

MÓDULO

9

ELECTRICISTA INSTALADOR INDUSTRIAL

Instalación y mantenimiento de circuitos de TRANSFORMADORES

MT.3.4.2-44/04 Edición 01



I N D U S T R I A

Instituto Técnico de Capacitación y Productividad



MÓDULO

9

ELECTRICISTA INSTALADOR INDUSTRIAL

Instalación y mantenimiento
de circuitos de
TRANSFORMADORES



Instituto Técnico de
Capacitación y Productividad

MT. 3.4.2 - 44/04 Edición 01



COPYRIGHT
Instituto Técnico de Capacitación y Productividad
-INTECAP- 2004

Esta publicación goza de la protección de los derechos de propiedad intelectual en virtud de la Convención Universal sobre Derechos de Autor. Las solicitudes de autorización para la reproducción, traducción o adaptación parcial o total de su contenido, deben dirigirse al Instituto Técnico de Capacitación y Productividad –INTECAP de Guatemala. El Instituto dictamina favorablemente dichas solicitudes en beneficio de la Formación Profesional de los interesados. Extractos breves de esta publicación pueden reproducirse sin autorización, a condición de que se mencione la fuente.

MÓDULO No. 9
INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE CIRCUITOS
DE TRANSFORMADORES
Código: MT.3.4.2-44/04

Las denominaciones empleadas en las publicaciones del Instituto Técnico de Capacitación y Productividad, y la forma en que aparecen presentados los datos, contenidos y gráficas, no implican juicio alguno por parte del INTECAP ni de sus autoridades. La responsabilidad de las opiniones en los artículos, estudios y otras colaboraciones, incumbe exclusivamente a sus autores.

La serie es resultado del trabajo en equipo del Departamento de Industria de la División Técnica, con el asesoramiento metodológico del Departamento de Tecnología de la Formación bajo la dirección de la jefatura de División Técnica.

Las publicaciones del Instituto Técnico de Capacitación y Productividad, así como el catálogo lista y precios de los mismos, pueden obtenerse solicitando a la siguiente dirección:

Instituto Técnico de Capacitación y Productividad
División Técnica –Departamento de Industria
Calle Mateo Flores, 7-51 zona 5. Guatemala, Ciudad.
Tel. PBX 2331 0117, Ext. 644, 647
www.intecap.org.gt
divisiontecnica@intecap.org.gt

SERIE MODULAR

OBJETIVO DE LA SERIE:

Con los contenidos de los manuales que comprenden esta serie modular, el participante adquirirá los conocimientos requeridos para instalar y proveer mantenimiento a equipo y máquinas eléctricas, así como a circuitos eléctricos de mando, alumbrado, fuerza y señalización en edificios industriales, de acuerdo a especificaciones técnicas de fabricantes y a normas de la Empresa Eléctrica de Guatemala y de la Comisión Nacional de la Energía.

LA SERIE “ELECTRICISTA INSTALADOR INDUSTRIAL” COMPRENDE:

MÓDULO	TÍTULO
1	Mecánica de ajustes para Electricidad Industrial.
2	Mediciones Eléctricas Básicas.
3	Instalaciones Eléctricas Residenciales.
4	Instalación de Acometidas Eléctricas.
5	Instalación y Mantenimientos de Motores Eléctricos Monofásicos.
6	Circuitos Eléctricos de Señalización.
7	Mediciones Eléctricas Industriales.
8	Instalación y Mantenimiento de Circuitos de Generadores y Capacitores.
9	Instalación y Mantenimiento de Circuitos de Transformadores
10	Instalación y Mantenimiento de Motores Eléctricos Trifásicos.
11	Controles Lógicos Programables Básicos (PLC).
12	Circuitos Electrónicos Básicos



