

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**TECNOLOGÍAS ACTUALES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
HASTA 800 kVA.**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

GERSON JOEL, MORALES ZÚÑIGA

PROMOCIÓN

2002-I

LIMA – PERÚ

2007

**TECNOLOGÍAS ACTUALES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
HASTA 800 kVA.**

Dedicado:

A mis padres, en agradecimiento al apoyo incondicional recibido antes, durante y después del desarrollo de mi carrera universitaria.

SUMARIO

Definición de transformadores de Distribución, fundamentos teóricos, características principales, descripción de los transformadores de Núcleo enrollado y de arrollamientos de espiras de sección recta de ejecución sellada, ventajas y desventajas de los transformadores con núcleo enrollado, mantenimiento y reparación, conclusiones.

ÍNDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN: DEFINICIÓN Y TEORÍA	
1.1 Conceptos teóricos.	3
1.1.1 Definición del transformador.	3
1.2 Fundamento teórico.	3
1.2.1 Ley de Lenz.	3
1.2.2 Bornes homólogos.	5
1.2.3 El Transformador ideal.	7
1.2.4 Analogía.	9
1.2.5 El Transformador real.	10
a) Ecuaciones del transformador.	10
b) El Transformador real. Diagrama vectorial.	11
c) El Transformador real. Circuito equivalente.	12
d) Impedancia nominal.	13
e) Valores típicos unitarios de un transformador.	14
f) El diagrama de Kapp.	14
g) Caída de tensión.	15
h) Ensayo en cortocircuitó.	17
i) Tensión de cortocircuito.	18
j) Cortocircuito accidental.	19
k) Ensayo en vacío.	21
l) Balance de potencias.	22
m) Rendimiento.	23

n) Índice de Carga: Caída de Tensión y Rendimiento.	23
1.2.6 Transformación mediante tres transformadores monofásicos.	25
1.2.7 Transformador trifásico.	26
1.2.8 Conexiones en los transformadores trifásicos.	28
1.2.9 Índice Horario.	30
1.2.10 Acoplamiento de transformadores trifásicos en paralelo.	34
1.2.11 Índices de Carga si las tensiones de cortocircuito U_{cc} son diferentes.	34
1.2.12 Corriente de Circulación en Vacío si las relaciones de Transformación m son diferentes.	34

CAPITULO II

CARACTERÍSTICAS, PARTES Y ACCESORIOS.

2.1 Principales características de los transformadores de distribución.	37
2.1.1 Valores nominales.	37
a) Tensión Nominal (en valor eficaz).	37
b) Relación de Transformación Nominal.	37
c) Frecuencia Nominal.	38
d) Potencia Nominal.	38
e) Corriente Nominal.	38
f) Nivel de Aislamiento.	39
2.2 Normas de fabricación: IEC, ANSI, generalidades.	
a) Normas IEC.	40
b) Normas ANSI.	40
2.3. Partes constructivas.	41
2.3.1 Núcleo.	41
2.3.2 Devanados.	42
2.3.3 Materiales Aislantes.	43
a) Papel aislante.	43
b) Aceite dieléctrico.	44
2.3.4 Parte Activa.	45
2.3.5. Tanque.	47
2.3.6 Derivaciones.	48

2.3.7	Bushing.	49
2.3.8.	Accesorios:	49
a)	Nivel magnético de aceite.	50
b)	Termómetro de aceite.	50
c)	Imagen térmica.	50
d)	Válvula de sobre presión.	50
e)	Micro interruptor de sobre presión Fema.	51
f)	Relé de sobre presión súbita.	51
g)	Relé Buchholz.	51
h)	Filtro de silicagel.	51
i)	Conmutador.	52
j)	Placa de características.	52
k)	Orejas de izaje.	52
l)	Placas o tornillos de puesta tierra.	52
m)	Apoyo de gato hidráulico.	52
n)	Ruedas direccionales.	53
o)	Skid.	53
p)	Válvulas superior e inferior para recirculación de aceite.	53
q)	Válvulas para radiadores desmontables.	53
r)	Caja de bornes para señales de control.	53
s)	Caja de bornes para TC's.	54

CAPITULO III

CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

3.1.1	Según el número de fases:	54
a)	Transformadores Monofásicos.	54
b)	Transformadores Trifásicos.	55
3.1.2	Según la Potencia del transformador:	55
a)	Transformadores de distribución.	55
b)	Transformadores de media potencia.	56
3.1.3	Según el tipo de refrigeración:	57
a)	Transformadores sumergidos en aceite.	57
b)	Transformadores sumergidos en líquido de alto punto de ignición.	57

c) Transformadores secos.	58
3.1.4. Según el límite máximo de temperatura de los aislamientos (sobre 40°C):	58
a) Clase Ao: 65 °C	58
b) Clase F: 100 °C	58
c) Clase H: 150 °C	59
3.1.5 Según la aplicación:	59
a) Tipo convencionales.	59
b) Tipo Pedestales.	59
c) Tipo sumergibles.	60
3.1.6 Según el tipo de disposición del circuito magnético:	61
a) De columnas (Core type).	61
b) Acorazados (Shell type).	62
3.1.7. Según la construcción del circuito magnético:	63
a) Construcción tipo Enrollado.	63
b) Construcción tipo Apilado.	64

CAPITULO IV

PROCESOS DE FABRICACIÓN ACTUALES

4.1 Arrollamientos con espiras de sección recta en A.T. y B.T.	65
4.2 Bushing de pata larga en transformadores de distribución.	67
4.3 Uso del tanque de expansión en transformadores de distribución.	68
4.4 Transformadores de distribución con tanque (cuba) de superficie plana.	70
4.5 Pintura.	72
a) Pintura electrostática vs. Pintura líquida.	72
4.6 Ensamble del transformador de Distribución.	73
4.7 Sistema Automático de vacío y llenado.	74
4.8 Prueba de los transformadores de Distribución.	74

CAPITULO V**TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE NÚCLEO ENROLLADO VERSUS NÚCLEO APILADO: VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

5.1	Punto de vista mecánico:	77
a)	Ventajas.	77
b)	Desventajas.	78
5.2	Punto de vista eléctrico.	78
a)	Ventajas.	78
b)	Desventajas.	78
5.3	Punto de vista económico:	79
a)	Ventajas.	79
b)	Desventajas.	80
5.4	Argumentos erróneos sobre los transformadores con núcleo enrollado.	81
5.4.1	Reparación de transformadores de Núcleo enrollado.	81
5.4.2	Facilidad y rapidez para la reparación en sitio que los transformadores de núcleo enrollado.	81
5.4.3	Perdidas en un transformador de núcleo enrollado reparado.	82
5.4.4	Vida útil de un transformador de núcleo enrollado reparado.	82
5.4.5	Tratamiento térmico a las láminas de hierro al silicio durante el proceso de reparación.	82
	CONCLUSIONES	83
	ANEXO A	85
	BIBLIOGRAFÍA	

PROLOGO

Durante el periodo de octubre 2004 a setiembre del 2005, el mercado peruano de transformadores de distribución de hasta 800 kVA, se ha estimado en USD 4,760, 000.00. Que se divide en dos grandes segmentos por la procedencia de los transformadores compuesta por la fabricación nacional y la importada. La fabricación nacional abastece al 77% de mercado, mientras el restante 23% es abastecido por el transformador importado. Este mercado también es equivalente a decir que cada año existen nuevos 158 MVA transformando energía para llegar a los usuarios finales de las distribuidoras eléctricas. Muchos de estos nuevos transformadores son destinados al reemplazo de viejos equipos (70%) destinándose el 30% restante para los nuevos proyectos de electrificación. En razón que la mayor demanda concentrada en las grandes ciudades, como en Lima (Luz del Sur y Edelnor), son en su mayor parte un mercado de reposición, mas no de expansión, debido a que actualmente la electrificación en Lima esta casi totalmente cubierta. Sin embargo aún hay mucho por hacer, por ejemplo, actualmente en Lima, siendo Luz del Sur y Edelnor empresas hermanas, no necesariamente sus especificaciones estándares en transformadores son iguales, apenas compatibles y aplicables en casos de emergencia, si ahora nos referimos al sector provincial, el panorama aún es mas complejo, cada especificación en todas las provincias son diferentes entre si, a pesar de los esfuerzos de Distriluz, compañía de distribución eléctrica que agrupa a 4 empresas (Ensa, Enosa, Hidrandina y Electrocentro) que entre ellas tienen el 30% de la distribución eléctrica en el Perú, el panorama es muy complejo, actualmente existe tal diversidad en sus estándares que la adquisición de transformadores en grandes volúmenes no logra conseguir los beneficios que las compras a escala deben conseguir, en razón que para cada ítem de compra de un universo de mas de 100 ítems, se debe desarrollar una ingeniería eléctrica y mecánica, una logística de compras para producción, un programa de producción, un programa de pruebas en fabrica, una logística para entrega en sitio, etc., con lo cual se deja de percibir los beneficios que trae la fabricación en serie de los transformadores.

Dentro de este panorama, el presente trabajo tiene por objetivo presentar las ventajas actuales de la tecnología existente en fabricación de transformadores, así como dar criterios para uniformizar las actuales especificaciones y estándares solicitados en la fabricación de transformadores, para una mayor comprensión del mismo se hace una breve reseña de los conceptos teóricos, no siendo el objetivo profundizar en la demostración teórica de las leyes físicas que gobierna el funcionamiento de los transformadores, posteriormente se hace una breve descripción de las clasificaciones y características de los transformadores de distribución para luego pasar a realizar un descripción de la tecnología en fabricación de transformadores con núcleo enrollado que es el tema de central del trabajo, sus características, sus ventajas, sus aplicaciones y la mejora en la disminución de costos de suministro y puesta en servicio de transformadores.

CAPITULO I

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN: DEFINICIÓN Y TEORÍA

1.1 Conceptos teóricos

1.1.1 Definición del transformador

El transformador es un aparato estático, de inducción electromagnética, destinado a transformar un sistema de corrientes alternas en uno o más sistemas de corrientes alternas de igual frecuencia y de intensidad y tensión generalmente diferentes.

1.2 Fundamento teórico

1.2.1 Ley de Lenz

Las fuerzas electromagnéticas (f.e.m.) inducidas tiene un sentido tal que con sus efectos tienden a oponerse a las causas que las producen. Ver figura 1.1

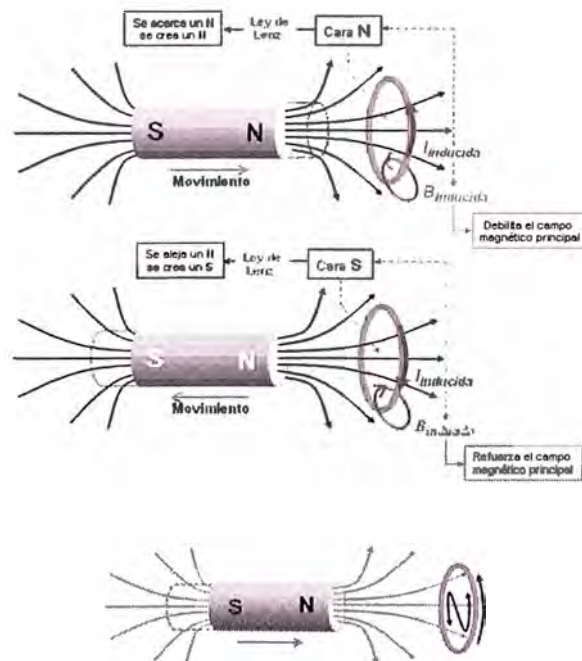


Figura 1.1 Inducción de fem

Si en lugar de un imán permanente el flujo magnético es creado por una corriente alterna sinusoidal, la variación de flujo producida por esta corriente es sinusoidal. Entonces teniendo en cuenta esto y comparándolo con el caso de la figura 1.1 obtendremos lo indicado en la figura 1.2.

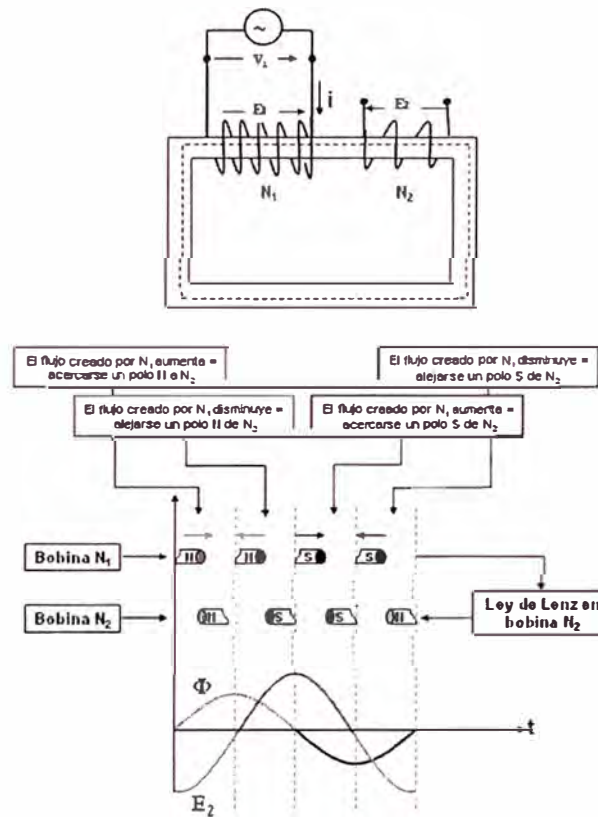


Figura 1.2 Flujo magnético creado por una fuente de corriente alterna

En todos los casos el valor de la f. e. m. inducida vale:

$$e = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (1.1)$$

1.2.2 Bornes homólogos

El esquema de figura 1.3 es equivalente al de la figura 1.4, pues solo se ha desplazado la bobina 2 hacia el lado izquierdo. Al circular una corriente alterna i por la bobina AB se crea una f.e.m. autoinducada debida a las variaciones de i cuyo sentido, de acuerdo a la Ley de Lenz, es oponerse con sus efectos a la causa que la produce ($e_1 = -v_1$)

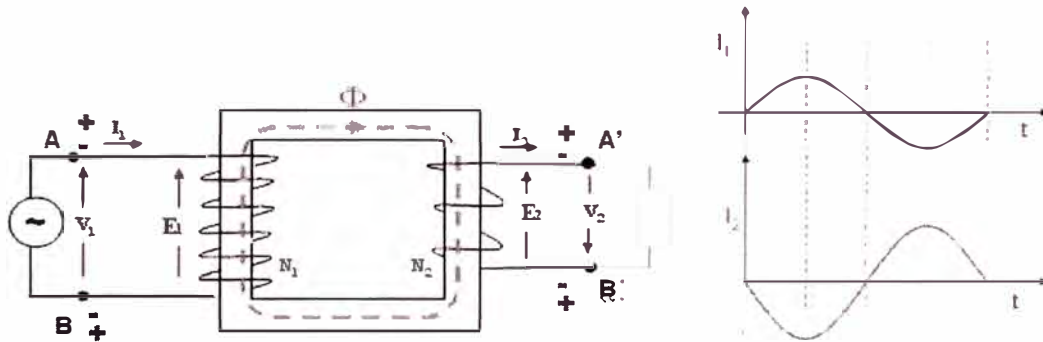


Figura 1.3 Bornes homólogos

Se dice que el terminal A, de la bobina 1, tiene igual polaridad que el terminal A', de la bobina 2, si la tensión entre A-B está en fase con la tensión entre A'-B'

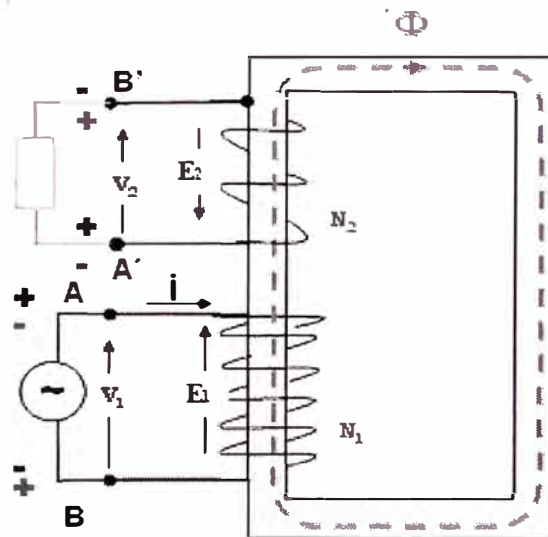


Figura 1.4 Esquema equivalente a figura 1.3

Podemos demostrar lo siguiente:

$$e_1 = -N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad (1.2)$$

$$I = I_0 \text{ sen } \omega t$$

$$\Phi = KI$$

$$\Phi = KI_0 \text{ sen } \omega t$$

$$e_1 = -N_1 \frac{d(KI_0 \text{ sen } \omega t)}{dt}$$

$$e_1 = -N_1 KI_0 \cos \omega t$$

$$e_1 = N_1 KI_0 \text{ sen}(\omega t - \pi / 2)$$

$$e_1 = E_{01} \text{ sen}(\omega t - \pi / 2) \quad (1.3)$$

También podemos escribir lo siguiente:

$$e_2 = -N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad (1.4)$$

$$e_2 = -N_2 \frac{d(kI_0 \text{ sen } \omega t)}{dt}$$

$$e_2 = E_{02} \text{ sen}(\omega t - \pi / 2) \quad (1.5)$$

Ver diagrama fasorial (Figura 1.5)

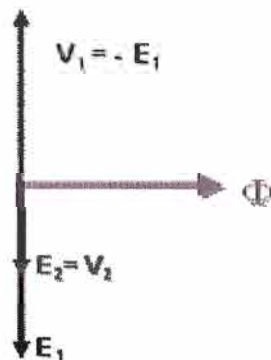


Figura 1.5 Diagrama fasorial

1.2.3 El Transformador ideal

En un transformador perfecto, se tiene las siguientes consideraciones:

- La reluctancia del circuito magnético es nula
- Las resistencias de las bobinas nulas
- Las pérdidas del hierro nulas
- Las fugas magnéticas nulas.

Entonces se cumple que:

$$E_1 = 4.44 N_1 f \Phi_m \quad (1.6)$$

$$E_2 = 4.44 N_2 f \Phi_m \quad (1.7)$$

Combinando ambas expresiones

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (1.8)$$

Teniendo en cuenta

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (1.9)$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (1.10)$$

E_1 y E_2 están en fase, producidas por el mismo flujo Φ , y desfasado 90° respecto de Φ

$$e = -Nd \Phi / Dt \quad (1.11)$$

$$V_1 = -E_1 \text{ (fem)} \quad (1.12)$$

y

$$V_2 = E_2 \text{ (fem)} \quad (1.13)$$

Si por el secundario del transformador representado en la figura 1.6 circulara I_2 por el primario circulara I_1 , tal que:

$$N_1 I_1 = - N_2 I_2 \quad (1.14)$$

El flujo permanece cte, pues depende de E_1 y $E_1 = V_1$ siendo V_1 , tensión de la línea, cte.

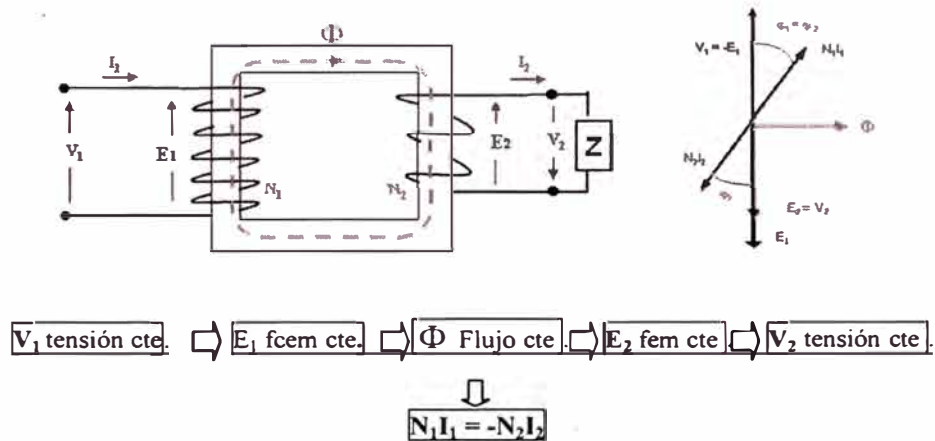


Figura 1.6 Transformador ideal

1.2.4 Analogía

A continuación se presenta una analogía entre el transformador y un sistema de engranajes sencillo, ver figura 1.7

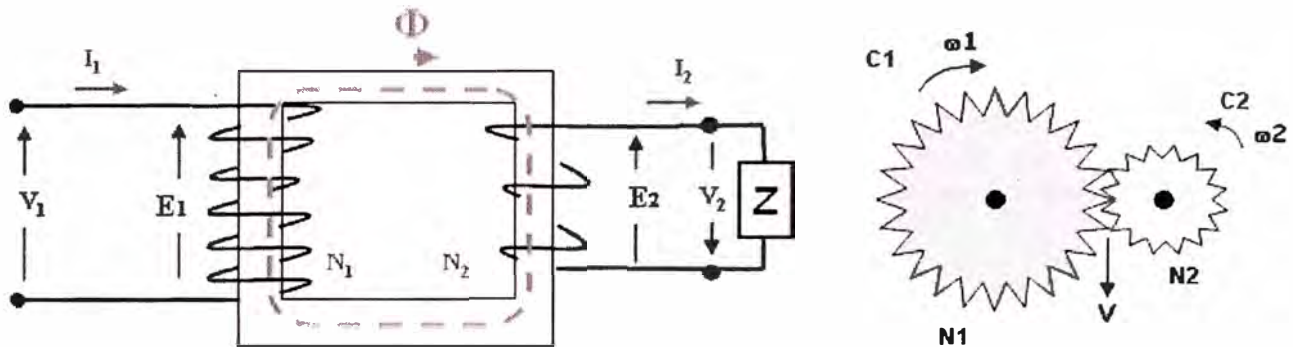


Figura 1.7 Analogía transformador y engranaje

Transformador ideal

- Espiras primarias N_1
- Espiras secundarias N_2
- Relación de transformación $m = N_1/N_2$
- Tensión primaria V_1
- Tensión secundaria V_2
- Intensidad primaria I_1
- Intensidad secundaria I_2
- Potencia aparente $S = V_1 I_1 = V_2 I_2$
- Flujo Φ común
- Indicadores de polaridad primaria-secundaria

Engranaje

- Dientes rueda motriz N_1
- Dientes rueda arrastrada N_2
- Relación de dientes $m = N_1/N_2$
- Par de entrada C_1
- Par de salida C_2
- Velocidad de giro de entrada ω_1
- Velocidad de giro de salida ω_2
- Potencia $P = C_1 \omega_1 = C_2 \omega_2$
- Velocidad tangencial V común
- Flechas indicadoras del sentido de giro

1.2.5 El Transformador real

En la figura 1.8 se muestra un transformador real

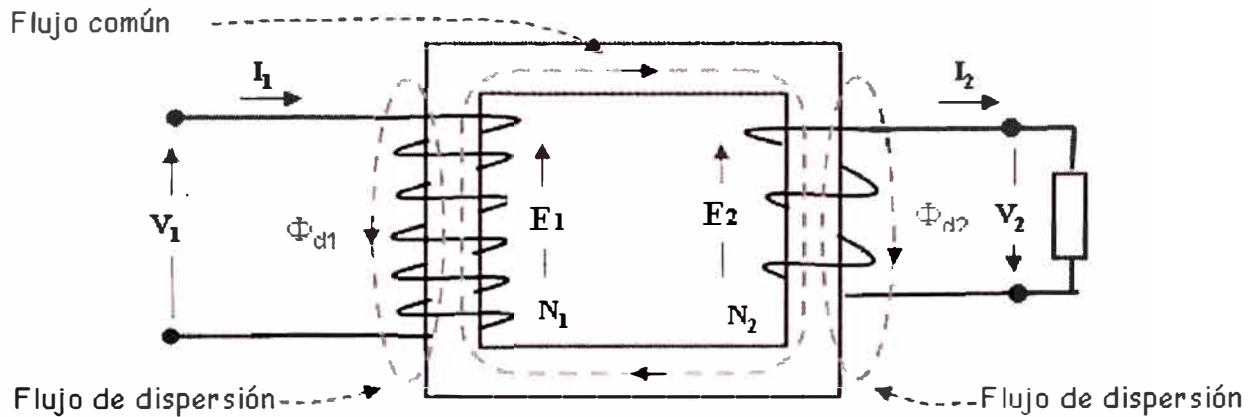


Figura 1.8 Transformador real

Primario

N_1 = espiras de primario

V_1 = tensión aplicada

I_1 = corriente en el primario

E_1 = tensión inducida en el primario

Secundario

N_2 = espiras del primario.

E_2 = tensión inducida.

V_2 = tensión aplicada a la carga

I_2 = corriente de carga

Las impedancias del transformador vienen representadas por

X_1, X_2 = Reactancias de dispersión del primario y secundario.

R_1, R_2 = Resistencia de los conductores primario y secundario.

a) Ecuaciones del transformador

A continuación enunciamos las ecuaciones para este modelo matemático del transformador.

$$V_1 = -E_1 + R_1 I_1 + jX_1 I_1 \quad (1.16)$$

$$V_2 = -E_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 \quad (1.17)$$

$$N_1 I_0 = N_1 I_1 + N_2 I_2 \quad (1.18)$$

b) El Transformador real. Diagrama vectorial

Al ser Φ cte en todos los regímenes de funcionamiento, la fmm es la misma en todos estos regímenes y como en vacío la única fmm ($N_1 I_0$) es debida a la corriente del primario en vacío I_0 :

$$F_{mm} = N_1 I_0 - N_1 I_1 + N_2 I_2 \quad (1.19)$$

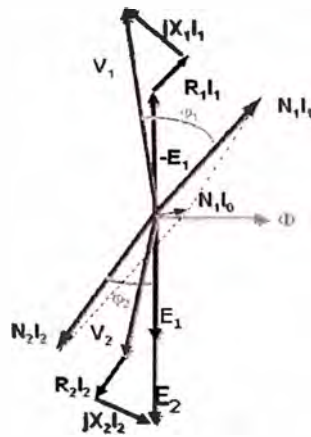


Figura 1.9 Diagrama fasorial

La intensidad I_0 forma con la tensión V_1 un ángulo ϕ_0 que da lugar a una potencia activa debida a las pérdidas en el hierro.

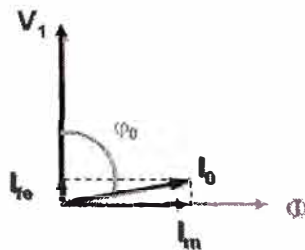


Figura 1.10 Diagrama fasorial Transformador real

$$V_1 = -E_1 + R_1 I_1 + jX_1 I_1 \quad (1.20)$$

$$V_2 = -E_2 - R_2 I_2 + jX_2 I_2 \quad (1.21)$$

$$N_1 I_0 = N_1 I_1 + N_2 I_2 \quad (1.22)$$

I_0 = corriente de vacío.

I_m = corriente magnetizante

I_{fe} = corriente debido a parasitas e histéresis.

c) El Transformador real. Circuito equivalente

El circuito equivalente del transformador se puede representar en la figura 1.11

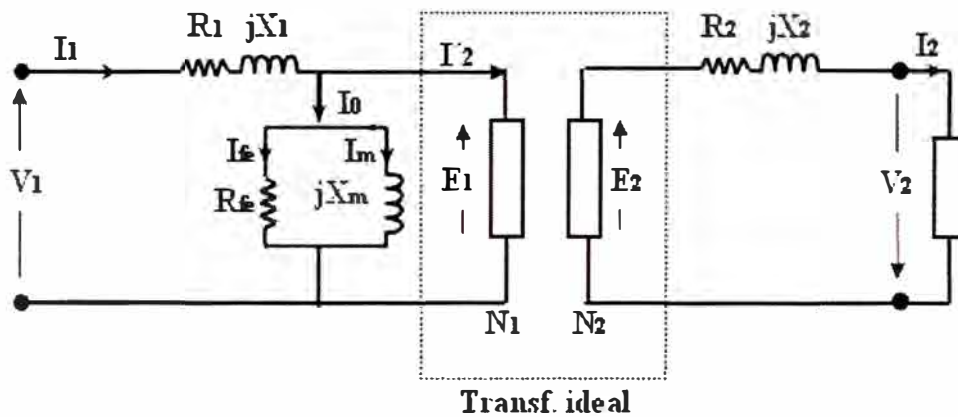


Figura 1.11 Transformador real, circuito equivalente

Primario

N_1 = espiras del primario

V_1 = tensión aplicada.

I_1 = corriente en el primario

I_0 = corriente de vacío

I_m = corriente magnetizante

I_{fe} = corriente debido a parasitas e histéresis.

E_1 = tensión inducida en el primario

I'_2 = corriente de carga, I_2/m

Secundario

N_2 = espiras del primario

E_2 = tensión inducida

V_2 = tensión aplicada a la carga.

I_2 = corriente de carga

Impedancia del Transformador

X_1, X_2 = Reactancias de dispersión del primario y secundario.

R_1, R_2 = Resistencia de los conductores primario y secundario.

Ecuaciones del Transformador equivalente

$$V_1 = -E_1 + R_1 I_1 + jX_1 I_1 \quad (1.23)$$

$$V_2 = E_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 \quad (1.24)$$

$$I_1 = I_0 + I_2' = I_0 - I_2/m \quad (1.25)$$

$$\frac{V_{10}}{V_{20}} = m = \frac{I_2}{I_1} \quad (1.26)$$

d) Impedancia nominal

La impedancia nominal es el valor de la impedancia de carga cuando este suministra su plena potencia. Como las tensiones primarias y secundarias son distintas, el transformador tiene dos impedancias distintas, una para el primario y otra para el secundario.

$$Z_n = \frac{V_n}{I_n} \quad (1.27)$$

$$Z_n = \frac{V_n^2}{S_n} \quad (1.28)$$

$$S_n = V_n I_n \quad (1.29)$$

Las componentes R y X del transformador se suelen dar referidas a su impedancia nominal primaria, los del primario, y referidas a su impedancia nominal secundaria, los del secundario

e) Valores típicos unitarios de un transformador

En la tabla 1.1 se enuncia los valores típicos de los parámetros eléctricos en los transformadores

Tabla 1.1 Valores típicos en p.u

Descripción	3 a 250 KVA	1 a 100 MVA
R	0.009-0.005	0.005-0.002
X	0.008-0.025	0.03-0.06
X_m	20-30	30-50
R_m	20-50	100-500
I_e	0.05-0.03	0.03-0.02

f) El diagrama de Kapp

El diagrama de Kapp, ver figura 1.12 es un diagrama importante para el estudio del transformador. Supone nula la reluctancia del circuito magnético $I_0 = 0$, lo cual es valido para los transformadores de potencia media o grande, pero no para los pequeños.

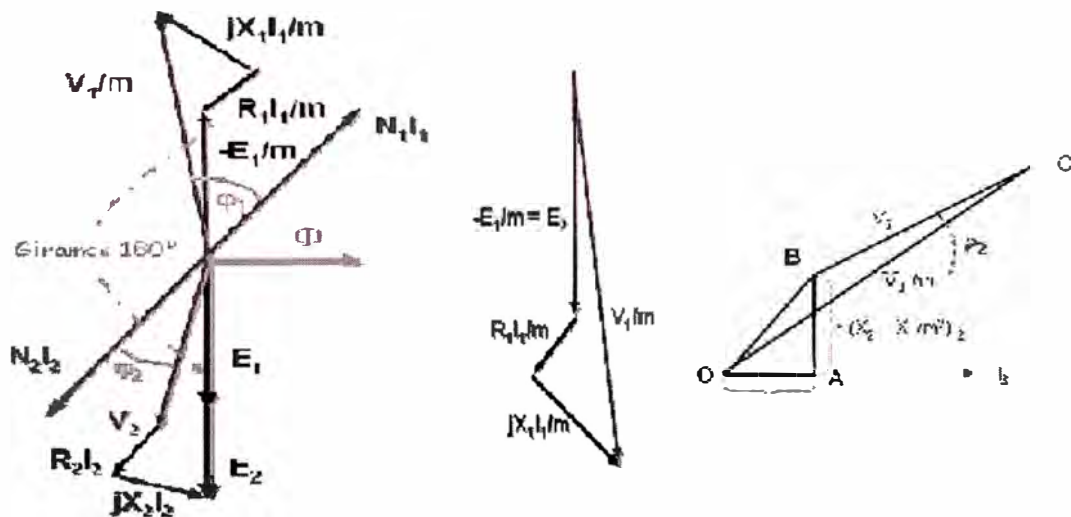


Figura 1.12 Diagrama de Kapp

$$V_1/m = -E_1/m + R_1I_1/m + jX_1I_1/m \quad (1.30)$$

y como

$$E_1/m = E_2 \quad I_2 = I_1/m$$

$$V_1/m = E_2 + R_1I_1/m + jX_1I_1/m$$

$$V_1/m = V_2 + R_2 I_2 + jX_2 I_2 + R_1 I_1/m + jX_1 I_1/m$$

$$V_1/m = V_2 + (R_2 + R_1/m^2) I_2 + j(X_2 + X_1/m^2) I_2 \quad (1.31)$$

Es importante conocer el triángulo OAB, llamado **triángulo de Kapp**, para resolver problemas relacionados con la caída de tensión en el transformador.

Para eso se pone en cortocircuito el secundario del transformador, y regulamos la tensión del primario, de tal manera que por el secundario circule la intensidad I_2 siendo en este caso la tensión en el primario V_{1cc} y la tensión en el secundario $V_2 = 0$ (**ensayo en cortocircuito**). Se halla si el lado OB y el OA (pues las resistencias R_1 y R_2 son fáciles de determinar) quedando definido el triángulo OAB, figura 1.13 para una I_2 determinada

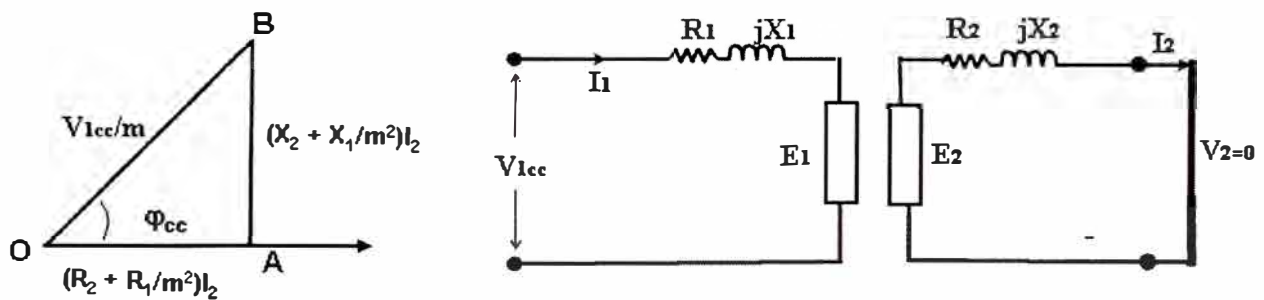


Figura 1.13 Ensayo de cortocircuito

g) Caída de tensión

Cuando el secundario está conectado a una carga, la tensión U_2 es menor que la tensión en vacío V_{20} de tal manera que se produce una caída de tensión cuyo valor es:

$$\Sigma_r = \frac{V_{20} - V_2}{V_{20}} = \frac{\frac{V_1}{m} - V_2}{\frac{V_1}{m}} \quad (1.32)$$

$$\Sigma_r \% = \frac{V_{20} - V_2}{V_{20}} 100 = \frac{\frac{V_1}{m} - V_2}{\frac{V_1}{m}} 100 \quad (1.33)$$

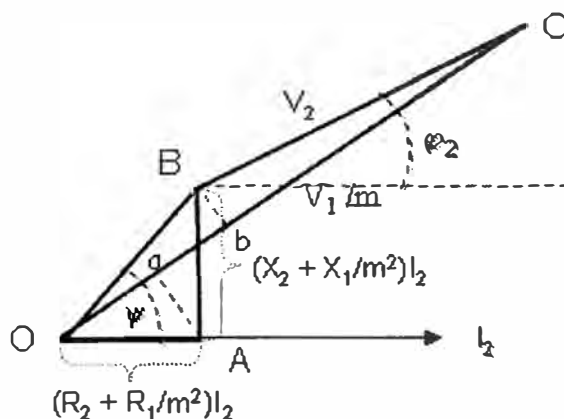


Figura 1.14 Caída de Tensión

En diagrama de Kapp, figura 1.13, vemos que la caída de tensión coincide con la diferencia entre segmentos OC y BC. Se obtiene una aproximación, teniendo en cuenta que el ángulo ψ y φ_2 son prácticamente iguales, considerando el segmento $BC = bc$

$$\Sigma = OC - BC = OC - BC = Ob \quad (1.34)$$

$$\Sigma = Ob = Oa + ab = OA \cos \varphi_2 + AB \sin \varphi_2$$

Llamando,

$$(R_2 + R_1/m^2)l_2 = U_R$$

$$(X_2 + X_1/m^2)l_2 = U_x$$

$$\Sigma = U_R \cos \varphi_2 + U_x \sin \varphi_2$$

y como

$$\Sigma_r \% = \frac{\Sigma}{\frac{V_1}{m}} 100$$

$$\Sigma_r \% = \frac{U_R \cos \varphi_2 + U_X \sin \varphi_2}{\frac{V_1}{m}} 100$$

llamando

$$\frac{U_R}{\frac{V_1}{m}} 100 = u_R$$

$$\Sigma_r \% = U_R \cos \varphi_2 + U_X \sin \varphi_2$$

$$\frac{U_X}{\frac{V_1}{m}} 100 = u_X \quad (1.35)$$

h) Ensayo en cortocircuitó

Se pone en cortocircuito el secundario del transformador, ver figura 1.14, y regulamos la tensión del primario de tal manera que por el secundario circule la intensidad I_2 siendo en este caso la tensión en el primario V_{1cc} y la tensión en el secundario $V_2 = 0$

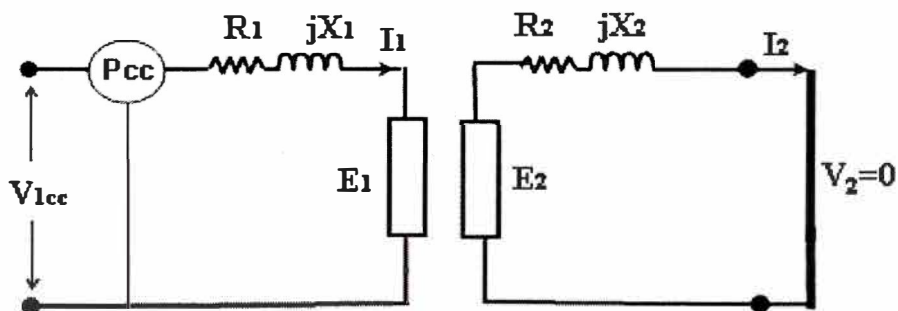


Figura 1,14 Ensayo de cortocircuito

En estas circunstancias la potencia marcada por una watimetro conectado al primario suponen las **pérdidas en el Cu** del transformador para esa carga, pues Pcc supone la suma de:

Las pérdidas en el Cu al estar los bobinados atravesados por su intensidad nominal.

$$P_j = R_2 I_2^2 + R_1 I_1^2 \quad (1.36)$$

Las pérdidas en Fe, que son despreciables, pues dependen de la tensión U_{1cc} y esta es pequeña comparada con la U_{1n}

$$P_{Fe} = K \Phi_m = K_1 E_1 = K_2 V_1 \quad (1.37)$$

$$P_{cc} = P_j + P_{Fe} = P_j \quad (1.38)$$

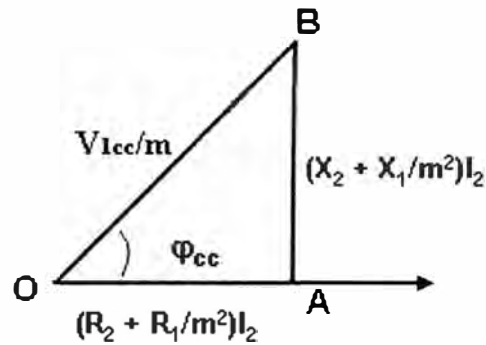


Figura 1.15 Triángulo de Kapp

De acuerdo con esto el lado OA del triángulo de Kapp, figura 1.15, se puede obtener:

$$P_{\alpha} = R_2 I_2^2 + R_1 I_2^2 / m^2 = (R_2 + R_1 / m^2) I_2^2 = (R_2 + R_1 / m^2) I_2 I_2 \quad (1.39)$$

$$(R_2 + R_1 / m^2) I_2 = OA = \frac{P_{cc}}{I_2}$$

también podemos poner que:

$$V_{1cc} / m = I_{2n} Z_{cc} \quad (1.40)$$

i) Tensión de cortocircuito

Se llama Tensión de Cortocircuito de un transformador a la tensión expresada en % de la tensión nominal, a la que es preciso aplicar al primario por hacer circular la corriente nominal I_{2N} por el secundario, estando este en cortocircuito.

$$u_{cc} = \frac{V_{1cc}}{V_{1n}} 100 \quad (1.41)$$

Multiplicando por 100 y dividiendo por V_1/m el triangulo de Kapp, ver figura 1.16 obtenemos

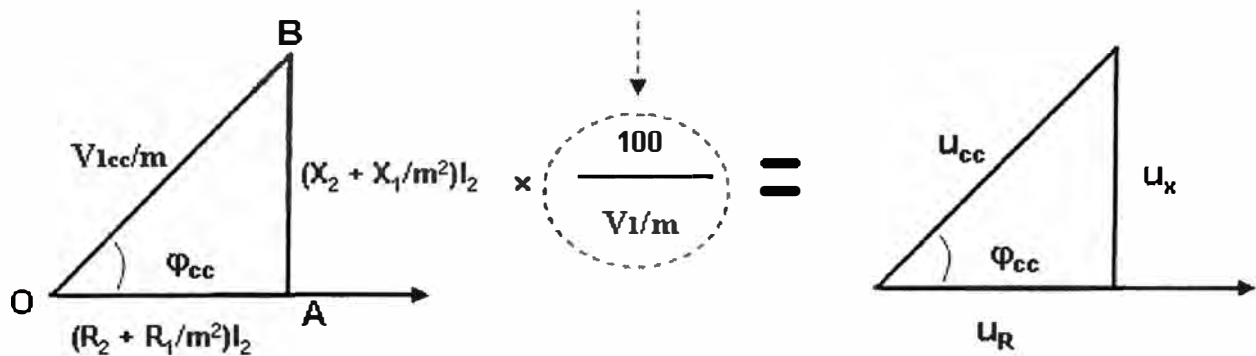


Figura 1.16 Triangulo de Kapp

j) Cortocircuito accidental

En un cortocircuito accidental en el secundario, el diagrama de Kapp queda en la forma que aparece en la figura 1.17 y la formula deducida del diagrama de Kapp.

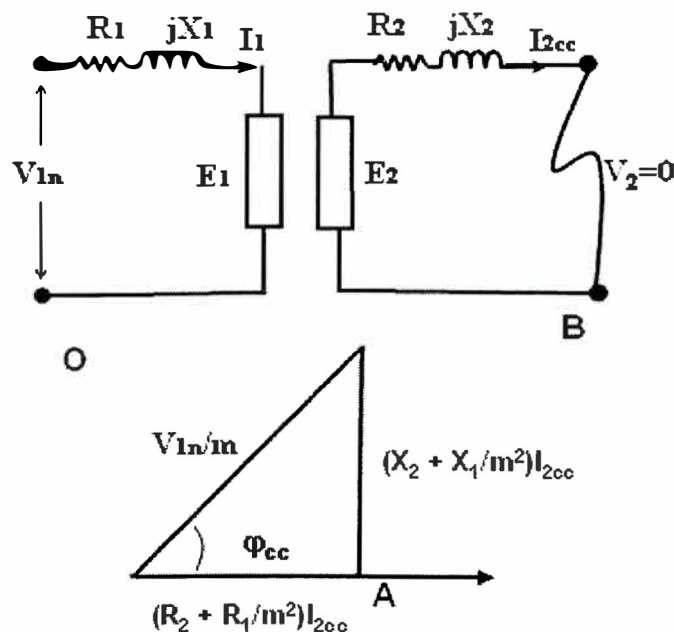


Figura 1.17 Cortocircuito accidental

$$V_1/m = V_2 + (R_2 + R_1/m^2)I_2 + j(X_2 + X_1/m^2)I_2 \quad (1.42)$$

Como vemos,

$$V_2 = 0$$

y

$$I_2 = I_{2cc}$$

Toma forma:

$$V_1/m = (R_2 + R_1/m^2)I_{2cc} + j(X_2 + X_1/m^2)I_{2cc}$$

$$V_1/m = Z_{cc} I_{2cc}$$

Y como en la prueba de cc se cumple que

$$\frac{V_{1n}/m}{V_{1cc}/m} = \frac{Z_{cc} I_{2cc}}{Z_{cc} I_{2n}}$$

$$V_{1cc}/m = Z_{cc} I_{2cc}$$

$$\frac{V_{1n}}{V_{1cc}} = \frac{I_{2cc}}{I_{1cc}}$$

$$I_{2cc} = I_{2n} \frac{V_{1n}}{V_{1cc}} =$$

$$I_{2cc} = I_{2n} \frac{100}{u_{cc}}$$

Y

$$u_{cc} = \frac{V_{1cc}}{V_{1n}} 100$$

$$\frac{V_{1n}}{V_{1cc}} = \frac{100}{u_{1cc}}$$

(1.43)

k) Ensayo en vacío

Consiste en conectar el primario del transformador a la tensión nominal V_{1n} y el secundario en vacío, es decir, carga, $I_2 = 0$, ver figura 1.18

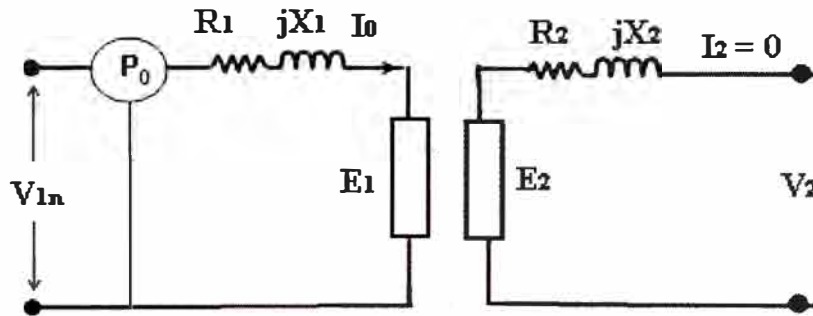


Figura 1.18 Ensayo en vacío

En estas circunstancias la potencia marcada por un watímetro conectado al primario suponen las pérdidas en el Fe del transformador, pues P_0 supone la suma de:

Las pérdidas en el Cu que son despreciables, pues $I_2 = 0 \ell I_0 \lll I_{1n}$

Las pérdidas en el Fe pues dependen de la tensión U_{1n} e iguales para todas las cargas del transformador:

$$P_{Fe} = K_1 E_1 = K_2 V_1 \quad (1.44)$$

$$P_0 = P_j + P_{Fe} = P_{Fe}$$

Por otra parte, como $E_2 = V_2$ e I_0 es muy pequeña, entonces:

$$E_1 = V_1 \text{ m } \frac{E_1}{E_2} = \frac{V_{10}}{V_{20}} \quad (1.45)$$

l) Balance de potencias

En la figura 1.19 se muestra esquemáticamente el balance de potencias

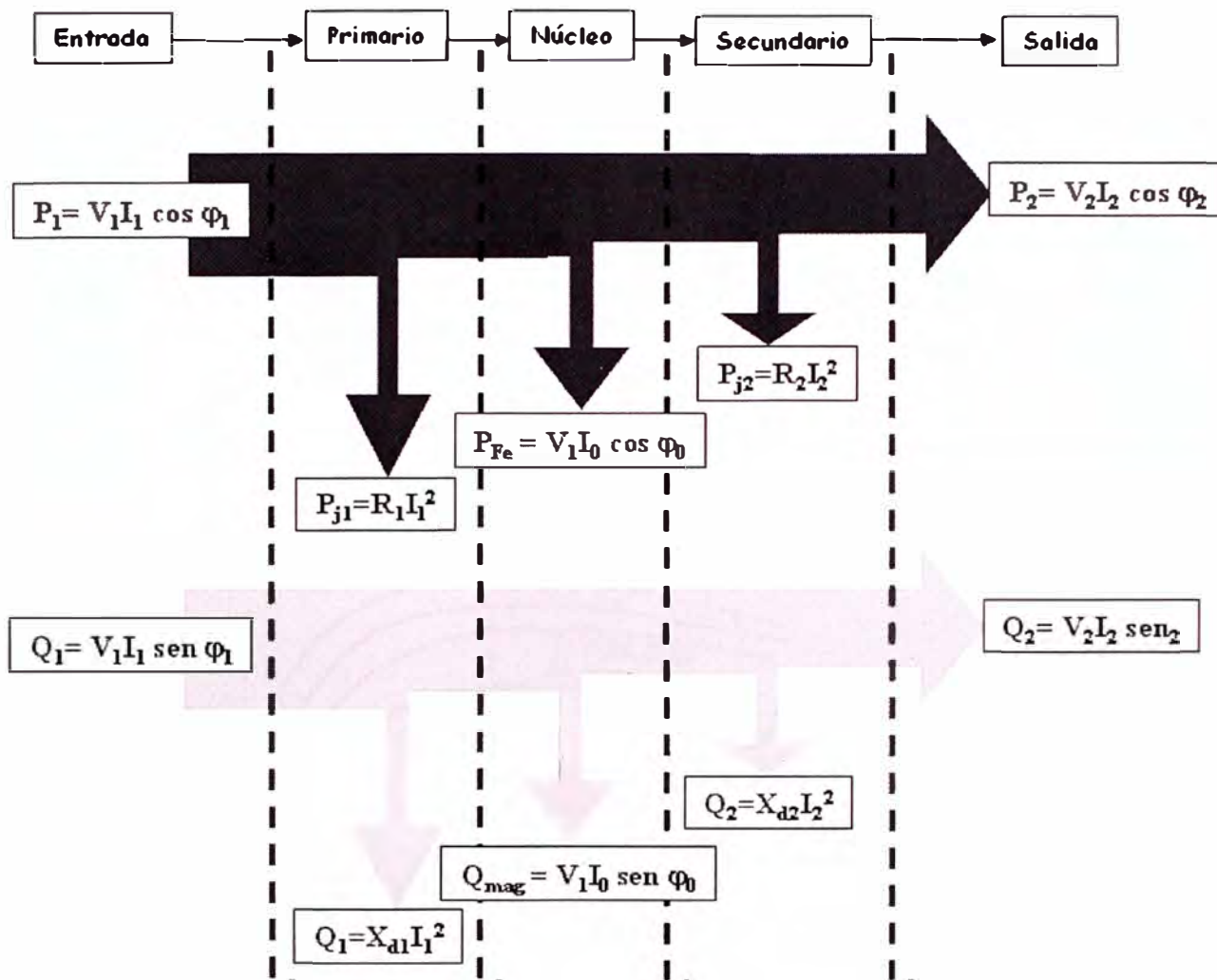


Figura 1.19 Balance de Potencias

m) Rendimiento

El rendimiento del transformador se puede relacionar de la siguiente manera;

$$\eta = \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_2 I_2 \cos \varphi_2 + P_{Cu} + P_{Fe}} \quad (1.46)$$

P_{Cu} = P pérdidas en el Cu (por efecto joule)

P_{Fe} = P pérdidas en el Fe

En la figura 1.20 vemos la curva del rendimiento de un transformador con diferentes cargas y cos ϕ .

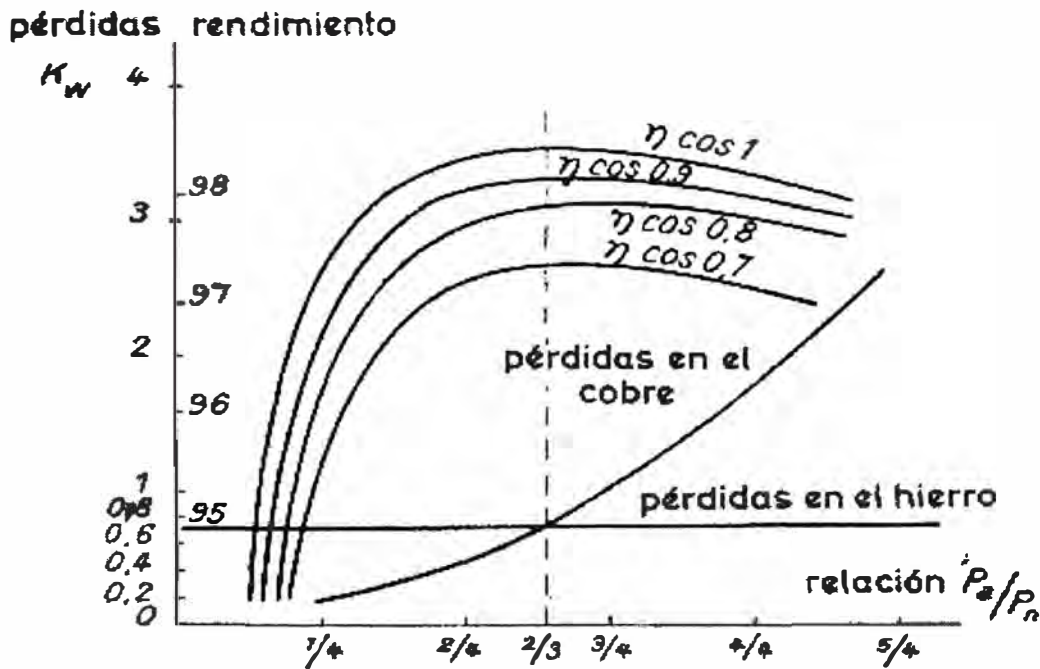


Figura 1.20 Rendimiento de un transformador, curva típica

n) Índice de Carga: Caída de Tensión y Rendimiento

Si C es índice de carga del transformador:

$$C = \frac{I_2}{I_{2n}} \quad (1.47)$$

Caída de tensión;

$$(R_2 + R_1/m^2)I_2 = U_R$$

$$(X_2 + X_1/m^2)I_2 = U_X$$

Entonces

$$\Sigma = U_R \cos \varphi_2 + U_X \operatorname{sen} \varphi_2$$

También

$$(R_2 + R_1/m^2)I_{2N} = U_{Rcc}$$

$$(X_2 + X_1/m^2)I_{2N} = U_{xcc}$$

Combinando

$$\Sigma = C U_{Rcc} \cos \varphi_2 + C U_{xcc} \operatorname{sen} \varphi_2 \text{ voltios}$$

Asimismo;

$$\frac{U_{Rcc}}{V_1} 100 = u_{Rcc}$$

$$\frac{U_{xcc}}{V_1} 100 = u_{xcc}$$

$$\Sigma_r \% = C u_{Rcc} \cos \varphi_2 + C u_{xcc} \operatorname{sen} \varphi_2 (\%) \quad (1.48)$$

Rendimiento

El rendimiento puede ser expresado por;

$$\eta = \frac{S_2 \cos \varphi_2}{S_2 \cos \varphi_2 + P_{Cu} + P_{Fe}} 100 \quad (1.49)$$

$$P_{Cu} = R_2 I_2^2 + R_1 I_2^2 / m^2 = (R_2 + R_1 / m^2) I_2^2 = (R_2 + R_1 / m^2) C^2 P_{2N} = C^2 P_{cc}$$

$$\eta = \frac{CS_2 \cos \varphi_2}{CS_2 \cos \varphi_2 + CP_{Cu} + P_0} 100 \quad (1.50)$$

P_{cc} = Ensayo en cortocircuito para I_{2N}

P_0 = Ensayo en vacío para V_{1N}

1.2.6 Transformación mediante tres transformadores monofásicos

Un sistema trifásico se puede transformar empleando 3 transformadores monofásicos, Ver figura 1.21. Los circuitos magnéticos son completamente independientes, sin que se produzca reacción o interferencia alguna entre los flujos respectivos.

Otra posibilidad es la de utilizar un solo transformador trifásico compuesto de un único núcleo magnético en el que se han dispuesto tres columnas sobre las que sitúan los arrollamientos primario y secundario de cada una de las fases, constituyendo esto un transformador trifásico.

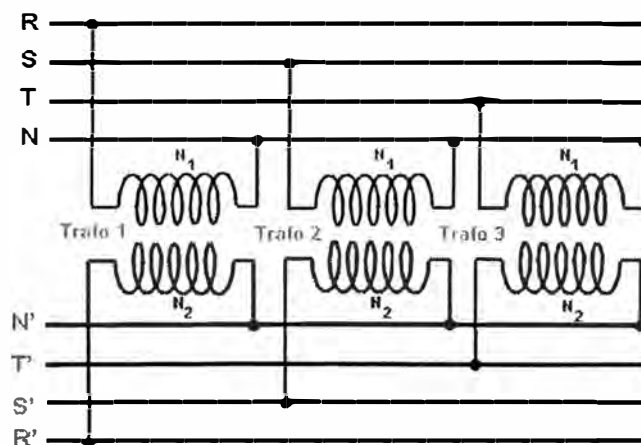


Figura 1.21 Banco de transformadores monofásicos

1.2.7 Transformador trifásico

Si la transformación se hace mediante un transformador trifásico, con un núcleo común, podemos ver que la columna central, figura 1.22, está recorrida por un flujo que, en cada instante, es la suma de tres flujos sinusoidales, iguales y desfasados 120° . El flujo será pues siempre nulo. En consecuencia, se puede suprimir la columna central, figura 1.23, Como esta disposición, figura 1.23, hace difícil su construcción, los transformadores se construyen con las tres columnas en un mismo plano, figura 1.24. Esta disposición crea cierta asimetría en los flujos y por lo tanto en las corrientes en vacío. En carga la desigualdad de la corriente es insignificante, y además se hace más pequeña aumentando la sección de las culatas con relación al núcleo central.

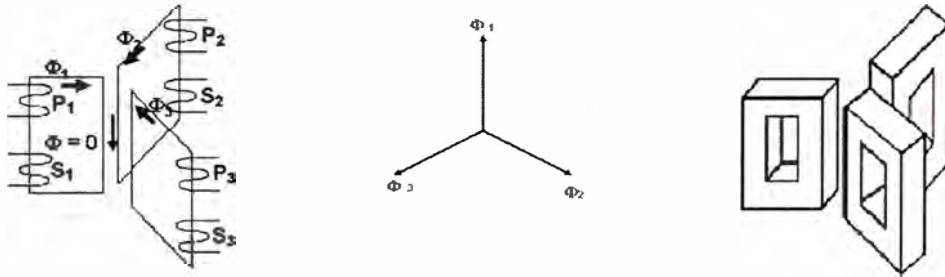


Figura 1.22 Transformador núcleo común

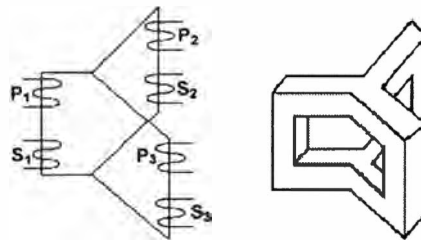


Figura 1.23 Transformador sin núcleo común

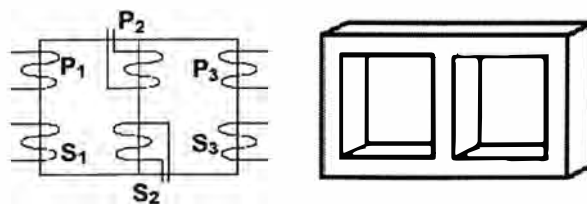


Figura 1.24 Transformador equivalente

En un transformador trifásico cada columna está formada por un transformador monofásico, ver figura 1.25 entonces toda lo explicado anteriormente es valido también para los transformadores trifásicos, teniendo en cuenta que las magnitudes que se indicaron hace referencia ahora a los valores por fase.

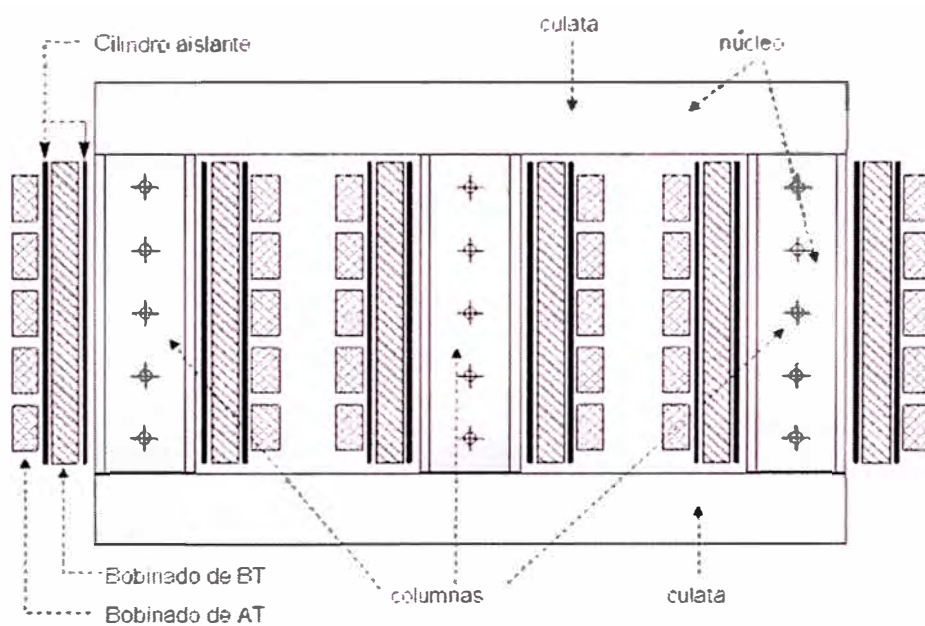


Figura 1.25 Transformador trifásico

1.2.8 Conexiones en los transformadores trifásicos

Para relacionar las tensiones y las corrientes primarias con las secundarias, no basta en los sistemas trifásicos con la relación de transformación, sino que se debe indicar los desfases relativos entre las tensiones de una misma fase entre el lado de Alta Tensión y el de Baja Tensión. Una manera de establecer estos desfases consiste en construir los diagramas fasoriales de tensiones y corrientes, conociendo: la conexión en baja y alta tensión (estrella, triángulo o zig-zag), las polaridades de los enrollados en un mismo circuito magnético o fase, y las designaciones de los bornes. Ver figura 1.26.

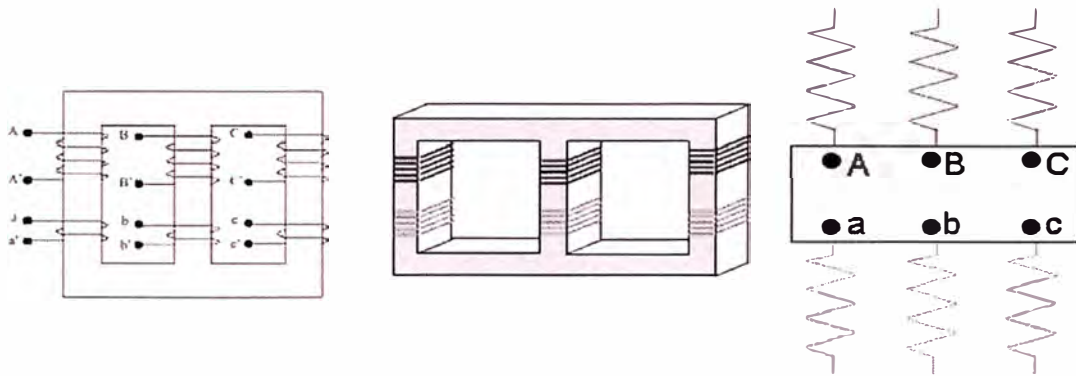


Figura 1.26 Conexión de un transformador trifásico

Los tres arrollamientos, tanto del primario como del secundario, se pueden conectar de diversas formas, siendo la conexión en estrella (Y), figura 1.27, Conexión en Delta (D), figura 1.28 y la conexión en Zig – Zag (Z), figura 1.29 algunas de las más frecuentes, que a continuación se ilustran

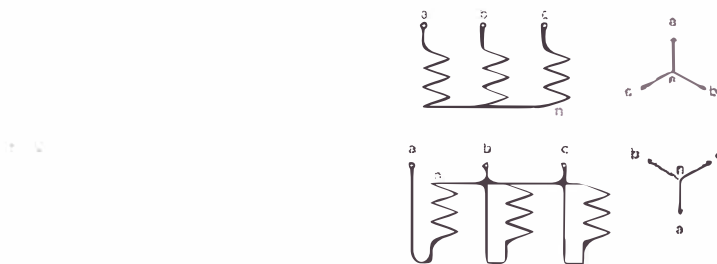


Figura 1.27 Conexión en estrella (Y)

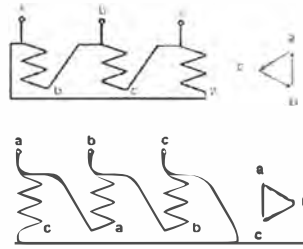
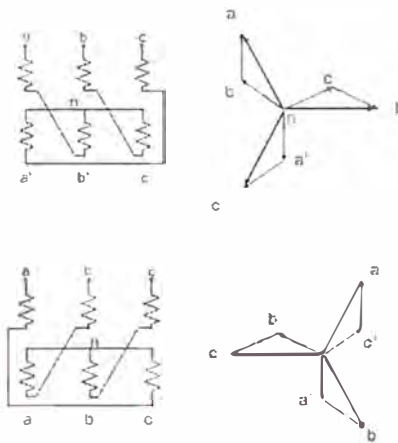


Figura 1.28 Conexión en Delta (D)



La tensión V_{an} tiene un valor de:

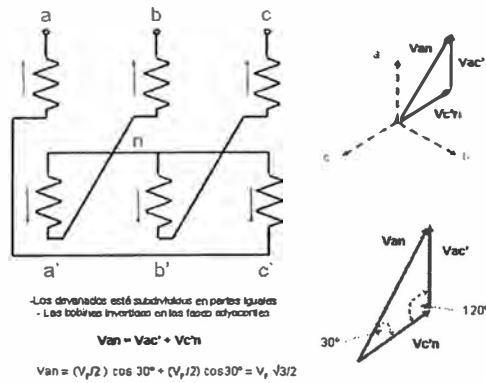


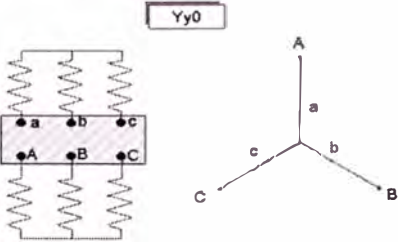
Figura 1.29 Conexión en Zig – Zag (Z)

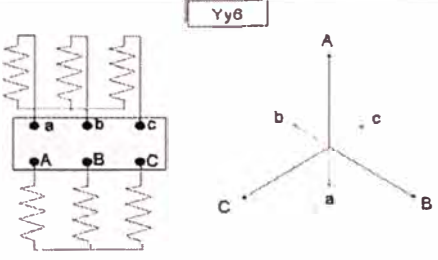
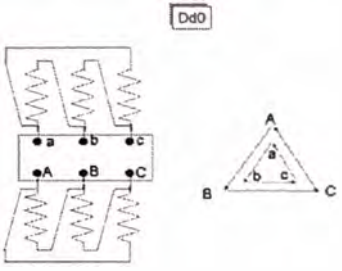
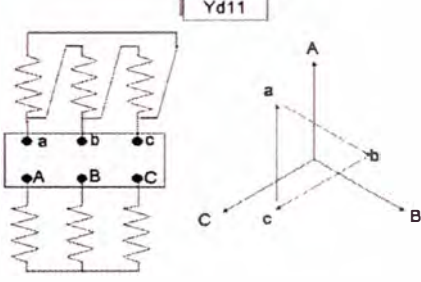
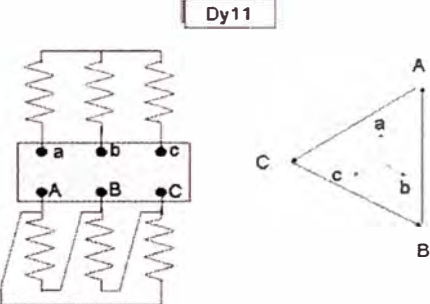
1.2.9 Índice Horario

Todos los arrollamientos montados sobre una misma columna abrazan en cada instante el mismo flujo común y con el fin de precisar el sentido de las f.e.m. suponemos que el sentido de arrollamiento de las bobinas primarias y secundarias es el mismo. Si designamos con la misma letra los terminales homólogos en cuanto a polaridad instantánea de dos cualesquiera de estos arrollamientos montados sobre la misma columna, los vectores representativos de las f.e.m. respectivos se presentaran como se indica a continuación.

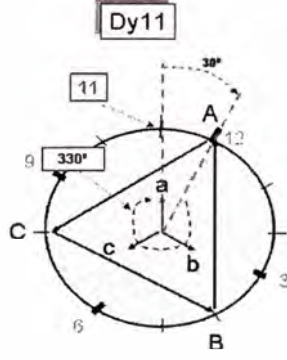
Dependiendo del tipo de conexión, las tensiones simples del primario y del secundario pueden no estar en fase, cosa que siempre ocurre en los transformadores monofásicos. Para indicar el desfase existente entre las tensiones simples, se suele utilizar el llamado índice horario (ángulo formado por la aguja grande y la pequeña de un reloj cuando marca una hora exacta), expresado en múltiplos de 30° (ángulo entre dos horas consecutivas, $360^\circ/12=30^\circ$). El conocimiento del desfase (índice horario) es muy importante cuando se han de conectar transformadores en paralelo, dado que entonces, todos los transformadores deben tener el mismo índice horario, para evitar que puedan producirse corrientes de circulación entre los transformadores cuando se realice la conexión.

