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características constructivas	Depósito de expansión	630 kVA y 1.000 kVA	Ubicación	Según ítem 4.2.14.1 de estas Especificaciones	
					Tapón de carga	Según ítem 4.2.14.2 de estas Especificaciones	
					Tapón de descarga	Según ítem 4.2.14.2 de estas Especificaciones	
					Cuenta con válvula de 1" de diámetro esclusa en caño de interconexión con la cuba	Según ítem 4.2.14.3 de estas Especificaciones	
			Filtro secador de aire	630 KVA y 1.000 kVA	Desecante	Material higroscópico (Sílica gel)	
					Construcción	Cuerpo metálico cilíndrico con visor de vidrio transparente	
					Cuenta con válvula esclusa en caño de interconexión con depósito de expansión	Sí	
			Dispositivo de alivio de presión	200 kVA a 500 kVA	Cuenta con dispositivo de alivio de presión	Sí	
					Operación automática a presión positiva (Mpa)	0,07 ± 10%	
					Funcionamiento	Según ítem 4.2.16.3 de estas Especificaciones	
			Válvula esclusa inferior	Cuenta con válvula esclusa inferior		Sí	
				Diámetro		3/4"	
				Ubicación		Según ítem 4.2.17.1 de estas Especificaciones	
			Apoyos para gato hidráulico	315 kVA a 1.000 kVA	Cuenta con apoyos para gato hidráulico	Sí	
			Ruedas orientables	315 kVA a 1.000 kVA	Cuenta con ruedas orientables	Según ítem 4.2.19.1 de estas Especificaciones	
			Soportes para fijación al poste	63 kVA y 100 kVA	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, según Figura 1 de estas Especificaciones	
					Dimensiones	Según Figura 2 de estas Especificaciones	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
DESCRIPCIÓN						**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	**CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO**	**Características constructivas**	**Soportes para descargadores de sobretensión**	63 kVA a 200 kVA	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 9 de estas Especificaciones	
					Forma y dimensiones	Según Figura 10 de estas Especificaciones	
			Ganchos para izado	63 kVA a 200 kVA	Conjunto para el izado del transformador completo con su carga de aceite	Sí	
					Conjunto para el desencubado y para izado de las partes activas	Sí	
				315 kVA a 1.000 kVA	Conjunto para el izado del transformador completo con su carga de aceite	Sí	
					Conjunto para el desencubado y partes activas	Sí	
					Conjunto para el para izado de la tapa	Sí	
				315 kVA	Perforación en ganchos para el izado del transformador completo con su carga de aceite	Según Figura 7 de estas Especificaciones	
			Juntas de sellado			Según ítem 4.2.23 de estas Especificaciones	
			Indicador de nivel de aceite		63 kVA a 500 kVA	Interno, en la cuba, según ítem 4.2.24.1 de estas Especificaciones	
					630 kVA a 1.000 kVA	Externo, en el depósito de expansión, según ítem 4.2.24.2 de estas Especificaciones	
			Dimensiones (mm)	Altura	63 kVA	≤ 1.600	
					100 kVA	≤ 1.600	
					200 kVA	≤ 1.800	
					315 kVA	≤ 1.900	
					500 kVA	≤ 2.050	
					630 kVA	≤ 2.100	
					1.000 kVA	≤ 2.300	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
DESCRIPCIÓN					EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4	GARANTIZADO
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Características constructivas	Dimensiones (mm)	Ancho	63 kVA	≤ 1.400	
					100 kVA	≤ 1.400	
					200 kVA	≤ 1.500	
					315 kVA	≤ 1.800	
					500 kVA	≤ 2.000	
					630 kVA	≤ 2.100	
					1.000 kVA	≤ 2.400	
				Profundidad	63 kVA	≤ 900	
					100 kVA	≤ 900	
					200 kVA	≤ 950	
					315 kVA	≤ 1.050	
					500 kVA	≤ 1.150	
					630 kVA	≤ 1.200	
					1.000 kVA	≤ 1.500	
				315 kVA	Ubicación de los aisladores pasantes secundarios	Según Figura 6 de estas Especificaciones	
		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 4.4.1.1 de estas Especificaciones	
					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 Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente					Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente					Aclarar
DESCRIPCIÓN				**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
4	CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	Marcación	Identificación de los aisladores pasantes primarios y secundarios	Identificación	Según ítems 4.2.6.7 y 4.2.7.7 de estas Especificaciones	
				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 Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones	
			Identificación del Borne de puesta a tierra		Según ítem 4.4.3.1 de estas Especificaciones	
			Marcación conmutador de derivaciones	En forma interna	Según ítem 4.4.4.1 de estas Especificaciones	
				En forma externa	Según ítem 4.4.4.2 de estas Especificaciones	
			Número de Orden de ANDE	Marcación	Pintada con color que contraste con el color de la pintura del transformador	
				Altura de los caracteres (mm)	≥ 70	
				Ubicación	Según Figuras 1, 4, 5 y 8 de estas Especificaciones	
				Disposición	Forma vertical y orden descendente	
			Marcación de la potencia del transformador		Según ítem 4.4.6 de estas Especificaciones	
			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 4.5.3 de estas Especificaciones	
				Otras características	Según Tabla 6 de estas Especificaciones	
				Contenido de PCB y documentación	Según ítem 4.5.5 de estas Especificaciones	
				Determinación de contenido de PCB	Según ítem 4.5.6 de estas Especificaciones	
				Validación de los Certificados de Acreditación	Según ítem 4.5.7 de estas Especificaciones	
				Cantidad de aceite (lts.)	Aclarar	

PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente							Aclarar
DESCRIPCIÓN						**EE.TT. 04.14.14 – Rev. 4**	**GARANTIZADO**
6	**ALCANCE DEL SUMINISTRO**	**Accesorios**	63 kVA y 100 kVA	Perchas de fijación	Cantidad	Aclarar	
					Material	Acero ASTM 1010 a 1020	
					Tratamiento superficial	Galvanizado en caliente o electrolítico, de 25 µm de espesor	
		Repuestos	Aislador pasante primario, con su borne correspondiente			Aclarar cantidad	
			Aislador pasante secundario, con su borne correspondiente			Aclarar cantidad	
			Conjunto completo de bobina primaria y bobina secundaria correspondiente a un transformador			Aclarar cantidad	
			Conmutador de derivaciones completo			Aclarar cantidad	
7	**EMBALAJE**			Embalaje		Según ítem 7.1 de estas Especificaciones	
				Marcación del embalaje		Según ítem 7.2 de estas Especificaciones	
	Peso total del transformador con la carga completa de aceite (kg)					Aclarar	
	OBSERVACIONES						

PLANILLA DE ENSAYOS DE TIPO

Lote, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
Ítem, según Lista de Bienes del Pliego correspondiente						Aclarar
EE.TT. Nº 04.14.14 – Rev. 4					**GARANTIZADO**	
DESCRIPCIÓN					**Laboratorio en el cual se realizó el ensayo**	**Nº de Protocolo**	**Valores satisfactorios según EE.TT. o Norma (Sí/No)**
5	**ENSAYOS DE TIPO**	**Protocolos de Ensayos de Tipo adjuntados**	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)			