Í N D I C E

PRERREQUISITOS / OBJETIVO DEL MANUAL	11
PRESENTACIÓN	13
DIAGRAMA DE CONTENIDOS	15
PRELIMINARES	17

UNIDAD I: INSTALACIÓN DE CIRCUITOS DE TRANSFORMADORES

OBJETIVOS DE LA UNIDAD	27
REALIZAR INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	28
I.1 EL TRANSFORMADOR	28
I.1.1 DEFINICIÓN DE UN TRANSFORMADOR	28
I.1.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	28
I.1.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR	29
I.1.4 MANTENIMIENTO BÁSICO DE UN TRANSFORMADOR	31
I.1.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD DE UN TRANSFORMADOR	33
I.2 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	33
I.2.1 DEFINICIÓN DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	33
I.2.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	34
I.2.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	36
I.2.4 MANTENIMIENTO BÁSICO DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	43
I.2.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	45
I.3 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	46
I.3.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	46
I.3.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD	62
I.3.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL	63
I.4 CONEXIÓN, MEDICIÓN Y DETERMINACIÓN DE POLARIDAD EN UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	63
I.4.1 POLARIDAD DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	63
I.4.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD	67
I.4.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL	68

I.5	CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON SUS PROTECCIONES	69
I.5.1	PROCESO DE CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON SUS PROTECCIONES	69
I.5.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD	76
I.5.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL	77
I.6	ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES	77
I.6.1	DEFINICIÓN DE ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES	77
I.6.2	TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	79
I.6.3	MEDIDAS DE SEGURIDAD	82
I.6.4	PROTECCIÓN AMBIENTAL	85
I.7	ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	85
I.7.1	PROCESO DE ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	85
I.7.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD	86
I.7.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL	87
I.8	MAGNITUDES ELÉCTRICAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DEL TRANSFORMADOR	87
I.8.1	TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR	87
I.8.2	INTENSIDAD DEL TRANSFORMADOR	89
I.8.3	POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	90
I.8.4	RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR	91
I.9	RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN MONOFÁSICA	92
I.9.1	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE TENSIÓN MONOFÁSICA	92
I.9.2	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE INTENSIDAD MONOFÁSICA	92
I.9.3	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA MONOFÁSICA	93
I.9.4	RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR	93
I.10	TRANSFORMADORES ESPECIALES PEQUEÑOS	94
I.10.1	PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES ESPECIALES PEQUEÑOS	94
I.10.2	MANTENIMIENTO BÁSICO DE LOS TRANSFORMADORES ESPECIALES PEQUEÑOS	94
I.10.3	TIPOS DE SEGURIDAD	98
I.10.4	MANTENIMIENTO BÁSICO	99
I.10.5	MEDIDAS DE SEGURIDAD	101
	REALIZAR CONEXIÓN DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES	103
I.11	BANCO DE TRANSFORMADORES	103
I.11.1	DEFINICIÓN DEL BANCO DE TRANSFORMADORES	103
I.11.2	PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL BANCO DE TRANSFORMADORES	104
I.11.3	TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE BANCO DE TRANSFORMADORES	106
I.11.4	MANTENIMIENTO BÁSICO PARA UN BANCO DE TRANSFORMADORES	110

I.12	CÁLCULO DE MAGNITUDES ELÉCTRICAS EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES	111
I.12.1	TENSIÓN E INTENSIDAD EN LA CONEXIÓN ESTRELLA	111
I.12.2	TENSIÓN E INTENSIDAD EN LA CONEXIÓN DELTA	113
I.12.3	RELACIONES EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES	114
I.12.4	POTENCIA Y RENDIMIENTO EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES	115
I.12.5	FACTOR DE POTENCIA	117
I.13	CONEXIONES EN BANCO DE TRANSFORMADORES	118
I.13.1	DEFINICIÓN DE CONEXIÓN EN BANCO DE TRANSFORMADORES	118
I.13.2	TIPOS DE CONEXIONES	119
I.13.3	MEDIDAS DE SEGURIDAD	125
I.13.4	PROTECCIÓN AMBIENTAL	126
I.14	CONEXIÓN EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES	126
I.14.1	PROCESO DE CONEXIÓN DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	126
I.14.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD	132
I.14.2.2	COMPARACIÓN DE PESO	132
I.14.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL EN BANCO DE TRANSFORMADORES	135
	REALIZAR CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y AUTOTRANSFORMADORES	135
I.15	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	135
I.15.1	DEFINICIÓN DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	135
I.15.2	PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	136
I.15.3	TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	137
I.15.4	MANTENIMIENTO BÁSICO	139
I.15.5	MEDIDAS DE SEGURIDAD	139
I.16	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICA	140
I.16.1	RELACIÓN DE TENSIÓN TRIFÁSICA	140
I.16.1.1	RELACIÓN DE TENSIÓN EN LA CONEXIÓN TRIFÁSICA D-D	143
I.16.2	RELACION DE INTENSIDAD TRIFÁSICA	143
I.16.3	RELACIÓN DE POTENCIA TRIFÁSICA	145
I.16.4	RELACIÓN DE RENDIMIENTO TRIFÁSICO	146
I.17	AUTOTRANSFORMADORES	147
I.17.1	DEFINICIÓN DE AUTOTRANSFORMADOR	147
I.17.2	PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADORES	148
I.17.3	TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE AUTOTRANSFORMADORES	149
I.17.4	MEDIDAS DE SEGURIDAD	150