A continuación, en la figura 1.30, veremos algunas de las formas más frecuentes de conexión (el desfase se obtiene multiplicando el número que acompaña la denominación por 30, ejemplo: en $Yy6$ el desfase es $6*30=180^\circ$):

Conexión	Relación de transformación
VFP = Tensión fase primario; VFS = tensión fase secundario; VLP = Tensión línea primario; VLS = tensión línea secundario	
	$VFP / VFS = m$ $VLP / VLS = (\sqrt{3} * VFP) / (\sqrt{3} * VFS) = m$

	$VFP / VFS = m$ $VLP / VLS = (\sqrt{3} * VFP) / (\sqrt{3} * VFS) = m$
	$VFP / VFS = m$ $VLP = VFP$ $VLS = VFS$ $VLP / VLS = VFP / VFS = m$
	$VFP / VFS = m$ $VLP / VLS = (\sqrt{3} * VFP) / VFS$ $VLP / VLS = (\sqrt{3} * m)$
	$VFP / VFS = m$ $VLP / VLS = VFP / (\sqrt{3} * VFS)$ $VLP / VLS = m / \sqrt{3}$

El gráfico siguiente demuestra la justificación del índice horario para esta conexión DY11



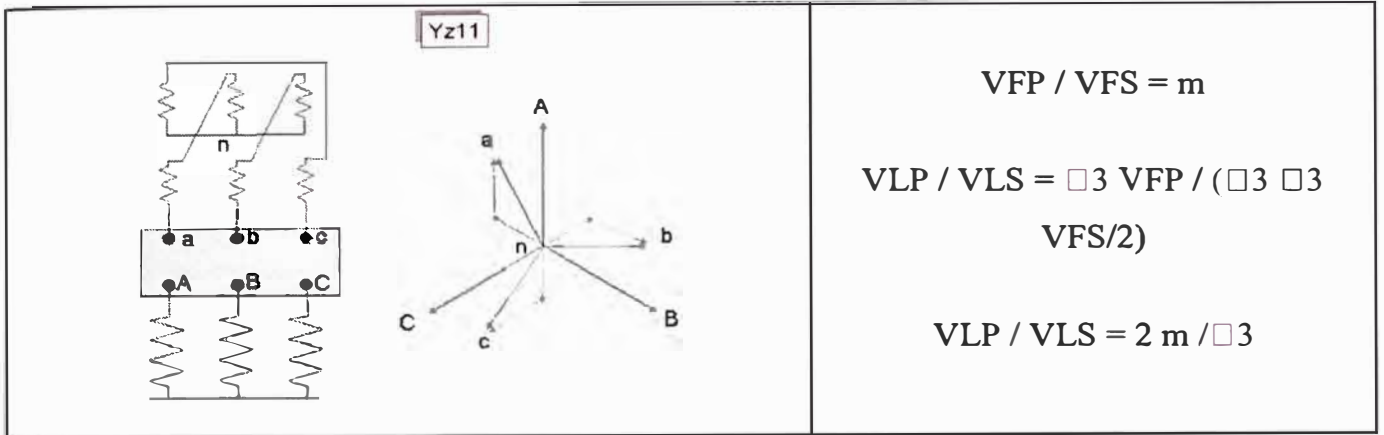


Figura 1.30 Grupos de conexión

Tabla 1.2 Tabla de índices horarios

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua denominación V.D.E.
Desfase Áng. de B.T. en retardo	Denominación C.E.I.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A ₁
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A ₂
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A ₃
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C ₁
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C ₂
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C ₃
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B ₁
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B ₂
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B ₃
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D ₁
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D ₂
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D ₃

1.2.10 Acoplamiento de transformadores trifásicos en paralelo

De una manera general para el correcto funcionamiento de dos transformadores trifásicos acoplados en paralelo, figura 1.31 se han de cumplir las siguientes condiciones:

- Igualdad de relación de transformación.
- Igualdad de índice horario.(esta condición y la anterior evitan corrientes de circulación entre los transformadores)
- Igualdad de tensión de cortocircuito. (Para que la carga se reparta de acuerdo a la potencia nominal de los transformadores.
- Igualdad de potencia. (O relación de potencias nominales no superior a la relación 3:1)

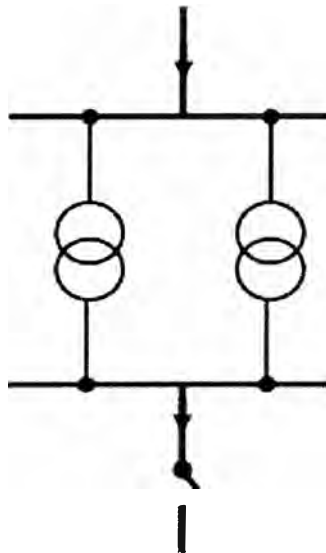


Figura 1.31 Transformadores en paralelo

1.2. 11 Índices de Carga si las tensiones de cortocircuito U_{cc} son diferentes

Utilizando el circuito equivalente del transformador y las magnitudes por fase, figura 1.32:

$$V_{20F} = V_{20FA} + I_A Z_{ACC} = V_{20F} = V_{20FB} + I_B Z_{BCC} \quad (1.55)$$

Como,

$$V_{20FA} = V_{20FB} \quad I_A Z_{ACC} = I_B Z_{BCC}$$

Que se puede poner en la forma:

$$\frac{I_A Z_{Acc} I_{AN}}{I_{AN} V_{AN}} 100 = \frac{I_B Z_{BCC} I_{BN}}{I_{BN} V_{BN}} 100$$

Como los índices de carga son:

$$C_A = \frac{I_A}{I_{AN}} \quad \text{y} \quad C_B = \frac{I_B}{I_{BN}}$$

Las Ucc son :

$$U_{ccA} = \frac{I_A Z_{Acc}}{V_{AN}} 100$$

Y

$$U_{Bcc} = \frac{I_B Z_{Bcc}}{V_{BN}} 100$$

Nos queda:

$$CAU_{Acc} = CB U_{VC} \quad (1.56)$$

Lo que indica que se cargara más el transformador que tiene menor tensión de cortocircuito

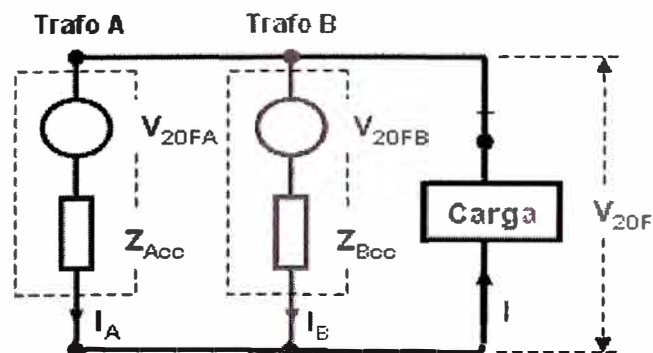


Figura 1.32 Transformadores en paralelo, diferentes impedancias

1.2.12 Corriente de Circulación en Vacío si las relaciones de Transformación m son diferentes

Utilizando el circuito del transformador, figura 1.33, y las magnitudes por fase:

$$I_c = \frac{V_{20FA} - V_{20FB}}{Z_{Acc} + Z_{Bcc}} \quad (1.57)$$

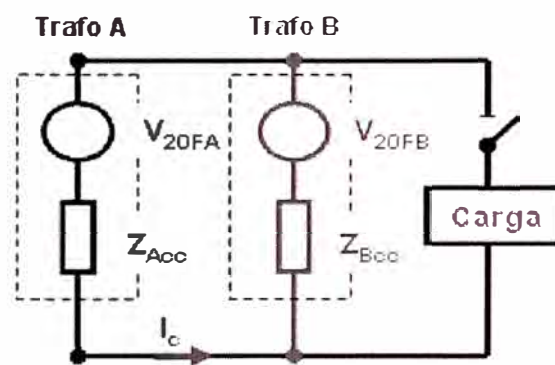


Figura 1.33 Transformadores en paralelo de diferente relación de transformación

CAPITULO II CARACTERÍSTICAS, PARTES Y ACCESORIOS.

2.1 Principales características de los transformadores de distribución.

2.1.1 Valores nominales

Las características nominales son datos que en base a las condiciones de servicio, definen las prestaciones a efectos de las garantías y condiciones de ensayo especificadas. Normalmente se indican en la placa de características.

a) Tensión Nominal (en valor eficaz)

La tensión nominal de un arrollamiento es la tensión aplicada u obtenida en vacío entre bornes de línea de un arrollamiento de un transformador polifásico o entre bornes de un arrollamiento monofásico.

b) Relación de Transformación Nominal

La relación de transformación nominal es la que existe entre las tensiones nominales de los distintos arrollamientos para la toma principal.

La tolerancia en la relación (real del transformador construido) fijada por las norma IEC es 0.5% de la relación nominal; en el caso de transformadores cuya tensión de cortocircuito es baja la tolerancia es 1/10 del porcentaje de impedancia. Esto no es aplicable a los auto transformadores (en razón de su muy baja impedancia).

Por ejemplo para un transformador con impedancia 3% la tolerancia de la relación de transformación será 0.3%

c) Frecuencia Nominal

La frecuencia nominal es la característica a la cual el transformador está destinado a funcionar (normalmente 50 o 60 Hz).

d) Potencia Nominal

La potencia nominal es el valor convencional de la potencia aparente, normalmente indicadas en kVA en el caso de los transformadores de distribución ó en MVA en el caso de los transformadores de potencia, que establece las bases para el diseño, la construcción, las garantías del fabricante y los ensayos, determinando el valor de la corriente nominal que puede circular con la tensión nominal aplicada, de acuerdo con las condiciones especificadas.

La potencia nominal asignada corresponde a servicio continuo, sin embargo los transformadores pueden ser sobrecargados ocasionalmente. Las normas fijan indicaciones y criterios a aplicar en caso de sobrecargas.

Debe notarse que si el transformador tiene diferentes modos de refrigeración, a cada uno le corresponde una potencia y la potencia nominal es la mayor. Por Ejemplo: ONAN (70%) - ONAF (100%)

Para transformadores de más de dos arrollamientos, se debe indicar la potencia nominal de cada arrollamiento, generalmente aplicado para transformadores de potencia.

e) Corriente Nominal

La corriente nominal es el valor que se obtiene dividiendo la potencia nominal de un arrollamiento por la tensión nominal de dicho arrollamiento y por el factor de fase apropiado (3 en los transformadores trifásicos).

A fin de destacar el significado convencional de la definición de potencia nominal, debe notarse que si a un arrollamiento de un transformador de dos arrollamientos se le aplica su tensión nominal, y se lo carga hasta que por el circule la corriente nominal, la potencia en juego coincide con la definida como potencia nominal del transformador.

En el otro arrollamiento circula también la corriente nominal, mientras que la tensión en bornes de este depende del factor de potencia de la carga, y en consecuencia la potencia que puede medirse en este punto está afectada por el rendimiento del transformador.

f) Nivel de Aislamiento,

Es el conjunto de valores que caracterizan la aptitud de los arrollamientos a soportar las sollicitaciones dieléctricas que se presentan en servicio.

Generalmente el nivel de aislamiento se expresa con el valor (eficaz) de tensión de ensayo a frecuencia industrial (aplicada durante 1 minuto), y cuando corresponde el valor de tensión (pico) de ensayo de impulso (onda de impulso normalizada 1.2/50 microsegundos).

El aislamiento puede ser uniforme cuando ha sido prevista en todo punto para soportar la tensión de ensayo contra masa que corresponde al extremo lado línea del arrollamiento. En cambio cuando varía desde el valor previsto para el lado línea hasta un valor menor del lado neutro, se denomina aislamiento gradual.

Un arrollamiento con aislamiento gradual no puede ser sometido a un ensayo de tensión aplicada de valor mayor al correspondiente al nivel de aislamiento en el extremo neutro.

El transformador debe ser apto para instalación expuesta (a sobre tensiones de origen atmosférico) cuando se instala conectado a líneas aéreas directamente o mediante pequeños tramos de cable; o puede no ser apto, y en tal caso solamente se lo puede instalar en redes de cables subterráneos.

2.2 Normas de fabricación: IEC, ANSI, generalidades

La tendencia en ANSI a mediano plazo es armonizar sus estándares con los de IEC. ANSI, sin embargo, tiende a conservar el carácter normativo sobre aspectos de diseño que IEC prefiere dejar al común acuerdo entre el usuario y el fabricante. En IEC [3], la temperatura ambiente de referencia es de 20°C, contra 30°C de ANSI; se amplían brevemente las tolerancias para las pérdidas e impedancias y las pérdidas se reportan a 75°C, en lugar de 85°C. En IEC, la elevación de temperatura del aceite más caliente se limita a 60°C, cuando en ANSI es de 65°C. Las pruebas de impulso con onda cortada son opcionales y al 100% del valor de onda plena. Los estándares de NBAI son diferentes en ambas normativas. En

IEC, el impulso de maniobra debe probarse con el neutro aterrizado y los parámetros de operación se refieren a la capacidad máxima, en lugar de la capacidad de enfriamiento natural.

La comparación ANSI vs. IEC indica que las diferencias en los estándares son siempre una fuente de posibles errores de interpretación. El fabricante debe intensificar sus controles internos (revisiones de concepto, revisiones de diseño, planes de calidad) cuando se recibe una orden bajo estándares que le son poco frecuentes. De aquí también se aprecia la necesidad absoluta del fabricante de mantener una participación activa y constante en los comités de normalización.

La guía para la revisión del diseño debe hacer un mayor énfasis en los requerimientos del cliente y la interpretación unívoca de la especificación. El documento actual de CIGRE se concentra en muchos aspectos que son de responsabilidad exclusiva del fabricante, para los cuales, generalmente, la normativa misma no define criterios claros.

a) Normas IEC

IEC 60060: "High - voltage test techniques", Partes 1 y 2.

IEC 60076: "Power transformers", Partes 1, 2, 3, 5 y 8.

IEC 60137: "Insulating bushings for alternating voltages above 1000 V".

IEC 60214: "On-load tap changer".

IEC 60270: "Partial discharge measurement".

IEC 60354: "Loading guide for oil immersed power transformers".

IEC 60529: "Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)".

IEC 60542: "Application guide for on-load tap changers".

IEC 60551: "Determination of transformer and reactor sound levels".

IEC 60076-4: "Power transformers - Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing -Power transformers and reactors"

IEC 60815: "Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions".

b) Normas ANSI

ANSI/IEEE C57.106-2002 Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment

ANSI/IEEE C57.12.23-2002 Standard for Underground Type, Self-Cooled, Single-Phase, Distribution Transformers with Separable Insulated High-Voltage Connectors; High Voltage 25000 V and Below; Low Voltage 600 V and Below; 167 kVA and Smaller

ANSI/IEEE C57.12.80-2002 Terminology for Power and Distribution Transformers

ANSI/IEEE C57.123-2002 Guide for Transformer Loss Measurement

2.3. Partes constructivas

2.3.1 Núcleo

El núcleo es fabricado con láminas de acero al silicio, grano orientado y laminado en frío u otro material magnético, libres de fatiga por envejecimiento, de alta permeabilidad y bajas pérdidas por histéresis.

Las láminas llevan películas aislantes en sus superficies, las cuales no son afectadas por el aceite caliente o los aumentos de temperatura propios del núcleo del transformador y presentan superficies suaves con el fin de poder obtener elevados factores de laminación.

El núcleo se construye en tipo enrollado para transformadores menores e iguales a 800 kVA, ver figura 2.1, también es posible construirlo en núcleo apilado. El núcleo enrollado es sometido a un proceso de recocido en atmósfera de gas inerte con el fin de reorientar los granos de la lámina magnética.

Las láminas deben estar rígidamente aseguradas para que resistan esfuerzos mecánicos y deslizamientos durante el transporte, montaje y condiciones de cortocircuito. El diseño de la estructura de fijación del núcleo debe minimizar las pérdidas por corrientes parásitas.

El núcleo y las bobinas se fijarán en el tanque de modo que no se presenten desplazamientos cuando se mueva el transformador. El núcleo será aterrizado al tanque del transformador para evitar potenciales electrostáticos.

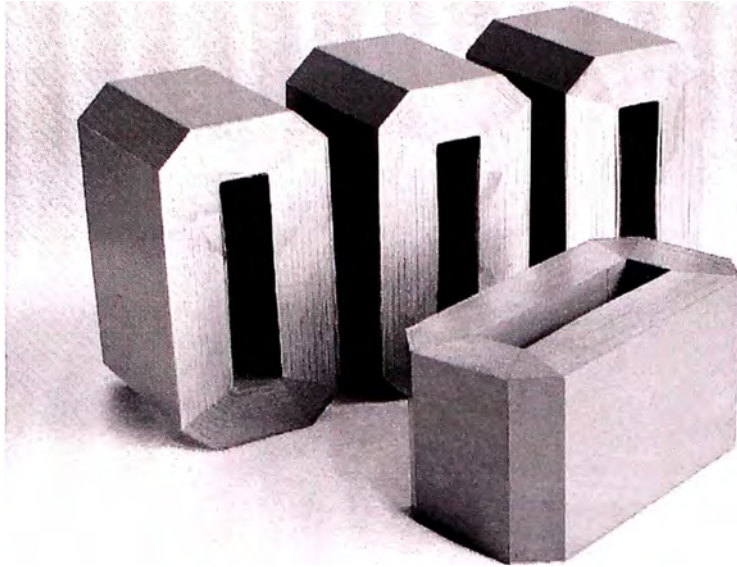


Figura 2.1 Núcleo enrollado

2.3.2 Devanados

Los devanados primarios y secundarios son construidos en cobre de conductividad 99.9 % mínimo a 20°C. Ver figura 2.2.

Los devanados se constituyen una unidad sólida, para lo cual son sometidos a los procesos de prensado y curados que fueren necesarios. Cuando los devanados son construidos con láminas o flejes, éstos no podrán presentar limaduras o rebabas debidas al corte que puedan deteriorar el material aislante y dar lugar a cortocircuitos, o bien, provocar concentraciones elevadas de campo eléctrico que puedan causar perforación del material aislante.

Los materiales adicionales utilizados en la fabricación tales como pegantes, cintas, etc., deberán ser compatibles con el aceite.

Los materiales usados para construir los canales de refrigeración para circulación de aceite deberán tener adecuadas características aislantes, térmicas y mecánicas.

El borne secundario en su parte interna deberá ir unido a la bobina, de tal forma que presente área de contacto adecuada para la corriente que circulará por allí. El terminal secundario interno del transformador deberá colocarse entre arandelas con tuerca y contratuerca al lado del buje y tuerca en el otro lado. Estos herrajes serán de cobre o latón dependiendo de la capacidad del transformador.

La tensión mecánica del bobinado será la adecuada, de tal forma que no se someta a esfuerzos excesivos que puedan forzar el conductor y los aislamientos o que permitan que el devanado quede demasiado suelto.

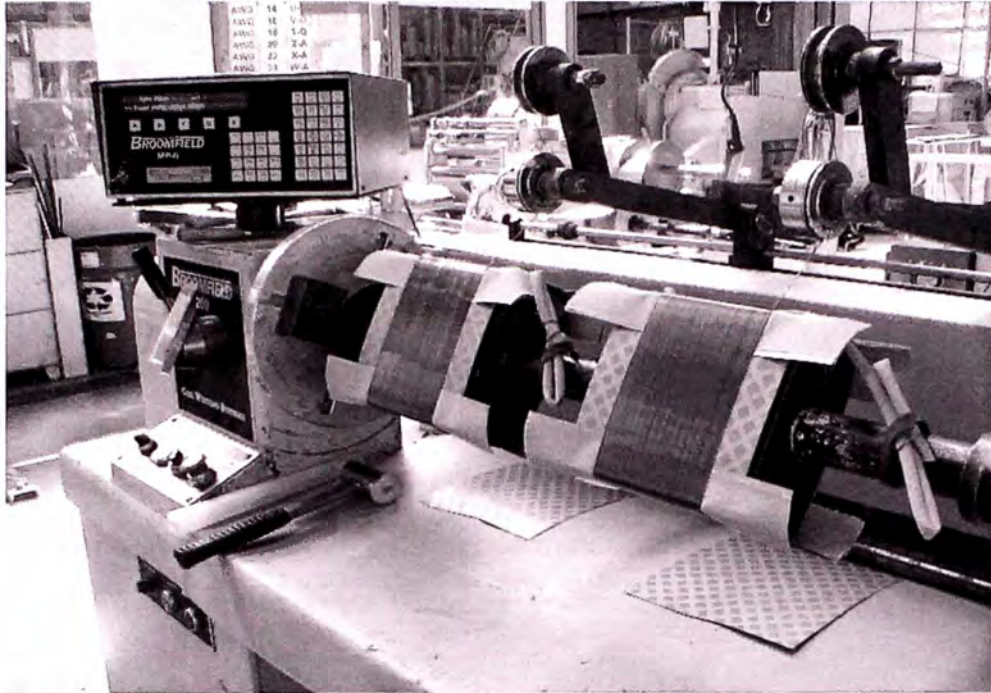


Figura 2.2 Construcción de devanados

2.3.3 Materiales Aislantes

a) Papel aislante

Los papeles utilizados en el aislamiento de los devanados son generalmente de clase Ao, los cuales deberán soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados.

El papel aislante deberá adherirse a las capas de las bobinas durante el proceso de recocido para asegurar una mayor aptitud a los esfuerzos de cortocircuito en caso de dicho evento.

El aislamiento del alambre esmaltado deberá soportar como mínimo dos (2) veces la tensión espira a espira del diseño del arrollamiento a baja frecuencia.



Figura 2.3 Papel, cartón y madera , soporta esfuerzo mecánicos, eléctrico, excelente aislante

b) Aceite dieléctrico

Los aceite dieléctricos minerales son fracciones de petróleo en cuya composición entran hidrocarburos puros de baja volatilidad, de naturaleza predominantemente naftenica, libres de compuestos polares.

El aceite dieléctrico es no corrosivo a las partes metálicas del transformador hierro y cobre, Posee baja solubilidad frente a las pinturas y barnices presentes en el interior de un transformador.

Es químicamente inactivo frente ala celulosa del papel dieléctrico.

Es compatible con otros fluidos dieléctricos minerales.

Según la norma ASTM los aceites dieléctricos se clasifican en

Tipo 1. Aceite dieléctrico Sin Inhibidor.

Tipo 2. Aceite dieléctrico Con Inhibidor.

El aceite dieléctrico tiene como principales funciones ser:

El medio aislante y refrigerante del transformador

Dispersar el calor producido por el transformador.

Conservar las partes metálicas libre de oxidación.

Al aceite se deben realizar análisis físico químicos para poder determinar el estado del transformador. El aceite es el medio por el cual se transmite la información de las superficies aisladas, ya que el arrastra las partículas de desgaste de las zonas de contacto, de descargas, de presencia de agentes químicos extraños, de allí su importancia como un fuente valiosa de información del estado del transformador.

Al aceite dieléctrico se le debe realizar preferiblemente semestralmente las siguientes pruebas:

Físicas

Punto de anilina, color, punto de inflamación, tensión superficial, punto de fluidez, gravedad específica, viscosidad e inspección visual.

Eléctricas

Rigidez dieléctrica, factor de potencia.

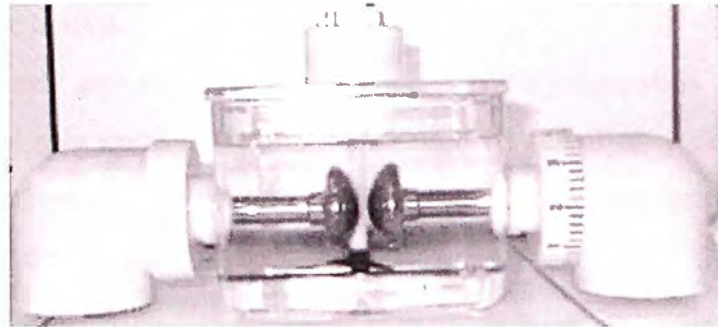


Figura 2.4 Prueba de rigidez dieléctrica

Químicas

Estabilidad a la oxidación, contenido de inhibidor, azufre corrosivo, contenido de agua, número de neutralización, contenido de PCB's

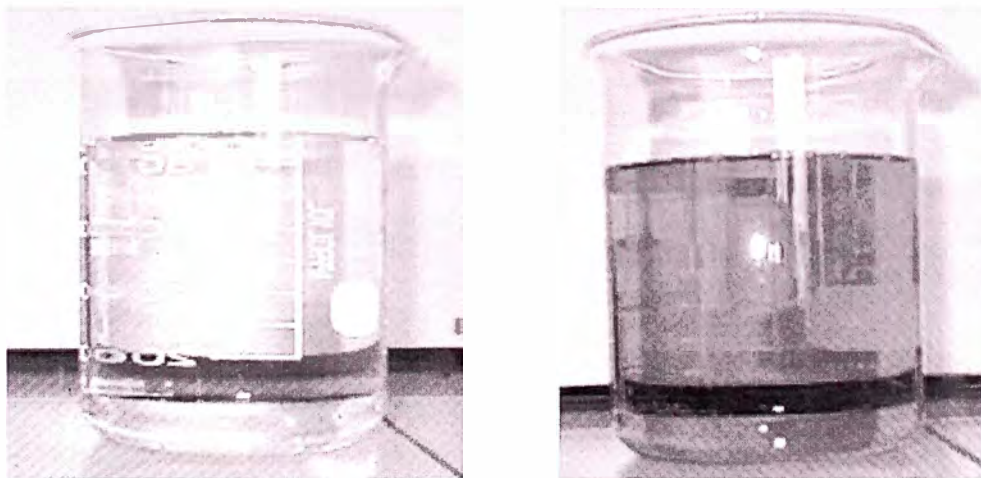


Figura 2.5 Aceite nuevo vs aceite viejo

2.3.4 Parte Activa

El núcleo y bobinas una vez acoplados son soportados por una estructura o brida metálica. Esta brida estará diseñada para soportar las fuerzas axiales de cortocircuito que puedan causar daños o deformación de las bobinas. Además, tendrá en su parte superior medios apropiados para sujetar la parte activa de tal forma que se pueda extraer el conjunto sin dispositivos especiales, Ver figura 2.6 Parte Activa.

Este conjunto se inmovilizará dentro del tanque del transformador con un mecanismo sencillo, práctico y preciso que evite el uso de herramientas especiales

La tapa del transformador será fijado mediante pernos y arandelas. El núcleo puede o no estar fijado a la tapa del transformador, con la finalidad de poder retirar la tapa del transformador sin necesidad de puente grúas ni poleas de izaje del núcleo para la inspección de la parte activa.

La parte activa deberá ser removible fácilmente para propósitos de mantenimiento o reparación y sujeta a la cuba del transformador. Los tornillos y demás elementos de la parte activa del transformador deberán estar completamente limpios, de tal forma que no contaminen el aceite del transformador.

Se debe tener en cuenta durante el ensamble de la parte activa los siguientes factores

- Optimización de secado
- Ensamble rápido de la parte activa
- Mayor ajuste en la parte activa
- Cero maltrato a núcleos y bobinas.



Figura 2.6 Parte Activa

2.3.5. Tanque

El tanque y la tapa de los transformadores deberán ser de lámina de acero, ver figura 2.7, la tapa deberá ir con tornillos o cinta metálica (precinto de cierre), provista de empaque. La lámina a utilizar en la construcción del tanque deberá ser de un espesor tal que esté en capacidad de soportar todos los esfuerzos mecánicos originados por el propio peso del transformador y los esfuerzos producidos por sobre presiones internas debido a sobrecargas o cortocircuitos.

El diseño del transformador puede ser de ejecución sellada. El diseño de la tapa del tanque debe ser tal que no se permita el almacenamiento de agua encima de ella. Así mismo, las perforaciones que posee la tapa para asegurar los aisladores a la misma (alta tensión o baja tensión), deben tener un resalto circunferencial hacia arriba con el fin de evitar la acumulación de agua y por ende minimizar la entrada de humedad al transformador. Lo anterior aplica para tapas cuyo calibre sea 12 o mayor.

Los transformadores pueden ser equipados con un colchón de aire o nitrógeno que permitan la expansión del aceite cuando este logre la temperatura de funcionamiento.

El tanque de los transformadores deberá ser capaz de soportar sin deformarse presiones que van desde -0.65 Kg/cm^2 (vacío) a $+0.65 \text{ kg/cm}^2$ (sobre presión) a nivel del mar.

Todas las uniones soldadas deberán presentar buena penetración y un excelente acabado superficial, libre de asperezas y poros. Estos puntos deberán poder soportar un esfuerzo mínimo igual al 150% del esfuerzo máximo que soporta el material de la lámina y cumplir con los procedimientos del código AWS.

Los cordones de soldadura y las partes principales deben ser unidos con materiales de la mejor calidad, y en donde sea necesario debe hacerse doble cordón de soldadura. Cuando se utilicen refuerzos en el tanque se deberá soldar con cordones continuos y que eviten el estancamiento del agua.

En los tanques de forma rectangular o poligonal, la soldadura en las esquinas debe llegar hasta la parte superior, con el fin de evitar discontinuidades que permitan la entrada de humedad.

El diseño de los tanques debe ser tal que permita izar el transformador completo por medio de grúas y transportarlo por carretera, ferrocarril o barco, sin sobre esforzar las uniones que causen el escape de aceite y deformaciones del tanque y la tapa.

El diseño del tanque de los transformadores debe disponer de una pestaña en la parte inferior o algo similar de tal manera que al colocar dicho tanque sobre una superficie plana, el fondo del mismo quede por encima del nivel de esa superficie.

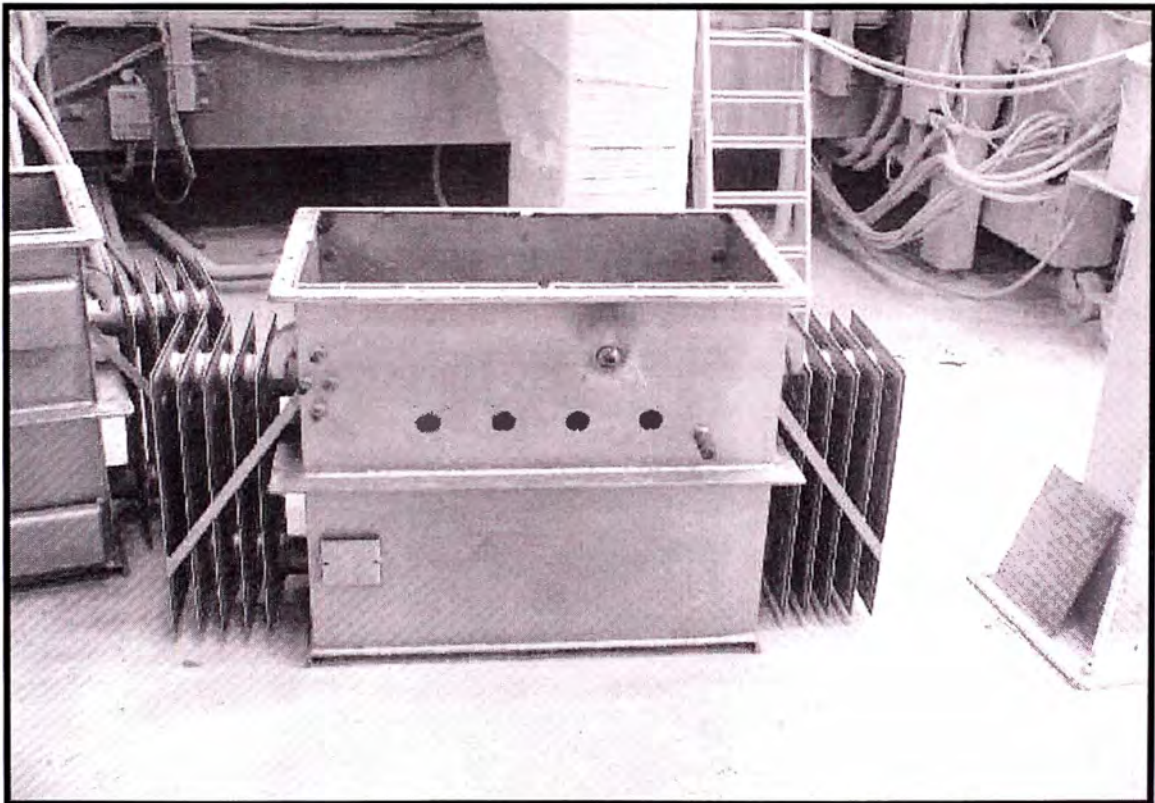


Figura 2.7 Tanque de un transformador de distribución

2.3.6 Derivaciones

El cambio de derivación de los transformadores de distribución se hará por medio de un conmutador de normalmente 5 posiciones.

La operación del conmutador se efectuar con el transformador desenergizado por medio de una perilla colocada en una parte externa del mismo, de tal manera que para efectuar la operación de conmutación el transformador no deberá destaparse ni deberá perder su hermeticidad. En la perilla de accionamiento, placa indicadora o pared del tanque se deberá indicar claramente cada una de las respectivas posiciones de tensión. Los conmutadores son construidos para operación manual. El mecanismo propio de conmutación deberá colocarse internamente dentro del tanque del transformador y sumergido en el aceite. Los transformadores deben ser despachados con el cambiador en la derivación principal.

El cambiador de derivaciones, es fabricado en material de alta resistencia mecánica que mantenga constante la presión en los contactos durante la vida útil del transformador. Además soportará la elevación de la temperatura máxima admisible en la parte superior del aceite sin presentar deformaciones que puedan afectar la presión de los contactos.

2.3.7 Bushing

Los bujes terminales de los transformadores de son especificados para cumplir los niveles de aislamiento según la norma solicitada , en transformadores de distribución se utilizan los de porcelana, en los transformadores de tanque sellado sin tanque de expansión se utilizan los bushing de pata larga, ver figura 2.8.

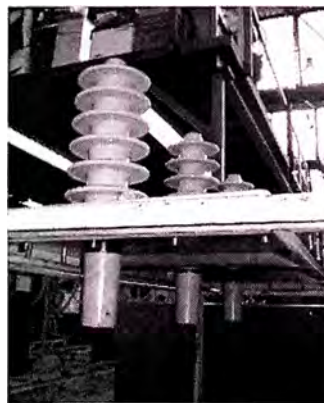


Figura 2.8 Bushing de pata larga

2.3.8. Accesorios

Los transformadores de distribución se suministran con todos los accesorios básicos estipulados por las normas, en especial para los diseños estándar de potencias menores (generalmente tipo poste hasta 150 kVA) y tensiones de serie para distribución urbana. A partir de 225 kVA la gama de posibilidades se amplía pues aparecen en escena parámetros

nuevos tales como la vigilancia y protección durante servicio, facilidades de transporte y ajustes a necesidades físicas de la instalación eléctrica. Esta sección tratará en especial estas nuevas características.

a) Nivel magnético de aceite: Permite conocer el nivel de aceite dentro de la cuba del transformador ó en el tanque de expansión del mismo. Consta de una carátula exterior con un flotador interno adosado a la aguja indicadora del nivel del aceite. Se suministra normalmente con un contacto de alarma. Ver figura 2.9 y 2.10, indicado con

b) Termómetro de aceite: Mide la temperatura del aceite en la parte más caliente (lado superior del transformador), lleva un contacto de alarma, uno de disparo e indicación de máxima temperatura. Ver figura 2.10 indicado con 2.

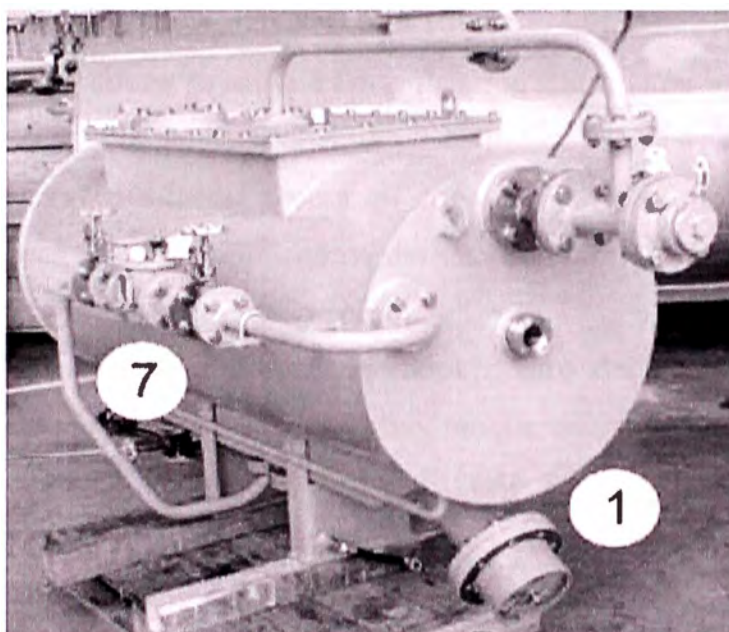


Figura 2.9 Accesorios tanque de expansión

c) Imagen térmica: Este termómetro mide la temperatura del devanado por medio de una sonda. Su procesador recibe las señales de calor (sonda) y de corriente en una fase (por TC interior) y con estas 2 señales maneja 4 contactos (1 para alarma, 1 para disparo y 2 para encendido y apagado de ventiladores de una refrigeración forzada). Ver figura 2.10 indicado con 3.

d) Válvula de sobre presión: Alivia las sobre presiones del transformador. Su tamaño es función de la cantidad de aceite a evacuar. Los modelos pequeños no tienen contactos mientras que el tipo mayor en hongo dispone de uno o dos contacto de disparo, a elección. Ver figura 2.10 indicado con 4.

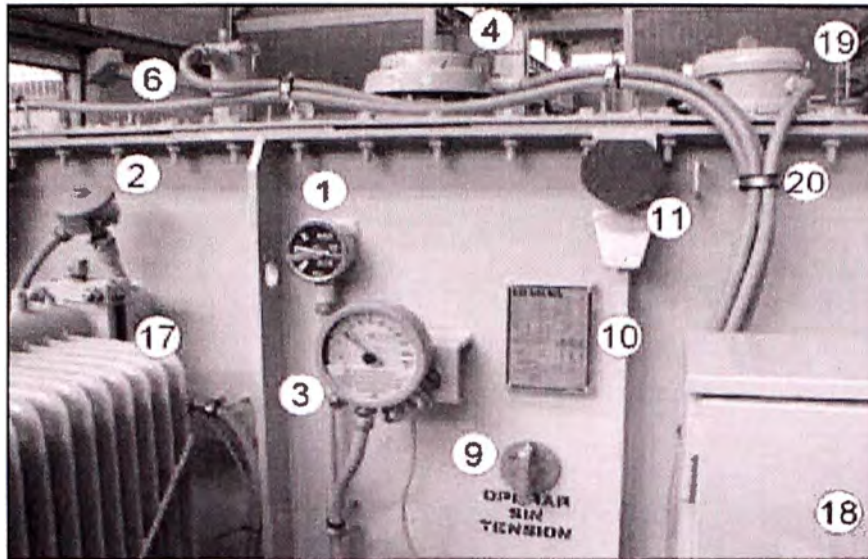


Figura 2.10

- e) Micro interruptor de sobre presión Fema:** Permite suministrar señal de sobre presión cuando la válvula no tiene contactos. Ver figura 2.13 indicado con 5
- f) Relé de sobre presión súbita:** Opera su contacto de disparo cuando se presentan variaciones instantáneas en la presión interna del tanque (cambios bruscos que superan un valor calibrado). Ver figura 2.10 indicado con 6.
- g) Relé Buchholz:** Acumula los gases generados dentro del aceite y actúa cuando el volumen llega a un nivel peligroso. Aplica si hay tanque de expansión. Internamente tiene 2 flotadores que accionan sendos contactos. El relé permite acumular cualquier gas generado dentro del transformador (p. ej. combustión del aceite, etc.) y según se llene de gas, descenden los flotadores, dando señales primero de alarma y luego de disparo. Ver figura 2.9 indicado con 7.
- h) Filtro de silicagel:** Aplica también con tanque de expansión. Permite que el aire que entra al transformador sea secado por unas perlas de silicato de aluminio, que extraen la humedad.

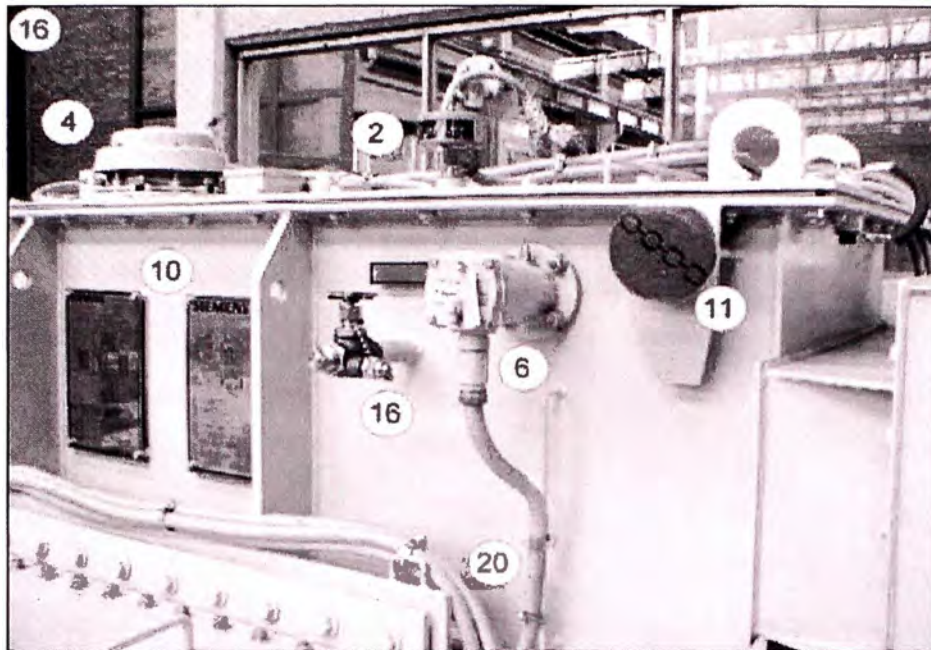


Figura 2.11 accesorios del transformador

- i) **Conmutador:** Opera los pasos de tensión del lado primario. Cuando el transformador es alto, se puede operar desde el piso con un volante tipo timón. Ver figura 2.10 indicado con 9.
- j) **Placa de características:** Resume los datos eléctricos y de identificación. Ver figura 2.13 indicado con 10.

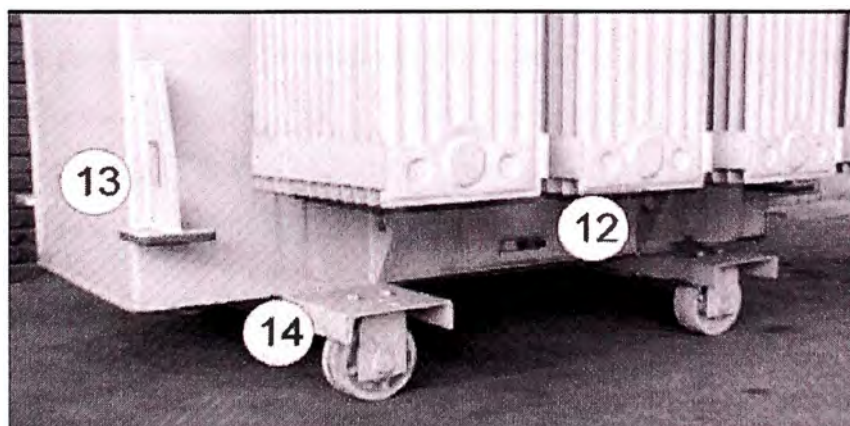


Figura 2.12

- k) **Orejas de izaje:** Sitios diseñados para levantar por cable al transformador. Ver figura 2.8 indicado con 11.
- l) **Placas o tornillos de puesta a tierra:** Permiten aterrizar al transformador. Ver figura 2.9 indicado con 12.
- m) **Apoyo de gato hidráulico:** Apto para ubicar los gatos para pilotaje del equipo. Ver figura 2.9 indicado con 13.

n) Ruedas direccionales: Son planas o con pestaña para riel. Freno opcional. Ver figura 2.12 indicado con 14.

o) Skid: Aplica cuando el transformador se arrastra en una superficie. Ver figura 2.13 indicado con 15

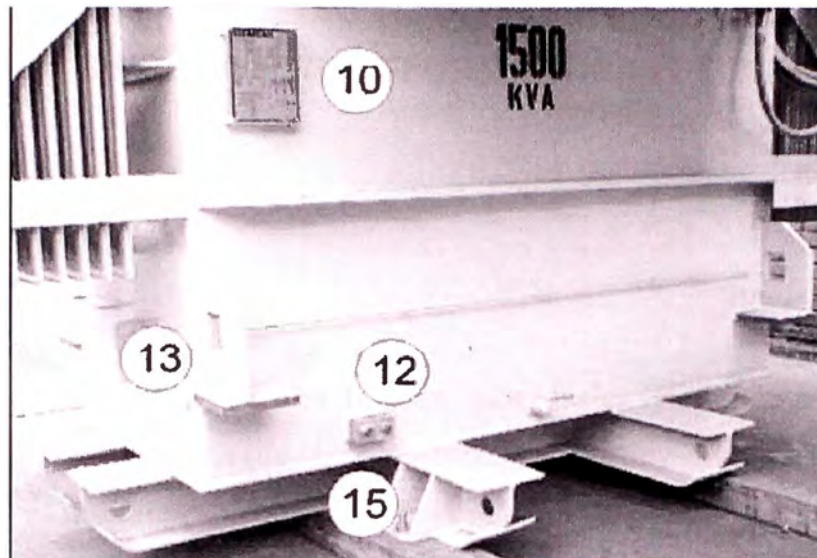


Figura 2.13

p) Válvulas superior e inferior para recirculación de aceite: Son contrapuestas. Ver figura 2.11 y 2.14 indicado con 16.

q) Válvulas para radiadores desmontables: No se requiere desocupar el aceite. Ver figura 2.14 indicado con 17

r) Caja de bornes para señales de control: Conecta los cables de los contactos. Ver figura 2.14 indicado con 18.

s) Caja de bornes para TC's: Posibilitan la conexión exterior de los TC's internos. Ver figura 2.10 indicado con 19.

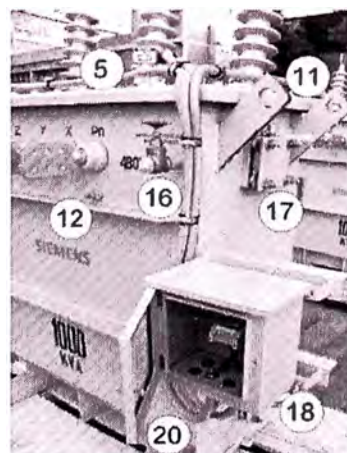


Figura 2.14

CAPITULO III

CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Según el número de fases

a) Transformadores Monofásicos

Son transformadores que reciben alta tensión monofásica y alimentan cargas mono ó bifásicas. Tienen una sola bobina (devanado primario y dos devanados secundarios).

Los transformadores monofásicos por lo general se alojan en tanques cilíndricos, ver figura 3.1, cubiertos por una tapa curvada que permite la colocación de uno o dos bushing de alta tensión (se usa un bushing solo en sistemas primarios aterrizados).

Relaciones de transformación típicas en lo equipos Monofásicos:

10.000/230 - 115 V

13.200/230 - 115 V

22.900 – 13.200Y/230 - 115 V



Figura 3.1 Transformadores Monofásicos convencionales

b) Transformadores Trifásicos

Los transformadores trifásicos constan de tres bobinas con constitución similar a la de un transformador monofásicos, La alta tensión se conecta a las tres fases de la línea primaria y pueden estar conectados en delta, estrella ó estrella aterrada., similar esquema se puede realizar en el devanado secundario. Ver figura 3.2.

Relaciones de transformación típicas en lo equipos trifásicos:

10.000/230 - 133 V

13.200/230 - 133 V

22.900/230 – 133 V

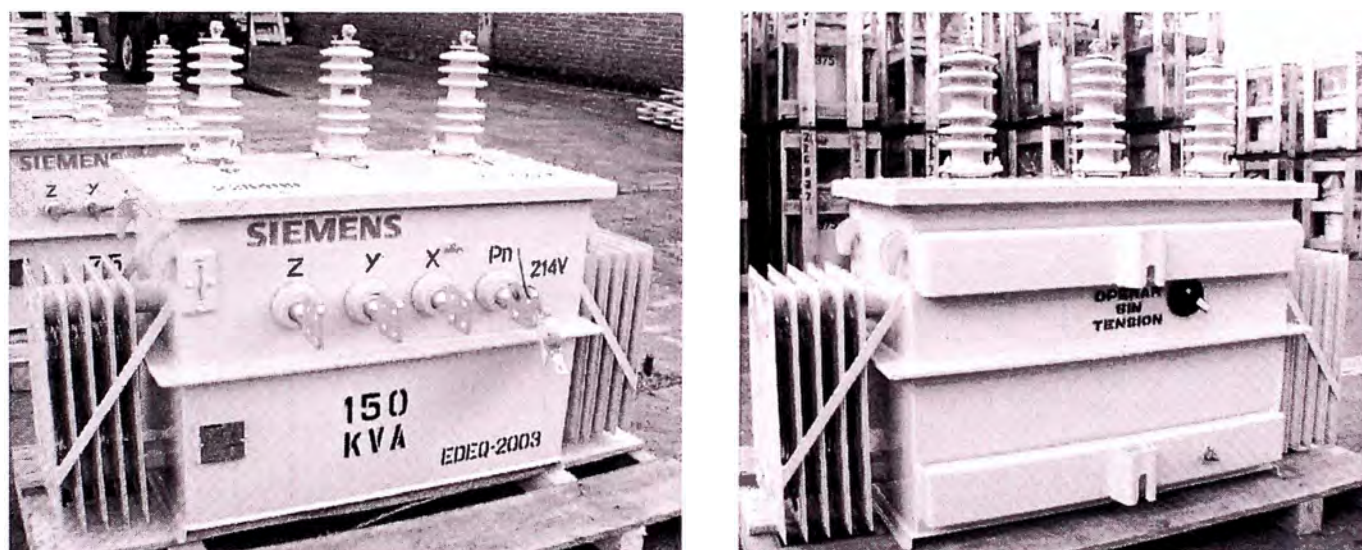


Figura 3.2 Transformadores trifásicos

3.2 Según la Potencia del transformador

Se clasifican según la potencia nominal del transformador de distribución.

a) Transformadores de distribución.

Monofásicos:

3, 5, 7, 10, 15, 25,37.5, 50, 75, 100 kVA

Trifásicos:

15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 160 kVA

b) Transformadores de media potencia.

Trifásicos:

200, 250, 400, 500, 630, 800, 1000 kVA

Cabe resaltar que la relación de la potencia de los transformadores monofásica vs los trifásicos sea de 1 a 3 es decir: Potencia trifásica = 3 x Potencia monofásica, resulta mas beneficioso, en razón que la estandarización de los valores nominales de los accesorios permiten un aprovechamiento mas optimo de los mismos. Por ejemplo:

Monofásicos:

5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167.5, 250, 333 kVA

Trifásicos:

15 kVA (3* 5 kVA)

30 kVA (3* 10 kVA)

45 kVA (3* 15 kVA)

75 kVA (3* 25 kVA)

112,5 kVA (3* 37,5 kVA)

150 kVA (3* 50 kVA)

225 kVA (3* 75 kVA)

300 kVA (3* 100 kVA)

500 kVA (3* 167,5 kVA)

750 kVA (3* 250 kVA)

1.000 kVA (3* 333 kVA)

Este esquema es común en el mercado americano, permite que los valores nominales de accesorios tales como bushing por ejemplo In sea más acorde a lo estandarizado y comercialmente suministrado por ejemplo.

3.3 Según el tipo de refrigeración:

a) Transformadores sumergidos en aceite.

Son transformadores que poseen como elemento aislante y de refrigeración un aceite dieléctrico con un punto de inflamación de 150°C. Ver figura 3.3.

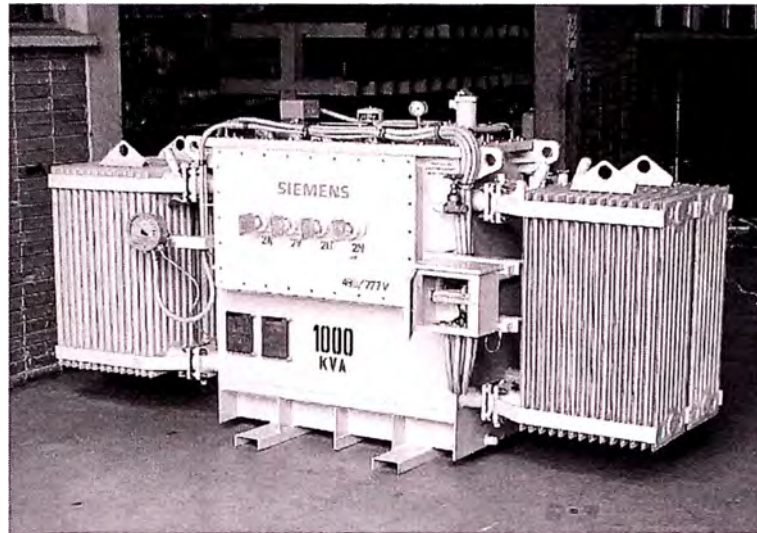


Figura 3.3 Transformador sumergido en aceite

b) Transformadores sumergidos en líquido de alto punto de ignición.

Son transformadores que poseen como elemento aislante y de refrigeración un aceite dieléctrico con alto punto de inflamación mayor a 276°C. Ver figura 3.4.

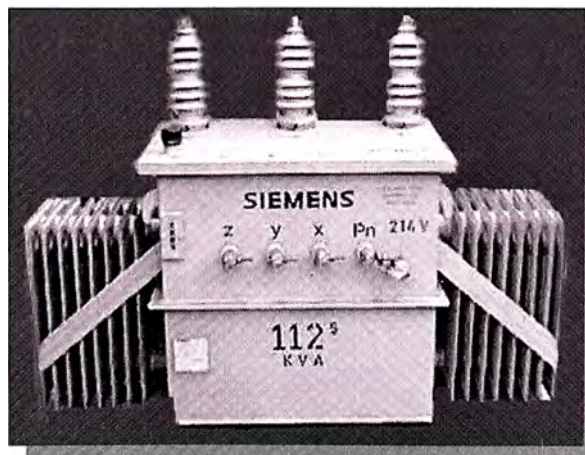


Figura 3.4 Transformador sumergido en líquido de alto punto de ignición

c) Transformadores secos.

Aislamiento en resina epoxi mezcla de resina epoxi cargada de harina de cuarzo hace al transformador seco libre de mantenimiento, insensible a la humedad, tropicalizado, ecológico y difícilmente inflamable y auto-extinguible. Ver figura 3.5.

Sobrepasan las exigencias de las normas IEC 726 y NBR 10295 (que indican valores máximos de descargas parciales bajo tensiones menores y definen este ensayo como prueba de tipo).

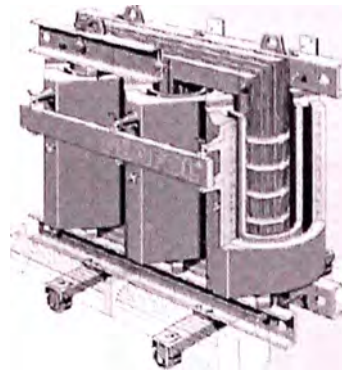


Figura 3.5 Transformador seco

3.4. Según el límite máximo de temperatura de los aislamientos (sobre 40°C):**a) Clase Ao: 65 °C**

Este aislamiento consiste de materiales o combinaciones de materiales tales como el algodón, sed ya papel con alguna impregnación o recubrimiento o cuando se sumergen en dielécticos líquidos tales como aceite. Otros materiales o combinación de materiales que caigan dentro de estos límites de temperatura, pueden caer dentro de esta categoría

b) Clase F: 100 °C

Este aislamiento consiste en materiales o combinaciones de materiales tales como mica, fibra de vidrio, asbesto, etc., con sustancias aglutinables, así como otros materiales o combinaciones de materiales no necesariamente inorgánicos.

c) Clase H: 150 °C

Este aislamiento consiste de materiales tales como el silicón, elastómeros y combinaciones de materiales tales como la mica, la fibra de vidrio, asbestos, etc., con sustancias aglutinables como son las resinas y silicones apropiados.

3.5 Según la aplicación

a) Tipo convencionales

Son los de mayor utilización por las empresas de distribución de energía, usualmente se instalan en sistemas monoposte y para potencias mayores a 150 kVA sobre plataforma. Ver figura 3.6.

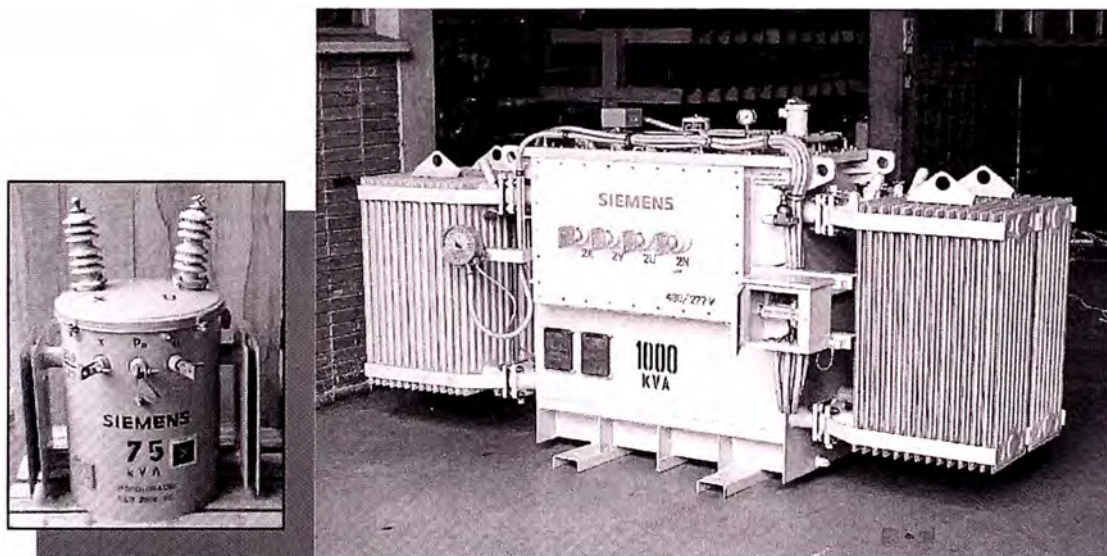


Figura 3.6 Tipo Convencionales

b) Tipo Pedestales

Se caracterizan por

- Poco impacto ambiental visual.
- Frente Muerto.
- Instalación en piso
- Ubicación en sitios públicos
- Bajo mantenimiento
- Acometida subterránea

- Monofásicos y trifásicos
- Características especiales.
- Acometida subterránea.
- Disposición Radial o Anillo (Sectionalizing Switch)
- Fusibles tipo Bay – o - net o secos.
- Fusibles de respaldo (ELSP).
- Breaker para BT. (Opcional).
- Monofásicos y trifásicos.

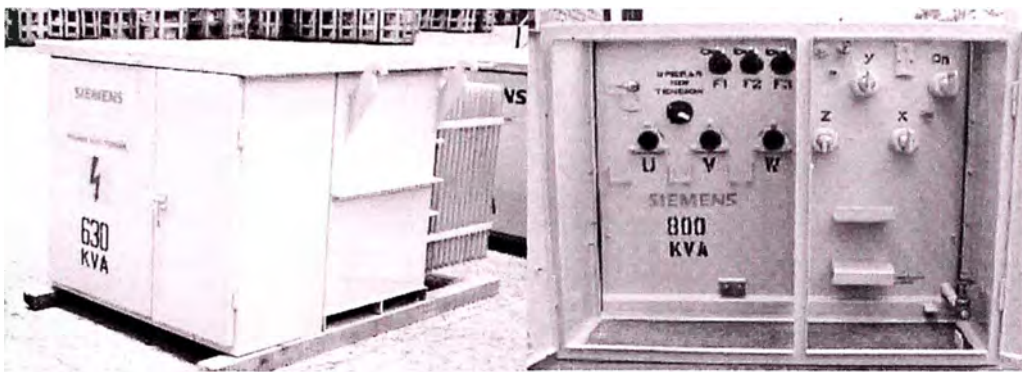


Figura 3.7 Transformadores tipo Pedestal

c) Tipo sumergibles

Son transformadores protegidos adecuadamente para seguir en funcionamiento, aun cuando toda la unidad esta sumergida en agua.



Figura 3.8 Transformadores tipo Sumergibles

3.6 Según el tipo de disposición del circuito magnético:

a) De columnas (Core type).

Tipo núcleo: este tipo de núcleo se representa en la figura 3.9, indicando el corte A-1 la sección transversal que se designa con S (cm^2). Este núcleo no es macizo, sino que está formado por un paquete de chapas superpuestas, y aisladas eléctricamente entre sí. Para colocarlas y poder ubicar el bobinado terminado alrededor del núcleo, se construyen cortadas, colocando alternadamente una sección U con una sección I. La capa siguiente superior cambia la posición I con respecto a la U.

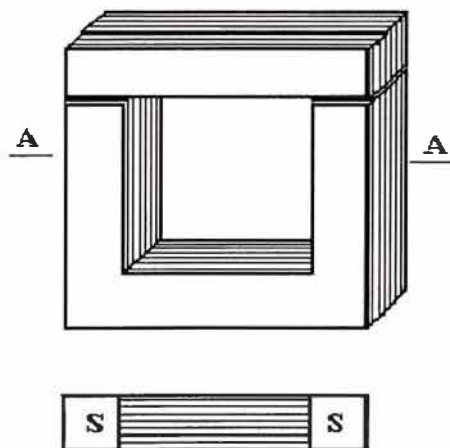


Figura 3.9 Vista y corte de un núcleo tipo núcleo

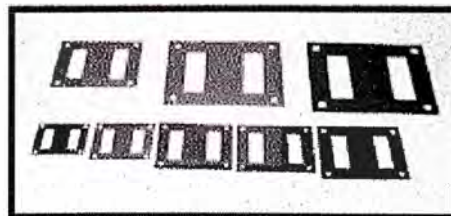


Figura 3.10. Laminas de acero al Silicio

El aislamiento entre chapas se consigue con barnices especiales, con papel de seda, o simplemente oxidando las chapas con un chorro de vapor.

b) Acorazados (Shell type).

Núcleo tipo acorazado: este tipo de núcleo es más perfecto, pues se reduce la dispersión, se representa en la figura 3.11, en vistas. Obsérvese que las líneas de fuerza de la parte central, alrededor de la cual se colocan las bobinas se bifurcan abajo y arriba hacia los 2 costados, de manera que todo el contorno exterior del núcleo puede tener la mitad de la parte central. Esto vale para las 2 ramas laterales como también para las 2 cabezas. Para armar el núcleo acorazado también se lo construye en trozos, unos en forma de E y otros en forma de I, y se colocan alternados, para evitar que las juntas coincidan.

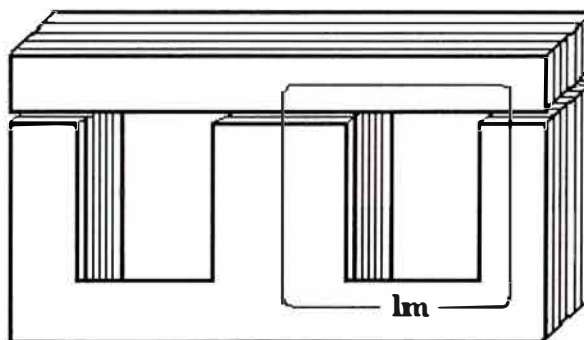


Figura 3.11 Vista de un núcleo tipo acorazado con indicación de la longitud magnética media.

El hecho que los núcleos sean hechos en dos trozos, hace que aparezcan juntas donde los fillos del hierro no coinciden perfectamente, quedando una pequeña luz que llamaremos entrehierro. Obsérvese que en el tipo núcleo hay dos entrehierros en el recorrido de las fuerzas, y que el acorazado también, porque los dos laterales son atravesados por la mitad de líneas cada uno.

3.7. Según la construcción del circuito magnético:

a) Construcción tipo Enrollado.

La construcción tipo enrollado, figura 3.12, tiene las siguientes características

- Geometría octagonal, ver figura 3.13.
- Entrehierros mínimos y escalonados.
- Corte traslapado (STEP LAP).
- Mínimas P_o e I_o .
- Fácil armado de la parte activa

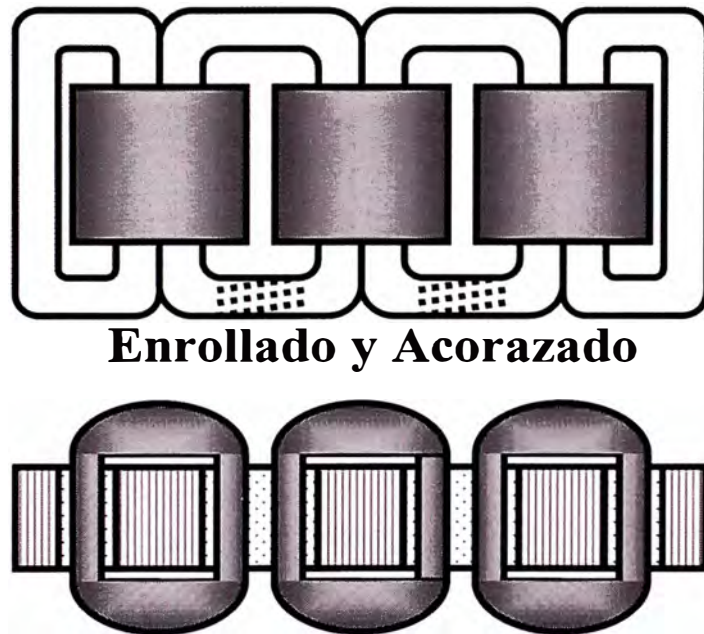


Figura 3.12 Construcción núcleo enrollado.

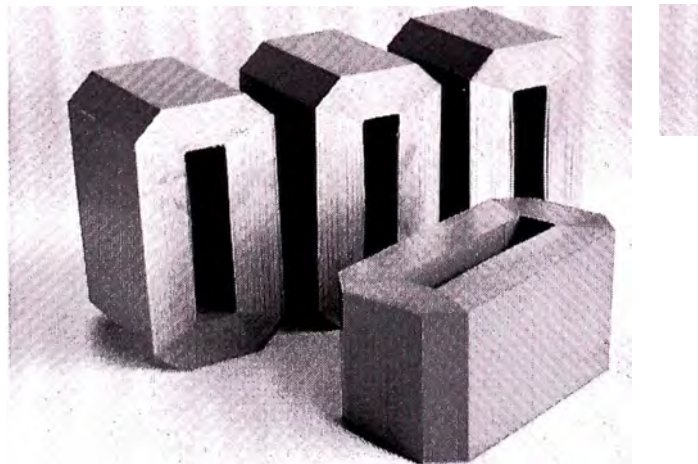


Figura 3.13 Geometría octogonal

b) Construcción tipo Apilado.

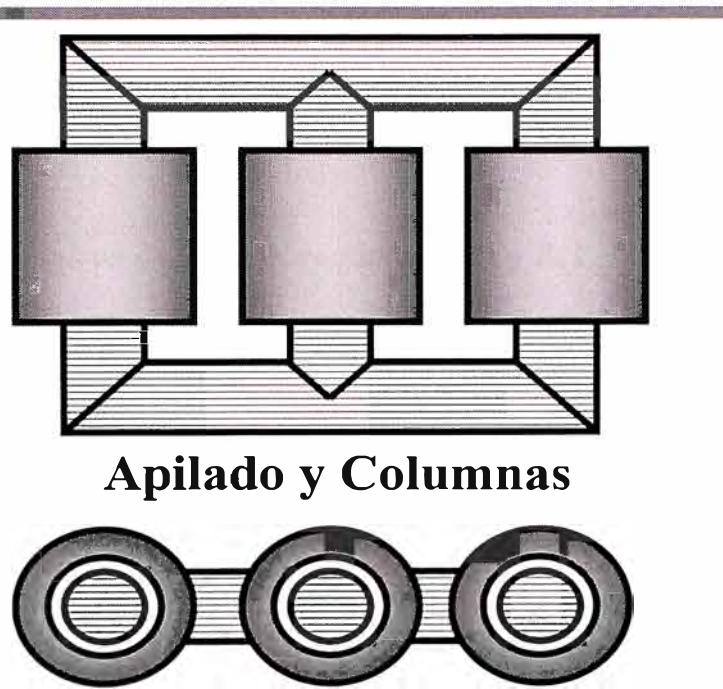


Figura 3.14 Núcleo apilado

CAPITULO IV PROCESOS DE FABRICACIÓN ACTUALES

4.1 Arrollamientos con espiras de sección recta en A.T. y B.T.

Los arrollamientos con espiras de sección recta permiten conseguir bobinas más compactas, así mismo se mejora la característica mecánica del devanado al ser posible una construcción mecánicamente más sólida que si se construyera con espira. Otro factor adicional que se debe tener en cuenta es que el aislamiento de celulosa se adhiere mejor en la superficie del conductor al ser este plano obteniéndose así una bobina con mejor resistencia mecánica a los cortocircuitos.

