

CURSO SOBRE:

“TRANSFORMADORES DE POTENCIA”

Este manual es propiedad de Asea Brown Boveri, S.A. y no puede ser copiado, fotocopiado o transmitido a terceros bajo ningún soporte físico o informático sin su autorización escrita.

©
2009

Para más información www.abb.es

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

ÍNDICE

1. TRANSFORMADORES: CONCEPTOS GENERALES
2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES Y FASES DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES
3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES
4. ACCESORIOS: DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO
5. INSTALACIÓN Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
6. ACEITES AISLANTES
7. GUÍA DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
8. SUSTITUCIÓN DE COMPONENTES

1. TRANSFORMADORES: CONCEPTOS GENERALES

TRANSFORMADORES: CONCEPTOS GENERALES

ÍNDICE

1. CLASIFICACIÓN

- 1.1. POR LA FUNCIÓN QUE REALIZAN Y EL SERVICIO A QUE SE DESTINAN
- 1.2. POR EL TIPO DE CONSTRUCCIÓN

2. POTENCIAS Y TENSIONES NORMALIZADAS

- 2.1. DEFINICIÓN DE POTENCIA DE UN TRANSFORMADOR
- 2.2. POTENCIAS
- 2.3. TENSIONES NORMALIZADAS
- 2.4. REGULACIÓN DE LA TENSIÓN
- 2.5. CONEXIONES
- 2.6. USO DE ARROLLAMIENTO TERCIARIO.

3. NIVELES DE AISLAMIENTO

- 3.1. GENERALIDADES
- 3.2. TENSIONES DE ENSAYO

4. CONDICIONES DE SERVICIO

5. METODOS DE REFRIGERACIÓN, CALENTAMIENTOS Y GUÍA DE CARGA

- 5.1. MÉTODOS DE REFRIGERACIÓN, DESIGNACIÓN DE LOS MISMOS
- 5.2. CALENTAMIENTOS
- 5.3. GUÍA DE CARGA

6. RENDIMIENTO Y COEFICIENTE DE REGULACIÓN

- 6.1. RENDIMIENTO
- 6.2. COEFICIENTE DE REGULACIÓN.

7. ENSAYOS

7.1. GENERALIDADES

7.2. ENSAYOS INDIVIDUALES (DE RUTINA)

7.2.1. MEDIDA DE LA RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS ARROLLAMIENTOS

7.2.2. MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN POLARIDAD Y GRUPO DE CONEXIONES

7.2.3. MEDIDA DE LAS PÉRDIDAS DEBIDAS A LA CARGA Y DE LA IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO

7.2.4. MEDIDA DE LAS PÉRDIDAS Y DE LA CORRIENTE DE VACÍO

7.2.5. ENSAYOS DIELECTRICOS

7.2.6. MEDIDA DE AISLAMIENTO Y TANGENTES DE DELTA

7.3. ENSAYOS DE TIPO

7.3.1. ENSAYO DE IMPULSO (ONDA PLENA)

7.3.2. ENSAYO DE CALENTAMIENTO

7.4. ENSAYOS ESPECIALES

8. ACOPLAMIENTO EN PARALELO

8.1. GENERALIDADES

8.2. DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN

8.3. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

8.4. TENSIONES DE CORTOCIRCUITO

TRANSFORMADORES: CONCEPTOS GENERALES

1. CLASIFICACIÓN

Existen distintos criterios para establecer la clasificación de los transformadores tales como: por la función que realizan y la clase de servicio a que se destinan, por el tipo de construcción, etc.; las más usuales son las que a continuación se detallan:

1.1. POR LA FUNCIÓN QUE REALIZAN Y EL SERVICIO A QUE SE DESTINAN

- Transformadores de POTENCIA
- Transformadores de DISTRIBUCIÓN
- Transformadores ELEVADORES (monofásicos ó trifásicos)
- Autotransformadores de INTERCONEXIÓN (monofásicos o trifásicos)
- Transformadores reductores de 1er escalón: AT/72,5 kV (Trifásicos)
- Transformadores reductores de 2º escalón: 72,5 a 36-24-17,5 kV (Trifásicos)
- Transformadores usos especiales: RECTIFICADORES, HORNOS, TRACCIÓN, etc. (Monofásicos, Bifásicos ó en “V” y Trifásicos)

Se consideran transformadores de potencia a aquellos que superan los 2.000-2.500 kVA. y transformadores de distribución aquéllos con potencias inferiores a los 2.500 kVA y tensiones en AT iguales o menores de 30 kV

Los transformadores elevadores son los destinados a elevar la tensión de salida del generador hasta el voltaje de transmisión del sistema que en muchos casos puede llegar a superar los 525 kV.

La conexión usual es la de Triángulo-Estrella, debido principalmente a que el arrollamiento primario conectado al generador (en triángulo) mantiene la impedancia de secuencia cero en valores razonablemente bajos y por otra parte, reduce la corriente de fase en el arrollamiento en $\sqrt{3}$ veces.

Los transformadores reductores reducen la tensión hasta niveles apropiados para la distribución de la energía.

Los autotransformadores se utilizan frecuentemente en la transmisión de grandes potencias a sistemas ligados de distintas tensiones, ya que permiten el intercambio entre sistemas tanto de la potencia activa como reactiva. Generalmente se suelen construir para grandes potencias y presentan ventajas importantes respecto del transformador equivalente, puesto que reduce el tamaño, peso, pérdidas y coste.

La mayor ventaja del autotransformador frente al transformador equivalente se obtiene cuando las tensiones de los sistemas a interconectar son próximas, puesto que la potencia de diseño del autotransformador viene definida por la siguiente expresión:

$$P_d = P_p \frac{U_{AT} - U_{BT}}{U_{AT}}$$

Donde: P_d : Potencia de diseño (MVA)

P_p : Potencia de paso ó de interconexión (MVA)

U_{AT} : Alta tensión (kV)

U_{BT} : Baja tensión (kV)

Como puede deducirse de la expresión anterior, mientras menor sea la diferencia de las tensiones de los sistemas a interconectar menor será la potencia de diseño del autotransformador, por el contrario, mientras mayor sea esta diferencia mayor será la potencia de diseño del autotransformador resultante. De ahí que los autotransformadores están especialmente indicados cuando se trata de conectar sistemas de tensiones en escalones adyacentes.

Las consideraciones que en adelante se exponen, se refieren con carácter general, a todo tipo de transformadores ó autotransformadores de potencia.

1.2. POR EL TIPO DE CONSTRUCCIÓN

- Transformadores con circuito magnético de “COLUMNAS” con bobinas cilíndricas y concéntricas.
- Transformadores con circuito magnético de “COLUMNAS” con bobinas rectangulares concéntricas.
- Transformadores con circuito magnético “ACORAZADO” con bobinas rectangulares y alternadas.
- Transformadores MONOFÁSICOS Ó TRIFÁSICOS.

Los transformadores con circuito magnético de “columnas” (ó convencionales) son aquéllos en los que los distintos bobinados, de estructura cilíndrica, se disponen de forma concéntrica rodeando a cada una de las columnas activas. Generalmente, el orden de colocación respecto de las columnas magnéticas es el de Baja Tensión-Alta Tensión, es decir siempre el bobinado de menor tensión en el interior y el de mayor tensión en el exterior.

Se utilizan por la generalidad de fabricantes para cualquier potencia y tensión.

Una variante al tipo anterior es el transformador de “columnas con bobinas rectangulares”; la diferencia estriba en que en lugar de las bobinas ser cilíndricas son rectangulares, pero dispuestas de forma concéntrica y rodeando igualmente a las columnas magnéticas.

Su utilización no está demasiado extendida y su aplicación está limitada casi exclusivamente a transformadores de distribución de media potencia.

Los transformadores tipo “acorazado” difieren notablemente de los de columnas. El circuito magnético rodea totalmente a los bobinados y éstos, de forma rectangular, se disponen en forma de “sandwich”: un grupo de bobinas de Baja Tensión-las bobinas Alta Tensión-otro grupo de bobinas de Baja Tensión.

El reparto porcentual de los materiales activos (chapa magnética y cobre) es significativamente distinto del transformador convencional, el tipo “acorazado” a igualdad de potencia y tensiones, precisa más peso de chapa magnética y menos peso de cobre.

Generalmente se utilizan para grandes potencias y tensiones elevadas, y en determinados casos presentan ventajas indudables sobre el transformador convencional de “columnas”.

Entre ellas destacan las siguientes:

- Mejor resistencia a los esfuerzos de cortocircuito por tener una estructura mas compacta.
- Mayor flexibilidad para conseguir determinadas combinaciones de impedancias en el caso de 3 arrollamientos, que en ciertos casos son difíciles (o imposibles) de conseguir en transformadores de “columnas”.
- Menores pérdidas totales a plena carga, ya que por tener más peso de chapa tendrá evidentemente más pérdidas de excitación pero al precisar menos masa de cobre las pérdidas en los bobinados serán menores, y teniendo en cuenta que éstas últimas pueden ser a plena carga del orden de 10-12 veces mayores de las de vacío, las pérdidas totales (vacío+bobinados) serán inferiores en el transformador “acorazado”.
- Por tanto el transformador tipo “acorazado” está especialmente indicado en transformadores de generador, o en aquellos casos donde el transformador vaya a funcionar muchas horas a plena carga o próximo a la plena carga.
- Menor cantidad de aceite.
- En transformadores monofásicos mayor facilidad de transporte, puesto que permite el vuelco y transformar la altura (dimensión problemática para el transporte) en longitud.

Sin embargo, presentan el inconveniente de un mayor costo de fabricación que los equivalentes de “columnas”, en transformadores con potencias inferiores a los 150 MVA, así como un mayor importe del desmontaje para reparación.

2. POTENCIAS Y TENSIONES NORMALIZADAS

2.1. DEFINICIÓN DE POTENCIA DE UN TRANSFORMADOR

Se define la potencia de un transformador como:

El producto de la tensión secundaria en vacío (es decir la tensión disponible en bornas a circuito abierto) por la intensidad del arrollamiento secundario, en las condiciones de temperatura ambiente y calentamientos del aceite y bobinados fijados por las correspondientes Normas.

2.2. POTENCIAS

Aunque existen una serie de potencias normalizadas, tal y como mas adelante se detalla, generalmente esta normalización solo se aplica (y sin demasiado rigor) a transformadores de subestación, puesto que la potencia en transformadores de generador y para usos especiales viene definida bien en función de la potencia nominal del generador o de otros parámetros en los transformadores para usos industriales: tensión e intensidad en corriente continua, tipo de conexión del rectificador, etc.

Los valores normalizados, para transformadores trifásicos, son los siguientes:

POTENCIA (kVA)	POTENCIA (kVA)	POTENCIA (kVA)
2.000	12.500	50.000
2.500	15.000	63.000
3.150	16.000	50.000
5.000	20.000	75.000
6.300	25.000	80.000
7.500	30.000	100.000
8.000	31.500	125.000
10.000	40.000	

Las potencias superiores, no quedan sujetas a normalización. Deben evitarse en lo posible los valores que figuran en *italica*.

Para los transformadores monofásicos destinados a construir un banco trifásico, las potencia recomendadas, son un tercio de los valores anteriormente citados. Los transformadores monofásicos, no destinados a tal uso, tendrán idénticas potencias que los trifásicos.

2.3. TENSIONES NORMALIZADAS

Se define como tensión en vacío de un transformador la tensión inducida en bornas del secundario con éste en circuito abierto, es decir sin carga.

En la tabla siguiente, se recogen los valores nominales de tensiones en vacío (para primario y secundario) normales en España, así como las correspondientes tensiones máximas de servicio.

Las tensiones que figuran entre paréntesis corresponden a zonas geográficas concretas del país y por tanto no son de uso generalizado.

Por ejemplo:

La tensión de 13,8 kV se utiliza en ciertas zonas de Castilla-León y Extremadura, redes de 15 kV existen en Andalucía y en la zona centro. La tensión de 45 kV igualmente en zona centro y la de 110 kV básicamente en la zona catalana.

Tensión nominal (kV)	Tensión máx. de servicio (kV)
(3) ó (3,3)	(3,6)
(6) ó (6,6)	(7,2)
10 ú 11	12
(13,8) ó (15)	(17,5)
20 ó 22	24
30 ó 33	36
(45)	(52)
66	72,5
(90)	(100)
(110) ó (115)	(123)
130	145
150	170
220	245
250	300
350	362
380	420

2.4. REGULACIÓN DE LA TENSIÓN

Los distintos requerimientos del valor de la tensión disponible en una red como consecuencia (fundamentalmente) de las variaciones de carga, obligan generalmente a disponer en los transformadores dispositivos de regulación de tensión.

Estos dispositivos o mecanismos pueden regular la tensión de dos formas diferentes:

- Con el transformador desenergizado, es decir: sin carga ni tensión, (lo que impropiamente se denomina “Regulación en Vacío”).
- Con el transformador en servicio, es decir con tensión y carga, y que comúnmente llamamos “Regulación bajo carga”.

En el primer caso, el margen de regulación usual se fija en:

- $\pm 2,5 \%$, (3 tensiones diferentes)
- $\pm 5 \%$ (3 tensiones diferentes)
- $\pm 2,5 \% \pm 5 \%$ (5 tensiones diferentes)
- $\pm 5 \% \pm 10 \%$ (5 tensiones diferentes)

Este último caso debe tenerse como no recomendable.

No es aconsejable con este tipo de regulación rebasar los límites anteriores.

Para la regulación bajo carga, los márgenes de regulación, son más amplios, pero también menos precisos, pues son mucho los factores que los condicionan. En general, se puede afirmar que el más normal, es el de $\pm 10\%$ en escalones del 1%. En la práctica, rara vez se utilizan márgenes inferiores al $\pm 8\%$, ni superiores al $\pm 15\%$.

En cuanto a la regulación bajo carga, cabe distinguir tres tipos básicos:

- Regulación a flujo constante. (R.F.C.). Se define como la regulación para la cual la tensión de toma es:

- La tensión asignada para todo arrollamiento sin toma.
- La tensión asignada, multiplicada por el factor de toma para el arrollamiento con tomas.
- Regulación a flujo variable (R.F.V.). Se define como: regulación para la cual, la tensión de toma es:
 - Constante, para el arrollamiento con tomas, e igual a su tensión asignada.
 - En el arrollamiento sin tomas, se indicarán los valores extremos de la tensión, así como la tensión asignada.Un ejemplo típico de R.F.V. es la regulación en el “punto de estrella” (neutro) en auto-transformadores.
- Regulación mixta (R.M.): combina las R.F.C. y R.F.V.
 - Por debajo de cierto valor de factor de toma, las tensiones de toma del arrollamiento sin toma, son constantes. Por encima de este valor, las tensiones de toma del arrollamiento con toma son constantes.En caso de R.M., se debe especificar la toma de corriente máxima.

La regulación en carga se efectúa normalmente mediante un bobinado auxiliar que suma (o resta, según los tipos) su tensión a la del arrollamiento regulado.

En cuanto a la forma de realizar esta operación existen tres tipos básicos:

1 Regulación “lineal”:

- El bobinado de regulación suma su tensión a la del arrollamiento a regular de forma que los flujos magnéticos en ambos bobinados tienen el mismo sentido.
- La tensión del bobinado principal a regular generalmente corresponde a la mínima tensión.
- La tensión del bobinado de regulación es igual al porcentaje de tensión a regular.

2 Regulación “con inversor”:

- El bobinado de regulación en un caso suma su tensión a la del arrollamiento a regular de forma que los flujos magnéticos en ambos bobinados tienen el mismo sentido. Y en otro, resta su tensión a la del bobinado a regular, de forma que el flujo magnético del bobinado de regulación se opone al del principal.
- La tensión del bobinado principal a regular corresponde a la tensión nominal.

- La tensión del bobinado de regulación es igual a la mitad del porcentaje de tensión a regular.

3 Regulación “Gruesa-Fina”:

- En el presente caso existen dos bobinados de regulación, uno sin tomas (Regulación Gruesa) y otro con tomas (Regulación Fina)
- Ambos bobinados de regulación suman su tensión a la del arrollamiento a regular de forma que los flujos magnéticos en todos los bobinados tienen el mismo sentido.
- La tensión del bobinado principal a regular corresponde a la tensión mínima.
- La tensión de cada uno de los bobinados de regulación es igual a la mitad del porcentaje de tensión a regular.
- La tensión máxima se consigue cuando los tres bobinados están conectados en serie. Las tensiones comprendidas entre la máxima y la media se obtienen mediante la eliminación de espiras en el bobinado de Regulación Fina.
- El intervalo de tensiones entre la media y la mínima se consigue sacando en primer lugar el bobinado de Regulación Gruesa de la serie y después eliminando espiras del de Regulación Fina.

2.5. CONEXIONES

Las conexiones usuales en Europa para transformadores de potencia son las siguientes:

- Bobinados hasta 66 kV: Triángulo ó Estrella (con neutro accesible con aislamiento pleno). En transformadores de generador, el bobinado primario conectado al generador siempre va en triángulo.
- Bobinados mayores de 66 kV: Estrella con neutro accesible y con aislamiento reducido o pleno según los casos. En caso de aislamiento reducido en el neutro, éste debe ponerse a tierra, bien directamente o a través de una resistencia.

Los grupos de conexiones usuales son: YNyn0-YNd11-YNd1.

En América, la conexión en Triángulo se suele utilizar en bobinados hasta 110 kV de tensión nominal, a partir de esa tensión la conexión normal es la de Estrella con Neutro accesible.

2.6. USO DE ARROLLAMIENTO TERCIARIO.

Cuando los bobinados de un transformador se conectan en Estrella-Estrella con objeto de limitar a valores razonablemente bajos el valor de la impedancia de secuencia cero y del tercer armónico de la corriente magnetizante (en transformadores con potencias iguales ó superiores a los 10.MVA), deben incluirse arrollamientos Terciarios de compensación conectados siempre en Triángulo.

La potencia de estos arrollamientos suele ser de $1/3$ de la potencia de diseño del transformador.

Este arrollamiento puede ser accesible ó no, aunque en todo caso, es conveniente el conectar uno de los vértices del triángulo rígidamente a tierra, con objeto de controlar y limitar las sobretensiones que pueden aparecer, caso de defecto.

Es frecuente el utilizar el arrollamiento terciario, como fuente de alimentación de los servicios auxiliares de la subestación; esta práctica, tiene sus riesgos, de no disponer de las protecciones adecuadas, puesto que un defecto en el transformador auxiliar, conectado al terciario, puede repercutir negativamente en el transformador principal.

3. NIVELES DE AISLAMIENTO

3.1. GENERALIDADES

Las prescripciones relativas al aislamiento de los transformadores y a los ensayos correspondientes, se indican refiriéndose a cada arrollamiento y a sus bornas.

Cuando un transformador sumergido en aceite se destina a funcionar en altitud superior a los 1.000 m. s.n.m., hay que prestar especial atención al aislamiento de las bornas; frecuentemente es preciso elegir éstas con un nivel de aislamiento superior al correspondiente a sus arrollamientos.

En transformadores monofásicos destinados a ser conectados en estrella, deberá tomarse como nivel de aislamiento el correspondiente a la tensión máxima entre fases, aunque la tensión nominal del transformador sea la de fase-tierra.

3.2. TENSIONES DE ENSAYO

Los arrollamientos de los transformadores están diseñados de forma que soporten unas determinadas tensiones de ensayo en función de las tensiones correspondientes a las líneas o redes a las que van a estar conectados.

3 - 3.3	10	40
6 - 6.6	20	60
10 - 11	28	75
13.8 - 15	38	95
20 - 22	50	125
30 - 33	70	170
45	95	250
66	140	325
90	150 185	380 450
110 - 115	185 230	450 550
130	230 275	550 650

150	230 275 325	550 650 750
220	325 360 395	750 850 950
250	395 460	950 1.050
350	460 510	1.050 1.175
380	570 630	1.300 1.425

T. N. R. = Tensión nominal de la red (kV eficaces).

E. B. F. = Tensión de ensayo a baja frecuencia (kV eficaces).

I. O. P. = Tensión de impulso onda plena (kV cresta).

Para tensiones hasta 420 kV., según la práctica corriente en Europa, las tensiones de ensayo a baja frecuencia y las de impulso tipo rayo son las que se indican en la tabla anterior.

Como puede observarse, una misma clase de tensión de red admite en ciertos casos dos ó más niveles de aislamiento distintos. La elección de uno u otro nivel, debe ser especificado muy claramente al tiempo de redactar la petición de oferta, pues es un dato fundamental para determinar el coste del transformador. La elección del nivel de aislamiento debe hacerse en función de la severidad de las condiciones de sobretensión que pueden aparecer en la red a las cuales es preciso responder, así como de la importancia de la instalación.

Nota: Se puede aceptar que ciertas tensiones de toma, sean ligeramente superiores a un determinado valor normalizado de tensión máxima de red, sin que por ello el nivel de aislamiento deba aumentarse sobre el que correspondería por la tensión máxima de servicio.

Por ejemplo: para una tensión máxima de red de 72.5 kV corresponden 140 kV de tensión de ensayo a frecuencia industrial y 325 kV. de impulso onda plena. Se admite que un transformador con tensión nominal de $66 \pm 10 \%$ (valor de la toma máxima 72.6 kV), se diseñe con esos valores y no con los del nivel superior que estrictamente le correspondería.

4. CONDICIONES DE SERVICIO

Los transformadores se proyectan, salvo otra indicación, para trabajar bajo las siguientes condiciones:

- Altitud: menor ó igual a los 1.000 m sobre el nivel del mar.
Para transformadores refrigerados por aire, destinados a funcionar en altitudes superiores a los 1.000 m., pero ensayados en altitudes normales, los límites de calentamiento prescritos se reducirán en las cantidades siguientes para cada 500 m., por encima de los 1.000 m.:
 - Transformadores con refrigeración ONAN: 2%.
 - Transformadores con refrigeración ONAF, OFAF, y ODAF: 3%.
- Temperatura del fluido de refrigeración: en el caso de transformadores refrigerados por aire, la temperatura de éste, tendrá los siguientes valores límites:
 - Máxima.: 40° C.
 - Media diaria.: 30° C.
 - Media anual.: 20° C.
 - Mínima (Trafos. Intemperie)..... – 25° C.
- Calentamientos: se consideran los normales, es decir, 65°C. para el calentamiento medio de los arrollamientos, medido por el método de variación de resistencia, y 60° C. para el valor máximo del aceite.
En ciertas zonas geográficas donde la temperatura ambiente supera los 40 °C, es preciso reducir los calentamientos admisibles en el aceite y bobinados en la misma medida en que se eleve la temperatura ambiente, es decir si consideramos una temperatura máxima de aire de 50 °C el calentamiento medio de los arrollamientos deberá ser de 55°C y el máximo del aceite de 60°C.
- Condiciones ambientales: De no indicarse nada al respecto, se supondrán condiciones de población y salinidad medias. Este aspecto, es fundamental para la correcta elección de la línea de fuga de las bornas y la protección a aplicar a los elementos metálicos externos.

En los transformadores para instalación interior se cuidará especialmente que el lugar donde vayan a ser instalados tenga suficiente ventilación, para lo cual deben disponerse las aberturas necesarias a fin de obtener una circulación de aire en las condiciones más favorables para evacuar el calor producido por el transformador en servicio.

De no obtenerse una adecuada circulación natural de aire, será preciso provocar una corriente forzada de aire mediante la instalación de ventiladores.

Entre los radiadores y las paredes más próximas deberá existir una separación mínima de 800 a 1000 mm. Caso de dos transformadores adyacentes, la distancia mínima entre ellos no debiera ser inferior a los 1200–1400 mm.

5. METODOS DE REFRIGERACIÓN, CALENTAMIENTOS Y GUÍA DE CARGA

5.1. MÉTODOS DE REFRIGERACIÓN, DESIGNACIÓN DE LOS MISMOS

Los métodos de refrigeración utilizados vienen definidos por la naturaleza de los medios refrigerantes (aceites, agua, aire) y por el tipo de circulación de los mismos (natural, forzada no dirigida ó forzada dirigida).

Tanto a los medios refrigerantes como a los tipos de circulación se les asigna un símbolo o letra definidora, a saber:

NATURALEZA DEL MEDIO	Símbolo
Aceite mineral, ó líquido aislante sintético (siliconas)	O
Agua	W
Aire	A

TIPO DE CIRCULACIÓN	Símbolo
Natural	N
Forzada (no dirigida)	F
Forzada y dirigida	D

Los transformadores se designan con cuatro símbolos dispuestos en determinado orden. Dos de los símbolos se refieren a la naturaleza de los medios refrigerantes primario y secundario, y los otros dos se reservan para designar el tipo de circulación de aquellos. El orden establecido es el siguiente:

- 1er Símbolo: Naturaleza del refrigerante primario (medio en contacto con los arrollamientos).
- 2º Símbolo: Tipo de circulación del medio primario.
- 3er Símbolo: Naturaleza del refrigerante secundario (medio en contacto con el exterior).
- 4º Símbolo: Tipo de circulación del medio secundario.

Por ejemplo:

Transformador sumergido en aceite con refrigeración natural se designará ONAN (aceite-natural-aire-natural).

Otro sumergido en aceite con refrigeración forzada no dirigida se designará OFAF (aceite-forzado-aire-forzado).

Conviene precisar que un cierto método de refrigeración no implica necesariamente que tenga que ser efectuado por determinado cambiador. Si bien es cierto, que la refrigeración ONAN se asocia casi exclusivamente a la refrigeración con radiadores, no es menos cierto que, principalmente en transformadores de distribución, existen cubas con aletas y se designan de igual forma.

Lo mismo ocurre con la refrigeración OFAF y ODAF, pues ambas pueden conseguirse tanto con aerorefrigerantes como con radiadores, ventiladores y motobombas.

Cuando en un mismo transformador existen varias etapas de refrigeración, estas deben ser indicadas en la placa de características, así como las potencias respectivas.

La relación de potencias en transformadores con varias etapas de refrigeración se fija comúnmente en:

- Transformadores con dos etapas:

1ª Etapa:	75%
2ª Etapa:	100%

- Transformadores con tres etapas:

1ª Etapa:	60%
2ª Etapa:	75%
3ª Etapa:	100%

En todo caso, la relación de potencias entre la 3ª y la 1ª etapa no debe ser superior a 1,67.

5.2. CALENTAMIENTOS

En transformadores con clase de aislamiento “A”, destinados a funcionar en altitudes inferiores ó iguales a los 1000 m s.n.m., los calentamientos de arrollamientos, circuito magnético y líquido refrigerante, teniendo en cuenta el medio del refrigerante secundario (aire), son los que a continuación se detallan:

- Calentamiento medio de los arrollamientos (medido por el método de variación de resistencia) con circulación del aceite:
 - Natural ó forzada no dirigida: 65 °C
 - Forzada y dirigida: 70 °C
- Calentamiento del aceite en la parte superior (medido por termómetro):
 - Transformadores con conservador (sellado ó no): 60 °C
 - Transformadores sin conservador (herméticos): 55 °C
- Calentamiento en el circuito magnético y cualquier otro elemento adyacente:

La temperatura no alcanzará en ningún caso un valor que pueda dañarlos, y se supone igual ó inferior al calentamiento máximo de los arrollamientos (punto más caliente) estimado en 78 - 80 °C.

Los límites de calentamiento de los arrollamientos (medidos por el método de variación de la resistencia) se eligen de forma que resulte el mismo valor para el calentamiento del punto más caliente, con diferentes tipos de circulación de aceite. El calentamiento del punto más caliente no puede normalmente ser medido directamente. En los transformadores con circulación forzada y dirigida del aceite, la diferencia entre el calentamiento del punto más caliente y el calentamiento medido en los arrollamientos es más pequeña que en los de circulación natural, ó que en los de circulación forzada no dirigida, por esta razón los arrollamientos de transformadores con circulación de aceite forzada y dirigida, pueden admitir 5 °C más de calentamiento medio de los arrollamientos que los otros transformadores.

Todo lo anteriormente dicho es válido no solo para el aceite, también es aplicable a los líquidos aislantes de origen sintético inflamables (aceites de silicona).

Si el transformador se prevé vaya a funcionar con una temperatura del aire de refrigeración que sobrepase alguno de los valores indicados en el apartado 4-b), sin exceder de 10 °C aquellos límites, los calentamientos admisibles para los arrollamientos, aceite y circuito magnético deberán verse reducidos en los valores siguientes:

- Transformadores hasta 10 MVA:
 - Si el exceso de temperatura es $\leq$ a 5 °C:.....5 °C
 - Si el exceso está comprendido entre 5 y 10 ° C:.....10 °C
- Transformadores mayores de 10 MVA: La reducción debe corresponder al exceso de temperatura.

Si la temperatura del aire supera en 10 °C a las indicadas en el apartado 4-b), los calentamientos admisibles deben ser objeto de acuerdo entre comprador y fabricante.

5.3. GUÍA DE CARGA

La potencia nominal de un transformador tal como la define la NORMA UNE 20-101 es una base convencional de referencia para un funcionamiento continuo ininterrumpido, con una temperatura media anual de 20 °C, y con una duración de vida normal que se estima en unas decenas de años.

En la práctica, el funcionamiento continuo ininterrumpido a carga nominal es anormal, y esta circunstancia permite apuntar algunas indicaciones sobre cargas cíclicas periódicas. El “consumo” de vida diario debido a los efectos térmicos se define por comparación con el “consumo” de vida normal correspondiente a la potencia nominal en un ambiente de 20 °C.

Las cargas admisibles para una disminución de vida normal diaria se clasifican en:

- Cargas para servicio continuo con diferentes temperaturas del medio refrigerante.
- Cargas para servicio cíclico con diferentes temperaturas del medio refrigerante.

Existe también un tercer caso, éste, admitiendo una disminución de vida más rápida de lo normal, que se denomina régimen de emergencia para casos excepcionales.

No obstante, los distintos regímenes de carga admisibles, con normal ó acelerada disminución de vida, deben respetar las siguientes limitaciones:

- En un servicio cíclico normal, la intensidad no sobrepasará en ningún caso el 150% del valor nominal, y en todo caso este valor deberá verse limitado por las intensidades máximas admisibles de bornas y cambiadores de tomas.
- En ningún caso la temperatura del punto más caliente será superior a 140 °C.
- En régimen de emergencia, la temperatura máxima del aceite no rebasará los 110 °C.

La norma UNE 20-110 detalla las cargas máximas admisibles y el tiempo de duración, en función de la carga previa en % de la nominal y de la temperatura del aire refrigerante.

6. RENDIMIENTO Y COEFICIENTE DE REGULACIÓN

6.1. RENDIMIENTO

El rendimiento de un transformador, como el de cualquier otra máquina, viene dado por la relación entre las potencias útil y absorbida.

En el caso de un transformador la definición anterior se traduce en la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{100 \cdot P_a}{P_a + P_p}$$

Donde: P_a = Potencia suministrada por el transformador (en kW)

P_p = Pérdidas totales en carga (suma de los valores de pérdidas en el hierro y en el cobre, en kW.)

Como puede observarse, la variación del rendimiento es función exclusivamente de la suma de las pérdidas producidas en el hierro y en los arrollamientos. La característica diferencial entre ambas clases de pérdidas es que, mientras las del hierro permanecen constantes para un mismo transformador, las de los arrollamientos son función de la carga, y por tanto dependen de la intensidad que circula en cada momento. Podemos decir entonces, que el rendimiento es función de la relación entre: La intensidad a una determinada carga y la intensidad a plena carga.

Si analizamos la curva de rendimiento en función de la carga para un determinado factor de potencia, encontramos que el rendimiento será máximo cuando se cumpla que:

$$\tau_{\max} = \frac{\sqrt{W_0}}{\sqrt{W_{cu}}} = 1$$

es decir, el rendimiento máximo se produce cuando son iguales las pérdidas en vacío y las de los arrollamientos, cosa que prácticamente nunca ocurre a plena carga, puesto que las pérdidas en vacío son siempre menores que las de los arrollamientos para la corriente plena.

A partir de esta otra expresión del rendimiento de un transformador:

$$\tau = 100 - \frac{100 (W_0 + a^2 \cdot W_{cu})}{(a \cdot P \cdot \cos \phi) + W_0} (\%)$$

mediante transformaciones matemáticas, obtenemos la expresión del rendimiento máximo de un transformador:

$$\tau = 100 - \frac{200 \sqrt{W_0} \cdot \sqrt{W_{cu}}}{(100 \cdot \cos \phi) + (2 \cdot \sqrt{W_0} \cdot \sqrt{W_{cu}})} (\%)$$

- Donde: a = Factor de carga en tanto por uno.
P = Potencia nominal en kVA.
W₀ = Pérdidas en vacío en kW.
W_{cu} = Pérdidas en el cobre a plena carga en kW.
Cos. Φ = Factor de potencia.

Como puede observarse, para un mismo factor de potencia, el rendimiento máximo se produce cuando el producto de las pérdidas es máximo, sin que tenga importancia el cómo estén distribuidas.

El obtener el rendimiento máximo a plena carga no es conveniente en la mayoría de los casos debido a que el transformador puede trabajar muchas horas con una pequeña carga e incluso en vacío. Desde el aspecto del consumo interesa mejor el conocer el rendimiento de un ciclo completo de trabajo, entendiendo por tales ciclos los periodos sucesivos de tiempo durante los cuales se repiten las condiciones de carga del transformador.

La fijación de este ciclo es a menudo difícil de precisar, especialmente en transformadores destinados a alimentar nuevas redes.

El rendimiento cíclico se obtendría de la relación entre la potencia cedida y la energía absorbida en el período considerado.

La energía cedida vendrá dada por la expresión:

$$E_c = \sum P_n \cdot t_n$$

y la absorbida por:

$$E_a = \sum (P_n + W_0 + W_{cu}) \cdot t_n$$

donde: $t_n = t_1 + t_2 + t_3 + \dots$ (suma de los tiempos parciales).

6.2. COEFICIENTE DE REGULACIÓN

Llamamos coeficiente de regulación de un transformador, a la diferencia entre la tensión primaria y la secundaria en carga reducida al primario.

El coeficiente de regulación cuando lo origina una carga inductiva se denomina corrientemente, **“caída de tensión”**, pues el efecto que provoca es una disminución de la tensión disponible en el secundario; por el contrario, con cargas condensivas, la tensión en vacío se ve rebasada por la tensión de carga.

Realmente más que los valores absolutos, lo que interesa conocer, son los valores relativos con los que obtener la tensión secundaria disponible para una determinada carga.

La fórmula comúnmente utilizada para el cálculo del coeficiente de regulación (a plena carga), es la siguiente:

$$U_0 = R \cdot \cos\phi + X \cdot \sin\phi + \frac{(X \cdot \cos\phi + R \cdot \sin\phi)^2}{200} (\%)$$

Donde: R = caída óhmica de tensión (%)

X = caída inductiva de tensión. (%)

Φ = factor de potencia.

Los valores de “ R ” y “ X ” se obtienen de:

$$"R" = \frac{W_{cu}}{P} \qquad "X" = \sqrt{U_z^2 - R^2}$$

Siendo: W_{cu} = Pérdidas en los arrollamientos para la carga considerada (vatios)

P = La potencia considerada en MVA.

U_z = La tensión de cortocircuito reducida a la base de la potencia considerada (%)

En la práctica, al utilizar la fórmula del coeficiente de regulación, se prescinde en muchas ocasiones del último término, puesto que en determinados casos el error que se comete es mínimo. Tal ocurre en transformadores de distribución con tensiones de cortocircuito inferiores al 5% y factores de potencia iguales ó menores que 0,8.

Finalmente, la expresión de la tensión secundaria en carga, es:

$$U_c = U_v \cdot \left(1 - \frac{U_\phi}{100} \right)$$

7. ENSAYOS

7.1. GENERALIDADES

Los ensayos finales de los transformadores, tienen como objetivo prioritario, el comprobar la aptitud de dichas máquinas para la realización de la función a que se destinan.

Los criterios para la clasificación de los ensayos, pueden ser varios, por ejemplo:

- **Criterios de aptitud:** comprende los ensayos dieléctricos, de aislamiento, relación de transformación, etc., y tienen por objeto verificar el que se cumplen los parámetros básicos para un funcionamiento correcto.
- **De contrastación de parámetros:** abarca los ensayos de medida de pérdidas, tensión de cortocircuito, nivel de ruido, el objetivo prioritario es el de verificar se cumplen determinadas características o parámetros contractuales
- **Destructivos:** son aquellos que pueden provocar un cierto deterioro o daño al transformador, por lo que no pueden ser repetidos salvo determinadas condiciones, básicamente son los llamados dieléctricos: sobretensión, impulso, etc.

Cualquiera que sea el tipo de ensayo a realizar, éste deberá efectuarse bajo unas determinadas condiciones. Las distintas normas ó recomendaciones marcan como mínimo las siguientes.

- La temperatura ambiente deberá estar comprendida entre 10 °C y 40 °C.
- Todos los elementos constitutivos y accesorios exteriores susceptibles de influir en el funcionamiento del transformador durante el ensayo, deberán estar montados en su lugar correspondiente.
- Los arrollamientos con tomas, estarán conectados en la toma principal, a menos que se especifique algo distinto en el aparato correspondiente al ensayo de que se trate.
- Cuando se requiera que los resultados de un ensayo se refieran a una determinada temperatura, ésta será la que marque la correspondiente norma para transformadores con clase “A” de aislamiento. La norma 20-101 (parte 1ª) fija dicha temperatura en 75 °C.

Las Normas UNE y CEI establecen tres categorías:

a) Ensayos individuales o de rutina, a los cuales deberán someterse *todos y cada uno* de los transformadores, son los siguientes:

- ✓ Medida de la resistencia óhmica de los bobinados.
- ✓ Medida de la relación de transformación, polaridad y grupo de conexiones.
- ✓ Medida de las pérdidas debidas a la carga y de la impedancia de cortocircuito.
- ✓ Medida de las pérdidas y de la corriente de vacío.
- ✓ Ensayos dieléctricos: tensión aplicada, sobretensión inducida e impulso onda plena (en máquinas con U_m superior a 300 kV).
- ✓ Medida del aislamiento de los bobinados. Este ensayo no es requerido por las normas, pero es básico el realizarlo para verificar el estado del aislamiento interno de los bobinados.
- ✓ Funcionamiento del cambiador de tomas en carga.

b) Ensayos de tipo, normalmente se efectúan en un solo transformador de un determinado lote. Se realizan previo acuerdo entre fabricante y comprador, y son los siguientes:

- ✓ Ensayos de calentamiento.
- ✓ Ensayos dieléctricos: sobretensión inducida con medida de descargas parciales, impulsa onda plena en trafos con U_m menor de 300 kV, impulso onda cortada y sobretensión de maniobra.

c) Ensayos especiales, se realizan sobre uno ó varios transformadores de un mismo lote. Igualmente, se realizan previo acuerdo entre las partes; a título indicativo enumeramos los siguientes:

- ✓ Medida de la capacidad y tangente del ángulo de pérdidas en bobinados y bornas.
- ✓ Análisis de la Respuesta de Frecuencias (FRA)
- ✓ Medida del nivel de ruido.
- ✓ Medida de vibraciones.
- ✓ Medida de los armónicos de la corriente de vacío.
- ✓ Medida de la potencia absorbida por los motores de las bombas y ventiladores.
- ✓ Ensayos de cortocircuito franco.

Para la descripción de los distintos ensayos, seguiremos los criterios fijados por la Norma UNE 20-110 (parte 1ª).

Conviene resaltar que si bien la repetición de ciertos ensayos puede efectuarse normalmente, no ocurre así con los dieléctricos.

Si un transformador al que se han efectuado los ensayos dieléctricos completos y con éxito, precisara por cualquier causa él tener que repetirlos, los niveles de tensión deben reducirse al 75% de su valor original, salvo acuerdo en contrario y a condición de que su aislamiento interno no se haya modificado.

7.2. ENSAYOS INDIVIDUALES (DE RUTINA)

7.2.1. MEDIDA DE LA RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS ARROLLAMIENTOS

Se anotará la resistencia de cada arrollamiento, las bornas entre las que se mida y la temperatura de aquellos. Con objeto de saturar lo más rápidamente el circuito magnético, así como para que no se calienten los devanados, se alimentará con la tensión continua adecuada para que circule por los arrollamientos una corriente de aproximadamente la décima parte de la nominal del arrollamiento.

Conectado el circuito de tensión, se cierra el de intensidad mediante un interruptor, manteniéndose vigilados los aparatos de medida: voltímetro y amperímetro, hasta que sus lecturas se establezcan, señal de que se ha eliminado totalmente la componente inductiva de la medida. Conseguida la estabilización, se tomarán lecturas y aplicando la ley de Ohm, se deduce el valor de la resistencia. Este proceso, se repetirá en todas y cada una de las fases del transformador.

En arrollamientos con tomas, las medidas se efectuarán además de en la toma principal, en las extremas.

Si se trata de medir la resistencia en frío, el transformador habrá permanecido con aceite pero sin tensión, al menos 3 horas. Se determinará la temperatura media del aceite, como media aritmética entre la temperatura de la parte superior e inferior. En estas circunstancias, se supone que la temperatura de los arrollamientos es igual a la media del aceite.

La corrección por temperatura de la resistencia óhmica se efectúa mediante la siguiente fórmula:

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_0 \cdot (234,5 + 75)}{234,5 + T_0}$$

donde

$R_{75^{\circ}\text{C}}$ = Resistencia corregida a 75 °C

R_0 = Resistencia a la temperatura de medida

T_0 = Temperatura de medida en °C

Si la diferencia entre la resistencia medida y calculada es superior al $\pm 10\%$ conviene revisar tanto el valor calculado como la medida efectuada con objeto de localizar el error o el posible defecto existente en el bobinado y/o conexionado.

7.2.2.MEDIDA DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN POLARIDAD Y GRUPO DE CONEXIONES

Se medirá la relación de transformación en todas las tomas. Se verificará la polaridad en los transformadores monofásicos y el grupo de conexión en los trifásicos.

Generalmente, la realización de este ensayo, se efectúa mediante un puente WETTNER ó similar, que permite la lectura directa de la relación de transformación de dos arrollamientos. Simultáneamente, mediante la colocación de unas clavijas en determinada posición, y con el galvanómetro equilibrado, queda automáticamente comprobado el grupo de conexión.

La tolerancia en la medida de relación de transformación es del $\pm 0.5\%$. En determinados supuestos, tales como transformadores de hornos o rectificadores de gran potencia y reducida tensión de BT, es frecuente el sobrepasar en algunas tomas estos valores, por lo que se precisa establecer un acuerdo previo entre cliente y fabricante sobre las tolerancias admisibles para estos casos.

7.2.3.MEDIDA DE LAS PÉRDIDAS DEBIDAS A LA CARGA Y DE LA IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO

A la frecuencia asignada, se alimenta con una tensión prácticamente sinusoidal, uno de los arrollamientos a medir, cortocircuitando el otro.

Caso de un transformador con más de dos arrollamientos, las medidas se efectuarán por parejas, quedando los que no intervienen en la medida, en el circuito abierto. En el lado de la alimentación se conectarán los transformadores de tensión, intensidad, voltímetros, amperímetros y vatímetro.

Realizadas las conexiones, se alimenta el transformador, con una tensión tal, que haga circular por el arrollamiento cortocircuitado su intensidad nominal.

Si hubiere dificultades para alcanzar la intensidad nominal, la norma UNE 20-101 admite que la medida pueda ser realizada con una corriente comprendida entre el 25% y el 100% de la intensidad asignada, aunque se prefiere no realizar medidas con intensidades inferiores al 50% de la intensidad correspondiente.

El valor medido de la tensión de cortocircuito se corregirá, multiplicando por la relación entre la corriente nominal y la utilizada durante el ensayo; igualmente, se efectuará la corrección por la diferencia entre la temperatura a la que se realiza la medida y los 75 °C de obligada referencia.

Los valores de pérdidas medidas, se corregirán, multiplicándolos por el cuadrado de la relación entre la intensidad nominal y la de ensayo. Al efectuar la corrección por temperatura para referir las pérdidas a 75 °C, debe tenerse en cuenta, que las pérdidas óhmicas aumentan en razón directa de la resistencia, mientras que las pérdidas inductivas, lo hacen en razón inversa de aquella.

7.2.4. MEDIDA DE LAS PÉRDIDAS Y DE LA CORRIENTE DE VACÍO

Las pérdidas y la corriente de vacío se medirán en uno de los dos arrollamientos, a la frecuencia asignada y a una tensión igual a la del arrollamiento, ó a la correspondiente tensión de toma si el arrollamiento dispone de tomas. Los otros arrollamientos se dejarán en circuito abierto, y si existe un arrollamiento con triángulo abierto se cerrará éste.

Alimentando el transformador por el arrollamiento correspondiente, se tomarán lecturas del voltímetro y amperímetro. Debido a la influencia de la forma de onda de tensión, para la medida de pérdidas se utilizan dos voltímetros, uno de valor medio y otro de valor eficaz, lo que nos permitirá corregir el valor leído en el vatímetro, para referir las pérdidas a una onda senoidal ideal. El ajuste de la tensión se realiza por el voltímetro de valor medio.

La corrección de pérdidas en el hierro vendrá dada por la expresión:

$$P = \frac{P_m}{P_1 + K \cdot P_2}$$

Donde:

P = Pérdidas corregidas en vatios.

P_m = Pérdidas medidas en vatios.

P_1 = Relación de las pérdidas por histéresis a las pérdidas totales en el hierro 0.5

P_2 = Relación de las pérdidas por corrientes de Foucault a las pérdidas totales en el hierro
= 0.5

$K = (U / U^1)^2$

U = Lectura en el voltímetro de tensión media eficaz (V)

U^1 = Lectura del voltímetro de tensión media en valores eficaces (V).

La fórmula anterior simplificada, queda como sigue:

$$P = \frac{2 \cdot P_m}{1 + K} \quad (\text{vatios})$$

La corriente de vacío se medirá en todas las fases con amperímetros que midan el valor eficaz. Como valor de la corriente de vacío se tomará la media aritmética de las lecturas efectuadas.

Las normas UNE dan las siguientes tolerancias sobre los valores garantizados:

- Intensidad de vacío: + 30%
- Pérdidas en vacío: + 1/7 ($\approx 15\%$)

Nota:

Las citadas normas marcan como tolerancia sobre las pérdidas totales (pérdidas en vacío+pérdidas debidas a la carga) el valor del + 10%

7.2.5. ENSAYOS DIELECTRICOS

Los ensayos comprendidos en este apartado, tienen por objeto comprobar la resistencia de los arrollamientos frente a las sobretensiones.

Están comprendidos en este epígrafe los siguientes:

- Tensión aplicada.
- Tensión inducida para arrollamientos con aislamiento uniforme (aislamiento pleno).
- Tensión inducida para arrollamientos con aislamiento gradual (aislamiento reducido).
- Impulso Onda Plena.

La siguiente tabla muestra las aplicaciones de los ensayos dieléctricos según se trate de “Ensayos de rutina” o “Ensayos de tipo” en función de las diferentes clases de aislamiento de los bobinados.

Clase de Arrollamiento	Tensión mas elevada (U_m) (kV)	ENSAYOS DE SOBRETENSIÓN				
		Aplicada	Inducida corta duración	Inducida larga duración	Impulso Tipo Rayo	Impulso Tipo maniobra
Aislamiento UNIFORME	$U_m \leq 72,5$	RUTINA	RUTINA	N.A.	TIPO	N.A.
Aislamientos UNIFORME y GRADUAL	$72,5 < U_m < 170$	RUTINA	RUTINA	ESPECIAL	RUTINA	N.A.
	$170 < U_m < 300$	RUTINA	ESPECIAL	RUTINA	RUTINA	RUTINA
	$U_m \geq 300$	RUTINA	ESPECIAL	RUTINA	RUTINA	RUTINA

Tensión aplicada:

El ensayo de tensión aplicada se efectúa con una tensión alterna monofásica tan próxima como sea posible a la sinusoidal y a una frecuencia de al menos del 80% de la asignada.

La tensión plena de ensayo se aplica durante 1 (un) minuto entre el arrollamiento ensayado por una parte, y el resto de arrollamientos, circuito magnético y cuba, puestos conjuntamente a tierra, por otra.

El valor de la tensión aplicada será el correspondiente a la clase y nivel de aislamiento del arrollamiento considerado, en el caso de arrollamientos con aislamiento uniforme. En arrollamientos con aislamiento gradual (reducido), el valor de la tensión de ensayo, será el correspondiente al nivel de aislamiento del neutro del bobinado considerado.

Tensión inducida para arrollamientos con aislamiento uniforme:

La tensión de ensayo aplicada en las bornas del arrollamiento a ensayar será igual a dos veces el valor de la tensión aplicada a ese arrollamiento.

En el caso de arrollamientos trifásicos, el ensayo se efectuará con tensiones trifásicas equilibradas inducidas en las tres fases de arrollamiento. Si éste dispone de neutro accesible, debe conectarse a tierra durante el ensayo.

La frecuencia de ensayo es normalmente de 3 a 4 veces la frecuencia nominal para evitar la saturación del núcleo.

La duración del mismo, viene dada por la expresión:

$$t = 120 \cdot \frac{\text{Frecuencia no min al (Hz)}}{\text{Frecuencia de ensayo (Hz)}} \text{ (segundos)}$$

La duración del ensayo no podrá ser inferior a 15 segundos.

Normalmente, los alternadores utilizados para la realización de esta prueba son de 175 ó 200 Hz.; por tanto, la duración del ensayo en transformadores para redes de 50 Hz es 34 y 30 segundos respectivamente.

Tensión inducida para arrollamientos con aislamiento no uniforme (ensayo sueco).

A diferencia del ensayo descrito en el apartado anterior, en el que la tensión de ensayo era el doble de la tensión asignada en cada arrollamiento, en este ensayo la tensión varía desde 0 a 2 veces la tensión nominal a lo largo del arrollamiento, alcanzándose el valor máximo en el extremo superior del arrollamiento a ensayar.

Sobre los transformadores monofásicos, el ensayo se realiza normalmente con un extremo puesto a tierra.

En transformadores trifásicos se efectúan tres ensayos monofásicos, uno sobre cada fase, con un valor correspondiente a la clase y nivel de aislamiento del arrollamiento considerado, conseguido entre el extremo de la fase ensayada y tierra. Normalmente, las restantes fases no ensayadas se ponen a tierra; con esta disposición el neutro del transformador ensayado alcanza un tercio de la tensión que se obtiene en el extremo de la fase.

La alimentación del arrollamiento de excitación puede hacerse de distintas formas, según se trate de transformadores que cuentan con retornos magnéticos no bobinados (transformadores acorazados ó de cinco columnas) ó no (transformadores convencionales).

La frecuencia y duración del ensayo son iguales a los indicados en el apartado de tensión inducida para arrollamientos con aislamiento uniforme.

Tensión inducida de larga duración para arrollamientos con aislamiento uniforme o no uniforme.

Este ensayo es alternativa (generalmente para transformadores con elevado nivel de aislamiento) del de tensión inducida de corta duración anteriormente descrito.

Las principales diferencias con el de corta duración son las siguientes:

- Menor nivel en la tensión de ensayo, el mayor valor es de 1,7 veces la nominal.
- Mayor duración del ensayo, varias etapas con 5 minutos y una con 30 ó 60 minutos según la tensión nominal del arrollamiento.
- Durante ciertas etapas del ensayo se efectúan medidas de descargas parciales.

7.2.6.MEDIDA DE AISLAMIENTO Y TANGENTES DE DELTA

Estos ensayos se realizan normalmente, con medidores de aislamiento tipo MEGGER, DOBLE ó TETTEX y con puentes especiales como el de GENERAL RADIO, y tienen por objeto, comprobar las condiciones de aislamiento de los arrollamientos frente a masa ó frente a otros arrollamientos.

El arrollamiento a ensayar, se cortocircuita y se conecta a una de las bornas del aparato. El resto de arrollamientos, así como la cuba del transformador, se ponen a tierra junto con la otra borna del MEGGER ó puente.

7.3. ENSAYOS DE TIPO

Comprenden los siguientes ensayos:

- Ensayos dieléctricos.
- Ensayos de calentamiento.

7.3.1. ENSAYO DE IMPULSO (ONDA PLENA)

Se realizan aplicando impulso tipo rayo normalizado con los siguientes valores:

$1,2 \pm 30\% / 50 \pm 20\% \mu s$

Cuando la inductancia de los arrollamientos es pequeña, ó éstos presentan una fuerte capacidad con relación a masa, es difícil de conseguir una onda de impulso en buenas condiciones, por lo cual deberá convenirse el margen de tolerancia en cada caso.

Los ensayos de impulso se realizan en la siguiente secuencia para todas y cada una de las fases:

- Un impulso entre el 50 y el 75 % de la tensión de onda plena correspondiente.
- Tres impulsos a plena tensión.

La conexión a realizar es la siguiente: todas las bornas excepto la que sé a ensayar se ponen a tierra, a la que también se encuentra unido el generador de impulso.

El extremo del arrollamiento que se ensaya recibe dos conexiones, una le transmite el impulso desde el generador y la otra a través de un potenciómetro capacitivo envía la señal a un voltímetro de impulso que marca el valor de cresta de la onda de tensión con la que se impulsa. El neutro, ó el final de la fase que se ensaya, se conectará a tierra por medio de un shunt que envía al osciloscopio la indicación de la onda de intensidad que circula por él.

7.3.2. ENSAYO DE CALENTAMIENTO

El método comúnmente utilizado es el de cortocircuito. Consta de dos partes; en la primera, se obtienen los calentamientos máximo y medio del aceite, y en la segunda, el calentamiento medio de los arrollamientos por medida de la variación de resistencia.

En la primera parte del ensayo, cortocircuitado de los arrollamientos, se aplica al otro arrollamiento una tensión tal que haga circular una corriente equivalente a la de una carga compuesta por la suma de las pérdidas en el hierro y en los arrollamientos.

Se controlan las temperaturas del ambiente y las de las partes superior e inferior de los refrigerantes hasta conseguir la estabilización. El calentamiento máximo del aceite se determinará restando de la temperatura del aceite medida en la parte superior, la temperatura ambiente; el calentamiento medio del aceite se obtiene como media aritmética de los calentamientos superior e inferior.

La segunda parte del ensayo, tiene lugar después de conseguida la estabilización. Se reduce entonces la tensión de alimentación a un valor tal, que permita obtener la intensidad correspondiente a las pérdidas en los arrollamientos y se mantiene este valor durante una hora. La temperatura de los arrollamientos se determina entonces, por el método de variación de resistencia.

El calentamiento medio de los arrollamientos, se obtiene sumando al, calentamiento medio del aceite, obtenido en la primera parte del ensayo, el calentamiento sobre la temperatura media del aceite determinada en la segunda parte del ensayo.

7.4. ENSAYOS ESPECIALES

Vamos a limitarnos a su simple enumeración:

- Dieléctricos: ensayos de impulso de onda cortada y de frente de onda.
- Capacidad y tangente de “ δ ” en transformadores y bornas.
- Análisis a la respuesta en frecuencias (FRA).
- Medida de impedancia homopolar.
- Medida de armónicos de la corriente de vacío.
- Medida de nivel de ruidos y vibraciones.
- Medida de la potencia absorbida por ventiladores y bombas.
- Ensayo de resistencia a cortocircuitos.
- Ensayo de estanqueidad de la cuba: vacío y sobrepresión.

8. ACOPLAMIENTO EN PARALELO

8.1. GENERALIDADES

Los transformadores pueden acoplarse en paralelo por sus secundarios ó bien en por primarios y secundarios a la vez.

Cuando la instalación lo permita, por ejemplo en centrales generadoras, es preferible el adoptar la primera solución, que añade a la impedancia interna de los transformadores, la de los generadores, siempre considerable, por lo que la repartición de la carga en la proporción debida entre las distintas unidades es más fácil de conseguir (ver figura 18).

El funcionamiento en paralelo se considera perfecto, cuando:

- a) Estando en vacío los transformadores, no están recorridos por ninguna corriente de circulación.
- b) Estando en carga, se reparten la potencia total suministrada proporcionalmente a sus potencias nominales.
- c) No hay desfase entre las corrientes que ellos suministran.

Suponiéndolas realizadas, las condiciones evidentemente necesarias de que las tensiones primarias y secundarias sean respectivamente iguales, y de la igualdad de frecuencia, los otros factores que condicionan el funcionamiento son:

- El desfase entre tensiones primaria y secundaria, ha de ser igual entre los transformadores que hayan de acoplarse en paralelo.
- El sentido de rotación de las fases (polaridad) ha de ser el mismo en todos ellos.
- La relación de transformación entre las tensiones de línea ha de ser idéntica.
- Las tensiones de cortocircuito deben tener los mismos valores relativos en tanto por ciento, siendo preferible además, que esta igualdad la cumplan por separado sus dos componentes: caída óhmica y reactancia. Esto último es de singular importancia en los transformadores de distribución, tanto más cuanto menor sea la potencia de ellos.

Las dos primeras condiciones, son eliminatorias, de no cumplirse el acoplamiento es imposible; las dos últimas son necesarias para la buena marcha de la instalación. Mas adelante veremos las desviaciones admisibles.

Otros factores que merecen ser mencionados son: la relación de potencias entre los transformadores a acoplar no debiera exceder de la relación: 1:2 ó 1:2.5, y la diferencia entre las corrientes magnetizantes debe ser la menor posible.

8.2. DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN

Disponiéndose de dos juegos de arrollamientos trifásicos y utilizando sólo los tres sistemas principales de conexión: estrella, triángulo y zig - zag, las combinaciones resultantes son muy numerosas: cien en total, a saber:

- a) **Conexión estrella:** 2 (neutro en un extremo de los arrollamientos ó en el opuesto).
- b) **Conexión triángulo:** 4 (arrollamientos conectados ambos en “Z”, ambos en “S” ó uno en “Z” y otro en “S” ó viceversa).
- c) **Conexión zig - zag:** 4 (neutro en un lado de los arrollamientos y rotación en sentido natural, neutro en el lado opuesto y rotación en sentido natural, neutro en el mismo lado que el primer caso y sentido de rotación opuesto, y finalmente, neutro en el mismo lado que el segundo caso, y sentido opuesto).

Cada una de estas conexiones, puede existir en el primario y combinarse con cualquier otra de ellas en el secundario, de ahí que el número total de grupos existentes sea de:

$$10 \cdot 10 = 100$$

Ver figuras 60 a 64.

En la práctica, estas 100 combinaciones quedan reducidas a bastantes menos, 12 ó 15, que son las que normalmente recogen las distintas Normas.

Los diferentes acoplamientos utilizados pueden clasificarse en lo relativo a marcha en paralelo, en cuatro grupos:

GRUPO I.....Acoplamiento con índices horarios: 0 - 4 - 8

GRUPO II.....Acoplamiento con índices horarios: 2 - 6 - 10

GRUPO III.....Acoplamiento con índices horarios: 1 - 5

GRUPO IV.....Acoplamiento con índices horarios: 7 - 11

Los transformadores con igual índice, pueden acoplarse como es lógico, sin más que conectar las bornas homólogas. Transformadores pertenecientes al mismo grupo pero con índices horarios que difieran en 4 ú 8, pueden acoplarse en paralelo, conectando en el primario (ó secundario) las bornas homólogas y efectuando una rotación de las bornas del secundario (ó primario). Véase la figura 76.

En al siguiente tabla se muestran todas las posibilidades.

NORMAL	PERMUTACIÓN CÍCLICA		SECUENCIA INVERTIDA	PERMUTACIÓN CÍCLICA Y SECUENCIA INVERTIDA	
	$n + 4$	$n + 8$		$-n (n + 4)$	$-n (n + 8)$
n	$n + 4$	$n + 8$	-n	$-n (n + 4)$	$-n (n + 8)$
0	4	8	0	8	4
1	5		11	7	
2	6	10	10	6	2
4	8	0	8	4	0
5		1	7		11
6	10	2	6	2	10
7	11		5	1	
8	0	4	4	0	8
10	2	6	2	10	6
11		7	1		5

Cualquier índice horario “n” puede ser acoplado con los de su fila

Por ejemplo: un transformador “Dy1” puede acoplarse, además de con los “Yd1” e “Yz1”, con los “Dy5” – “Yd5” – “Yz5” – “Dy7” – “Yd7” – “Yz7” – “Dy11” – “Yd11” – “Yz11”.

En general, transformadores pertenecientes a grupos distintos, no pueden acoplarse entre sí, no obstante y como excepción, es posible el acoplamiento entre transformadores pertenecientes a los grupos III y IV, cambiando el sentido de rotación del campo magnético a uno de ellos, es decir, permutando en el primario ó secundario las conexiones entre dos bornas.

La forma práctica de realizar el acoplamiento entre máquinas pertenecientes a los grupos III y IV, es la siguiente.

Sean los transformadores T_1 y T_2 , unidas las bornas 1U - I, 1V - II, 1W III, 2U - 3, se mide tensión con un voltímetro entre 2V - 2, 2V - 1, 2U - 2, 2U - 1. Si la conexión es correcta, el voltímetro debe marcar cero en dos de estas medidas; para obtener el acoplamiento correcto bastará unir entre sí las bornas entre las cuales no hay diferencia de potencial. En caso de no encontrar dos medidas que den cero, respetando las conexiones primarias, uniremos por ejemplo 2W - 2 y mediremos tensión entre 2V - 3, 2V - 1, 2U - 3, 2U - 1, si entre estas medidas tampoco encontramos dos que den cero, procederemos entonces a unir 2W - 1 y medir entre 2V - 3, 2V - 2, 2U - 3, 2U - 2. De resultar igualmente negativo el resultado, deberemos empezar a rotar las conexiones primarias, por ejemplo 1U - II, 1V - III, 1W - I y repetir el proceso.

El número máximo de conexiones es de 12 con 48 medidas de tensión, sin embargo, un análisis cuidadoso de las medidas que se van obteniendo, puede reducir considerablemente el número de observaciones a efectuar.

8.3. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Para una misma tensión de alimentación primaria, si las relaciones de transformación son diferentes, las tensiones inducidas entre las bornas homólogas secundarias serán igualmente diferentes. Ahora bien, desde el momento en que se unen estas bornas, estas necesariamente están a la misma tensión. Se establece por tanto, en el interior de los transformadores, una corriente de circulación que tiene por efecto, igualar las tensiones.

Llamando: K_1 y K_2 a las relaciones de transformación, U a la tensión común en voltios, z_1 y z_2 a las impedancias de los transformadores respectivos, la corriente de circulación vendrá dada por la expresión:

$$I_c = \frac{U \cdot (K_1 - K_2)}{z_1 + z_2} \quad (\text{amperios})$$

La expresión anterior, puede transformarse en la siguiente, de más cómoda utilización:

$$I_c = \frac{(K_1 - K_2)}{z_1 + (P_1 \cdot z_2 / P_2)} \%$$

En la cual: $K_1 - K_2$ es la diferencia de relación en %.

z_1, z_2 las tensiones de cortocircuito en %

P_1, P_2 las potencias de ambos trafos.

La corriente I_c viene expresada en % de la corriente nominal del transformador 1.

Una expresión análoga se obtendría si quisiéramos expresar la corriente de circulación I_c en función de la corriente nominal del transformador 2.

La corriente de circulación aparecerá desde el momento que los transformadores se conecten en paralelo, suministren ó no potencia los secundarios y manteniéndose constante cualquiera que sea el valor de la carga.

8.4. TENSIONES DE CORTOCIRCUITO

Si dos transformadores que teniendo la misma relación de transformación, no tienen las mismas tensiones de cortocircuito (para las intensidades correspondientes a sus potencias respectivas), las tensiones inducidas en los arrollamientos secundarios serán las mismas, pero las tensiones disponibles en bornas secundarias no lo serán, puesto que las caídas de tensión debido a las impedancias internas serán diferentes. La unión de bornas en el momento de la puesta en paralelo impone una tensión común, y los transformadores se repartirán la carga total, no proporcionalmente a sus intensidades nominales, sino de manera que sus tensiones de cortocircuito se igualen.

En el supuesto de dos transformadores, las potencias suministradas por cada uno de ellos, respecto de la carga total, vendrán dadas por las expresiones:

$$P_1 = \frac{P_T}{1 + ((PN_1 \cdot z_1)/(PN_1 \cdot z_2))}$$

$$P_2 = \frac{P_T}{1 + ((PN_1 \cdot z_2)/(PN_2 \cdot z_1))}$$

Estas expresiones presuponen que los triángulos de Kapp, sean nomotéticos, es decir, que la relación entre resistencias y reactancias sea idéntica.

Si los triángulos de Kapp no son nomotéticos, solo coinciden sus hipotenusas. Las corrientes suministradas por ambos transformadores, tienen un cierto desfase entre ellas, por lo tanto, no se suman sino vectorialmente, y por consiguiente para la corriente total I_T , resulta un suplemento de carga para ambos trafos, que si en la mayoría de los casos es despreciable, en transformadores de distribución de pequeña potencia, puede hacer imposible el acoplamiento.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES Y FASES DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES Y FASES DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

ÍNDICE

1. TRANSFORMADORES DE “COLUMNAS”

- 1.1. CIRCUITOS MAGNÉTICOS
- 1.2. AISLANTES
- 1.3. CONDUCTORES
- 1.4. BOBINADOS
- 1.5. MONTAJE DE BOBINAS, CONEXIONADO Y TRATAMIENTO
- 1.6. ENCUBADO Y MONTAJE DE ACCESORIOS

2. TRANSFORMADORES TIPO “ACORAZADO” Ó “SHELL TYPE”

- 2.1. CIRCUITOS MAGNÉTICOS
- 2.2. AISLANTES
- 2.3. BOBINAS
- 2.4. MONTAJE DE LAS FASES
- 2.5. CONEXIONADO, APILADO, ENCUBADO, MONTAJE DE ACCESORIOS Y TRATAMIENTO FINAL

DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES Y FASES DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

1. TRANSFORMADORES DE “COLUMNAS”

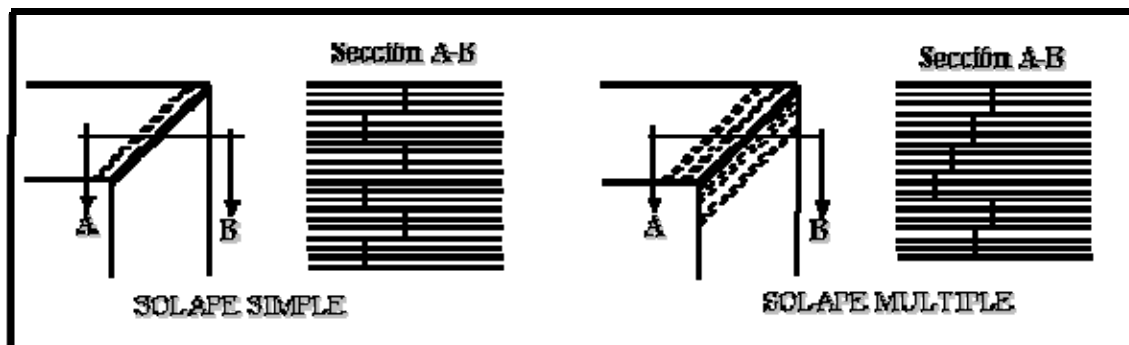
1.1. CIRCUITOS MAGNÉTICOS

Los circuitos magnéticos de los transformadores de “columnas” están formados por las columnas ó núcleos, activos ó de retorno del flujo magnético y las culatas superior e inferior, piezas estas que sirven de enlace y cierre del flujo magnético entre las columnas.

Tanto las columnas como las culatas están compuestas por escalones de distinto ancho de chapas con objeto de transversalmente conseguir aproximarse a la forma circular.

La chapa magnética que se utiliza actualmente está compuesta de acero al silicio laminado en frío de grano orientado, con espesores de 0,3-0,23 y 0,21 mm (según la calidad de la chapa). Químicamente se tratan las superficies con objeto de dotarlas de una capa aislante muy delgada ($<4\mu$) para aislarlas entre sí y evitar el contacto entre ellas unas vez apiladas para formar los paquetes o escalones. En ciertas calidades se ha realizado un tratamiento con laser.

Los extremos de las chapas se cortan en ángulo de 45° con objeto de minimizar las pérdidas en las uniones entre columnas y culatas (entrehierros); generalmente se apilan de 3 en 3 chapas y para obtener una buena resistencia mecánica se suelen disponer con dos solapes ó modernamente con solapes múltiples (step lap).



Existen diversos tipos de circuitos, según el número de fases del transformador y el de columnas totales, a saber:

- Monofásico de 1 columna activa y 2 de retorno de flujo. (Tipo 1A2R)
- Monofásico de 2 columnas activas. (Tipo 2A)
- Monofásico de 2 columnas activas y 2 de retorno de flujo. (Tipo 2A2R)
- Trifásico de 3 columnas activas. (Tipo 3A)
- Trifásico de 3 columnas activas y 2 de retorno de flujo. (Tipo 3A2R)

Los circuitos monofásicos de una columna activa (1A2R) se suelen utilizar en transformadores de pequeña o mediana potencia, mientras que los de 2 columnas activas (2A), se reservan para los transformadores de mayor potencia, siendo normal en este caso el conectar las 2 bobinas de Baja Tensión en paralelo y las 2 de Alta Tensión en serie.

Tanto los circuitos monofásicos del tipo “2A2R” como los trifásicos “3A2R” se reservan para transformadores de gran potencia donde puedan existir problemas en la altura de transporte, ya que con estos diseños se reduce la altura del circuito notablemente al tener las culatas la mitad de la sección de las columnas activas y por tanto la mitad de diámetro.

La fabricación del circuito magnético se compone de varias etapas; primeramente se obtienen a partir de un rollo de chapa “madre” tiras de distinto ancho que conformaran las piezas para a partir de ellas fabricar las chapas de columnas y culatas en sus distintos anchos.

Posteriormente, a partir de estas tiras, se cortan las distintas chapas (longitud y forma) y se clasifican según forma y dimensiones, para finalmente en un dispositivo especial llamado “mesa de apilado” ir formando horizontalmente el circuito magnético, columnas y culata inferior. Una vez sujetas éstas mediante las piezas de aprieto de culata y zunchos de material especial, se procede al levantamiento del circuito magnético quedando éste dispuesto para el montaje de las bobinas.

Finalizado el montaje, se procede al acoplamiento de las chapas que forman la culata superior.

Ver transparencias nº 1 a 5 del Anexo II.

1.2. AISLANTES

Los aislantes básicos para los bobinados y montaje de bobinas fabricados con cartón especial de alta resistencia dieléctrica y mecánica están compuestos básicamente por los siguientes tipos:

- Tubos soporte: sirven de apoyo durante la fabricación de la bobina así como para mantener estructuralmente a la misma.
- Regletas verticales pegadas a los tubos de bobinar, que sirven tanto para soportar los esfuerzos electrodinámicos radiales como para formar canales o conductos para circulación vertical de aceite. Tienen sección rectangular.
- Cuñas o separadores entre secciones de bobinas, generalmente unidas a las regletas verticales mediante la terminación de uno de sus extremos en “cola de milano”. Sirven tanto de apoyo entre discos o secciones de bobinas para soportar los esfuerzos electrodinámicos axiales, como para mantener una separación entre las distintas partes en tensión y permitir la circulación de aceite entre secciones para una eficaz refrigeración.
- Protecciones o “sombbreroes” de las cabezas de las bobinas. Son elementos destinados a actuar como pantallas y aislar la parte superior e inferior de los bobinados del circuito magnético o de otros bobinados, en general se utilizan en zonas entre bobinados distintos que presenten fuertes gradientes de potencial.

En general, y salvo los “sombreretes” que pueden tener una geometría más complicada, el resto de elementos son de diseño muy simple lo que permite una fácil mecanización.

Ver transparencia nº 6 del Anexo II.

1.3. CONDUCTORES

El material utilizado en la fabricación de conductores es generalmente cobre electrolítico del 99,9% de pureza, aunque algunos fabricantes y para ciertos transformadores utilizan aluminio.

El tipo de conductor más usual es el conductor rectangular con cantos redondeados de dimensiones que oscilan entre los 6 a 14 mm de altura y 1 a 4 mm de espesor. Los conductores se recubren con varias capas (función de la tensión del bobinado) de papel especial de unas pocas décimas de milímetro de espesor dispuestas a medio solape.

Para fuertes intensidades se utiliza el conductor denominado “cable transpuesto”; este tipo de conductor está formado por un determinado número de conductores en paralelo, siempre en número impar, y dispuestos en dos capas superpuestas, regularmente se van transponiendo los conductores de forma que cada uno de ellos pasa por ocupar todas las posiciones dentro de las capas, con lo que se consigue que al final tengan todos la misma longitud y por tanto la misma resistencia óhmica. Cada conductor individual lleva como aislamiento una capa de esmalte, ya que entre ellos por ir en paralelo no existe diferencia de tensión y por tanto no precisan de mucho aislamiento. El conjunto de conductores se aísla con el número de capas de papel necesario en función de la tensión del bobinado.

Una característica de este tipo de conductor es el que debido a su especial estructura no permite soldadura alguna para prolongar su longitud, por lo que hay que calcular con la mayor exactitud la cantidad que se precisa para cada bobina.

Para arrollamientos de poca tensión pero muy fuertes intensidades, existe una variante, el llamado “cable transpuesto con malla”; se trata un tipo de conductor que en lugar de estar el mazo aislado con papel va recubierto de una malla aislante lo que permite que el aceite penetre más fácilmente entre los conductores obteniéndose una mejor refrigeración.

Ver transparencias nº 7 y 8 del Anexo II.

1.4. BOBINADOS

Existen diversos tipos de bobinados, según las diferentes tensiones e intensidades de los transformadores:

- Bobinados tipo “CILINDRICO” de 1 capa: se utilizan para arrollamientos de “Baja Tensión” y “Terciarios” para intensidades bajas y medias así como para algunos tipos de “Regulación”. Las espiras se disponen unas sobre otras, y pueden estar formadas por uno o varios conductores. El caso de arrollamientos de regulación todos los escalones (dispuestos unos sobre otros) se bobinan conjuntamente.
- Tienen una buena resistencia mecánica, pero que al carecer de separadores entre las espiras presentan una escasa refrigeración.
- Bobinados tipo “CILINDRICO” de 2 capas: se usan para arrollamientos de “Baja Tensión” y muy fuertes intensidades.
Cada capa está formada por varios conductores en paralelo dispuestos axialmente; cada capa se bobina en un sentido, y al pasar de una capa a otra es preciso transponer los conductores. El principio y final del bobinado queda siempre en la parte superior del arrollamiento.
- Bobinados tipo “CILINDRICO” multicapa: se utilizan para arrollamientos de Alta Tensión. Son bobinados con alta resistencia mecánica, entre capas llevan separadores y varios estratos de papel para subdividir el espacio entre capas y obtener tanto un buen aislamiento como una eficaz refrigeración.

- Bobinados tipo “HÉLICE”: se utilizan en arrollamientos de baja tensión y grandes intensidades. Pueden fabricarse con uno o dos mazos de conductores y disponen de separadores entre espiras y mazos. Para muy altas intensidades se fabrican con dos “hélices”, el paso de una hélice a otra se realiza en la parte inferior del bobinado.
- Bobinados de “DISCO” tipo “CONTINUO”: se utilizan en arrollamientos de Media Tensión, presentan buenas resistencia mecánica y refrigeración.
- Bobinados de “DISCO” tipo “ENTRELAZADO” (total o parcialmente): se utilizan para bobinados de Alta Tensión, ya que al ser tener una mayor capacidad serie mejora notablemente la distribución de las tensiones de impulso.

Finalizada la fabricación de bobinas, éstas se comprimen entre placas metálicas y se introducen en una estufa donde se les aplica calor y vacío con objeto de extraer la humedad contenida en los aislantes; en una prensa se comprimen hasta llevarlas a la dimensión axial requerida. Comprimidas, se mantienen hasta el momento de ser montadas (“caladas”) en el circuito magnético.

Ver transparencias nº 10 a 19 del Anexo II

1.5. MONTAJE DE BOBINAS, CONEXIONADO Y TRATAMIENTO

Una vez el circuito magnético levantado, se procede a “calar” en las columnas los distintos bobinados con los aislantes entre bobinas que precisen.

La disposición normal de los bobinados (contados desde el más próximo al núcleo magnético hacia el exterior) es la siguiente:

- Terciario (caso de existir)
- Baja Tensión
- Alta Tensión
- Regulación (caso de llevarla).

Una vez montadas todas las bobinas se procede a la colocación de las piezas de aprieto de culata superiores y al ensamblaje con las columnas de la chapa magnética de la culata superior. Una vez montada la tapa se comprimen las bobinas para dejarlas a la altura conveniente.

El siguiente paso consiste en el montaje del bastidor aislante que soporta el conexionado interno y el cableado a: bornas, cierre de estrellas, cierre de triángulos y conexiones a los cambiadores de tomas.

Finalizadas las operaciones anteriores se procede al tratamiento de secado de la parte activa; para ello se introduce todo el conjunto (parte activa+tapa) en una estufa donde se somete al siguiente proceso:

- En una primera etapa se aplica calor y vacío con objeto de extraer la humedad a los aislantes. Este proceso puede durar algunos días, ya que debe conseguirse que la humedad extraída durante tres horas consecutivas se mantenga por debajo de un cierto valor, generalmente $<0,1$ litros/hora.
- Una vez conseguido lo anterior se inunda la estufa con aceite caliente debidamente tratado, con objeto de que los poros de los aislantes dilatados por el calor se impregnen de aceite y se evite la absorción de humedad.

Ver transparencias nº 20 y 21 del Anexo II.

1.6. ENCUBADO Y MONTAJE DE ACCESORIOS

Finalizado el proceso de secado, y en el período de tiempo más corto posible, se encuba el transformador, se atornilla la tapa, se montan las bornas, equipo de refrigeración, conservador y tuberías, y en general se procede a cerrar cualquier abertura en cuba y tapa con objeto de iniciar seguidamente el llenado de aceite.

Con el aceite ya tratado previamente, comienza el llenado del transformador bajo vacío; generalmente se realizan dos o tres pasadas por el filtro hasta que se consigan los valores prefijados de rigidez dieléctrica, contenido de humedad y recuento de partículas en suspensión.

Seguidamente se montan el resto de accesorios: termómetros, sondas termométricas cabinas de control de la refrigeración y mandos a motor de los cambiadores de tomas en carga, cableado exterior de los aparatos de protección etc.

Tras un período de reposo con objeto de que el posible aire ocluido pueda aflorar a las partes más altas de transformador, se efectúa una purga de todos los elementos susceptibles de almacenar aire en la parte superior: bornas, torretas, cabezas de cambiadores, etc.

Así queda el transformador dispuesto para los ensayos finales.

2. TRANSFORMADORES TIPO “ACORAZADO” Ó “SHELL TYPE”

2.1. CIRCUITOS MAGNÉTICOS

Los circuitos magnéticos de éstos transformadores presentan diferencias muy notables respecto de los de “Columnas”. La sección transversal es rectangular en lugar de escalonada, es decir dentro de una misma columna o culata, las chapas tienen todas la misma anchura.

La chapa magnética que se utiliza (igual que en los transformadores de columnas) está compuesta de acero al silicio laminado en frío de grano orientado, con espesores de 0,3-0,23 y 0,21 mm (según la calidad de la chapa). Químicamente se tratan las superficies con objeto de dotarlas de una capa aislante muy delgada ($<4\mu$) para aislarlas entre sí y evitar el contacto entre ellas una vez apiladas para formar los paquetes o escalones. En ciertas calidades se ha realizado un tratamiento con laser.

Los extremos de las chapas se cortan en ángulo de 45° con objeto de minimizar las pérdidas en las uniones entre columnas y culatas (entrehierros); generalmente se apilan de 3 en 3 chapas y para obtener una buena resistencia mecánica se suelen disponer con dos solapes ó modernamente con solapes múltiples (step lap).

Existen diversos tipos de circuitos, según el número de fases del transformador y el de columnas totales, a saber:

- Monofásico tipo “I” (1 columna activa)
- Trifásico tipo “III” (1 columna activa y 2 de retorno.)
- Trifásico tipo “III-7 COLUMNAS” (3 columnas activas y 4 de retorno)

La fabricación del circuito magnético se compone de varias etapas; primeramente se obtienen a partir de un rollo de chapa “madre” tiras de distinto ancho que conformaran las piezas para a partir de ellas fabricar las chapas de columnas y culatas en sus distintos anchos.

Posteriormente, a partir de estas tiras, se cortan las distintas chapas (longitud y forma) y se clasifican por tipos.

Hasta aquí, el proceso es exactamente igual que en los transformadores de “columnas”, la diferencia fundamental estriba en que en los transformadores “acorazados” el circuito magnético se apila en la última etapa del montaje, es decir una vez caladas las fases en la parte inferior de la cuba.

Los transformadores monofásicos acorazados de gran potencia suelen tener gran altura que generalmente rebasa el gálibo de transporte, por lo que una característica muy apreciada del transformador monofásico “acorazado” es la de permitir su vuelco, transformándose durante esa etapa la altura del transformador en longitud con lo cual queda resuelto el problema.

Los transformadores tipo “III-7 COLUMNAS” se utilizan cuando debemos reducir el ancho del transformador por problemas de transporte, por ir las fases dispuestas transversalmente en lugar de longitudinalmente.

Los transformadores trifásicos “acorazados” se denominan de “flujo libre” a diferencia de los de “columnas” que se denominan de “flujo ligado”, esto es debido a que en realidad un transformador trifásico “acorazado” está compuesto por tres transformadores monofásicos con ciertos elementos del circuito magnético comunes y dentro de una sola cuba.

Ver transparencias nº 22 a 25 del Anexo II

2.2. AISLANTES

Los aislantes básicos de las bobinas ó “galletas” y para el montaje de las fases están fabricados con cartón especial de alta resistencia dieléctrica y mecánica y básicamente son de los siguientes tipos:

- Aislantes planos: tienen como función principal la de servir de aislamiento tanto entre “galletas”, como entre grupos de bobinas. Tienen forma de anillo rectangular, con los ángulos exteriores e interiores redondeados, es decir con forma similar a la de la bobina elemental o “galleta”. En ambas caras llevan pegados tacos de poco espesor; estos tacos sirven para soportar y transmitir a las bobinas los esfuerzos electrodinámicos que puedan originarse como consecuencia de una falta, y también por su especial disposición, conforman unos conductos para permitir que el aceite circule a una velocidad determinada bañando las superficies de las “galletas” con objeto de obtener una buena refrigeración de las mismas.
- Canales o aislantes curvos: se utilizan para proteger los cantos de las “galletas” aumentando la distancia de aislamiento entre bobinas.
Existen varios tipos:
 - Canales rectos, son los que se montan en la parte recta (interior y exterior) de los cantos de las “galletas”.
 - Canales curvos, destinados al aislamiento de los vértices (interiores y exteriores) de las distintas “galletas”.
- Aislantes de “tronco”: una serie de pantallas destinadas a aislar la parte interna de las fases al paso de los paquetes magnéticos que forman las columnas del circuito.
- Aislantes exteriores: pantallas envolventes de las fases que sirven como aislamiento y protección de éstas.

Habida cuenta de que las dimensiones de cada una de las bobinas elementales son distintas, incluso entre “galletas” de un mismo grupo, y de las variadas disposiciones que se pueden adoptar para formar las fases, el número y variedad de las piezas aislantes del transformador es muy alto, hacen que su fabricación sea mucho más costosa que en los transformadores de “columnas”.

Ver transparencia nº 26 del Anexo II

2.3. BOBINAS

A diferencia de los bobinados de los transformadores de “columnas”, las bobinas de los transformadores “acorazados” son de una gran simplicidad, ya que solo existe un único tipo de bobina elemental ó “galleta”. Se trata de una bobina rectangular con el interior hueco también de forma rectangular, con los ángulos interiores y exteriores redondeados, de gran superficie y poco espesor; cada “galleta” se asemeja en cierto modo a un disco o “sección” de los bobinados tipo “continuo”.

El torno de bobinar consiste básicamente en una mesa con un tablero de gran superficie, en el centro del cual existen una serie de taladros para fijar un marco de hierro de dimensiones regulables (mandril) que permite fijar las distintas dimensiones interiores de cada una de las “galletas”. Cada espira está formada por un mazo con un determinado número de conductores; el torno dará tantas vueltas como espiras deba llevar la “galleta”.

El bobinado se empieza por la parte interior en uno de los lados estrechos del rectángulo y finaliza en mismo lado, de forma que en esa zona, el espesor radial será el correspondiente al número de espiras mas una.

La sección de cada espira está compuesta generalmente por un cierto número de conductores en paralelo; con objeto de que al finalizar el bobinado cada uno de ellos tenga la misma longitud, y por tanto la misma resistencia óhmica, es preciso efectuar una transposición de los mismos, esto se realiza mediante un torcimiento del mazo aproximadamente cuando se llevan bobinadas la mitad de espiras, y se sitúa en la parte opuesta donde se encuentra el principio y final del bobinado. Una vez finalizado el bobinado de la “galleta”, ésta debidamente zunchada, se pasa por una estufa donde se somete a un calentamiento en torno a los 100°C con objeto de que la última capa de papel (que va impregnada de un barniz tipo “epoxy”) polimerice y le confiera al conjunto la rigidez mecánica suficiente para facilitar su posterior manipulación.

Una vez fuera del torno, la “galleta” pasa a la segunda fase de fabricación consistente en la adecuación de las salidas de la misma, es decir a prepara el mazo de conductores eliminando tanto el barniz como el papel de cada conductor, encintando con papel una parte del mazo dejando el extremo limpio y compacto de forma que posteriormente pueda soldarse con facilidad a la salida correspondiente de otra “galleta”.

Las “galletas así preparadas quedan dispuestas para pasar a la fase de formación de la fase.

Ver transparencias nº 27 a 29 del Anexo II

2.4. MONTAJE DE LAS FASES

Finalmente se pasa a la última etapa correspondiente al montaje de la fase, ya a que diferencia del montaje de bobinas del transformador de columnas donde se fabrican completas y separados los arrollamientos de BT, AT, REG, etc., aquí se procede directamente al ensamblaje completo de la fase, es decir de todos los arrollamientos.

El proceso es el siguiente: sobre un conjunto de vigas metálicas se montan horizontalmente en primer lugar los aislantes planos extremos, seguidamente se sitúan parte de las “galletas” de los arrollamientos extremos, bien sea las correspondientes al Terciario, Regulación ó Baja Tensión, por éste orden (caso de existir todos), realizando las uniones ó seriado tanto interno como externo de todas las galletas, así como las salidas propias del bobinado de que se trate, montando los aislantes curvos correspondientes a cada “galleta” y los planos entre bobinados. Seguidamente se montan los aislantes correspondientes al espacio BT-AT, y luego todas las “galletas” que forman la Alta Tensión efectuando las correspondientes uniones entre ellas. Después se monta el otro grupo de aislantes del espacio AT-BT y seguidamente y en orden inverso las “galletas” correspondientes a los bobinados de Baja Tensión, Regulación y Terciario para finalizar montando el otro grupo de aislantes planos extremos, es decir la fase queda constituida como un “sándwich”: Terc-Reg-BT-AT-BT-Reg-Terc.

Finalmente y tras la colocación de los aislantes externos y de otras vigas metálicas, se prensa el conjunto quedando de esta forma preparado para el tratamiento de secado en la estufa.

El tratamiento consiste en una primera fase en la aplicación de calor y vacío durante el tiempo necesario para extraer prácticamente toda la humedad de los aislantes. Esta etapa tiene una duración, lógicamente en función del peso de aislantes y de las condiciones ambientales (temperatura y humedad) que puede oscilar entre 5 y 8 días. El proceso finaliza cuando la cantidad de agua extraída durante cuatro horas consecutivas es menor de aprox. 0,01 a 0,015 litros/hora x Tm de aislante en función de la tensión del transformador.

Una vez conseguido lo anterior, se pasa a la segunda etapa, la cual consiste en inundar la estufa con aceite caliente debidamente tratado, con objeto de que éste penetre en los poros dilatados de los aislantes y así evitar en la medida de lo posible la entrada de humedad durante el período que la fase va a estar expuesta a las condiciones ambientales del taller de montaje durante las operaciones de montaje posteriores.

Ver transparencias nº 30 a 32 del Anexo II.

2.5. CONEXIONADO, APILADO, ENCUBADO, MONTAJE DE ACCESORIOS Y TRATAMIENTO FINAL

Una vez fuera de la estufa, se procede en un extremo de la fase al montaje del bastidor de fijación de los cables de conexión. Seguidamente se realizan las uniones (generalmente encasquilladas) a bornas, cierres de estrella y triángulo, conexiones serie entre grupos de bobinas y al cambiador de tomas.

Finalizada la operación anterior, se procede a colocar la fase sobre la cuna de volteo. Es este un dispositivo que nos permite colocar la fase en su posición de trabajo (vertical) ya que durante todos los procesos anteriores la fase a estado situada horizontalmente, es decir apoyada sobre la superficie de las bobinas. La cuna de volteo consiste en dos plataformas en forma de “L” (ángulo recto), la fase en posición horizontal se sitúa sobre el lado horizontal de la “L”, y convenientemente fijada, por medio de una grúa se le da al conjunto un giro de 90º pasando la fase de estar horizontal (tendida) a vertical. La fase con un dispositivo especial se suspende por la ventana y se deposita sobre la parte inferior de la cuba (“fondo cuba”) previamente situada en el puesto de montaje. En esta situación todo el conexionado queda en la parte superior de la fase.

Seguidamente se inicia el apilado o sea a la colocación de las chapas que conforman el circuito magnético. Es esta una operación laboriosa, tanto por la cantidad de chapas a colocar como por las dimensiones y el cuidado con el que debe efectuarse esta operación para evitar dañar las chapas o que éstas no queden correctamente apiladas, lo que se traduciría en mayores pérdidas y corriente de excitación.

Finalizado el proceso de apilado seguidamente se procede al encubado o colocación de la “cuba parte media” y posteriormente la tapa.

Después se montan las bornas, conservador, tuberías y demás accesorios quedando dispuesto el transformador para el tratamiento de secado final y llenado de aceite.

A diferencia del transformador de “columnas” en este caso el tratamiento se hace al transformador totalmente terminado y mediante el proceso denominado de “ducha con aceite caliente”. Situado el transformador en la instalación se procede a introducir aceite caliente pulverizado por registros ubicados en la tapa del transformador, recirculando bajo vacío el aceite para extraer la humedad del interior del transformador. Posteriormente, se extrae y retira el aceite utilizado en este tratamiento y se efectúa el llenado con otro aceite ya tratado, dándole dos o tres pasadas por el filtro con lo cual el transformador tras un período de reposo queda dispuesto para los ensayos finales.

Ver transparencia n° 33 del Anexo II.

3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

ÍNDICE

1. GENERALIDADES

- 1.1. PERTURBACIONES DE ORIGEN EXTERNO
- 1.2. DEFECTOS INTERNOS EN LOS TRANSFORMADORES
- 1.3. MÉTODOS DE PROTECCIÓN

2. PROTECCIÓN CONTRA PERTURBACIONES EXTERIORES

- 2.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES
- 2.2. PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES
- 2.3. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS

3. PROTECCIÓN CONTRA DEFECTOS INTERNOS

- 3.1. PROTECCIÓN "BUCHHOLZ"
- 3.2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL
- 3.3. PROTECCIÓN MASA - CUBA
- 3.4. CHIMENEAS DE EXPLOSIÓN Y VÁLVULAS AUTOMÁTICAS DE ALIVIO
- 3.5. SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DE ACEITE
- 3.6. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

1. GENERALIDADES

Aunque los transformadores pueden considerarse como uno de los elementos más fiables dentro de las instalaciones eléctricas, la protección de los mismos, es fundamental para garantizar la calidad y continuidad en el suministro eléctrico.

La protección de los transformadores debe contemplar tres áreas bien diferenciadas:

- a) protección contra perturbaciones de origen externo: sobretensiones, cortocircuitos, sobrecargas, etc.
- b) protección contra defectos internos del propio transformador: cortocircuitos entre espiras, puestas a masa, descargas internas, “puntos calientes”, etc.
- c) detección de defectos incipientes: mediante la observación de la evolución de determinados parámetros fundamentales de los elementos aislantes.

1.1. PERTURBACIONES DE ORIGEN EXTERNO

Fundamentalmente se deben a las siguientes causas:

- Sobretensiones de origen atmosférico (rayos sobre líneas aéreas), desconexiones extemporáneas que transmitidas por las líneas, originan fenómenos de reflexión que pueden potenciar los efectos originales.
- Cortocircuitos por contactos entre fases ó a tierra, que pueden provocar severas sollicitaciones térmicas y electrodinámicas.
- Sobrecargas de origen diverso que conllevan un fuerte incremento de la temperatura de los conductores y aislantes. Las sobrecargas debidas a las condiciones de explotación, que aunque generalmente son de intensidad moderada y corta duración, si se presentan de forma repetitiva, acortan sensiblemente la vida del transformador.

1.2. DEFECTOS INTERNOS EN LOS TRANSFORMADORES

Pueden ser de muy distinta naturaleza:

a) Dieléctricos:

Cortocircuitos entre espiras, cortos a tierra y descargas parciales.

Los dos primeros en general, son de efectos muy rápidos produciendo averías de consideración. El último puede existir durante bastante tiempo sin alterar el funcionamiento normal del transformador, pero inevitablemente deriva en uno de los dos anteriores si no se detecta a tiempo.

b) Eléctricos:

Falsos ó deficientes contactos en soldaduras de salidas de bobinas, conexiones a bornas ó conmutadores, contactos irregulares en los conmutadores, etc.

Producen calentamientos anormales que destruyen el aislamiento y contaminan el líquido aislante.

c) Electrodinámicos:

Debido a cortocircuitos externos ó internos. Pueden deformar las bobinas y sus estructuras aislantes como consecuencia de los esfuerzos que se originan.

d) Térmicos:

Causados por calentamientos anormales generalizados ó locales. Pueden deberse a deficiente circulación entre las bobinas ó a calentamientos por corrientes inducidas en la tapa, cuba ó elementos férreos internos tales como piezas de aprieto, refuerzos, etc.

e) Mecánicos:

Originados por vibraciones, fugas, alineación defectuosa de los ejes y / o accionamiento de conmutadores, etc.

Como es lógico, no todos los defectos tienen el mismo grado de importancia, en relación con los daños que pueden producir. Mientras unos requieren una acción inmediata y automática para salvaguardar la integridad del transformador, otros, permiten un cierto margen de tiempo hasta que puedan adoptarse las oportunas medidas correctoras.

1.3. MÉTODOS DE PROTECCIÓN

El requerimiento básico exigible a todo sistema de protección es de que en todo momento, sea capaz de discriminar entre las condiciones normales y anormales de servicio.

Son varios los principios operativos de los métodos ó sistemas de protección. Unos actúan directamente para reducir las perturbaciones a valores por debajo de los límites de seguridad, como por ejemplo los pararrayos (autoválvulas), descargadores, etc. Otros miden la magnitud característica de la falta: corriente, temperatura, cantidad de gas, etc., dando una alarma ó aislando el transformador de la línea mediante el disparo del interruptor correspondiente.

Los métodos de protección presentan diferencias notables según se trate de transformadores de potencia ó de distribución.

2. PROTECCIÓN CONTRA PERTURBACIONES EXTERIORES

2.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

En transformadores de potencia, la protección más eficaz cuando se trata de líneas aéreas, es la de pararrayos ó autoválvulas. Los actuales, consisten en resistencias no lineales de óxido de zinc sin descargadores internos.

Hay que prestar especial atención a la hora de elegir el pararrayos adecuado; la elección debe hacerse en función del nivel de aislamiento del transformador, de la tensión nominal de línea y del valor de pico de la corriente de descarga.

En una primera aproximación, podríamos decir, que el nivel de aislamiento del pararrayos debe preferentemente un grado inferior al del arrollamiento que debe proteger.

En cuanto al valor de pico de la corriente de descarga, los valores más usuales son:

- Hasta 36 kV de tensión máxima de línea: 5 ka
- Hasta 145 kV de tensión máxima de línea: 10 ka
- Para tensiones superiores: 10 – 20 ka

En cualquier caso, antes de decidir el tipo de pararrayos a utilizar, es conveniente el asesoramiento del servicio técnico de los fabricantes de autoválvulas.

Para una protección eficaz, es de la mayor importancia que los pararrayos se sitúen lo más próximo posible al transformador, bien en caballete sobre el suelo, ó mejor sobre soportes adosados al propio transformador.

Igualmente, es aconsejable el montar aquellos, sobre bases aislantes y disponer un contador de descargas. En este caso, los cables de tierra de los pararrayos deben llevarse hasta el contador de descargas y éste a su vez ponerse a tierra.

En transformadores de potencia dentro de locales, ó en situación protegida, así como en transformadores de distribución, la protección usual es la de los descargadores de antena en las bornas. Estos elementos consisten generalmente en dos varillas redondas de 15-20 mm. De diámetro con extremos redondeados o semiesféricos; la varilla superior se fija a la caperuza de la borna y por tanto está puesta a potencial, y la segunda unida a la brida de fijación de la borna (tierra) (que generalmente puede deslizarse a través de un soporte) permite graduar la distancia entre ellas en función del nivel de aislamiento del transformador.

A continuación, se detallan las distancias normales (para ambientes con polución y salinidad medias) en función del nivel de aislamiento del transformador y de la tensión nominal de la borna.

Tensión Nominal (kV)	Nivel kV bil	Distancia (mm)	Tensión Nominal (kV)	Nivel kV bil	Distancia (mm)
Hasta 10	75	60	145	650	740
15	95	60	170	750	870
20	125	100	220	850	970
30	170	150	220	950	1.070
45	250	220	220	1.050	1.270
66	325	280	300	1.175	1.600
100	450	470	360	1.300	1.750
123	550	610	420	1.425	1.820

Nota:

Las bornas hasta 45 kV de tensión nominal con aislamiento sólido tipo DIN no admiten regulación en la distancia entre descargadores.

2.2. PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES

En transformadores de potencia la protección contra sobrecorrientes se encomienda los interruptores; éstos son accionados mediante relés de sobreintensidad. Cuando el tiempo de duración de la falta externa persiste mas allá de un valor previamente fijado, el relé da la orden de apertura al interruptor. Estos relés deben ser energizados por transformadores de intensidad específicos, es decir distintos de los utilizados para la protección diferencial o cualquier otro tipo de protección caso de que las lleven.

En transformadores de distribución, se utilizan preferentemente los fusibles de alta capacidad de ruptura, situados en el lado primario como protección eficaz, puesto que generalmente la fusión del cartucho tiene lugar dentro del primer pico de corriente, lo cual impide se alcance la asimetría total de la misma.

Al elegir el calibre del fusible, debe tenerse en cuenta el valor de la corriente de enganche (“inrush current”) que suele alcanzar valores entre 15 y 20 veces el valor de la intensidad nominal, según la potencia, tensión y conexión del transformador en cuestión.

2.3. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS

La protección de los transformadores contra sobrecargas tiene por objeto preservar los aislantes de los arrollamientos contra el envejecimiento provocado por calentamientos inadmisibles.

Fundamentalmente la protección contra sobrecargas se consigue por:

a) Imágenes térmicas.

Es la protección más costosa, pero también la más eficaz, y se reserva generalmente para transformadores de gran potencia, o en aquellos que por su importancia para la continuidad del servicio tengan el carácter de estratégicos. Ésta protección permite el medir y registrar, localmente ó a distancia, la temperatura de los arrollamientos.

Como regla general, se suele disponer una sola imagen térmica en la fase central del arrollamiento secundario. En transformadores de generador, con cierta frecuencia se montan en primario y secundario. Cuando se requiere una mayor fiabilidad en la protección, se suele duplicar ésta, añadiendo sondas de platino para la lectura a distancia de la temperatura de los arrollamientos.

Generalmente, el indicador de imagen térmica dispone de varios contactos ajustables dentro de su escala de funcionamiento, que pueden utilizarse debidamente regulados, para arrancar motoventiladores, motobombas, activar una alarma y provocar la desconexión del interruptor.

b) Detectores térmicos:

En este apartado se incluyen los termómetros y termostatos para la vigilancia de la temperatura del aceite.

Mientras que los bobinados en caso de sobrecarga incrementan su temperatura en un tiempo relativamente corto (5 - 10 minutos), el aumento de temperatura del aceite es mucho mas lento (función de la **“constante de tiempo”**¹) del orden de 1/2 - 1 horas.

Estos detectores térmicos, solo en el caso de una sobrecarga prolongada detectan el aumento de temperatura del aceite, bien por indicación directa sobre una escala, caso de los termómetros, ó provocando una alarma y / ó disparo, en el caso de termómetros con contactos y en los termostatos.

¹Se llama “constante de tiempo de un transformador” al tiempo que tarda el dieléctrico del transformador en calentarse desde la temperatura ambiente (con el transformador desenergizado) hasta la temperatura de régimen con el transformador a plena carga.

3. PROTECCIÓN CONTRA DEFECTOS INTERNOS

3.1. PROTECCIÓN “BUCHHOLZ”

La mayoría de las perturbaciones internas mencionadas anteriormente, originan gases en cantidad y de naturaleza variables, pero en cualquier caso pueden ser detectados fácilmente.

El relé buchholz, en el caso de transformadores con conservador, ó el relé de presión súbita en el de transformadores con cámara (sellados ó no), proporcionan una indiscutible y eficaz protección, de tal modo que no debiera montarse transformador alguno por pequeño que fuera, que no dispusiese de tal protección.

El relé buchholz, se intercala en la tubería de comunicación del transformador al conservador, y su misión principal, consiste en provocar una alarma y / ó disparo del interruptor principal, en función de la cantidad de gases acumulados en su interior y de la velocidad con la cual llegan hasta él.

Permite también, la observación directa del color de los gases, lo cual nos puede adelantar una idea sobre su procedencia y por tanto del origen del defecto. Igualmente, presenta un dispositivo que permite efectuar la recogida de una muestra de dichos gases para su análisis, bien desde el propio aparato o más frecuentemente desde el nivel del suelo.

Por ejemplo: los gases blancos proceden principalmente de la combustión de papel ó cartón; indican por tanto que el defecto puede localizarse en los arrollamientos y elementos adyacentes: conexionado, pantallas, etc. . Los gases amarillentos proceden de la combustión de estratificados de la madera, y generalmente se deben a calentamientos muy fuertes (localizados en elementos metálicos anejos a soportes aislantes de estos materiales) provocados por corrientes parásitas, ó en el circuito magnético. Los gases negros, proceden de la descomposición del aceite aislante indicando que se han producido descargas de mayor ó menor energía en el interior del transformador.

Los defectos más importantes que puede detectar el relé “buchholz”, son los siguientes:

a) Salto entre espiras.

Se produce un arco que se alarga rápidamente por fusión de los conductores, y que cebándose rápidamente en otra parte del arrollamiento, provoca un cortocircuito. El arco quema el aislamiento del arrollamiento y volatiliza el aceite del entorno.

b) Salto a masa.

Se produce un arco entre la parte en tensión y cualquier otra metálica puesta a masa (cuba, tapa, piezas de aprieto etc.); el arco producido descompone el aceite que encuentra en su camino, volatilizándolo.

c) Descargas parciales.

A causa de la modificación de las propiedades químicas del aceite, bien sea por envejecimiento, por la presencia de humedad ó por estar sometido localmente a fuertes gradientes de potencial no tolerables, se producen pequeñas descargas de baja energía, que originan gases, que aunque en pequeña cantidad, se van acumulando en el buchholz hasta provocar la actuación de éste.

d) Puntos calientes.

Si la unión de las chapas que componen el circuito magnético no está bien realizada, ó si como consecuencia de esfuerzos de cortocircuito, se han producido desplazamientos de las mismas, puede provocarse fuertes corrientes de foucault que afecten tanto al propio circuito magnético, como a las piezas metálicas (acero) de sujeción adyacentes en él. Dichas corrientes, originan fuertes calentamientos locales que vaporizan el aceite en su entorno.

3.2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

El relé buchholz con toda la importancia que tiene, solo detecta defectos en los que hay desprendimiento de gases, ó en último caso, movimiento violento de la masa de aceite. Se hace por tanto necesario, el disponer de otro dispositivo complementario que cubra el resto de defectos. Esta misión se encomienda a la protección diferencial.

Esta protección de naturaleza eléctrica, detecta tanto los cortocircuitos como las dobles puestas a tierra, en las que por lo menos una de ellas se encuentra en su dominio de protección; percibe también los defectos simples a masa cuando el arrollamiento afectado esta unido a tierra por una resistencia óhmica de pequeño valor.

Si el transformador no dispone de buchholz, la protección diferencial, es el único procedimiento sensible que interviene rápidamente en caso de defecto interno. Cuando existe aquél, la diferencial se limita al despeje rápido y selectivo de los cortocircuitos tanto entre espiras como a masa, en sistemas con neutro rígidamente puesto a tierra.

El funcionamiento de la diferencial es muy simple, compara las corrientes a la entrada y a la salida del transformador protegido; si ambas están compensadas no circula corriente por el relé; éste solo actúa cuando es recorrido por una corriente diferencial que rebasa un cierto límite preestablecido.

La corriente magnetizante del transformador provoca siempre la aparición de una pequeña corriente diferencial, por esta causa, el relé debe tararse para que actúe por encima del valor de la corriente magnetizante.

Generalmente, la corriente mínima de funcionamiento de relé diferencial, suele estar comprendida entre el 20 y el 45 % de la intensidad nominal del transformador. Es preciso tener en cuenta la posible aparición de corrientes diferenciales sin que exista un defecto en el transformador; éstas pueden ser debidas a algunas de las siguientes causas:

- Error de medida en los transformadores de intensidad situados en primario y secundario.
- En transformadores con regulación aflujo variable, a que a una relación variable del trafo principal, corresponde una fija de los trafos de medida.

De estas dos causas se desprende que a corrientes crecientes en el transformador, corresponden también corrientes diferenciales crecientes. Por esta razón, y para evitar desconexiones intempestivas, el relé debe actuar solo en función de la corriente principal que atraviesa el transformador. Con este objeto, la generalidad de los relés diferenciales utilizados dispone de dos sistemas electromagnéticos de armaduras acoladas que actúan en sentido inverso una respecto a la otra. La bobina de disparo está recorrida por la corriente diferencial, y la bobina de compensación, en serie con los dos transformadores de corriente, está influenciada por la corriente de servicio.

Solamente es posible la desconexión, cuando la bobina de disparo consigue vencer el par antagonista constituido por la bobina de compensación y un par mecánico independiente de la corriente y producido por un resorte antagonista de valor prefijado.

En funcionamiento normal, mientras más elevada es la intensidad que traviesa el transformador, mayor puede ser la corriente diferencial sin que por ello se originen disparos intempestivos.

En las figuras nº 5 a 6 del anexo se representan el esquema de funcionamiento de la protección así como la conexión entre los trafos de corriente y el relé diferencial.

Los transformadores de corriente asociados a un arrollamiento en estrella se conectan en triángulo, y los pertenecientes a un arrollamiento en triángulo, se conectan en estrella.

3.3. PROTECCIÓN MASA - CUBA

Es una protección eficaz para las faltas a tierra. Consiste en disponer en la puesta a tierra de la cuba, un transformador de corriente de tipo exterior, y aislar totalmente de tierra, tanto el transformador como otros elementos auxiliares.

Caso de cortocircuito a tierra, la intensidad de descarga es acusada por el trafo de intensidad correspondiente que acciona un relé de sobreintensidad, el cual puede dar orden de disparo al interruptor.

Normalmente, el transformador de intensidad es de tipo exterior, sin primario bobinado, con potencia comprendida entre 15 y 30 va y clase de precisión de 5p20; se suele montar adosado a la cuba del transformador al que debe proteger. Debe prestarse especial al aislamiento a tierra del transformador principal. Dos son los procedimientos normalmente empleados: el primero, consisten en interponer entre las ruedas propiamente dichas y los raíles, unos calzos aislantes (normalmente basándose en fibra de vidrio con resina epoxy). En el segundo procedimiento, se dispone una placa aislante entre el soporte de las ruedas y la base del transformador, aislando convenientemente los tornillos de fijación de ambos conjuntos.

En ambos casos es conveniente aislar de la cuba del transformador, las cabinas de control y de accionamiento del conmutador si las hubiese, con objeto de evitar que un cortocircuito a tierra de la tensión auxiliar, pueda provocar un disparo extemporáneo.

3.4. CHIMENEAS DE EXPLOSIÓN Y VÁLVULAS AUTOMÁTICAS DE ALIVIO

Son dispositivos que cumplen una misma función: la de preservar la integridad de ciertos elementos exteriores del transformador (bornas, cuba, tapa, etc.) Caso de una avería interna que provoque un aumento súbito de la presión interior, bien por la gran cantidad de gases desprendidos, ó por el desplazamiento violento de grandes masas de aceite. Esta sobrepresión, de no liberarse de forma inmediata puede ocasionar la rotura de las porcelanas de las bornas, del tubo del ruptor en el conmutador en carga, y de deformar, ó en casos extremos, producir roturas en la cuba ó tapa del transformador.

La actuación de estos dispositivos de protección se detecta bien por sus efectos, al liberar la presión se libera también cierta cantidad de aceite, ó bien por la actuación de los contactos para accionamiento del disparo del interruptor con los que generalmente se equipan.

En general, los transformadores de distribución, no suelen disponer de esta clase de protección, sin embargo en los transformadores del tipo “sellado” o sin conservador, es normal el montar una pequeña válvula de sobrepresión que efectúa una función similar.

3.5. SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DE ACEITE

Como es sabido, uno de los elementos fundamentales del transformador es el dieléctrico líquido: generalmente aceite. Para la preservación del mismo básicamente existen dos sistemas, a saber:

- Sistemas de preservación a presión constante.
- Sistemas de preservación a presión variable.

Por su importancia y difusión en Europa, nos referiremos exclusivamente al del conservador ó depósito de expansión a presión constante.

El conservador, tiene por misión el permitir la dilatación del aceite de la cuba del transformador. Los calentamientos del aceite debidos a las variaciones de carga, se traducen en dilataciones ó contracciones de la masa de aceite contenida en la cuba. Estas diferencias de volumen son las que regula el conservador, manteniendo siempre una presión constante, generalmente la atmosférica.

Consiste en un recipiente de tamaño adecuado, generalmente cilíndrico, que situado a un nivel superior al de la cuba del transformador, está en comunicación con éste mediante una tubería. El aceite fluye del transformador hacia el conservador por efecto de la dilatación; cuando la carga baja, la temperatura disminuye y como consecuencia el volumen del aceite, circulando éste ahora, del conservador al transformador por gravedad.

Para vigilar el correcto funcionamiento del sistema, se disponen elementos auxiliares de protección, tales como niveles y desecadores de aire.

El nivel, está destinado a vigilar que la altura del aceite en el conservador sea la adecuada con objeto de mantener siempre cubiertas con aceite las partes en tensión del transformador. Se distinguen dos tipos: los de comunicación (el aceite pasa del conservador al nivel) que permite una observación directa, y los de tipo magnético.

Generalmente, estos últimos disponen de contactos para accionar alarmas ó disparo por bajo (ó alto) nivel.

Para mantener la presión constante en el conservador (la atmosférica), es preciso exista una comunicación entre aquel y el exterior; los desecadores tienen como misión el filtrar el polvo y eliminar la humedad del aire que penetra en el conservador, aire que al estar en comunicación con el aceite, debe llegar en las mejores condiciones.

Los desecadores disponen de un recipiente con una cantidad de aceite donde el aire procedente del exterior, es obligado a pasar, dejando en aquél las partículas sólidas en suspensión que pudiese tener; posteriormente, el aire pasa a través del elemento desecador (gel de sílice) antes de llegar al interior del conservador.

Una variante del sistema de conservación a presión constante que se utiliza con cada vez con más frecuencia, especialmente en transformadores de responsabilidad, es la denominada de balón ó diafragma separadores. Tiene por objeto el evitar que el aire exterior esté en comunicación directa con el aceite del transformador, tal y como ocurre con el conservador convencional.

El sistema es muy simple; consiste en disponer una bolsa ó balón de caucho en el interior del conservador de forma que el aceite actúa sobre el exterior del balón, desinflándolo cuando él, volumen del aceite aumenta, e inflándolo (por depresión) cuando disminuye. El interior del balón, está conectado con el exterior mediante una tubería, lo que permite que el sistema trabaje siempre a presión atmosférica. El desecador en este caso, también se dispone y con la misma misión: mantener seco el aire que penetra en el interior del balón. De no montarse, el aire húmedo al penetrar en un recinto caliente, se condensaría dando lugar a bolsas de agua que dificultarían el funcionamiento correcto del sistema.

Una variante del sistema anterior, es la denominada “de diafragma”. Consiste en interponer una membrana de caucho de forma que el conservador quede dividido en dos cámaras de volumen variable, la inferior llena de aceite, y la superior en contacto con la atmósfera; esta comunicación se efectúa igualmente a través de un desecador de aire.

Los sistemas de preservación de aceite a presión variable, se utilizan casi exclusivamente en transformadores de distribución y de mediana potencia.

Básicamente consiste en disponer en la parte superior de la cuba una zona con aire o gas inerte que está sometida a mayor o menor presión en función de la variación de volumen del aceite. Con objeto de limitar la sobrepresión interna a valores no peligrosos se dispone de una válvula de alivio.

En ciertos casos la cámara de expansión se conecta a una botella de aire seco o nitrógeno, que mediante una válvula de admisión automática repone el gas que pueda perderse por pequeñas fugas.

3.6. PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Determinadas averías pueden provocar la rotura violenta de las bornas, e incluso producir fisuras en la cuba ó tapa del transformador, dejando escapar aceite en ignición.

La protección que vamos a describir tiene dos objetivos fundamentales: en primer lugar, sofocar el incendio para evitar su propagación a otras partes de la instalación, y el segundo, limitar los daños al propio transformador, en la medida de lo posible.

Dos son los sistemas más comúnmente utilizados:

a) Sistema de vaciado de aceite y rellenado de nitrógeno.

Consiste en el vaciado rápido del aceite del transformador para insuflar nitrógeno por la parte inferior del transformador, de forma que el gas borboteando a través del aceite se acumula en la parte superior de la cuba desplazando al aire y creando una cámara inerte, con lo cual se consigue eliminar el comburente y que el incendio se extinga por si solo, además de evitar la entrada de agentes contaminantes, con lo que se cumple con los dos objetivos propuestos.

El sistema atiende tanto a la prevención de explosión como a la extinción del incendio interior y está formado por los siguientes elementos:

- Botella de nitrógeno.
- Tanque para vaciado del aceite.
- Obturador automático del aceite del conservador.
- Tuberías y válvulas de comunicación del equipo en el transformador.
- Detectores de incendio.
- Cabina de control automático.

La secuencia de funcionamiento puede observarse en la figura nº 4

b) Ducha de agua a presión sobre el transformador.

Es un sistema simple y bastante eficaz para reducir el incendio, pero solo cumple el primero de los objetivos propuestos. Consta de una serie de tuberías con proyectores que rodean convenientemente al transformador a la altura de la tapa. El sistema puede ser accionado además de manualmente de forma automática al ser activado el sistema mediante una serie de detectores dispuestos convenientemente.

Una variante de este sistema es la de proyectar agua finamente pulverizada por todo el contorno del transformador.

4. ACCESORIOS: DESCRIPCIÓN Y MANTENIMIENTO

ACCESORIOS: DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO

ÍNDICE

1. BORNAS

- 1.1. BORNAS CON CUERPO AISLANTE SÓLIDO (PORCELANA)
- 1.2. BORNAS CONDENSADORAS

2. CAMBIADORES DE TOMAS EN VACÍO Y EN CARGA

- 2.1. CAMBIADORES DE TOMAS “EN VACÍO”
- 2.2. CAMBIADORES DE TOMAS EN CARGA
 - 2.2.1. CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA SISTEMA “JANSEN”
 - 2.2.2. CAMBIADOR SISTEMA “JANSEN” TIPO “SELECTOR-RUPTOR”
 - 2.2.3. CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA SISTEMA “BOTELLA DE VACÍO”

3. EQUIPO DE REFRIGERACIÓN

- 3.1. RADIADORES DE ALETAS
- 3.2. RADIADORES DE TUBOS
- 3.3. VENTILADORES
- 3.4. MOTOBOMBAS
- 3.5. INDICADORES Y DETECTORES DE CIRCULACIÓN DE ACEITE
- 3.6. AEROREFRIGERANTES
- 3.7. HIDROREFRIGERANTES

4. RELE “BUCHHOLZ”

5. DETECTORES DE TEMPERATURA

- 5.1. TERMÓMETROS DE ACEITE
- 5.2. TERMOSTATOS

5.3. SONDAS TERMOMÉTRICAS

5.4. IMAGEN TÉRMICA

6. OTROS APARATOS DE PROTECCIÓN

6.1. SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DE ACEITE: CONSERVADORES O DEPÓSITOS DE EXPANSIÓN

6.2. DESECADORES DE AIRE

6.3. INDICADORES DE NIVEL

6.4. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBREPRESIONES INTERNAS

6.4.1. DIAFRAGMAS DE SEGURIDAD

6.4.2. VÁLVULAS AUTOMÁTICAS DE ALIVIO

6.5. VÁLVULA DE RETENCIÓN AUTOMÁTICA

6.6. SISTEMAS CONTRA INCENDIOS

ACCESORIOS: DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO

1. BORNAS

Función.

Uno de los elementos fundamentales del transformador son las bornas o pasatapas, que como es sabido tienen como función la de servir de interconexión entre los bobinados y las redes externas, y que por una parte, han de conducir la corriente y por otra, aislar el conductor a su paso a través de la tapa o cuba del transformador y conseguir la estanqueidad necesaria para evitar el escape del dieléctrico.

Podemos establecer las siguientes clasificaciones:

- Según estructura del cuerpo aislante: bornas con aislamiento sólido (tipo din) y bornas condensadoras.
- En función de los medios que interconectan: bornas aceite-aire, aceite-aceite y aceite-gas (SF_6).

En las bornas con aislamiento sólido, el máximo gradiente de potencial se produce al paso del conductor por el orificio practicado en la tapa; este gradiente lo soporta tanto la porcelana como el aceite existente entre aquella y el conductor, de ahí, que actualmente no se utilicen para tensiones superiores a los 52 kV de tensión máxima de red, puesto que para tensiones mas elevadas, el gran tamaño de la porcelana y la cantidad de aceite interpuesto las hacen prácticamente inviables.

Para poder elevar el nivel de tensión en las líneas de transporte se requería diseñar bornas para los transformadores de dimensiones adecuadas y fiables.

Estos requerimientos dieron lugar al desarrollo de la borna tipo condensador, el principio de funcionamiento está basado en reducir de forma progresiva el gradiente de potencial hasta hacerlo cero a su paso por el orificio de la tapa.

La borna condensador a está compuesta por los mismos elementos que la borna con aislamiento sólido, pero incorporando una estructura condensador a.

El condensador (ubicado en el interior del cuerpo de porcelana y rodeando al conductor) está formado por varias capas metálicas separadas por láminas aislantes. La primera capa del condensador se conecta al conductor, es decir está al 100% de potencial, y la más externa se une a tierra, de esta forma la tensión se reparte entre todas las capas del condensador de manera uniforme.

En este tipo de bornas, la porcelana básicamente realiza una función mecánica, es decir se utiliza para proteger el condensador y rigidizar el conjunto.

1.1. BORNAS CON CUERPO AISLANTE SÓLIDO (PORCELANA)

Estas bornas, denominadas también tipo “bornas din”, están compuestas básicamente por los siguientes elementos:

- Un **cable o varilla conductora** elemento de unión entre el bobinado y la línea exterior.
- Un **cuerpo de porcelana** que envuelve al conductor aislándolo a su paso por la tapa.
- Una **caperuza** metálica dotada de un sistema de aprieto, que mediante una junta anular semi-tórica de neopreno realiza un cierre hermético con la porcelana y evita la salida del aceite del transformador. La caperuza dispone de un orificio normalmente tapado con un tornillo roscado que permite efectuar el purgado de aire.

Suele llevar también otro taladro roscado para alojar el descargador superior.

- En unos casos una **brida metálica**, y en otras piezas de presión (“garras”) individuales que sirven de elemento de presión para mantener rígidamente unida la borna a la tapa del transformador.
- Una **junta** (plana o toroidal) se monta entre borna y la tapa para asegurar la estanqueidad y evitar el derrame de aceite.

El aceite del transformador (excepto en transformadores de distribución del tipo “sellado”) debe bañar totalmente el espacio entre la parte interior de la porcelana y el conductor, de ahí la necesidad de disponer de un tornillo de purga que permita evacuar el aire que pueda quedar ocluido en el interior de la borna.

Actualmente la gama de utilización de estas bornas se extiende desde 1 kV a 52 kV de tensión máxima de red y desde 250 a los 3.150 a de intensidad nominal.

Ver figuras nº 2 a 5 del anexo cap- IV-BORNAS.

1.2. BORNAS CONDENSADORAS

Las bornas condensadoras constan básicamente de los siguientes elementos:

- **Cable o varilla conductora:** por un extremo mediante un conductor, se une al bobinado y por el otro se conecta a una pieza metálica terminada en un perno externo para efectuar la conexión a la línea exterior con un conector de presión. Generalmente se utiliza cable flexible hasta los 800 a, y varilla rígida para intensidades mayores. Esta varilla termina en un deflector, elemento metálico de forma redondeada y puesto a potencial con objeto de uniformizar el campo eléctrico en torno a la unión.

En este último caso, la unión del cable del bobinado a la borna queda dentro de un receptáculo

- **Condensador:** bobinado sobre un tubo metálico puesto a potencial y que rodea al conductor (cable o varilla).
- **Cuerpo de porcelana** que envuelve al condensador protegiéndolo y rigidizando el conjunto y bañado por aceite propio. Incorpora una brida metálica como elemento de unión a la tapa del transformador.

- **Carcasa:** que sirve como depósito conservador para la expansión del aceite de la borna; generalmente dispone de un indicador de nivel y un tapón para relleno del aceite propio de la borna. Este mismo orificio (situado en la parte superior de la carcasa) sirve para la verificación del nivel de aceite de la borna cuando ésta carece de nivel.
- **Toma capacitiva:** es un dispositivo que permite (a voluntad) el conectar o desconectar a tierra la última capa del condensador con objeto de verificar el estado del aislamiento del mismo. Consiste en una pequeña caja dentro de la cual se ubica un terminal unido internamente al condensador; un tapón roscado (o atornillado) a la caja, protege al terminal y lo pone a tierra mediante una pinza interna.

Para efectuar medidas de aislamiento y capacidad se desmonta el tapón quedando entonces el terminal libre y a la vista, y por tanto el condensador aislado y dispuesto para medidas.

El aislamiento del condensador puede ser de tres tipos:

- Rbp (resin-bonded paper): para el condensador de estas bornas se utiliza papel tratado con resina (papel bakelizado). Durante la fabricación del bobinado del condensador se da calor al conjunto con objeto de conseguir la polimerización de la resina que impregna el papel. Actualmente las bornas de este tipo han dejado de fabricarse, aunque existen muchas unidades aún en servicio
- Rip (resin impregnated paper): son aquellas en las que se utiliza papel sin tratamiento alguno, y posteriormente una vez finalizado el bobinado sufren un proceso de impregnación y secado en resina bajo vacío.
- Oip (oil-impregnated paper): este tipo utiliza igualmente papel sin tratar, y finalizado el bobinado tras un cuidadoso secado se impregna de aceite también bajo vacío.

La porcelana de las bornas del tipo aceite-aceite o aceite-sf₆ son lisas, es decir carecen de “rizos” ya que el dieléctrico en que van inmersas tiene una capacidad aislante muy superior a la del aire.

Ver figuras nº 6 a 16 del anexo-cap IV bornas.

2. CAMBIADORES DE TOMAS EN VACÍO Y EN CARGA

Función.

Son aparatos destinados a modificar la tensión de una línea mediante dispositivos que varían el número de espiras activas en el transformador. Existen dos tipos de aparatos según se modifique la tensión con el transformador desconectados de las líneas (cambiadores “en vacío”) o con el transformador con tensión y carga.

2.1. CAMBIADORES DE TOMAS “EN VACÍO”

Los cambiadores de tomas en “vacío” o “ajustadores de tensión”, son dispositivos destinados a regular la tensión de una línea o sistema con el transformador desenergizado, es decir desconectado de las redes primarias y secundarias.

El término cambiador de tomas en “vacío” es impropio, y proviene que inicialmente existían dispositivos que permitían modificar la tensión con el transformador energizado pero sin carga, es decir los cambiadores solamente tenían capacidad para cortar la corriente de vacío. Debido a los numerosos problemas de funcionamiento que ofrecían dejaron de fabricarse, pero el término ha permanecido vigente hasta ahora.

El campo de aplicación de estos dispositivos es limitado:

- Tensión máxima: hasta la serie 145 kV
- Intensidad máxima: no suelen superar los 2.000 A en los tipos mayores.
- N° de posiciones: máximo 5, excepcionalmente en tipos pequeños pueden llegar a las 7.
- margen de regulación: normalmente $\pm 5\%$ y excepcionalmente $\pm 10\%$

Existen diversos tipos constructivos en el mercado, pero básicamente responden a dos ejecuciones:

- Ajustadores o cambiadores de tomas del tipo “lineal”.
- Ajustadores o cambiadores de tomas del tipo “rotatorio”.

- 1 los del tipo “lineal” suelen utilizarse preferentemente en transformadores de distribución o pequeña potencia, y constan de:
 - Una regleta aislante donde se insertan los contactos fijos (unidos por un extremo a las salidas del bobinado).
 - Una regleta deslizante que incorpora los contactos móviles, regleta que en uno de sus extremos lleva tallado dientes de engranaje.
 - Piñón movido por un eje de accionamiento que engrana con la regleta deslizante.
 - Volante de accionamiento con sistema de enclavamiento por “gatillo” o candado para inmovilizar el mismo en cada posición y evitar que el cambiador pueda quedar situado entre dos posiciones consecutivas.