1.18	ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN	150
1.18.1	DEFINICIÓN DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN	150
1.18.2	TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN	150
1.18.3	REDES: BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN EN ESTACIONES TRANSFORMADORAS	153
1.18.4	CONSERVACIÓN DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN	157
1.18.5	MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS	159
1.19	CONEXIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES	161
1.19.1	PROCESO DE CONEXIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES	161
1.19.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD	164
1.19.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL	165
	ACTIVIDADES	166
	RESUMEN	170
	EVALUACIÓN	172
 UNIDAD 2 : MANTENIMIENTO DE CIRCUITOS DE TRANSFORMADORES		
	OBJETIVOS DE LA UNIDAD	177
	REALIZAR MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	178
2.1	MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	178
2.1.1	MANTENIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES	178
2.1.2	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO RESPECTO A EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	179
2.1.3	FICHA DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	181
2.1.4	MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	182
2.1.5	PROTECCIÓN AMBIENTAL	182
2.2	REVISIÓN DE LA CARGA INSTALADA	183
2.2.1	PRUEBA DE CARGA INSTALADA	183
2.2.2	INTENSIDAD, TENSIÓN, POTENCIA	187
2.2.3	PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA	189
2.3	CONEXIONES DE UN TRANSFORMADOR	191
2.3.1	PROCESO DE CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR	191
2.3.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LA CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR	194
2.3.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL	195
2.4	MEDICIÓN Y PRUEBA DE AISLAMIENTOS	195
2.4.1	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	195
2.4.2	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	196
2.4.3	MEDIDAS DE SEGURIDAD	200
2.4.4	PROTECCIÓN AMBIENTAL	200

2.5	PRUEBAS Y MEDICIONES A TRANSFORMADORES	200
2.5.1	PROCESOS DE REALIZACIÓN DE PRUEBAS Y MEDICIONES DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE A TRANSFORMADORES	200
2.5.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD	202
2.5.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL	202
2.6	MEDIOS DE ENFRIAMIENTO	202
2.6.1	DEFINICIÓN DE MEDIOS DE ENFRIAMIENTO	203
2.6.2	TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE MEDIOS DE ENFRIAMIENTO	203
2.6.3	CONSERVACIÓN DE LOS MEDIOS DE ENFRIAMIENTO	206
2.6.4	MEDIDAS DE SEGURIDAD DE LOS MEDIOS DE ENFRIAMIENTO	208
2.7	LIMPIEZA DE AISLADORES Y BARRAS	208
2.7.1	PROCESO DE LIMPIEZA DE AISLADORES Y BARRAS	209
2.7.2	MEDIDAS DE SEGURIDAD	210
2.7.3	PROTECCIÓN AMBIENTAL	210
	ACTIVIDADES	213
	RESUMEN	215
	EVALUACIÓN	217
	ANEXO	221
	BIBLIOGRAFÍA	227

PREREQUISITOS

Para eventos de Formación Integral de Jóvenes (FIJO): edad de 14 a 18 años, haber aprobado 6to. Grado de Educación Primaria, no tener limitaciones físicas que puedan afectar el normal aprendizaje y desempeño laboral, tener vocación afín a la actividad y haber aprobado los módulos de la carrera de Electricista instalador domiciliario y el módulo de Mediciones Eléctricas Industriales.