Este diseño de alambre aplanado permite que en comparación con el espiral de sección circular se pueda colocar mas capas de espiras en un mismo espacio físico.

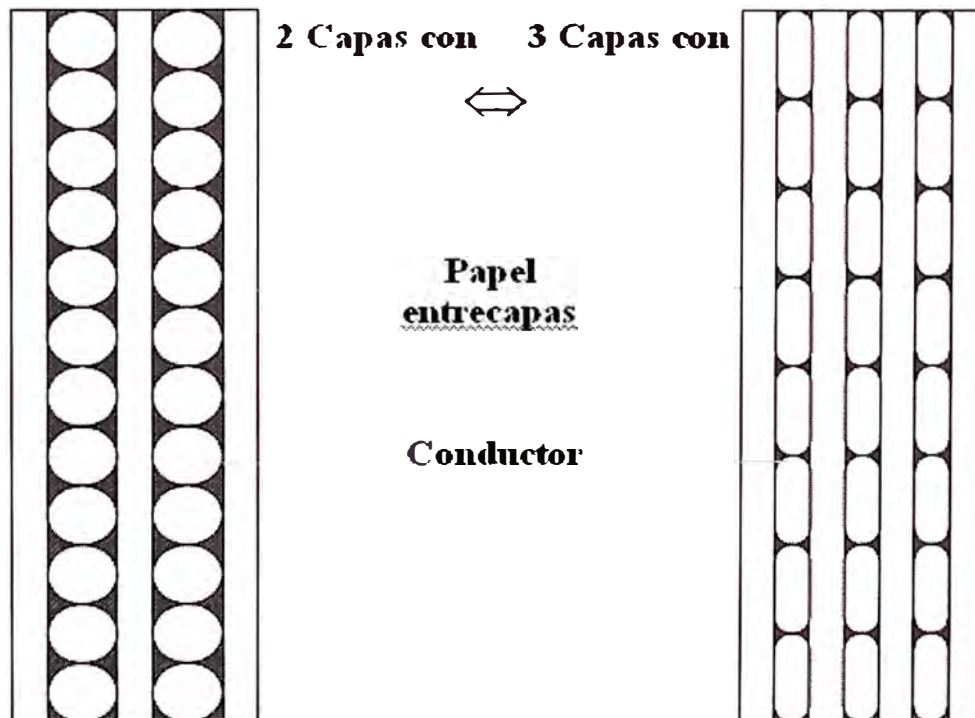


Figura 4.1 Comparación de alambre de sección circular y sección recta

A continuación se muestra la maquina encargada de acondicionar alambre de sección circular en sección recta.

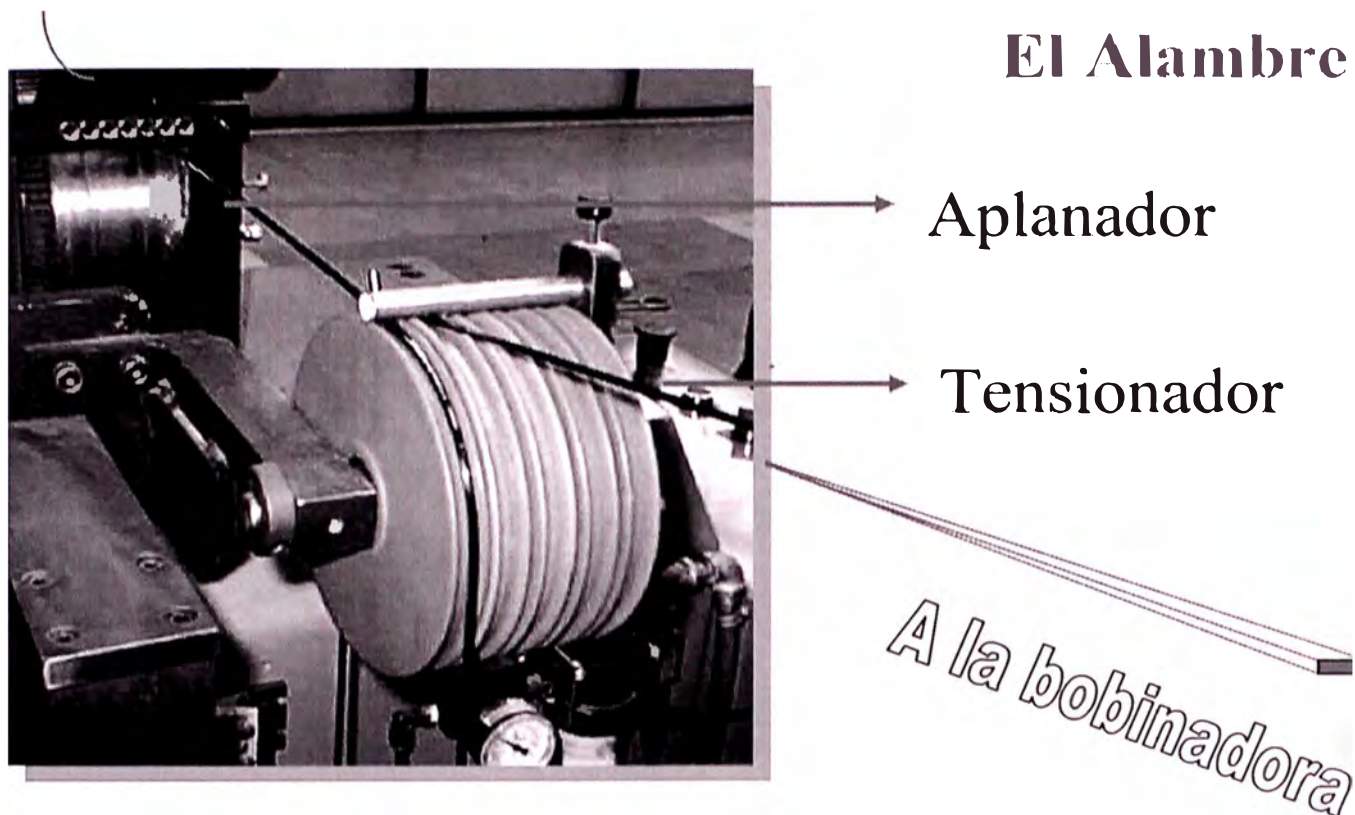


Figura 4.2 Maquina de sección recta

4.2 Bushing de pata larga en transformadores de distribución

En transformadores de distribución hasta 22.9 kV es muy común usar bushing de pata corta en la alta tensión, característica que obliga al uso de tanque de expansión para garantizar el aislamiento correcto con el aceite dieléctrico, actualmente es factible el uso de bushing de pata larga hasta tensiones de 22.9 kV que por tener esta característica no requieren que el la cuba del transformador este completamente lleno de aceite como se puede apreciar en las siguiente figuras

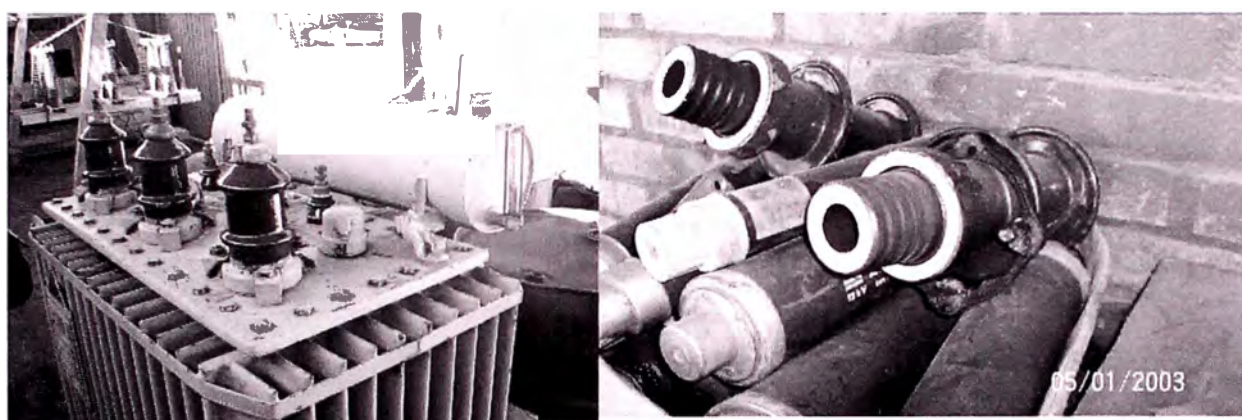


Figura 4.3 Bushing de pata corta

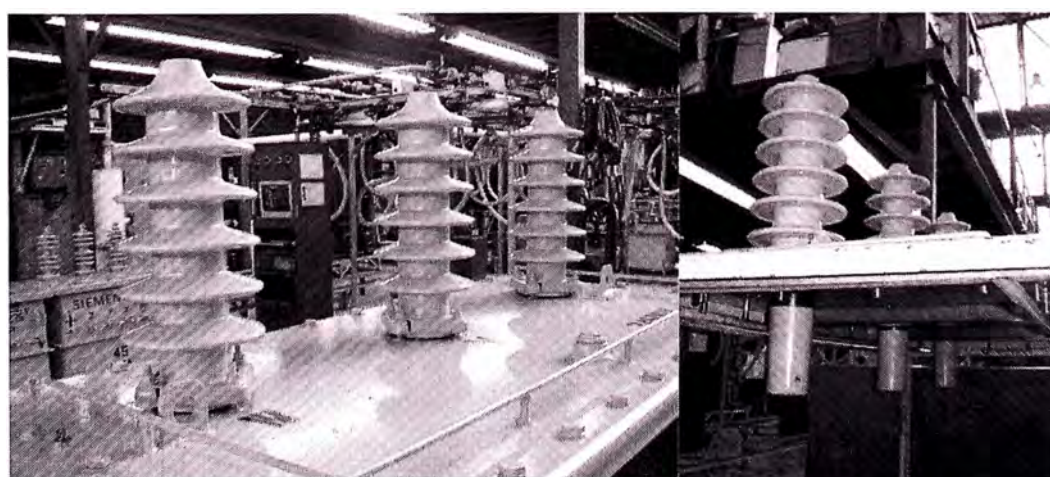


Figura 4.4 Bushing de pata larga

4.3 Uso del tanque de expansión en transformadores de distribución.

El uso del tanque de expansión, se origina en la necesidad de proporcionar un nivel de aislamiento mayor a las conexiones de los bujes de A.T. tema muy crítico en anteriores años donde comercialmente no existían aisladores tipo "pata larga" como existen ahora y el riesgo de falla por aislamiento era muy alto.

El tanque de expansión se utiliza principalmente para esta situación, ya que el aceite cubre las conexiones completamente por efecto de vasos comunicantes, con respecto al aceite del tanque que está superior a la altura de los bujes.

En la actualidad, para tensiones menores a 34 kV (incluso 44 kV), se ha mejorado el tipo de bujes de A.T. que comercialmente se utilizan, lo cual no hace necesario el uso del tanque de expansión en equipos hasta 34.5 kV y potencias menores a 5 MVA (normalmente).

Adicionalmente, el uso del tanque de expansión trae como consecuencia, labores de mantenimiento adicionales que se deben efectuar periódicamente (cambio de la silicagel). Por otra parte, al haber intercambio con el medio ambiente (el tanque de expansión está a la misma presión atmosférica por la conexión al filtro de silicagel) el riesgo de entrada de humedad al tanque es muy alto.

Esto se ve reflejado en la normalización actual, de la cual se extrae los siguientes puntos: Es posible que algunos fabricantes puedan utilizar tanque de expansión a su libre albedrío de acuerdo con su diseño pero no porque sea norma. En particular, el diseño para las capacidades y niveles de tensión anteriores no requiere el uso del tanque de expansión. La ejecución sellada (sin tanque de expansión), trae como ventaja que las labores de mantenimiento se reducen a una simple toma de la muestra de aceite eventualmente. La entrada de humedad al tanque está eliminada ya que no hay tanque de expansión y limitaciones por tamaño y altura así mismo se reducen.

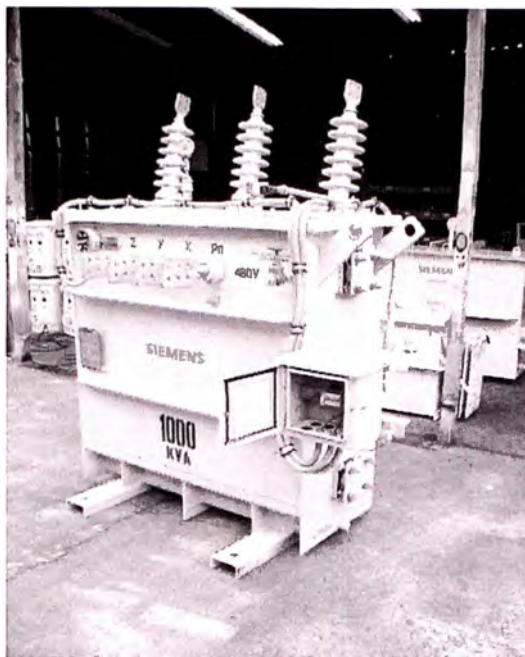


Figura 4.5 Transformador sin tanque de expansión 1000 kVA



Figura 4.6 Transformador con Tanque de expansión 500 kVA

4.4 Transformadores de distribución con tanque (cuba) de superficie plana.

Una característica mecánica de los transformadores es que se requiere el uso de radiadores con la finalidad de disipar el calor generado, existen dos maneras de disipar el calor en los transformadores de distribución mediante el uso de superficies de enfriamiento con Tanque corrugado, donde la cuba se construye con lamina corruga, ver figura 4.7, este diseño obliga que los transformadores sea instalados mediante el uso de soportes horizontales instalados en el poste, elementos que elevan el esfuerzo de corte en los postes y que no permiten instalar un transformador de mayor potencia



Figura 4.7 Transformador de cuba con superficie corrugada

Tanque con radiadores tipo panel, que permiten que en transformadores de hasta 150 kVA aproximadamente tengan una superficie plana, como el de la figura, que permite que el transformador de distribución posea soportes para instalación directa al poste mediante abrazaderas.

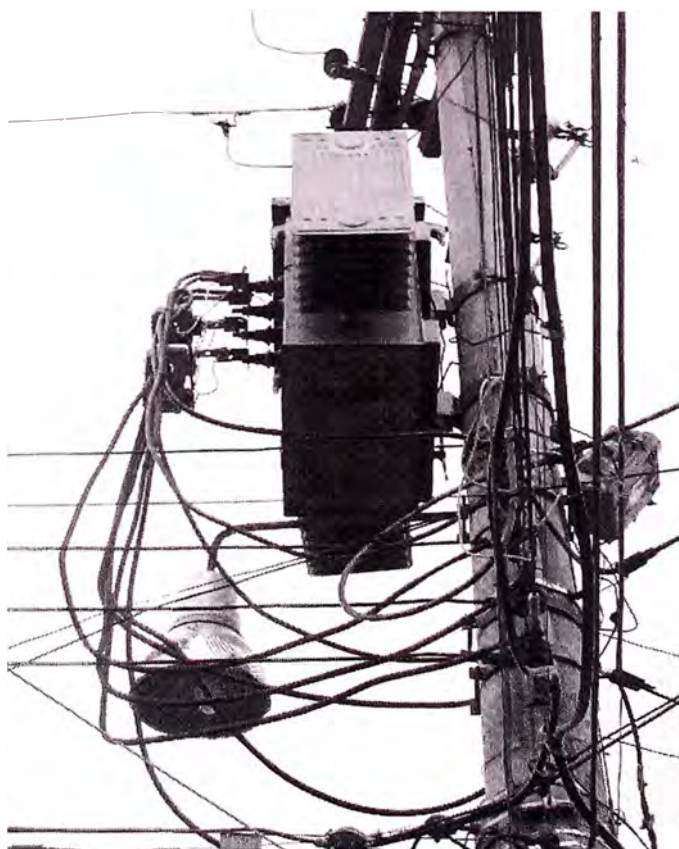
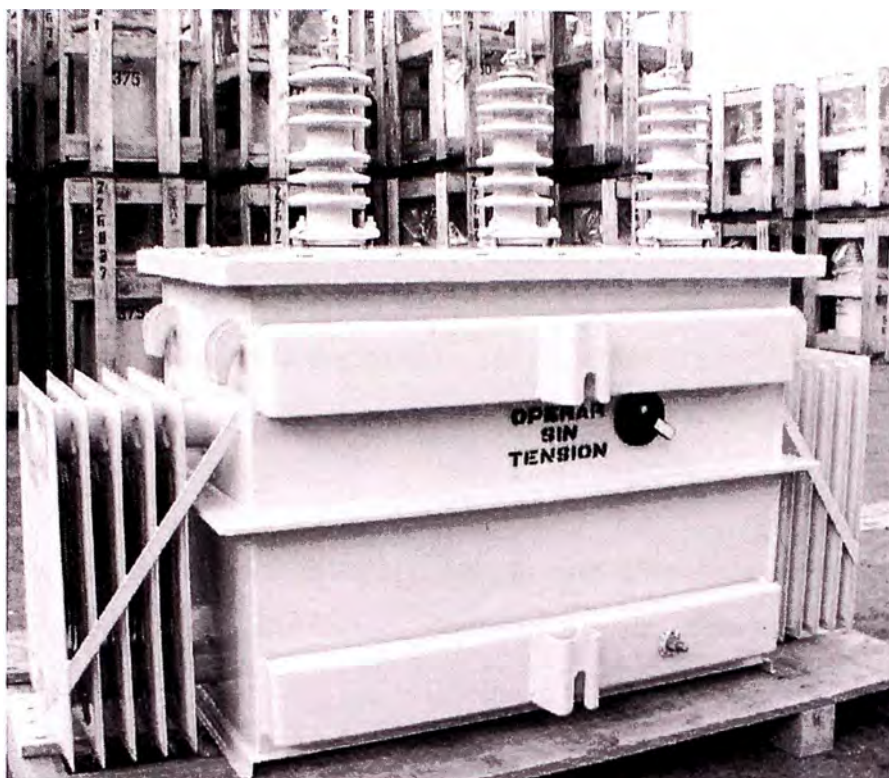


Figura 4.8 Transformadores con cuba de superficie plana

4.5 Pintura

Existen dos tipos de pintura electrostática y pintura líquida

a) Pintura electrostática Vs pintura líquida

Técnicamente la evaluación de la pintura electrostática es mas optima, gracias a que su especial formulación le confiere alta resistencia a los agentes atmosféricos, luz ultravioleta y saponificación, todas ellas características que le otorgan una sobresaliente durabilidad al exterior.

Su comportamiento en numerosas instalaciones de alta exigencia ambiental avalan los resultados de las pruebas de laboratorio, las que arrojan excelente desempeño ante solicitudes de tipo:

- **mecánico** (flexibilidad, adherencia, resistencia al impacto, embutido, abrasión y dureza) mejor que la líquida,
- **químico** (ácidos clorhídrico, nítrico y sulfúrico, peróxido de hidrógeno, hidróxido de amonio, ácido tartárico, cítrico y láctico, etanol, butanol, etc.)
- **corrosivas** (niebla acética y niebla salina)
- **radiaciones (UV)**

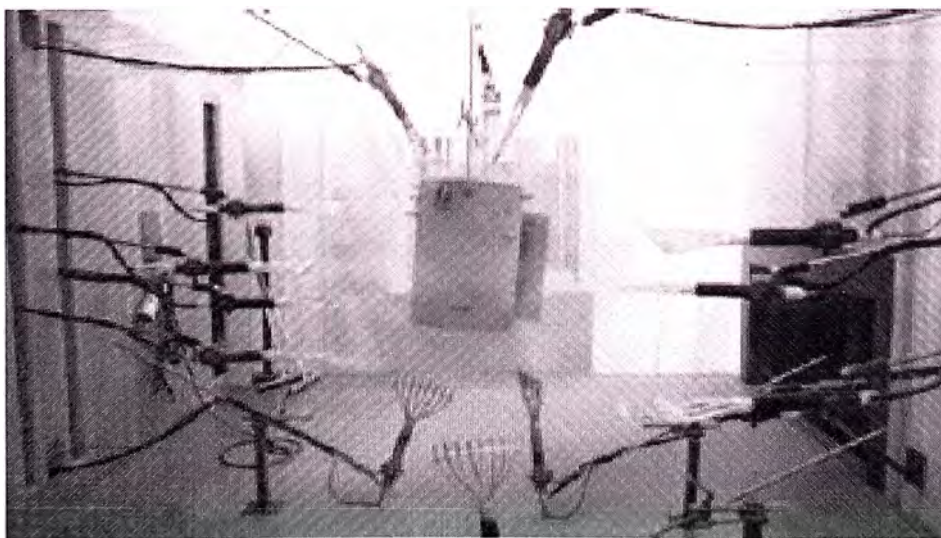


Figura 4.9 Pintura Electroestática



Figura 4.10 Pintura Liquida

4.6 Ensamble del transformador de Distribución.

Durante el ensamblado del transformador se debe tener las siguientes consideraciones que se deben tomar durante el ensamble del transformador

- Optimización del secado de la parte activa en un horno especial
- Ajuste de los componentes previo al encube. Ver figura 4.11.
- Vacío garantizado.
- Cantidad exacta de aceite
- Chequeo de hermeticidad

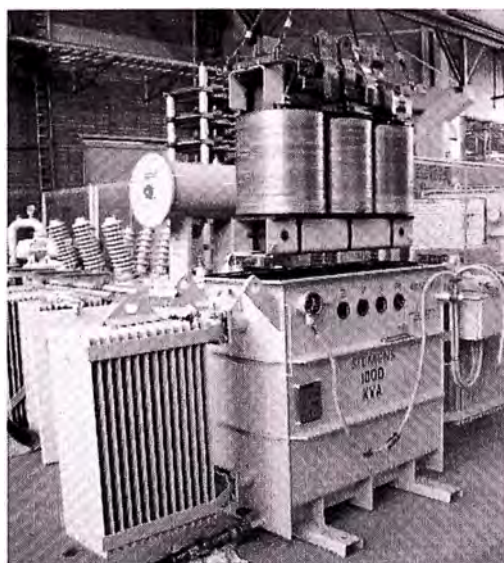


Figura 4.11 Ensamble de un transformador.

4.7 Sistema Automático de vacío y llenado

El sistema automático de vacío y llenado de los transformadores de distribución, ver figura 4.12, permite obtener luego del ensamblaje de los transformadores las mejores condiciones de operación de la unidad al tener un mejor control de:

- Optimización del secado de la parte activa
- Control de lazo cerrado de las variables.
- Vacío garantizado.
- Cantidad exacta de aceite
- Chequeo de hermeticidad

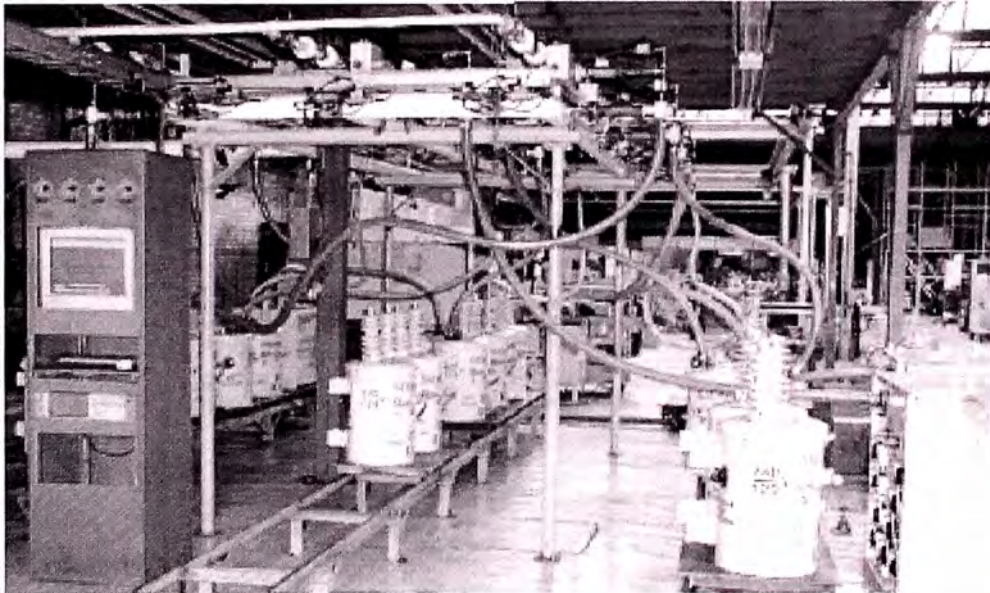


Figura 3.12 Sistema automático de vacío y llenado de transformadores de distribución.

4.8 Prueba de los transformadores de Distribución

Las pruebas en los transformadores permiten verificar que el equipo ha sido correctamente fabricado y que se encuentra en condiciones de ser energizado.

Las pruebas se clasifican en:

- Pruebas de rutina.
- Pruebas Tipo
- Pruebas Especiales

A continuación en la tabla 4.1 se detalla la clasificación de la pruebas.

Tabla 4.1 Pruebas de transformadores de Distribución

1. ENSAYO	RUTINA	DISEÑO	ESPECIAL
Resistencia de Devanados	*		
Relación de Transformación, polaridad y grupo vectorial	*		
Pérdidas en Vacío y corriente de excitación	*		
Pérdidas en Carga y tensión de Cortocircuito	*		
Tensión Aplicada	*		
Tensión Inducida	*		
Impulso Atmosférico	(1)	*	
Calentamiento		*	
Nivel de Ruido		*	
Impedancia de Secuencia Cero			*
Impulso de Maniobra			*
Capacidad y Tangente delta			*
Resistencia de Aislamiento			*
Descargas Parciales			*
Capacidad de Cortocircuito			*
Hermeticidad		*	

(1) Prueba de rutina para transformador con tensión > 69 kV

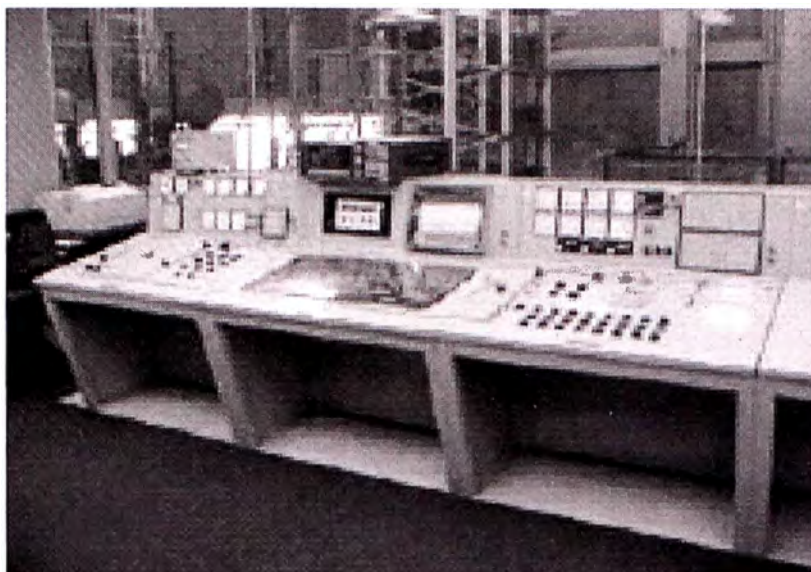


Figura 4.13 Sala de pruebas

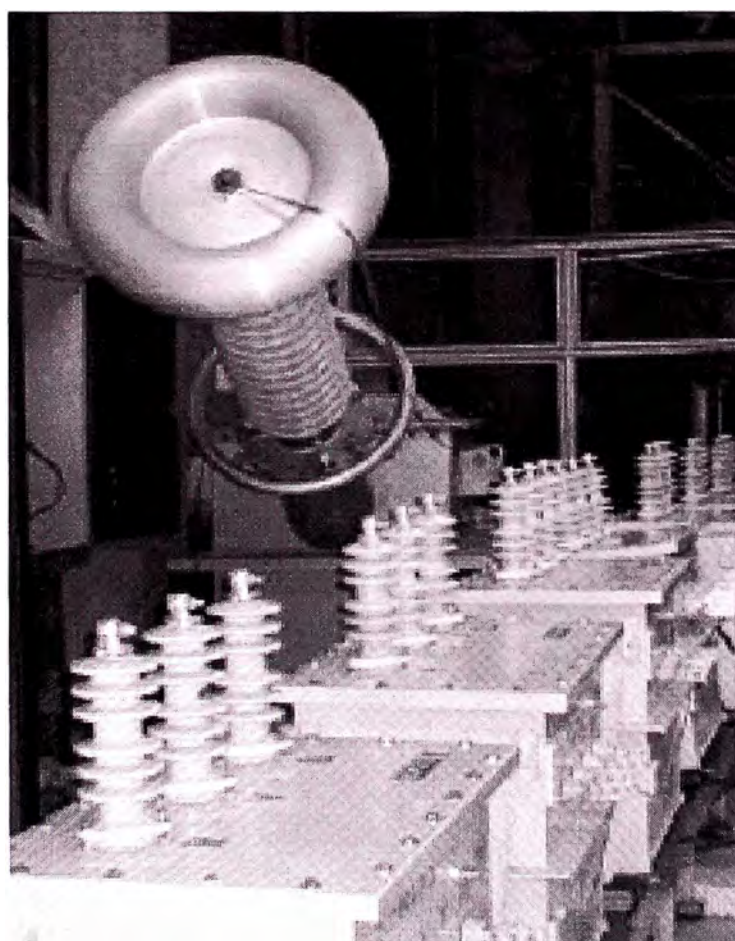


Figura 4.14 Campo de Prueba

CAPITULO V

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE NÚCLEO ENROLLADO VERSUS NÚCLEO APILADO: VENTAJAS Y DESVENTAJAS

5.1 Punto de vista mecánico.

a) Ventajas

Laminas enrolladas una encima de otra, que permite menores cortes de lámina, reduciéndose de esta manera el número de operaciones para el armado del núcleo, así como el tiempo de armado del núcleo.

El núcleo enrollado usa la tecnología STEP-LAP, la cual efectúa un escalonamiento programado de los entrehierros. Este escalonamiento baja la reluctancia del circuito magnético y disminuye la distorsión del flujo magnético en la zona de corte del núcleo (de allí la reducción de pérdidas y las bajas corrientes de excitación).

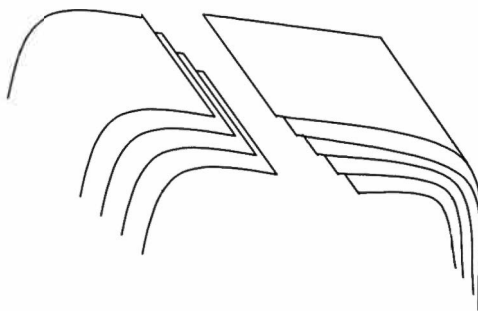


Figura 5.1 Corte STEP-LAP en un núcleo enrollado

b) Desventajas

Para transformadores mayores a 150 kVA el núcleo tiende a ser menos rígido por la gran cantidad de vueltas que tiene, pero este inconveniente se evita creando estructuras metálicas especiales (en forma de cajón) mucho más robustas.

5.2 Punto de vista eléctrico.

a) Ventajas

Debido a su ejecución en forma enrollada las esquinas del núcleo tienen forma redondeada y no terminan en punta como lo hace la ejecución apilada. Por consiguiente se producen dos efectos positivos: el primero es que la reluctancia magnética equivalente es menor a la que se tendría si dichas esquinas terminaran en punta (menor peso y menor longitud media del núcleo); y la segunda radica en que el camino del núcleo se ciñe de manera más pronunciada a las líneas de campo magnético generadas por los devanados.

En su armado es necesario hacer un solo corte por vuelta al contrario de lo que sucedería con núcleo apilado. En el caso de transformadores trifásicos por ejemplo, se hacen 8 cortes en núcleo apilado contra 4 cortes equivalentes en el núcleo enrollado. De esta manera, las pérdidas del hierro y la corriente de vacío se minimizan al tener una interrupción menor en el circuito magnético.

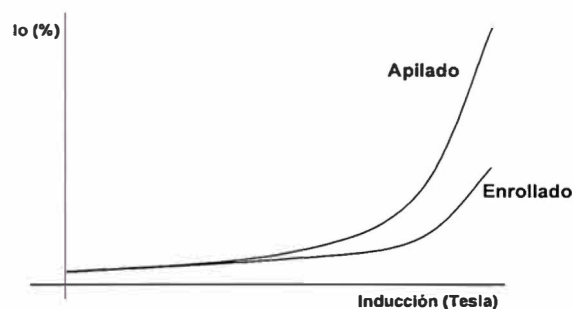


Figura 5.2 Comportamiento comparativo de la corriente de vacío.

b) Desventajas

El núcleo al ser figurado es sometido a fuerzas que desorientan sus moléculas incrementando las pérdidas específicas del material. Para contrarrestar este efecto, los

núcleos son sometidos a un proceso de recocido con un perfil de calentamiento (temperatura máxima de 800 °C), diseñado para realinear molecularmente la lamina magnética, y bajo atmósfera inerte para evitar el deterioro del aislamiento inorgánico de la misma.

La bobina al ser construida bajo una formaleta rectangular tiende a abombarse por el efecto de las esquinas, haciéndola menos rígida y menos apta para los esfuerzos de corto circuito. Para evitarlo, las bobinas son sometidas a un proceso de prensado, secado y curado, el cual las convierte en bobinas sumamente compactas y resistentes.

Las bobinas al no tener forma cilíndrica presentan una distribución poco favorable de las fuerzas de corto circuito en los lados planos. Para neutralizar esta debilidad, los espacios vacíos en la ventana del núcleo entre él y la bobina son acuñados fuertemente, convirtiendo la parte activa en una masa sólida resistente los esfuerzos dinámicos de corto circuito. También para reducir este efecto, las bobinas se refuerzan con cinta de fibra de vidrio tanto en el proceso de bobinado como en el de montaje.

5.3 Punto de vista económico.

a) Ventajas

La principal ventaja es el ahorro de materiales (tomando como referencia un mismo nivel de pérdidas).

La disminución de la corriente de excitación (-30%), ya que en su armado es necesario hacer un solo corte por vuelta al contrario de lo que sucedería con núcleo apilado (para transformadores trifásicos por ejemplo, se hacen 8 cortes en núcleo apilado contra 4 cortes equivalentes en el núcleo enrollado). Esta ventaja concluye en el mejoramiento de la eficiencia de los sistemas de distribución de energía.

Las demás ventajas tecnológicas van más enfocadas en la construcción general de cualquier transformador, que en la filosofía propia del núcleo enrollado. Por ejemplo, el alambre esmaltado utilizado en los devanados A.T. es aplanado antes del bobinado, con el fin de aumentar el factor de espacio utilizado dentro de la ventana del núcleo y para mejorar la aptitud al corto circuito

El proceso de corte y armado para la construcción del núcleo enrollado, conlleva a una drástica reducción de tiempos de fabricación con respecto a los utilizados en la construcción del núcleo apilado.

Al tener el núcleo enrollado las esquinas redondeadas, el gasto de material magnético es menor al que se utilizaría si se fabricarían como núcleo apilado.

Por ser mayor el aprovechamiento del espacio dentro de la ventana de la bobina por la sección rectangular del núcleo y al no desperdiciar material en las esquinas del circuito magnético, el ahorro en lámina magnética es bastante evidente.

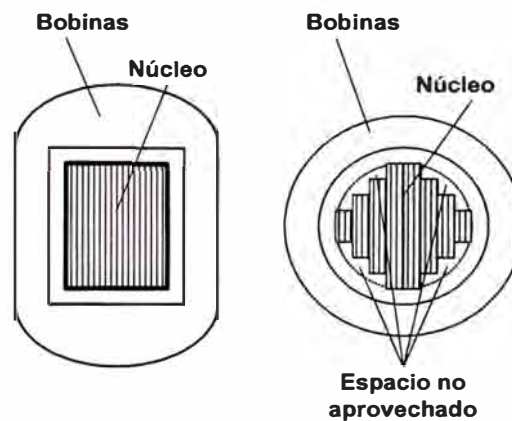


Figura 5.3 Aprovechamiento del espacio interno de la bobina.

La construcción de bobinas de alta y baja tensión se efectúa bobinando una sobre la otra terminada, lo que implica también una reducción de tiempos de fabricación.

La parte activa al ser más compacta y más rectangular ajusta de mejor manera en el espacio dentro del tanque, utilizando así menor cantidad de aceite dieléctrico.

b) Desventajas

La construcción de transformadores de núcleo enrollado exige una inversión en la construcción e implementación de la fábrica de transformar, sustancialmente mayor que una fábrica cuya línea de producción está orientada a transformadores de núcleo apilado.

5.3 Argumentos erróneos sobre los transformadores con núcleo enrollado

5.3.1 Reparación de transformadores de Núcleo enrollado.

Al igual que los transformadores con núcleo apilado, los transformadores de Núcleo enrollado son reparables. La única diferencia que existe entre ambas construcciones es su forma de montaje, cuya calidad y eficiencia depende en ambos casos de la experiencia del personal de fabricación.

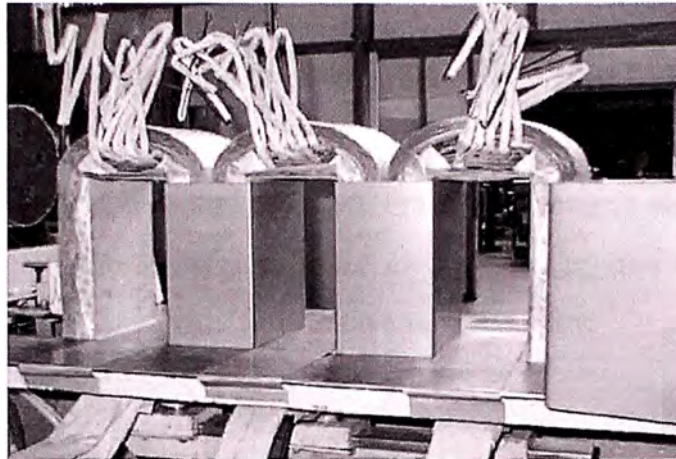


Figura 5.4 Reparabilidad de los transformadores con núcleo enrollado.

5.3.2 Facilidad y rapidez para la reparación en sitio que los transformadores de núcleo enrollado

Ambos tipos constructivos necesitan de un adecuado proceso de reparación en un taller que garantice el secado y montaje necesarios para el normal funcionamiento.

5.3.3 Pérdidas en un transformador de núcleo enrollado reparado.

Mientras se garanticen las dimensiones del devanado y el armado del núcleo se efectúe correctamente (las mismas condiciones que en el transformador con núcleo apilado), el transformador con núcleo enrollado reproducirá sus características técnicas originales (pérdidas en vacío, de carga corriente de excitación e impedancia).

5.3.4 Vida útil de un transformador de núcleo enrollado reparado.

Aparte del envejecimiento y deterioro normales por la vida útil consumida del transformador, ningún transformador apilado o enrollado debería variar sus características de operación. Es importante anotar con base en lo anterior, que el núcleo no es factor decisivo para alargar o acortar la vida útil de un transformador.

5.3.5 Tratamiento térmico a las láminas de hierro al silicio durante el proceso de reparación.

El tratamiento térmico a las láminas magnéticas se efectúa solo en la fase de fabricación ya que el núcleo debe ser recocido a 800 °C para recuperar sus propiedades electromagnéticas y mantener el figurado permanentemente. En el proceso de reparación las láminas no son cortadas ni refiguradas, lo que hace innecesario otro proceso de recocido.

CONCLUSIONES

1. El uso de bushing de pata larga evita el uso de transformadores con tanques de expansión, reduciéndose los costos adicionales por incremento de lámina para construcción de la cuba del transformador y elimina la necesidad de usar mayores volúmenes de aceite dieléctrico.
2. Es posible la construcción de transformadores con la parte activa anclada a la base del transformador, no siendo ya necesario el uso de equipos mayores (poleas) para inspeccionar la parte activa del transformador. Esta se limita al retiro de la tapa de la cuba la cual se puede realizar con herramientas menores.
3. La construcción de transformadores con radiadores tipo panel permite que se disponga de dispositivos de anclaje que permitan la instalación de un transformador de hasta 150 kVA en un solo poste.
4. La construcción de transformadores con espiras de sección recta permite la construcción de partes activas mas compactas y de mayor resistencia mecánica al cortocircuito.
5. El uso del tanque de expansión trae como consecuencia, labores de mantenimiento adicionales que se deben efectuar periódicamente (cambio de la silicagel). Por otra parte, al haber intercambio con el medio ambiente (el tanque de expansión está a la misma presión atmosférica por la conexión al filtro de silicagel) el riesgo de entrada de

humedad al tanque es muy alto. Por tanto en transformadores de distribución se hace mas adecuado el uso de transformadores de ejecución sellada sin tanque de expansión.

6. La estandarización en transformadores de distribución permite desarrollar productos orientados a fabricación en grandes escalas con los consecuentes beneficios para las distribuidoras eléctricas, menores costos de adquisición y menores plazos de entrega.
7. El núcleo enrollado es un cambio obligatorio dentro de la tecnología de construcción de transformadores si se requiere más agilidad en la adquisición, manejo y reparación de estas máquinas.
8. Mantener la fabricación del núcleo apilado en los transformadores de distribución, conllevaría al estancamiento tecnológico de un país. Las fábricas de transformadores no aprovecharían esta ventaja técnico - económica dentro del mercado interno y además anularían sus posibilidades de competencia en los mercados externos. De igual forma las inversiones y costos de electrificación serían más altas para los administradores y usuarios de los sistemas de distribución.
9. Para procesos de fabricación a gran escala, la tecnología de núcleo enrollado es la más indicada, debido a los menores requerimientos de maquinaria y a la agilidad del proceso.
10. La tecnología de núcleo enrollado ha sido la de mayor difusión en los últimos años. Fabricantes a gran escala como las industrias estadounidenses, han adoptado este proceso productivo y en algunos casos han llegado a construir transformadores con potencias hasta 10 MVA.

ANEXO A



ACEITES DIELECTRICOS

QCO.JUAN CARLOS VASQUEZ C



OBJETIVO

Transmitir información básica a cerca del aceite como material aislante utilizado en la construcción de los transformadores.





INTRODUCCIÓN

1886. Primer transformador.

Utilización de PCB's

1930. Se inicia el uso de aceite mineral

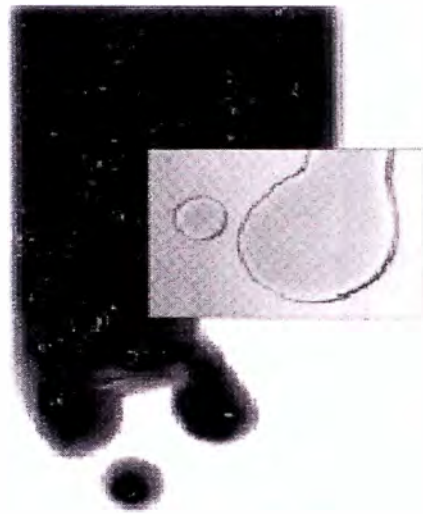
1960. Se generaliza el uso del aceite mineral. Problemas ambientales generados por PCB's.



Aislamiento de los transformadores

Papel impregnado con aceite forma el más fuerte sistema aislante eléctrico-mecánico conocido

ACEITE AISLANTE

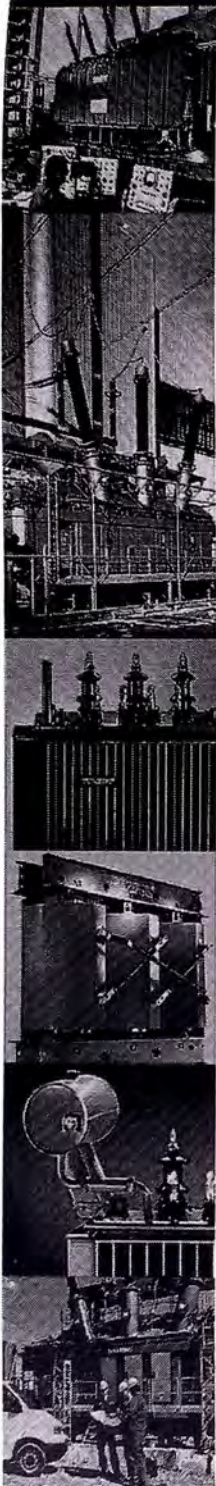


Propiedades Refrigerantes y Aislantes

PAPEL, CARTÓN Y MADERA



Soporta estrés Mecánicos, Eléctricos. Excelente Aislante





Componentes del transformador

DEVANADO PRIMARIO

DEVANADO SECUNDARIO

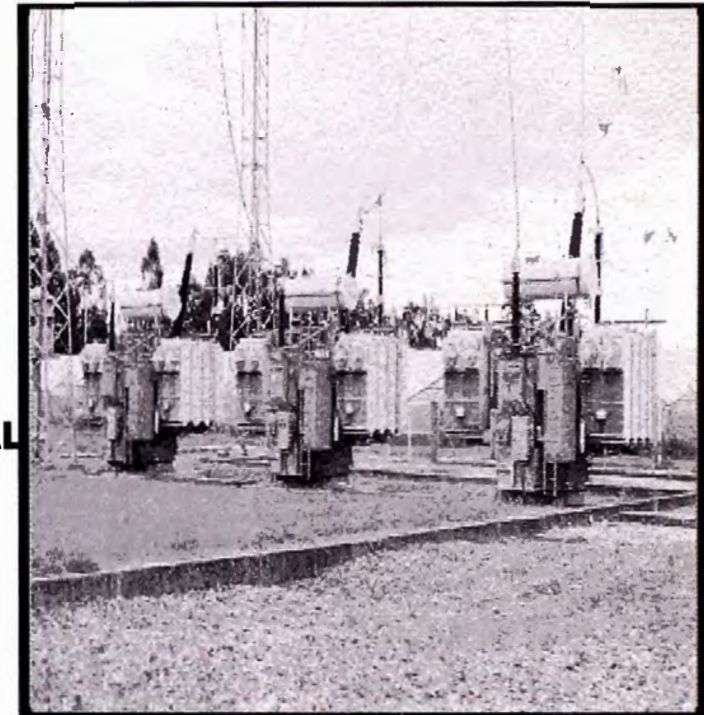
NUCLEO

CUBA

BUJES

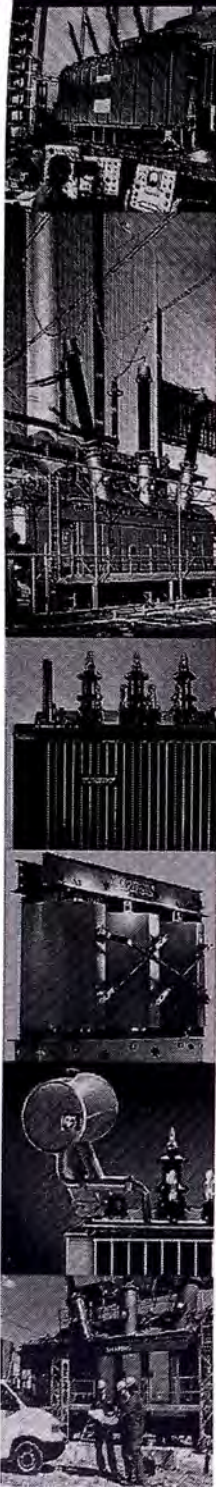
AISLAMIENTO

- COBRE
- ALUMINIO
- HIERRO
- MADERA
- PAPEL KRAFT
- PRESSBOARD
- ACEITE MINERAL
- PORCELANA
- PINTURAS
- EMPAQUES
- CINTAS
- RESINAS
- RECUBRIMIENTOS POLIMERICOS





ACEITE



DEFINICION DE ACEITE DIELECTRICO

LOS ACEITES DIELECTRICOS MINERALES SON FRACCIONES DE PETRÓLEO EN CUYA COMPOSICION ENTRAN HIDROCARBUROS PUROS DE BAJA VOLATIDAD, DE NATURALEZA PREDOMINANTEMENTE NAFTENICA Y/O PARAFINICA, LIBRES DE COMPUESTOS POLARES.





Porque usar aceite dieléctrico

NO CORROSIVO A LAS PARTES METALICAS DEL TRANSFORMADOR HIERRO – COBRE.

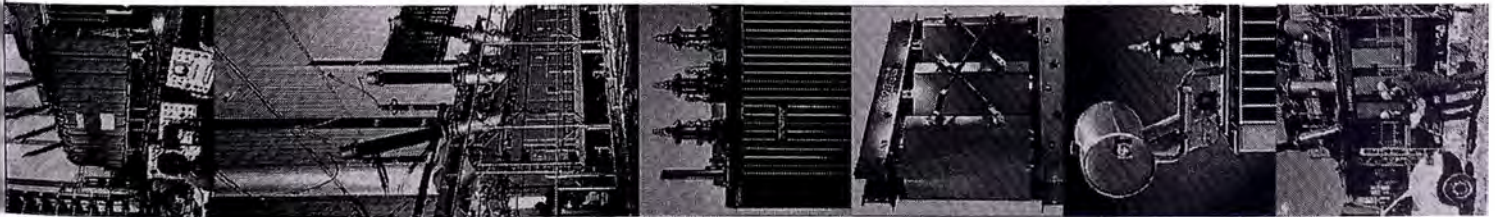
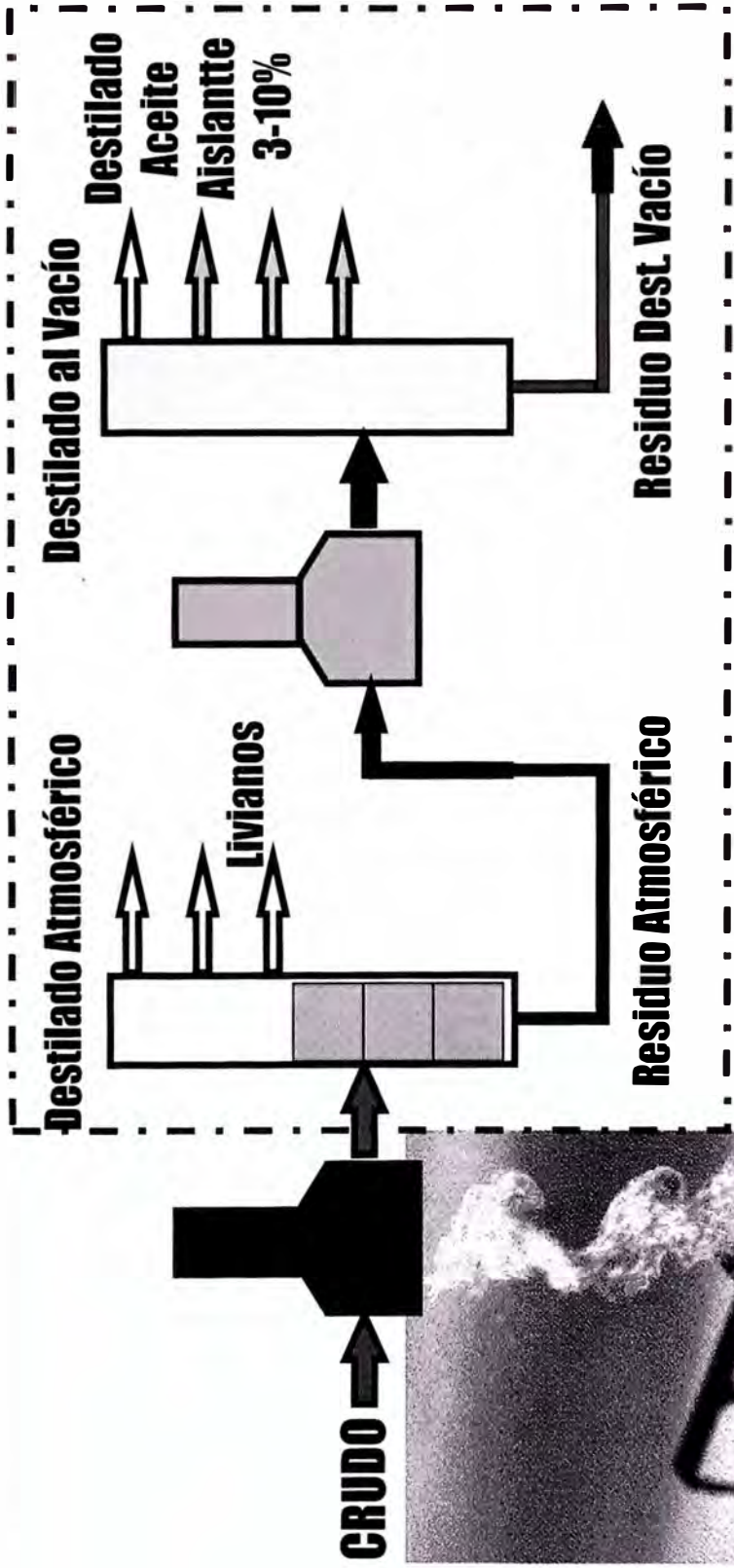
BAJA SOLUBILIDAD FRENTE A LAS PINTURAS Y BARNICES PRESENTES EN EL INTERIOR DEL TRANSFORMADOR.

QUIMICAMENTE INACTIVO FRENTE A LA CELULOSA DEL PAPEL DIELECTRICO.

COMPATIBLE CON OTROS FLUIDOS DIELECTRICOS MINERALES.



OBTENCION DEL ACEITE



TRAFO

Lastiva



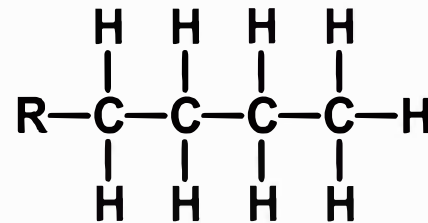
REFINACION DEL ACEITE

1. Refinado.
2. Destilación.
3. Desparafinación.
4. Extracción.
5. Tratamiento con arcilla ácida.
6. Hidrogenación.

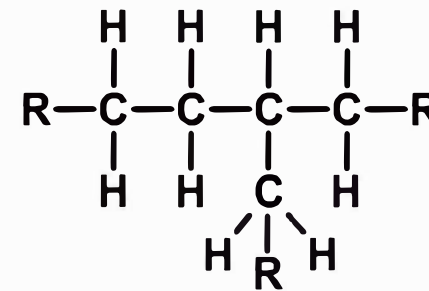
Composición Típica de Aceites Aislantes

MEZCLA COMPLEJA > 3000 COMPUESTOS

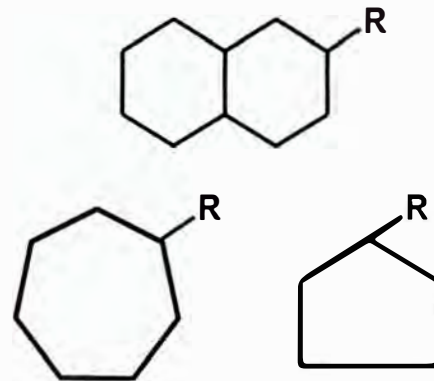
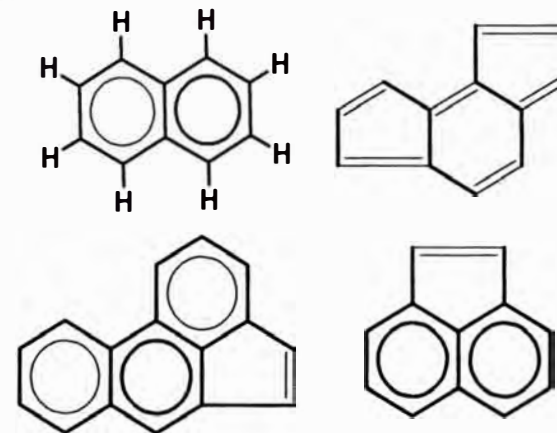
C16 - C22



PARAFINAS



ISOPARAFINAS

NAFTENOS
(CICLOPARAFINAS)

AROMÁTICOS

TRAFO
Latina



INHIBIDORES SINTETICOS CONTRA LA OXIDACION

2,6- Diterbutil Fenol (DBP)

**2,6 -Diterbutil Paracresol
(DBPC)**





Composición Típica de Aceites Aislantes

Base Parafínica → 35-40%

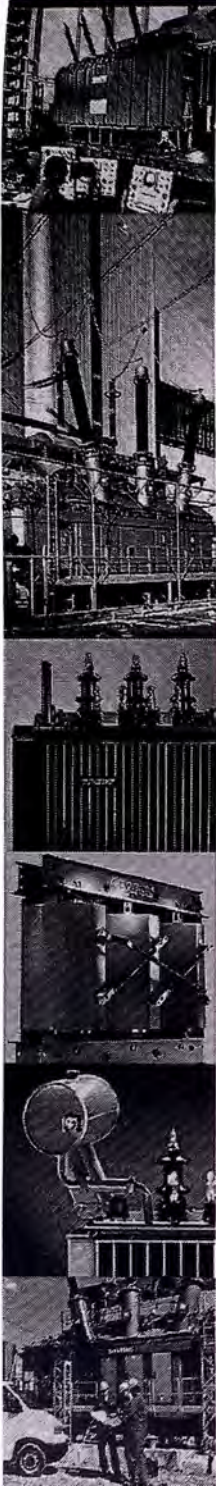
Base Nafténica → 50-60%

Base Aromática (Inhibidor Natural) → 4-8%

Inhibidor Sintético
(DBP, DBPC) → 0.08% T1

0.3% T2

ASTM D-3487





CLASES DE ACEITES DIELECTRICOS

Según la norma ASTM, estos se clasifican así:

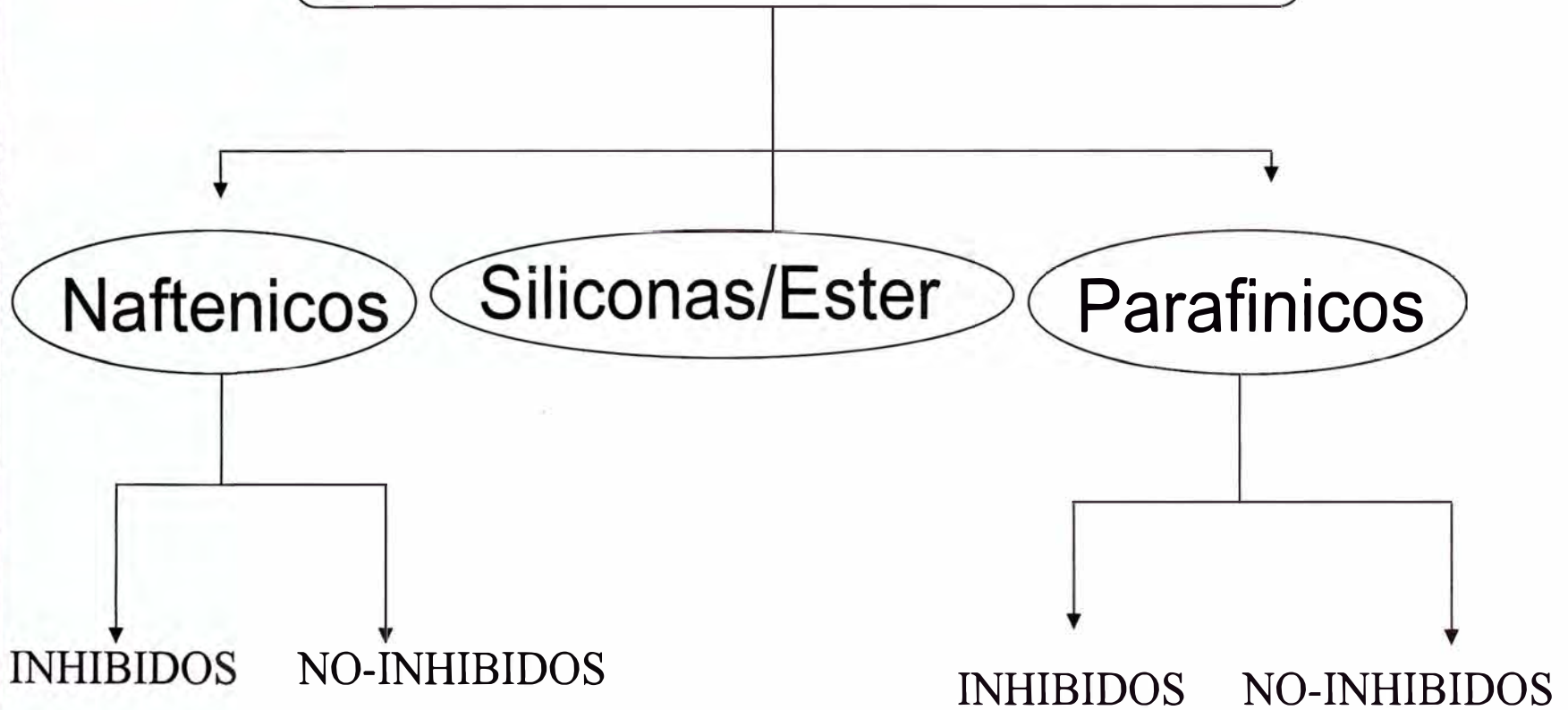
Tipo 1 Aceite dieléctrico sin Inhibidor

Tipo 2 Aceite dieléctrico con Inhibidor.





ACEITES DIELECTRICOS





FUNCIONES DEL ACEITE

- Medio aislante y refrigerante por naturaleza para Partes activas de Transformadores
- Dispersar el calor producido por el transformador
- Aislar las partes energizadas
- Conservar las partes metálicas dentro del transformador libres de oxidación



MECANISMO DE OXIDACION DEL ACEITE



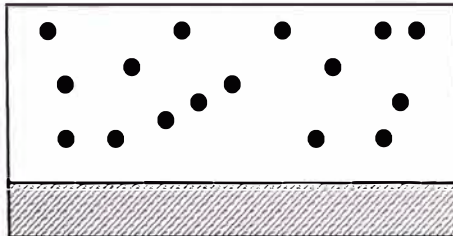
Reacciones del Hidroperoxido:



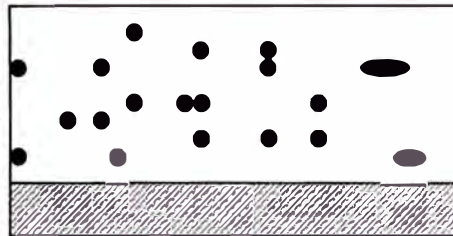
$R^* = \text{RADICAL} = \text{Molécula Activada}$



FORMACION DE LODO



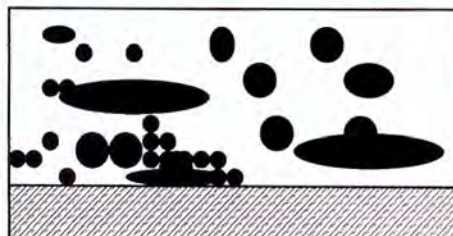
Por oxidación natural de los hidrocarburos se forman peróxidos y esterés, con moléculas de 0,03 micrones de diámetro medio.



Los peróxidos y esterés se polimerizan e hidratan y forman complejos moleculares con diámetro medio de 0,03 a 0,05 micrones.

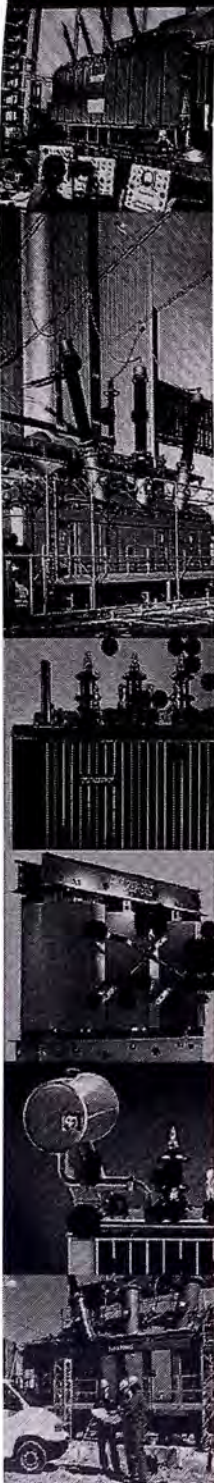


Los complejos moleculares se aglomeran y forman "partículas sólidas", con diámetro medio hasta de 1,5 micrones.



Las partículas sólidas, al aglomerarse, precipitan, se adhieren a las paredes del equipo y forman el "lodo del transformador".

TRAFEO
Latina





Factores básicos del deterioro del aceite aislante:

Hidrocarburos
inestables en
el aceite

+ O_2

+ Catalizadores
(H₂O el mayor)

+ Aceleradores

↓
Productos de oxidación





Factores básicos del deterioro del aceite aislante: O_2

- Es imposible remover todo el O_2 , al menos queda un 0,25%.
- Es el gas de mayor solubilidad en el aceite (16%), y por ende el de mayor afinidad con el mismo.
- La degradación del papel también suministra O_2 .

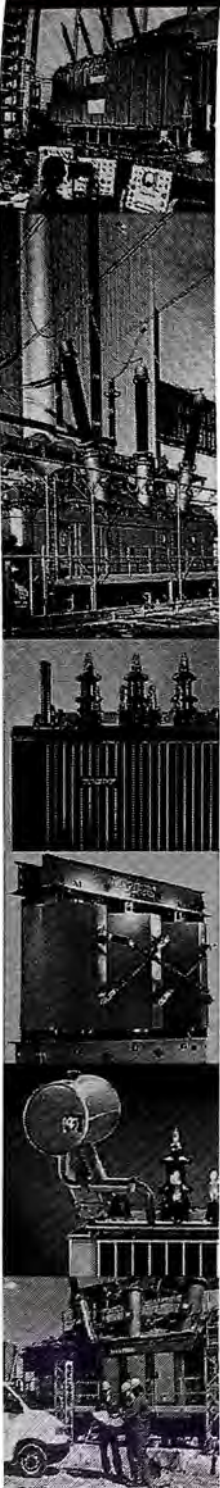




Factores básicos del deterioro del aceite aislante: Catalizadores

- El H₂O el principal
- Cobre
- Hierro

Nota: La actividad del cobre y el hierro como catalizadores se incrementa proporcionalmente a la cantidad de agua presente.





Factores básicos del deterioro del aceite aislante: Aceleradores

- El calor: O_2 : Se combina con el aceite a $75^{\circ}C$ en aprox. 15 días, a $50^{\circ}C$ en varios meses.
- Vibraciones y shocks eléctricos.
- Esfuerzos eléctricos





El lodo: fase terminal del proceso

- Sustancia resinosa, parcialmente conductora, moderadamente soluble en el aceite (a punto de anilina).
 - Disminuye el aislamiento
 - El transformador pierde capacidad de sobrecarga.
 - Depósitos de lodo etre 1/8" y 1/4 " de espesor pueden aumentar la temperatura de operación del transformador entre 10°C y 15°C
- Depotenciación del transformador

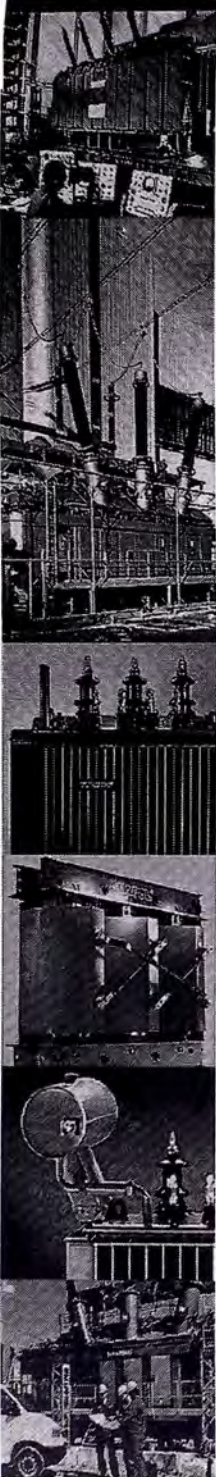




Mecánica de oxidación y formación de lodos según ASTM

- Formación de productos de oxidación solubles en el aceite.
- El cambio de productos de oxidación solubles a componentes insolubles.

Nota: El lodo se precipita primero en las partes frías y luego en las partes calientes del transformador. Su formación es periódica, o continua.





Degradación del aceite: la celulosa lleva la peor parte

- Cuando se forman los peróxidos en el aceite aislante se inicia una reacción en cadena.
- La celulosa reacciona con dichos peróxidos formando oxixelulosa: quebradiza y de baja resistencia mecánica.
- Los ácidos de bajo peso molecular son más intensamente absorbidos por la celulosa en las primeras etapas.



ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICOS.

Mediante el análisis Físico Químico del aceite se determina el estado del Equipo.

El aceite transmite información sobre las superficies aisladas, arrastrando las partículas de desgaste de la zona de contacto, proporcionando una valiosísima información sobre las partes internas del transformador..





Pruebas de control realizadas

ASTM D 3487

- Físicas

Punto de anilina, Color, Punto de inflamación, Tensión interfacial, Punto de fluidez, gravedad específica, viscosidad, Inspección visual.





Pruebas de control realizadas

ASTM D 3487

- Eléctricas

Rigidez dieléctrica, Factor de potencia,
Tendencia al gaseo.