- 2 los ajustadores de tensión tipo “rotatorio” se utilizan preferentemente en transformadores de gran potencia y generalmente lo componen los siguientes elementos:
 - Cabeza para fijación a la tapa del transformador, donde se ubica o bien el volante de accionamiento o el reenvío de la transmisión, según los casos.
 - Un eje de accionamiento que porta los contactos móviles.
 - Una estructura aislante compuesta de varios largueros dispuestos en círculo que soportan los contactos fijos. En otros casos, la estructura aislante es sustituida por un tubo aislante donde se montan los contactos fijos.
 - Volante de accionamiento situado sobre la tapa del transformador. En otros casos el volante se ubica a nivel del suelo, y mueve el ajustador por medio de transmisión compuesta por ejes y reenvíos, bien de forma manual o mediante un accionamiento eléctrico. En este último caso es imprescindible el montar un sistema de bloqueo del accionamiento, combinado con el interruptor principal, de tal modo que no pueda operarse el ajustador sin estar abierto el interruptor principal.

Ver figuras nº 1 a 5 del anexo IV-CT.

2.2. CAMBIADORES DE TOMAS EN CARGA

Función.

Son aparatos destinados a modificar la tensión de una línea o sistema con el transformador plenamente operativo.

Existen varios tipos según el principio de funcionamiento: inserción de resistencias o impedancias, botella de vacío, etc.

Actualmente el de aplicación generalizada es el de inserción de resistencias (tipo “Jansen”) aunque últimamente se empieza a aplicar en determinados casos el tipo de “botella de vacío”.

2.2.1. CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA SISTEMA “JANSEN”

El de inserción de resistencias denominado comúnmente sistema “Jansen”, en honor a su inventor el alemán dr. Jansen, es el utilizado casi de forma exclusiva por la mayoría de fabricantes.

El principio de funcionamiento es simple, consiste en insertar resistencias ó impedancias de determinado valor en el momento de la apertura del circuito, con objeto de minimizar el arco que se origina por dicha apertura, reduciendo su energía a límites aceptables.

Los principales elementos de que consta son:

- Selector de tomas o preselector.
- Ruptor.
- Cabezal del cambiador.
- Mecanismo de accionamiento por motor.

Selector de tomas ó preselector: dispositivo destinado a seleccionar previamente las conexiones de las tomas de regulación; es recorrido por la corriente, pero no la interrumpe y es utilizado conjuntamente con el ruptor.

Normalmente este dispositivo va sumergido en el aceite del transformador.

Ruptor: dispositivo de corte utilizado conjuntamente con un selector de tomas para conducir, establecer y cortar las corrientes en los circuitos que han sido seleccionados previamente.

El movimiento del dispositivo (basculante o rotatorio según tipos) se consigue mediante la actuación de un juego de resortes.

Básicamente consiste en un cilindro o receptáculo aislante y estanco, y en su interior bañados en aceite se ubican los siguientes elementos:

- Juego de contactos principales: son los que conducen la corriente de paso, y entre ellos y el bobinado de regulación no hay resistencias de paso y no cortan ninguna corriente.
- Juego de contactos de paso: van conectados en serie a un juego de resistencias de paso, y establecen y cortan la corriente.
- Impedancia de paso: resistencia o reactancia que comprende uno o varios elementos que puentea la toma en servicio con la siguiente que va a ponerse en servicio, a fin de transferir la carga de una toma a otra sin interrumpir la corriente de carga ni modificarla sensiblemente, limitando al mismo tiempo la corriente de circulación durante el tiempo en que las dos tomas están siendo utilizadas.

Cabezal del cambiador: elemento situado generalmente sobre la tapa del transformador, y que sirve de soporte al selector de tomas y al ruptor.

Algunos tipos ubican en su interior el dispositivo o mecanismo de acumulación de energía destinado a mover muy rápidamente los contactos del ruptor.

Disponen de distintas bridas de conexión para el llenado y vaciado de aceite así como de los gases que se producen en cada operación como consecuencia de la descomposición del aceite por el arco.

Mecanismo de accionamiento por motor: dispositivo destinado a ordenar y controlar el movimiento de cambiador de tomas en carga.

Comprende básicamente en un armario estanco de fundición de aluminio dotado de puerta. Al abrir ésta queda a la vista un panel que dispone de dos selectores: uno para la maniobra de cambio de toma (subir-bajar) y otro de tres posiciones, mando local-desconexión-mando remoto; mirilla para la indicación de la posición de trabajo y de progreso del cambio de posición.

En el interior del armario se encuentran los siguientes elementos:

- Motor eléctrico: con dispositivo reductor (cárter o correa dentada) y dispositivo de inversión del sentido de giro.
- De marcha paso a paso: dispositivos eléctricos y mecánicos que paran el mecanismo de accionamiento por motor después de un cambio de tomas, independientemente de la acción del dispositivo de mando.
- Indicador de posición de toma: dispositivo eléctrico y/o mecánico que indica en que toma se encuentra el cambiador, pueden ser del tipo numérico o de aguja rotatoria.
- Indicador de cambio de toma en curso: dispositivo que indica que el mecanismo de accionamiento por motor está en marcha.
- Interruptor fin de carrera: dispositivo electromecánico que evita la maniobra del cambiador de tomas más allá de las posiciones extremas, pero que permite maniobras en el sentido opuesto.
- Fin de carrera mecánico: elemento mecánico que evita la maniobra del cambiador de tomas mas allá de las posiciones extremas, bien por fallo del interruptor fin de carrera o caso de accionamiento manual del mecanismo por motor; en cualquier caso debe permitir maniobrar en sentido opuesto.
- De marcha en paralelo: dispositivo de mando eléctrico destinado a maniobrar varios cambiadores de tomas en carga hacia una posición deseada y común. Este dispositivo es totalmente necesario en el caso de transformadores monofásicos constituyendo un banco trifásico.

- De parada de emergencia: dispositivo eléctrico y/o mecánico para detener el mecanismo de accionamiento por motor en cualquier instante, de tal manera que deba realizarse una acción especial antes de que pueda comenzar el siguiente cambio de toma.
- De bloqueo por sobrecorriente: dispositivo eléctrico que impide e interrumpe la maniobra del mecanismo de accionamiento por motor durante el tiempo que una sobrecorriente superior a un valor fijado circula por los arrollamientos del transformador.
- De restablecimiento: dispositivo mecánico y/o eléctrico que permite al accionamiento por motor finalizar la operación de cambio de toma ya iniciada después de una interrupción de la tensión de alimentación.
- Contador de maniobras: dispositivo que indica el número de cambios de posición realizados.
- Maniobra manual del mecanismo de accionamiento por motor: maniobra del cambiador de tomas a mano por un dispositivo mecánico que impide al mismo tiempo la maniobra por el motor eléctrico.

Ver figuras nº 6 a 16 y 44 a 48 del anexo IV-CT.

2.2.2. CAMBIADOR SISTEMA “JANSEN” TIPO “SELECTOR-RUPTOR”

Basado en el mismo principio eléctrico de funcionamiento, existe un tipo de cambiador de tomas más compacto y de reducidas dimensiones ya que combina en un solo cuerpo el selector de tomas y el ruptor.

Consta de un cilindro estanco de material aislante, en el interior del cual se ubican en un solo cuerpo tanto el selector de tomas como el ruptor. Exteriormente solo aparecen los contactos necesarios para unir las salidas del bobinado de regulación al cambiador.

Normalmente se fabrican para tensiones inferiores o iguales a los 66 kV y para intensidades que en los modelos trifásicos no superan los 800 a, pudiendo alcanzarse en el caso de los monofásicos hasta los 1.200 A.

Tensiones e intensidades superiores darían como resultado cambiadores de grandes dimensiones que hacen inviable su utilización.

El accionamiento se efectúa con un mando a motor igual al descrito para el tipo anterior.

Recientemente se ha desarrollado un tipo de cambiador de tomas en carga basado en el principio de la extinción del arco dentro de un recipiente al cual se le ha efectuado el vacío.

Ver figuras nº 17 a 26 del anexo IV-CT.

2.2.3.CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA SISTEMA “BOTELLA DE VACÍO”

Este cambiador está especialmente indicado en transformadores secos por sus reducidas dimensiones y la ausencia de dieléctrico líquido, aunque también se empieza a aplicar en transformadores de pequeña y media potencia y tensiones hasta 66 kV.

A diferencia del sistema “Jansen” el de botella de vacío consiste básicamente en un selector de tomas asociado a un recipiente o botella aislante de material cerámico en el cual se ha efectuado el vacío y dentro del cual al conmutar se produce la apertura del circuito, que al carecer de aire y por el mismo principio de funcionamiento que los interruptores, el arco se extingue. El sistema se complementa con una serie de contactos accionados por levas que se mueven en determinada secuencia en cada conmutación.

Los componentes de la botella de vacío son los siguientes:

- Cuerpo cerámico estanco envolvente.
- Contactos fijos y móviles: principales de corte, de transición y de seguridad.
- Fuelle metálico.
- Pantalla de protección.

Existen tipos específicos para su utilización en transformadores secos y otros para transformadores sumergidos.

El accionamiento del cambiador se realiza con un mando igual a los utilizados por los cambiadores de tomas sistema “Jansen”.

Ver figuras nº 27 a 43 del anexo IV-CT.

3. EQUIPO DE REFRIGERACIÓN

Función.

El equipo de refrigeración tiene como misión el evacuar el calor generado por las pérdidas producidas en el transformador (pérdidas de excitación y carga) de forma rápida para evitar calentamientos indeseables en los aislantes que acortan la vida de los mismos y por tanto del transformador.

3.1. RADIADORES DE ALETAS

Descripción.

El sistema de refrigeración más corriente para el enfriamiento de los transformadores, está basado en la circulación natural del aceite, originada ésta, por la caída térmica del mismo.

Con este sistema de refrigeración, el cambiador de calor por excelencia, es el radiador de aletas. El radiador, de construcción metálica, totalmente soldada, con secciones de refrigeración verticales, en las que el aceite, circula y se enfría. Todos los elementos refrigerantes, (chapas de acero estampadas en prensa y soldadas eléctricamente de 1 ó 1,2 mm. De espesor según los casos), están soldados en sus extremos, a un colector metálico que a su vez, dispone de los elementos necesarios para su acoplamiento a la cuba del transformador.

Los radiadores de aletas han modificado su forma y anchura a lo largo del tiempo, actualmente el radiador para los transformadores de potencia, está normalizado en cuanto a la anchura de la aleta (520 mm.), variando el número de éstas y la distancia entre colectores, en función de las necesidades de superficie de refrigeración.

Dada la pequeña sección útil de paso de aceite por elemento, el contenido del mismo, es mínimo, por metro cuadrado de superficie de refrigeración.

Todas las soldaduras, son exteriores, lo cual permite una rápida y fácil reparación en caso necesario.

Al no tener ninguna superficie plana horizontal, no presenta peligro de oxidación por retención de agua.

Cada radiador está equipado con anillas para elevación, un tapón de purga, en la parte superior, y otro para vaciado en la inferior.

Todos los radiadores, van protegidos interiormente, y pintados exteriormente con un proceso que garantiza una buena conservación en servicio intemperie. Como alternativa se pueden suministrar galvanizados en caliente.

En ciertos casos pueden estar dotados de una toma para acoplamiento a motobomba, caso de que se quiera forzar la circulación del aceite.

Sus acoplamientos (superior e inferior) a la cuba del transformador, se hacen generalmente a través de válvulas que permiten independizarlos en cualquier momento, aunque en transformadores de menor potencia los radiadores van soldados directamente a la cuba.

Funcionamiento.

Como ya hemos indicado, la circulación del aceite en los radiadores se produce por convección, el aceite al calentarse por efecto de las pérdidas generadas en los bobinados y circuito magnético aumenta de volumen y por tanto tiende a subir a la parte superior de la cuba penetrando por el colector superior del radiador; dentro de éste y por efecto del aire ambiente, se enfría haciéndose mas pesado y por tanto baja a la parte inferior del radiador penetrando en el transformador a través de colector inferior, estableciéndose por tanto una circulación de arriba hacia abajo en el interior del tanque del transformador y de arriba hacia abajo en el interior del radiador.

Ver figuras nº 1 a 3 del anexo cap.-IV-REFR.

3.2. RADIADORES DE TUBOS

Descripción

Aunque actualmente no se monta este tipo de radiador, básicamente por el costo de fabricación y por las dificultades para repintar, se incluye su descripción pues son bastantes los transformadores contruidos hace 20-25 años que los llevan.

Si bien el funcionamiento del radiador de tubos es idéntico al de aletas, su construcción presenta diferencias notables.

El radiador de tubos está constituido por una serie de tubos de acero de sección circular (u oval) unidos en su parte superior e inferior a un tubo colector formando una especie de “arpa”. El radiador lo forman varias de estas “arpas” unidas a un colector superior y otro inferior.

Este tipo de radiador dejó de utilizarse por las desventajas que presenta frente a los de aletas:

- Mayor cantidad de aceite.
- Mayor peso del radiador vacío.
- Dificultad para reparar o repintar al tratarse de un conjunto muy compacto.

Funcionamiento.

La circulación y enfriamiento del aceite en estos radiadores se produce igualmente por convección.

Ver figura nº 4 del anexo cap.-IV-REFR.

3.3. VENTILADORES

Descripción

Son máquinas rotativas capaces de desplazar una determinada masa de aire.

El ventilador, se compone de:

- Elemento rotativo.
- Soporte.
- Motor.
- Caja de conexiones.

El elemento rotativo, puede ser una hélice ó un rodete. Se llama hélice, si la dirección de salida del aire impulsado, es paralela al eje de la misma. Este último tipo es el usado en los transformadores sumergidos en baño de aceite.

Generalmente, la hélice puede mover grandes volúmenes, aumentando poco su presión estática. Por lo común, la hélice es de aluminio resistente a la corrosión de ambientes marinos y otros o en ciertos casos de fibra de vidrio, poliéster o similar.

Tanto el motor, como la caja de conexiones, tienen un grado de protección: IP 55.

En los ventiladores de rodete la dirección del flujo del aire es perpendicular al eje giro; mueven volúmenes de aire sensiblemente inferiores a los de hélice y se utilizan principalmente en transformadores secos.

Funcionamiento

Se emplean en transformadores, cuando deseamos forzar la circulación natural del aire, pasando de un sistema de refrigeración ONAN a ONAF ú OFAF.

Puede ponerse en funcionamiento, de forma manual ó automática, mediante un interruptor-selector de varias posiciones, el cual, en su posición de automático, es controlado mediante un termostato, ajustado éste, para que al llegar el aceite a determinada temperatura, automáticamente, se pongan en marcha, ó se paren los ventiladores.

Los ventiladores helicoidales, según su construcción, pueden instalarse para soplado horizontal ó vertical, según diseño del transformador.

Los de soplado horizontal se sitúan preferentemente en la parte superior del radiador, mientras que los de soplado vertical lo hacen en la parte inferior. Ambos sistemas, desde el punto de vista de funcionamiento y mantenimiento, presentan ventajas e inconvenientes.

Ver figura nº 11 del anexo cap.-IV-REFR.

3.4. MOTOBOMBAS

Descripción

La motobomba, es usada con distintos intercambiadores de calor (radiadores, aerorefrigerantes e hidrefrigerantes); su misión consiste en acelerar la circulación del aceite en el transformador.

Se utilizan dos clases: motobombas centrífugas y helicoidales.

Motobombas centrífugas.

Estas generan un caudal elevado, pero en estado de reposo presentan una gran pérdida de carga, por lo cual su uso está especialmente indicado para aerorefrigerantes, es decir cuando necesariamente la motobomba deba estar funcionamiento para el correcto comportamiento del sistema.

Pueden montarse en posición horizontal como vertical, tanto a la entrada como a la salida de los aerorefrigerantes.

Están compuestas de: cuerpo, rodete y caja de bornas, totalmente estanca. Tanto el rodete como el motor, están sumergidos en aceite, lo que da una completa garantía de funcionamiento, al estar estos, perfectamente refrigerados.

Al tener mayor caudal trabajan más revolucionadas por lo que suelen tener un nivel de ruido superior al de las bombas helicoidales.

Motobombas helicoidales

A igualdad de potencia, éstas tienen menos caudal que las centrífugas, pero con una pérdida de carga pequeña, por lo cual están especialmente indicadas para la refrigeración de tres etapas: ONAN-ONAF-OFAF (radiadores+ventiladores+bombas), ya que permite una circulación de aceite suficiente cuando las motobombas están paradas.

Ver figuras nº 13 a 15 del anexo cap.-IV-REFR.

3.5. INDICADORES Y DETECTORES DE CIRCULACIÓN DE ACEITE

Descripción

Consta de un cuerpo de fundición, en cuyo interior se aloja el mecanismo de actuación, compuesto por una lámina o lengüeta metálica muy fina y un juego de resortes. La lengüeta se inserta dentro de la tubería que une la motobomba al transformador, de forma que la presión del flujo de aceite empuja a la lengüeta desplazándola de su posición de reposo; cuando la presión cesa, los resortes llevan a la lámina a la posición de reposo.

El cuerpo del aparato lleva grabada exteriormente una flecha que indica el sentido de circulación del fluido.

Se completa el aparato con una caja de conexiones y un microrruptor.

Funcionamiento

El indicador o detector de circulación de aceite, en el caso de los transformadores, se utiliza para señalar la circulación o no de aceite en el circuito de refrigeración.

Existen dos tipos: el detector y el indicador. El funcionamiento de ambos es idéntico salvo que el primero solo dispone de un microrruptor, que acciona una indicación de la eléctrica del estado de marcha-paro de la bomba y por tanto de la circulación o no del aceite. El indicador dispone además de una esfera con aguja que permite visualmente ver si existe o no circulación del fluido.

Puede funcionar tanto en posición horizontal como vertical y debe instalarse siempre a la salida de la motobomba, es decir:

- Entre motobomba y transformador si aquélla se ubica en la tubería inferior del transformador.
- Entre motobomba y entrada al equipo de refrigeración (radiador o aerorefrigerante) si se dispone en la tubería superior del trafo.

Va instalado, próximo a la bomba de aceite, y uno por cada bomba.

Ver figuras nº 16 a 18 del anexo cap.-IV-REFR.

3.6. AEROREFRIGERANTES

Descripción.

Cuando el sistema de refrigeración del transformador es forzado, refrigeración OFAF, (circulación forzada tanto del aceite como del aire), uno de los intercambiadores más empleados es el aerorefrigerante.

El aerorefrigerante, está compuesto por un conjunto de tubos (por el interior de los cuales circula el aceite) y dos o más ventiladores montados dentro de una caja o carcasa metálica. Los tubos, generalmente de aluminio, van provistos de aletas generadas del mismo tubo, las cuales sirven para aumentar la superficie de refrigeración.

Las extremidades de los tubos, están mandrinadas a presión a las placas tubulares que forman la base de los colectores superior e inferior con objeto de obtener una estanqueidad perfecta, colectores que mediante una tubería van unidos al transformador

El conjunto del intercambiador, precisa de una motobomba para forzar la circulación del aceite, así como una caja de conexiones con tomas para cada uno de los ventiladores y bomba; una de las tomas, es para la puesta a tierra del aparato.

Todo el conjunto se completa con válvulas de independización en la parte superior e inferior mas unos elementos elásticos interpuestos entre cuba del transformador y aerorefrigerantes denominados “compensadores de dilatación”, que tienen como misión el absorber las vibraciones del transformador y evitar que éstas se transmitan al aerorefrigerante.

Los aéreos pueden montarse verticalmente u horizontalmente, dependiendo del montaje en el transformador y del tamaño de este.

Funcionamiento.

La disipación del calor se produce, al impulsar la entrada del aceite en el transformador por medio de una motobomba ó al aspirar el aéreo el aceite caliente de la parte superior del transformador, y en ambos casos, hacerlo circular de arriba abajo, por el interior de los tubos aleteados, mientras el aire caliente es aspirado pasando a través de los tubos y alejado del transformador por medio de los ventiladores instalados.

Los aerorefrigerantes presentan ventajas notables sobre el sistema de refrigeración por radiadores: el conjunto del equipo resulta más económico y ocupan una menor superficie de terreno (lo que se traduce también en un menor coste de la subestación) para un mismo poder de disipación. Sin embargo presentan el inconveniente de que caso de fallo de la tensión auxiliar (paro de ventiladores y motobombas) prácticamente el transformador queda sin poder de refrigeración y por tanto en poco tiempo debe salir de servicio.

Los aerorefrigerantes comúnmente utilizados en España” son fabricados por “ARA” y “ABB”.

Se fabrican en potencias de disipación que oscilan entre los 80 y 300 kW por unidad.

Generalmente se disponen como mínimo 2 ó 3 unidades por transformador y siempre de forma que exista un exceso en la capacidad de refrigeración, de forma que caso de parada de una de las unidades las restantes sean capaces de disipar casi el 100% de las pérdidas a plena carga. Con esta disposición pueden dejarse inactivos uno o más aéreos cuando el transformador trabaje a potencia inferior a la nominal con el consiguiente ahorro energético.

Ver figuras nº 5 a 8 del anexo cap.-IV-REFR.

3.7. HIDROREFRIGERANTES

Descripción.

Con este nombre, denominamos a los intercambiadores de calor, que utilizamos, cuando el medio refrigerante secundario es el agua: refrigeración FOW. El conjunto hidrefrigerante está compuesto normalmente por: el intercambiador con una caja de aparatos de control, y termómetros correspondientes, motobombas para aceite, e indicadores de circulación de aceite y agua.

Es un potente intercambiador, de reducidas dimensiones, muy silencioso al carecer de ventiladores, pero tiene el grave inconveniente del coste del agua, de ahí que su utilización quede reducida bien a transformadores instalados en centrales hidráulicas (el agua fría se toma del río y una vez utilizada se vierte al mismo), en instalaciones a la orilla del mar o en subestaciones urbanas donde se requiera un muy bajo nivel de ruido; en este caso el agua se toma de la red urbana y se enfría mediante una torre de refrigeración lo que encarece de forma notable el coste de la instalación, además del elevado coste de mantenimiento por las mermas de agua del conjunto y el precio de ésta.

Funcionamiento.

La disipación de calor, se consigue en este intercambiador, haciendo circular el aceite caliente mediante una motobomba, por el exterior de un haz tubular, por cuyo interior circula agua fría. El calor del aceite, se transfiere al agua, que lo lleva al exterior.

Para obtener el máximo rendimiento del hidrefrigerante la temperatura de entrada del agua no debe sobrepasar los 25-26 °C. Temperaturas superiores reducen de forma notable el poder de disipación de estos aparatos, y en ningún caso la temperatura del agua de entrada debe ser superior a los 30 °C.

El conjunto lo componen normalmente el cambiador, una caja de aparatos de control para los manómetros, presostatos y termómetros para aceite y agua, motobomba para aceite e indicadores de circulación del aceite y agua.

El cambiador básicamente está constituido por:

- Un cuerpo cilíndrico de acero en cuyos extremos se ubican la entrada y salida de aceite.
- Un haz tubular con tuberías de cobre (para agua dulce) y de cobre-níquel para agua de mar. Los tubos se mandrinan a unas placas de acero para conseguir una perfecta estanqueidad y evitar fugas que mezclarían el aceite del transformador y el agua.
- Cabezales superior e inferior en acero para la entrada y salida de agua.
- Para verificar la seguridad de funcionamiento se dispone de una caja de aparatos de control donde se ubican dos juegos de manómetros y presostatos: uno para el aceite y otro para agua. En funcionamiento normal, la presión de circulación del aceite por el cambiador ha de ser superior a la del agua con objeto de que caso de fuga sea el aceite el que pase al caudal de agua y no al contrario.
- Termómetros, para indicar las temperaturas de entrada y salida del aceite y del agua, compuestos por los termómetros propiamente dichos y sus fundas y acoplamientos correspondientes que permiten el desmontaje de los mismos estando la instalación en funcionamiento.

Ver figuras nº 9 y 10 del anexo cap.-IV-REFR.

4. RELE “BUCHHOLZ”

Función.

El relé “Buchholz” o relé de detección de gases es un elemento imprescindible en la protección de transformadores ya que acusa numerosas situaciones de riesgo que ponen en peligro la integridad del mismo, sacándolo fuera de servicio caso necesario para limitar los posibles daños.

Como queda dicho en el capítulo de protecciones, siempre que existe producción de gases, ya sea por la formación de arcos eléctricos, descargas o descomposición de los aislantes, actúa la protección “Buchholz”.

El relé se monta intercalado en la tubería que une la tapa del transformador y el conservador, de ahí que en condiciones normales el cuerpo del mismo siempre esté lleno de líquido aislante.

Son tres las formas de actuación del relé:

- **Por acumulación de gases:**

Los calentamientos locales provocan la descomposición gradual de los aislantes sólidos y del líquido originan el desprendimiento de gases; éstos se van acumulando en el cuerpo del relé desplazando a los flotadores hacia abajo provocando la aparición primero de una señal de alarma y posteriormente el disparo del interruptor principal sacando al transformador de servicio.

- **Por movimiento violento del líquido aislante:**

Las descargas eléctricas de gran energía debidas a arcos eléctricos producen en brevísimo tiempo una gran masa de gases que provocan el desplazamiento violento del aceite (“golpe de ariete”) en el interior de la cuba y llegando hasta el relé provocando la sacudida violenta de los flotadores y produciéndose de forma simultánea la alarma y el disparo.

- **Fuga de aceite:**

La pérdida importante y súbita del líquido aislante provoca el descenso del nivel de aceite en la cuba y por tanto en la tubería de comunicación con el relé y en éste mismo, desplazándose los flotadores hacia abajo y originando igualmente la señalización de la alarma y disparo.

Descripción.

El relé está formado por un cuerpo de fundición dentro del cual existe una cavidad que aloja a uno ó dos flotadores (según los tipos) y permite la acumulación de gases en su interior. El cuerpo dispone de una o dos mirillas por las cuales puede observarse la cantidad de gas acumulada (al ir aquéllas graduadas en cm³) y también la posición de los flotadores. El relé lleva en ambos extremos bridas (o racores roscados en los tipos más pequeños) para el acoplamiento a la tubería que une la tapa del transformador con el depósito de expansión, ya que el aparato se intercala en esta tubería. En la parte superior tiene una caja de conexiones donde se alojan uno o dos micro-ruptores accionados por el movimiento de los flotadores, que conectan los correspondientes circuitos eléctricos de alarma y disparo. También, en la parte superior se monta un pulsador que permite accionar manualmente los flotadores para la comprobación del funcionamiento de los correspondientes circuitos eléctricos, así como un tubo de conexión con espita, bien para dar salida a los gases acumulados en el relé o para conectar una tubería que conduzca a aquéllos hasta un dispositivo de recogida de gases dispuesto a una altura tal que permita ser observado por una persona desde el nivel del suelo.

Este dispositivo consta de un cuerpo de fundición con una mirilla de cristal graduada en cm³. En la parte superior tiene una boquilla para el acoplamiento de una tubería, de pequeño diámetro y generalmente de cobre, que une el dispositivo con la espita ubicada en la parte superior del relé y mediante la cual los gases pasan del Buchholz al dispositivo; éste dispone igualmente en la parte superior de una espita que se utiliza tanto para la recogida de muestra de gases o para dar salida a los mismos, y en la parte inferior dos pequeños grifos: uno para la recogida de muestras de gas y aceite y otro para el vaciado del aparato.

Existen en el mercado tipos diversos de relés que cubren distintas necesidades, unos no actúan hasta determinada velocidad de circulación del aceite (1, 2 y 2,5 m/segundo) y otros insensibles a las vibraciones. La utilización de unos u otros viene condicionada por las características del transformador a proteger o por las de la instalación donde se ubique aquél.

Generalmente, mientras mayor es la potencia del transformador mayor insensibilidad a la circulación de aceite se exige.

Los relés montados en transformadores de centrales nucleares especialmente dentro de los ubicados en zonas con clasificación sísmica 1 ó 2, y en los que se instalan en las reactancias de potencia se exige sean insensibles a las vibraciones bien producidas por un terremoto o por las producidas por las reactancias, de ahí que existan en el mercado tipos que responden a estas exigencias y que se denominan “antisísmicos”.

Ver figuras nº 1 a 7 del anexo cap.-IV-BUCHHOLZ.

5. DETECTORES DE TEMPERATURA

Función.

Son aparatos destinados a proteger al transformador de temperaturas elevadas que puedan dañar a los aislantes sólidos (papel de los conductores) o al líquido aislante. Cuando se detecta una temperatura anormal, superior al rango preestablecido tanto en el aceite como en los bobinados, se produce en primera instancia la actuación del circuito de “alarma” y posteriormente si aquella sigue aumentando el cierre del circuito de “disparo” sacando al transformador de servicio.

Básicamente existen dos tipos de detectores: los de medida directa de la temperatura del líquido aislante, tales como los termómetros, termostatos y sondas termométricas y las “imágenes térmicas” que miden de forma indirecta la temperatura del punto más caliente de los bobinados.

5.1. TERMÓMETROS DE ACEITE

Descripción.

El aparato consta de un cuerpo, generalmente de fundición de aleación ligera, totalmente estanco, dentro del cual se encuentra el mecanismo de señalización, la esfera o carátula indicadora, las agujas de señalización y los contactos de los circuitos de control. El sistema detector de temperatura es del tipo de expansión (sin mercurio) debidamente compensado para las variaciones de la temperatura ambiente. El tubo capilar es de cobre o de una aleación de cobre-níquel, protegido por una funda flexible de acero inoxidable o de PVC, termina en la sonda termométrica alojada en una vaina llena de aceite situada sobre la tapa del transformador. Las variaciones de temperatura recogidas por la sonda son transmitidas por el tubo capilar hasta el “fuelle de medida” situado en el interior del aparato. El fuelle de medida está lleno de un líquido que cambia de volumen al variar la temperatura. Sobre el fuelle de medida actúa el “fuelle de compensación” que actúa en función de la temperatura ambiente, de forma que la temperatura leída en el aparato se corresponda con la temperatura real del aceite en la parte superior del transformador.

Según los distintos fabricantes, el cuerpo puede tener forma circular o rectangular, disponer además de la aguja indicadora, de una aguja de arrastre que permite conocer la temperatura máxima alcanzada entre dos lecturas y de varios contactos: alarma, disparo y uno ó dos para la puesta en marcha del equipo de refrigeración. Los contactos pueden ser regulados desde el exterior del aparato sin necesidad de desmontar parte alguna.

La carátula suele estar graduada entre -20 °C a +140 °C.

El termómetro se sitúa en un lateral de la cuba sobre un soporte antivibratorio, y a una altura tal que permita la lectura desde el nivel del suelo.

Ver figuras nº 1 y 2 del anexo cap.-IV-TEMP.

5.2. TERMOSTATOS

Descripción.

Constan de un cuerpo estanco de aleación ligera donde se aloja el sistema de regulación de la temperatura y los contactos de señalización y/o accionamiento, y llevan en su parte inferior rígidamente unida la sonda termométrica que se ajusta en la vaina correspondiente en la tapa del transformador, es decir carece de señalización visual y la exactitud de lectura es más precisa al carecer de tubo capilar y por tanto de dispositivo de compensación.

El único inconveniente que presenta es que para efectuar el ajuste de las temperaturas es preciso acceder a la tapa del transformador lo que conlleva por razones de seguridad el que el transformador no esté operativo.

Ver figura nº 3 del anexo cap.-IV-TEMP.

5.3. SONDAS TERMOMÉTRICAS

Descripción.

Son aparatos destinados a enviar una señal eléctrica para la lectura y/o registro de la temperatura del aceite a distancia.

Constan de un cuerpo estanco de aleación ligera terminado en una sonda que en su interior puede montar una o dos resistencias de señalización (de platino ó cobre) y otra de caldeo. Los valores normales de las resistencias son los siguientes:

- Resistencia de Pt de 100 Ω a 0°C
- Resistencia de Pt de 10 Ω a 0°C
- Resistencia de Cu de 10 Ω a 0°C

Esta señal es utilizable tanto en aparatos indicadores de temperatura a distancia como en aparatos registradores.

Ver figura nº 4 del anexo cap.-IV-TEMP.

5.4. IMAGEN TÉRMICA

Principio de funcionamiento.

Mientras que la temperatura del aceite se toma directamente, la medida de la temperatura máxima de los bobinados es algo bastante más complicado de realizar por diversas razones: la primera conocer con exactitud el punto de mayor temperatura, bien es cierto que tenemos una idea bastante aproximada de donde debe localizarse, es decir en la parte superior de la bobina, la segunda y no menos importante, es la de fijar físicamente la sonda de medida sobre el bobinado y sacar la señal al exterior mediante la correspondiente conexión (no olvidemos de que estamos trabajando con altas tensiones). De hecho, tan solo en transformadores con fines experimentales se han colocado sondas sobre los bobinados para hacer medidas directas.

En la práctica para la medida del punto más caliente de los bobinados se recurre a lo que denominamos “imagen térmica”. El dispositivo consiste en tomar la temperatura máxima del aceite (mediante un termómetro), corregir esta temperatura mediante un algoritmo función de la intensidad instantánea que circula por un determinado arrollamiento. La señal de intensidad se toma de un transformador de corriente, generalmente del tipo “bushing”; la intensidad que circula por el secundario alimenta a una resistencia que produce calor y este calor se transforma en temperatura que se suma a la que tiene el aceite. El sistema es lo suficientemente preciso cuando el sistema está estabilizado; sin embargo cuando se producen variaciones bruscas de la carga existe un cierto desfase entre la temperatura real y la que indica la imagen térmica, puesto que si las variaciones de carga son recogidas instantáneamente por el sistema no ocurre lo mismo con la temperatura del aceite que necesita tiempo para adaptarse a las nuevas condiciones.

Descripción.

El aparato en principio contiene los mismos elementos y funciona exactamente igual que un termómetro de aceite pero al que se han añadido una resistencia de caldeo y modernamente un reóstato para modificar la intensidad del secundario del transformador de corriente. El algoritmo de conversión del calor desprendido por la resistencia a elevación (gradiente) de temperatura, está basado en la siguiente ecuación:

$$\text{Gradiente de temperatura} = 20\text{ }^{\circ}\text{C} \cdot I_s^2$$

Se entiende por “gradiente” de temperatura la diferencia existente entre la temperatura máxima del bobinado y la máxima del aceite, y por I_s la intensidad del secundario del transformador de corriente. El valor de dicha intensidad suele oscilar entre 1 y 1,2 amperios.

Cuando no se efectúa ensayo de calentamiento en el transformador se toma 20 °C como valor normal del gradiente y por tanto la intensidad del secundario del trafo de corriente sería de 1 a. Cuando se conoce el valor exacto del gradiente es preciso recalcular la intensidad del secundario mediante la fórmula anterior, y ajustarla al valor requerido mediante el reóstato de ajuste.

El aparato dispone generalmente de 4 contactos ajustables para diferentes aplicaciones: alarma, disparo y arranque del equipo de refrigeración.

En determinados transformadores se suelen montar imágenes térmicas en varios arrollamientos.

Ver figuras nº 5 y 6 del anexo cap.-IV-TEMP.

6. OTROS APARATOS DE PROTECCIÓN

Son dispositivos o aparatos destinados a mantener una buena operatividad del transformador y en otros casos a evitar o minimizar los efectos que determinados fallos o anomalías pueden provocar sobre la integridad del transformador. Estas situaciones de riesgo pueden ser debidas a: contaminación del líquido aislante por humedad, fuertes sobrepresiones internas, derrame del líquido aislante, incendio, etc.

6.1. SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DE ACEITE: CONSERVADORES O DEPÓSITOS DE EXPANSIÓN

Las variaciones de temperatura del líquido aislante debidas a la carga del transformador o al ambiente provocan un aumento ó disminución del volumen de aquél. Estas variaciones se regulan mediante el depósito de expansión o conservador. Este dispositivo consiste en un depósito metálico, habitualmente cilíndrico, que se conecta al transformador mediante una tubería fijada al fondo del depósito. Con el transformador fuera de servicio el conservador se encuentra parcialmente lleno de aceite, quedando en la parte superior una cámara ocupada por aire. Cuando el transformador está en servicio los volúmenes de aceite-aire son variables, expulsándose aire al exterior en algunas ocasiones mientras que en otras debido a la contracción de la masa de aceite se aspira aire del exterior; esta comunicación se efectúa a través de una tubería terminada en un dispositivo que filtra y seca el aire exterior aspirado.

Este es el sistema denominado de “preservación de aceite a presión constante en contacto con la atmósfera”.

Debido al diferente estado del desecante, el aire que penetra en el interior puede estar más o menos húmedo, con lo cual parte de esa humedad pasará indefectiblemente al aceite del transformador. Con objeto de evitar totalmente el contacto del aire con el aceite del transformador, frecuentemente se utiliza el sistema denominado de “preservación de aceite a presión constante sin contacto con la atmósfera”, o sistema sellado.

Consiste en introducir dentro del depósito metálico un balón o bolsa de neopreno, sujeto a la parte superior de aquél. El aceite rodea externamente al balón, mientras que en el interior de éste solo se encuentra aire, con lo cual se consigue separar totalmente el aceite del contacto con aire.

El aumento de volumen del aceite en el conservador empuja el fondo del balón hacia arriba expulsando el aire del interior, por el contrario, cuando la masa de aceite se contrae el balón aspira aire del exterior y aumenta de volumen.

Estos sistemas se completan con una serie de accesorios destinados a vigilar el correcto funcionamiento u operatividad de los mismos, tales como indicadores de nivel, válvulas de vaciado y llenado, etc.

Los cambiadores de tomas en carga por estar lleno de aceite el compartimiento del ruptor necesita igualmente de un pequeño conservador para absorber las variaciones del volumen de este aceite; pero es preciso señalar que el único sistema válido para ellos es de preservación a presión constante en contacto con la atmósfera, ya que no es imperativo el mantener un aire totalmente exento de humedad por carecer el ruptor de elementos aislantes significativos, y por otra parte es preciso el evacuar al exterior los gases producidos por el arco durante las conmutaciones.

Ver figuras nº 1 y 2 del anexo cap.-IV-VARIOS.

6.2. DESECADORES DE AIRE

Son aparatos destinados a evitar la contaminación del aceite del transformador bien por la entrada de aire con humedad o de partículas sólidas en suspensión.

Descripción.

Generalmente constan de un recipiente generalmente de cristal con una protección metálica, donde se aloja el material desecante; en la parte inferior y en la entrada de aire, dispone de un vaso con aceite que actúa como filtro líquido, terminando en la parte superior con una brida de acoplamiento de la tubería de unión al conservador.

Cuando por efecto del aumento de temperatura del aceite éste se dilata fluye desde el transformador al conservador obligando al aire contenido en éste a salir al exterior a través del desecador. Por el contrario, cuando por efecto del descenso de temperatura disminuye el volumen de aceite, éste por gravedad tiende a ir hacia la cuba del transformador creando una ligera depresión en el interior del conservador lo que se traduce en una aspiración del aire exterior que es obligado en primera instancia a pasar por el filtro líquido quedando en el aceite las partículas sólidas (polvo, insectos, etc.) Que el aire pueda llevar en suspensión, y posteriormente pasa a través del desecante que retiene la humedad y el aire seco es el que penetra en el conservador.

Como consecuencia del tiempo de funcionamiento, el producto desecante va acumulando humedad y por tanto perdiendo poder de absorción de agua, por lo que es preciso periódicamente bien regenerarlo o sustituirlo. La necesidad de mantenimiento del desecante es fácilmente observable por el cambio de color que sufre, ya que cuando está exento de humedad el “gel de sílice” presenta un color azul turquesa intenso que cambia a rosa pálido o incluso blanco cuando está saturado de humedad. Los nuevos productos (de aspecto granulado) cambian del marrón claro (secos) al blanco cuando el contenido de agua es máximo.

El tamaño del desecador y por tanto de la cantidad de desecante es función del volumen de aceite del transformador. Existen desecadores de pequeño volumen específicos para conservadores destinados a los cambiadores de tomas en carga.

Actualmente existen desecadores que no precisan mantenimiento, es decir el propio aparato va dotado de un sensor que en función del grado de humedad del desecante conecta durante más o menos tiempo unas resistencias que calientan el desecante y eliminan la humedad.

Es importante para el buen funcionamiento del aparato el mantener el aceite del filtro líquido en buenas condiciones, ya que un exceso de suciedad hace que el aceite se vaya espesando y dificulte el paso de aire a través del mismo.

Ver figuras nº 3 a 6 del cap. IV-VARIOS.

6.3. INDICADORES DE NIVEL

Son aparatos destinados a controlar el nivel alcanzado por el líquido aislante dentro del conservador o depósito de expansión.

Actualmente solo se utilizan los de tipo magnético.

Descripción.

Constan de dos partes, un cuerpo o carcasa exterior donde se aloja la carátula indicadora, la aguja de señalización y el juego de microrruptores para señalización a distancia, y otra ubicada dentro del conservador y sin unión mecánica alguna, compuesta por el flotador y el imán de arrastre de la aguja indicadora.

La carátula suele llevar las indicaciones de nivel mínimo y máximo, así como una marca intermedia (+ 20 ó 25 °C) que solo sirve como orientación durante la operación de llenado de aceite del conservador.

Existen dos tipos de indicador, uno destinado a los conservadores sin balón y otro para los que disponen de él.

Externamente son iguales, la única diferencia estriba en que los utilizados en el sistema sin balón, el flotador efectúa un movimiento radial y se ubica aproximadamente hacia eje horizontal del depósito y desplazado del eje vertical, mientras que los conservadores con balón el flotador se desplaza según el eje longitudinal del depósito siguiendo la posición del fondo del balón, y se sitúa en la parte inferior del eje vertical.

Ver figuras nº 7 a 11 del cap. IV-VARIOS.

6.4. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBREPRESIONES INTERNAS

Cuando se produce un cortocircuito interno, la descomposición del aceite genera en muy pocos milisegundos una gran cantidad de gases que es preciso evacuar con la mayor rapidez posible para evitar y/o limitar daños que ponen en peligro la integridad de la máquina; estas sobrepresiones pueden producir deformaciones y roturas en el tanque, bornas y otros elementos del transformador, de ahí que de antiguo es conocida la necesidad de disponer de elementos que alivien rápidamente la presión con objeto de minimizar los efectos de tales sobrepresiones.

6.4.1. DIAFRAGMAS DE SEGURIDAD

Descripción.

La protección más antigua consistía en situar sobre un registro practicado en la tapa del transformador una lámina metálica o diafragma de poco espesor (generalmente de cobre o aluminio) fijada a la tapa mediante una brida.

Caso de producirse una sobrepresión interna superior a la resistencia de la lámina, ésta rompía y los gases escapaban al exterior, pero junto a los gases generalmente se proyectaba también gran cantidad de aceite sobre el transformador con el consiguiente riesgo de incendio, de ahí que en una etapa posterior, el diafragma pasó a montarse en el extremo de una tubería acodada.

Posteriormente y para evitar el riesgo de que partículas del diafragma cayesen dentro del transformador se sustituyó la lámina metálica por un cristal parcialmente debilitado.

El sistema tenía los inconvenientes de además de desconocer con exactitud la presión de rotura del diafragma, cuando el dispositivo actuaba el transformador quedaba durante algún tiempo expuesto a la entrada de aire u otros objetos.

6.4.2. VÁLVULAS AUTOMÁTICAS DE ALIVIO

Descripción.

Con objeto de evitar los inconvenientes que los diafragmas de sobrepresión presentan, desde hace años se suele montar como protección contra sobrepresiones internas las llamadas “válvulas automáticas de alivio de sobrepresión”.

Estos dispositivos constan de un cuerpo de fundición, un diafragma metálico o disco de cierre, un juego de resortes y una cubierta que envuelve todo el conjunto. La cubierta queda sujeta al cuerpo mediante unos tornillos que limitan el recorrido de aquélla y en el interior se monta un juego de resortes que comprimen el diafragma y cierra la abertura practicada en la tapa del transformador mediante unas juntas de estanqueidad. En funcionamiento normal, la presión del resorte central mantiene al diafragma sellando la abertura en la tapa del transformador; cuando la presión interna aumenta a un valor superior al de ajuste del sistema central de resortes del dispositivo, éste se comprime y el diafragma se eleva saliendo al exterior tanto los gases como aceite aliviándose muy rápidamente la presión interna; cuando ésta disminuye el resorte comprime al diafragma dejando de nuevo “sellado” el transformador.

El sistema se completa con un indicador mecánico o semáforo que visualiza la actuación del dispositivo y que es preciso rearmar manualmente; además se incluye un juego de contactos para la actuación a distancia del interruptor de disparo del transformador, accionados bien por el desplazamiento de la barra testigo o por el desplazamiento del diafragma.

Según el volumen de aceite contenido en el transformador y la altura del conservador sobre el nivel de la tapa se utilizan diversos valores de ajuste de presión de disparo, aunque el más utilizado es el de 0,7 kgs/cm². También es frecuente el montar dos válvulas en transformadores que superan los 35.000 ó 40.000 litros de aceite.

Ver figuras nº 12-13 del anexo cap. IV-VARIOS.

6.5. VÁLVULA DE RETENCIÓN AUTOMÁTICA

Función.

Este dispositivo tiene como función la de retener el aceite contenido en el conservador del transformador cuando se produce una rotura bien en la cuba o en la tubería de comunicación entre transformador y conservador.

Descripción.

El modelo más común consta de un cuerpo de fundición ligera en forma de codo, terminado en dos bridas: una horizontal superior para acoplamiento al conservador y otra vertical para unirse a la tubería que comunica con la tapa del transformador. En su interior se dispone un tabique horizontal que divide al dispositivo en dos cámaras, una superior en contacto con el aceite del conservador y otra inferior comunicada con la tubería al transformador. Este separador dispone de un taladro central de forma troncocónica en el cual ajusta una pieza metálica igualmente troncocónica accionada por un juego de varilla y flotador. Se completa el dispositivo con un pivote roscado ubicado en la parte inferior de la válvula que tiene como función la de elevar manualmente el flotador y por tanto la pieza troncocónica.

En funcionamiento normal del transformador, las dos cámaras se encuentran llenas de aceite, el pivote roscado en su posición más baja, permitiendo que el flotador se mueva libremente y por tanto la pieza de cierre metálica se encuentre a un nivel superior al del tabique de cierre permitiendo que el aceite pase libremente de la cámara inferior a la superior o viceversa (según sea la dirección del flujo de aceite).

Cuando se produce una fuga importante de aceite, lógicamente la tubería de comunicación transformador-conservador se vacía, igual que la cámara inferior del dispositivo, provocando el descenso brusco del flotador y con él por gravedad el de la pieza de cierre troncocónica que cierra el orificio practicado en el tabique aislando por tanto la cámara superior de la inferior e impidiendo el derrame del aceite del conservador.

Cuando se procede al llenado del transformador o bien al relleno si se ha producido una fuga, la pieza obturadora debe ser elevada manualmente mediante el pivote roscado, llevando éste a su posición más elevada. Una vez restablecida la comunicación entre ambas cámaras el pivote se lleva a la posición baja, es decir a la de trabajo.

Ver figuras nº 14 del anexo cap. IV-VARIOS.

6.6. SISTEMAS CONTRA INCENDIOS

Son dispositivos que tiene como función la de extinguir un incendio cuando se produce con la mayor rapidez posible minimizando los efectos del mismo.

Básicamente son dos los generalmente utilizados: el de agua y el de inyección de un gas inerte en el interior de la cuba del transformador.

Sistema de pulverización de agua.

Es el de utilización más extendida; básicamente consiste en un conjunto de tuberías dispuesto por todo el perímetro del transformador a una altura ligeramente superior al nivel de la tapa y varios detectores de incendio montados sobre la tapa del transformador. La actuación de alguno de los detectores de incendios provoca la apertura automática de la válvula de comunicación con la red de agua y la impulsión de ésta a gran presión a través de los pulverizadores instalados en el entramado de tuberías, creándose en torno al transformador una atmósfera o neblina de agua finamente pulverizada que extingue el incendio.

Sistema de inyección de un gas inerte.

Es un sistema más completo y eficaz que el de agua. El principio de funcionamiento consiste una vez detectado el incendio, el inyectar un gas inerte (nitrógeno) en el interior de la cuba del transformador con objeto de crear internamente una atmósfera inerte que desplace al oxígeno del aire y extinga por sí misma el incendio.

El sistema consta de los siguientes elementos:

- una botella de n2 conectada mediante una tubería a la parte inferior de la cuba del transformador.
- una válvula de actuación automática intercalada en la tubería que comunica la botella con la cuba del transformador.
- una tubería de vaciado del aceite del transformador conectada a la parte superior de la cuba y que vacía el aceite en el tanque de recogida.
- una válvula de actuación eléctrica intercalada en la tubería de vaciado de aceite.
- un detector de sobrepresión interna con contactos para la puesta en marcha automática del sistema cuando se sobrepasa el valor de ajuste de aquélla.
- un juego de detectores de incendios, repartidos regularmente sobre la tapa del transformador y que ponen en funcionamiento el sistema cuando se detecta una temperatura anormal.
- una válvula de retención automática del aceite del conservador para evitar que el derrame de éste alimente exteriormente el incendio.

Cuando se produce un aumento anormal de la temperatura (interna o externa) o de la presión interna, automáticamente la válvula de vaciado de aceite empieza a sacar aceite de la parte superior de la cuba, y al mismo tiempo se inicia la inyección de nitrógeno por la parte inferior de la misma. El nitrógeno burbujeando va ascendiendo a través de la masa de aceite creando rápidamente en la parte superior de la cuba una cámara de gas inerte que desplaza al aceite y aire con lo cual el incendio se extingue al faltar el comburente (oxígeno). La inyección de nitrógeno se suele mantener durante 30 a 45 minutos para evitar el reencendido.

Este sistema es muy eficaz al mismo tiempo que minimiza los daños en los elementos básicos del transformador: bobinados y circuito magnético.

Ver figuras nº 15 y 16 del anexo cap. IV-VARIOS.

5. MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS DE POTENCIA

MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS DE POTENCIA

ÍNDICE

1. FINALIDAD

2. NORMAS DE SEGURIDAD

3. DESCARGA Y MANIPULACIÓN

3.1. CONDICIONES DE TRANSPORTE

3.2. INSPECCIÓN TRAS EL TRANSPORTE Y DESCARGA

3.3. ALMACENAJE

4. MONTAJE

4.1. MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE COLUMNAS

4.1.1. ACOPLAMIENTO DE LAS RUEDAS AL TRANSFORMADOR Y NIVELACIÓN DE ÉSTE

4.1.2. MONTAJE DEL EQUIPO DE REFRIGERACIÓN

4.1.3. MONTAJE DEL CONSERVADOR DE ACEITE Y TUBERÍAS DE COMUNICACIÓN CON EL TRANSFORMADOR

4.1.4. MONTAJE DE LAS BORNAS Y TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

4.1.5. MONTAJE DE LOS APARATOS DE PROTECCIÓN Y CABINAS DE MANDO

4.2. MONTAJE DE TRANSFORMADORES ACORAZADOS

4.2.1. MONTAJE DEL CAJÓN DEL CONMUTADOR Y TAPA

4.3. TRATAMIENTO Y LLENADO DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR

5. LLENADO Y TRATAMIENTO DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

5.1. LLENADO Y TRATAMIENTO DE ACEITE A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

5.1.1. EQUIPO MÍNIMO NECESARIO

5.1.2. LLENADO DE ACEITE

5.1.3. TRATAMIENTO

5.2. LLENADO Y TRATAMIENTO DE ACEITE BAJO VACÍO

5.2.1. EQUIPO MÍNIMO NECESARIO

5.2.2. TRATAMIENTO DE VACÍO

5.2.3. LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO

5.2.4. RECIRCULACIÓN DEL ACEITE

6. VERIFICACIONES, TARADO DE APARATOS Y ENSAYOS PREVIOS A LA ENERGIZACIÓN

6.1. VERIFICACIONES GENERALES

6.2. TARADO DE APARATOS

6.3. ENSAYOS AL TRANSFORMADOR

6.4. ENSAYOS AL EQUIPO AUXILIAR

6.5. COMPROBACIONES FINALES

6.6. PUESTA EN TENSIÓN

MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS DE POTENCIA

1. FINALIDAD

La presente instrucción pretende el establecimiento de normas generales a seguir desde el momento en que se reciben los transformadores ó reactancias en la subestación ó central, hasta la energización ó puesta en tensión. En todo caso, estas recomendaciones se complementan con las particulares que para cada máquina pudieran incluirse en el correspondiente: “Libro de Instrucciones”.

Estas normas, son de aplicación a los transformadores de potencia y reactancias fabricados según la práctica común en Europa.

2. NORMAS DE SEGURIDAD

La instalación y montaje de transformadores presenta numerosas condiciones potenciales de inseguridad, incluyendo entre otras, las siguientes:

- Manipulación de componentes pesados.
- Maquinaria en movimiento.
- Altas presiones.
- Atmósferas inseguras.
- Componentes inflamables.
- Funcionamiento inadecuado de aparatos ó sistemas de la propia máquina ó del equipo auxiliar.
- Tensiones letales.

Durante el proceso de montaje e instalación, deben seguirse, además de las normas comunes de seguridad, las específicas que la autoridad competente, regional ó estatal, pudiera haber dictado.

La no-observancia de aquellas, puede ocasionar por una parte

- Lesiones ó muerte del personal manipulador.
- Avería ó deterioro del transformador y/ó instalaciones y equipos anejos.

En el texto de los procesos específicos de montaje y como advertencia previa a la descripción de ciertas operaciones, se incluyen notas sobre seguridad, con objeto de alertar al personal sobre la realización de las mismas. Se consideran tres niveles de intensidad del peligro que se definen como a continuación se indica:

Peligro: Operación que entraña riesgo inmediato de muerte ó lesión grave del personal y/ó avería total del transformador ó instalación.

Atención: Práctica peligrosa ó insegura que podría ocasionar muerte ó lesión grave y/ó pérdida del material ó instalación.

Precaución: Operación insegura que puede ocasionar lesiones y/ó averías en las máquinas, instalaciones y equipos anejos.

A continuación, se detallan una serie de recomendaciones sobre la manipulación de los transformadores y reactancias.

a) Levantamiento

El levantamiento del transformador, radiadores, conservador, etc., debe efectuarse por los ganchos, orificios ó placas de apoyo previstos al efecto, y que quedan perfectamente reseñados en el correspondiente plano de dimensiones generales del transformador. Taladros ó superficies distintos de los especificados, pueden causar daños a las personas ó material. Las válvulas, tuberías, soportes, accesorios, etc., no deben utilizarse ni para la elevación de elementos, ni como escaleras para personas.

b) Puesta a Tierra

Durante el proceso de instalación y montaje, excepto durante determinados ensayos, los siguientes elementos deberán ponerse rígidamente a tierra:

- Cuba del transformador.
- Extremos de arrollamientos durante el conexionado.
- Todas las bornas del transformador, especialmente durante el proceso de secado y llenado de aceite. La puesta a tierra de las bornas deberá mantenerse durante al menos 4 horas después de finalizado el tratamiento.
- Todo el equipo auxiliar: bomba de vacío, bomba de trasiego, equipo de filtrado, etc.
- Igualmente, se pondrá a tierra, todas las bornas del transformador durante las pruebas de funcionamiento de accionamiento por motor del conmutador en carga, cabina de control de refrigeración, caja final de bornas, etc.

c) Presión interna del transformador o reactancia

Los transformadores se transportan generalmente en atmósfera de gas inerte a presión superior a la atmosférica, con objeto de prevenir la entrada de aire y humedad. Por tanto, no podrá abrirse ninguna tapa ó registro sin comprobar previamente que no existe sobrepresión interna. Para ello, observar el manómetro; caso de no disponer de él, se puede comprobar la presión interna abriendo lentamente alguna de las válvulas superiores. Abrir una tapa ó registro bajo presión, puede convertir el elemento que se pretende desmontar, en un proyectil.

d) Atmósfera interna del transformador

Una vez abierto un transformador, si se precisa entrar en el interior de la cuba, deberá efectuarse previamente, un barrido con aire limpio y seco. Atmósferas con contenido de oxígeno inferior al 19 %, pueden causar somnolencia, mareos e incluso la muerte. Como precaución adicional, siempre que un operario deba entrar en la cuba del transformador, una persona deberá permanecer cerca del registro de entrada, y atenta a las reacciones de aquel.

e) Ensayos eléctricos

No tocar ninguna borna ó conducto durante la realización de ensayos eléctricos en el transformador. Debido al elevado número de espiras de los arrollamientos, pequeñas tensiones de medida ó ensayo, pueden originar tensiones letales en las bornas del transformador. Especial cuidado debe tenerse al manipular bornas de tipo condensador, pues pueden retener cargas eléctricas peligrosas.

f) Transformadores de Intensidad

Antes de energizar el transformador ó de la realización de ensayos con tensión, comprobar que todos los secundarios de los transformadores de intensidad, están conectados a los circuitos y aparatos correspondientes; de no ser así, todos los secundarios deberán cortocircuitarse y conectarse a tierra.

g) Prevención de Incendios

Dado el carácter inflamable del aceite y de los aislantes del transformador, es imprescindible que durante el proceso de montaje, se observen una serie de normas básicas para la prevención de incendios en el transformador ó en su entorno. Entre ellas, cabe señalar las siguientes:

- Disponer de extintores en número suficiente en las proximidades de la instalación. Téngase en cuenta que la utilización de extintores en el interior de la cuba del transformador, puede dañar seriamente a los aislantes y bobinas.
- Prohibición absoluta de fumar, especialmente sobre la tapa de transformador.
- No utilizar sopletes ó equipos de soldadura en las proximidades de bidones ó contenedores de aceite y de la cuba del transformador. Si fuere preciso la utilización del equipo de soldadura en alguna parte ó elemento externo del transformador, antes de iniciar la operación, se limpiará perfectamente de aceite la zona a soldar, y un operario con extintor, vigilará la operación.
- No manipular herramientas ó utensilios que puedan provocar chisporroteo ó llama en las proximidades del transformador, bidones ó contenedores de aceite y equipo de tratamiento ó filtrado.

h) Trabajos Internos

Durante el montaje ó inspecciones internas debe tenerse especial cuidado en evitar se introduzcan agentes extraños en el interior de la cuba del transformador. Una persona debe responsabilizarse de vigilar la entrada y salida de operarios y materiales en el interior de la cuba, y asegurarse de que no se queda ninguna herramienta u objeto en el interior de la misma

Mientras el transformador esté abierto, no deberá permitirse que nadie se sitúe sobre él, si previamente no ha vaciado sus bolsillos y se ha despojado de anillos, reloj, medallas ó cualquier otro objeto.

i) Termómetros

No utilizar termómetros de mercurio en la medida de temperaturas del aceite si éste se encuentra en comunicación directa con el transformador para prevenir, caso de rotura, la entrada de mercurio en la máquina.

j) Vacío

No efectuar ningún tipo de ensayo eléctrico con el transformador bajo vacío.

3. DESCARGA Y MANIPULACIÓN

Es muy importante que el personal responsable de la recepción en obra de los transformadores y accesorios conozca el tipo de material que va a recibir y las condiciones en que se envía desde fábrica. Deberá disponer de la lista de embarque para comprobar el número de bultos que se reciben.

3.1. CONDICIONES DE TRANSPORTE

Los transformadores de potencia, se transportarán generalmente, sin aceite, llenos de gas inerte y con los siguientes elementos desmontados:

- Bornas
- Equipos de refrigeración (radiadores, ventiladores, aéreos, motobombas, etc.)
- Ruedas
- Conservador
- Cabinas

Determinados accesorios se desmontan ó no, en función de su disposición en el transformador y de su mayor ó menor fragilidad.

En grandes unidades acorazadas, es frecuente, por razones de gálibo, el sustituir la tapa por una especial para transporte; y en algunas ocasiones, el conmutador en carga y el cajón correspondiente, también se transportan separados de la masa general.

Las bornas, cabinas, accesorios, etc., se expiden normalmente en cajas de madera, cerradas y protegidas internamente contra la humedad.

El conservador, tuberías, radiadores y otros elementos del equipo de refrigeración, se envían en jaulas de madera.

3.2. INSPECCIÓN TRAS EL TRANSPORTE Y DESCARGA

Tras la descarga de la masa indivisible y accesorios, deberá procederse al recuento de bultos e inspección cuidadosa de los mismos, para detectar posibles daños. La inspección deberá centrarse especialmente, en los puntos que más adelante se relacionan, debiendo notificarse inmediatamente al transportista y fabricante, cualquier anomalía de importancia.

Los principales puntos de inspección son:

- Estado de las ménsulas y placas de apoyo del transformador.
- Ausencia de golpes, abolladuras, grietas, etc., en refuerzos, válvulas, cartelas, zócalo ó base del transformador, ganchos de elevación ó arrastre, etc.
- Estado de los accesorios que pudieran no haber sido desmontados durante el transporte.
- Verificación de la presión interna del gas, anotando la presión indicada por el manómetro; normalmente, se instala durante el transporte un equipo de gaseado que incluye: botella de gas inerte, válvula de admisión, manómetro y tuberías de conexión. Todo conectado a una de las válvulas de tratamiento ó llenado dispuestas en la parte superior de la cuba. Presión cero ó negativa, puede indicar la existencia de fugas y la entrada de humedad. En ciertos casos, si la temperatura ambiente es muy baja, el manómetro puede marcar presión cero ó incluso negativa, sin que ello signifique la existencia de fugas.
- Detectores de impactos (sí los hubiere). Caso de disponerse de registradores de impactos, se extraerá en presencia del transportista, el rollo de papel registrador, firmando y fechando el transportista, el citado registro. Este se enviará al fabricante para su posterior análisis.
- Estado general de los embalajes. Si se observaran golpes, roturas, manchas de humedad, ó cualquier otro tipo de anomalía, se procederán al desembalado e inspección minuciosa del contenido, prestando especial atención en el caso de bornas, por tratarse de elementos sumamente frágiles.

3.3. ALMACENAJE¹

Si el transformador no va a ser montado inmediatamente de recibido en la central, deberá procederse al almacenamiento tanto de la parte activa como de los accesorios.

La parte activa deberá permanecer con el equipo de gaseado conectado, debiendo revisarse la presión interna del gas, periódicamente, al menos una vez por semana. Sería conveniente él protegerla con lonas para evitar el depósito de polvo ó humedad; téngase en cuenta que ciertos elementos que se disponen para solo para transporte, tales como bridas ciegas en bocas de radiadores ó de bornas, no tienen por qué tener el mismo grado de protección anticorrosiva que el exigido para el transformador y componentes.

Los elementos embalados, debieran almacenarse en el interior de naves ó almacenes y protegidos del sol, polvo, lluvia, humedad y otros agentes agresivos. De no ser posible, se tomarán como mínimo las siguientes precauciones:

- Los embalajes no estarán en contacto directo con el suelo.
- No se apilarán de forma peligrosa ó que dificulte la suspensión para su posterior manejo.
- Se protegerán de la lluvia y polvo mediante lonas impermeables de forma que eviten la acumulación de agua en su superficie.

Especial precaución deberá prestarse al almacenamiento de cabinas de control, caja final de bornas, accionamiento por motor del conmutador en carga, etc., las cuales nunca debieran almacenarse a la intemperie. En todo caso, deben introducirse bolsas con elementos deshidratantes dentro de los armarios.

¹ Estas recomendaciones, son válidas para unidades que vayan a ser almacenadas por un periodo no superior a los tres meses. Si se prevé una mayor duración del almacenaje, debe consultarse al fabricante sobre que precauciones adicionales debieran tomarse, aunque lo mejor en estos casos, sería el efectuar el montaje completo incluido el llenado de aceite, por ser ésta la forma más eficaz de evitar la entrada de humedad en el transformador.

4. MONTAJE

El montaje de transformadores requiere una planificación cuidadosa y el disponer de los medios y herramientas necesarios para efectuar con fiabilidad y seguridad las diversas tareas que lo componen.

Antes de iniciar cualquier trabajo, debe comprobarse si se dispone de los elementos precisos; con carácter general, se indican a continuación los más comunes.

- Una colección completa de los planos necesarios para el montaje del transformador.
- Disponer en obra de todos y cada uno de los elementos y accesorios necesarios de acuerdo con la lista de embarque.
- Energía eléctrica con tensión y potencia suficiente para el equipo de tratamiento de aceite necesario.
- Cables para alimentación del equipo de tratamiento de sección y longitud adecuada.
- Bomba de vacío, equipo de tratamiento y filtrado, calentadores, tuberías flexibles de diámetro y longitud adecuadas, válvulas, tubos de plástico transparentes, etc.
- Elementos de soporte, sujeción y elevación adecuados: andamios, escaleras, grúa, polipasto, etc.
- Lonas impermeables ó plásticos, de dimensiones adecuadas al tamaño del transformador, para la protección de los trabajos internos de conexión de las bornas ó conmutador.
- Eslingas de tamaño y longitud adecuadas para el montaje de radiadores, tuberías, bornas, etc.; al menos, un juego de ellas, debe ser de Nylon, ó en su defecto, de algodón, para la manipulación de las bornas. Cable de acero para el arrastre del transformador hasta su ubicación definitiva, aso de que el montaje se efectúe fuera de ella.
- Botellas de aire seco ó nitrógeno con sus correspondientes accesorios: manómetros, válvulas, tuberías, etc.
- Juego de herramientas compuesto por: llaves fijas, atornilladores, terrajas y machos de roscar, mazo, cizalla, prensacasquillos, pasacables, juego de brochas de varios tamaños, nivel, llaves dinamométricas, etc.
- Botellas especiales para la recogida de muestras de aceite.
- Disolvente, trapos limpios, lija, grasa, pintura de acabado para retoques, etc.

- Aparatos de medida: puente para medir relación, Megger, pinzas amperimétricas, secuencímetro, multímetro, etc.

Las operaciones de montaje, pueden clasificarse en operaciones de montaje interno ó externo. Las primeras afectan a todas las conexiones de las bornas, desmontadas para el transporte, y en ciertos casos, a la sustitución de la tapa de transporte por la definitiva y el acoplamiento y conexión del conmutador si se ha transportado separado. El resto de operaciones se considera como de montaje, orden que puede ser alterado por las características de cada máquina ó en razón de otras circunstancias.

4.1. MONTAJE DE TRANSFORMADORES DE COLUMNAS

La secuencia usual de montaje se indica a continuación:

4.1.1.ACOPLAMIENTO DE LAS RUEDAS AL TRANSFORMADOR Y NIVELACIÓN DE ÉSTE

El izado del transformador para la colocación de las ruedas puede efectuarse con una grúa de capacidad adecuada ó mediante la utilización de gatos hidráulicos. Antes de proceder al acoplamiento deben limpiarse las superficies de apoyo del transformador y tandem de ruedas y de los taladros de ambos; es conveniente efectuar un ligero engrase del pivote central sobre el que gira el tandem. Después de efectuar el acoplamiento, debe comprobarse la nivelación de la tapa, disponiendo suplementos metálicos entre base del transformador y tandem de ruedas si fuese necesario, y efectuando seguidamente el atornillado definitivo.

Si el transformador carece de ruedas, se situará éste sobre las fundaciones, interponiendo entre el hormigón y la base, placas distanciadoras de forma que exista una separación de al menos $10 \div 15$ mm. entre ambas. Se efectuará igualmente la nivelación correspondiente.

4.1.2. MONTAJE DEL EQUIPO DE REFRIGERACIÓN

En primer lugar se aliviará la presión interna del transformador, abriendo lentamente alguna de las válvulas superiores; comprobada la ausencia de sobrepresión, se volverá a cerrar herméticamente la válvula utilizada.

Seguidamente se retirarán las bridas ciegas de las bocas de acoplamiento de los radiadores y cuba. Se limpiarán cuidadosamente todos los conductos para evitar entre polvo ó suciedad en el interior del transformador ó radiadores. A continuación, se accionan las válvulas de los radiadores para comprobar su correcto funcionamiento dejándolas siempre en posición de cerradas; debe utilizarse como lubricante solo aceite de transformadores.

Caso de radiadores y ventiladores, éstos se fijarán a los radiadores antes de su colocación en el transformador.

Es práctica normal, el montar y numerar los radiadores en fábrica, por lo cual éstos deben montarse en la misma situación con objeto de evitar problemas de acoplamiento. Los radiadores se suspenderán por los ganchos de elevación dispuestos al efecto, evitando golpes al tratarse en cierta medida de elementos delicados. Una vez abrochados los radiadores, se procederá a revisar y reapretar los tapones de purga y vaciado.

Si el transformador dispone de motobombas, éstas junto con los compensadores de dilatación y tuberías, se montarán una vez fijados los radiadores ó aerorefrigerantes a la cuba.

4.1.3. MONTAJE DEL CONSERVADOR DE ACEITE Y TUBERÍAS DE COMUNICACIÓN CON EL TRANSFORMADOR

Si el conservador es autoportado, previamente se fijarán a la cuba los soportes de aquel; caso de instalación separada, se montará directamente sobre la torreta ó soporte preparado al efecto.

Situado el conservador se montarán las tuberías de comunicación al transformador y sus correspondientes válvulas y relé.

Dejar las válvulas en posición de cerradas. Montar el desecador y la correspondiente tubería.

La válvula automática de alivio, ó en su caso la tubería con diafragma para sobrepresión, no debe ser instalada hasta después de efectuado el tratamiento de aceite, por no estar preparadas para soportar el vacío. No debe por tanto desmontarse la brida ciega que protege el orificio de acoplamiento hasta finalizado el tratamiento.

Si el transformador dispone de conmutador en carga, deberá de ponerse en comunicación, mediante una tubería, el interior del ruptor con la cámara existente en la cabeza del conmutador; dicha cámara está comunicada con la cuba del transformador. Esta operación es imprescindible para evitar posibles roturas del tubo del ruptor durante la operación de vacío.

Consultar en todo caso, el manual de operación del conmutador en carga incluida en el libro de instrucciones del transformador.

4.1.4. MONTAJE DE LAS BORNAS Y TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Una vez desembaladas las bornas, se procederá a una inspección minuciosa tanto de las porcelanas como de los conos interiores. Se procederá a una limpieza exhaustiva con trapos limpios y secos de cada pieza, dedicando especial atención a la parte inferior y a la brida de sientto. Si el cono inferior viene de fábrica protegido con plástico y deshidratante, no quitar estos hasta el momento de su colocación en el transformador.

A continuación, se procederá a desabrochar los tornillos de las bridas ciegas que protegen durante el transporte los conductos de acoplamiento de las bornas y a la retirada de las mismas. Esta operación debe efectuarse con mucha precaución, puesto que es frecuente el fijar a la parte inferior de las bridas, los cables de conexión a las bornas.

En otros casos, las conexiones a las bornas se suelen fijar a algún soporte próximo al conducto de fijación de aquellas.

Si se dispone de transformadores de intensidad tipo “Bushing”, el montaje de éstos, debe efectuarse de acuerdo con el orden indicado en los planos y en la posición correcta para evitar problemas de polaridad; seguidamente efectuar la conexión de los secundarios a la caja de bornas correspondiente, no olvidando nunca la conexión a tierra del propio transformador de intensidad.

La manipulación y estrobo de las bornas, debe efectuarse con el mayor cuidado y seguridad, evitando movimientos bruscos y por supuesto todo tipo de golpes; a ser posible la posición de estrobo debe ser coincidente con la final de la borna una vez montada. Verificar la posición en que, según el plano de dimensiones generales, debe de quedar los elementos de las bornas: descargadores, toma capacitiva, tapón de purga, indicador de nivel, etc.

La operación de conexionar el cable de salida de arrollamientos a las bornas, es sumamente delicada; deberá en todo caso consultarse el manual de instrucciones, ó las recomendaciones particulares de montaje de las bornas, pues según el tipo de que se trate, la conexión se efectúa de una u otra forma. En transformadores de gran potencia y tensiones medias, debido a la fuerte intensidad, es frecuente el efectuar la conexión a bornas, mediante terminales atornillados; la unión debe recubrirse con papel aislante previamente tratado, y en muchos casos si la tensión es suficientemente elevada, la unión debe protegerse con una malla de cobre, interpuesta entre el papel, pero conectada a la salida, con objeto de reducir los elevados gradientes de potencial que se producen por efecto de los cantos vivos metálicos. Otro de los puntos más importantes a verificar es el del correcto aprieto de las conexiones: una unión con aprieto defectuoso, dará lugar antes ó después a calentamientos locales con efectos difícilmente cuantificables.

4.1.5. MONTAJE DE LOS APARATOS DE PROTECCIÓN Y CABINAS DE MANDO

Se monta el accionamiento del conmutador en carga, y seguidamente se procede a la instalación de la transmisión desde la cabeza del conmutador al accionamiento. Debe verificarse que el número de la posición que figura tanto en la cabeza del conmutador como del propio accionamiento, es el mismo.

Para más detalles de este montaje, consultar el folleto que se incluye en el manual de instrucciones. Finalizada la operación, debe comprobarse el correcto funcionamiento del accionamiento, haciendo un barrido completo por todas las posiciones del conmutador, comprobando que tanto el indicador del accionamiento como el instalado en la cabeza del conmutador se mueven al unísono y hay ausencia de ruidos extraños ó rigideces en la transmisión. Prestar especial atención a que en las posiciones extremas actúen los fines de carrera.

Finalmente, se efectúa el montaje de la cabina de control de refrigeración y centralizadora del cableado de los aparatos de protección, procediéndose a la conexión a regleta de las bornas de los distintos cables de los aparatos, de acuerdo con lo indicado en los correspondientes planos.

Se efectúa la puesta a tierra mediante cables ó láminas de sección adecuada, de los siguientes elementos²:

- Tapa y cuba: en uno de los tornillos que las unen.
- Cabeza de conmutador y tapa: desde el tornillo de puesta a tierra del primero hasta un tornillo de la unión tapa-cuba.
- Accionamiento por motor y cuba: desde el tornillo de puesta a tierra del primero hasta un tetón roscado ó taladro en la cuba y dispuesto en las proximidades de aquel.
- Cabina de refrigeración y cuba: igual que en el apartado anterior.

²: Si el transformador dispone del sistema de protección masa-cuba, para evitar disparos intempestivos del sistema, debido a posibles derivaciones a tierra de la tensión auxiliar, el accionamiento por motor y cabinas de control de refrigeración, deben aislarse de la cuba del transformador, para lo cual deben interponerse elementos aislantes entre las piezas de fijación de ambos elementos; en tal caso se dará tierra, directamente a cabina y accionamiento. En el caso que nos ocupa, el transformador debe estar aislado de las ruedas: bien mediante calzos interpuestos entre aquellas y los railes de vía, ó por placas aislantes situadas entre la base del transformador y los tandems de ruedas; como es obvio, los tornillos de unión entre ambos elementos deben igualmente aislarse.

Caso de conmutadores en vacío (sin carga ni tensión), lo usual es que el accionamiento sobre tapa, venga montado de fábrica, no obstante debe comprobarse su funcionamiento, haciendo un barrido completo por todas las posiciones. En ciertos casos, el accionamiento de dicho conmutador se efectúa desde el nivel del suelo, para lo cual debe procederse a montar la transmisión desde la cabeza del conmutador hasta el accionamiento, en forma similar a como se procede en los de carga; verificar que el indicador de posiciones es coincidente tanto en la cabeza como en el propio accionamiento, y comprobar la alineación de los ejes y la ausencia de durezas ó rigideces al accionarlo.

4.2. MONTAJE DE TRANSFORMADORES ACORAZADOS

El proceso de montaje en los transformadores acorazados, es en la mayoría de los casos, prácticamente igual que el descrito para los transformadores de columnas. No obstante, en grandes unidades y siempre por razones de dimensiones de transporte, es preciso a veces, sustituir la tapa definitiva por otra provisional y en otros casos, transportar por separado el cajón ó parte de la cuba que aloja al conmutador en carga.

En estos supuestos, inmediatamente después del montaje de ruedas y nivelación del transformador, hay que proceder al acoplamiento del cajón del conmutador y a la sustitución de la tapa.

4.2.1. MONTAJE DEL CAJÓN DEL CONMUTADOR Y TAPA

Las operaciones principales son³:

- Aliviar la presión interna del transformador mediante alguna de las válvulas superiores.
- Seguidamente, insuflar aire seco y limpio por la parte inferior de la cuba con objeto de efectuar un barrido del gas inerte de transporte.
- Desmontar la tapa ciega para transporte que cierra el lugar donde se acopla el conmutador; se izará el cajón mediante una grúa de capacidad adecuada, el cajón y conmutador pueden pesar entre 4 y 8 Tm., y se procederá al atornillado del mismo.

³ Las operaciones de acoplamiento del conmutador y sustitución de la tapa, deberán efectuarse en el menor tiempo posible, y con el transformador cubierto con lonas aislantes si existe el menor indicio de lluvia ó si el grado de humedad ambiental, es elevado.

- Proceder a una limpieza exhaustiva de la tapa definitiva, especialmente en lo que se refiere a bosajes, bridas, registros, etc.
- Retirar parcialmente la tapa provisional, dejando al descubierto la zona necesaria para efectuar el conexionado interno del conmutador en carga. El encintado de la conexiones se efectuará con papel aislante previamente tratado, y alcanzando el espesor de aislamiento que indiquen los correspondientes planos.
- Montaje de la tapa definitiva.
- Es indispensable efectuar una medida de la relación de transformación en todas y cada una de las posiciones del conmutador, para que no ha habido ningún error en el conexionado del conmutador. Caso de no disponerse en ese momento de “puente” se podrá efectuar dicha medida con un voltímetro, pues no interesa ahora tanto la exactitud de la medida como comprobar que la secuencia de los valores que se miden, sigue un orden ascendente ó descendente.

El resto del montaje se realiza con una secuencia igual a la descrita en el apartado anterior para transformadores de columnas.

4.3. TRATAMIENTO Y LLENADO DE ACEITE DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores se someten en fábrica a un proceso minucioso de secado e impregnación en aceite con objeto de extraer toda la humedad de los aislantes y prevenir en la medida de lo posible una nueva contaminación. Como se sabe, una vez finalizados los ensayos en fábrica se extraen la mayor parte del aceite para efectuar el transporte. Con objeto de prevenir la entrada de humedad durante ese periodo, se llena la cuba con gas inerte, generalmente nitrógeno ó aire secos. Durante las operaciones de conexionado de bornas, y/ó conmutador, el transformador está expuesto a absorber la humedad del ambiente, de ahí la necesidad de que una vez finalizado el montaje, se realice un secado del transformador y llenado de aceite en las mejores condiciones.

5. LLENADO Y TRATAMIENTO DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

En la realización de estas operaciones, cabe distinguir dos supuestos bien diferenciados según se trate de transformadores con cubas diseñadas para soportar el vacío pleno ó no.

5.1. LLENADO Y TRATAMIENTO DE ACEITE A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

Es el procedimiento, adecuado para los transformadores y reactancias cuyas cubas, no soportan el vacío completo.

5.1.1. EQUIPO MÍNIMO NECESARIO

A continuación se detalla el equipo necesario para realizar el proceso:

- Planta de filtrado y vacío; debe incluir calentadores, termostatos de control y válvulas a prueba de vacío. La capacidad del equipo estará comprendida entre los 2000 a 9000 litros/hora, según el volumen de aceite del transformador a tratar.
- Mangueras, válvulas, bridas, juntas, etc. para el acoplamiento al transformador.
- Termómetros (tipo mercurio ó alcohol).
- Botellas para la toma de muestras de aceite.
- Aparato para la medida de la rigidez dieléctrica del aceite.

Verificaciones previas al inicio del proceso:

- Comprobar que todas las válvulas del equipo de refrigeración y de comunicación al conservador están abiertas.
- Disponer al menos dos termómetros adosados a mitad de la altura de la cuba del transformador.
- Poner a tierra todas las bornas del transformador.

5.1.2. LLENADO DE ACEITE

El aceite de llenado, deberá tener la calidad adecuada y estar purificado y desengrasado, y tener una rigidez dieléctrica mínima de $180 \div 200 \text{ kV / Cm.}$ al iniciar el proceso.

Conectar mediante una manguera, la cisterna ó tanque de almacenamiento de aceite a la entrada del filtro. La salida de éste, se conecta a la válvula inferior de filtrado del transformador. Se procede entonces al llenado progresivo de abajo hacia arriba del transformador, equipo de refrigeración y conservador. El proceso finaliza cuando el aceite ha alcanzado un nivel algo superior al normal en el conservador.

El llenado también puede efectuarse directamente, desde la cisterna ó tanque al transformador, utilizando una bomba de trasiego.

5.1.3. TRATAMIENTO

Se conecta mediante una manguera la válvula inferior de filtrado del transformador a la entrada del equipo de tratamiento y filtrado. La salida de éste, se conecta a la válvula superior de filtrado del transformador. El flujo de circulación de aceite va por tanto desde la parte inferior del transformador al filtro y desde éste, retorna caliente a la parte superior de la cuba del transformador.

La temperatura del transformador, medida externamente a mitad de la cuba no debe ser inferior a lo 40 °C. En caso de temperatura ambiente muy baja, es aconsejable el disponer calentadores de aire dirigidos hacia la cuba del transformador, cubriendo el conjunto con lonas para evitar la fuga de calor.

La duración del tratamiento, dependerá de la cantidad de aceite y de la capacidad del filtro. Si la temperatura ambiente es igual ó superior a los 20 °C., bastará dar dos pasadas completas al aceite del transformador; para temperaturas inferiores, será preciso dar tres ó cuatro pasadas completas.

Se tomarán muestras de aceite con las precauciones usuales, y se medirá la rigidez dieléctrica que no deberá ser inferior a $230 \div 240$ kV/cm. De no alcanzarse estos valores, convendrá continuar el tratamiento con una nueva pasada por el filtro.

El transformador no deberá ser energizado antes de:

- 4 días para transformadores menores de 400 kV. de tensión nominal.
- 6 días para transformadores mayores de 400 kV. de tensión nominal.

5.2. LLENADO Y TRATAMIENTO DE ACEITE BAJO VACÍO

Es el proceso normal para los transformadores cuya cuba esté diseñada para soportar el vacío pleno; hoy día, la mayoría de los transformadores de potencia y reactancias, se tratan así.

Como es sabido, el tratamiento de vacío se efectúa con objeto de extraer la posible humedad que hayan podido absorber los aislantes durante el transporte, almacenado y montaje.

5.2.1. EQUIPO MÍNIMO NECESARIO

El equipo necesario para la realización del proceso, es el siguiente:

- Equipo de filtrado y vacío; debe incluir calentadores de aceite, termostatos de control y válvulas aptas para vacío. La capacidad del equipo, estará comprendida entre los 2000 a 9000 litros / hora, según el volumen de aceite a tratar.
- Bomba de alto vacío, capaz de alcanzar un grado de vacío al menos de 0,13 kPa (1 Torr).
- Mangueras, válvulas, bridas, juntas, etc., para acoplamiento del equipo, bomba, cisterna y transformador.
- Manovacuómetro del tipo electrónico ó con sifón de mercurio con rango de medida entre 0.01 a 1 kPa (0.075 a 7.5 Torr).
- Juego de termómetros de mercurio ó alcohol.
- Botellas para la toma de muestras d aceite.
- Tubo transparente resistente al vacío para el control del nivel de aceite durante el llenado.
- Aparato para la medida de la rigidez dieléctrica del aceite.

El proceso completo, comprende tres etapas bien diferenciadas:

- 1 Evacuación de la humedad mediante el tratamiento de vacío.
- 2 Llenado de aceite bajo vacío.
- 3 Recirculación del aceite para facilitar la penetración en los arrollamientos y aislantes y homogeneizarlo

5.2.2. TRATAMIENTO DE VACÍO

Antes de iniciar esta primera etapa, deberán efectuarse las siguientes operaciones:

- Verificar que todas las válvulas del equipo de refrigeración están abiertas.
- Comprobar que la válvula de comunicación con el conservador está cerrada y la de vaciado esté abierta.
- Caso de que el transformador lleve conmutador en carga, tipo Jansen, verificar que el compartimento del ruptor está conectado a la cuba del transformador mediante la tubería adecuada. Leer con atención las instrucciones que sobre el particular incluye el fabricante en el manual de instrucciones.
- Comprobar que está cerrado con brida ciega el conducto de acoplamiento de la válvula de alivio de presión ó chimenea de explosión.
- Todas las bornas del transformador deberán estar puestas a tierra.
- No realizar ningún tipo de ensayo con tensión durante el tratamiento.

Para la etapa de tratamiento de vacío, la disposición de elementos es la siguiente:

- La bomba de vacío se conecta a la parte superior del transformador, bien a una válvula ó a un registro de la tapa.
- El tanque ó cisterna de aceite se conecta a la entrada del equipo de filtrado, la salida de éste a una de las válvulas inferiores del transformador. Durante esta etapa, la válvula del transformador deberá estar cerrada.
- Si es factible, se dispone un tubo transparente entre la parte superior del transformador y una de las válvulas inferiores para vigilar el nivel cuando se proceda al llenado de aceite.
- El manovacuómetro, se situará en una válvula de la parte superior del transformador tan lejos como sea posible del conducto donde se acople la bomba de vacío.

El proceso se inicia sometiendo al transformador ó reactancia, a un vacío progresivo hasta alcanzar un valor menor ó igual a 0.15 kPa (aprox. 1 Torr).

El vacío se mantendrá durante un tiempo que es función de la tensión nominal del transformador ó reactancia; los valores usuales son los que a continuación se indican:

<u>Tensión nominal (kV)</u>	<u>Horas</u>
< 200	12
200 - 400	24
> 400	36

Si el vacío indicado no se alcanzara, ó fuese muy difícil de mantener, debe interrumpirse el proceso, pues todo indicaría que se está produciendo una fuga importante.

Deberán revisarse en primer lugar las conexiones entre transformador y bomba de vacío. De no localizarse, deberá efectuarse un ensayo de sobrepresión aplicando previamente a los lugares donde se sospeche pueda estar la fuga, agua jabonosa, y rodeando herméticamente con bolsas de plástico las válvulas. Las burbujas del agua jabonosa ó el inflado de las bolsas, indicarán el lugar donde se produce.

Deberá sellarse la fuga en la forma que proceda y reiniciar el tratamiento de vacío desde el principio.

5.2.3.LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO

El aceite de llenado será de la calidad adecuada, debiendo estar purificado y desgaseado, con una temperatura mínima de $25 \div 30$ °C y tener una rigidez dieléctrica al iniciarse el proceso, no menor de $180 \div 200$ kV.

El llenado de aceite se inicia abriendo la válvula inferior del transformador que conecta con el equipo de filtrado y manteniendo en funcionamiento la bomba de vacío.

Por medio de un manómetro situado a la entrada del aceite en el transformador, se vigilará el que la presión de llenado sea como máximo de 0.15 kPa. La velocidad de llenado deberá ser como máximo, de $4 \div 5 \text{ m}^3 / \text{h}$.

El aceite se calentará hasta una temperatura comprendida entre los $50 \div 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Cuando el nivel de aceite quede a unos $40 \div 50 \text{ mm}$ por debajo de la tapa, se interrumpe el vacío y se detiene el llenado. Se procede entonces a efectuar las siguientes operaciones:

- Romper el vacío mediante la apertura de una de las válvulas de la cuba situada a un nivel superior al alcanzado por el aceite.
- Retirar el tubo y las conexiones que han servido para vigilar el nivel de aceite en la cuba.
- Retirar la brida ciega y montar el dispositivo de alivio de sobrepresiones (válvula automática de alivio ó chimenea de expansión).
- Abrir la válvula de comunicación con el conservador y cerrar la de vaciado de éste.

Sé continua el llenado del transformador, hasta que el aceite alcance un nivel en el conservador ligeramente superior al normal.

5.2.4.RECIRCULACIÓN DEL ACEITE

El montaje a realizar durante le etapa de recirculación, es el siguiente: se conecta una de las válvulas inferiores del transformador, a la entrada del equipo de filtrado, y la salida de éste a una de las válvulas superiores del transformador, de forma que el aceite circule de la parte inferior del transformador al filtro, y de éste es bombeado a la parte superior del transformador. La circulación se efectuará a una velocidad de $2 \text{ a } 5 \text{ m}^3/\text{h}$.

El número de pasadas de recirculación es función de la temperatura ambiente:

- Para ambientes iguales ó superiores a $20 \text{ }^\circ\text{C}$. bastará con dos pasadas del total de aceite.
- Si la temperatura ambiente es inferior, será preciso dar 3 ó 4 pasadas.

Seguidamente, se extraerán muestras de aceite con las precauciones habituales y se medirá la rigidez dieléctrica, la cual no deberá ser inferior a los $230 \div 240$ kV/cm. De no alcanzarse esos valores, será preciso dar una nueva pasada por el filtro.

En unidades con tensiones superiores a los 132 kV., es frecuente el efectuar medidas complementarias de aislamiento y compararlas con las efectuadas durante los ensayos en fábrica.

Finalizada la recirculación de aceite, el transformador no deberá ser energizado hasta un período de reposo. La duración de éste, es función de la tensión nominal de la máquina; los tiempos mínimos aconsejables son los que se indican a continuación:

<u>Tensión nominal (KV)</u>	<u>Horas</u>
< 200	12
200 - 400	48
> 400	120

Este reposo es necesario para conseguir que el aceite sedimente, y que las posibles burbujas de aire afloren a la parte superior de la máquina y puedan ser eliminadas mediante un purgado, por los elementos dispuestos a tal fin.

6. VERIFICACIONES, TARADO DE APARATOS Y ENSAYOS PREVIOS A LA ENERGIZACIÓN

Una vez finalizado el montaje, con el transformador ó reactancia llenos de aceite, y transcurrido el tiempo de reposo prescrito, deberán efectuarse las verificaciones y controles que más adelante se detallan, en orden a comprobar la ausencia de anomalías que puedan implicar un riesgo para el transformador en funcionamiento ó para la instalación aneja.

Deberá elaborarse un informe final que habrá de constar como mínimo de los siguientes documentos:

- Informe pormenorizado de las incidencias de montaje, debiendo contener: fecha, descripción, posible origen y corrección efectuada para todas y cada una de ellas.
- Lista de las verificaciones efectuadas.
- Relación de ensayos efectuados y resultados de los mismos.

6.1. VERIFICACIONES GENERALES

A continuación se indican las verificaciones generales a efectuar antes de la energización:

- Inspección visual del estado general de la instalación.
- Comprobar la ausencia de fugas de aceite. Son puntos clave a revisar: bornas y asiento de las mismas, cabeza del conmutador, tapa-cuba, acoplamiento y tapones de vaciado y purga de radiadores ó refrigerantes, válvulas y tuberías.
- Revisar si los niveles de aceite en conservadores y bornas son correctos.
- Inspeccionar estado del desecador: color del silicagel, limpieza del recipiente y orificios de entrada de aire, nivel del aceite en el vaso.
- Verificar que todas las válvulas están en la posición adecuada para el correcto funcionamiento del transformador.
- Extraer muestras de aceite del transformador para efectuar medidas de rigidez. En grandes unidades es práctica común la realización de análisis de los gases disueltos en el aceite.

- Conmutador en vacío: comprobar el funcionamiento del accionamiento y del sistema de bloqueo.
- Conmutador en carga y accionamiento por motor: comprobar que las posiciones del conmutador y accionamiento son coincidentes. Verificar si la transmisión está convenientemente engrasada y el nivel de aceite del cárter del motor es el correcto. Comprobar el funcionamiento mediante la manivela de accionamiento y la actuación del interruptor de bloqueo.
- Efectuar purga de aire de:
 - Bornas.
 - Tuberías.
 - Cabeza del conmutador.
 - Radiadores y refrigerantes.
 - Relés “Buchholz” de transformador y conmutador.
- Comprobar cerraduras y bloqueos de las puertas de cabinas y accionamiento por motor.
- Comprobación de todas las puestas a tierra, verificando el aprieto de los conectores y terminales.

6.2. TARADO DE APARATOS

- Relé “Buchholz”: comprobación mecánica de la actuación de los flotadores. Caso de equipo de toma de muestras desde el nivel del suelo, verificar funcionamiento del grifo y estado del resto de elementos.
- Termómetro de aceite: ajustar los contactos de alarma y disparo a la temperatura conveniente.
- Termostato de aceite: ajustar las temperaturas de alarma y disparo.
- Termostato para funcionamiento del equipo de refrigeración: ajustar las temperaturas de arranque de las distintas etapas del equipo.
- Imagen térmica: ajuste de los contactos para arranque equipo ventilación, alarma y disparo por temperatura.
- Presostatos: ajuste de los valores de alarma por máxima ó mínima presión.

6.3. ENSAYOS AL TRANSFORMADOR

- Relación a todos los arrollamientos y en todas las posiciones del conmutador.
- Comprobación del grupo de conexión y polaridad. Caso de más de dos arrollamientos, se medirá todas las combinaciones exigidas.
- Aislamiento del transformador (anotar previamente temperatura ambiente y condiciones atmosféricas):
 - 1 De los secundarios de transformadores de intensidad contra tierra. (Megger de 1 kV máximo).
 - 2 Del circuito magnético contra piezas de aprieto/cuba. (Megger de 1 kV. máximo)
 - 3 Del cableado de control y auxiliar contra tierra. (Megger de 1 kV máximo)
- Capacidad y tangente de “Delta”:

De los arrollamientos principales contra tierra y entre arrollamientos:

Nota: para la realización en campo de estos ensayos, se precisa instrumentación especial, por lo cual, usualmente, solo se realiza en unidades con tensiones nominales iguales ó superiores a 220 kV.
- Polaridad de los transformadores de intensidad.

6.4. ENSAYOS AL EQUIPO AUXILIAR

- Del equipo de refrigeración:
 - Comprobar sentido de giro y consumo de los ventiladores y motobombas.
 - Funcionamiento indicadores de circulación de aceite.
- De operación cabina de control refrigeración:
 - Arranque y parada de ventiladores y motobombas.
 - Actuación de los térmicos de protección.
 - De los elementos de caldeo.
 - Termostato ambiente e iluminación cabina.

- De operación del accionamiento del conmutador en carga:
 - Sentido de giro y consumo del motor de accionamiento.
 - Actuación de fines de carrera.
 - Actuación de los fines de carrera.
 - Actuación de los térmicos de protección.
 - De los elementos de caldeo.

6.5. COMPROBACIONES FINALES

Finalmente, antes de proceder a la energización, deberá comprobarse:

- El correcto aprieto de los terminales de cables ó barras a las bornas del transformador.
- Las distancias de bornas a partes metálicas ó tierra son suficientes.
- No queda sobre el transformador ni en su entorno, aparato, útil ó herramienta alguna.

6.6. PUESTA EN TENSIÓN

Una vez energizado el transformador, deberán vigilarse durante las primeras horas, los siguientes aspectos.

- Ausencia de ruidos ó vibraciones anormales.
- Subida brusca de la temperatura.
- Actuación del “Buchholz”.
- Fugas de aceite.

Tras unas semanas de funcionamiento normal en carga, sería conveniente el efectuar un reaprieto de ciertas juntas, en especial las de aislamiento de bornas y equipo de refrigeración.

6. ACEITES AISLANTES

ACEITES AISLANTES

ÍNDICE

1. GENERALIDADES

2. ACEITE MINERAL DERIVADO DEL PETRÓLEO

3. TRATAMIENTOS DEL ACEITE

4. ACEITES SINTÉTICOS

1. GENERALIDADES

Los transformadores refrigerados mediante líquido aislante se clasifican en tres categorías:

- a) Transformadores en baño de aceite mineral derivado del petróleo.
- b) Aceites sintéticos (aceites de silicona).
- c) Ascareles ó piralenos.

Prescindiremos del estudio de los ascareles por estar actualmente prohibida su utilización, y por que su empleo se limita a los transformadores de distribución.

2. ACEITE MINERAL DERIVADO DEL PETRÓLEO

Estos aceites, son de origen exclusivamente mineral derivados del petróleo.

La norma UNE 21 - 230 parte V., los clasifica en dos categorías:

- Aceites no inhibidos; es decir sin aditivos antioxidantes.
- Aceites inhibidos; es decir aquellos a los que se les han incorporado elementos antioxidantes.

Se denominan aditivos antioxidantes, todas aquellas sustancias obtenidas por síntesis, que se añaden deliberadamente a un aceite aislante, para mejorar sus características. No tendrán la consideración de aditivos antioxidantes, aquellas sustancias presentes de forma natural en el petróleo crudo, ó producidas durante el proceso de refino.

La proporción en peso entre inhibidor y el aceite, no será nunca superior al 4 por mil.

En España, está generalizado el uso de aceites no inhibidos; es decir sin aditivos antioxidantes.

Los aceites utilizados deben ser aptos para funcionar en transformadores con temperaturas ambientes entre - 30 °C. y 40 °C.

Los aceites nuevos, deberán estar exentos de materias extrañas ó en suspensión, y sus características principales son las que se recogen la tabla I.

ACEITE		SIN INHIBIR	INHIBIDO
CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR	
Masa específica absoluta a 20°C	g/cm ³	≤ 0,895	≤ 0,895
Viscosidad cinemática	cSt.		
- a 20°C		≤ 25	≤ 25
- a - 20°C		≤ 500	≤ 500
Punto de inflamación (v/c)	0°C	≥ 140	≥ 140
Punto de congelación	0°C	≤ -32	≤ -32
Azufre corrosivo		No corrosivo	No corrosivo
Número de neutralización	MgKOH/g	≤ 0,03	≤ 0,03
Rigidez dieléctrica	kV		
- Aceite no tratado		≥ 35	≥ 35
- Aceite tratado		≥ 60	≥ 60
Factor de pérdidas dieléctricas a 90 °C			
- Aceite no tratado		≤ 0,005	≤ 0,005
- Aceite tratado		≤ 0,002	≤ 0,002
Estabilidad a la oxidación acelerada (164 h)			
- Peso de depósito	%	≤ 0,01	
- Número de neutralización	mgKOH/g	≤ 0,04	

Como características complementarias, se definen:

- Color: deberá tener un índice de color igual ó inferior a 0.5 a temperatura ambiente, según fija la norma UNE 21 – 230
- Tensión interfacial: El valor de este parámetro medido a 25 °C. no debe ser inferior a 40 dinas/Cm. según determina la norma UNE 21 - 320.

3. TRATAMIENTOS DEL ACEITE

El aceite puede ser sometido a dos clases de tratamientos:

- Filtrado.
- Regeneración.

El primero está indicado para eliminar las partículas sólidas y el agua ó humedad que pudiera contener; con la regeneración se pretende restituir parte de las propiedades originales del aceite, eliminando ciertos ácidos orgánicos y sedimentos originados por el envejecimiento.

Los procesos de filtrado y regeneración de los aceites, se describen en el apartado correspondiente a “Mantenimiento de transformadores y reactancias”.

4. ACEITES SINTÉTICOS

La prohibición de utilizar ascareles en los nuevos transformadores, impulsó la investigación de nuevos productos no propagadores del fuego y que, por otra parte, no presentasen problemas ecológicos en caso de accidente. Como resultado de la misma se ha difundido en estos últimos años el uso de los aceites de silicona.

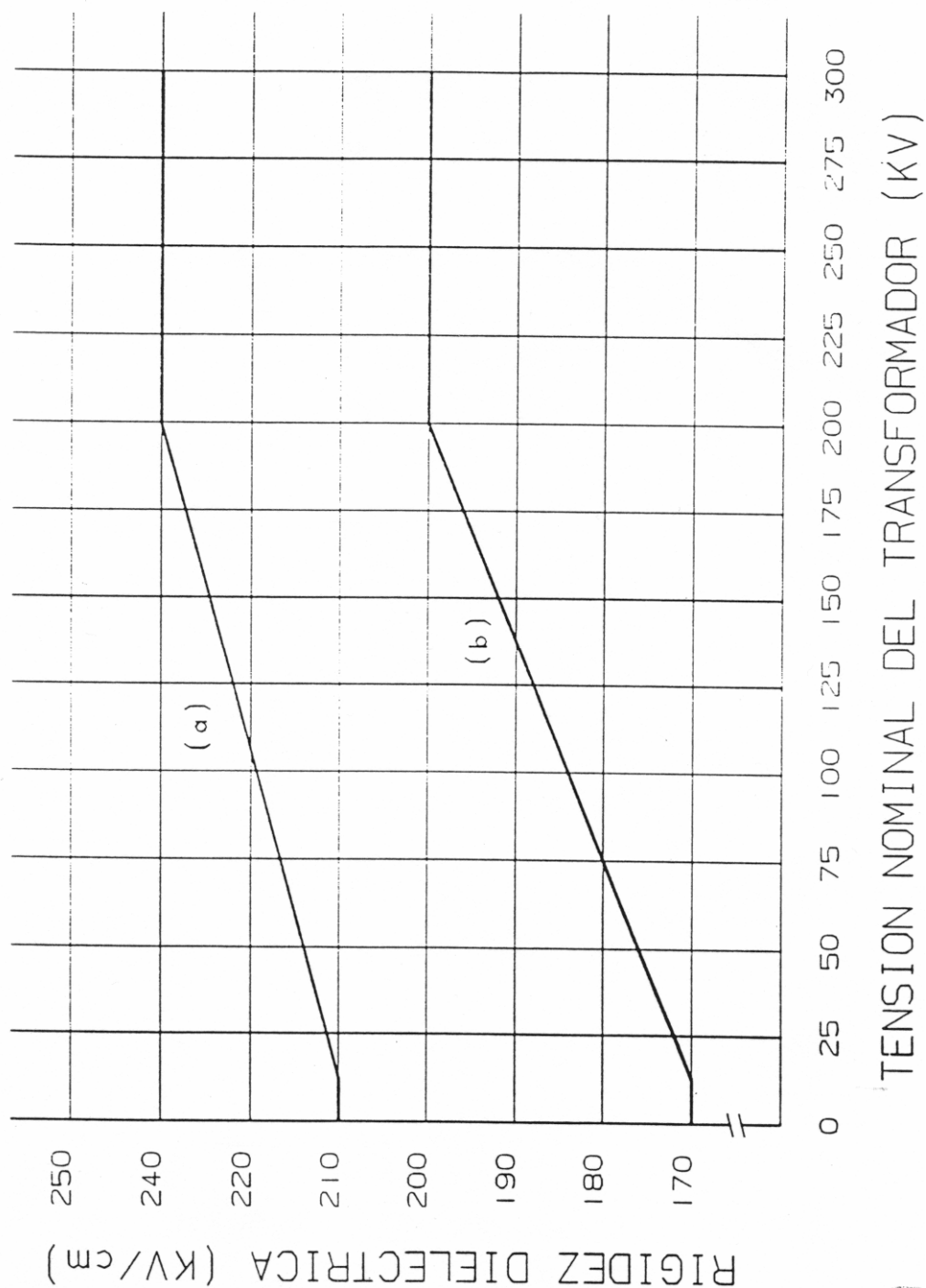
Los aceites de siliconas, en general, presentan unas buenas propiedades eléctricas, no variando éstas prácticamente con la temperatura y poseen igualmente un punto de inflamación (300 °C.) sensiblemente más alto que el de los aceites de tipo mineral, lo que los hace especialmente aptos para instalaciones donde el riesgo de incendio deba ser minimizado. No obstante, tienen las siguientes desventajas.

- a) Precio: sensiblemente más alto que el de los aceites minerales: puede llegar según los casos a 4 ó 5 veces el precio de estos.
- b) Precisa, a igualdad de pérdidas a disipar, aproximadamente un 20 % más de superficie de refrigeración, debido a que la viscosidad a las temperaturas de trabajo, es sensiblemente más elevada. La velocidad de circulación de las siliconas, es 1/5 de la de los aceites minerales.
- c) Precisa en cierto sentido, mayor mantenimiento que los aceites minerales, al ser preciso vigilar asiduamente el contenido de agua, puesto que ésta, aún en pequeñas proporciones, rebaja sensiblemente el punto de inflamación, reduciendo prácticamente a nada la ventaja fundamental que presenta sobre los aceites derivados del petróleo.

En la tabla N° II, se recogen las principales características de los aceites minerales y de siliconas.

PROPIEDAD	SILICONA	ACEITE MINERAL
Viscosidad cinemática		
(mm ² ·s ⁻¹)		
a -20° C	140	720
a 0° C	-85	125
a 25° C	50	16
a 100° C	16	3
Viscosidad dinámica		
(cPo)		
a -20° C	141	657
a 0° C	83,8	112,7
a 25° C	48	22,2
a 100° C	14,2	2,3
Densidad (g/cm ³) a 25°C	0,960	0,887°
Coef. dilatación cúbica (°C)	0,00104	0,00063
Conductividad térmica 25°C (Cal./Cm/°C)	0,00036	0,00032
Calor específico a 25°C (Cal./g/°C)	0,503	0,263
Punto de congelación (°C)	-55	-45
Absorción de aire a 25°C (% en volumen)	16,5	9
Punto de inflamación (°C)	300	150
Punto de combustión (°C)	360	165

- a) Para transformadores nuevos (a la puesta en servicio)
- b) Para transformadores en servicio

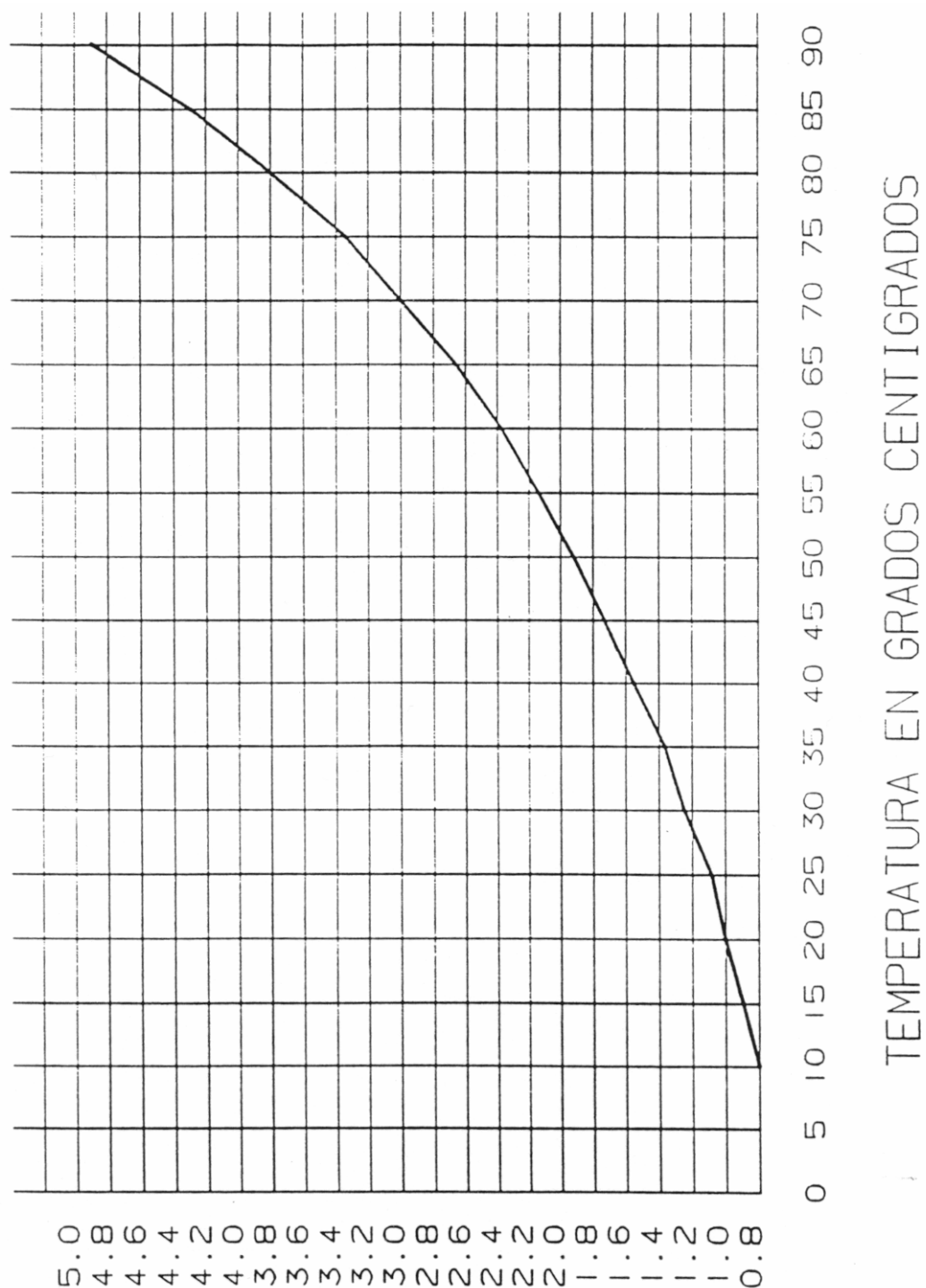


APENDICE I: RIGÍDEZ DIELECTRICA MÍNIMA EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

$$K = \frac{\text{Factor de potencia a TE}}{\text{Factor de potencia a } 20^{\circ} \text{ C}}$$

TE = Temperatura de ensayo

TR = Temperatura de referencia (20 °C, K = 1)

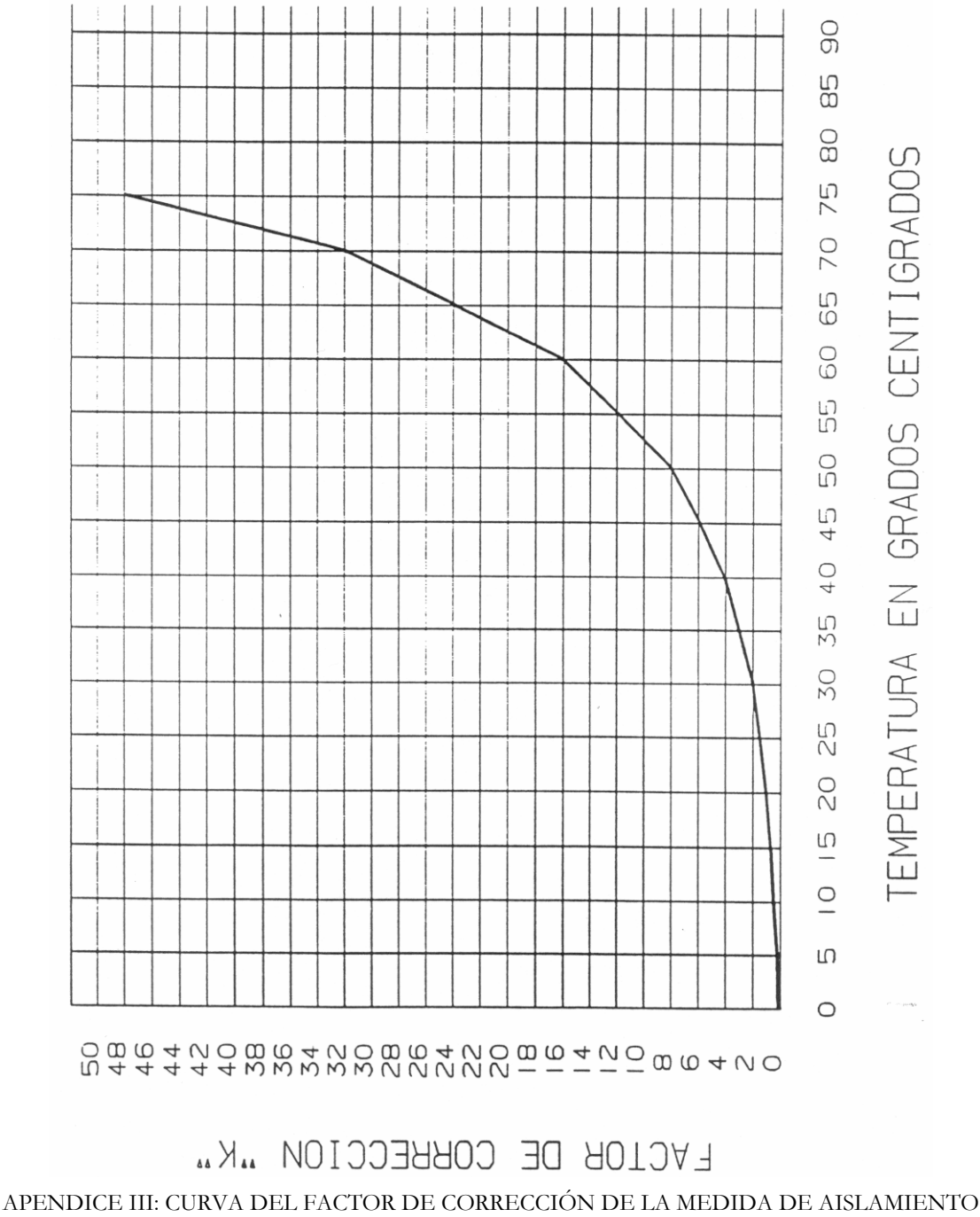


APENDICE II: CURVA DE CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA (Tag. DELTA)

$$K = \frac{\text{Aislamiento a TE (M}\Omega\text{)}}{\text{Aislamiento a 20° C (M}\Omega\text{)}}$$

TE = Temperatura de ensayo

TR = Temperatura de referencia (20 °C, K = 1)



APENDICE III: CURVA DEL FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA MEDIDA DE AISLAMIENTO

7. GUÍA DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS

GUÍA DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS

ÍNDICE

1. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

2. OPERACIONES DE MANTENIMIENTO

2.1. BORNAS

2.2. SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

2.3. CAMBIADORES DE TOMAS BAJO CARGA

2.4. APARATOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

2.5. OTROS ELEMENTOS

2.5.1. VACIADO DE ACEITE

2.6. ACEITES AISLANTES

2.6.1. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

2.6.2. INSTRUCCIONES PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

2.6.3. INSTRUCCIONES PARA LA REALIZACIÓN "IN SITU" DEL ENSAYO DE RIGIDEZ DIELECTRICA

2.6.4. CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES Y SU APTITUD PARA EL SERVICIO

2.6.5. TRATAMIENTO Y REGENERACIÓN DE ACEITES

GUÍA DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS

1. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

La información de este apartado se adjunta al final de este capítulo.

2. OPERACIONES DE MANTENIMIENTO

Seguidamente, vamos a describir las operaciones de inspección y mantenimiento más frecuentes, de los principales elementos y accesorios instalados en los transformadores y reactancias.

2.1. BORNAS

Como es sabido, de las bornas pueden hacerse distintas clasificaciones atendiendo a diversos aspectos; las dos más importantes se efectúan atendiendo a:

- La naturaleza del aislante: bornas con aislamiento sólido y bornas condensadoras.
- Según los medios a interconectar: aceite - aire, aceite - aceite, ó aceite - SF6.

El mantenimiento es distinto, fundamentalmente en lo que se refiere a la segunda clasificación, puesto que la accesibilidad de las conexiones determina el tipo y la frecuencia de la inspección.

Tres son los orígenes de los defectos más comunes que se presentan en las bornas:

- Defectos de origen térmico: calentamientos anormales de los elementos de conexión debido a contactos defectuosos. El calentamiento de las conexiones externas, puede dañar la junta superior de l perno de conexión, quemándola ó endureciéndola, lo que se traduce en la correspondiente fuga.
Si el calentamiento es de la conexión interna, conexión entre salidas de bobinas y bornas, el análisis de gases disueltos en el aceite, nos indicará la existencia de “puntos calientes”.
- Defectos de origen mecánico: producidos generalmente por golpes en las porcelanas. Si son de poca entidad y no afectan de manera significativa a la línea de fuga, pueden restaurarse mediante el uso de cementos especiales ó siliconas. Caso contrario, lo prudente es efectuar con la mayor brevedad posible, la sustitución de la borna dañada.
- Defectos del aislamiento principal: se presentan en las bornas tipo condensador, y se deben casi exclusivamente al envejecimiento, natural ó prematuro del cuerpo aislante. Este defecto, sólo puede ponerse de manifiesto mediante las correspondientes medidas de aislamiento, capacidad y tangente de Delta de las bornas y su evolución en el tiempo. En la placa de características de las bornas, aparecen los valores nominales de las capacidades entre terminal superior y toma capacitiva, y entre ésta y la brida de la borna.

Importante: Todas las operaciones de mantenimiento de las bornas deben realizarse con el transformador desenergizado.

a) Limpieza de las porcelanas:

- Proceder a un soplado con aire comprimido a baja presión.
- Lavar con alcohol ó con cualquier otro producto detergente de base alcohólica.

b) Corrección de fugas en el perno superior de las bornas:

- Cerrar la válvula de comunicación entre conservador y transformador.
- Separar el conector ó terminal de línea.
- Efectuar con cuidado un reaprieto de perno y caperuza contra la base. De no ser suficiente, proceder como a continuación se indica.
- Desmontar el perno de conexión, levantar la caperuza e inspeccionar la junta anular. Si presenta un aspecto endurecido ó deformaciones permanentes, conviene sustituirla.
- Limpiar con un trapo el asiento de la junta, montar la caperuza y efectuar el aprieto del perno con cuidado de no “morder” la junta.

Algunas veces, especialmente en las bornas de aislamiento sólido tipo DIN. Se producen fugas por poros localizados en la caperuza superior. La corrección del defecto se realiza mediante el relleno del poro, con un sellador adecuado tipo:

“Burnill metal” ó similar. Previamente se habrá limpiado la superficie de la caperuza mediante tricloro - etano u otro producto similar. En ciertos casos será preciso sustituir la caperuza defectuosa.

c) Corrección de fugas en el asiento de la borna.

Son fugas que se presentan con alguna frecuencia al poco tiempo de entrar los transformadores en servicio, y suelen deberse a ajustes por dilataciones al alcanzar la temperatura de régimen el transformador. En la mayoría de los casos la corrección consiste en efectuar un reaprieto cuidadoso y uniforme de la borna en cuestión. De no ser suficiente con él reaprieto para corregir la fuga, deberá procederse al desmontaje de la borna del transformador para sustituir la junta de asiento, junta plana ó tórica según los casos, para lo cual deberá procederse como se indica.

- Disponer de una grúa ó polipasto de capacidad adecuada a la borna a desmontar; igualmente proveerse de los estorbos de cáñamo ó Nylon necesarios; nunca utilizar estorbos de cable de acero.

- Cerrar la válvula de comunicación entre conservador y transformador.
- A través de la válvula superior de filtrado, extraer la cantidad de aceite necesaria hasta dejar el nivel de aquel por debajo de la tapa.
- Sujetar sólidamente con los estorbos la borna al gancho de la grúa ó polipasto.
- Si se trata de bornas de alta tensión, la conexión interna estará hecha con cable; para el desmontaje de la borna, será preciso aflojar el perno superior, desmontar la caperuza y liberar el perno de conexión interna para que una vez aflojados los tornillos de anclaje, proceder a extraer el cuerpo principal de la borna. Sustituir la junta por una nueva, limpiando convenientemente con trapos secos, el asiento de aquella; montar el cuerpo de la borna y efectuar un aprieto regular y cuidadoso de los tornillos de la brida de fijación, observando que la junta quede en la posición conveniente y no sea “mordida”. Fijar el perno de conexión interna al perno exterior (atención a la posición y aprieto de la junta superior).
- En el caso de bornas de baja tensión y elevada intensidad, y del tipo de aislamiento sólido, tipo DIN, para desmontar la borna de la tapa del transformador, deberemos previamente, él haber aflojado las conexiones internas, efectuadas en la mayoría de los casos, con pletina. Esto se efectúa a través de registros en la tapa del transformador, dispuestos en las proximidades de la borna a desmontar. Seguidamente, y una vez sujeta la borna con los estorbos a la grúa ó polipasto, se aflojan los tornillos de fijación de la borna a la tapa y se extrae aquella completa. Se procede entonces a la sustitución de la junta con las precauciones indicadas en el apartado anterior. Montar de nuevo la borna, fijarla a la tapa, y proceder a efectuar la conexión interna a través del registro, y finalmente cerrar éste.

d) Inspección de la toma capacitiva

Desmontar la cubierta de la toma capacitiva, comprobar que el muelle de puesta a tierra hace presión suficiente sobre la toma, verificar la ausencia de corrosión ó humedad interna, así como el estado de la junta entre cubierta y borna.

Es muy importante el asegurarse, que el muelle de la cubierta efectúa la presión suficiente sobre la toma capacitiva, para que ésta, quede efectivamente puesta a tierra cuando el transformador está en servicio.

e) Verificación del nivel de aceite en las bornas

Las bornas tipo condensador van rellenas con su propio aceite, independiente del que contiene el transformador. Los tipos mayores, van dotadas de indicador de nivel; en los tipos más pequeños, no es posible la observación directa, por lo cual la verificación del nivel correcto, habrá de efectuarse a través de uno de los dos tornillos de llenado dispuestos en la parte superior de la caperuza, introduciendo una varilla metálica limpia y seca, para ver la altura del aceite y compararla con la que facilita el fabricante para cada tipo de borna, en el folleto correspondiente.

Si se precisa añadir aceite, el llenado se efectuará por uno de los dos taladros antes citados, con aceite nuevo de buena calidad, e igual al que lleva la borna ó en todo caso, compatible con él.

2.2. SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

a) Radiadores:

- Los radiadores no precisan un mantenimiento especial, sólo observar
- Si entre sus elementos presentan polvo acumulado ó materiales extraños que dificulten la disipación del calor ó la circulación de aire a través de ellos. En tal caso, puede procederse a una limpieza mediante agua a presión.
- Revisar la estanqueidad de los tapones de purga y vaciado de todos y cada uno de los radiadores, reapretándolos caso necesario.
- Observar el estado de la pintura, procediendo a un desengrasado y pintado de aquellos puntos donde pueda haberse iniciado un proceso de corrosión. Caso de alguna pequeña fuga de aceite, limpiar la zona con un buen disolvente y aplicar un sellador. NO UTILIZAR NUNCA UN SOPLETE PARA CORREGIR LA FUGA, debido a que el radiador se encuentra lleno de aceite, y a que la pared del mismo suele ser de pequeño espesor, 1 a 1.5 mm., el intento puede tener consecuencias imprevisibles.

- Revisar el funcionamiento y estado de las válvulas de independización de los radiadores, prestando especial atención a las posibles fugas de aceite que pueden producirse por la junta principal entre radiador y cuba ó por la junta del prensaestopas del eje de accionamiento. Finalizada la revisión, no olvidar comprobar que todas las válvulas de los radiadores queden en posición de ABIERTAS.
- Si por alguna causa es preciso desmontar algún radiador: por cambio de juntas, desmontaje de una válvula, etc., deberá procederse en la forma siguiente:
 - Cerrar las válvulas superior e inferior del radiador en cuestión.
 - Acoplar una manguera al orificio inferior de vaciado del radiador. Es conveniente que la manguera lleve intercalada una llave de paso, puesto que la cantidad de aceite en el radiador puede exigir para su vaciado varios bidones.
 - Abrir el tapón de purga superior; el aceite irá pasando por gravedad al recipiente correspondiente.
 - Mediante un polipasto ó grúa adecuados, suspender el radiador por los ganchos correspondientes.
 - Disponer en el suelo, en la vertical del radiador, una cubeta ó recipiente a ser posible de no mucha altura y bastante superficie, para recoger el posible goteo de aceite del transformador a través de las válvulas de independización; éstas, normalmente del tipo “mariposa”, no suelen ser totalmente estancas, por lo cual se produce siempre un pequeño flujo de aceite a través de ellas.
 - Aflojar los tornillos de fijación a los colectores superior e inferior y retirar el radiador.

b) Aerorefrigerantes:

- Los cuidados son similares a los de los radiadores: Aplicar para su limpieza chorro de agua a presión frontalmente, de forma que el polvo ó suciedad sean arrastrados hasta la pared posterior. Previamente, se habrá desconectado la alimentación a los ventiladores.
- Para el resto de operaciones: Repaso de pintura, inspección de fugas, vaciado de aceite, desmontaje de un aéreo, etc., proceder en forma similar a la indicada para los radiadores.
- Revisar la caja de conexión de los aéreos, observando si hay síntomas de corrosión en los terminales y efectuando un reapretado de los mismos.

c) Motobombas:

- Las motobombas, van protegidas contra el polvo y suciedad, por lo cual, prácticamente no precisan de mantenimiento alguno; tan solo será preciso una limpieza externa con chorro de agua a presión, y la revisión de la caja de conexiones; comprobando si existen indicios de corrosión y efectuando el reapretado de los terminales.
- Comprobar estado de la puesta a tierra.

d) Ventiladores:

- Limpieza con chorro de agua a baja presión, operación que puede hacerse al mismo tiempo que la limpieza de los radiadores, puesto que el motor suele ser de carcasa hermética.
- Revisar la caja de conexiones: retirando la tapa y comprobando si existe humedad ó corrosión, revisar terminales y efectuar reaprieto de las conexiones.
- Verificar el estado de la fijación a los radiadores y reapretar si procede.
- Comprobar el estado de la rejilla de protección y su fijación.
- Comprobar estado de la toma de tierra.

2.3. CAMBIADORES DE TOMAS BAJO CARGA

Los cambiadores de tomas en carga, son elementos fundamentales de los transformadores, de ahí la importancia que el efectuar un correcto mantenimiento, tiene en las condiciones de explotación de aquellos, ya que las averías que pueden producirse en los cambiadores, son generalmente de carácter catastrófico, conduciendo a reparaciones largas y costosas.

No es posible fijar con carácter estricto, una norma sobre la periodicidad con que debe efectuarse la inspección de los cambiadores, puesto que depende de factores varios, unos intrínsecos del propio aparato: tipo intensidad máxima admisible, etc., y otros ligados íntimamente a las condiciones de explotación, tales como intensidad ó carga de servicio, sobrecargas cíclicas ó puntuales, número de maniobras diarias, etc.

Los fabricantes de cambiadores, facilitan para cada tipo el número máximo de maniobras antes de la revisión. Igualmente, suelen aconsejar el cambio de aceite del ruptor al tiempo que se revisan los contactos, ó al menos cada dos años de funcionamiento, puesto que los fallos más frecuentes, se localizan en los contactos ó por contaminación del aceite del ruptor.

Un buen mantenimiento debe por tanto prestar especial atención a estos dos últimos aspectos.

Por otra parte, el cambiador de tomas encarga, es un aparato mecánicamente complejo, y requiere para su manipulación, conocimientos y utillaje especiales. Es por tanto que la revisión de este elemento debe ser encomendada a un buen especialista, debido a las repercusiones que una deficiente e inexperta manipulación puede tener en el funcionamiento y la vida del transformador.

A título meramente enunciativo, vamos a reseñar los aspectos más importantes a tener en cuenta en las inspecciones:

- Estado general del sistema de carga y accionamiento ubicado en la cabeza del conmutador: biela, muelle de carga, fin de carrera, etc.
- Ruptor:
 - Desgaste de contactos: leve, profundo, regula ó escalonado, fogueo, cambios de color, etc.
 - Presión de los muelles de contactos.
 - Estado de las resistencias.
 - Holguras y desplazamientos anómalos.
 - Suciedad ó fogueo en el tubo
- Tubo portacontactos:
 - Desgaste de los contactos fijos.
 - Holguras.
 - Suciedad, etc.