Para eventos de Formación de Jóvenes y Adultos (FORJA): ser mayor de 16 años, haber aprobado 6to. Grado de Educación Primaria, no tener limitaciones físicas que puedan afectar el normal aprendizaje y desempeño laboral, tener vocación afín a la actividad y poseer experiencia comprobable en realizar operaciones como electricista domiciliario y en realizar mediciones a equipo eléctrico trifásico.

OBJETIVO DEL MANUAL

Con los contenidos de este manual, usted adquirirá los conocimientos necesarios para:

Instalar y proveer mantenimiento a circuitos de transformadores, de acuerdo a normas internacionales de calidad.

P R E S E N T A C I Ó N

El presente manual de Instalación y mantenimiento de circuitos de transformadores constituye material de apoyo para el paquete didáctico del evento del mismo nombre, cuyo contenido se determinó a partir de Normas técnicas de competencia Laboral establecidas por grupos de trabajo conformados por personal técnico del INTECAP.

La finalidad de este manual es proporcionar la información necesaria para aplicar procesos de instalación y mantenimiento de circuitos de transformadores, con el apoyo de normas internacionales como las del *American National Standards Institute* (ANSI), del *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) y también del Código Eléctrico Nacional (NEC), que son algunas de las exigidas para esta especialidad.

El manual consta de dos unidades. En la primera unidad se explican los principios básicos de conexión de transformadores monofásicos con sus protecciones, el acoplamiento de transformadores monofásicos,

con diferentes tipos de conexiones, el proceso de conexión de un banco de transformadores, así como la conexión de bancos de transformadores trifásicos y autotransformadores.

En la segunda unidad se describen los procesos necesarios para realizar el mantenimiento de transformadores, incluyendo la revisión de la carga instalada, la medición y prueba de aislamientos, la prueba y mediciones a transformadores, medios de enfriamiento, la revisión y limpieza de aisladores y barras.

Cada una de las dos unidades corresponde a una función específica dentro del área de Instalación y Mantenimiento de Circuitos de Transformadores de la Ocupación de Electricista Instalador Industrial, por lo que el estudio del presente manual podría enfocarse únicamente a una o varias de sus unidades, y no necesariamente extenderse a todo el módulo. Esto dependerá lógicamente de las funciones que se realicen en el lugar de trabajo.

DIAGRAMA DE CONTENIDOS

UNIDAD I

INSTALACIÓN DE
CIRCUITOS DE
TRANSFORMADORES



UNIDAD 2

MANTENIMIENTO DE
CIRCUITOS DE
TRANSFORMADORES

TIEMPO APROXIMADO DE ESTUDIO: 45 HORAS

La estimación del tiempo para el estudio del presente manual es de unas 45 horas, aunque depende directamente del ritmo individual de aprendizaje. De acuerdo al plan de formación correspondiente al presente módulo, el tiempo total de clases teóricas y de prácticas en taller correspondientes al período de formación en el centro de capacitación o en la empresa es de 140 horas.

PRELIMINARES

Antes de comenzar el estudio este manual, usted encontrará dos secciones importantes que debe leer cuidadosamente. En primer lugar, encontrará medidas y consideraciones importantes de seguridad que se deben tomar en cuenta en el desarrollo del trabajo y a continuación, observaciones de protección ambiental. Es muy importante que no las tome a la ligera, tómese suficiente tiempo para analizarlas y comprenderlas, pues son de gran importancia para su salud y seguridad.

A.1 EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL -GENERALIDADES-

Los trabajos que desarrollan los instaladores electricistas tienen lugar, en muchas ocasiones, en ámbitos que entrañan peligro en sí mismos, por lo que hay que tener en cuenta las prescripciones generales válidas para todo tipo de trabajos eléctricos. Se dedicará especial atención a los trabajos eléctricos, los cuales se estudiarán posteriormente.

Por regla general, siempre que sea posible, habrá que anular el riesgo desde su origen, lo cual por razones técnicas, no siempre es factible. En estos casos, o cuando el riesgo relativo a las condiciones de trabajo sea ineludible, se aplicarán las medidas de protección individual y/o complementaria.