Pruebas de control realizadas

ASTM D 3487

- Químicas

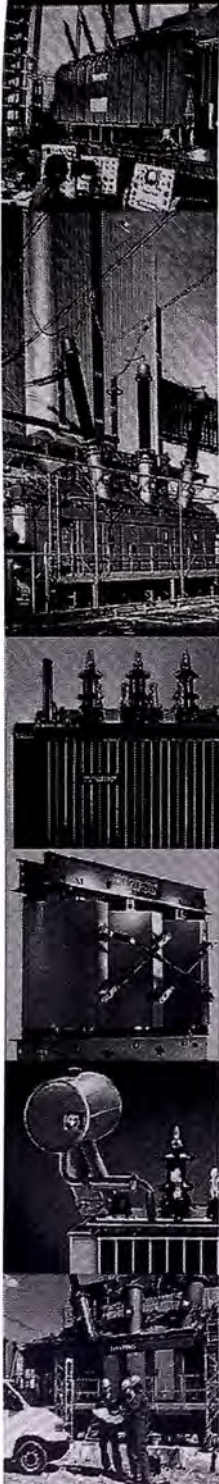
Estabilidad a la oxidación, Contenido de Inhibidor, Azufre corrosivo, contenido de Agua, Numero de neutralización, Contenido de PCB's.





PUNTO DE ANILINA

Es la temperatura mínima a la cual un volumen dado de anilina se disuelve, en un volumen igual de aceite, INDICA que TAN SOLVENTE es un aceite, mientras mayor sea el punto de Anilina, menor será la cantidad de aromáticos y Viceversa. La prueba mostrará el contenido de hidrocarburos aromáticos en el aceite, ya que en ellos se disuelve la anilina, mientras que en aceites nafténicos ó parafínicos solo se disuelve calentando la mezcla.



COLOR

El valor del color se obtiene mediante la comparación de la luz transmitida a través de una muestra de aceite y la transmitida a través de un vidrio de color estandarizado en una escala de colores que vá desde 0,5 a 8 según ASTM D-1500

La coloración en un aceite nuevo es la indicación de su grado de refinación, indicando que el hidrocarburo predominante. Así por ejemplo las fracciones parafínica ó Isoparafínicas son blancas transparentes, color Agua. Las nafténicas varían de color amarillo claro a amarillo verdoso. Cuando la norma fija el valor 0,5 para determinar aceites nuevos para transformador está buscando que predominen las bases nafténicas.

No se ha establecido relación entre el color y las propiedades fisicoquímicas del aceite, PERO AYUDA A ESTABLECER SOSPECHA CUANDO EL CAMBIO ES ACELERADO

TRAFO

Latina





PUNTO DE INFLAMACION

Temperatura a la cual el aceite debe ser calentado, para que produzca la suficiente cantidad de gas para formar una mezcla inflamable con el aire, depende de la naturaleza del aceite y del método de refinación; encontrándose que las bases parafínicas poseen mayor punto de inflamación

Esta relacionado con la viscosidad, y por tanto de la capacidad refrigerante del aceite.

Un valor aceptado del punto de inflamación se encuentra entre 140 a 145 °C.

Puntos de Inflamación bajos, indican la presencia de combustibles volátiles, que aumentan los riesgos de incendio y explosión

TRAFU

Latina



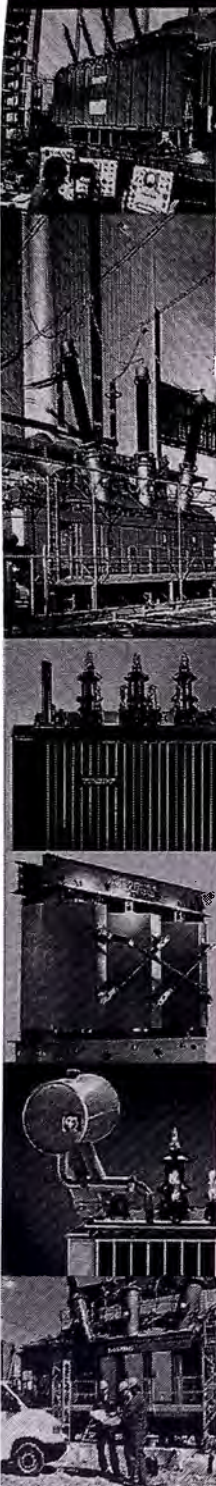
TENSION INTERFACIAL

Es un fenómeno fisicoquímico resultado de las fuerzas de atracción y cohesión entre las moléculas de un líquido

En la interfase ó superficie de contacto entre dos líquidos insolubles, ocurre una interacción molecular que disminuye la tensión interfacial de los dos líquidos.

Algunas sustancias llamadas tensoactivas, son solubles tanto en agua como en aceite, y pueden cambiar las propiedades de este último haciéndolo más conductor y ocasionándole una descomposición natural más acelerada.

NORMA ASTM D-971 40dynas/cm.



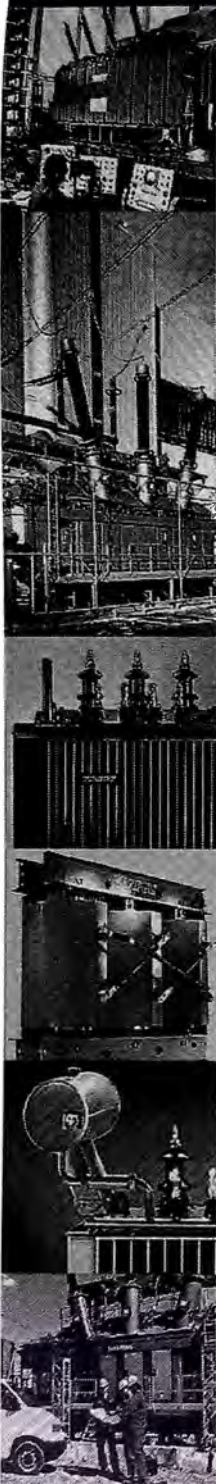


PUNTO DE FLUIDEZ

Es la temperatura a la cual el aceite se solidifica y deja de fluir, dependiendo de la composición del aceite varía con la temperatura.

Dependiendo del país donde se utilice el transformador, se escoge el punto de fluidez.

Norma ASTM D-97 -40°C





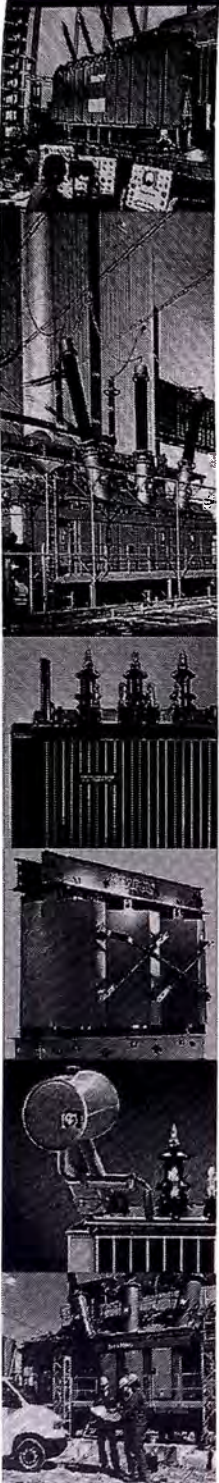
GRAVEDAD ESPECIFICA

Relación entre pesos y volúmenes iguales de aceite y agua como patrón de comparación, para 15°C/15°C y factores de corrección por presión atmosférica.

VISCOSIDAD

Propiedad de los líquidos, y consiste en la resistencia que opone a fluir de manera continua y Uniforme

Factor principal para facilitar el flujo de calor por convección, por lo tanto al aumentar la viscosidad disminuye la capacidad refrigerante del aceite.

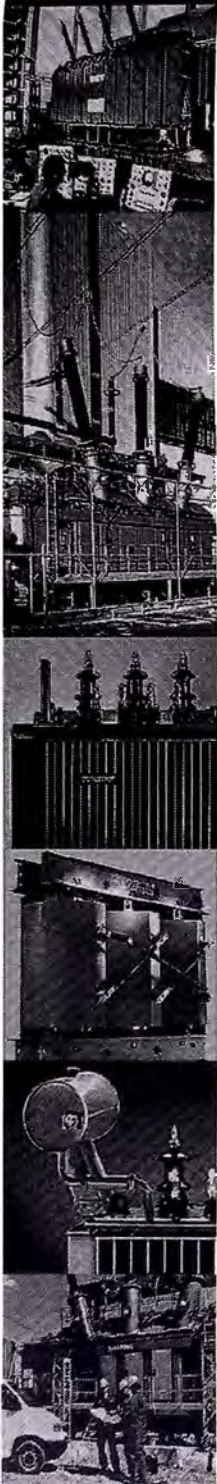




RIGIDEZ DIELECTRICA

Es el valor de la diferencia de Potencial máxima aplicada entre dos electrodos sumergidos en aceite, separados una distancia determinada antes de que ocurra un arco entre ellos.

Es una de las pruebas más fáciles de hacer y que se debe realizar en sitio antes de hacer el llenado de aceite, refleja la resistencia del aceite al paso de la corriente, cuando esta se ha reducido de su valor normal, indica la presencia de partículas polares conductoras y especialmente la presencia de agua disuelta en el aceite.

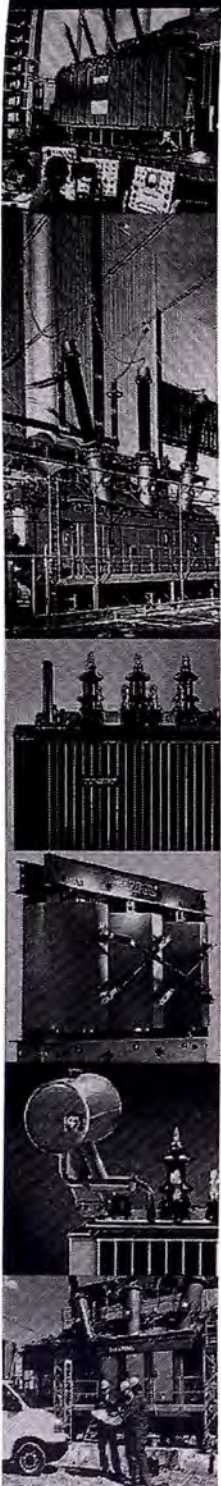




FACTOR DE POTENCIA

En la prueba hecha al aceite representa las pérdidas del aceite con respecto a la potencia aplicada, estas pérdidas se disiparán en el aceite como calor, y se deben a compuestos polares del aceite que causan aumentos de temperatura.

NORMA ASTM D-924 0.05%, 0.30%

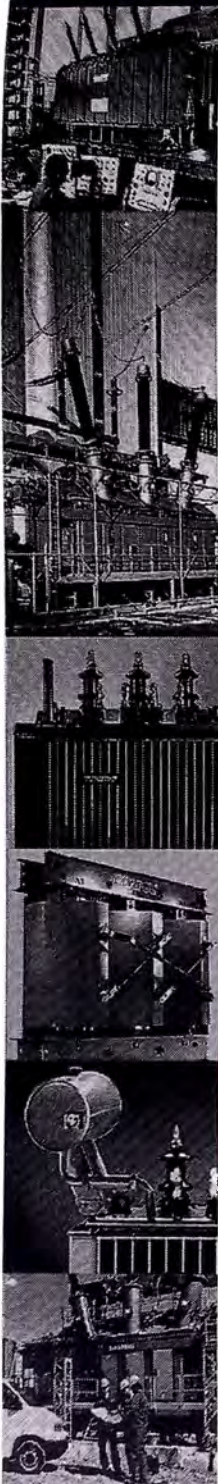




AZUFRE CORROSIVO

El petróleo natural contiene normalmente azufre, durante la fabricación del aceite aislante se retira mediante un proceso llamado desulfuración, pero generalmente queda una cantidad pequeña en el aceite.

Con la prueba se determina la cantidad de compuestos de azufre que reaccionan con el cobre y la plata a temperaturas mayores de 140°C, además de corroer estos materiales forma iones libres altamente conductores que modifican las propiedades del aceite.



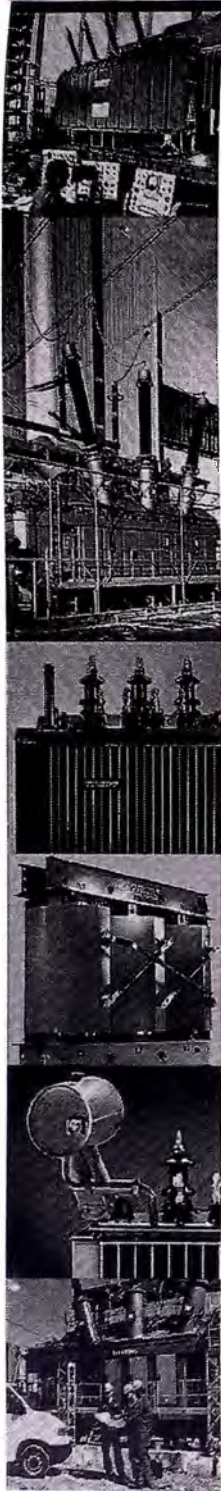


NUMERO DE NEUTRALIZACION

Es el número de miligramos de hidróxido de Potasio (KOH), necesario para neutralizar el ácido contenido en un gramo de aceite

Cuando un aceite se oxida en agua, los productos de esta reacción son de naturaleza ácida, por lo tanto el número de neutralización es una medida de la cantidad de ácidos orgánicos formados en el aceite durante su tiempo de servicio.

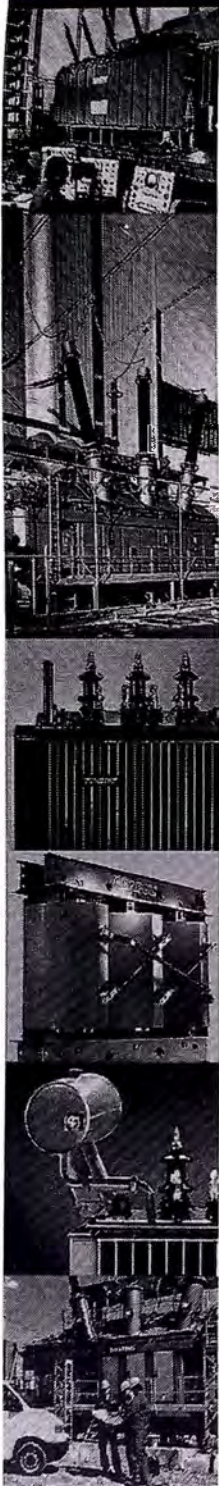
En los aceites para Transformadores es un requisito indispensable que sean neutros, ya que la presencia de ácidos en el mismo supone mayor polaridad y la posibilidad de que sea corrosivo.





CONTENIDO DE AGUA

El contenido de agua en el aceite de transformador proporciona una indicación sobre el contenido de agua en el material de papel. Un nivel demasiado alto de agua en el aceite denota que el papel también tiene gran cantidad de agua; ello afectará al envejecimiento del papel, es decir, provocará la descomposición de sus fibras, lo cual ocasiona daños irreversibles que pueden conducir a una descarga eléctrica en el transformador.





CONTENIDO DE PARTÍCULAS

Las partículas interactúan con el agua, reduciendo la tensión de ruptura eléctrica.

Se hallan presentes en el entorno ambiental del aceite cuando este es almacenado, transportado o cargado en un transformador.

Las partículas son extraídas al filtrarlas a través de filtros de partículas.



TENDENCIA A LA GASIFICACION

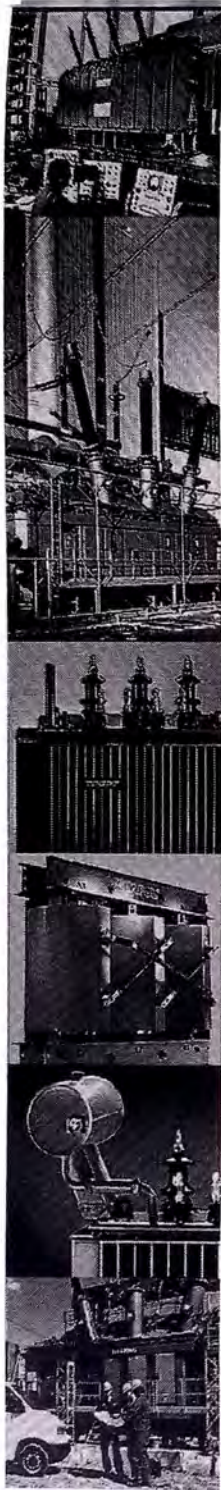
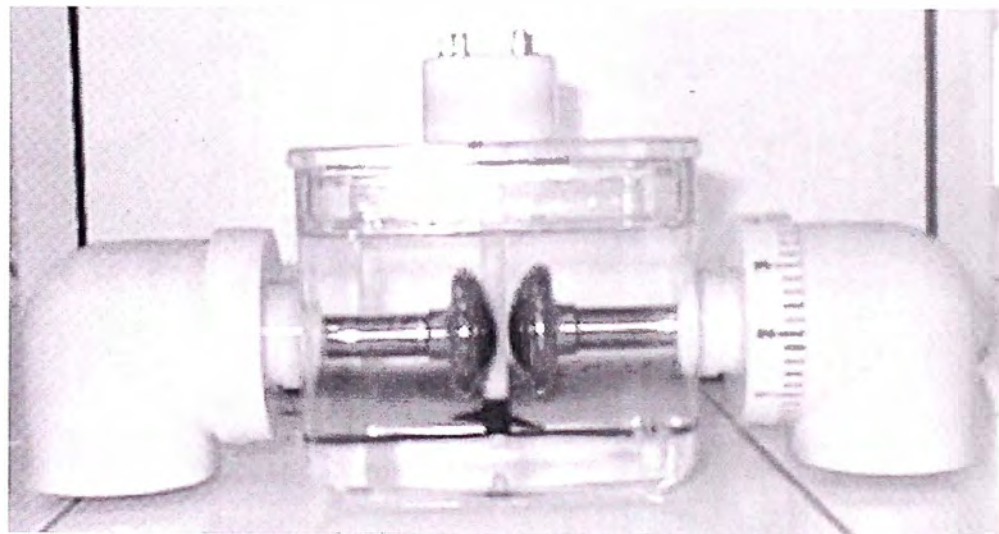
Un aceite de transformador siempre sufre una determinada gasificación cuando es expuesto a descargas parciales. Esto se debe a que algunas moléculas registran una gran subida de su nivel energético y desprenden fragmentos. Los fragmentos encontrados en el aceite son H_2 . CH_4 .





Pruebas de control realizadas

- Rigidez dieléctrica ASTM D 1816 y VDE 0370





Pruebas de control realizadas

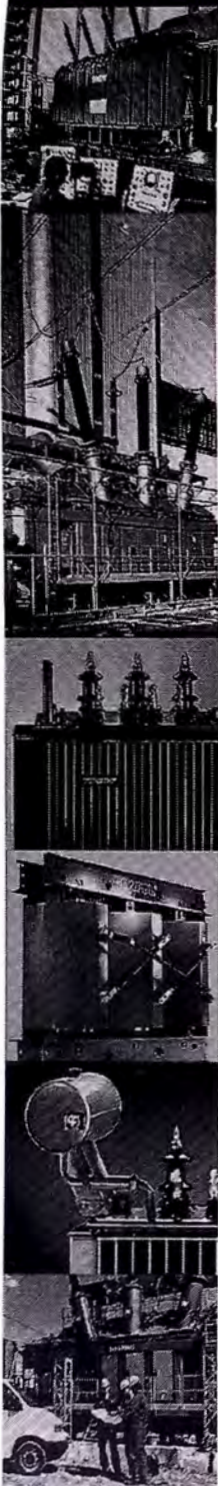
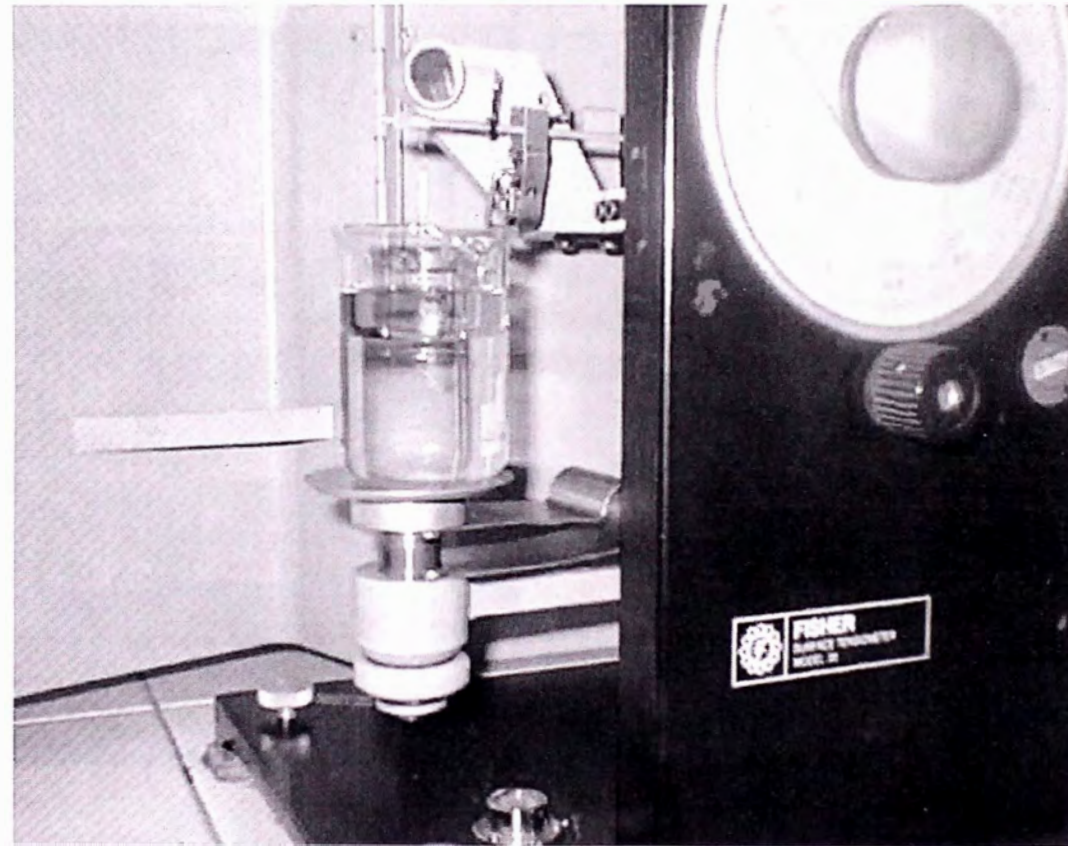
Contenido de Agua ASTM D 1533.





Pruebas de control realizadas

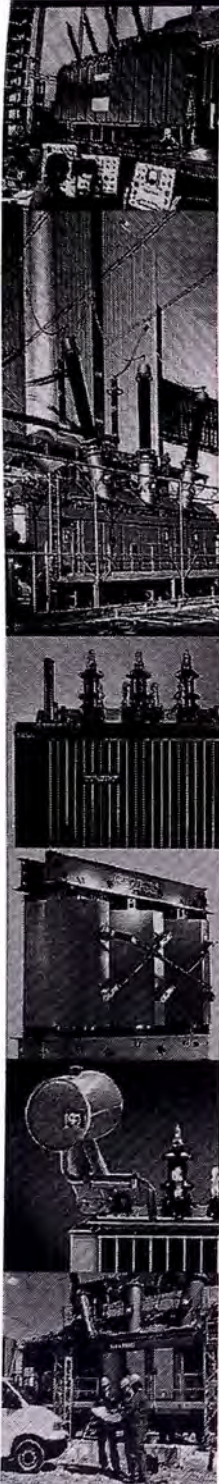
- Tensión interfacial ASTM D 971

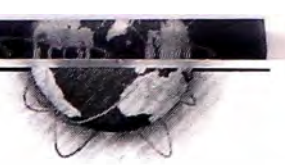




Aceite nuevo vs Aceite usado

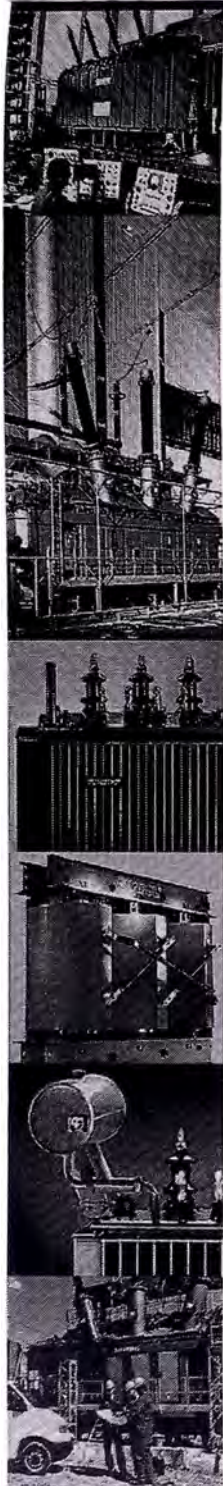
Aceite pierde sus propiedades





MANTENIMIENTO DE LOS ACEITES

Un aceite de transformador contiene información sobre el estado del Transformador. Por ello, analizando el aceite en servicio pueden obtenerse tempranas indicaciones de la degradación del papel, puntos recalentados, averías eléctricas y problemas de contaminación.





FRECUENCIA DE LAS PRUEBAS

Resulta muy difícil emitir recomendaciones generales sobre la frecuencia con que se deberá examinarse un aceite de transformador en servicio.

Cada operador deberá realizar una programación con la frecuencia y el tipo de análisis a realizar.

Se debe tener en cuenta la norma IEC 60422





FRECUENCIA DE LAS INSPECCIONES

La frecuencia de las inspecciones realizadas a un transformador de potencia debe establecerse en base a los siguientes factores:

- Capacidad del equipo.
- Condiciones de operación.
- Importancia del servicio prestado.
- Condiciones del aceite dieléctrico.





PROGRAMA DE INSPECCIONES

El propósito de un programa de mantenimiento preventivo para un transformador de potencia debe estar orientado a lograr la continuidad del servicio eléctrico por el mayor tiempo posible y en las mejores condiciones de operación.

VARIABLES A CONTROLAR:

Temperatura del Transformador.

Calidad del aceite dieléctrico.

Cantidad de los gases producidos.

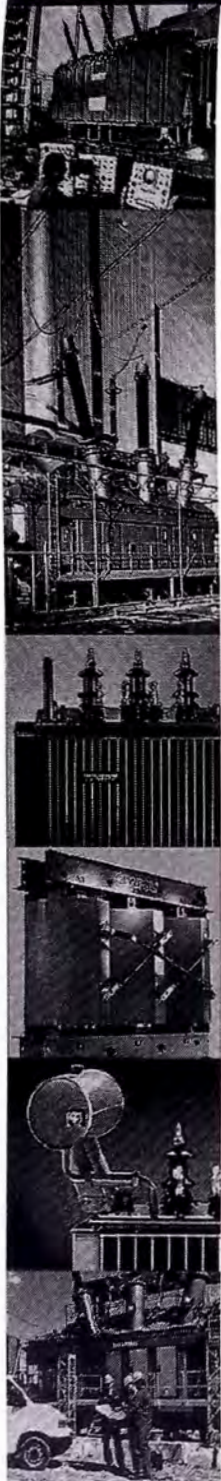




MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia debe orientarse hacia el logro de los objetivos siguientes:

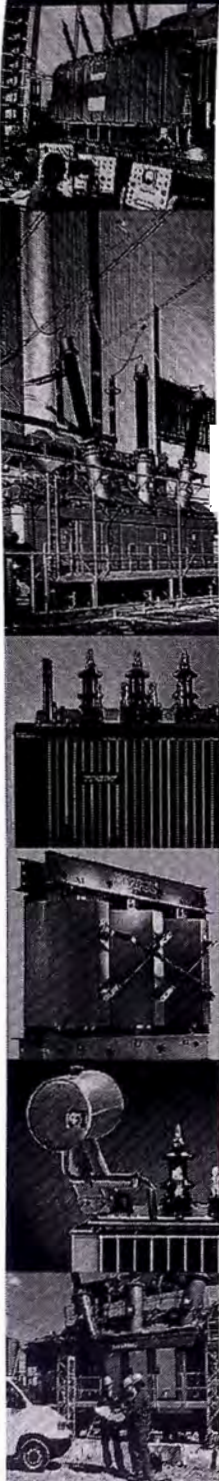
- Mantener la operación eficiente del equipo por el mayor tiempo posible y sin interrupciones imprevistas.
- Prevenir las fallas prematuras del equipo.
- Conservar las inversiones representadas por el transformador y el sistema eléctrico asociado a sus operaciones.





MANTENIMIENTO PREVENTIVO

- Tratamiento al aceite por termovacio y adición de inhibidor.
- Secado del transformador.
- Regeneración o desludificación de aislamientos.
- Regeneración o desludificación de aislamientos con secado.
- Limpieza y reparación del transformador, operación que incluye el desencube del equipo.





TRANSPORTE DE ACEITE DIELECTRICO



POZO PETROLERO



REFINERIA



TANQUE DE ALMACENAMIENTO



BUQUE DE TRANSPORTE



TANQUE DE ALMACENAMIENTO



CARROTANQUE DE TRANSPORTE





TRANSPORTE DE ACEITE DIELECTRICO

Se debe tener en cuenta la normatividad de mercancías peligrosas de la naciones unidad, donde se dan directrices como:

- Rotulado y Etiquetado de embalajes y envases.
- Requisitos generales para el transporte : Disposición de la carga en los vehículos y fijación de contenedores.
- Identificación del vehículo: Rótulos y UN de acuerdo con la normatividad de cada pais..



SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

MONTAJE DE TRANSFORMADORES

Ing. Mauricio Berbeo

SIEMENS S.A

servicio técnico

10/17/2003

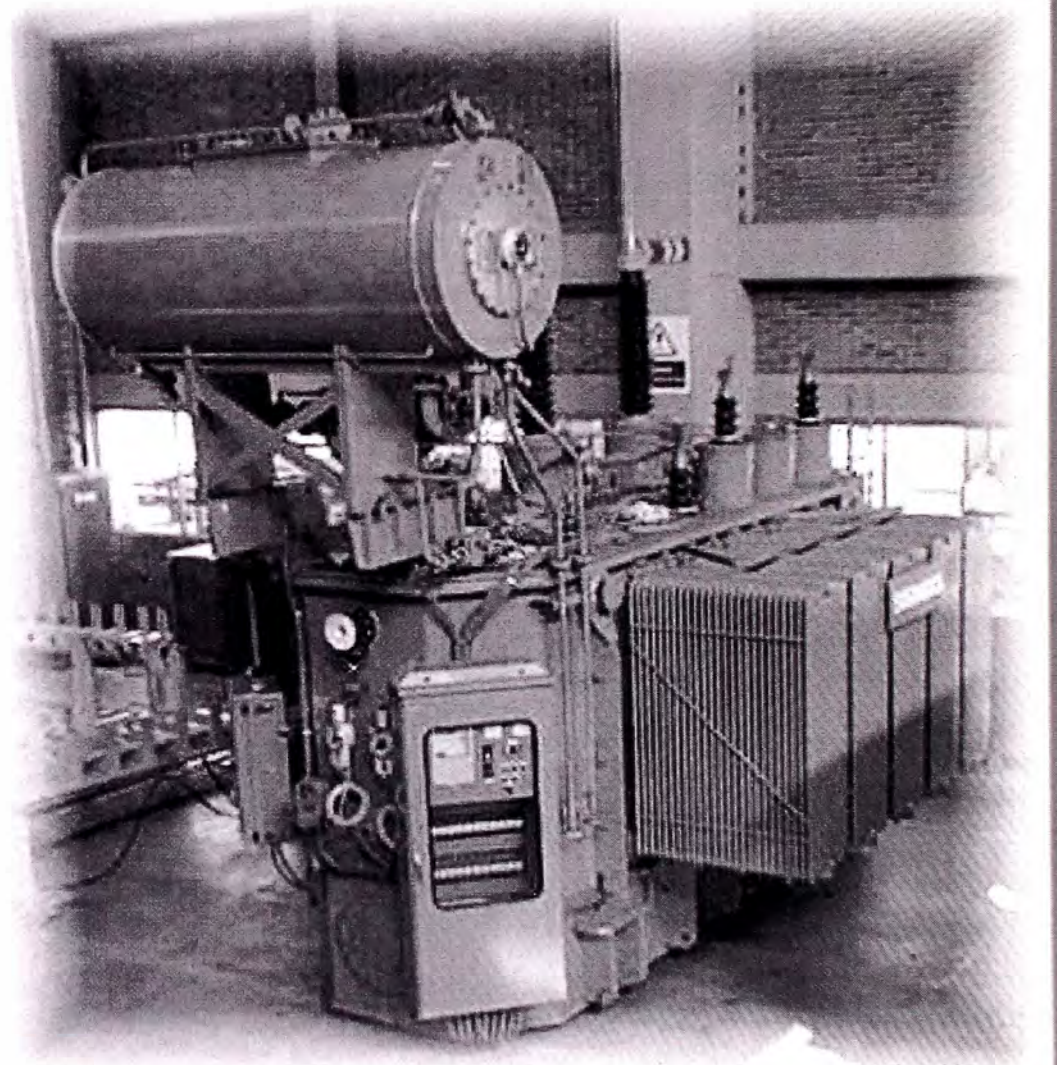
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Objetivos :

- 📄 **Preservación de la Calidad y condiciones de funcionamiento**
- 📄 **Prolongación de la vida útil del equipo**
- 📄 **Uso adecuado de la información contenida en el Manual de Servicio**



10/17/2003

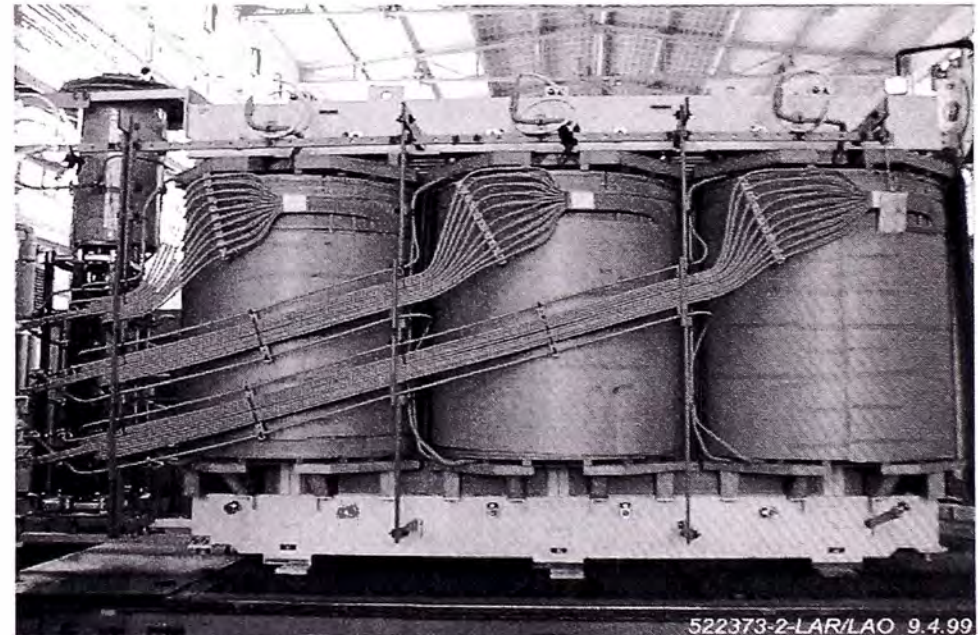
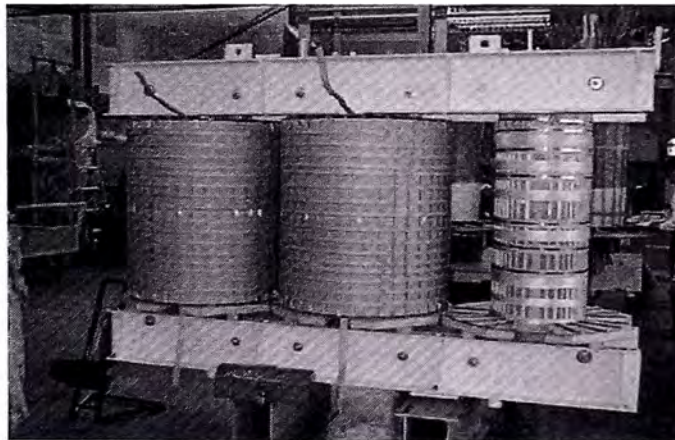
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

la Calidad en fábrica

- En la fábrica se siguen estrictos y controlados procesos para garantizar las condiciones de funcionamiento



10/17/2003

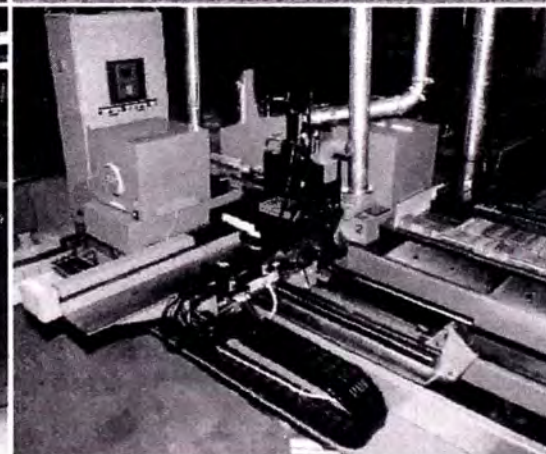
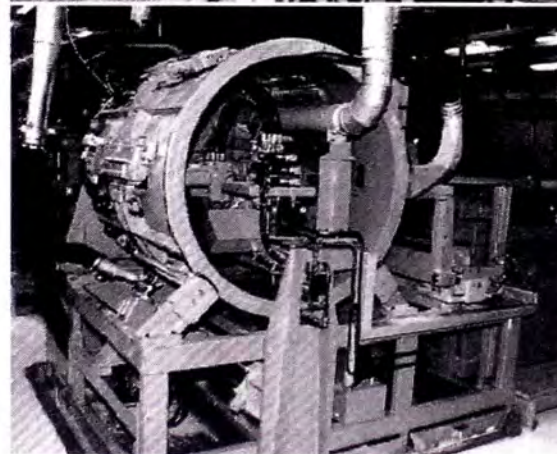
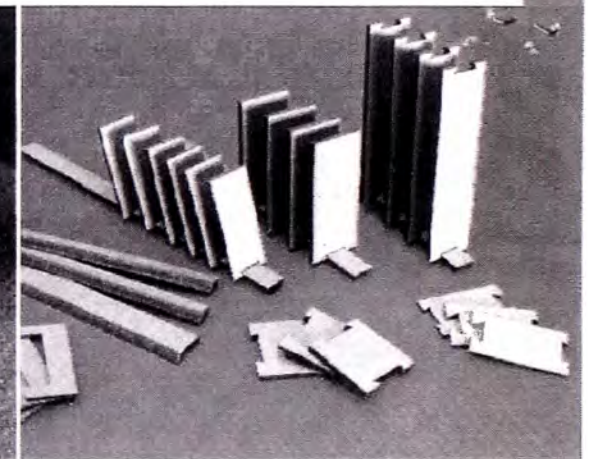
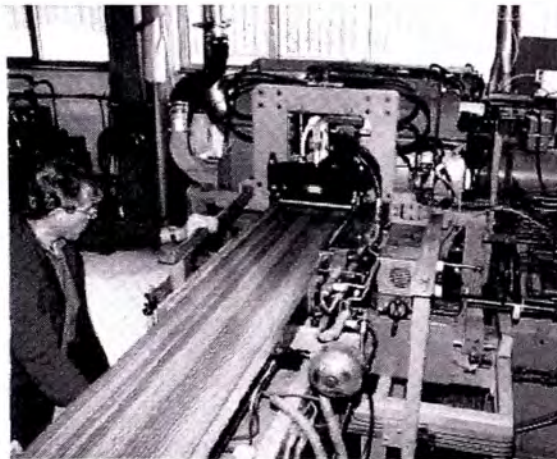
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

la Calidad en fábrica

- Calidad en los materiales



10/17/20

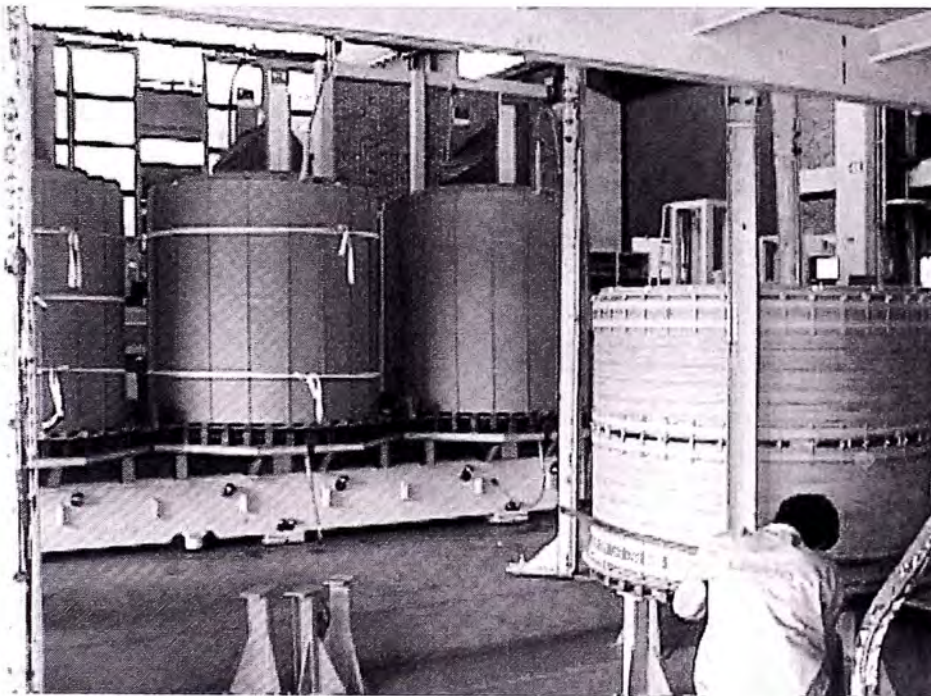
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

la Calidad en fábrica

- Montaje de bobinas y horneado bajo vacío



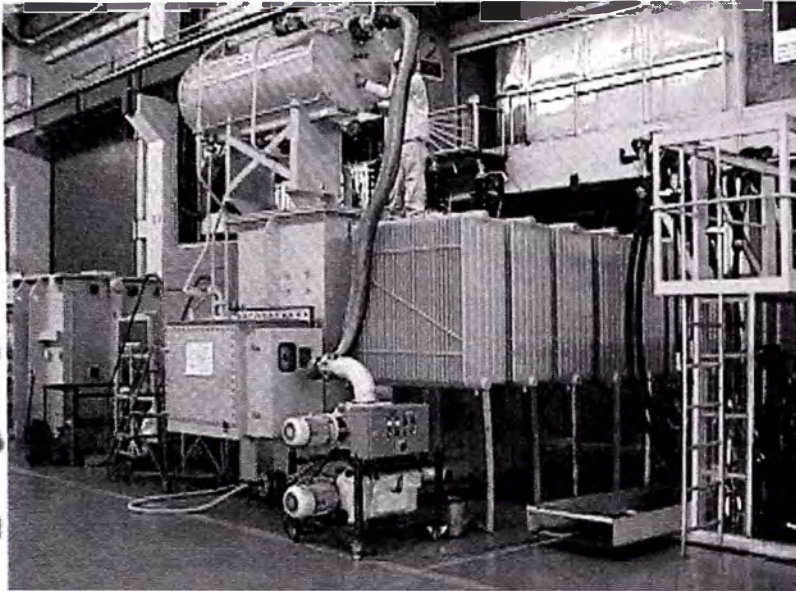
10/17/2003

SIEMENS

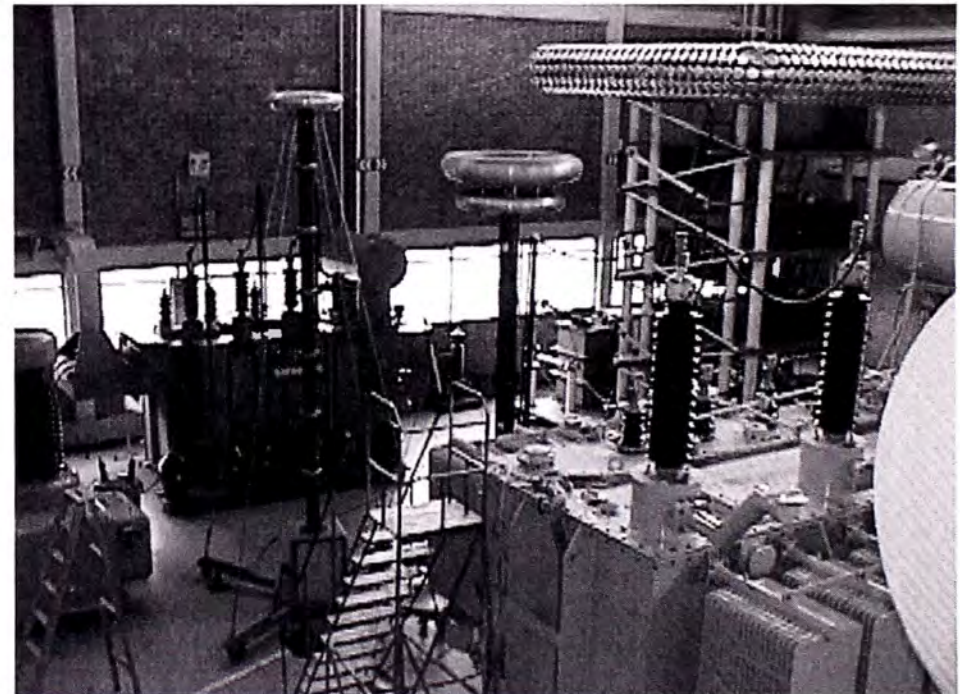
Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

la Calidad en fábrica



- Proceso de vacío



- Pruebas de
alta tensión

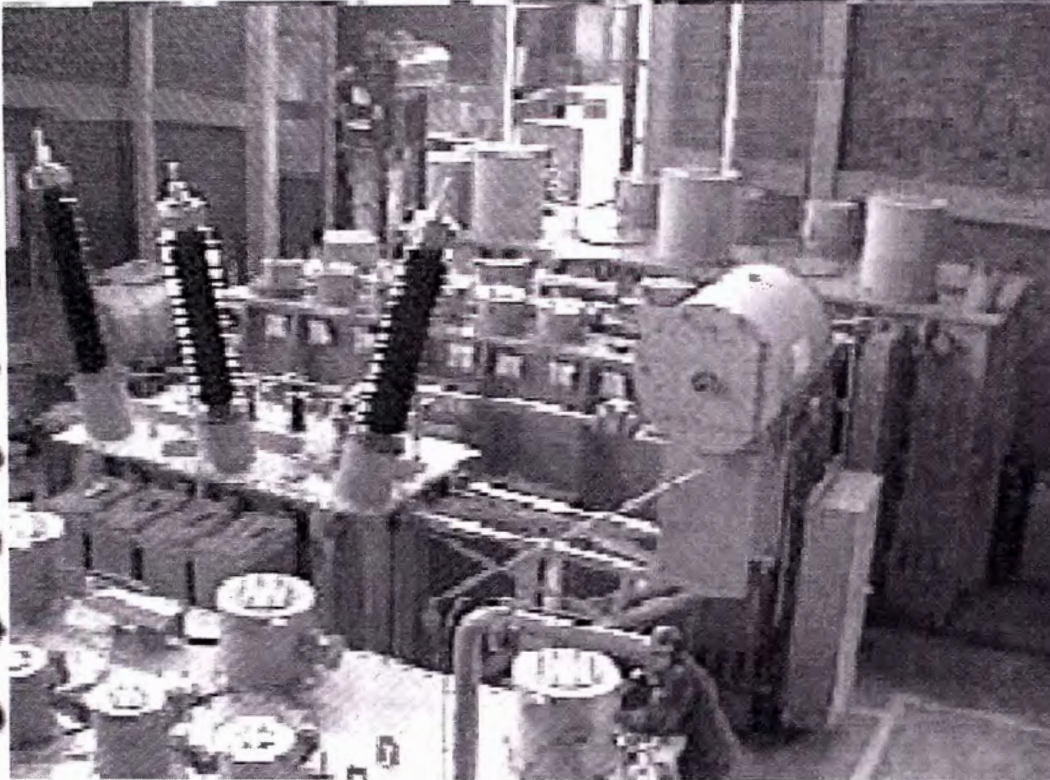
10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

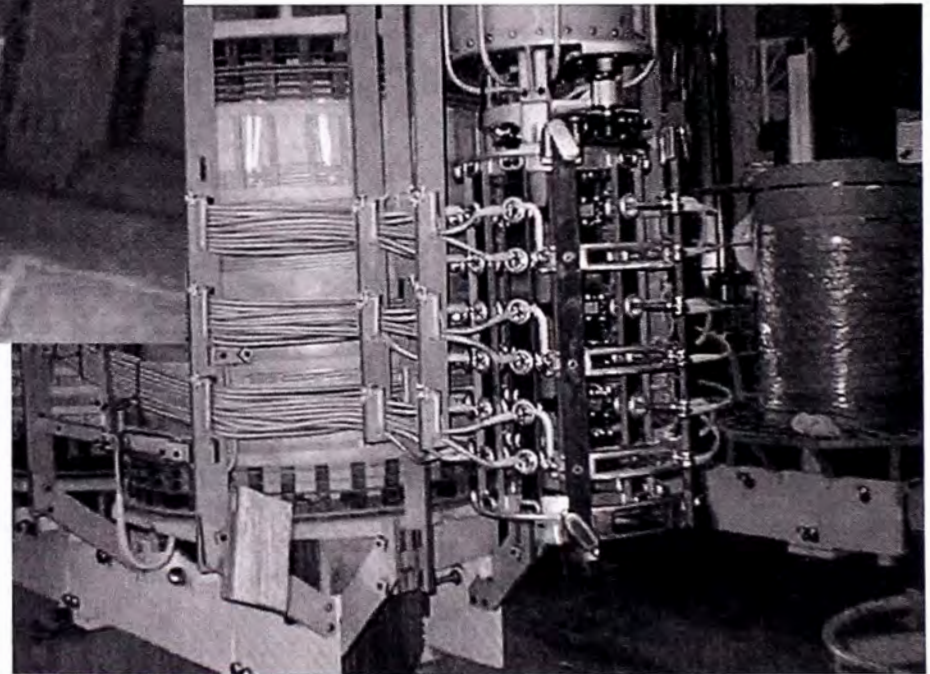
la Calidad en fábrica



Los altos niveles de tensión exigen ambientes controlados

Experiencia y
capacidad

10/17/2003











SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Contenido :

-  Cuidados y precauciones en sitio
-  Revisión del transformador después del transporte
-  Almacenamiento de Transformadores
-  Inspección del transformador
-  Procesos en sitio
-  Accesorios – Manual de Servicio
-  Pruebas
-  Puesta en Servicio

10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Cuidados en Sitio :

- Seguir las normas y procedimientos básicos de trabajo con seguridad.
- Crear conciencia de cómo hacer el trabajo en forma eficaz y segura.
- Aprender a trabajar coordinadamente en equipo.
- Trabajar limpia y ordenadamente.
- Capacitar a los trabajadores en forma rápida y eficaz antes de iniciar un trabajo en sitio, sobretodo cuando se están supervisando labores de montaje y el personal es desconocido.
- Aumentar la capacidad para identificar riesgos.

10/17/2003

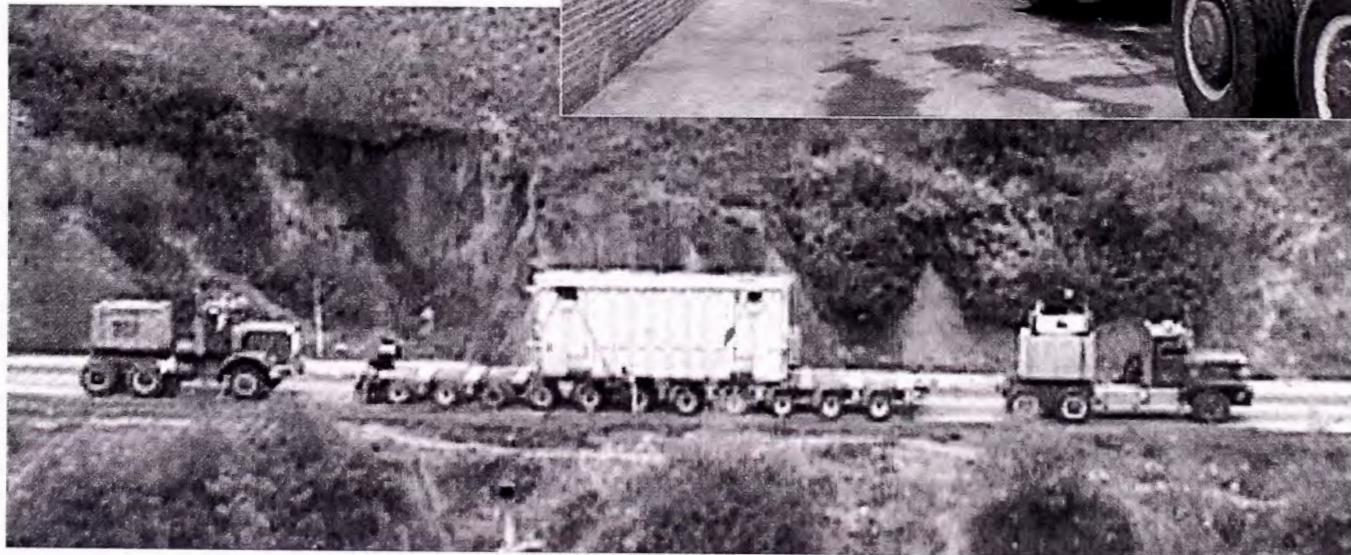
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Riesgos al trabajar en transformadores :

1. Durante el Transporte



10/17/2003

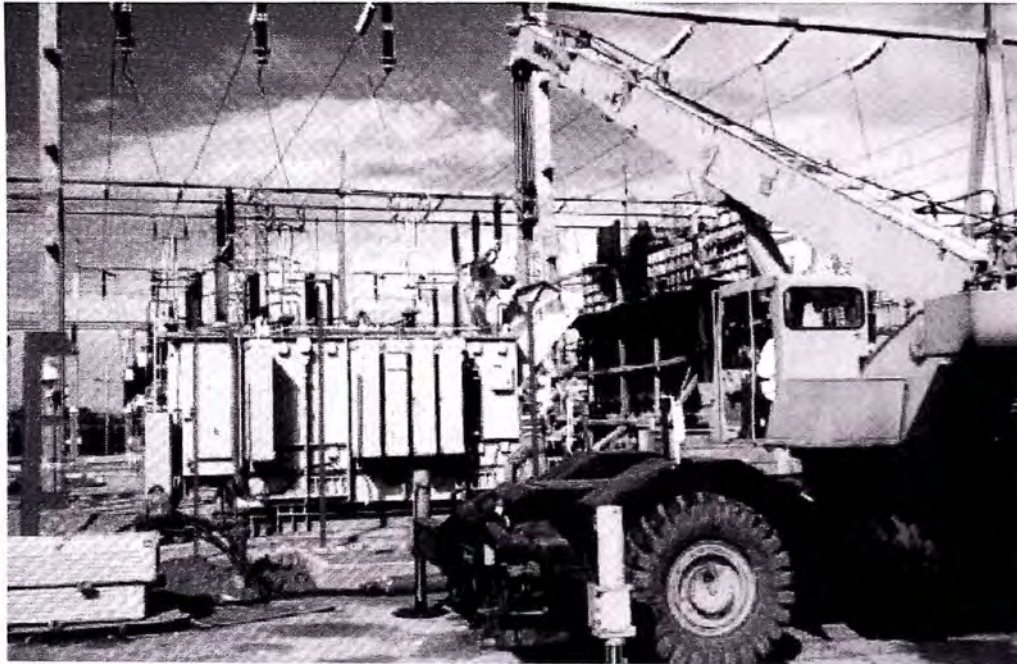
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Riesgos al trabajar en transformadores :

2. Durante los trabajos de Montaje



10/17/2003

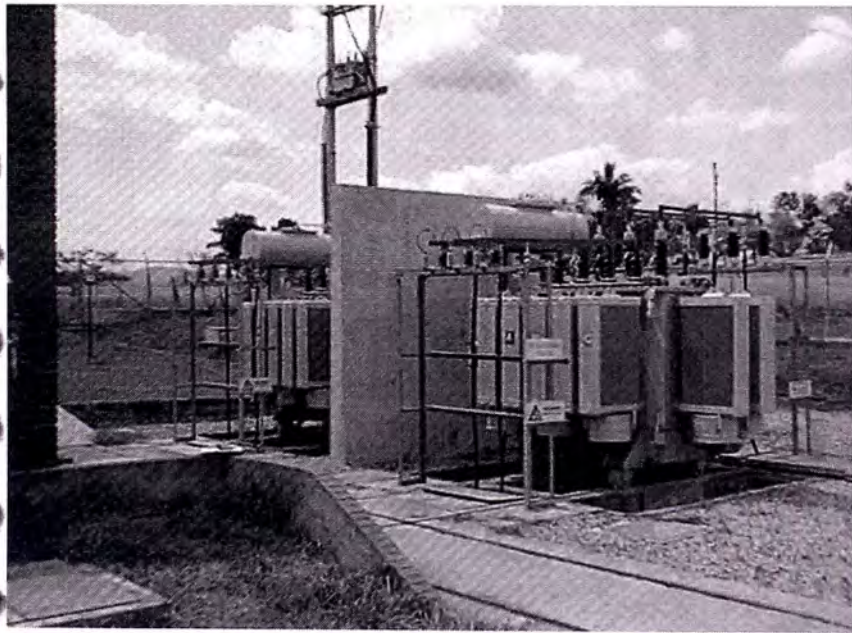
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Riesgos al trabajar en transformadores :

3. A la entrada en Servicio



10/17/2003



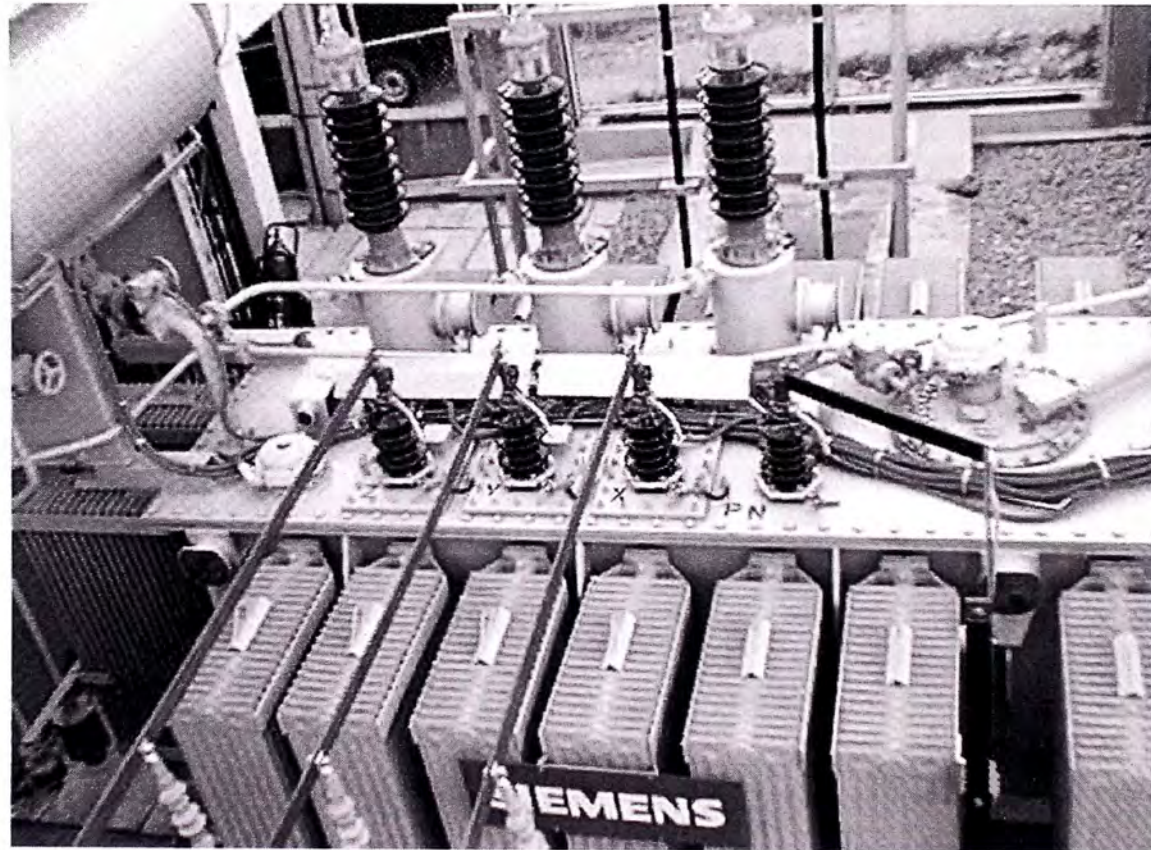
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Riesgos al trabajar en transformadores :

4. Durante los trabajos de Mantenimiento



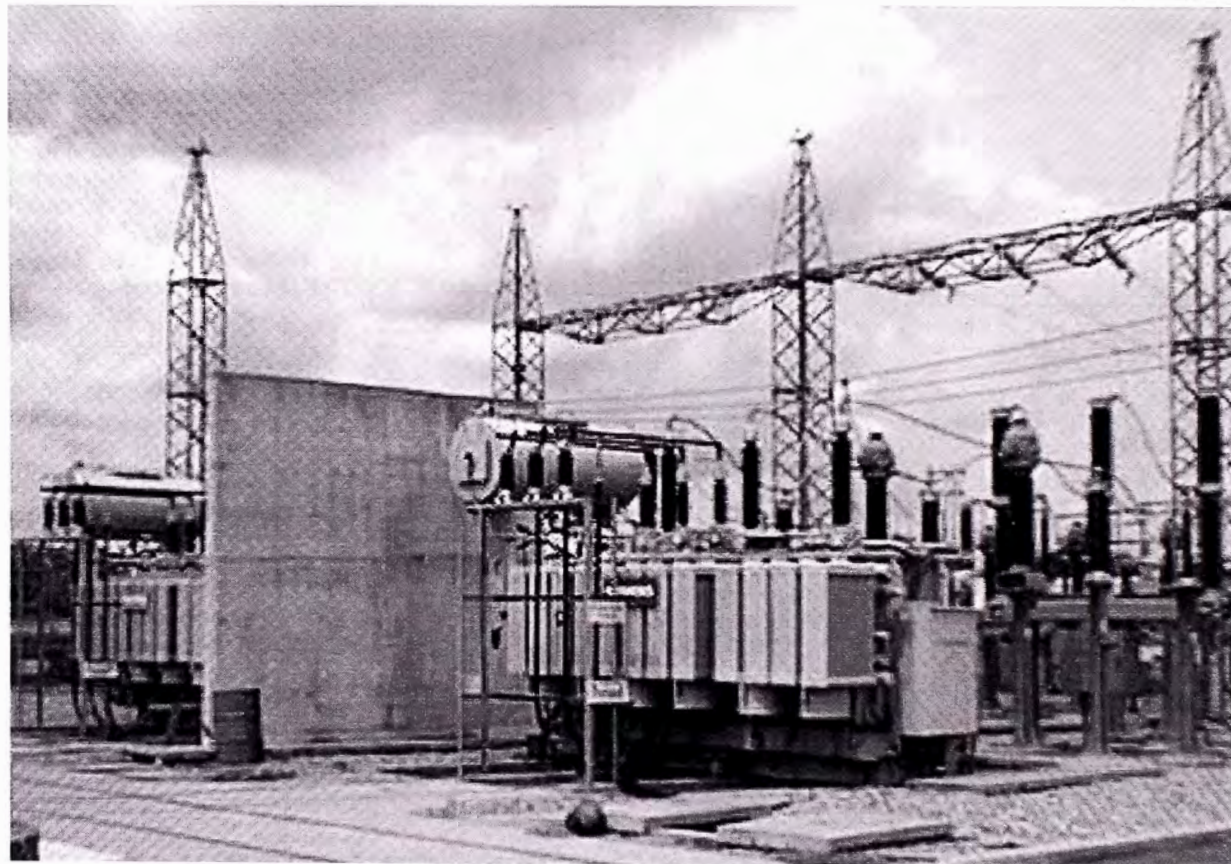
10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Montaje :



Los trabajos en
campo

10/17/2003

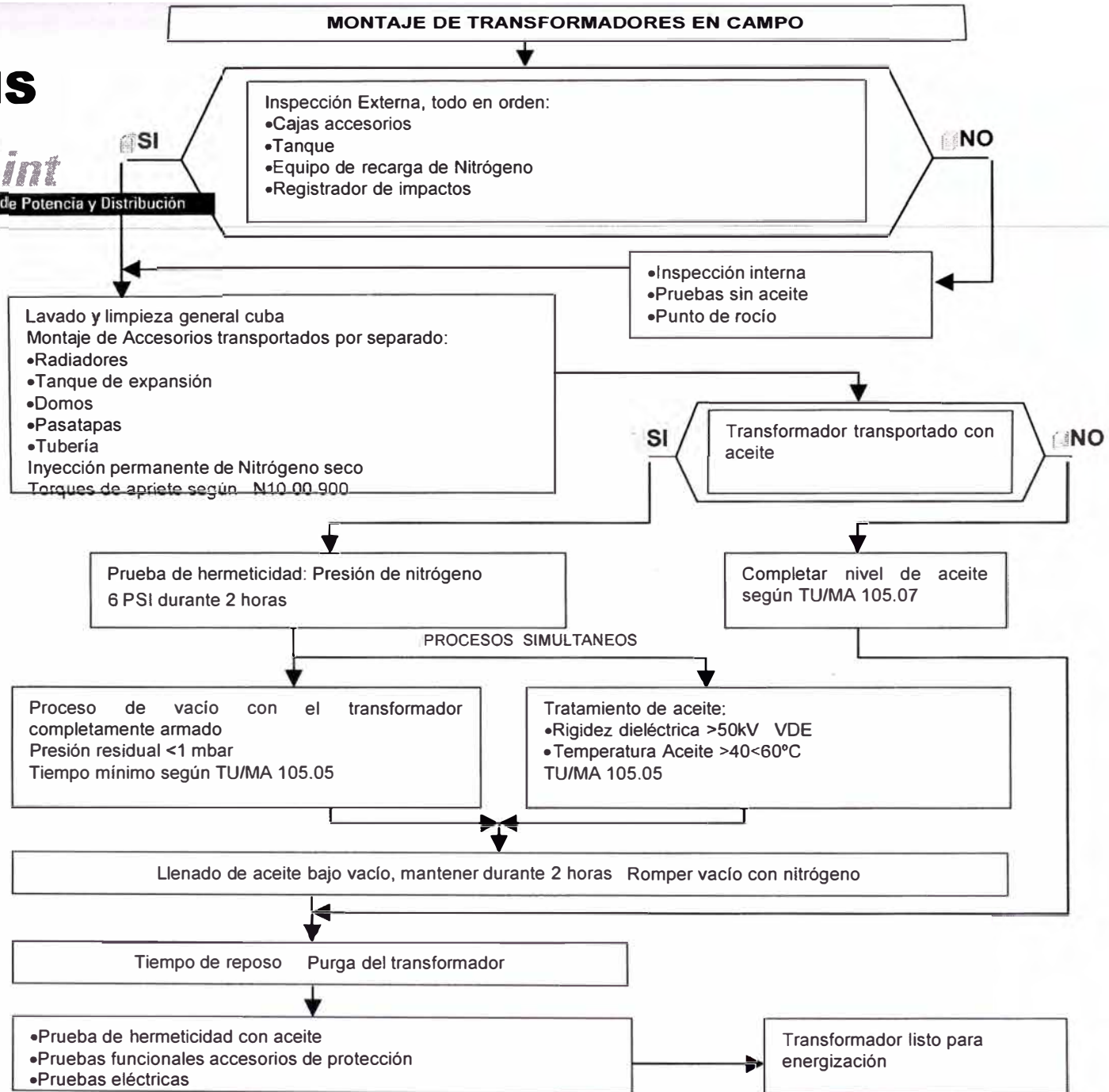
SIEMENS

Power
To the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Cronograma de actividades