- Tapa y transmisión.
 - Suciedad.
 - Estado del cristal de la mirilla.
 - Limpieza y engrase de la transmisión.
 - Estado de la toma de tierra.

2.4. APARATOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Seguidamente se detallan las inspecciones más comunes a realizar en los aparatos de protección y medida.

Si se detectara un mal funcionamiento ó avería en este tipo de aparatos, lo conveniente es sustituirlo con la mayor brevedad, y enviar el averiado al fabricante para su reparación y tarado. Por tratarse de aparatos con elementos muy sensibles, cualquier manipulación puede hacerlos irrecuperables, ó en el mejor de los casos, dar lecturas ó informaciones erróneas con el consiguiente riesgo para el transformador.

- Indicador magnético de nivel:
 - Limpieza de la mirilla.
 - Comprobar si hay indicios de humedad en el interior; caso afirmativo, desmontar la cubierta, aflojando los tornillos laterales y comprobar estado de la junta; limpiar la esfera, prestar atención a no modificar la posición de la aguja indicadora, puede dar origen a lecturas de nivel erróneas.
 - Comprobar estado de la caja de conexiones: corrosión, estado de terminales, cables, prensaestopas, etc.
 - Comprobar funcionamiento de las alarmas y disparos, cerrando el circuito en la caja de conexiones del propio aparato.

- Relé “Bucholz”:
 - Limpieza de mirillas. Comprobación de funcionamiento de los flotadores y de las correspondientes alarma y disparo.
 - Si dispone de aparato para la extracción de muestras de aceite y gas desde el nivel del suelo, comprobar el funcionamiento de todas las llaves y válvulas, y efectuar una limpieza de vaso y tuberías.

- Relé “Bucholz” del cambiador de tomas en carga:
 - Limpieza de mirillas.
 - Comprobación de funcionamiento de los contactos de alarma y disparo.

- Válvula de retención automática:
 - Limpieza exterior.
 - Comprobación de funcionamiento del tornillo de bloqueo; finalizada la operación no olvidar situar el tornillo en la posición de trabajo, es decir en la posición MÁS BAJA.

- Válvula automática de alivio:
 - Limpieza general.
 - Verificación del funcionamiento del testigo indicador.
 - Comprobar ausencia de manchas de aceite en su entorno, pudiera indicar que la válvula ha actuado.
 - Comprobar funcionamiento del microrruptor situado en la cabeza, señalizando las correspondientes alarma y disparo.

- Chimenea de explosión:
 - Limpieza y comprobación del estado del cristal.
 - Verificación del funcionamiento de microrruptor y la señalización de la alarma y disparo correspondientes.

- Transformadores de intensidad tipo “Bushing”:
 - Comprobar en la caja de conexiones: humedad, corrosión, estado del cableado y terminales, puesta a tierra del núcleo del T.I., etc.

- Termómetro de aceite:
 - Limpieza de mirilla.
 - Comprobar si hay indicios de humedad en el interior; caso afirmativo, desmontar la cubierta y comprobar el estado de la junta.
 - Limpiar la esfera y los contactos.
 - Comprobar estado de la caja de conexiones: corrosión ó humedad, estado de los terminales, cables, prensaestopas, etc.
 - Funcionamiento manual de los contactos regulables y comprobación de que se producen las correspondientes alarmas y disparos.
 - Comprobación del tarado de temperaturas. Si el transformador está construido con calentamientos UNE ó CEI, los valores normales de tarado, son: Alarma a $90 \div 95$ °C y disparo a 100 °C.
 - Si los calentamientos son distintos del standard de UNE ó CEI, la norma debiera ser:
 - 1 Tarado del disparo: Ambiente máximo + calentamiento máximo del aceite.
 - 2 Tarado de la alarma: $5 \div 10$ °C menos que la temperatura de disparo.

- Termostato:
 - Limpieza exterior.
 - Abrir la tapa y comprobar estado del termostato, verificar estado de la junta, cableado, terminales y prensaestopas.
 - Comprobar funcionamiento de los contactos y tarado de las temperaturas de arranque equipo de ventilación, alarma y disparo.
 - Las temperaturas de tarado del termostato deben ser idénticas a las del termómetro de aceite; son válidas por tanto, las recomendaciones allí recogidas.

Si el termostato dispone de un contacto para arranque del equipo de ventilación forzada, ventiladores y/o motobombas, el tarado de la temperatura para esta función es variable; lo usual es ajustarlo para que el arranque se produzca cuando el aceite llegue a los 60 - 65 °C de temperatura.

- Termómetro indicador del punto más caliente (Imagen térmica):
 - Limpieza de mirilla.
 - Comprobar si hay indicios de humedad ó corrosión en el interior; caso afirmativo, desmontar la cubierta y comprobar el estado de la junta.
 - Limpiar la carátula y los contactos.
 - Comprobar estado de la caja de conexiones: corrosión, humedad, estado del cableado y terminales, conexión del T.I., prensaestopas y entrada de la sonda de toma de la temperatura.
 - Comprobar estado y limpiar la sonda de la temperatura y del pocillo en la tapa donde se aloja.
 - Reapretar si se precisa.
 - Funcionamiento manual de los contactos regulables y comprobación de que se producen las correspondientes señales de alarma, disparo y arranque de ventiladores y/o motobombas.
 - Comprobación del tarado de temperaturas. Si el transformador está construido con calentamientos UNE ó CEI, deberá efectuarse el tarado de alarma, a los 105-110 °C. y de disparo a los 115-120 °C.
 - Si los calentamientos son distintos del standard de UNE ó CEI, la norma debiera ser:
 - 1 Tarado del disparo: Ambiente máximo + calentamiento máximo del cobre. (Punto más caliente).
 - 2 Tarado de la alarma: 10 °C. menos que la temperatura de disparo.

Si la imagen térmica dispone de un contacto para arranque del equipo de ventilación forzada, ventiladores y/o motobombas, el tarado de la temperatura para esta función es variable; lo más usual es ajustarlo para que el arranque se produzca cuando la temperatura máxima del cobre llegue a los 75 - 80 °C.

Si el transformador dispone de dos etapas de refrigeración forzada, ONAM - ONAF ú ONAF - OFAF, es común el que el arranque de la primera etapa se realice a los 70 - 75 °C. y el de la segunda, a los 75 - 80 °C.

Por otra parte, si el transformador ha sido ensayado a calentamiento, se puede efectuar un tarado más preciso de las señales de alarma y disparo, al conocerse tanto los calentamientos medidos durante el ensayo de aceite y cobre, como los correspondientes gradientes de los distintos arrollamientos.

- Sonda de lectura a distancia de la temperatura:
 - Limpiar y revisar el pocillo de la tapa donde se aloja.
 - Observar estado del prensaestopas.
 - Reapretar si se precisa.

- Desecador de aire:
 - Inspeccionar el estado del silicagel.
 - Color azul: Ausencia de humedad y por tanto, apto para el servicio.
 - Color violáceo: Indica un contenido de humedad entre el 20 y el 50%; deberá regenerarse ó cambiarse en breve plazo.
 - Color rosáceo: Indica 100% de humedad. Deberá procederse al cambio inmediato.
 - La extracción del silicagel del desecador se efectúa, según los tipos, bien desmontando la parte inferior de éste, ó a través de un registro dispuesto para tal fin en la parte inferior.
La regeneración del silicagel, puede efectuarse calentándolo sobre una chapa de acero hasta los 100 - 110 °C., aunque por tratarse de un producto barato y con una cantidad reducida por transformador, lo mejor es disponer de silicagel nuevo cada vez que se precise.
 - Limpieza del vaso ó mirilla y comprobación del nivel de la junta líquida, añadiendo aceite caso necesario. Prestar especial atención a que los orificios de entrada de aire, estén despejados.

- Indicador de circulación de aceite:
 - Verificar estado de la caja de conexiones y prensaestopas.
 - Comprobar que desaparece la señal de alarma, al poner en funcionamiento la motobomba correspondiente.

2.5. OTROS ELEMENTOS

En este apartado, se incluyen las instrucciones de mantenimiento de cabina de accionamiento por motor, de control de la refrigeración y caja final de bornas, así como la realización de alguna operación aparentemente sencilla pero que bajo determinadas circunstancias puede ser origen de problemas.

- Cabina de accionamiento por motor:
 - Inspeccionar estado del cierre de la cabina; si existe humedad ó corrosión en su interior, cambiar la junta de la puerta.
 - Limpieza interior: Efectuar un soplado con aire a baja presión.
 - Verificar nivel de aceite en el cárter del motor. Rellenar si se precisa con aceite de motores.
 - Comprobar funcionamiento de la resistencia de caldeo y termostato ambiente, iluminación de la cabina e interruptor de accionamiento.
 - Verificar funcionamiento de relés, contactores y fines de carrera. Especialmente los de fin de posición; para ello, llevar el cambiador de tomas alternativamente hasta ambas posiciones extremas, comprobando que a pesar de mantenerse la orden de subir ó bajar, el cambiador no actúa. Igualmente, comprobar el funcionamiento del relé paso a paso: dar una orden de subir ó bajar, y manteniendo el pulsador presionado, ver que el cambiador solo pasa una posición.
 - Efectuar reaprieto de bornas y terminales.
 - Comprobar estado de la toma de tierra interna: de la caja a la tapa.

- Cabina de control de refrigeración:
 - Inspeccionar estado de cierre de la puerta y cerradura; ver si existe humedad ó corrosión, comprobar estado de la junta y cierre de la puerta.
 - Limpieza interior mediante el soplado con aire a baja presión.
 - Comprobación del funcionamiento de relés y contactores; verificar el tarado de los magnetotérmicos.
 - Comprobar estado y funcionamiento de la resistencia de caldeo, termostato ambiente y sistema de iluminación.
 - Efectuar reaprieto de terminales y bornas.
 - Comprobar estado de la toma de tierra interna: de la caja a la tapa.

- Caja final de bornas:
 - Inspeccionar estado del cierre y la existencia de humedad y corrosión.
 - Verificar estado de la junta de la puerta y cerradura.
 - Efectuar limpieza interior con soplado de aire a baja presión.
 - Efectuar reaprieto de bornas y terminales.
 - Comprobar estado de la toma de tierra interna.

- Verificación del estado de las tierras:
 - Principal del transformador: reapretar.
 - De las distintas cabinas de control al transformador; reapretar.
 - De la cabeza del cambiador de tomas a la tapa.

- Verificación del estado de las fijaciones y soportes elásticos de las cabinas y aparatos al transformador.

- Engrase de los árboles de transmisión y sus acoplamientos.

2.5.1. VACIADO DE ACEITE

En el presente apartado, vamos a tratar sólo de la extracción de pequeñas cantidades de aceite y no del vaciado total.

Hay ocasiones en las que se precisa corregir el exceso de nivel de aceite en el conservador y extraer cantidades que pueden llegar a unos cientos de litros.

- En transformadores con conservador convencional, se procederá de la siguiente forma:
 - Retirar de servicio el transformador.
 - Preparar bidones ó recipientes de capacidad suficiente a la del aceite a extraer.
 - Preparar una manguera con su correspondiente llave de paso.
 - Acoplar la manguera a la válvula de vaciado del conservador.
 - Cerrar la válvula de comunicación entre conservador y transformador.
 - Desmontar el desecador de aire para que éste penetre de forma libre y rápida en el conservador.
 - Abrir la válvula de vaciado y extraer la cantidad necesaria. El llenado de los recipientes se efectúa por gravedad ó mediante bomba.
 - Finalizada la extracción, cerrar la válvula de vaciado del conservador, montar el desecador, abrir la válvula de comunicación entre conservador y transformador y retirar la manguera.
- En transformadores con atmósfera sellada (conservador con balón de caucho), el proceso es idéntico, puesto que en este caso, el desmontar el desecador, tiene por objeto el llenado de aire del balón a medida que se va extrayendo aceite del conservador.

El vaciado de pequeñas cantidades de aceite, salvo la extracción de muestras para análisis, nunca debiera realizarse extrayendo el aceite por la válvula de vaciado del transformador, puesto que se corre el riesgo de extraer mayor cantidad de la necesaria, y dejar el nivel por debajo de los elementos de la parte activa, con las consecuencias imaginables tras su puesta en tensión.

2.6. ACEITES AISLANTES

Es de todos conocidos la trascendencia que para la vida del transformador, tiene el estado del aceite. Hoy día, no se concibe un programa de mantenimiento que no dedique atención preferente a este tema.

Es por tanto preciso, en máquinas de cierta importancia, el realizar una verificación anual del estado del aceite. Los aspectos más relevantes a comprobar son:

- Rigidez dieléctrica.
- Valor máximo del ángulo de pérdidas a 90 °C (Tang. de Θ).
- Contenido de agua.

Los ensayos a realizar en el aceite tienen distinta finalidad: con el ensayo de rigidez dieléctrica y el físico - químicos, se pretende determinar el estado real del aceite y su mayor ó menor aptitud para el servicio, mientras que con los ensayos cromatográficos lo que se busca, es el detectar el nivel de “salud” del transformador mediante la obtención de las cantidades y tipo de gases disueltos y ver su evolución en el tiempo.

Mientras que el ensayo de rigidez puede hacerse en campo al disponerse en el mercado de aparatos portátiles; tanto los ensayos físico - químicos como los cromatográficos, precisan de laboratorios y personal especializados.

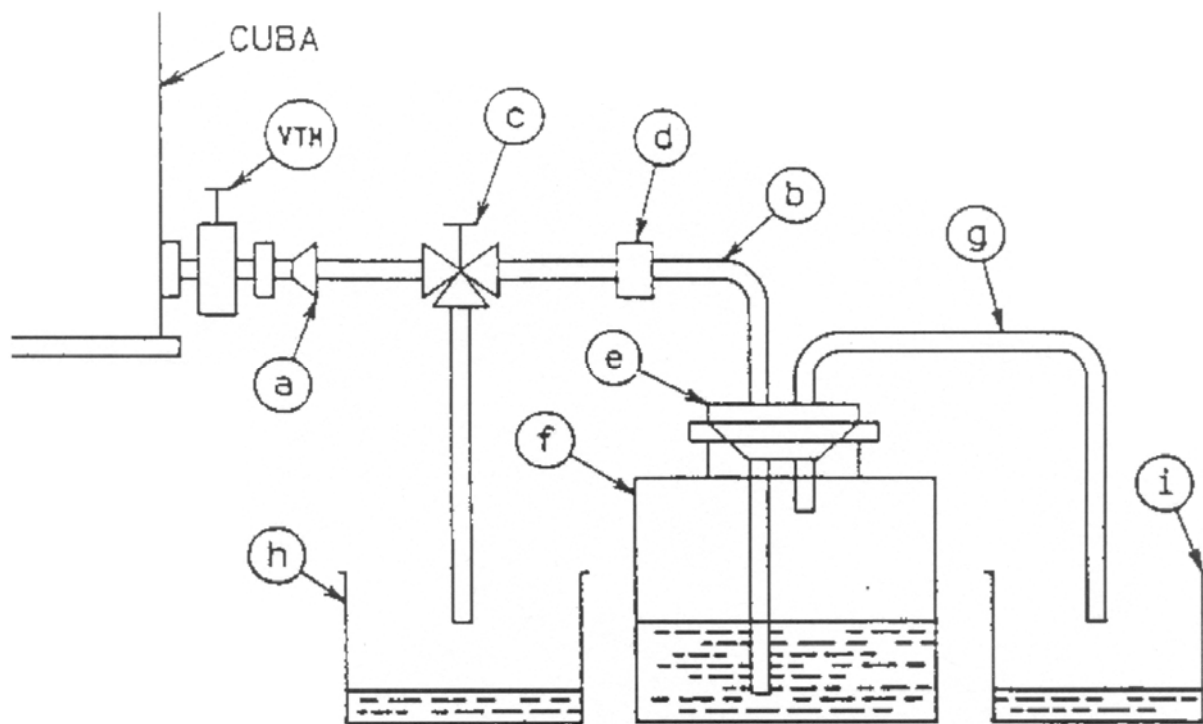
2.6.1.DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

La validez de los resultados de los análisis se ve muchas veces cuestionada por el estado en que la muestra de aceite llega al laboratorio; es por tanto preciso, el establecer un proceso y disponer del equipo adecuado para que la recogida y manipulación de la muestra se haga con las máximas garantías.

Existen en el mercado equipos completos para la recogida y transporte de las muestras de aceite, pero básicamente todos están compuestos por los siguientes elementos:

- Un juego de tapones de goma (a) de distintos diámetros para acoplar a la válvula de toma de muestras del transformador. (VTM).
- Un tubo acodado de vidrio (b) que lleva intercalado una válvula de dos vías (c) y una pequeña perilla de goma (d).
- Un tapón con dos orificios (e) para acoplar a la botella de recogida de muestras (f).
- Un juego de al menos 3 botellas para recogida de muestras (f), de 2 litros de capacidad; cada botella dispondrá de doble tapón de cierre, uno interior de plástico blando, que encaja a presión, y el exterior de plástico duro, y a rosca. En el cuello de la botella, habrá dos marcas entre las cuales deberá quedar el nivel de aceite, cuando el llenado es correcto.
- Otro tubo de vidrio acodado en ángulo (g).
- Dos probetas de vidrio de boca ancha, de al menos dos litros de capacidad, una para los vertidos (h) y otra para rebose (i).

Ver detalle de montaje en la figura adjunta



MONTAJE DEL DISPOSITIVO DE TOMA DE MUESTRAS

Fig. 1

2.6.2.INSTRUCCIONES PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

- 1°. Limpiar cuidadosamente la salida de la válvula de toma de muestras (VTM) con un trapo limpio y seco y sí hilachas.
- 2°. Disponer un recipiente bajo la válvula de toma de muestras (VTM), abrir ésta, y dejar fluir el aceite en cantidad suficiente para que pueda arrastrar los depósitos ó suciedad acumulados en el interior de la propia válvula, generalmente con un par de litros suele ser suficiente; cerrar la válvula.
- 3°. Del juego de tapones (a), elegir el más adecuado y acoplarlo a la boca de salida de la válvula del transformador (VTM).
- 4°. Con la válvula de dos vías (c) en la posición adecuada, abrir lentamente la válvula del transformador hasta que en la probeta de vertidos (h), se recojan entre 1 y 2 litros de aceite.
- 5°. Girar la válvula (c) para que el flujo de aceite se dirija a la botella de recogida de muestras (f); efectuar la operación lentamente a fin de evitar turbulencias. Una vez llena, dejar rebose el aceite por el tubo (g) hasta que en la probeta (i) se recoja 1 litro de aceite aproximadamente.
- 6°. Retirar el tapón (e), asegurarse de que el nivel de aceite queda entre las dos marcas señaladas en la botella, y proceder al cierre de ésta con los dos tapones. Etiquetar convenientemente.
- 7°. Para el llenado de otras botellas, acoplar el tapón (e) a la nueva botella y repetir el proceso a partir del paso 5°.
- 8°. Terminada la operación se procederá al lavado del dispositivo con agua caliente y detergente.

En cada etiqueta, deberán figurar como mínimo, los siguientes datos:

- Identificación del transformador: Número de fabricación, potencia, fabricante y ubicación.
- Fecha y hora de la recogida de la muestra.
- Punto de la toma de muestras: Fondo de la cuba, parte media ó superior, conmutador en carga, etc.
- Temperaturas: Ambiente, máxima del aceite y de la muestra.
- Tipo de análisis a efectuar: Físico - químico, cromatográfico, rigidez dieléctrica, etc.

2.6.3. INSTRUCCIONES PARA LA REALIZACIÓN “IN SITU” DEL ENSAYO DE RIGIDEZ DIELECTRICA

Deberá utilizarse un equipo contrastado y el método de prueba corresponderá al descrito en la norma UNE 21309-70 ó CEI 156-3. Los electrodos utilizados son generalmente del tipo de casquete esférico de 36 mm. De diámetro y 25 mm de radio de curvatura, siendo la separación entre electrodos de 2.5 ± 0.1 mm., por lo cual la conversión de tensión de perforación a rigidez dieléctrica se efectúa multiplicando por 4 el valor medido por el aparato.

Las instrucciones de manejo del equipo, se facilitan con el mismo, y son de fácil comprensión; como complemento se facilitan las recomendaciones necesarias para la realización del ensayo.

- La muestra deberá obtenerse preferentemente en la forma indicada en el apartado anterior. De no ser posible, para este tipo de ensayo, puede recogerse en la forma siguiente:
 - Con un trapo limpio y si flecos, limpiar la salida de la válvula de toma de muestras del transformador.
 - Disponer un recipiente bajo la válvula de toma de muestras, abrir ésta y dejar fluir aceite para que arrastre la suciedad ó asientos depositados en la propia válvula. Limpiar de nuevo la salida.
 - Abrir la válvula y verter el aceite en la propia cubeta de ensayo del chispómetro. Proteger la cubeta con plástico para evitar el polvo y la humedad.
- Una vez llena la cubeta de ensayo con el aceite a probar, se dejará reposar éste, 10 minutos.
- Efectuar 6 ensayos con un intervalo entre ellos de 2-3 minutos.
- De los 6 valores registrados, se descarta el primero, calculándose la media aritmética de los 5 restantes; el valor medio resultante es el que se considera como tensión de perforación y a partir del cual, se obtendrá el valor de la rigidez dieléctrica del aceite en cuestión.

2.6.4. CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES Y SU APTITUD PARA EL SERVICIO

Los aceites envejecidos se clasifican en función de sus características y según su aptitud, en cuatro grupos:

- GRUPO I:** Incluye todos aquellos aceites que están en condiciones de continuar en servicio.
- GRUPO II:** Comprende a los aceites que tienen una rigidez dieléctrica baja ó contaminantes insolubles, por lo cual precisan de un filtrado para devolverles las características que tienen los aceites del Grupo I y puedan seguir en servicio.
- GRUPO III:** En este grupo se incluyen los aceites que están en malas condiciones y que deben ser sustituidos ó regenerados mediante un tratamiento con tierra de infusorios para recuperar las propiedades de los aceites del Grupo I y puedan seguir en servicio.
- GRUPO IV:** Comprende a los aceites en tan mal estado, que técnicamente, no pueden recuperarse y procede por tanto, su sustitución por aceite nuevo.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	GRUPOS			
	I	II	III	IV
Rigidez dieléctrica (kV/Cm)	160	160		
Factor de potencia (%) (medida a 25 °C.)	1	1,2	2	5
Contenido de humedad (p.p.m.)	25	35	35	
Indice de neutralización (según ASTM D – 974)	0,25	0,36	0,5	0,5
Tensión interfacial (según ASTM D – 971)	21	21	18	16

En el cuadro anterior se recogen las características mínimas que deben cumplir los aceites de cada uno de los grupos.

Ningún aceite deberá considerarse apto para el servicio, si su rigidez dieléctrica no puede recuperarse hasta llegar al menos a los 160 kV. / Cm. Y el contenido de humedad no puede ser mantenido por debajo de las 35 partes por millón.

En el apéndice I se incluye gráfico de la rigidez dieléctrica mínima de aceites nuevos ó de transformadores en servicio, en función de la tensión nominal del transformador.

En el apéndice II se facilita curva para la corrección del factor de potencia ($T_g \delta$) a 25 °C. ó a 90 °C. en función de la temperatura de medida.

Igualmente, en el apéndice III se incluye curva para la corrección de la resistencia de aislamiento a 20 °C. en función de la temperatura de medida.

2.6.5. TRATAMIENTO Y REGENERACIÓN DE ACEITES

Como se ha dicho anteriormente, los aceites envejecidos pueden en cierta medida, recuperar sus características originales mediante determinados tratamientos.

- **Filtrado:**

Este tratamiento consiste en la eliminación de la humedad y/ó materiales sólidos en suspensión que pudiera contener el aceite; puede llevarse a cabo, mediante la utilización de equipos de filtrado, sistemas centrífugos y deshidratadores de vacío.

- **Regeneración:**

Consiste en la extracción de ciertos productos resultantes de la degradación química de los aceites, tales como ácidos orgánicos y ciertos sedimentos. Es preciso recurrir a instalaciones especiales en las cuales el aceite además de un proceso de filtrado, se hace pasar a través de tierra de infusorios.

El filtrado puede realizarse en campo si se dispone del equipo adecuado.

Para esta operación, se precisan los siguientes elementos:

- a) Cisterna ó contenedor con el aceite a filtrar.
- b) Equipo de filtrado: a ser posible debiera incorporar calentadores para el aceite.
- c) Bomba de vacío capaz de al menos alcanzar los 5 mm de Hg.
- d) Recipiente para recibir el aceite filtrado, generalmente se utiliza la cuba del transformador.
- e) Mangueras de diámetro y longitud adecuadas para la interconexión de filtro y recipientes.
- f) Tensión adecuada y potencia suficiente para el filtro a utilizar.

El montaje a efectuar es el siguiente:

- Conectar la bomba de vacío a la parte superior de la cuba del transformador (ó del recipiente donde va a almacenarse el aceite filtrado).
- El contenedor del aceite a tratar, se conecta a la entrada del filtro.
- La salida del filtro se conecta a una de las válvulas inferiores de tratamiento ó vaciado del transformador.

Se pone en marcha la instalación, y si el equipo de filtrado dispone de calentadores, se eleva la temperatura del aceite hasta los 90 °C. y se efectúa un vacío de 20 mm. de Hg.

Puede realizarse también el filtrado a temperatura ambiente, pero entonces es preciso elevar el vacío hasta los 5 mm de Hg.

Si se precisa efectuar más de una pasada por el filtro, después de la primera, deberá efectuarse el siguiente montaje:

- Se retira la cisterna ó contenedor que contuvo el aceite a tratar.
- La válvula inferior de tratamiento ó vaciado de la cuba del transformador se conecta a la entrada del filtro; la salida de éste se conecta a una de las válvulas superiores de la cuba del transformador ó a algún registro de la tapa.
- Se mantiene la conexión de la bomba de vacío.

Puesta en marcha la instalación en la forma anteriormente indicada, el aceite fluye ahora desde la parte inferior de la cuba al filtro y de éste a la parte superior del transformador. El tiempo de funcionamiento será función del volumen de aceite a tratar y de la capacidad del filtro.

El proceso se repite hasta conseguir para el aceite, las características mínimas requeridas.

8. SUSTITUCIÓN DE COMPONENTES

SUSTITUCIÓN DE COMPONENTES

ÍNDICE

1. SUSTITUCIÓN DE BORNAS

- 1.1. MONTAJE DE BORNAS CON VARILLAJE INTERIOR. MONTAJE VERTICAL
- 1.2. DESMONTAJE DE BORNAS CON VARILLAJE INTERIOR. MONTAJE VERTICAL
- 1.3. MONTAJE/DESMONTAJE DE BORNAS CON VARILLAJE INTERIOR. MONTAJE INCLINADO
- 1.4. MONTAJE DE BORNAS CON CONEXIÓN INTERIOR MEDIANTE CABLE
- 1.5. DESMONTAJE DE BORNAS CON CONEXIÓN INTERIOR MEDIANTE CABLE

2. SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DE REFRIGERACIÓN

- 2.1. SUSTITUCIÓN DE RADIADORES
- 2.2. SUSTITUCIÓN DE AEROREFRIGERANTES
- 2.3. SUSTITUCIÓN DE MOTOBOMBAS

1. SUSTITUCIÓN DE BORNAS

1.1. MONTAJE DE BORNAS CON VARILLAJE INTERIOR. MONTAJE VERTICAL

- a) Preparar en el suelo una placa de goma u otro material suave para el apoyo de la borna y dos medias lunas de madera ó aglomerado como soportes de la misma.
- b) Dentro del embalaje, atar dos eslingas a la borna; una al terminal superior y otra a la brida de fijación ó al cuerpo de la campana adyacente. Mediante la grúa, extraer la borna y depositarla en el suelo sobre los apoyos preparados al efecto.
- c) Sujetar la borna con dos eslingas de cáñamo ó Nylon (nunca de acero) por los taladros existentes en la brida inferior (caso de no llevarlos atar las eslingas al cuello de la campana adyacente a la brida). Llevar las eslingas paralelas a las campanas bien mediante un dispositivo especial atornillado al terminal superior ó auxiliándose de amarres intermedios hasta suspender ambas eslingas del gancho de la grúa.
- d) Desplazar el gancho de la grúa longitudinalmente y subir al mismo tiempo lentamente, hasta dejar la borna totalmente vertical. Deberá tenerse extremo cuidado al principio de la maniobra para evitar el desplazamiento de la cola de borna fuera de la placa de apoyo con el riesgo de rotura.
- e) Introducir lentamente la borna en su alojamiento, evitando las maniobras bruscas que podrían provocar roces ó daños en la cola de la borna. Una vez situada y con dos orificios de borna y brida coincidentes, proceder a efectuar el aprieto regular de la tornillería que fija la borna a la tapa del transformador.
- f) Retirar las eslingas.

- g) A través del registro apropiado, proceder a conectar el cable al terminal inferior de la borna. Elevar el deflector y encajar las ranuras en las cabezas de los tornillos ubicados en la base de la borna. Efectuar un giro de 20° en el sentido de las agujas de reloj, y asegurarse de que el deflector, queda bien sujeto.

1.2. DESMONTAJE DE BORNAS CON VARILLAJE INTERIOR. MONTAJE VERTICAL

- a) A través de un registro acceder a la parte inferior de la borna.
- b) Para poder desconectar el cable de salida de bobinas de la borna, es preciso previamente, desplazar el deflector de ésta; para lo cual basta presionar el mismo hacia arriba, y efectuar un giro de 20° en sentido contrario a las agujas de reloj, desplazándolo seguidamente hacia la parte inferior del cable de conexión.
- c) Una vez desplazado el deflector, soltar el cable (ó cables) atornillado al terminal inferior de la borna.
- d) Sujetar la borna con dos eslingas de cáñamo ó Nylon (nunca de acero) por los taladros existentes en la brida inferior (caso de no llevarlos, atar las eslingas al cuello de la campana adyacente a la brida). Llevar las eslingas paralelas a las campanas bien mediante un dispositivo especial atornillado al terminal superior ó auxiliándose de amarres intermedios hasta suspender ambas eslingas del gancho de la grúa.
- e) Proceder entonces a aflojar los tornillos de fijación de la borna al transformador y elevar ésta con cuidado hasta salvar la cola la parte superior de la tapa ó bosaje.

- f) Disponer en el suelo una placa de goma u otro material suave para el apoyo de la cola de la borna y dos medias lunas de madera ó aglomerado como soportes de la misma. Mediante la grúa, apoyar con cuidado el extremo de la cola de la borna en la placa anterior. Desplazar el gancho de la grúa longitudinalmente y bajar al mismo tiempo lentamente hasta dejar la borna sobre los soportes preparados al efecto.
- g) Para colocar la borna en el embalaje, se precisa suspender la misma con dos eslingas atadas una al terminal superior, y otra a la brida de fijación ó a la campana adyacente a la misma. Elevarla totalmente horizontal y depositar la en la caja de igual forma.

1.3. MONTAJE/DESMONTAJE DE BORNAS CON VARILLAJE INTERIOR. MONTAJE INCLINADO

La diferencia fundamental con las de montaje vertical estriba en la dificultad de levantar la borna con el ángulo adecuado para montarla (ó extraerla) sin que roce ó golpee en la tapa del transformador.

Para ello, en lugar de disponer las eslingas paralelas a la campana, se suelen utilizar dos grúas (una para cada eslinga) ó bien, mediante una grúa ó traste, alargar ó acortar convenientemente la longitud de una de ellas hasta conseguir elevar la borna con el ángulo de inclinación adecuado.

1.4. MONTAJE DE BORNAS CON CONEXIÓN INTERIOR MEDIANTE CABLE

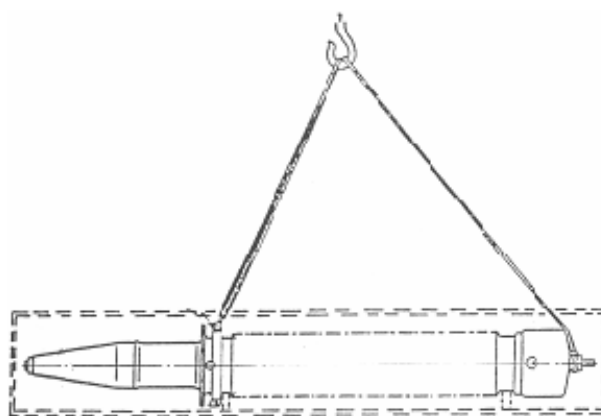
- a) Realizar las operaciones indicadas en a), b), c), y d), del apartado 1.1
- b) Una vez la borna suspendida verticalmente (ó con el ángulo apropiado caso de montaje inclinado), introducir por la parte superior, una cuerda de cáñamo ó Nylon de longitud suficiente hasta que asome por la parte inferior de la borna; esta cuerda lleva sujeta en su extremo un hexágono metálico terminado en un perno roscado de M 8x12 mm.

- c) Situar la borna en la vertical del lugar de anclaje de la misma. Recuperar del interior del transformador el cable de conexión. Dicho cable, debe llevar soldado en su extremo, el terminal de la borna. Este presenta un taladro roscado a M-8 donde se roscará el útil descrito en el apartado anterior (cuerda y casquillo).
- d) Sujetar la cuerda por el extremo superior e ir bajando la borna al tiempo que se mantiene tensa la cuerda y el cable con el terminal van ascendiendo por el interior de la porcelana hasta que asome por la parte superior.
- e) Introducir la borna en su alojamiento y atornillar la base, sujetando en todo momento el cable de conexión mediante el dispositivo ya descrito.
- f) Sujetar el cable, desmontar el dispositivo y atornillar la caperuza superior de la borna, llevándola hasta su posición de trabajo. Montar seguidamente el terminal exterior de la borna.

1.5. DESMONTAJE DE BORNAS CON CONEXIÓN INTERIOR MEDIANTE CABLE

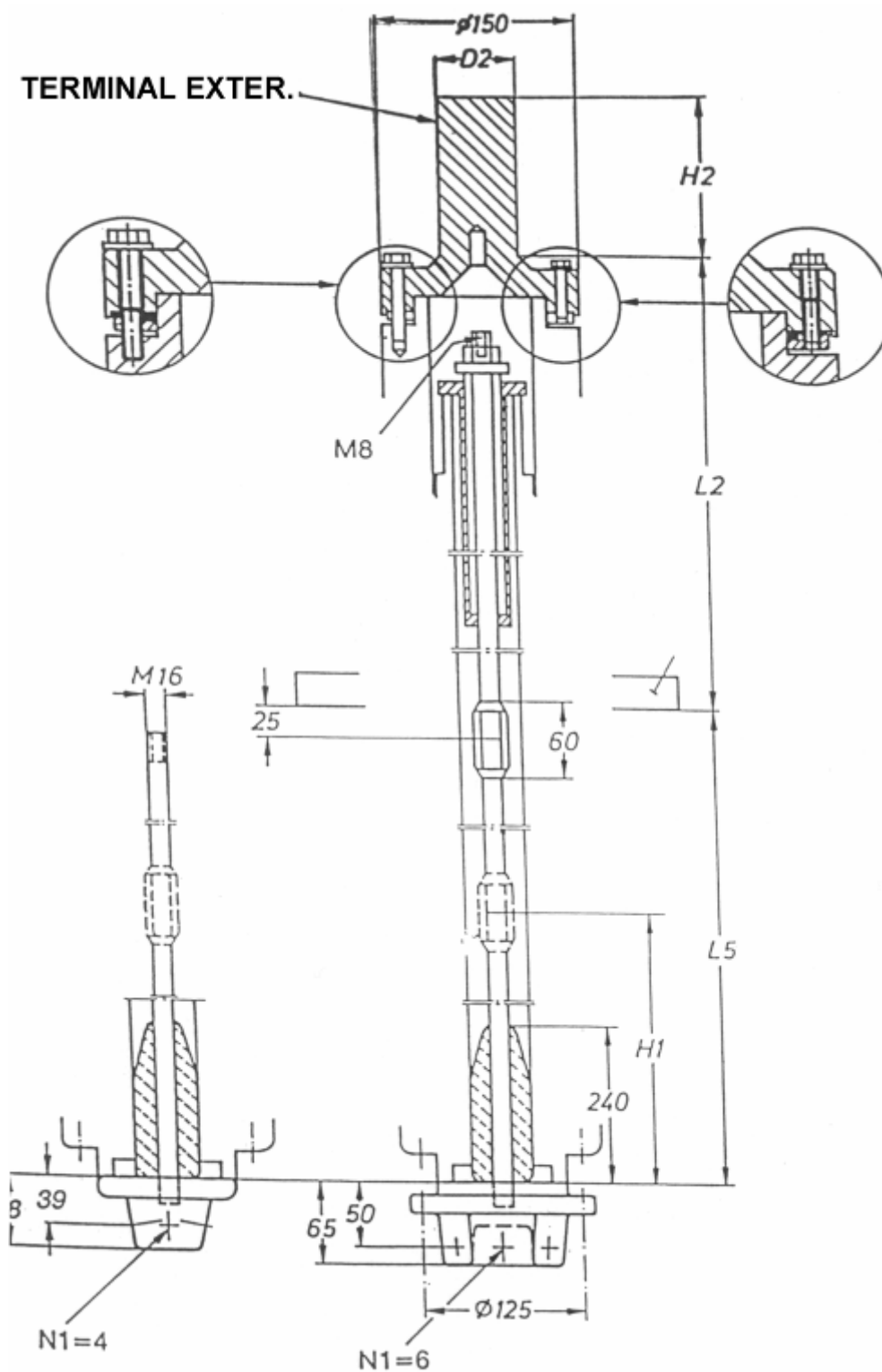
Efectuar en sentido inverso las operaciones descritas en el apartado nº 1.5.

Ver figuras nºs 1-2-3-4-5-6 y 7.



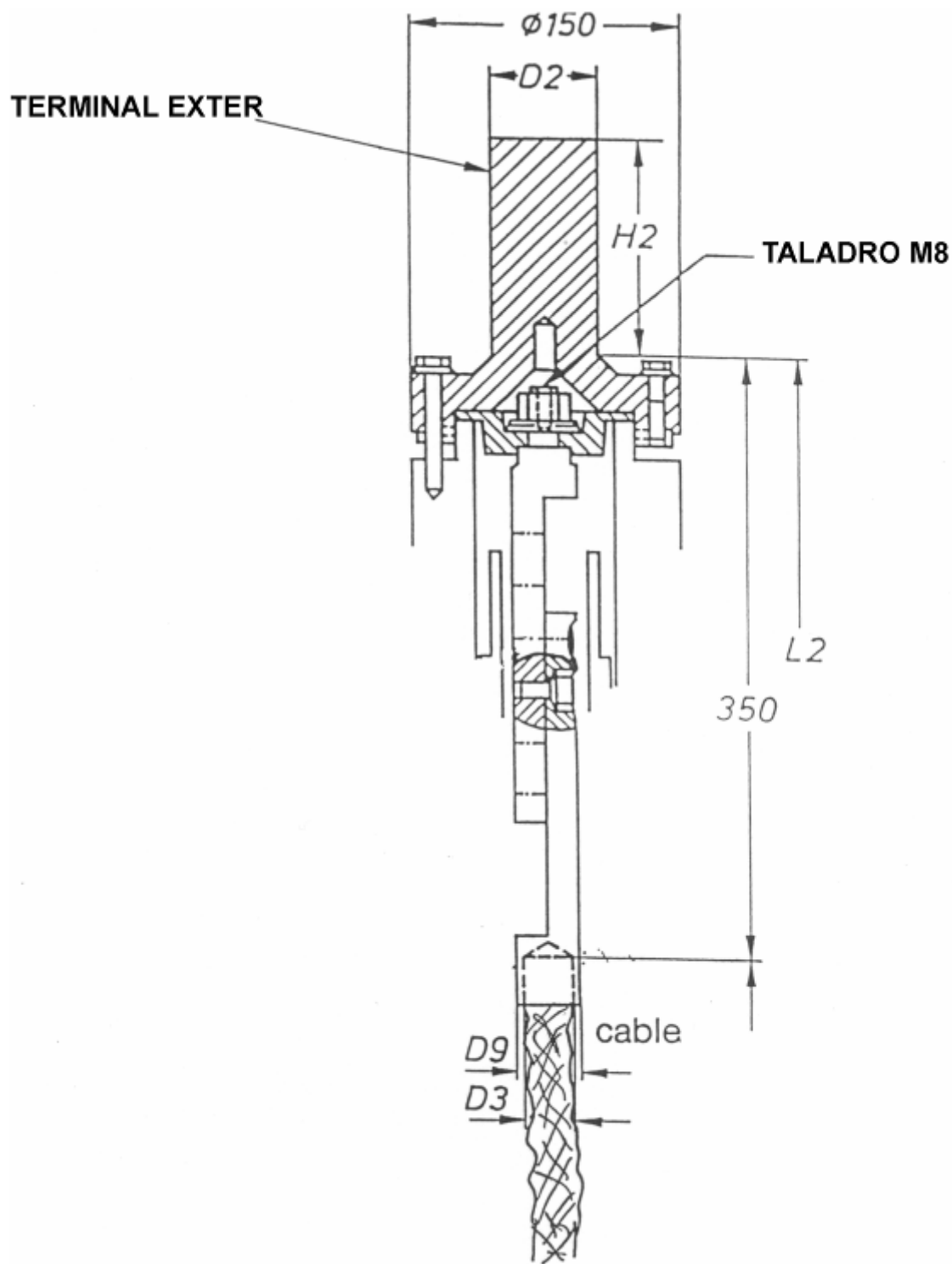
DISPOSICIÓN PARA DESEMBALADO

Fig. 1



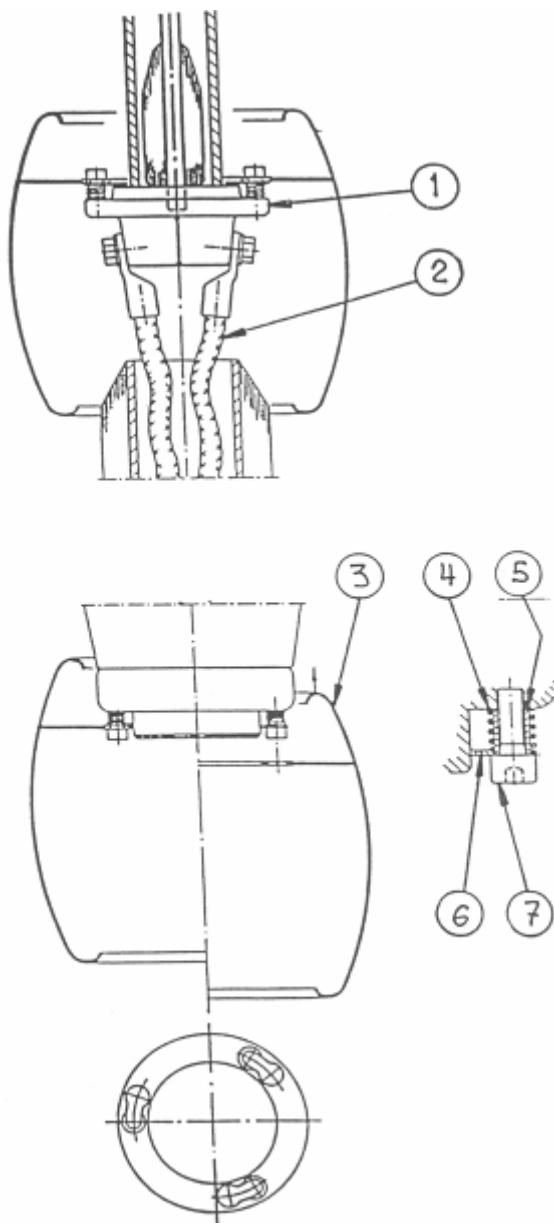
CONEXIÓN POR VARILLAJE

Fig. 2



CONEXIÓN POR CABLE FLEX

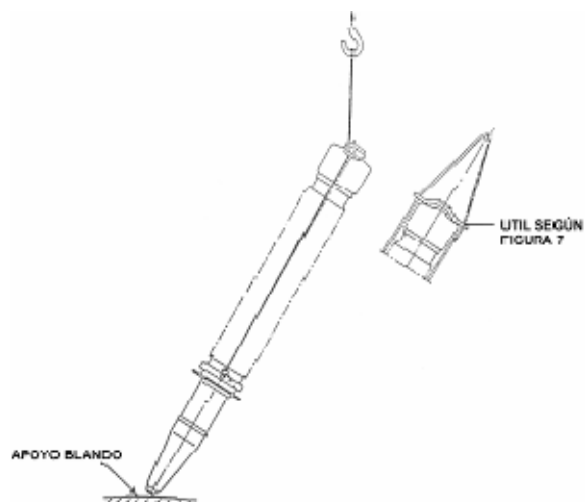
Fig. 3



- 1 TERMINAL (4 ó 6 CARAS)
- 2 CABLES CONEXIÓN
- 3 RELECTOR
- 4 RESORTES
- 5 CASQUILLOS GUIA
- 6 ANILLOS DE PRESIÓN
- 7 TORNILLOS “ALLEN”

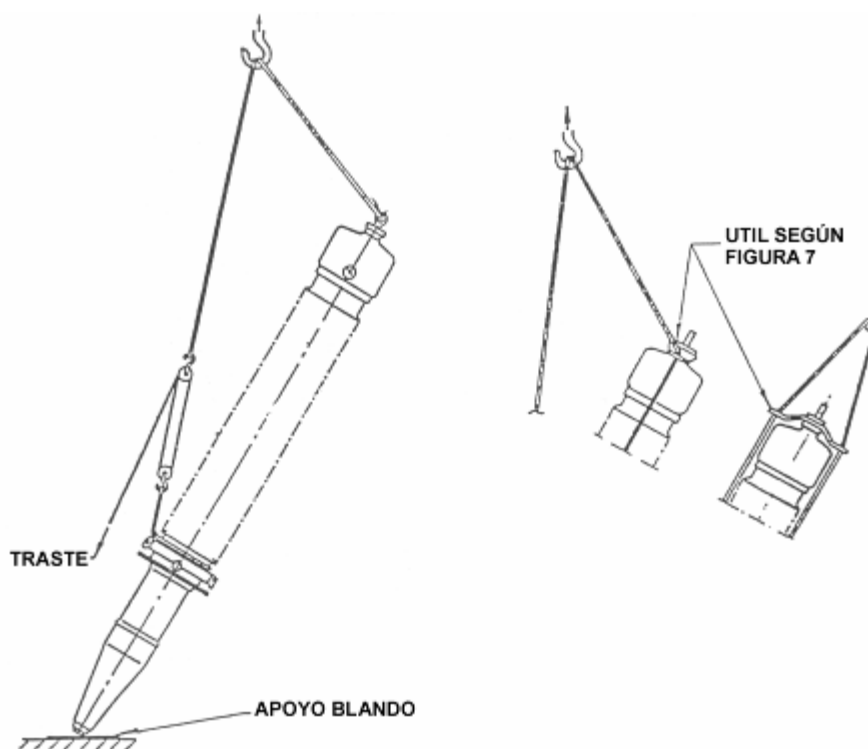
DEFLECTOR

Fig. 4



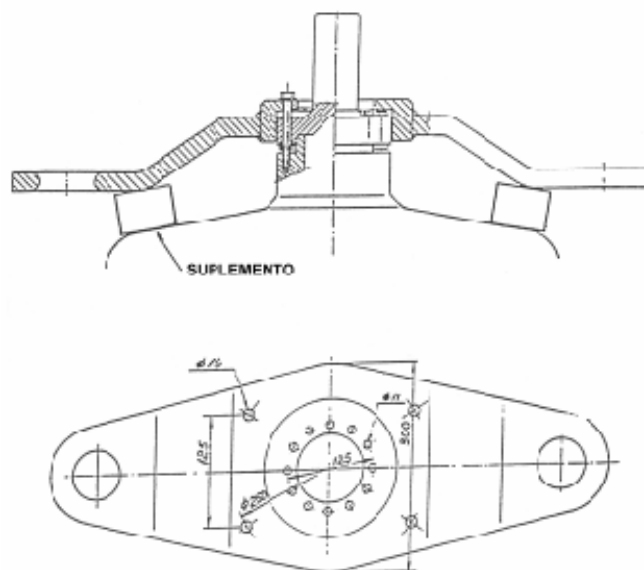
DISPOSICIÓN DE ESLINGAS PARA MONTAJE VERTICAL

Fig. 5



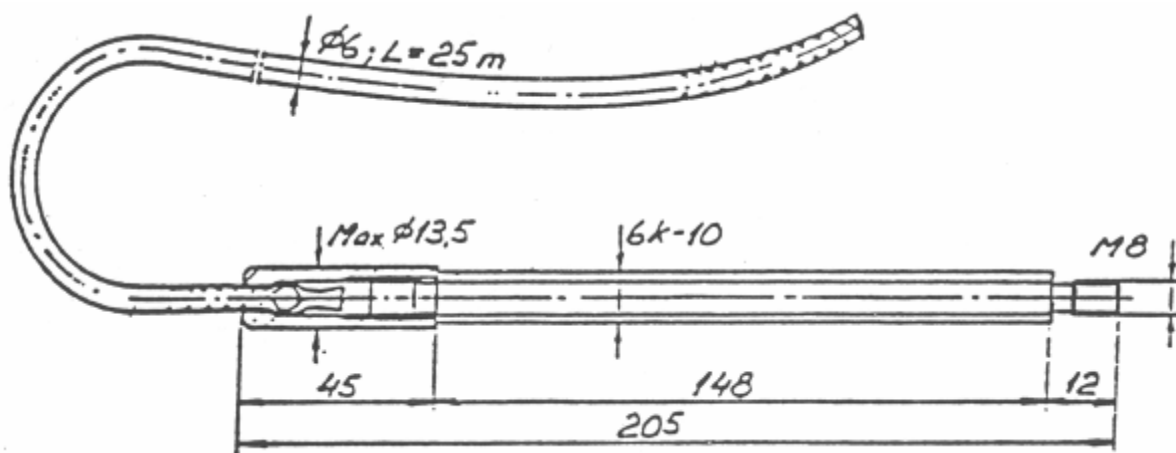
DISPOSICIÓN DE ESLINGAS PARA MONTAJE INCLINADO

Fig. 6



UTIL GUIA ESLINGAS

Fig. 7



UTIL GUIA CABLE

Fig. 8

2. SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DE REFRIGERACIÓN

2.1. SUSTITUCIÓN DE RADIADORES

- a) Preparar un bidón ó recipiente con capacidad suficiente para almacenar el aceite a extraer del elemento a desmontar. Caso de no disponer de dicho recipiente, es posible en ciertas ocasiones, almacenarlo en el propio conservador.
- b) En el caso de radiadores que lleven acoplados ventiladores, deberá procederse a desembornar el cableado de alimentación a los motores. Si los ventiladores van situados en la parte inferior del radiador, será preciso el desmontar aquellos previamente.
- c) Cerrar la válvula de comunicación entre conservador y transformador, así como las de independización superior e inferior del radiador.
- d) Disponer una manguera con válvula y acoplarla al tapón inferior de vaciado del refrigerante. Aflojar ligeramente el tapón de purga situado en la parte superior del radiador y por gravedad, ir trasvasando el aceite hasta el bidón. De efectuarse el almacenamiento en el conservador del transformador, será preciso utilizar una bomba para introducir el aceite por la parte superior del mismo.
- e) Mediante eslingas de cáñamo ó Nylon del tamaño adecuado, sujetar a los ganchos de elevación del radiador, suspender éste de una grúa, procediendo seguidamente a aflojar los tornillos de anclaje al transformador y a la retirada del radiador.
- f) Si no va a instalarse inmediatamente otro radiador en el lugar del sustituido, deberán montarse bridas ciegas (con sus correspondientes juntas) en los colectores superior e inferior para prevenir el derrame de aceite bien por goteo ó por apertura accidental de cualquiera de las válvulas de independización.

- g) En el radiador a montar, retirar las bridas ciegas de protección y proceder a efectuar un soplado para eliminar posibles restos de polvo ó suciedad.
- h) Suspende el radiador con la grúa, por los ganchos de elevación, cuidando que quede perfectamente vertical. Efectuar lentamente la aproximación a los colectores del transformador y apuntar un tornillo en cada uno de los colectores superior e inferior.
- i) Montar los ventiladores (si es el caso) y conectar los motores, comprobando el sentido de giro de los mismos; el sentido correcto, (marcado normalmente en el propio ventilador) será aquel para el que la intensidad de funcionamiento sea menor.
- j) Aflojar el purgador.
- k) Abrir en primer lugar, la válvula de comunicación entre conservador y transformador; seguidamente abrir la válvula inferior del radiador. El aceite irá ascendiendo lentamente expulsando el aire a través del purgador situado en la parte superior del radiador.
- l) Cuando el aceite empiece a fluir por el purgador, cerrar éste y abrir seguidamente la válvula de comunicación superior del radiador.
- m) Efectuar el relleno del conservador si fuese necesario, y transcurridas unas horas, purgar todo el transformador convenientemente.

2.2. SUSTITUCIÓN DE AEROREFRIGERANTES

Seguir la misma secuencia que para el desmontaje de radiadores, salvo que en este caso, deberán desconectarse del regletero, tanto los ventiladores como la motobomba.

No se precisa en este caso, el desmontaje de los ventiladores.

Para sustituir un ventilador del aéreo, deberá procederse como sigue:

- a) Desmontar la rejilla de protección frontal del ventilador.
- b) Desconectar de la caja de bornas, los cables correspondientes al motor en cuestión.
- c) Quitar los tornillos de fijación del ventilador a la bancada y retirar éste.
- d) Limpiar la suciedad u oxidación que pueda presentar la bancada del ventilador.
- e) Montar el nuevo ventilador, cuidando que el eje del motor, quede perfectamente horizontal, para evitar ruidos y vibraciones.
- f) Conectar de nuevo el motor, comprobando igualmente el sentido de giro.
- g) Montar la rejilla de protección.

2.3. SUSTITUCIÓN DE MOTOBOMBAS

- a) Preparar un bidón ó recipiente para el almacenamiento del aceite del aerorefrigerante.
- b) Cerrar la válvula de comunicación ente conservador y transformador, así como las de independencia superior e inferior del aéreo.
- c) Disponer una manguera con válvula y acoplarla al tapón inferior de vaciado del refrigerante. Aflojar ligeramente el tapón de purga situado en la parte superior del aéreo, y por gravedad, ir transvasando el aceite hasta el bidón.
- d) Desconectar el motor de la motobomba.

- e) Disponer un recipiente plano bajo la motobomba para recoger el aceite con tenido en ella y en los carretes ó tuberías de acoplamiento.
- f) Calzar mediante tacos de madera ó bien suspender con eslingas, la motobomba (el peso de la misma puede oscilar entre los 50 y 100 kgs.)
- g) Soltar los tornillos de unión de la motobomba al aéreo y a la tubería de comunicación con el transformador; retirar la motobomba.
- h) Limpiar cuidadosamente las superficies de las bridas de acoplamiento al aéreo y a la tubería. Colocar nuevas juntas y montar la motobomba cuidando que se efectúe en la posición correcta (el flujo de aceite debe estar dirigido siempre, hacia el transformador).
- i) Verificar la verticalidad (u horizontalidad) de la motobomba.
- j) Conectar el motor y comprobar el correcto sentido de giro verificando sea el de menor consumo.
- k) Aflojar el purgador superior del aéreo.
- l) Abrir la válvula de comunicación entre conservador y transformador, y posteriormente, la inferior del aéreo. El aceite irá ascendiendo lentamente y expulsando el aire del aéreo por el purgador superior.
- m) Cuando salga el aceite por el purgador, cerrar éste, y abrir la válvula superior del aéreo.
- n) Poner en funcionamiento la motobomba, verificando funciona correctamente el indicador de circulación de aceite y mantenerla durante un cierto tiempo.
- o) Transcurridas unas horas, purgar el transformador convenientemente.

TRANSFORMADORES Y REACTANCIAS DE POTENCIA: CONCEPTOS BÁSICOS

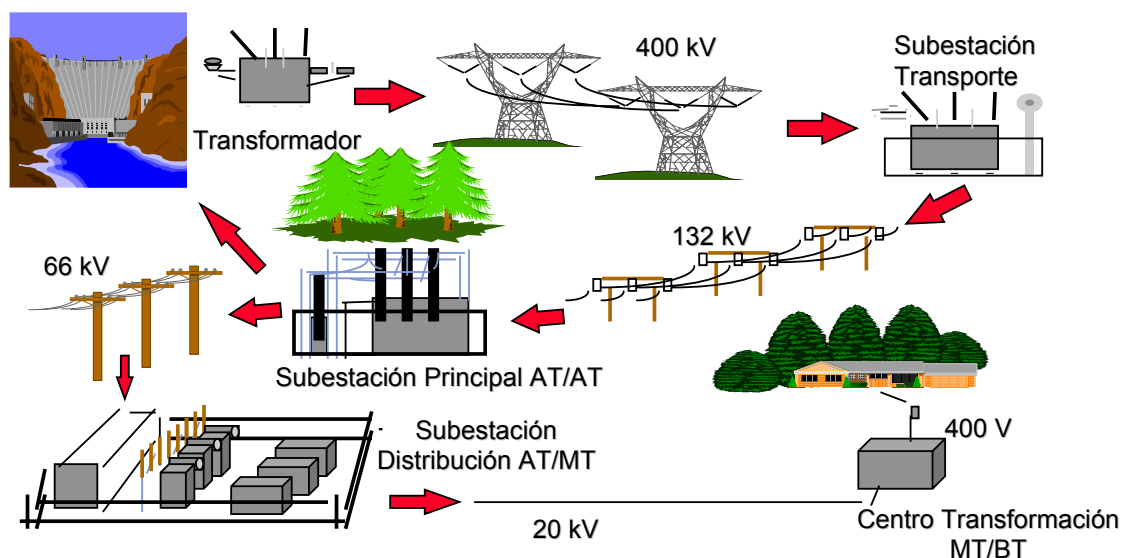
© ABB Group
2_46Q0A - 1

ABB



© ABB Group
2_46Q0A - 2

ABB

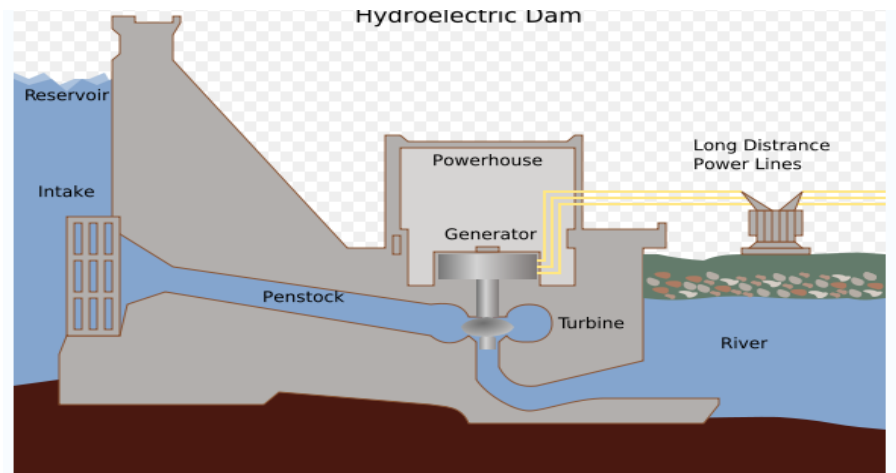


Clasificación de transformadores

POR LA FUNCIÓN Y EL USO A QUE SE DESTINAN:

- Transformadores de POTENCIA
- Transformadores de DISTRIBUCIÓN
- Transformadores ELEVADORES (monofásicos ó trifásicos)
- Autotransformadores de INTERCONEXIÓN (monofásicos o trifásicos)
- Transformadores reductores de 1er escalón: AT/72,5 kV (Trifásicos)
- Transformadores reductores de 2º escalón: 72,5 a 36-24-17,5 kV (Trifásicos)
- Transformadores usos especiales:
 - RECTIFICADORES, HORNOS, TRACCIÓN, etc. (Monofásicos, Bifásicos ó en “V” y Trifásicos)

Transformadores para generador centrales hidráulicas

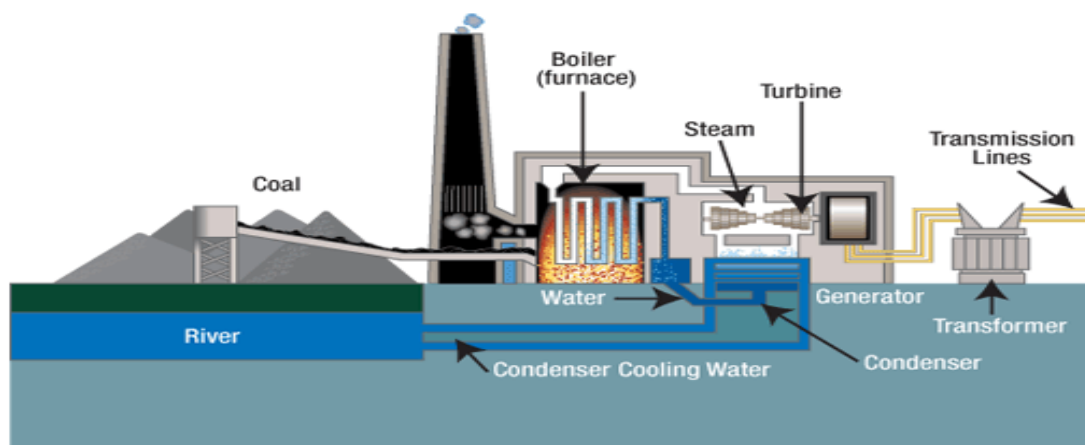


- La potencia máxima no suele rebasar los 200-250 MVA
(En España solo hay 20 centrales mayores de 200 MVA)
- La mayoría de los transformadores tienen potencias comprendidas entre 20 y 60 MVA
- Tensiones primarias de 10-15 ó 20 kV
- Tensiones secundarias de 132-220 kV (rara vez 400 kV)

© ABB Group
2_46Q0A - 5

ABB

Transformadores para generador centrales convencionales (Carbón ó Fuel)

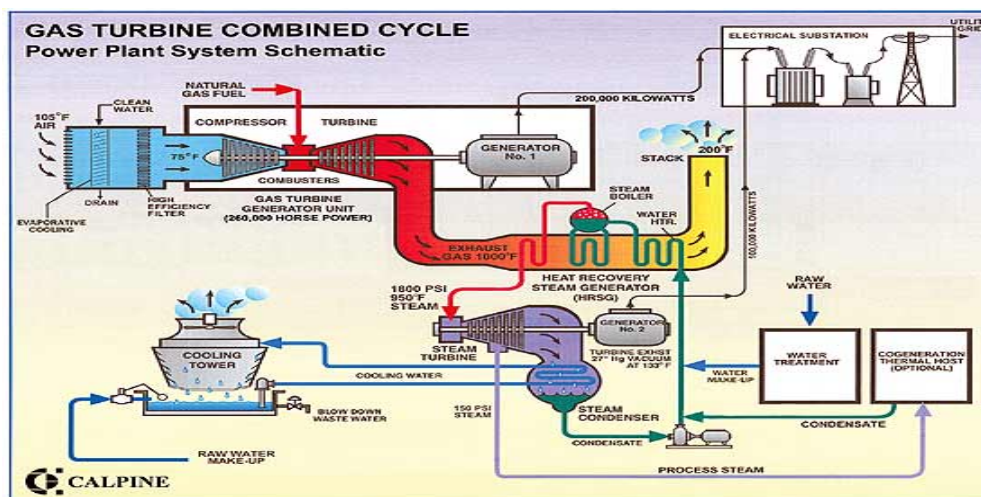


- La potencia usual entre 200 y 600 MVA
- Tensiones primarias de 10-15 ó 20 kV
- Tensiones secundarias de 132-220 ó 400 kV

© ABB Group
2_46Q0A - 6

ABB

Transformadores para generador centrales térmicas ciclo combinado

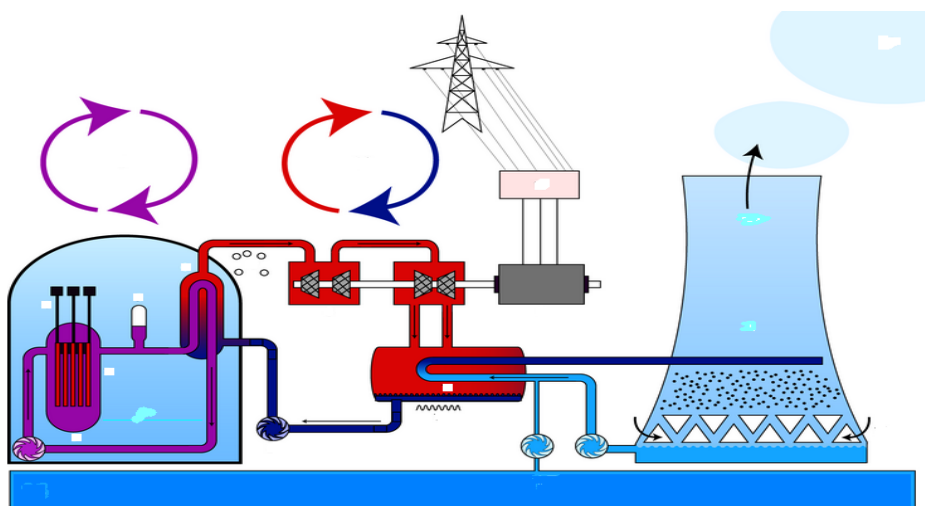


- La potencia usual entre 200 y 600 MVA
- Tensiones primarias de 10-15 ó 20 kV
- Tensiones secundarias de 132-220 ó 400 kV

© ABB Group
2_46Q0A - 7

ABB

Transformadores para generador en centrales nucleares



- La potencia usual mayor de 600 MVA
- Tensiones primarias de 10-15 ó 20 kV
- Tensiones secundarias de 400 kV

© ABB Group
2_46Q0A - 8

ABB

Transformadores para generador en centrales eólicas



- La potencia normal entre 1 y 3 MVA
- Transformadores secos encapsulados
- Tensiones secundarias de 10-15 ó 20 kV

© ABB Group
2_48Q0A - 9

ABB

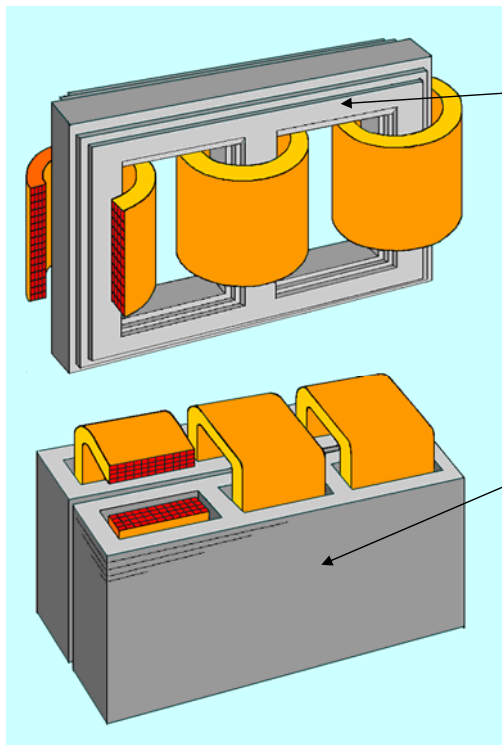
Tipo de transformadores según construcción

- TRANSFORMADORES CON CIRCUITO MAGNÉTICO TIPO “COLUMNAS” Y BOBINAS CILÍNDRICAS Y CONCÉNTRICAS
- TRANSFORMADORES CON CIRCUITO MAGNÉTICO TIPO “COLUMNAS” Y BOBINAS RECTANGULARES
- TRANSFORMADORES CON CIRCUITO MAGNÉTICO TIPO “ACORAZADO” Y BOBINAS RECTANGULARES, CON GRUPOS ALTERNADOS: (Terciario-BT-AT-BT-Terciario)

© ABB Group
2_48Q0A - 10

ABB

Tipo de transformadores según construcción



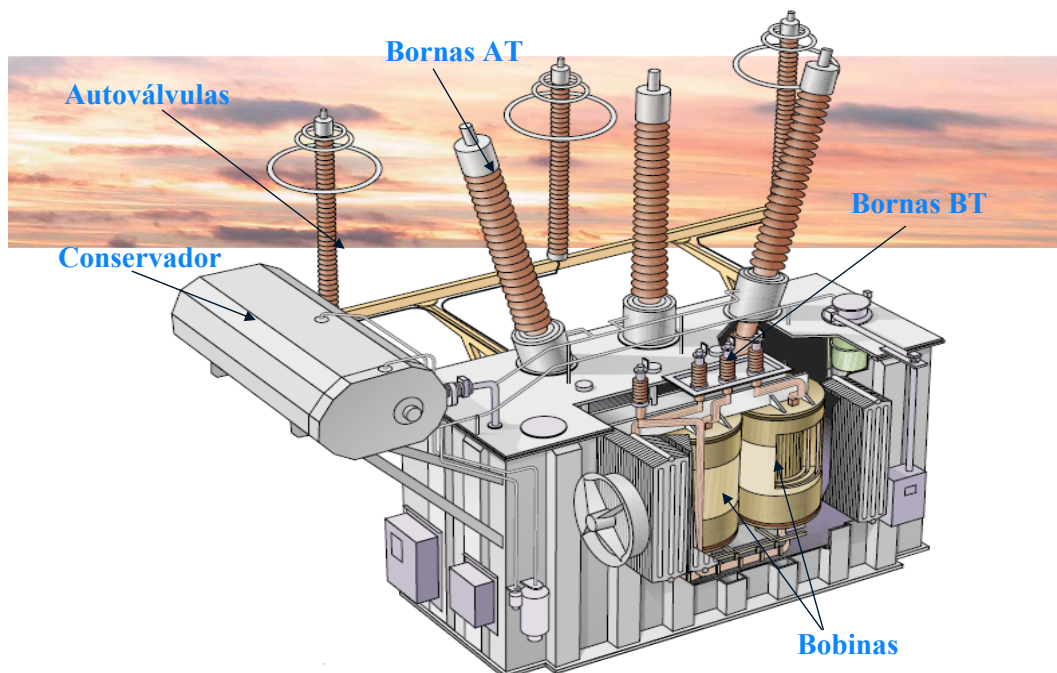
**CIRCUITO MAGNÉTICO
TIPO “COLUMNAS”**

**CIRCUITO MAGNÉTICO
TIPO “ACORAZADO”**

© ABB Group
2_46Q0A - 11

ABB

Transformador tipo columna



© ABB Group
2_46Q0A - 12

ABB

Transformador tipo “columnas” vista de la parte activa



© ABB Group
2_46Q0A - 13

ABB

Transformador tipo “columnas” vista de la parte activa



© ABB Group
2_46Q0A - 14

ABB

Transformador tipo “columnas” vista de la parte activa



© ABB Group
2_46Q0A - 15

ABB

Transformador tipo “columnas” vista de la parte activa

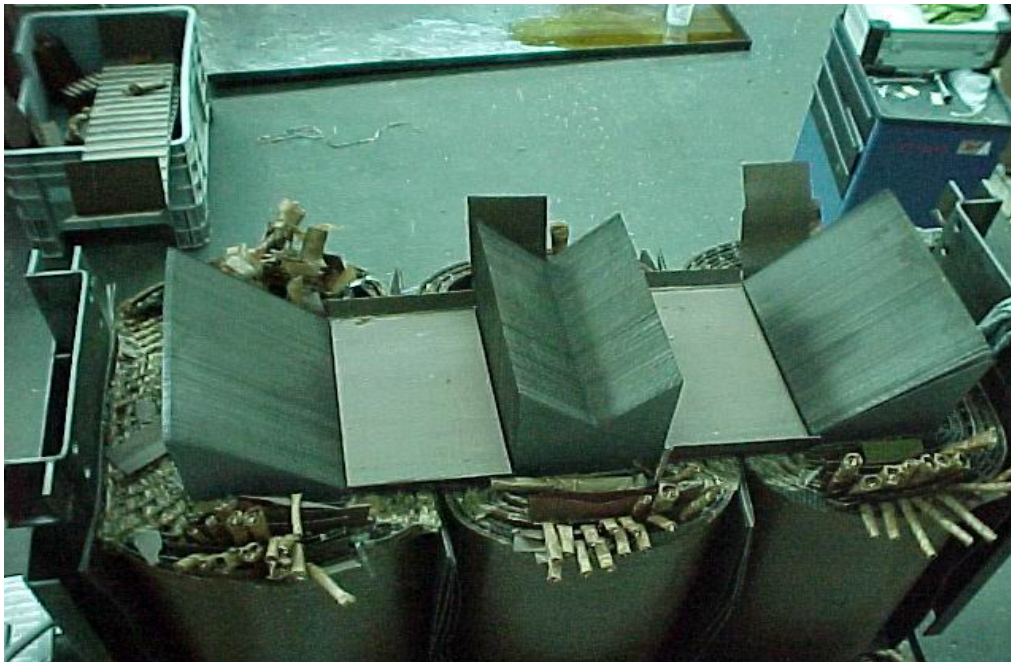


(Salida central bobina de “AT”)

© ABB Group
2_46Q0A - 16

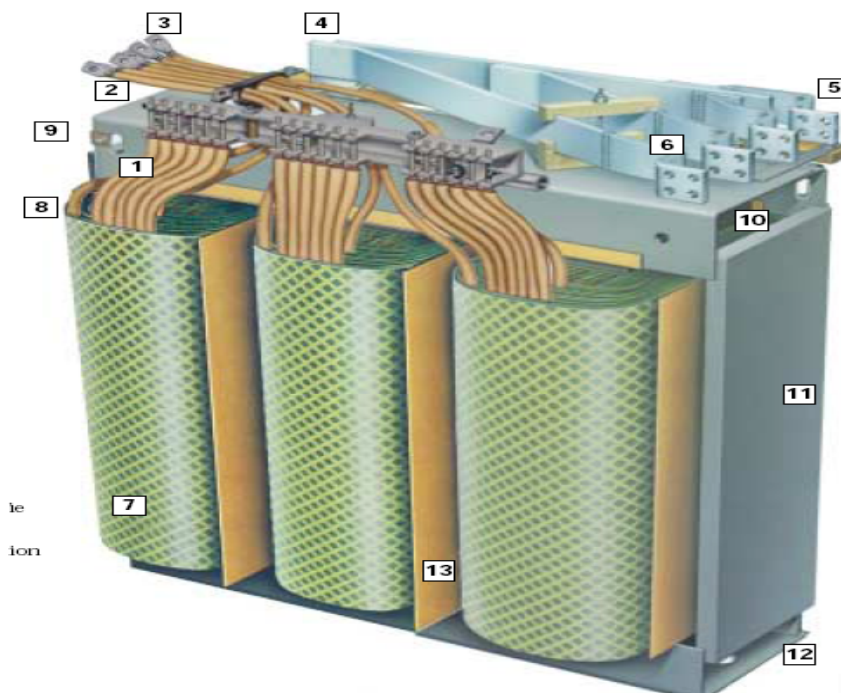
ABB

Transformador tipo “columnas” vista de la parte activa



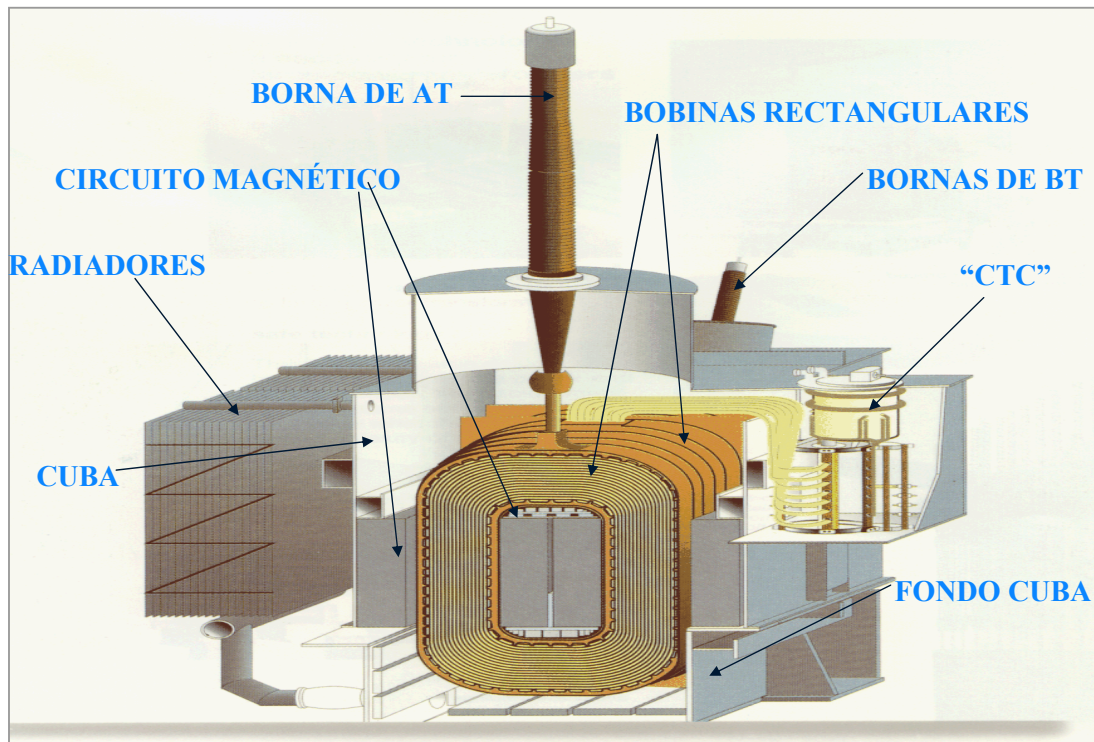
(Bobinas rectangulares)

Transformador tipo “columnas” vista de la parte activa



(Bobinas rectangulares)

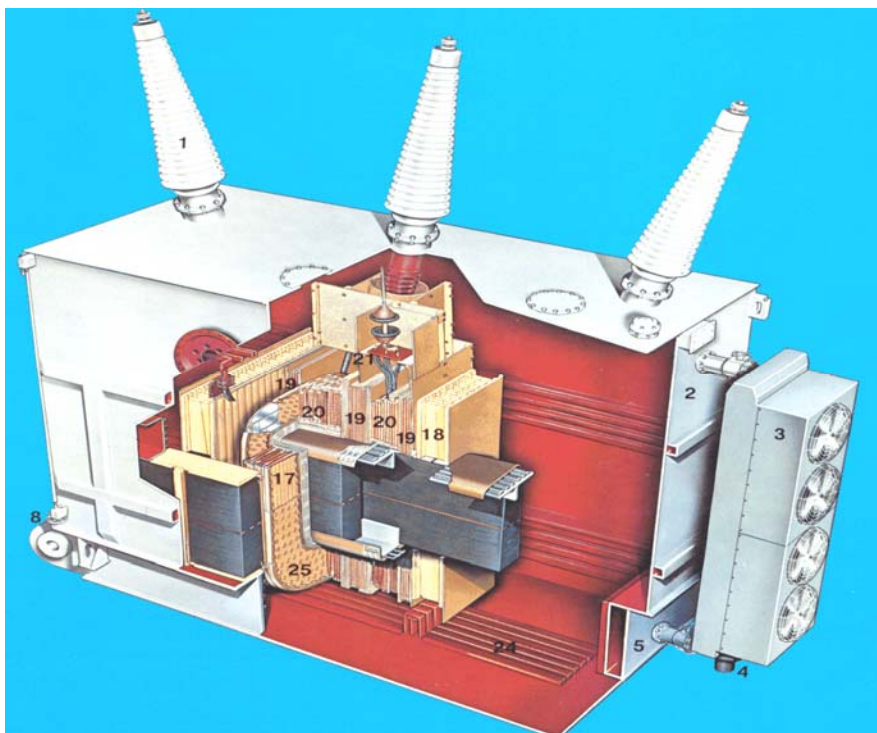
Transformador tipo “acorzado”



© ABB Group
2_46Q0A - 19

ABB

Transformador tipo “acorzado”



© ABB Group
2_46Q0A - 20

ABB

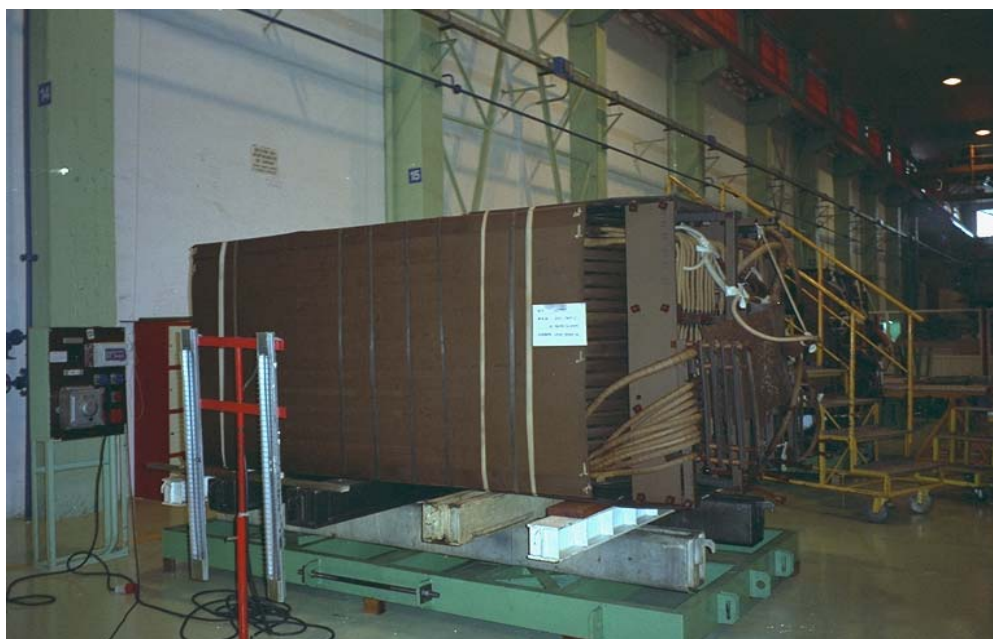
Transformador tipo “acorazado” (Formación de una fase)



© ABB Group
2_46Q0A - Z1

ABB

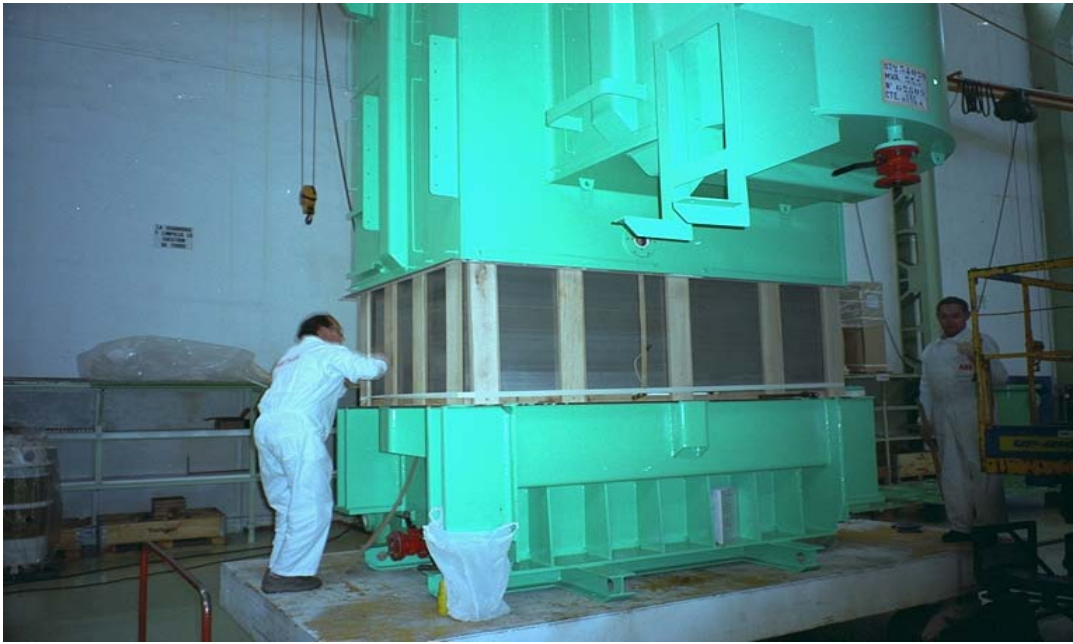
Transformador tipo “acorazado” vista de una fase tratada



© ABB Group
2_46Q0A - Z2

ABB

Transformador tipo “acorazado” (encubado del transformador)



© ABB Group
2_46Q0A - 23

ABB

Comparación entre transformadores tipo “columnas” y “acorazados”

El transformador “ACORAZADO”:

- Presenta mejor resistencia a los esfuerzos de cortocircuito, por su estructura mas compacta.
- Mayor flexibilidad para conseguir combinaciones de impedancias en el caso de 3 arrollamientos.
- Menores pérdidas totales a plena carga.
- Mayor costo en potencias hasta 100 MVA.
- Mayor coste de reparación.

© ABB Group
2_46Q0A - 24

ABB

Comparación trafos “columnas” y “acorazados”

(Autotrafo 450 MVA, 400/132±10% kV, Z=12%)

CONCEPTO	“COLUMNAS”	“ACORAZADOS”
PESO CHAPA MAGNETICA (Tm)	130	160 (+23%)
PESO DEL COBRE (Tm)	65 (40%)	46
PESO DE AISLANTES (Tm)	12	15 (+25%)
PESO DEL ACEITE (Tm)	110 (+70%)	64
PESO TOTAL (Tm)	400 (+13%)	355
PÉRDIDAS EN VACÍO (kW)	80	95 (+18%)
PÉRDIDAS EN EL Cu (al 100%) (kW)	1050 (+40%)	750
PÉRDIDAS TOTALES (al 100%) (kW)	1130 (+34%)	845

Potencias normalizadas de transformadores trifásicos

POTENCIA (kVA)	POTENCIA (kVA)
2.000	20.000
2.500	25.000
3.150	30.000
5.000	31.500
6.300	40.000
7.500	50.000
8.000	63.000
10.000	75.000
12.500	80.000
15.000	100.000
16.000	125.000

Tensiones normalizadas en España

Tensión nominal (kV)	Tensión máx. de servicio (kV)
(3) ó (3,3)	(3,6)
(6) ó (6,6)	(7,2)
10 ú 11	12
(13,8) ó (15)	(17,5)
20 ó 22	24
30 ó 33	36
(45)	(52)
66	72,5

Tensión nominal (kV)	Tensión máx. de servicio (kV)
(90)	(100)
(110) ó (115)	(123)
130	145
150	170
220	245
250	300
350	362
380	420

(A extinguir las tensiones entre paréntesis)

Grupos de conexiones usuales

■ Transformadores de Distribución:

■ Conexiones en: AT: Y ó Δ en BT: Y ó Z

■ Grupos: Yy0-Yz0-Dy1-Dy5-Dy11-Dz0

■ Transformadores de Potencia:

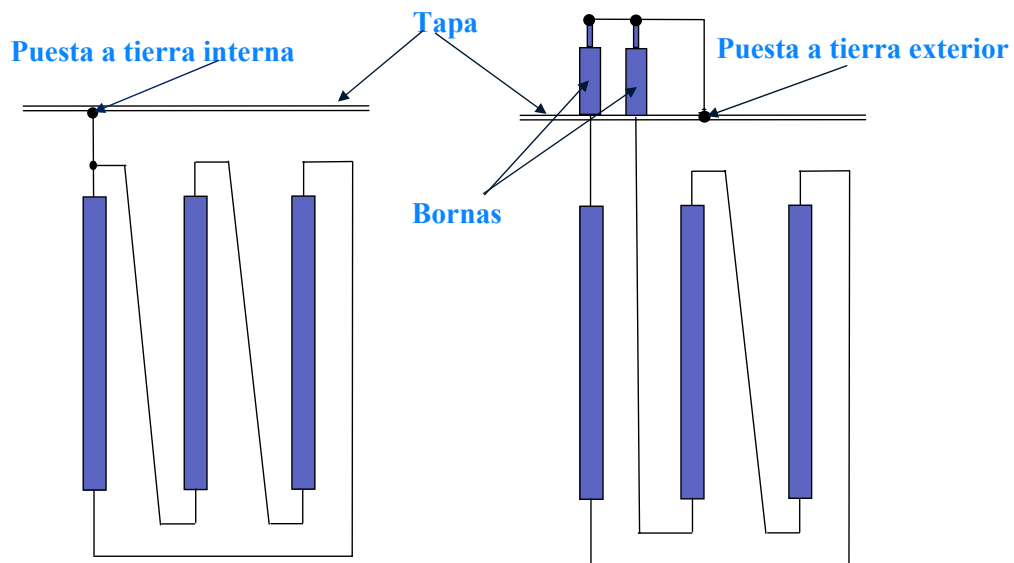
■ Conexiones en: AT: Y ó Δ en BT: Y ó Δ

■ Grupos (aislamiento pleno): Yy0-Yd1-Yd11-Dy1-Dy11

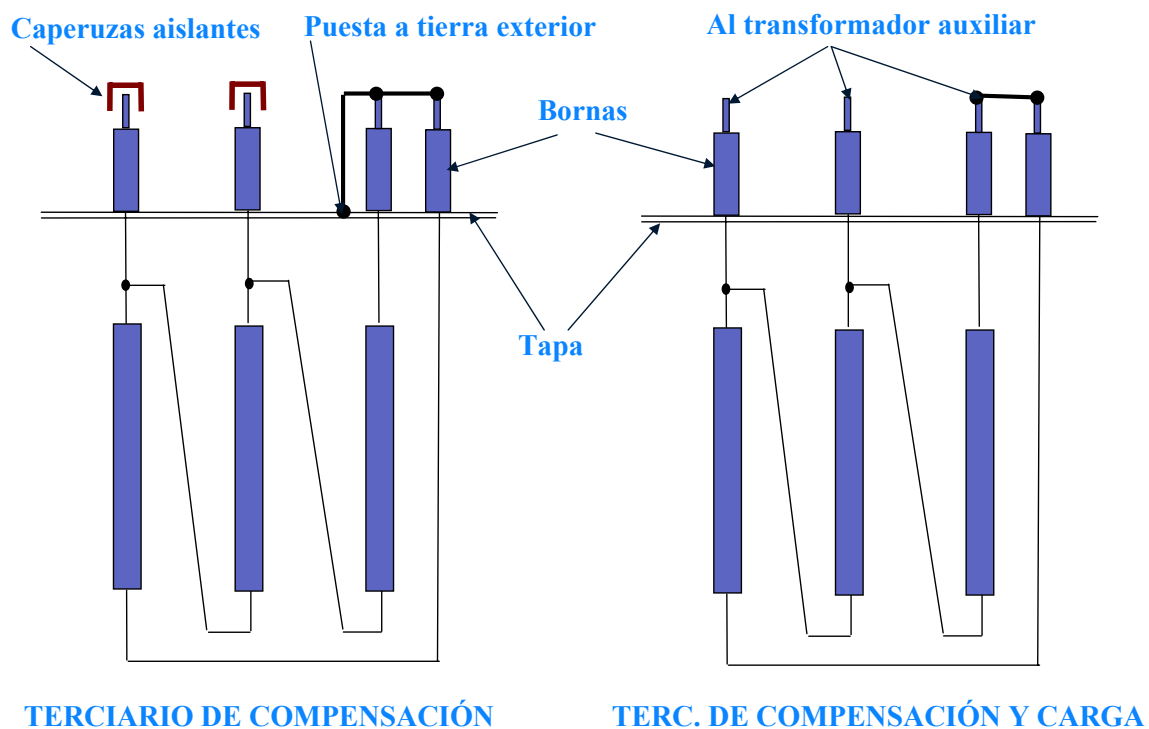
■ Grupos (aislamiento reducido): Yy0-Yd1-Yd11

Disposición de los terciarios de compensación

(Disposición atípica)



Disposición actual de los terciarios



Niveles de aislamiento

(Tensiones de ensayo)

T.M.R. (kV)	E.B.F. (kV)	I.O.P. (kV)
< 1.1	3	No/apl.
3.6	10	40
7.2	20	60
12	28	75
17.5	38	95
24	50	125
36	70	170
52	95	250
72.5	140	325
100	150	380
	185	450
123	185	450
	230	550

T.M.R. (kV)	E.B.F. (kV)	I.O.P. (kV)
145	230	550
	275	650
170	230	550
	275	650
	325	750
245	325	750
	360	850
	395	950
300	395	950
	460	1.050
362	460	1.050
	510	1.175
420	570	1.300
	630	1.425

T.M.R.:
Tensión
máxima
de red

E.B.F.:
Ensayos
a baja
frecuencia

I.O.P.:
Ensayos de
impulso onda
plena
(tipo rayo)

© ABB Group
2_46Q0A - 31

ABB

Cambiadores de tomas sin carga ni tensión (“CTV”)

- Deben accionarse con el transformador desconectado de las redes.
- Reducido número de tomas:
3 ó 5 tensiones diferentes.
- Los márgenes de regulación normales son del 2,5% ó $\pm 5\%$
(casi nunca mayores del $\pm 10\%$)

© ABB Group
2_46Q0A - 32

ABB

Cambiadores de tomas en carga (“CTC”)

- Se operan con el transformador en carga.
- Elevado número de tomas: frecuentemente hasta 35 tensiones diferentes.
- Los márgenes de regulación pueden llegar hasta el $\pm 15\%$

Clasificación de la regulación bajo carga:

- **REGULACIÓN A FLUJO CONSTANTE (R.F.C.):**
Tensión variable en el arrollamiento con tomas, y tensión fija en el bobinado sin tomas.
- **REGULACIÓN A FLUJO VARIABLE (R.F.V.):**
Tensión variable en el arrollamiento sin tomas, y tensión fija en el arrollamiento con tomas.
- **REGULACIÓN MIXTA (R. M.):**
Combinación de las dos anteriores.
Debe fijarse la toma a partir de la cual la tensión permanece constante en el bobinado con tomas.

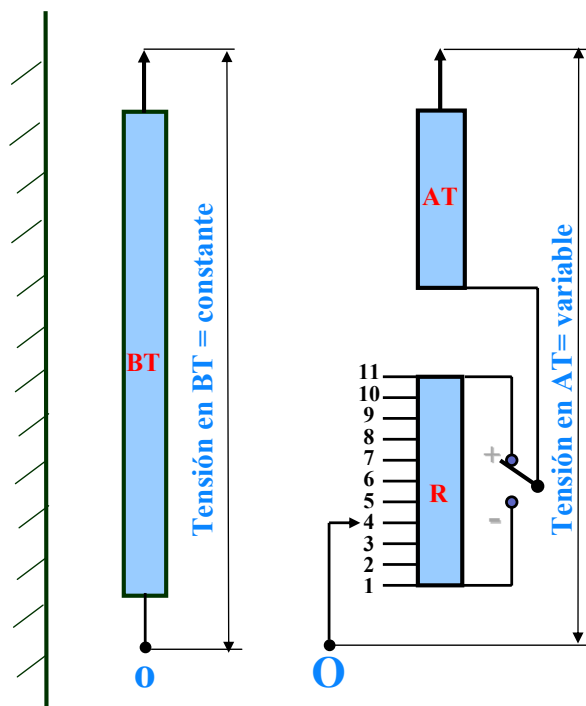
Formula básica para el calculo de la tensión en transformadores

- $U_{AT} = N^{\circ} \text{ Espiras AT} \cdot v/\text{espira}$
- $U_{BT} = N^{\circ} \text{ Espiras BT} \cdot v/\text{espira}$

$$v/\text{espira} = 4.44 \cdot 10^{-8} \cdot S_{CM} \cdot \beta \cdot f$$

- S_{CM} = Sección neta del circuito magnético (cm²)
- β = Inducción (Gauss)
- f = Frecuencia (Herzios)

Regulación a flujo constante



$$AT_1 = v/e \cdot (n_{AT} + n_{R1})$$

$$AT_6 = v/e \cdot (n_{AT} + n_{R6})$$

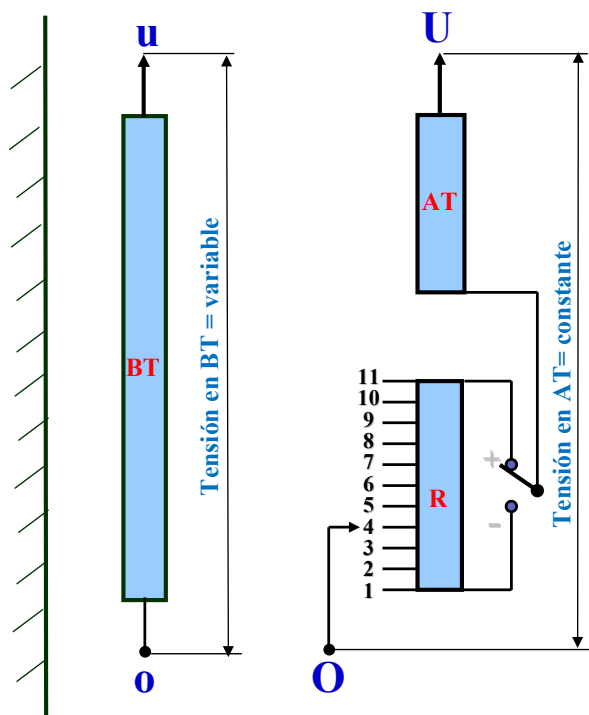
$$AT_{11} = v/e \cdot n_{AT}$$

$$AT_1 > AT_6 > AT_{11}$$

$$v/e = \text{constante}$$

$$BT = v/e \cdot n_{BT}$$

Regulación a flujo variable



$$AT_1 = AT_6 = AT_{11} = AT = \text{constante}$$

$$AT_1 = AT = v/e_1 * (n_{AT} + n_{R1})$$

$$v/e_1 = AT / (n_{AT} + n_{R1})$$

$$AT_6 = AT = v/e_6 * (n_{AT} + n_{R6})$$

$$v/e_6 = AT / (n_{AT} + n_{R6})$$

$$AT_{11} = AT = v/e_{11} * n_{AT}$$

$$v/e_{11} = AT / n_{AT}$$

$$v/e_1 < v/e_6 < v/e_{11}$$

$$BT_1 = v/e_1 * n_{BT}$$

$$BT_6 = v/e_6 * n_{BT}$$

$$BT_{11} = v/e_{11} * n_{BT}$$

$$BT_1 < BT_6 < BT_{11} \text{ (variable)}$$

Regulación de la tensión en transformadores

TIPOS DE REGULACIÓN BAJO CARGA:

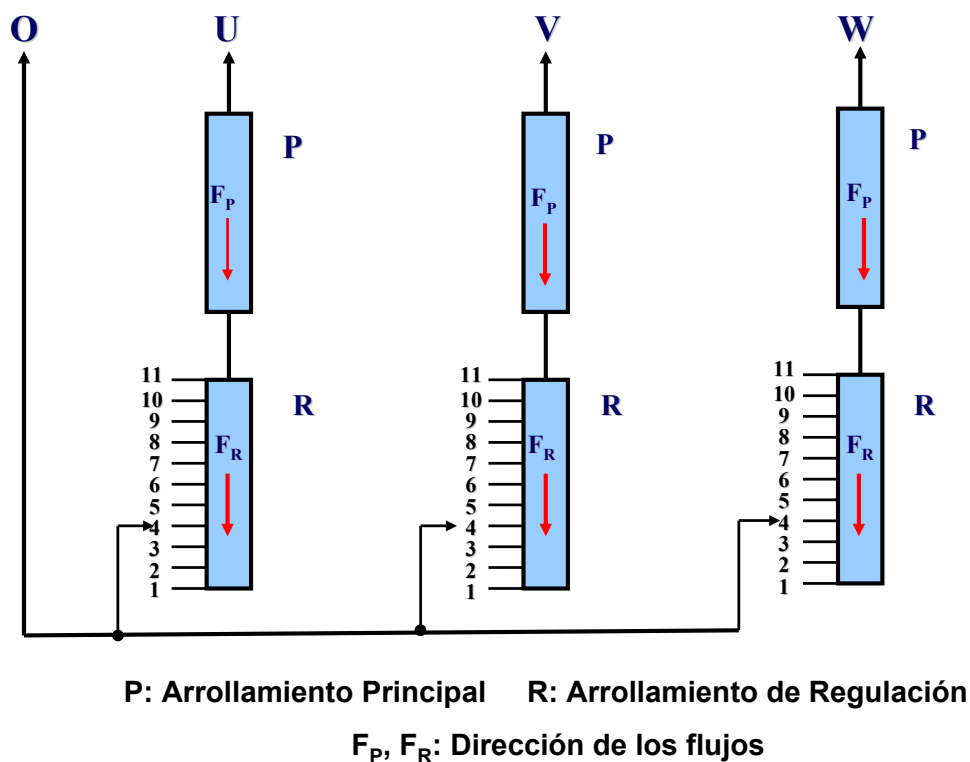
- Regulación “lineal”
- Regulación “con inversor”
- Regulación “gruesa-fina”

Regulación de la tensión en transformadores

REGULACIÓN LINEAL

- La tensión del bobinado de “REGULACIÓN” se suma a la del bobinado “PRINCIPAL”.
- Flujos magnéticos en la misma dirección.
- La tensión del bobinado de “REGULACIÓN” igual al porcentaje del margen de regulación.

Regulación “lineal” (10 escalones, 11 tensiones)

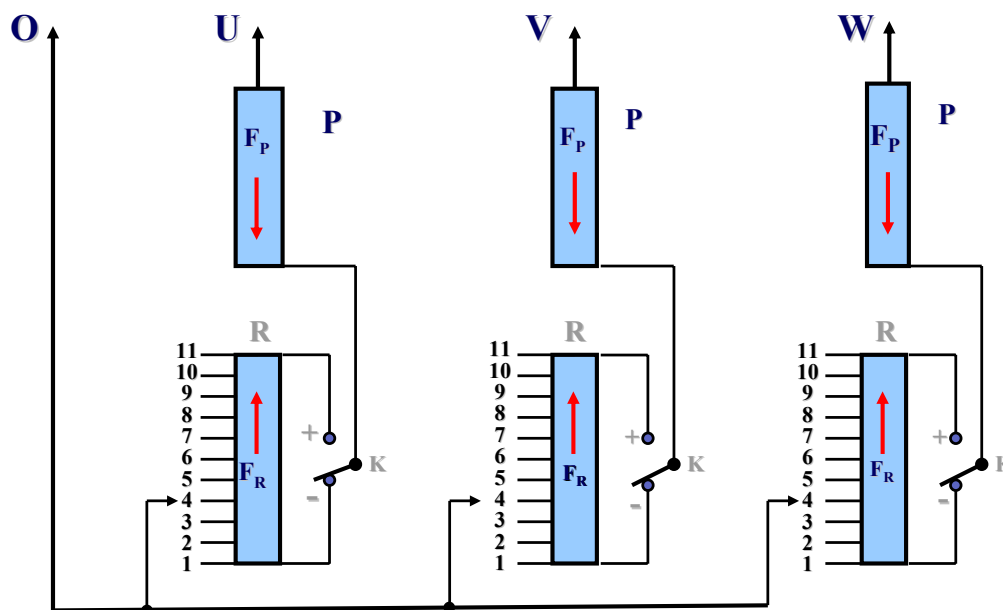


Regulación de la tensión en transformadores

REGULACIÓN CON INVERSOR

- La tensión del bobinado de “REGULACIÓN” se suma ó resta a la del bobinado “PRINCIPAL”.
- Flujos magnéticos en la misma dirección cuando se suman las tensiones o en oposición cuando se restan.
- La tensión del bobinado de “REGULACIÓN” igual a la mitad del porcentaje del margen de regulación.

Regulación “con inversor” (10 escalones, 21 tensiones)



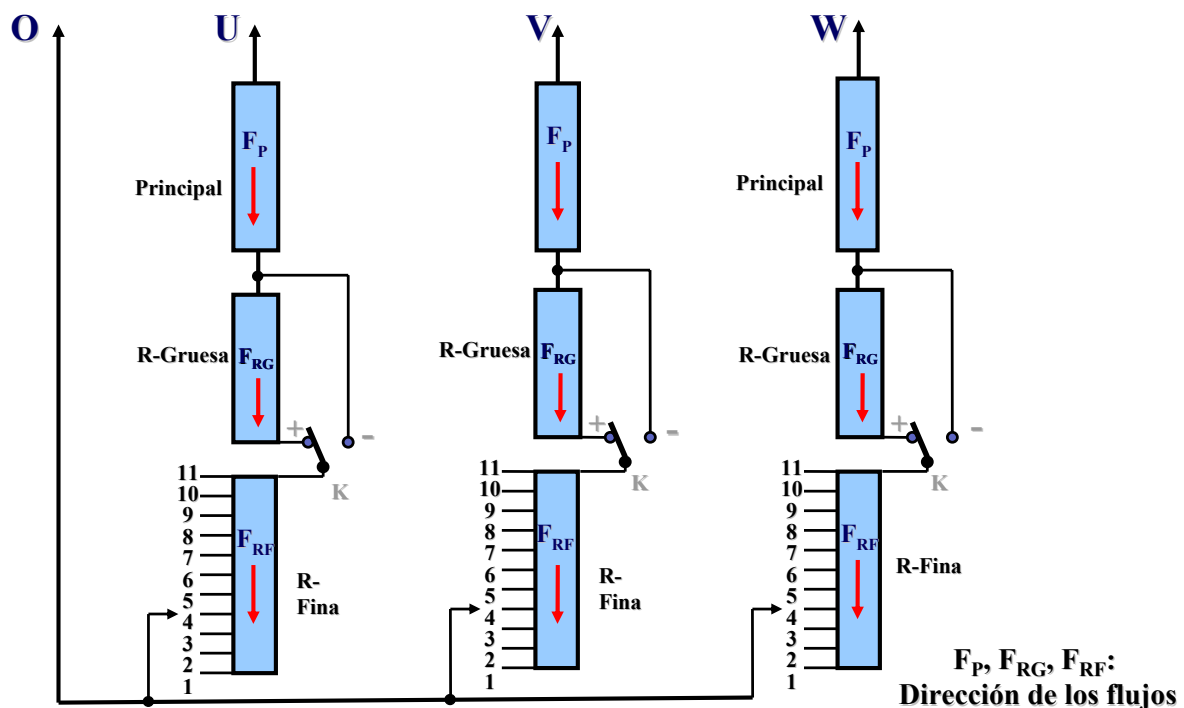
P: Arrollamiento Principal R: Arrollamiento de Regulación
FP, FR: Dirección de los flujos (en el esquema se representan en oposición)

Regulación de la tensión en transformadores

REGULACIÓN “GRUESA-FINA”

- Dos bobinados de “REGULACIÓN”: uno sin tomas (Reg. “GRUESA”) y otro con tomas (Reg. “FINA”)
- Flujos magnéticos siempre en la misma dirección.
- La tensión de cada uno de los bobinados de “REGULACIÓN” igual a la mitad del porcentaje del margen de regulación.
La del Bobinado “PRINCIPAL” igual a la tensión mínima.

Regulación tipo “Gruesa-Fina” (10 escalones, 21 tensiones)



Condiciones de servicio normales

- **ALTITUD:** Menor ó igual a 1.000 m (s.n.m.)
- **TEMPERATURA AIRE:**
 - Máxima = 40 °C
 - Media diaria = 30 °C
 - Media anual = 20 °C
 - Mínima = - 25 °C (Trafos. Intemperie)
- **CALENTAMIENTOS:**
 - Máximo del aceite = 60 °C
 - Medio de los bobinados = 65 °C
 - Máximo de los bobinados = 78 °C
- **CONDICIONES AMBIENTALES:**
 - Polución y salinidad medias

Métodos de refrigeración

NATURALEZA DEL REFRIGERANTE:

Aceite mineral ó líquido aislante sintético	➡	O
Agua	➡	W
Aire	➡	A

TIPO DE CIRCULACIÓN DEL REFRIGERANTE:

Natural	➡	N
Forzada (no dirigida)	➡	F
Forzada y dirigida	➡	D

- 1^{er} Símbolo:** Naturaleza del refrigerante primario (medio en contacto con los arrollamientos)
- 2^o Símbolo:** Tipo de circulación del refrigerante primario
- 3^{er} Símbolo:** Naturaleza del refrigerante secundario (medio en contacto con el exterior)
- 4^o Símbolo:** Tipo de circulación del refrigerante secundario

Métodos de refrigeración

EJEMPLOS DE NOMENCLATURA

1 ^{er} SÍMBOLO	2 ^o SÍMBOLO	3 ^{er} SÍMBOLO	4 ^o SÍMBOLO
↓	↓	↓	↓
O	N	A	N
O	N	A	F
O	F	A	F
O	D	A	F

Rendimiento de transformadores

$$\tau = 100 - \frac{100 \cdot (W_o + (a^2 \cdot W_{cu}))}{(a \cdot P \cdot \cos \Phi) + W_o} \%$$

τ = Rendimiento expresado en %

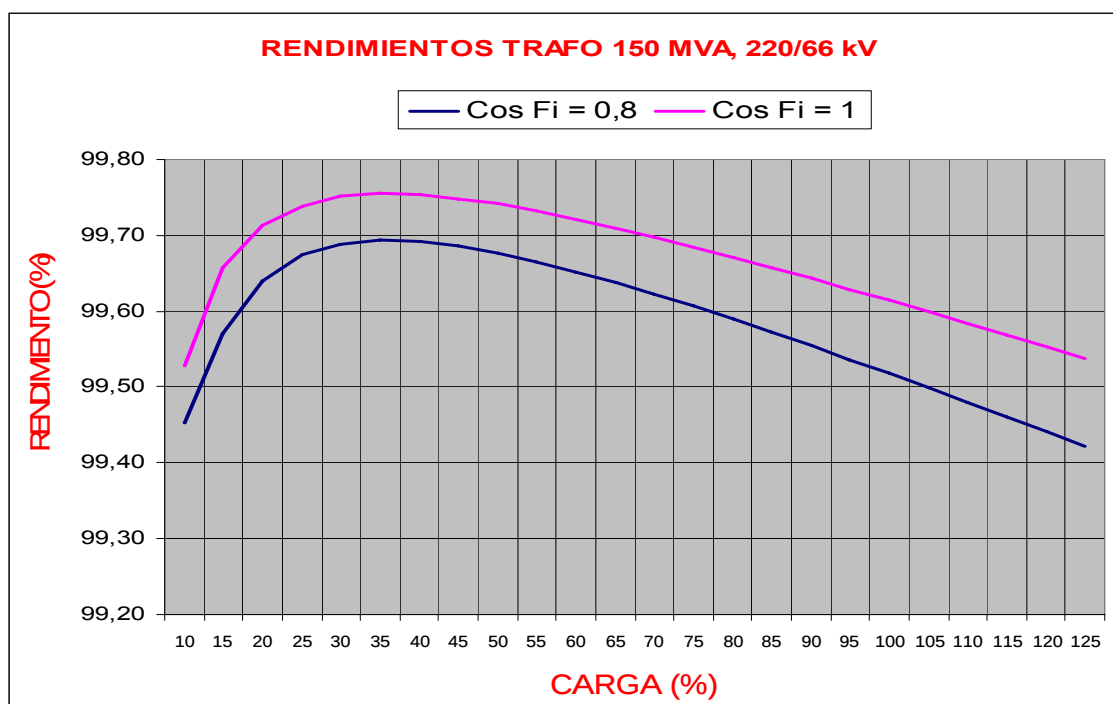
a = Factor de carga en tanto por uno

P = Potencia nominal en kVA

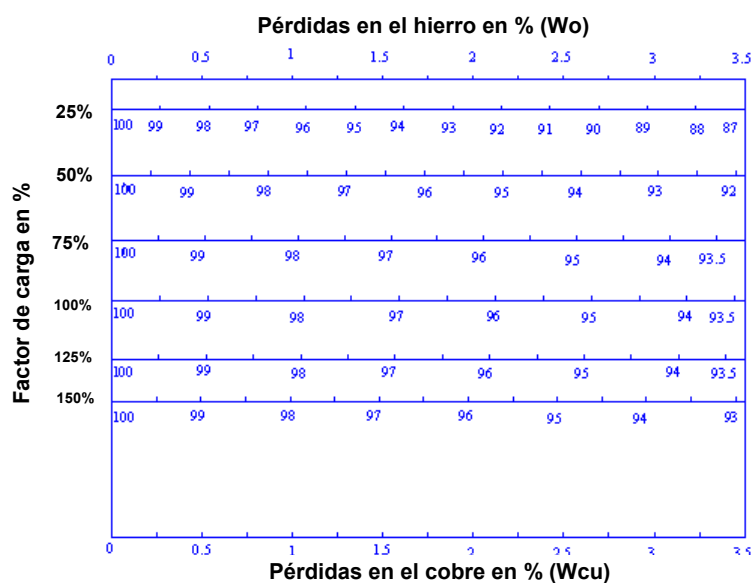
W_o = Pérdidas en vacío en kW

W_{cu} = Pérdidas debidas a la carga en kW

$\cos \Phi$ = Factor de potencia



Ábaco para el cálculo de rendimientos



Rendimientos para $\cos \varphi = 1$

Para otros valores de φ calcular las pérdidas mediante la expresión

$$kW/MVA \cdot \cos \varphi$$

Coeficiente de regulación

$$U_0 = a \cdot ((R \cdot \cos \Phi) + (X \cdot \sin \Phi) + \frac{((X \cdot \cos \Phi) - (R \cdot \sin \Phi))^2}{(a \cdot P \cdot \cos \Phi) + W_0}) \%$$

U_0 : Coeficiente de regulación en %

a : Factor de carga en tanto por uno

P : Potencia en MVA

R : Caída óhmica de tensión = W_{cu}/P (%)

U_x : Impedancia de cortocircuito en %

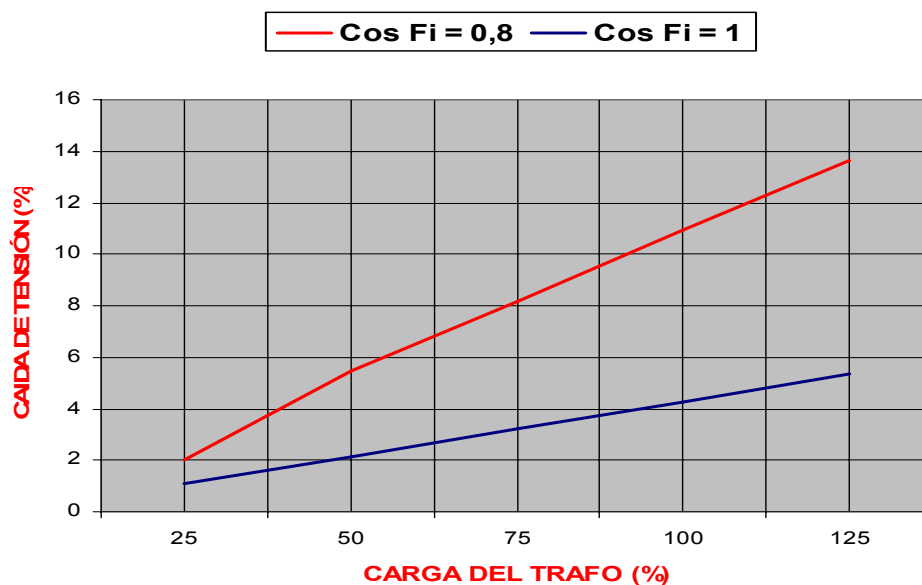
X : Reactancia de cortocircuito = $\sqrt{U_x^2 - R^2}$ (%)

W_{cu} : Pérdidas debidas a la carga en W

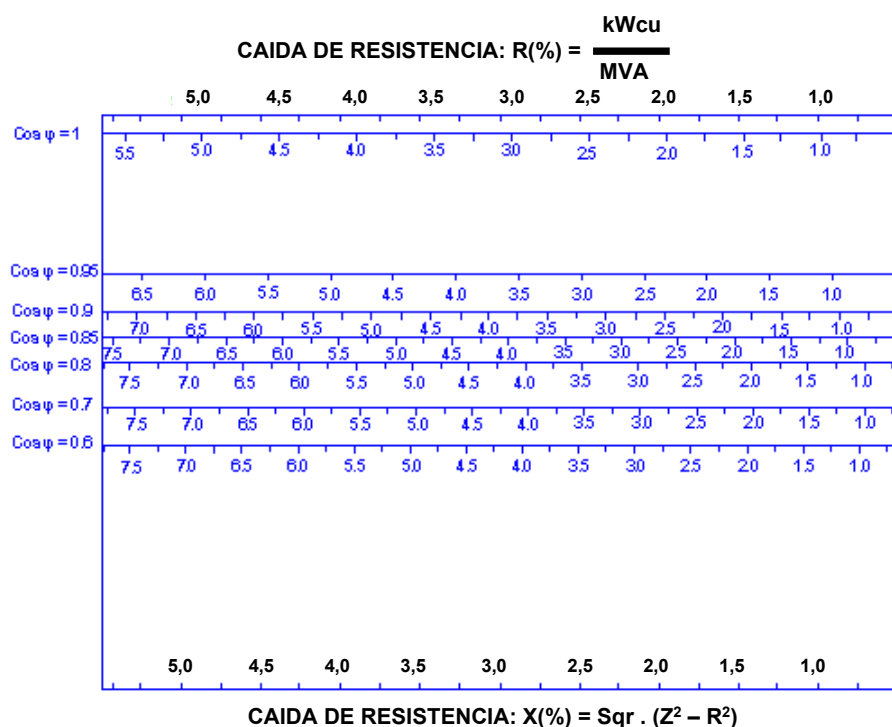
$\cos \Phi$: Factor de potencia

$\sin \Phi$: Complemento factor de potencia

CAIDA DE TENSIÓN TRAF0 150 MVA, 220/66 kV



Ábaco para el cálculo del coeficiente de regulación (caída de tensión)



Ensayos en fábrica

DISTINTAS CLASIFICACIONES

■ ENSAYOS DE APTITUD:

Tienen por objeto verificar el cumplimiento de los parámetros básicos para un funcionamiento correcto.

■ DE CONTRASTACIÓN DE PARÁMETROS:

Sirven para comprobar el que se cumplen determinadas características o parámetros contractuales.

■ DESTRUCTIVOS:

Son aquellos que pueden provocar daños al transformador, por lo cual, solo deben repetirse bajo determinadas condiciones.

Ensayos en fábrica

CONDICIONES DE REALIZACIÓN

■ TEMPERATURA AMBIENTE:

Deberá estar comprendida entre 10 °C y 40 °C.

■ COMPONENTES Y ACCESORIOS:

Deberán estar montados todos los susceptibles de influir en el resultado de los ensayos.

■ ARROLLAMIENTO CON TOMAS:

Todos los ensayos se realizarán con el transformador conectado en la toma principal, salvo se indique algo distinto en algún ensayo concreto.

Ensayos en fábrica

CLASIFICACIÓN S/ NORMAS UNE-CEI

■ ENSAYOS DE RUTINA O INDIVIDUALES:

Deberán ser sometidos todos y cada uno de los transformadores.

■ ENSAYOS DE TIPO:

Normalmente se realizan en un solo Trafo. de un lote.
Debe haber acuerdo previo entre fabricante y cliente.

■ ENSAYOS ESPECIALES:

Se efectúan sobre uno o varios transformadores previo acuerdo.

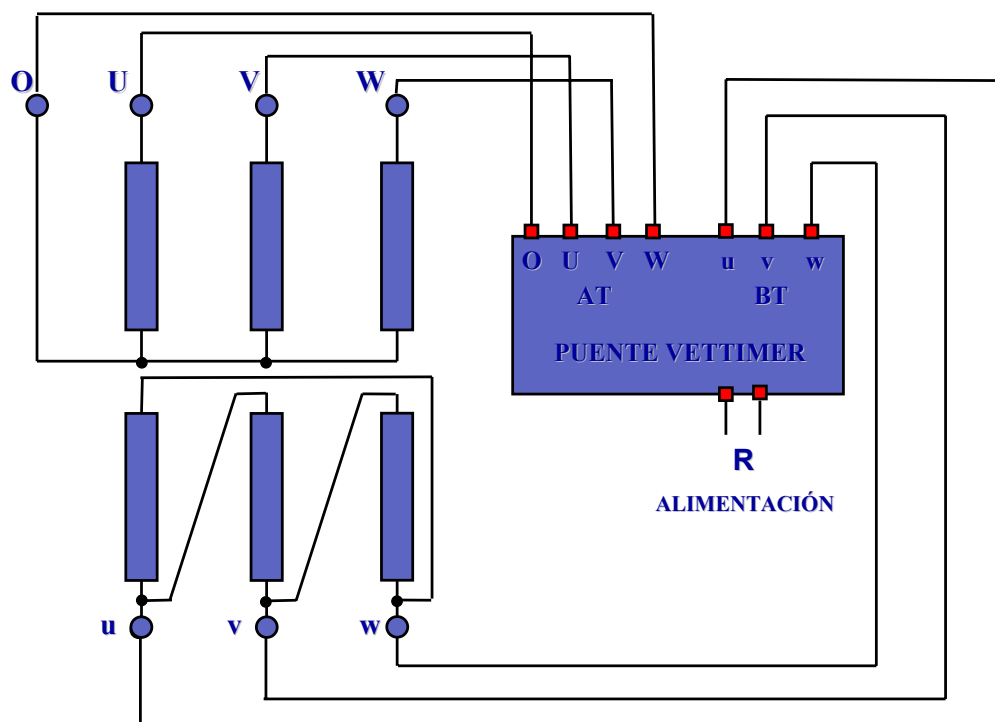
Ensayos en fábrica

ENSAYOS DE RUTINA O INDIVIDUALES

- Medidas de la relación de transformación, polaridad y grupo de conexiones.
- Medida del aislamiento
- Medida de la resistencia óhmica de los arrollamientos.
- Medida de las pérdidas debidas a la carga y de la impedancia de cortocircuito (ensayos de cortocircuito).
- Medida de las pérdidas y de la corriente de vacío.
- Ensayos dieléctricos: Ver Tabla (CEI 76-3)
- Funcionamiento del cambiador de tomas en carga o vacío.