No obstante, sí es válida para eliminar o disminuir la gravedad de la lesión. No utilice otros elementos de protección que los específicamente aprobados como tales, tanto los destinados a la seguridad, como los de higiene industrial, cuyo uso sea obligatorio, en todo caso, para todas aquellas tareas o riesgos específicos que se establezcan.

Su utilización no exime del cumplimiento de normas de higiene y seguridad, especialmente las relativas a la protección eléctrica, puesto que ellas tienen, en



Fig. 1
Acto inseguro de un operario
al conectar una herramienta eléctrica.



Nunca olvide que la protección individual y/o complementaria no evita un accidente.

muchas ocasiones, carácter complementario y no excluyente respecto de éstas.

Cada trabajador debe disponer de la dotación de ropa de trabajo y elementos de protección establecidos para las tareas propias de su condición laboral. Corresponde al mando directo, dotar a todos los empleados a sus órdenes de la ropa de trabajo y elementos de prevención y protección, comprobar su buen estado de uso, y cuidar de que se atienda su conservación y reposición cuando proceda, así como exigir su utilización en las tareas que lo precisen.

Entre estos equipos hay que distinguir los de protección colectiva y los de protección individual. Los primeros son aquellos que están instalados de una manera fija en las herramientas o elementos de trabajo y que protegen al trabajador, con independencia de su intervención, para utilizarlos al realizar el trabajo. Por ejemplo, un protector fijo situado en una pulidora para evitar proyecciones de partículas en los ojos es complemento de unas gafas como elemento de protección individual (Fig. 2).

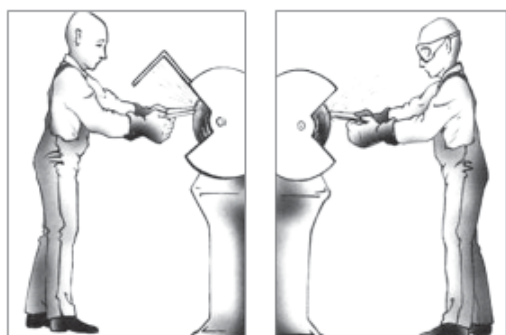


Fig. 2
Protección colectiva
(izquierda), protección individual (derecha)

Los equipos de protección individual y complementarios son aquellos elementos especialmente proyectados y fabricados para preservar específicamente el cuerpo humano, bien en su conjunto, o en alguna de sus partes contra riesgos específicos del trabajo.



La protección personal es una técnica complementaria de la protección colectiva, nunca sustitutiva de ella.

También es importante el procedimiento de actuación para lograr la correcta implantación del uso de la protección personal, utilizando las protecciones personales más adecuadas a las distintas situaciones de riesgo, frecuentes en los lugares de trabajo, y disponiendo de criterios para su selección.

Todos estos elementos deben reponerse tan pronto como se detecte alguna alteración que pueda comprometer la seguridad necesaria, lo que se hará inexcusablemente, inspeccionando su estado antes de cada una de las utilizaciones.

Cualquier defecto debe notificarse al jefe inmediato, quien dispondrá la oportunidad de su utilización, si así procede, o de su sustitución, en su caso.

No se deben introducir modificaciones en los equipos de protección y se mantendrán en todo momento disponibles para su uso inmediato.



Fig. 3
El obrero utiliza la
herramienta de torsión inadecuadamente



Cuando los materiales de los equipos de protección individual y/o complementarios tengan fecha de caducidad, será imprescindible comprobar su vigencia periódicamente, y siempre antes de su uso. Jamás deben utilizarse después de su prescripción.

Se puede definir el equipo de protección individual (EPI) como el conjunto de elementos o dispositivos destinados a proteger al trabajador de los riesgos a los que está expuesto, que tienen su origen en el propio trabajo realizado y que, por lo tanto, no se pueden eliminar en su totalidad.

Un ejemplo claro sería el del casco protector de la cabeza, que protege de las eventuales caídas de objetos, ajenas a nuestra voluntad y, por lo tanto, incontroladas y que por otra parte, es muy probable que se produzcan en una obra de construcción.