10/17/2003

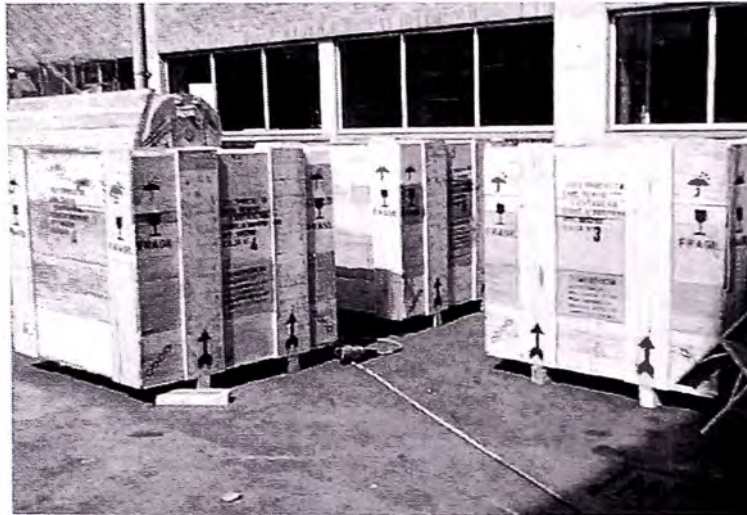


SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

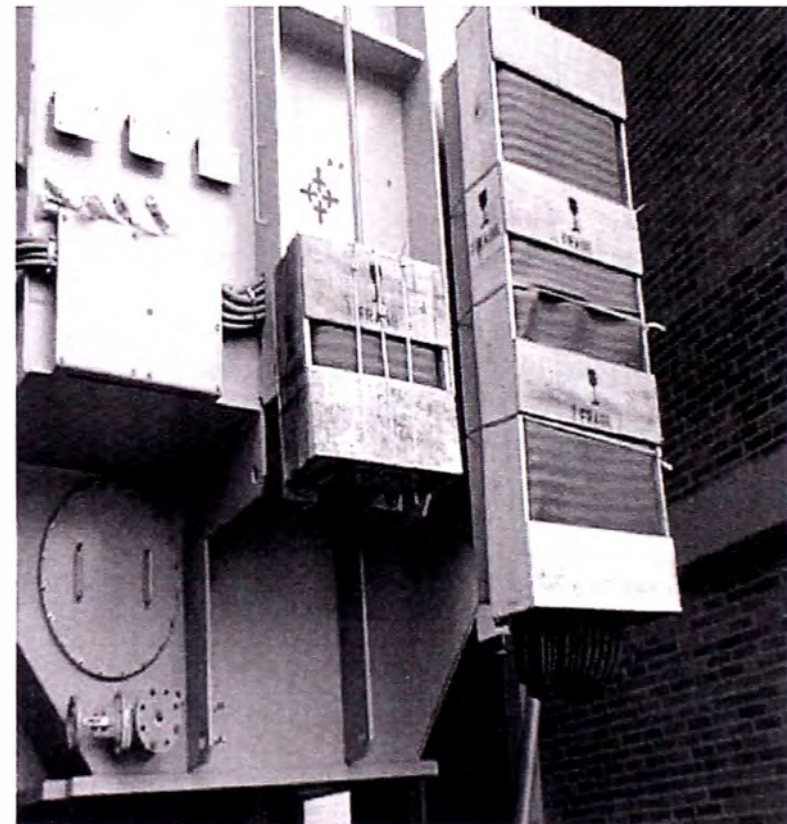
Revisión del transformador después del transporte



Verificación de las cajas con elementos enviados por separado

10/17/2003

Inspección visual externa



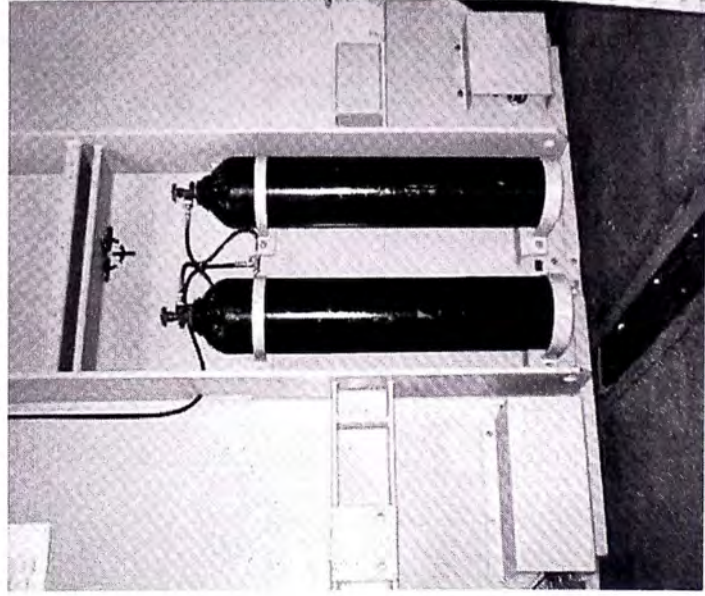
SIEMENS

PowerPoint
to the Point

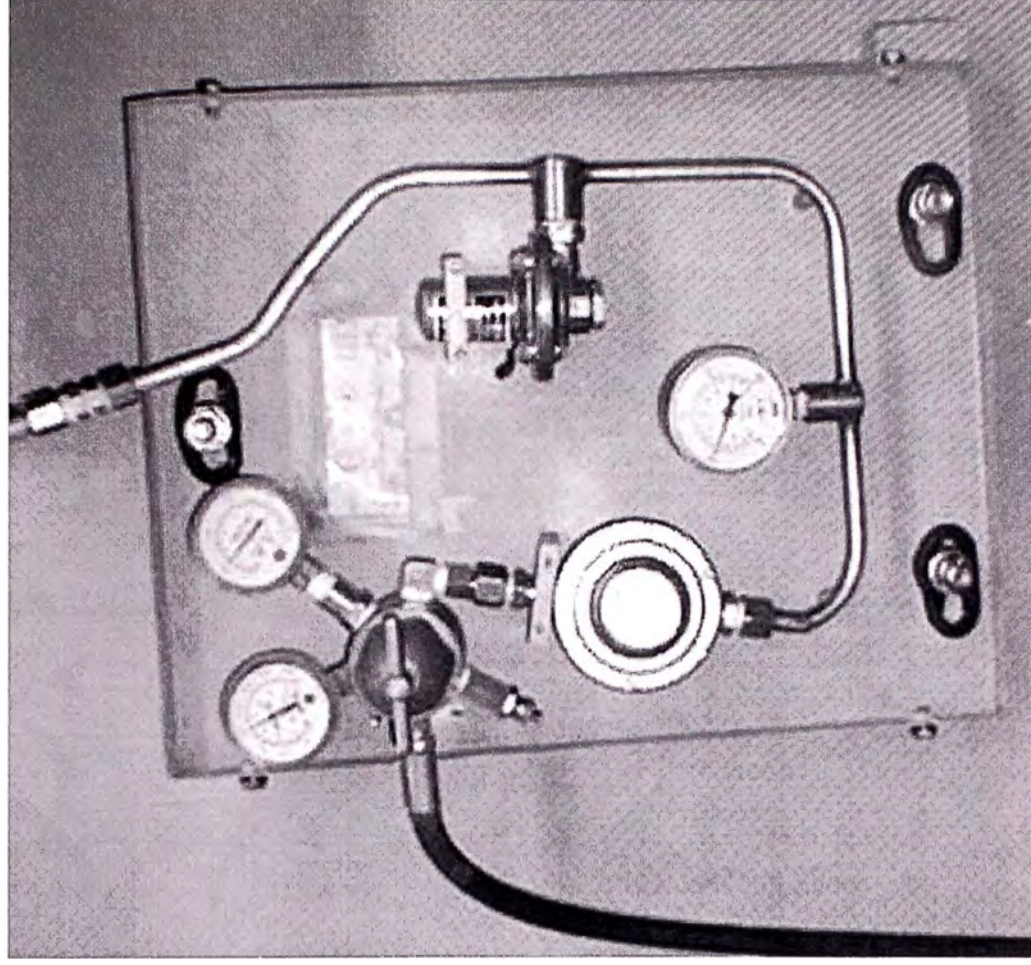
Transformadores de Potencia y Distribución

Revisión del transformador después del transporte

Equipo de recarga de nitrógeno



10/17/2003

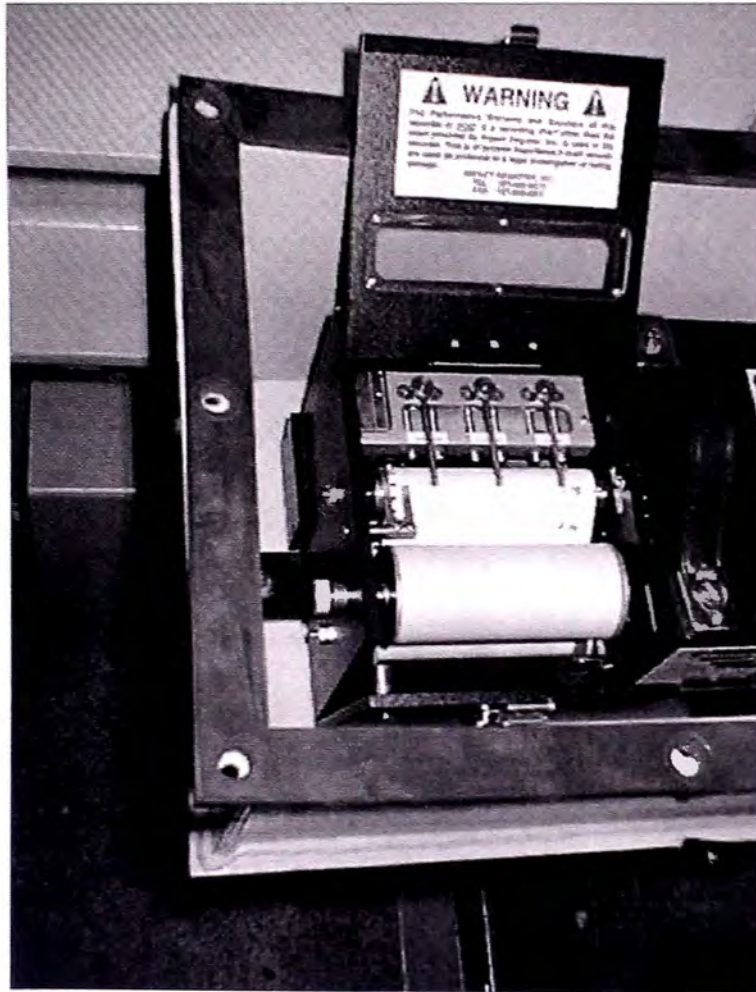


SIEMENS

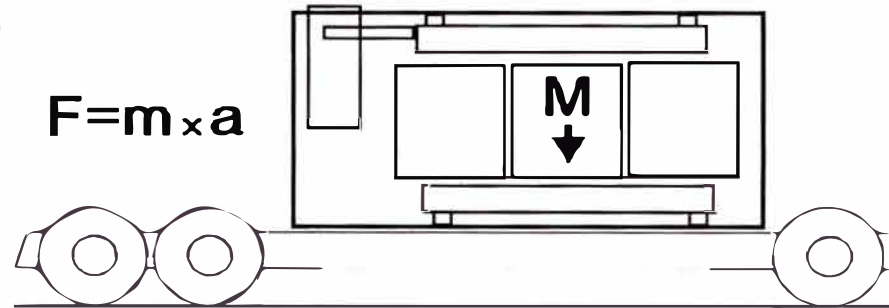
Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

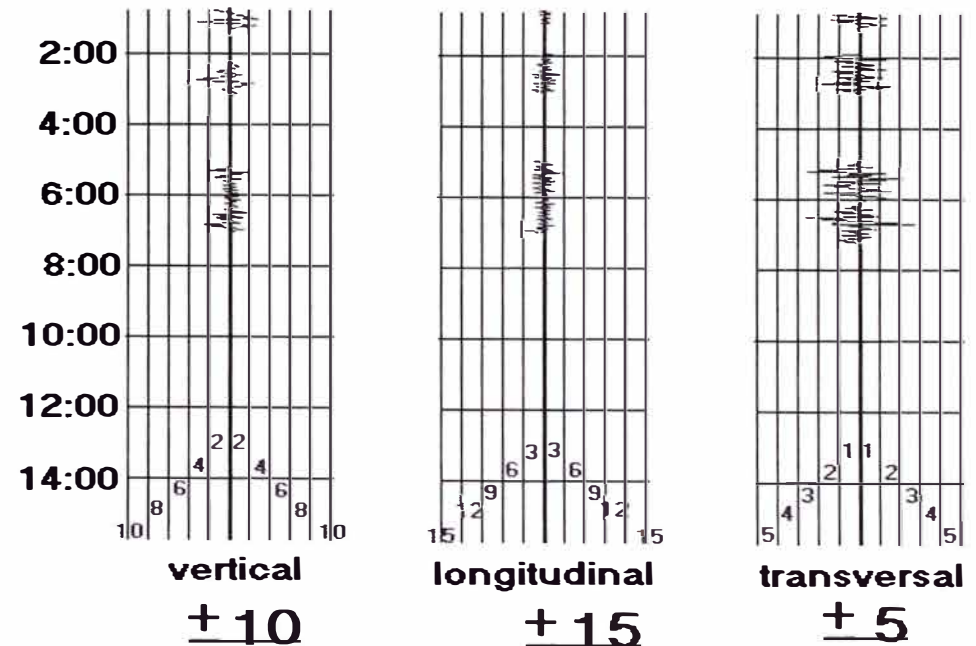
Revisión del transformador después del transporte



10/17/2003



Registrador de impactos

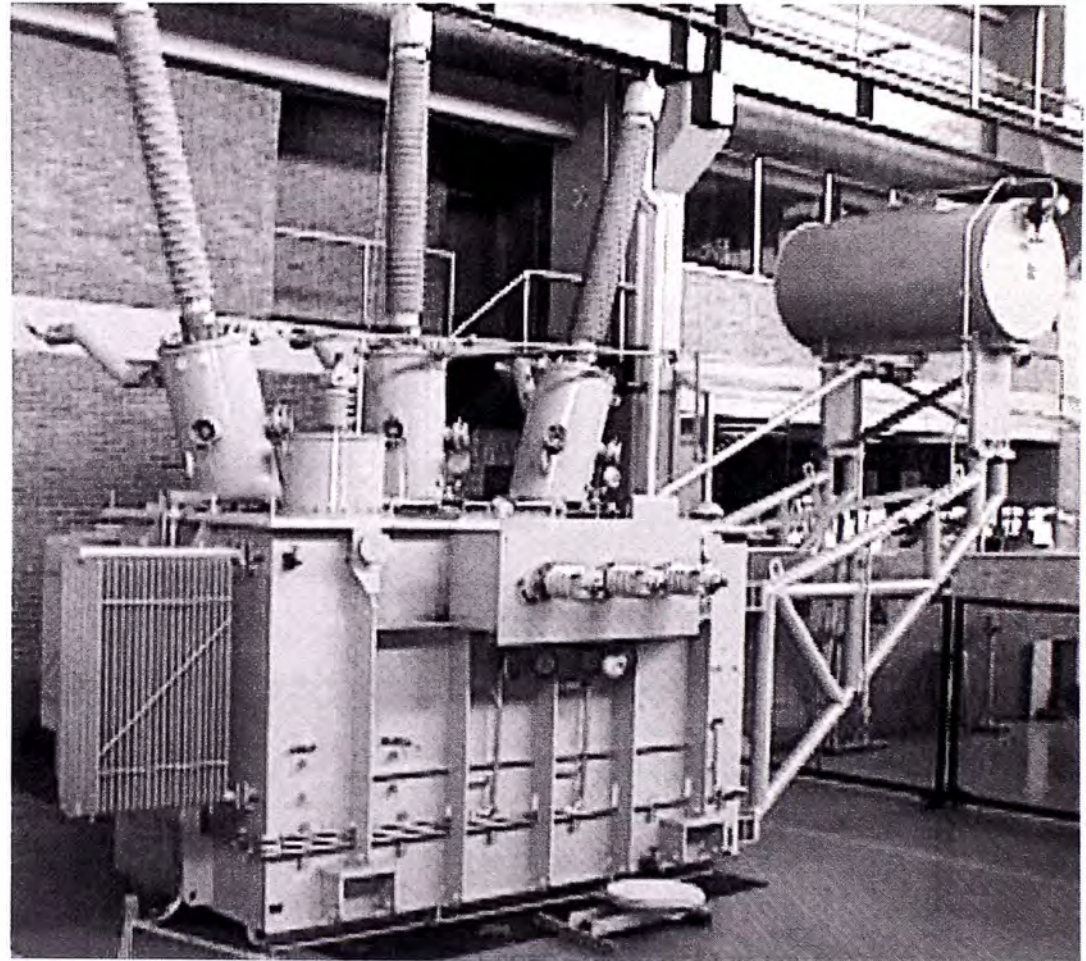
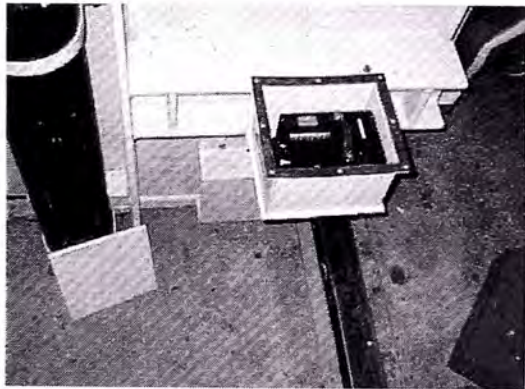


SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Almacenamiento de transformadores



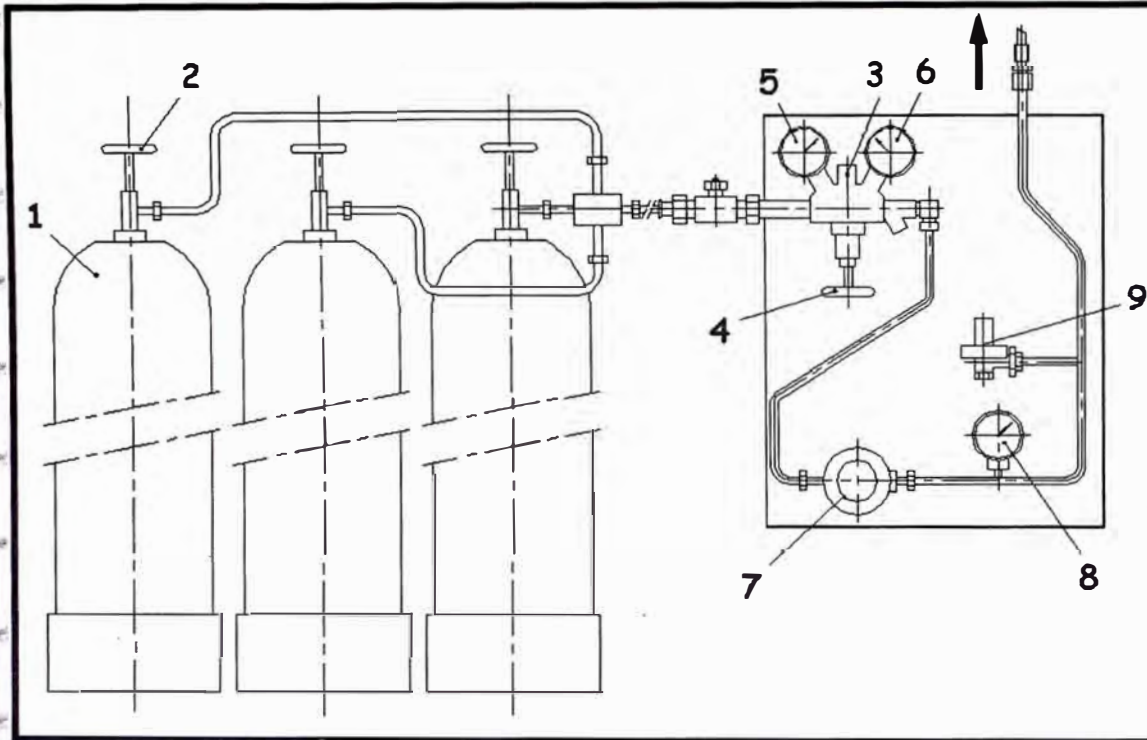
10/17/2003

SIEMENS

Power
To the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Almacenamiento de transformadores



REGISTRO DE PRESIONES
DE PRESURIZACION TRANSFORMADORES
PRESSURE SYSTEM CONTROL

No fabricación : _____
TENSIONES : _____

14,22 PSI

1 mbar = 0,001 bar = 0,014504 PSI

Fecha Date	Hora Time	(5) Presión Cilindros de gas gas cylinders pressure		(6) Presión regulador (PSI)	(6) Presión transformador transformer pressure (mbar)	Conductor / Cliente Driver Customer
		1 (PSI)	2 (PSI)			

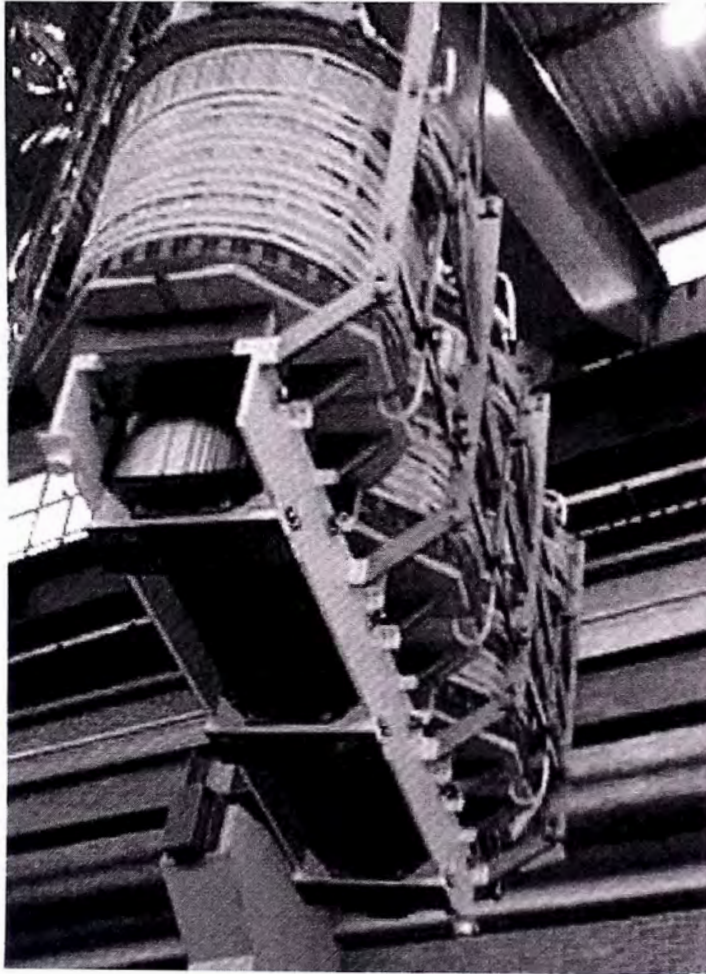
10/17/2003

SIEMENS

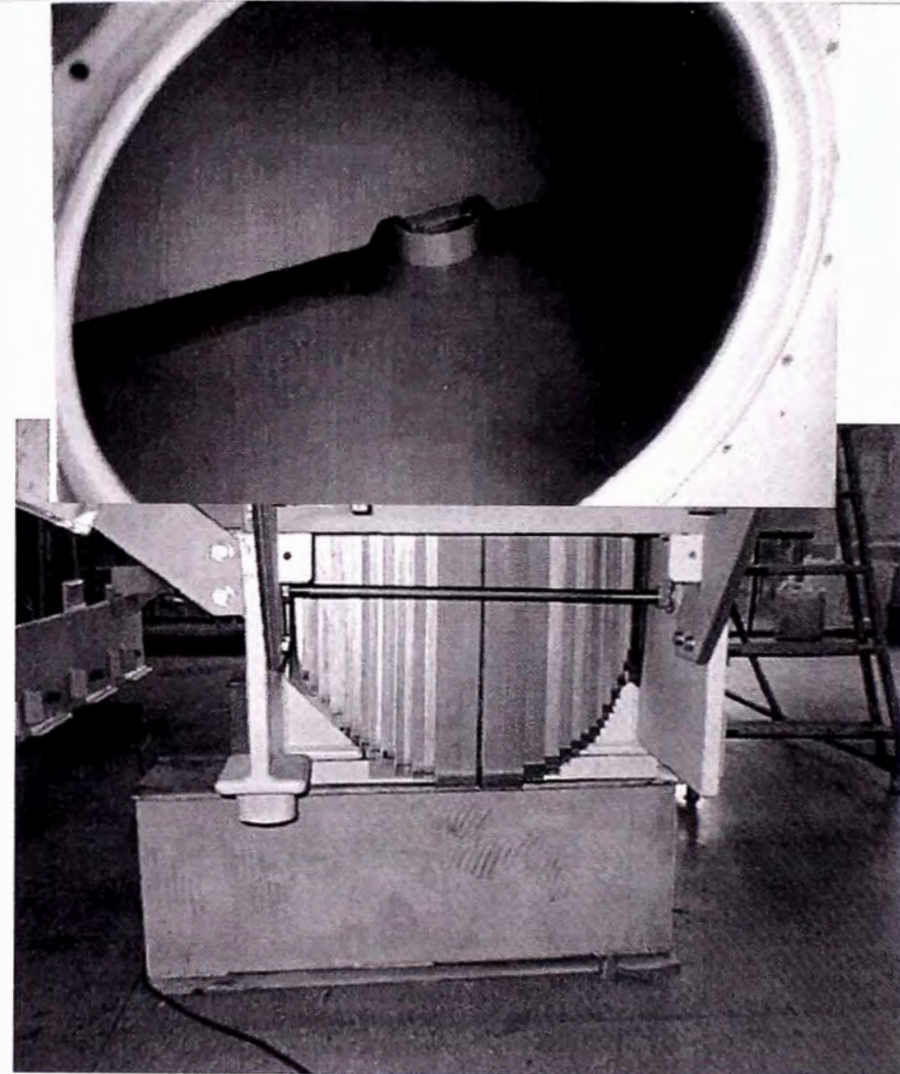
Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Inspección Interna



10/17/2003

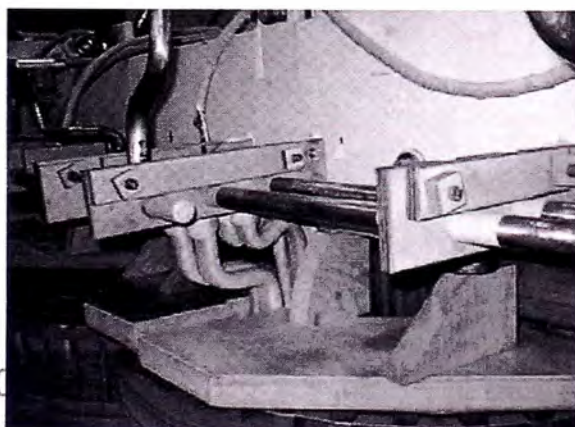
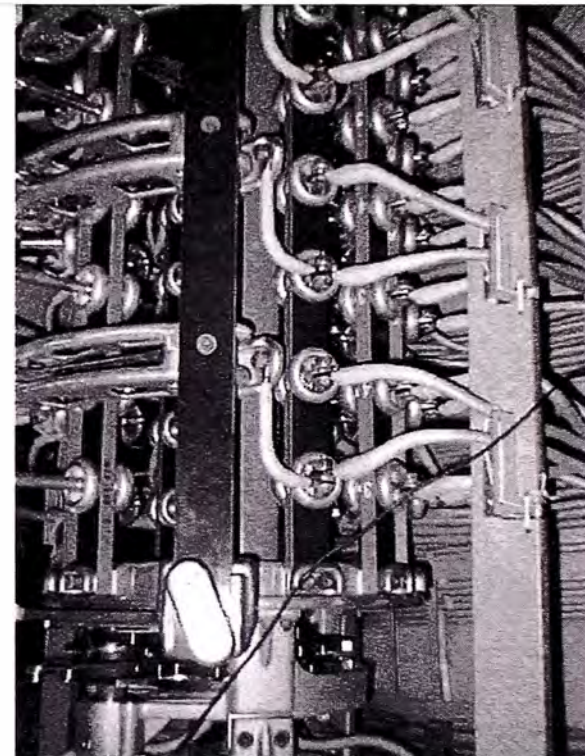
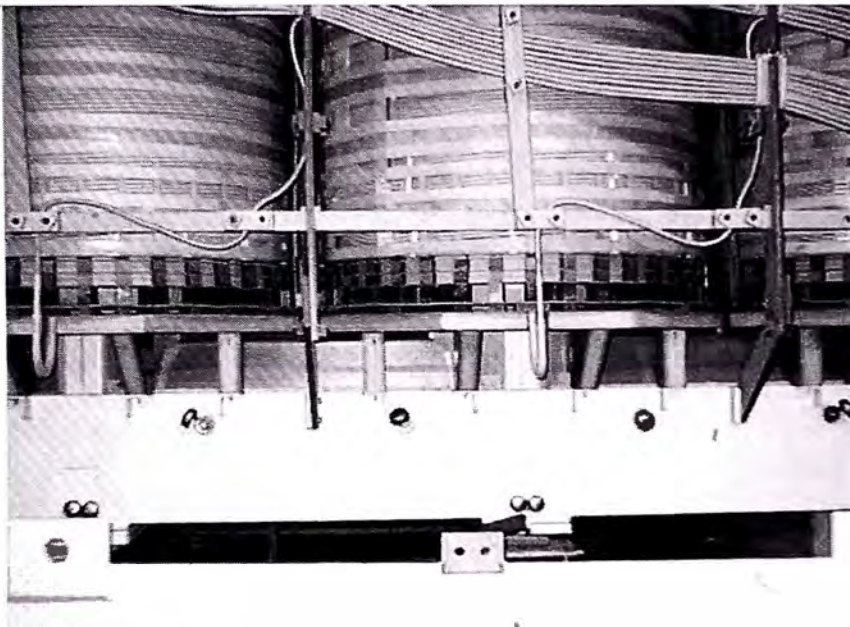


SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Inspección Interna



-Bobinas

-Portaconductores

10/17/200

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Inspección Interna

Suministro de Aire o
Nitrógeno extraseco
(99,999%) <30ppm
H₂O

Humedad < 70 %



10/17/2003

PRUEBAS ESPECIALES SIN ACEITE

1. Megger (1000 V)
2. Resist. Devanados
3. Impedancia
4. TTR

SIEMENS

Powerpoint
to the point

Transformadores de Potencia y Distribución

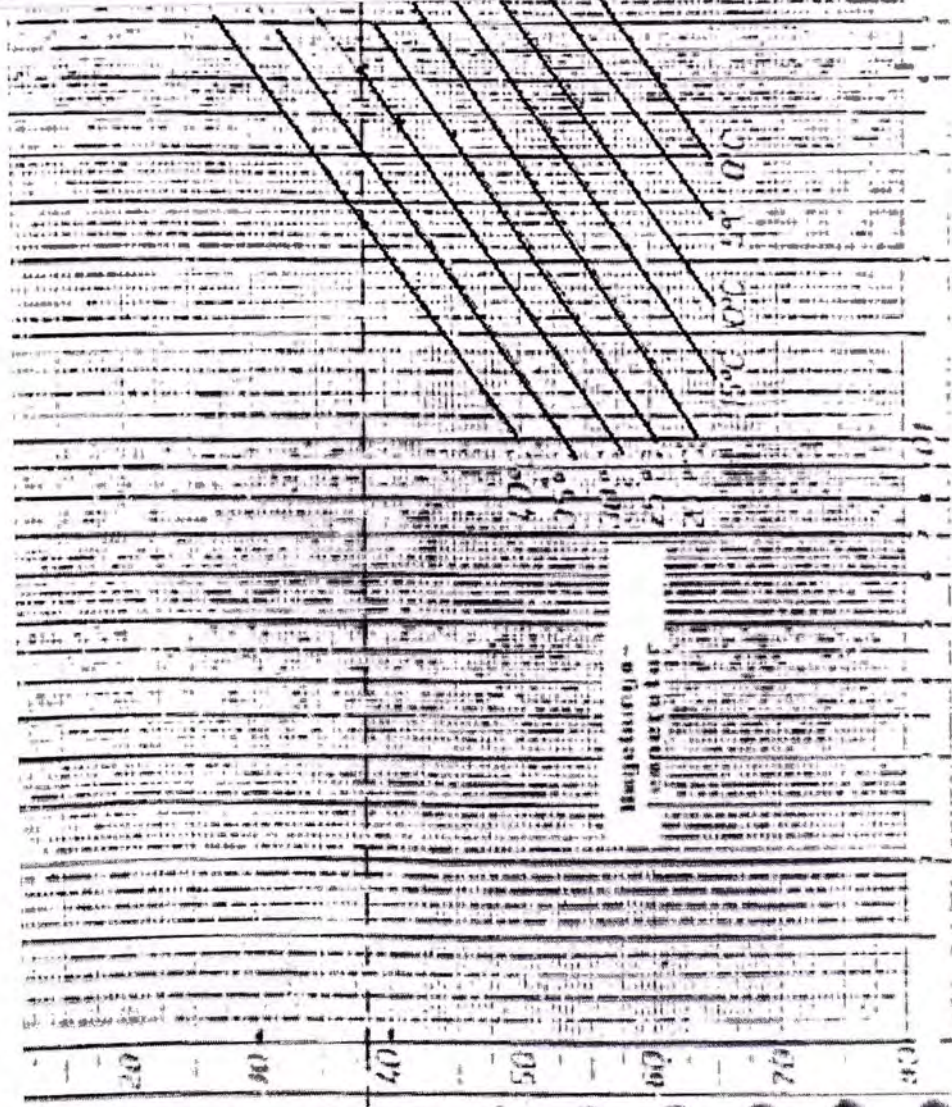
Procesos en sitio



<60kV 1%

>=115kV 0.5%

- Punto de rocío



SIEMENS

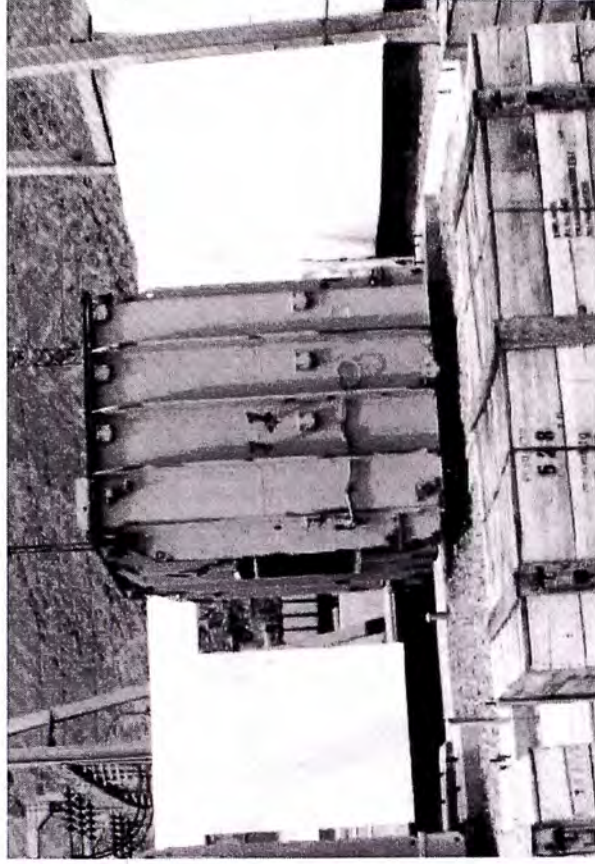
PowerPoint
to the point

Transformadores de Potencia y Distribución

- Limpieza y retoques de pintura

10/17/2003

Procesos en sitio

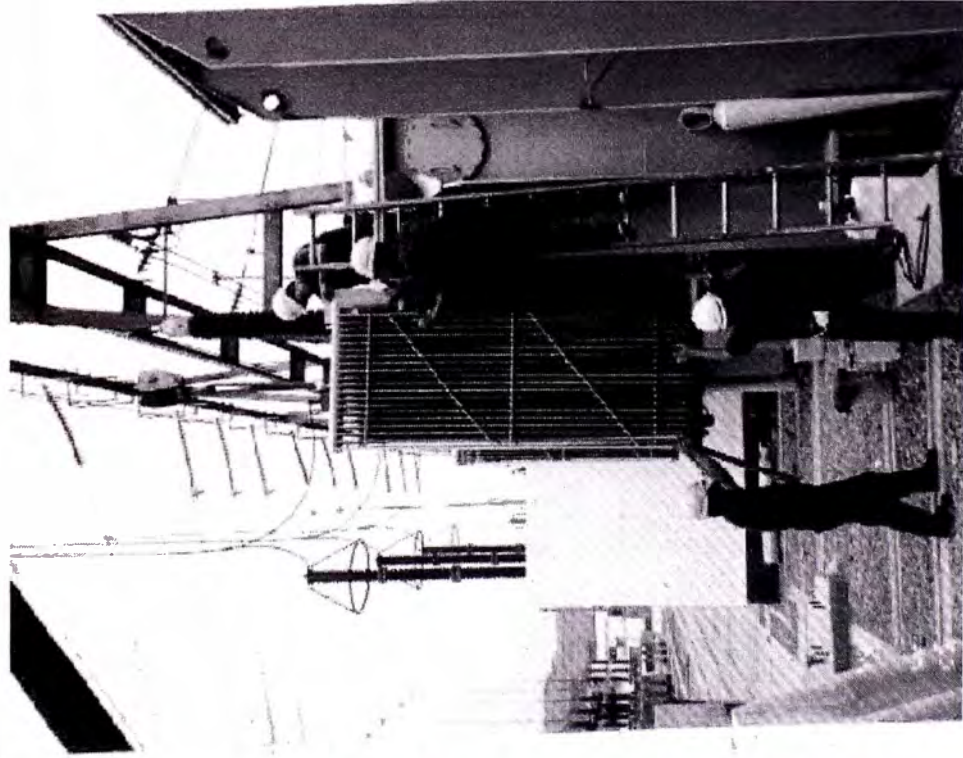


SIEMENS

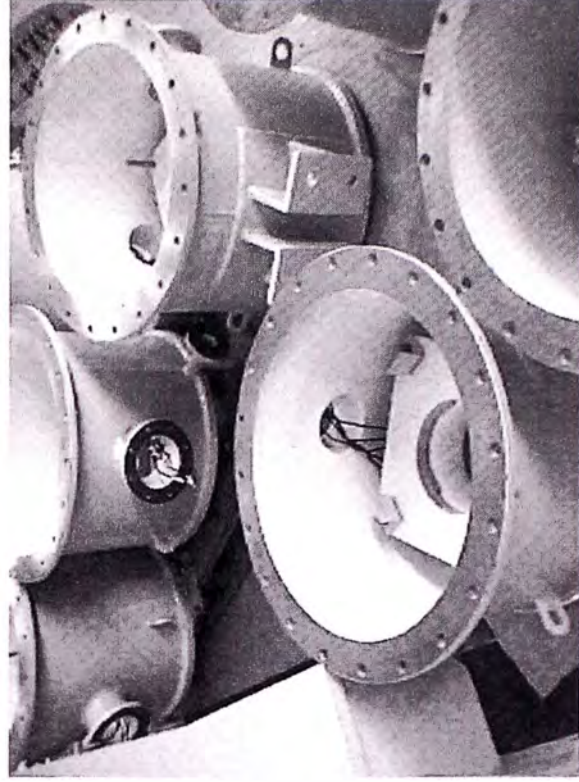
**Power
to the Point**

Transformadores de Potencia y Distribución

Procesos en sitio



- Montaje de radiadores
- Domos



10/17/2003

Procesos en sitio

SIEMENS

PowerPoint
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución



- Montaje de Pasatapas



10/17/2003

SIEMENS

Power to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Torques de apriete



10/17/2003

Procesos en sitio

V1 Scheibe Washer DIN 125	V2 Scheibe Washer DIN 125 Scheibe Washer DIN 7349	V3 Scheibe Washer DIN 7349
V4 Scheibe Washer DIN 125 Spannscheibe Spring washer DIN 6796	V5 Scheibe Washer DIN 125 Spannscheibe Spring washer DIN 6796	V6 Scheibe Washer DIN 7349 Spannscheibe Spring washer DIN 6796
V7 Scheibe Washer DIN 125 Feder-ring Spring washer SN 60727	V8 Feder-ring Spring washer SN 60727	V9 Feder-ring Spring washer SN 60727
10 Scheibe Washer DIN 125	V11 Scheibe Washer DIN 7349	V12 Dichtung Gasket Kopfnut Mutter Cap nut
V13 Scheibe Washer DIN 125	V14 Scheibe Washer DIN 7349	V17 Scheibe Washer DIN 7349
V15 Scheibe Washer Isoliermaterial Insulant Scheibe Washer DIN 125	V16 Scheibe Washer Isoliermaterial Insulant	V18 Scheibe Washer DIN 125

*) Bei trockenen Verschraubungen darf das Anziehdrehmoment das 1,4-fache des Tabellenwertes betragen.
In case of dry bolted joints the specified breakaway torque may be 1.4 times the value of the table.

**Anziehdrehmomente geölt [Nm], wenn nicht anders angegeben
specified breakaway torque oil greased [Nm], if not otherwise specified**

Verschraubung bolted joint	M6	M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
V1 ... V6,	8,8	---	23	46	80	195	380	660	965
V13 ... V16	A2-70	6,5	16	32	50	122	210	---	---
V7, V8, V9	A2-70	---	17	36	65	170	320	550	1150
V10*, V11*, V12*	5	10	25	40	100	200	300	---	---

Datum 05.11.1987
Gruppe GA SDN Pr
Bearb. Pruter USG 4 Maier

Freigebe Sei Fey
Reihen-Verschraubung / Bolted Joint
Kern-Wort WT
SIEMENS TWN

A) Drehmomente für V10 ... V12 ergänzt. 08.10.91 Go
B) Blatt-Nr. 02 mit Einheit ft. lb. erg. 21.06.93 Go
C) Drehmomente für V1 bis V3 und V13 bis V18 ergänzt. 28.11.95 Go

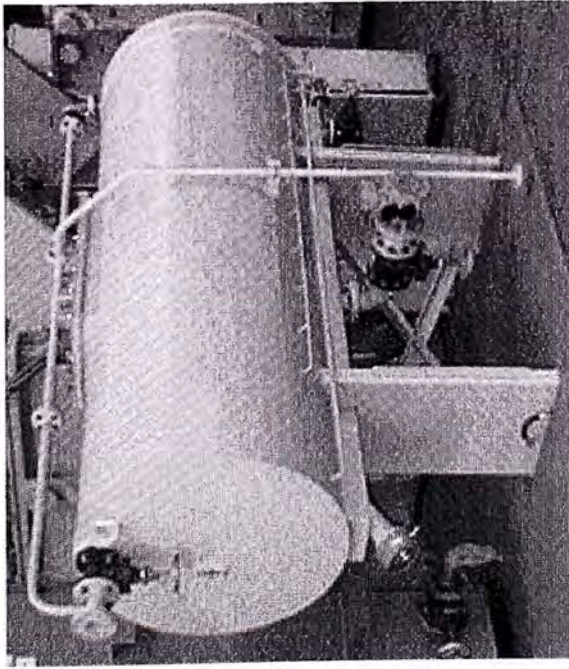
Freimaß-toleranz
Met-stab
WNR
ZNR N10.00.900
AI C BLAND

Procesos en sitio

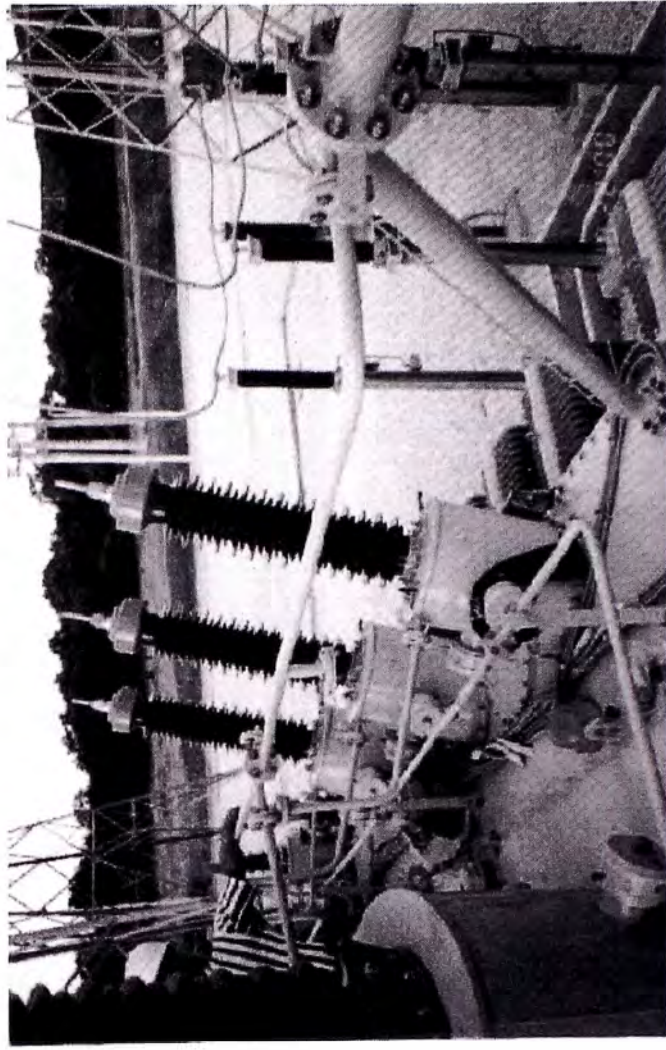
SIEMENS

PowerPoint
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución



- Tanque de expansión y tuberías



10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

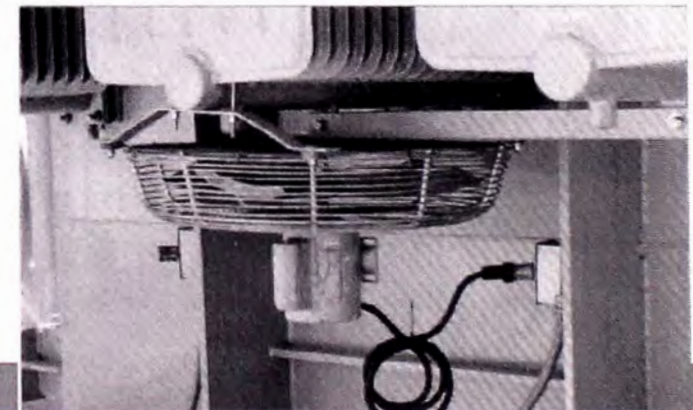
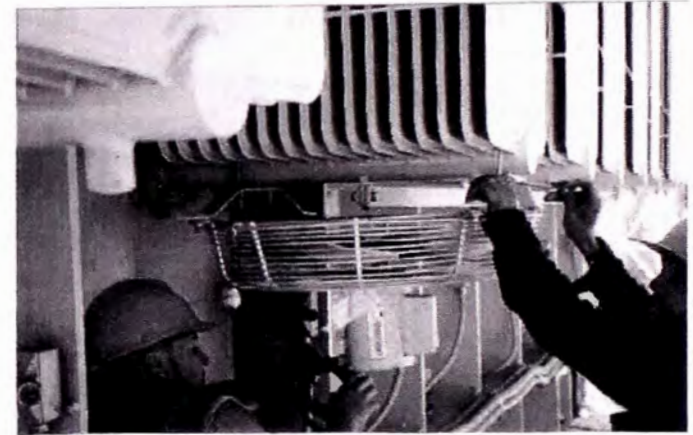
Transformadores de Potencia y Distribución

- Ventiladores,
accesorios



10/17/20

Procesos en sitio

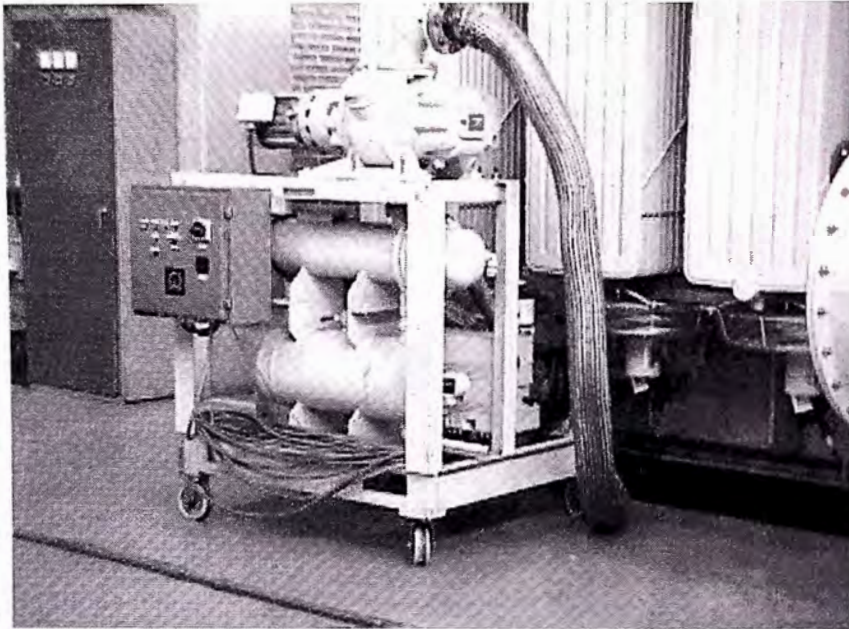


SIEMENS

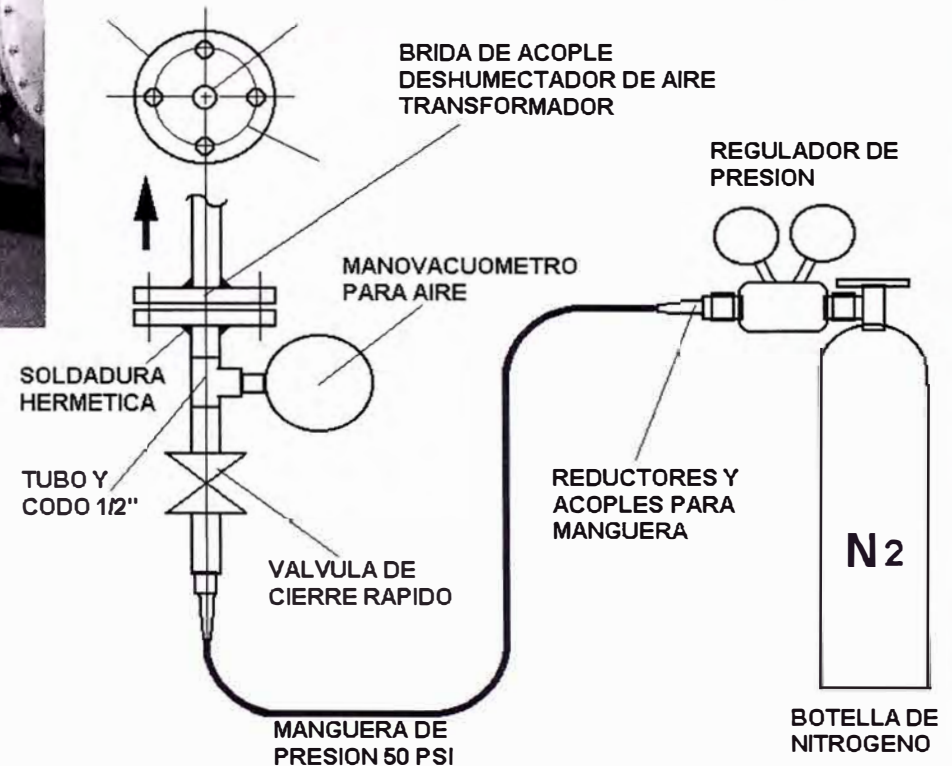
Power
To the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Procesos en sitio



Hermeticidad Proceso de vacío



10/17/2003

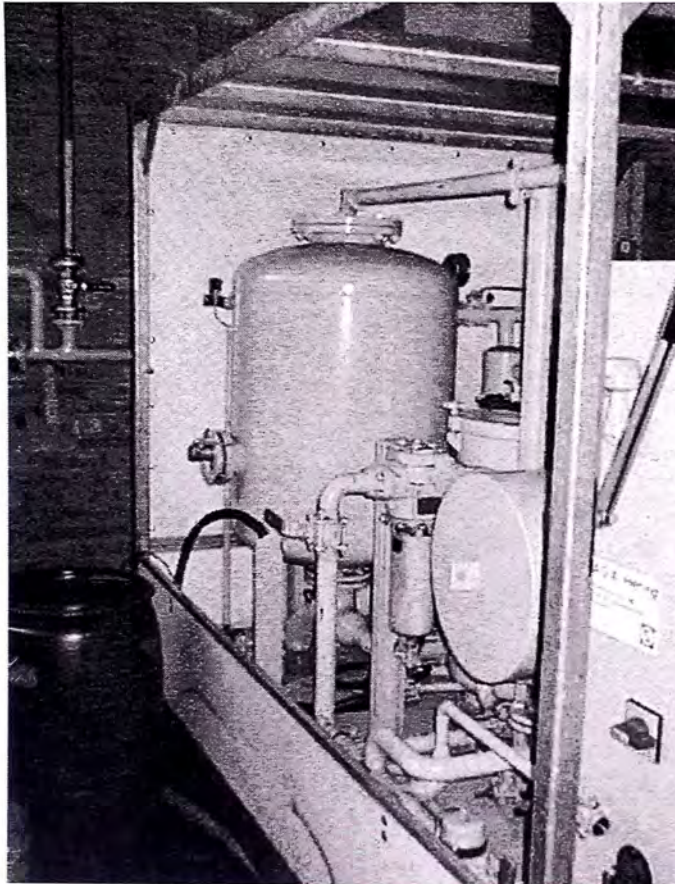
SIEMENS

Power
to the Point

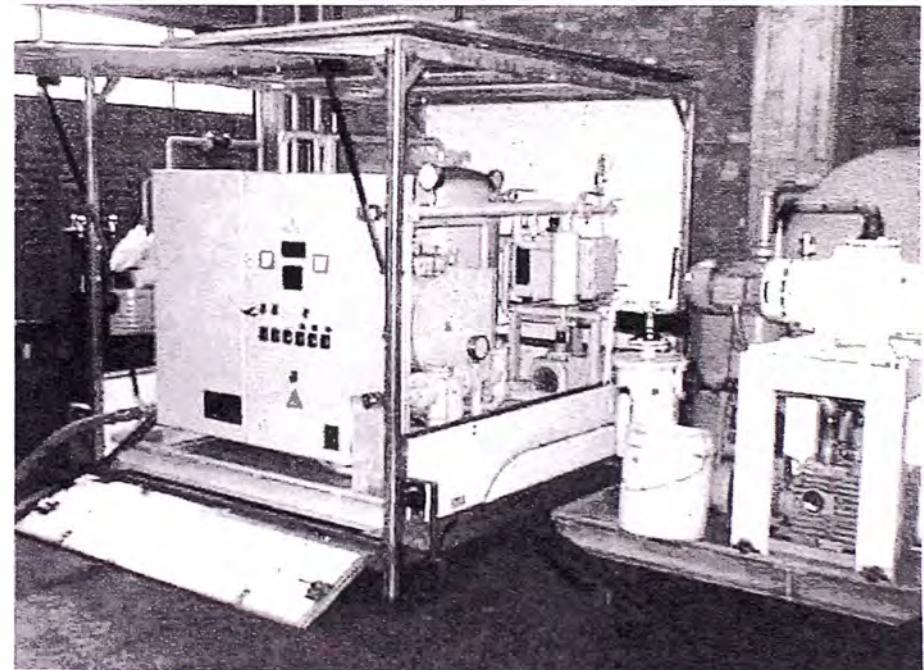
Transformadores de Potencia y Distribución

Procesos en sitio

- Tratamiento de aceite



m^3	lt/hora
7	1000
15	2000
40	4000
65	6000
100	8000



SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Procesos en sitio

- Tiempo mínimo de vacío, $<1\text{mbar}$
- Llenado
- Rigidez dieléctrica del aceite 60kV VDE
- Temperatura aceite $>40 < 60^{\circ}\text{C}$



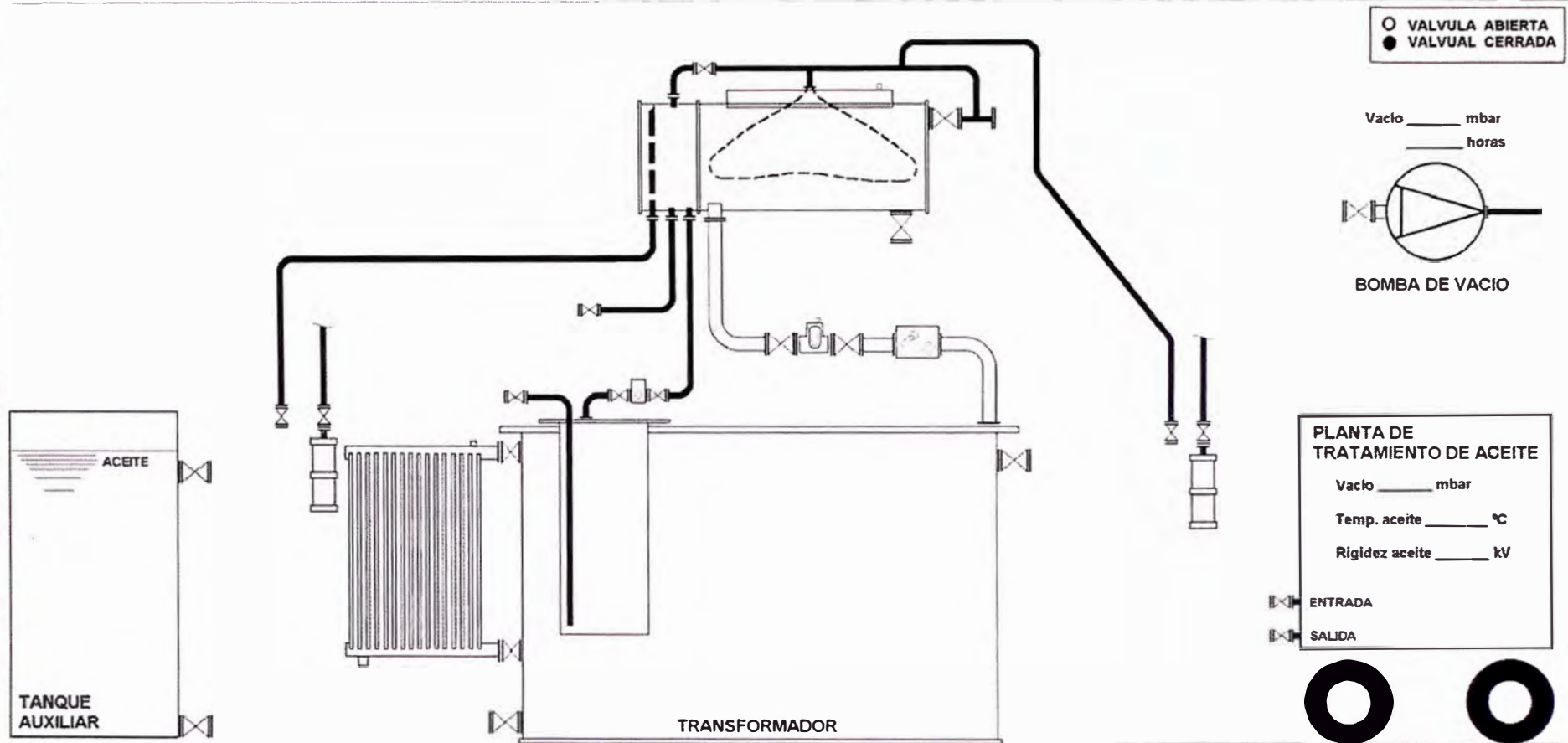
10/17/

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Procesos en sitio



10/17/2003

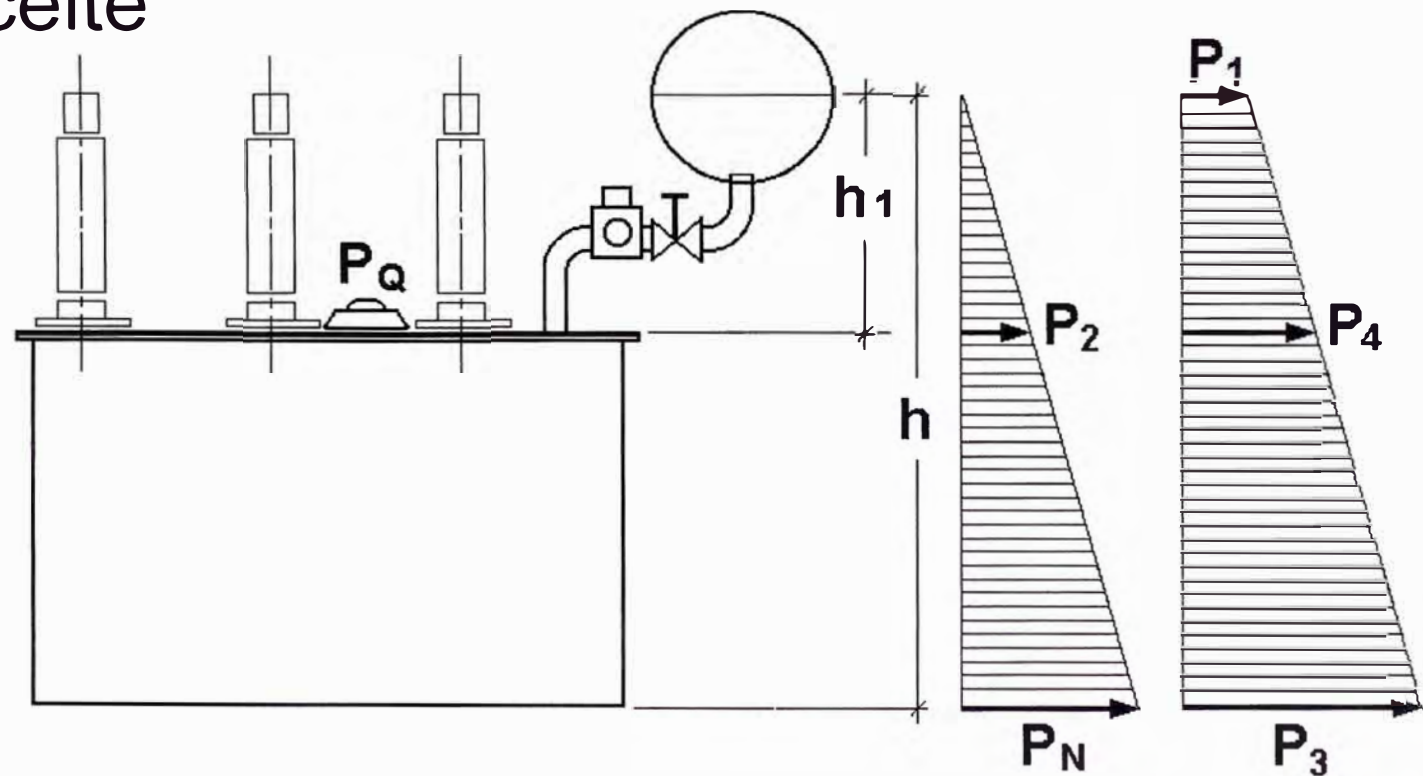
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Procesos en sitio

- Reposo - Purga
- Prueba de hermeticidad con aceite



10/17/2003

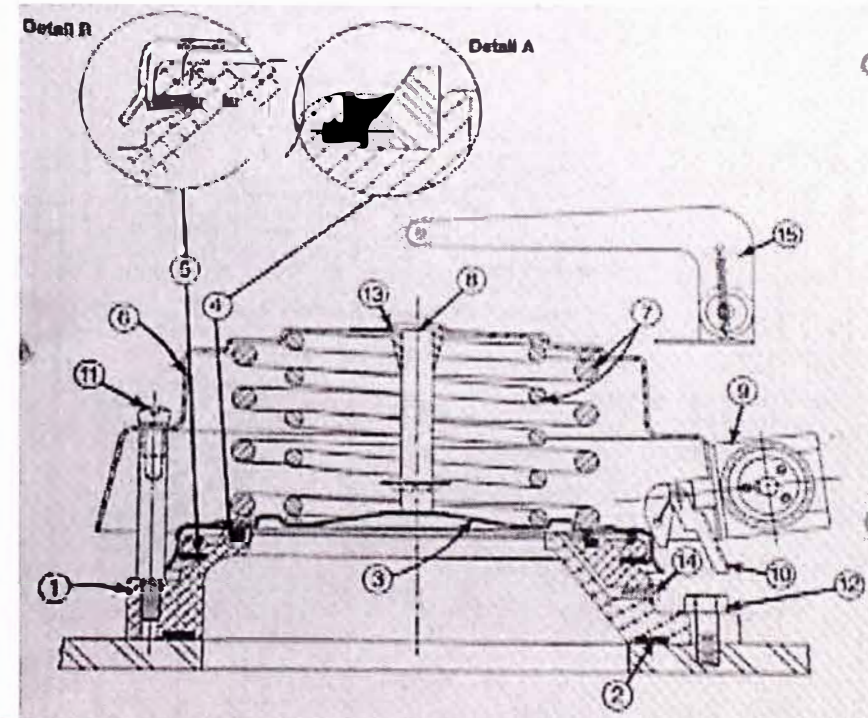
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios

- Válvula de
sobrepresión



10/17/2003

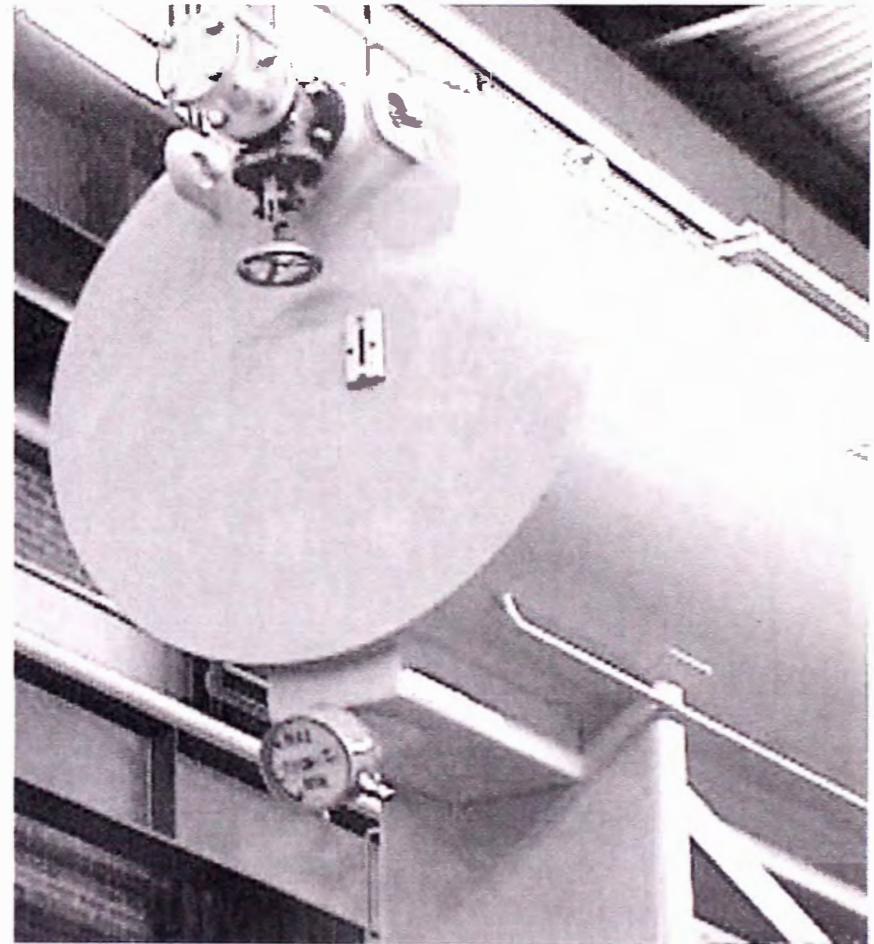
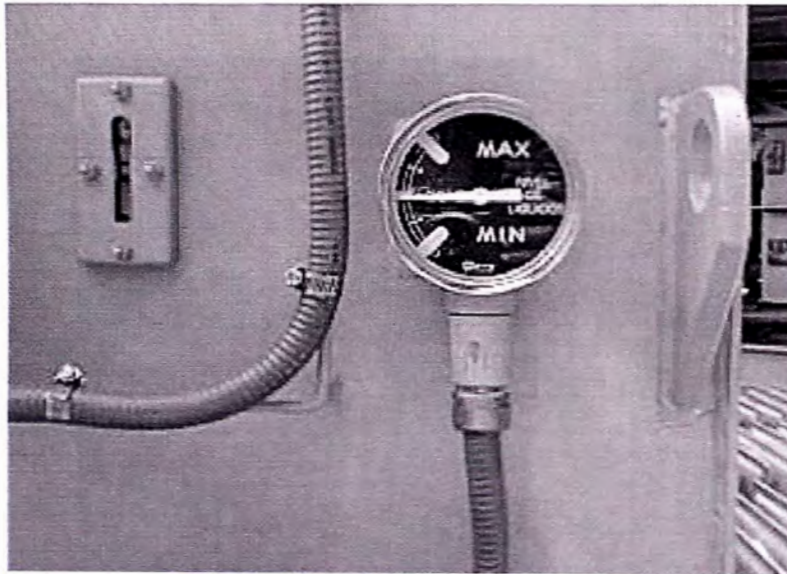
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios

- Indicador de nivel



10/17/2003

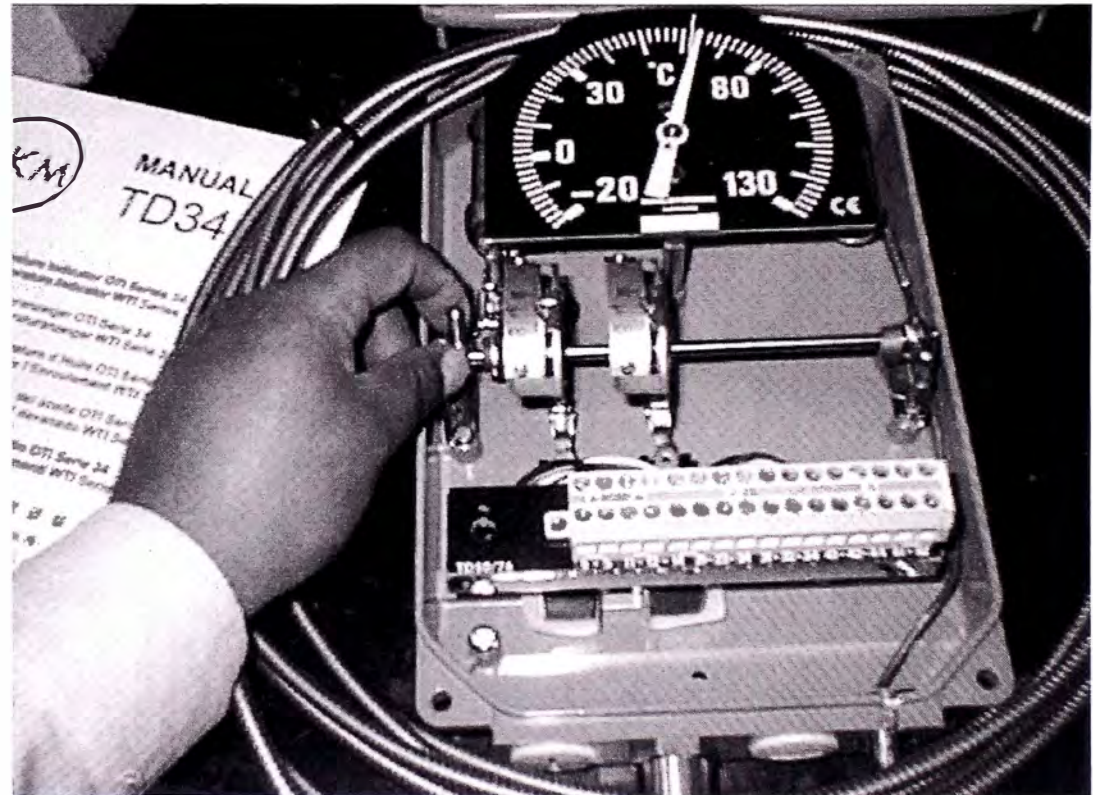
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios

- Termómetro temperatura aceite



10/17/2003

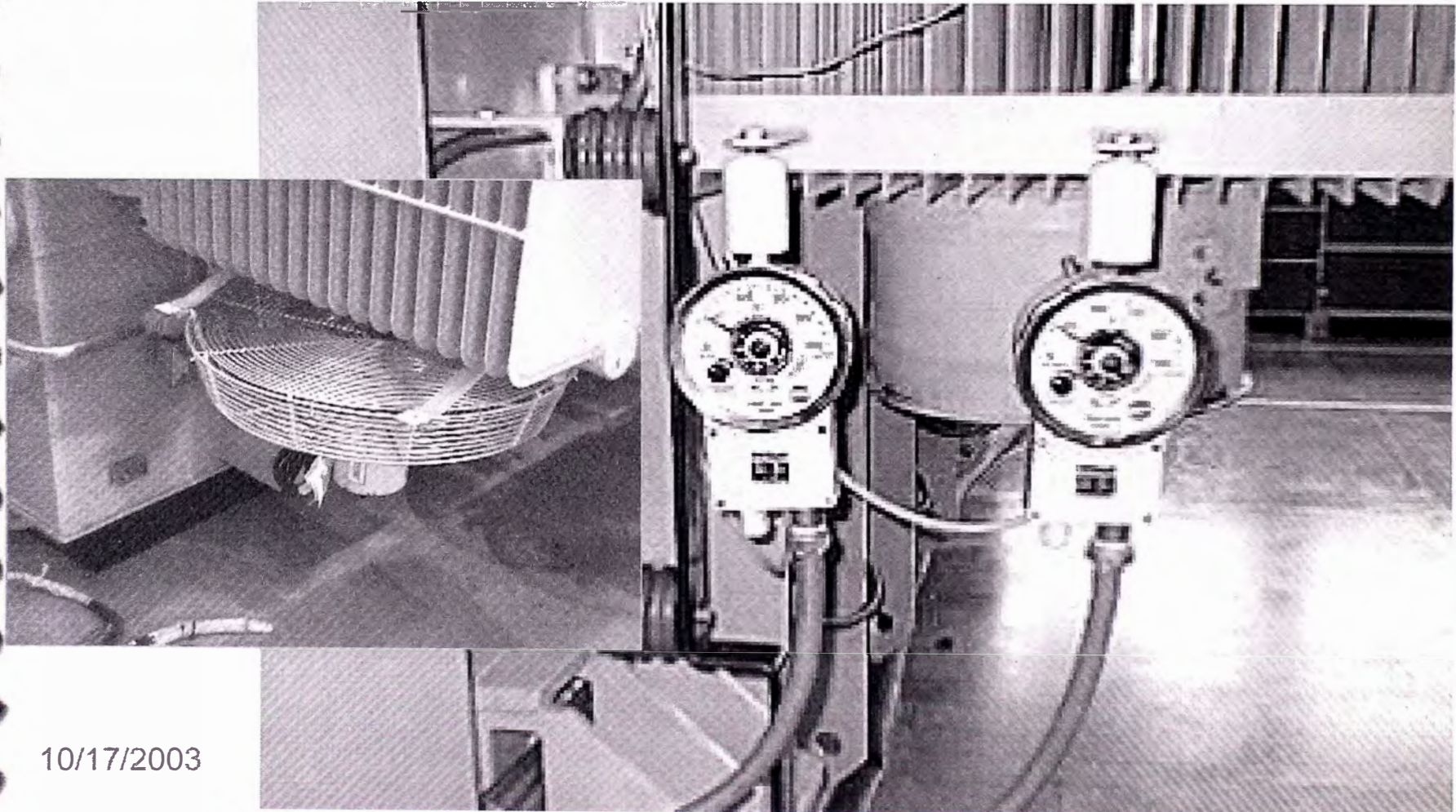
SIEMENS

Power
To the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios

- Imagen térmica



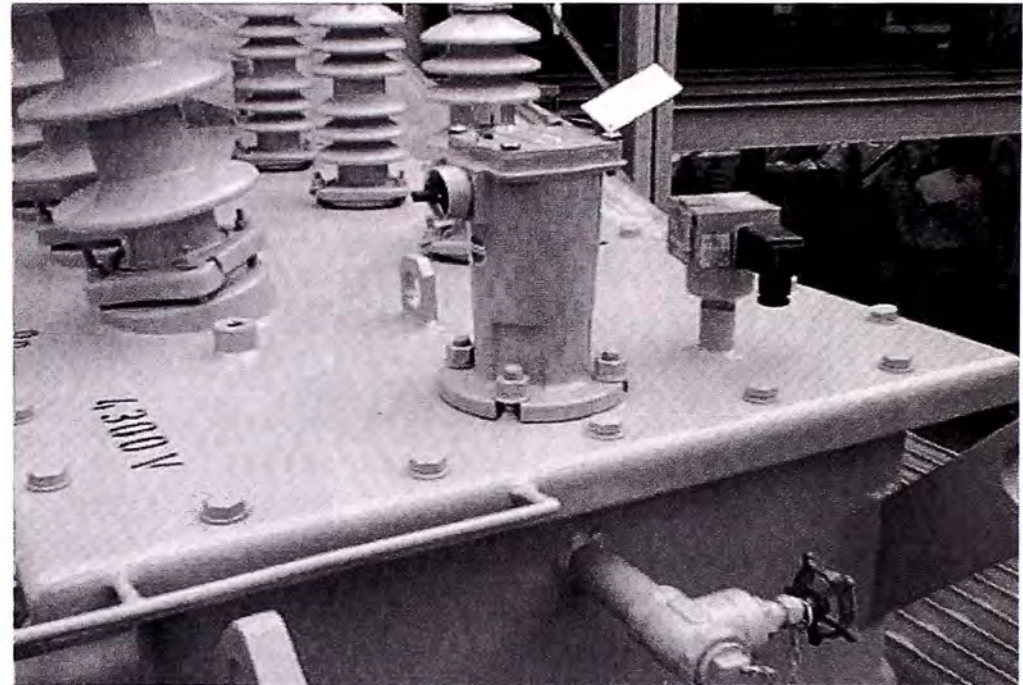
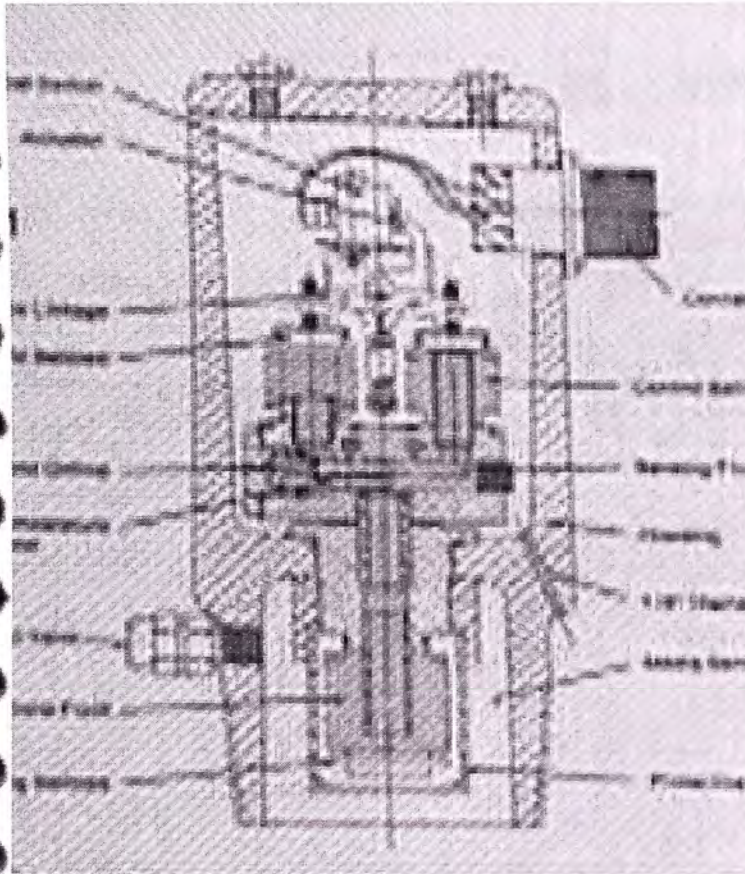
10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios



- Relé de presión
súbita

10/17/2003

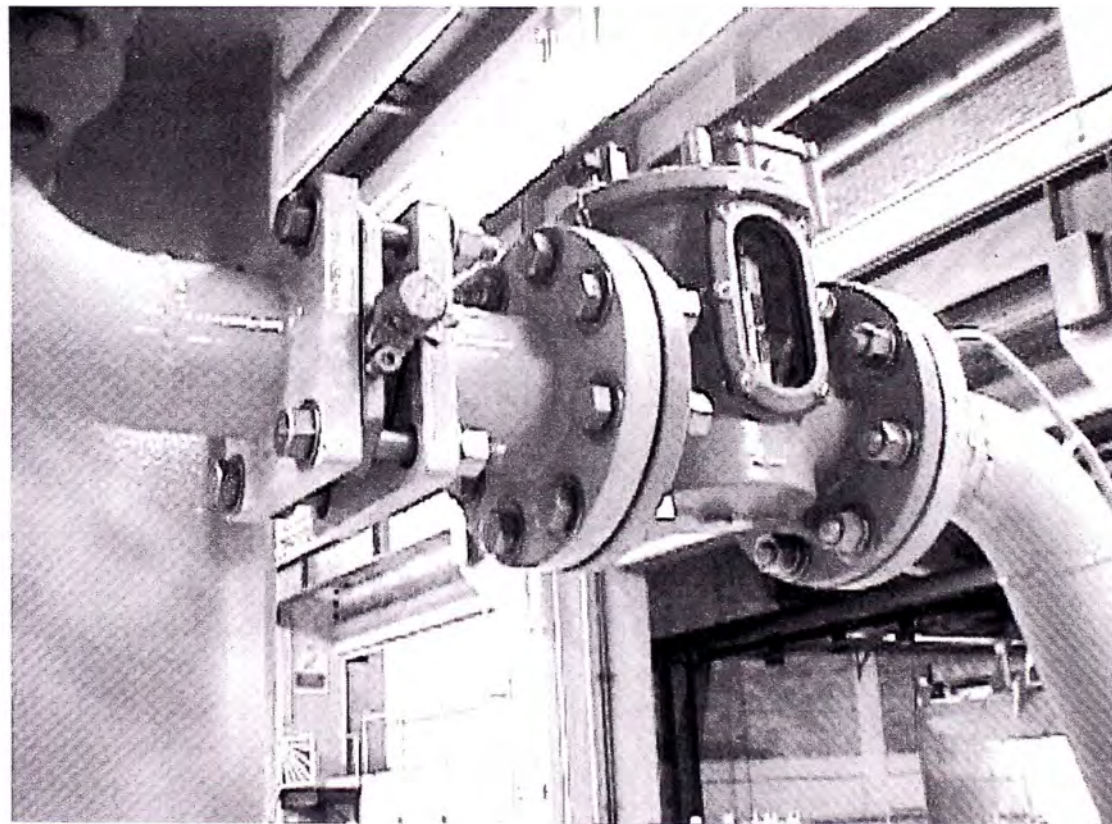
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios

- Relé Buchholz



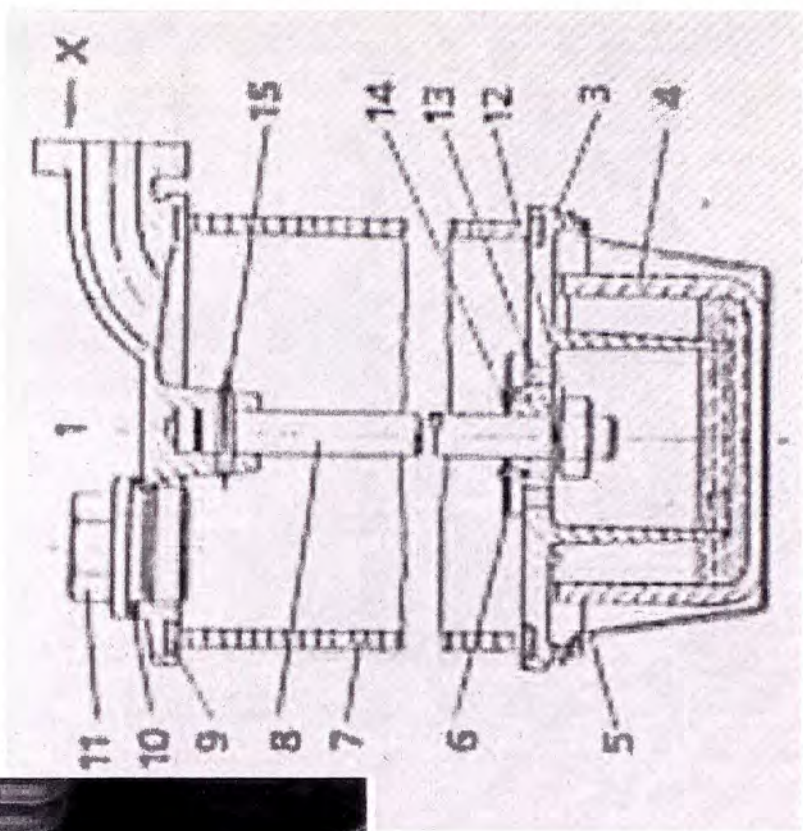
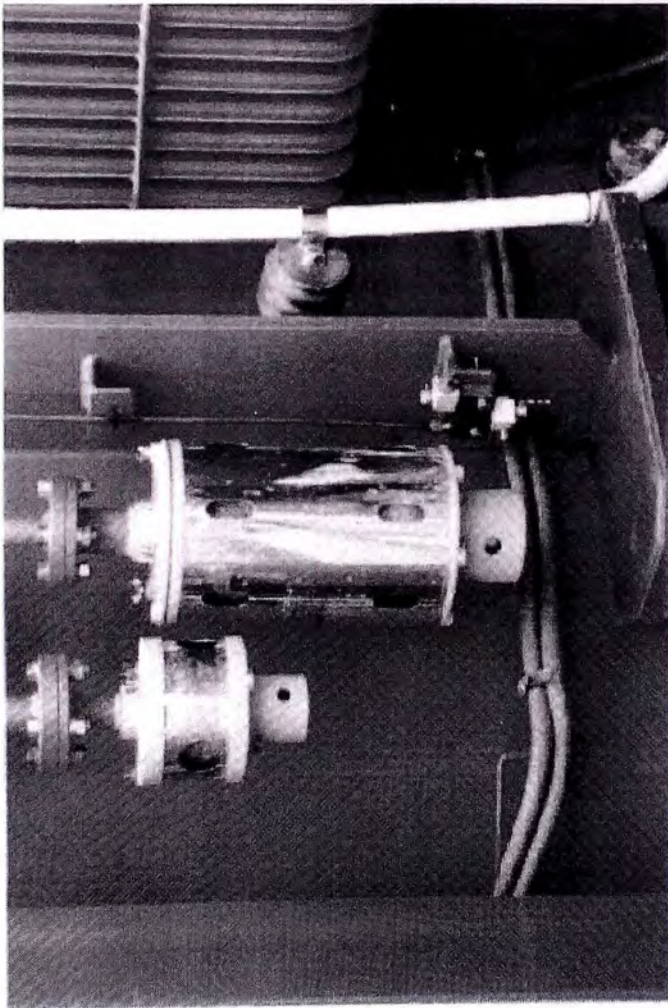
10/17/2003

SIEMENS

PowerPoint
to the point

Transformadores de Potencia y Distribución

Accesorios



- Deshumectador de aire

10/17/2003

SIEMENS

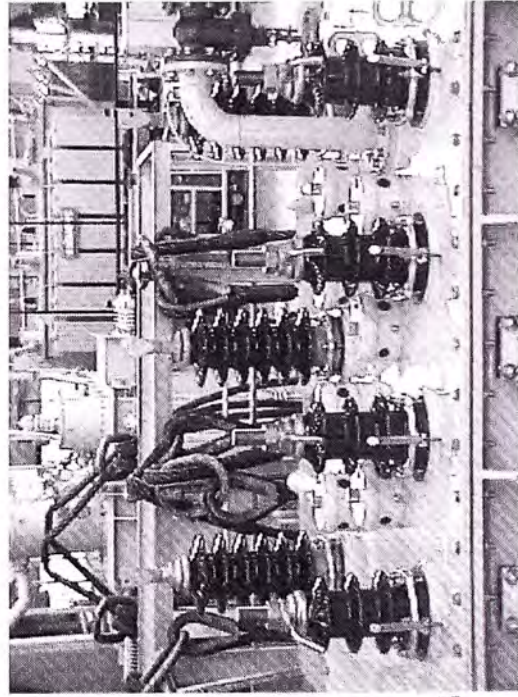
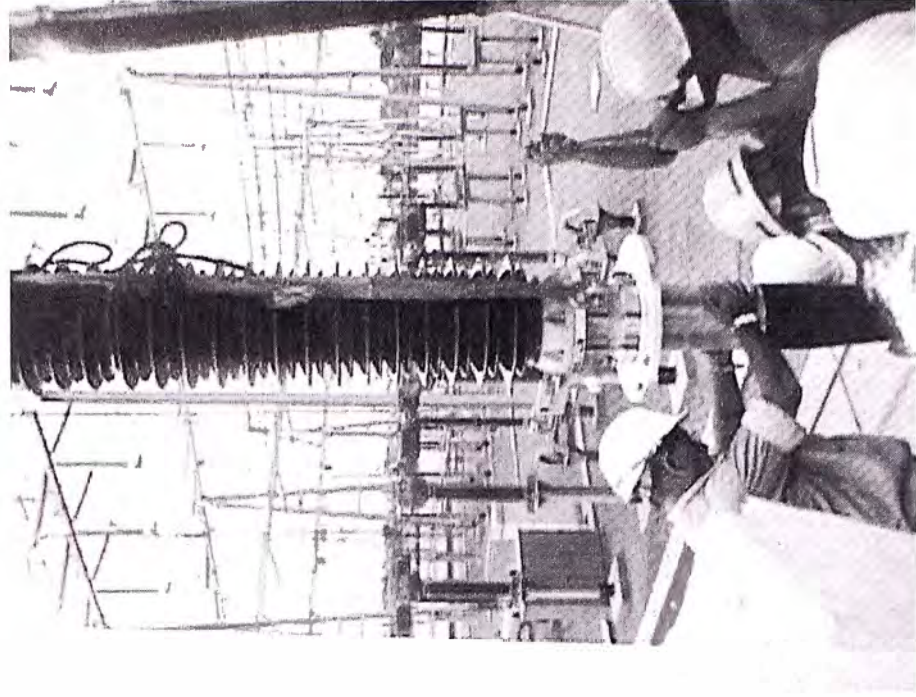
Power
to the point

Transformadores de Potencia y Distribución



Accesorios

- Pasatapas



10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Manual de Servicio

ITEM QTY PART REFERENCE

0001	1	BASE, LOWER, 1000 KVA	0001-0001
0002	1	BASE, UPPER, 1000 KVA	0002-0002
0003	1	WINDING, LOWER	0003-0003
0004	1	WINDING, UPPER	0004-0004
0005	1	WINDING, 1000 KVA	0005-0005
0006	1	WINDING, 1000 KVA	0006-0006
0007	1	WINDING, 1000 KVA	0007-0007
0008	1	WINDING, 1000 KVA	0008-0008
0009	1	WINDING, 1000 KVA	0009-0009
0010	1	WINDING, 1000 KVA	0010-0010
0011	1	WINDING, 1000 KVA	0011-0011
0012	1	WINDING, 1000 KVA	0012-0012
0013	1	WINDING, 1000 KVA	0013-0013
0014	1	WINDING, 1000 KVA	0014-0014
0015	1	WINDING, 1000 KVA	0015-0015
0016	1	WINDING, 1000 KVA	0016-0016
0017	1	WINDING, 1000 KVA	0017-0017
0018	1	WINDING, 1000 KVA	0018-0018
0019	1	WINDING, 1000 KVA	0019-0019
0020	1	WINDING, 1000 KVA	0020-0020
0021	1	WINDING, 1000 KVA	0021-0021
0022	1	WINDING, 1000 KVA	0022-0022
0023	1	WINDING, 1000 KVA	0023-0023
0024	1	WINDING, 1000 KVA	0024-0024
0025	1	WINDING, 1000 KVA	0025-0025
0026	1	WINDING, 1000 KVA	0026-0026
0027	1	WINDING, 1000 KVA	0027-0027
0028	1	WINDING, 1000 KVA	0028-0028
0029	1	WINDING, 1000 KVA	0029-0029
0030	1	WINDING, 1000 KVA	0030-0030
0031	1	WINDING, 1000 KVA	0031-0031
0032	1	WINDING, 1000 KVA	0032-0032
0033	1	WINDING, 1000 KVA	0033-0033
0034	1	WINDING, 1000 KVA	0034-0034
0035	1	WINDING, 1000 KVA	0035-0035
0036	1	WINDING, 1000 KVA	0036-0036
0037	1	WINDING, 1000 KVA	0037-0037
0038	1	WINDING, 1000 KVA	0038-0038
0039	1	WINDING, 1000 KVA	0039-0039
0040	1	WINDING, 1000 KVA	0040-0040
0041	1	WINDING, 1000 KVA	0041-0041
0042	1	WINDING, 1000 KVA	0042-0042
0043	1	WINDING, 1000 KVA	0043-0043
0044	1	WINDING, 1000 KVA	0044-0044
0045	1	WINDING, 1000 KVA	0045-0045
0046	1	WINDING, 1000 KVA	0046-0046
0047	1	WINDING, 1000 KVA	0047-0047
0048	1	WINDING, 1000 KVA	0048-0048
0049	1	WINDING, 1000 KVA	0049-0049
0050	1	WINDING, 1000 KVA	0050-0050
0051	1	WINDING, 1000 KVA	0051-0051
0052	1	WINDING, 1000 KVA	0052-0052
0053	1	WINDING, 1000 KVA	0053-0053
0054	1	WINDING, 1000 KVA	0054-0054
0055	1	WINDING, 1000 KVA	0055-0055
0056	1	WINDING, 1000 KVA	0056-0056
0057	1	WINDING, 1000 KVA	0057-0057
0058	1	WINDING, 1000 KVA	0058-0058
0059	1	WINDING, 1000 KVA	0059-0059
0060	1	WINDING, 1000 KVA	0060-0060
0061	1	WINDING, 1000 KVA	0061-0061
0062	1	WINDING, 1000 KVA	0062-0062
0063	1	WINDING, 1000 KVA	0063-0063
0064	1	WINDING, 1000 KVA	0064-0064
0065	1	WINDING, 1000 KVA	0065-0065
0066	1	WINDING, 1000 KVA	0066-0066
0067	1	WINDING, 1000 KVA	0067-0067
0068	1	WINDING, 1000 KVA	0068-0068
0069	1	WINDING, 1000 KVA	0069-0069
0070	1	WINDING, 1000 KVA	0070-0070
0071	1	WINDING, 1000 KVA	0071-0071
0072	1	WINDING, 1000 KVA	0072-0072
0073	1	WINDING, 1000 KVA	0073-0073
0074	1	WINDING, 1000 KVA	0074-0074
0075	1	WINDING, 1000 KVA	0075-0075
0076	1	WINDING, 1000 KVA	0076-0076
0077	1	WINDING, 1000 KVA	0077-0077
0078	1	WINDING, 1000 KVA	0078-0078
0079	1	WINDING, 1000 KVA	0079-0079
0080	1	WINDING, 1000 KVA	0080-0080
0081	1	WINDING, 1000 KVA	0081-0081
0082	1	WINDING, 1000 KVA	0082-0082
0083	1	WINDING, 1000 KVA	0083-0083
0084	1	WINDING, 1000 KVA	0084-0084
0085	1	WINDING, 1000 KVA	0085-0085
0086	1	WINDING, 1000 KVA	0086-0086
0087	1	WINDING, 1000 KVA	0087-0087
0088	1	WINDING, 1000 KVA	0088-0088
0089	1	WINDING, 1000 KVA	0089-0089
0090	1	WINDING, 1000 KVA	0090-0090
0091	1	WINDING, 1000 KVA	0091-0091
0092	1	WINDING, 1000 KVA	0092-0092
0093	1	WINDING, 1000 KVA	0093-0093
0094	1	WINDING, 1000 KVA	0094-0094
0095	1	WINDING, 1000 KVA	0095-0095
0096	1	WINDING, 1000 KVA	0096-0096
0097	1	WINDING, 1000 KVA	0097-0097
0098	1	WINDING, 1000 KVA	0098-0098
0099	1	WINDING, 1000 KVA	0099-0099
0100	1	WINDING, 1000 KVA	0100-0100

LOCATION OF JACKING PAIS
72.54" ABOVE TRACKS ORME BRACK
14.5" 30.76" 30.76"

WINDING CHECKS 1/4" 3/4" 1 1/8" 4 1/4"

UNLIFTING HEIGHT FOR CORE AND COIL ASSEMBLY
UNLIFTING HEIGHT FOR CORE AND COIL ASSEMBLY
CENTER OF GRAVITY
SERVICE CONDITION
UNLIFTING CONDITION

Oil	Temp	Moisture	Dielectric	Acidity	Insulation	Resistivity	Volume
20	30	0.01	2.0	0.1	1000	10000	1000
40	50	0.02	1.5	0.2	500	5000	500
60	70	0.03	1.0	0.3	200	2000	200
80	90	0.04	0.5	0.4	100	1000	100
100	110	0.05	0.2	0.5	50	500	50
120	130	0.06	0.1	0.6	20	200	20
140	150	0.07	0.05	0.7	10	100	10
160	170	0.08	0.02	0.8	5	50	5
180	190	0.09	0.01	0.9	2	20	2
200	210	0.10	0.005	1.0	1	10	1

TABLE OF OIL AND PAPER PROPERTIES

Oil	Temp	Moisture	Dielectric	Acidity	Insulation	Resistivity	Volume
20	30	0.01	2.0	0.1	1000	10000	1000
40	50	0.02	1.5	0.2	500	5000	500
60	70	0.03	1.0	0.3	200	2000	200
80	90	0.04	0.5	0.4	100	1000	100
100	110	0.05	0.2	0.5	50	500	50
120	130	0.06	0.1	0.6	20	200	20
140	150	0.07	0.05	0.7	10	100	10
160	170	0.08	0.02	0.8	5	50	5
180	190	0.09	0.01	0.9	2	20	2
200	210	0.10	0.005	1.0	1	10	1

TABLE OF OIL AND PAPER PROPERTIES

Oil	Temp	Moisture	Dielectric	Acidity	Insulation	Resistivity	Volume
20	30	0.01	2.0	0.1	1000	10000	1000
40	50	0.02	1.5	0.2	500	5000	500
60	70	0.03	1.0	0.3	200	2000	200
80	90	0.04	0.5	0.4	100	1000	100
100	110	0.05	0.2	0.5	50	500	50
120	130	0.06	0.1	0.6	20	200	20
140	150	0.07	0.05	0.7	10	100	10
160	170	0.08	0.02	0.8	5	50	5
180	190	0.09	0.01	0.9	2	20	2
200	210	0.10	0.005	1.0	1	10	1

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Manual de Servicio

1. Datos del pedido
2. Datos eléctricos
3. Datos mecánicos
4. Protocolos de prueba
5. Planos
6. Accesorios de protección y medición
7. Equipos y accesorios estandar
8. Sistema de refrigeración
9. Transporte
10. Puesta en Servicio y Mantenimiento

10/17/2003

SIEMENS

Power to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Manual de Servicio

Mantenimiento

Übersicht der Überwachungs- und Wartungsarbeiten mit Zeitintervalle
Monitoring and maintenance work with time intervals

Nr. No.	Ausführungsarbeiten Work to be carried out	Dauer der Arbeit Duration of work (h)	Zeitintervall Time interval
1.	Kessel und Ausdehnungsgefäß (mit/ohne Teilkammer) Tank and conservator (with/without compartment)		
1.1	Öltemperatur überprüfen Checking the oil temperature	< 1	
1.2	Überprüfen des Luftentwechslers Checking the de-aerating breather	< 1	
1.3	Ölstände überprüfen Checking the oil levels	< 1	
1.4	Überprüfen aller Flanschverbindungen und Schweißnähte auf Ölleckagen Checking the flanged joints and welds for oil leakage	< 1	
1.5	Überprüfen des Flanschrings und reinigen der Oberfläche Checking the part with and cleaning the surface	3	
1.6	Überprüfen der Erdungen (Schutzerdungen) Checking the earthing systems (protective earthing)	3	
1.7	Ölprobe entnehmen (für Öluntersuchung) ① 2 h, wenn Trockenstoff erneuert werden muß ② 2 h, if the desiccant has to be replaced	< 1	
2.	Stufenschalter On-load tap changer		
2.1	Ablezen des Zählwerkes im Motorantrieb Reading the operations counter in the motor drive	< 1	
2.2	Durchschonen aller Stufen zum Reinigen der Wählkontakte Travelling at taps for cleaning the tap selector contacts	< 1	
2.3	Überprüfen des Druckwellensensors Checking the surge relief device	< 1	
2.4	Überprüfen der äußeren Wellenführung und Öldichtheit der Flansche Checking the exterior shafting and oil leakage check of flanges	< 1	
2.5	Überprüfen des Motorantriebes Checking the motor drive	5	
2.6	Leistungsschalter - Revision ① oder bei ... Schaltungen ② oder after ... switching operations	11	
3.	Umsteller Off-load tap changer		
3.1	Durchschonen aller Stellungen zum Reinigen der Umstellerkontakte Travelling all taps for cleaning the tap changer contacts	< 1	
3.2	Überprüfen der Verriegelung Checking the interlock	< 1	
3.3	Überprüfen des Motorantriebes Checking the motor drive	< 1	

w = wöchentlich, m = monatlich, y = jährlich, v = variabel, h = Stunde
w = weekly, m = monthly, y = yearly, v = variable, h = hour

TU/MA 114.01

10/17/2003

Übersicht der Überwachungs- und Wartungsarbeiten mit Zeitintervalle
Monitoring and maintenance work with time intervals

Tr. Tr.	auszuführende Arbeiten Work to be carried out	Dauer der Arbeit Duration of work (h)	Zeitintervall Time interval			
			w	m	v	h
4.	Kühlanlage Cooling system					
4.1	Öltemperatur überprüfen Checking the oil temperature	< 1	1			
4.2	Überprüfen der Keil Flächenscheiber oder Drosselklappen auf richtige Stellung Checking the wedge-type flat side valves or butterfly valves for correct position	< 1		1		
4.3	Überprüfen aller Flanschverbindungen und Schweißnähte auf Ölleckagen Checking the flanged joints and welds for oil leakage	< 1		1		
4.4	Überprüfen der Ömlaufpumpen Checking the oil circulating pumps	< 1		1		
4.5	Ölsichtgläser überprüfen Checking the oil sight pot	< 1		1		
4.6	Überprüfen der Lüfter Checking the fans	2		6		
4.7	Überprüfen der Ölstromungsmelder Checking the oil flow monitors	< 1		6		
4.8	Überprüfen der Luftstromungsmelder Checking the air flow monitors	< 1		6		
4.9	Überprüfen des Wasserstromungsmelder Checking the water flow monitors	< 1		6		
4.10	Reinigen der Lüfter (Durchschnittsdauer für ca. 16 Lüfter) Cleaning the fans (average time for approx. 16 fans)	4			1	③
4.11	Reinigen der Koffer (2 Stück Öl/Luft oder Öl/Wasser Kühlanlage) ① oder nach Bedarf ② als erforderlich	8			1	③
5.	Schaltschrank und Anschlußklemmenkasten Control cubicle and terminal box					
5.1	Überprüfen der Heizung und Belüftung des Schaltzubes Checking the heating and lighting of the control cubicle	< 1			1	
5.2	Überprüfen auf Wasserdichtheit des Gehäuses Checking the enclosure for water tightness	< 1			1	
5.3	Austausch von Kontakten bei Motorschutzschaltern und Schutz ① im Falle eines Defektes ② in the case of defects	4				④
6.	Durchführungen Bushings					
6.1	Überprüfen des Öldruckes der Durchführung Checking the oil pressure in bushings	< 1	1			
6.2	Überprüfen des Ölstandes der Durchführung Checking the oil level in bushings	< 1		1		
6.3	Überprüfen auf Öldichtheit Checking for oil leaks	< 1		1		

w = wöchentlich, m = monatlich, y = jährlich, v = variabel, h = Stunde
w = weekly, m = monthly, y = yearly, v = variable, h = hour

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Pruebas

- Toma de muestras del aceite para análisis fisicoquímico.
- Toma de muestras del aceite para cromatografía de gases.
- Prueba de Hermeticidad al transformador completamente armado, antes de iniciar el proceso de vacío y con el transformador lleno de aceite, para verificar el correcto montaje.
- Verificación del funcionamiento y cableados del equipo de refrigeración.
- Verificación del correcto funcionamiento del accionamiento motor del conmutador.
- Verificación de funcionamiento y cableado de todos los accesorios de medición y protección del transformador.

10/17/2005

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Pruebas

- - Medida de relación de transformación (TTR) en todos los taps del conmutador
- - Medida de Resistencia de aislamiento (MEGGER)
- - Medida de resistencia de devanados en todos los taps del conmutador
- - Medición de factor de potencia al transformador, a los pasatapas capacitivos y al aceite.
- - Medida de corrientes de excitación en todos los taps del conmutador
- - Medición de la rigidez dieléctrica del aceite antes de llenar el transformador

10/17/2003

- Resistencia de aislamiento

Geräte und Meßkreise

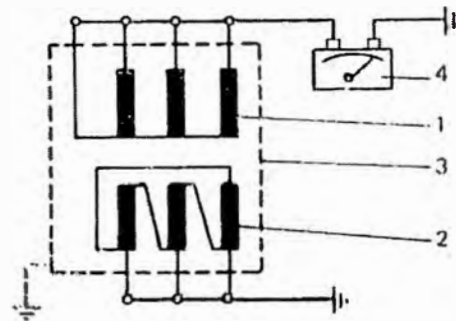


Fig. 1: OS-Wicklung – Erde
HV-Winding – Earth

Measuring equipment and measuring circuits

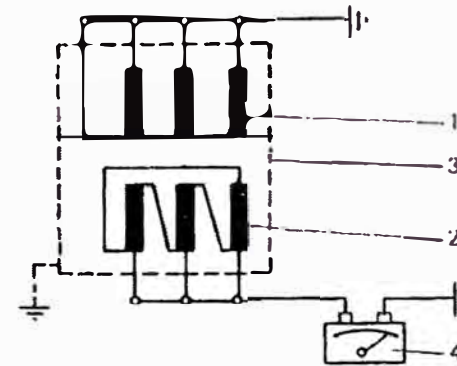


Fig. 2: US-Wicklung – Erde
LV-Winding – Earth

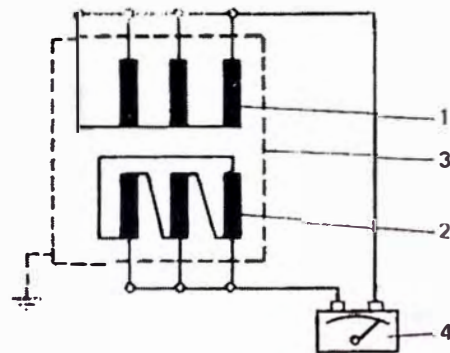


Fig. 3: OS-Wicklung – US-Wicklung
HV-Winding – LV-Winding

- 1 OS-Wicklung
HV-Winding
- 2 US-Wicklung
LV-Winding
- 3 Transformator-Kessel
Transformer tank
- 4 Isolationswiderstandsmeßgerät
Insulation resistance measuring instrument

10/17/2003

SIEMENS

Power
to the **Point**

Transformadores de Potencia y Distribución

Pruebas

- Resistencia de aislamiento
- Humedad parte activa
- Humedad ambiental
- Limpieza de las porcelanas
- Factor de correc. Por temperatura

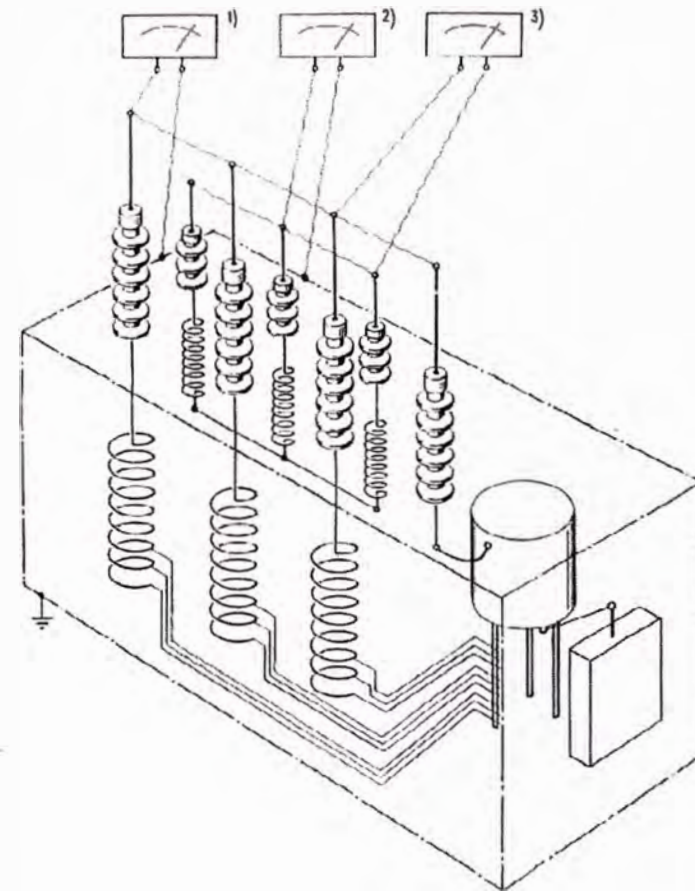


Fig. 4: Räumliche Darstellung der Anschlüsse zur Messung des Wicklungsisolationswiderstandes
Detailed diagram of the connecting bushings for measurement of the winding insulation resistance.

10/17/2003

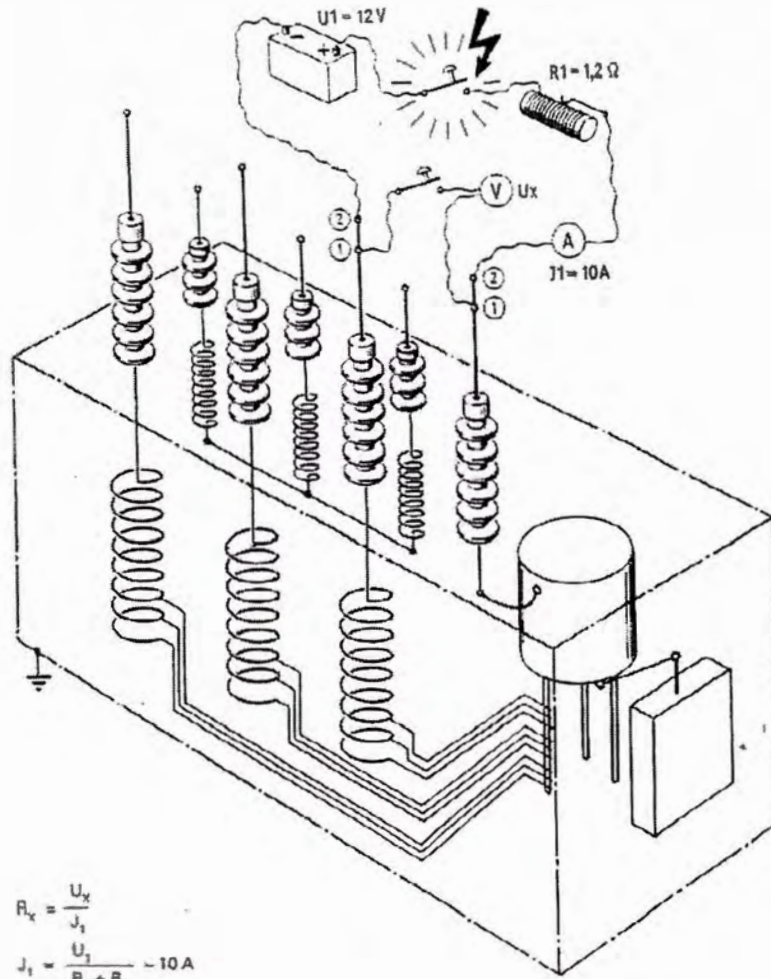
SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Pruebas

- Resistencia de devanados



10/17/2

Fig. 3: Räumliche Darstellung der Anschlüsse zur Messung des Wicklungswiderstandes
Spatial representation of connection for measuring the winding resistance

SIEMENS

PowerPoint
to the point

Pruebas

- Relación de transformación

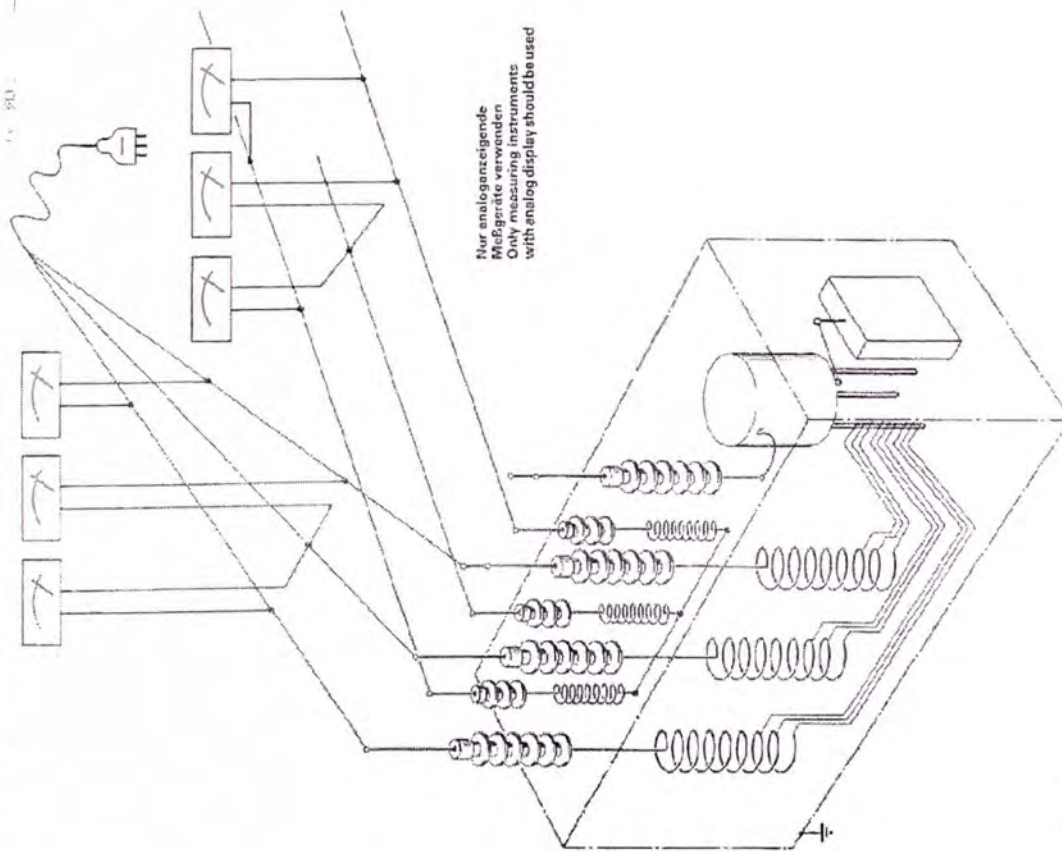


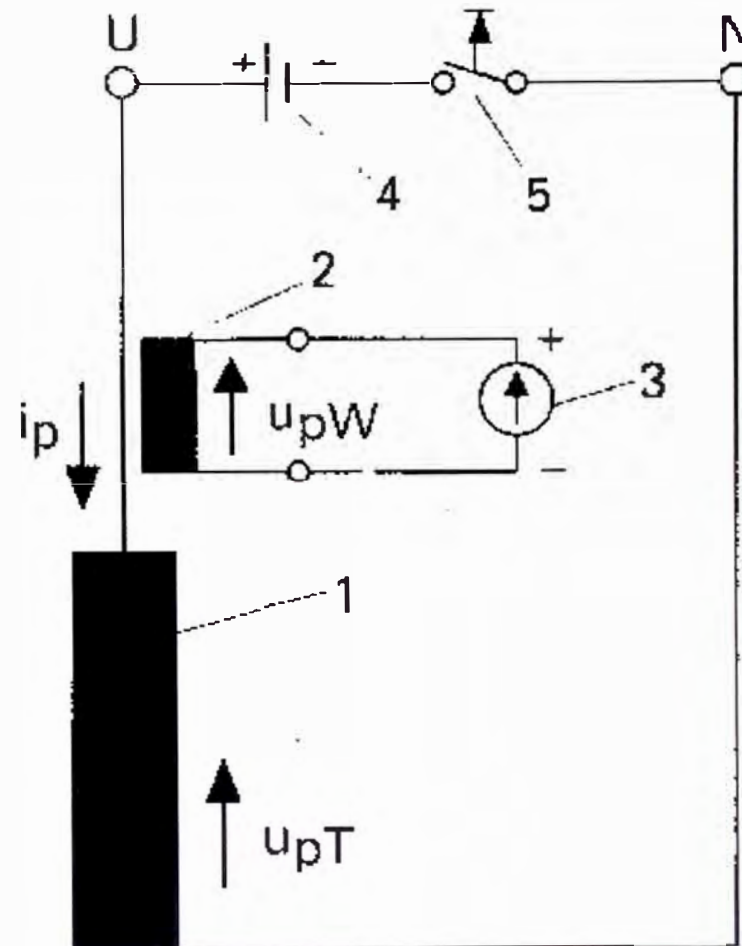
Fig. 2
117 13 Räumliche Darstellung zur Messung der Übersetzung
Diagram of measuring set-up for measurement of voltage ratio

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Pruebas



- Relación de
transformación

TC's

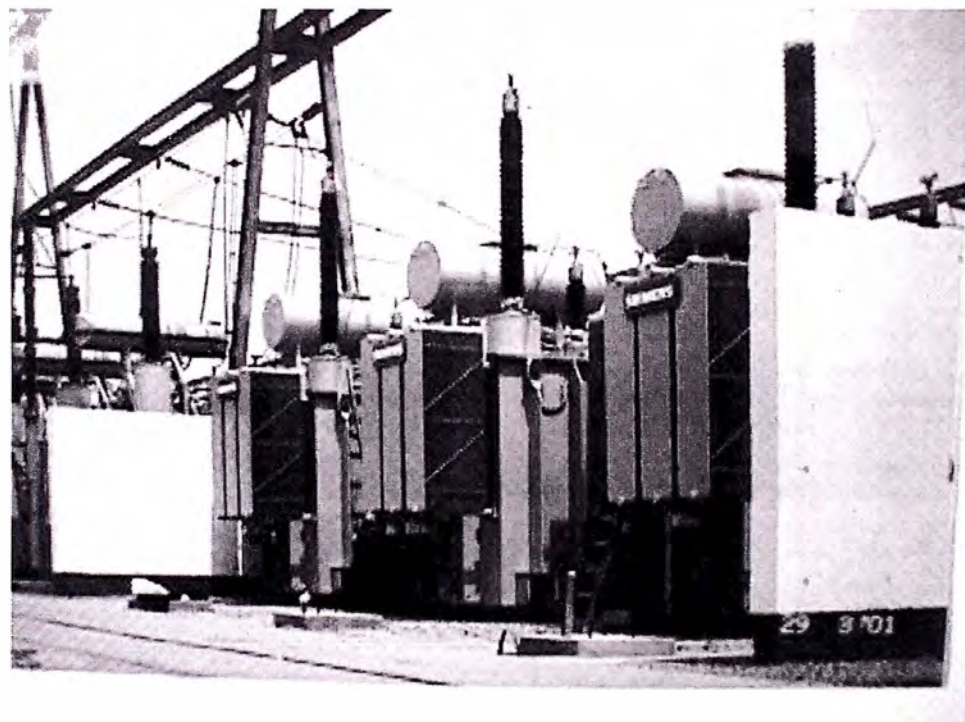
10/17/2003

SIEMENS

Power
to the Point

Transformadores de Potencia y Distribución

Puesta en Servicio



10/17/2003

SIEMENS

SIEMENS

SERVICIO TÉCNICO TRANSFORMADORES

CLIENTE: _____
 OBRA: _____
 No fabricación: _____

POTENCIA: _____
 TENSIONES: _____
 No CALCULO: _____

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADORES	
01 Purga de aire:	*Tubería domos *Radiadores *Pasatapas AT, MT, BT *Relé Buchholz Tanque Expansión *Conmutador bajo carga
02 Anclaje Transformador:	*Zapatas anclaje *Pernos anclaje *Cuba horizontal *Rieles *Frenos *Pozo dep. aceite
03 Posición válvulas:	*Relé Buchholz *Tanque Expansión *Válvulas Toma de muestras *Válvulas Recirculación *Radiador aberturas sup. *Radiador aberturas inf.
04 Pasas:	*Características nominales / TC's *Válvulas Toma de muestras *Válvulas Recirculación *Razón social SIEMENS *Accesorios
05 Desarmadores de aire:	*Cuba *Conmutador
06 Pintura:	*Cuba *Radiadores *Tuberías *Tanque Expansión
07 Puestas a tierra:	*Cuba *Tapa-Tanque *Domos *Pasatapas capacitivos *Tuberías *Tableros de Control *Soportes pararrayos *Pararrayos *Tanque Expansión / base *Radiadores *Equipo de refrigeración *Rieles
08 Punto neutro rigidamente a tierra:	AT _____ MT _____ BT _____
09 Arrolamiento DELTA puesta a tierra	
10 Prueba de Hermeticidad (Hz)	Presión: PSI _____ horas
11 Rigidez dieléctrica promedio aceite:	kV _____ Norma: ASTM <input type="checkbox"/> VDE <input type="checkbox"/> Electrodos: mm _____
12 Llenado de aceite:	*Estado tanque auxiliar limpio y seco *Vacío transformador: mbar _____ horas *Recirculación aceite S() NO() T. °C _____ *Llenado bajo vacío S() NO() T. °C _____
13 Gases disueltos en aceite <= 3% en Vol	Toma de muestras aceite para: Cromatografía de gases Análisis fisicoquímico
14 Pasatapas:	*Fases AT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *Neutro AT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *Fases MT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *Neutro MT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *Fases BT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *Neutro BT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____
15 Cuernos de arco en pasatapas ajustados en:	AT _____ mm AT - N _____ mm MT _____ mm MT - N _____ mm BT _____ mm BT _____ mm
16 Distancia mín. Piezas adyacentes	AT _____ mm MT _____ mm BT _____ mm
17 Pararrayos:	*AT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *MT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____ *BT: Tipo: _____ Fabricante: _____ Nos. Fabric.: _____
18 Ventilación local existente	
19 Verificación correcto funcionamiento:	*Tablero de control ventiladores: Mando Manual Mando Automático Mando Local Mando remoto Mando individual Mando por gases *Servicios Auxiliares: Toma corriente Iluminación Calefacción Cerradura con llave
20 Sentido de giro ventiladores: 1(), 2(), 3(), 4()	5(), 6(), 7(), 8(), 9(), 10(), 11(), 12(), 13() 14(), 15(), 16(), 17(), 18(), 19(), 20(), 21() 22(), 23(), 24(), 25(), 26(), 27(), 28()

Puesta en Servicio

SIEMENS

21 *Conmutador:	No fabricación: Año _____	24 *Aparatos de protección	Alarma	Disparo
Tipo		*Relé Buchholz	()	()
Motor Tipo:	V Hz kW	*Relé compensador de flujo	()	()
Contador operaciones		*Relé protección de cuba	()	()
Posición en accionamiento y ceses		*Relé de flujo conmutador	()	()
Rotaciones por Escalón		*Relé de ondas de presión conmut.	()	()
Tiempo de marcha por escalón	s	*Relé de Presión Súbita	()	()
Comando paso a paso		*Nivel aceite trazo Superior	()	()
Interruptor para accionamiento manual		*Nivel aceite trazo inferior	()	()
Vueltas manhela a la derecha		*Nivel aceite conmut. Superior	()	()
Vueltas manhela a la izquierda		*Nivel aceite conmut. inferior	()	()
Tope final mecánico: Pos. Superior		*Válv. de retención aceite	()	()
Tope final mecánico: Pos. Inferior		*Válv. Sobrepresión trazo	()	()
Tope final eléctrico Pos. Superior		*Válv. Sobrepresión conmut.	()	()
Tope final eléctrico Pos. Inferior		*Mantenciones	()	()
Parada de emergencia		*Termómetro Aceite	()	Alarma °C
Comando a distancia		()	Disparo °C	
Disparo remoto		*Termómetro Dev. AT	()	Alarma °C
Disparo por inversión de secuencia		()	Disparo °C	
Mecanismo de traba (opcional)		*Termómetro Dev. BT	()	Alarma °C
Disparo por sobrecorriente (opcional)		()	Disparo °C	
TC's conectados AT () MT () BT ()		Conex. Vent. 1ª etapa	()	°C
Puesto a tierra borne.		Desconex. Vent. 1ª etapa	()	°C
TC's con bobinado AT () MT () BT ()		Conex. Vent. 2ª etapa	()	°C
Puesto a tierra borne.		Desconex. Vent. 2ª etapa	()	°C

Explicación símbolos: C: Comprobado y correcto P: Pendiente
 V: Ver protocolo o documento anexo N: No hace parte del suministro

PRUEBAS ELECTRICAS EN CAMPO		
*Resistencia de Devanados	*Relación de Transformación - TTR	*Resistencia de aislamiento - Megger
Pos 1 _____ Ω	Pos 1 _____	Índice de polarización
Pos med. _____ Ω	Pos med. _____	Ambiente °C AT-BT _____
Pos extr. _____ Ω	Pos extr. _____	Aceite °C MT-BT _____
Ambiente °C	*Resistencia de aislamiento	Tensión kV MT- _____
Aceite °C	Núcleo - tierra Ω	BT- _____
*Factor de Potencia Transformador	*Factor de potencia pasatapas capacitivos	
UST (CHL) _____ pF _____ % _____ mA	Lado AT Fase _____ pF _____ %	
GST (CHL+CH) _____ pF _____ % _____ mA	Fase _____ pF _____ %	
GSTg (CH) _____ pF _____ % _____ mA	Fase _____ pF _____ %	
Altura de instalación: mm	Neutro _____ pF _____ %	
*Factor de potencia pasatapas capacitivos	*Contenidos de excitación	
Lado MT Fase _____ pF _____ %	Fase Fase Fase	
Fase _____ pF _____ %	Pos 1 _____	
Fase _____ pF _____ %	Pos med. _____	
Neutro _____ pF _____ %	Pos extr. _____	
*Observaciones generales:		

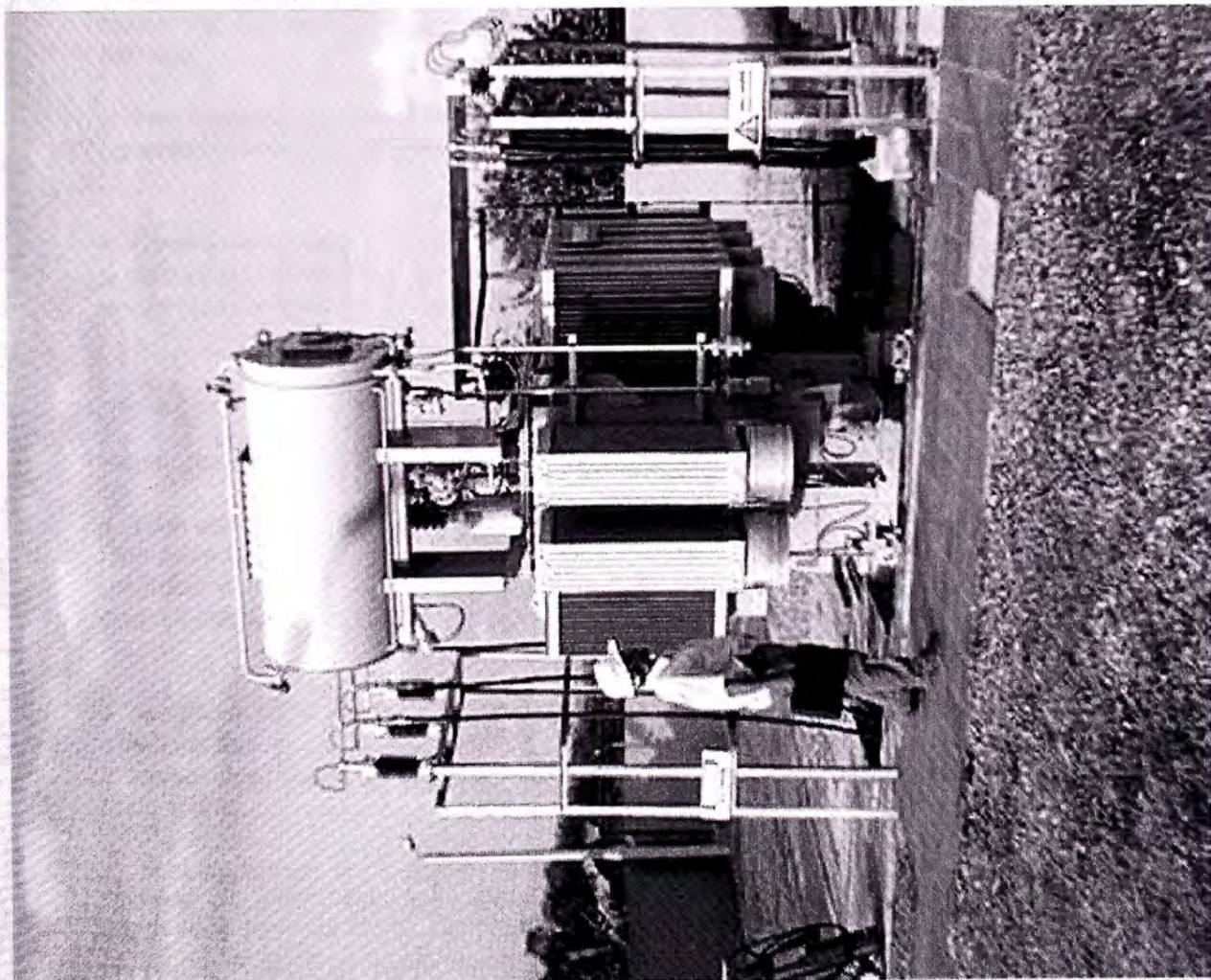
ENERGIZACION: Transformador conectado por AT () MT () BT ()
 Fecha energización: _____ hora: _____ Pos. Conmutador: _____

T	Minutos	°C	°C	°C	AT		BT		P	Q	S
		Aceite	Dev	Dev.	A	KV	A	KV	kVh	KVAR	KVA
0											
15											
30											
60											
90											

Elaboró / fecha: _____ Revisó / fecha: _____
 nombre: _____ firma: _____ nombre: _____ firma: _____

SIEMENS S.A

TRANSFORMADORES DE POTENCIA



10/17/2003



PowerPoint

Transformadores de Potencia y Distribución

101

General Installation Instructions

Instrucciones Generales de Montaje

101.01 General - risks

1. Risks

The condition of the working environment that probably generates an accident causing physical injury to the worker is called risk. In a working area it is important to look for possible risks to control or eliminate them. They are better identified in an ordered environment, so it is important to keep the working area tidy and clean.

Common risks when working on transformers:

When the equipment is installed or transported.

- Large weights and too high center of gravity may cause the equipment overturning causing serious damage.
- The loads should be put in the transport vehicle considering its center of gravity.
- Overhanging parts of the transformer must be protected adequately to avoid any damage to them and to hurt somebody when transporting.

When transformer is energized:

- High voltages and electric fields are invisible and may have high effectiveness at large distances, so, electrical discharges may cause burns, injuries and death if distances are not being taking.
- Magnetic fields are invisible and may have high effectiveness at large distances. They can have influence over lifesaver devices as blood -pressure pace-maker.
- The equipment is filled with a flammable fluid (mineral oil) which may burn or explode in case of equipment fail. Oil leaks, oil burning or violent loosening of parts, may cause serious injuries and death if equipment is not well earthed and switched off before commissioning.

101.01 Generalidades - riesgos

1. Riesgos

La condición del ambiente de trabajo que genera la probabilidad de causar un accidente con daño sobre la salud del trabajador se llama riesgo. Al estar en un sitio de trabajo se deben buscar los posibles riesgos para controlarlos ó eliminarlos, los riesgos se identifican mejor en ambientes ordenados, por ello el orden y aseo son importantes en cualquier sitio de trabajo.

Riesgos más comunes al trabajar en transformadores:

Cuando se transporta o instala el equipo:

- Grandes pesos y centros de gravedad demasiado altos pueden ocasionar que el equipo se vuelque causando serios daños.
- La carga se debe colocar en el vehículo de transporte, teniendo en cuenta su centro de gravedad.
- Las partes que sobresalen del transformador deben ser adecuadamente protegidas y tenidas en cuenta para evitar que se dañen durante el transporte o puedan ocasionar daños a terceros durante el recorrido.

Cuando el transformador está en operación:

- Altos voltajes y campos eléctricos son invisibles, y pueden tener efectividad a gran distancia, así descargas eléctricas pueden causar daños, quemaduras y muerte si las distancias apropiadas no son tenidas en cuenta.
- Los campos magnéticos son invisibles y pueden tener efectividad en grandes distancias, estos pueden influir sobre aparatos salvavidas como los Marcapasos de enfermos del corazón.
- El equipo está lleno con un fluido inflamable (Aceite mineral), el cual, en caso de falla del equipo, puede quemarse o ocasionar una explosión. Fuga de aceite, quema de aceite o desprendimiento violento de partes, pueden ocasionar serios daños y muerte, si el equipo no

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

During maintenance working:

Dangerous voltages will occur in the equipment and may cause damages as in equipment as in people. The transformer and lines must be always denergized and earthed before maintenance. Only qualified personnel must carry the maintenance works.

The inappropriate use and incorrect manipulation repairing devices of the equipment or negligence following the transformer installation instructions may cause dangerous consequences to personnel and equipment. The safety instructions must be strictly followed.

When working on transformer:

The safety distances must be taking when long metallic elements are near energized parts.

Before starting to work on transformers, the personnel must be previously familiarized with its elements, advertising signs, security procedures and maintenance. The personnel must be qualified. The safety and successful operation depends on the appropriate manipulation, installation and maintenance given to transformer as directs in the installation instructions.

The responsible and authorized personnel at substation must be trained to energize, disconnect, earth circuits, etc the transformer as safety practices were established.

The necessary safety equipment to realized maintenance works in the transformer must be provided. The personnel who realize the installation and maintenance works of the transformer must be technically qualified and must follow rigorously the safety rules established in the working place.

Installation instructions

The installation instructions that form the basis for the working procedures are published for the installation and/or commissioning of transformers,

está correctamente aterrizado y desenergizado, antes de entrar en servicio.

Durante los trabajos de mantenimiento:

- Peligrosos voltajes se presentan en el equipo y pueden ocasionar daños personales y al producto. Siempre debe desenergizarse y aterrizarse tanto el transformador como las líneas antes de realizar un mantenimiento. Los mantenimientos debe realizarlos únicamente personal calificado.

- El uso inapropiado de las partes para la reparación del equipo o su alteración por personal no calificado, o la negligencia en el seguimiento de las instrucciones dadas en el manual de servicio del transformador, pueden ocasionar condiciones peligrosas que pueden culminar en daño personal o daños al equipo. Se deben seguir siempre todas las instrucciones de seguridad.

Cuando se trabaje sobre el transformador:

- Tenga en cuenta las distancias de seguridad a las partes que no han sido desenergizadas, sobre todo al maniobrar elementos metálicos que sean muy largos.

- Solamente personal autorizado debe trabajar sobre el transformador, antes de iniciar los trabajos el personal se debe familiarizar con los elementos, advertencias, procedimientos de seguridad y mantenimiento. La operación exitosa y segura del equipo depende de la manipulación apropiada, instalación, operación y mantenimiento seguidos según las recomendaciones del manual de servicio.

- El personal responsable y autorizado en la subestación debe estar entrenado para energizar, desenergizar, aterrizar circuitos y equipos según las prácticas establecidas de seguridad.

- Se deben prever los equipos necesarios de seguridad, de acuerdo con los trabajos se vayan a realizar según las prácticas establecidas de seguridad. El personal que realice los trabajos de montaje ó mantenimiento en un transformador, debe ser técnicamente calificado y debe obedecer rigurosamente las normas de seguridad establecidas en el sitio de trabajo.

2. Instrucciones de montaje

Las instrucciones de montaje son la base para un procedimiento de trabajo apropiado para el montaje y desmontaje correcto de los transformadores,

**Installation Instructions
Instrucciones de Montaje**

arc-suppression coils and oil-immersed reactors manufactured by SIEMENS. There is a checklist for the installation documentation.

Due to the different types, versions and capacities of the equipments, it is impossible to give general instructions of the individual procedures and methods for the necessary preparations.

Separate instructions are given for the installation of special versions of the equipment, which differ in detail from the standard version.

The guarantee obligations of SIEMENS refer to the satisfactory condition of their products at the time of delivery from the factory or the soon delivery. SIEMENS can accept no responsibility if their products are not installed and set to work in the proper manner and/or the installation instructions are not followed. Full details are supplied in the contract of supply.

bobinas de arco suprimido y reactores sumergidos en aceite, fabricados por SIEMENS. Existe una lista de control de todas los procedimientos de montaje.

Debido a que existen diferentes tipos, versiones y capacidades de equipos, es imposible brindar instrucciones generales de los procedimientos individuales y de métodos para alistarlos.

Instrucciones anexas son brindadas para el montaje de versiones especiales de equipos que se diferencian en detalle del equipo estándar.

La responsabilidad de garantía por parte de SIEMENS, se refiere a las buenas condiciones que tienen sus productos al momento de entrega de la fábrica o la pronta entrega de los mismos. SIEMENS no acepta responsabilidad alguna si sus productos no son instalados y puestos a trabajar de manera correcta o si sus instrucciones de montaje no son seguidas. Esto se encuentra más detallado en el contrato de suministro.

SIEMENS Colombia, Servicio Técnico
Línea gratuita en Colombia de servicio al cliente
Toll free Customer service in Colombia.
01-8000-51-9001
Teléfonos de Servicio:
Service Telephones:
(571) - 425 3869
(571) - 425 3726
Fax.
(571-) 294 2707
e-mail:
transformers@siemens.com.co

**Installation Instructions
Instrucciones de Montaje**

**112
Commissioning
Puesta en Servicio****112.01 Instructions for commissioning**

It is advisable to have transformers commissioned by specialists of SIEMENS.

If this is not possible, proceed as laid down in the "Commissioning Instructions" set forth below. The different operations have to be realized as laid down in Commissioning Certificate SAT/MA 112.02 or SAT/MA 112.03. A copy of this should be sent to the service office of SIEMENS.

The accessories of protection and control here described, are presented in a general form for application in transformers. For details about each one, it is necessary to refer to the specific catalogue of the instrument.

No warranty can be given by SIEMENS for damage caused by improper commissioning on the part of third parties.

General

Before transformers and reactors are put into service, make sure they have been properly installed and their safety and monitoring devices are in perfect working order.

The tests on transformers and their protective devices specified in commissioning report SAT/MA 112.02 should be carried out as suited for the particular consignment. This also applies to any additional protective devices or parts of the consignment, which are not included in the report form.