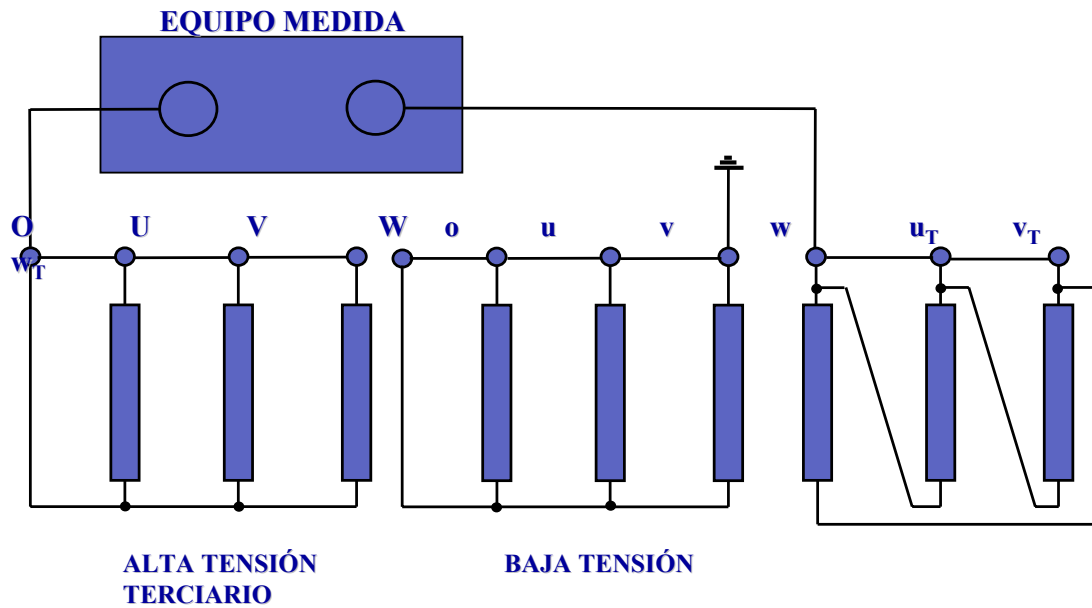
Ensayos en fábrica

Relación de transformación, polaridad y grupo conexiones



Ensayos en fábrica

Medidas de aislamiento, capacidad y Tang. "δ"

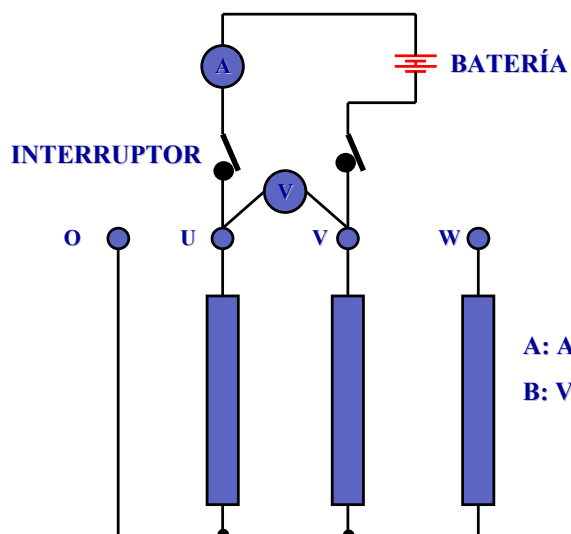


EQUIPOS DE MEDIDA: "DOBLE 4000" – "MEGGER BM 11/S1-5000" – "TETTEX 2816/2845"

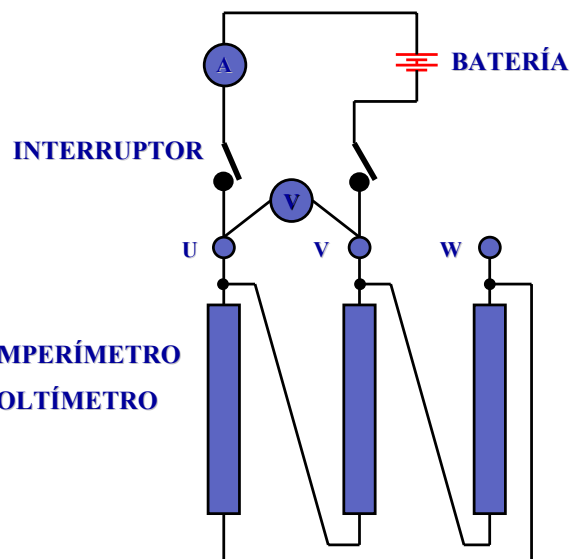
Ensayos en fábrica

Medida de la resistencia óhmica de los bobinados

CONEXIÓN ESTRELLA

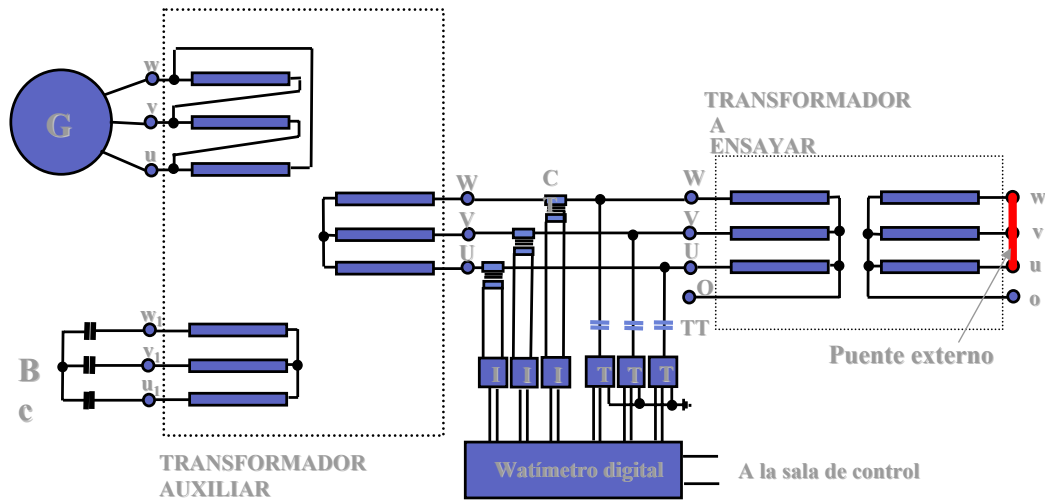


CONEXIÓN TRIÁNGULO



Ensayos en fábrica

Ensayos de cortocircuito (Medida de pérdidas e impedancia)



Bc: Batería de condensadores

CT: Transformadores de intensidad para medida

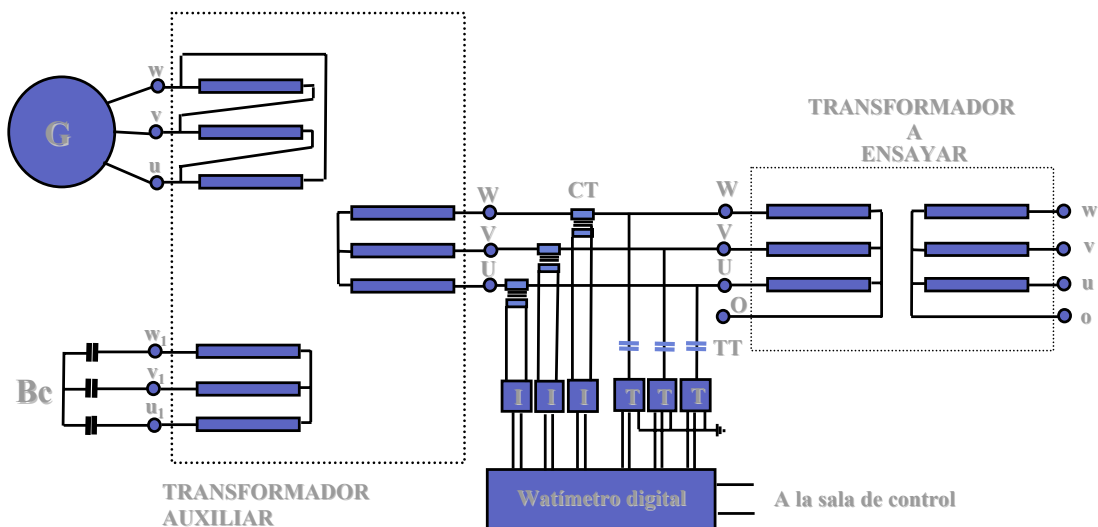
G: Generador

TT: Transformadores de tensión o divisores capacitivos

I: Canales de la señal de intensidad **T:** Canales de la señal de tensión

Ensayos en fábrica

Ensayos de vacío (Medida de pérdidas y corriente de vacío)



Bc: Batería de condensadores

CT: Transformadores de intensidad para medida

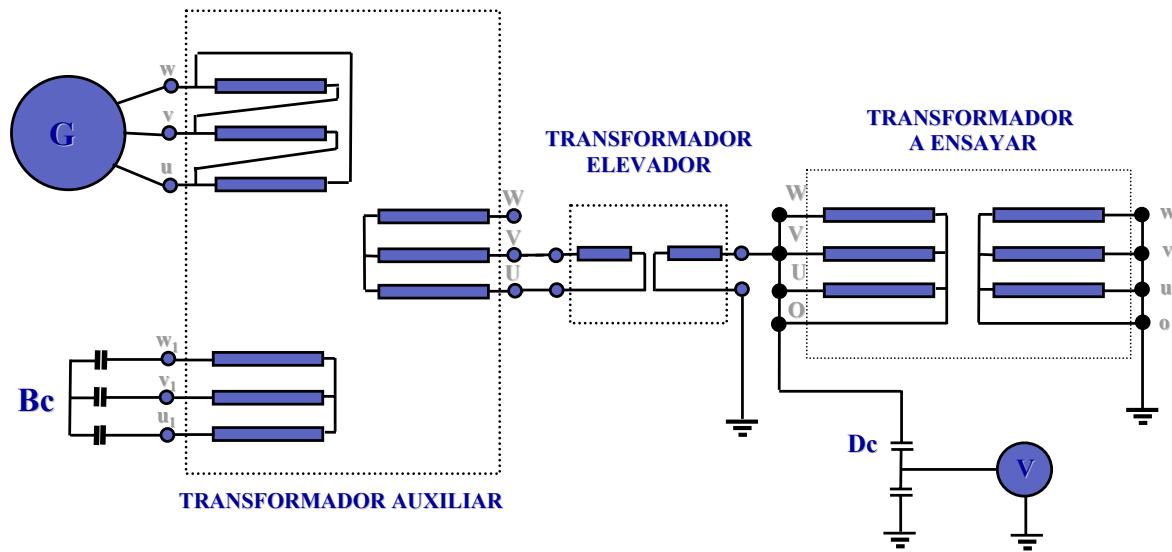
G: Generador

TT: Transformadores de tensión o divisores capacitivos

I: Canales de la señal de intensidad **T:** Canales de la señal de tensión

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión aplicada



Bc: Batería de condensadores

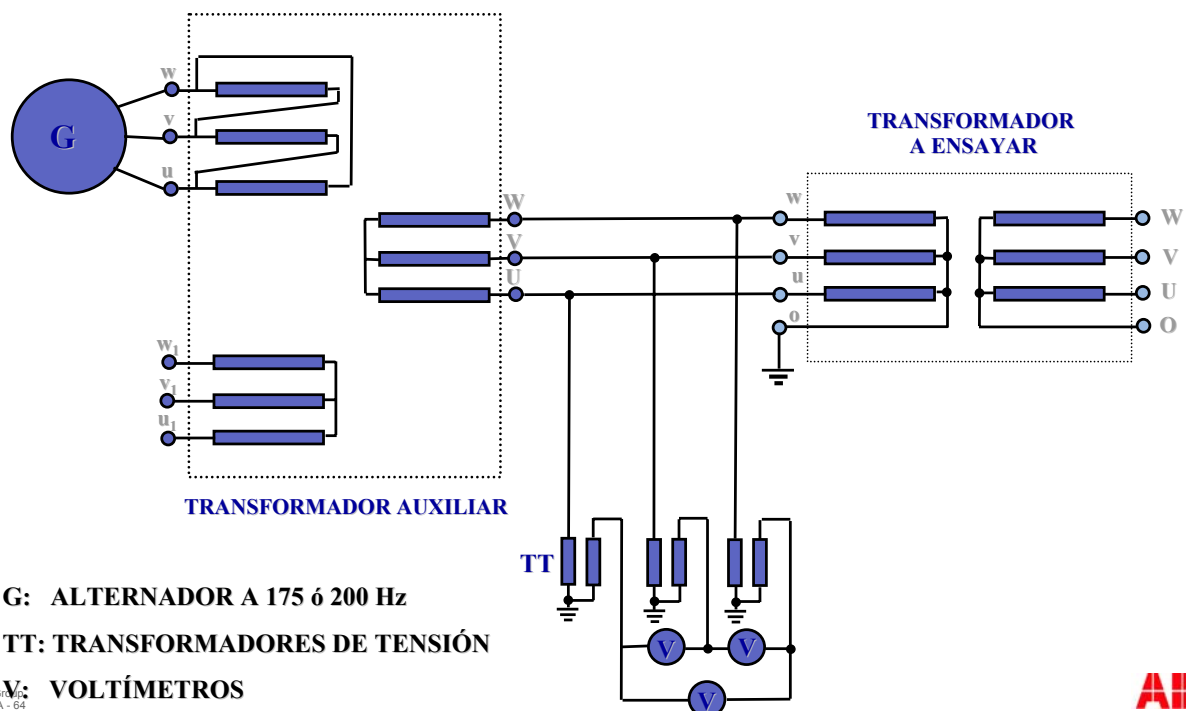
Dc: Divisor capacitivo G: Generador V: Voltímetro

© ABB Group
2_46Q0A - 63

ABB

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión inducida (Aislamiento uniforme)



G: ALTERNADOR A 175 ó 200 Hz

TT: TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

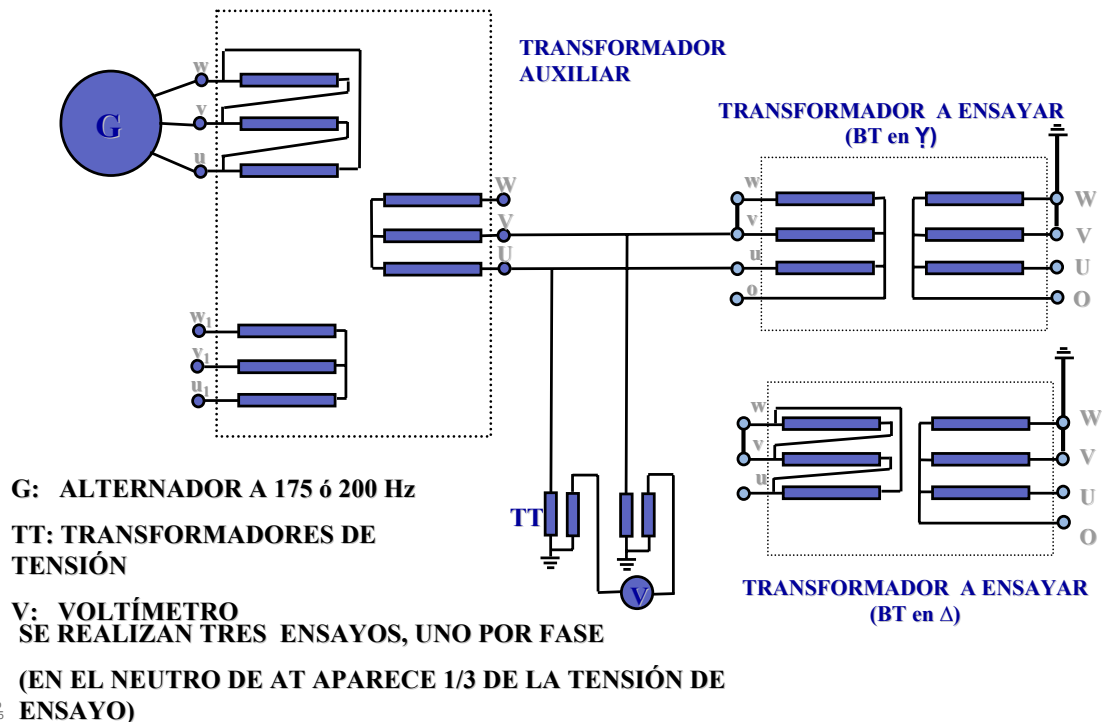
V: VOLTÍMETROS

© ABB Group
2_46Q0A - 64

ABB

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión inducida (Aislamiento Gradual-1)

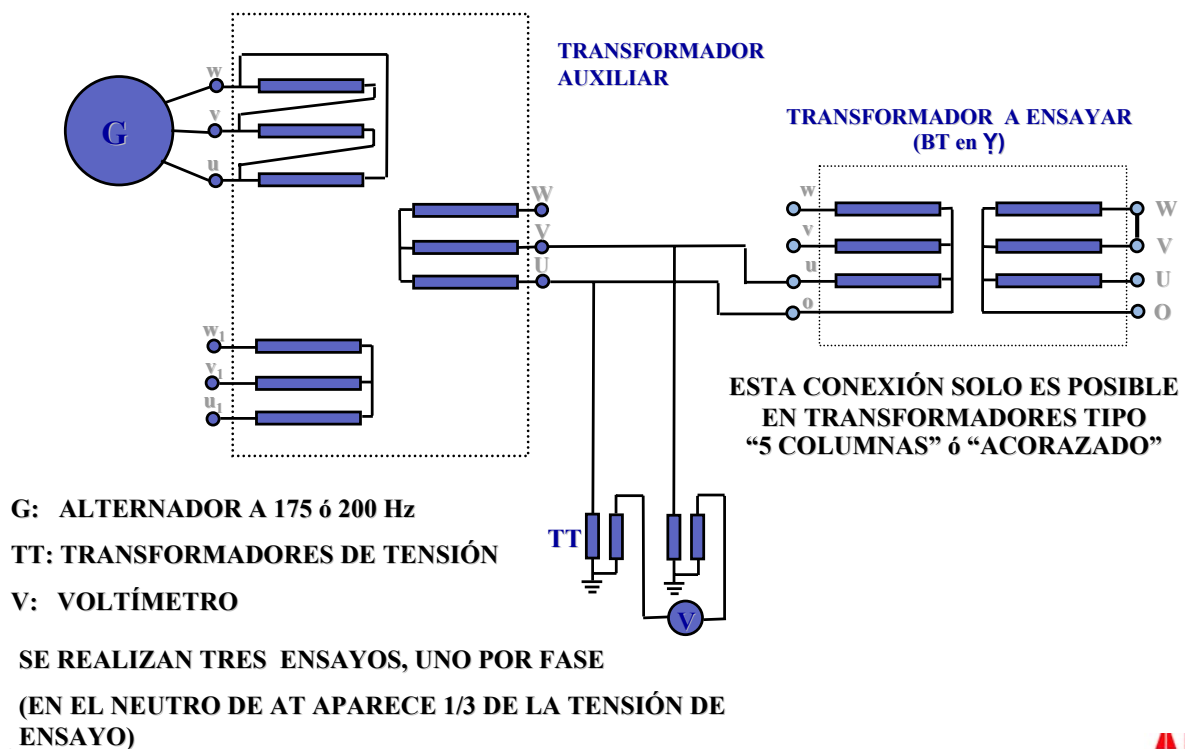


© ABB Group
2_46Q0A - 65

ABB

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión inducida (Aislamiento Gradual-2)

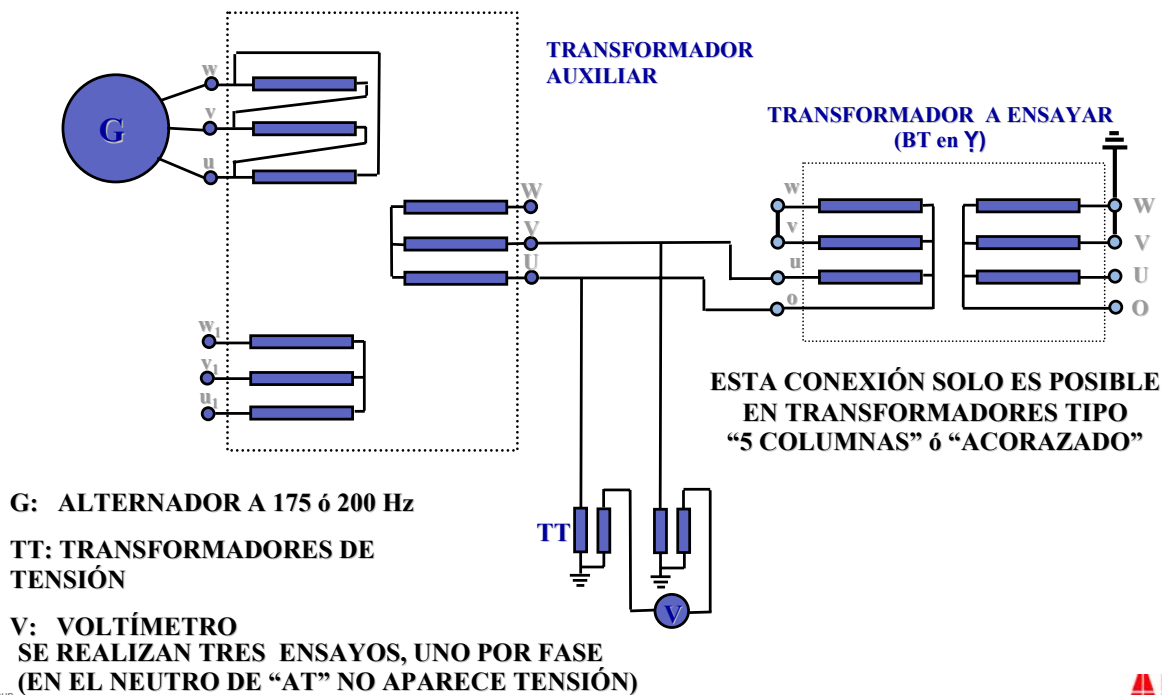


© ABB Group
2_46Q0A - 66

ABB

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión inducida (Aislamiento Gradual-3)



© ABB Group
2_46Q0A - 67

ABB

Ensayos en fábrica

ENSAYOS DE TIPO

- Ensayos de calentamiento.
- Ensayos dieléctricos:

Ver Tabla en UNE-EN 60076-3

© ABB Group
2_46Q0A - 68

ABB

Ensayos en fábrica

Ensayos dieléctricos

Clase de Arrollamiento	Tensión mas elevada (Um) (kV)	ENSAYOS DE SOBRETENSIÓN				
		Aplicada	Inducida corta duración	Inducida larga duración	Impulso Tipo Rayo	Impulso Tipo maniobra
Aislamiento UNIFORME	$U_m \leq 72,5$	RUTINA	RUTINA	N.A.	TIPO	N.A.
Aislamientos UNIFORME y GRADUAL	$72,5 < U_m < 170$	RUTINA	RUTINA	ESPECIAL	RUTINA	N.A.
	$170 < U_m < 300$	RUTINA	ESPECIAL	RUTINA	RUTINA	RUTINA
	$U_m \geq 300$	RUTINA	ESPECIAL	RUTINA	RUTINA	RUTINA

N. A. : No Aplicable

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión inducida de larga duración

Paso	TENSIÓN A TIERRA	TIEMPO
---	Conectar a un nivel $\leq U_2/\sqrt{3}$	----
A	Elevar hasta $1,1 \cdot U_m/\sqrt{3}$	5 m
B	Elevar hasta $U_2 = 1,5 \cdot U_m/\sqrt{3}$	5 m
C	Elevar hasta $U_1 = 1,7 \cdot U_m/\sqrt{3}$	(*) Ver fórmula
D	Reducir hasta $U_2 = 1,5 \cdot U_m/\sqrt{3}$	60 m si $U_m > 300$ kV 30 m si $U_m < 300$ kV
E	Reducir hasta $1,1 \cdot U_m/\sqrt{3}$	5 m
---	Desconectar a un nivel $\leq U_2/\sqrt{3}$	----

Ensayos en fábrica

Ensayo de tensión inducida de larga duración: notas

(*) La duración del ensayo se determina por la fórmula:

$$120 \cdot \frac{\text{frecuencia nominal}}{\text{frecuencia de ensayo}} \quad (\text{con un mínimo de 15 s})$$

EL ENSAYO ES VÁLIDO SI:

La tensión no falla.

Para la tensión U_2 durante 5 m el nivel de $\sqrt{3}$ descargas parciales no supera los 300 pC.

El comportamiento de las descargas parciales no muestra una tendencia continuamente ascendente.

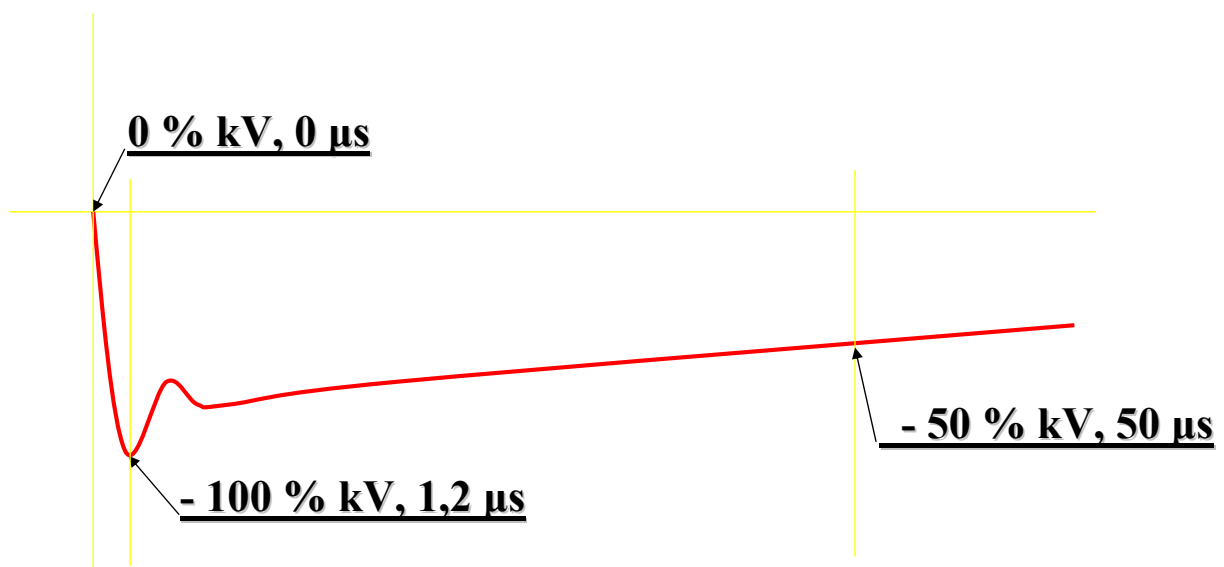
El nivel continuo de descargas parciales a $1,1 \cdot U_m/$ no excede de 100 pC.

© ABB Group
2_46Q0A - 71

ABB

Ensayos en fábrica

IMPULSO ONDA PLENA FORMA DE LA ONDA DE TENSIÓN (NEGATIVA)



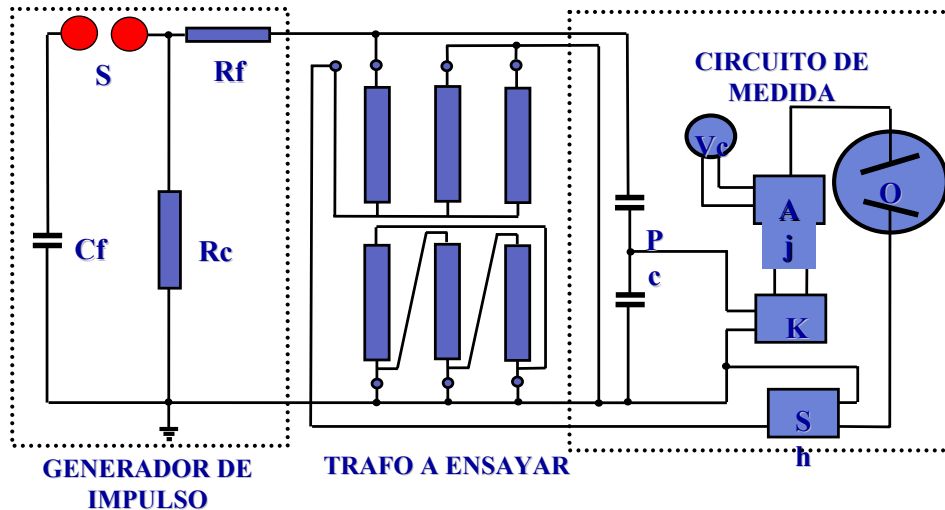
© ABB Group
2_46Q0A - 72

ABB

Ensayos en fábrica

Ensayo de impulso onda plena

Aj: Atenuador de entrada Cf: Condensador K: Cable coaxial blindado O: Oscilógrafo
Pc: Potenciómetro capacitivo Rc: Resistencia regulación de cola Rf: Resistencia regulación frente
S: Descargador de esferas Sh: Shunt Vc: Voltímetro de cresta



ABB

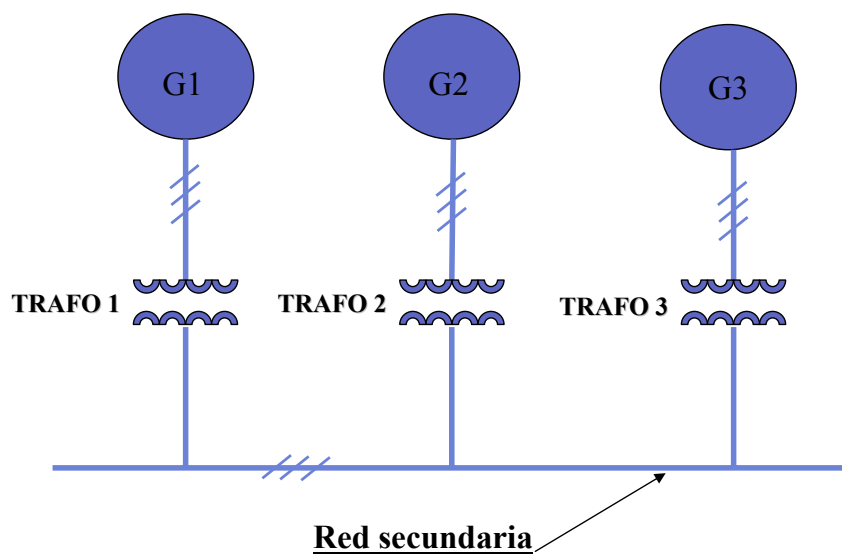
Ensayos en fábrica

ENSAYOS ESPECIALES

- Medida de la capacidad y tangente “ δ ” en bobinados y bornas.
- Análisis de la respuesta de frecuencias (FRA).
- Medida del nivel de ruido.
- Medida de vibraciones.
- Contenido de armónicos en la corriente de vacío.
- Potencia absorbida por ventiladores y bombas.
- Ensayo de cortocircuito franco.

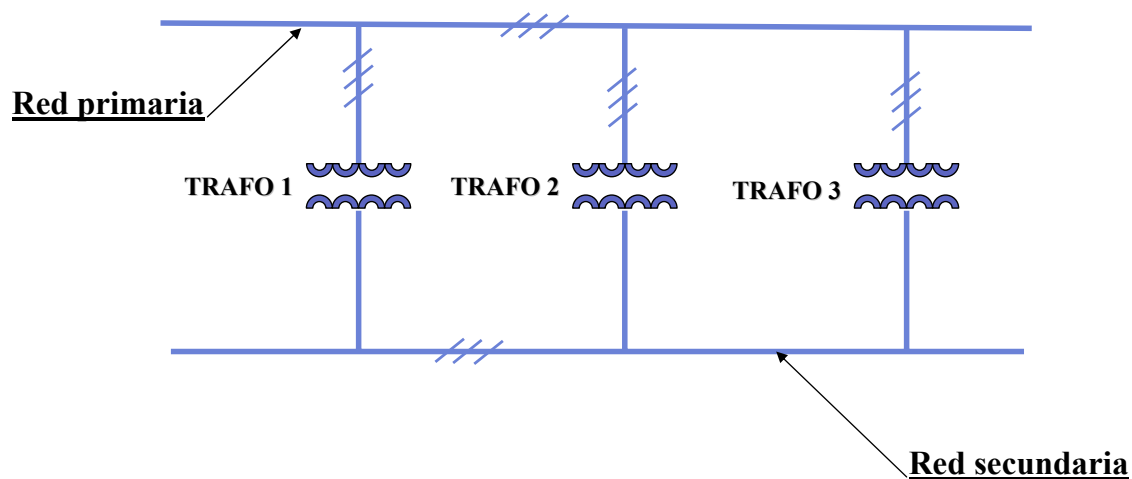
ABB

Acoplamiento en paralelo de transformadores (por secundarios)



G1, G2, G3 : Generadores

Acoplamiento en paralelo de transformadores (por primarios y secundarios)



Acoplamiento de transformadores en paralelo

El funcionamiento de los transformadores en paralelo se considera perfecto cuando:

- En vacío, los transformadores no son recorridos por ninguna corriente de circulación.
- En carga, la potencia total suministrada se reparte proporcionalmente a las potencias nominales de cada transformador.
- No existe desfase entre las corrientes que cada uno de ellos suministra.

Acoplamiento de transformadores en paralelo

Condiciones necesarias para el buen funcionamiento de la marcha en paralelo:

- Igual desfase entre tensiones primarias y secundarias.
- El mismo sentido de rotación de las fases (polaridad).
- Idéntica relación de transformación.
- Las tensiones de cortocircuito en % deben tener igual valor, siendo conveniente que esta igualdad la cumplan sus dos componentes: caída óhmica y reactancia.

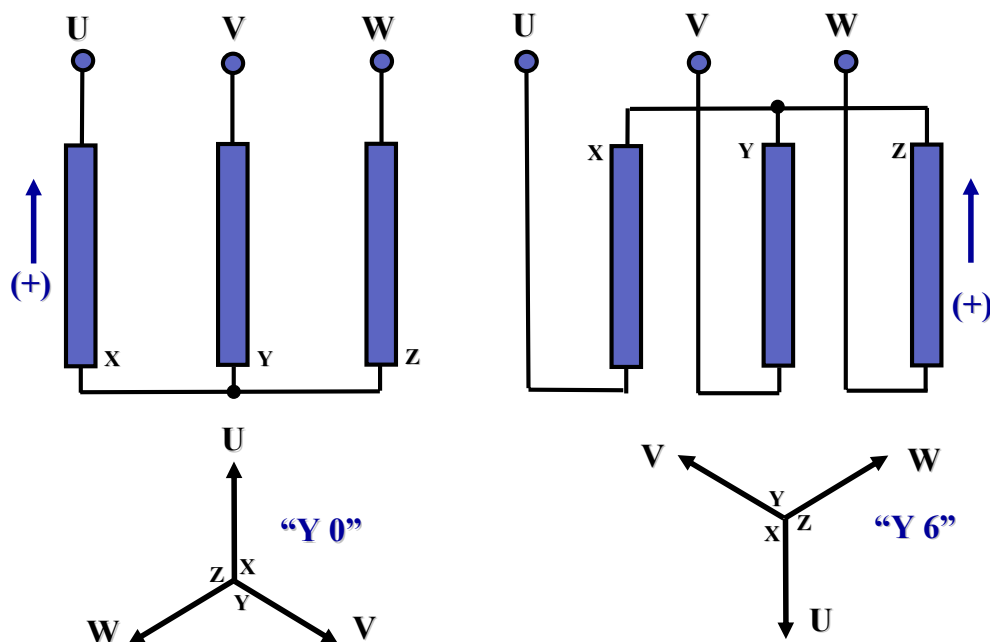
Acoplamiento de transformadores en paralelo

CLASIFICACIÓN DE LOS ACOPLAMIENTOS

- GRUPO "I" Acoplamiento con índices horarios: 0 – 4 – 8
- GRUPO "II" Acoplamiento con índices horarios: 2 – 6 – 10
- GRUPO "III" Acoplamiento con índices horarios: 1 – 5
- GRUPO "IV" Acoplamiento con índices horarios: 7 – 11

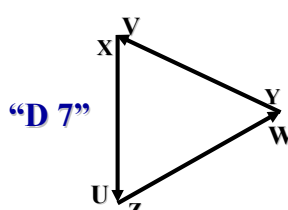
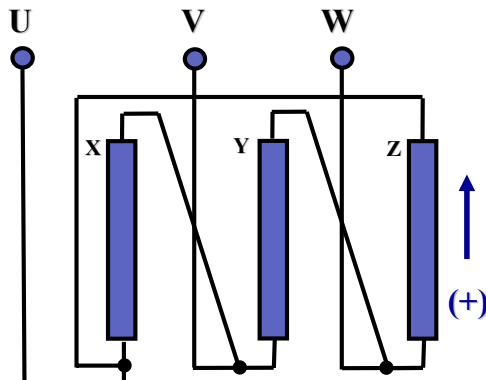
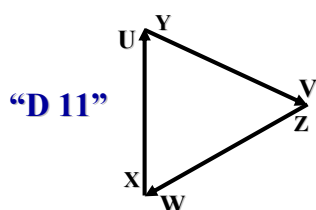
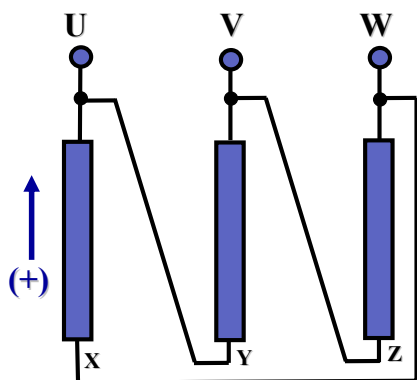
Grupos de conexiones posibles

DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN (2 ESTRELLAS)



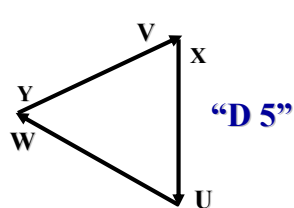
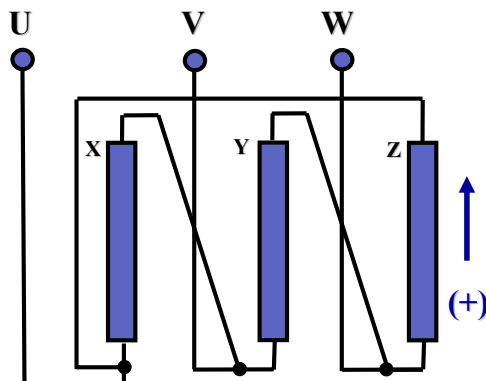
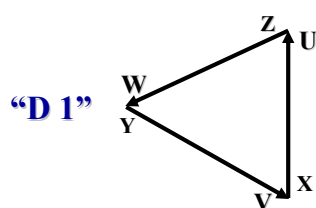
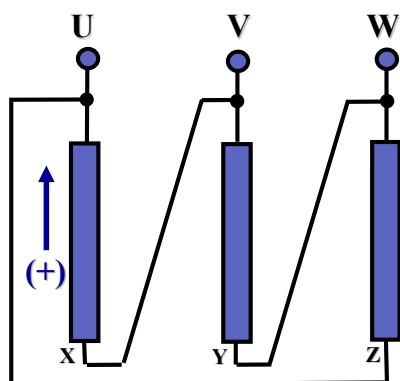
Grupos de conexiones posibles

DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN (2 TRIÁNGULOS EN “Z”)



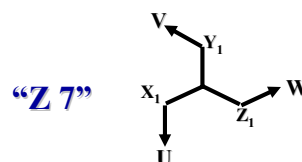
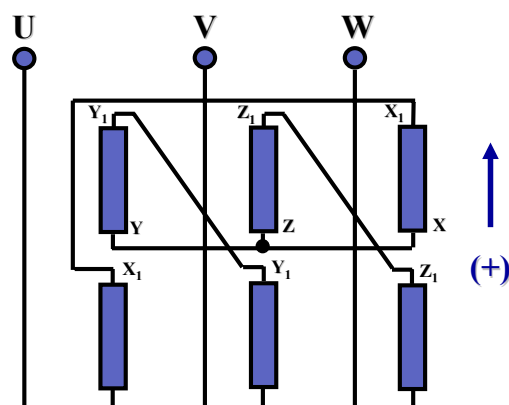
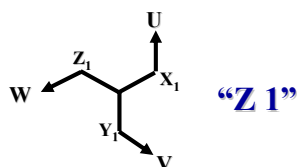
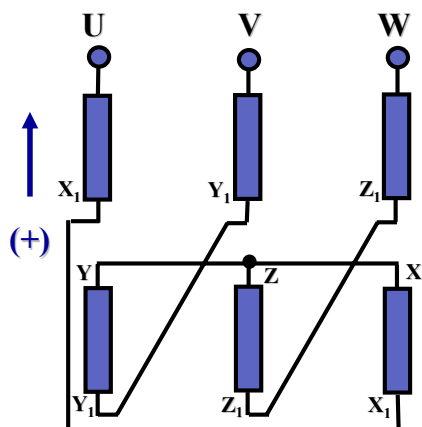
Grupos de conexiones posibles

DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN (2 TRIÁNGULOS EN “S”)



Grupos de conexiones posibles

DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN (2 ZIG-ZAG EN “Z”)

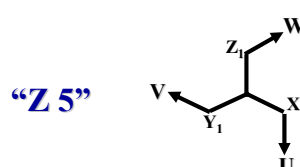
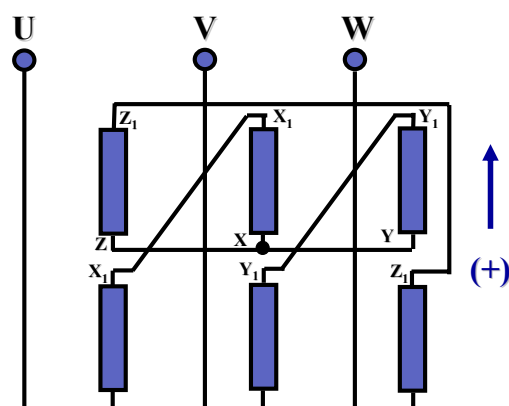
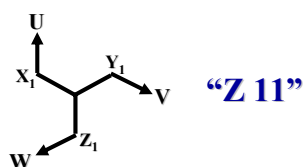
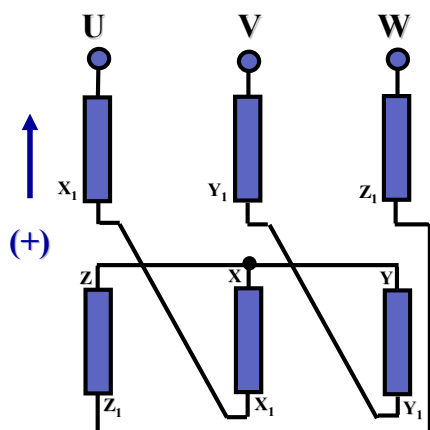


© ABB Group
2_46Q0A - 83

ABB

Grupos de conexiones posibles

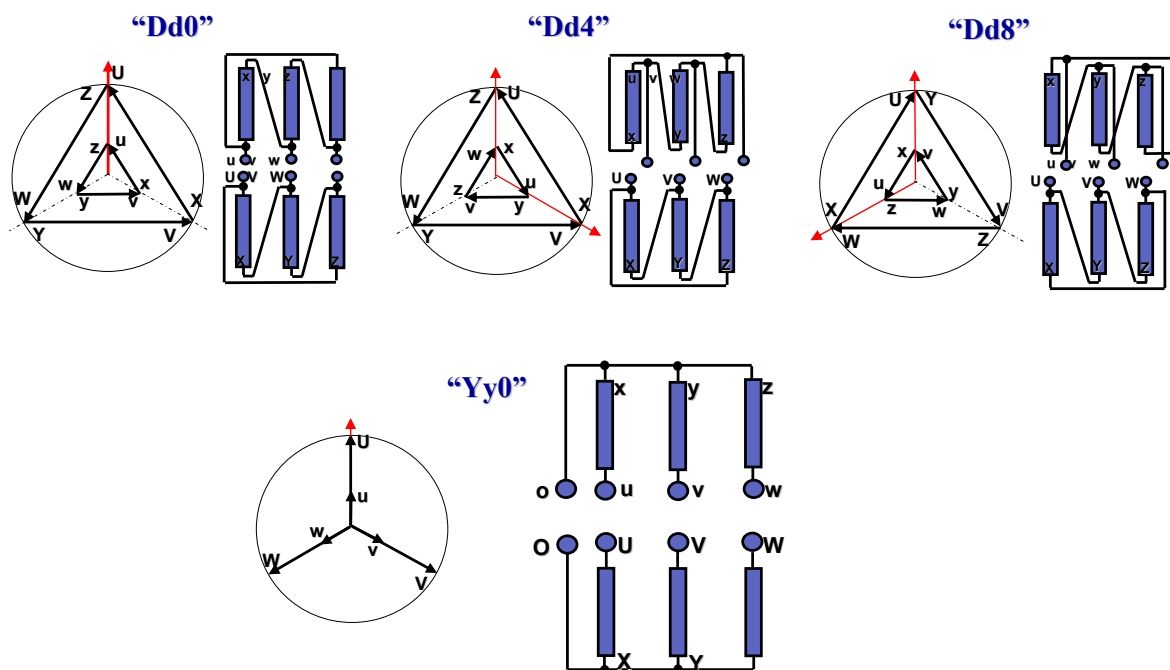
DESFASE ENTRE TENSIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS Y SENTIDO DE ROTACIÓN (2 ZIG-ZAG EN “S”)



© ABB Group
2_46Q0A - 84

ABB

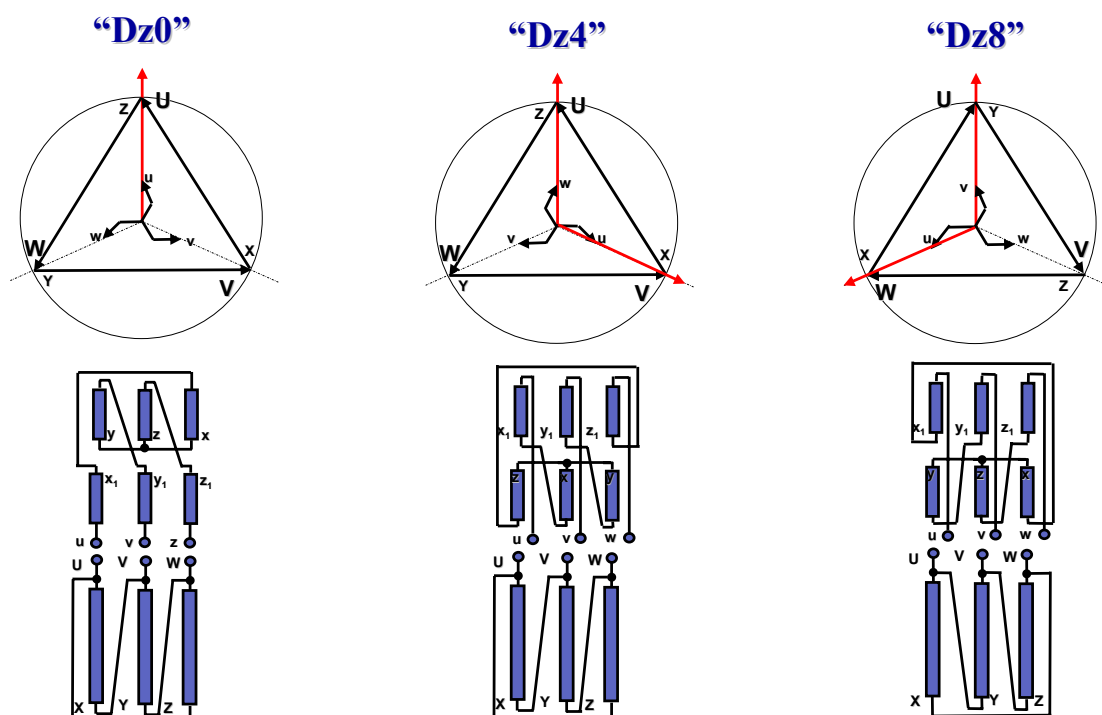
Conexiones: Grupo "I"



© ABB Group
2_46Q0A - 85

ABB

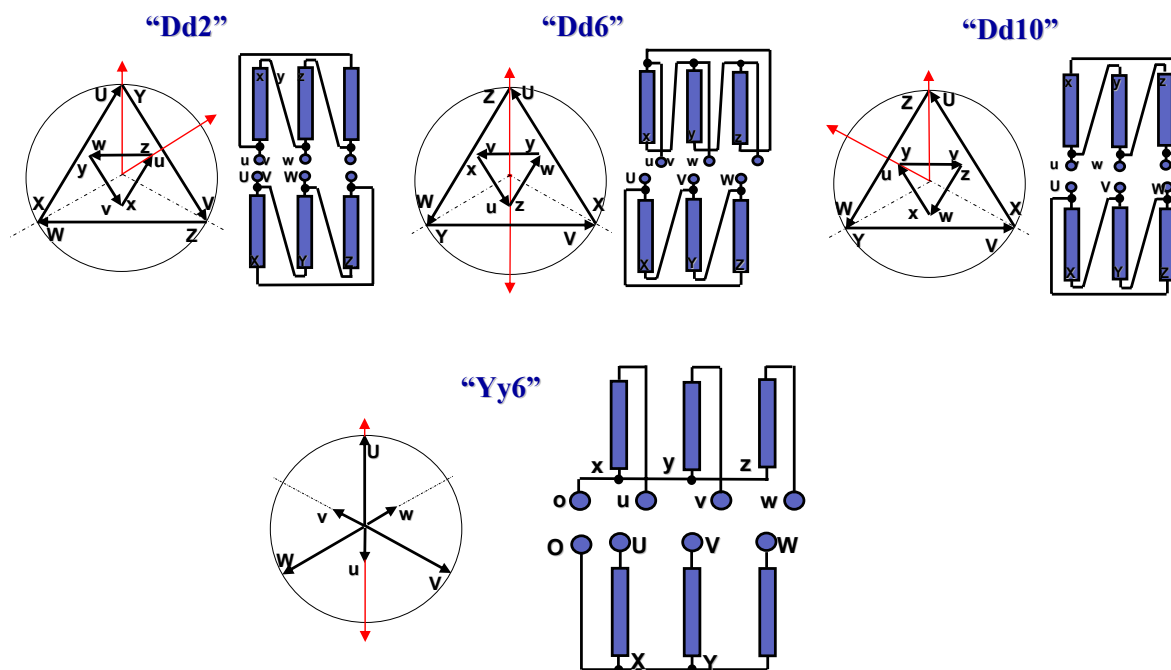
Conexiones: Grupo "I"



© ABB Group
2_46Q0A - 86

ABB

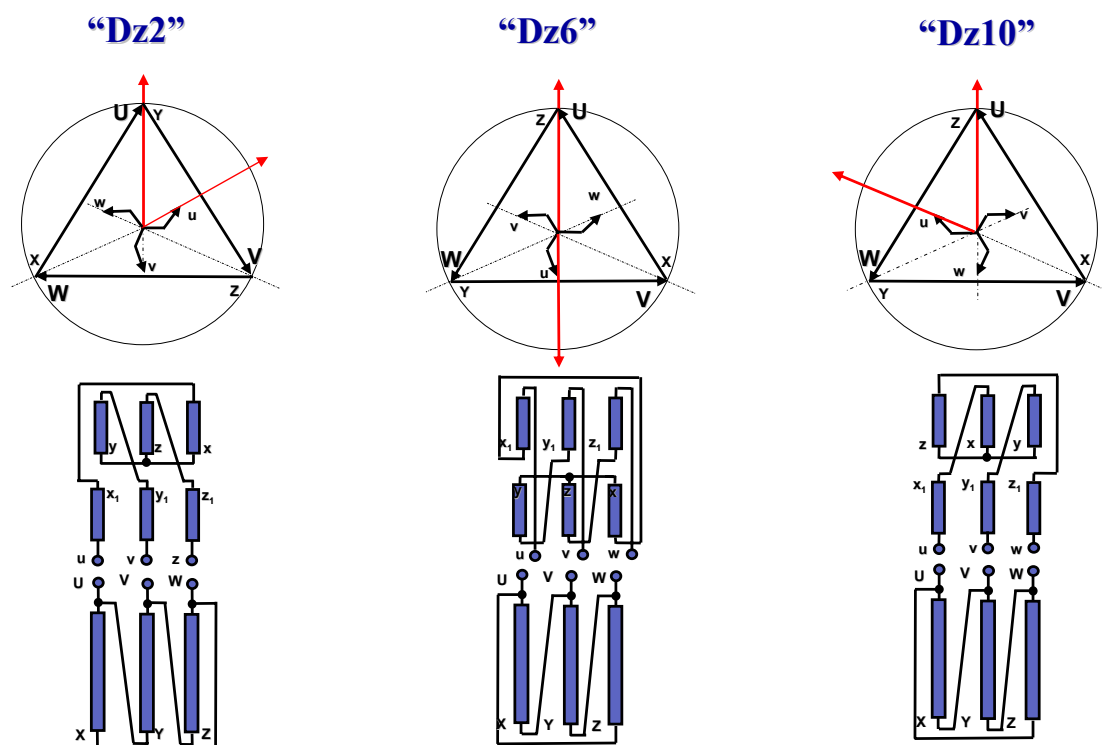
Conexiones: Grupo “II”



© ABB Group
2_46Q0A - 87

ABB

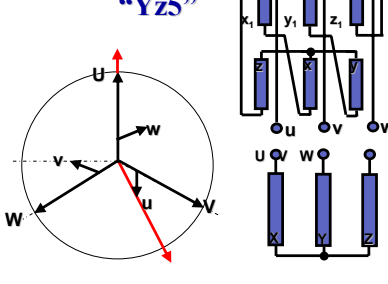
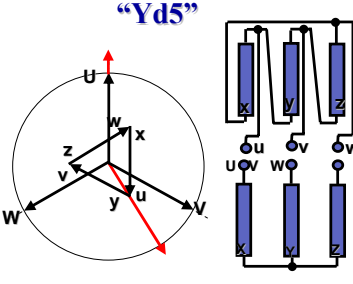
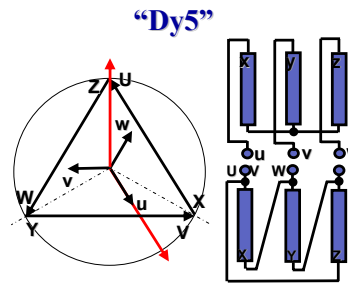
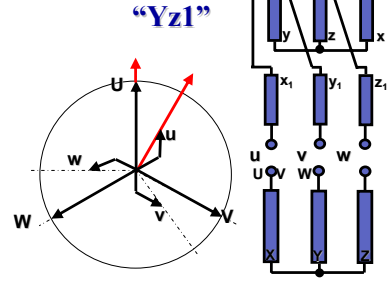
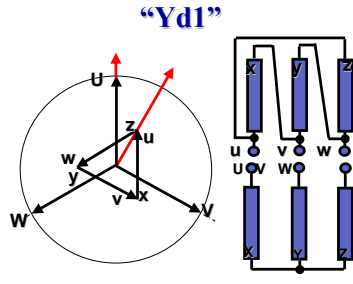
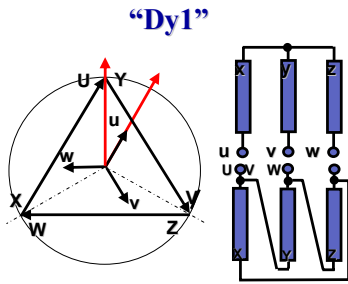
Conexiones: Grupo “II”



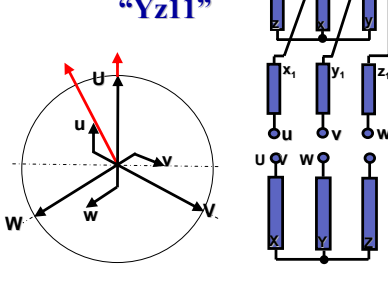
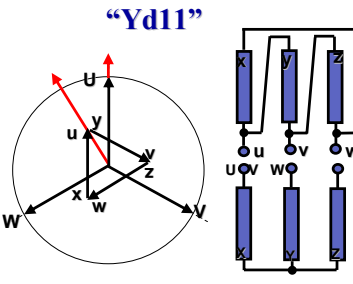
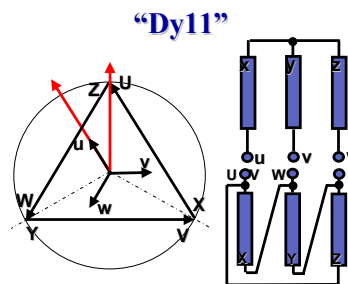
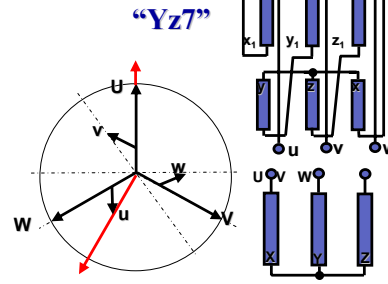
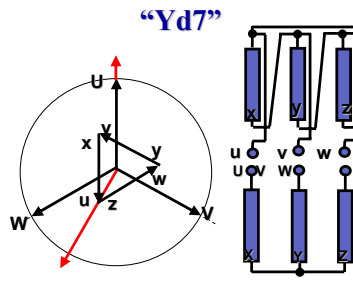
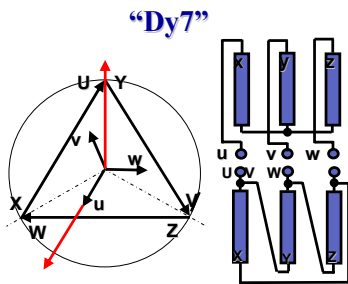
© ABB Group
2_46Q0A - 88

ABB

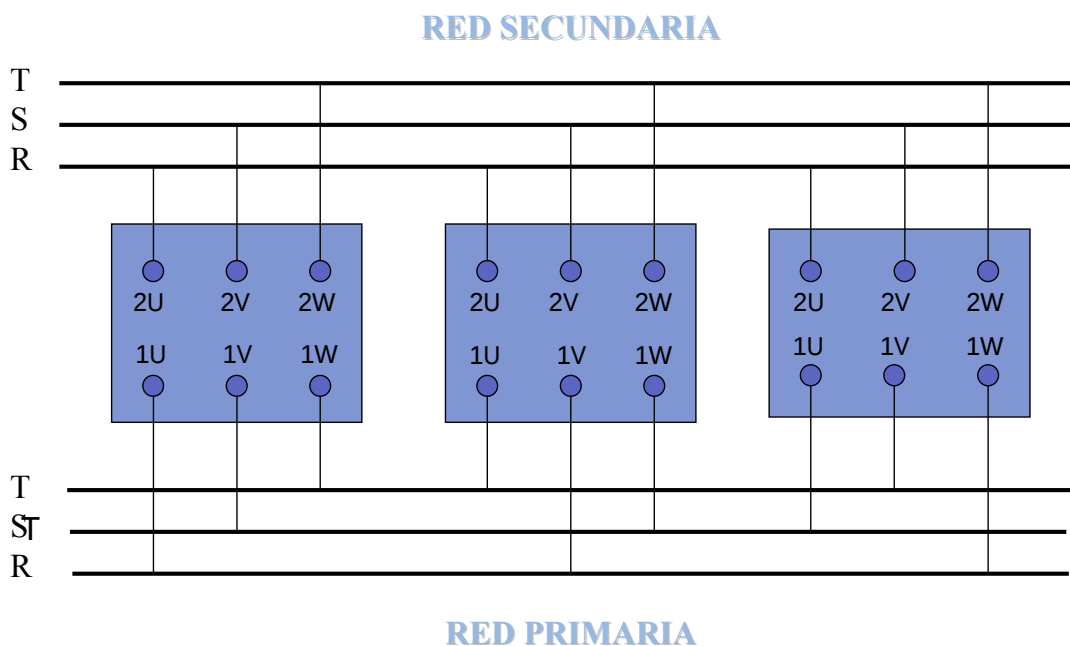
Conexiones: Grupo “III”



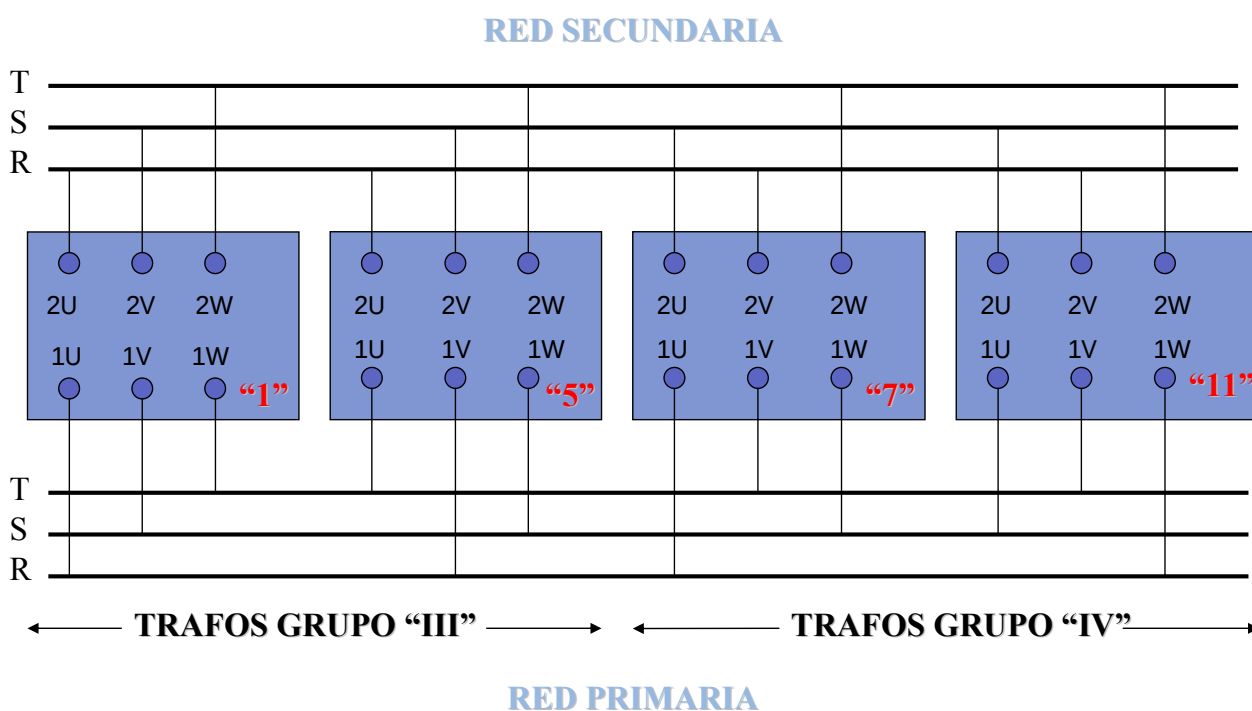
Conexiones: Grupo “IV”



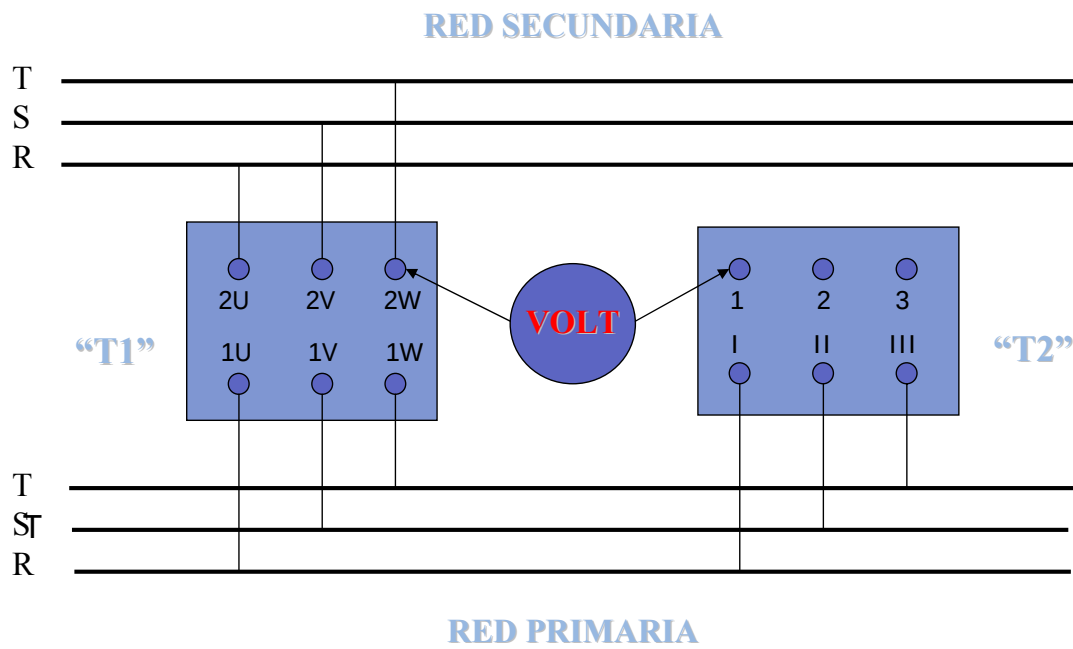
Transformadores del mismo grupo (I-II-III-IV) pero con índices que difieren en 4-8



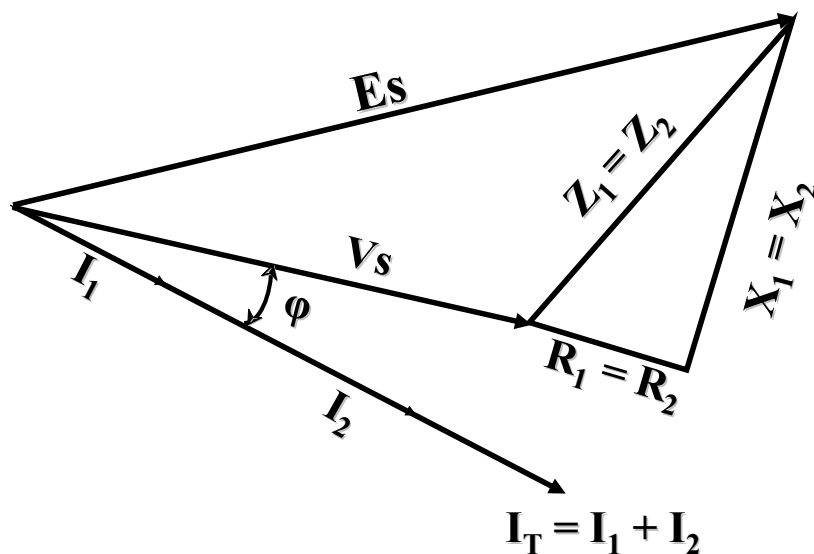
Acoplamiento entre transformadores pertenecientes a los grupos III y IV



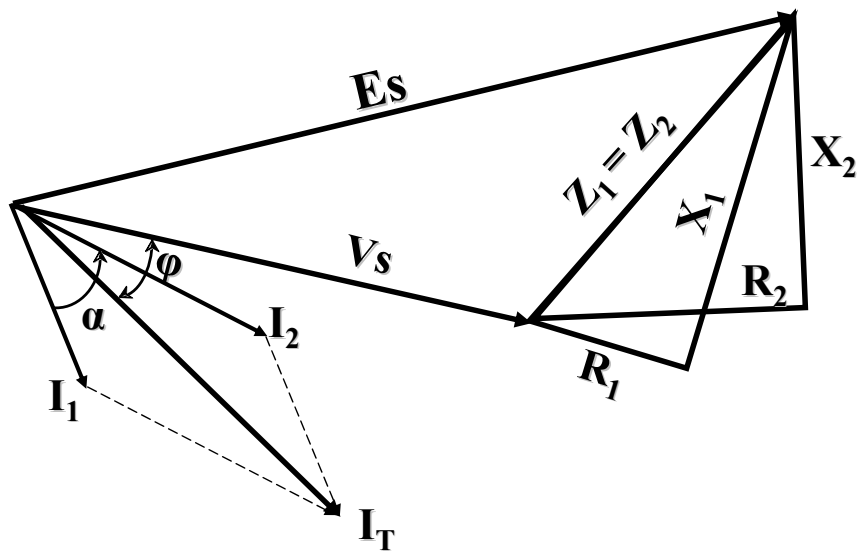
Forma práctica de verificar el acoplamiento entre transformadores de los grupos “III” y “IV”



Triángulo de “KAPP” homotético (Igual relación R/X)



Triángulo de “KAPP” no homotético (Igual relación R/X)



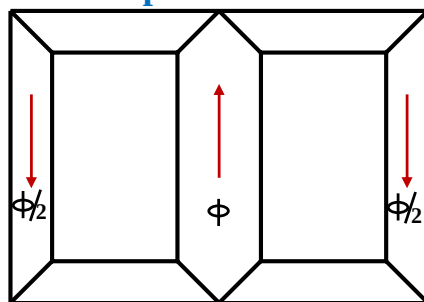
DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES Y FASES DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

© ABB Group
2_46Q08 - 1

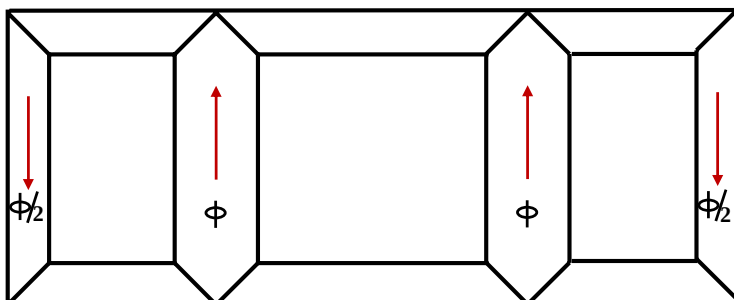
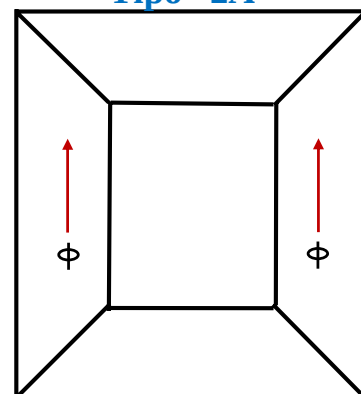
ABB

Transformadores de columnas tipos de circuitos magnéticos

Tipo “1A2R”



Tipo “2A”

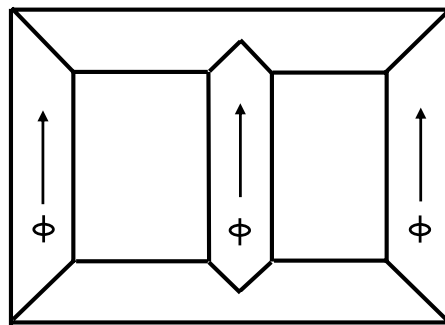


Tipo “2A2R”

© ABB Group
2_46Q08 - 2

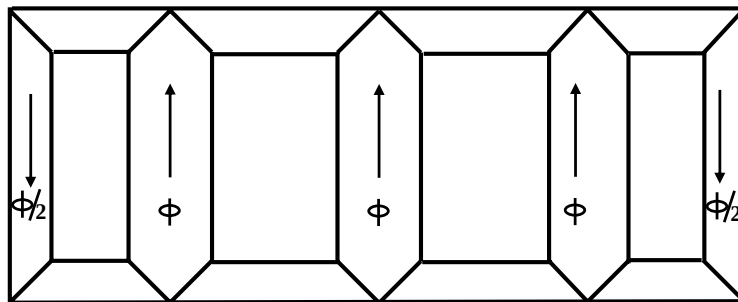
ABB

Transformadores de columnas tipos de circuitos magnéticos



Tipo “3A”

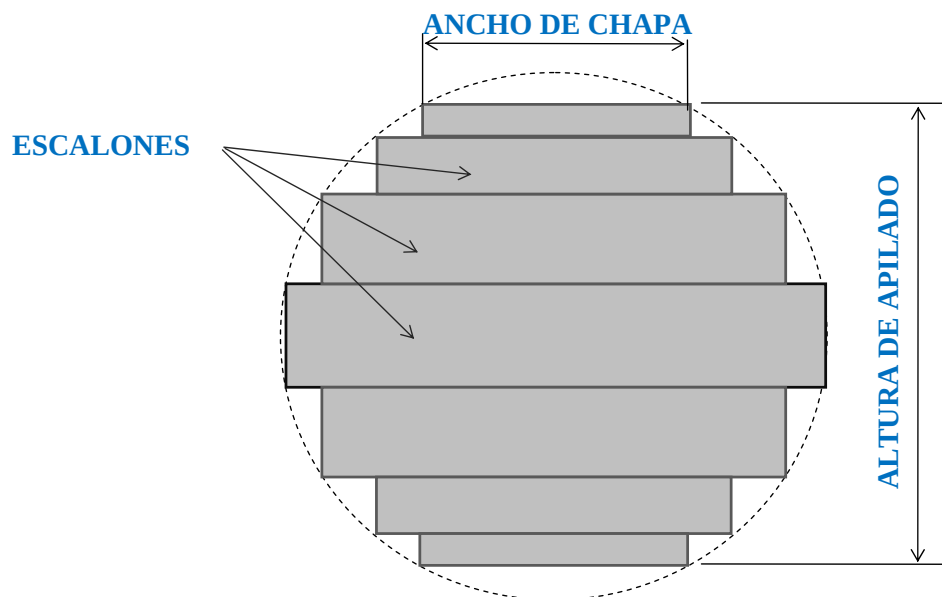
Tipo “3A2R”



© ABB Group
2_46Q0B - 3

ABB

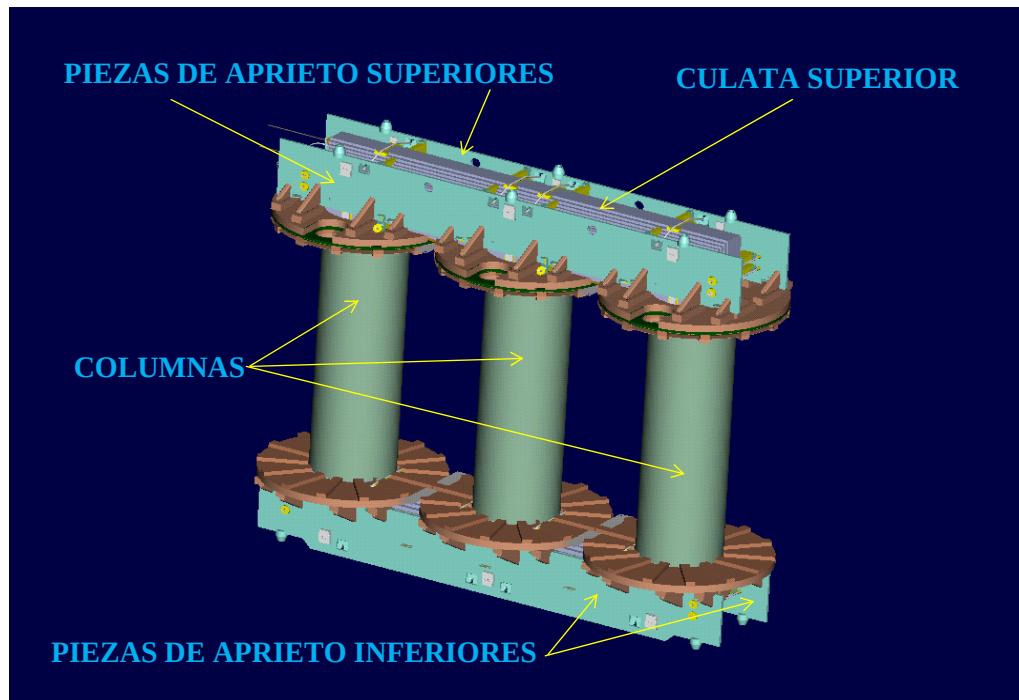
Transformadores de columnas sección de columnas y/o culatas



© ABB Group
2_46Q0B - 4

ABB

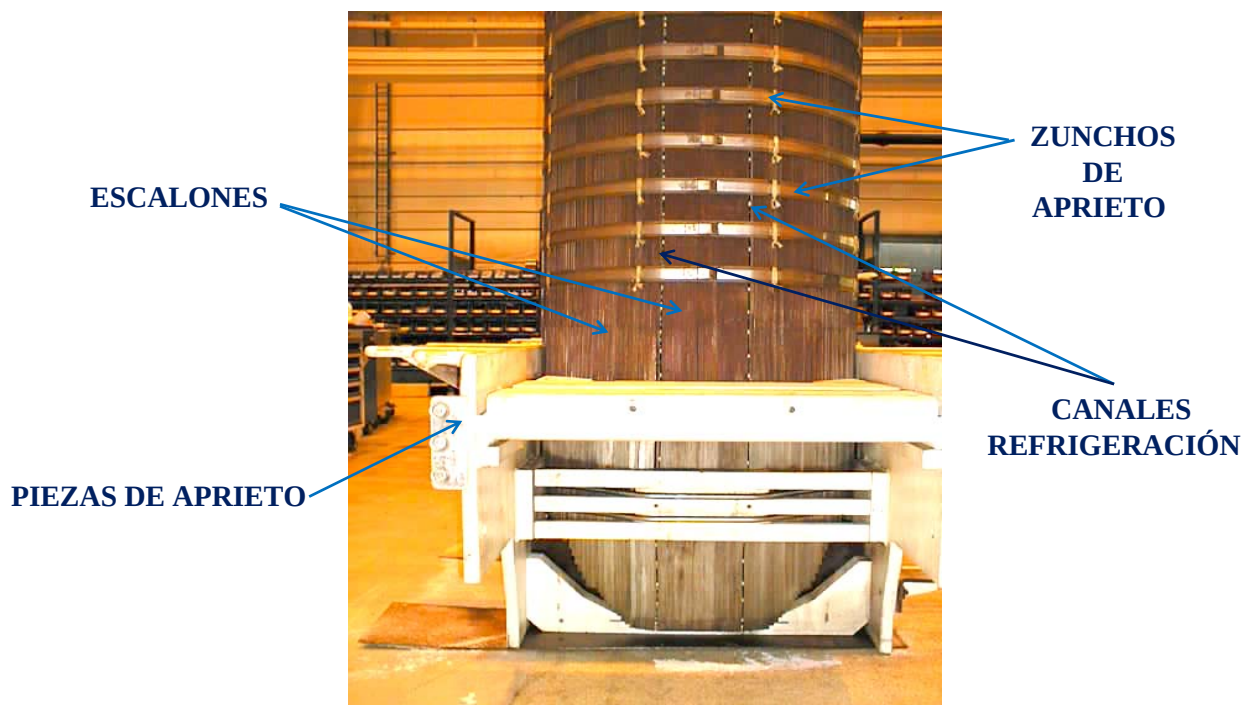
Transformadores de columnas vista circuito magnético trifásico



© ABB Group
2_46Q08 - 5

ABB

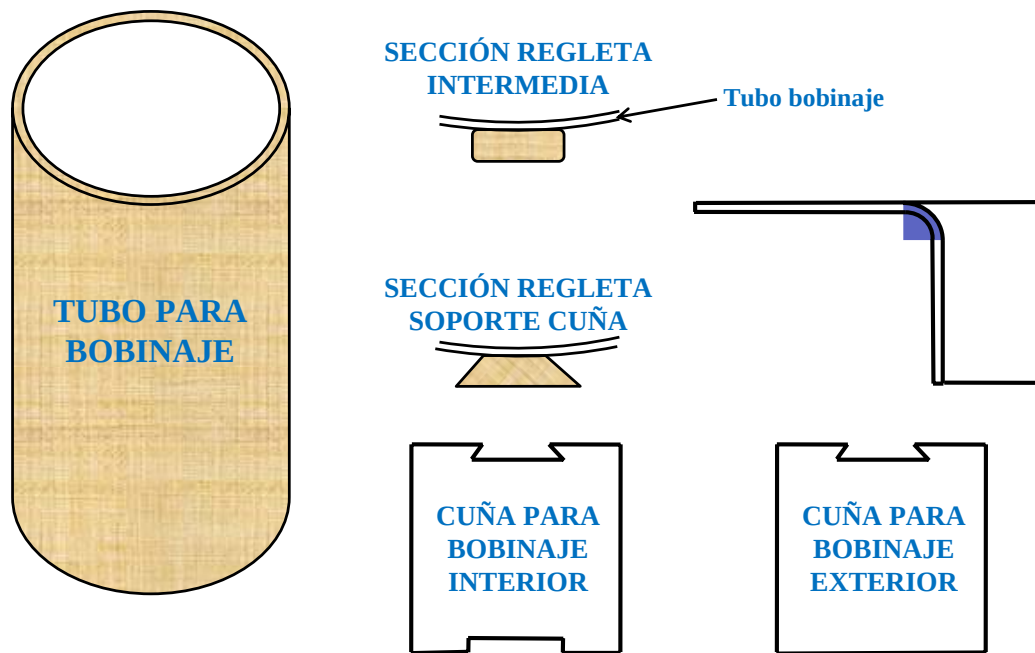
Transformadores de columnas vista lateral de un circuito magnético



© ABB Group
2_46Q08 - 6

ABB

Transformadores de columnas. Tipos de aislantes



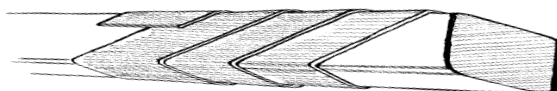
© ABB Group
2_46Q08 - 7

ABB

Tipos de conductores para bobinas de columnas y acorazados

CONDUCTOR PLANO RECTANGULAR:

- Altura entre 6 y 14 mm.
- Espesor entre 1 y 4 mm.
- N° máximo de conductores en paralelo: 6
- Bobinas de columnas: recubrimiento a medio solape con n° de capas de papel por conductor función de la tensión
- Bobinas de acorazados: 2 capas por conductor individual + n° de capas de papel del mazo función de la tensión
- Uso en bobinados con intensidades pequeñas o medias



© ABB Group
2_46Q08 - 8

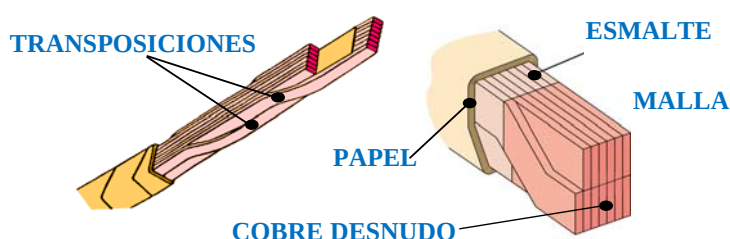
ABB

Tipos de conductores para bobinas de columnas y acorazados

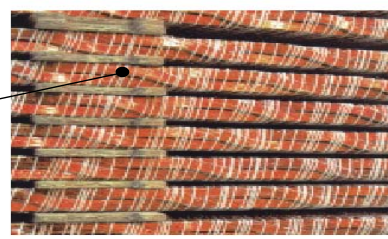
CABLE TRANSPUESTO (sin/con malla):

- N° de conductores siempre impares
- Cada conductor recubierto barniz aislante
- El conjunto de conductores (cable) con recubrimiento de papel a medio solape con un n° de capas función de la tensión del bobinado para el cable SIN malla
- Cable transpuesto CON malla: conductores esmaltados (sin papel) (solo en bobinas de columnas)
- Uso en bobinados con intensidades altas o muy altas

CABLE TRANSPUESTO SIN MALLA



CABLE TRANSPUESTO CON MALLA



Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

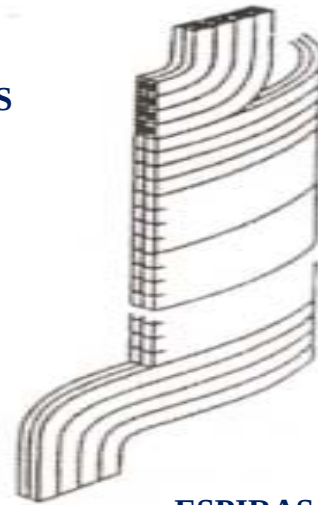
<u>TIPO DE ARROLLAMIENTO</u>	<u>UTILIZACION</u>
CILÍNDRICO 1 CAPA	BAJA TENSIÓN-TERCIARIO-REGULACIÓN
CILÍNDRICO 2 CAPAS	BAJA TENSIÓN Y MUY FUERTE INTENSIDAD
CILÍNDRICO MULTICAPA	ALTA TENSIÓN
HÉLICE	BAJA TENSIÓN Y FUERTE INTENSIDAD
CONTINUO DE DISCOS	TENSIÓN MEDIA
CONTINUO DE DISCOS ENTRELAZADOS	ALTA TENSIÓN

Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINADO N“CILINDRICO” de 1 capa:

- Un mazo con 2 ó mas conductores radial y/o axialmente
- Una espira por vuelta
- Sin separadores (cuñas) entre espiras
- Transposiciones entre los conductores radiales
- La altura bobinada = n° de espiras+1

MAZOS

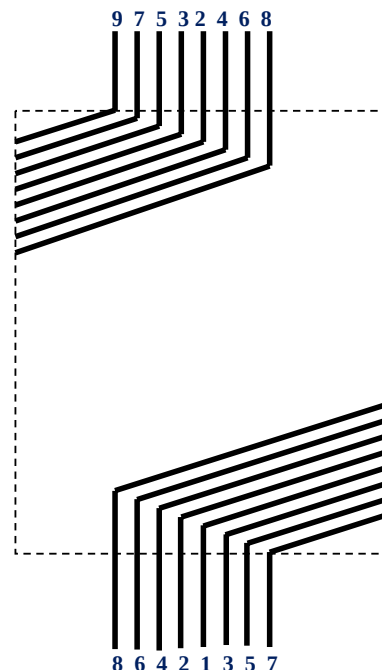


ESPIRAS

Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINADO DE REGULACION TIPO “CILÍNDRICO”

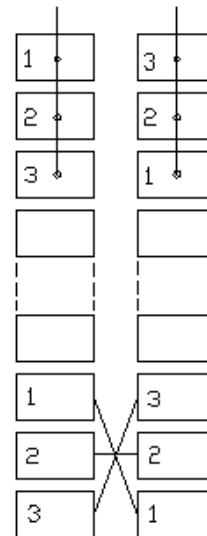
- Número de mazos de conductores igual al n° de escalones
- Los escalones se bobinan a la vez en paralelo.
- Unir los escalones superiores e inferiores con igual numeración y llevarlos al cambiador de tomas.
- Una espira por vuelta
- Sin separadores (cuñas) entre espiras



Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINADO “CILINDRICO” DE 2 CAPAS:

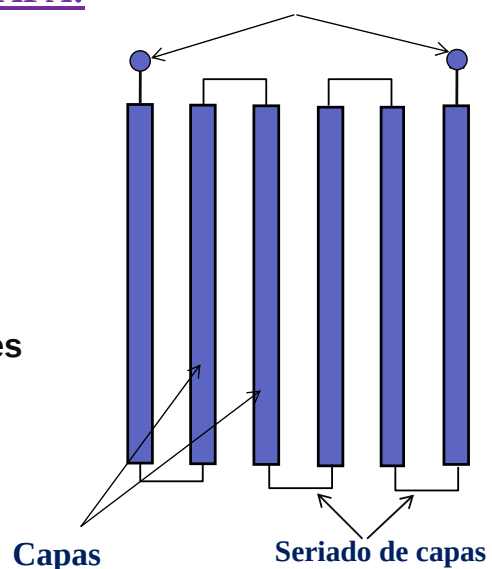
- Conductores en paralelo en sentido axial
- Una espira por vuelta
- Sin separadores (cuñas) entre espiras
- Separación entre capas regletas y tubo aislante
- Transposiciones entre los conductores radiales al paso entre capas
- Distinto sentido de bobinado en las capas
- La altura bobinada = nº de espiras por capa+1
- Principio y final de bobina en la parte superior



Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINADO “CILINDRICO” MULTICAPA:

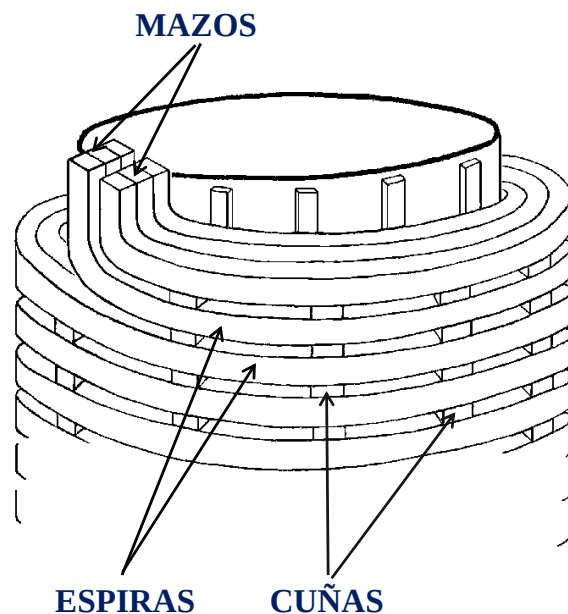
- Un mazo con 2 ó mas conductores en sentido radial
- Una espira por vuelta
- Sin separadores (cuñas) entre espiras
- Transposiciones entre los conductores radiales al paso entre capas
- Capas pares en un sentido e impares en sentido inverso
- La altura bobinada = nº de espiras por capa+1



Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINADO TIPO “HELICE”

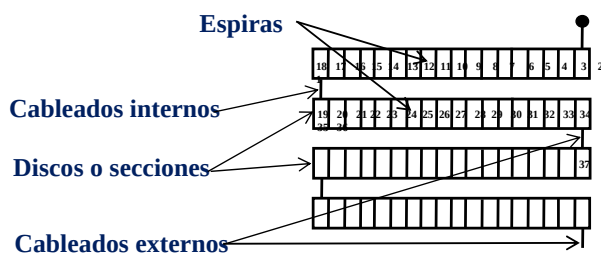
- Uno ó dos mazos de conductores (2 ó mas cond.)
- Una espira por vuelta
- Separadores (cuñas) entre mazos y entre espiras
- Transposiciones entre los conductores de un mismo mazo
- La altura bobinada = n° de espiras+1



Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINA DO TIPO “CONTINUO” (DISCOS)

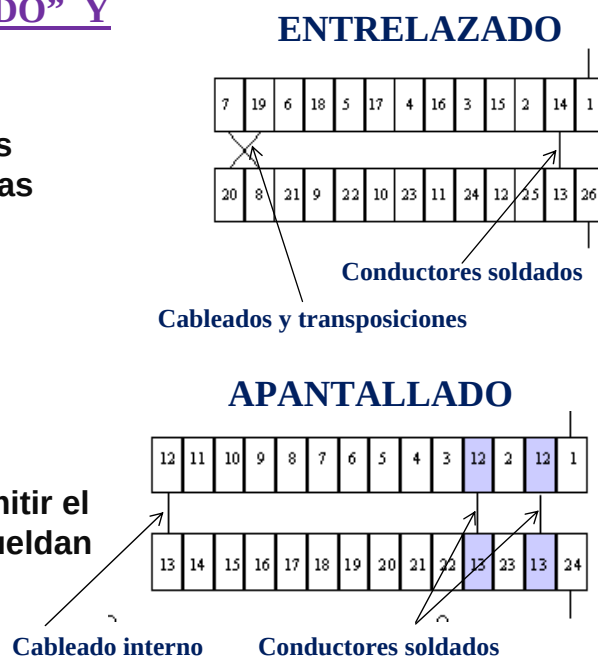
- Cada disco es un conjunto de espiras planas, radialmente unas junto a otras
- Alternativamente unidos por dentro y por fuera
- Los pasos entre discos (cableados) repartidos en la circunferencia
- Conductor continuo sin soldaduras
- Uno ó mas conductores en paralelo



Transformadores de columnas. Tipos de Bobinados

BOBINA DO TIPO “ENTRELAZADO” Y APANTALLADO (DISCOS)

- Cada disco es un conjunto de espiras planas, radialmente unas junto a otras
- Los conductores unidos por dentro y por fuera
- Los pasos entre discos (cableados) repartidos en la circunferencia
- Los conductores se cortan para permitir el intercalar las espiras, después se sueldan



Transformadores de columnas.

Torno vertical para bobinas de columnas



Transformadores de columnas.

Torno vertical para bobinas de columnas



© ABB Group
2_46Q08 - 19

ABB

Transformadores de columnas.

Torno horizontal para bobinas de columnas



© ABB Group
2_46Q08 - 20

ABB

Transformadores de columnas.

Parte activa: Antes del conexionado



© ABB Group
2_46Q08 - Z1

ABB

Transformadores de columnas.

Parte activa: Dispuesta para encubar

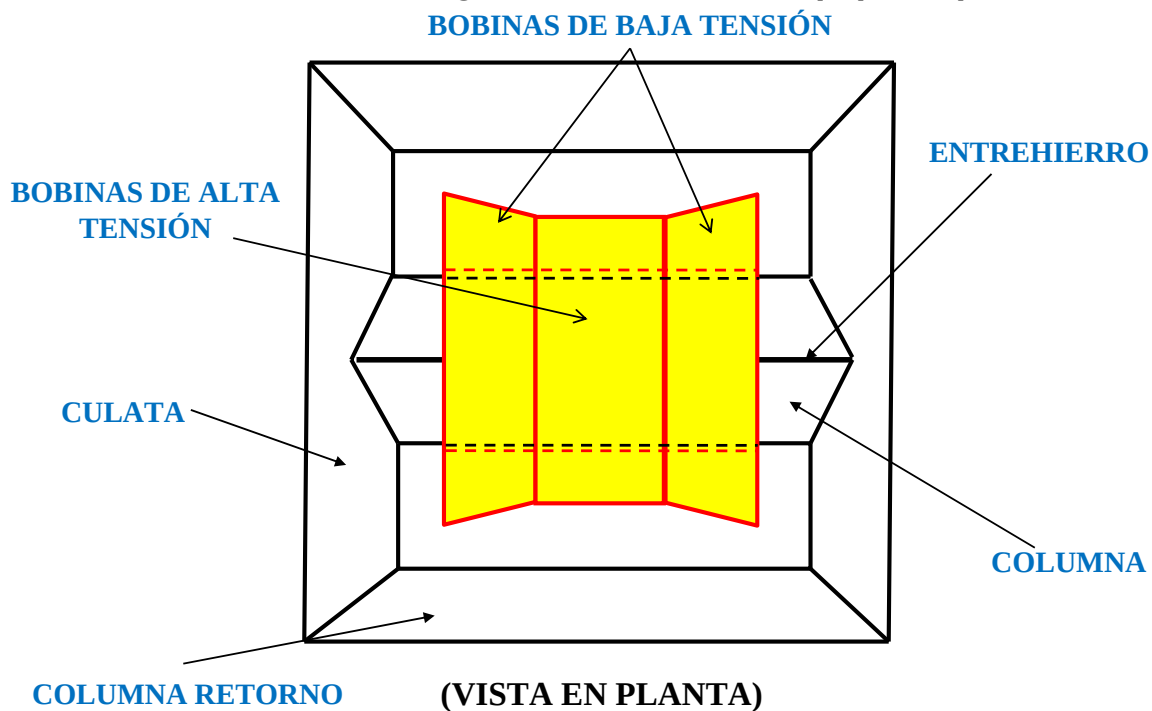


© ABB Group
2_46Q08 - Z2

ABB

Transformadores acorazados

Circuito magnético monofásico (Tipo "I")

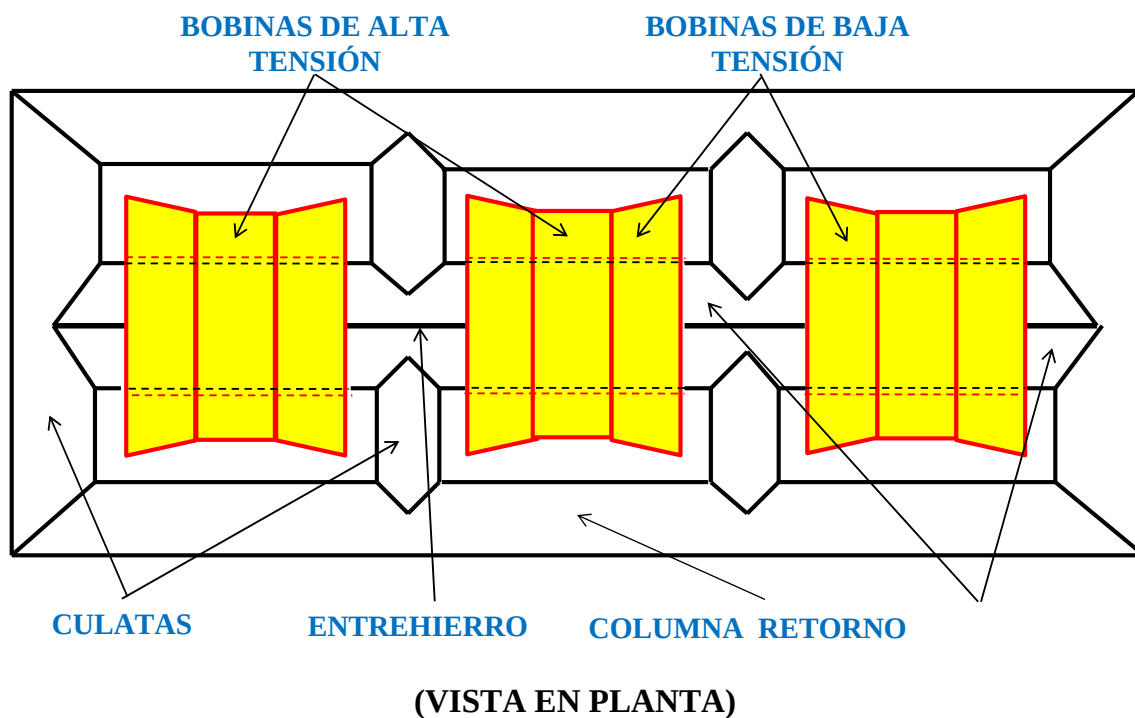


© ABB Group
2_46Q08 - 23

ABB

Transformadores acorazados

Circuito magnético trifásico Tipo "III"

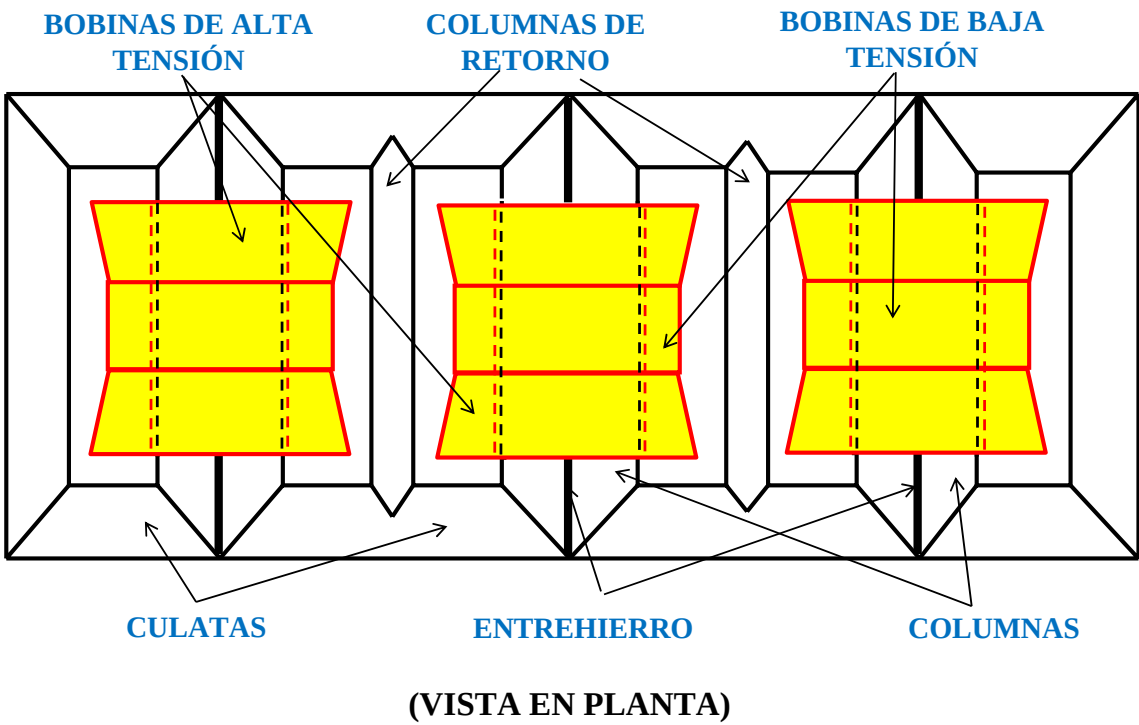


© ABB Group
2_46Q08 - 24

ABB

Transformadores acorazados

Circuito magnético trifásico Tipo “III” (7 columnas)

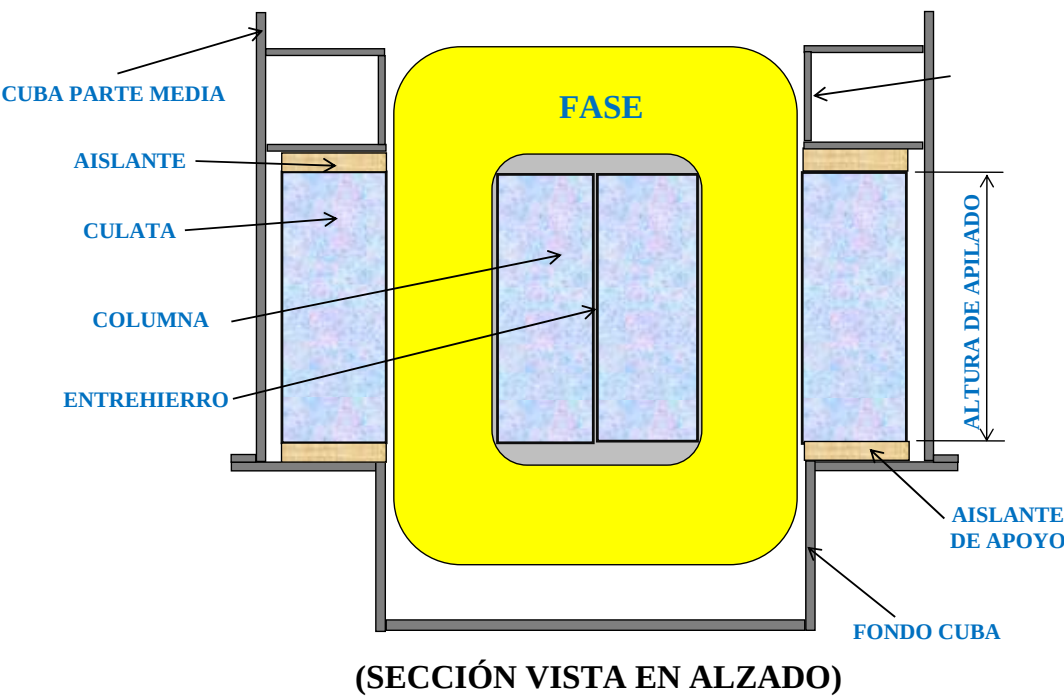


© ABB Group
2_46Q08 - 25

ABB

Transformadores acorazados

Circuito magnético monofásico



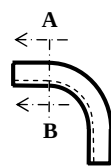
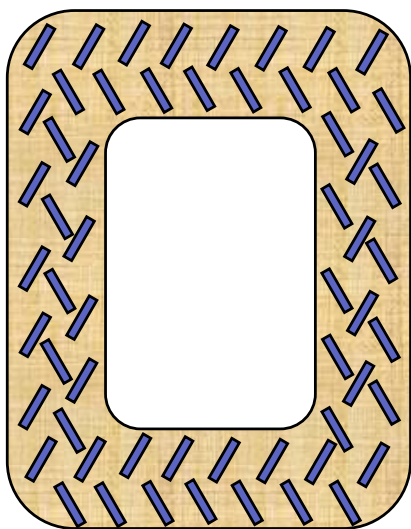
© ABB Group
2_46Q08 - 26

ABB

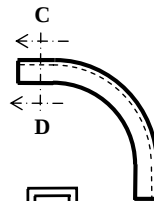
Transformadores acorazados

Tipos de aislantes

ARANDELA PLANA CON TACOS



Sección A-B



Sección C-D

CANAL CURVO INTERIOR



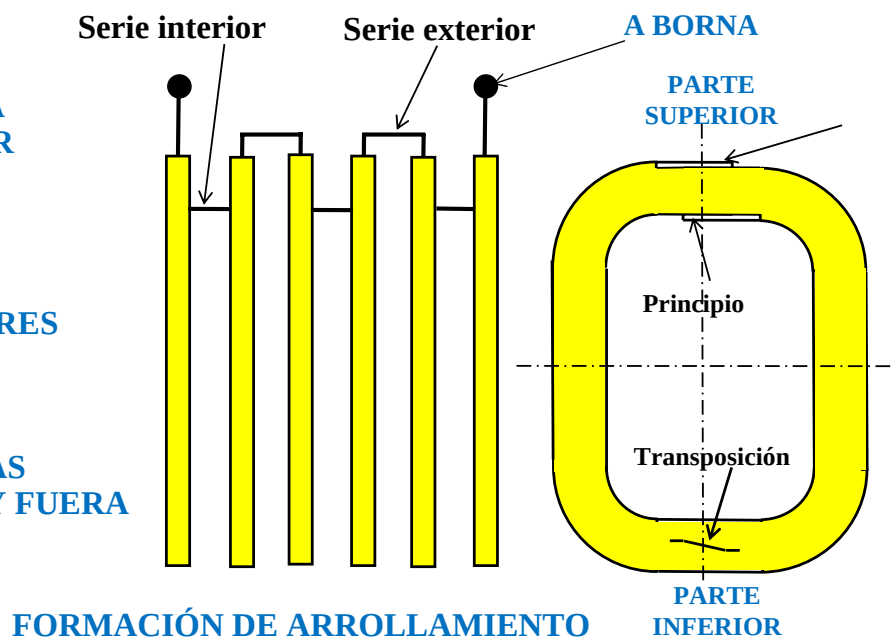
CANAL RECTO INTERIOR ó EXTERIOR



Transformadores acorazados

Forma de bobina elemental y montaje de arrollamientos

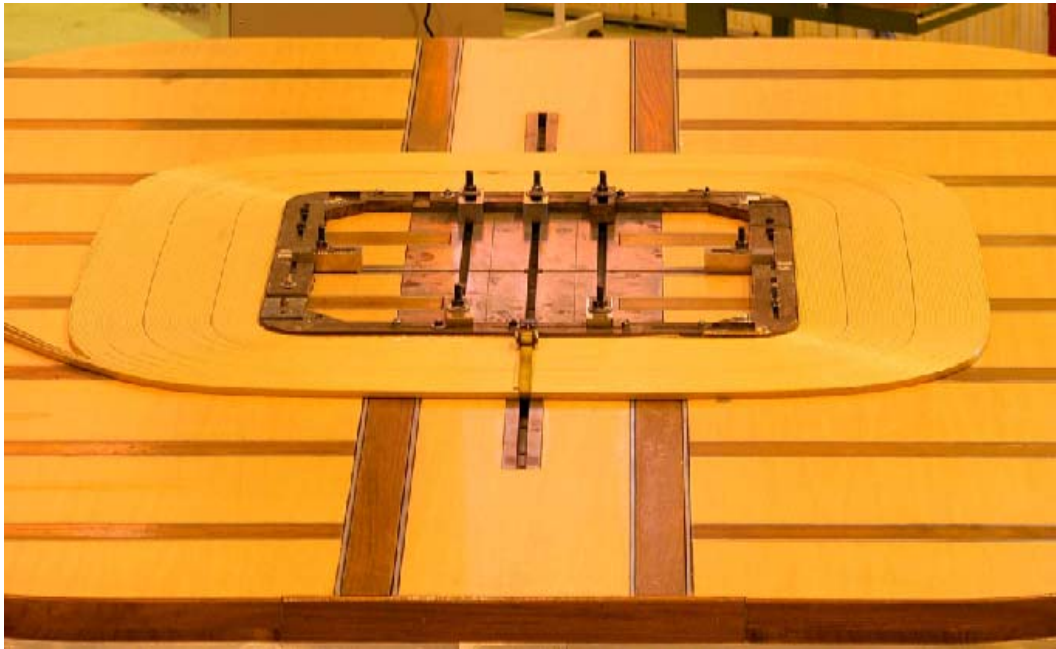
- ❑ FORMA PLANA RECTANGULAR
- ❑ DIMENSIONES DISTINTAS
- ❑ N° CONDUCTORES DIFERENTES
- ❑ CONEXIONES ENTRE BOBINAS POR DENTRO Y FUERA



FORMACIÓN DE ARROLLAMIENTO

Transformadores acorazados

Vista de una bobina en el torno



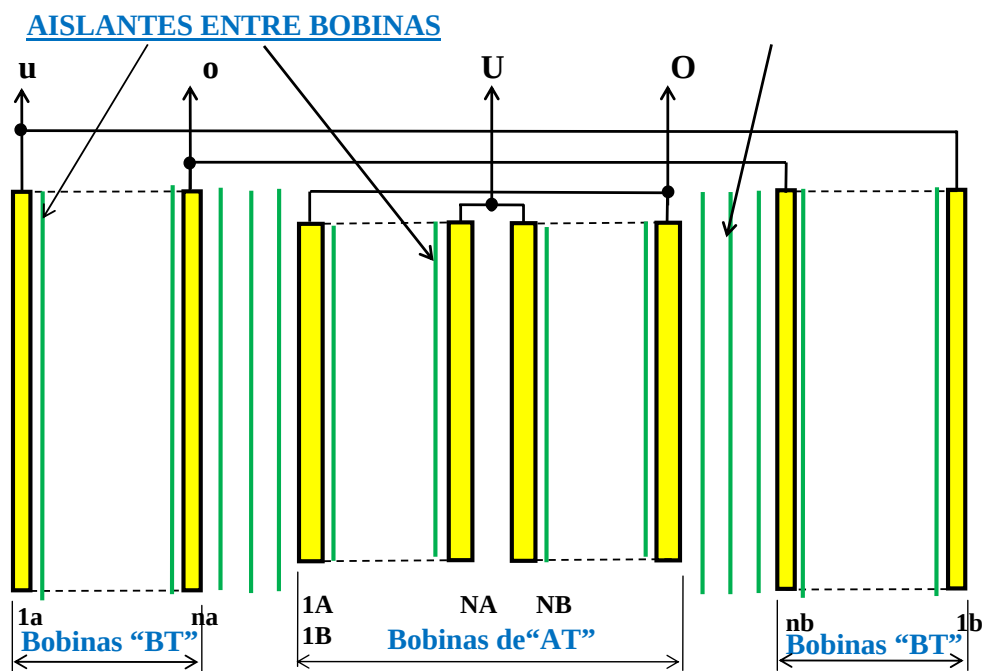
Transformadores acorazados

Vista general taller bobinado



Transformadores acorazados

Disposición normal de bobinas en la fase



Transformadores acorazados

Montaje de una fase



Transformadores acorazados

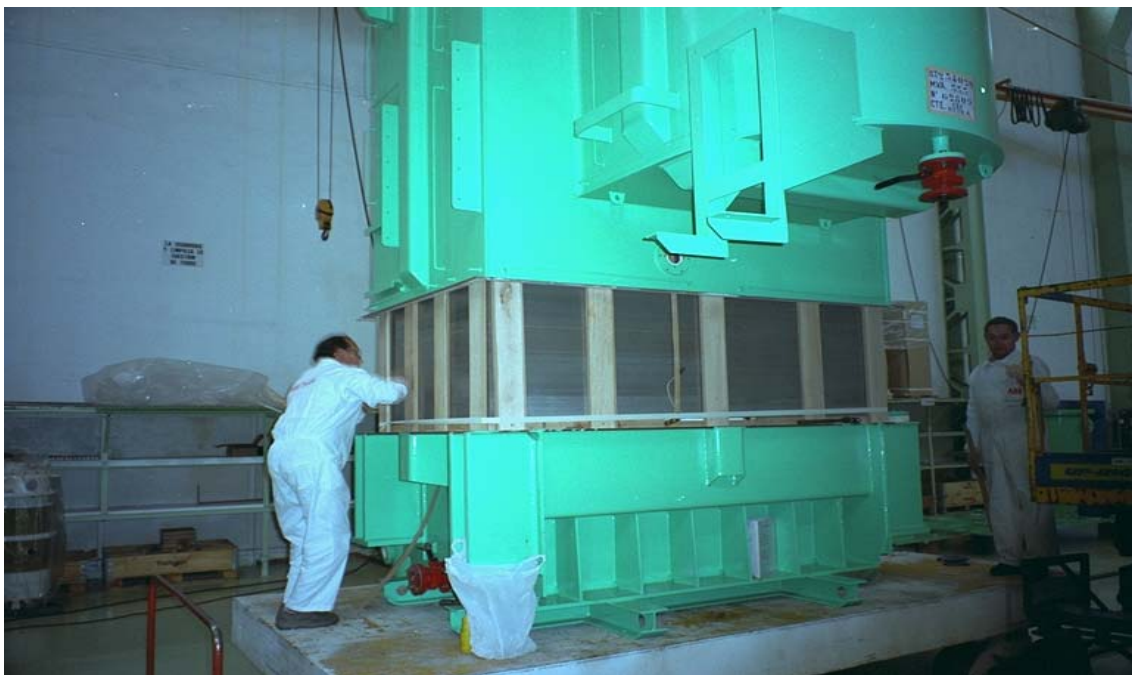
Fase tratada y terminada



© ABB Group
2_46Q08 - 33

ABB

Transformadores acorazados encubado



© ABB Group
2_46Q08 - 34

ABB

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Protección de transformadores

DEBE CONTEMPLAR TRES AREAS DIFERENTES

- Protección contra perturbaciones de origen externo.
- Protección contra defectos internos.
- Detección de defectos incipientes.

Protección de transformadores

PERTURBACIONES DE ORIGEN EXTERNO

- Sobretensiones de origen atmosférico (Rayos).
- Desconexiones extemporáneas.
- Cortocircuitos de origen diverso.
- Sobrecargas.

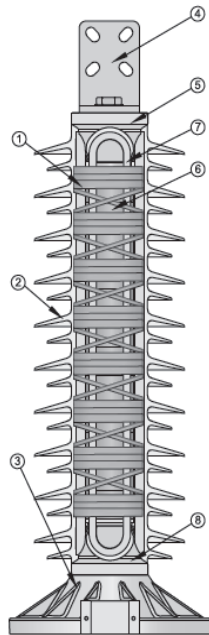
Protección de transformadores

PROTECCIÓN CONTRA PERTURBACIONES DE ORIGEN EXTERNO: SOBRETENSIONES

- PARARRAYOS (AUTOVÁLVULAS)
- DESCARGADORES DE ANTENA

Protección de transformadores

AUTOVÁLVULAS



- 1.- BOBINA DE PROTECCIÓN
- 2.- AISLADOR DE PORCELANA O SILICONA
- 3.- BASE
- 4.- TERMINAL DE LINEA
- 5.- CULATA SUPERIOR
- 6.- BLOQUES DE ZnO
- 7.- AMARRES DE CINTA DE VIDRIO
- 8.- CULATA INFERIOR



© ABB Group
2_46QOC - 5

ABB

Protección de transformadores

PROTECCIÓN CONTRA PERTURBACIONES DE ORIGEN EXTERNO: SOBREINTENSIDADES

- INTERRUPTORES
(Accionados por relés de sobreintensidad)
- FUSIBLES DE ALTO PODER DE RUPTURA
(Utilizados exclusivamente en transformadores de distribución)

© ABB Group
2_46QOC - 6

ABB

Protección de transformadores

PROTECCIÓN CONTRA PERTURBACIONES DE ORIGEN EXTERNO: SOBRECARGAS

- IMÁGENES TÉRMICAS
- DETECTORES TÉRMICOS:
 - Termómetros de aceite
 - Termostatos
 - Sondas de Platino o Cobre

Protección de transformadores

DEFECTOS DE ORIGEN INTERNO:

- Dieléctricos.
- Eléctricos.
- Electrodinámicos.
- Térmicos.
- Mecánicos.

PROTECCIÓN “BUCHHOLZ” DETECTA:

- CORTOCIRCUITOS ENTRE ESPIRAS
- DESCARGAS A TIERRA
- DESCARGAS DE POCA ENERGÍA:
“Descargas parciales”
- PUNTOS CALIENTES

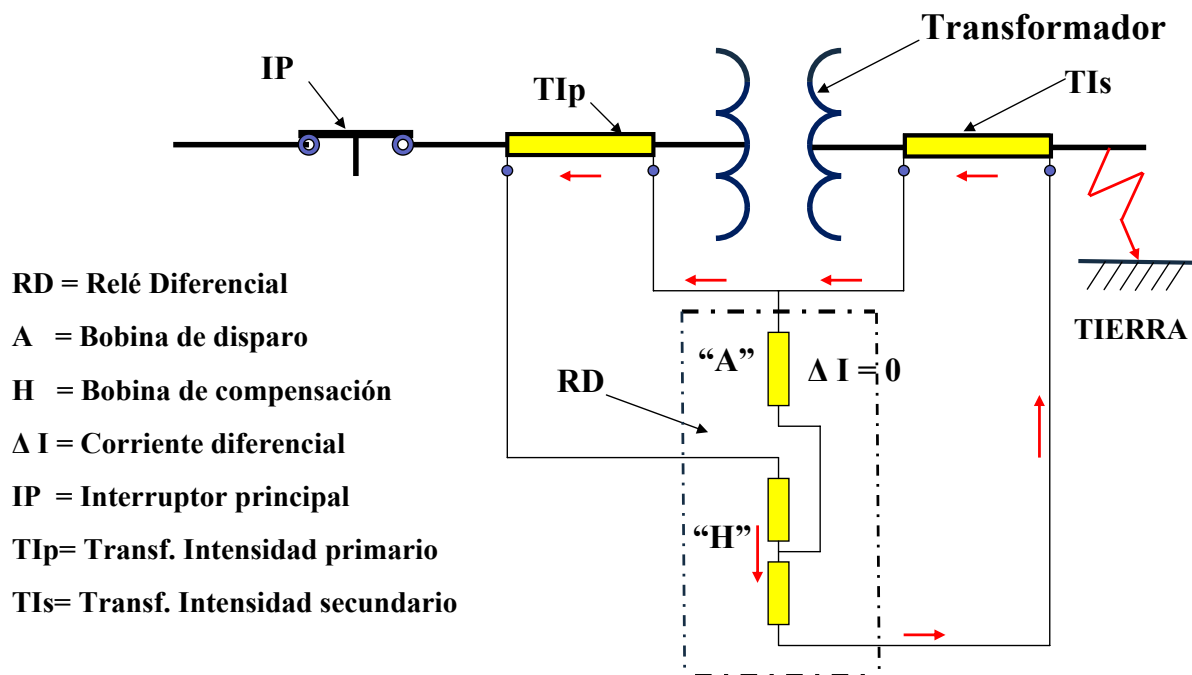
Protección contra defectos internos

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DETECTA:

- CORTOCIRCUITOS ENTRE ESPIRAS
- DESCARGAS ENTRE BOBINADOS
- FALTAS O DESCARGAS A TIERRA

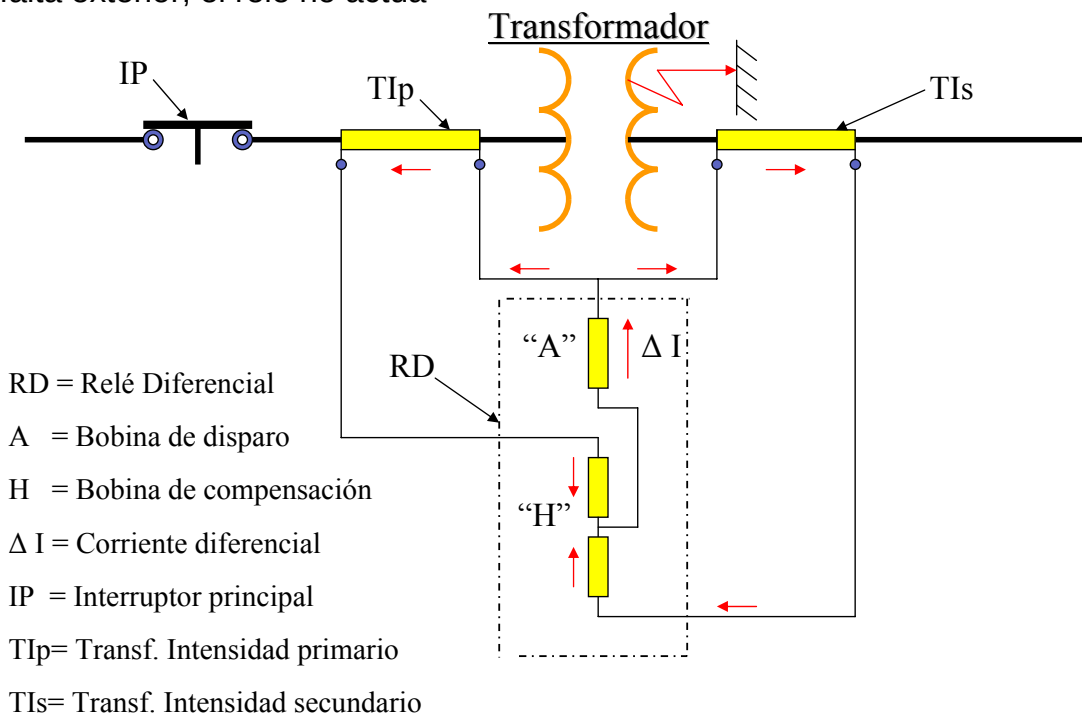
Funcionamiento de la protección diferencial

falta exterior, el relé no actúa

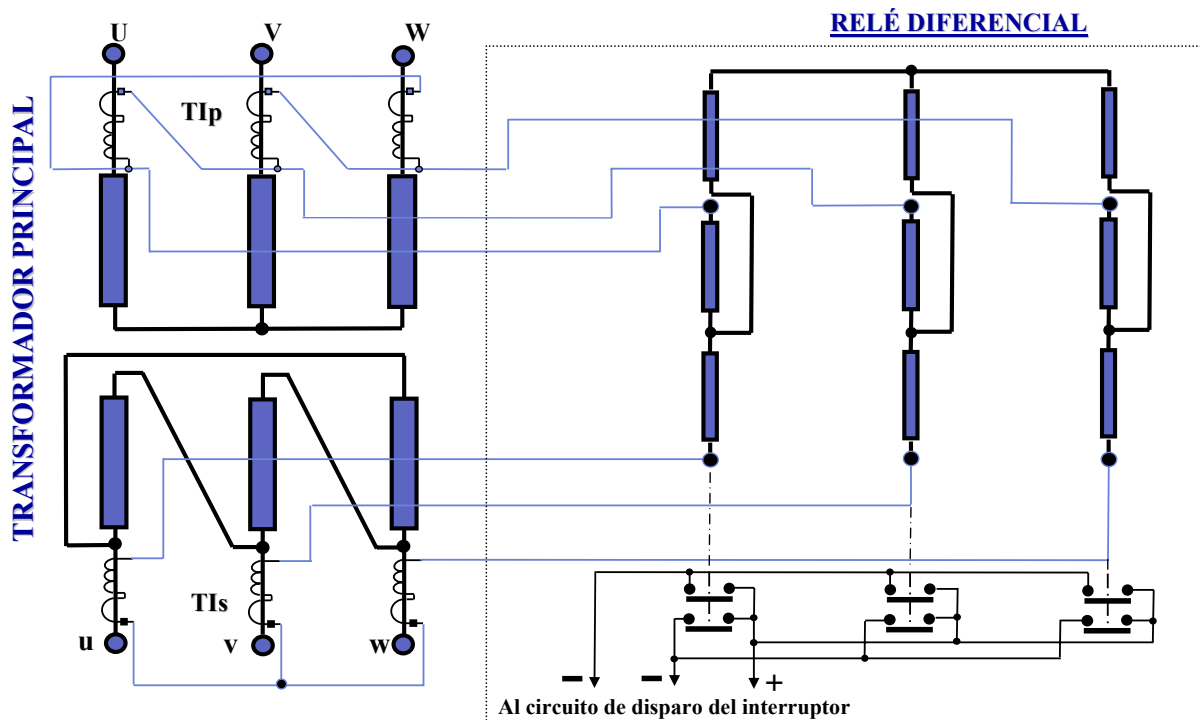


Funcionamiento de la protección diferencial

falta exterior, el relé no actúa



Esquema de conexiones de la protección diferencial



© ABB Group
2_46QOC - 13

ABB

Protección contra defectos internos

PROTECCIÓN MASA-CUBA DETECTA:

■ Faltas o descargas a tierra

Nota:

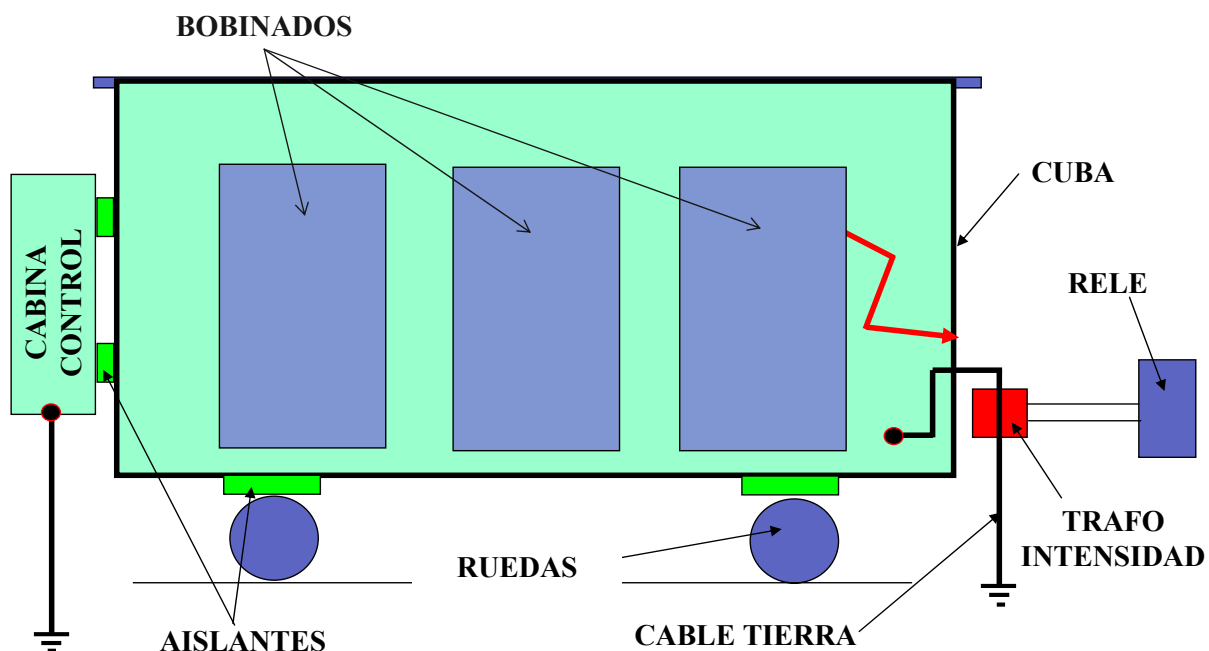
El transformador debe estar aislado de tierra, bien mediante calzos aislantes interpuestos entre las ruedas y railes ó por placas aislantes montadas entre la base de la cuba y las ruedas.