Pa1 Usar gafas
protectora



Pa2 Usar casco



Fig. 4
Señales perceptivas (EPI)

Los equipos de protección individual deben cumplir las siguientes condiciones:

- Ser adecuados a los riesgos de los que haya que protegerse, sin suponer de por sí, un riesgo adicional.
- Responder a las condiciones existentes en el lugar de trabajo.
- Tener en cuenta las exigencias ergonómicas y de salud del trabajador.
- Adecuarse al portador, tras los necesarios ajustes.
- En caso de riesgos múltiples que exijan llevar simultáneamente varios equipos de protección individual, dichos equipos deberán ser compatibles y mantener su eficacia en relación con los riesgos correspondientes.
- El uso de protecciones no homologadas o caducadas equivale legalmente a no usar ninguna.

- Los equipos de protección individual deberán ser proporcionados por la empresa, que debe asegurar su buen funcionamiento.
- Si las exigencias suponen la utilización de un equipo individual por varias personas, deberán tomarse las medidas apropiadas para que el equipo no cause ningún problema de salud o higiene a los diferentes usuarios.
- Deberá facilitarse al personal usuario, la información pertinente sobre cada equipo de protección individual, que sea necesaria para su utilización.
- Deberá informarse previamente al trabajador acerca de los riesgos contra los que protege cada elemento, así como de las actividades u ocasiones en las que debe utilizarse.
- Se garantizará la formación y se organizarán, en su caso, sesiones de adiestramiento para llevar equipos de protección individual.
- Los equipos de protección individual sólo podrán utilizarse para los usos previstos.



Fig. 5
Electricista utilizando casco.

También es importante la ropa de trabajo, que debe reunir las siguientes características, como se puede ver en la figura 5.

- Que proteja contra el riesgo.
- Que no genere nuevos riesgos.

- Que no dificulte el trabajo.
- Que se adapte a cada persona.
- Que sea cómoda.
- Que se pueda quitar y poner fácilmente.

A.1.1 TIPOS DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

Según la parte del cuerpo que protegen, hay que distinguir los siguientes tipos:

- Protección de la cabeza.
- Protección de la cara y la visión.
- Protección de las extremidades superiores.
- Protección de las extremidades inferiores.
- Protección general del cuerpo.



Fig. 6
Ropa de trabajo

A.1.2 PROTECCIÓN DE LA CABEZA

Utilice el casco de seguridad al realizar trabajos en los que exista posible riesgo de lesionarse la cabeza, ya sea por caída de objetos o impactos contra elementos de la obra. En los trabajos en instalaciones eléctricas también previene contra los contactos directos con partes en tensión.



Utilice casco de seguridad cuando los trabajos se realicen a distinto nivel del suelo o cuando hayan otros trabajos a nivel superior.

El casco debe estar fabricado con materiales incombustibles o de combustión lenta y resistente a las grasas, sales y elementos atmosféricos. Las partes que se hallen en contacto con la cabeza del usuario afectarán la piel y se confeccionarán con un material no rígido, de fácil limpieza y desinfección (Fig. 7). La masa del casco completo, medida en condiciones normales, excluidos los accesorios, no será superior a 450 gramos (Fig.8).



Fig. 7
Casco protector

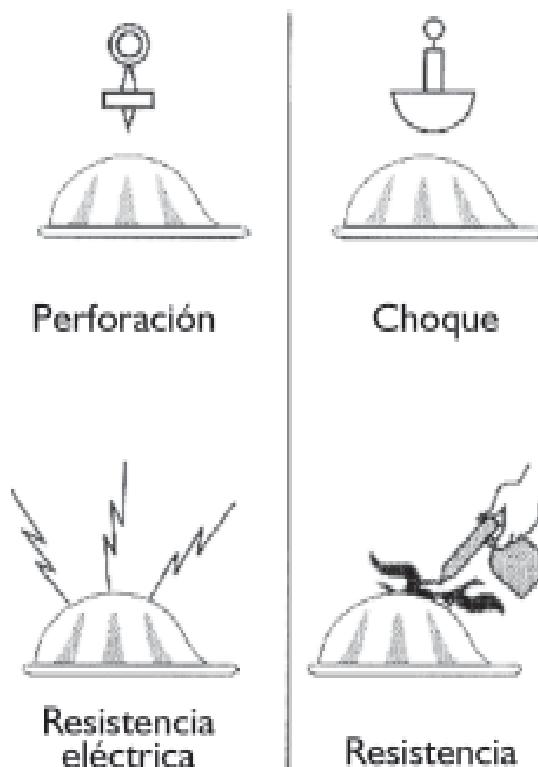


Fig. 8
Ensayos para garantizar las cualidades protectoras

A.1.3 PROTECCIÓN DE LA CARA Y LOS OJOS

Son riesgos específicos de estas zonas, los indicados a continuación:

- Impacto de partículas sólidas volantes.
- Salpicadura de líquidos.
- Atmósferas contaminadas.
- Radiaciones.
- Salpicadura de productos calientes o incandescentes.

Entre los tipos de protecciones específicas para la cara y órganos de la visión figuran las gafas y las pantallas (Fig.9).



Fig. 9
Gafas protectoras



Debe utilizar gafas de protección cuando realice o presencie todo tipo de trabajos en los que se puedan proyectar partículas sólidas o líquidas, en presencia de gases nocivos o en cualquier otra circunstancia que se considere peligrosa.

Las gafas de seguridad contra impactos se emplearán en todos los trabajos de: esmerilado, torneado de materiales, corte con sierras, cizallas, forja, limpieza con chorros de arena, albañilería, excavaciones, encofrados, manejo de aire a presión, pintura, montaje de estructuras y líneas aéreas, empleo de pistola fija clavos y en general, cuando pueda haber un posible contacto de los ojos con cuerpos fijos o móviles, y cuando exista ambiente polvoriento.



No utilice gafas protectoras para trabajos donde haya una gran intensidad lumínica.



Fig. 10
Pantalla facial dieléctrica de policarbonato

Las gafas de seguridad contra impactos tienen como misión específica lograr una eficaz protección de los ojos frente a los riesgos de impactos de objetos o partículas sólidas, además, los oculares son ópticamente neutros y resistentes a un impacto determinado (Figs. 10 y 11).

Las gafas de seguridad inactivas y contra impactos, además de proteger al usuario del riesgo de impactos directos o indirectos, tienen la propiedad de filtrar las radiaciones ultravioletas e infrarrojas que producidas por ejemplo, por una fulguración derivada de un cortocircuito, podrían afectar al usuario.

Los oculares normalizados (DIN-2) son verdes, con grado de protección suficiente para los riesgos de fulguración, pero no ante los de soldadura eléctrica o autógena, que requieren un grado mayor, por lo que estas gafas no deben usarse al realizar soldaduras.

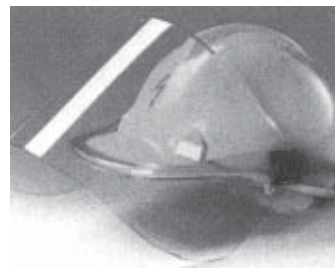


Fig. 11
Pantalla facial dieléctrica de acetato

A.1.4 PROTECCIÓN DE LAS EXTREMIDADES SUPERIORES

Utilice guantes en todos aquellos trabajos de manipulación de materiales y sustancias que puedan producir lesiones en las manos.

Según el tipo de protección que deberán proporcionar, hay que distinguir las siguientes clases de guantes:

- Guantes de protección mecánica. Los guantes de protección para trabajos mecánicos, o simplemente guantes mecánicos, han evolucionado mucho desde su aparición en el mercado laboral. La introducción de nuevas técnicas de fabricación y nuevos materiales ha permitido que actualmente existan un gran número de modelos de guantes (Fig. 12).
- Guantes de protección eléctrica. A semejanza del modelo de 2,500 V clase I, los guantes dieléctricos

BT, clase II, 5,000 V en caucho natural o sintético, neopreno u otro material parecido. Son ligeramente más gruesos, para obtener las propiedades exigidas por la MT-4, y llevan el sello de homologación impreso por el fabricante.



Fig. 12
Guantes de protección mecánica

Como en el resto de guantes dieléctricos, existen varias tallas para una mejor adaptación a las manos del usuario. Para los trabajos eléctricos en baja tensión y maniobras en alta tensión, se recomienda emplear guantes especiales apropiados (Fig. 13).