Tests carried out should be marked as the symbol explication given in commissioning report SAT/MA 112.02 and the results noted down.

If transformer is not put into service immediately after installation, a "preliminary test" should be made and the result entered in the "pre-acceptance test" certificate.

Before commissioning proper, (i.e. transformers/reactors energized), a final check should be made of the safety and monitoring devices and the result entered in the commissioning

112.01 Instrucciones para la puesta en servicio

Recomendamos efectuar la puesta en servicio del transformador por personal experto de la fábrica SIEMENS.

Si esto no es posible, debe procederse según las "Instrucciones para la puesta en servicio". Las diferentes operaciones deben realizarse según el protocolo de puesta en servicio SAT/MA 112.02. Una copia de esta debe ser enviada a la oficina de servicio de SIEMENS.

Los accesorios de protección y control aquí descritos, se enuncian en forma general para aplicación en transformadores. Para detalles acerca de cada uno de los accesorios, se debe remitir al catálogo específico del instrumento.

SIEMENS no puede asumir responsabilidad por daños causados por una puesta en servicio inadecuada realizada por terceros.

Generalidades

Antes de la puesta en servicio de transformadores y reactores debe comprobarse la correcta ejecución del montaje y el perfecto funcionamiento de los aparatos de seguridad y control.

Las pruebas a efectuar en el transformador enumeradas en el protocolo de puesta en servicio SAT/MA 112.02 deben realizarse, adaptándolas en sentido correcto a los suministros del caso. Aquí también deben considerarse cualquier tipo de dispositivos de seguridad adicionales o partes del suministro que no se enumeran en el formulario del protocolo.

Las pruebas realizadas deben consignarse según la explicación de símbolos mostrada en el protocolo de puesta en servicio SAT/MA 112.02.

Si el transformador no es puesto en servicio inmediatamente después del montaje, debe realizarse una "Prueba previa" y consignarse el resultado en el "Protocolo definitivo de pruebas previas".

Antes de la puesta en servicio final, (es decir, la energización), un chequeo final de los aparatos de seguridad y control y los resultados deben consignarse en el protocolo definitivo de puesta en

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

certificate.

Details of the operation of the safety and monitoring devices are given in the individual descriptions in the transformer hand book and should be carefully followed. Wrong operation of the devices may cause serious transformer faults.

The following notes are enumerated in the order shown in the commissioning certificate:

1. Venting

All vents provided should be opened until oil emerges without air-bubbles and then closed again tightly. This operation will be realized from the lower vents up to top vents.

Vent plugs are provided on

- Bushings (in accordance with DIN standards or of similar design)
- Bushing pockets (domes or turrets)
- Buchholz relay
- Mounting flange of diverter switch
- Over pressure device
- Radiators
- Oil-to-air and oil-to-water coolers
- Horizontally installed oil-circulating pumps
- Pipes between tank and cooling equipment
- Flange above reconnecting devices below transformer cover
- Flange and conduit on capacitor bushings

See accessories catalogs in transformer hand book.

Capacitor bushings arranged vertically have a separate sealed oil compartment. This compartment must not be vented but only the space below the bushing flange and the bushing pipe.

Regarding mobile transformers, the oil level in the Buchholz relay and in the horizontal bushings is mostly higher than that in the conservator. Air would therefore be drawn in when opening the vent plugs. Prior to venting, the overflow pipe or

servicio.

Las indicaciones detalladas referentes al manejo de los aparatos de seguridad y control deben obtenerse de las descripciones correspondientes de los aparatos en el manual de servicio del transformador y seguirse rigurosamente. El manejo inadecuado de los aparatos de seguridad y control puede ocasionar graves averías en el transformador.

Las siguientes indicaciones están enumeradas en el orden mostrado en las instrucciones de puesta en servicio.

1. Purga de aire

Todos los lugares previstos para purgar aire deben abrirse hasta que brote aceite sin burbujas y luego volver a cerrarse fuertemente. Esta operación se realizará desde las purgas más inferiores hasta las superiores.

Existen tornillos de purga en:

- Aisladores pasantes (según DIN o de tipo constructivo semejante)
- Domos para aisladores pasantes
- Relé Buchholz
- Brida de fijación del conmutador bajo carga
- Protección de sobrepresión
- Radiadores
- Refrigerador aceite aire o respectivamente aceite-agua
- Bombas de circulación de aceite montadas horizontalmente
- Tuberías de unión entre la cuba y el equipo de refrigeración
- Bridas en dispositivos de reconexión debajo de la tapa del transformador
- Brida y tubo del conductor en aisladores tipo Condensador

Ver los catálogos de otros accesorios en el manual de servicio.

Los aisladores pasantes tipo condensador tienen un recinto de aceite independiente separado del aceite del transformador, cuando están dispuestos en forma vertical. Aquí no debe purgarse el recinto de aceite, sino solamente el espacio debajo de la brida del aislador pasante y el tubo del aislador.

En subestaciones móviles, el nivel de aceite en el relé Buchholz y en los aisladores dispuestos horizontalmente está frecuentemente por encima del nivel del tanque de expansión. Al abrir los tornillos de purga de aire ingresaría aire en tal caso.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

standpipe fitted should therefore be filled with oil through the three-way valve after closing of the slide valve. The oil level will thus be increased.

2. Anchoring

- Check the blocking elements of transformers mounted on wheels. Fit and check the holding-down bolts, if provided, on skidded transformers.
- Check the horizontal position of the tank and the base must have the appropriate strength to support the weight of the transformer. The Siemens SAT transformers are installed horizontally and the functioning of the Buchholz relay is guaranteed due to the pipe has a gradient of 3° with the horizontal.
- Check the existence of an oil well in case of a severe oil leakage. The existence of this oil tank guarantee the oil to be picked up and cannot make contact with the environment.
- Check the state of the rails.

3. Valves position

Check the position of the slide valves, three-way and butterfly valves in accordance with the instruction label, if provided.

Check the valves next to Buchholz relay, flow relay to the tap-changer and dehydrating breather (if apply). The recirculation valves, oil sample valves, drains, etc., must be closed. Only, if in one of the latter are installed measurement gas (hydran) or moisture (aquoil) equipment the valves must stay open.

Check the tap changer valves of the filtration circuit if provided. Check the valves are in the open position to the cooling equipment (radiators, heat exchangers, etc.).

4. Labeling - identification marks

Make sure the labeling of the fittings and monitoring devices is correct and complete.

5. Dehydrating breathers

- In open tanks:

En estas circunstancias antes de purgar aire, debe llenarse con aceite el tubo de rebose o tubo de cierre manométrico, después de cerrar la válvula hacia el recipiente de expansión, usando para ello la válvula de 3 vías. De este modo se debe incrementar el nivel de aceite.

2. Anclaje

- Chequee los elementos de bloqueo de las ruedas o los patines donde esta montado el transformador. Si existe, verifique el montaje de zapatas de anclaje con tornillos a suelo.
- Revisar que la cuba se encuentre horizontal y que la base tenga la solidez apropiada para el peso del transformador. Los transformadores Siemens SAT se instalan horizontales y se garantiza el funcionamiento del relé Buchholz porque la tubería tiene una inclinación de 3° con la horizontal.
- Verificar que exista un pozo para depósito de aceite en caso de una fuga severa del aceite. La existencia de este depósito garantiza que el aceite derramado puede ser recogido y no salga al medio ambiente.
- Verificar el estado de los rieles.

3. Posición de las válvulas

Verificar la posición de las válvulas, válvulas de 3 vías y válvulas mariposas. Proceder según la placa "Posiciones de los órganos de cierre" si existe.

Revisar que las válvulas al lado del relé Buchholz estén abiertas, relé del flujo al conmutador y deshumectadores (si aplica). Las válvulas de recirculación, toma de muestras, drenajes, etc, deben estar cerradas. Únicamente si en alguno de los anteriores se instalan equipos de medición de gas (tipo hydran) o de humedad (aquoil), se dejarán abiertas.

Revisar las válvulas del cambiador de taps del circuito de filtrado si llevan. Verificar que las válvulas se encuentren abiertas hacia los equipos de refrigeración (radiadores, intercambiadores de calor, etc.).

4. Placas indicadoras

Examinar si las placas indicadoras de los accesorios y aparatos de control están completas y son correctas.

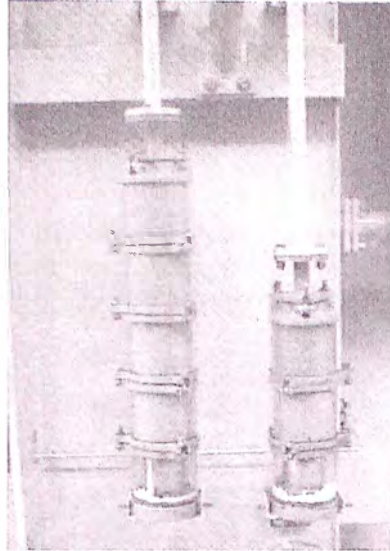
5. Desecador de aire

- En tanques tipo abierto:

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Dehydrating breathers must be filled with dry (orange) KC granules. Make sure the breather(s) operate(s) properly.

Los desecadores de aire deben estar llenos de gránulos KC secos (naranja). Debe observarse que la operación de cada uno de los respiradores sea la adecuada.



When the transformer breathes, air bubbles become visible in the oil seal of the vessel below the dehydrating breather. Check the oil level in it. In case of doubt, air can be pumped into the breather through the vent valve of the Buchholz relay and the breathing function can be checked in the oil seal.

Cuando el transformador respira debido a diferencias de temperatura, se observan burbujas en el sello hidráulico del vaso debajo del desecador. Se debe comprobar que este tenga aceite. En caso de duda se puede bombear aire a través de la válvula de ventilación del relé Buchholz y comprobar así la respiración en el sello hidráulico

For sealed tanks:

In these tanks there is not contact between the inside and outside part. Preservation systems at atm. of Nitrogen, gas supply bottle and overpressure or vacuum alarm-contact manometer used under special order.

- Para tanques sellados:

En estos tanques no hay contacto del interior con el exterior, se utiliza bajo pedido especial sistemas de preservación con una atmósfera de nitrógeno, botella de suministro de gas y manómetro con contactos de alarma por sobrepresión o vacío.

Paint finish

Check the paint finish. Necessary corrections must be done.

6. Pintura

La pintura se someterá a un control visual, se deben hacer las correcciones necesarias

Earthing (protective grounding)

The tank and cooling system, if provided, must be earthed on at least one earthing screw with adequate conductor cross-section.

7. Puesta a tierra (tierra de protección)

La cuba y el equipo de refrigeración deben ponerse a tierra en por la menos un tornillo de puesta a tierra usando un conductor de suficiente sección transversal.

Check each accessory with its respective grounding according to the commissioning certificate.

Revisar cada accesorio con su puesta a tierra según protocolo.

Earth-fault conditions

At the customer's request, transformers with fully

Condiciones de puesta a tierra

Bajo solicitud especial previa al montaje se pueden

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

insulated neutral can be checked under earth-fault conditions. Two measurements are required. For this purpose, one phase at a time should be connected-to earth twice in succession. Duration of each test approximately 2 to 5 minutes at nominal excitation.

During this test, all the other windings of the transformer must be earthed on one pole or loaded With sufficient capacitance to earth to prevent excessive capacitive voltage being transmitted.

Before paralleling the transformer with other transformers or supply systems, check for phase coincidence.(Connection group of system and transformer)

8. Neutral

Give details of the method selected for the operation of the neutral.

9. Delta winding (triangle)

Please set whether the delta winding is on-load connected to a system or whether it is operated only as a delta stabilizing winding. Has provision been made for single-phase earthing or suffice loading by capacitor or cable?

10. Leakage test

Check the tank, bushings and cooling system for oil leakage, by means of N₂ or dried air injection at least during 2 hours.

11 + 12 + 13. Oil breakdown voltage / Oil quality

It is absolutely necessary to check the breakdown voltage of the oil by an accepted method before authorize the filling of the transformer. Note the type of the test apparatus.

A complete physic and chemist analysis of the sample is recommended

The oil always will be monitored by means of gas analysis. This should be made before the transformer is energized and should be taken as a basis for further analyses. In order to do this a sample of oil (1 litre) shall be taken from the top oil-layer in the tank and sent to the laboratory in a clean flask. Refer to SAT/MA 105.11. In case more oil tests are required, two liters of oil will be

probar los transformadores (punto estrella plenamente aislado en el servicio) con falla a tierra. Se requieren dos mediciones. A tal efecto se conecta sucesivamente cada vez una fase a tierra. La duración de esta prueba es de 2 a 5 minutos aproximadamente a la excitación nominal.

Todos los demás devanados del transformador deben ponerse a tierra de forma monopolar durante esta prueba, o estar sometidos a una carga capacitiva suficientemente alta respecto a tierra para evitar que se transfieran tensiones capacitivas demasiado altas.

Antes de la conexión en paralelo con otros transformadores o con la red, se comprobará la igualdad de fases.(Grupo de conexión del sistema y del transformador)

8. Punto estrella (neutro)

Es preciso indicar cómo está conectado el punto estrella.

9. Devanado en delta (triángulo)

Hay que indicar si el devanado en triángulo está conectado con carga o si presta servicio como devanado de compensación en triángulo. Se ha previsto la conexión a tierra de una fase o una carga suficiente mediante condensador o cable?

10. Control de hermeticidad

Observar la hermeticidad al aceite de la cuba, aisladores pasantes e instalación de refrigeración, etc., mediante inyección de N₂ o aire seco durante al menos 2 horas.

11 + 12 + 13. Rigidez dieléctrica / Calidad del aceite

La comprobación de la rigidez dieléctrica del aceite según un conocido método es indispensable antes de autorizar el llenado de aceite del transformador. Debe indicarse el tipo del aparato de control utilizado.

Se recomienda tomar una muestra para análisis físico químico completo.

Siempre será vigilado el aceite mediante análisis de gas. Antes de la conexión se hará un análisis de aceite y gas como punto de partida. Para ello se extraerá una muestra de aceite (1 litro) de la parte superior de la cuba y se enviará en una botella limpia a un laboratorio reconocido. Ver SAT/MA 105.11. Si son necesarias varios análisis del aceite, se requieren 2 litros de aceite.

Installation Instructions
Instrucciones de Montaje

necessary.

After one week the transformer has been energized, an oil sample should be taken. In abnormal cases notify SIEMENS.

4. Bushings

If possible, note the type, bushing manufacturer and serial number.

5. Spark gaps on bushings

Set the spark gaps in accordance to the dimension drawing and the applicable specifications, e.g. VDE 0532. Larger gaps are required for transformers installed at altitudes above 1000 m (see VDE 0532).

If the transformer terminals are protected by lightning arrester, spark gaps are not required. If they are used nevertheless, they should be set as stated, above or a larger gap should be selected.

6. Minimum clearance with respect to adjacent parts

The clearances of the bushings and leads with respect to the plant sections must be in line with the applicable regulations, e.g. VDE 0532.

7. Lightning arresters

Note the manufacturer, type and rated voltage of the lightning arresters.

Se debe tomar una muestra después de 1 semana de realizada la energización. En caso de anomalías se debe informar a SIEMENS.

14. Aisladores pasantes

Cuando es posible determinarlo, deben anotarse y tener presente el tipo el fabricante, y el número de fábrica.

15. Explosores en los aisladores, cuernos de Arco

Las distancias de los explosores de protección deben ajustarse según las indicaciones en el plano de dimensiones generales del transformador o respectivamente según la norma aplicada en cada caso (ej. VDE 0532). Distancias aumentadas según norma (VDE 0532) deben tenerse en cuenta si la instalación del transformador se realiza en alturas superiores a 1000 m.

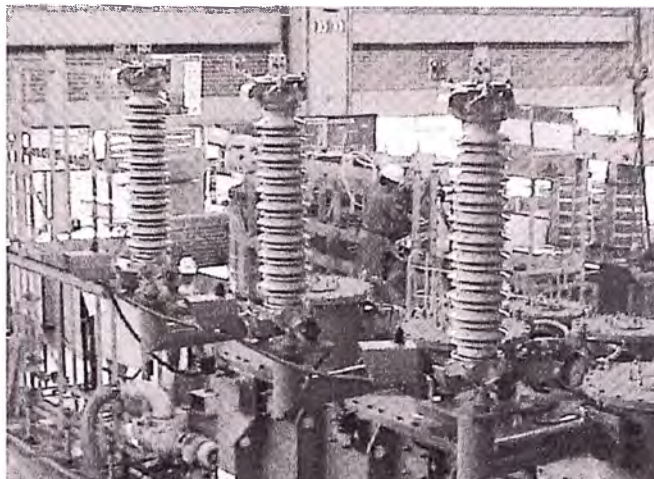
Cuando los bornes del transformador se protegen con descargadores de sobretensión (pararayos) puede prescindirse de los explosores. Si a pesar de todo son utilizados, entonces deben ajustarse como se indica arriba o se debe dejar una gran distancia.

16. Distancias mínimas a las piezas adyacentes

Las distancias de los aisladores pasantes y tomas a las piezas de la instalación cumplirán las correspondientes prescripciones válidas (por ejemplo, VDE 0532).

17. Descargadores de tensión-Pararayos

Se debe anotar el fabricante, el modelo y la tensión de extinción de los descargadores de tensión, de cada nivel de tensión.



18. Ventilation

Make sure the rooms in which transformers are installed are adequately ventilated.

19. Check cooling system

Oil-to-water coolers

All the pipes should be carefully vented at their highest point before the oil and water circuits are put into service.

Oil circulation should be started before the water is circulated.

Important: When putting oil-to-water coolers into operation at temperatures below zero, the water may freeze if the amount of heat given off by the transformer is low. In case of doubt, the transformer should be set in action with the oil pumps running but without water circulating. The water circuit should not be connected before the oil has reached a temperature of approximately +10°C. See operating instructions.

18. Ventilación local

En las instalaciones bajo techo, se debe observar que la ventilación del local sea suficiente.

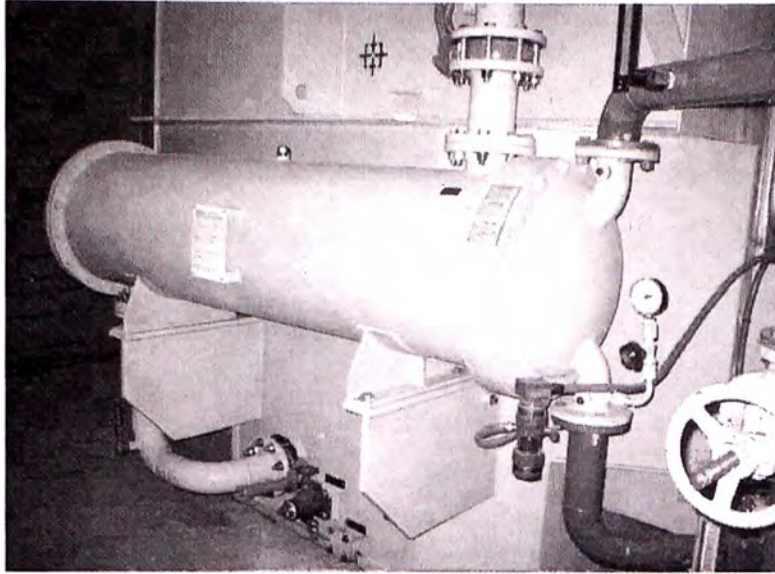
19. Verificación del sistema de refrigeración

Sistema de refrigeración del aceite con agua

Antes de poner en servicio el circuito del aceite y de agua se deben purgar cuidadosamente todos los puntos más elevados del sistema de tuberías.

La circulación de aceite debe ponerse en servicio antes de la circulación del agua.

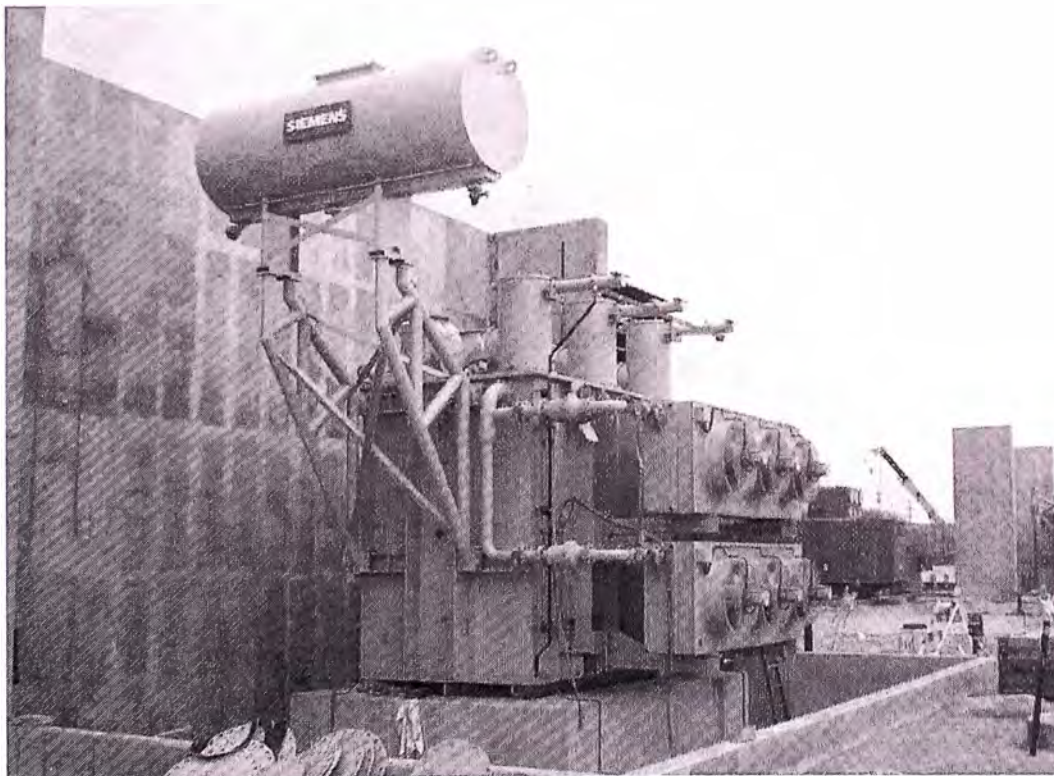
Atención: Al poner en servicio los refrigeradores de aceite con agua a temperaturas por debajo de 0°C, el agua se puede congelar si la transferencia de calor del transformador hacia ella es baja. En caso de duda, el transformador se pondrá en servicio con bombas de aceite en marcha pero sin circulación de agua. El circuito de agua no debe ser conectado antes que el aceite haya alcanzado una temperatura de aproximadamente +10°C. Para más información, observar las instrucciones de servicio en el manual de servicio del transformador.

**Oil-to-air coolers**

All the pipes should be carefully vented at their highest point before the oil circuit is put into service. At temperatures below zero and high atmospheric humidity, the air inlet may ice up. The ice should be opened.

Refrigeradores de aceite mediante aire

Antes de poner en servicio el circuito de aceite se deben purgar cuidadosamente todos los puntos más elevados del sistema de tuberías. Habiendo temperaturas bajo cero y humedad del ambiente puede formarse hielo en las rendijas de protección en el lado de entrada de aire. Se debe remover el hielo.



Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Direction of rotation of pumps and fans

Proper installation of the oil pumps should be controlled by arrows cast into the housing. The direction of oil flow is as follows:

Discharge of hot oil from the top of the tank to the cooler.

Supply of cooled oil from the cooler to the tank in the base area.

Regarding pumps with gauge, the indicator wheel must rotate in the direction of the flow.

The correct direction of rotation by pumps without gauge can be tested if exchanged two phases. When the direction of rotation is incorrect, the sound of the pump noise is intensity and the current input is over

Contents of accessories cubicle

Check the contents of the accessories cubicles for completeness.

Check the correct switching on of bombs and/or fans from the cubicle. Check the different cooling phases.

Sentido de giro de bombas

El correcto montaje de las bombas de aceite se controla mediante las flechas fundidas con la carcasa. La dirección de circulación del aceite está predeterminada:

Salida de aceite caliente hacia el refrigerador de la parte superior de la cuba al refrigerador.

Entrada de aceite frío desde el refrigerador al fondo de la cuba del transformador.

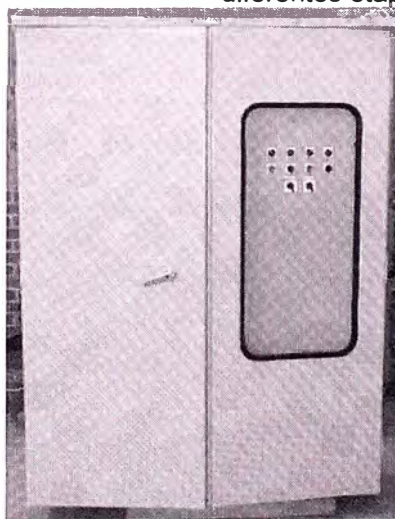
En las bombas provistas de mirilla, el disco indicador debe girar en el sentido de la flecha.

En caso de que las bombas carezcan de mirilla se puede verificar el correcto sentido de rotación invirtiendo 2 fases de la alimentación. El ruido de marcha es mayor si el sentido de rotación de la bomba no es el correcto y la corriente de entrada es mayor.

Contenido del armario de accesorios

Debe comprobarse que los armarios de accesorios están completos.

Verificar el encendido correcto de bombas y/o ventiladores desde el tablero de control. Revisar las diferentes etapas de refrigeración.



Cubicle heating

Set the thermostat of the switchboard heater to approximately 20°C and check the heater for proper functioning. Check the socket and the lighting.

20. Fans turn direction

The direction of airflow must be as shown in the

Calefacción del armario

El termostato de la calefacción del armario se ajusta a 20°C aproximadamente; hay que probar el funcionamiento de la calefacción. Verificar el toma corrientes y la iluminación.

20. Sentido de giro de los ventiladores

El sentido de circulación del aire ha de concordar

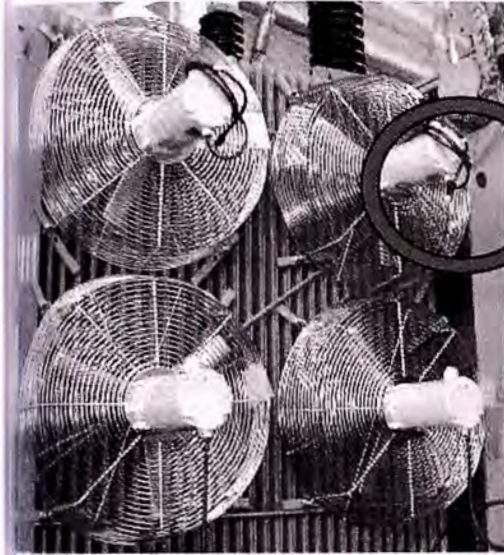
Installation Instructions
Instrucciones de Montaje

direction of rotation sheet. Only then, the adequate cooling is ensured.

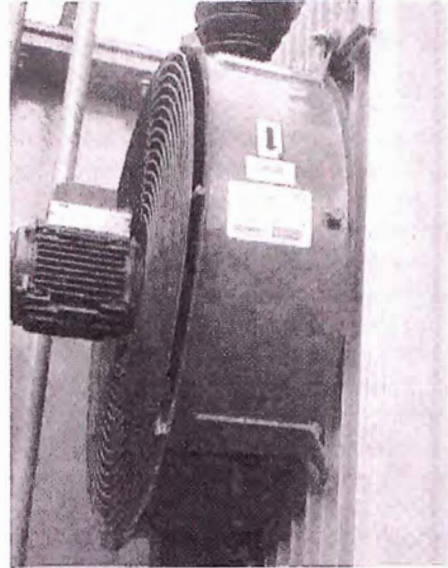
Check the fans for propering direction of rotation. Abnormal vibrations in the fan must not exist. Check the adjustment of the fastening screws.

con las indicaciones del la placa indicadora del sentido de rotación. Sólo entonces queda garantizada la capacidad de refrigeración.

Comprobar el correcto sentido de giro de todos los ventiladores. No deben existir vibraciones anormales en el ventilador, verificar el ajuste de los tornillos de montaje.



Turn direction
Sentido de giro



Installation Instructions Instrucciones de Montaje

21. Off-circuit tap changer

To check the off-circuit tap changer for proper functioning and to verify that its neutral position coincides with that of the associated drive, the ratio should be measured as indicated in point 1, and also contact making and breaking checked in all positions and phases by means of the continuity tester. The operating position must be approximately in the middle between contact making and breaking.

Check the operating position locks, the position indicators and end stops. If the tap changer drive and the circuit breaker are interlocked, the tap changer function should be checked under de-energized conditions. If there is no interlock, padlocking of the tap changer actuator is strongly recommended.

22. Motor drive and on-load tap changer (O.L.T.C.)

The instructions apply to motor drives and on-load tap changers supplied by SIEMENS. For other makes and tests see product descriptions in the transformer installation manual.

The thermostat for the heater in the control-housing shall be adjusted to approx. 20 °C and the heater shall be checked as to its proper functioning.

Make sure the directional change of the tap changer coincides with the step indicator (checking the direction of rotation).

The taps can be brought to the electrically end position after the ratio has been measured and the motor drive checked for proper coupling with the tap changing gear. Before this is done, the hand crank should be used. When the hand crank has been inserted, electrical operation of the motor drive must not longer be possible.

Position indication in input bearing

The motor drive and position indicator below the cover of the input bearing must have the input. This

21. Conmutador sin tensión

Para verificar el apropiado funcionamiento del conmutador sin tensión y verificar que su posición neutra coincide con la del accionamiento asociado y también debe verificarse el cierre y apertura en todas las posiciones y fases por medio de un medidor de continuidad. La posición de operación debe estar aproximadamente en el medio del contacto de apertura y cierre.

La traba de las posiciones de servicio, la indicación de la posición y los topes finales deben controlarse. Estando enclavado el accionamiento del conmutador con el interruptor de potencia debe controlarse el funcionamiento en estado sin tensión, es decir, estando desenergizado el transformador. Si no se prevee un enclavamiento, es recomendable asegurar el gabinete del accionamiento mediante un candado.

22. Accionamiento motor y conmutador de contactos escalonados bajo carga.

Las presentes instrucciones son válidas para accionamientos de motor y conmutadores de contactos escalonados suministrados por SIEMENS. Si se usaran otros productos se deberán obtener las verificaciones a realizar de la descripción del producto en el respectivo catálogo en el manual de servicio del transformador.

El termostato de la calefacción del gabinete de comando debe ajustarse en aprox. 20°C y se debe controlar el funcionamiento de la calefacción.

Debe controlarse la correspondencia entre la dirección de la variación con la indicación de posición (control del sentido de rotación de la terna trifásica ó secuencia de fases.)

Las posiciones finales deben alcanzarse mediante el accionamiento eléctrico cuando se haya efectuado la medición de relación de transformación y el control del correcto acoplamiento del accionamiento motor con el conmutador de contactos escalonados. Hasta entonces debe usarse la manivela. Estando insertada la manivela no debe ser posible un accionamiento eléctrico del accionamiento motor.

Indicador de posiciones en el rodamiento de entrada

El accionamiento Motor y la indicación de posición debajo de la tapa del rodamiento de entrada,

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

is best checked by moving the motor drive to the "Coupling position", which is marked with a triangle on the position indicator strip. In the coupling, the fixed triangle and the triangle of the moving dial must be opposite to each other in the input bearing. (See operating instructions for basic on-load tap changer).

Turns/ steps

To move the tap changer one step requires normally the following revolutions of the hand crank of the motor drive as shown in **Table 1**.

The operating time (in seconds) should be recorder for each step.

Overrun blocking

Although provision is made for step interlocking, an operating time monitoring relay will be incorporated in the motor drive or in the control room at an special request. When the operating time of 1 (2) steps is exceeded, the relay picks up after 8 (13) seconds and switches off the circuit breaker of the drive.

To check the relay for proper functioning, the cycle of operation can be enforced until the relay picks up by latching a motor contactor and/or breaking contactor. The circuit diagram shows which contactors cause the relay to pick up.

Step-by-step control/ does not stop after every step

To test the step-by-step control, the operating knob is activated or the push button S1 or S2 is operated during the complete duration of a tap-change operation. After the diverter switch has operated, the motor-drive mechanism must automatically switch-off.

A further tap change operation may take place only after giving a new pulse.

An overrun button for disabling step-by step control whenever required will be supplied on request.

deben estar en la misma posición. Para el control es conveniente llevar el accionamiento motor a la posición de acoplamiento. Esta está marcada en la cinta indicadora de posición con un triángulo. En la posición de acoplamiento, se debe enfrenar el triángulo fijo del indicador de posición del rodamiento de entrada y el triángulo del disco grabado móvil. (Ver las instrucciones de servicio para conmutadores en el catálogo del fabricante del conmutador.)

Rotación por escalón

El cambio de posición de un escalón requiere las siguientes rotaciones de la manivela en el accionamiento motor, como se muestra en la **Tabla 1**.

Debe registrarse el tiempo de marcha en segundos para cada paso.

Bloqueo de sobrepaso de posición

A pedido especial se incorpora en el accionamiento motor o en la sala de control un relé de tiempo para controlar el tiempo de marcha. Al sobrepasar el tiempo de marcha ajustado de 1 (2) escalones, el relé de tiempo se excita después de 8 (13) segundos y desconecta el interruptor guardamotor del accionamiento.

Para controlar el funcionamiento apropiado del relé de tiempo, el ciclo de operación puede forzarse hasta que el relé de tiempo reacciona con el contactor del motor y/o con el contactor de frenado. Debe determinarse en el esquema de conexión cuales contactores conducen a una reacción del relé de tiempo.

Comando paso a paso/Sobrepaso

Para controlar el comando paso a paso se acciona el manillar o respectivamente el pulsador S1 o S2 durante todo el tiempo de marcha de un cambio de posición. Después de que el conmutador bajo carga haya accionado debe desconectarse el accionamiento motor automáticamente.

Un nuevo cambio de posición debe realizarse inmediatamente después de haber dado un nuevo pulso.

Un botón de sobrepaso para poner fuera de servicio el comando paso a paso cuando se requiera, se suministra a pedido del cliente.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Mark Marca	Motor Drive type Tipo accionamiento	Nr. Rev/Step No Vueltas/Paso	Comutation Vueltas de manivela para conmutación	Handcrack revolutions before mechanical stop Vueltas de manivela antes de los topes mecánicos	Time with motor operation Tiempo de operación con motor
ABB	UZ	20	20	8 ½	3s
	BUL	15	15	8 ½	5s
MR	ED	33	28	5 ½	5.4s
	MA	33	28	5 ½	5s

Table 1/ Tabla 1

Mechanical stops

The test is to be performed using the hand crank. The tap-changer is electrically driven up to the last but one position and the end position is then reached by turning the hand crank.

If the hand crank is subsequently rotated for about 1 1/2 revolutions, the mechanical end stop must be operative. If the push button is operated in the same control direction, with the hand crank removed before, the drive shall not start. The procedure is similar in the opposite direction.

Electrical limit switches

This test shall be performed after "Testing the mechanical end stop". The tap-changer is driven up to the end position. If another pulse is given, the drive shall not operate any longer. It shall operate only, when a pulse is given for the opposite direction. The test is to be performed for both end positions.

In the end position the mechanical end stop should not yet operate. Further 1 ½ revolutions have to be carried out with the hand crank, before locking takes place, by means of the mechanical end stop.

Remote control

Make sure that the tap has been properly changed in response to the pulse given from the control room.

Topes finales mecánicos

Este control debe realizarse mediante accionamiento a mano. Se lleva el conmutador de contactos escalonados mediante accionamiento eléctrico hasta la penúltima posición y se alcanza luego la posición final girando la manivela.

Si se sigue girando la manivela aproximadamente a 1 1/2 revoluciones, debe entrar en accionamiento el tope final mecánico. Si el pulsador es operado en la misma dirección, (con la manivela removida anteriormente) el accionamiento no debe comenzar. El mismo procedimiento se sigue en la dirección contraria.

Tope final eléctrico

Esta prueba debe realizarse después de la "prueba del tope mecánico". Se conmuta hasta la posición final. Accionando una vez más el pulsador, el accionamiento motor no debe arrancar nuevamente, solamente al dar un pulso en el sentido contrario. La prueba debe realizarse en sus 2 posiciones límites.

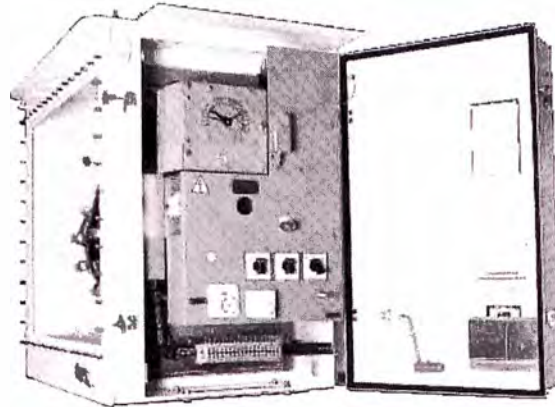
El tope final mecánico aún no debe haber trabajado. Deben poder realizarse aproximadamente 1 ½ vueltas más con la manivela antes de que el tope final mecánico trabe.

Comando a distancia

Debe controlarse el correcto cambio de escalón al dar pulsos desde la sala de control, si hace parte del suministro.

Diverter switch operation

Operación del conmutador bajo carga



After being driven to any position the diverter switch should operate, as evenly as possible in each direction of rotation. To cover one complete, see **Table 1**.

El conmutador bajo carga debe conmutar, después de haber sido llevado a una posición cualquiera, en ambas direcciones de giro, lo más uniformemente posible. Para pasar una posición completamente, observar la **Tabla 1**.

For necessary corrections see operating instructions for on-load tap changers.

Si se requiere una corrección véanse las instrucciones de servicio para el conmutador en el catálogo del fabricante.

Locking gear

Mecanismo de traba

The input bearing can be provided with locking gear on request.

A pedido especial del cliente se puede acoplar al rodamiento de entrada un mecanismo de traba.

The locking gear should not operate if the motor-drive mechanism is driven beyond the electrical limit stops and on to the mechanical end stops incorporated in the mechanism.

El mecanismo de traba aún no debe entrar en funcionamiento cuando el accionamiento motor ha sobrepasado los topes finales eléctricos y hayan actuado los topes finales mecánicos incorporados en el accionamiento motor.

The locking gear is adjusted at the factory so that it only operates when the drive shaft would have completed an extra 1 1/4 revolutions after the mechanical limit stops in the motor-drive mechanism have been reached.

El mecanismo de traba se ajusta en la fábrica de tal manera que solo actúe cuando el árbol de accionamiento hubiera completado 1 1/4 giros adicionales, después de alcanzarse los topes finales mecánicos en el accionamiento motor.

For proper adjustment of locking gear see operating instructions for on-load tap changers.

Para instrucciones para el correcto ajuste del mecanismo de traba véase la instrucción de servicio para conmutador de contactos escalonados.

Overcurrent limits

Bloqueo por sobrecorriente

In order to prevent operation of on-load tap-changer at an inadmissible high current (generally 1.4 x nominal tap-changer current value), appropriate current relays shall be provided to block the on-load tap changer motor drive. The current measurement is realized by a current transformer.

También bajo pedido especial, para evitar que el conmutador de contactos escalonados sea accionado cuando circula una corriente inadmisiblemente alta (por lo general 1.4 veces la corriente nominal) pueden proveerse relés para trabar el accionamiento motor del conmutador de

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

These relays integrated in the secondary circuit of the current transformers, interrupt the motor operation if the pre-adjusted current value is exceeded. Normally self-resetting relays are used so that, the motor drive is released to operate normally as soon as the current subsides.

Values required for the correct setting of the relays are stated in the operating instructions of the transformer.

23 + 24. Current transformer

If current transformers are used, they must either be connected to measuring instruments or short-circuited.

Each secondary winding of the transformers should be earthed at one terminal as shown in the circuit diagram.

Thermal image

The instrument transformer circuits of the thermal images must be closed and must not be opened when the transformer is energized.

Check the alarm and tripping contacts for proper functioning and adjust them to make contact at the specified temperature. For values see Service manual.

Note the set temperatures.

The instrument transformers are short-circuited by transporting. The position of the instrument transformer box is given in the outline drawing. Disconnect the short-circuit bridge by commissioning.

Each secondary winding of the transformers should be earthed at one terminal as shown in the circuit diagram.

contactos escalonados. La medición de corriente se lleva a cabo mediante un transformador de corriente.

Los relés, incluidos en el circuito secundario de los transformadores de corriente, interrumpen al sobrepasar el valor de corriente ajustada el circuito de comando del accionamiento motor y con ello lo bloquean. Normalmente se emplean relés de auto-reposición, que libran el accionamiento motor después de que la sobrecorriente haya desaparecido.

Los datos para el ajuste de los relés se deben obtener del manual de servicio del transformador.

23 + 24. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente montados han de estar conectados y corto-circuitados a los instrumentos de medida o como por ejemplo durante el transporte. Todos los devanados secundarios de los transformadores se conectarán a tierra a través de un borne, de acuerdo con el esquema de conexiones.

Imagen térmica

Los circuitos de los transformadores de corriente de la imagen térmica han de estar cerrados y no se pueden abrir mientras el transformador esté sometido a tensión.

Se comprueba el funcionamiento de los contactos de aviso de peligro y de desconexión, y se ajusta el cierre del contacto a la temperatura prescrita (los valores se pueden tomar del manual de servicio)

Controlar las temperaturas ajustadas.

Durante el transporte los transformadores de corriente están conectados en corto circuito en la caja de bornes. Durante la puesta en servicio hay que sacar los puentes de corto circuito La posición de la caja de bornes de transformador de corriente está indicado en el plano de dimensiones generales.

Todos los devanados secundarios de los transformadores se conectarán a tierra a través de un borne, de acuerdo con el esquema de conexiones.

Installation Instructions
Instrucciones de Montaje

25. Control and protection devices

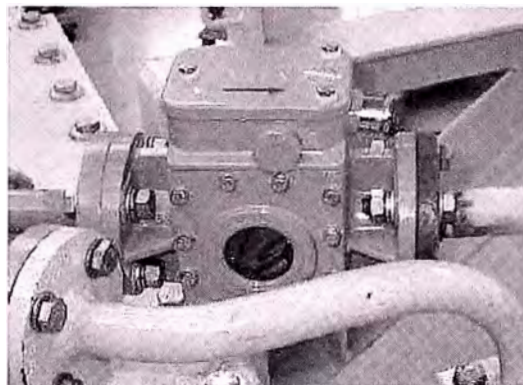
Buchholz relay

The transformer must not be energized before the Buchholz relay has been connected into the tripping circuit of the circuit breaker or the de-excitation circuit of the generator.

Make sure the Buchholz relay has been properly installed: The arrow cast into the housing must show in the direction of the conservator. The vent holes from the terminal box must be permeable.

The alarm and tripping floats should be checked for proper functioning by reference to the description of the Buchholz relay.

The alarm function (to indicate the generation of gas) is best checked with the circuit breakers closed. When the alarm circuit is completed, the alarm signal is transmitted to the control room but the circuit breakers do not trip.



When the tripping function is checked, the circuit-breaker(s) must trip or the generator de-excitation circuit be completed. The corresponding indications in the control room must be checked.

Pressure relief device for transformer tank

Check for proper contact making. The device must be connected to "Tripping" position. The tripping elements remain in the operating position and must be reset when the test is finished.

25. Dispositivos de protección y control

Relé Buchholz

El transformador no debe ser energizado, sin haber conectado el relé Buchholz previamente. (desconexión del interruptor principal o respectivamente des-excitación del generador)

El correcto montaje del relé Buchholz debe controlarse. La flecha fundida en la carcasa debe estar indicada hacia el tanque de expansión. Las aberturas de ventilación de la caja de terminales deben dejar pasar el gas.

Debe realizarse el accionamiento mecánico del flotador de aviso y de desconexión, según la descripción del relé Buchholz.

La prueba de la función de aviso (señalización de gas) se realiza convenientemente estando cerrado el interruptor de potencia. Cuando actúa el aviso, debe llegar la señal de alarma a la sala de control, los interruptores de potencia no deben desconectar.

Durante la prueba de la función de desconexión, debe(n) desconectarse él (los) interruptores de potencia, ó respectivamente accionarse la desexcitación del generador. Las señales correspondientes en la sala de control debe controlarse.

Protección de sobrepresión para la cuba del transformador

Hay que comprobar el cierre del contacto. La protección de sobrepresión debe conectarse en la posición de disparo. Los elementos de desconexión permanecen en la posición de disparado. Tras la prueba se deben poner de nuevo en la posición de servicio.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Surge pressure protective device and diverter switch protective relay

A pressure relief device is fitted on the cover of each diverter switch tank. When the operating pressure is exceeded, the switch of the pressure relief device provides a high-speed transformer shutdown.

On the customer's request, a protective relay can be fitted in the pipe connected to the diverter switch oil conservator.

If a relay is fitted, it should be checked for the proper mounting position. The arrow cast into the housing must show in the direction of the conservator. Check the relay serial number to coincide with the diverter.

When the protective units of the diverter switch operate, the transformer must be switched off. It is not permitted to set the units to give a warning only.

The protective devices should be checked in accordance with the individual descriptions. Checks should also be made of circuit breaker tripping, generator de-excitation and signaling, in the control room in response of the protective devices operating.

The tripping elements of the protective devices remain in the operating position and must be reset when the tests are finished.

Oil levels

The oil levels in the conservator or other containers must be checked on the gauges. They must correspond with the markings on the indicators for the transformer oil temperature.

Protección contra ondas de presión y relé de protección del conmutador de contactos escalonados

Cada recipiente del conmutador bajo carga tiene una protección contra sobrepresión incorporada en la tapa. Cuando se sobrepasa el valor de la presión de respuesta el interruptor de la protección contra sobrepresión se ocupa de realizar la desconexión rápida del transformador.

A pedido especial se puede incorporar en la tubería hacia el tanque de expansión del aceite del conmutador bajo carga, un relé de protección para el conmutador bajo carga.

Cuando se monta un relé de protección para conmutador bajo carga debe controlarse su correcta posición. La flecha direccional de la carcasa debe apuntar en dirección hacia el tanque de expansión. Así mismo debe verificarse que el número de serial del relé coincida con el del conmutador de contactos escalonados.

Al reaccionar los elementos de protección del conmutador bajo carga debe desconectarse el transformador. Una conexión de alarma es inadmisibles.

La prueba de funcionamiento de los aparatos de protección debe realizarse según las descripciones correspondientes de los aparatos. Se controlarán la desconexión del interruptor principal, la desexcitación del generador y la señalización en la sala de comando.

Los elementos activos de los aparatos de protección del conmutador bajo carga quedan en posición activada. Después de la prueba deben volver a llevarse a la posición de servicio.

Niveles de aceite

Los niveles de aceite en el tanque de expansión o en otros recipientes se determinan en los indicadores de nivel de aceite y deben concordar con las marcas de temperatura sobre los aparatos indicadores correspondientes a la temperatura del aceite del transformador.



Oil flow indicators

Proper installation of oil flow indicators should be checked by reference to the arrows provided. The contact making function is checked by closing a corner valve when the pump is running.

Air flow monitors

Check the contact making function of the air flow monitors. This is best done by covering the screen on the intake side.

Water flow monitors

Check the contact making function of the water flow monitors (care should be taken at temperatures below zero, see Point 20).

Oil level monitors

Check the oil level monitors for proper functioning and actuating their signaling contacts. If contact is made at maximum and minimum values, check to see whether leads have been interchanged.

Pressure gauges for high-voltage bushings

Check the maximum and minimum contacts of the pressure gauges on the HV bushings and set them to the signaling pressure. See service manual for the pressure settings.

The pressure indicated must be within the limits of the pressure chart.

The shipping adjustment of the pressure gauge has to be loosened.

Indicadores del flujo de aceite

La correcta posición de montaje de los indicadores de flujo de aceite queda indicada mediante las flechas dispuestas en sus cajas. El cierre del contacto se controla en cada indicador cerrando una válvula de codo mientras marcha la bomba.

Indicador del flujo de aire

El cierre del contacto indicador de flujo de aire debe verificarse, convenientemente tapando la rejilla de protección del ventilador en el lado de aspiración.

Flujo de agua

Se probará el cierre del contacto del indicador de flujo de agua. (Atención cuando hay temperaturas bajo cero; véase punto 19).

Monitoreo del nivel de aceite

El funcionamiento del controlador del nivel de aceite debe verificarse mediante el accionamiento del contacto de alarma. Habiendo contacto entre valores máximos y mínimos, debe observarse especialmente que los conductores no se hayan invertido.

Manómetro para aislador pasante de alta Tensión

En caso que el aislador tenga manómetro, controlar el contacto máximo y mínimo de los manómetros de presión sobre los aisladores pasantes HV y ajustarlos según sea la señal de presión. Los valores de presión a ajustar se indican en el manual de servicio.

El valor de presión marcado debe estar dentro de los límites del diagrama de presión.

La retención del manómetro para el transporte debe soltarse.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Pressure switch

When the pressure switch picks up, the transformer must be disconnected.

It is not permitted to set the switch to give a warning only.

The tripping elements remain in the operating position and must be reset when the test is finished.

The shipping adjustment has to be loosed.

Overcurrent release of pumps and fans

- Pumps

On failure of a phase during startup, the overcurrent trip of the motor circuit breaker must operate within a reasonably short time. Tripping of the motor circuit breaker must cause an indication to be given in the control room. If oil pumps are put into service at temperatures below zero, the motor circuit breaker may be operated as a result of the transformer oil viscosity. Under these conditions, the motor circuit breaker can be bypassed for as long as cold viscous oil is available for cooling the pump. From an oil temperature of +50°C upwards, the bypass must be removed.

- Fans

With the fan blocked or a failure of one phase during startup, the overcurrent trip of the motor circuit breaker must operate within a reasonably short time. If a phase fails while the fan is running, the motor circuit breaker normally trips after two to ten minutes. Tripping of the breaker must cause an indication to be given in the control room.

Pressure limitation

Regarding oil-to-water cooling systems with tubular coolers, the static oil pressure at the highest point of the coolers must be at least 0.1 bar higher than the water pressure to prevent water entering the oil circuit if a cooler leaks. Shutoff devices must not be fitted in the water outlet

Conmutador de presión

Al reaccionar el conmutador de presión debe desconectarse el transformador.

No se permite ajustar el conmutador de presión para que solo sirva para alarma.

Los elementos activos permanecen en posición de reacción y deben restituirse a la posición de servicio después de la prueba.

La retención para el transporte debe soltarse.

Desconexión por sobrecorriente de las bombas y los ventiladores

- Bombas

El disparo por sobrecorriente del interruptor de protección del motor ha de actuar en un tiempo suficientemente corto si falta una fase durante el arranque. Al desconectarse el interruptor de protección, del motor, se emitirá un aviso en el cuarto de control. Cuando se ponen en servicio las bombas de aceite a temperaturas bajo cero, puede ser que el interruptor de protección del motor se desconecte a causa de la viscosidad del aceite. Estando la bomba fría, se puede puentear en este caso el interruptor de protección del motor, mientras el aceite para la refrigeración de la bomba esté frío y denso. A partir de los + 50°C de temperatura del aceite se eliminará el puente.

- Ventiladores

El disparo por sobrecorriente del interruptor de protección del motor ha de actuar en un tiempo suficientemente corto si los ventiladores están frenados y si falta una fase durante el arranque. Al fallar una fase durante la marcha de los ventiladores, el interruptor de protección del motor se desconecta, normalmente, después de 2 a 10 minutos. Al desconectarse el interruptor de protección del motor, se producirá un aviso en la sala de control.

Limitación de la presión

En las instalaciones de refrigeración de aceite mediante agua con refrigeradores de tubos simples, la presión estática del aceite en los puntos más altos del refrigerador debe ser, como mínimo 0.1 bar superior a la del agua, para que, si el refrigerador tiene falta de hermeticidad, no penetre agua en el circuito de aceite. A la salida del agua no se puede disponer de ningún elemento de bloqueo.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Temperature monitor

Note the temperature setting. Operation of the contact is indicated by a clicking sound.

Oil leakage device

The quantity of water must be adjusted in line with the cooler rating label. Care must be exercised at temperatures below zero.

Dial type thermometer

Note the temperature setting and state whether the oil or winding temperature is to be measured.



Oil temperature
Temperatura del aceite

Monitoreo de la temperatura

Comprobar la temperatura ajustada. Cuando el contacto se dispara se percibe un sonido: "Click".

Recipiente de inspección visual del aceite

El caudal de agua a emplear se rige por la placa de características del refrigerador (atención cuando hay temperaturas bajo cero)

Termómetro remoto

Anotar la temperatura ajustada e indicar si se mide temperatura de aceite como la del devanado.



Windings temperature
Temperatura de los devanados

Resistance thermometer

Check the resistance thermometer for proper functioning. The resistance at 0 °C is 100 Ohm. The increase in resistance is 0.38 Ω/K. Allowance should be made for the resistance of the measuring lead. (Cu 10= 10Ω a 25°C is supplied if ordered)

Temperature monitoring and fan control

The temperatures for alarm and tripping and those for temperature-dependent control of fan groups are defined by the manufacturer for each transformer due to the agreed temperature rise limits and the maximum ambient temperature.

Termómetro de resistencia (RTD)

Es preciso comprobar el funcionamiento del termómetro de resistencia. La resistencia es de 100 Ω a 0 °C, para PT 100 El incremento de la resistencia con la temperatura es de 0,38 Ω/K. Considerar la resistencia del cable de medida. (Bajo pedido se suministra también Cu 10= 10Ω a 25°C)

Vigilancia de la temperatura y mando de los ventiladores

Los valores de la temperatura para aviso y desconexión, lo mismo que los datos para la conexión y desconexión de los grupos de ventiladores dependientes de la temperatura, los fija el fabricante para cada transformador teniendo en cuenta los límites de calentamiento convenidos y la temperatura ambiente máxima.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

The settings are shown in the Service manual (eléctrical date).

Los valores por ajustar se indican en el manual de servicio (datos eléctricos).

Capacitors

Note the manufacture, type and capacitance of the protective capacitors. The minimum capacitance required is indicated on the nameplate and in the service manual.

Condensador

De los condensadores de protección se anotará el fabricante, el modelo y la capacidad. La capacidad mínima necesaria está dada en la placa de características o en el manual de servicio.

ELECTRIC FIELD TEST

Insulation resistance between windings, windings-earth and core-earth

The insulation resistance is measured to determine serious mistakes made during installation. The results depend upon various factors, (e.g. voltage of magneto generator, moisture, cleanliness of the bushing porcelain, temperature).

If the conditions under which the measurement is made are good, a guiding value of $1M\Omega/KV$ can be maintained for the transformer. (Reference value = operating voltage of terminal measured). The transformer must be disconnected.

Magneto generators (Megger) with a voltage of 5 kV or 2.5 kV should be preferred for measuring the insulation resistance. This applied test voltage (DC) should not be higher than $0.75 \times$ rated short duration power frequency withstand voltage (AC).

PRUEBAS ELECTRICAS EN CAMPO

Resistencia de aislamiento entre devanados, devanados y tierra y núcleo tierra.

La medición se realiza únicamente para detectar errores de montaje. Los resultados dependen de varios factores (por ejemplo: tensión del generador, humedad, limpieza de las porcelanas de los aisladores pasantes, temperatura.)

Habiendo buenas condiciones de medición puede cumplirse para el transformador un valor de referencia de $1 M\Omega/KV$. (Valor de referencia es la tensión de servicio del borne medido). Las pruebas deben realizarse estando el transformador desconectado de la red.

Para la medición deben usarse en los posible Megger con tensiones de 5 kV o 2,5 kV. Esta tensión de prueba (DC) debe ser menor de $0.75 \times$ tensión de prueba baja frecuencia (AC)

Core-earthing (if connected to a terminal box outside of the tank)

This measurement is required to check the correctness of the insulating resistance between core and frame after transportation of the transformer.

Apply a DC voltage of max 1000 Volts between the terminal bushings for a test period ≥ 1 min. Or until the insulating resistance is stable.

Puesta a tierra del núcleo (en el caso que se tenga la conexión exterior a través de la caja de bornes)

Esta medición es necesaria para verificar, que el aislamiento entre el núcleo y el marco de presión después del transporte este en buenas condiciones.

En los aisladores pasantes dentro de las cajas de bornes se aplica con un medidor del aislamiento una tensión continua de máximo 1000 V ≥ 1 minuto hasta que la resistencia de aislamiento se estabilice.

Ratio measurement for checking the tap changing gear (off-circuit tap changer) for proper functioning

This measurement is not only required to check the tap changing gear (off -circuit tap changer) for proper functioning after transport and installation of

Medición de la relación de transformación para el control de funcionamiento de conmutador de contactos escalonados

Esta medición se requiere para constatar que después del transporte y del montaje del transformador el funcionamiento mecánico del

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

the transformer but also the coupling between the motor drive and the tap changing gear.

It is therefore not the purpose of this measurement to check the ratio for accuracy (guaranteed by factory tests with precision instruments) but to ensure that the voltage changes continuously from the highest to the lowest number of turns as a function of the ratio. Usually first ratio correspond to the maximum number of

For this purpose, a low voltage (e.g. 380 V, 500 V) should be applied to the HV side of the transformer. The ratio should be measured on the LV winding side in all on-load (off-load)-circuit tap changer positions with at least two voltmeters.

The switching cycle of the on load tap changing gear, should also be checked through the entire control range to make sure that it is not interrupted. The motor drive must not be moved to the end position before its correct coupling with the tap changing gear has been verified; when it is anywhere near the end position, it must only be operated by hand.

(See Section 3 for putting the motor drive into operation).

A complete functional test of the tap changing gear also includes a visual check of uninterrupted changeover on reversal of the direction of rotation on an even-numbered and odd-numbered tap. In order to do this, the on-load tap-changer shall be run through the steps in the step-back mode (e.g. 1; 2; 3; 2; 3; 4; 3; 4; 5; etc.).

Winding resistance measurements

The test is used to demonstrate that the internal connections of the windings are correct. The winding resistance values are also required when correcting the short-circuit losses measured to the reference temperature of 75°C and also for the temperature rise measurement. Usually, the current voltage method is used to measure winding resistance. Using a battery, or a constant current source in the case of lower currents, ma direct current is fed into each fase winding of the

conmutador de contactos escalonados (del conmutador sin tensión) y el acoplamiento del accionamiento motor con el conmutador de contactos escalonados son correctos.

Por ello no se requiere un grado de precisión de la relación de transformación (ella está garantizada por pruebas realizadas en la fábrica con instrumentos de precisión) sino verificar que la tensión varia continuamente y sin interrupción desde el número de espiras máximo al mínimo en correspondencia con los escalones. En general corresponde el escalón 1 al número máximo de espiras.

Para ello el transformador sé excitará en el lado de alta tensión con una baja tensión (por ejemplo 380 V, 500 V). La relación de transformación debe medirse con la ayuda de por lo menos dos voltímetros en el devanado de baja tensión, en todas las posiciones del conmutador de contactos escalonados.

Tratándose de un conmutador de contactos escalonados bajo carga, debe controlarse la secuencia de conmutación sin interrupción en todo el rango de control. El accionamiento del motor no debe ser puesto en su posición final antes que el acople apropiado del conmutador de contactos escalonados haya sido verificado. En cualquier caso que se encuentre cerca de su posición final, debe ser solamente operado manualmente mediante manivela.

(Observar el la sección 3 antes de poner en servicio el accionamiento motor).

Para efectuar un control de funcionamiento completo del conmutador de contactos escalonados se debe observar también la conmutación sin interrupción al cambiar el sentido de rotación en una posición impar. Para ello el conmutador de contactos escalonados debe traspasarse a pasos en el modo de retroceso. (Escalón 1; 2; 3; 2; 3; 4; 3; 4; 5 etc.)

Resistencia de devanados

La prueba es utilizada para demostrar que las conexiones internas de los devanados son correctas. Los valores de resistencia también se requieren al corregir las pérdidas medidas de corto-circuito a una referencia de 75°C y también para la medición del aumento de temperatura. Utilizando una batería o una fuente de corriente constante para el caso de bajas corrientes, la corriente directa es alimentada a cada fase de los devanados del transformador que va a ser probado. La

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

transformer to be tested. The direct current is measured with a shunt. As the current circuit is ohmic-inductive, to measure the ohmic component correctly, it is necessary to wait until the voltage and current measured values show no further change.

Capacitance and loss factor ($\tan \delta$) measurement

The special tests also include determining the winding capacitances with respect to ground and also the loss factor. For this, a Schering measuring bridge is used. The measurement is carried out with a voltage of 10kV and at operating frequency.

Typical values for the loss factor are $\leq 0.5\%$ for a new transformer. The measurement serves as a benchmark for subsequent measurements on site.

Excitation currents

The losses in vacuum (excitation) are magnitude, frequency and applied shape wave function.

These losses basically include losses in core, dielectric losses and conductor losses due to the excitation current flow.

The excitation current (vacuum current) is the current that flows in a winding when its windings are opening. This current is generally expressed in the nominal current percent of the excited winding.

The ordinary temperature variations do not affect the off-load losses and therefore it is not necessary to make corrections by this reason unless anything else is indicated.

Escape route

Where indoor installations are involved, escape routes should be taken to provide adequate escape facilities.

Special shipping material, empties, accessories

These items should be handed over to the customer or the resident engineer. A list should be drawn up and signed by the customer or the resident engineer.

corriente directa se mide por medio de un derivador de corriente eléctrica. Como la corriente del circuito es óhmica-inductiva, para medir la componente óhmica correctamente es necesario esperar hasta que los valores de voltaje y corriente medidos no muestren cambios significativos.

Factor de potencia ($\tan \delta$) y medida de la capacitancia del transformador

Las pruebas especiales también incluyen la determinación de las capacitancias de los devanados con respecto a tierra y también el factor de potencia. Para esto, se utiliza un puente de capacitancias. La medición se lleva a cabo con un voltaje de 10kV a la frecuencia de operación.

Los valores típicos para el factor de potencia son $\leq 0.5\%$ para transformadores nuevos. La medición sirve como punto de referencia para medidas subsecuentes en sitio.

Corrientes de excitación

Las pérdidas en vacío (excitación), son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda de la tensión aplicada.

Estas pérdidas incluyen básicamente pérdidas en el núcleo, pérdidas dieléctricas y pérdidas en el conductor debidas al flujo de corriente de excitación.

La corriente de excitación (corriente de vacío) es la corriente que fluye en un devanado cuando sus otros devanados se encuentran abiertos. Esta corriente se expresa generalmente en el porcentaje de corriente nominal del devanado excitado.

Las variaciones ordinarias de temperatura no afectan notablemente las pérdidas sin carga y por lo tanto no es necesario hacer correcciones por esta razón, a menos que se indique lo contrario.

Vías de fuga

En las instalaciones bajo techo hay que prever suficientes posibilidades de fuga.

Protección de transporte, envases vacíos, accesorios

Las piezas se entregarán al cliente o a la dirección de las obras. Se confeccionará una lista firmada por el cliente y la dirección de las obras.

Installation Instructions
Instrucciones de Montaje**COMMISSIONING**

The voltage need not be increased gradually using a generator. When all checks have been made, the transformers can be switched on direct.

Switching off a transformer in the rush current range, i.e. immediately after switching on, may occasionally result in extremely high stressing of the high-voltage winding insulation.

This should therefore be avoided when transformers are switched with $U_r-n \geq 245$ kV rated voltage. An interval of at least 2 min. should normally be ensured between startup and shutdown. (Switching off under steady-state conditions).

As it may be possible that the transformer is switched off immediately after start up owing to wrong operation of a protective device (e.g. differential, overcurrent time and distance protection units, etc.), switching on should be initiated at the lowest possible induction, i.e. at the highest number of turns on the high-voltage side to be switched, by setting the on-load tap changer accordingly.

If a protective device operates nonetheless, the transformer should only be switched on again after the cause of the fault has been cleared in order to keep the number of no-load switching operations to a minimum.

When a transformer with on-load tap changer is energized, the tap changer has to be set to the extreme position, where you get the highest voltage ratio respective the lowest excitation. When the transformer has been switched on, the on-load tap changer should be moved through the entire tapping range without the transformer excitation exceeding 110 % of the nominal value.

After the first startup, the transformer should be checked for anomalous noise (vibrating fittings, corona discharge of bushings and energized parts).

On completion of commissioning,

One copy of the commissioning certificate should be sent to the manufacturer by way of the sales agency

PUESTA EN SERVICIO

No es necesario incrementar lentamente la tensión mediante un generador. Después de haber realizado todas las verificaciones es admisible la conexión directa.

La desconexión de un transformador durante el período de corriente de inserción (In rush) - quiere decir inmediatamente después de su conexión - puede en casos ocasionar solicitaciones extremas del aislamiento del devanado de alta tensión.

Al conectar transformadores con tensiones nominales $U_m \geq 245$ kV debe evitarse por lo tanto en lo posible repetir este tipo de operación. Entre la conexión y la desconexión debería normalmente mantenerse una pausa de por lo menos 2 minutos. (Desconexión en estado post-transitorio, estado permanente).

Debido a que debe calcularse con la posibilidad de que ocurra una desconexión inmediatamente después de la conexión, originada por accionamiento defectuoso de la protección del transformador (e.j. protección diferencial, protección sobrecorriente-tiempo, protección a distancia y semejantes) deberá comenzarse a conectar el transformador con la inducción mínima posible. Ello quiere decir estando conectado el número máximo de espiras en el lado de alta tensión a conectar.

Si a pesar de ello llegara a producirse la desconexión, deberá volverse a intentar la reconexión después de eliminar la causa, para reducir al mínimo el número de conexiones en vacío.

En los transformadores con conmutadores de contactos escalonados se observará que éstos estén en la posición que asegura la mínima tensión en el devanado provisto de tomas o la menor inducción del transformador. Después de haberlo conectado, se lleva el conmutador de tomas a través de todo el campo de conexión, no pudiendo sobrepasar la excitación del transformador el 110 % del valor nominal.

Después de la primera conexión se comprueba si en el transformador se producen ruidos anómalos (piezas en vibración, chisporroteo en aisladores pasantes o en piezas energizadas).