© ABB Group
2_46QOC - 14

ABB

Protección contra defectos internos

Funcionamiento de la protección masa-cuba



© ABB Group
2_46QOC - 15

ABB

Protección contra defectos internos

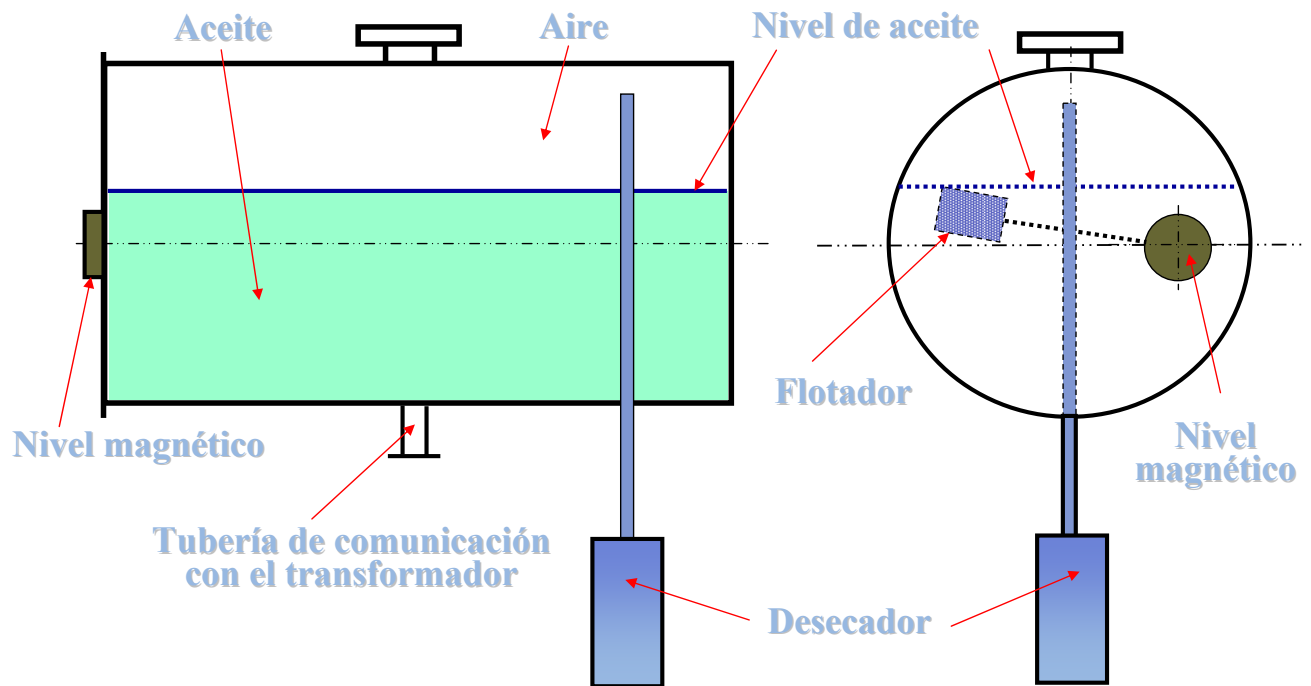
OTRAS PROTECCIONES:

- CHIMENEAS DE EXPLOSIÓN
- VÁLVULAS AUTOMÁTICAS DE ALIVIO
- SISTEMAS DE PRESERVACIÓN DE ACEITE:
 - A presión constante en contacto con el aire
 - A presión constante sin contacto con el aire
 - A presión variable (sellados)
- PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

© ABB Group
2_46QOC - 16

ABB

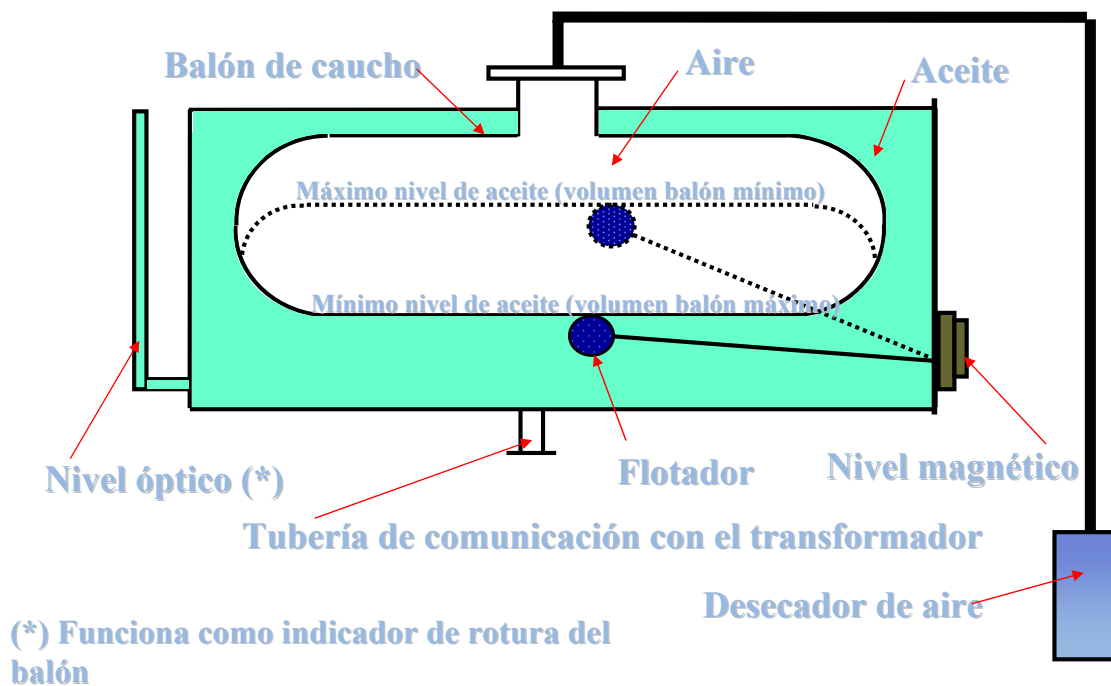
Sistema de preservación de aceite a presión constante (convencional)



© ABB Group
2_46QOC - 17

ABB

Sistema de preservación de aceite a presión constante (sin contacto con el aire)

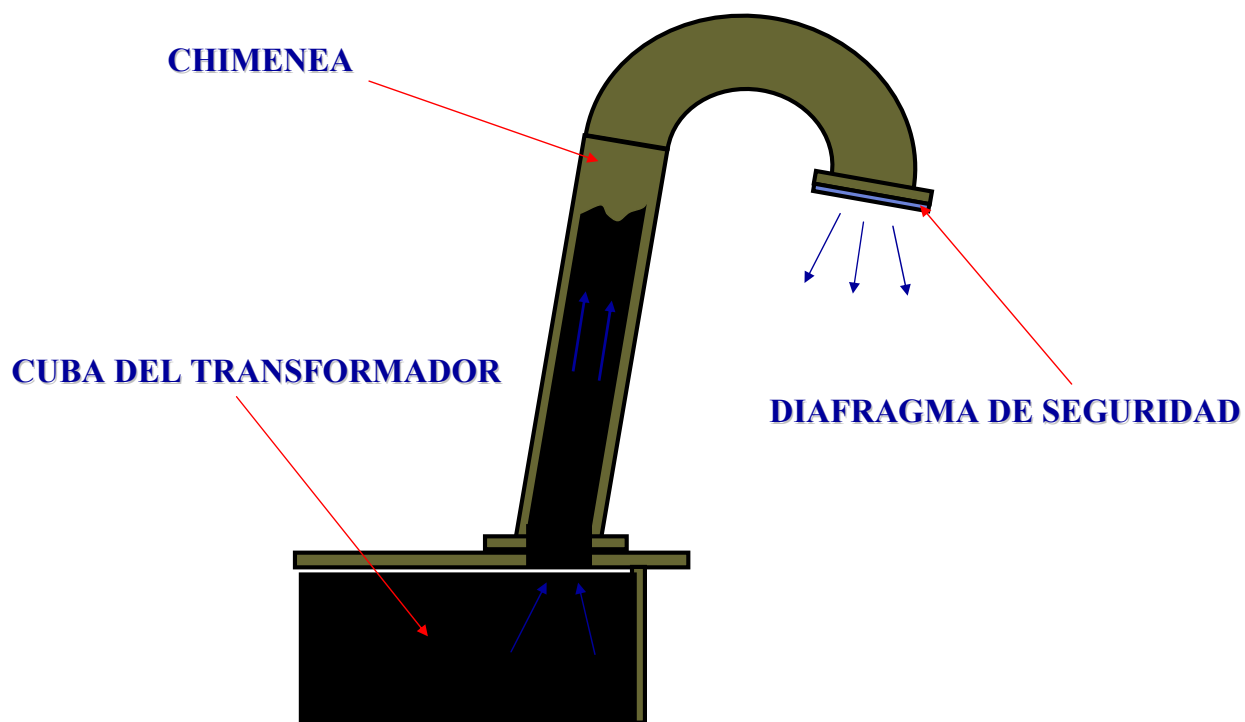


(*) Funciona como indicador de rotura del balón

© ABB Group
2_46QOC - 18

ABB

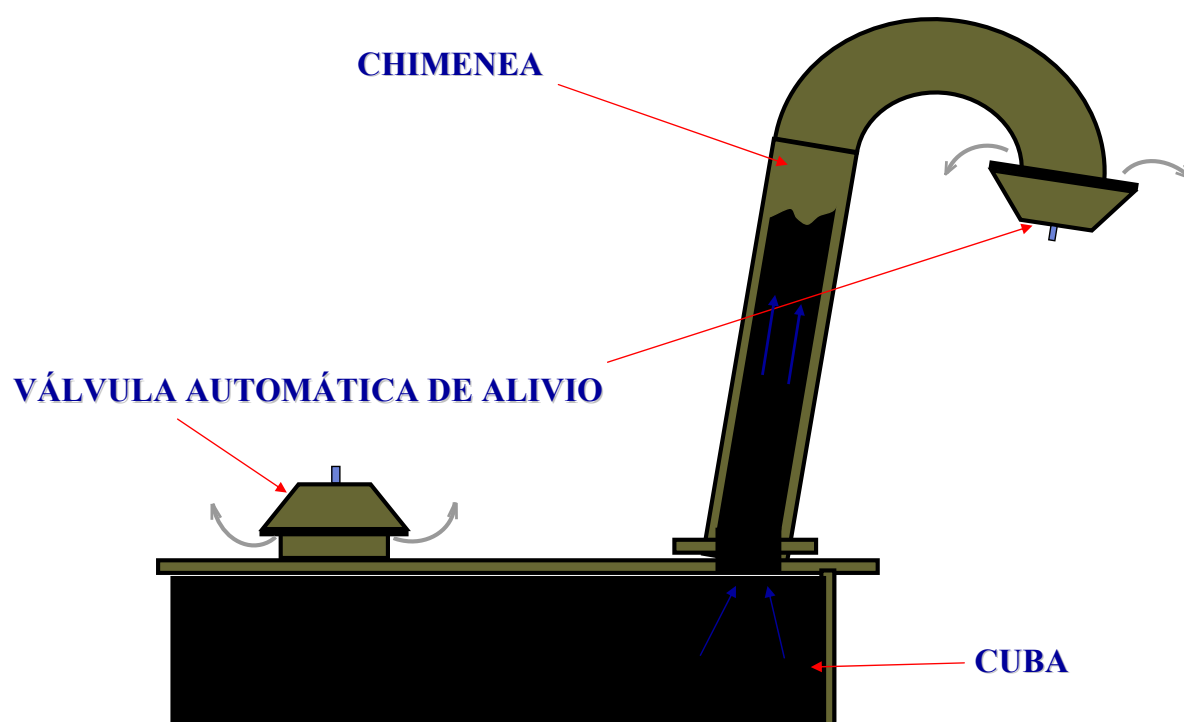
Protección contra sobrepresión: chimenea de explosión



© ABB Group
2_46Q0C - 19

ABB

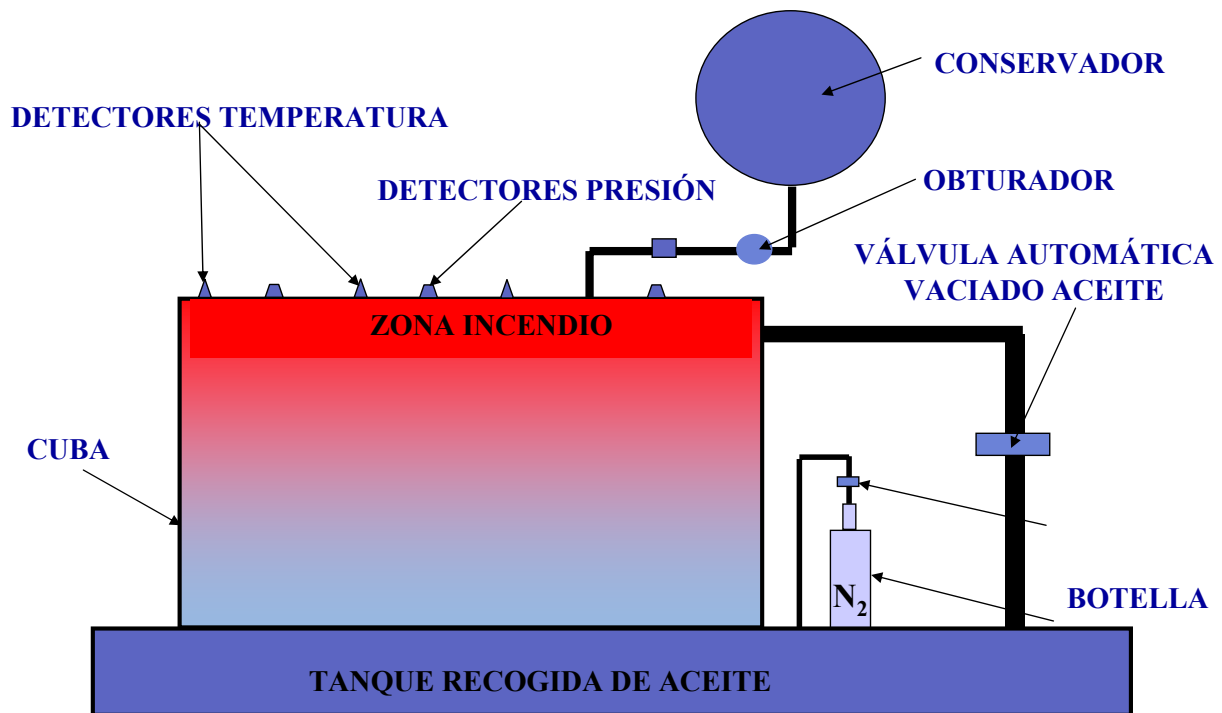
Protección contra sobrepresión: válvula automática de alivio



© ABB Group
2_46Q0C - 20

ABB

Protección contra sobrepresión: chimenea de explosión



Protección contra incendios sistema “SERGI”

PROCESO DE ACTUACIÓN:

(El sistema entra en funcionamiento por actuación de los detectores de temperatura y/o sobrepresión).

- La válvula automática de vaciado se abre extrayendo aceite de la parte superior de la cuba y vaciándolo al tanque de recogida.
- Al mismo tiempo, se abre la válvula automática de entrada de N₂ inyectándose éste por la parte inferior de la cuba.
- El nitrógeno burbujea a través de la masa de aceite y pasa a ocupar la parte superior de la cuba sustituyendo al oxígeno del aire y por tanto extinguiéndose el incendio.
- El dispositivo obturador interpuesto entre el conservador y cuba del transformador se cierra impidiendo de que el aceite del conservador alimente el incendio.

BORNAS

Bornas: Clasificación y características

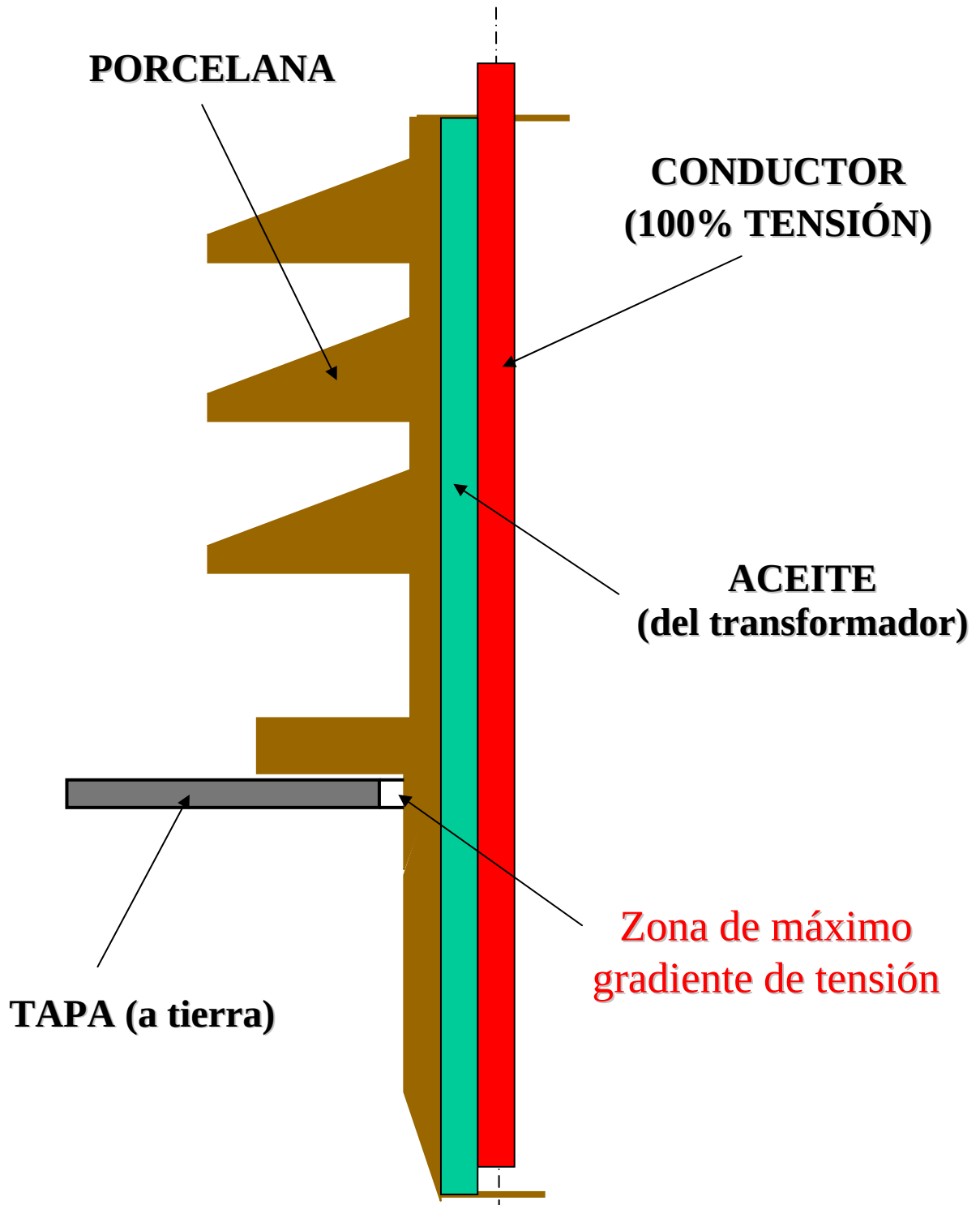
■ POR SU ESTRUCTURA AISLANTE:

- Aislamiento sólido: porcelana
- Condensadoras:

■ POR LOS MEDIOS QUE CONECTAN:

- Aceite - Aire
- Aceite – Aceite
- Aceite – SF₆

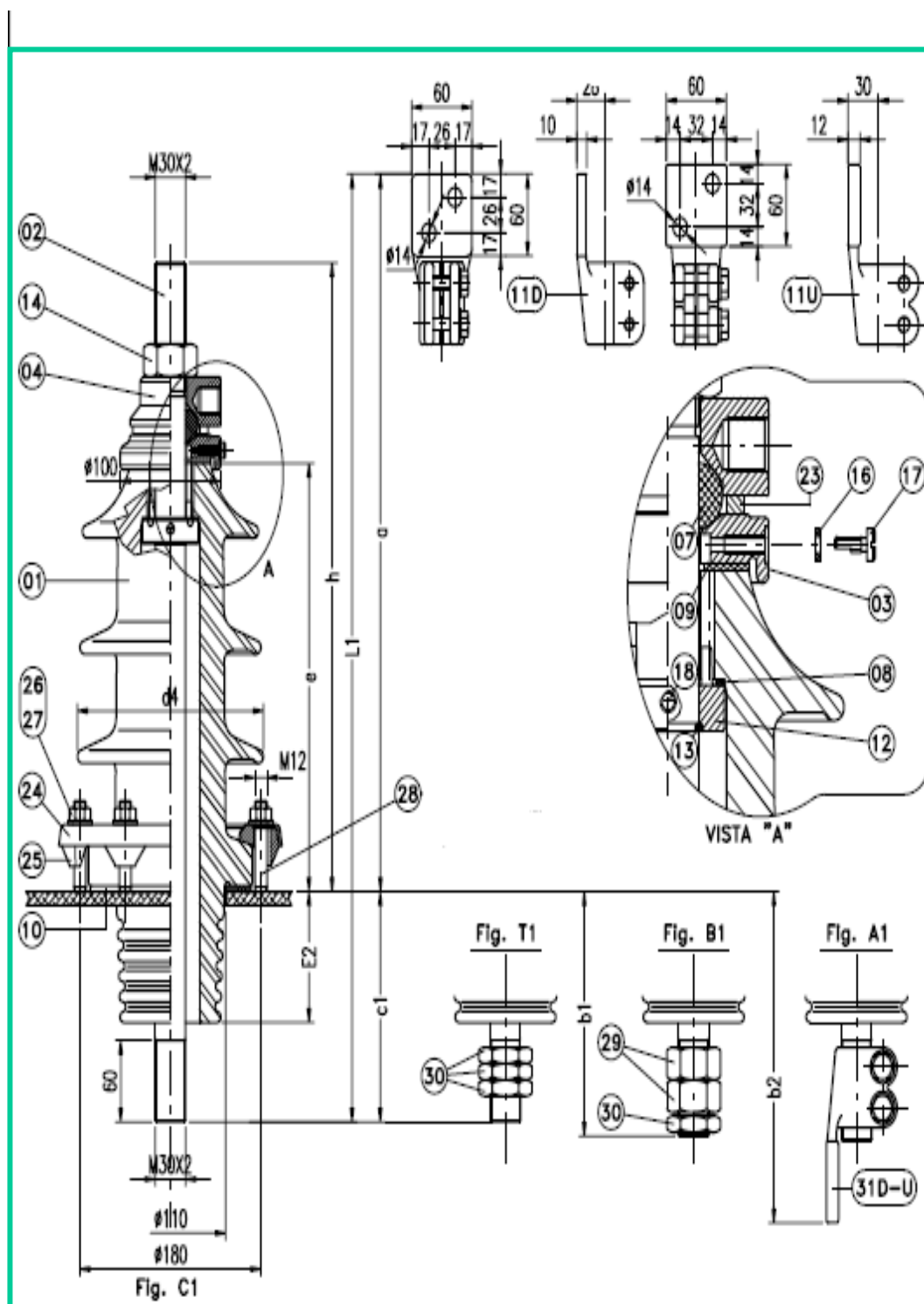
Componentes de las bornas con aislamiento sólido



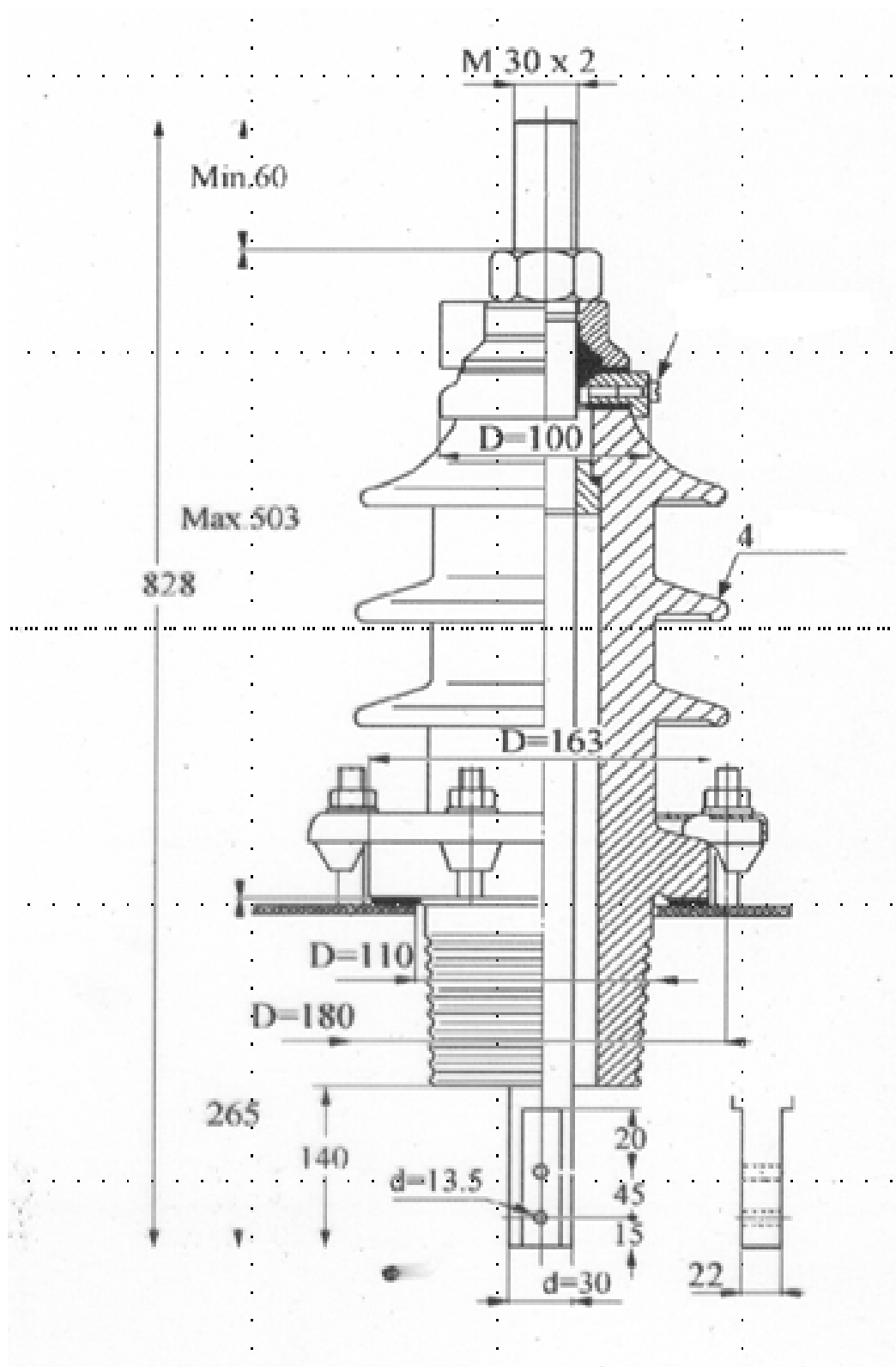
Componentes de las bornas: con aislamiento sólido



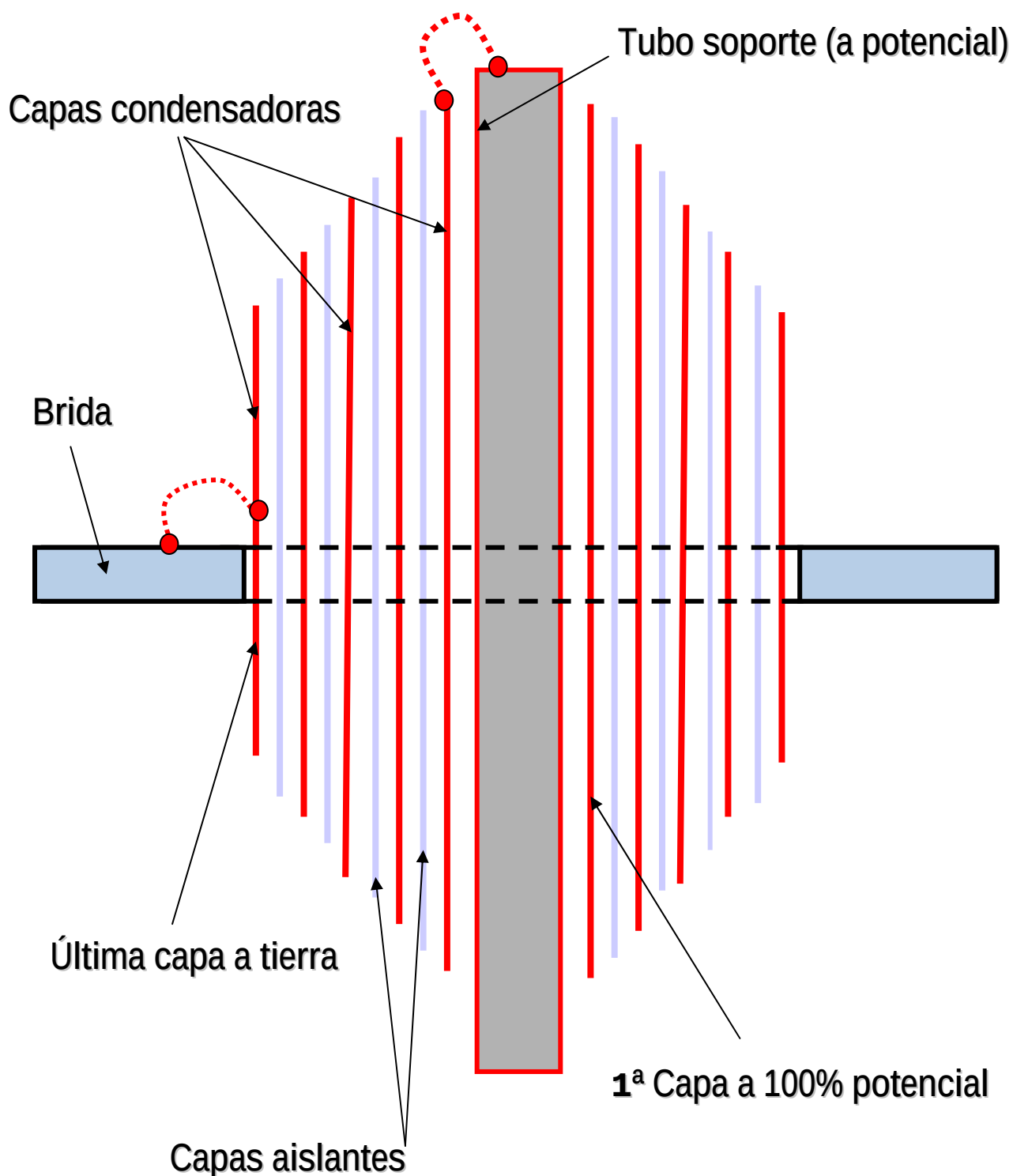
Borna tipo “DIN” 10-20-30 kV/1.000 A



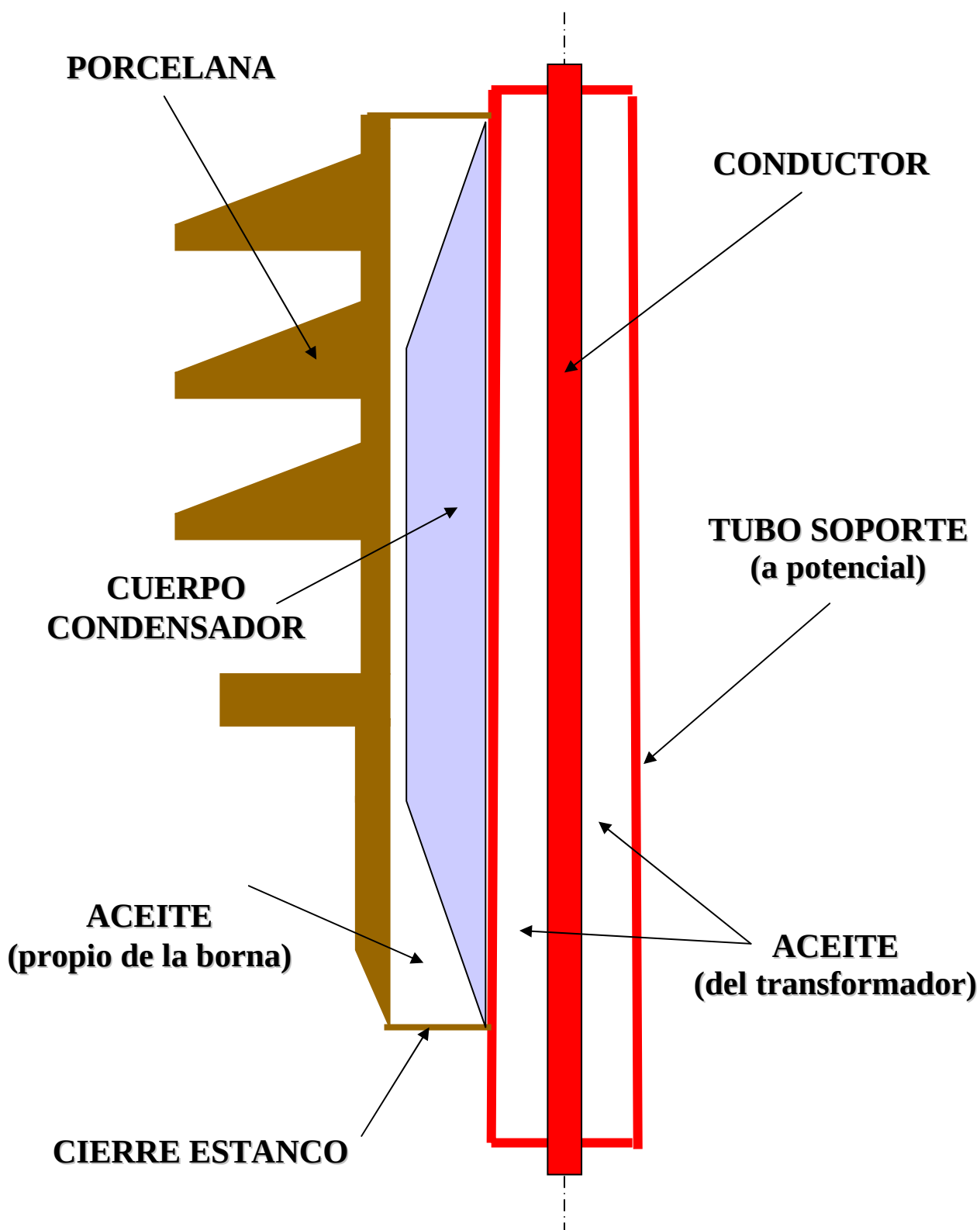
Borna tipo “DIN” 30 kV/2.000 A



Principio de funcionamiento de las bornas condensadoras



Esquema de montaje de las bornas condensadoras



Antigua borna condensadora para 750 kV de tensión nominal

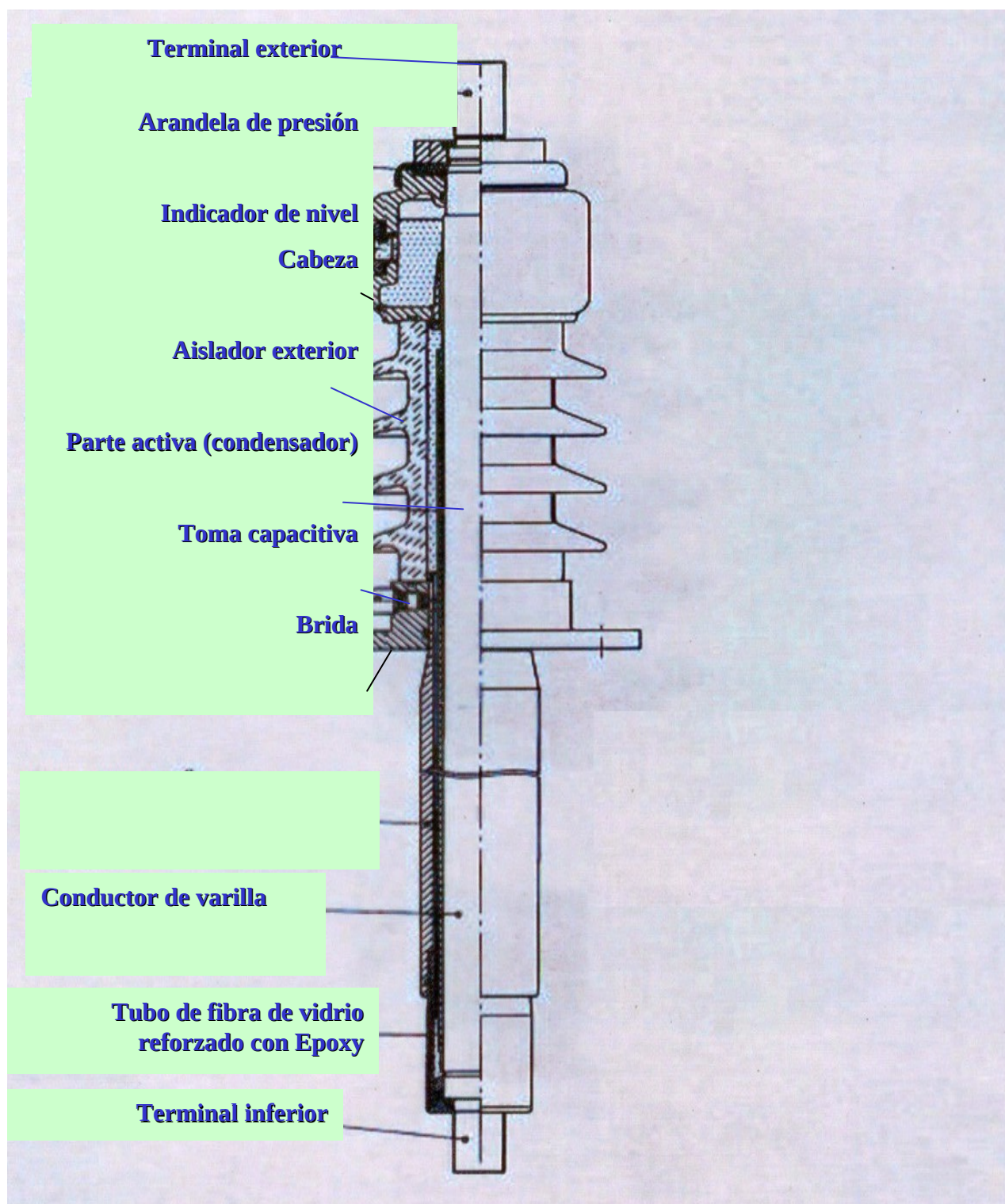


Borna condensadora para 66 kV de tensión nominal

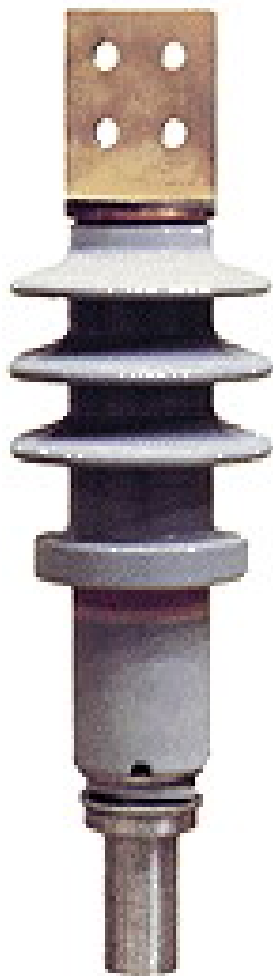


Borna “condensadora”

Vista general y detalle



Bornas condensadora para alta intensidad



Stud Type A



Type T
Condenser

Detalle de toma capacitiva de borna condensadora

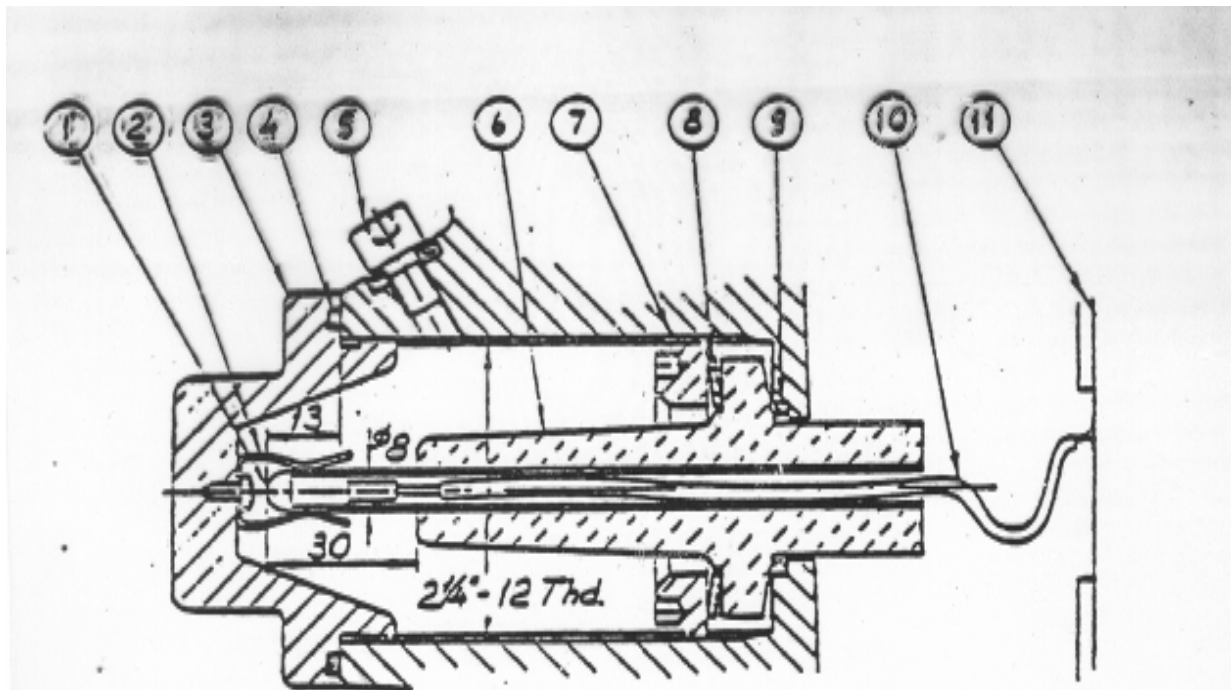
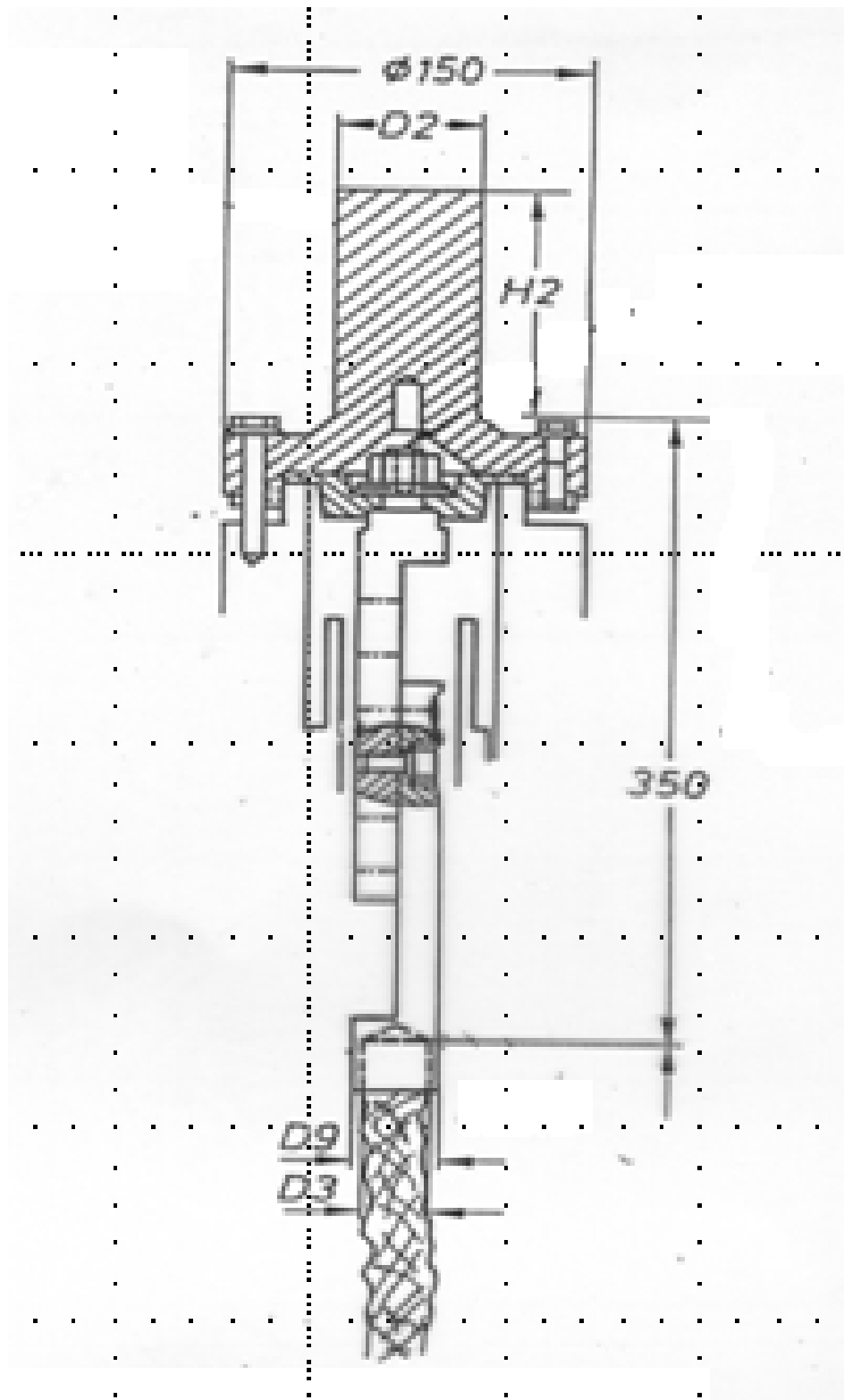


Figura 2

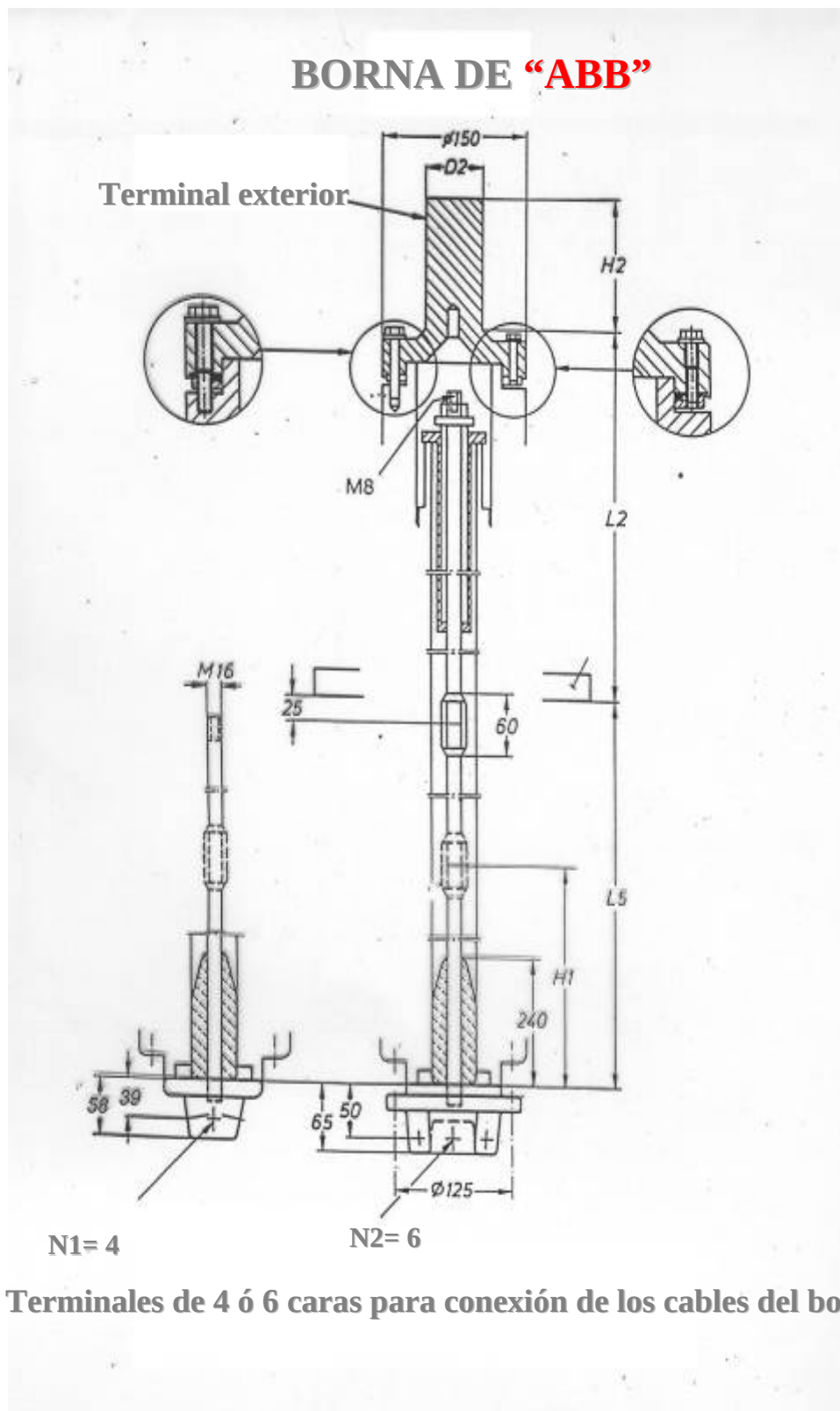
Terminal de ensayo

1.	Terminal	27 69 517-3
2.	Resorte de tierra	9580 148-1
3.	Tapa	2749 513-2
4.	Empaquetadura (toroidal)	64.5 x 3
5.	Tapón de sellado M8	2522 731-A
6.	Aislador pasante	2769 516-A
7.	Tornillo de presión	2129 713-1
8.	Muelle de disco	2195 703-1
9.	Empaquetadura (toroidal)	24.2 x 3
10.	Cable	
11.	Revestimiento del cuerpo capacitivo	

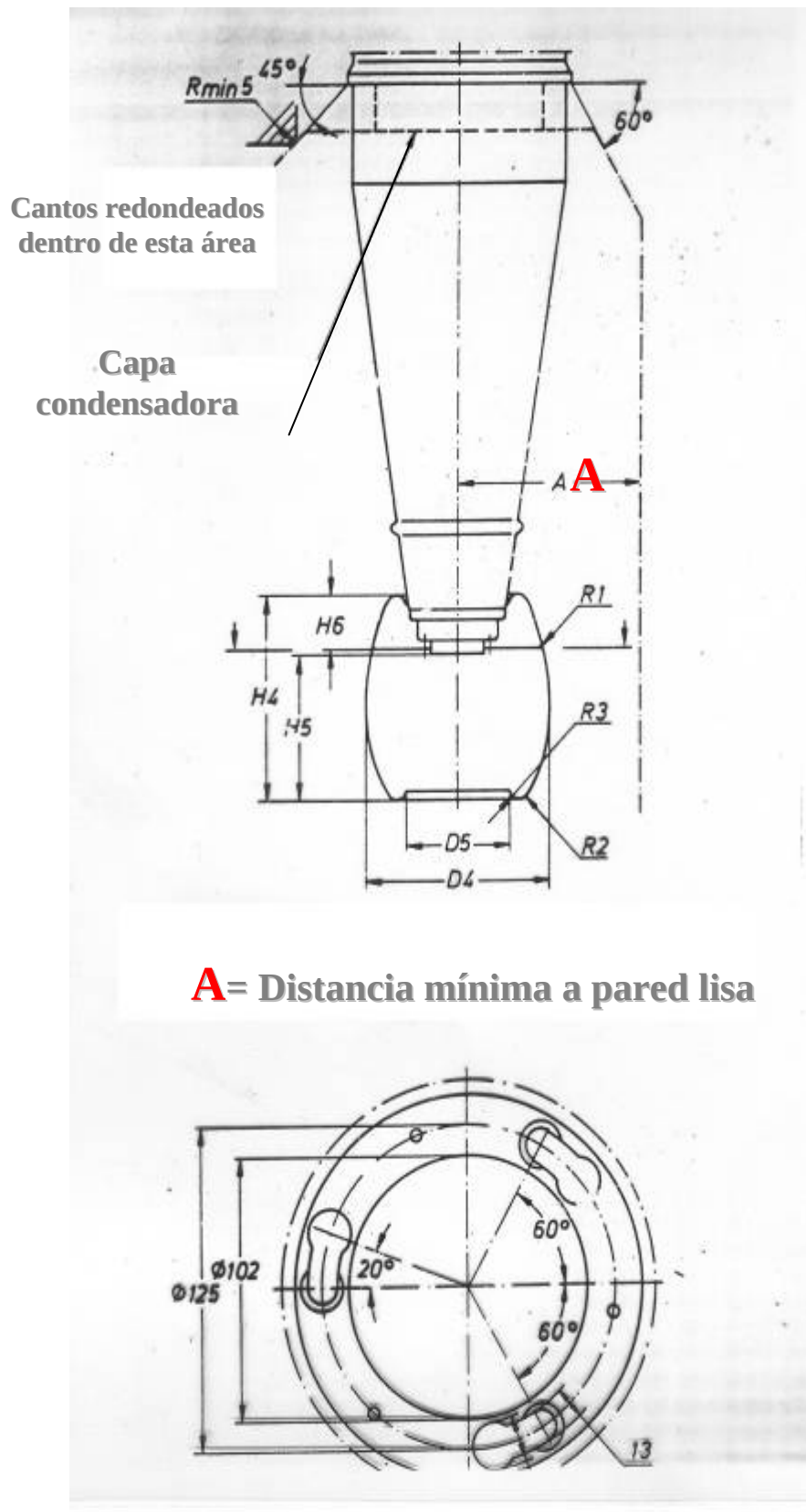
Detalle de la conexión por cable en bornas condensadoras



Detalle de la conexión por varilla en bornas condensadoras



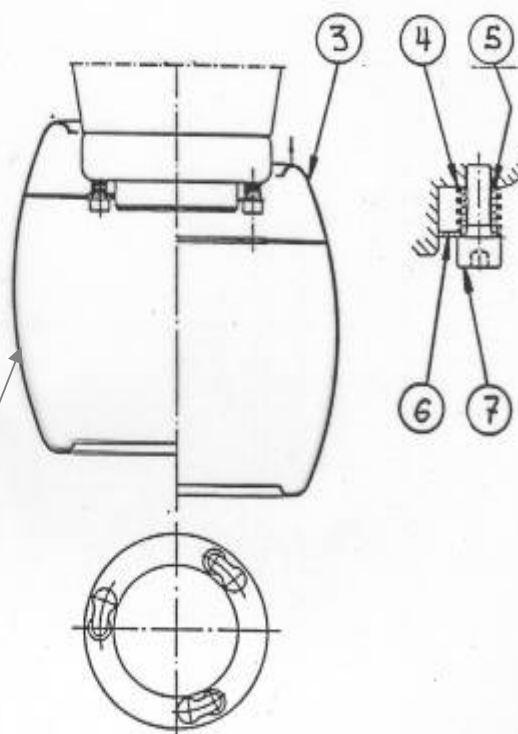
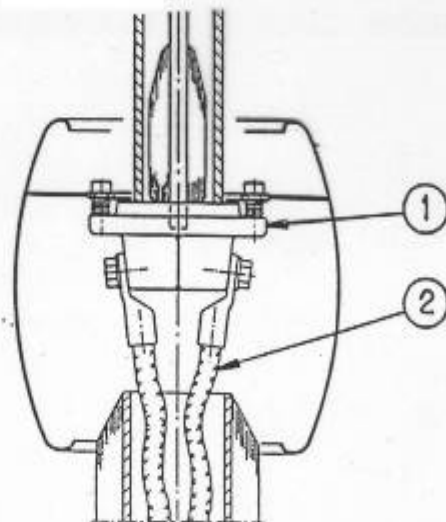
Montaje del deflector en la borna



Detalle del deflector de una borna “ABB”

LEYENDA

- 1= Terminal de 4 ó 6 caras
- 2= Cables de conexión
- 3= Deflector
- 4= Resortes
- 5= Casquillos guía
- 6= Anillos de presión
- 7= Tornillos “Allen”



**DEFLECTOR METÁLICO
(CON O SIN AISLAMIENTO)**

RELÉ BUCHHOLZ

Formas de operar del relé buchholz

ACUMULACIÓN DE GASES

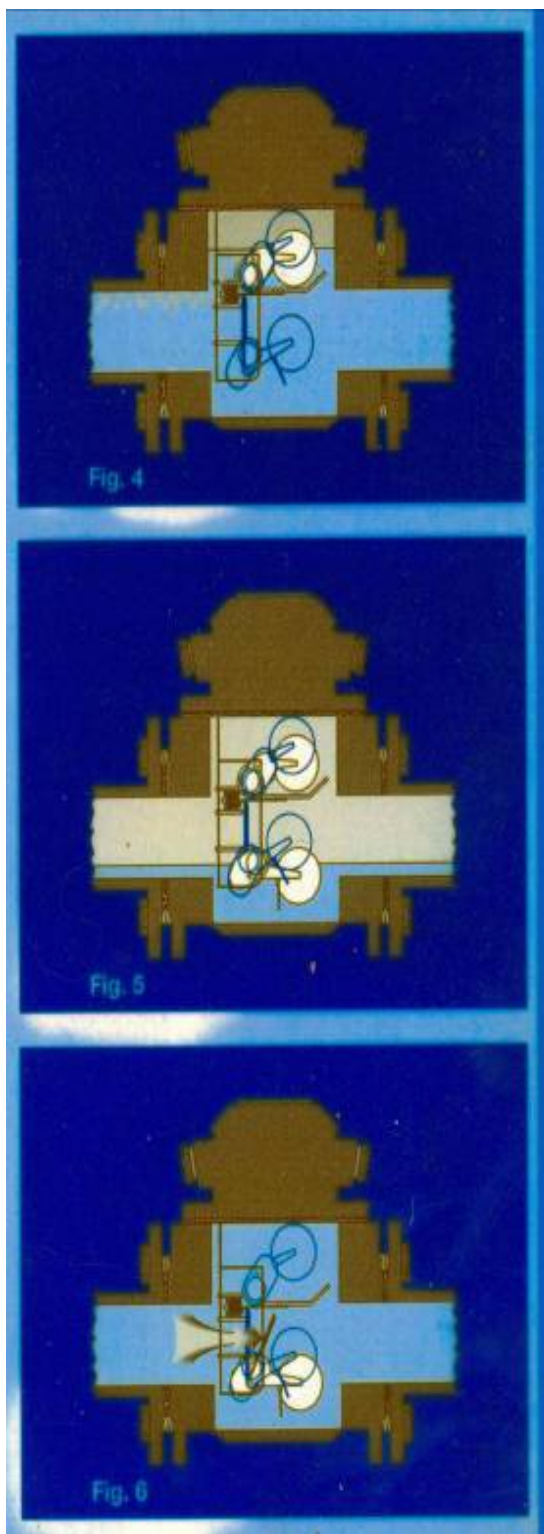
Los calentamientos locales provocan la descomposición gradual de los aislantes sólidos y del líquido originando el desprendimiento de gases; éstos se acumulan en el relé desplazando hacia abajo los flotadores y provocando una alarma o disparo.

FUGA DE ACEITE

La pérdida importante y súbita de líquido provoca el descenso del nivel de aceite en el relé desplazando igualmente los flotadores hacia abajo, provocando igualmente una alarma o disparo.

MOVIMIENTO DEL LÍQUIDO AISLANTE

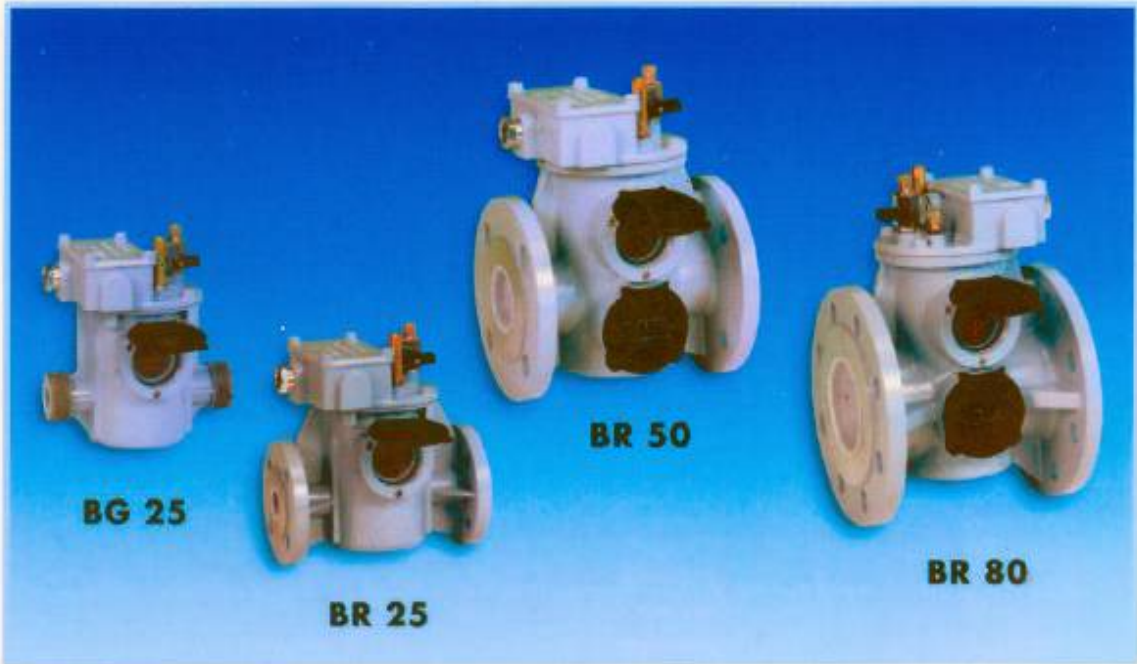
Las descargas de gran energía producen una gran cantidad de gases que originan el desplazamiento violento del aceite desplazando al flotador inferior que provoca el disparo



Relé Buchholz de 1 flotador



Reles Buchholz

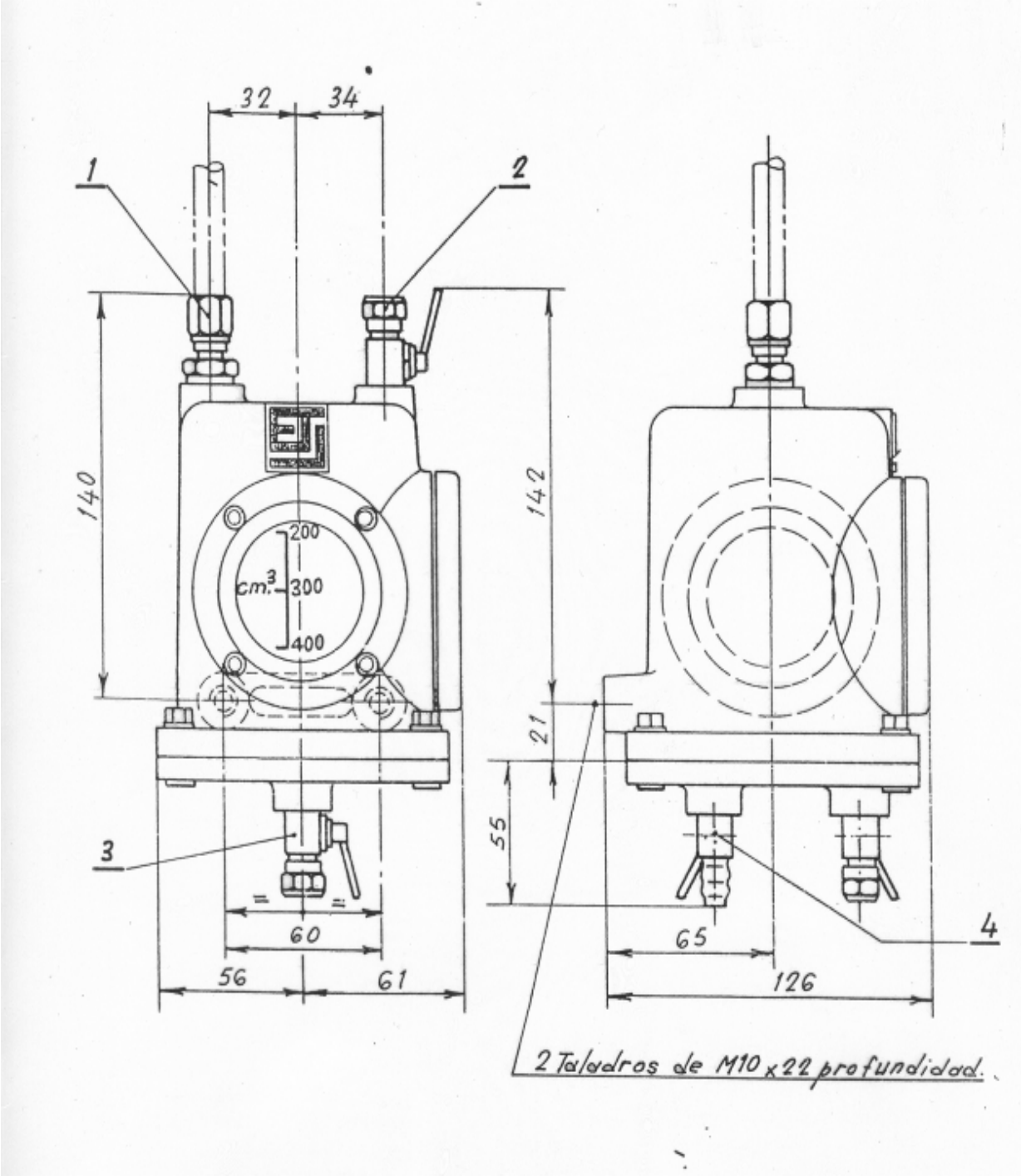


Relé Buchholz Características técnicas

Buchholz type: (Based on DIN 42566)	- Model BR50 (COMEM designation)
Number of contact/type	- 2 contact with 2 float - magnetic switch and change-over switch
Contact braking capacity	- 2A , 125/250 VAC (resistive) 0.5A, 125 VDC for inductive load L/R = 40 ms 0.25A, 250 VDC for inductive load L/R= 40 ms
Connection type	- Terminal box with outlet thread PG16
Insulation class	- 2,0 kVAC, 50/60 Hz, 1 min.
Graduated gas level scale	- cm ³ (cubicle centimeter)
Gas volume to act contact	- 250 cm ³
Oil speed to act contact	- 1 m/sec
Gas sampling connection	- 1/4" G - male
Electrical contact test device	- yes
Bolts, nuts, washers material	- Stainless steel or Brass with zinc or nickel coat
Inherent protection	- IP 54
Material	- Body and cover part with Cast aluminium
Painting	- Double coat of polyurethane mono-component on aluminium part, finish color gray Ral 7004
Operating temperature	- -40° C to +120° C
Seismic condition	- Withstand all seismic zone condition
Accessories	- Gauge glass protection (Metal cover)

Technical drawing of the Buchholz relay showing three views: front, top, and side. The front view shows a rectangular body with two circular gauges on the left and a terminal box on the right. Dimensions include a width of 195, a height of 251, and a gauge diameter of 102. The top view shows a circular base with four mounting holes of diameter 18, a central circular feature with diameter 50, and an outer diameter of 165. The side view shows a cylindrical body with a diameter of 140 and a height of 168.

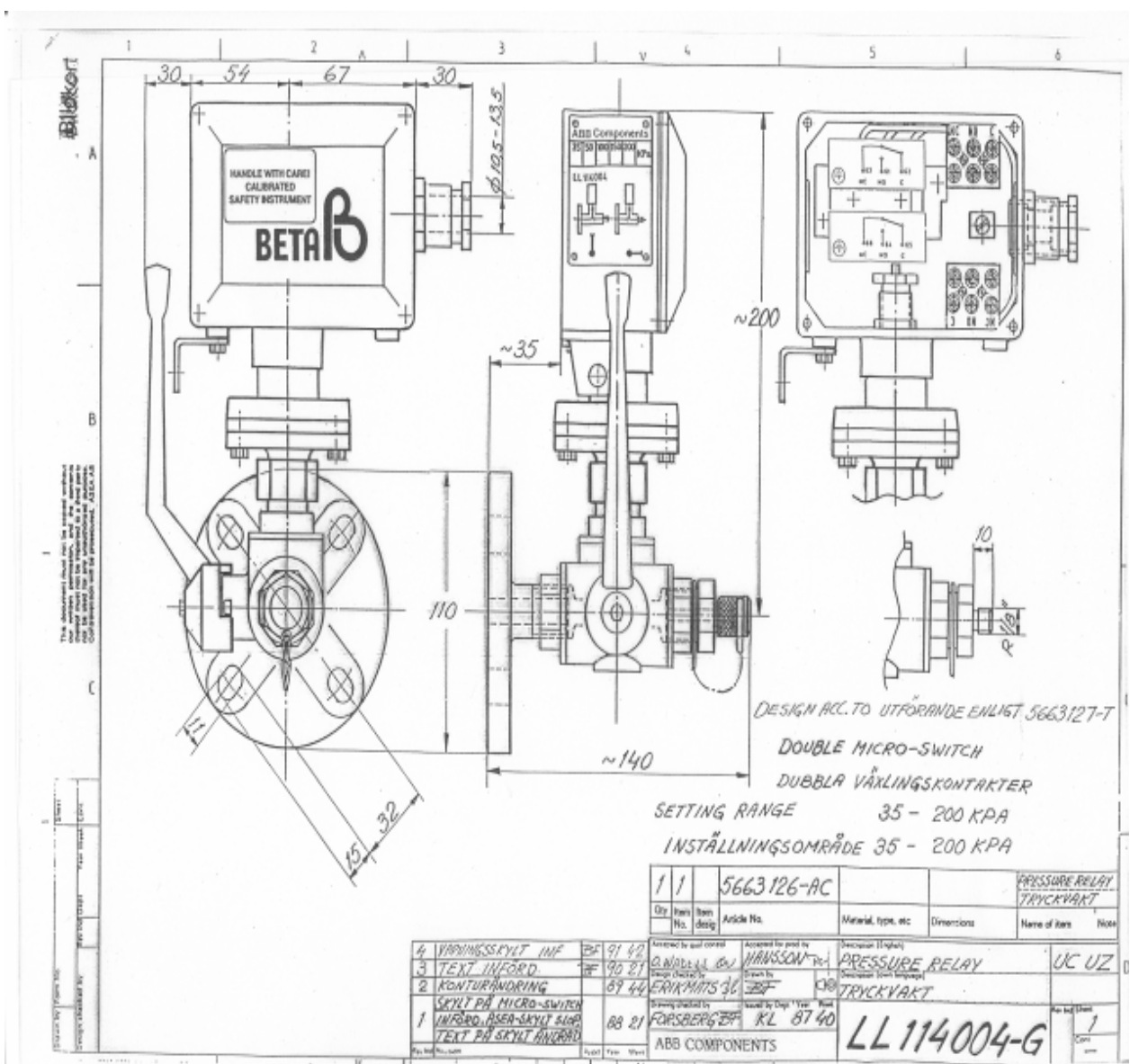
Dispositivo para toma de muestras de gases desde el nivel del suelo



Relé de sobrepresion “ABB” para “CTC”

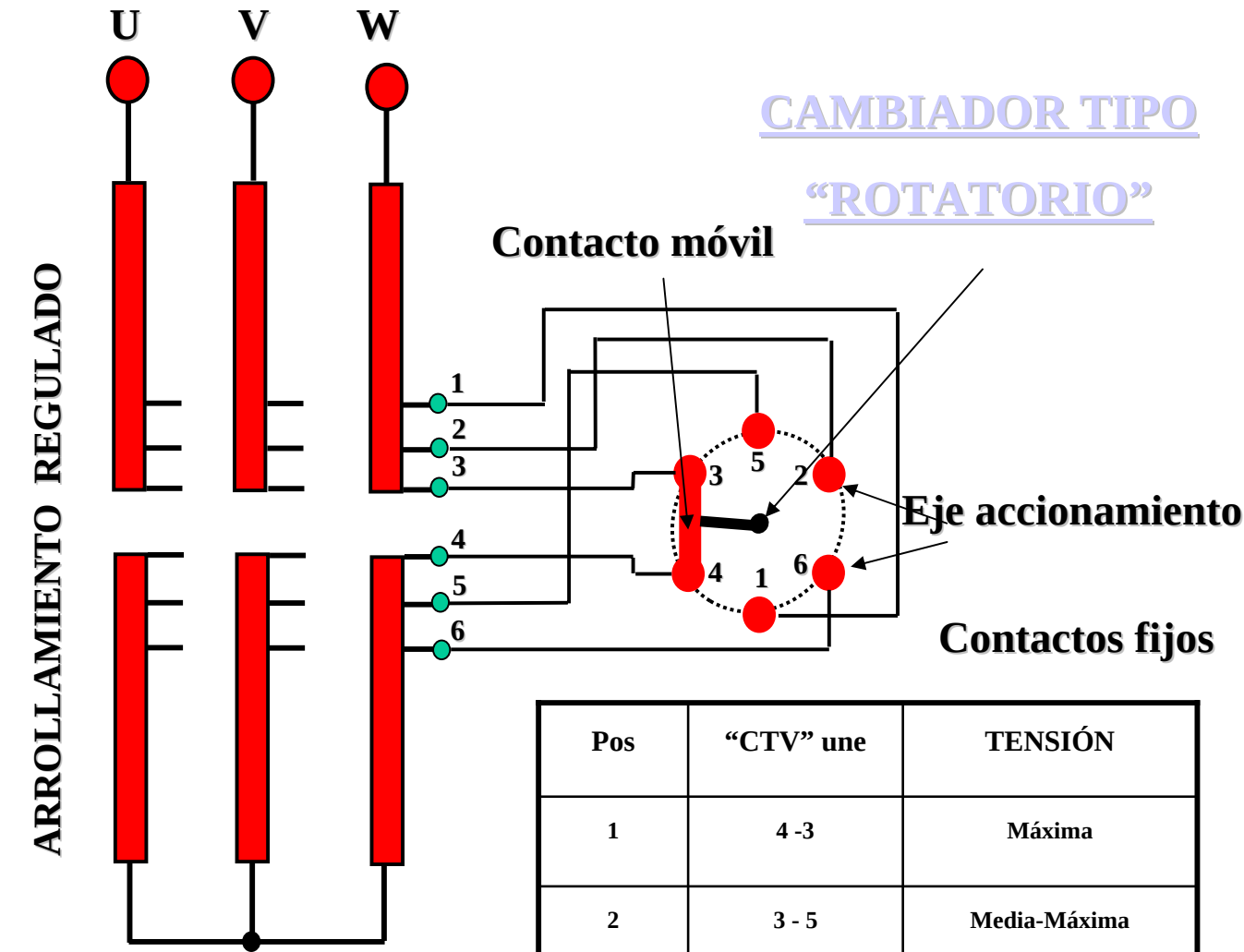


Relé de sobrepresion “ABB” para “CTC”



CAMBIADORES DE TOMAS

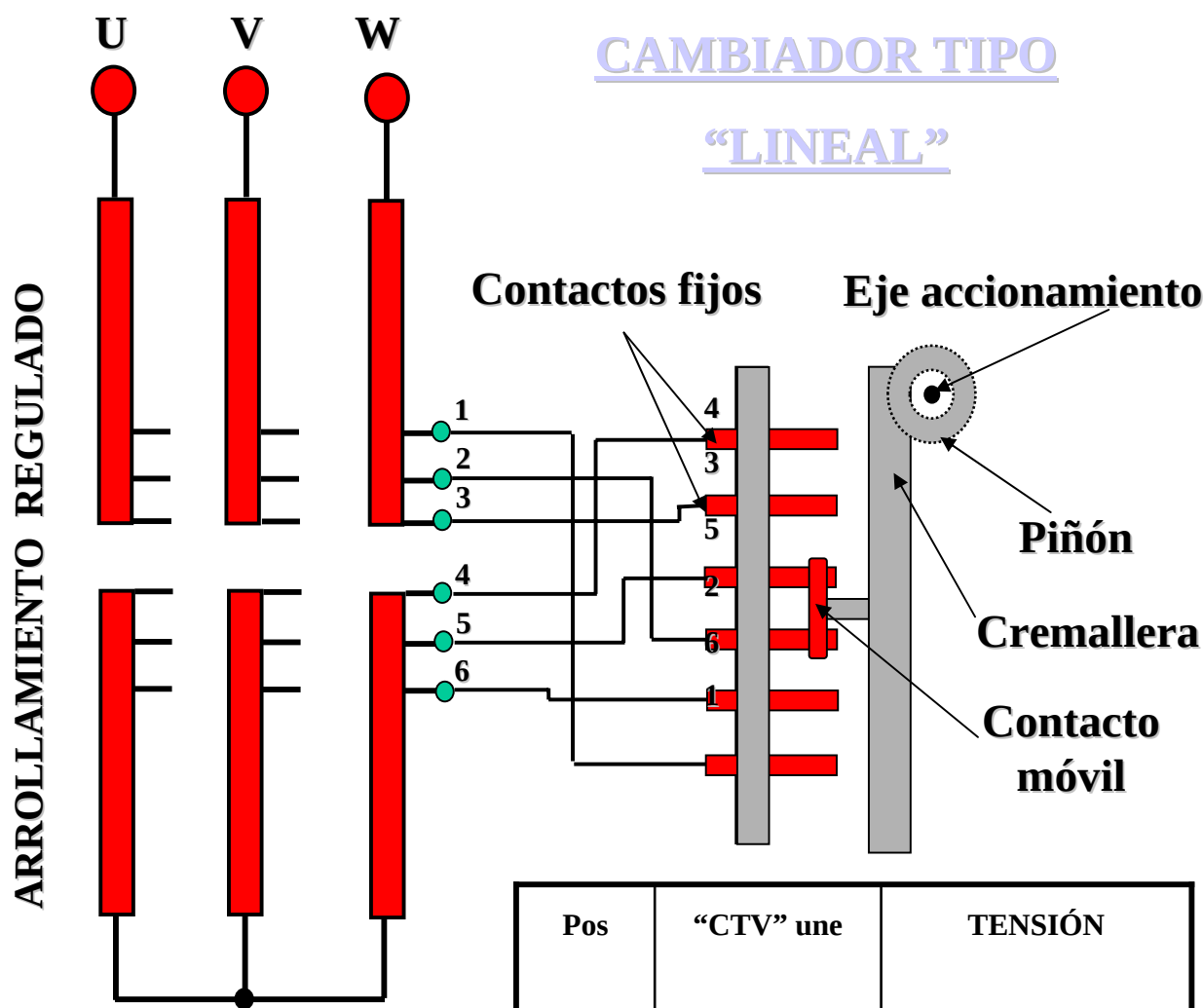
Principio de funcionamiento de los cambiadores de tomas sin carga ni tensión (“CTV”)



Nota: Del Cambiador de Tomas en Vacío (“CTV”) se representa una sola fase

Pos	“CTV” une	TENSIÓN
1	4 - 3	Máxima
2	3 - 5	Media-Máxima
3	5 - 2	Media
4	2 - 6	Media-Mínima
5	6 - 1	Mínima

Principio de funcionamiento de los cambiadores de tomas sin carga ni tensión (“CTV”)

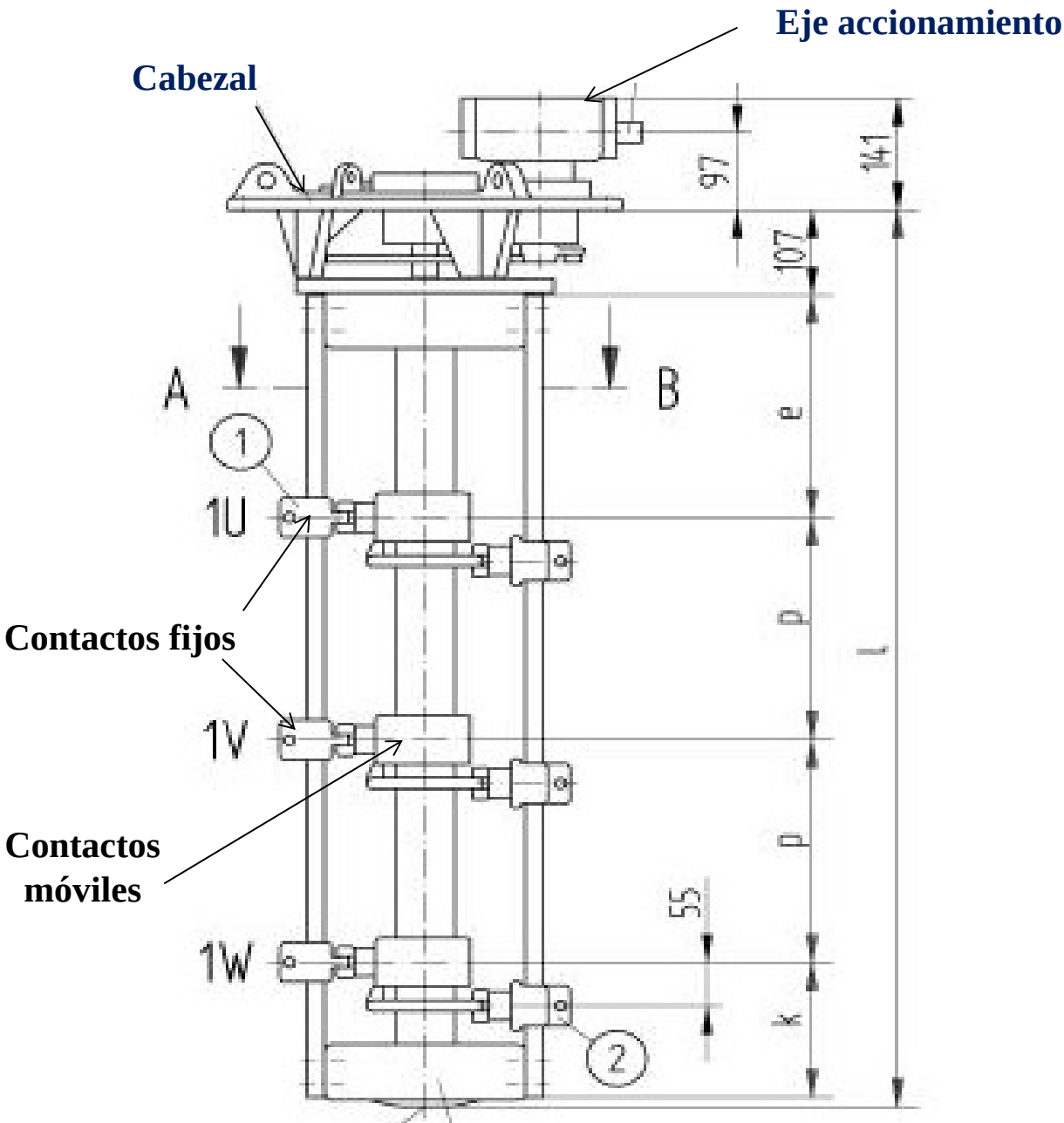


Nota: Del Cambiador de Tomas en Vacío (“CTV”) se representa una sola fase

Pos	“CTV” une	TENSIÓN
1	4 - 3	Máxima
2	3 - 5	Media-Máxima
3	5 - 2	Media
4	2 - 6	Media-Mínima
5	6 - 1	Mínima

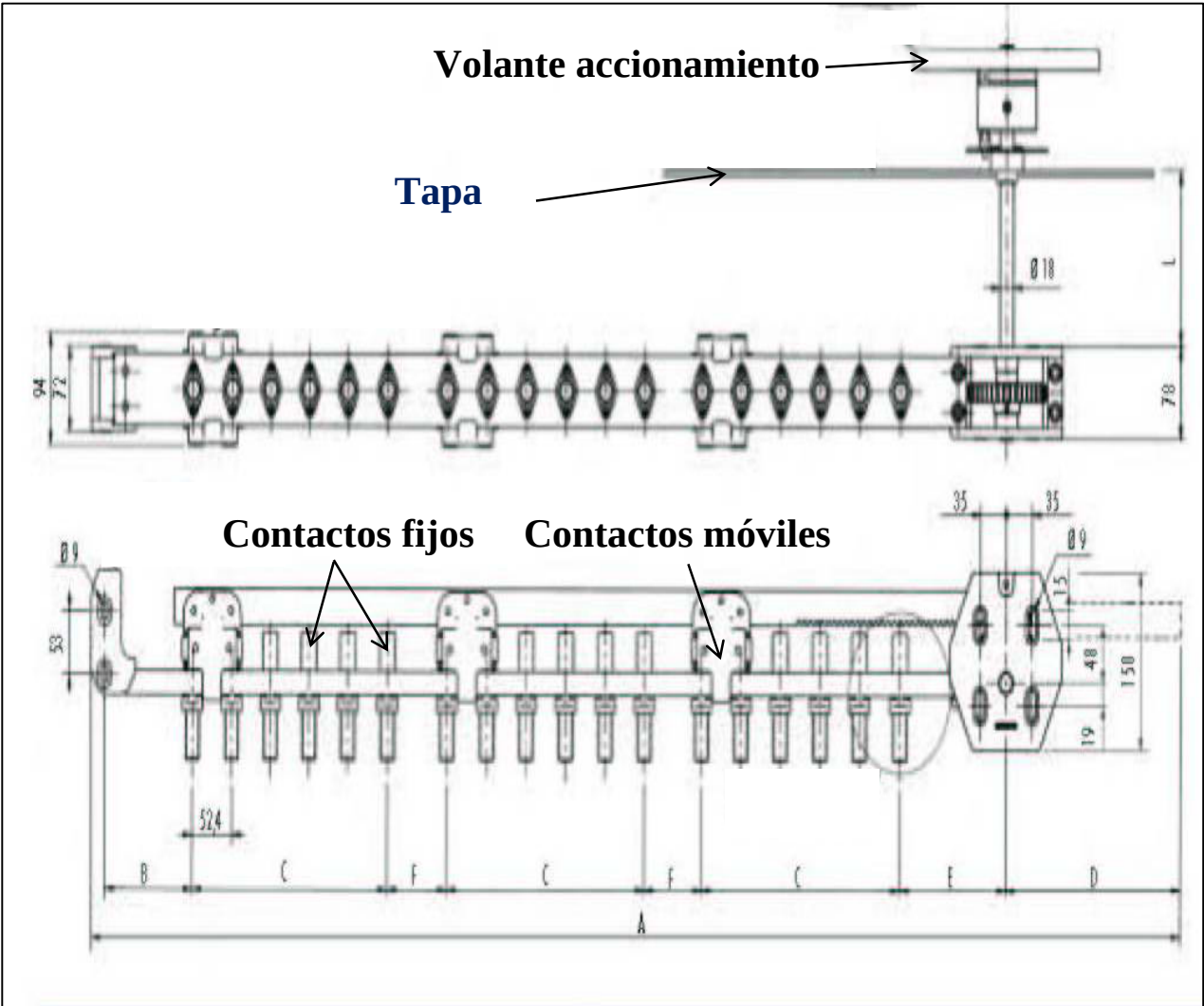
Cambiadores de tomas sin carga ni tensión (“CTV”)

Tipo “ROTATORIO”

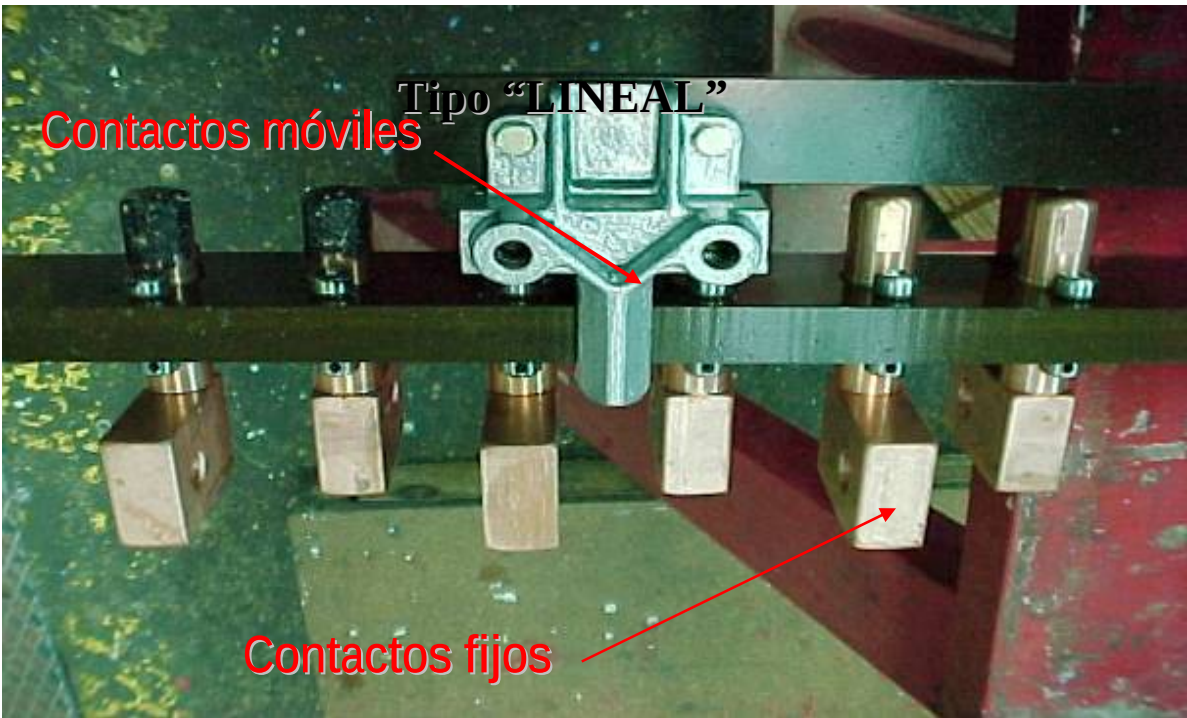
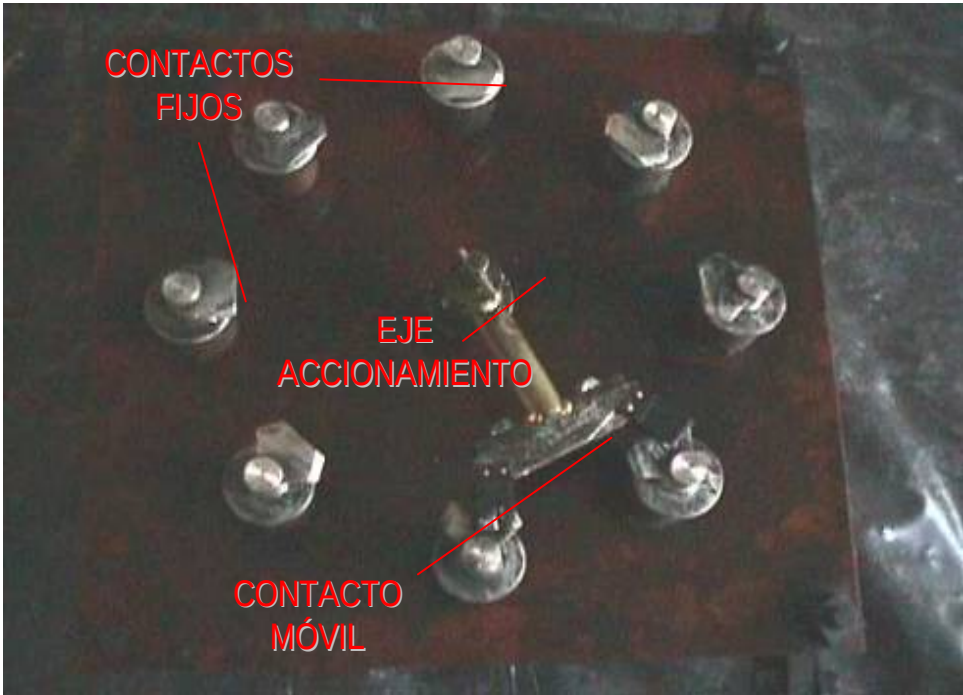


Cambiadores de tomas sin carga ni tensión (“CTV”)

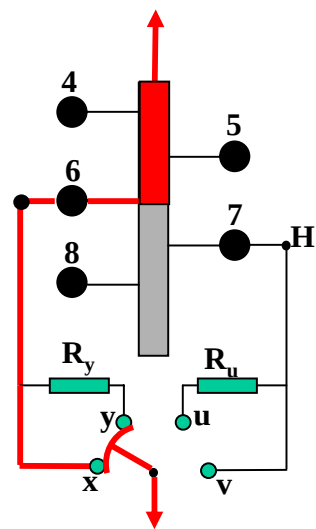
Tipo “LINEAL”



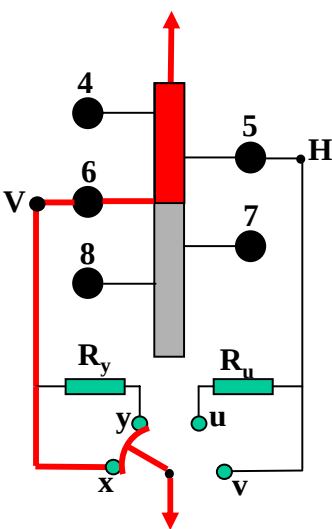
Cambiadores de tomas sin carga ni tensión (“CTV”)



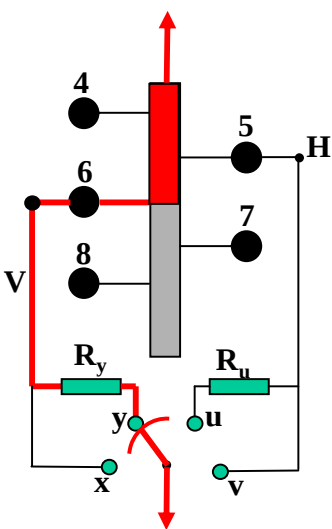
Principio de funcionamiento de los cambiadores de tomas en carga sistema (“JANSEN”)



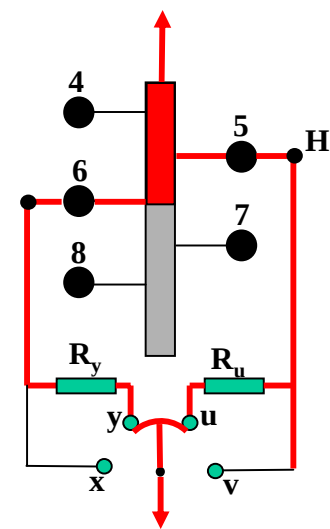
a): Posición trabajo= 6



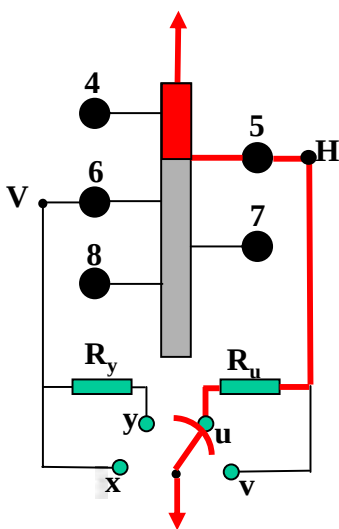
b): Primer paso



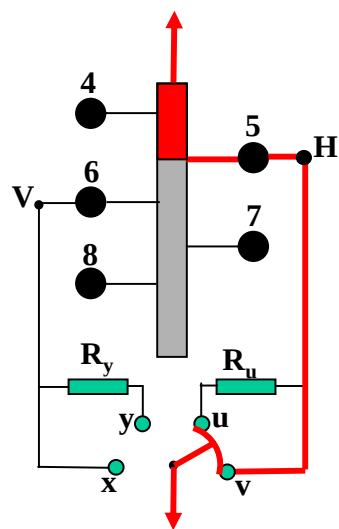
c): Segundo paso



d): Tercer paso



e): Cuarto paso



f): Posición trabajo= 5

Vista general de un “CTC” de “ABB” montado en el trafo



Vista general de un “CTC” sistema “JANSEN” de “ABB”

**Compartimento
del RUPTOR** **Cabeza
CTC** **Transmisión**



**Preselecto
r de tomas**

Mando a motor

Vista general de un “CTC” de “ABB”

**Compartiment
o del RUPTOR** **Cabeza
CTC** **Transmis
ión**

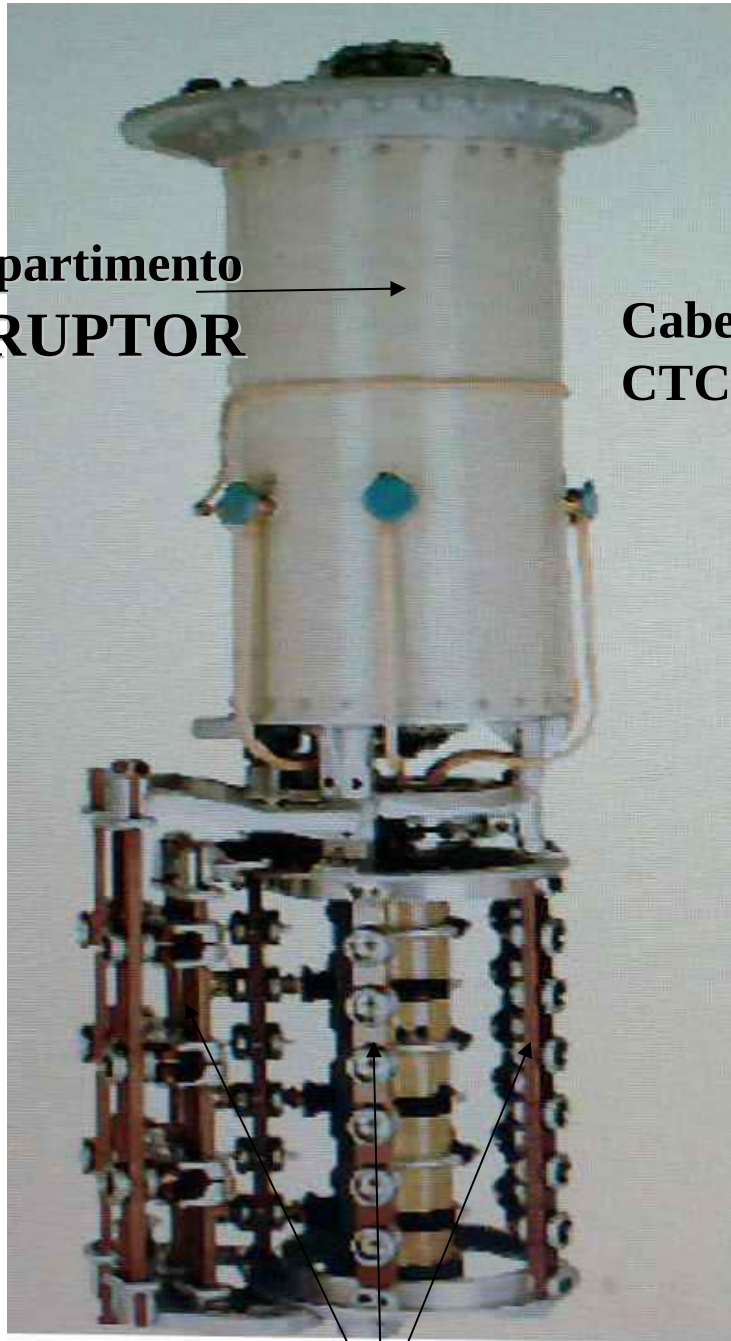


Preselector de tomas **Mando a motor**

Vista general de un “CTC” de “MR”

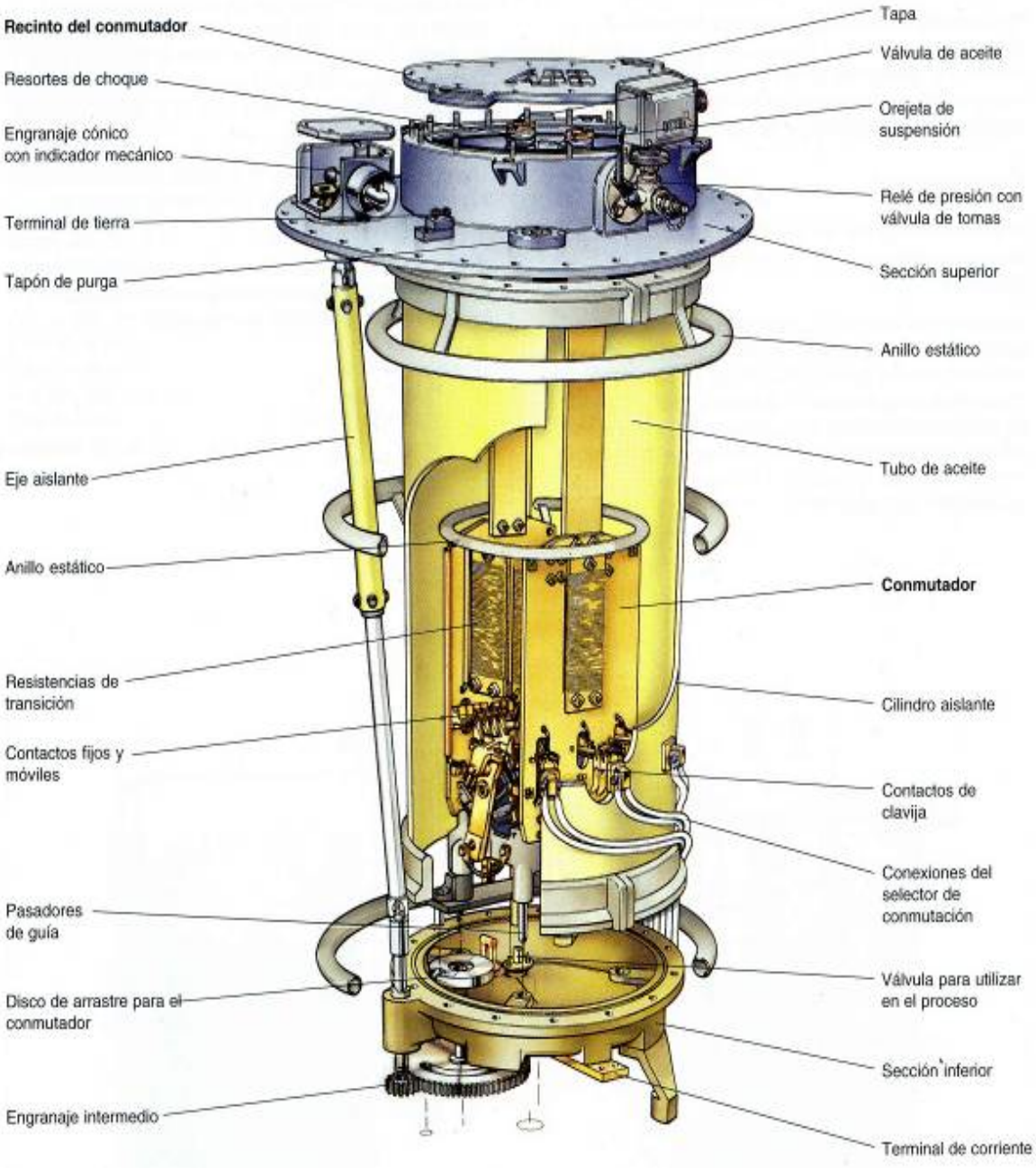
**Compartimento
del RUPTOR**

**Cabeza
CTC**

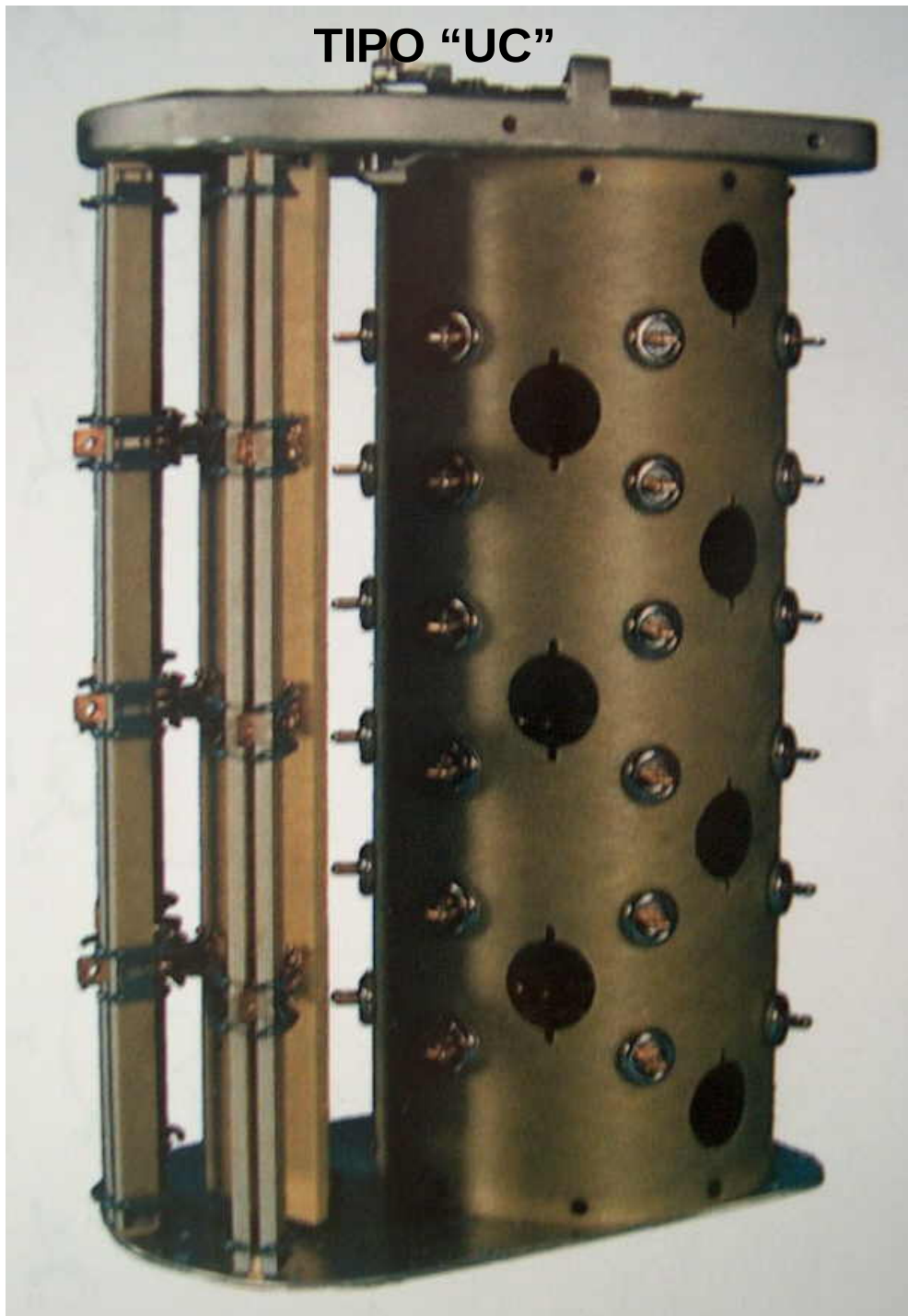


**Preselect
or de
tomas**

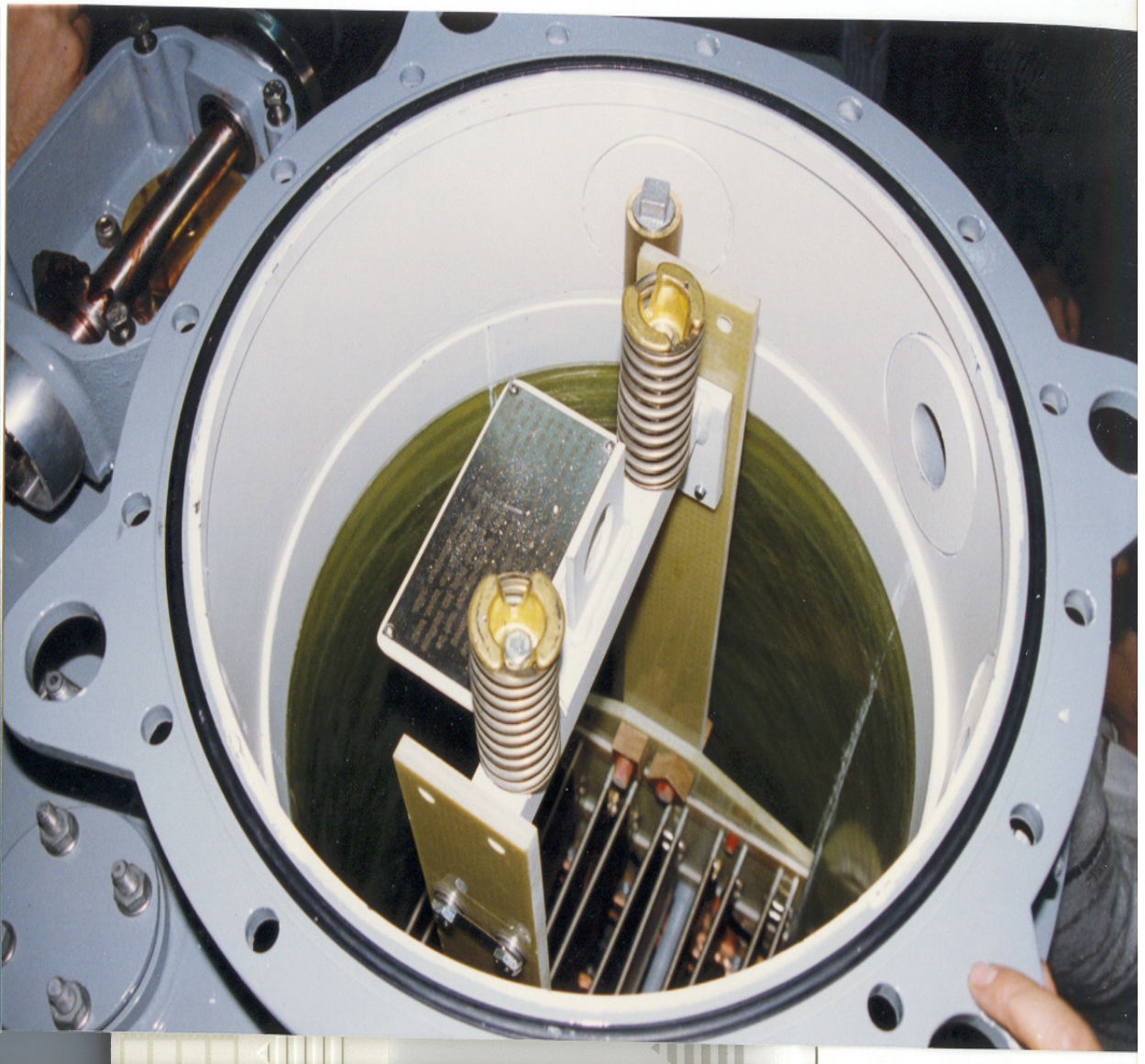
Vista interna del ruptor de un “CTC” de “ABB”



Vista del selector de tomas de un “CTC” de “ABB”

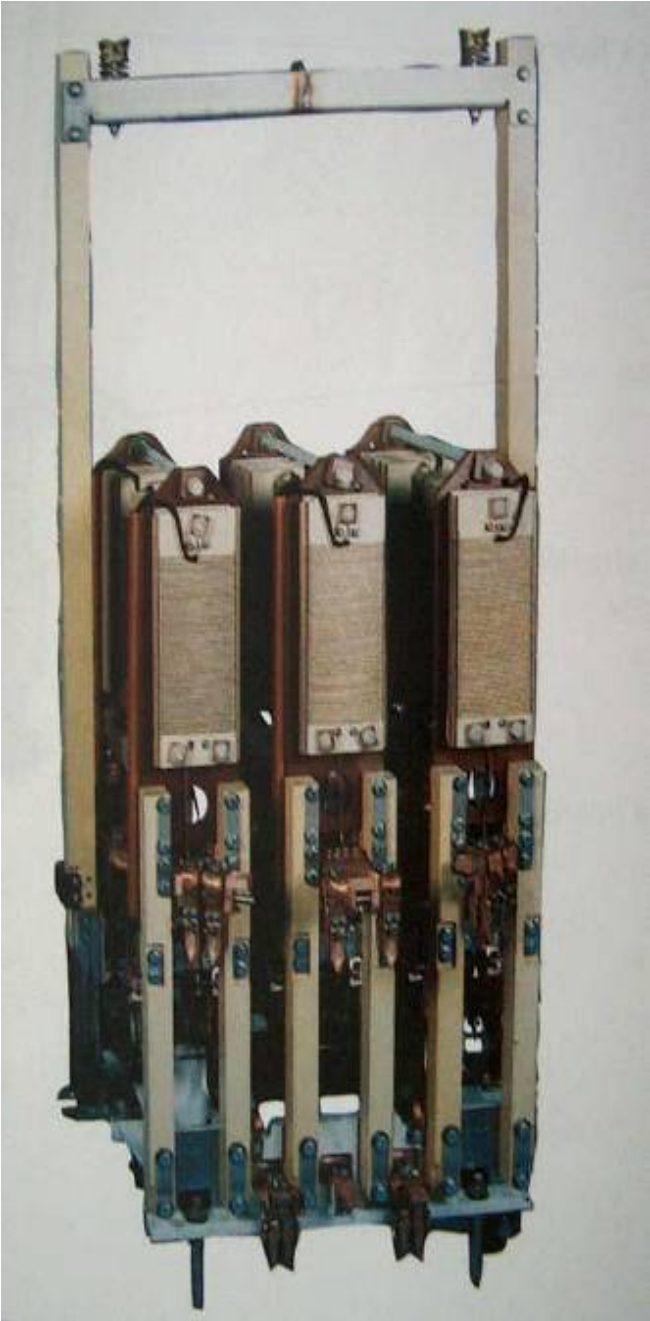


Vista interna del ruptor de un “CTC” de “ABB”

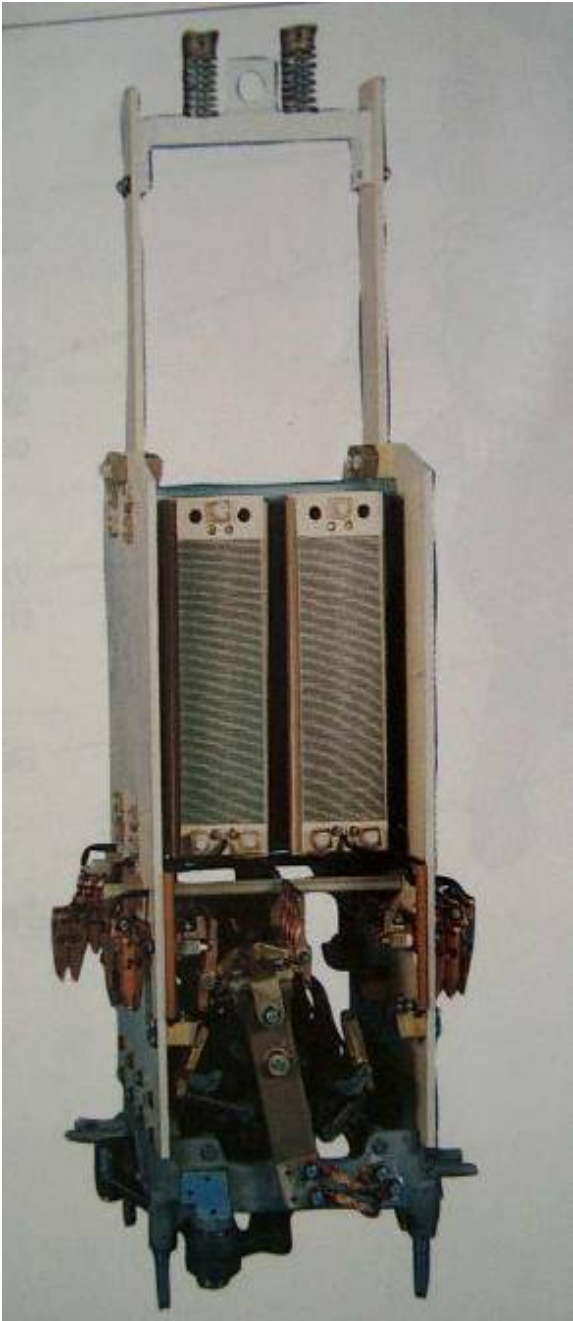


Ruptor y resistencias de un “CTC” de “ABB”

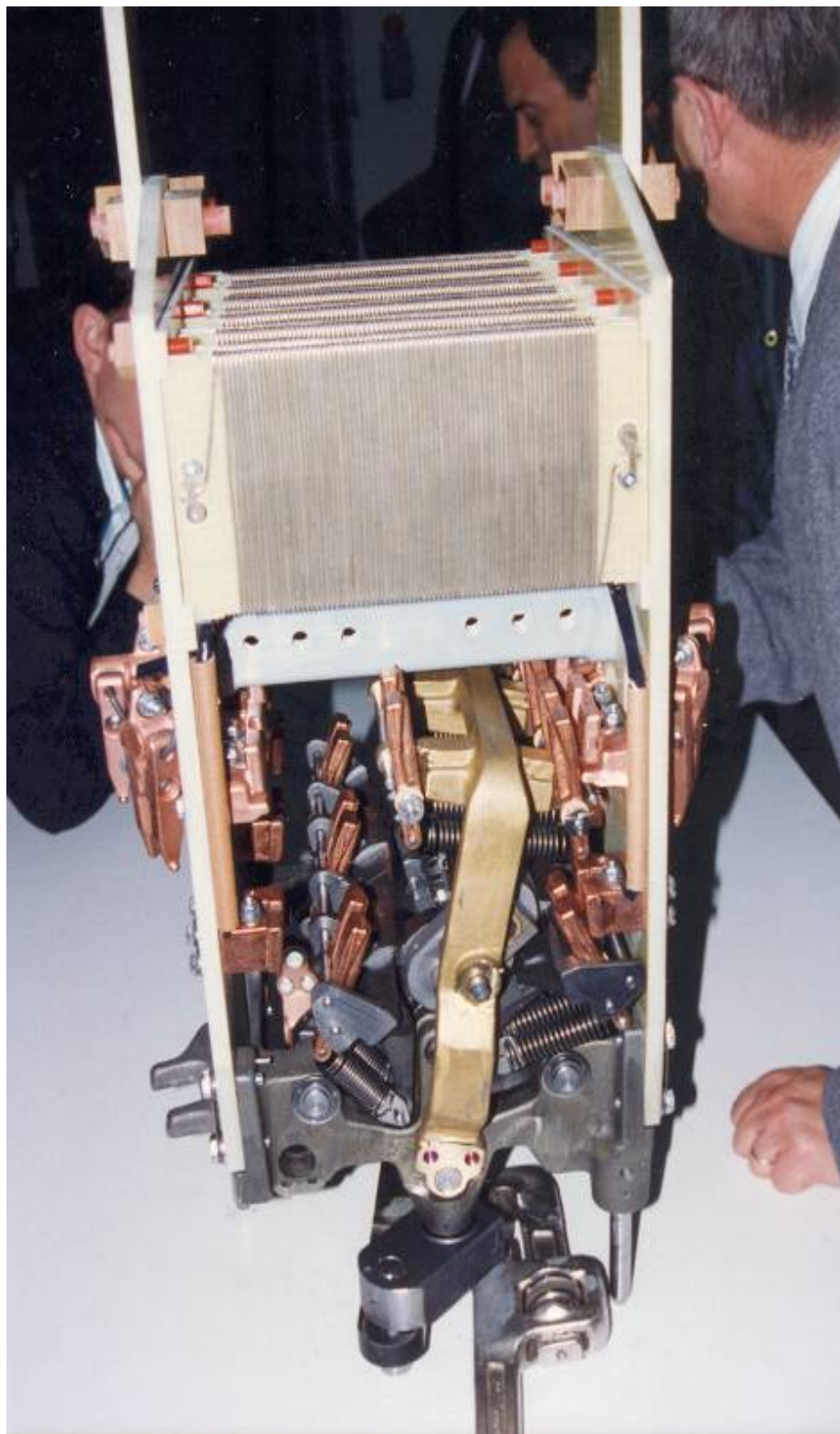
TIPO “UCC”



TIPO “UCL”

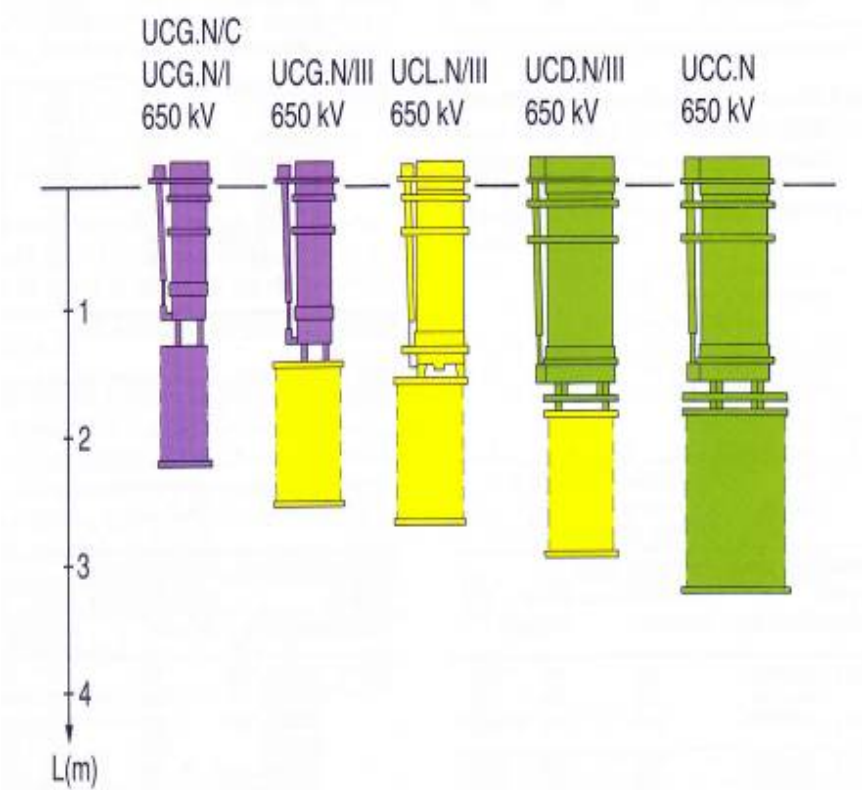


Vista ruptor, resistencias y mecanismo de un “CTC” de “ABB”

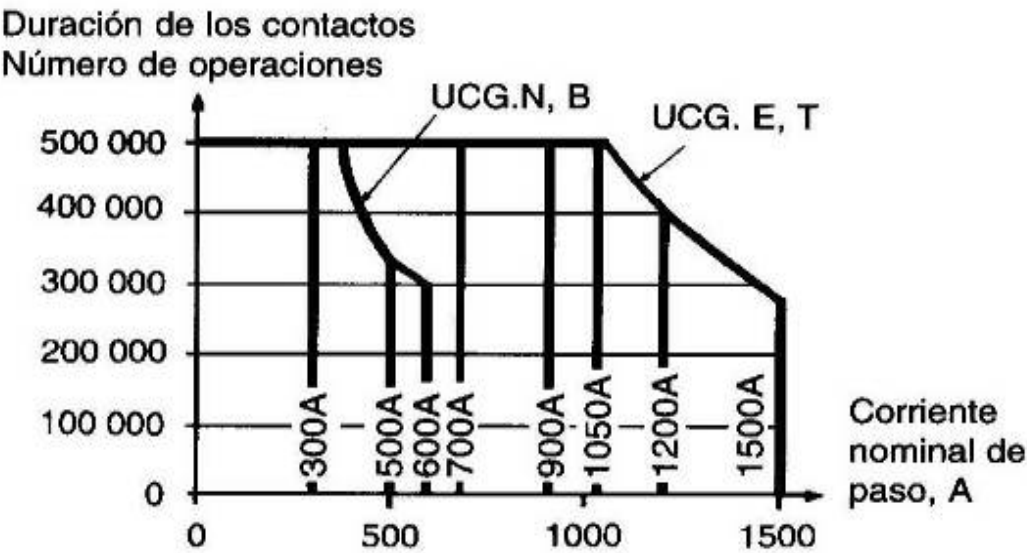


Cambiadores de tomas de “ABB”

DIFERENTES MODELOS DEL TIPO “UC”



DURACIÓN DE LOS CONTACTOS



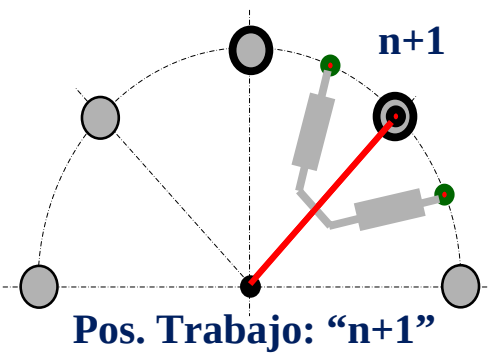
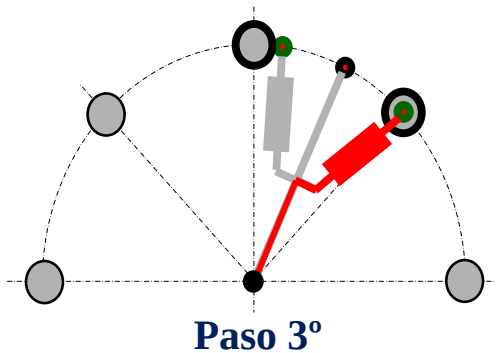
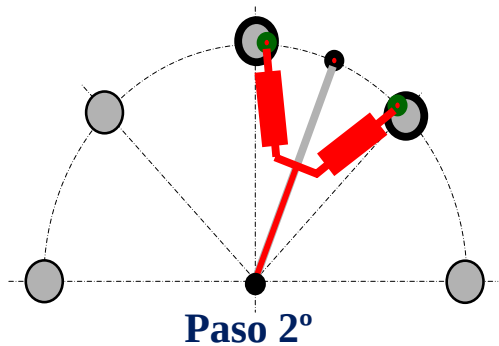
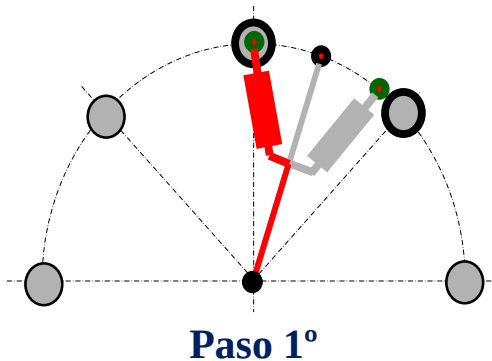
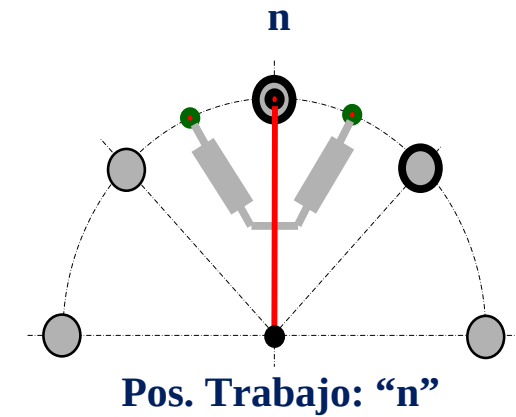
Vista general de un “CTC” de “ABB” montado en el trafo (tipo selector-ruptor)



**Vista general de un “CTC” de “ABB”
montado en el trafo (tipo selector-ruptor)**



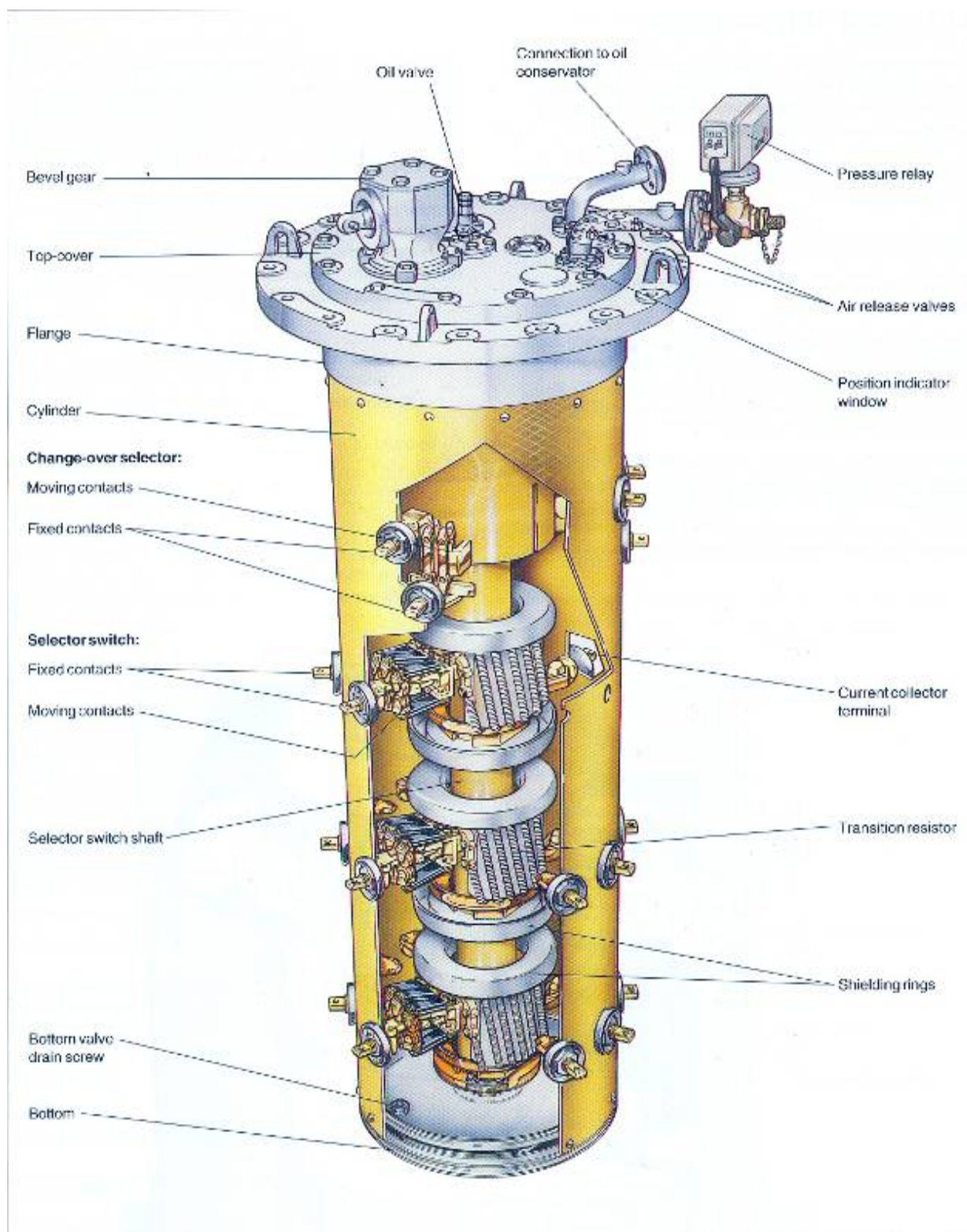
Cambiador de tomas tipo “Selector-Ruptor” (Secuencia de conmutación)



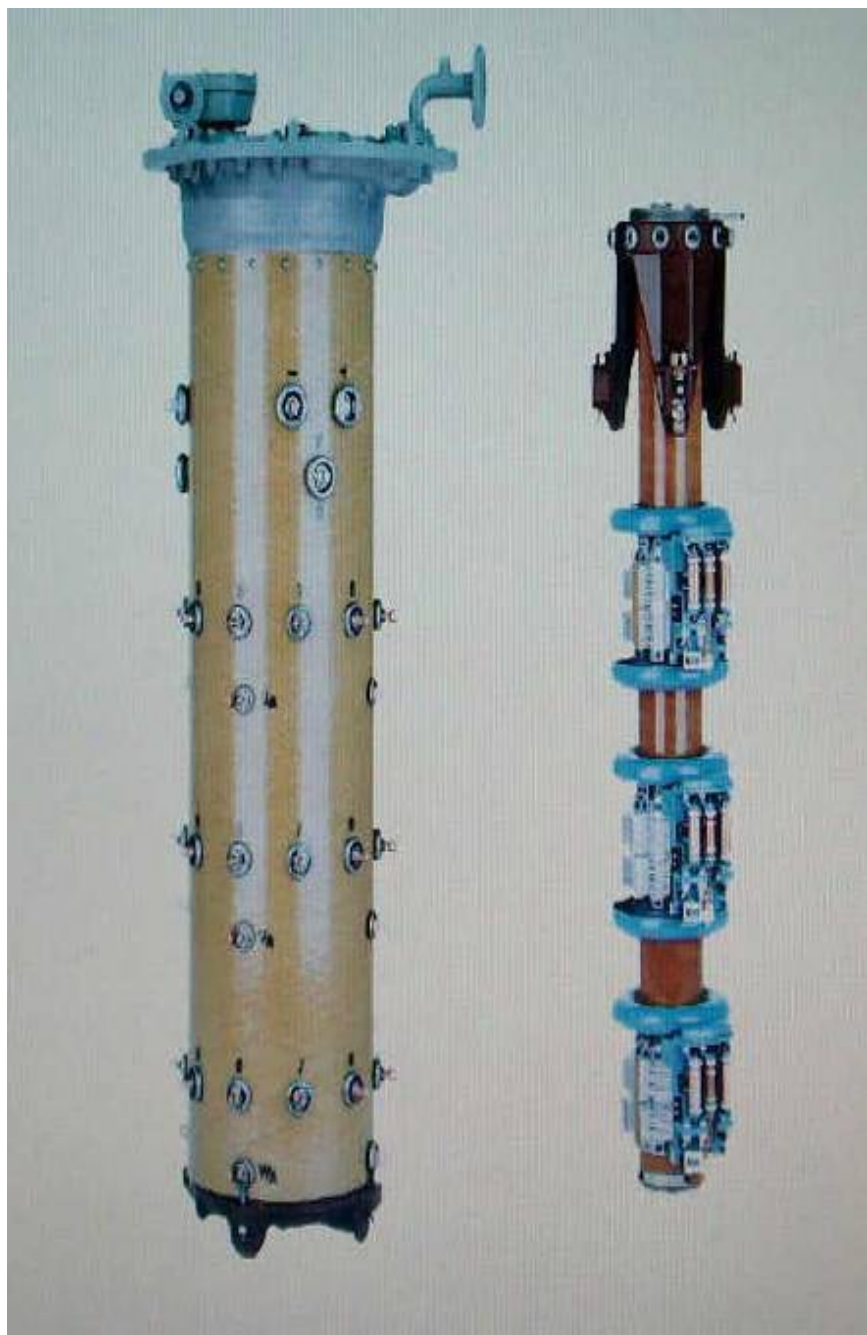
LEYENDA

-  = Contacto fijo
-  = Contacto móvil principal
-  = Contacto móvil auxiliar
-  = Contacto salida
-  = Resistencias de paso

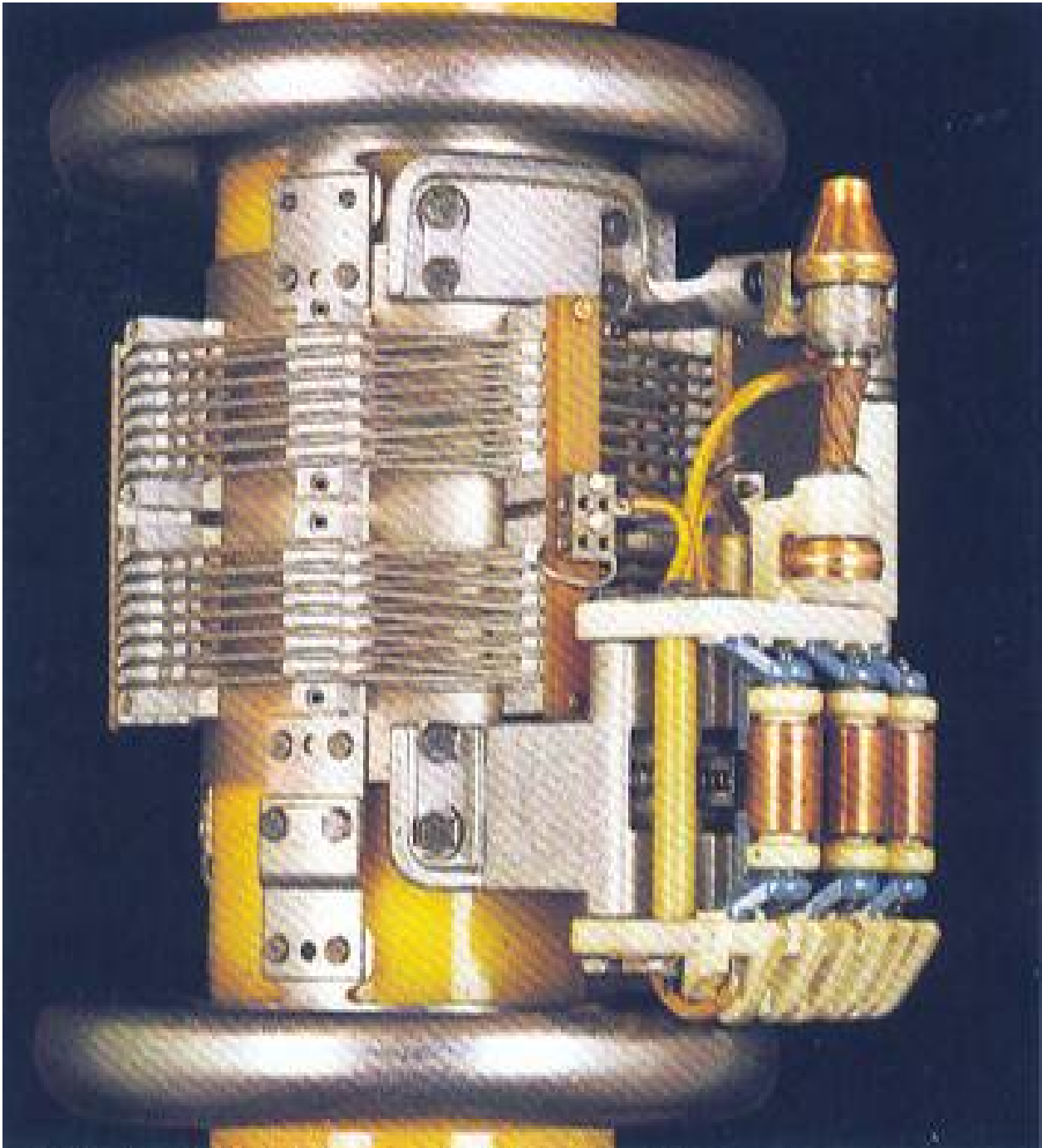
“CTC” tipo “UBB” de “ABB” (Selector-ruptor en un solo cuerpo)



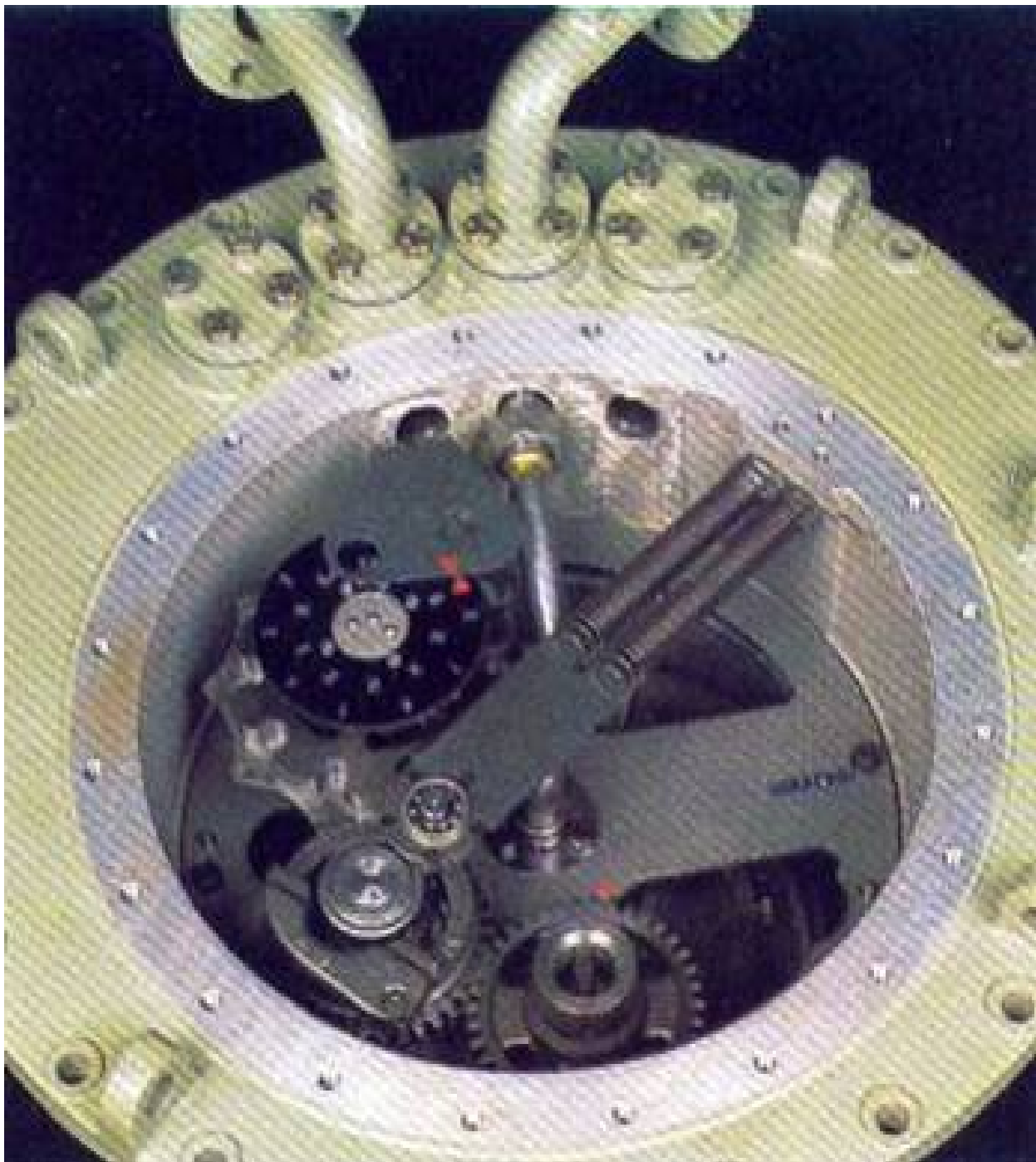
Detalle de CTC's tipo "selector-ruptor" con el ruptor extraído



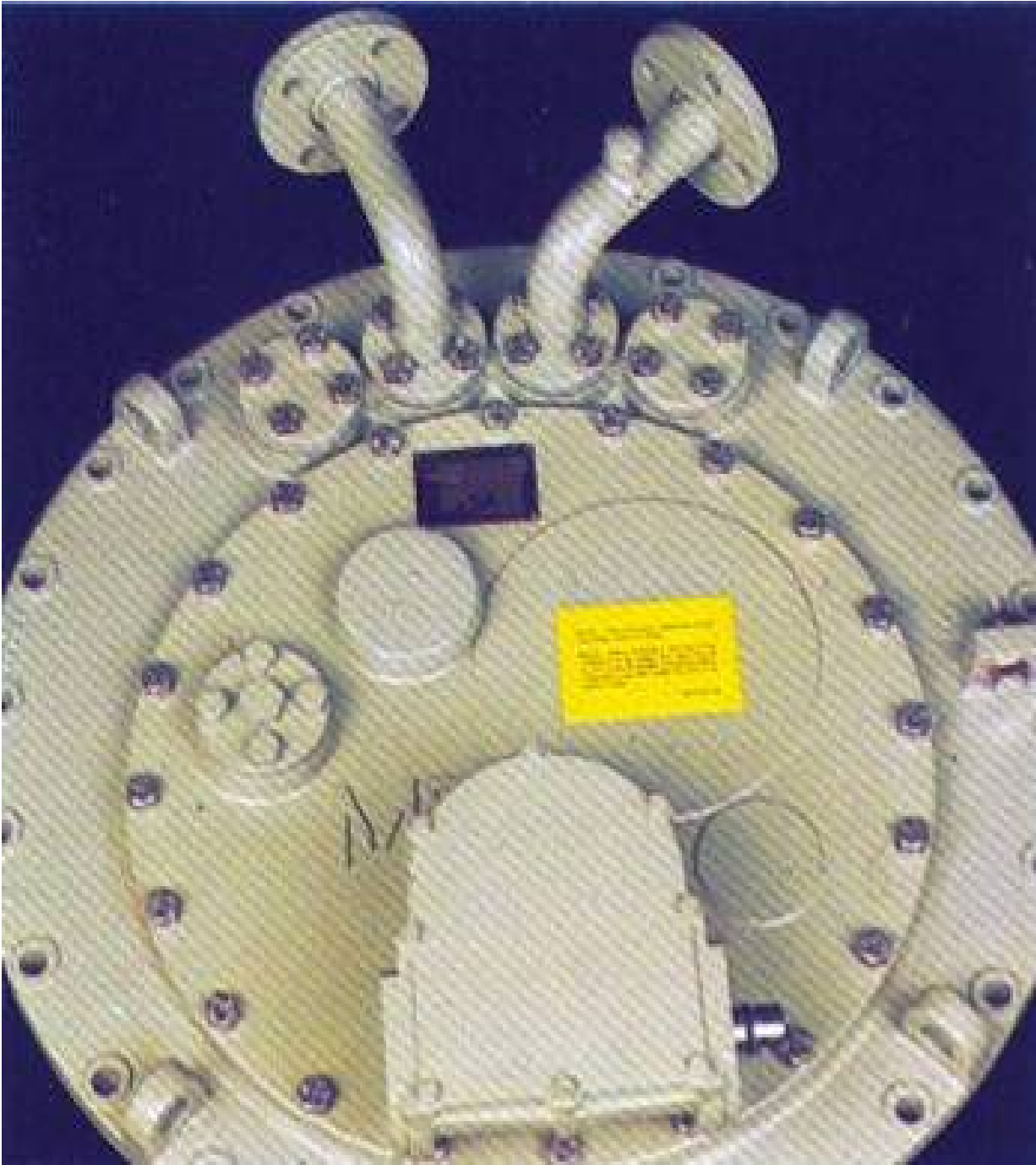
Detalle de los contactos móviles y resistencias de paso (“CTC” tipo “selector-ruptor”)



Detalle interno de la cabeza y accionamiento ("CTC" tipo "selector-ruptor")



Detalle cabeza (“CTC” tipo “selector-ruptor”)



Cambiador de tomas en carga tipo “UZ” de “ABB” (on Tank)



Cambiador de tomas en carga tipo “UZ” de “ABB”

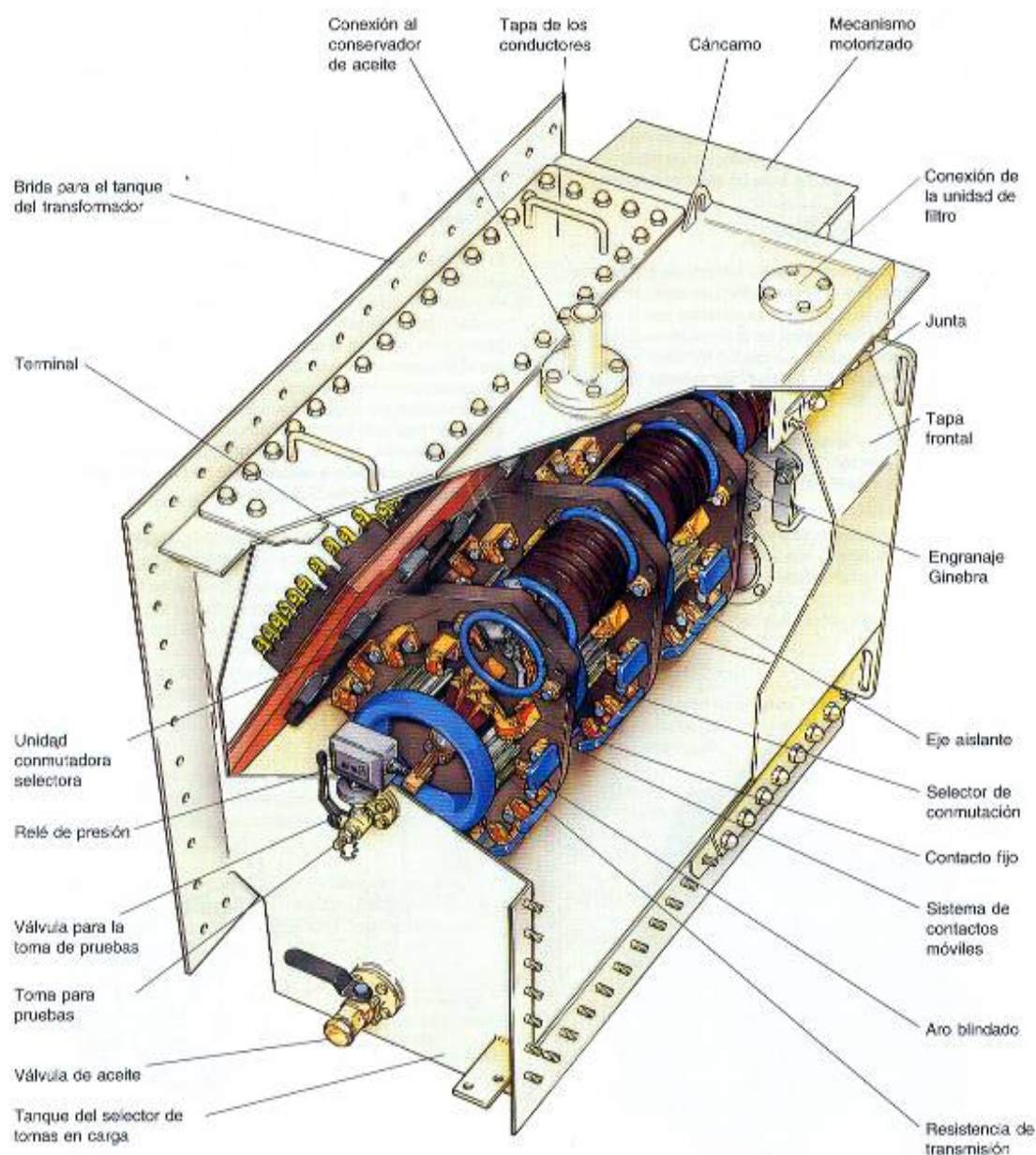
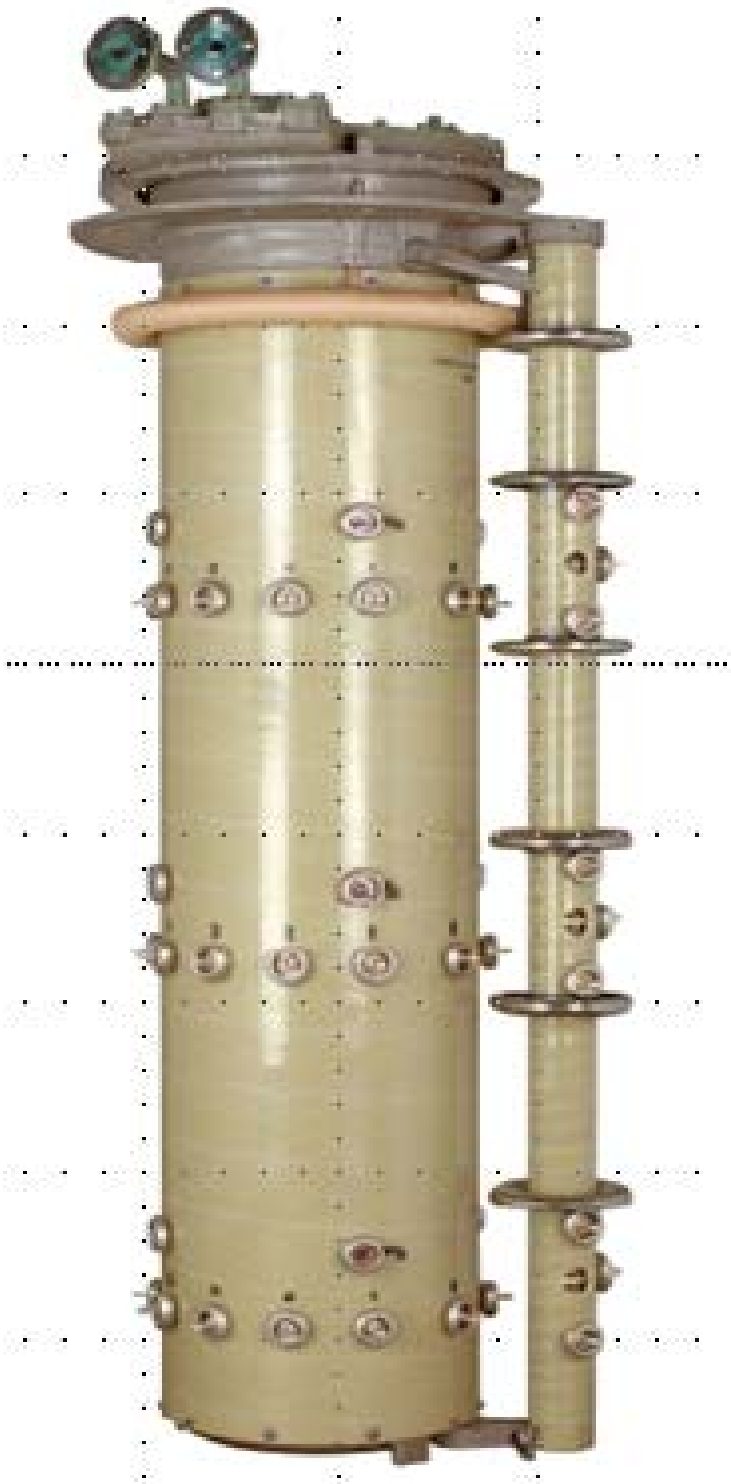
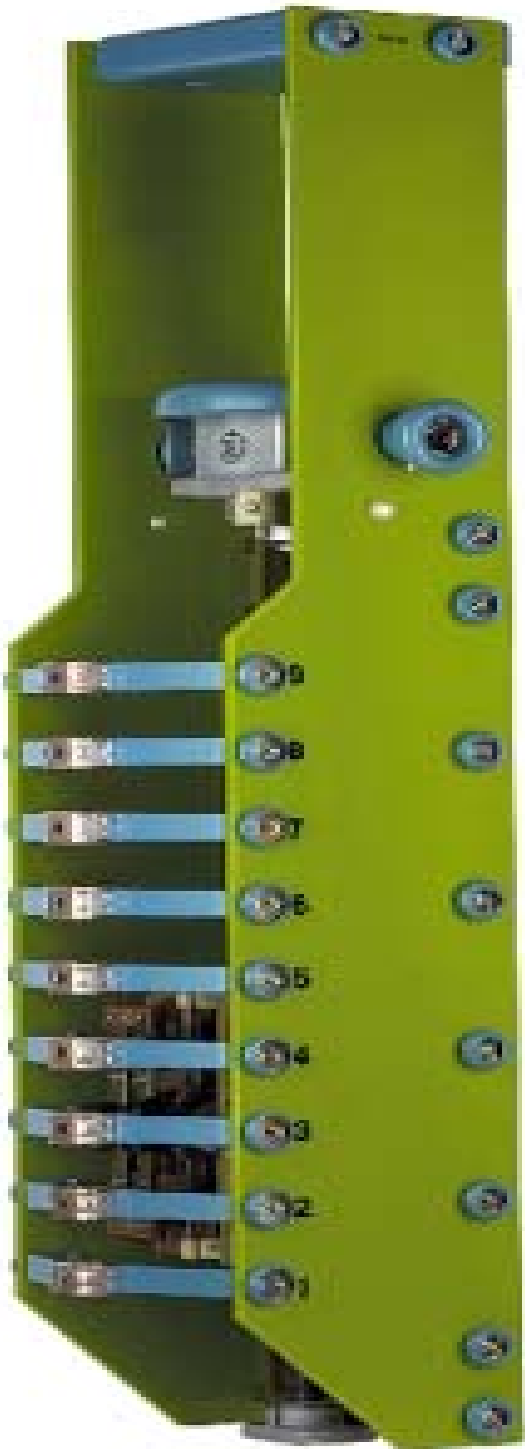


Fig. 3. Esquema del selector de tomas en carga tipo UZF

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP” - ACEITE



Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP” - SECO

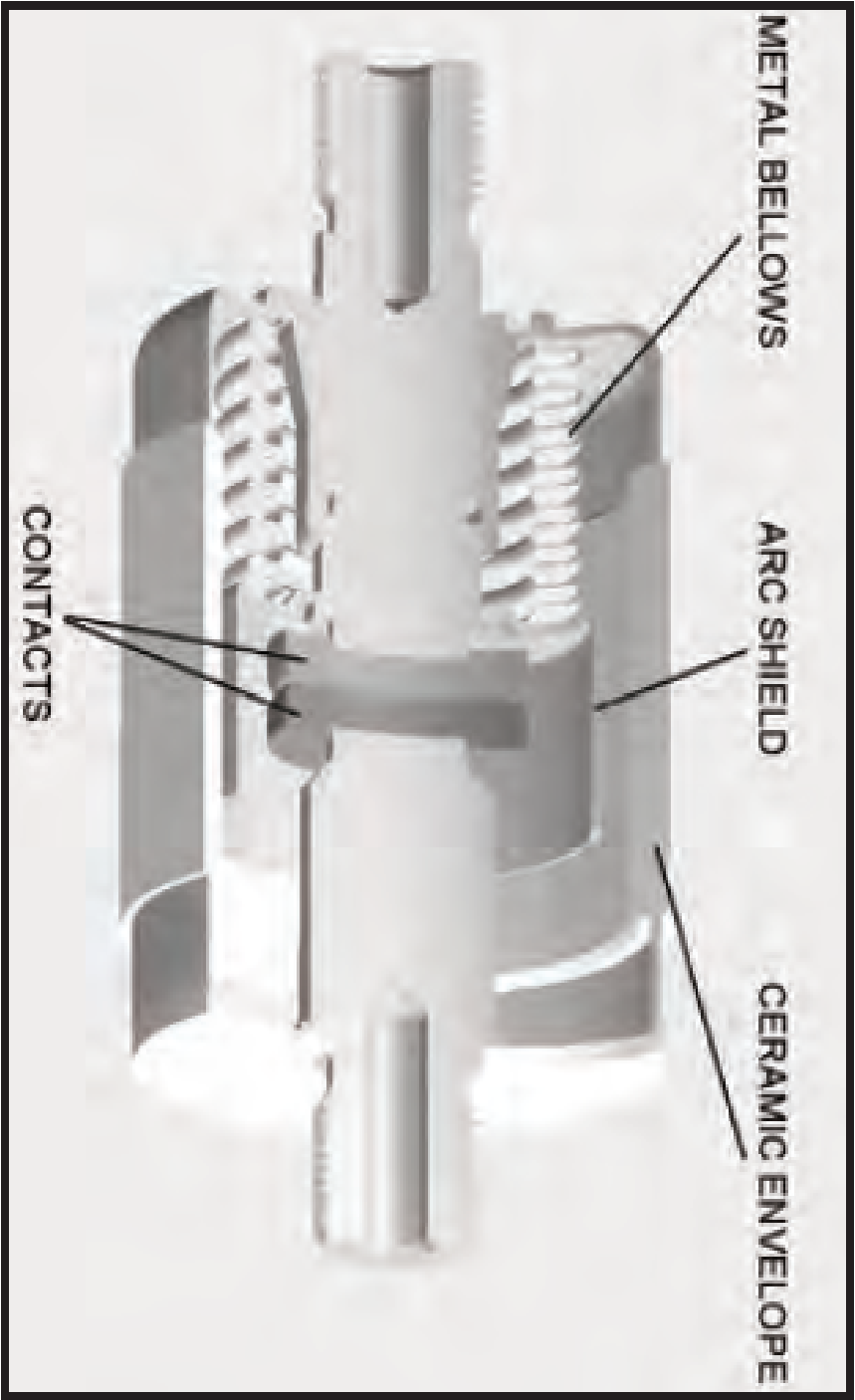


Cambiador de tomas en carga montado tipo “VACUTAP”



Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

DETALLE DE LA BOTELLA DE VACÍO



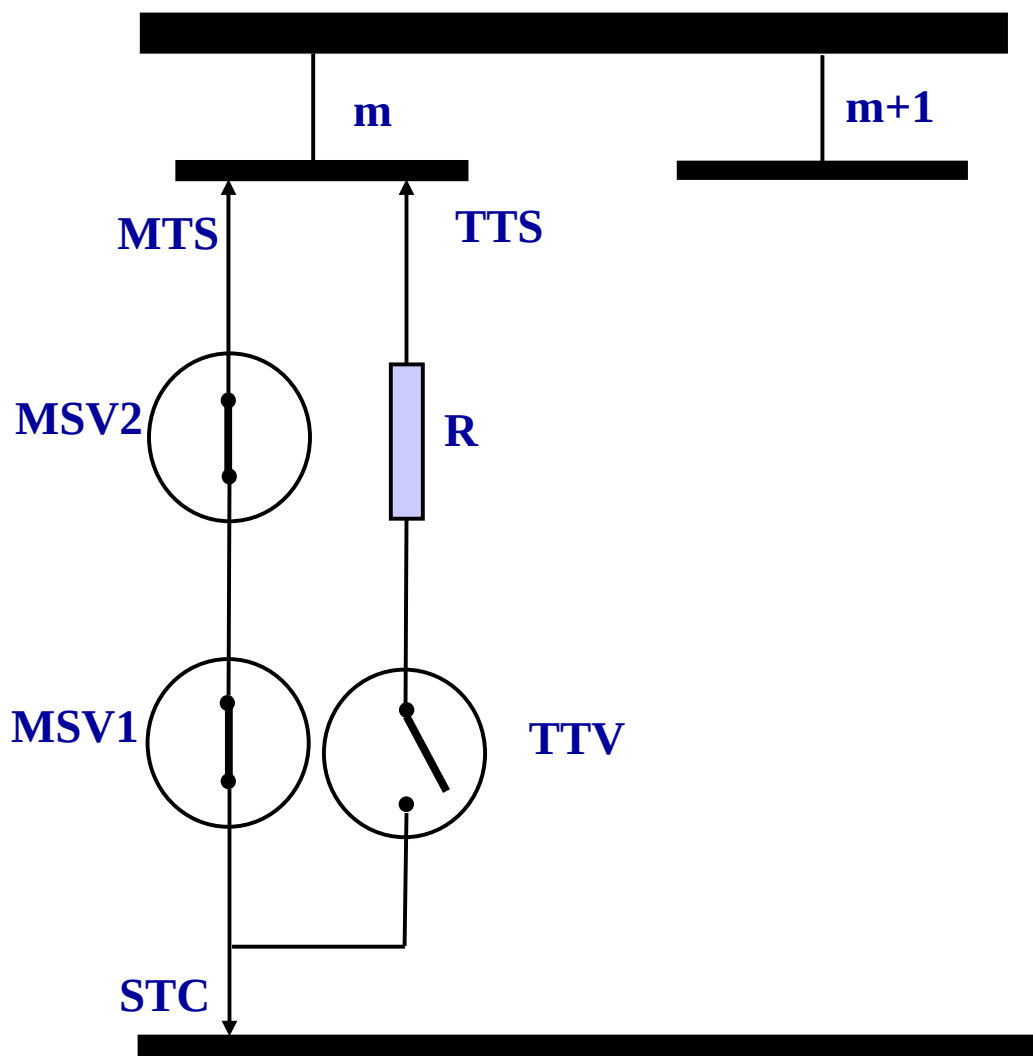
Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

(DESIGNACIÓN DE CONTACTOS)

- TTS:** Contactos del selector de tomas
(circuito de transición)
- TTV:** Contactos de transición, en el
interruptor de vacío
(circuito de transición)
- MSV1:** Contactos principales de corte,
en el interruptor de vacío
(circuito principal)
- MSV2:** Contactos de seguridad principales
de corte, en el interruptor de vacío
(circuito principal)
- MTS:** Contactos fijos del selector de tomas
(circuito principal)
- STC:** Contactos deslizantes punto de
estrella
- R:** Resistencia de transición
- Ic:** Corriente circulante

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

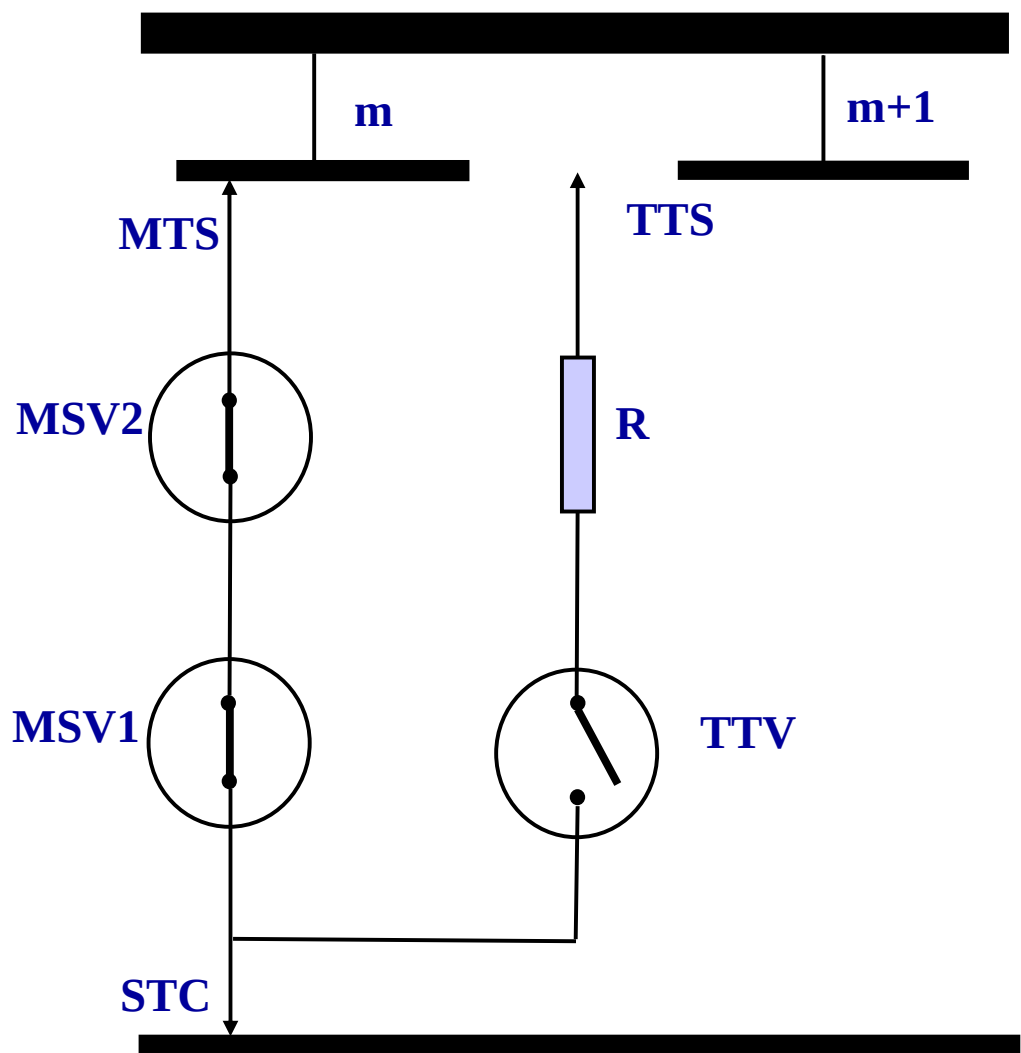
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



1-POSICIÓN DE TRABAJO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

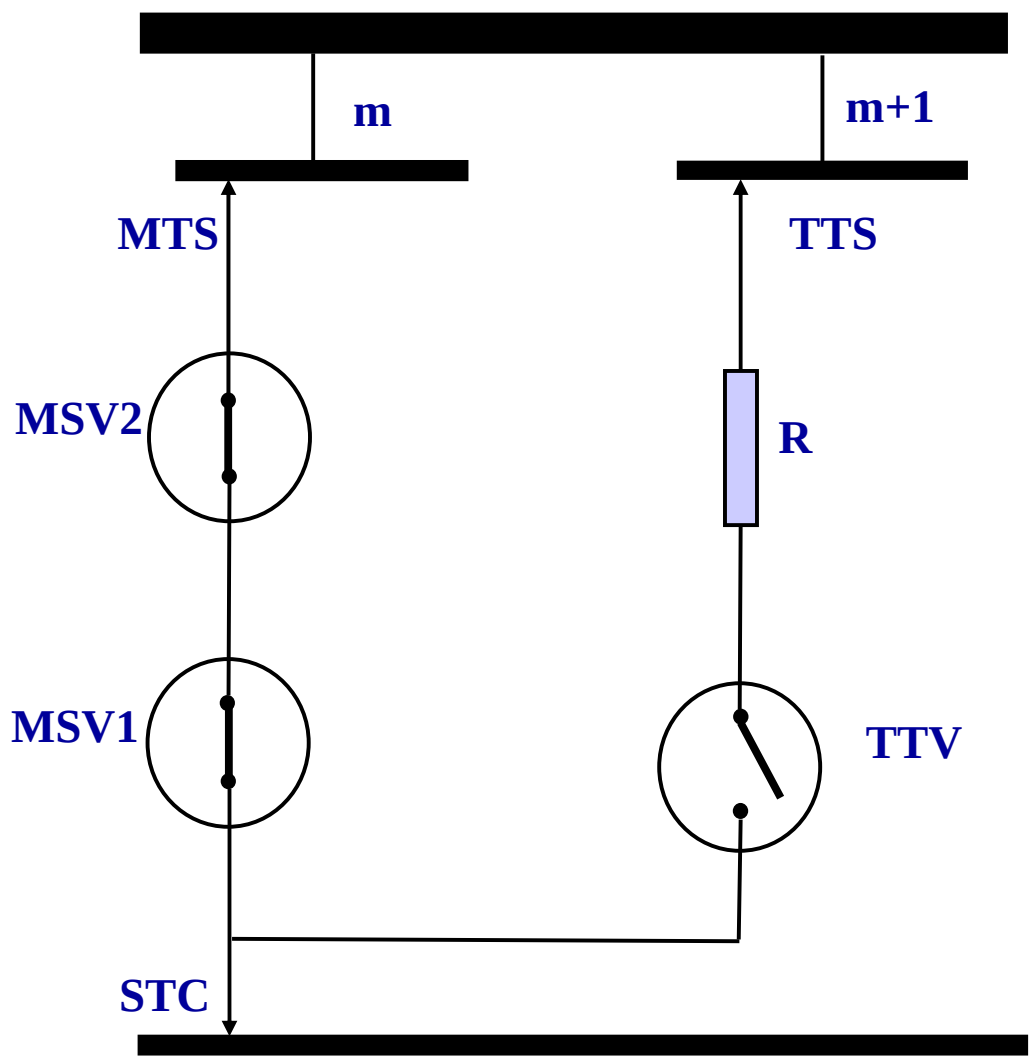
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



2-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

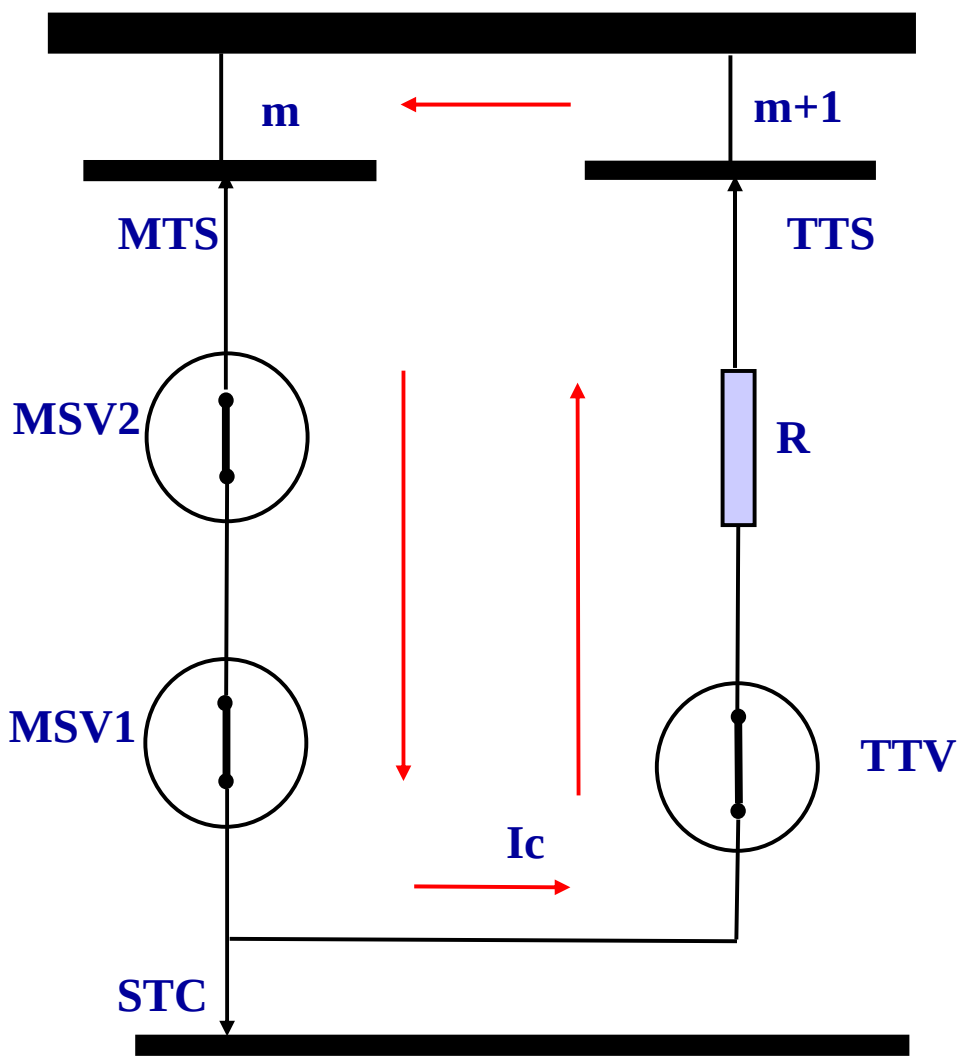
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



3-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

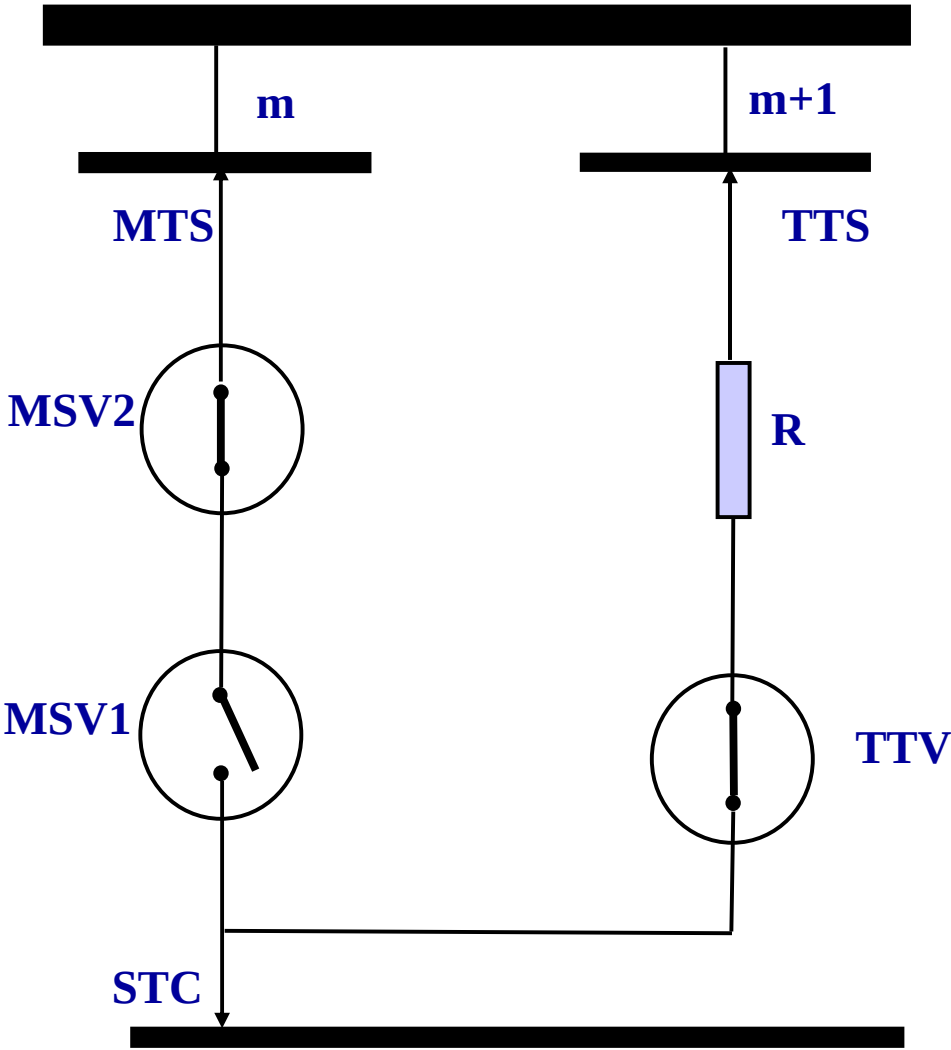
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



4-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

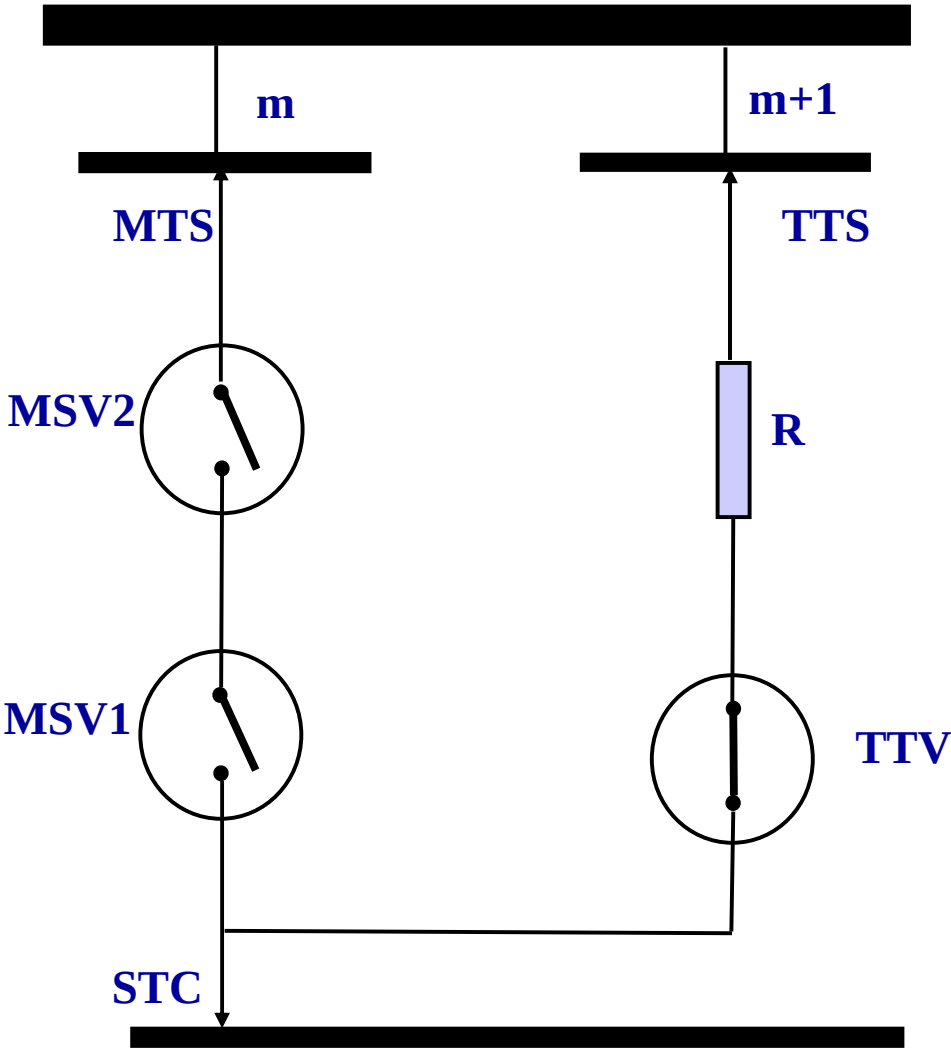
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



5-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

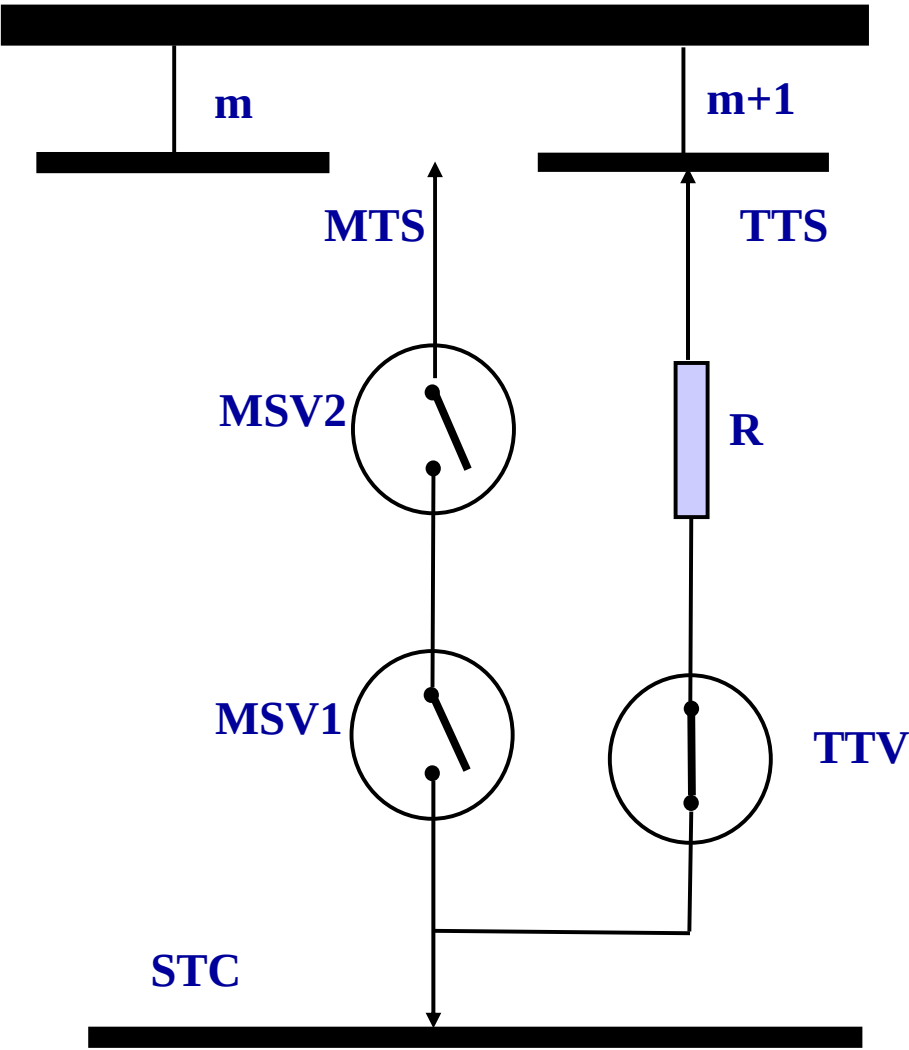
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



6-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

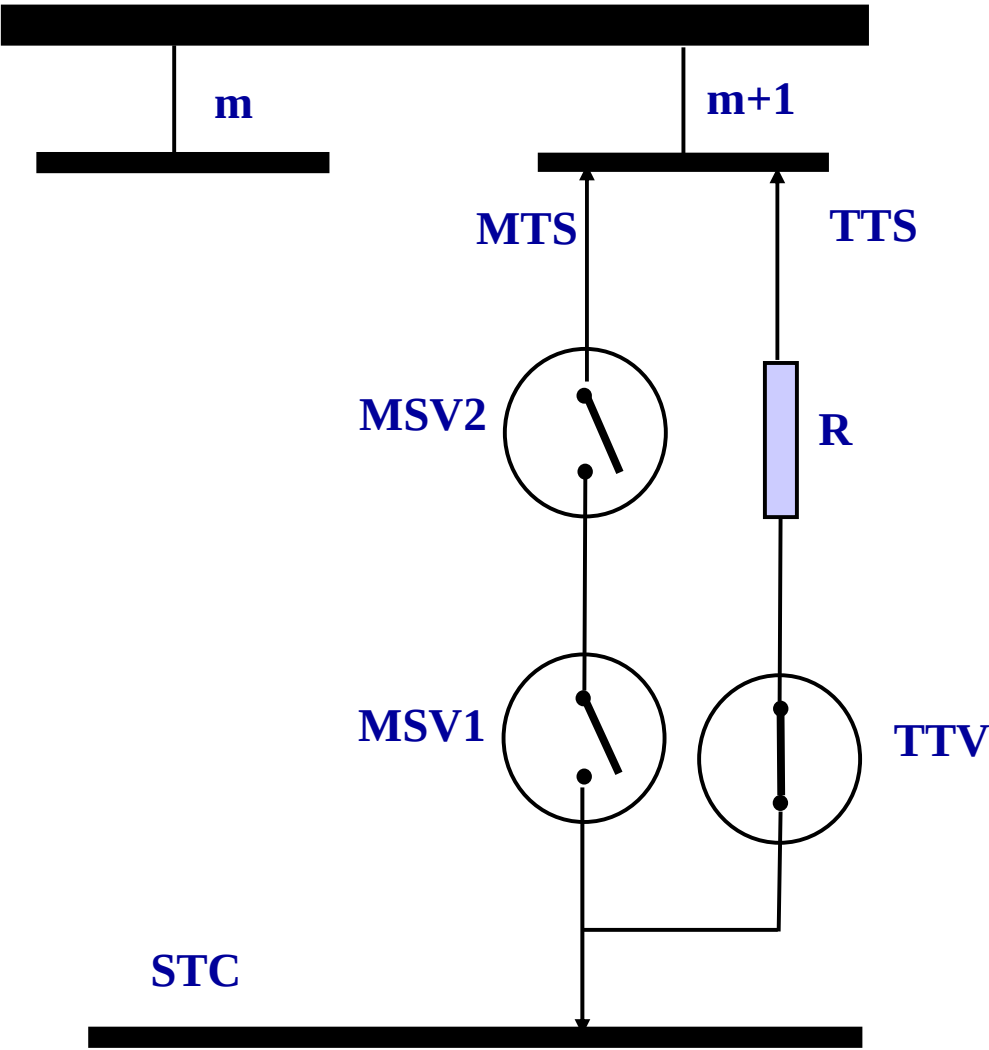
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



7-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

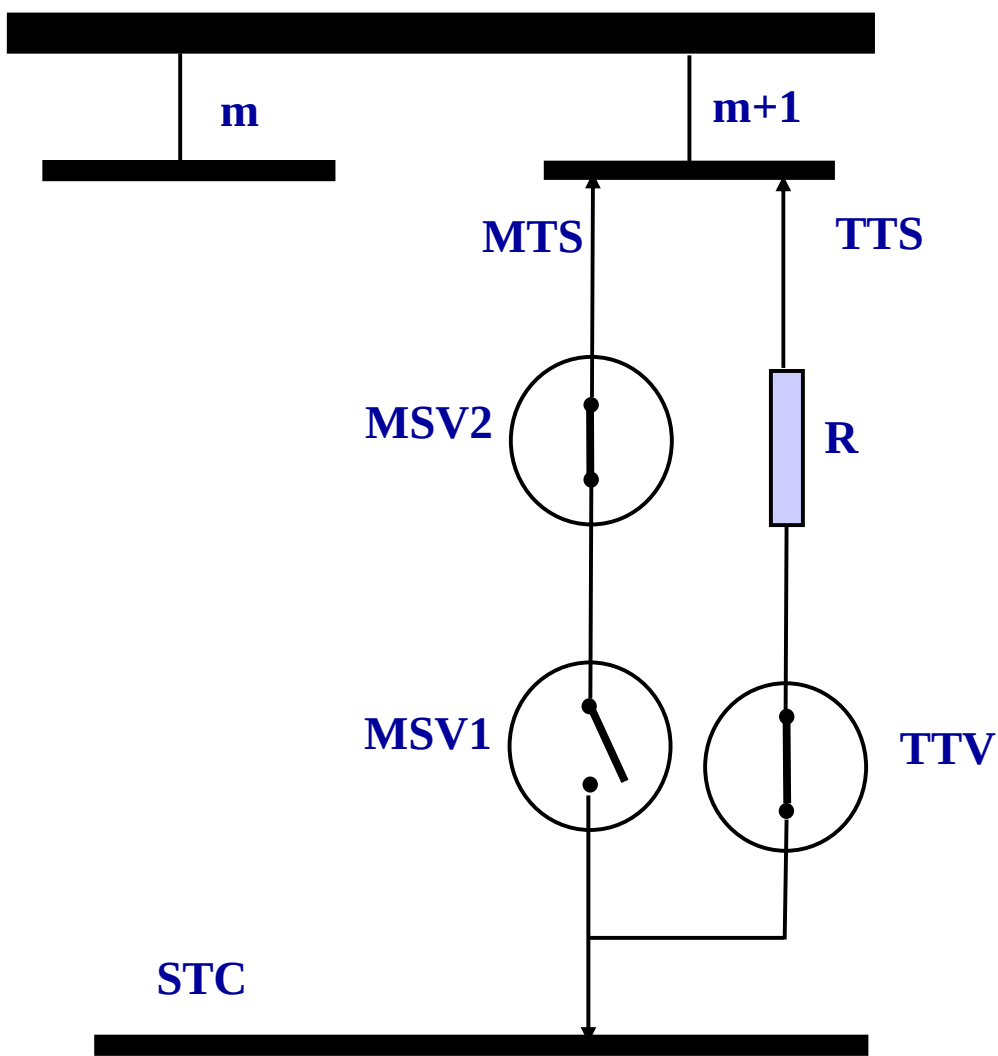
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



8-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

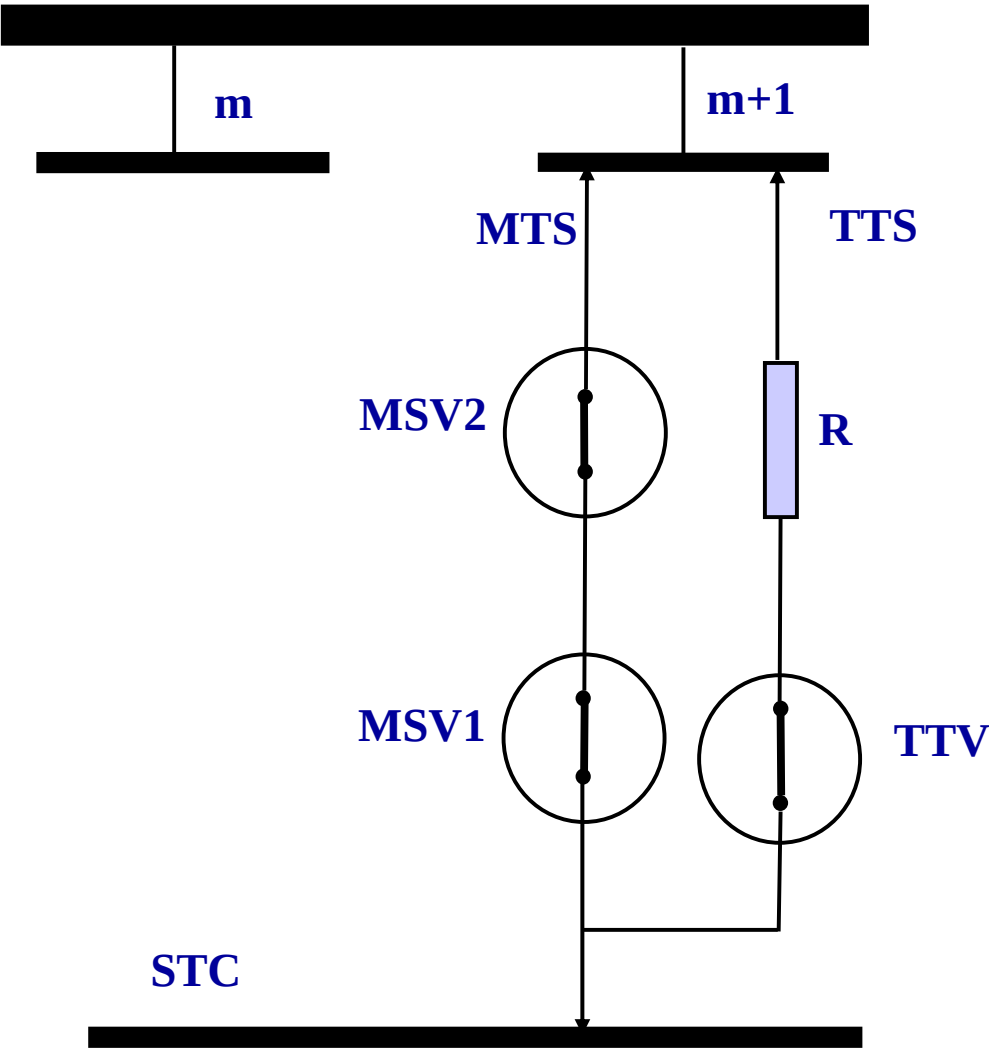
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



9-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

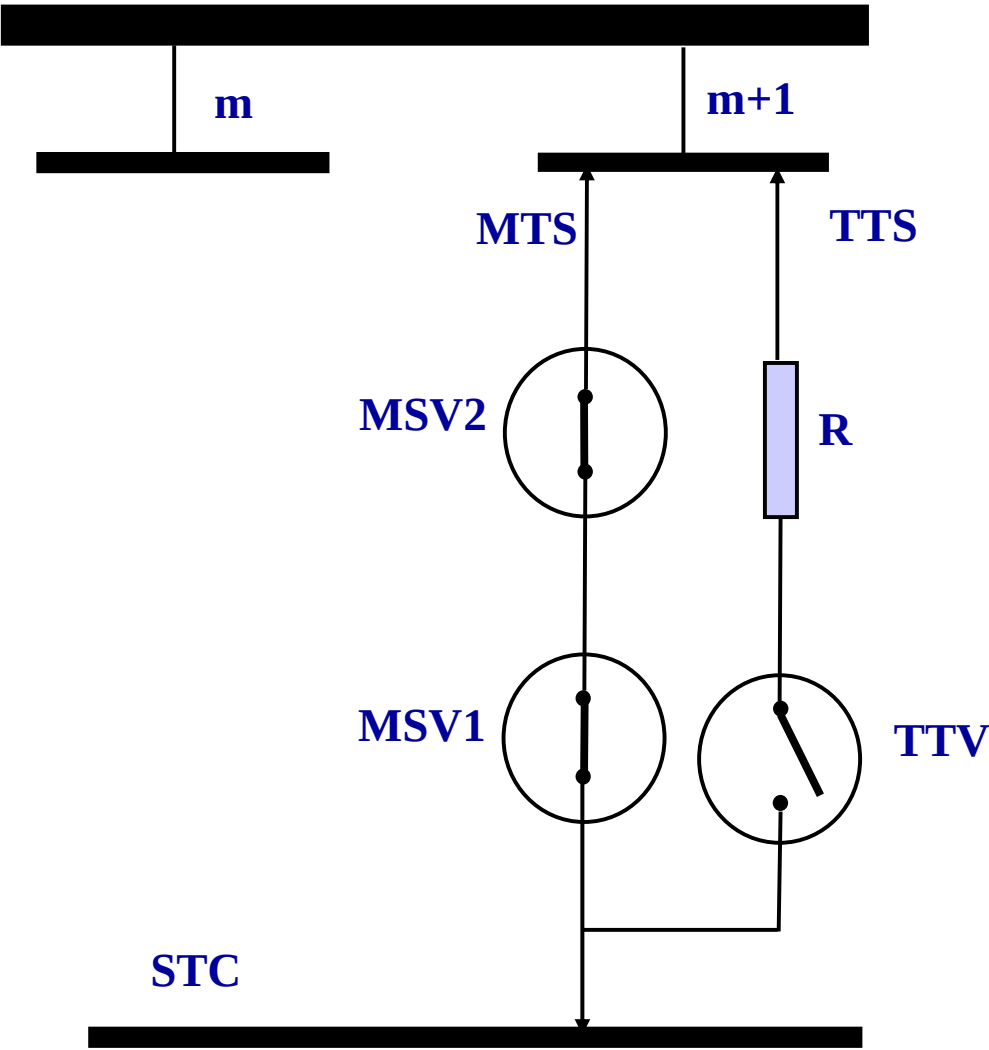
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



10-POSICIÓN DE PASO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

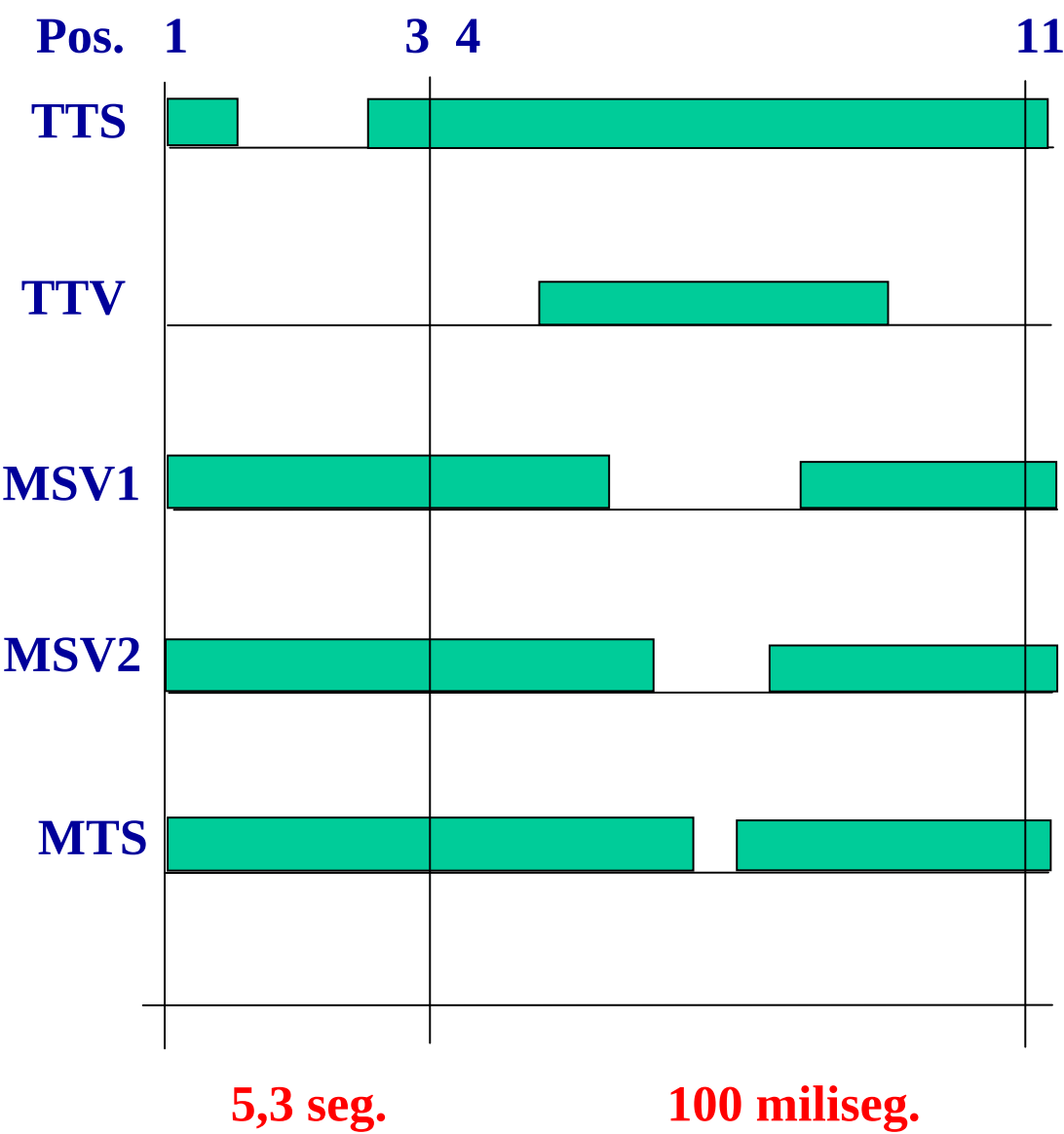
(SECUENCIA DE CONMUTACIÓN)



11-POSICIÓN DE TRABAJO

Cambiador de tomas en carga tipo “VACUTAP”

DIAGRAMA DE CONMUTACIÓN



Accionamiento por motor para “CTC” de “ABB”



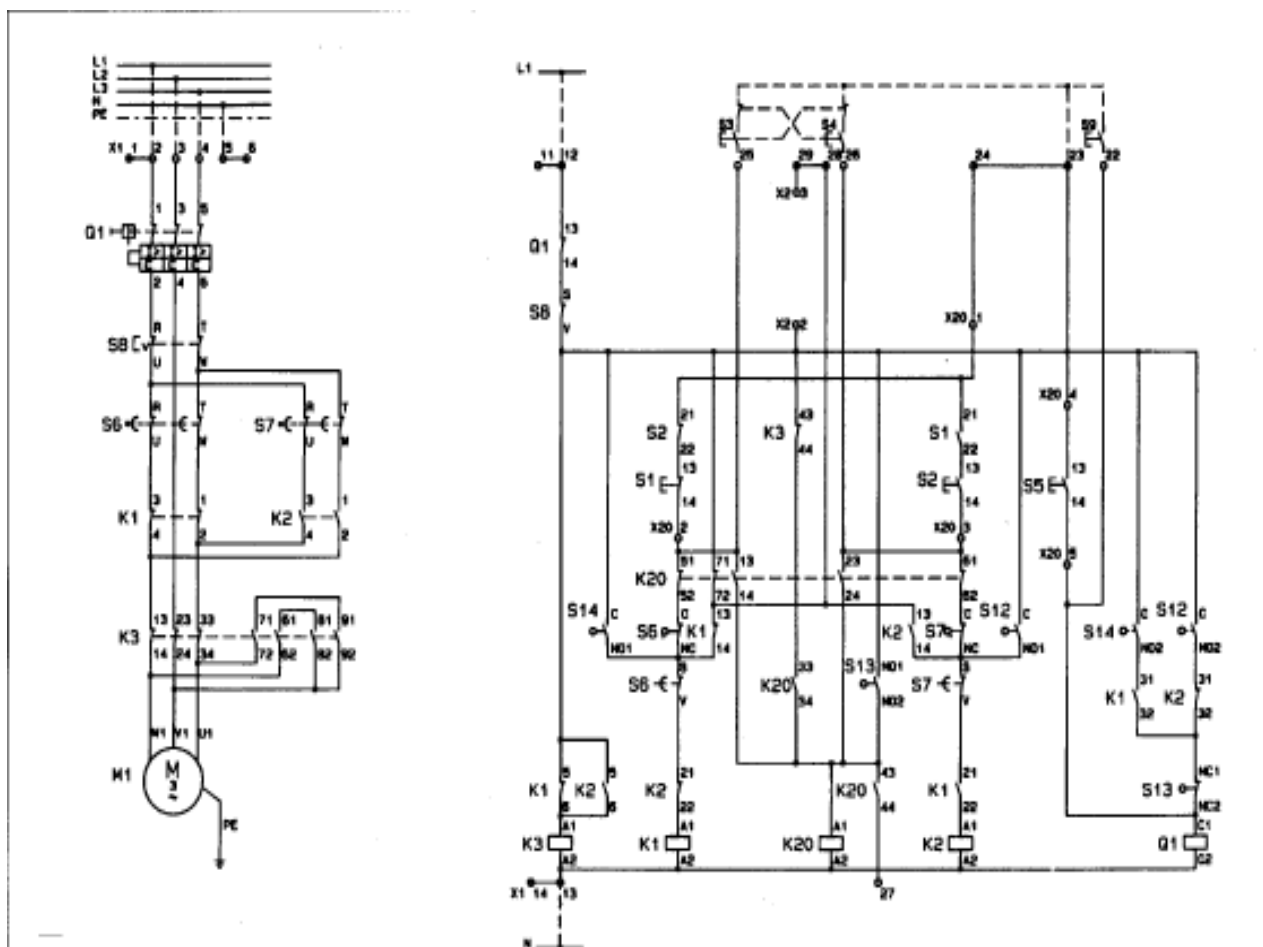
Detalle de accionamiento por motor para “CTC” de “ABB”



Detalle del accionamiento por motor para “CTC” de “MR”

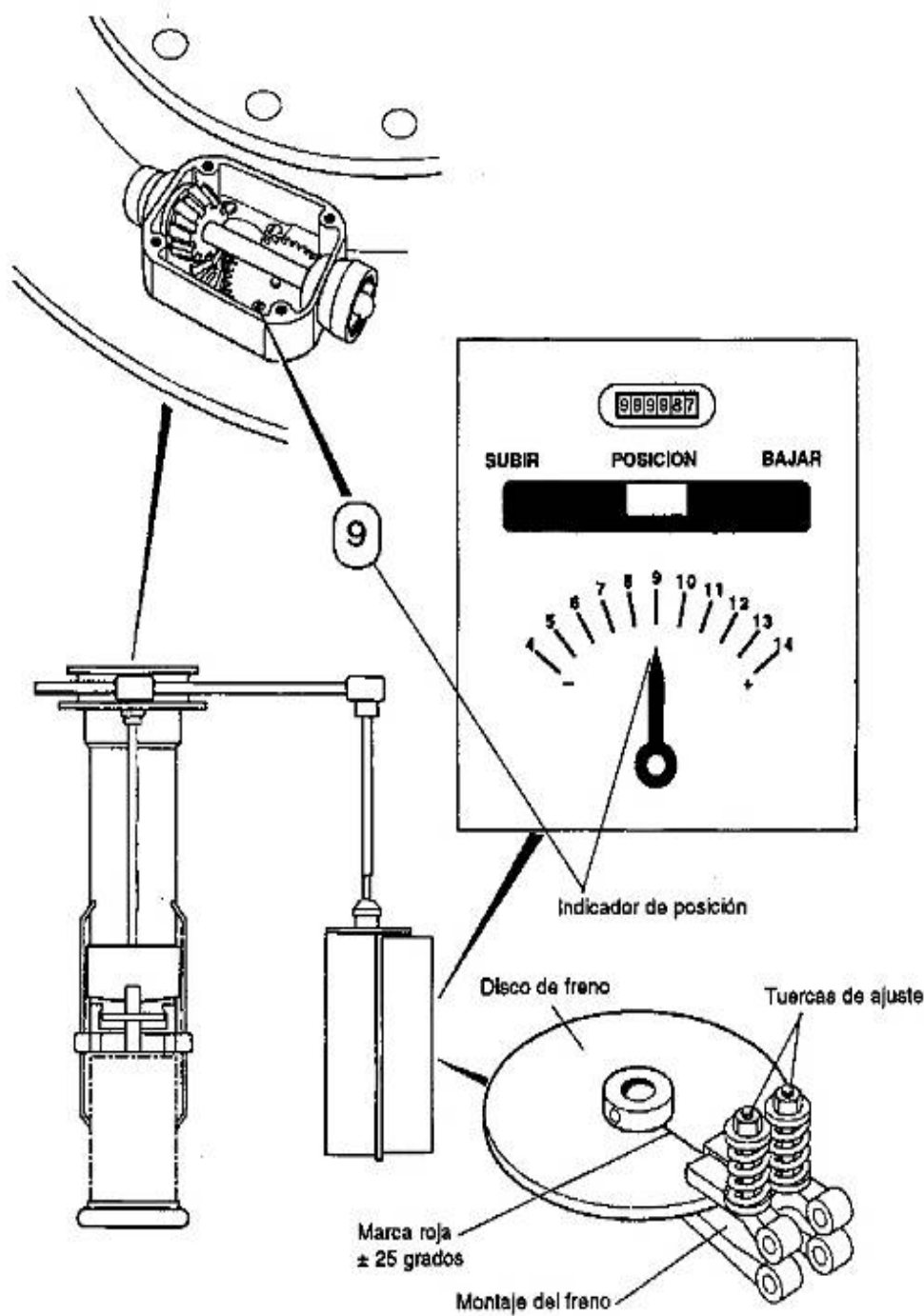


Esquema típico de un mando a motor



- | | |
|---------------|--|
| B1: | Termostato control caldeo |
| H1: | Lámpara señalización interruptor Q1 disparado |
| K1/K2: | Contactores principales mando subir/bajar |
| K3: | Contactador de frenado |
| K20:: | Contactador maniobra paso-a-paso |
| M1 | Motor trifásico |
| Q1: | Magnetotérmico protección del motor |
| R1/R2: | Resistencias de caldeo |
| S1/S2: | Pulsadores mando subir/bajar |
| S5: | Pulsador disparo Q1 |
| S6/S7: | Fines de carrera posiciones Máx/Mín |
| S8: | Interruptor bloqueo por manivela |
| S13: | Inversor maniobra paso-a-paso |

Detalle del indicador de posiciones y disco de freno de un “CTC” de “ABB”



REFRIGERACIÓN

Transformador con radiadores tipo “Aletas”

Modelo antiguo



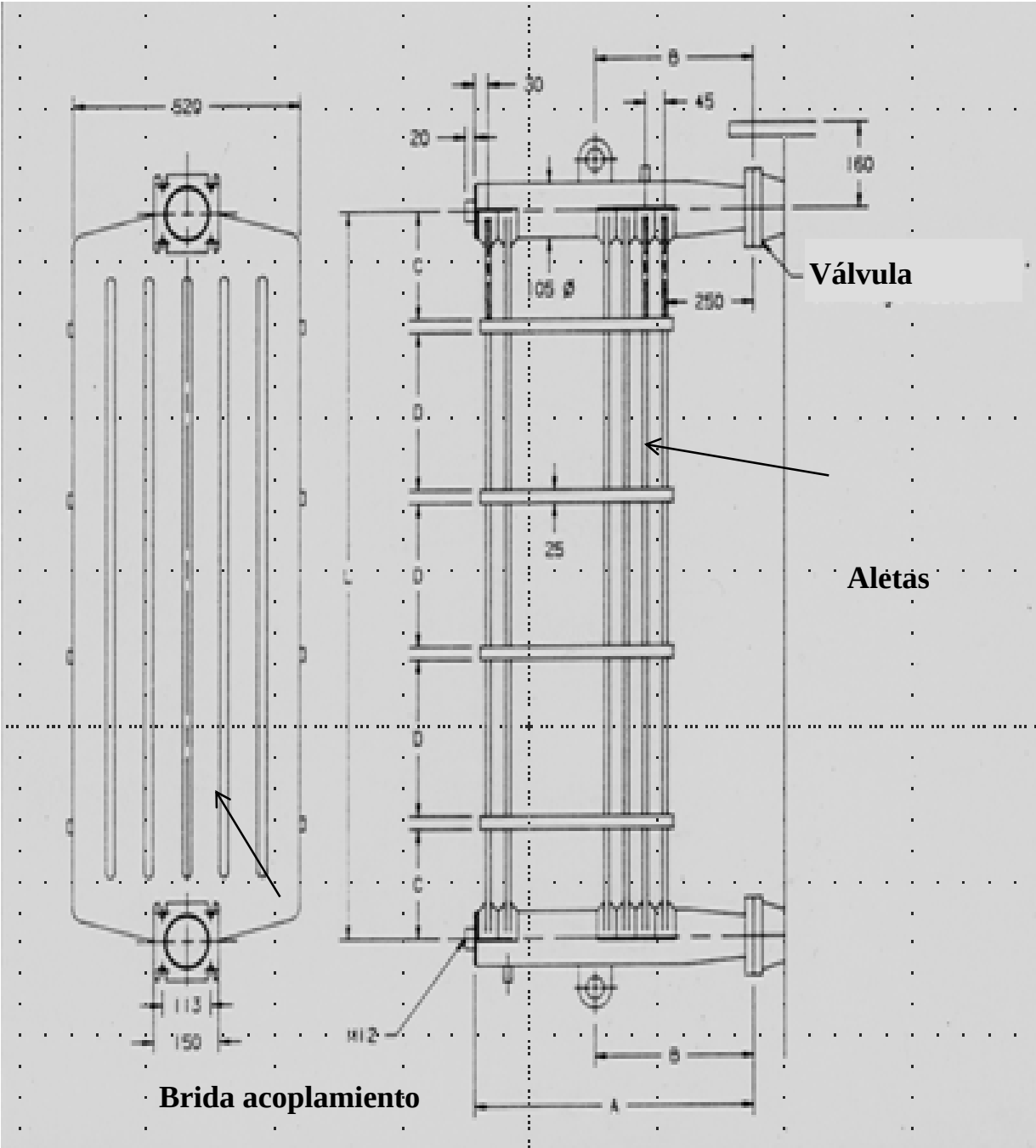
Transformador con radiadores tipo “Aletas”

Modelo nuevo



Transformador con radiadores tipo “Aletas”

Modelo antiguo



Transformador con radiadores de “Tubos”

Modelo antiguo



Transformador con aerorefrigerantes

Modelo antiguo



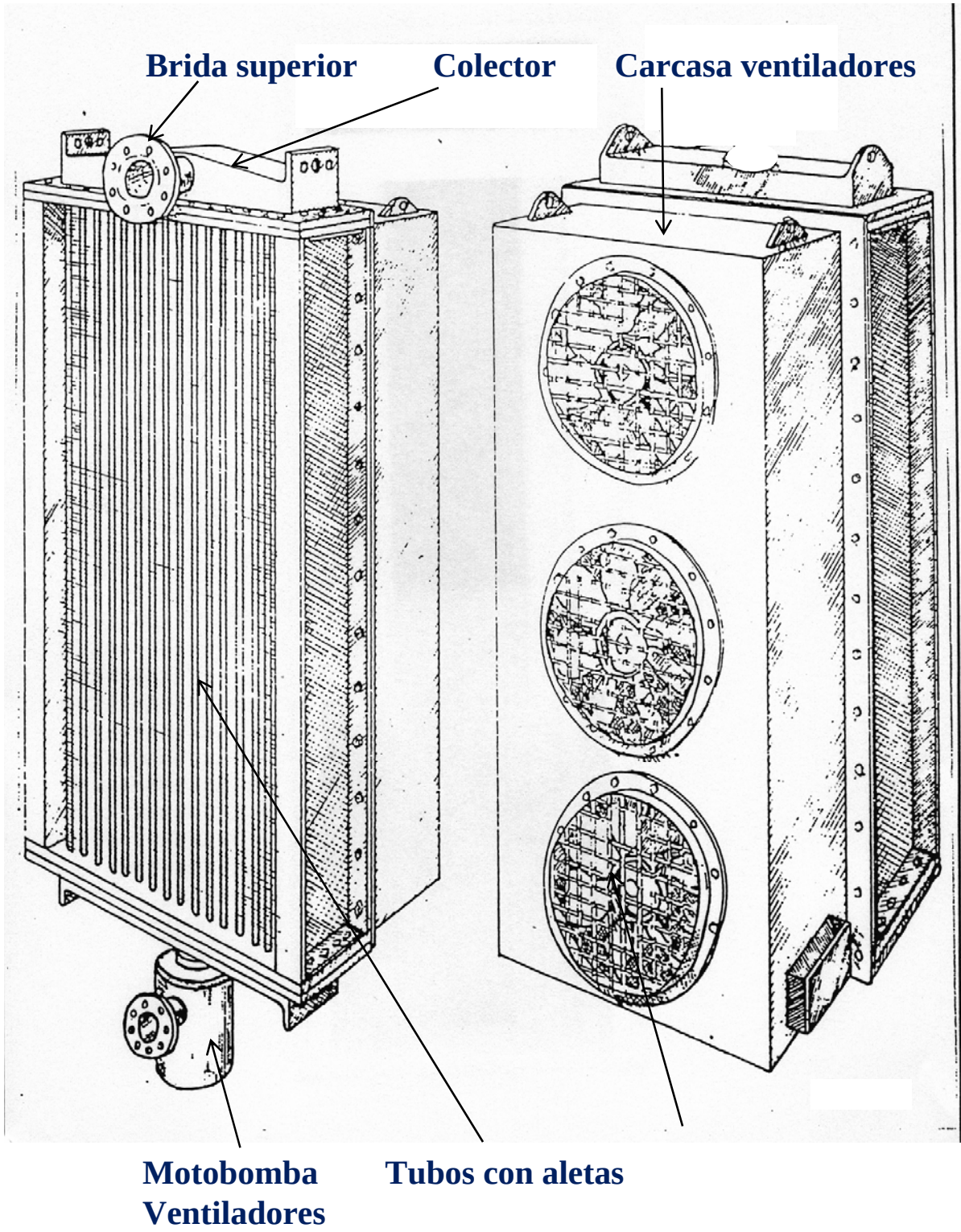
Transformador con aerorefrigerantes

Modelo “ARA”



Aerorefrigerantes

Modelo "ARA"



Transformador con aerorefrigerantes

Modelo “ABB”



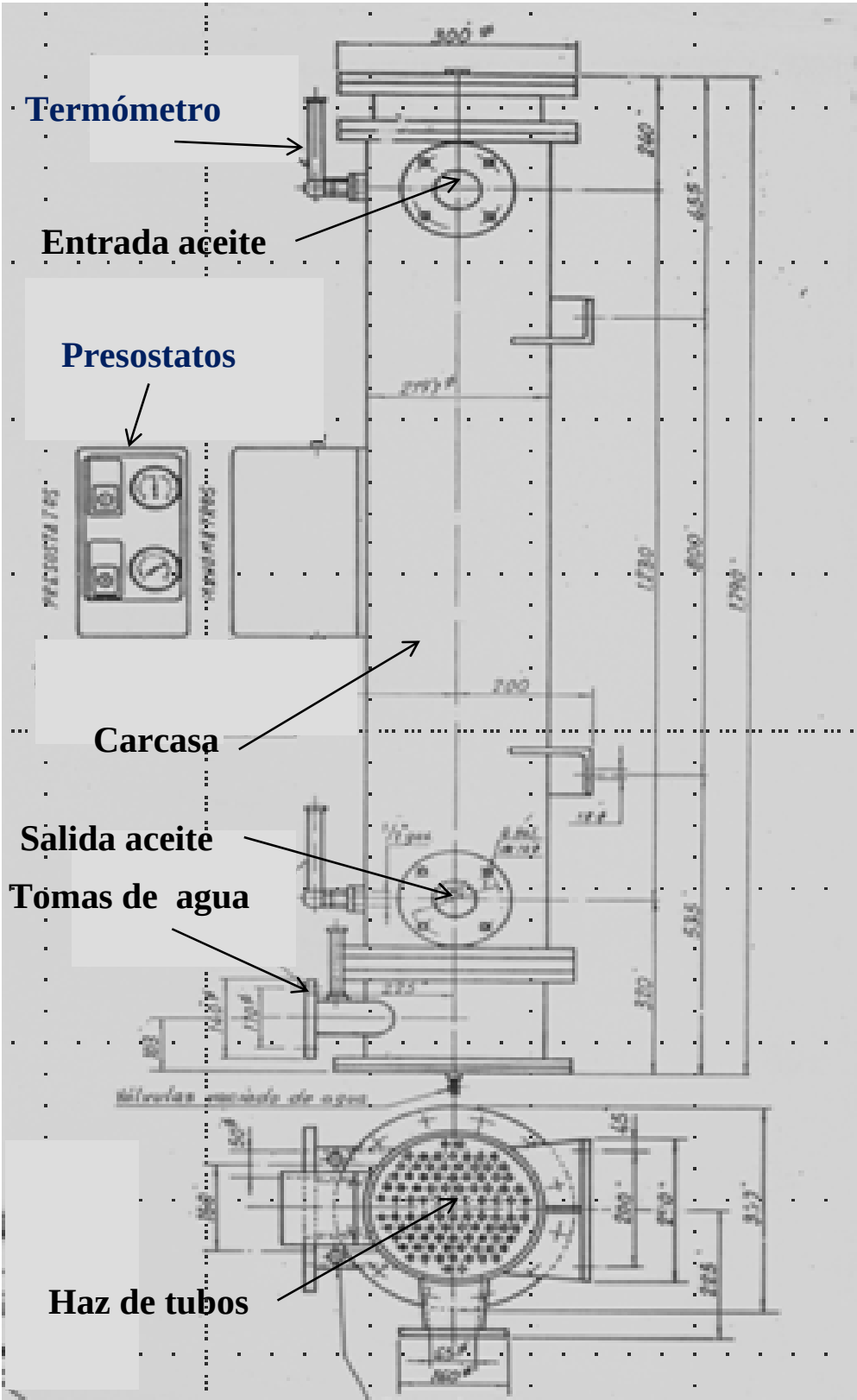
Hidrorefrigerantes

Modelo “ARA”



Hidrorefrigerantes

Modelo “ARA”



Ventiladores para soplado horizontal

(sobre radiadores de aletas)

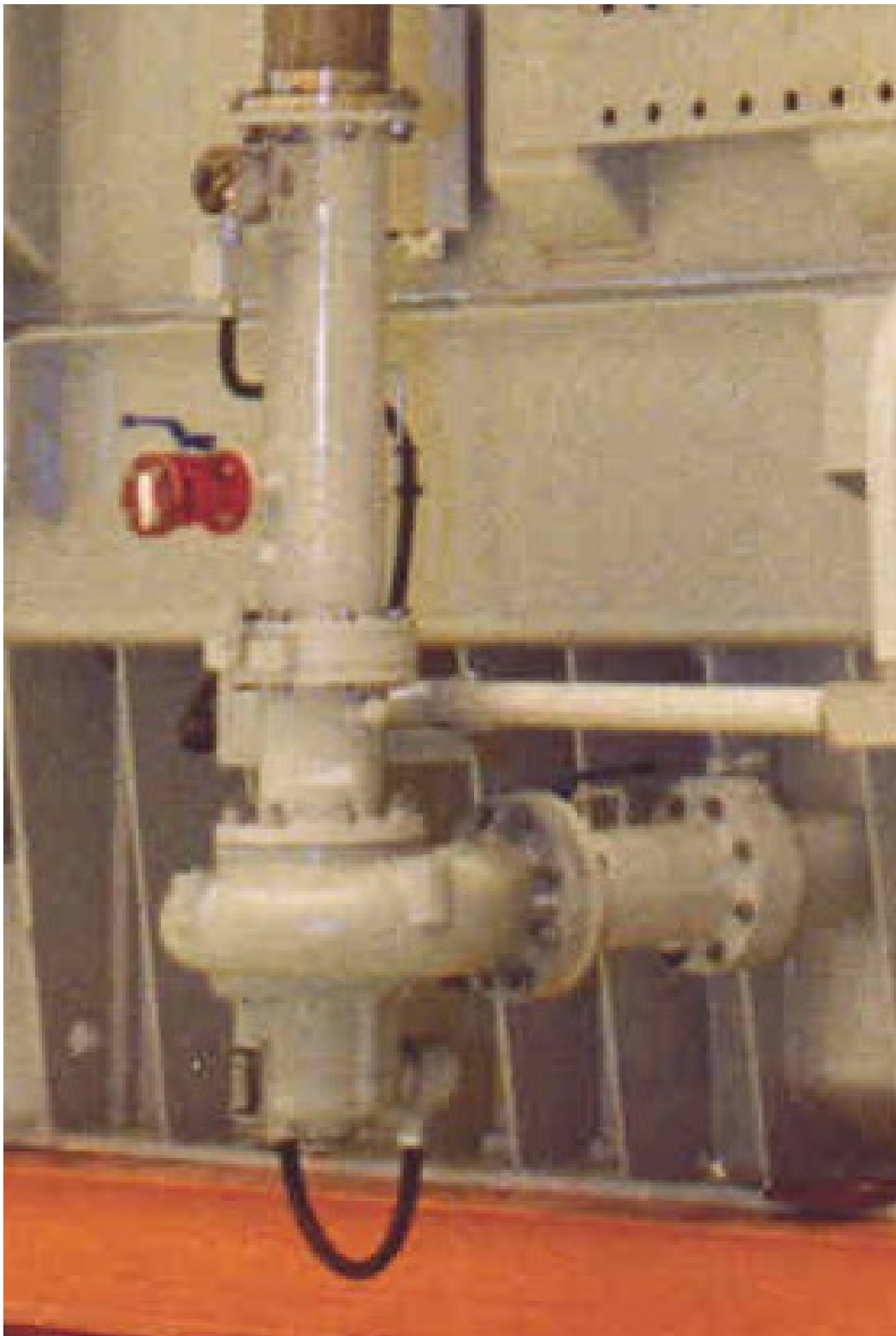


Ventiladores para soplado vertical

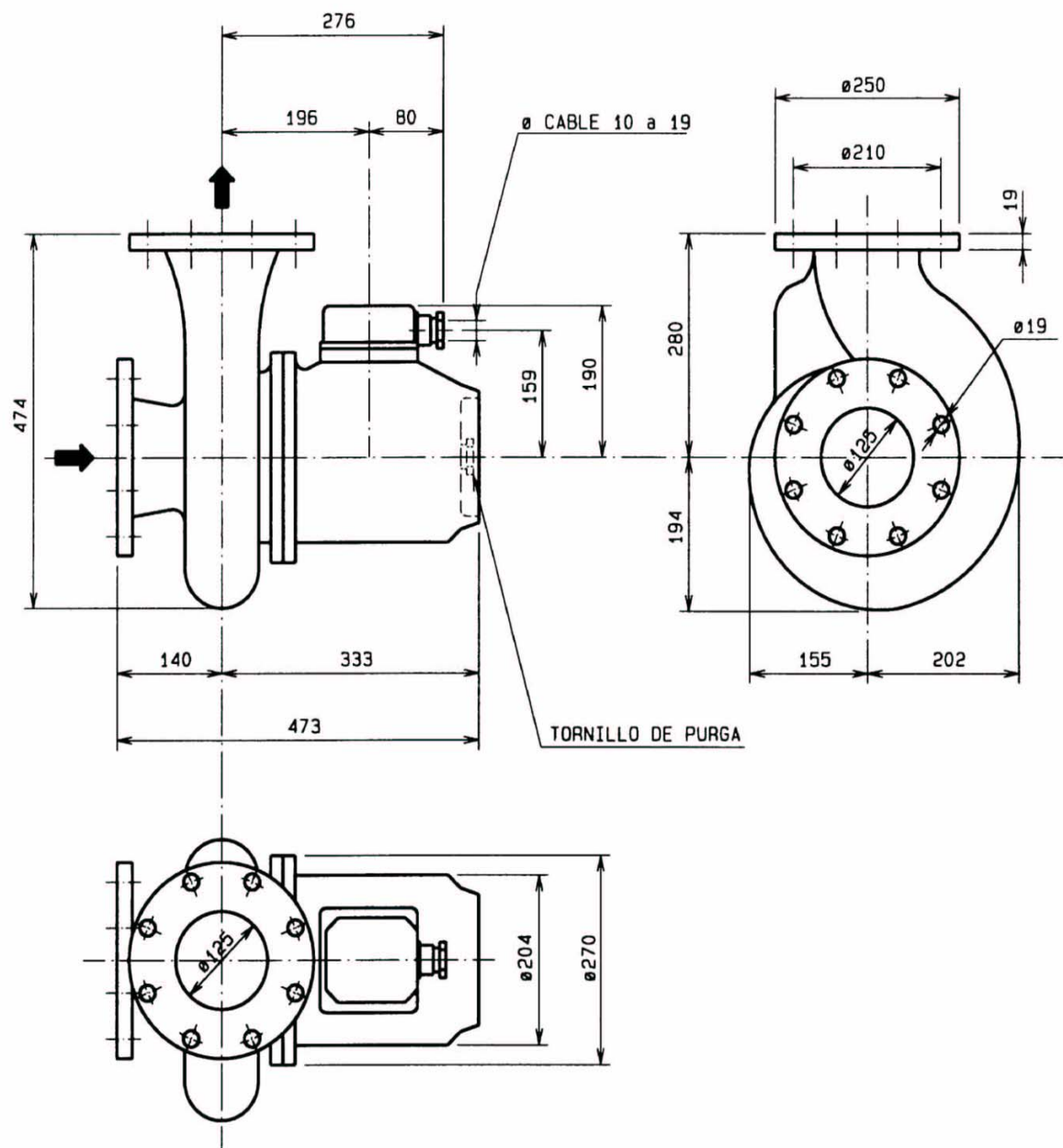
(sobre radiadores de aletas)



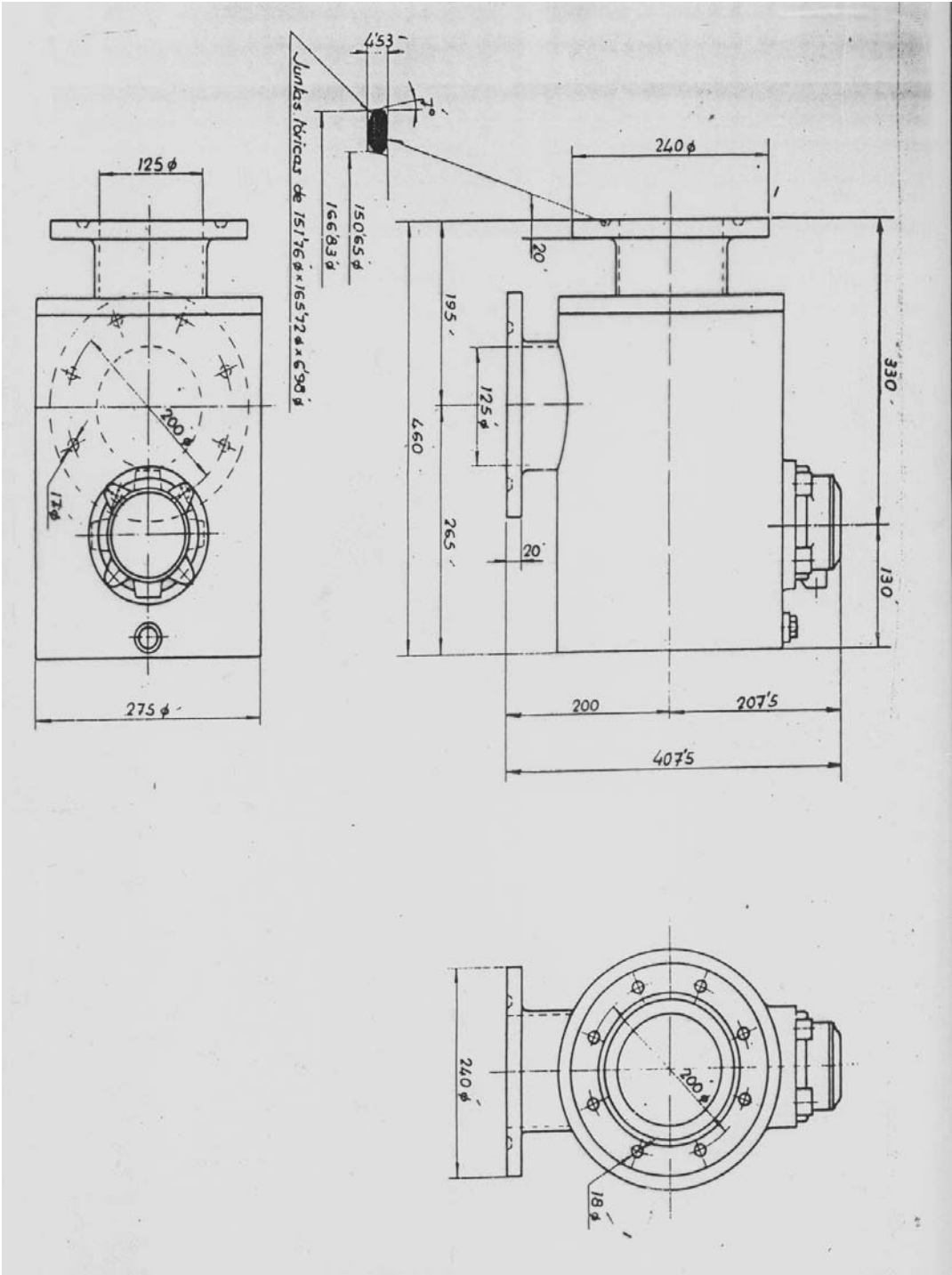
Motobomba centrífuga “ABB”



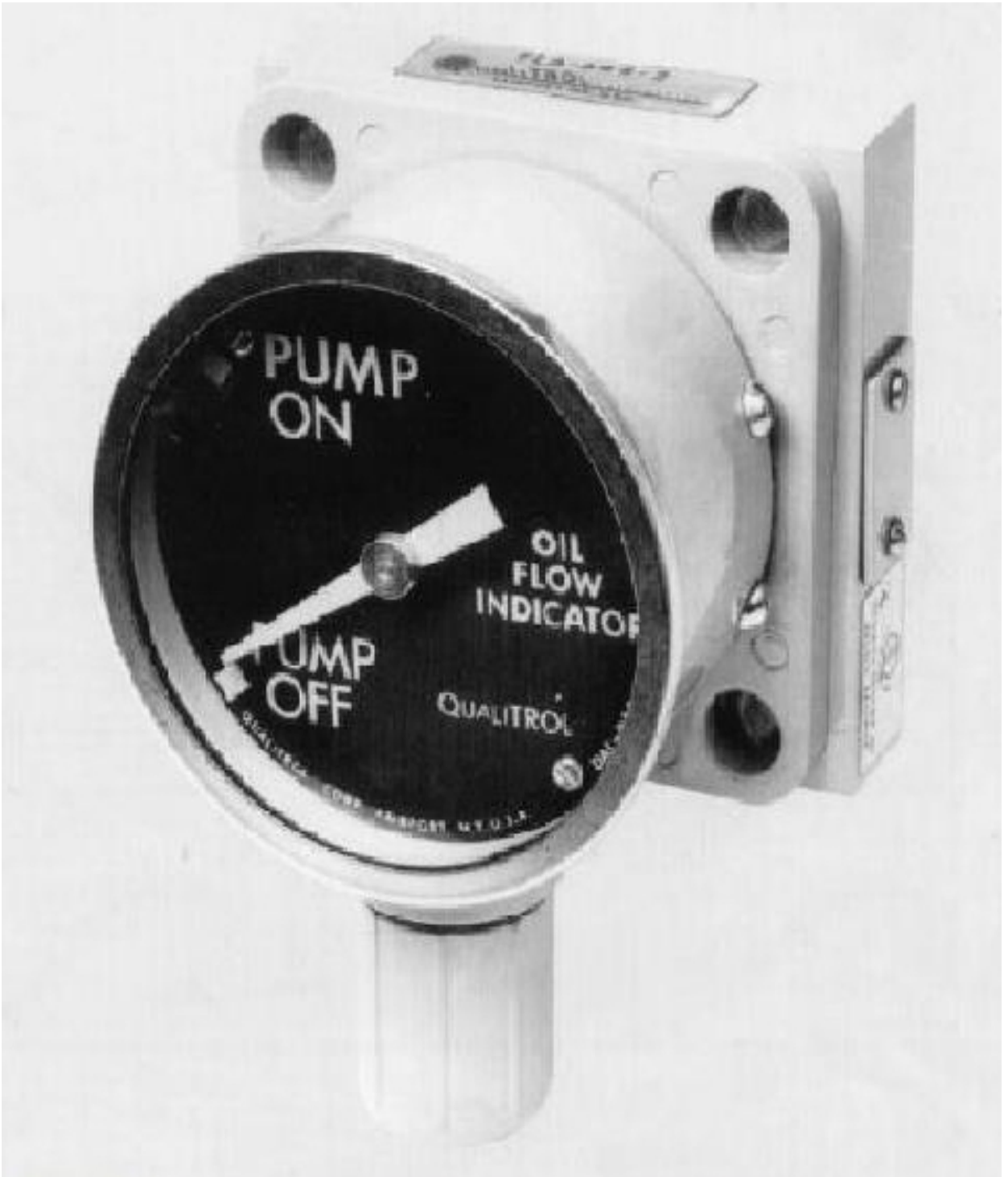
Motobomba centrífuga “ABB”



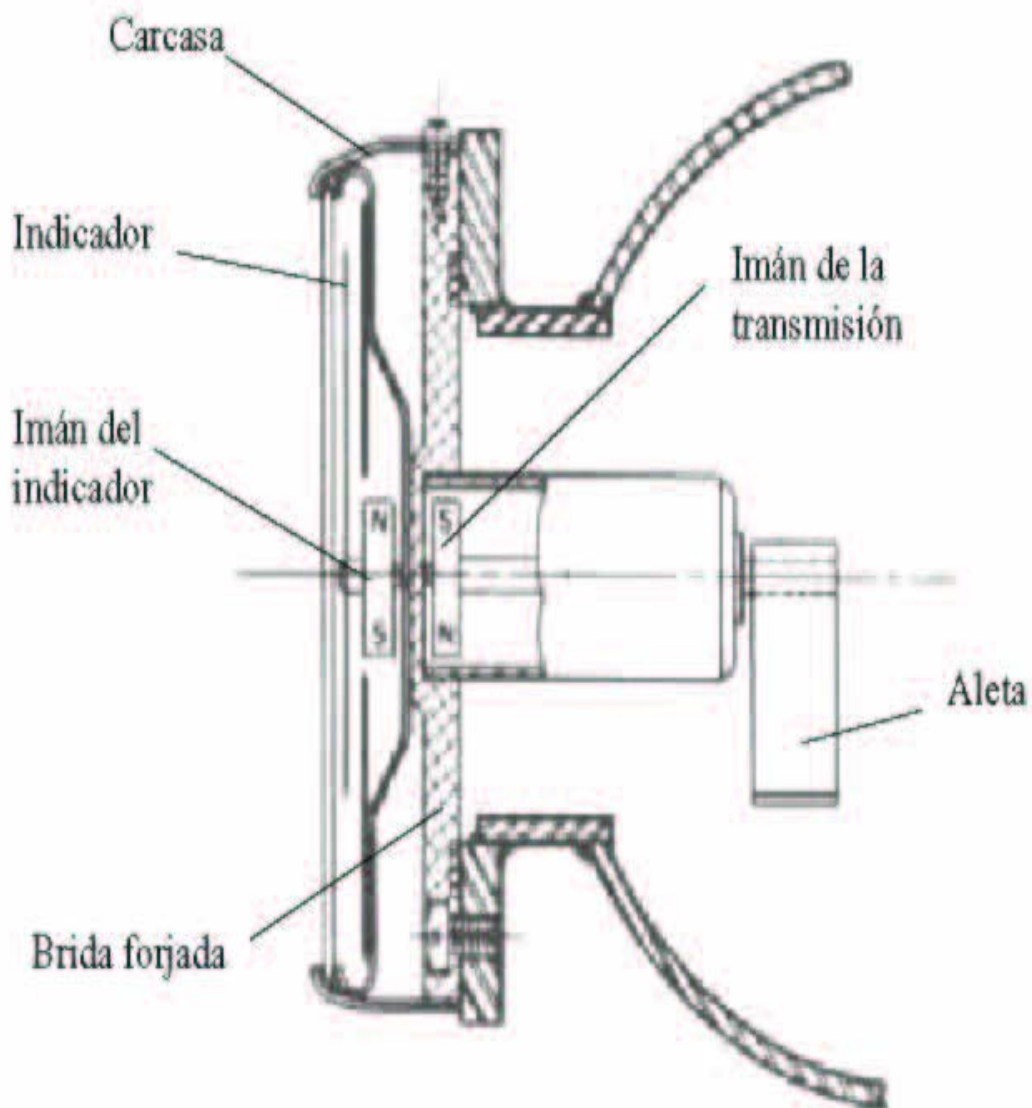
Motobomba centrífuga “ARA”



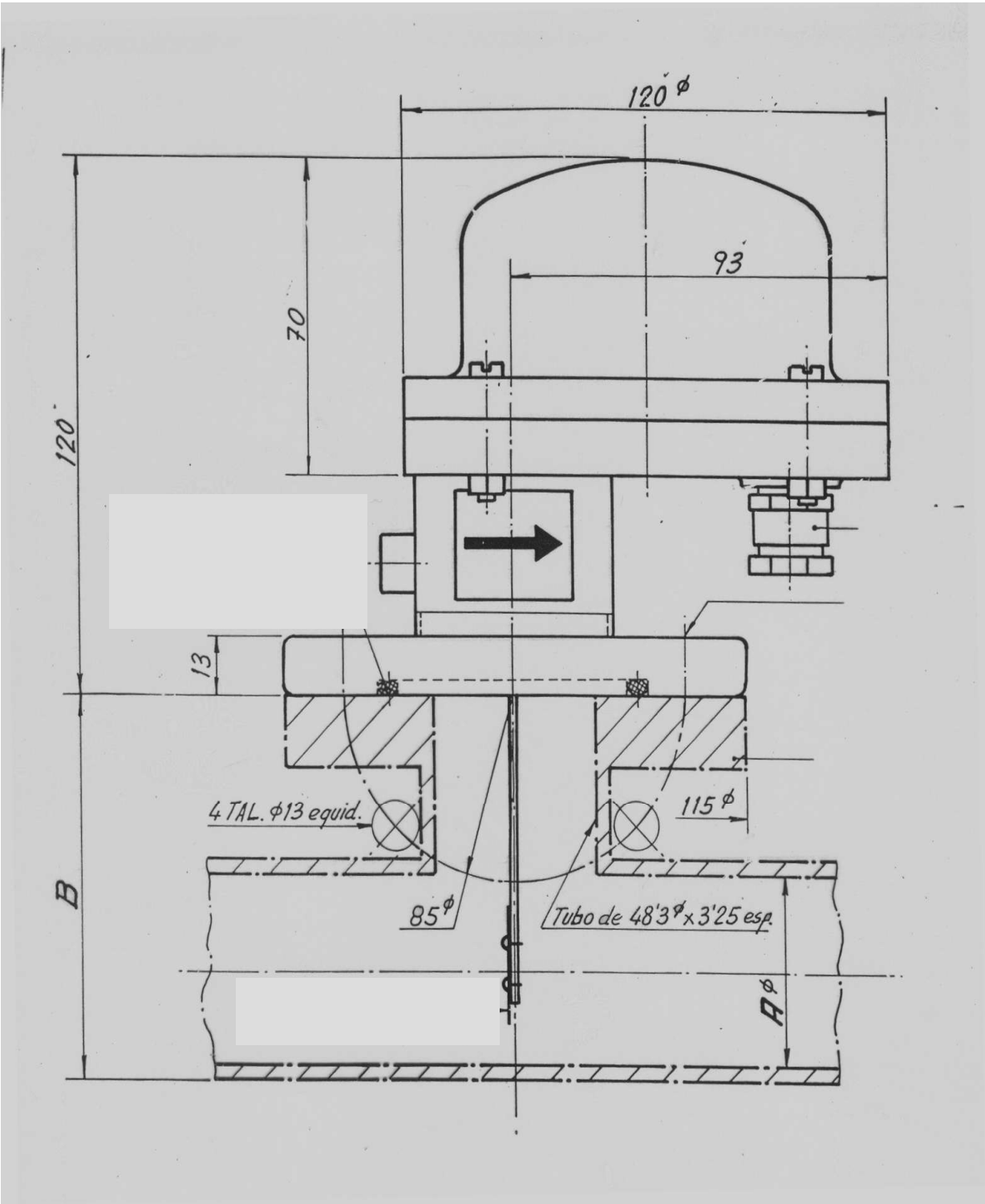
Indicador de circulación de aceite “QUALITROL”



Detalle del indicador de circulación de aceite “QUALITROL”



Detector de circulación de aceite “ARA”



Trafo con refrigeración ONAN/ONAF/OFAF



Trafo con refrigeración ONAN/ONAF/OFAF



TEMPERATURA

Termómetro indicador de temperatura del aceite



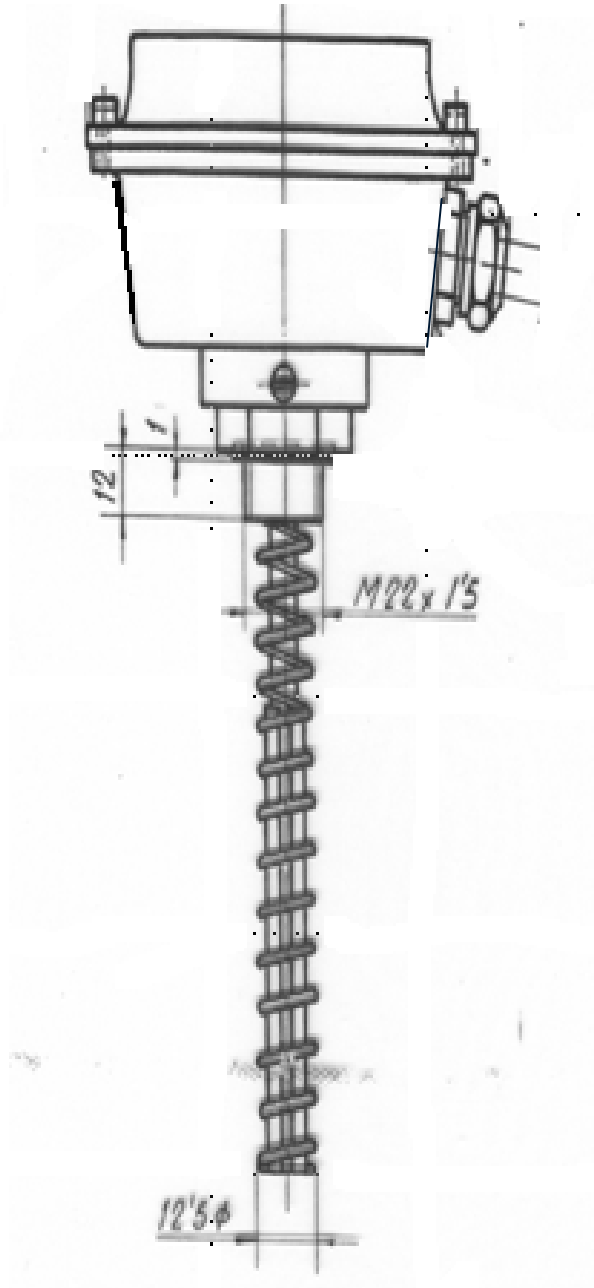
SONDA

TUBO CAPILAR

Termómetro indicador de temperatura del aceite o del punto más caliente



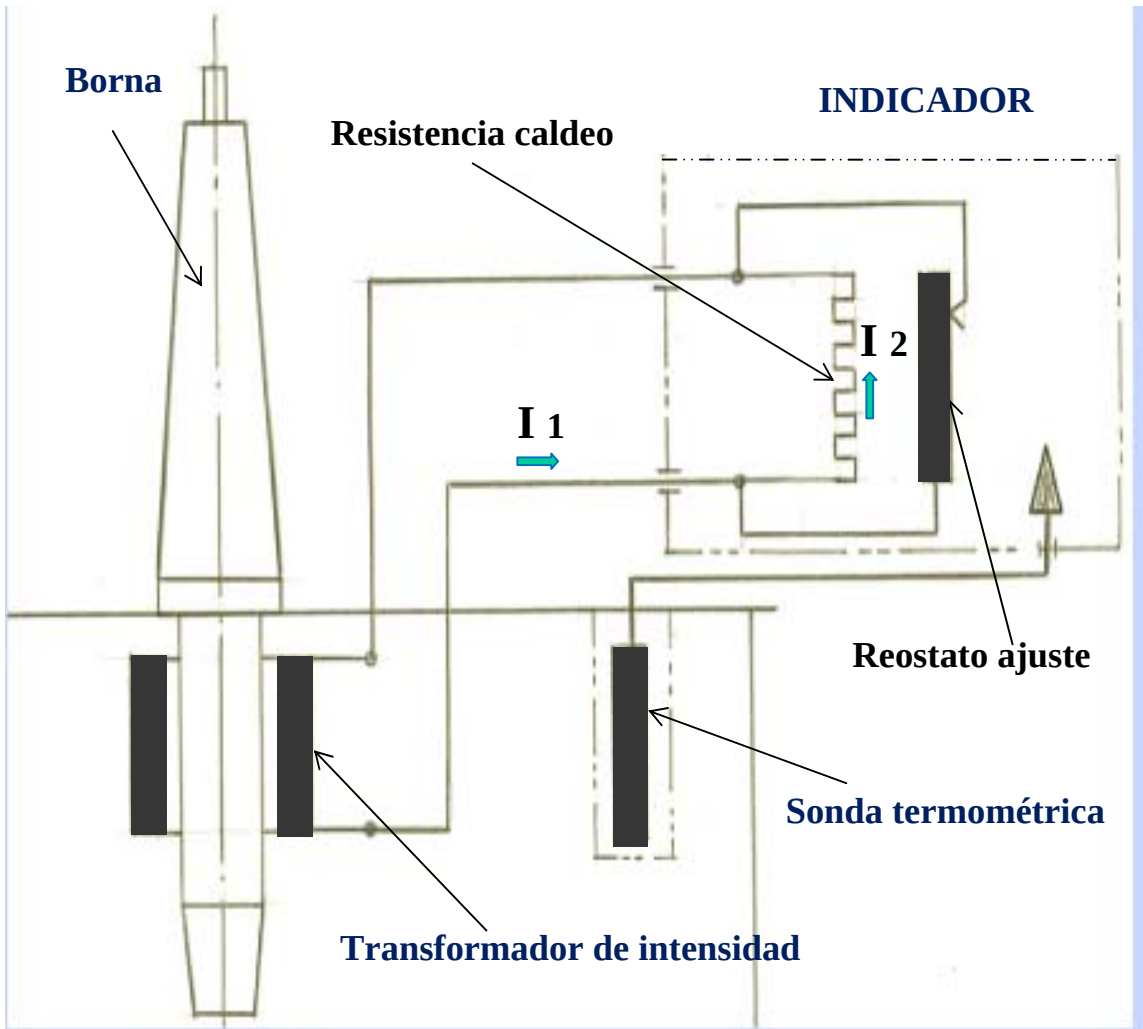
Distintos tipos de termostatos



Sonda de Pt ó Cu detectora de temperatura



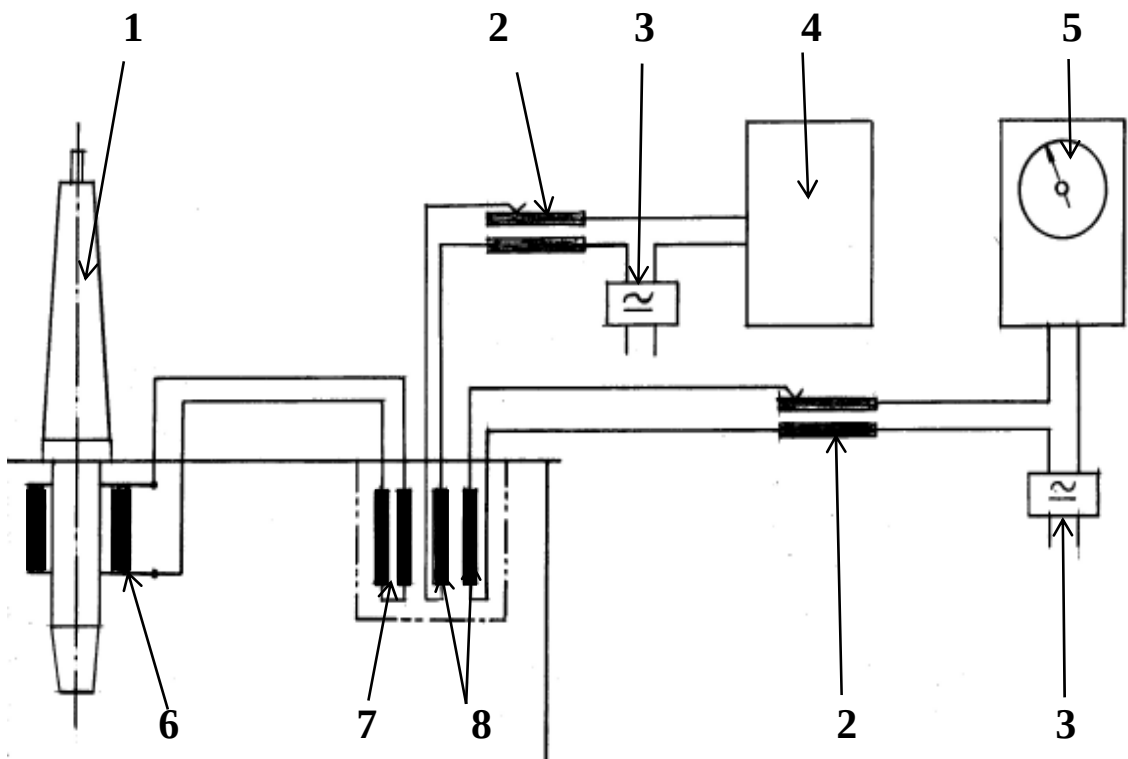
Esquema de conexiones para “Imagen Térmica”



I_1 = Intensidad secundario del TI

I_2 = Intensidad de paso resistencia calefactora

Conexiones para lectura y registro de temperaturas

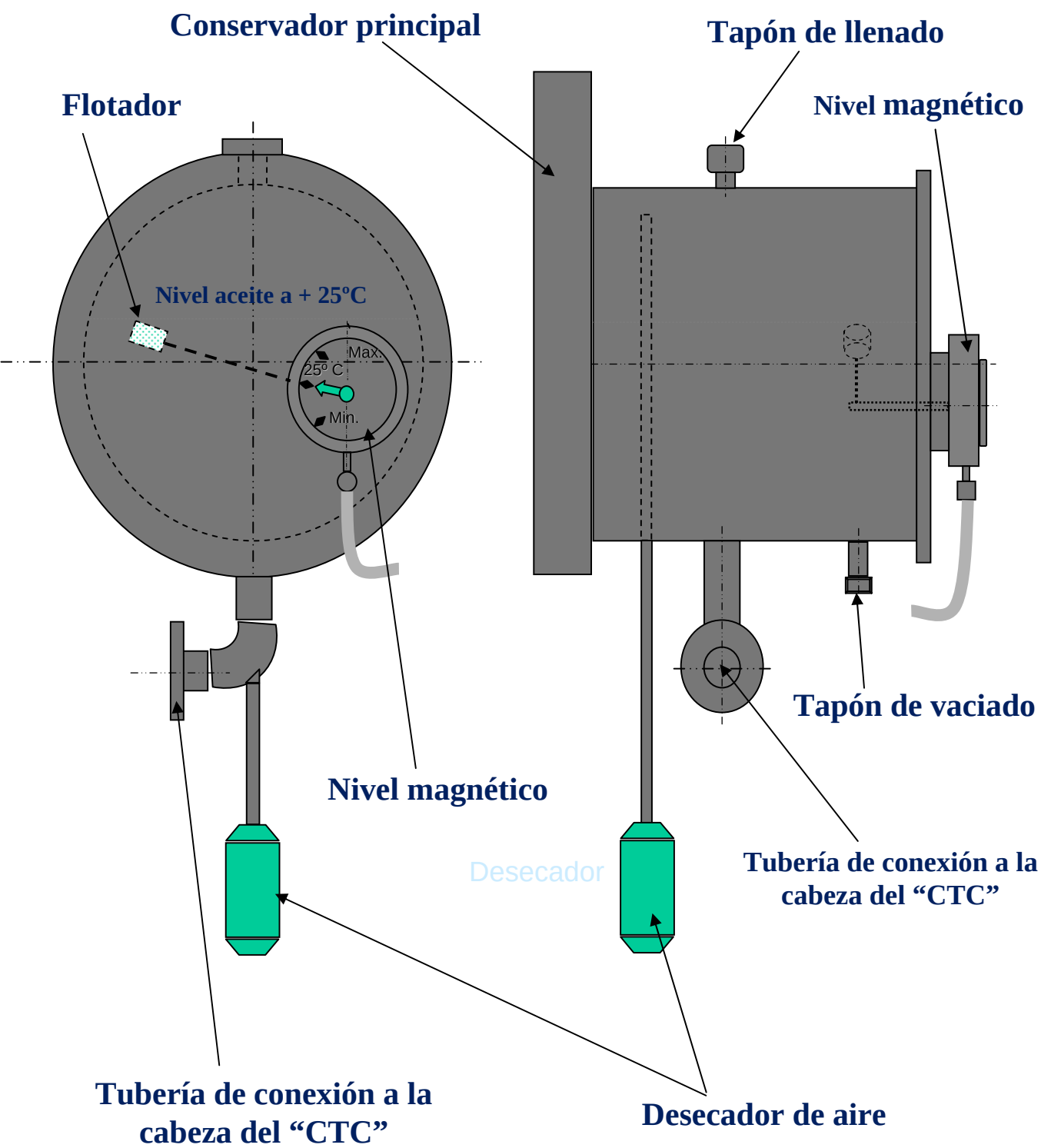


- 1: Borna del transformador**
- 2: Reostato de ajuste y calibración**
- 3: Fuentes de alimentación**
- 4: Registrador temperatura**
- 5: Indicador a distancia de temperatura**
- 6: Transformador de intensidad tipo “bushing”**
- 7: Sonda de Pt: resistencia calefactora**
- 8: Sonda de Pt: resistencias de medida**