Después de la puesta en servicio

Una copia del protocolo de puesta en servicio diligenciados debe ser enviada a la fábrica de

**Installation Instructions
Instrucciones de Montaje**

in charge, if possible.(See details in the installation instructions)

origen o a través de la oficina de venta correspondiente. (ver los datos en el manual de servicio)

SIEMENS Colombia, Servicio Técnico
Línea gratuita en Colombia de servicio al cliente
Toll free Customer service in Colombia.
01-8000-51-9001
Teléfonos de Servicio:
Service Telephones:
(571) - 425 3869
(571) - 425 3726
Fax.
(571-) 294 2707
e-mail:
transformers@siemens.com.co

TRANSFORMERS SERVICE

CUSTOMER _____

SITE _____

Serial Nr : _____

RATING : _____

RATIO : _____

Name Plate Nr : _____

TRANSFORMERS - COMMISSIONING CERTIFICATE

Pre-test

Commissioning

Explanation of signs ✓ X: Tested and OK; V: Refer to pre-test and other papers
O: Open; N: Not supplied by SIEMENS

01	Purge/bleed:	*Bushings HV, MV, LV	14	Bushings:	*Side HV :	Type :	
		*Cylinder under bushings			Made by :		
02	Anchoring of transformer:	*Buchholz relay			Serial Nr		
		*On load tap changer			*Neutral HV :	Type :	
		*Radiators			Made by :		
		*Heat exchanger			Serial Nr		
		*Bombs			*Side MV :	Type :	
		*Pipes			Made by :		
		*Conservator			Serial Nr		
		*Hydran			*Neutral MV :	Type :	
		*Aquaoil			Made by :		
		Serial Nr			Serial Nr		
03	Valves position:	*Brakes			*Side LV :	Type :	
		*Skids			Made by :		
		*Anchoring bolts			Serial Nr		
		*Oil containing pit			*Neutral LV :	Type :	
		*Tank, horizontal position			Made by :		
04	Plates:	*Rails			Serial Nr		
		*Name plate / Ct's plate			*Bushing spark-gap:		
		*Oil sample valves			HV	_____	mm
		*Filterpress connect. Valves			HV - N	_____	mm
		*Company name plate			MV	_____	mm
05	Dehydrating breathers:	*Accessories			MV - N	_____	mm
		*O.L.T.C.			LV	_____	mm
		*Tank			LV - N	_____	mm
		*N ₂ preservation system					
06	Paint:				16 Distance to surrounding parts		
		*Tank			HV	_____	mm
		*Radiators			MV	_____	mm
		*Pipes			LV	_____	mm
07	Grounding:	*Conservator			17 Lighting arresters		
		*Cooling equipment-Bombs			*AT :	Type :	
					Made by :		
					Serial Nr		
					*MT :	Type :	
					Made by :		
					Serial Nr		
					*BT :	Type :	
					Made by :		
					Serial Nr		
08	Neutral grounded:	HV			18 Local ventilation existing		
		MV			19 Check cooling system		
09	DELTA winding grounded	LV			*Control cabinet and terminal box		
					Manual control		
10	Leakage test (N₂)				Automatic control		
		Pressure: PSI			hours	Stage I	
11	Oil breakdown voltage - Average:				Stage II		
		Acc. to: ASTM <input type="checkbox"/> VDE <input type="checkbox"/>			kV	Stage III	
12	Oil filling:	Electrodes			*Auxiliary services:		
		*Auxiliar tank - clean and dry			Socket		
		*Vacuum: mbar			Lighting		
		*Oil treatment YES() NO()			Heating		
		*Filling under full vacuum YES() NO()			Door blocking		
13	Gas content of oil <= 3% by Volume				20 Fans turn direction:		
		Take oil samples for:			1() 2() 3() 4() 5() 6() 7()		
		Dissolved gas analysis			8() 9() 10() 11() 12() 13() 14()		
		Check the chemical and physical properties			15() 16() 17() 18() 19() 20() 21()		
					22() 23() 24() 25() 26() 27() 28()		

*Tap changer		25	*Control and protection devices	
Position check			Accessories:	Alarm Trip
Check end stops		a	*Buchholz relay	() ()
Operating position		b	*Buchholz for air cell	() ()
Padlock		c	*Tank grounding relay	() ()
*On load tap changer		d	*Diverter switch protective relay	() ()
Serial Nr:		e	*O.L.T.C. Sudden pressure	() ()
Type	Year	f	*Sudden pressure relay	() ()
Motor:		g	*Tap changer manual operation	() ()
Type: V Hz kW		h	*Transformer oil level - Up	() ()
Counter position of motor drive		i	*Transformer oil level - Down	() ()
Tap number ind. Motor drive/cover OLTC		j	*O.L.T.C. Oil level - Up	() ()
Turns / Step		k	*O.L.T.C. Oil level - Down	() ()
Operation time / step		l	*Non-return oil valve	() ()
Stops/ does not stop after every step		m	*Transformer pressure relief	() ()
Manual operation microswitch		n	*O.L.T.C. pressure relief	() ()
Diverter switch operation: crankturns right		o	*Hydran gas detector	() ()
Diverter switch operation: crankturns left		p	*Aquaoil water detector	() ()
Mechanical stop - end		q	*Flow indicator	() ()
Mechanical stop + end		r	*Pressure gauge	() ()
Electric. limit switch - end		s	*Vacuum-pressure gauge	() ()
Electric. limit switch + end		t	*Temperature monitor	() ()
Emergency off		u	*Oil thermometer	() Alarm Trip °C
Remote control		v	*HV coil thermometer	() Alarm Trip °C
Remote trip		w	*LV coil thermometer	() Alarm Trip °C
Phases non-polarity trip			Fan group 1 On	() °C
Locking device (optional)			Fan group 1 Off	() °C
Overcurrent trip (optional)			Fan group 2 On	() °C
Connected TC's AT () MT () BT ()			Fan group 2 Off	() °C
Grounded terminal at:				
Short circuit. TC's AT () MT () BT ()				
Grounded terminal at:				

Explanation of signs: ✓ X: Tested and OK; V: Refer to pre-test and other papers
 O: Open; N: Not supplied by SIEMENS

ELECTRIC FIELD TEST

At least the following tests must be performed (append commissioning certificate)

Insulation resistance between windings and between windings and earth - Insulation resistance core-earth	
Turn transformer ratio TTR and polarity	
Winding resistance	
Transformer power ratio and transformer capacitance measurement	
Bushings power factor - HV	
Bushings power factor - LV	
Excitation currents	

These tests must be realized to all voltage changer

General remarks : _____

COMMISSIONING: Switched On and voltage raised up at: HV () MV () LV ()
 Date : _____ Hour: _____ O.L.T.C position: _____

T Minutes	°C Oil	°C Coil	°C Coil	AT		BT		P kW	Q KVAR	S KVA
				A	kV	A	kV			
0										
15										
30										
60										
90										

Done by / date: _____ Checked by / date: _____
 name : _____ Signature: _____ name _____ Signature: _____

SERVICIO TECNICO TRANSFORMADORES

CLIENTE : _____
 OBRA : _____
 No fabricación : _____

POTENCIA : _____
 TENSIONES : _____
 No CALCULO : _____

Explicación de símbolos ✓ C: Comprobado y correcto; V: Ver resultado o documento anexo
 P: pendiente; N: No hace parte del suministro

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADORES																																																																					
Prueba Previa <input type="checkbox"/>	Puesta en servicio <input type="checkbox"/>																																																																				
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%; text-align: center;">01</td> <td style="width: 20%;">Purga de aire:</td> <td style="width: 70%;"> *Pasatapas AT, MT, BT *Domos *Relé Buchholz *Conmutador bajo carga *Radiadores *Intercambiador de calor *Bombas *Tuberías *Tanque Expansión *Hydran *Aquaoil </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">02</td> <td>Anclaje Transformador:</td> <td> *Frenos *Zapatas anclaje *Pernos anclaje *Cuba horizontal *Pozo dep. aceite *Rieles </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">03</td> <td>Posición válvulas:</td> <td> *Relé Buchholz *Tanque Expansión *Conmutador bajo carga *Radiador abiertas sup. *Radiador abiertas inf. *Equipo refrigeración-Bombas </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">04</td> <td>Placas:</td> <td> *Características nominales / TC's *Válvulas Toma de muestras *Válvulas Recirculación *Razón social SIEMENS *Accesorios </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">05</td> <td>Deshumectadores de aire:</td> <td> *Conmutador *Cuba *Sistema de preservación de N₂ </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">06</td> <td>Pintura:</td> <td> *Cuba *Radiadores *Tuberías *Tanque Expansión </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">07</td> <td>Puesta a tierra:</td> <td> *Cuba *Tapa-Tanque *Domos *Pasatapas capacitivos *Tuberías *Tableros de Control *Soportes pararrayos *Pararrayos *Tanque Expansión / base *Radiadores *Equipo de refrigeración *Rieles </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">08</td> <td>Punto neutro rigidamente a tierra:</td> <td style="text-align: center;"> AT MT BT </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">09</td> <td>Arrollamiento DELTA puesto a tierra</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">10</td> <td>Prueba de Hermeticidad (N₂)</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Presión:</td> <td style="text-align: center;">PSI horas</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">11</td> <td>Rigidez dieléctrica promedio aceite:</td> <td style="text-align: center;">kV</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Norma: ASTM <input type="checkbox"/> VDE <input type="checkbox"/></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Electrodos</td> <td style="text-align: center;">mm</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">12</td> <td>Llenado de aceite:</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>*Estado tanque auxiliar limpio y seco</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>*Vacío transformador:</td> <td style="text-align: center;">mbar horas</td> </tr> <tr> <td></td> <td>*Recirculación aceite SI() NO()</td> <td style="text-align: center;">T. °C</td> </tr> <tr> <td></td> <td>*Llenado bajo vacío SI() NO()</td> <td style="text-align: center;">T. °C</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">13</td> <td>Gases disueltos en aceite <= 3% en Vol</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Toma de muestras aceite para:</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Cromatografía de gases</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Análisis fisicoquímico</td> <td></td> </tr> </table>	01	Purga de aire:	*Pasatapas AT, MT, BT *Domos *Relé Buchholz *Conmutador bajo carga *Radiadores *Intercambiador de calor *Bombas *Tuberías *Tanque Expansión *Hydran *Aquaoil	02	Anclaje Transformador:	*Frenos *Zapatas anclaje *Pernos anclaje *Cuba horizontal *Pozo dep. aceite *Rieles	03	Posición válvulas:	*Relé Buchholz *Tanque Expansión *Conmutador bajo carga *Radiador abiertas sup. *Radiador abiertas inf. *Equipo refrigeración-Bombas	04	Placas:	*Características nominales / TC's *Válvulas Toma de muestras *Válvulas Recirculación *Razón social SIEMENS *Accesorios	05	Deshumectadores de aire:	*Conmutador *Cuba *Sistema de preservación de N ₂	06	Pintura:	*Cuba *Radiadores *Tuberías *Tanque Expansión	07	Puesta a tierra:	*Cuba *Tapa-Tanque *Domos *Pasatapas capacitivos *Tuberías *Tableros de Control *Soportes pararrayos *Pararrayos *Tanque Expansión / base *Radiadores *Equipo de refrigeración *Rieles	08	Punto neutro rigidamente a tierra:	AT MT BT	09	Arrollamiento DELTA puesto a tierra		10	Prueba de Hermeticidad (N ₂)			Presión:	PSI horas	11	Rigidez dieléctrica promedio aceite:	kV		Norma: ASTM <input type="checkbox"/> VDE <input type="checkbox"/>			Electrodos	mm	12	Llenado de aceite:			*Estado tanque auxiliar limpio y seco			*Vacío transformador:	mbar horas		*Recirculación aceite SI() NO()	T. °C		*Llenado bajo vacío SI() NO()	T. °C	13	Gases disueltos en aceite <= 3% en Vol			Toma de muestras aceite para:			Cromatografía de gases			Análisis fisicoquímico	
01	Purga de aire:	*Pasatapas AT, MT, BT *Domos *Relé Buchholz *Conmutador bajo carga *Radiadores *Intercambiador de calor *Bombas *Tuberías *Tanque Expansión *Hydran *Aquaoil																																																																			
02	Anclaje Transformador:	*Frenos *Zapatas anclaje *Pernos anclaje *Cuba horizontal *Pozo dep. aceite *Rieles																																																																			
03	Posición válvulas:	*Relé Buchholz *Tanque Expansión *Conmutador bajo carga *Radiador abiertas sup. *Radiador abiertas inf. *Equipo refrigeración-Bombas																																																																			
04	Placas:	*Características nominales / TC's *Válvulas Toma de muestras *Válvulas Recirculación *Razón social SIEMENS *Accesorios																																																																			
05	Deshumectadores de aire:	*Conmutador *Cuba *Sistema de preservación de N ₂																																																																			
06	Pintura:	*Cuba *Radiadores *Tuberías *Tanque Expansión																																																																			
07	Puesta a tierra:	*Cuba *Tapa-Tanque *Domos *Pasatapas capacitivos *Tuberías *Tableros de Control *Soportes pararrayos *Pararrayos *Tanque Expansión / base *Radiadores *Equipo de refrigeración *Rieles																																																																			
08	Punto neutro rigidamente a tierra:	AT MT BT																																																																			
09	Arrollamiento DELTA puesto a tierra																																																																				
10	Prueba de Hermeticidad (N ₂)																																																																				
	Presión:	PSI horas																																																																			
11	Rigidez dieléctrica promedio aceite:	kV																																																																			
	Norma: ASTM <input type="checkbox"/> VDE <input type="checkbox"/>																																																																				
	Electrodos	mm																																																																			
12	Llenado de aceite:																																																																				
	*Estado tanque auxiliar limpio y seco																																																																				
	*Vacío transformador:	mbar horas																																																																			
	*Recirculación aceite SI() NO()	T. °C																																																																			
	*Llenado bajo vacío SI() NO()	T. °C																																																																			
13	Gases disueltos en aceite <= 3% en Vol																																																																				
	Toma de muestras aceite para:																																																																				
	Cromatografía de gases																																																																				
	Análisis fisicoquímico																																																																				

 | | | | |----|--|---| | 14 | Pasatapas (Aisladores): | *Fases AT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*Neutro AT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*Fases MT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*Neutro MT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*Fases BT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*Neutro BT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. : | | 15 | Cuernos de arco en pasatapas ajustados en: | AT mm
AT - N mm
MT mm
MT - N mm
BT mm
BT- N mm | | 16 | Distancia min. Piezas adyacentes | AT mm
MT mm
BT mm | | 17 | Pararrayos: | *AT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*MT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. :
*BT : Tipo :
Fabricante :
No. Fabric. : | | 18 | Ventilación local existente | | | 19 | Verificación correcto funcionamiento: | *Tablero de control:
Mando Manual
Mando Automático
Etapa I
Etapa II
Etapa III
Mando Local
Mando remoto
Mando individual
Mando por grupos
Etapa I
Etapa II
Etapa III
*Servicios Auxiliares:
Toma corriente
Iluminación
Calefacción
Cerradura con llave
Verificar corriente guardamotor | | 20 | Sentido de giro ventiladores: | 1() 2() 3() 4() 5() 6() 7()
8() 9() 10() 11() 12() 13() 14()
15() 16() 17() 18() 19() 20() 21()
22() 23() 24() 25() 26() 27() 28() | |

*Conmutador sin tensión		25	*Aparatos de protección		
Revisión de posición			Accesorios:	Alarma	Disparo
Revisión topes finales		a	*Relé Buchholz	()	()
Indicación de posición		b	*Relé compensador elástico	()	()
Candado		c	*Relé protección de cuba		()
*Conmutador bajo carga		d	*Relé de flujo conmutador		()
No fabricación:		e	*Relé de ondas de presión conm.		()
Tipo	Año	f	*Relé de Presión Súbita		()
*Motor:		g	*Acc.manual Conm. Sin carga		()
Tipo: V Hz kW		h	*Nivel aceite trafo Superior	()	
Contador operaciones		i	*Nivel aceite trafo Inferior	()	
Posición en accionamiento y cabezal		j	*Nivel aceite conm Superior	()	
Rotaciones por Escalon		k	*Nivel aceite conm. Inferior	()	
Tiempo de marcha por escalón		l	*Válv. de retención aceite	()	()
Comando paso a paso		m	*Válv. Sobrepresión trafo	()	()
Interruptor para accionamiento manual		n	*Válv. Sobrepresión conm.	()	()
Vueltas manivela.a la derecha		o	*Detector de gas Hydran	()	
Vueltas manivela.a la izquierda		p	*Detector de agua Aquaoil	()	
Tope final mecánico: Pos. Superior		q	*Indicador de flujo		
Tope final mecánico: Pos. Inferior		r	*Manómetros		
Tope final eléctrico Pos. Superior		s	*Manovacuómetro	()	()
Tope final eléctrico Pos. Inferior		t	*Monitor de temperatura	()	()
Parada de emergencia		u	*Termómetro Aceite	()	Alarma °C
Comando a distancia				()	Disparo °C
Disparo remoto		v	*Termómetro Dev. AT	()	Alarma °C
Disparo por inversión de secuencia				()	Disparo °C
Mecanismo de traba (opcional)		w	*Termómetro Dev. BT	()	Alarma °C
Disparo por sobrecorriente (opcional)				()	Disparo °C
TC's conectados AT () MT () BT ()			Conex. Vent. 1ª etapa	()	°C
Puesto a tierra borne.			Desconex. Vent. 1ª etapa	()	°C
TC's cortocircuito AT () MT () BT ()			Conex. Vent. 2ª etapa	()	°C
Puesto a tierra borne.			Desconex. Vent. 2ª etapa	()	°C

Explicación de símbolos: ✓ C: Comprobado y correcto; V: Ver resultado o documento anexo
 P: Pendiente; N: No hace parte del suministro

PRUEBAS ELECTRICAS EN CAMPO

Mínimo se deben realizar las siguientes pruebas (Anexar protocolos)

Resistencia de aislamiento entre devanados y entre devanados y tierra - Resistencia aislamiento núcleo - tierra	
Relación de transformación TTR y polaridad	
Resistencia de devanados	
Factor de potencia y medida de la capacitancia al transformador	
Factor de potencia pasatapas capacitivos - Lado AT	
Factor de potencia pasatapas capacitivos - Lado BT	
Fuentes de excitación	

Estas pruebas deben realizarse a todos los tipos de cambiador de tensión

Observaciones generales: _____

ENERGIZACION: Transformador conectado por AT () MT () BT ()
 Fecha energización : Hora: _____ Pos. Conmutador: _____

T Minutos	°C Aceite	°C Dev.	°C Dev.	AT		BT		P kW	Q KVAR	S KVA
				A	kV	A	kV			
0										
15										
30										
60										
90										

Elaboró / fecha: _____ Revisó / fecha: _____
 nombre: _____ firma: _____ nombre: _____ firma: _____

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

103 Shipping Transporte

103.02 Storage of the transformer

1. General

Transformer oil as a mineral oil is used exclusively as an insulating and cooling medium for transformer and on-load-tap-changers.

The transformers are sent, as far as transportability allows, with the conservator mounted and completely filled with oil.

When the height of the transformer does not permit the transport with the conservator mounted, it is transported not completely filled with oil, but with an approx. 10 to 20 cm height of gas-cushion, due to the changes in volume which takes place by temperature variations and as a protection against absorption of moisture in the windings.

In special cases, transformers are sent without oil to reduce weights during transportation, make large loads more manageable and minimize risks during charging, unloading and transporting.

The core and coil of the transformer is composed by insulating elements as Kraft paper. It has hygroscopic properties that absorb moisture from open air. To protect the drying of the core and coil reached in oven under vacuum and to avoid its possible exposition to open air, transformers transported without oil are filled with a nitrogen atmosphere or dried air with a positive light pressure and have a regulation device to relief over pressures in the tank, but ensuring the positive pressure notwithstanding volume changes due to temperature variations.

This system provides protection during transporting and during short storage periods, therefore, this system requires to register the inside pressures of the tank and a weekly inspection.

2. Gas used for filling the tank

- Nitrogen:

103.02 Almacenamiento del transformador

1. General

En transformadores con aceite, el aceite mineral es usado exclusivamente como aislante y medio de refrigeración para transformadores y en cambiadores bajo carga.

Los transformadores se envían, hasta donde el transporte permita, con el tanque de expansión montado y completamente lleno de aceite.

Cuando la altura no lo permite, para el transporte sin tanque de expansión pero con aceite, se deja un colchón de gas de 10 a 20 cm de altura bajo la tapa, para permitir los cambios de volumen del aceite que tienen lugar por las variaciones de temperatura y como protección contra la absorción de humedad para los aislamientos.

Los transformadores se transportan en muchos casos sin aceite con el fin de reducir los pesos de transporte y hacer más manejables las grandes cargas y reducir los riesgos de las maniobras de cargue, descargue y transporte.

La parte activa dentro del tanque del transformador esta compuesta por elementos aislantes como el papel de celulosa que tiene propiedades higroscópicas, es decir, que pueden absorber la humedad del medio ambiente. Para proteger el secado de la parte activa logrado mediante horneado bajo vacío y evitar su posible exposición al medio ambiente, los transformadores que se transportan sin aceite, se llenan con una atmósfera de nitrógeno o aire sintético con una ligera presión positiva y un dispositivo de regulación para evitar sobrepresiones en el tanque pero asegurando la presión positiva a pesar de los cambios de volumen del gas debidos a las variaciones de temperatura.

Este sistema provee protección durante el transporte y durante periodos cortos de almacenamiento, sin embargo este sistema requiere registro de las presiones dentro del tanque y supervisión semanal.

2. Gas utilizado para el llenado del tanque

- Nitrógeno:

Debe ser seco y de 99.999% de pureza, tipo UAP.

Installation Instructions
Instrucciones de Montaje

It must be dried and 99.999 % of purity, type UAP.

Extra dry air:

Compressed air to DIN 3188, rested with a moisture content of < 25 ppm, according to a dew point of < -30 °C at 1 bar.

For transporting the transformer with nitrogen, in case of an internal inspection, the nitrogen must be replaced by extra dry air to DIN 3188. Before this is done, the nitrogen must be removed from the tank by evacuation (< 1 mbar).

3. Arrival of transformer to site

At the arrival of the transformer to site or storage place, and when transformer is finally placed, an inspection of the impact register tape will be done. Accelerations registered must be < 2g. Any anomaly must be reported to the supplier. Internal and external inspections of the equipment should be realized according to the installation instructions SAT/MA 102.30 "Checklist of the equipment after delivery" must be done. For the internal revision, the presence of a representative technician of the supplier is required.

Attention: In case of transformer transport with nitrogen, the nitrogen must be replaced by dried air with a content of oxygen > 18% before the internal inspection due to absence of oxygen in high purity nitrogen may cause death by asphyxia.

- Aire sintético:

Aire comprimido: según DIN 3188, reposado con un contenido de humedad de <25 ppm, en un punto del rocío < -60°C a 1 bar.

Para transporte con nitrógeno, en caso de una inspección interna, este debe ser reemplazado por aire sintético según DIN 3188. Antes de esto, el nitrógeno debe ser removido del tanque por evacuación (<1 mbar).

3. Llegada del transformador al sitio.

A la llegada del transformador al sitio de instalación y/o almacenamiento y cuando el transformador haya sido colocado en su ubicación final, se realizará la revisión de la cinta del registrador de impactos, las aceleraciones registradas deben ser < 2g. Cualquier anomalía debe ser reportada a la fábrica de origen. Deben hacerse las inspecciones externa e interna del equipo según las instrucciones de Instalación SAT/MA 102.30 "Lista de chequeo para verificación después del arribo" Para la revisión interna se debe solicitar la presencia de un técnico representante de la fábrica de origen.

Atención: En caso de transporte con nitrógeno, antes de la inspección interna el nitrógeno debe ser reemplazado por aire sintético con contenido de oxígeno > 18%, ya que la ausencia de oxígeno en el nitrógeno de alta pureza puede ocasionar la muerte por asfixia.



Fig. 1. Transporting the equipment / Transporte del equipo

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

4. Preparation for storage

After external and internal inspection, the necessary corrections must be carried out before storage the transformer. The following conditions must be accomplished too:

4.1. The area on which the transformer is placed must have enough strength to support its own weight and must be adequately stable and protected against water flowing underneath.

4.2. Oil leakage must be prevented from having any adverse effect on the surroundings. Monthly inspections of the tank will be realized to search for oil leaks which have to be corrected.

4.3. The storage tank must have all valves in an accessible way.

4.4. After storage, it must be possible to determine the moisture content inside transformer tank in the oil filled part.

4.5. Moisture must be prevented from entering the tank by replacing the silica gel of the dehydrating breather when it has high saturation degree. Siemens provide a silica gel charge to the transformer installation. Subsequent required charges are not part of the supply and must be purchased separately.

4.6. Suitable weather protection (duck or plastic covering, tile hanging, etc) must be provided against moisture.

4.7. The accessories conserved in them wood boxes must be protected against moisture and weather **obligatory** (they must be storage under roof protection). If required, use dehydrating crystals in bags for the individual items of equipment.

4.8. The tank must be protected against corrosion, rotting and mechanical damage.

5. Storage

5.1 Transformer completely assembled and filled with oil

Preference should be given to this type of storage.

4. Previsiones para el almacenamiento

Después de la inspección externa e interna se realizarán las correcciones necesarias antes de realizar el almacenamiento del transformador, y se deben cumplir las siguientes condiciones:

4.1. El área donde se almacene el transformador debe tener la resistencia apropiada para el peso del mismo, debe ser adecuadamente estable y protegida contra agua que fluya por debajo.

4.2. Goteo de aceite que pueda tener cualquier efecto adverso en el medio ambiente debe impedirse. Se realizarán inspecciones mensuales del tanque en busca de fugas de aceite las cuales deben ser corregidas.

4.3. El tanque almacenado debe tener accesibles todas las válvulas.

4.4. El almacenamiento debe ser tal que permita determinar el contenido de humedad del aceite dentro del tanque en la parte llena con aceite.

4.5. Debe impedirse la entrada de humedad reemplazando la silicagel de los deshumectadores de aire cuando se encuentre saturada de humedad. Siemens hace entrega de una carga de silicagel para el montaje del transformador, las cargas requeridas posteriormente no hacen parte del suministro y deberán comprarse por aparte.

4.6. Se debe proporcionar una protección conveniente contra la humedad (cubiertas de lona o plástico, tejas del almacén, etc)

4.7. Los accesorios que se conserven en sus cajas de madera deben estar **obligatoriamente** protegidos contra la intemperie y guardados bajo techo, si es requerido se deberán usar deshidratadores de cristales (silicagel), en bolsas para los artículos individuales del equipo.

4.8. Se debe proteger el embalaje de los accesorios adecuadamente contra averías, golpes o pudrición.

5. Almacenamiento

5.1 Transformador completamente armado y lleno de aceite.

Este tipo de almacenamiento debe darse por preferencia.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Monitoring for this case is limited to checking the oil level in the conservator and replacing used-up weather material. Eventually oil leaks will be controlled.

To prevent condensate forming, the motor drive cubicles and signaling cubicles with heater should be connected to a power supply unit to maintain the respective heating resistances functioning.

Water cooling systems (heat exchange units) should be protected against frost or completely drained on the water side. (See separate description of cooling system).

Oil samples should be taken at least every 6 months to realize physico-chemical tests to the oil and verify its moisture content due the moisture absorbed by the oil may pass to the windings directly.

5.2. Transformer temporarily filled with oil and completely assembled

The transformer is connected to its conservator or to an unit of adequate size and filled with oil as respective filling under vacuum instructions.

The transformer must be filled with new dielectric oil, as follows in the instruction SAT/MA 105.05 "Filling empty transformers with oil under full vacuum". To realize the tank filling without accessories (conservator, pipes, etc), necessary predictions should be taken to realize the vacuum procedure and filling under vacuum, applying evacuation by vacuum pumping from the upper joint of the transformer conservator. A vacuum break point will also be predicted after filling with nitrogen or dried air has finished, and an outlet coupling for pipes in the highest point of the cover will be predicted too to set a dehydrating breather of silica gel.

The conservator must be capable of accommodating the expansion of the liquid due to temperature variation. Air is drawn in through a dehydrating breather.

La supervisión se limita para este caso a verificar el nivel de aceite en el tanque de expansión y reemplazar el material usado en el respirador (Desecador de aire). Se controlarán eventuales fugas de aceite.

Para prevenir la formación de condensados, los tableros del mando motor y los tableros de señalización con calentador deben conectarse a un suministro de poder con el fin de mantener las respectivas resistencias calefactoras en funcionamiento.

Los sistemas de enfriamiento por agua (intercambiadores de calor), se debe proteger contra escarcha y se deben drenar completamente en el lado del agua. (Vea la descripción separada del sistema de enfriamiento).

Se deben tomar muestras de aceite al menos cada 6 meses para hacer pruebas fisicoquímicas al aceite y verificar especialmente el contenido de humedad del mismo ya que la humedad adquirida por el aceite puede pasar directamente a los aislamientos.

5.2. Transformador parcialmente lleno de aceite y completamente armado

El transformador se conecta a su tanque de expansión o a una unidad de tamaño adecuado y se llena de aceite según las indicaciones de llenado bajo vacío respectivas.

El transformador se debe llenar con aceite dieléctrico nuevo para transformadores, siguiendo el procedimiento descrito en la Instrucción de Instalación SAT/MA 105.05 "Carga de aceite de transformadores sin llenar, efectuando vacío total". Para realizar el proceso con el tanque sin accesorios (tanque de expansión, tuberías, etc), se deberán tomar las previsiones necesarias para realizar el proceso de vacío y llenado bajo vacío aplicando evacuación con una bomba de vacío desde el punto mas superior en el tanque conservador del transformador. También se preverá un punto para romper el vacío con nitrógeno o aire sintético después de terminar el llenado y se adecuará un acople de tubería en la parte mas alta de la tapa para colocación de un deshumectador de sílica gel.

El conservador utilizado debe ser capaz de acomodar la expansión del líquido debido a los cambios de temperatura. Así mismo, se debe instalar el deshumectador de aire.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Monitoring is limited to checking the oil level in the conservator and replacing used-up breather material.

To prevent condensate forming, the motor drive cubicles and signaling cubicles with heater should be connected to a power supply unit to maintain the respective heating resistances functioning.

Water cooling systems (heat exchange units) should be protected against frost or completely drained on the water side. (See separate description of cooling system).

Oil samples should be taken at least every 6 months to realize physico-chemical tests to the oil and verify its moisture content due the moisture absorbed by the oil may pass to the windings directly.

5.3. Oil Transformer with core and coil insulations immersed in oil (oil level lowered) and nitrogen cushion or dried cushion.

The transformer without a gas top-up device can be stored at site not more than 6 weeks.

If the transformer is stored over a longer time, it is recommended to storage the it filled with oil. If it is possible the transformer will be assembled and stored completely filled with oil. If not, it is permitted to storage the tank without accessories but with the core and coil immersed in oil with a level of max. 150 mm bellow the cover.

The transformer must be filled with new dielectric oil, as follows in the instruction SAT/MA 105.05 "Filling empty transformers with oil under full vacuum". To realize the tank filling without accessories (conservator, pipes, etc), necessary predictions should be taken to realize the vacuum procedure and filling under vacuum, applying evacuation by vacuum pumping from the upper point of the transformer conservator. A vacuum break point will also be predicted after filling with nitrogen or dried air has finished, and an outlet coupling for pipes in the highest point of the cover will be predicted too to set a dehydrating breather of silica gel.

La supervisión para este tipo de almacenamiento se limita a verificar el nivel de aceite del tanque conservador y reemplazar el material usado en el respirador (desecador de aire).

Para prevenir la formación de condensados, los tableros del mando a motor y tablero de control del transformador se deben conectar a un suministro de poder con el fin de mantener la respectivas calefacciones en funcionamiento.

Los sistemas de enfriamiento por agua (intercambiadores de calor), se deben proteger contra escarcha y se deben drenar completamente en el lado del agua. (Ver descripción separada del sistema de enfriamiento).

Se deben tomar muestras de aceite al menos cada 6 meses para hacer pruebas fisicoquímicas al aceite y verificar especialmente el contenido de humedad del mismo ya que la humedad adquirida por el aceite puede pasar directamente a los aislamientos.

5.3. Transformador con aceite cubriendo los aislamientos de la parte activa (nivel de aceite bajo) y colchón de nitrógeno o aire sintético.

Un transformador sin dispositivo de llenado de gas no puede guardarse en sitio más de 6 semanas.

Para periodos largos de bodegaje se recomienda el almacenamiento con aceite, de ser posible el transformador se ensamblará y se almacenará completamente armado y lleno de aceite, si esto no es posible se permite el almacenamiento de la cuba sin accesorios, pero con aceite cubriendo la parte activa del transformador y su nivel hasta máximo 150 mm debajo de la tapa.

El transformador se debe llenar con aceite dieléctrico nuevo para transformadores, siguiendo el procedimiento descrito en la Instrucción de Instalación TU/MA 105.05 "Carga de aceite de transformadores sin llenar, efectuando vacío total", para realizar el proceso con el tanque sin accesorios (conservador, tuberías, etc), se deberán tomar las previsiones necesarias para realizar el proceso de vacío y llenado bajo vacío aplicando evacuación con una bomba de vacío desde el punto mas superior en la tapa del transformador. También se preverá un punto para romper el vacío con nitrógeno o aire sintético después de terminar el llenado y se adecuará un acople de tubería en la parte más alta de la tapa para colocación de un deshumectador de sílica gel

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

An inspection is recommended at least every 3 weeks, any possible oil leak must be verified and fixed.

If the transformer is stored during a period of over 6 weeks, a gas top-up device should be provided as follows the instruction SAT/MA 102.04 "operation of the gas top-up device".

The top-up device should be checked at least every 3 weeks. A pressure record should be done in the corresponding format. If gas pressure is found below of 30 mbar, the pressure should be verified as in the bottle as in the transformer. If it is necessary the bottle should be changed and the gas leaks fixed.

To prevent condensate forming, the motor drive cubicles and signaling cubicles with heater should be connected to a power supply unit to maintain the respective heating resistances functioning.

Water cooling systems (heat exchange units) should be protected against frost or completely drained on the water side. (See separate description of cooling system).

6. Final assembly after storage

Final assembly should be carried out in line with the Installation Instructions. In any type of storage, the dew point measurement should be realized to determine the dew point test in the isolations. If it is necessary, the oil must be drained out to realize this measurement. It is suggested to ask for technical installation supervision of the supplier factory.

Se recomienda una inspección al menos cada tres semanas, debe verificarse y corregirse también cualquier posible fuga de aceite.

Si el transformador se almacena durante un periodo mas largo a 6 semanas obligatoriamente se debe proporcionar un dispositivo de recarga de gas según la instrucción de instalación SAT/MA 102.04 "Dispositivo de recarga de gas seco".

El dispositivo de gas debe revisarse al menos cada tres semanas, el valor de presión debe registrarse en el formato respectivo. En caso de encontrar la presión del gas por debajo de 30 mbar se debe verificar la presión en la botella y en el transformador, de ser necesario se cambiará la botella o se realizaran las correcciones de fugas de gas necesarias.

Para prevenir la formación de condensados, los tableros del mando motor y los tableros de señalización con calentador deben conectarse a un suministro de poder con el fin de mantener las respectivas resistencias calefactoras en funcionamiento.

Los sistemas de enfriamiento por agua (intercambiadores de calor), se debe proteger contra escarcha y se deben drenar completamente en el lado del agua. (Vea la descripción separada del sistema de enfriamiento).

6. Ensamble final después del almacenamiento

El ensamble final del transformador debe llevarse a cabo siguiendo las instrucciones del manual de servicio. En cualquier tipo de almacenamiento debe realizarse medición de punto de rocío para determinar la humedad residual existente en los aislamientos, si es necesario se deberá vaciar el aceite para hacer esta medición. Se sugiere solicitar la supervisión del montaje por parte de un técnico de la fábrica de origen.

SIEMENS Colombia, Servicio Técnico
Línea gratuita en Colombia de servicio al cliente
Toll free Customer service in Colombia.
01-8000-51-9001
Teléfonos de Servicio:
Service Telephones:
(571) - 425 3869
(571) - 425 3726
Fax:
(571-) 294 2707
e-mail:
transformers@siemens.com.co

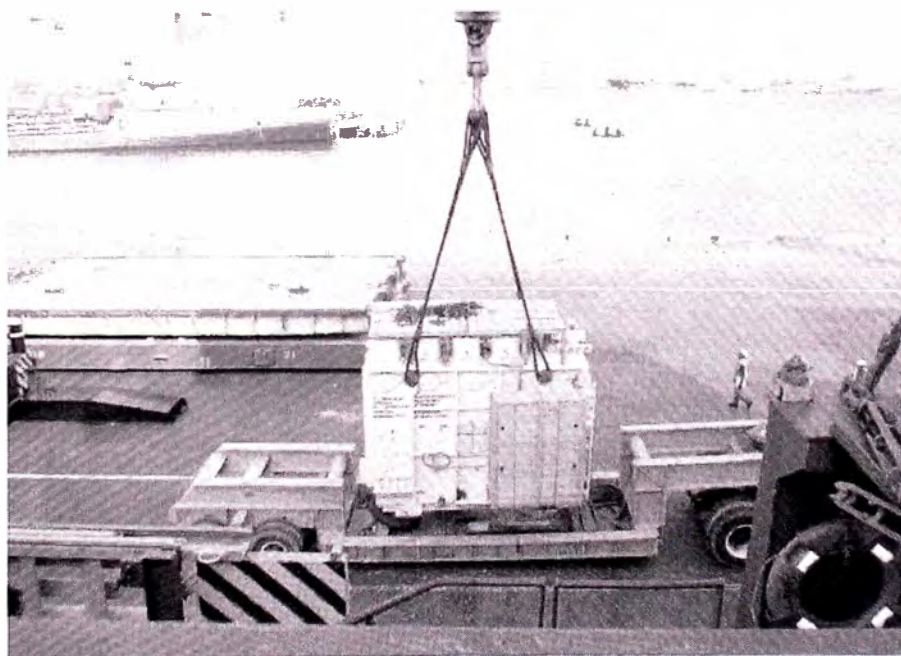
**103
Shipping
Transporte**

103.01 Transporting oil transformers

103.01 Transporte de transformadores con aceite



**Fig. 1. Transporting by road
Fig. 1. Transporte por carretera**



**Fig. 2. Unloading the transformer
Fig. 2. Descargando el transformador**

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Scope/General

These instructions apply to oil transformers of more than 1000 KVA and cover the transport as well as the reloading and unloading from factory to the transformer site / foundation.

Protection of transformer core and coil assembly during transport

In the case of a transformer with a full oil filling and conservator, see to it that the dehydrating weather is functioning or that the drain cock on the conservator of small transformers is open.

In the case of small transformers for transport, fill the empty tank space with dry gas.

The following gasses can be used for filling:

Nitrogen:

It must be dried and 99.999 % of purity, type UAP.

Extra dry air:

Compressed air to DIN 3188, rested with a moisture content of < 25 ppm, according to a dew point of < -60 °C at 1 bar.

When transporting the transformer with nitrogen, in case of an internal inspection, the nitrogen must be replaced by extra dry air to DIN 3188. Before this is done, the nitrogen must be removed from the tank by evacuation (< 1 mbar).

The gas filling is intended to keep humid air away from the transformer core and coil assembly. See installation instruction SAT/MA 102.02 "Measuring the moisture content (dew point test)".

Loading

By crane:

Hoist the transformer onto a deep-well wagon or truck with a self-steering trailer. The sling angle must be less than 60° even when seen from the narrow end. Insert a cross beam under the transformer if bushings or other fittings impede loading operations.

Alcance/ Generalidades

Estas instrucciones aplican para transformadores sumergidos en aceite de más de 1000 KVA. Abarcan el transporte, la carga y descarga desde la planta de fabricación a su sitio de instalación.

Protección de la parte activa del transformador durante el transporte

En el caso de transformadores totalmente llenos de aceite y con tanque de expansión, verificar que el deshumectador de aire esté funcionando correctamente o que la válvula de drenaje en el tanque de expansión se encuentre abierta.

En caso de transporte de pequeños transformadores, llenar el espacio vacío del tanque con gas seco.

Los siguientes gases pueden ser utilizados para este llenado:

- Nitrógeno:

Debe ser seco y de 99.999% de pureza, tipo UAP.

- Aire extra seco:

Aire comprimido: según DIN 3188, reposado con un contenido de humedad de < 25 ppm, en un punto del rocío < -60 °C a 1 bar.

Para transporte con nitrógeno, en caso de una inspección interna, este debe ser reemplazado por aire extra seco según DIN 3188. Antes de esto, el nitrógeno debe ser removido del tanque por evacuación (< 1 mbar).

El llenado de gas está dirigido para mantener el aire húmedo alejado de la parte activa del transformador. Ver instrucción de montaje SAT/MA 102.02 "Medición del contenido de humedad (prueba de punto de rocío)".

Carga

1. Con grúa:

Subir el transformador al vagón o al camabaja del camión. El ángulo entre las eslingas debe ser menor a 60°, aún viéndolo desde el extremo angosto. Insertar una viga cruzada debajo del transformador si los aisladores pasantes u otros accesorios impiden las operaciones de carga.

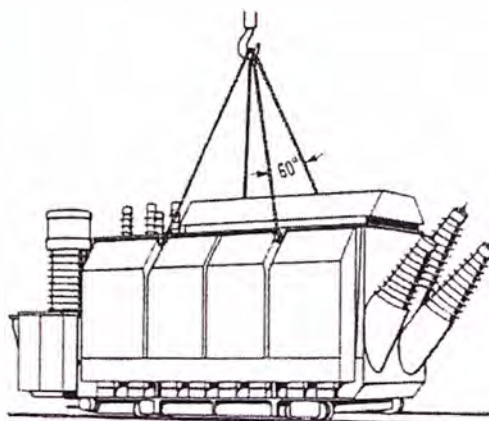
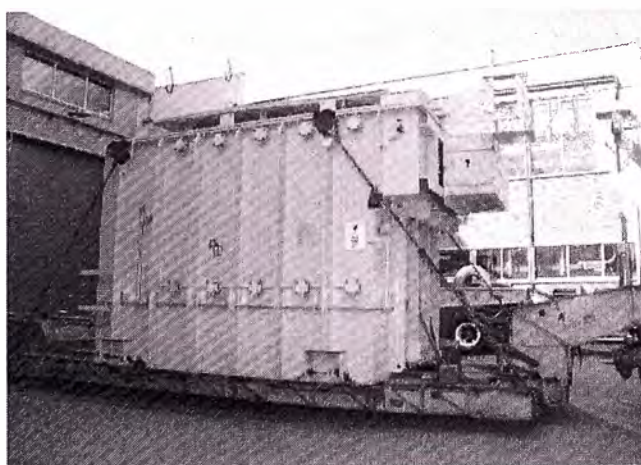


Fig. 3. Maximum permissible slings angle (60°)
Fig. 3. Angulo máximo permisible entre eslingas (60°)

2. Without crane

Jack up the transformer onto square timbers and pull it onto the deep-well wagon or a low-loader truck by means of pull lifts. Do not remove the wheels, the latter are naturally not removed until this has been done. Lay railway or crane tracks from the square timbers up to the deep-well wagon. Fit tie rods and pack the rails underneath with hard wood blocks. Raise the transformer as uniformly as possible by 4 hydraulic jacks fitted either with individual pumps or a common pump with individual control of each jack. (Use 2 spirit levels at right angles to each other)



2. Sin grúa

Levantar con un gato el transformador sobre vigas de madera y halarlas sobre el vagón o el camabaja por medio de un mecanismo de elevación. No remover las ruedas, estas no serán removidas hasta que esto se haya hecho. Colocar la vía de rieles desde las vigas hasta el vagón. Acomodar las varillas de amarre en los rieles inferiores con ayuda de bloques duros de madera. Levantar el transformador lo más uniformemente posible con 4 gatos hidráulicos acoplados cada uno a bombas individuales o a una bomba en común teniendo el control individual de cada gato. (Utilizar 2 indicadores de nivel de burbuja con ángulos rectos para formar ángulos rectos el uno del otro.)

Fig. 4. Onto the low-loader truck
Fig. 4. Sobre el camabaja

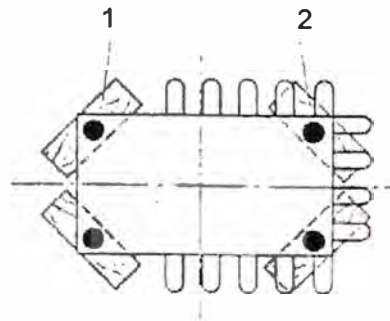
For safety's sake use hydraulic jacks of sufficiently high capacity to enable two of them alone to support the whole weight of the transformer. The jacks should be fitted with a mechanical lock for holding them in a given position. Use only hardwood square timbers. Place the jacks under the transformer only at the lifting point intended for them.

Para la propia seguridad del transformador utilizar gatos hidráulicos con capacidad suficiente para permitir que dos de ellos soporten todo el peso del transformador. Los gatos deben ser acomodados con un bloqueo mecánico para mantenerlos en una posición determinada. Utilizar solo vigas de madera dura. Colocar los gatos debajo del transformador solo en los puntos destinados para ello.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Place steel plates (approx. 300x300x15 mm) under the jacks to distribute the pressure uniformly. Interpose 5 mm gauge plywood or hardwood plates between the jack and the lifting point (added safety factor to prevent slipping). Place the hardwood boards under the corners of the transformer.

Colocar placas de acero (de aprox. 300x300x15 mm) bajo los gatos para distribuir la presión uniformemente. Interponer madera resistente de 5 mm o placas de madera dura entre el gato y el punto de levante (añadir factor de seguridad para prevenir el deslizamiento). Colocar los bloques de madera dura bajo las esquinas del transformador.



1. Hardwood board or plank
Tablero de madera dura
2. Hydraulic jack
Gato hidráulico

Fig. 5. Jacking up transformer of 1000 to 10000 KVA
Fig. 5. Elevación de transformadores de 1000 a 10000 KVA

Fill up the space between the jacked-up transformer and the deep-well wagon or trailer with square timbers laid crosswise.

Llenar el espacio entre el transformador levantado y el vagón o camabaja con vigas acomodadas diagonalmente.

Caution: Never lay the cables or chains around the radiators if they are assembled with the transformer. Never pull in jerks. Always attach the pulling ropes to the wagon or trailer. Lift the transformer up over the deep-well wagon or trailer by the hydraulic jacks, remove the wheels and set it down on an interposed softwood layer approx. 25 mm thick. Lift the deep-well wagon or trailer by hydraulic jacks and after removing the adjacent square timbers also pull out the packing from below the underside of the wagon well.

Cuidado: Nunca colocar los cables o cadenas alrededor de los radiadores si estos están montados. Nunca dar jalonazos fuertes. Siempre atar los cables o cadenas al vagón o camabaja fuertemente. Levantar el transformador sobre el vagón o camabaja mediante los gatos hidráulicos, quitar las ruedas y dejarlo sobre una capa de madera blanda interpuesta de aprox. 25 mm de espesor. Levantar el vagón o camabaja con los gatos hidráulicos, sacar el embalaje que está debajo del vagón y remover las vigas cuadradas adyacentes.

These maneuvers of insurance of the load of transformers necessitates specially trained personnel who are supplied by the transporting firm.

Estas maniobras de aseguramiento de la carga y descarga necesitan de personal especializado asignado por la empresa transportadora.

Bracing the transformer

Aseguramiento del transformador

Transformer to which the wheels are bolted should be packed underneath with softwood in such a way that the wheel clearance is at least 20 mm. Transformers from which the wheels are removed should be packed directly underneath the tank bottom with softwood. Brace the transformers in the longitudinal axis with wooden beams.

Los transformadores que tienen las ruedas instaladas deben ser embalados en su parte inferior con madera blanda de manera tal que quede a una distancia de 20 mm de las ruedas. Los transformadores a los cuales les han sido removidas las ruedas deben tener un empaque directamente bajo la cara inferior de la cuba del transformador con madera blanda. Reforzar el transformador en su eje longitudinal con barras de madera.

Installation Instructions Instrucciones de Montaje



Fig. 6. Transformer braced with steel ropes
Fig. 6. Transformador asegurado con cables de acero

For safety's sake, brace the transformer with twisted tensioning steel cables or chains to the deep-well wagon or trailer to allow for the change in the center of gravity in curves. Use soft iron wires of 3 mm diameter. Twist 8 wires together for transformers weighing up to 2 tons and 12 for those weighting more. If possible, use steel cables with turnbuckles. For securing the transformers see **Fig. 6**.

Attach the tensioning cable to the lugs of the transformer (to lift the cover) or to hooks and to the appropriate lugs or struts on the wagon. Do not use neither hemp, not plastic ropes.

Warning: If the center of gravity is high, use a low-loader motor truck to ensure that the transformer stands steady during transportation.

If the transformer is large and not specially designed for rigorous handling, the angle of inclination should not exceed approx. 6% in the direction of travel.

The deviation may be slightly more in the case of smaller transformers. Always refer to SIEMENS in cases where extreme gradients, drops or inclinations at right angles to the direction of travel are likely to be encountered. Avoid heavy blows.

Para la seguridad del mismo transformador, asegurarlo con cables o cadenas de acero tensionadas retorcidas al vagón o camabaja para permitir el cambio de su centro de gravedad en la curvas. Utilizar cables de acero ligero de 3 mm de diámetro. Retorcer 8 cables juntos para transformadores que pesen hasta 2 toneladas y 12 para transformadores de mayor peso. Si es posible, utilizar cables de acero con tornillos tensores. Para asegurar el transformador, ver **Fig. 6**.

Colocar el cable tensionado a los soportes del transformador (para levantar la tapa) o a los ganchos y a las apropiadas orejas del vagón. No utilizar sogas de cáñamo, fique ni plástico.

Precaución: Si el centro de gravedad es alto, utilizar camabaja motorizada para asegurar que el transformador permanezca firme durante el transporte.

Si el transformador es grande y no ha sido diseñado especialmente para un manipuleo riguroso, el ángulo de inclinación no debe exceder aproximadamente el 6% en la dirección del viaje.

La desviación puede ser ligeramente mayor para transformadores más pequeños. Dirigirse siempre a SIEMENS en casos donde las pendientes sean extremas, descensos o inclinaciones con ángulos rectos en la dirección del viaje probablemente puedan presentarse. Evitar golpes fuertes.

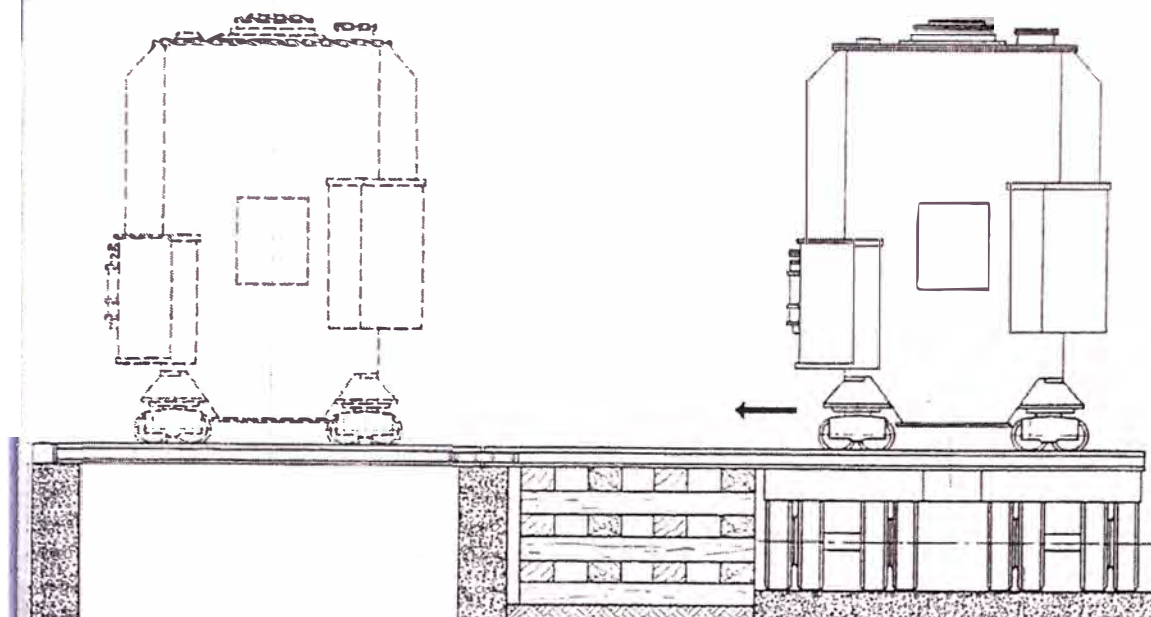


Fig. 7. Moving a wagon onto a foundation of uniform height

Fig. 7. Movimiento de un vagón sobre una fundación de altura uniforme

Transporting to the site

When transporting the transformer by motor truck, first travel over the route to inspect the road structure, conditions and its width (it should be at least 1.5 times wider than the vehicle). The weakest bearing points on a route are generally bridges, manhole covers and curbsides. Reinforce the weak points if necessary. If the bridges are of low carrying capacity, pull the trailer over the bridge with a winch so that the bridge does not have to bear the weight of the tractor and trailer simultaneously. Pay attention to proper passage and clearance underpasses, overhead lines).

Transformers can also be towed on their own wheels for considerable distances (several hundred meters) if the axle bearings are well greased; the inner side of the rails should also be greased, particularly in curves.

To change the direction of travel, run the transformer exactly over the center of the rail crossing, raise it, turn the wheels at right angles, lower the transformer, pull it in the new direction and fit clamps on the rails (Fig. 3). For details, see the installation instruction SAT/MA 104.03 "Fitting of double-axle bogies to transformers". Even the smallest oil filled transformers have relocatable wheels (unflanged).

Transporte hasta el sitio

Al transportar el transformador en camabaja, recorrer la ruta previamente para inspeccionar la estructura de la ruta, sus condiciones, el ancho (debe ser al menos 1.5 veces más ancha que el vehículo). Los puntos más débiles de una ruta generalmente son los puentes, tapas de registro y los muros de contención. Reforzar los puntos débiles si es necesario. Si los puentes son de baja capacidad de carga, halar el camabaja desde el otro lado del puente para que el puente no tenga que soportar el peso del camión y el del camabaja simultáneamente. Poner atención al paso apropiado y a la amplitud del camino (pasos a nivel, líneas de guía).

Los transformadores también pueden ser remolcados sobre sus propias ruedas por distancias considerables (cientos de metros) si los rodamientos axiales son correctamente engrasados. La parte interna de los rieles debe ser también engrasada, particularmente en las curvas.

Para cambiar la dirección de viaje, deslizar el transformador exactamente sobre el centro del riel que cruza, elevarlo, girar las ruedas 90°, bajarlo, halarlo en la nueva dirección y acoplar abrazaderas a los rieles (Fig. 3). Para mayor detalle, ver la instrucción SAT/MA 104.03 "Acople de ruedas dobles al transformador". Aún los transformadores más pequeños llenos de aceite tienen ruedas relocalizables (sin pestañas).

Installation Instructions Instrucciones de Montaje

For routes with gradients of up to approx. 8 %, including non-metallic roads, the traction power required is 3.5 H.P for each ton of the gross weight (tractor, trailer and transformer). If several tractors are used, pay particular attention to see that the gearing is the same.

If the transformer is transported by train and the foundation isn't adjacent to the rails, the transformer must be transferred to a motor truck. Drive the motor truck right up to the rail way wagon. Jack up the transformer, pack both vehicles underneath, build-up the square timbers, mount the transformer wheels, lay the rails and put the transformer onto the truck by means of pull lifts or chain hoists, remove the wheels and lower the transformer.

Unloading and moving to the foundation

On site generally there are rail for transporting equipment, in this case the transformer, to the installation point.

If the foundation is directly near a railway siding, run the deep-well wagon right up to the foundation and unload the transformer in the reverse sequence to that described in the "loading" section (Fig. 5). Raise the wagon and pack it underneath, lay square timber up to the level of the wagon floor, raise the transformer over the deep-well wagon, attach the wheels, lay the rails and pull the transformer onto the square timbers. Jack the transformer up to remove the packing to match the height of the foundation and lay the rails to the latter. Pull the transformer onto the foundation by means of pull lifts or chain hoists (Fig. 8). Refer to Figs. 10 and 11 for moving the transformer from the deep-well wagon onto the deep-set foundation.

Para rutas con pendientes de aproximadamente el 8%, incluyendo vías no metálicas, la potencia del motor requerida es de 3.5 H.P por cada tonelada de peso bruto (tractor, trailer y transformador). Si se utilizan varios camiones, poner atención particular para garantizar que esta relación se mantenga.

Si el transformador es transportado en tren y el sitio de instalación no queda adyacente a las vías ferroviarias, el transformador debe ser trasbordado a un camión con cama baja. Conducir el camión hasta el lado del vagón. Elevar con gatos el transformador. Ubicar las vigas cuadradas, montar las ruedas del transformador, tender los rieles y colocar el transformador sobre el camión con cama baja con la ayuda del mecanismo de elevación, remover las ruedas y bajar el transformador.

Descargue y movimiento hacia el sitio de instalación

En el sitio de instalación generalmente hay rieles para transportar los equipos, en este caso el transformador, hasta el punto de instalación.

Si el sitio de instalación se encuentra directamente al costado de la carrilera, llevar el vagón hasta allí y descargar el transformador en la secuencia inversa como se describió en la sección de "cargue", (Fig. 5). Elevar el vagón y asegurarlo por debajo, colocar vigas de madera hasta la altura del piso del vagón, elevar el transformador por encima del vagón, acoplar las ruedas, colocar los rieles y halar el transformador sobre las vigas. Levantar con el gato el transformador para remover su embalaje para hacer coincidir la altura del sitio de instalación y dejar los rieles al final. Halar el transformador sobre el sitio de instalación por medio del mecanismo de elevación (Fig. 8). Remitirse a las Figs. 10 y 11 para el movimiento del transformador desde el vagón a su sitio de instalación.

1. Direction of travel
Dirección de viaje
2. Guide pulley
Polea de guía
3. Anchor point
Punto de anclaje
4. Pull lift
Dispositivo para halar

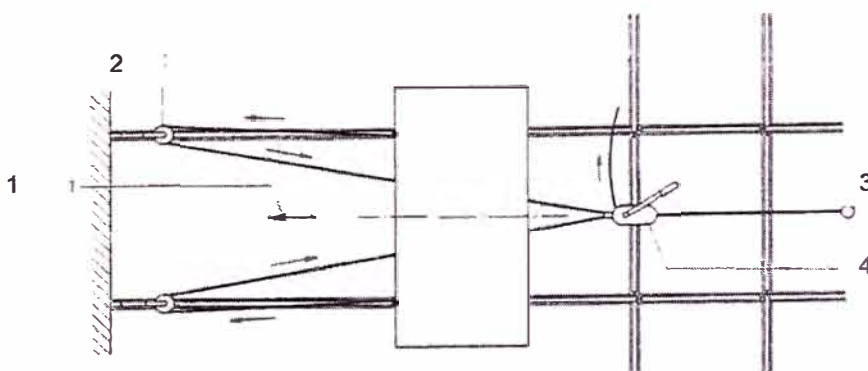


Fig. 8. Pulling the transformer
Fig. 8. Halando el transformador

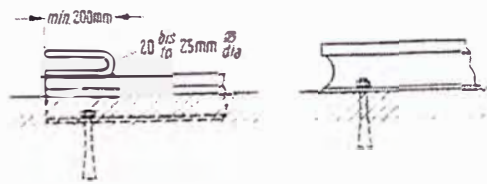


Fig. 9. Anchor points on the rails for pulling ropes
Fig. 9. Puntos de anclaje sobre los rieles de sogas para halar

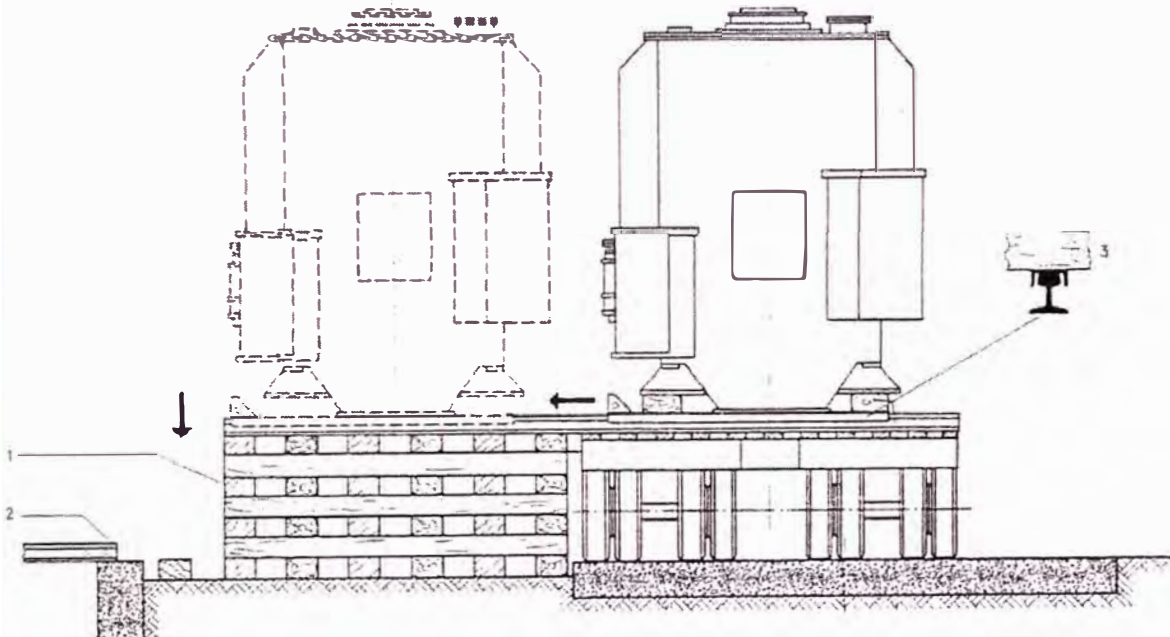


Fig. 10. Moving a transformer off a wagon onto square timbers
Fig. 10. Moviendo un transformador desde vagón sobre las vigas

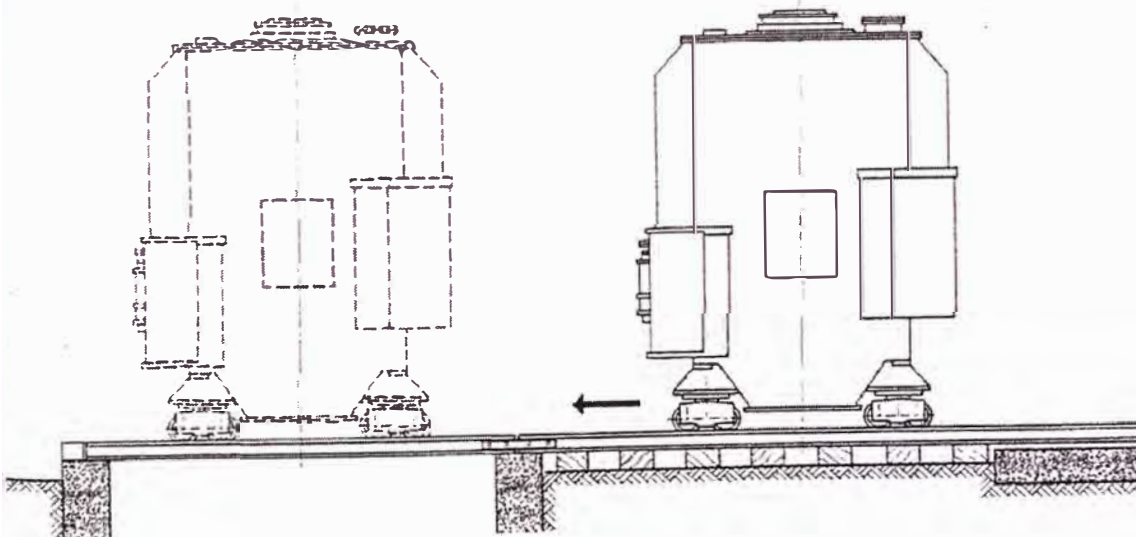


Fig. 11. Moving the transformer from the interposed square timbers onto the foundation
Fig. 11. Moviendo el transformador desde las vigas interpuestas sobre la fundación

Installation Instructions
Instrucciones de Montaje

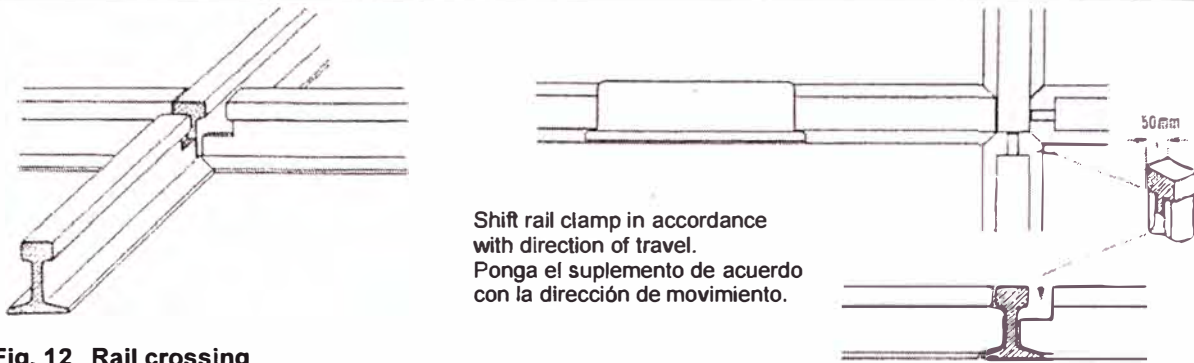


Fig. 12 Rail crossing
Fig. 12. Cruce de rieles

If the transformer is in the wrong position in relation to the foundation and it cannot be repositioned on a turnable, it can be rotated on its underframe without the wheels. Build a turning surface of wood, lay sheet metal on it, grease it and attach two pull lifts to two diagonally opposed corners of the transformer and pull evenly (Fig. 13). The transformer can be turned by up to 225 degrees without the pull lifts having to be re-attached.

Si el transformador se encuentra en la posición equivocada en relación al sitio de instalación y no puede ser repositionado con girarlo simplemente, este puede ser rotado sobre su armazón bajo sin las ruedas. Construir una superficie giratoria de madera, colocar la lámina de metal sobre ella, engrasarla y acoplarle dos mecanismos de empuje a dos esquinas diagonalmente opuestas al transformador y halar uniformemente (Fig. 13). El transformador puede ser girado sobre sí hasta 225° sin que los mecanismos de empuje tengan que ser reemplazados.

The transformer can also be turned on a lager, heavier-gauge sheet steel plate. The plate must be packed underneath with gravel and sand. The plate should be 5 to 15 mm thick.

El transformador también puede ser girado sobre una placa grande y pesada a la medida. Al plato se le debe colocar grava y arena debajo y debe tener de 5 a 15 mm de espesor.

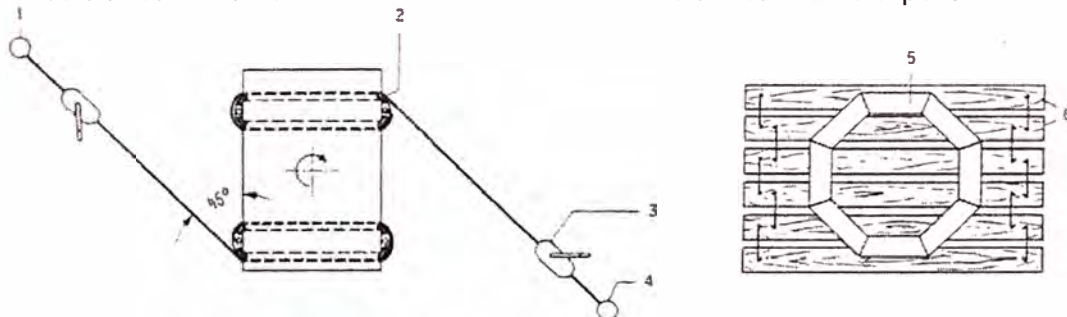


Fig. 13. Turning the transformer
Fig. 13. Girando el transformador

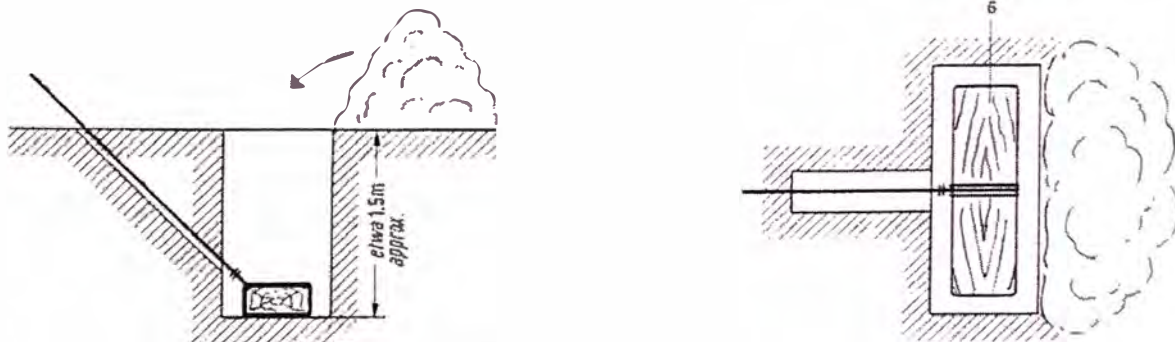


Fig. 14. Example of anchor for fixing rope
Fig. 14. Ejemplo de anclaje de una cuerda de fijación

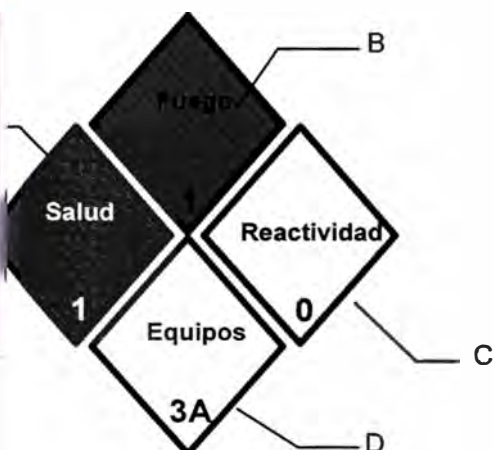
Installation Instructions Instrucciones de Montaje

Carriage of the transformer oil

Transport label according to UN

Symbols of class product:

- A Blue: Health danger
- B Red: Inflammability
- C Yellow: Reactivity
- D Equipment for product manipulation



UN secondary sign

Indicates the class of product assigned by UN that is being transported.

The number that corresponds to the mineral oil is 1268 (Petroleum distillates N.O.S or petroleum products N.O.S)



Note: The oil is not considered a dangerous liquid for transporting.

Transporte del aceite de transformador

Etiquetas de transporte según la ONU

- Símbolos de clase de producto:

- A Azul: Peligro contra la salud
- B Rojo: Inflamabilidad
- C Amarillo: Reactividad
- D Equipos para la manipulación del producto.

	Hazard rating	Grado de peligrosidad
0	Not dangerous	No peligroso
1	Low danger	Bajo peligro
2	Mid danger	Medio Peligro
3	Dangerous	Peligroso
4	High danger	Alto peligro

Rótulo secundario según ONU:

Indica el número asignado por la ONU de la clase de producto que es transportado.

El número que corresponde al aceite mineral es 1268 (Destilados de petróleo N.E.P o productos del petróleo N.E.P).

Nota: El aceite no se considera líquido peligroso para el transporte.

SIEMENS Colombia, Servicio Técnico
 Línea gratuita en Colombia de servicio al cliente
 Toll free Customer service in Colombia
 01-8000-51-9001
 Teléfonos de Servicio:
 Service Telephones:
 (571) - 425 3869
 (571) - 425 3726
 Fax:
 (571) - 294 2707
 e-mail:
transformers@siemens.com.co

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Neododo Boris, Universidad de Antofagasta, Chile 2006-08-21
- [2] Francisco L. Singer, Transformadores Industriales, Neotécnica, Buenos Aires 1976
- [3] Edwin Kosow, Máquinas Eléctricas y transformadores.
- [4] Enríquez Harper, El ABC de las Máquinas Eléctricas.
- [6] Fábrica de Siemens Andina Transformadores – Distribución, Bogotá Colombia.
- [7] Fábrica de Siemens Andina Transformadores – Potencia. Bogotá Colombia.
- [8] Servicio, Siemens Andina Transformadores, Bogotá Colombia
- [9] Laboratorio Siemens Andina Transformadores