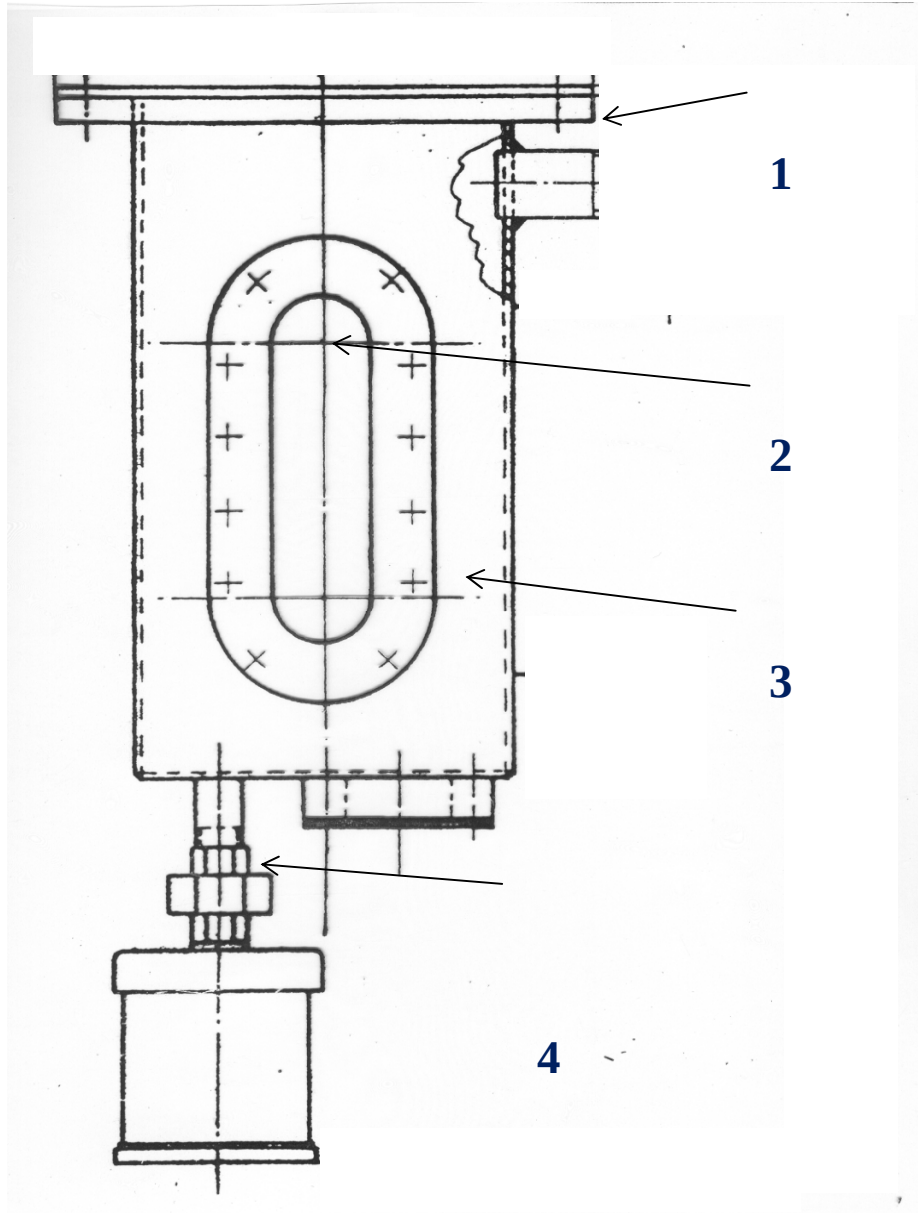
Balón de caucho para sistema de preservación de aceite tipo sellado



Conservador para “CTC” (Adosado al principal)

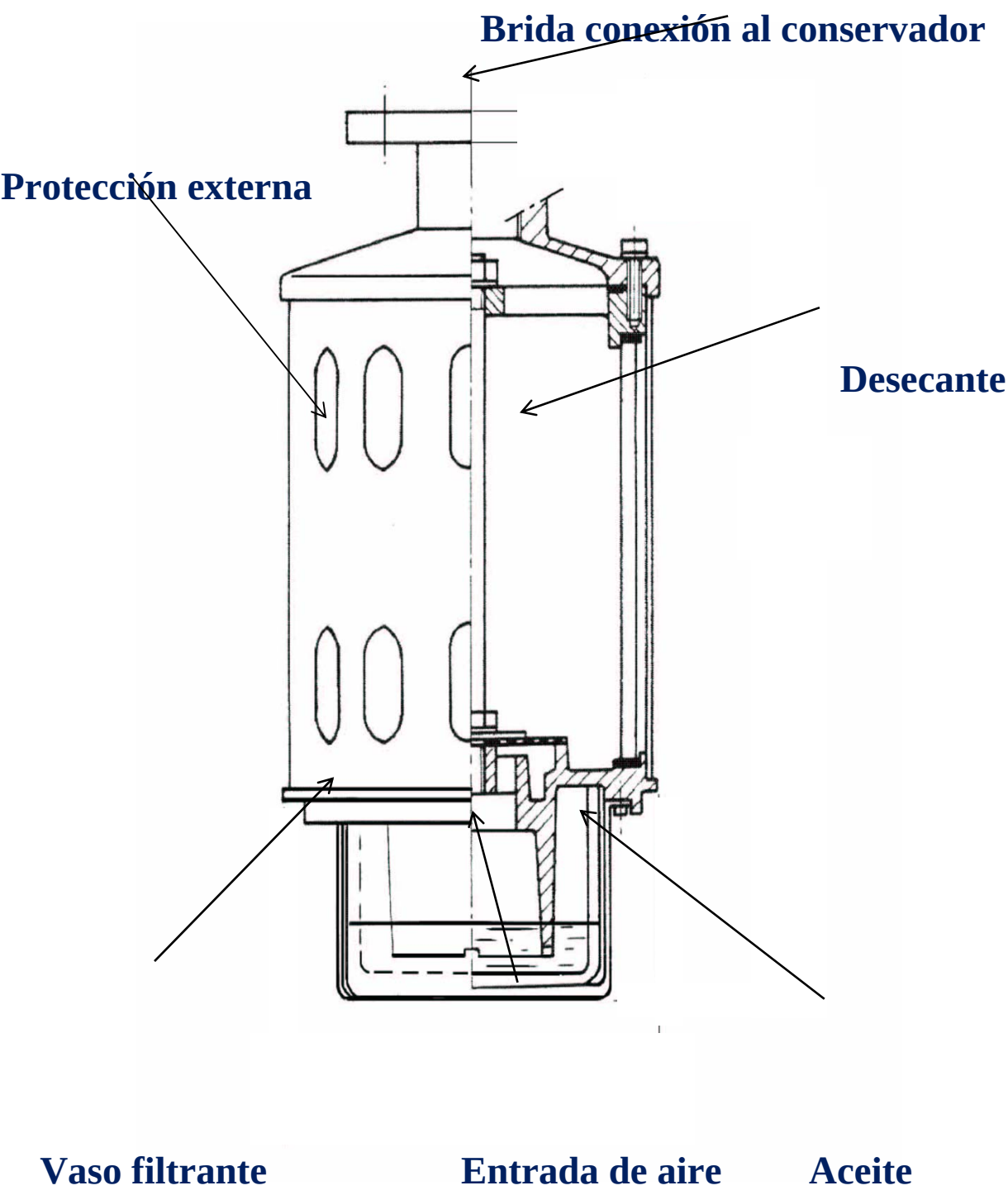


Desecador de aire diseño antiguo



- 1: Conexión a tubería al conservador
- 2: Mirilla
- 3: Cuerpo desecador
- 4: Vaso filtrante

Desecador de aire diseño actual



Desecador de aire diseño actual (Sin mantenimiento)



Desecador de aire para “CTC”



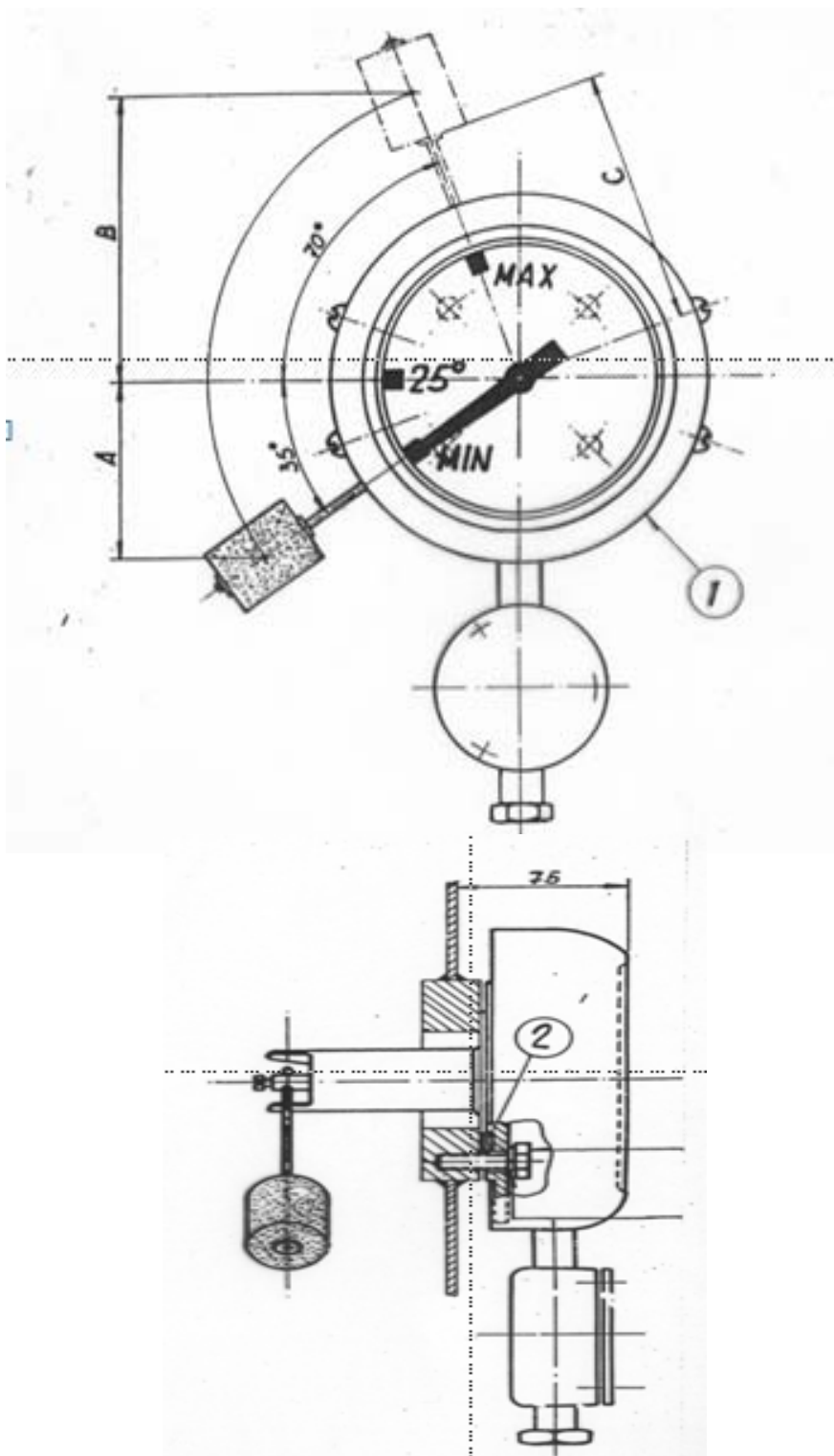
Indicador de nivel para conservador tipo “Atmosférico”



Indicador de nivel para conservador tipo “Atmosférico”



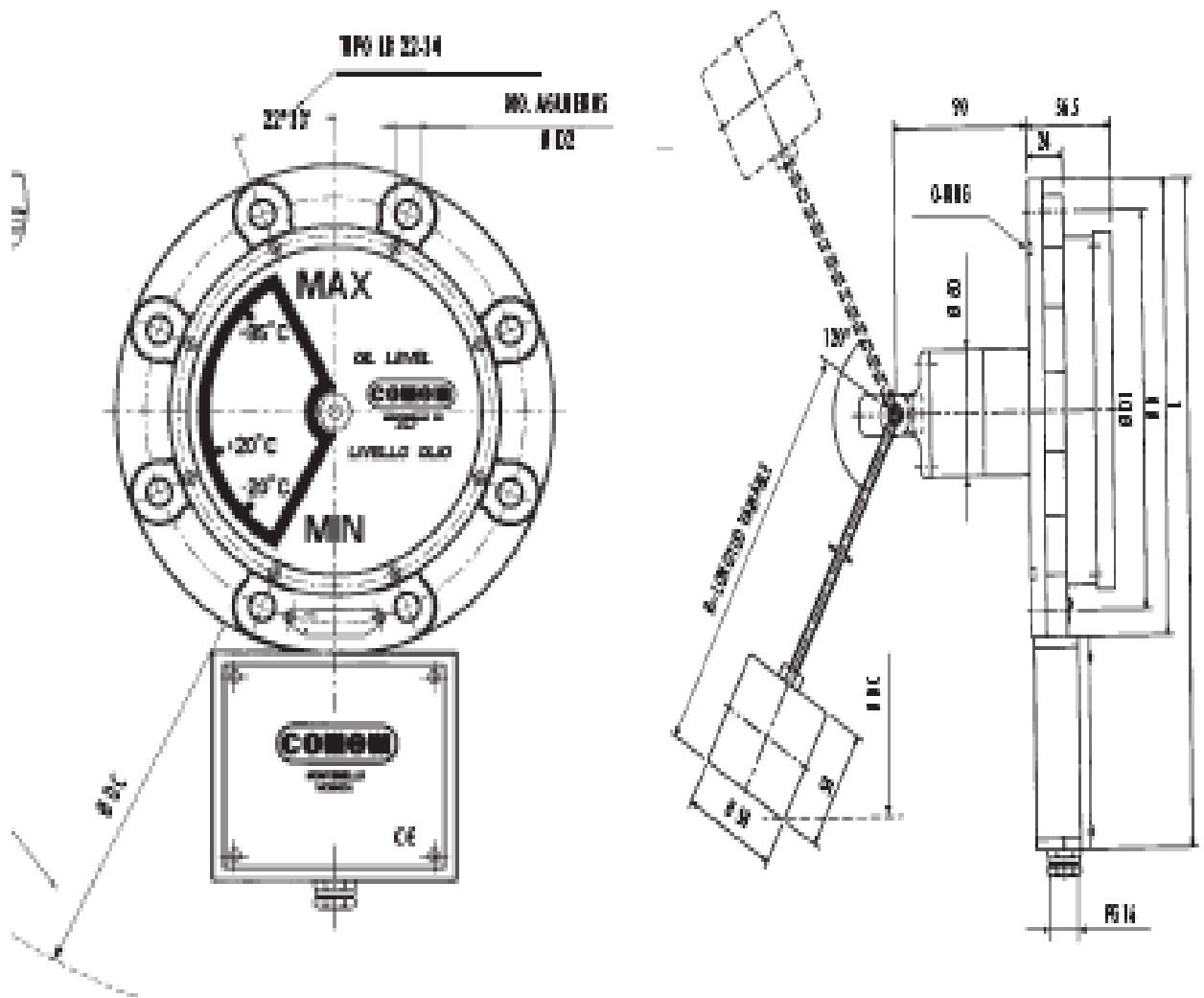
Indicador de nivel para conservador tipo “Atmosférico”



Indicador de nivel para conservador tipo “Sellado”



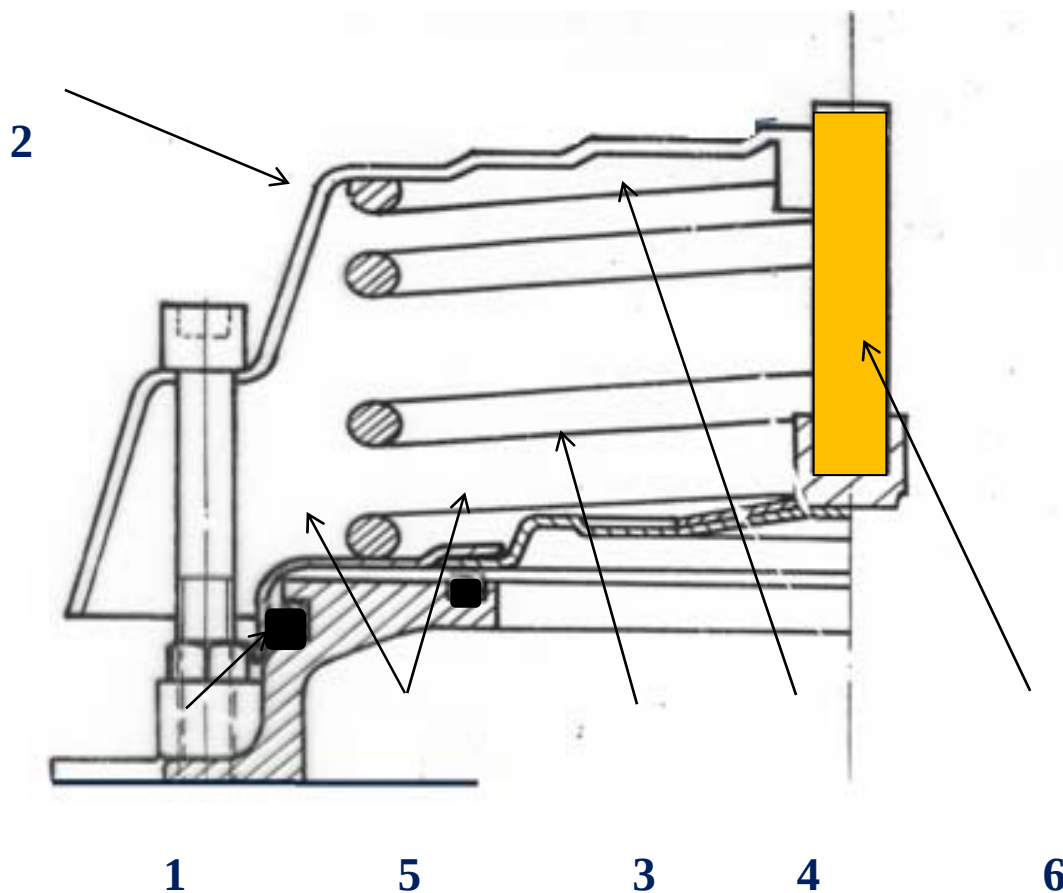
Indicador de nivel para conservador tipo “Sellado”



Válvula de alivio de sobrepresión

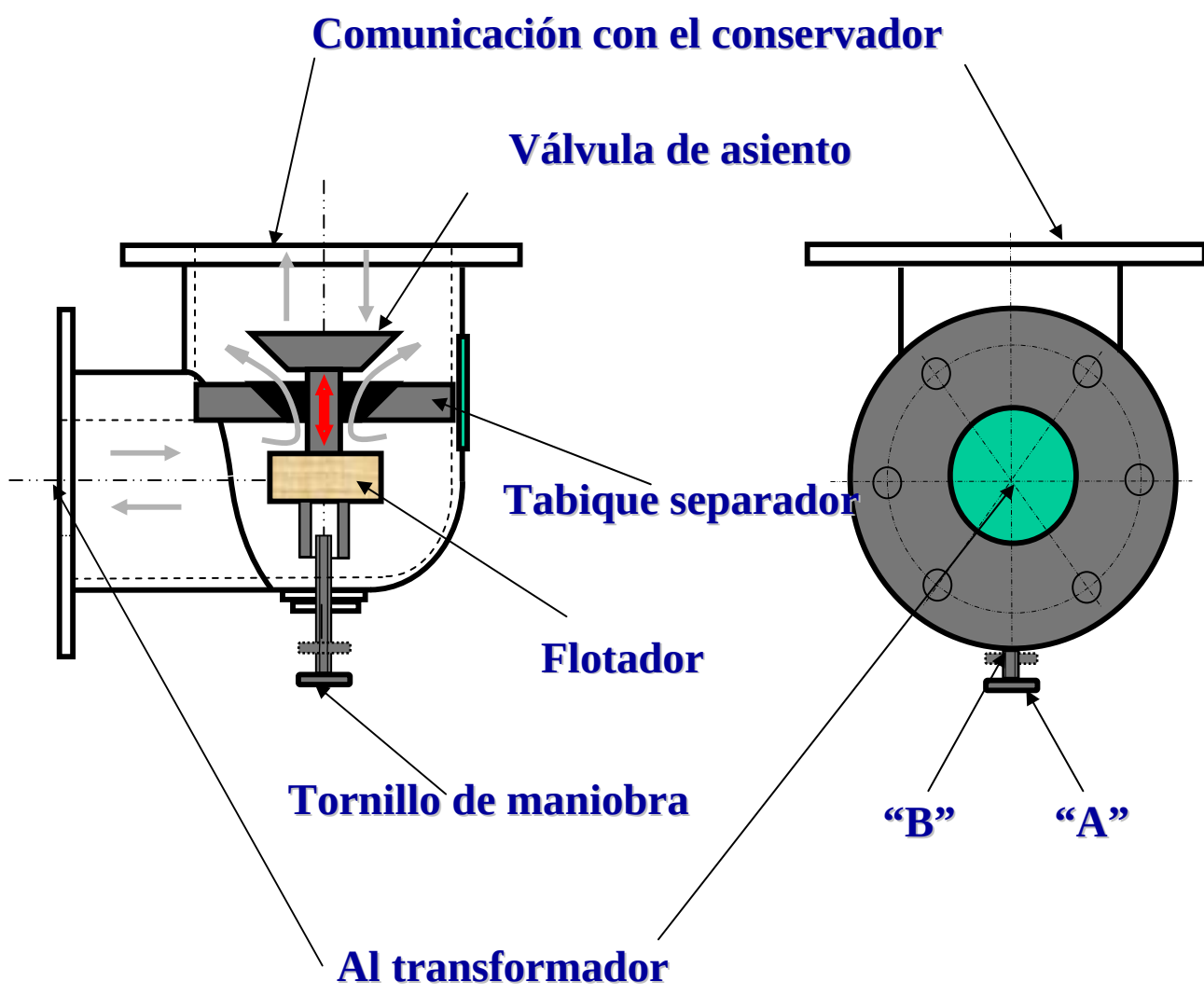


Detalle de la válvula de alivio de sobrepresión



- 1: Cuerpo con brida acoplamiento**
- 2: Cubierta**
- 3: Disco de cierre ó diafragma**
- 4: Resortes de presión**
- 5: Juntas de cierre**
- 6: Semáforo (indicador mecánico de actuación)**

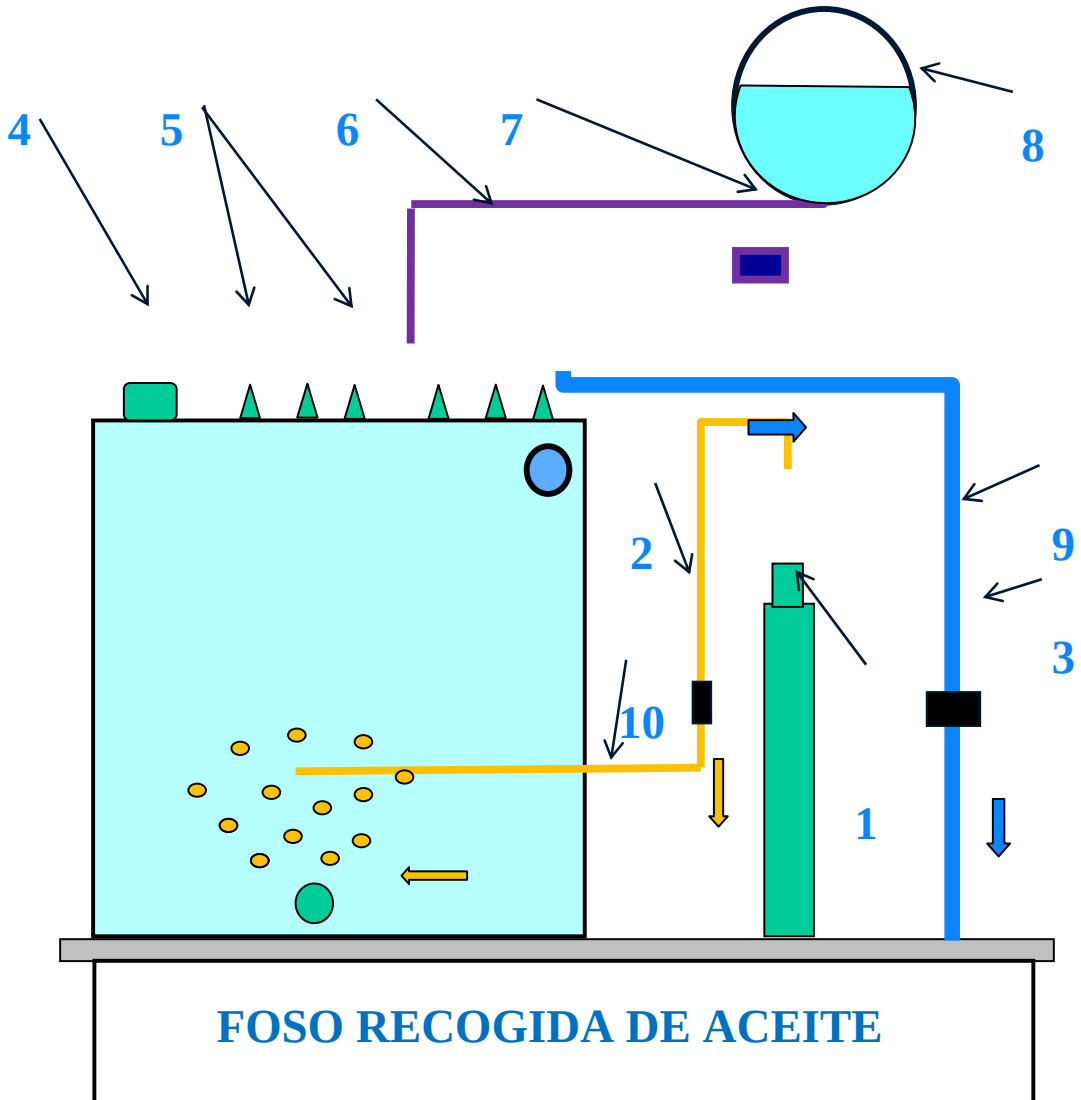
Válvula de retención automática



"A" : Posición de trabajo (flotador libre)

"B" : Posición de llenado (flotador trabado)

Protección contra incendios sistema inyección N₂



- 1: Botella de N₂
- 2: Válvula automática de apertura
- 3: Válvula automática de vaciado de aceite
- 4: Captador de sobrepresión interna
- 5: Detectores de temperatura
- 6: Tubería comunicación cuba-conservador
- 7: Válvula automática de obturación
- 8: Conservador
- 9: Tubería vaciado de aceite
- 10: Tubería insuflado de nitrógeno

Protección contra incendios sistema inyección N₂

PRINCIPIO DE RESPALDO DE EXTINCION

1/ Aumento de Presión

2/ Disco de Ruptura y explosión del tanque

3/ Evacuación de aceite-gases

4/ La válvula se cierra

5/ Los gases auto-inflamables empiezan el fuego

6/ La inyección de nitrógeno mezcla el aceite, provocando la extinción del fuego en 2 minutos

7/ El nitrógeno es inyectado durante 45 minutos

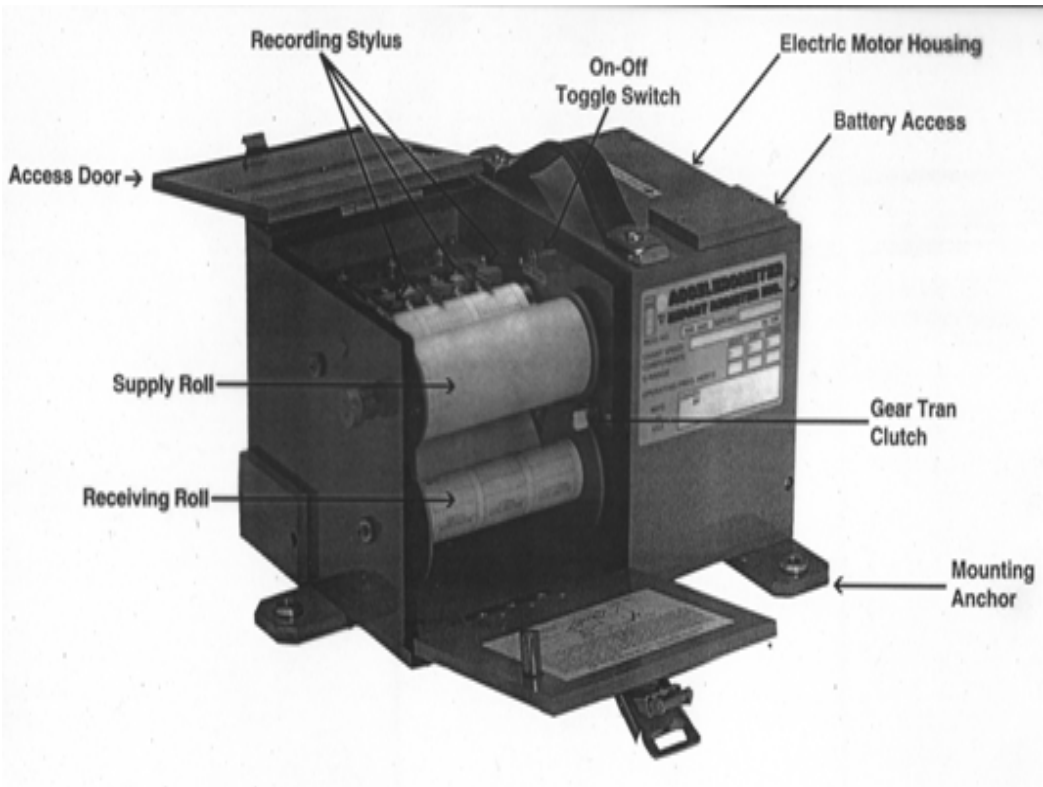


Sistema de puesta a tierra del circuito magnético



Registradores de impactos

REGISTRADOR MECÁNICO



REGISTRADOR ELECTRÓNICO



EMBALAJE Y PREPARACIÓN PARA EL TRANSPORTE

© ABB Group
2_46Q03 - 1

ABB

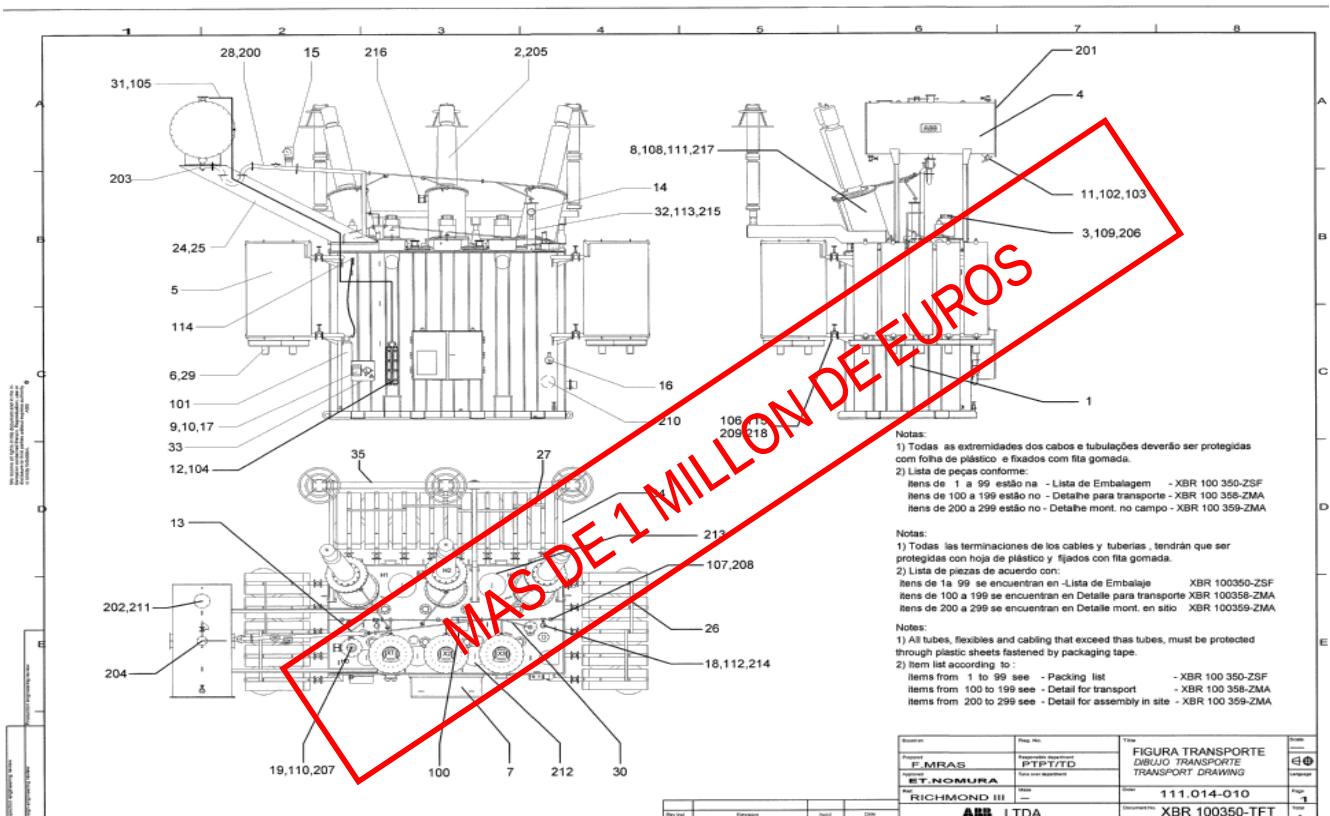


© ABB Group
2_46Q03 - 2

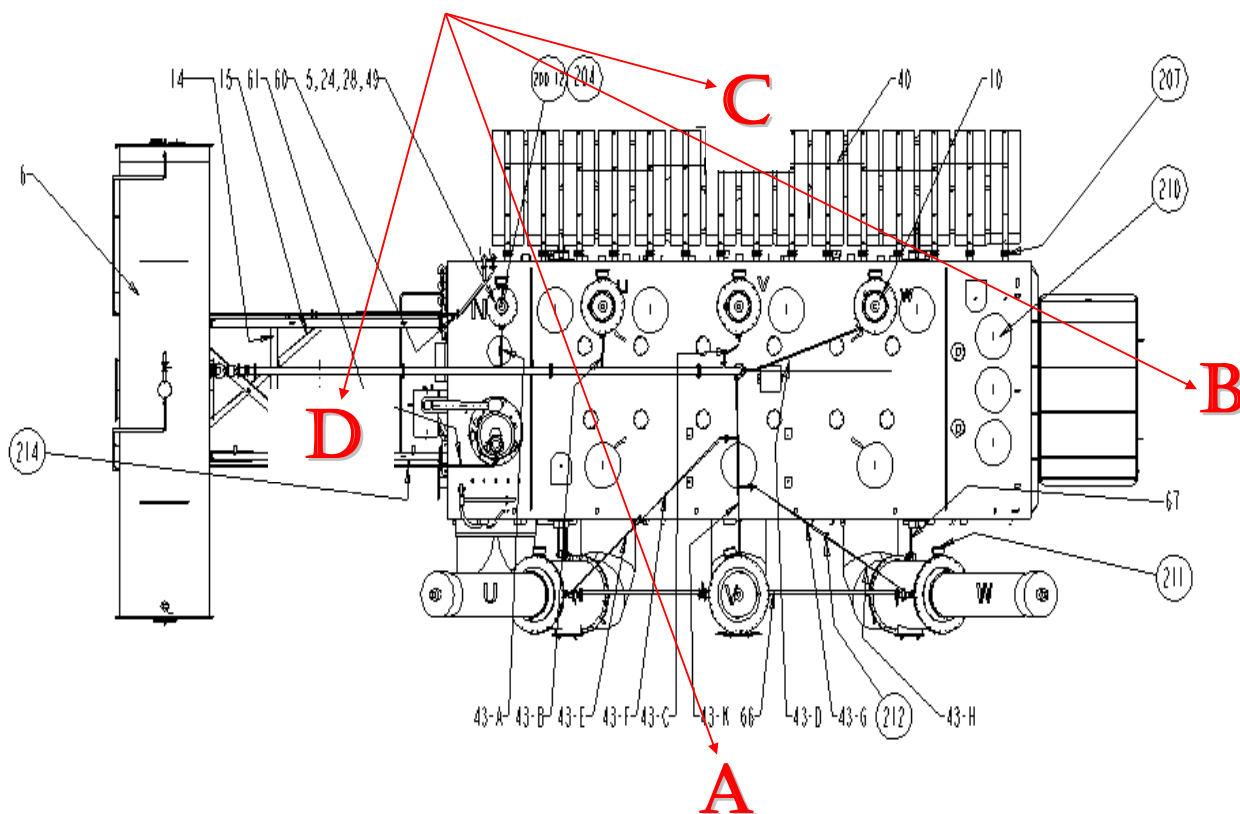
ABB



Precio 0,5 €



IDENTIFICACIÓN DE LOS LATERALES



© ABB Group
2_46Q03 - 7

ABB

ABB Lista de Embalagem / Lista Embalaje					Exportação
Emitido/Issued:	F.MRAS	Data/Date:	15-jan-04	PAG	
Conferido/Checked:	TANAKA	XBR 100 35 BAY	Revisão 6		3
Q.V.:	113.015-010				
Cliente/Customer:	TRANSENER				
O. C./P.O.:					
Destino/Destination:					
Equipo/Equipo:	TRANSFORMADOR 300MVA				
No. Série:	12BR60295				
Tipo de Embalagem:	Armaz.	Dimensões externas de embalagem	Volume	Peso por embalagem(kg)	
		Comprimento x Largura x Altura (mm)	m3	Líquido	
Tipo de Embalaje:	Almacenaje	Dimensiones externas de la embalaje	Volume	Peso por embalaje (kg)	
		Largo x Ancho x Altura (mm)	m3	Bruto	
				Neto	
A	B/C	6400 x 950 x 1050	6,384	1635	2049
Item	Quantidade	Denominação / Denominacion	Observação / Observacion		
2	1	BUCHA AT TIPO			
		ISOLADOR AT TIPO			

ABB Lista de Embalagem / Lista Embalaje					Exportação
Emitido/Issued:	F.MRAS	Data/Date:	15-jan-04	PAG	
Conferido/Checked:	TANAKA	XBR 100 35 BAY	Revisão 6		9
Q.V.:	113.015-010				
Cliente/Customer:	TRANSENER				
O. C./P.O.:					
Destino/Destination:					
Equipo/Equipo:	TRANSFORMADOR 300MVA				
No. Série:	12BR60295				
Tipo de Embalagem:	Armaz.	Dimensões externas de embalagem	Volume	Peso por embalagem(kg)	
		Comprimento x Largura x Altura (mm)	m3	Líquido	
Tipo de Embalaje:	Almacenaje	Dimensiones externas de la embalaje	Volume	Peso por embalaje (kg)	
		Largo x Ancho x Altura (mm)	m3	Bruto	
				Neto	
A	B/C	1200 x 1150 x 460	0,635	128	202

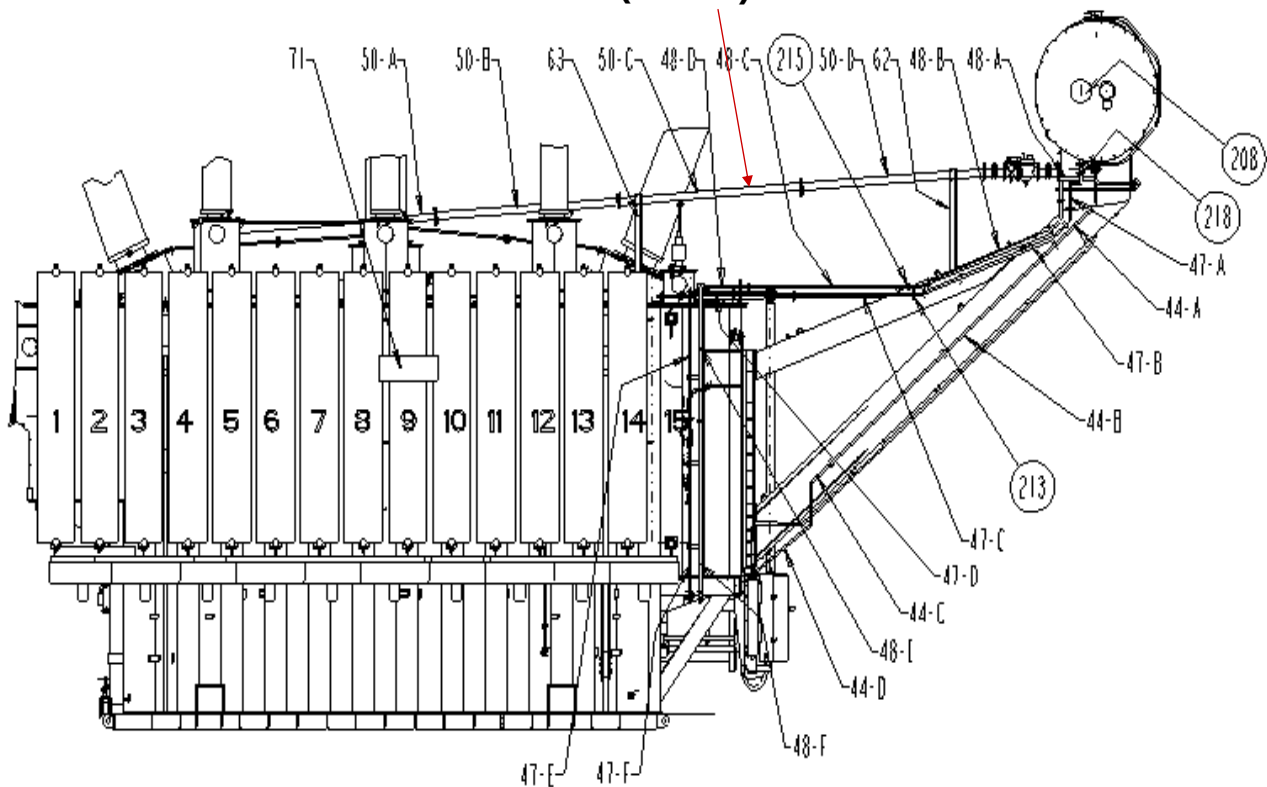
ABB Lista de Embalagem / Lista Embalaje					Exportação
Emitido/Issued:	F.MRAS	Data/Date:	15-jan-04	PAG	
Conferido/Checked:	TANAKA	XBR 100 35 BAY	Revisão 6		6
Q.V.:	113.015-010				
Cliente/Customer:	TRANSENER				
O. C./P.O.:					
Destino/Destination:					
Equipo/Equipo:	TRANSFORMADOR 300MVA				
No. Série:	12BR60295				
Tipo de Embalagem:	Armaz.	Dimensões externas de embalagem	Volume	Peso por embalagem(kg)	
		Comprimento x Largura x Altura (mm)	m3	Líquido	
Tipo de Embalaje:	Almacenaje	Dimensiones externas de la embalaje	Volume	Peso por embalaje (kg)	
		Largo x Ancho x Altura (mm)	m3	Bruto	
				Neto	
A	B/C	3800 x 600 x 700	1,596	405	566

ABB Lista de Embalagem / Lista Embalaje					Exportação
Emitido/Issued:	F.MRAS	Data/Date:	15-jan-04	PAG	
Conferido/Checked:	TANAKA	XBR 100 35 BAY	Revisão 6		10
Q.V.:	113.015-010				
Cliente/Customer:	TRANSENER				
O. C./P.O.:					
Destino/Destination:					
Equipo/Equipo:	TRANSFORMADOR 300MVA				
No. Série:	12BR60295				
Tipo de Embalagem:	Armaz.	Dimensões externas de embalagem	Volume	Peso por embalagem(kg)	
		Comprimento x Largura x Altura (mm)	m3	Líquido	
Tipo de Embalaje:	Almacenaje	Dimensiones externas de la embalaje	Volume	Peso por embalaje (kg)	
		Largo x Ancho x Altura (mm)	m3	Bruto	
				Neto	
A	B	6800 x 2050 x 2350	32,759	3227	4269

La identificación de los laterales: facilita el montaje “en campo”

ABB

Ver pág. 36 de la lista de embalaje
Tuberías (araña)



[Lista de embalaje: hacer Click aquí](#)

© ABB Group
2_46Q03 - 9

ABB

1	ABB	Lista de Embalagem / Lista Embalaje		Exportação
2				
3	Emitido/Issued:	F.MRAS	Data/Date: 15-Jan-04	PAG
4	Conferido/Checked:	TANAKA	XBR 100 35 BAY	
5	Q.V.:	113.015-010	Revisão 6	36
6	Cliente/Customer:	TRANSENER		
7	O. C./P. O.:			
8	Destino/Destination:			
9				

Montaje "in situ"

tipo:

TRANSFORMADOR 300MYA
1ZBR60295

Embalagem
Embalaje
33.2

Lista de embarque

14	Tipo de Embalagem	Armaz.	Dimensões externas de embalagem Comprimento x Largura x Altura (mm)	Volume m3	Peso por embalagem(kg) Líquido Bruto
15					
16	Tipo de Embalaje	Almacenaje	Dimensiones externas de la embalaje Largo x Ancho x Altura (mm)	Volume m3	Peso por embalaje (kg) Neto Bruto
17					
18	A	B	VIDE ANTERIOR		
20	Item	Quantidade	Denominação / Denominacion	Observação / Observacion	
21	45 - D	1	TUBO Ø 3/4" SECADOR DE AR (OLTC)		
22	46 - A	1	TUBERIA Ø 3/4" OLTC		
23	46 - B	1	TUBO Ø 3/4" OLTC		
24	46 - C	1	TUBO Ø 3/4" OLTC		
28	46 - D	1	TUBO Ø 3/4" OLTC		
29	46 - E	1	TUBO Ø 3/4" OLTC		
30	46 - F	1	TUBO Ø 3/4" OLTC		
31	47 - A	1	TUBO DRENAGEM Ø 3/4"		
32	47 - B	1	TUBO DRENAGEM Ø 3/4"		
33	47 - C	1	TUBO DRENAGEM Ø 3/4"		
34	47 - D	1	TUBO DRENAGEM Ø 3/4"		
35	47 - E	1	TUBO DRENAGEM Ø 3/4" COM VÁLVULA		
36	47 - F	1	TUBO DRENAGEM Ø 3/4"		
37	48 - A	1	TUBO DRENAGEM Ø 1"		
38	48 - B	1	TUBO DRENAGEM Ø 1"		
39			TUBERIA Ø 1"		
40			TUBO DRENAGEM Ø 1"		
41			TUBERIA Ø 1"		
42			TUBO DRENAGEM Ø 1"		
43			TUBERIA Ø 1"		
44			TUBO DRENAGEM Ø 1"		
45			TUBERIA Ø 1"		
46			TUBO DRENAGEM Ø 1"		
47			TUBERIA Ø 1"		
48			TUBO DRENAGEM Ø 1"		

Tipo de embalaje

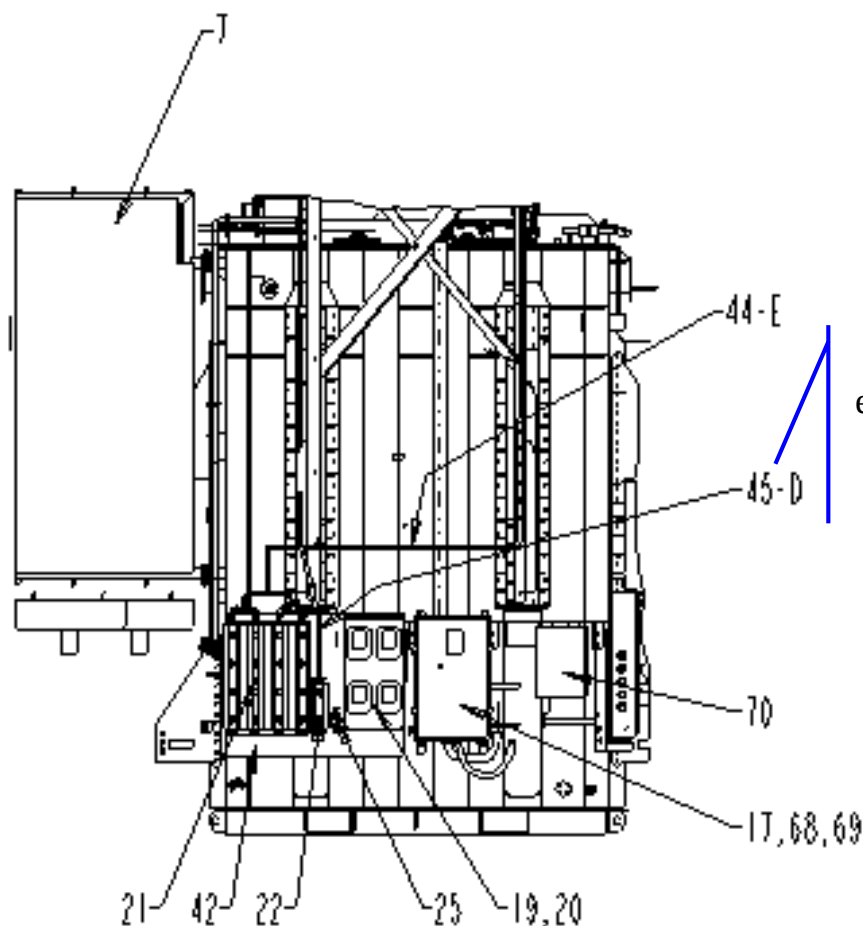
Identificación de las
tuberías para evitar
pérdidas

Tipo embalagem / Tipo de Embalaje
A : Caixa fechada / Caja cerrada
B : Engradado / Enrejado
C : A granel / Suelto

Armazenamento / Almacenamiento
A : Local coberto / Local Cubierto
B : Local descoberto / Local Abierto
C : Frágil / Frágil

© ABB Group
2_46Q03 - 10

ABB



La lista de
embarque se incluye
en los planos de
montaje

© ABB Group
2_46Q03-11

ABB

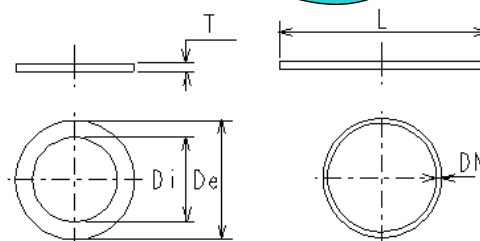
213	7	BBT1309132-1	7:5; Di: 35; Da: 85	TUBO 3/4" Tubaria 3/4"
212	16	BR21520024-4	7:3; Di: 16; Da: 85	TUBULACAO GAS CANICO Tubaria Gas Canicos
211	17	BR0000060-814	7:5; Di: 160; Da: 210	TPA CAIXA DE PASSAGEM Tapa Caja Terminales
210	10	BR21520012-642	DN=6; L: 1671	TAMPA INSPECÇÃO Tapa Insp. # 500
209	4	BR21520012-642	DN=6; L: 1357	TAMPA INSPECÇÃO Tapa Insp. # 400
208	1	BR21520012-640	DN=8; L: 665	TAMPA INSPECÇÃO Tapa Insp. # 180
207	30	BR21520012-507	DN=5.4; L: 304	VALVULA RADIADOR Valvula Radiador
206	3	BR21520012-641	DN=6; L: 1043	TAMPA INSPECÇÃO Tapa Insp. # 300
205	6	BR21520024-5	7:5; Di: 78; Da: 200	MONTAGEM RELE DE GAS Assembly Gas Relay
204	1	BR21520026-2	DN=5.7; L: 424	BUCHA NEUTRO Aislador Neutro
203	3	BR21520026-3	DN=5.7; L: 506	BUCHA TERCARIO Aislador Tercario
202	3	BR21520026-8	DN=5.7; L: 958	BUCHA BT Aislador BT
201	3	BR21520025-11	DN=6; L: 2036	BUCHA AT Aislador AT
200 12	-	VER OBS. 1)	DN=6; L: 1392	CANICO NEUTRO Caneco Neutro
200 6	-	VER OBS. 1)	DN=8; L: 2020	CANICO BT Caneco BT
200 3	-	VER OBS. 1)	DN=10; L: 2988	CANICO AT Caneco AT

Item	Quantidade	Det. ABB	Material, tipo, dimen	Descrição Item
Build no	Reg. No.	11114		Scale 1:10
Approved F.NRAS 04 02	Desenhado desenhado P1PT/7D	Detalh Montaje en el Sitio Detalhe Montagem no Campo		EN
Approved TAMAKA	Tubo para desenhado P1PT/7D			EN
Revisão	Rev. 1g	Order	113.015-010	Page
ABB LTDA		Document No	XBR 100 359-BAV	Total

© ABB Group
2_46Q03-12

ABB

Kit de juntas



Material: Nitrile rubber according specification; (Goma Nitrilica)
Commercial reference: ASTM D2000
2 CH 620 A25 B14 e 035 Z1 Z2
Z1 = Oil resistance, Oil type ASTM n.3, 70h/125C
Z2 = Hardness: 65+/-5 Shore A

Identificación de accesorios



© ABB Group
2_46Q03 - 13

ABB

Identificación de accesorios



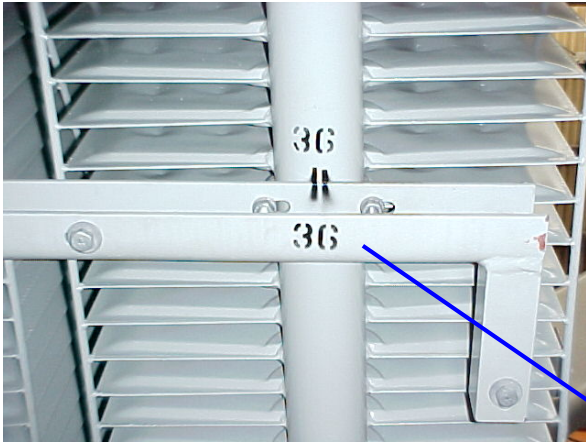
El marcado del centro de gravedad vertical orienta al conductor del camión sobre como situar y fijar el transformador en el vehículo



© ABB Group
2_46Q03 - 14

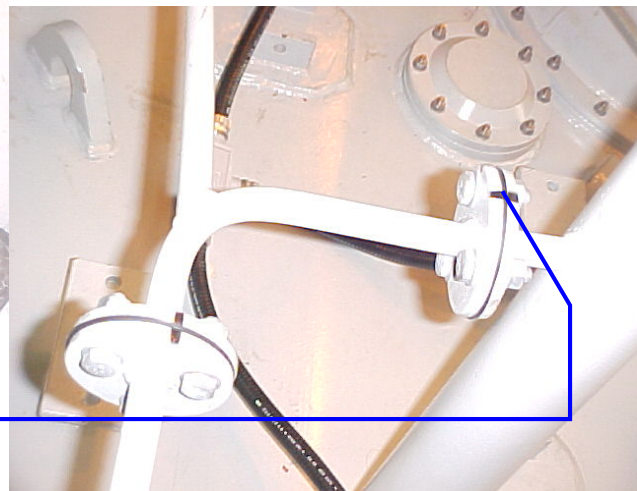
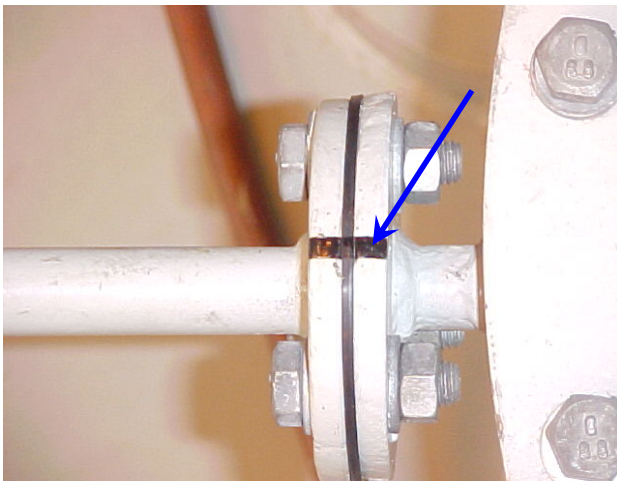
ABB

Marcas originales de Fábrica



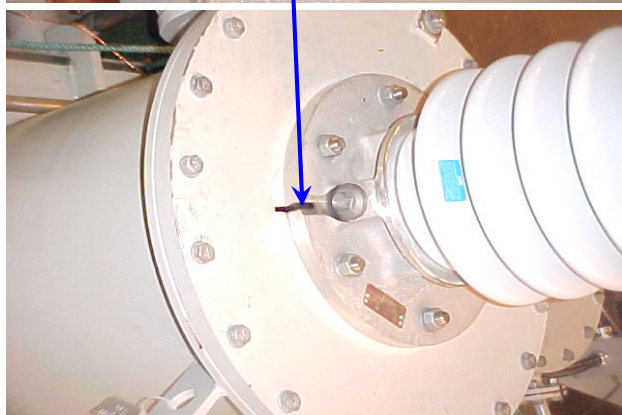
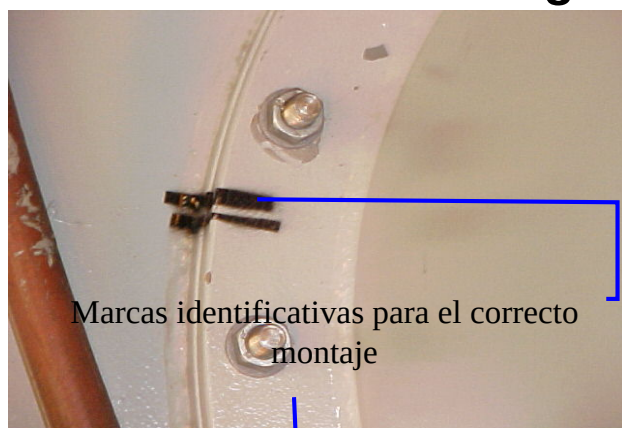
Marcas identificativas del montaje efectuado en Fábrica (evita errores y correcciones)

Marcas originales de Fábrica



Marcas identificativas del ensamble en Fábrica.

Marcas originales de Fábrica



Embalaje



Marcas en los elementos embalados

ABB

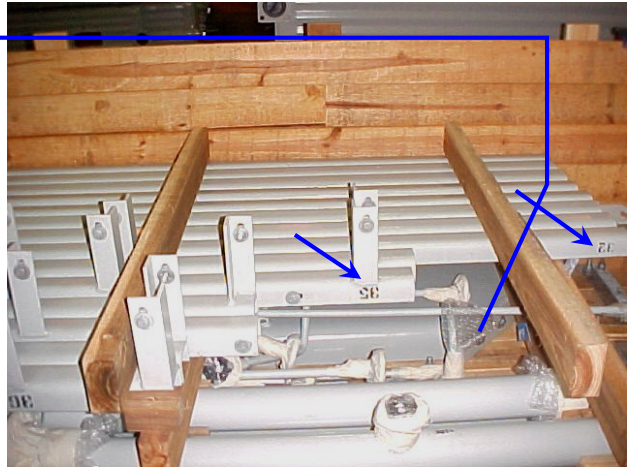
Marcas originales de Fábrica



ABB

Embalaje

Las marcas identificativas del ensamblaje en Fábrica evitan errores y olvidos.

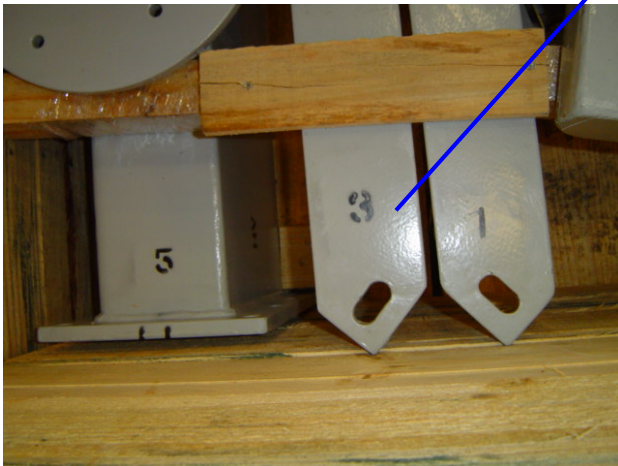


© ABB Group
2_46Q03 - 19

ABB

Embalaje

Durante el proceso de embalaje se cuida especialmente el orden y secuencia del mismo en las cajas para evitar la desorganización durante el montaje “en campo”



© ABB Group
2_46Q03 - 20

ABB

Transformador Montado

Lista de embarque en el interior y exterior del embalaje



© ABB Group
2_46Q03 - 21

ABB

Reservamos todos los derechos de propiedad intelectual y de todos los derechos. No se permite la reproducción o la explotación económica sin la autorización expresa y por escrito de ABB.

ABB

No. Rec. 2
Revisión 1 Ver lista previa de trabajo TR

Aprobado M. Jerez
Data 20/10/19

Não considerar itens não aplicáveis - Operador = Op., Qualidade = Qual.

Item N°	Inspecção	Fecho Por	Data	Op.	Qual.	Obs.
15	As blindagens não possuem danos e estão bem embaladas.	14/11	14-08-04	X		
16	Foi realizado o set-up da temperatura nos termómetros.			X		NA
17	Os cabos de controle desmontados não possuem danos visíveis. As saídas estão providas de proteção contra poeira e umidade.	14/11	16-08-04	X		
18	A central de manobra está provida de embalagem protetora contra umidade. As placas estão protegidas contra riscos.	14/11	16-08-04	X		
19	As caixas de embalagem estão preenchidas com os acessórios, corretos e o todo conteúdo está bem acondicionado.	14/11	16-08-04	X		
20	O transformador e suas respectivas caixas estão identificados conforme desenhos e instruções.	14/11	16-08-04	X		
21	Foram indicados e montados os apoios para os macacos e os ângulos para içamento.	14/11	16-08-04	X		
22	Todos os acessórios foram inspecionados conforme Packing list e foram aprovados para embalagem.	14/11	16-08-04	X		
23	Todos os documentos foram arquivados de acordo com as instruções de projeto e/ou departamento de vendas. Ex: relatório de ensaio de vácuo, espessura de camada de tinta, etc.	14/11	16-08-04	X		
24	Todos os registros de inspeção foram revisados e a unidade está aprovada para que seja entregue à expedição. Foi efetuada a pesagem para transporte.	14/11	16-08-04	X		
	Peso = 81.330	14/11	16-08-04			
Inspeção do Ponto 9						
25	Revisão Final antes da expedição	14/11	16-08-04	X		
	Produção	14/11	16-08-04			
	Planej. Qualidade	14/11	16-08-04			
26	O Transformador e os acessórios estão aprovados para transporte.	14/11	16-08-04	X		
Antes do Transporte						
1	As instruções de transporte foram lidas e seguidas					
2	Registrador de Impacto Tipo 2M - 6800 3WE	14/11	16-08-04			
3	Registrador de Impacto N° 3624 - 0249	14/11	16-08-04			
4	Tensão da bateria checada					
5	Ponto de início anotado					
	Data 19-03-04	Hora 16:00	19-03-04			
N° de Série	60303	Título	Cartão Sigma	Escala		
Elaborado por	Luz Prence	Desenho	2002 06	Unidade	2	
Elaborado por	Pedro Moraes	Revisado em	12XX209823_Rev_2_En	Unidade	2	
ABB PT (Transformadores)		Nº de Documento	12XX209823	Unidade	3	

El inspector de calidad da el Vº Bº a la Lista de Embarque

Peso = 81.330

Inspeção do Ponto 9

25 Revisão Final antes da expedição

Produção

Planej. Qualidade

26 O Transformador e os acessórios estão aprovados para transporte.

ABB

Señales de precaución



© ABB Group
2_46Q03 - 23

ABB

Transformador Montado



Los huevos Kinder guardan una BUENA sorpresa en su interior.

Los embalajes de los transformadores **ABB**, TAMBIEN.

EL MATERIAL SE RECIBE INTEGRO Y SIN DAÑOS

© ABB Group
2_46Q03 - 24

ABB

MONTAJE DE TRANSFORMADORES “EN CAMPO”

Montaje de transformadores “en campo”

NORMAS DE SEGURIDAD: RIESGO POR

- Manipulación de componentes pesados.
- Maquinaria en movimiento.
- Altas presiones.
- Atmósferas inseguras.
- Componentes inflamables.
- Funcionamiento inadecuado de aparatos ó sistemas de la propia máquina ó del equipo auxiliar.
- Tensiones letales.

Montaje de transformadores “en campo”

NORMAS DE SEGURIDAD: NOTAS DE AVISO

PELIGRO:

Operación que entraña riesgo inmediato de muerte ó lesión grave del personal y/ó avería total del transformador ó instalación.

ATENCION:

Práctica peligrosa ó insegura que podría ocasionar muerte ó lesión grave y/ó pérdida del material ó instalación.

PRECAUCIÓN:

Operación insegura que puede ocasionar lesiones y/ó averías en las máquinas, instalaciones y equipos anejos.

Montaje de transformadores “en campo”

MANIPULACIÓN DE COMPONENTES

- Levantamientos
- Puesta a tierra
- Presión interna del transformador o reactancia
- Atmósfera interna del transformador
- Ensayos eléctricos
- Transformadores de Intensidad
- Prevención de Incendios
- Trabajos Internos
- Termómetros
- Vacío

Montaje de transformadores “en campo”

INSPECCIÓN TRAS EL TRANSPORTE

- Estado de las ménsulas y placas de apoyo del transformador.
- Ausencia de golpes, abolladuras, grietas, en refuerzos, válvulas, cartelas, zócalo ó base del transformador, ganchos de elevación ó arrastre, etc.
- Verificación de la presión interna del gas.
- Estado de los detectores o registradores de impactos.
- Estado general de los embalajes.

Montaje de transformadores “en campo”

ALMACENAMIENTO “EN CAMPO”

PARTE ACTIVA:

- Almacenamiento hasta 3-4 meses: mantener equipo de gaseado y vigilar presión interna.
- Mas de 4 meses: llenar parcialmente de aceite (cámara de 10-15 cm) y mantener equipo de gaseado.

ACCESORIOS:

- Proteger de la lluvia, sol y humedad, bien en almacenes o cubriendo con lonas o plásticos.
- Evitar el contacto de las cajas con el suelo.
- No apilar cajas unas sobre otras

Montaje de transformadores “en campo”

ELEMENTOS NECESARIOS PARA EL MONTAJE

- Energía eléctrica con tensión y potencia adecuadas a distancia prudencial de la zona de montaje.
- Colección completa de los planos de montaje.
- Juego de herramientas, incluyendo eslingas de nylon y acero.
- Elementos de soporte, sujeción y elevación adecuados.
- Lonas impermeables ó plásticos para prevención de riesgos de lluvia o humedad en trabajos internos.
- Equipo para tratamiento de aceite con todos sus accesorios (bomba de vacío, mangueras, etc.)
- Disolvente, trapos limpios, lija, grasa, pintura de acabado, etc

Montaje de transformadores “en campo”

ORDEN EN LA SECUENCIA DE MONTAJE EL MONTAJE

- Acoplamiento de las ruedas y nivelación del transformador.
- Puesta a tierra de cuba del trafo.
- Montaje del equipo de refrigeración.
- Montaje del conservador y tuberías principales.
- Montaje de bornas y transformadores de corriente. (*)
- Montaje de tuberías secundarias, aparatos de protección y cabinas de mando o control.
- Conexionado de ventiladores, motobombas y aparatos de protección.

TRATAMIENTO DE SECADO

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo”

- TRANSFORMADORES DISEÑADOS PARA SOPORTAR VACÍO COMPLETO:
 - Tratamiento con el conservador incomunicado (vacío solo en cuba+equipo de refrigeración).
 - Tratamiento con el conservador comunicado (vacío en cuba+equipo refrigeración+conservador).
- TRANSFORMADORES NO PREVISTOS PARA VACÍO.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1)

EQUIPO NECESARIO:

1.- Un filtro de aceite.

De las siguientes características:

- Capacidad: mínimo 3.000 litros/hora.
(recomendable 6.000 ó 9.000 l/h s/ volumen de aceite a tratar).
- Desgasificación: hasta un nivel < 0,2 %
- Filtro: hasta 1 micra.
- Reducción contenido de agua: hasta 8-10 ppm.
- Temperatura salida del aceite: 50-80 °C controlada por termostato.
- Rigidez dieléctrica del aceite: mínimo 80 kV/2,5 mm (s/CEI 156).
- Equipado con “trampa de frío” para comprobar la extracción de agua.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1)

EQUIPO NECESARIO (continuación):

2.- Una bomba de vacío.

- Capacidad: 250 m³/h
- Vacío: inferior a 0,1 kPa (0,75 Torr)
- Vacío “en blanco”: 0,03 kPa (0,2 Torr)

3.- Un vacuómetro.

- Rango de lectura: 0,02 – 1 kPa (0,15 – 7,5 Torr)
(los vacuómetros de mercurio con dispositivo para evitar el derrame del mercurio en el trafo. caso de rotura).

4.- Medidor “Compound”: mide vacío+presión

5.- Medidor de la rigidez dieléctrica del aceite (Chispómetro).

- Con electrodos semiesféricos (CEI) ó planos (ASTM)

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1)

EQUIPO NECESARIO (continuación):

6.- Dispositivos varios.

- Equipo para toma de muestras de aceite.
- Botellas de capacidad adecuada: 0,75-1 litros en plástico no transparente para análisis físico-químicos y 0,1-0,15 litros en cristal oscuro para cromatografía de gases disueltos.
- Medidor de punto de rocío.
- Termómetros (de alcohol).
- Aire seco en botellas (punto de rocío de -40°C) ó un desecador de aire.
- Tubo de plástico transparente a prueba de vacío para indicación del nivel de llenado de aceite.
- Bridas de acoplamiento, válvulas y tubos para conexión entre filtro, bomba y transformador.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1a)

1º) MONTAJE DEL EQUIPO:

- Conectar el vacuómetro a una válvula en la parte superior de la cuba.
- Acoplar la bomba de vacío a una válvula próxima a la tapa ó a la brida donde se acopla la válvula de sobrepresión (ésta no soporta el vacío).
- Montar un tubo de plástico entre una válvula inferior y otra superior de la cuba (se utilizará para verificar el nivel de llenado de aceite).
- Cerrar la válvula de comunicación al conservador para aislarlo del vacío ó mejor desmontar el Buchholz y tapar el tramo de tubería a la cuba del trafo. con brida ciega.
- Es imperativo al hacer vacío el conectar entre sí la cuba del trafo. con el interior del tubo del ruptor mediante las tuberías que se facilitan.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1a)

1º) PRUEBA DE ESTANQUEIDAD:

- Hacer vacío hasta conseguir un valor de 2.3 Torr (0,3 kPa)
- Cerrar la válvula de la bomba de vacío y esperar 1 hora hasta tomar la primera lectura (lectura P_1)
- Después de 30 m. tomar una segunda lectura (lectura P_2)
- Máxima fuga permitida $20 \text{ mBar} \times \text{litro/seg}$ Si $(P_2 - P_1) \times V < 3,6$ el trafo. es hermético (P en kPa y Volumen aceite en m^3)

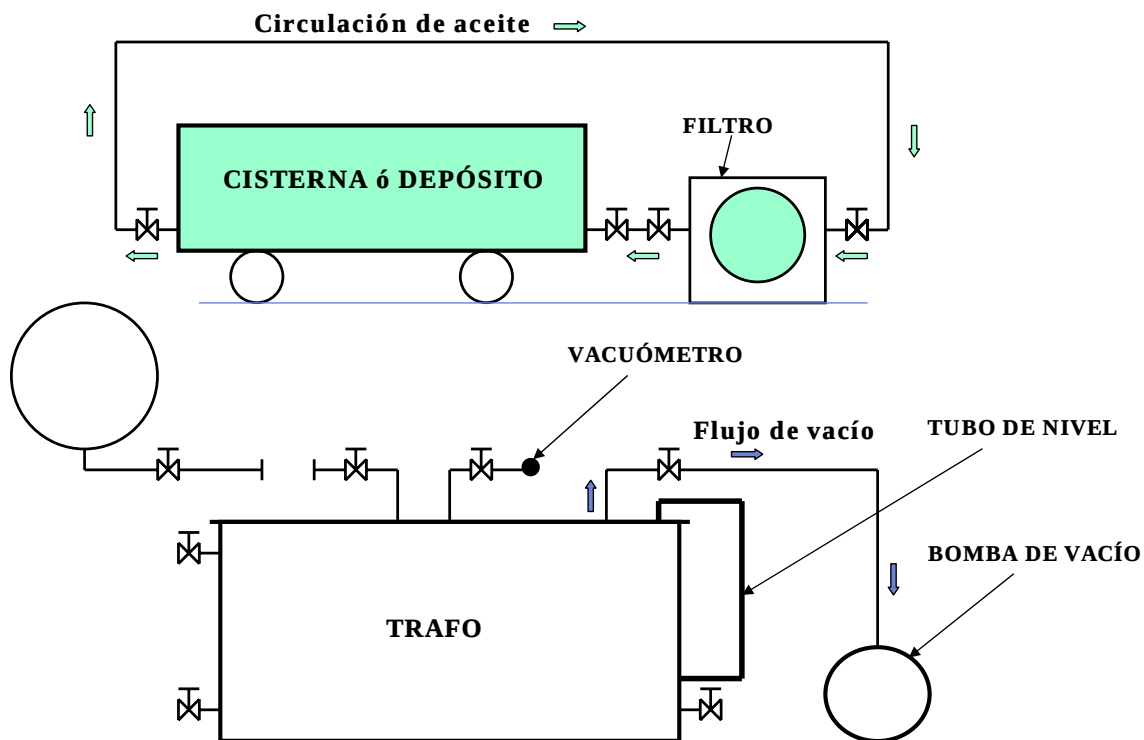
Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1a)

2º) MANTENIMIENTO DEL VACÍO

- Hacer vacío hasta conseguir **1 Torr (0,13 kPa)** (de no conseguirse, localizar la fuga y corregirla, para trafos. por debajo de 0 °C, calentar parte activa y prolongar tiempo de vacío)
- Mantener este vacío el tiempo indicado en la siguiente tabla:

<u>Tensión nominal (kV)</u>	<u>Horas</u>
< 200 kV	12
200–400 kV	24
> 400 kV	36

Secado del transformador bajo vacío y filtrado del aceite (por separado) (Alt. 1-a)



© ABB Group
2_46QOL - 9

ABB

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1a)

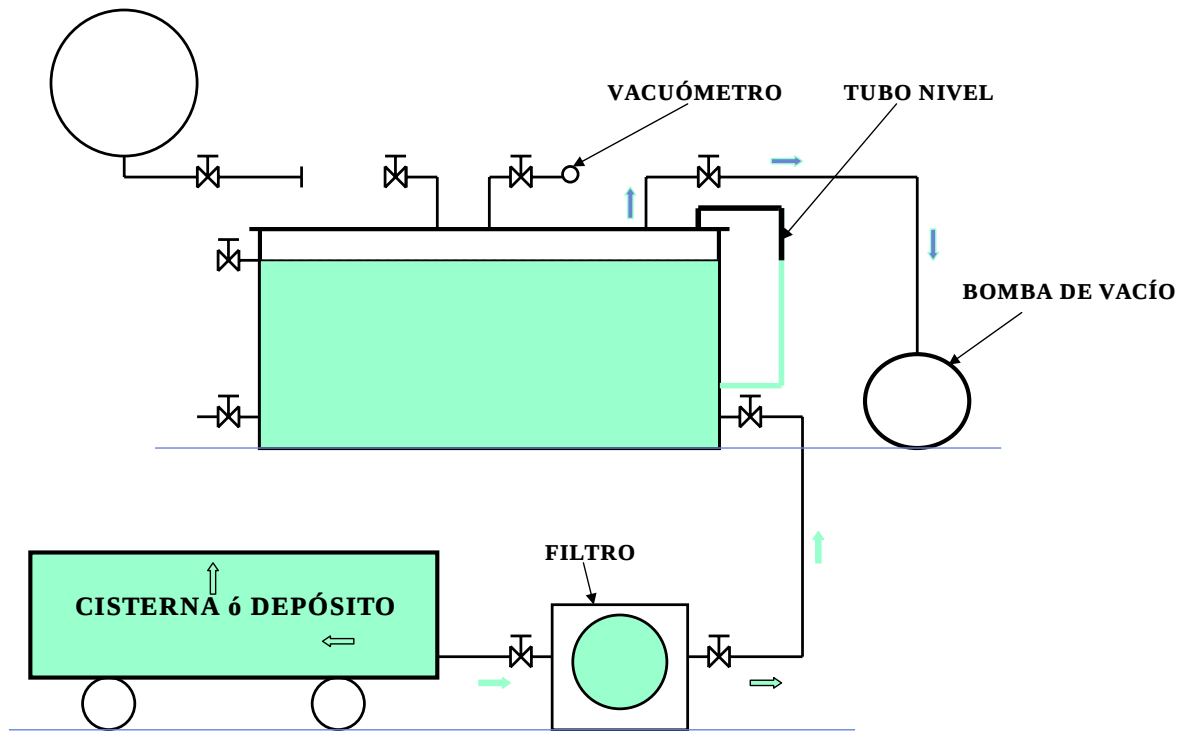
3º) LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO

- Mantener el vacío (1 Torr) e introducir el aceite por una de las válvulas inferiores de la cuba.
- Controlar la velocidad de llenado para mantener el vacío siempre por debajo de 1 Torr.
- Llenar de aceite hasta que quede a unos 50-60 mm. por debajo de la tapa.
- Recircular a través del filtro el aceite, introduciendo éste por una de las válvulas superiores de la cuba; por lo común, con 2-3 pasadas de todo el aceite por el filtro es suficiente. La temperatura del aceite debe estar entre comprendida entre 60 y 75 °C. No sobrepasar nunca los 80 °C.

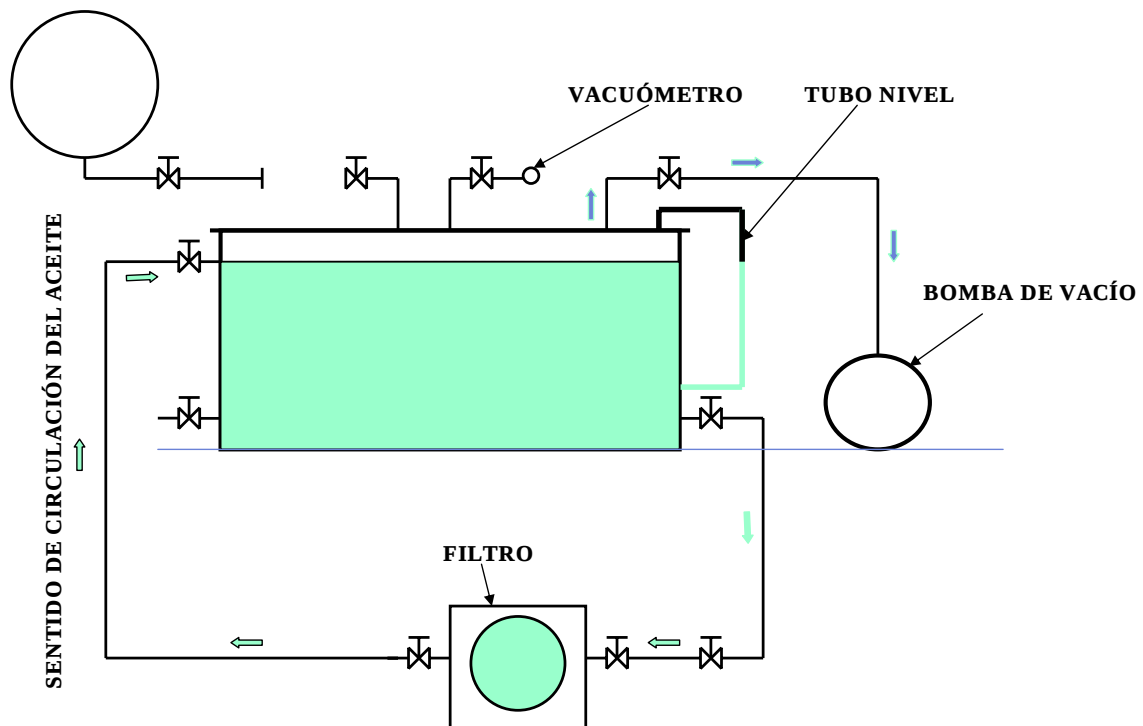
© ABB Group
2_46QOL - 10

ABB

Llenado del transformador bajo vacío (Alt. 1-a)



Recirculación de aceite bajo vacío (Alt. 1-a)



Etapas para el tratamiento de secado y llenado bajo vacío (Alt. 1-a)

3º) LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO (continuación)

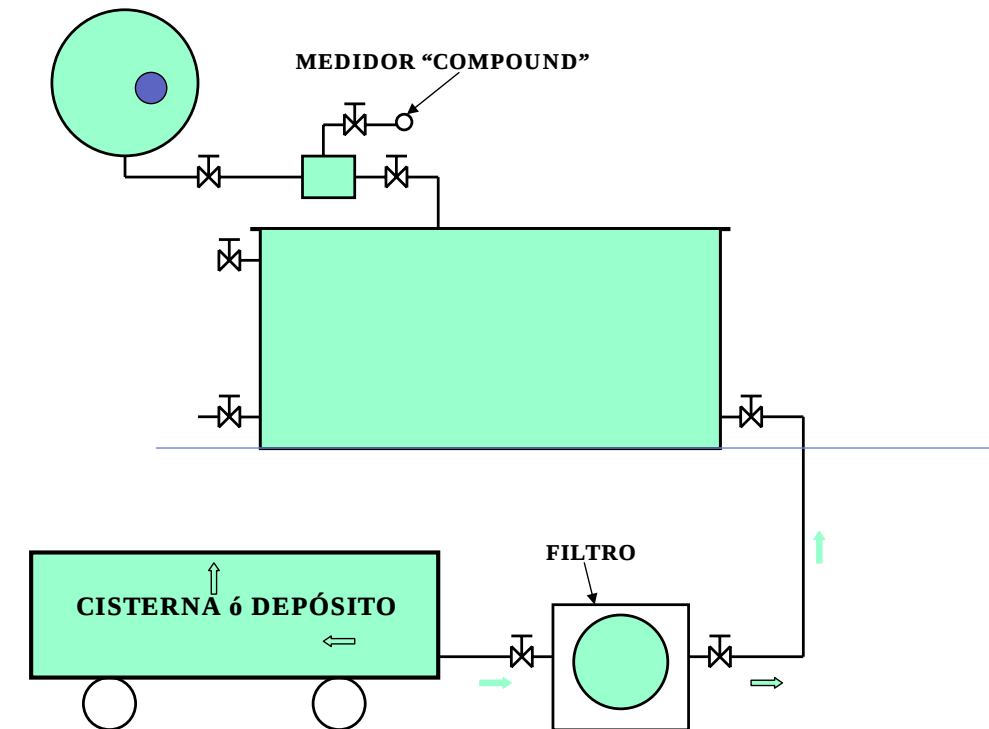
- Tomar una muestra de aceite y medir rigidez, si es aceptable se da por finalizado el proceso.
- Romper el vacío y retirar la bomba.
- Montar la válvula automática de alivio.
- El tapón de purga del conservador debe estar abierto y la válvula de vaciado cerrada.
- Continuar el llenado lentamente abriendo la válvula de comunicación al conservador y observando en el medidor “compound” que la presión esté cercana a cero.
- Seguir con el relleno hasta alcanzar la marca de 20 (ó 25 °C) indicada en el nivel. (*)

Etapas para el tratamiento de secado y llenado bajo vacío (Alt. 1-a)

3º) LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO (continuación)

- Para conservador con balón de caucho (atmoseal) antes del relleno, presurizar el balón con 7 kPa. Continuar el llenado hasta que el aceite salga por el tapón de purga del conservador, cerrar éste y aliviar la presión del balón continuando el llenado hasta el nivel correcto.
- (*) En tiempo frío, el aceite debe quedar por debajo de la marca de 20 °C y en tiempo caluroso por encima, siempre sujeta esta estimación al buen criterio del montador.

Relleno del transformador (Alt. 1-a)



© ABB Group
2_46QOL - 15

ABB

Tratamiento de secado y llenado de transformadores "en campo" (Alt. 1b)

1º) MONTAJE DEL EQUIPO:

- Conectar el vacuómetro a una válvula en la parte superior de la cuba.
- Acoplar la bomba de vacío a una válvula próxima a la tapa
- Montar un tubo de plástico entre una válvula inferior y otra superior de la cuba (se utilizará para verificar el nivel de llenado de aceite).
- Abrir la válvula de comunicación al conservador.
- Es imperativo al hacer vacío el conectar entre sí la cuba del trafo. con el interior del tubo del ruptor mediante las tuberías que se facilitan.
- Igualmente, comunicar el conservador con el balón de caucho (atmoseal) caso de llevarlo.

© ABB Group
2_46QOL - 16

ABB

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1b)

1º) PRUEBA DE ESTANQUEIDAD:

- Hacer vacío hasta conseguir un valor de 2.3 Torr (0,3 kPa)
- Cerrar la válvula de la bomba de vacío y esperar 1 hora hasta tomar la primera lectura (lectura P_1)
- Después de 30 m. tomar una segunda lectura (lectura P_2)
- Máxima fuga permitida $20 \text{ mBar} \times \text{litro/seg}$ Si $(P_2 - P_1) \times V < 3,6$ el trafo. es hermético (P en kPa y Volumen aceite en m^3)

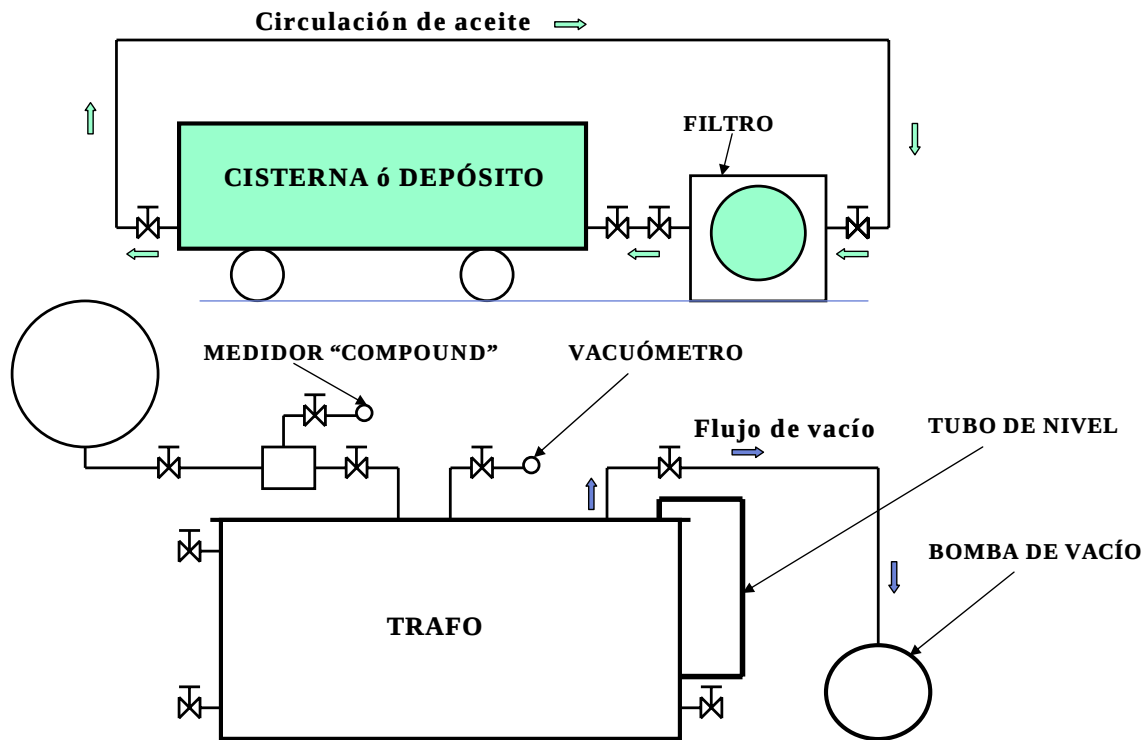
Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1b)

2º) MANTENIMIENTO DEL VACÍO

- Hacer vacío hasta conseguir **1 Torr (0,13 kPa)** (de no conseguirse, localizar la fuga y corregirla, para trafos. por debajo de 0 °C, calentar parte activa y prolongar tiempo de vacío)
- Mantener este vacío el tiempo indicado en la siguiente tabla:

<u>Tensión nominal (kV)</u>	<u>Horas</u>
< 200 kV	12
200–400 kV	24
> 400 kV	36

Secado del transformador bajo vacío y filtrado del aceite (por separado)



© ABB Group
2_46QOL - 19

ABB

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1b)

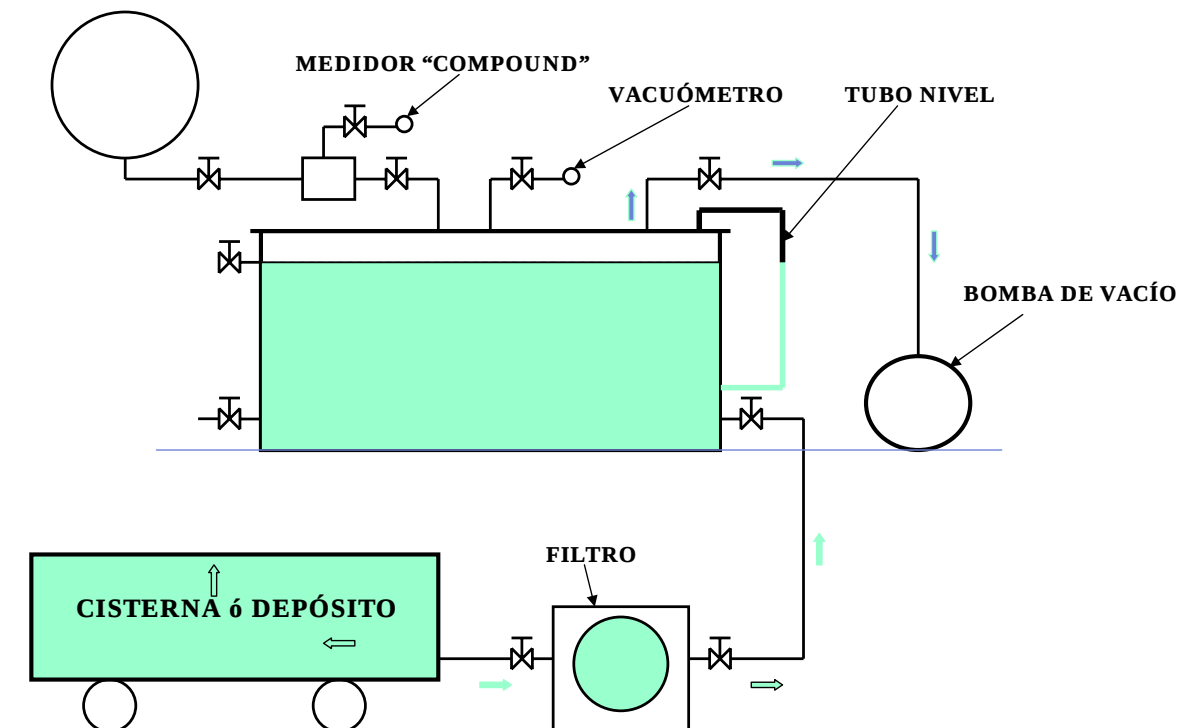
3º) LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO

- Mantener el vacío (1 Torr) e introducir el aceite por una de las válvulas inferiores de la cuba.
- Controlar la velocidad de llenado para mantener el vacío siempre por debajo de 1 Torr.
- Llenar de aceite hasta que quede a unos 50-60 mm. por debajo de la tapa.
- Recircular a través del filtro el aceite, introduciendo éste por una de las válvulas superiores de la cuba; por lo común, con 2-3 pasadas de todo el aceite por el filtro es suficiente. La temperatura del aceite debe estar entre comprendida entre 60 y 75 °C. No sobrepasar nunca los 80 °C.

© ABB Group
2_46QOL - 20

ABB

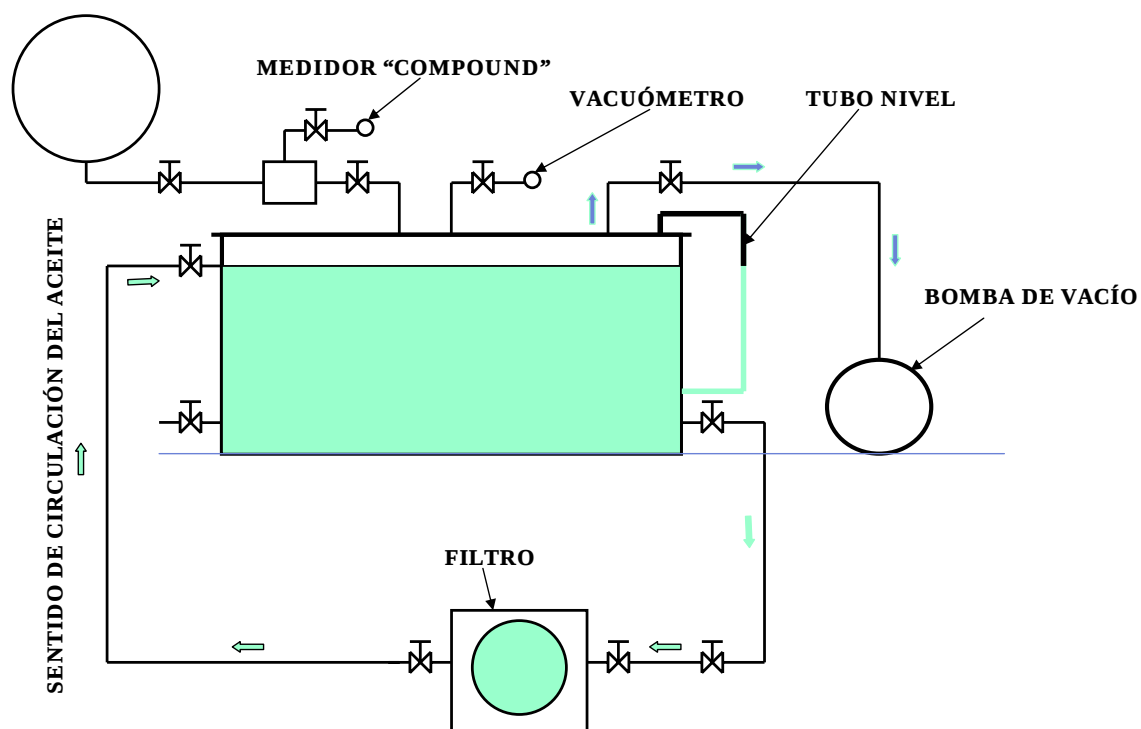
Llenado del transformador bajo vacío



© ABB Group
2_46QOL - 21

ABB

Recirculación de aceite bajo vacío



© ABB Group
2_46QOL - 22

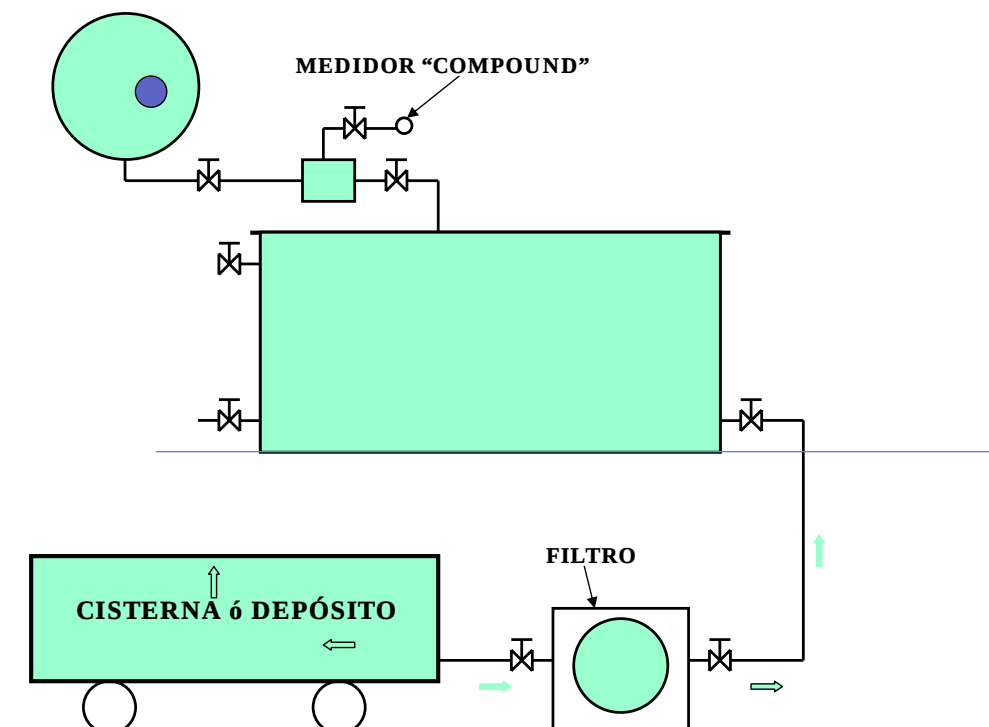
ABB

Tratamiento de secado y llenado de transformadores “en campo” (Alt. 1b)

3º) LLENADO DE ACEITE BAJO VACÍO (continuación)

- Para conservador con balón de caucho (atmoseal) antes del relleno, presurizar el balón con 7 kPa. Continuar el llenado hasta que el aceite salga por el tapón de purga del conservador, cerrar éste y aliviar la presión del balón continuando el llenado hasta el nivel correcto.
- (*) En tiempo frío, el aceite debe quedar por debajo de la marca de 20 °C y en tiempo caluroso por encima, siempre sujeta esta estimación al buen criterio del montador.

Relleno del transformador (Alt. 1-b)



Tratamiento de secado y llenado de transformadores **no** previstos para vacío

EQUIPO NECESARIO:

1.- Un filtro de aceite.

De las siguientes características:

Capacidad: mínimo 3.000 litros/hora.

(recomendable 6.000 ó 9.000 l/h s/ volumen de aceite a tratar).

- Desgasificación: hasta un nivel $< 0,2 \%$
- Filtro: hasta 1 micra.
- Reducción contenido de agua: hasta 8-10 ppm.
- Temperatura salida del aceite: 50-80 °C controlada por termostato.
- Rigidez dieléctrica del aceite: mínimo 80 kV/2,5 mm (s/CEI 156).
- Equipado con “trampa de frío” para comprobar la extracción de agua.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores **no** previstos para vacío

EQUIPO NECESARIO (continuación):

2.- Medidor de la rigidez dieléctrica del aceite (Chispómetro).

- Con electrodos semiesféricos (CEI) ó planos (ASTM)

3.- Dispositivos varios.

- Equipo para toma de muestras de aceite.
- Botellas de capacidad adecuada: 0,75-1 litros en plástico no transparente para análisis físico-químicos y 0,1-0,15 litros en cristal oscuro para cromatografía de gases disueltos.
- Tubo de plástico transparente.
- Termo-ventiladores en número adecuado al tamaño del transformador.
- Lonas para cubrir todo el perímetro del transformador.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores **no** previstos para vacío

1º) MONTAJE DEL EQUIPO:

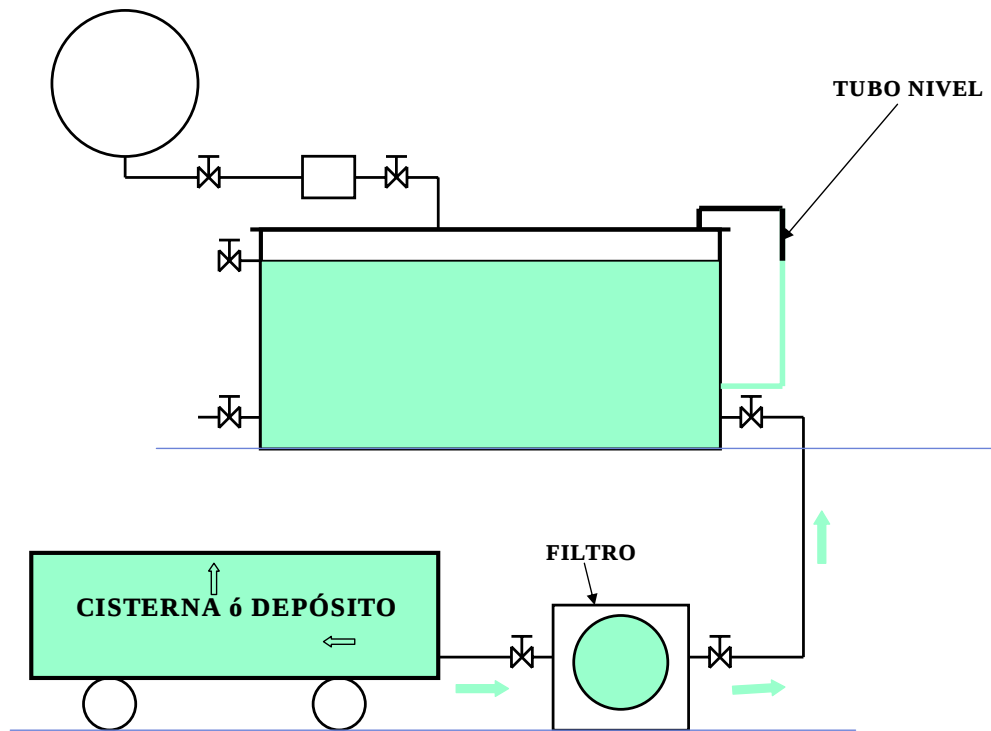
- Montar un tubo de plástico entre una válvula inferior y otra superior de la cuba (se utilizará para verificar el nivel de llenado de aceite).
- Conectar el filtro entre las válvulas inferior y superior situadas en lados opuestos.
- Distribuir los termo-ventiladores de forma regular por todo el perímetro del transformador, de forma que el flujo de aire caliente se dirija hacia la parte media de la cuba.
- Cubrir la cuba del transformador (incluyendo los calefactores) de forma tal que se evite la salida del aire caliente.

Tratamiento de secado y llenado de transformadores **no** previstos para vacío

2º) LLENADO Y RECIRCULACIÓN DEL ACEITE:

- Introducir el aceite (preferentemente ya tratado) por una de las válvulas inferiores de la cuba.
- Llenar de aceite hasta que quede a unos 50-60 mm. por debajo de la tapa
- Conectar el filtro entre las válvulas inferior y superior situadas en lados opuestos.
- Distribuir los termo-ventiladores de forma regular por todo el perímetro del transformador, de forma que el flujo de aire caliente se dirija hacia la parte media de la cuba.
- Cubrir la cuba del transformador (incluyendo los calefactores) de forma tal que se evite la salida del aire caliente.

Llenado del transformador



© ABB Group
2_46QOL - 29

ABB

Tratamiento de secado y llenado de transformadores **no** previstos para vacío

2º) LLENADO Y RECIRCULACIÓN DEL ACEITE (continuación):

- Calentar el aceite hasta los 70-75 °C y dar el suficiente número de pasadas por el filtro hasta extraer la humedad de la parte activa.
- Recircular el aceite a través del filtro, introduciendo el aceite por una de las válvulas superiores de la cuba.

Generalmente se necesitarán al menos entre 15 y 20 pasadas para obtener unos valores aceptables de secado.

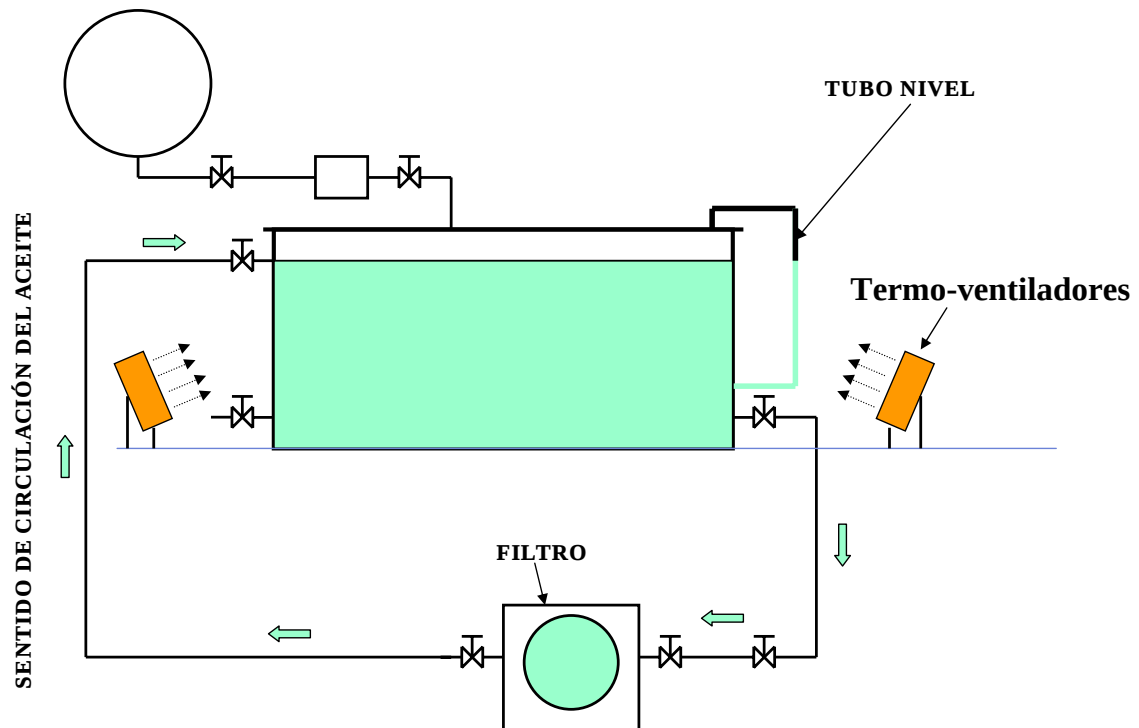
El objeto de los termo-ventiladores es el de mantener caliente la cuba y tapa del transformador para que el calor del aceite se utilice íntegramente en el secado de los aislantes de la parte activa.

- Tomar una muestra de aceite y medir rigidez, si es aceptable se da por finalizado el proceso, caso contrario proseguir con el mismo.

© ABB Group
2_46QOL - 30

ABB

Recirculación de aceite

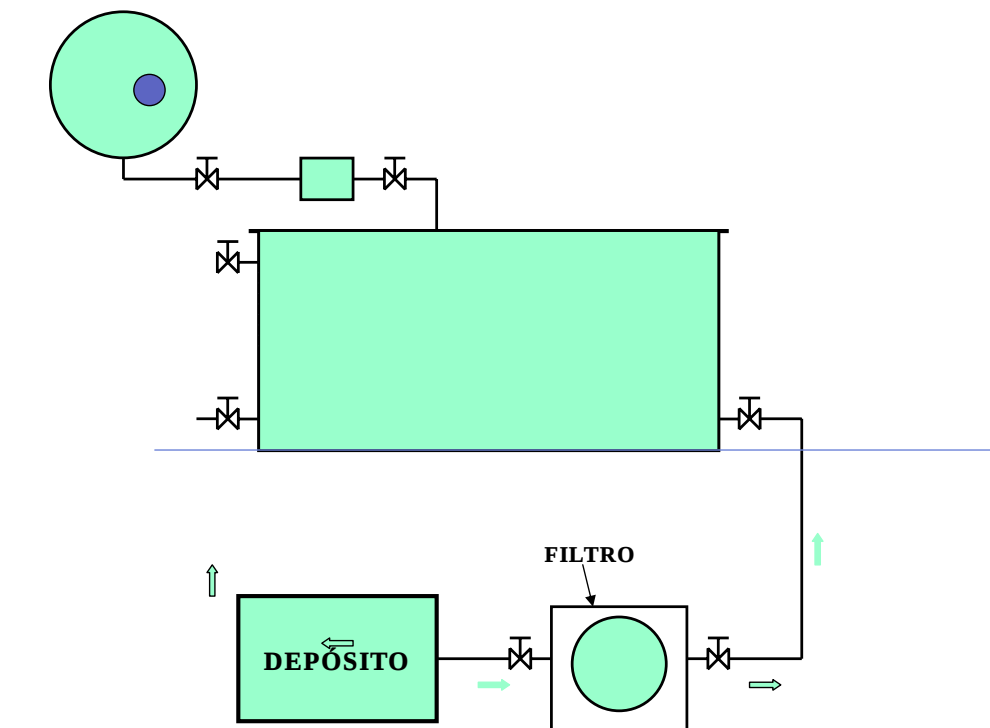


Tratamiento de secado y llenado de transformadores **no** previstos para vacío

4º) LLENADO DEL CONSERVADOR:

- Retirar la conexión superior del filtro.
- Conectar la salida del filtro a una de las válvulas inferiores.
- Efectuar el relleno de la cuba del transformador y del conservador con aceite tratado (siempre desde abajo) hasta conseguir el nivel adecuado en el conservador: marca de 20 °C, corregido según temperatura ambiente.

Relleno del transformador



ENSAYOS DESPUÉS DEL MONTAJE “EN CAMPO”

Ensayos después del montaje “en campo”

- Relación de transformación
- Comprobación del grupo de conexiones (opcional)
- Medida de la resistencia óhmica de los bobinados (opcional)
- Medida de la resistencia de aislamiento
- Medida y revisión de bornas
- Revisión del funcionamiento del cambiador de tomas y accionamiento
- Revisión y tarado de los aparatos de control de temperatura
- Ensayos del aceite
- Preparación para la energización

Relación de transformación

Se efectúa esta medida en todas las posiciones del cambiador para comprobar su correcto conexionado.

Equipo necesario:

- ✓ Un puente de medida (Vettiner ó similar)

Como alternativa puede efectuarse la medida utilizando voltímetros y amperímetros y disponiendo de una fuente de alimentación auxiliar, a ser posible estabilizada, de aprox. 380 V c.a.

Relación de transformación

Procedimiento:

El ensayo se efectúa alimentando **SIEMPRE** por el bobinado de **MAYOR TENSION**. Se mide para todas las posiciones del cambiador con respecto a los otros bobinados, registrándose su valor en el protocolo. No deben existir variaciones superiores al $\pm 0,5\%$ del valor calculado que es el indicado en la placa de características; los valores para las tres fases deben ser iguales.

Cuando en la medida se utilizan voltímetros en lugar de puente, debido a la escasa precisión de la medida, variaciones de hasta un $\pm 10\%$ de los valores anotados en Fábrica son admisibles a condición de que los valores medidos en las tres fases sean iguales.

En las posiciones extremas y media debe medirse la corriente de excitación de cada fase. Como norma general la corriente de excitación no debe sobrepasar los 50 mA. Recuérdese que la corriente de excitación en la fase central puede ser hasta un 50 % menor que en las fases extremas.

Medida de la resistencia óhmica de los bobinados

La medida de la resistencia óhmica de los bobinados se efectúa en la posiciones media y extremas del cambiador de tomas, comparándose entre sí las tres fases y con los valores medidos en fábrica. Téngase en cuenta la temperatura de los bobinados al realizar el ensayo.

Si el transformador lleva varias horas sin tensión puede tomarse como temperatura de los bobinados la del aceite, tomada en la tapa del transformador.

La fórmula que relaciona las resistencias a distintas temperaturas es:

$$R_{T_2} = R_{T_1} * \frac{234,5 + T_2}{234,5 + T_1} \text{ (Cobre)} \quad R_{T_2} = R_{T_1} * \frac{225,5 + T_2}{225,5 + T_1} \text{ (Aluminio)}$$

R_{T_1} = Resistencia a la temperatura T_1

R_{T_2} = Resistencia a la temperatura T_2

Nota: El proceso del ensayo es idéntico al utilizado en fábrica.

Medida de la resistencia de aislamiento

Para verificar el estado del aislamiento del transformador pueden (opcionalmente) efectuarse medidas de aislamiento de:

- Bobinados
- Circuito magnético y piezas de aprieto.
- Transformadores de corriente.
- Cableado auxiliar

Utilizar un “Megger” de tensión adecuada a cada uno de los elementos a medir, conectando siempre el polo “+” a tierra y el “-” al elemento a ensayar.

Aislamiento de bobinados

Efectuar las siguientes medidas (caso de 3 bobinados):

- Entre AT y (BT+Terciario+Cuba+Tierra)
- Entre BT y (AT+Terciario+Cuba+Tierra)
- Entre Terciario y (AT+BT+Cuba+Tierra)

- La duración del ensayo será de 1 minuto.
- Utilizar preferentemente “Megger” de 2,5 ó 5 kV.
- Los valores de aceptación son aproximadamente los medidos en Fábrica (figuran en el Protocolo de Ensayos), ó como mínimo 1 Megohmio por kV de tensión nominal del bobinado.

Aislamiento del circuito magnético

- Desmontar la tapa registro de la puesta a tierra del circuito magnético ubicada en la tapa del transformador.
- Soltar los puentes que unen circuito magnético, piezas de aprieto y tierra: puentes “A” y “B”.
- Medir entre “A” y tierra (circuito magnético y tierra).
- Medir entre “A” y “B” (circuito magnético y piezas de aprieto).
 - La duración del ensayo será de 1 minuto.
 - Utilizar “Megger” de 500 V.
 - El valor mínimo aceptable es de 100 Megohmios.

Nota: **NO** utilizar para el ensayo corriente alterna por riesgo de daño en el circuito magnético.

Aislamiento de los transformadores de corriente y cableado auxiliar

- **Medir cada terminal contra tierra.**
 - **La duración del ensayo será de 1 minuto.**
 - **Utilizar “Megger” de 500 ó 1.000 V.**
 - **El valor mínimo aceptable es de 10 Megohmios.**

Nota: Si se exigiera utilizar un mayor nivel de tensión (2.000 ó 2.500 V) es necesario desconectar del cableado auxiliar todos los aparatos de protección.

TARJETA DE INSPECCIÓN PARA TRABAJOS EN CAMPO

© ABB Group
2_46Q0N - 1



Tarjeta de inspección para trabajos en campo

POTENCIA (MVA):	TIPO:	RELACION (kV)	
N° FABRIC.:	O.T.- FABRIC.:	O.T.- MONTAJE:	Hoja n° 1 de 6
CLIENTE:	EMPLAZAMIENTO:		

GRUPO	N°	ELEMENTO A PROBAR	VALOR NOMINAL	TIPO PRUEBA	SUPERVISION		
					FECHA	RESULTADO	FIRMA
RECEPC. MATERIAL	0010	Material recibido conforme	Lista embarque	Visual			
	0020	Daños en el equipo	Planos	Visual			
	0030	Sobrepresión en cuba	< 0.05 kgs/cm ²	Visual			
	0040	Estado detectores / regist impactos		Visual			
A C C E S O R I O S	0101	Válvulas de radiadores super/infer	Abierta	Visual			
	0102	Válvulas llenado regulador	Abierta	Visual			
	0103	Válvula vaciado regulador	Cerrada	Visual			
	0104	Comunicación para vacío	Eliminada	Visual			
	0105	Válvula retorno de filtrado	Según utilización	Visual			
	0106	Válvulas del relé Buchholz	Abierta	Visual			
	0107	Válvulas toma muestras y filtrado	Cerrada	Visual			
	0108	Válvulas aero-hidrorefrigerantes	Abierta	Visual			
	0109	Purgado tuberías y elementos	Realizar	Manual			
	0110	Estado de las juntas	Correcto	Visual			
	0111	Control y eliminación de fugas	Correcto	Visual/Manu			
	0112	Verificación niveles conservadores	Nivel a 25 °C	Visual			

© ABB Group
2_46Q0N - 2



Tarjeta de inspección para trabajos en campo

POTENCIA (MVA):	TIPO:	RELACION (kV)	
Nº FABRIC.:	O.T.- FABRIC.:	O.T.- MONTAJE:	Hoja nº 2 de 6
CLIENTE:	EMPLAZAMIENTO:		

GRUPO	Nº	ELEMENTO A PROBAR	VALOR NOMINAL	TIPO PRUEBA	SUPERVISION		
					FECHA	RESULTADO	FIRMA
R E G U L A D O R E S	0201	Puesta a masa de la cabeza	Colocada	Visual			
	0202	Purgado	Realizar	Manual			
	0203	Coincidencia de posición regulador con el mando	Confirmar en varias posición.	Visual			
	0204	Válvula conexión RS2001/Beta	Abierta	Visual			
	0205	Montaje correcto RS2001/Beta	Según planos	Visual			
	0206	Actuación contactos de disparo	Comprobar	Manu/Eléc			
	0207	Conexión correcta tubos salida	Según planos	Visual			
	0208	Sujección torreta (piezas amarre)	Confirmar	Visual			
	0208	Bridas de acoplamiento de ejes	Confirmar	Visual			
	0209	Protección eje horizontal	Confirmar	Visual			
	0210	Recorrido ajustador en vacío	Confirmar	Visual			
ARMARIO DE ACCIONA.	0211	Actuación micro volante ajustador	Confirmar	Eléctrica			
	0301	Tensiones alimentación correctas	Según placa	Eléctrica			
	0302	Secuencia de fases	Confirmar	Eléctrica			
	0303	Puesta a masa del armario	Confirmar	Visual			
	0304	Estanqueidad del armario	Confirmar	Visual			
	0305	Fines de carrera eléctricos	Confirmar	Eléc/Manu			
	0306	Fines de carrera mecánicos	Confirmar	Eléc/Manu			
	0307	Contacto paso a paso	Confirmar	Eléc/Manu			

Tarjeta de inspección para trabajos en campo

POTENCIA (MVA):	TIPO:	RELACION (kV)	
Nº FABRIC.:	O.T.- FABRIC.:	O.T.- MONTAJE:	Hoja nº 3 de 6
CLIENTE:	EMPLAZAMIENTO:		

GRUPO	Nº	ELEMENTO A PROBAR	VALOR NOMINAL	TIPO PRUEBA	SUPERVISION		
					FECHA	RESULTADO	FIRMA
ARMARIO DE ACCIONA.	0308	Coincidencia de posición con el regulador	Confirmar en varias posiciones	Visual			
	0309	Comprobación de post-carrera	Comprobar	Manual			
	0310	Resistencia de calefacción	Comprobar	Manu/Eléc			
BORNAS	0410	Nivel de aceite de las bornas	Comprobar	Visual			
	0411	Puesta a tierra toma capacitiva	Comprobar	Visual			
	0412	Caperuzas protección en Terciario	Confirmar	Visual			
	0413	Purgado de bornas	Realizar	Manual			
P R O T E C T I O N E S	0501	Montaje correcto del Relé Buchholz	Confirmar	Visual			
	0502	Purgado del Relé Buchholz	Realizar	Manual			
	0503	Prueba contactos alarma Buchholz	Comprobar	Manu/Eléc			
	0504	Prueba contactos disparo Buchholz	Comprobar	Manu/Eléc			
	0505	Montaje correcto nivel aceite trafo	Confirmar	Visual			
	0506	Montaje correcto nivel aceite conmt	Confirmar	Visual			
	0507	Prueba contactos nivel trafo	Realizar	Manu/Eléc			
	0508	Prueba contactos nivel conmutador	Realizar	Manu/Eléc			
	0509	Instalación correcta termómetro	Confirmar	Visual			
	0510	Bulbo con aceite y tubo capilar	Comprobar	Visual			
	0511	Prueba contactos alarma Termóm.	Comprobar	Manu/Eléc			
	0512	Prueba contactos disparo Termóm.	Comprobar	Manu/Eléc			

Tarjeta de inspección para trabajos en campo

POTENCIA (MVA):	TIPO:	RELACION (kV)	
N° FABRIC.:	O.T.- FABRIC.:	O.T.- MONTAJE:	Hoja n° 4 de 6
CLIENTE:	EMPLAZAMIENTO:		

GRUPO	N°	ELEMENTO A PROBAR	VALOR NOMINAL	TIPO PRUEBA	SUPERVISION		
					FECHA	RESULTADO	FIRMA
P R O T E C C I O N E S	0513	Prueba contactos arranque equipo refrigeración (Termómetro)	S/esquem. conex	Manu/Eléc			
	0514	Instalación correcta imágenes térm	Confirmar	Visual			
	0515	Conexión T.I. imágenes térmic.	S/placa caracte.	Visual			
	0516	Confirmación puntos de tarado	S/esquem. conex	Eléctrica			
	0517	Bulbo con aceite y tubo capilar	Realizar	Visual			
	0518	Prueba contactos alarma imagen térmica.	S/esquem. conex	Manu/Eléc			
	0519	Prueba contactos disparo imagen térmica	S/esquem. conex	Manu/Eléc			
	0520	Prueba contactos arranque equipo refrigeración (imagen térmica)	S/esquem. conex	Manu/Eléc			
	0521	Instalación correcta válvula alivio	Confirmar	Visual			
TRANSF.	0522	Prueba contactos disparo válvula alivio.	Realizar	Manu/Eléc			
	0601	Confirmar característica con placa general y particular	Realizar	Visual			
	0602	Verificar puesta a tierra T.I.	Comprobar	Eléc/Visual			
	0603	Verif. T.I. usados c:rcuito cerrado	Realizar	Visual			
	0604	Verif. T.I. libres: cortocircuitados y puestos a masa.	Realizar	Visual			

Tarjeta de inspección para trabajos en campo

POTENCIA (MVA):	TIPO:	RELACION (kV)	
N° FABRIC.:	O.T.- FABRIC.:	O.T.- MONTAJE:	Hoja n° 5 de 6
CLIENTE:	EMPLAZAMIENTO:		

GRUPO	N°	ELEMENTO A PROBAR	VALOR NOMINAL	TIPO PRUEBA	SUPERVISION		
					FECHA	RESULTADO	FIRMA
R E F R I G E R A C I O N C A B I N A	0701	Tensiones de alimentación de fuerza y control correctas	S/Esquema conexión	Eléctrica			
	0702	Secuencia de fases en bombas y ventiladores correcta	Confirmar	Eléctrica			
	0703	Puesta en marcha refrigeración manual	Realizar	Manual			
	0704	Puesta en marcha refrigeración por temperatura	Realizar	Manual			
	0705	Señales de alarma circuitos de fuerza y control	Confirmar	Eléctrica			
	0706	Funcionamiento indica. paso aceite	Comprobar	Eléctrica			
	0709	Ajustar tarado de interruptores magnetotérmicos	S/Esquema conexión	Manual			
	0710	Funcionamiento termostato ambient	Comprobar	Manu/Eléc			
	0711	Funcionamiento resistencia caldeo	Comprobar	Manu/Eléc			
	0712	Puesta a tierra de motores	Comprobar	Visual			
	0713	Puesta a tierra de cabina control	Comprobar	Visual			
	0714	Funcionamiento iluminación cabina	Comprobar	Manu/Eléc			
	0715	Estanqueidad cabina de control	Comprobar	Visual			

Tarjeta de inspección para trabajos en campo

POTENCIA (MVA):	TIPO:	RELACION (kV)	
Nº FABRIC.:	O.T.- FABRIC.:	O.T.- MONTAJE:	Hoja nº 6 de 6
CLIENTE:	EMPLAZAMIENTO:		

GRUPO	Nº	ELEMENTO A PROBAR	VALOR NOMINAL	TIPO PRUEBA	SUPERVISION		
					FECHA	RESULTADO	FIRMA
E N S A Y O S	0801	Relación transformación, polaridad y grupo conexiones	S/Placa características	Eléctrica		Ver protocolo	
	0802	Medida de aislamiento arrollamien.	S/Protoc de Fca.	Eléctrica		Ver protocolo	
	0803	Medida de aislamiento T.I.	S/Protoc de Fca.	Eléctrica		Ver protocolo	
	0804	Medida aislamiento circuitos control	S/Protoc de Fca.	Eléctrica		Ver protocolo	
	0805	Rigidez dieléctrica aceite	≥ 300 kV/cm	Eléctrica			
	0806	Análisis de aceite para gases	Tomar muestra	Laboratorio		Ver protocolo	
	0807	Análisis de aceite fisico-químicos	Tomar muestra	Laboratorio		Ver protocolo	
	0808	Análisis aceite recuento partículas	Tomar muestra	Laboratorio		Ver protocolo	
GRUPO	Nº	OBSERVACIONES					

ACEITES AISLANTES

Aceites aislantes de origen mineral

CLASIFICACIÓN:

■ POR EL ORIGEN DEL CRUDO:

- Nafténicos
- Parafínicos
- Alifáticos

■ POR SUS ADITIVOS:

- Inhibidos (Antioxidantes añadidos tras el refinado)
- No inhibidos (Antioxidantes naturales)

Valores característicos de los aceites (s/UNE 21-320)

ACEITE		SIN INHIBIR	INHIBIDO
CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR	
Masa específica absoluta a 20 °C	g/cm ³	≤ 0,895	≤ 0,895
Viscosidad cinemática a 20 °C	cSt	≤ 25	≤ 25
Viscosidad cinemática a - 20 °C	cSt	≤ 500	≤ 500
Punto de inflamación	° C	≥ 140	≥ 140
Punto de congelación	° C	≤ - 32	≤ - 32
Azufre corrosivo	---	No corrosivo	No corrosivo
Número de neutralización	mgKOH/g	≤ 0,03	≤ 0,03
Rigidez dieléct. (aceite no tratado)	kV	≥ 35	≥ 35
Rigidez dieléctrica (aceite tratado)	kV	≥ 60	≥ 60
Pérdidas dieléctricas a 90 °C (aceite no tratado)	%	≤ 0,5	≤ 0,5
Pérdidas dieléctricas a 90 °C (aceite tratado)	%	≤ 0,2	≤ 0,2
Estabilidad a la oxidación acelerada (164 horas)			
Peso de depósito	%	≤ 0,01	---
Número de neutralización	mgkOH/g	≤ 0,04	---

Propiedades físicas de las siliconas y aceites minerales

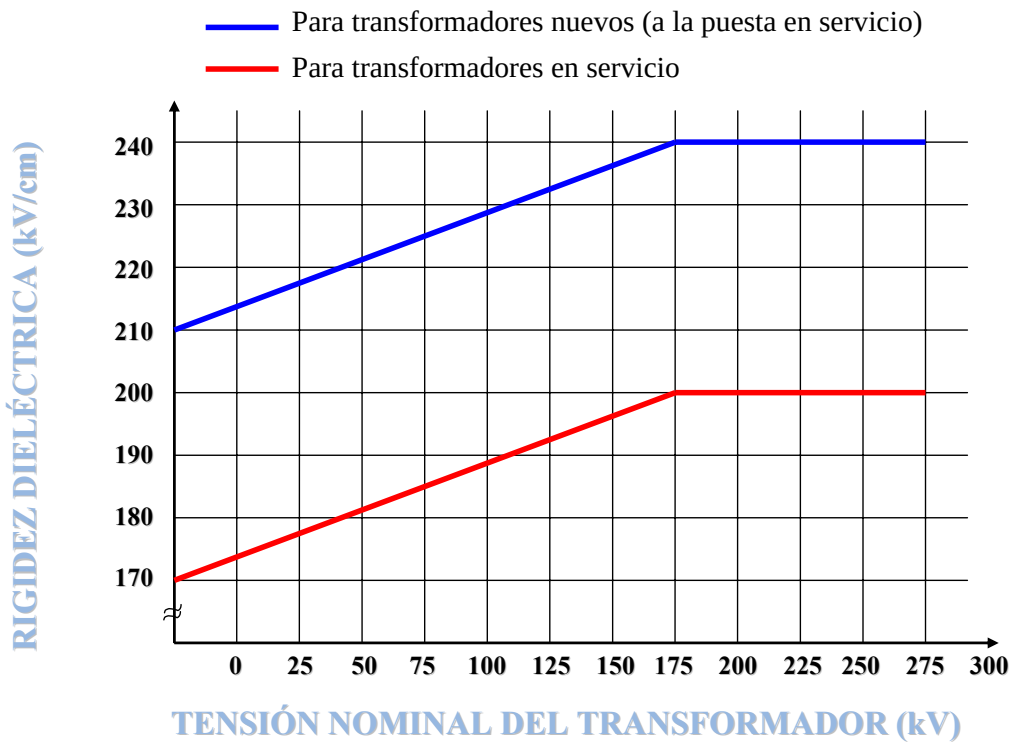
PROPIEDADES	UNID.	ACEITE	SILICONA
Viscosidad cinemática a - 20 °C	mm ² s ⁻¹	720	140
Viscosidad cinemática a 0 °C	mm ² s ⁻¹	125	85
Viscosidad cinemática a 25 °C	mm ² s ⁻¹	16	50
Viscosidad cinemática a 100 °C	mm ² s ⁻¹	3	16
Viscosidad dinámica a - 20 °C	cPo	657	141
Viscosidad dinámica a 0 °C	cPo	112,7	83,8
Viscosidad dinámica a 25 °C	cPo	22,2	48
Viscosidad dinámica a 100 °C	cPo	2,3	14,2
Masa específica a 25 °C	g/cm ³	0,887	0,960
Coefficiente de dilatación cúbica	°C ⁻¹	0,00063	0,00104
Conductividad térmica a 25 °C	Cal/cm/°C	0,00032	0,00036
Calor específico a 25 °C	Cal/g/°C	0,263	0,503
Punto de congelación	°C	- 45	-55
Absorción de aire a 25 °C	% Volum	9	16,5
Punto de inflamación	°C	150	300
Punto de combustión	°C	165	360

Características físico-químicas de aceites aislantes para transformadores y reactancias

(Límites de aceptación)

PROPIEDAD	UNID	Aceite nuevo	Aceite Regener	Aceite filtrado	Aceite usado < 70 kV > 70 kV		NORMA
Aspecto	---	Limpio y exento de materias en suspensión o depósitos					CEI 296
Color	---	< 1	< 3	< 4	< 4	< 4	UNE 21320-3
Densidad a 20 °C	Kg/dm3	< 0,895	< 0,895	< 0,895	< 0,895	< 0,895	UNE 21320-4
Viscosidad a 40 °C	mm ² /s	< 16,5	< 14	< 11	< 11	< 11	UNE21320-14
Punto de inflamación	°C	> 140	> 140	> 140	> 140	> 140	UNE 31320-18
Punto de congelación	°C	< - 32	< - 32	< - 32	< - 32	< - 32	UNE 21320-8
Índice neutralización	mg KOH/g	< 0,03	< 0,03	< 0,03	< 0,03	< 0,03	UNE 21320-13
Tang δ a 90 °C	%	< 0,5	0,5<	< 0,7	< 1	< 0,8	UNE 21320-17
Contenido en agua	ppm	< 5	< 10	< 10	< 25	< 20	UNE 21384
Tensión interfásica	mN/m	> 40	> 40	> 40	> 40	> 40	UNE 21320-6
Resistividad en cc a 90 °C	GΩm	> 60	> 60	> 60	> 60	> 60	UNE 21317
Rigidez dieléctrica	kV	> 70	> 60	> 60	> 35	> 50	UNE 21309
Partículas no metálicas							
♦ Mayores de 2,5 micras	Part/100 ml	< 18000	< 25000	< 25000	< 50000	< 50000	CEI 970
♦ Mayores de 5 micras	Part/100 ml	< 8000	< 15000	< 15000	< 28000	< 28000	CEI 970
Partículas metálicas (Cu, Fe)	ppb	< 10	< 30	< 30	< 50	< 50	IEEE vol 5

Valores mínimos admisibles de la rigidez dieléctrica de aceites para transformadores



Mantenimiento del aceite

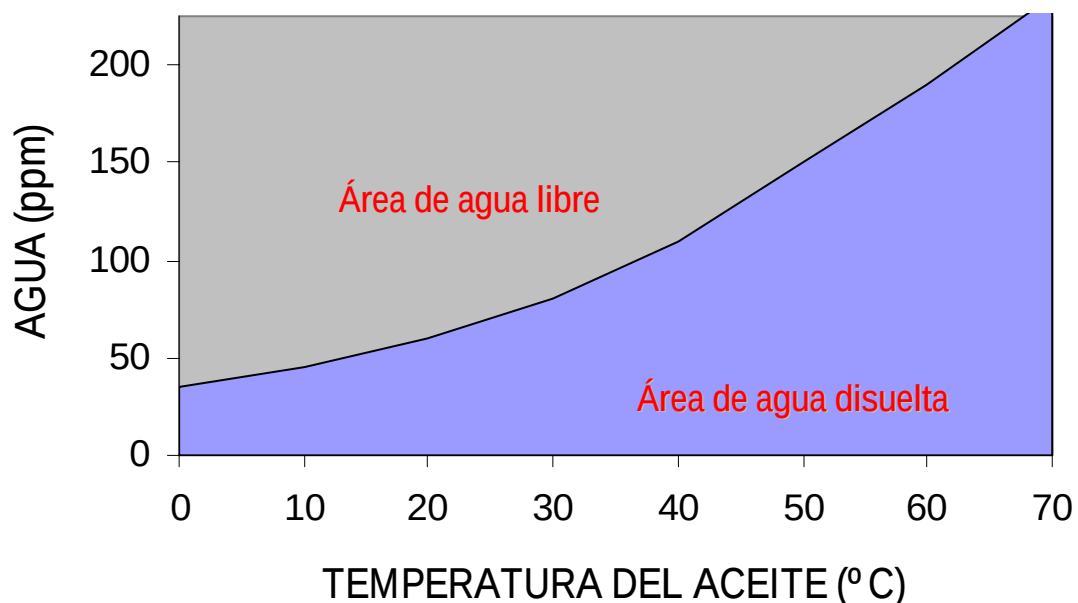
■ TRATAMIENTO:

Procedimiento para eliminar mediante **medios físicos** las partículas sólidas, el gas disuelto y rebajar el contenido de agua hasta niveles aceptables.

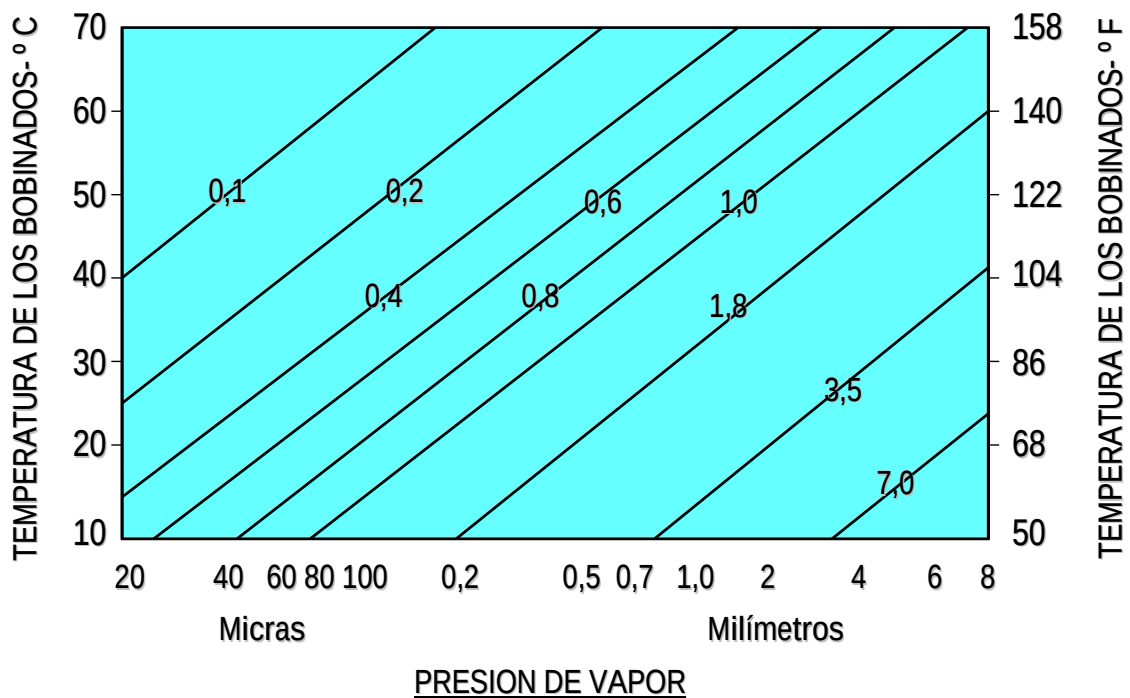
■ REGENERACIÓN:

Proceso capaz mediante reacciones químicas, de eliminar del aceite los contaminantes (insolubles o disueltos) a fin de que al final del proceso las características sean similares a las de un aceite nuevo.

Aceite nuevo de transformadores (Saturación del agua)



Contenido aprox. de humedad en % del peso del aislante orgánico



© ABB Group
2_46Q00 - 9

ABB

Medida del punto de rocío

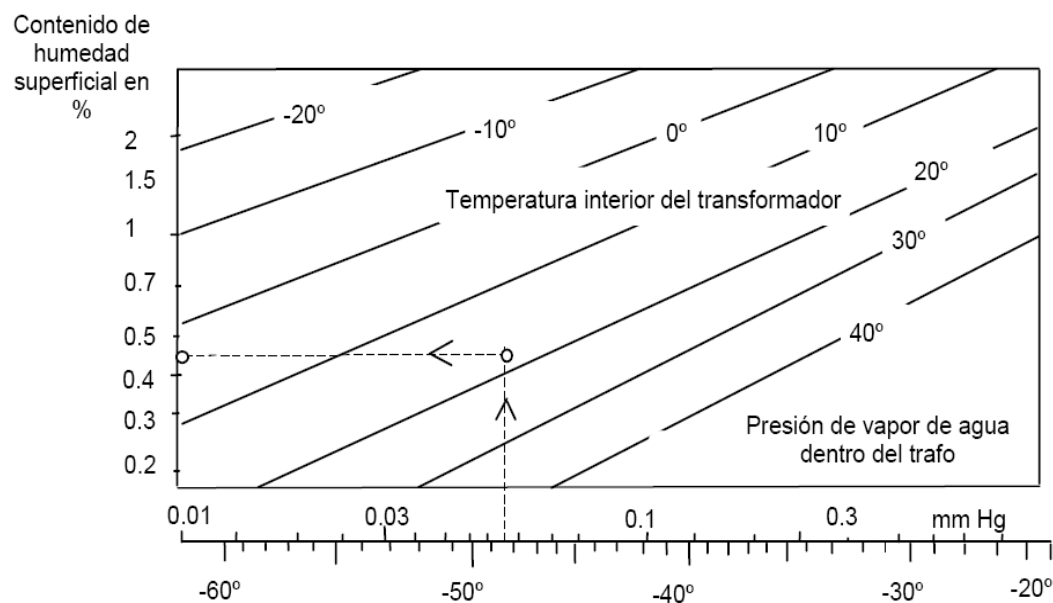
- **PRESURIZAR EL TRANSFORMADOR CON AIRE SECO (PREFERENTEMENTE) Ó NITRÓGENO A 20 kPa (0,2 Bares)**
- **MANTENER LA PRESIÓN EN EL TRAFO DURANTE 24 HORAS**
- **SI LA HUMEDAD SUPERFICIAL ES $< 0,4\%$ EL SECADO ES BUENO**

© ABB Group
2_46Q00 - 10

ABB

Diagrama para la medida del punto de rocío

Figura 1 – Diagrama del Punto de rocío.



PUNTO DE ROCÍO DEL AIRE DENTRO DEL TRANSFORMADOR

© ABB Group
2_46Q00 - 11

ABB

Tabla de equivalencias (I)

Punto de rocío – Presión de vapor - Humedad (ppm)

Punto de rocío °C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm	Punto de rocío °C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm
- 120	9×10^{-8}	$1,2 \times 10^{-4}$	- 100	0,00000968	0,0127
- 118	15×10^{-8}	2×10^{-4}	- 98	0,00001459	0,0192
- 116	25×10^{-8}	$3,3 \times 10^{-4}$	- 96	0,00002178	0,0287
- 114	41×10^{-8}	$5,4 \times 10^{-4}$	- 94	0,00003224	0,0424
-112	66×10^{-8}	$8,7 \times 10^{-4}$	- 92	0,00004729	0,0622
- 110	$10,7 \times 10^{-7}$	$14,1 \times 10^{-4}$	- 90	0,00006879	0,0905
- 108	$16,7 \times 10^{-7}$	$22,2 \times 10^{-4}$	- 88	0,00009924	0,1305
- 106	$26,6 \times 10^{-7}$	35×10^{-4}	- 86	0,00014205	0,1869
- 104	$41,3 \times 10^{-7}$	$54,3 \times 10^{-4}$	- 84	0,00020180	0,2655
- 102	$63,6 \times 10^{-7}$	$83,7 \times 10^{-4}$	- 82	0,00028440	0,3742

© ABB Group
2_46Q00 - 12

ABB

Tabla de equivalencias (II)

Punto de rocío – Presión de vapor - Humedad (ppm)

Punto de rocío °C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm	Punto de rocío °C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm
- 80	0,0003981	0,5238	- 60	0,008076	10,626
- 78	0,0005533	0,7280	- 58	0,010576	13,916
- 76	0,0007638	1,0050	- 56	0,01378	18,132
- 74	0,0010476	1,3780	- 54	0,01787	23,513
- 72	0,0014275	1,8780	- 52	0,02305	30,329
- 70	0,0019330	2,5430	- 50	0,02961	38,961
- 68	0,0026030	3,4250	- 48	0,03786	49,816
- 66	0,003483	4,5830	- 46	0,04819	63,408
- 64	0,004635	6,0990	- 44	0,06108	80,368
- 62	0,006135	8,0720	- 42	0,07709	101,43

Tabla de equivalencias (III)

Punto de rocío – Presión de vapor - Humedad (ppm)

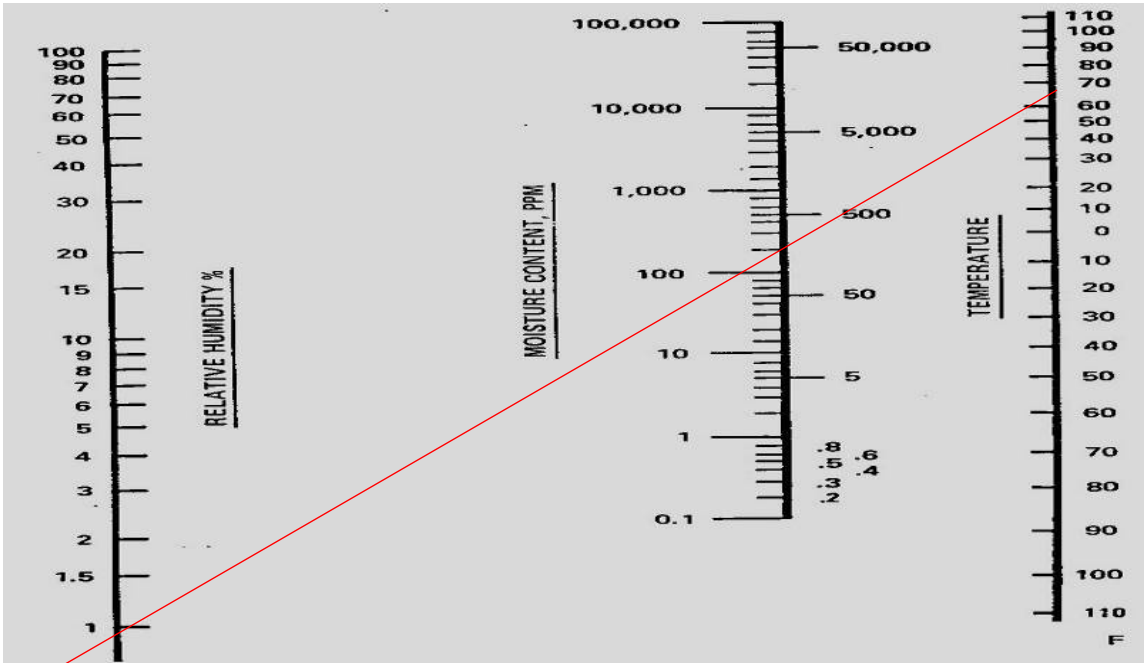
Punto de rocío °C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm	Punto de rocío °C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm
- 40	0,09691	127,51	- 20	0,7790	1025,00
- 38	0,12133	159,64	- 18	0,9421	1239,61
- 36	0,15133	199,12	- 16	1,136	1494,74
- 34	0,1880	247,37	- 14	1,365	1796,05
- 32	0,2328	306,32	- 12	1,636	2152,63
- 30	0,2871	377,76	- 10	1,956	2573,68
- 28	0,3529	464,34	- 8	2,331	3067,11
- 26	0,4323	568,82	- 6	2,771	3646,05
- 24	0,5277	694,34	- 4	3,285	4322,37
- 22	0,6422	845,00	- 2	3,884	5110,53

Tabla de equivalencias (IV)

Punto de rocío – Presión de vapor - Humedad (ppm)

Punto de rocío ° C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm	Punto de rocío ° C	Presión vapor mm-Hg	Humedad ppm
0	4,581	6027,63	20	17,535	23072,37
2	5,292	6963,16	Punto de rocío: Temperatura a la que un gas debe ser enfriado hasta producirse la saturación con vapor de agua. Presión de vapor: Es la presión ejercida por el vapor de agua contenido en un gas. La presión total ejercida por una mezcla de gases es la suma de las presiones de sus componentes. Humedad "ppm" en volumen: Es la relación existente entre la presión del vapor de agua respecto de la presión total de gas.		
4	6,099	8025,00			
6	7,012	9226,32			
8	8,045	10585,53			
10	9,209	12117,10			
12	10,518	13839,47			
14	11,988	15773,68			
16	13,635	17940,79			
18	15,478	20365,79			

Contenido de agua en el aceite



MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Tipos de mantenimiento

- CORRECTIVO
- PREVENTIVO
- PREDICTIVO

Mantenimiento correctivo

REPARACIONES O SUSTITUCIONES DE URGENCIA:

- Generalmente implica la **INDISPONIBILIDAD** del transformador de forma **intempestiva**.
- Comúnmente se incurre en gastos muy importantes no presuputados.

Mantenimiento preventivo

MINIMIZA EL RIESGO DE AVERIA MEDIANTE:

- Plan sistemático de revisiones.
- Sustitución de componentes.

Mantenimiento preventivo

FINALIDAD:

- REDUCIR EL RIESGO DE AVERÍAS.
- CONTRIBUIR A UNA MEJOR CALIDAD DE SERVICIO.
- AUMENTAR LA ESPECTATIVA DE VIDA DEL TRANSFORMADOR.

EL PROGRAMA DEBE:

- SER REALISTA EN CUANTO A LOS RECURSOS ECONÓMICOS Y HUMANOS.
- CUMPLIRSE RIGUROSAMENTE EN CUANTO A PLAZOS Y EXTENSIÓN.

Mantenimiento preventivo

INSPECCIONES:

- Periodicidad mensual/semestral.
- Se realizan con el transformador en servicio.
- No se precisa equipo ó utillaje.

Mantenimiento preventivo

REVISIONES:

- Periodicidad anual/bianual.
- Transformador no operativo .
- Precisa equipo de medida y algún utillaje.

Mantenimiento preventivo (Inspecciones mensuales – 1)

Temperaturas, comprobar y anotar:

- Fecha y hora de la inspección.
- Temperatura ambiente.
- Temperatura del aceite.
- Temperatura máx. del aceite alcanzada desde la última lectura.
- Temperatura máx. de los arrollamientos.
- Tensión y carga del transformador.

Mantenimiento preventivo (Inspecciones mensuales – 2)

Nivel de aceite:

- Verificación de niveles de los conservadores y bornas (si disponen de él).

De funcionamiento del equipo de refrigeración:

- Comprobar al tacto el calentamiento de radiadores (si alguno está más frío que el resto puede ser debido a problemas en las válvulas de acoplamiento a la cuba).
- Verificar funcionamiento de ventiladores y motobombas.

Mantenimiento preventivo (Inspecciones – 1)

Además de las mensuales deberán efectuarse las siguientes:

Estado del equipo de refrigeración:

- Fugas.
- Suciedad.
- Materiales extraños interpuestos entre las aletas de los radiadores o en los ventiladores.
- Ruidos anormales.

Mantenimiento preventivo (Inspecciones – 2)

Revisión del estado de cabina de control y accionamiento por motor regulado en carga:

- Estado de las juntas de las puertas.
- Suciedad o polvo acumulados.
- Entrada de agua, humedad o condensaciones.
- Funcionamiento del sistema de calefacción e iluminación.
- Aprieto de terminales de cables en regletas.

Mantenimiento preventivo (Inspecciones – 3)

Aparatos de protección y control:

- Estado general.
- Limpieza de los cristales y eliminación en interior de la humedad o agua condensadas.
- Estado de los pasacables o cajas de conexión de terminales.
- Estado del desecador de aire: desecante, limpieza del vaso y estado del aceite.

Mantenimiento preventivo (Revisiones – 1)

Inspección general del transformador:

- Estado de la pintura, tornillería y corrosión.
- Anclajes y elementos mecánicos.
- Fugas: entre tapa y cuba, por tapas registros, cajones de cambiadores de tomas y bornas, acoplamiento del equipo de refrigeración, conservador, bosajes de bornas y tuberías.

Mantenimiento preventivo (Revisiones – 2)

Estado general de las bornas:

- Fugas: por la junta superior o por la de asiento.
- Limpieza y estado de las porcelanas.
- Estado de las bridas o herrajes de fijación.
- Estado y reaprieto de conectores.
- Purgado.
- En bornas capacitivas: medida de la capacidad, tangente de “ δ ” y aislamiento.

Mantenimiento preventivo (Revisiones – 3)

Inspección del CTC:

- Anotar nº de maniobras efectuadas.
- Extracción del ruptor y verificación del estado de los contactos y resistencias.
- Limpieza general.
- Verificar el estado del aceite y sustituir si procede.
- Estado de la transmisión.
- Prueba de funcionamiento.

Mantenimiento preventivo (Revisiones – 4)

Inspección del mando a motor:

- Funcionamiento de relés, fines de carrera, de disparo, corona de contactos y calefacción.
- Estado del motor y cajas de conexiones.
- Nivel de aceite en el cárter o tensado de la correa de transmisión (según proceda).

Inspección del CTV y accionamiento:

- Limpieza.
- Verificación del sistema de enclavamiento.

Mantenimiento preventivo (Revisiones – 5)

Aparatos de protección y control:

- Funcionamiento y tarado.
- Fijación.
- Estado del cableado exterior.
- Cajas de conexiones de los secundarios de los trafos de corriente.

Inspección de las tomas de tierra:

- Del transformador, CTC, ventiladores, bombas, mando a motor y cabina control del equipo de refrigeración.

Mantenimiento preventivo (Revisiones – 6)

Protección masa-cuba:

- Verificar aislamiento de las ruedas: calzos o placas.
- Aislamiento de las cabinas.
- Estado del trafo de corriente.

Estado del aceite del transformador:

- Medida de la rigidez y contenido de humedad.
- Extracción de muestras para análisis físico-químicos, cromatográficos de gases disueltos y recuento de partículas

Mantenimiento preventivo

CONTROL Y SEGUIMIENTO DE LAS INSPECCIONES Y REVISIONES

- Formulario apropiado con operaciones codificadas.
- Breve reseña de las correcciones efectuadas.
- Listado de piezas sustituidas.
- Recomendaciones para futuras revisiones.
- Listado de piezas o elementos a sustituir en la próxima revisión.

Mantenimiento predictivo

OBJETIVO BÁSICO DEL DIAGNÓSTICO:

- La reducción de costes asociados a las técnicas de mantenimiento tradicionales.

CONDICIONES DE REALIZACIÓN:

- Con las menores intervenciones posibles sobre el transformador.
- Debe suministrar información veraz sobre el estado del equipo o al menos en lo que se refiere a sus elementos eléctricos y mecánicos principales.
- Debe permitir fijar criterios suficientemente válidos para la toma de decisiones sobre la necesidad de realizar un mantenimiento específico o si procede algún tipo de reparación.
- Establecer la urgencia de la realización de mantenimientos avanzados, así como definir los períodos de repetición de las pruebas de diagnóstico para seguir la evolución del problema o anomalía.

Mantenimiento predictivo

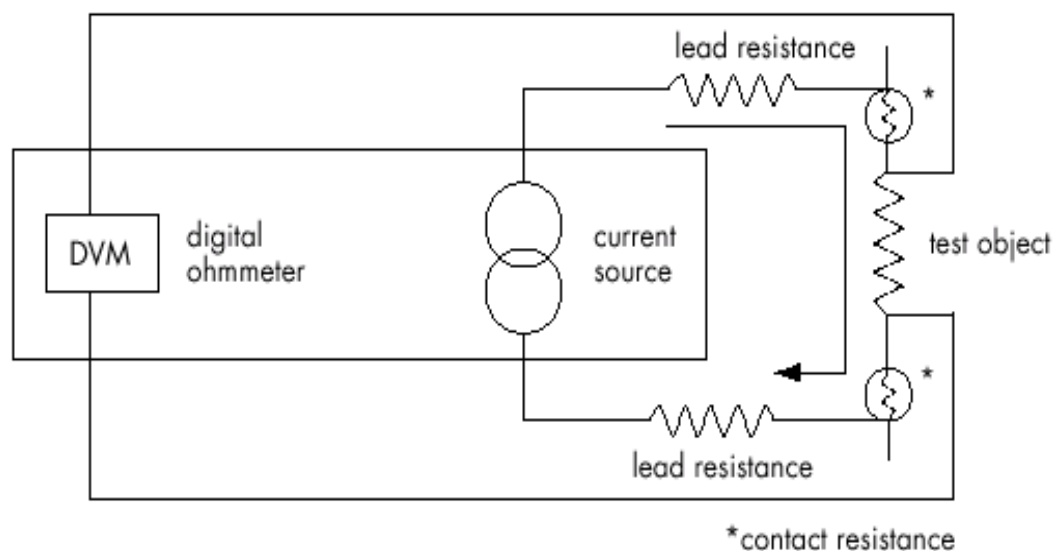
CONOCIMIENTO DEL ESTADO INTERNO MEDIANTE TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO:

- Ensayo de resistencia de los bobinados.
- Ensayo de capacidad y pérdidas dieléctricas de bobinados y bornas.
- Medida de la corriente de excitación.
- Ensayo de respuesta en frecuencia (“**FRA**”: Frequency Response Analysis).
- Ensayo de relación de transformación y grupo de conexiones
- Cromatografía de gases: análisis de los gases disueltos en el aceite.
- Monitorización.

Ensayo de resistencia de bobinados

- El ensayo de resistencia de bobinados tiene como objetivo determinar la existencia de desviaciones sobre los valores de diseño de las resistencias de cada uno de los bobinados.
- Es un ensayo simple, que se realiza mediante la aplicación de una corriente continua de valores hasta 100 A sobre el bobinado, midiéndose a continuación la caída de tensión, y en consecuencia, la resistencia del mismo.
- Este ensayo permite detectar cortocircuitos entre espiras, irregularidades en los circuitos de regulación del transformador (variación del valor de la resistencia por toma).
- También detecta conexiones defectuosas y calentamientos anormales en bobinados y/o conductores.

Esquema de conexiones del ensayo de resistencia de bobinados



Ensayo de capacidad y pérdidas dieléctricas (I)

LOS ENSAYOS DE CAPACIDAD Y DE PÉRDIDAS DIELÉCTRICAS PERMITEN IDENTIFICAR LOS SIGUIENTES PROBLEMAS:

- Deterioro del aislamiento entre devanado y tierra, así como entre devanados.
- Problemas de ionización del medio aislante

Ensayo de capacidad y pérdidas dieléctricas (I)

La técnica de ensayo consiste en la aplicación de tensiones de valor reducido (hasta 12 kV) sobre el elemento a observar, midiendo la corriente que circula por el bobinado. El valor de corriente obtenido (del orden de miliamperios) permite definir:

- **Las pérdidas dieléctricas del conjunto de aislantes utilizados.**
- **La capacidad de aislamiento.**

Ensayo de capacidad y pérdidas dieléctricas (II)

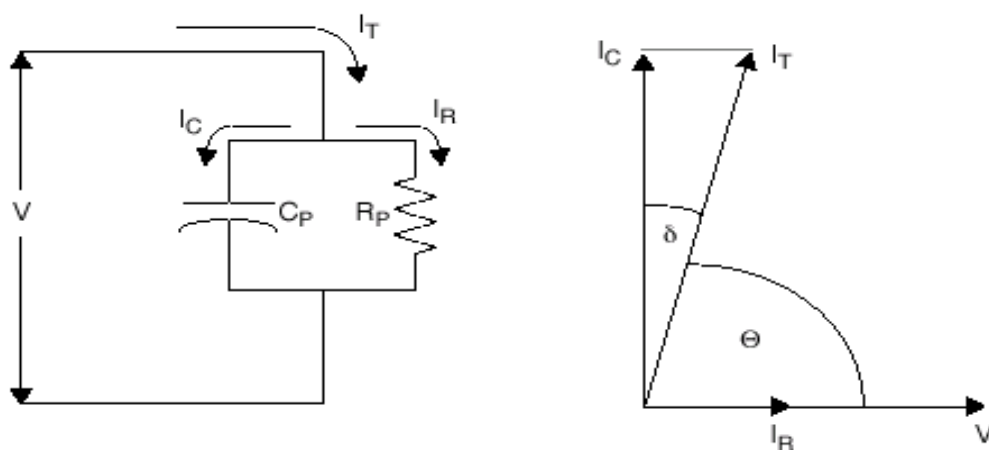
- **La medida de pérdidas dieléctricas identifica problemas relativos a existencia de humedad y deterioro de los medios aislantes.**
- **La capacidad proporciona información general sobre pérdida de aislamiento en núcleos o devanados. Pruebas específicas tales como el ensayo “tip-up” permiten determinar el grado de ionización de los elementos aislantes.**

Ensayo de capacidad y pérdidas dieléctricas (II)

Este tipo de ensayos se aplica tanto a devanados como a bornas, permitiendo identificar de una manera clara fuentes de problemas a corto plazo en el transformador. Asimismo, su seguimiento histórico permite evaluar las expectativas de vida útil de la máquina, anticipándose a problemas que originen daños irreparables en la misma.

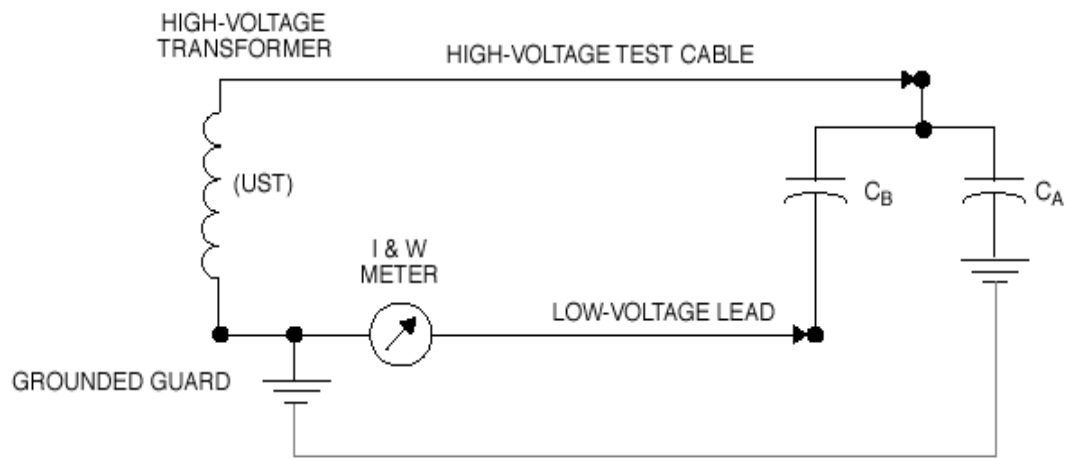
La evolución de la capacidad permite la detección marginal de problemas mecánicos en el devanado, si bien no es una técnica totalmente fiable a efectos de análisis mecánicos de devanados.

Ensayo de capacidad y pérdidas dieléctricas: Principios básicos



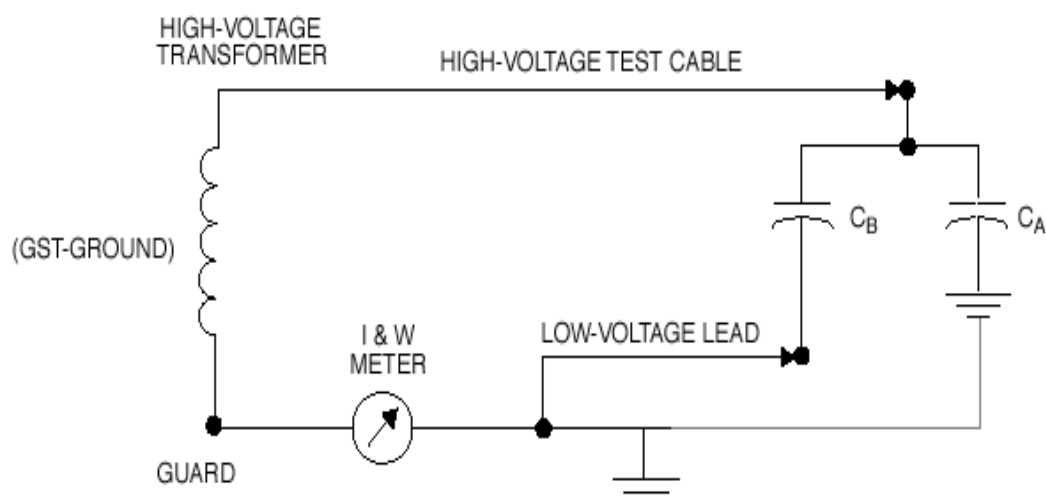
V = Applied voltage
 I_T = Total current
 I_R = Resistive current
 I_C = Capacitive current
Dissipation factor = tangent $\delta = I_R/I_C$
Power factor = cosine $\Theta = I_R/I_T$

Ensayo de capacidad y tg. Delta: concepto de medida “UST”



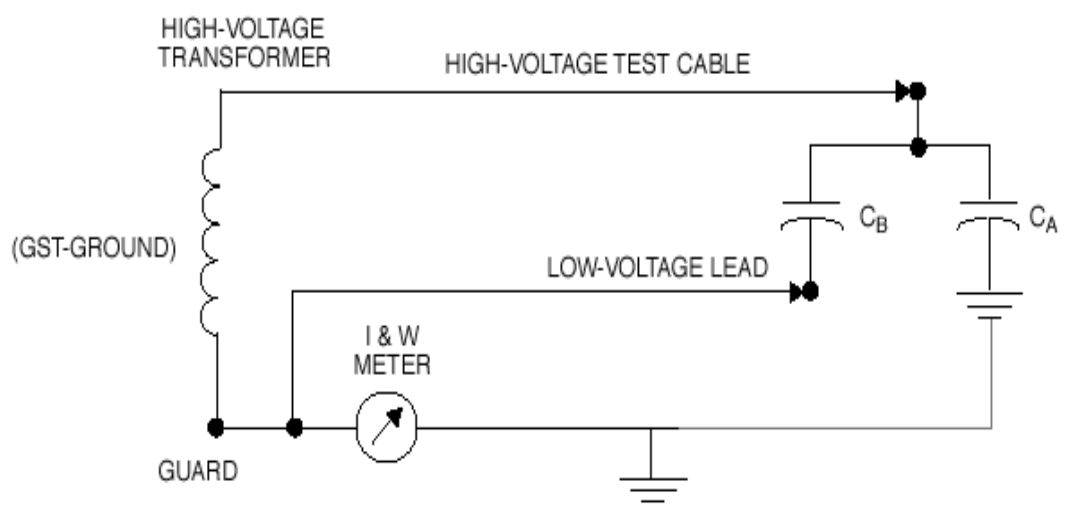
**a) Low-voltage switch in UST –
Measure C_B only (ungrounded-specimen test mode UST)**

Ensayo de capacidad y tg. Delta: concepto de medida “GST”



**b) Low-voltage switch in ground –
Measure C_A and C_B (grounded-specimen test mode GST)**

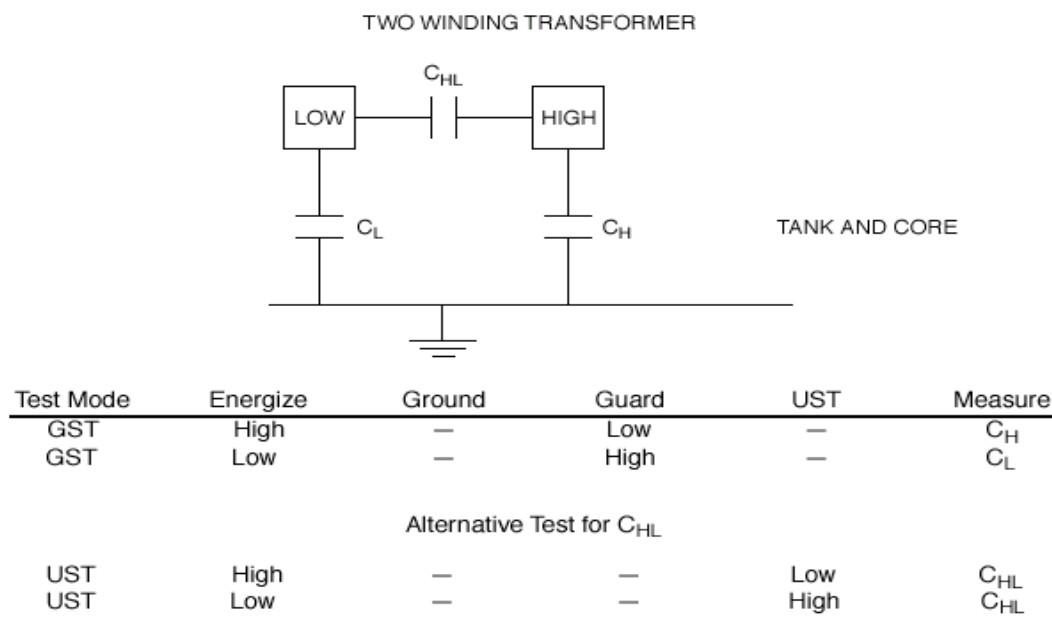
Ensayo de capacidad y tg. Delta: concepto de medida “GST” (2)



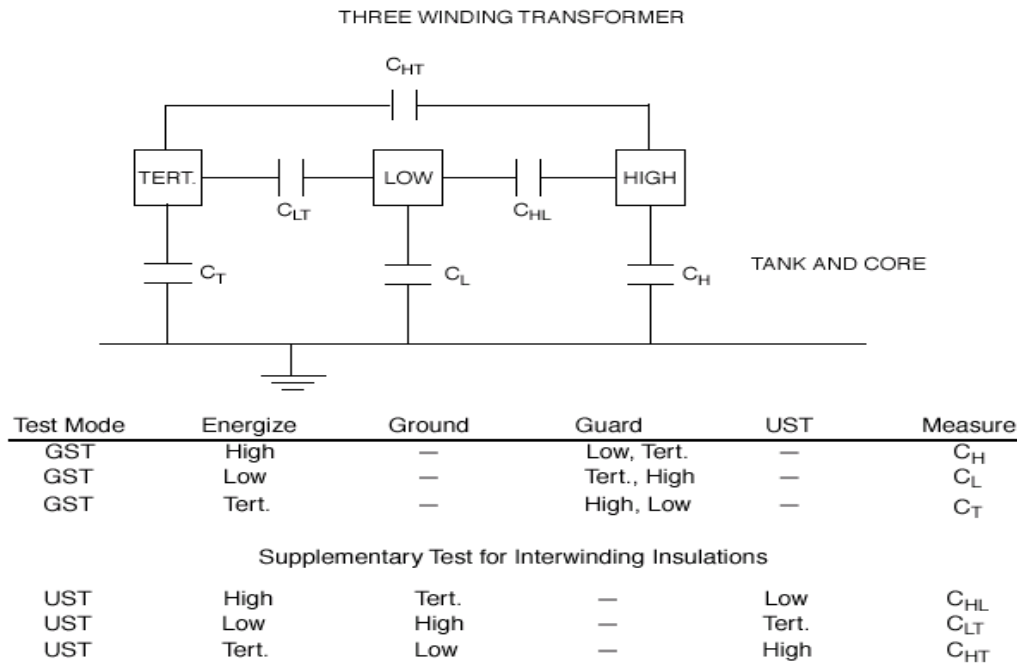
c) Low-voltage switch in guard—
Measure C_A only (grounded-specimen test mode GST)



Ensayo de capacidad y Tg. Delta Medidas en trafos de 2 bobinados



Ensayo de capacidad y Tg. Delta Medidas en trafos de 3 bobinados



Medida de la corriente de excitación

- El ensayo de corriente de excitación permite evaluar la linealidad en la respuesta de la impedancia magnetizante del transformador, y en consecuencia, valorar el estado del núcleo magnético.
- La técnica de ensayo pasa por inyectar una tensión alterna de valor reducido (hasta 12 kV) y distintos niveles y realizar una medición de la corriente de magnetización, observando si existen no linealidades en los valores observados que identifiquen problemas potenciales en el núcleo.
- También puede indicar cortocircuitos entre espiras de la misma fase por variación de la corriente consumida.

Ensayo de la respuesta en frecuencia (“FRA”)

El ensayo de respuesta en frecuencia es un ensayo de características “especiales”, cuyo objeto es determinar si existen deformaciones o movimientos en los devanados del transformador que serían indicativos de situaciones potencialmente peligrosas de cara a defectos internos.

La técnica de ensayo consiste en la inyección de una pequeña tensión (2 V) de frecuencia variable (rango 50 Hz a 10.000 kHz) recogiendo la respuesta en frecuencia del devanado para su posterior análisis.

Ensayo de la respuesta en frecuencia (“FRA”)

Este ensayo se realiza para cada uno de los devanados existentes, así como entre bobinados arrollados sobre la misma columna. El análisis de dichas respuestas permite la detección de deformaciones en devanados por esfuerzos electromecánicos, así como la existencia de tierras interiores en la máquina.

Asimismo presenta la peculiaridad de permitir comparar la evolución de la respuesta tanto en el tiempo como entre columnas equivalentes.

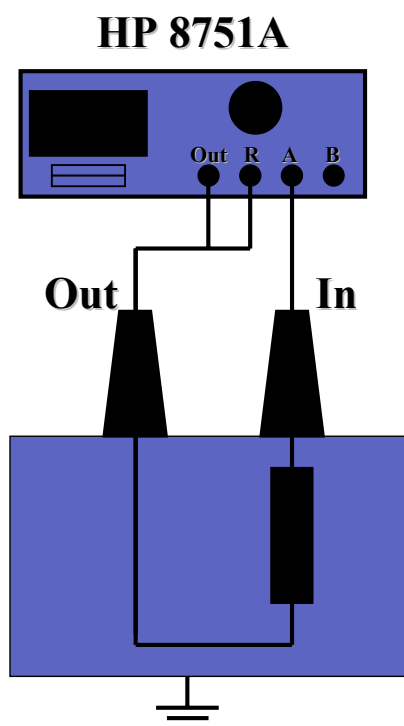
Ensayo de la respuesta en frecuencia (“FRA”)

ABB realiza este tipo de ensayos en todos los transformadores de nueva construcción o reparación significativa, de manera que se disponga de una “firma” digital válida para posteriores comparaciones.

Presenta ventajas frente a la prueba de reactancia de dispersión (tensión CC), puesto que es mucho más sensible que esta.

La interpretación de resultados entraña bastante experiencia y cierta habilidad.

“FRA” Esquema de conexiones

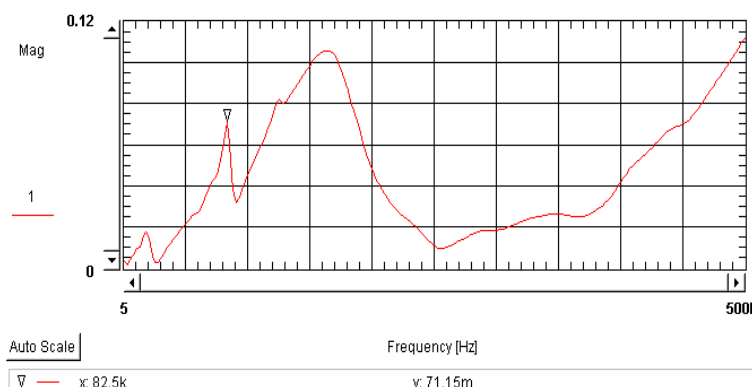


Entrada: Señal 2 V

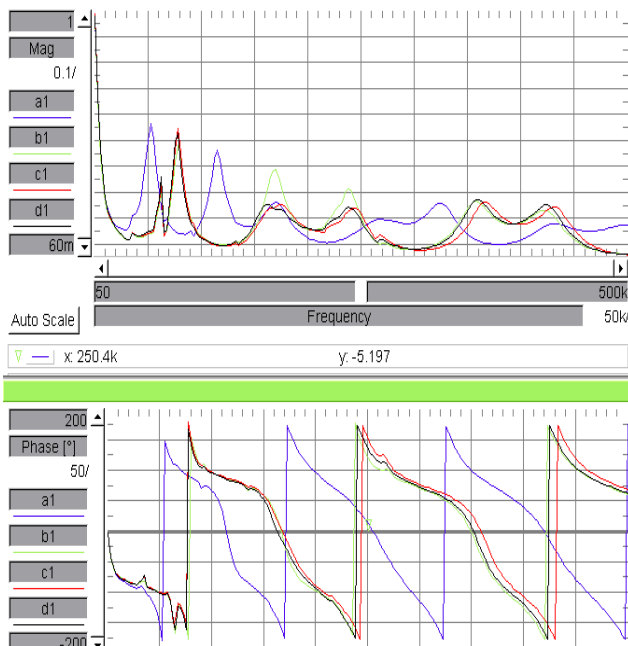
Rango: 5 Hz-2 MHz

Comparativa:

- ✓ Entre fases de la misma máquina
- ✓ Entre transformadores “hermanos”
- ✓ Con registros históricos



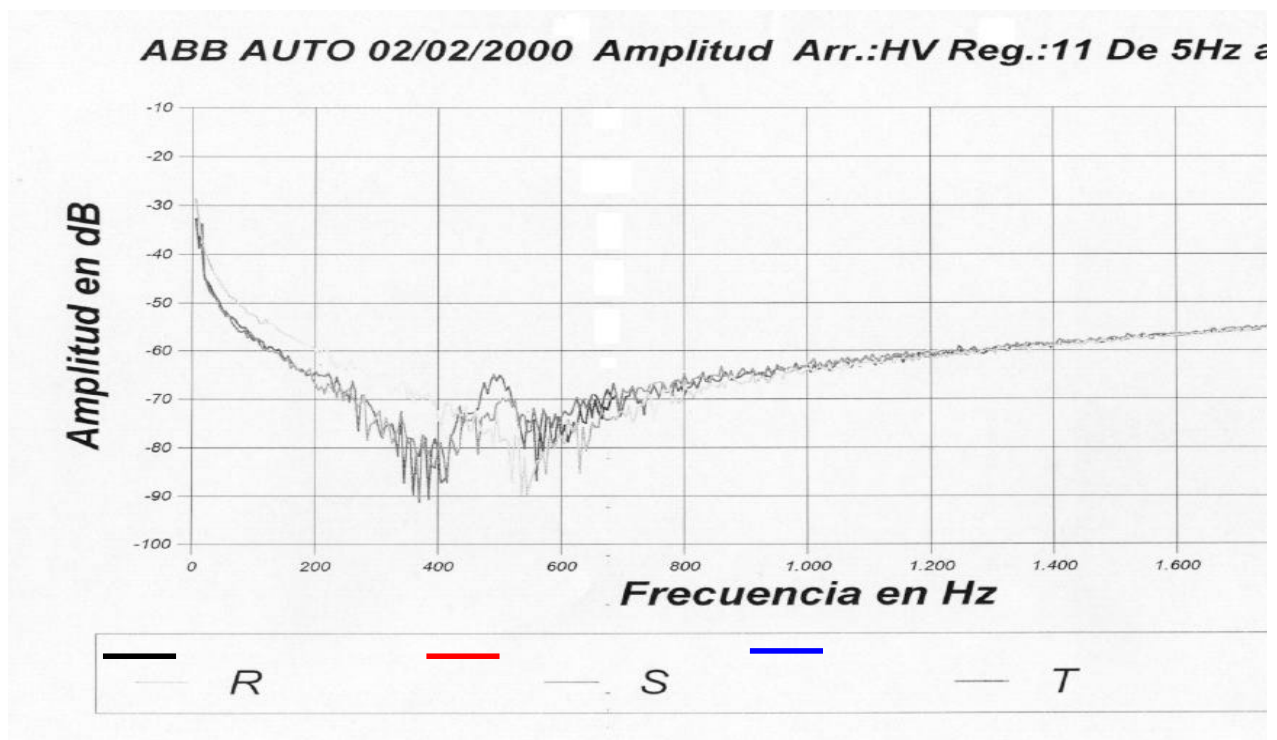
“FRA” Análisis de un fallo



© ABB Group
2_46QOP - 39

ABB

“FRA” Curva típica



© ABB Group
2_46QOP - 40

ABB

Medida de la relación de transformación y grupo de conexiones

- El ensayo de relación está especialmente indicado tras reparaciones en campo, y en particular después de la reparación ó revisión de reguladores.
- Permite determinar de una manera rápida y simple que las relaciones del transformador en distintas tomas se mantienen de acuerdo a los valores de diseño, validando las conexiones interiores del mismo y la no existencia de cortocircuitos internos.
- La técnica de ensayo consiste en la inyección de tensiones trifásicas equilibradas en el bobinado de MAYOR tensión, midiendo las tensiones resultantes en el otro u otros.
- En este ensayo, generalmente no se busca tanto la precisión de la medida sino la uniformidad en el crecimiento (o decrecimiento) de las mismas.

Cromatografía de gases

El diagnóstico del estado del aislamiento por gases disueltos en el aceite es uno de los métodos predictivos más fiables, requiriendo relativamente poco esfuerzo y presentando como ventaja sustancial la NO necesidad de dejar fuera de servicio al transformador. Asimismo, su evolución y seguimiento estadístico permite determinar las estrategias de mantenimiento predictivo de nivel superior.

La técnica está basada en la relación cuantitativa existente entre diversos gases combustibles que se forman bajo determinadas condiciones de fallo.

Existen varios métodos de interpretación, los más usuales son:

- El de los 3 índices (de uso general en España).
- El método “Dorenberg” o de los 4 índices.

Cromatografía de gases

Gases combustibles procedentes de la descomposición del aceite y aislantes sólidos

TIPO	NOMBRE DEL GAS	SIMBOLO
GASES COMBUSTIBLES	ACETILENO	C_2H_2
	ETANO	C_2H_6
	ETILENO	C_2H_4
	HIDRÓGENO	H_2
	METANO	CH_4
	MONÓX. DE CARBONO	CO
GASES <u>NO</u> COMBUSTIBLES	DIÓXIDO DE CARBONO	CO_2
	NITRÓGENO	N_2
	OXÍGENO	O_2

Cromatografía de gases

Acetileno (C_2H_2):

Básicamente este gas se genera por la aparición de arcos eléctricos y temperaturas superiores a los 500 °C.

Metano (CH_4):

Generalmente aparece cuando existen descargas parciales o descomposición térmica del aceite.

Etano (C_2H_6):

Procede de la descomposición térmica del aceite.

Etileno (C_2H_4):

Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o del aislamiento sólido.

Cromatografía de gases

Hidrógeno (H₂):

El Hidrógeno se genera en cualquier falla incipiente, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. En descargas de alta energía, los principales gases son Acetileno e Hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

Monóxido de Carbono (CO):

Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en el aislamiento sólido: papel ó cartón.

Dióxido de Carbono (CO₂):

El Dióxido de Carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en el aislante sólido. La relación CO₂ /CO mayor de 11 es indicativa de calentamientos que afectan al aislante celulósico.

Cromatografía de gases

Gases combustibles totales:

La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases.

Los niveles varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes, y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir. En general niveles que excedan del 5 % requieren incrementar la frecuencia de los análisis.

Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación correcta si alguno de los datos resulta cuestionable.

Cromatografía de gases: Método de los 3 índices

1ª RELACIÓN:

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_2 \text{ (ACETILENO)}}{\text{C}_2\text{H}_4 \text{ (ETILENO)}}$$

2ª RELACIÓN:

$$\frac{\text{CH}_4 \text{ (METANO)}}{\text{H}_2 \text{ (HIDRÓGENO)}}$$

3ª RELACIÓN:

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_4 \text{ (ETILENO)}}{\text{C}_2\text{H}_6 \text{ (ETANO)}}$$

Cromatografía de gases: Método de los 3 índices

Tabla de interpretación

CASO	DEFECTO TIPO	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{Ver 1) 2) CH}_4}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$
DP	Descargas parciales (Ver notas 3 y 4)	NS *)	< 0,1	< 0,2
D1	Descargas de baja energía	> 1	0,1 ÷ 0,5	> 1
D2	Descargas de alta energía	0,6 ÷ 2,5	0,1 ÷ 1	> 2
T1	Defecto térmico t < 300 °C	NS ¹⁾	> 1 pero NS *)	< 1
T2	Defecto térmico 300 °C < t < 700 °C	< 0,1	> 1	1 ÷ 4
T3	Defecto térmico t > 700 °C	< 0,2 **)	> 1	> 4

Cromatografía de gases: Método de los 3 índices

Tabla de interpretación

- 1) En algunos países se utiliza la relación C_2H_2/C_2H_6 en vez de la relación CH_4/H_2 . También en otros países se utilizan límites ligeramente diferentes para esta relación.
 - 2) Las relaciones anteriores son significativas y deben calcularse solo si al menos uno de los gases supera los valores de concentración y velocidad de crecimiento de dicha concentración.
 - 3) $CH_4/H_2 < 0,7$ para descargas parciales en bornas.
 $CH_4/H_2 < 0,2$ para descargas parciales en trafos de medida.
 - 4) Formas de descomposición de gases similares a las de descargas parciales se han encontrado como resultado de la descomposición de delgadas películas de aceite entre las chapas del circuito magnético sobrecalentado a temperaturas de 140 °C
- *) NS = No significativo cualquiera que sea el valor.
- **) Un valor en aumento de la concentración de C_2H_2 puede indicar la existencia de temperaturas superiores a 1.000 °C

Cromatografía de gases: Método de los 3 índices

Defectos típicos en trafos de potencia

TIPO	DEFECTO CARACTERÍSTICO	EJEMPLOS TÍPICOS
DP	Descargas parciales	Descargas en cavidades llenas de gases como consecuencia de una impregnación incompleta, alta humedad en el papel, sobresaturación en el aceite o cavitación, y que conduce a la formación de cera X
D1	Descargas de baja energía	Chispas o arcos entre malas conexiones a potenciales diferentes o flotantes, en aros estáticos discos o conductores adyacentes a bobinas o bucles cerrados en el núcleo. Descargas entre piezas de sujeción, bornas y cuba, entre bobinados y entre éstos y tierra. Formación de caminos conductores en aislantes sólidos. Ruptura dieléctrica del aceite, corriente de corte en el selector de tomas
D2	Descargas de alta energía	Contorneamiento, formación de caminos conductores o arcos de alta energía local o de potencia. Cortocircuitos entre baja tensión y tierra, conectores, bobinados, bornas y cuba. Bucles cerrados entre dos conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal, pernos aislados del núcleo y anillos metálicos de apriete de las patas del núcleo.

Cromatografía de gases: Método de los 3 índices

Defectos típicos en trafos de potencia

TIPO	DEFECTO CARACTERÍSTICO	EJEMPLOS TÍPICOS
T1	Defecto térmico $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$	Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia. Objeto bloqueado que restringe el flujo de aceite en los bobinados. Flujo de dispersión en las piezas de apriete de culata.
T2	Defecto térmico $300\text{ }^{\circ}\text{C} < t < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Contactos defectuosos en conexiones atornilladas (especialmente en barras de aluminio), contactos deslizantes, contactos del interior del selector (formación pirolítica de carbono), conexiones entre el cable y el varillaje de las bornas. Corrientes circulantes entre piezas de apriete y bulones de culata, piezas de apriete y chapa magnética, puestas a tierra, soldaduras o conexiones defectuosas en las pantallas magnéticas. Rotura del aislamiento entre conductores paralelos adyacentes a los bobinados.
T3	Defecto térmico $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$	Fuertes corrientes circulantes entre cuba y núcleo. Pequeñas corrientes en las paredes de la cuba por campos magnéticos descompensados. Cortocircuitos en las juntas de las chapas magnéticas del núcleo.

Cromatografía de gases: Método Dorenberg (de los 4 índices)

RELACIÓN DE GASES		TIPO DE GAS	RANGO	CÓDIGO
A	CH_4 H_2	METANO HIDRÓGENO	< 0,1	5
			0,1 a 1	0
			1 a 3	1
			> 3	2
B	C_2H_6 CH_4	ETANO METANO	< 1	0
			> 1	1
C	C_2H_4 C_2H_6	ETILENO ETANO	<1	0
			1 a 3	1
			> 3	2
D	C_2H_2 C_2H_4	ACETILENO ETILENO	< 0,1	0
			0,1 a 3	2

Cromatografía de gases: Método Dorenberg (de los 4 índices)

A	B	C	D	CARACTERÍSTICAS DEL FALLO
0	0	0	0	Sin fallo, envejecimiento normal
5	0	0	0	Descargas parciales de baja energía; controlar los niveles de CO
0	0	0	1	Descargas parciales de alta energía; controlar los niveles de CO
0	0	1	> 0	Descargas de baja energía, contorno sin potencia
0	0	2	> 0	Descargas de baja energía; chisporroteo continuo a potencial flotante
0	0	1	0	Descargas de alta energía; arco eléctrico con perforación del aislante y sobrecalentamiento de conductores

Cromatografía de gases: Método Dorenberg (de los 4 índices)

A	B	C	D	CARACTERÍSTICAS DEL FALLO
1	0	0	0	Defecto térmico de baja temperatura: < 150 °C
> 0	1	0	0	Defecto térmico de temperatura media: entre 100 y 200 °C
1	0	1	0	Defecto térmico de temperatura media: entre 150 y 300 °C. Sobrecalentamiento de conductores
> 0	0	2	0	Defecto térmico de alta temperatura: entre 300 y 700 °C. Contactos defectuosos, "puntos calientes" en el núcleo magnético, corrientes de circulación en cuba, piezas de aprieto, etc.

Rango de concentraciones típicas observadas en el 90% de transformadores

Valores en microlitros/litro

TIPO	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
(*) Sin "CTC"	60 a 150	540 a 900	5100 a 13000	40 a 110	50 a 90	60 a 280	3 a 50
(*) Con "CTC" Comun.	75 a 150	400 a 850	5300 a 12000	35 a 130	50 a 70	110 a 250	80 a 270
Hornos	200	800	6000	150	150	200	(**)
Distrib.	100	200	5000	50	50	50	5

NOTAS: (*) Sin "CTC" significa que carece de éste elemento o que el mismo es estanco y por tanto no existe mezcla entre los aceites.

"CTC" EN COMUNICACIÓN significa que existe cierto grado de comunicación entre el aceite del ruptor y el del transformador y por tanto puede existir contaminación por gases de éste último.

(**) El diseño y montaje del "CTC" influye en los datos y por tanto no son significativos los valores de esta concentración.

Velocidades típicas de incremento de gases en transformadores de potencia

Valores en mililitros/litro

HIDRÓGENO	< 5
METANO	< 2
ETANO	< 2
ETILENO	< 2
ACETILENO	< 0,1
MONÓXIDO DE CARBONO	< 50
DIÓXIDO DE CARBONO	< 200

Donde:

y_1 = Análisis de referencia

y_2 = Último análisis

(ambos en microlitros/litro)

m = Masa del aceite en kg.

ρ = Densidad del aceite en kg por m³

d_1 = Fecha de y_1

D_2 = Fecha de y_2

$$\text{Velocidad} = \frac{(y_2 - y_1) m}{\rho (d_2 - d_1)} \text{ ml/día}$$

Tabla de interpretación del análisis de gases disueltos” en bornas

DEFECTO	C_2H_2 C_2H_4	CH_4 H_2	C_2H_4 C_2H_6	CO_2 CO
Descargas parciales		< 0,07		
Descargas	> 1			
Defecto térmico			> 1	
Defecto térmico en el papel				< 1, > 20

Rango de concentraciones típicas observadas en el 95% de transformadores

Valores en microlitros/litro

H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
140	1000	3400	40	70	30	2

Límites de gases combustibles en el aceite de transformadores (s/práctica de ABB)

CANTIDAD (ppm) ³	SITUACIÓN	ANALIZAR CADA
0 a 500	NORMAL	s/ Programa de mantenimiento
501 a 1.200	DEFECTO	5 ÷ 6 meses
1.201 a 1.500	DEFECTO	50 ÷ 60 días
Más de 1.500	DEFECTO	10 ÷ 15 días

Nota:

Los criterios anteriores son válidos siempre que:

- La velocidad de crecimiento de los gases sea **< 100 ppm/día**
- La cantidad de Acetileno no rebase los **20 ppm**

Límites de gases combustibles en el aceite de transformadores (s/práctica de ABB)

TIPO DE GASES	CONDICIONES			
	ESTADO NORMAL	PROBABLE DEFECTO	FALTA GRAVE	RIESGO FALLO
C ₂ H ₂ (Acetileno)	Hasta 30	> 30 a 50	> 51 a 80	> 80
H ₂ (Hidrógeno)	Hasta 100	> 100 a 700	> 700 a 1.800	> 1.800
CH ₄ (Metano)	Hasta 120	> 120 a 400	> 401 a 1.000	> 1.000
C ₂ H ₆ (Etano)	Hasta 60	> 60 a 100	> 100 a 150	> 150
C ₂ H ₄ (Etileno)	Hasta 50	> 50 a 100	> 100 a 200	> 200
CO (Monóxido de carbono)	Hasta 350	> 350 a 600	> 600 a 1.400	> 1.400
TOTAL GASES	Hasta 710	> 710 a 1.950	> 1.950 a 4.630	> 4.630
ANALIZAR	s/ Programa	5+6 meses	50+60 días	10+15 días

Calcular la velocidad de crecimiento de los gases. Velocidades superiores a los **100 ppm/día** son indicativas de la existencia de falta o defecto activo.

“AGD”: ejemplo de cálculo

(Método 3 índices e interpretación de resultados)

CÓDIGOS (Último análisis):

- $C_2H_2 / C_2H_4 = 209/1036 = \underline{0,20}$
- $CH_4/H_2 = 559/711 = \underline{0,80}$
- $C_2H_4/C_2H_6 = 1036/234 = \underline{4,43}$
- CÓDIGO DE DEFECTO : **D2** (DESCARGAS DE ALTA ENERGÍA)
- Por:

Salto a masa -Arco entre espiras-Mal funcionamiento del CTC

DIAGNÓSTICO

La velocidad de crecimiento del defecto entre los dos últimos análisis (18 días) es lenta, solo 23 ppm/día, pero el contenido de Acetileno mayor de 20 ppm, aconseja una inspección inmediata. El defecto probablemente se localiza en el CTC, ya que de tratarse de arco entre espiras o salto a masa la velocidad de crecimiento de los gases sería mucho mayor

Diagnóstico: conclusiones

- Ninguna medida por si sola aporta información completa del estado de la máquina, si bien medidas parciales pueden indicar situaciones anómalas por si mismas.
- Aparte de las técnicas presentadas, existen medidas “especiales” que permiten determinar con mayor precisión problemas incipientes.
- Pueden incluirse:
 - Medida de descargas parciales. Procedimiento acústico o eléctrico.
 - Medida de la tensión de restablecimiento (Recovery Voltage Method).
 - Espectroscopía Dieléctrica: Capacidad yTangente Delta.
 - Resistencia dinámica de cambiadores de tomas en carga.
 - Otras.

Diagnóstico: conclusiones

En cuanto a equipos, existe en el mercado una amplia gama de ellos que permiten la realización de ensayos parciales. Sin embargo, no existen sistemas completos de diagnóstico que permitan realizar todas las medidas con un único equipo.

En la actualidad ABB dispone de sistemas de monitorización continua "On Line" que permiten la detección incipiente de defectos.

El objeto final del diagnóstico es evitar fallos de consecuencias irreversibles, anticipándose a las situaciones de riesgo y, finalmente, proporcionando una mayor longevidad de la máquina.

Diagnóstico: conclusiones

La herramienta de diagnóstico más antigua y al mismo tiempo más poderosa sigue siendo el análisis de aceites. Sin embargo existen matizaciones y múltiples interpretaciones que condicionan su correcta aplicación.

En este sentido, las unidades de Diagnóstico de ABB a nivel mundial han creado una serie de herramientas específicas que permiten la comparación simultánea de hasta 14 recomendaciones de referencia, lo que unido a su experiencia como líder mundial en fabricación de transformadores les permite el aprovechamiento exhaustivo de la información proporcionada por los análisis de aceites.

En la actualidad ABB dispone de sistemas de monitorización continua "On Line" que permiten la detección incipiente de defectos. Estos sistemas (T-Monitor) son objeto de recomendación específica por las diversas fábricas del grupo para su suministro .

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN

OBJETIVOS PRIMARIOS:

- DIAGNÓSTICOS
- DETECCIÓN DE ANOMALÍAS
- VIGILANCIA DE PARÁMETROS CLAVE

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN

DIAGNÓSTICOS

- Sistema abierto para desarrollo por software.
- Realizable con ayuda de ordenador.
- Basado en programas de análisis de parámetros de funcionamiento.

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN

DETECCIÓN COMIENZO DE ANOMALÍAS:

- ELÉCTRICA:** ⇒ Nivel de descargas parciales.
 ⇒ Nivel de H2 disuelto.
- TÉRMICA:** ⇒ Nivel de H2 disuelto.
 ⇒ Temperatura del punto mas caliente.
- DEGENERATIVA:** ⇒ Humedad en el aceite.
 ⇒ Pérdida de vida.

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN

PARÁMETRO	MODO DE VIGILANCIA
Nivel de descargas parciales	SENSOR DE ULTRASONIDOS
Gases disueltos en el aceite	SENSOR DE H ₂ DISUELTO
Humedad en el aceite	SENSOR DE PUNTO DE ROCÍO
Temperat. punto mas caliente	CÁLCULO POR SOFTWARE
Estimación pérdida de vida	CÁLCULO POR SOFTWARE

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN: DATOS NECESARIOS

ANALÓGICOS	DIGITALES
Gases disueltos en el aceite	Estado de los indicadores de protección
Contenido de humedad	Estado de los indicadores del equipo de refrigeración
Temperatura del aceite	Estado de los indicadores del CTC
Tensiones	Estado de los indicadores de servicios auxiliares
Intensidad de los bobinados	

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN: RELACIÓN ENTRE TIPOS DE FALLOS Y PARÁMETROS OBSERVABLES

TIPOS DE FALLO								
	Daños Bobinad	Daños Núcleo	Fallo Borna	Electrific. Aceite	Punto Caliente	Arco	Burbujas	Contam Aceite
Humedad Aceite								
Gas en el Aceite								
Descargas Parciales								
Temperatura								
Vibraciones								
Perforación dieléctrica Aceite								
Eléctricos								

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN

OBJETIVOS DERIVADOS:

- ESTIMACIÓN DE LA PÉRDIDA DE VIDA.
- UTILIZACIÓN RACIONAL DE LA CAPACIDAD.

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN: OBJETIVOS DERIVADOS

ESTIMACIÓN DE LA PÉRDIDA DE VIDA.

- Modelo de cálculo s/ normas IEC/ANSI realizable mediante software.
- Cálculo a partir de la temperatura del punto mas caliente.

Mantenimiento predictivo

MONITORIZACIÓN: OBJETIVOS DERIVADOS

UTILIZACIÓN RACIONAL DE LA CAPACIDAD

- Temperatura instantánea del punto mas caliente.
- Pérdida de vida integrada hasta el momento.
- Pérdida de vida previsible para sobrecargas discrecionales.
- Sobrecarga máxima admisible sin liberación de burbujas en el aceite.

RESUMEN TEC-PROJECT (CONTROL ELECTRÓNICO DE TRANSFORMADORES)

© ABB Group
2_46QQQ - 1

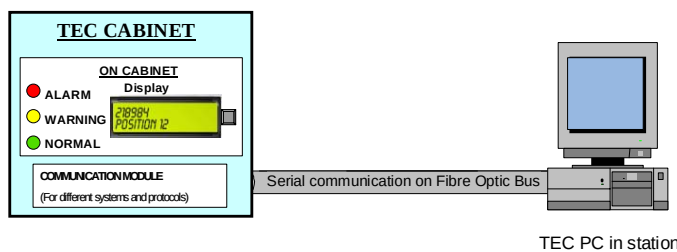
ABB

TEC Project

El cliente debería tener una interface
con el transformador completo con:

- Funciones de Control del Trafo mejoradas
- Monitorización y Diagnósis
- Previsiones de carga
- Documentación
- Protección básica
- Regulación de tensión

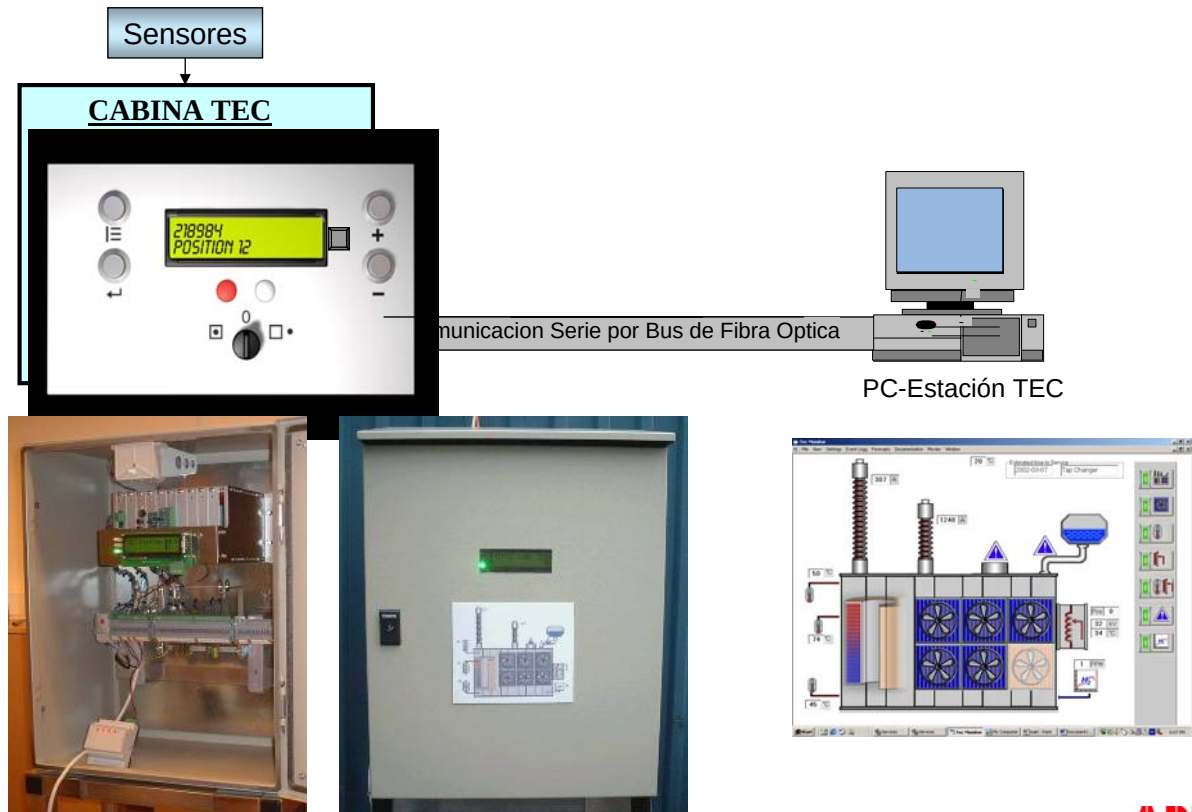
META
Un Transformador
Inteligente



© ABB Group
2_46QQQ - 2

ABB

TEC Concept, version 1



© ABB Group
2_46Q0Q - 3

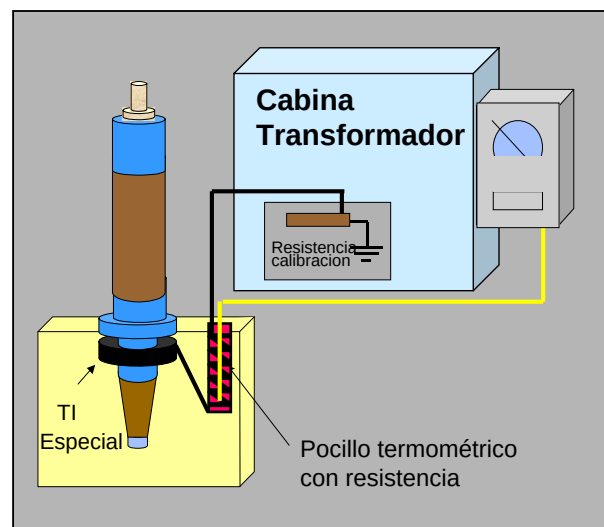
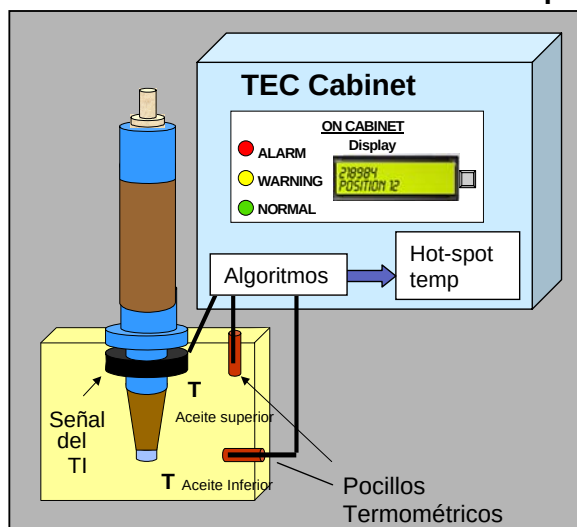
ABB

Hot-Spot y Control Refrigeración

Con "TEC"

Hot-Spot Arrollamiento

Principio actual

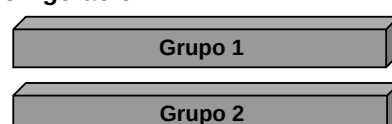


Grupos de Refrigeración

Posibilidad de controlar hasta 6 grupos de refrigeración



Se pueden controlar 2 grupos de refrigeración



© ABB Group
2_46Q0Q - 4

ABB

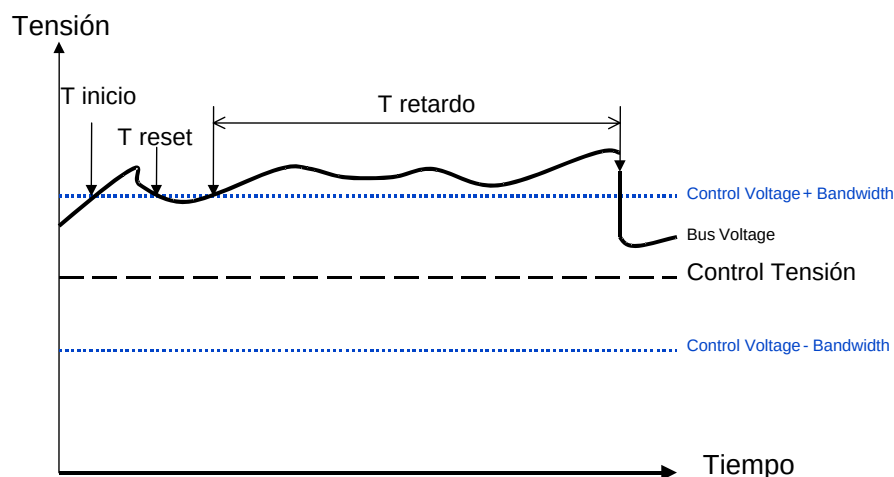
Monitorización y Diagnóstico, Versión 1

Meta - Pocos sensores usados para varios propósitos

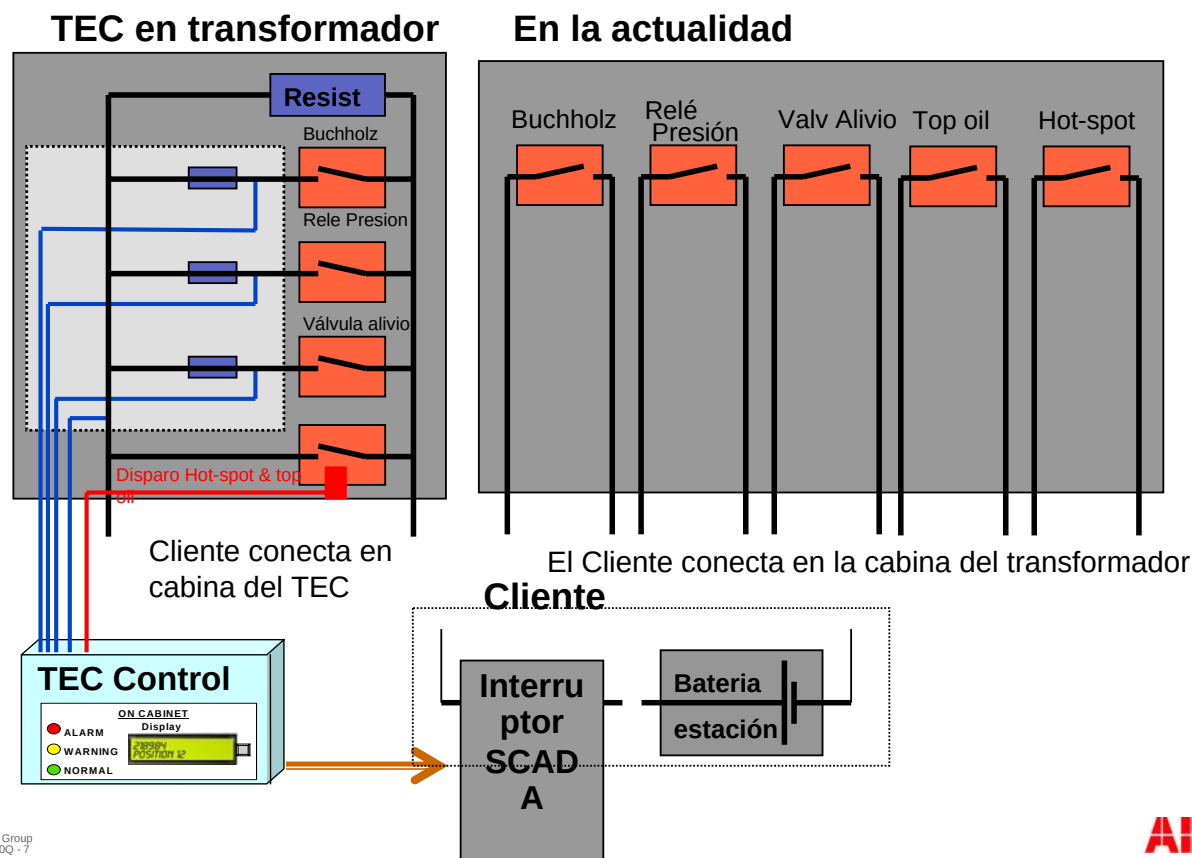
- Carga del Transformador
- Balance Térmico en el Transformador
- Detección de Hidrógeno, (en la mayoría de casos HYDRAN)
- Capacidad de Sobrecarga
- Previsión de Hot-spot
- Balance Térmico en cambiador tomas
- Deterioro de contactos en cambiador tomas
- Condiciones en cabina de control del TEC

Control de Tensión

- Control de Tensión para una unidad
- Acoplamiento en Paralelo de Transformadores no está incluida en la version 1, pero podría realizarse con técnicas de relés o control separado con método Maestro/Seguidor
- Bloqueo de Sobrecorriente
- Bloqueo de Bajo-Tensión
- Operacion Manual



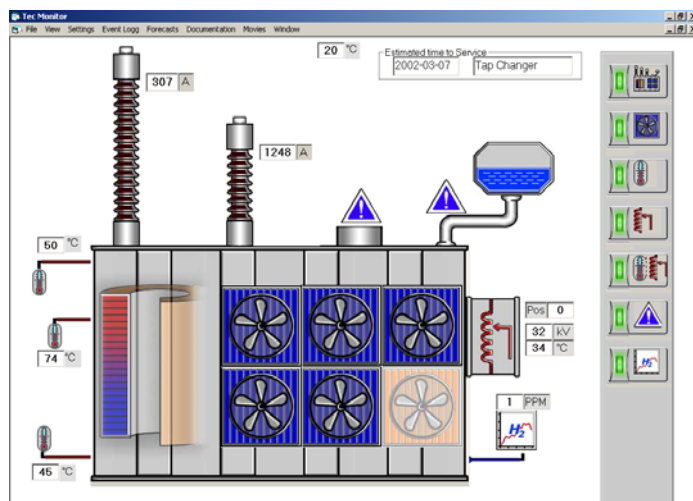
Protection System, Trip



© ABB Group
2_46Q0Q - 7

ABB

Interface de la Estación



Información general en la interface

- Toda la documentación del trafo
- Películas sobre mantenimiento cambiador
- Tiempo estimado de servicio de motores y cambiador

Información de estado

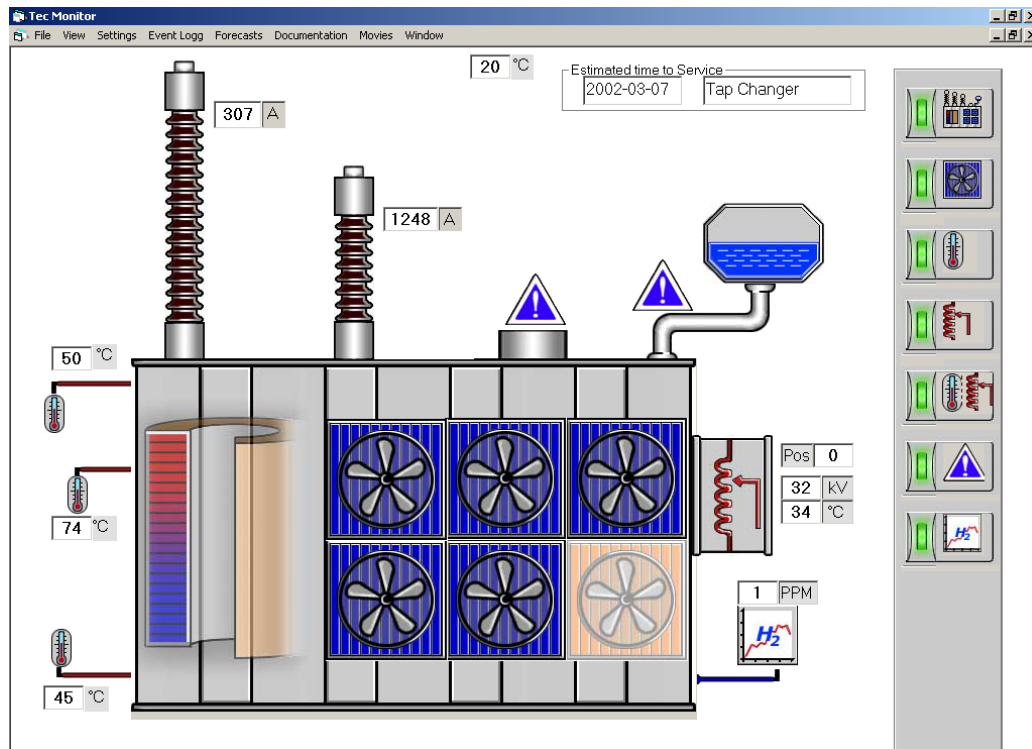
En la interface puede verse:

- Estado real del trafo
- Datos Históricos (carga, temperaturas etc.)
- Estado del control de Tensión
- Estado de la refrigeración (refrig. a capacidad reducida)
- Hidrógeno en aceite (si se conecta sensor)
- Previsión de Hot-spot, con envejecimiento térmico
- Deterioro de contactos en cambiador
- Balance térmico en cambiador
- Condiciones en cabina control TEC

© ABB Group
2_46Q0Q - 8

ABB

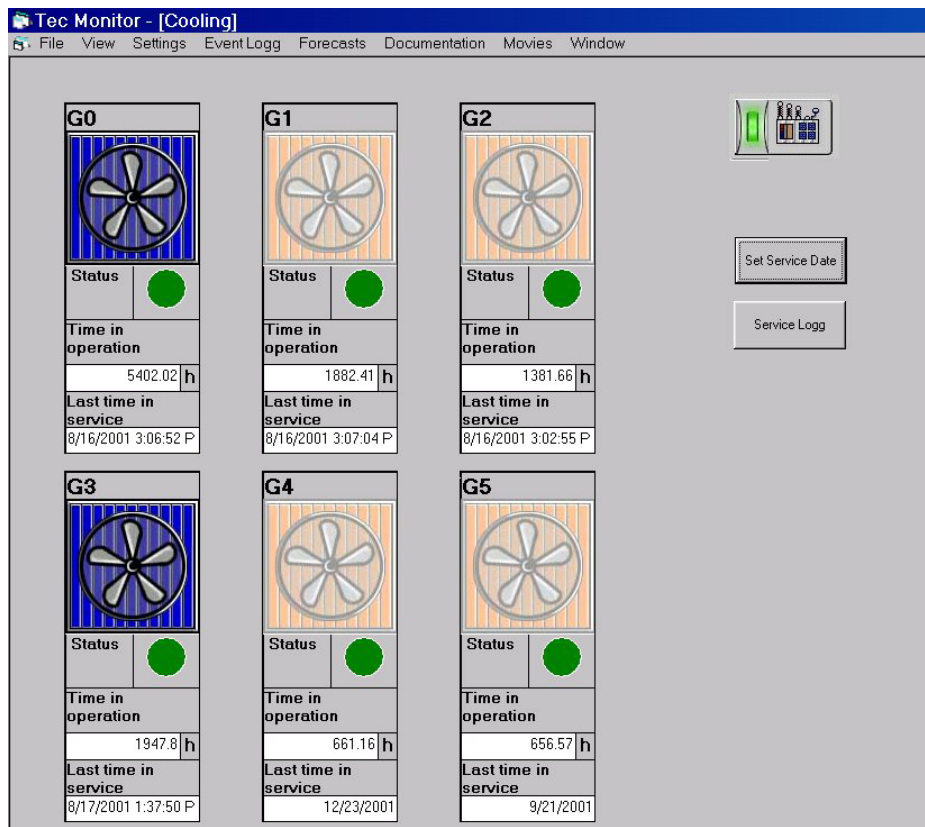
Station Interface



© ABB Group
2_46Q0Q - 9

ABB

Estado Refrigeración



© ABB Group
2_46Q0Q - 10

ABB

Datos históricos



© ABB Group
2_46Q0Q - 11

ABB

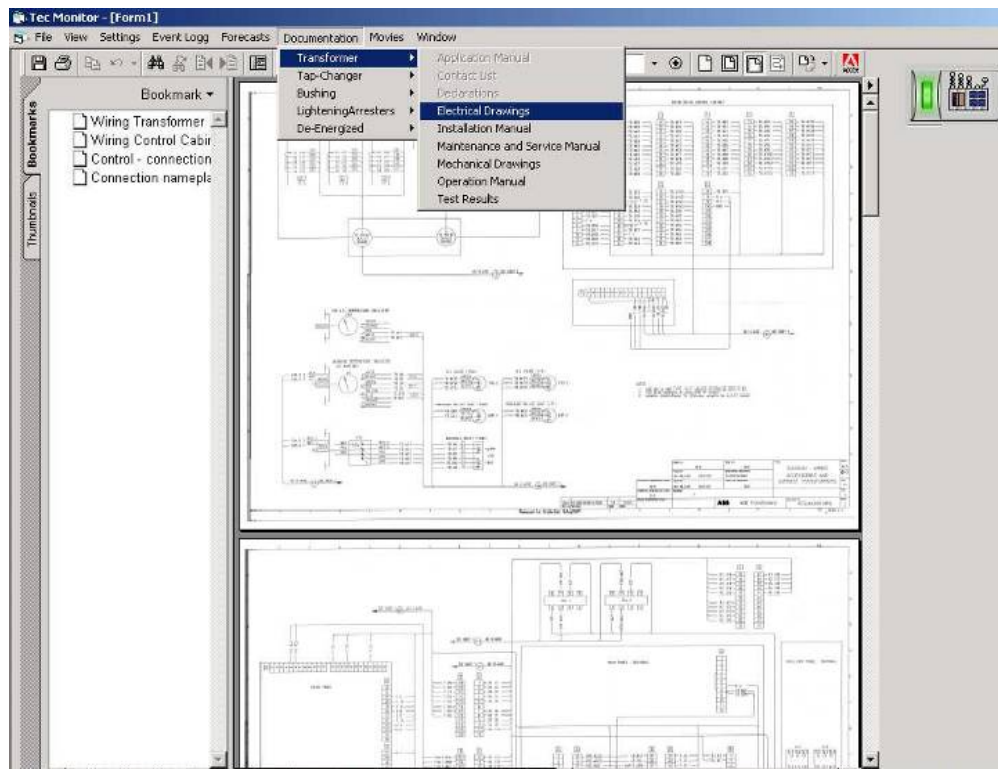
Películas con Instrucciones



© ABB Group
2_46Q0Q - 12

ABB

Documentación



© ABB Group
2_46Q0Q - 13

ABB

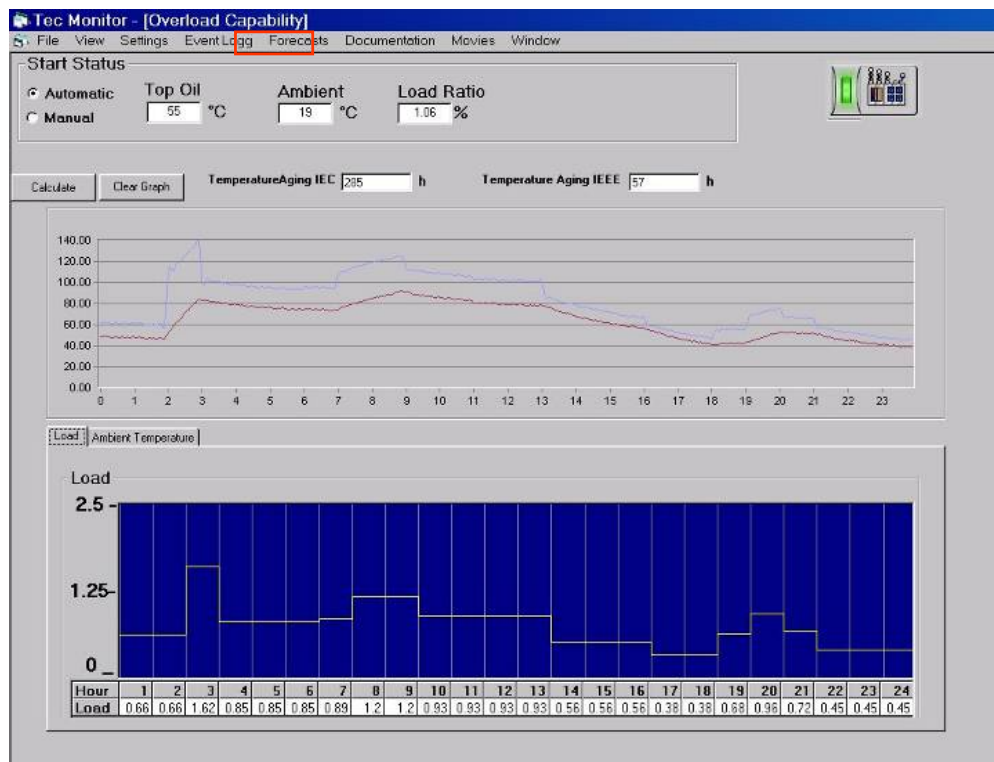
Previsión Hot-Spot



© ABB Group
2_46Q0Q - 14

ABB

Capacidad de sobrecarga



© ABB Group
2_46QQQ - 15

ABB

Protección (Registro de Eventos)

Event	Function	Time	Notified	Measures taken
Type			Sign	Time
1	Warning	Temp	2001-06-12 20:00:00	ml
2	Alarm	temp	2001-06-12 20:00:00	bos
3	alarm	CoolerGroups	2001-08-21	bos
5	warning	temp	2001-08-28	bos
6	alarm	tapchanger	2001-08-28	wwe

Lógica

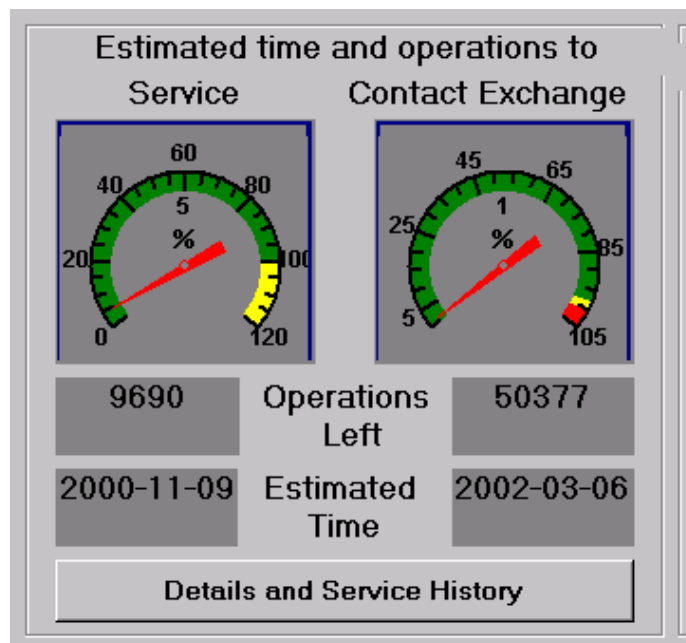
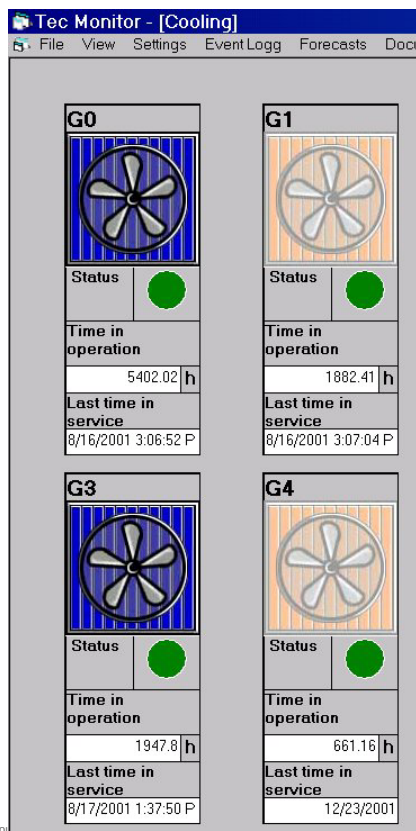
En caso de Aviso/Alarma el botón empieza a parpadear (amarillo o rojo) en el panel principal (El trafo entero también parpadea en todos los paneles.)

Cuando **“Se acusa notificación”** deja de parpadear aunque permanece el color. Cuando **“Se toman medidas”** el color vuelve al verde.

© ABB Group
2_46QQQ - 16

ABB

Predicción de Mantenimiento

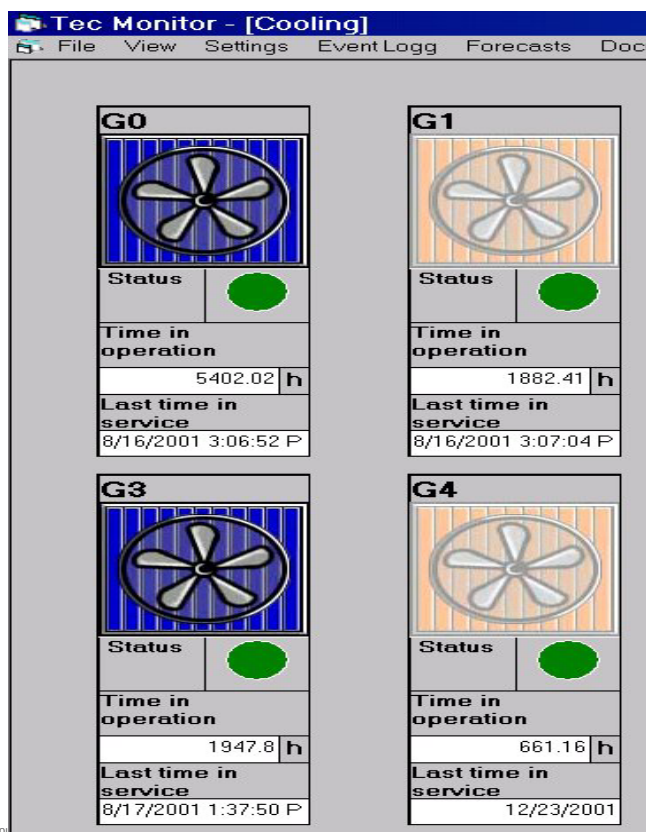


Debido a desgaste en contactos

Debido al tiempo de funcionamiento de motores

ABB

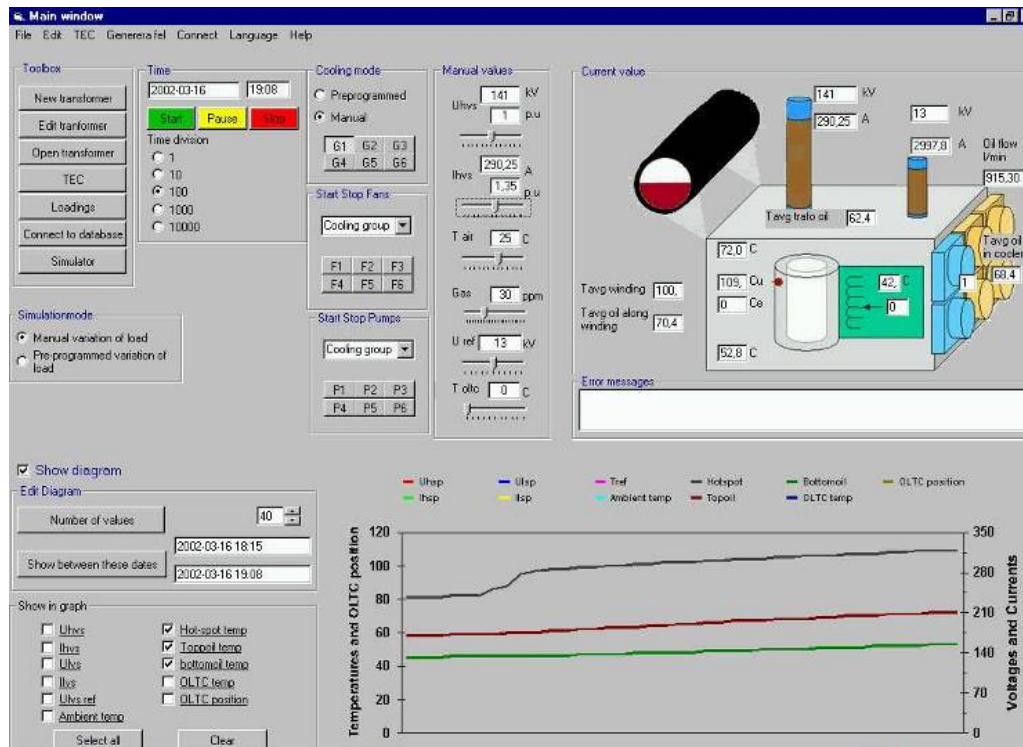
Reducir Mantenimiento



•Uso de todos los motores por permutación

ABB

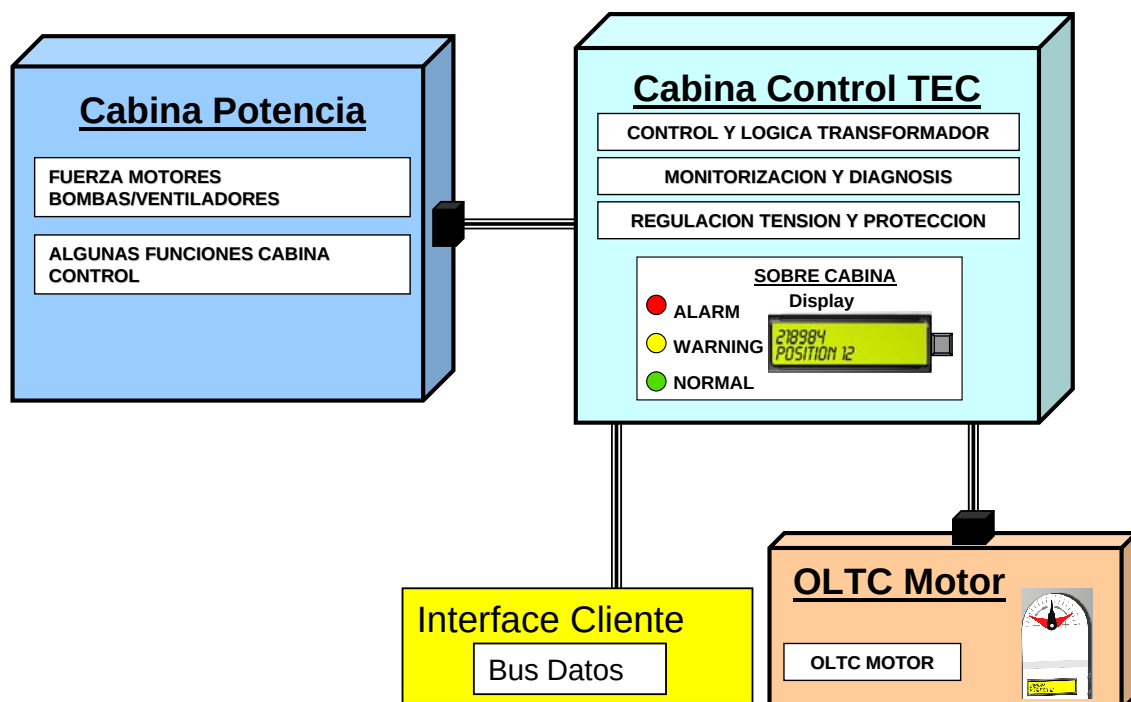
Simulador comportamiento del Trafo



© ABB Group
2_46Q0Q - 19

ABB

Cabina TEC



© ABB Group
2_46Q0Q - 20

ABB

Cabina TEC

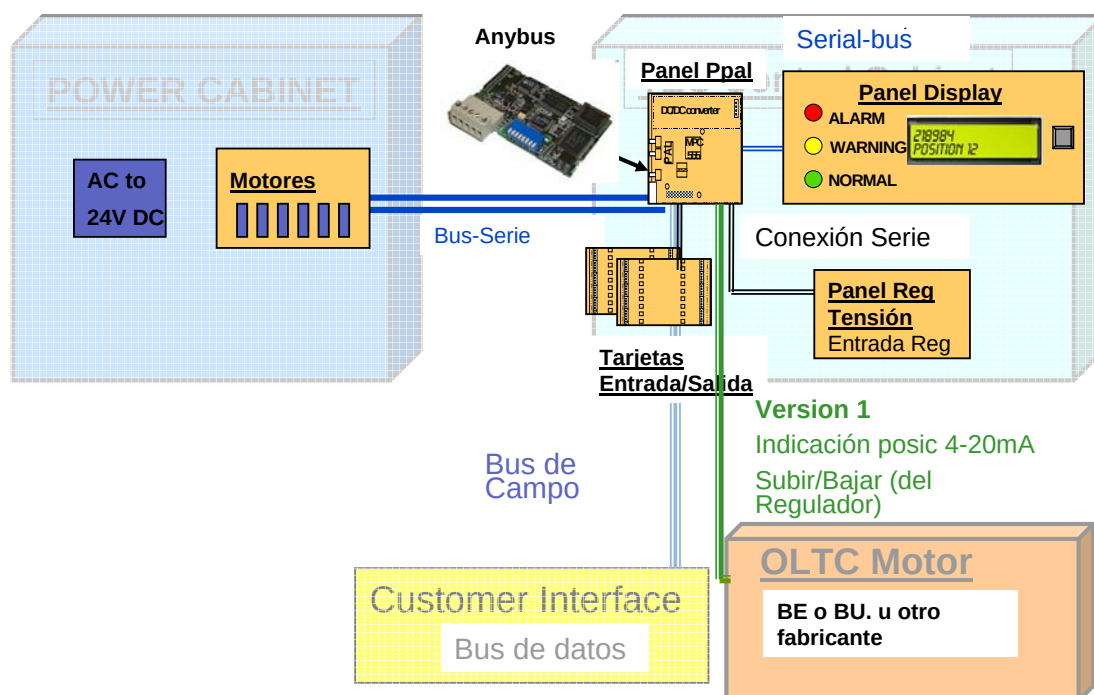


Cabina TEC
conectada a
cabina de trafo
simulada

© ABB Group
2_46Q0Q - 21

ABB

Electrónica en cabinas TEC



Hardware y software sobre el
sistema MACH 2 de SEPOW

© ABB Group
2_46Q0Q - 22

ABB

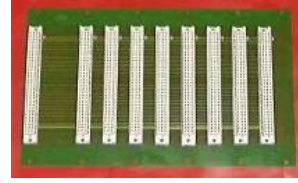
Tarjetas Electrónicas en TEC



TC 110, fuente alimentación
Entrada 85-264 V AC o DC



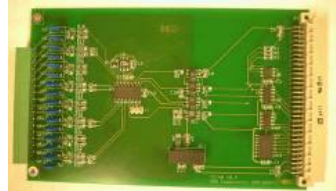
TC 120, tarjeta del procesador



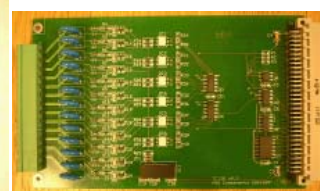
TC 101, panel trasero



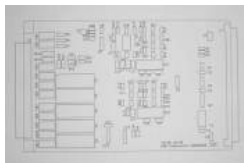
TC130, tarjeta analógica 4-20
mA (8 entradas)



TC 140, Tarjeta Pt100 (4 entradas)



TC 150, entradas
digitales (12 entradas)



TC 160 Salidas Dig
Regulacion Tension
subir/bajar, 2-5 DO



Panel Display



Tarjeta Relés Motores
6 Salidas Dig



© ABB Group
2_46Q0Q - 23

ABB

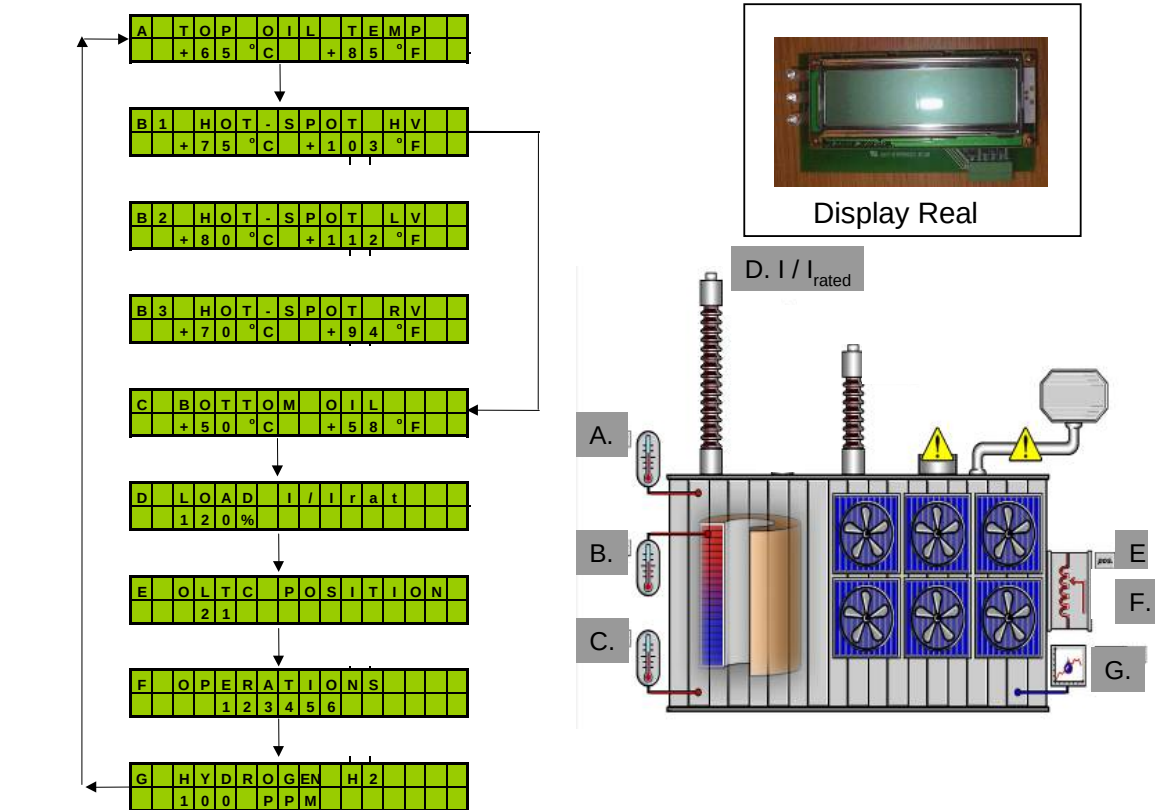
Procesador

- TEC usa un **micro procesador**. Se requiere un mayor esfuerzo en fase de desarrollo, pero es flexible y facilita una solución potente. (MACH 2 de ABB).
- **PLC** (Programmable Logic Control) era desde el principio un control simple estandarizado, se está acercando al sistema de microprocesador pero no es tan rápido.
- **PC** , tiene el inconveniente de tener soluciones relativamente poco estables.

© ABB Group
2_46Q0Q - 24

ABB

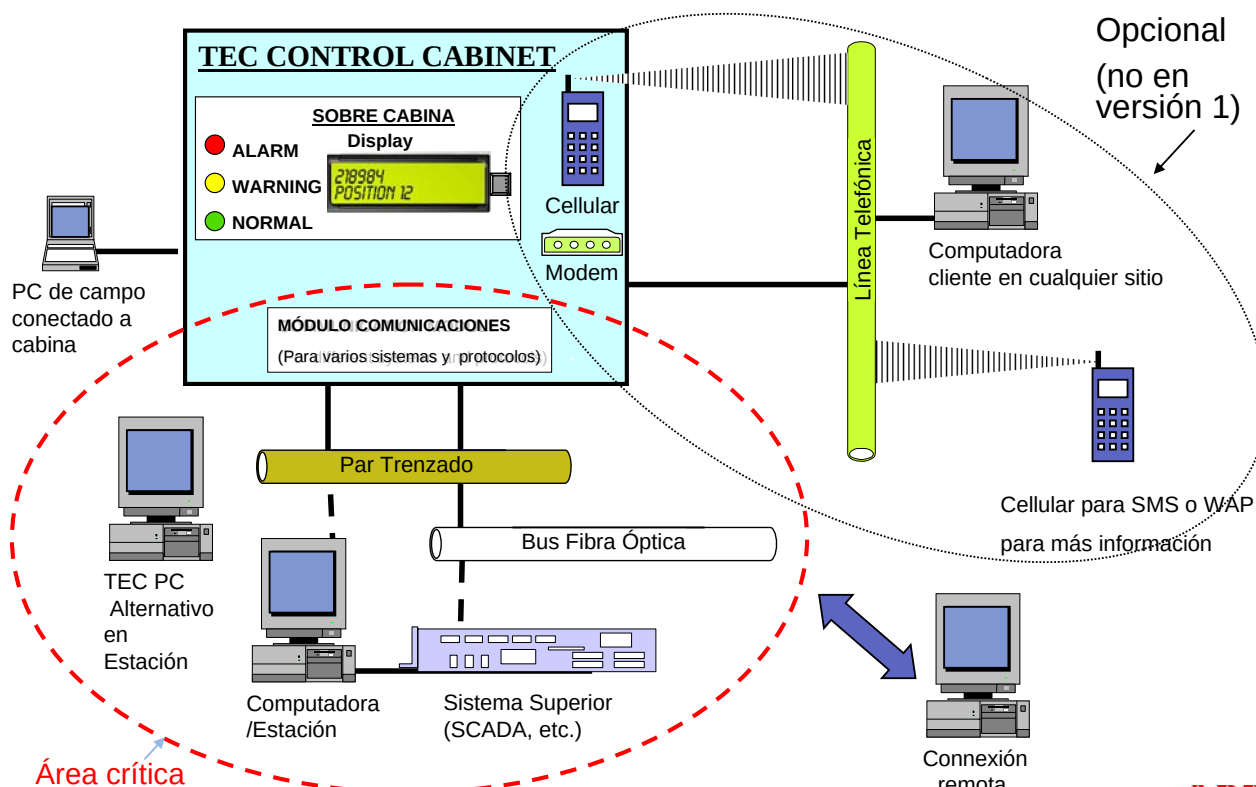
Lógica del Display en la cabina



© ABB Group
2_46Q0Q - 25

ABB

Comunicaciones con Control



© ABB Group
2_46Q0Q - 26

ABB

Opción TEC con PC en Estación Control, versión 1



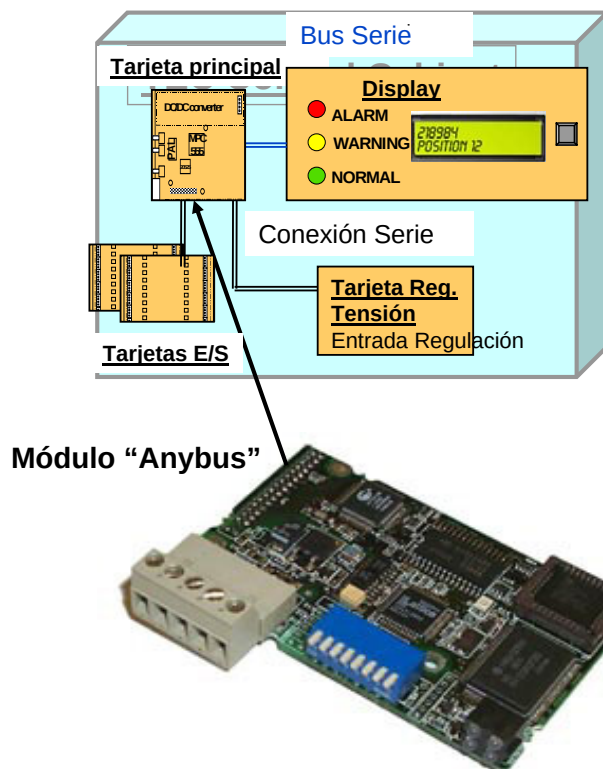
2 señales de relé extra en tarjeta control tensión (disparo y alarma/aviso)

Si se necesitan más señales, 6 señales relé de una "tarjeta de motores" extra



La tarjeta de entradas/salidas estándar puede conectarse para dar señales relé ej. (disparo y alarma/aviso)

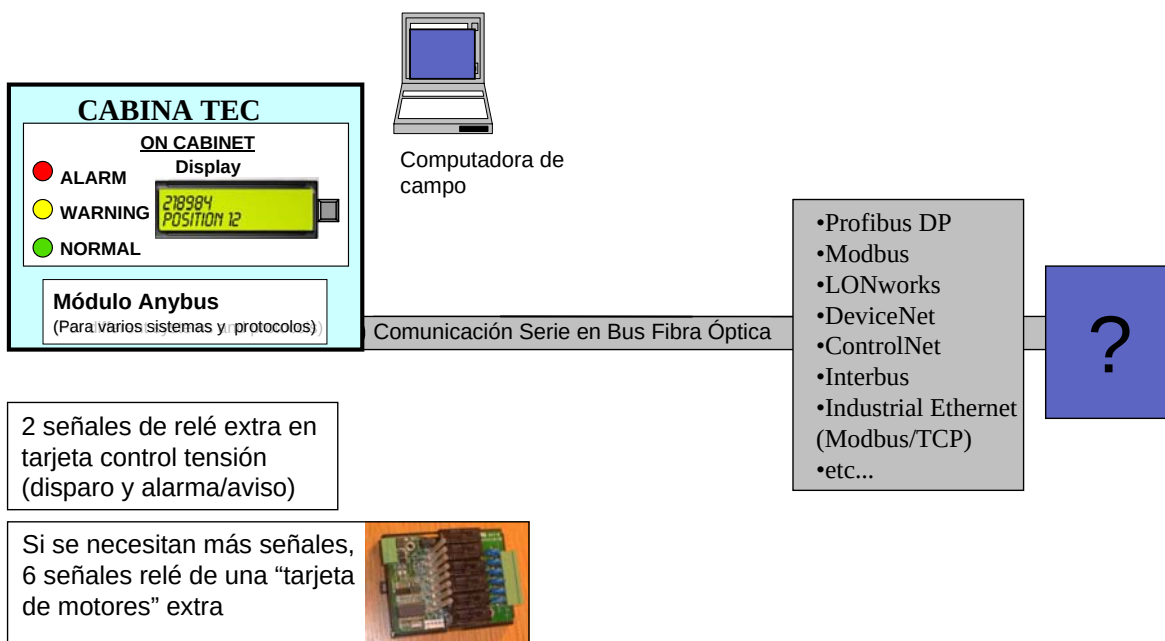
Módulo de Comunicaciones "Anybus"



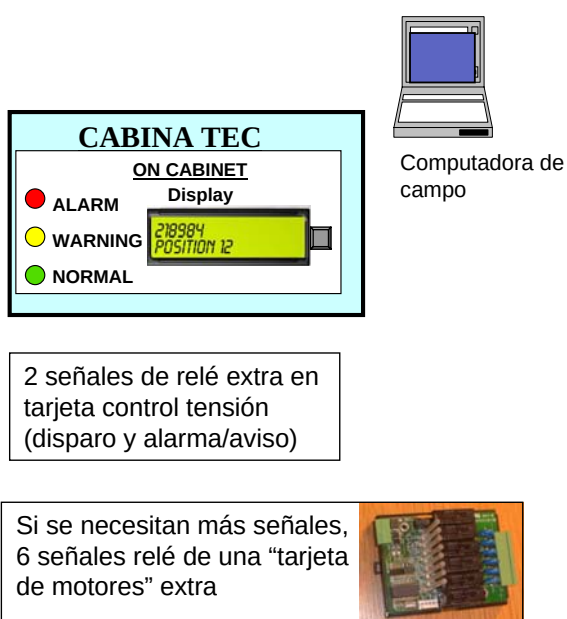
Protocolos en módulos "Anybus"

- Profibus DP
- Modbus
- LONworks
- DeviceNet
- ControlNet
- Interbus
- Industrial Ethernet (Modbus/TCP)
- etc...

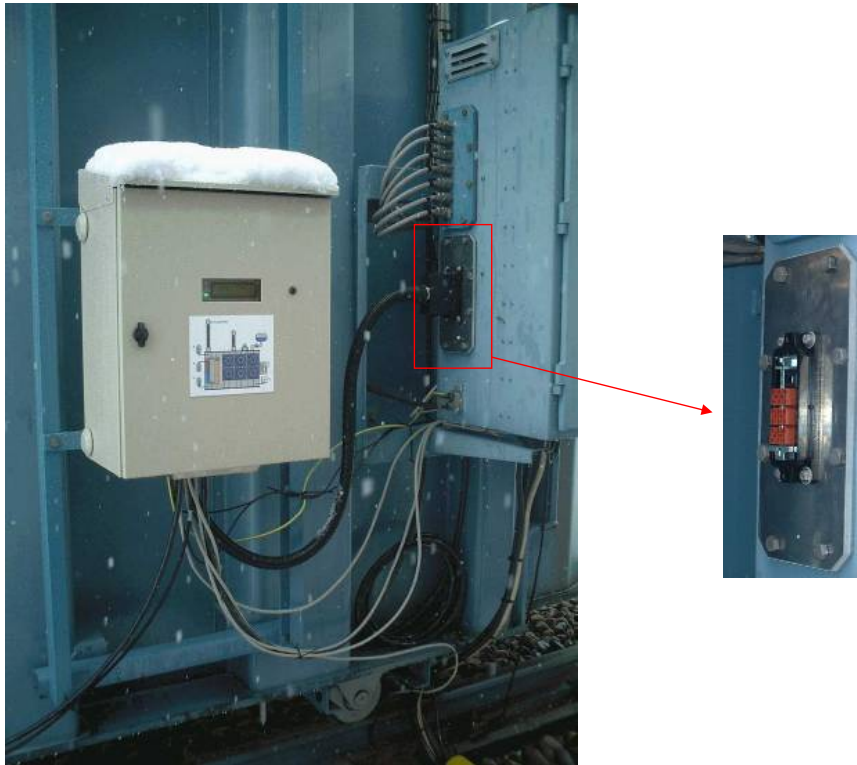
Opción TEC sin PC en Estación Control, versión 1



Opción TEC sin fibra, versión 1



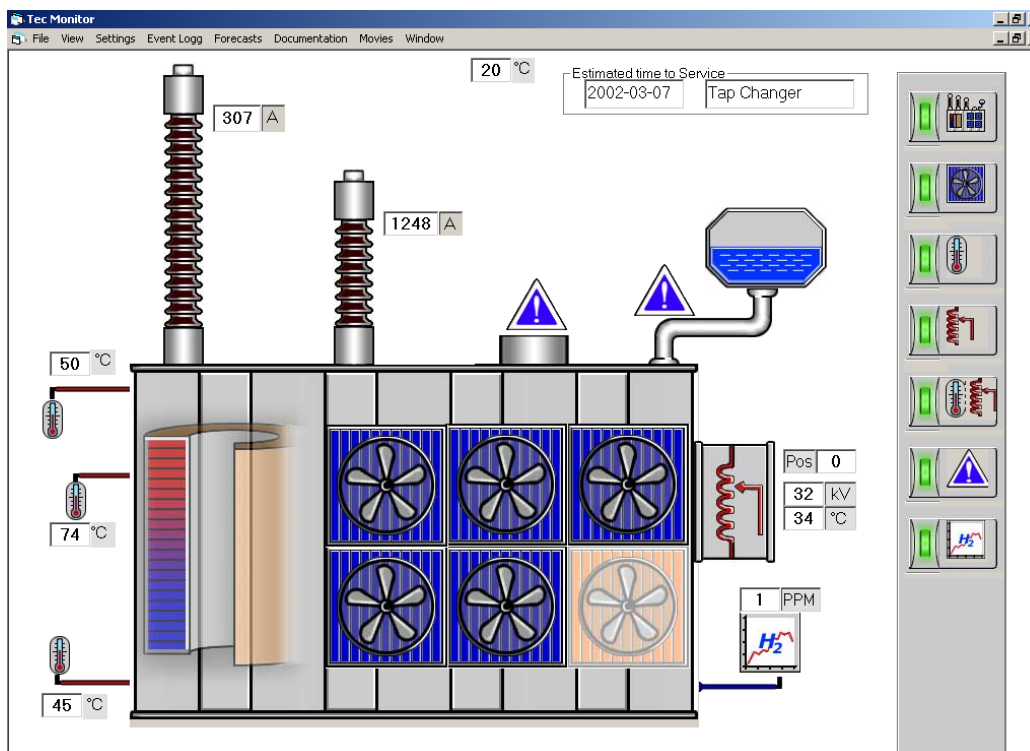
Primera unidad alpha en servicio



© ABB Group
2_46Q0Q - 31

ABB

¡Muchas gracias por su atención!



© ABB Group
2_46Q0Q - 32

ABB