Fig. 13
Guantes dieléctricos

Los guantes dieléctricos clase II, 5,000 V pueden destinarse a los mismos usos que los de la clase inferior (2,500 V) en caso de necesidad, pero tienen una aplicación muy concreta: la medición de aislamiento con el Megger de cables conductores, transformadores de tensión, etc., donde se obtienen valores elevados de tensión, para los que ofrecen una mayor protección los guantes de clase II (Tabla I).

Tabla 1. Aplicaciones generales de los guantes de protección en función de material con el que están confeccionados.

Material aluminizado, fieltro, lona	Trabajos con materiales calientes
Cuerpo, piel serraje / cromo	Trabajos generales manutención, soldadura chispas, abrasivos
Cloruro de polivinilo, neopreno	Ácidos, disolventes, gasolinas, aceites-grasas (atenerse a la Norma MT-I para guantes de clase C)
Goma / látex	Electricidad, anticorte, abrasión
Algodón / serraje algodón / vinilo nailon, lona	Cortes, punzamientos, antideslizantes, tacto fino, manutención
Malla metálica	Operaciones con herramientas cortantes (cuchillos, hachas)

A.1.5 PROTECCIÓN DE LAS EXTREMIDADES INFERIORES

Cuando haya riesgo de lesiones en los pies, emplee botas o zapatos de seguridad. Las botas de protección deben cumplir las exigencias de la MT-5 para la clase I, es decir, estar provistas de puntera de protección y plantilla de acero incorporada, tener una buena calidad de confección y una suela de poliuretano dos densidades de alto poder antideslizante. Ofrecen protección mecánica y eléctrica. La puntera es de acero pintado con resina epoxi, anticorrosivo y protege perfectamente los dedos del pie.

Las botas de protección son de uso obligatorio en todos los centros de trabajo donde exista riesgo de caída de objetos, golpes, aplastamiento o aprisionamiento de pies, tropezones con aristas agudas, además, de los trabajos que tengan lugar en instalaciones eléctricas y zonas próximas, como por ejemplo la reparación de líneas aéreas y subterráneas, trabajos y maniobras en subestaciones. (Fig. 14).



Fig. 14
Botas de seguridad

A.1.6 PROTECCIÓN GENERAL DEL CUERPO

El cinturón de seguridad es un equipo de protección cuya finalidad es sostener el cuerpo del usuario en determinados trabajos con riesgo de caída, evitando los peligros derivados de las mismas.

El cinturón de seguridad debe emplearse en cualquier tipo de trabajo en altura, como por ejemplo en la instalación, montaje y reparación de líneas aéreas, trabajos en lo alto de escaleras, pórticos y en general, aquellos que se desarrollen a distinto nivel y para los que no se haya establecido otro sistema más idóneo para evitar caídas.

El cinturón de seguridad consta de una faja-cinturón y una cuerda de amarre, ajustable en longitud, según las necesidades del usuario.



Es obligatorio su uso en alturas iguales o superiores a los dos metros, cuidando además con atención, la seguridad que ofrezca el punto de anclaje donde se vaya a sujetar la cuerda de amarre.

Se dice, que el cinturón de seguridad en algunos aspectos, parecido a un extintor de incendios. No se precisa con mucha frecuencia, pero cuando es necesario, no siempre hay tiempo para hacer reparaciones o ajustes. Siempre ha de estar listo para ser utilizado en cualquier momento y con el más alto rendimiento.

Las cifras de accidentes por caídas son muy elevadas por dos causas:

La no utilización del cinturón.

La utilización incorrecta del cinturón.

Los cinturones de seguridad deben reunir, en general, las siguientes condiciones:

Serán de cinta tejida en lino o algodón o lana de primera calidad, fibra sintética o, en su defecto, cuero curtido.

Tendrán una anchura comprendida entre 10 y 20 cm y un espesor no inferior a 4 mm.

Irán provistos de cuerda salvavidas.

Se revisarán siempre antes de su uso (Figs. 15 a 19).



Fig. 15
Cinturón de seguridad ligero con respaldo ergonómico



Fig. 16
Cinturón de seguridad y cuerda regulable



Fig. 17
Condiciones que ha de reunir el cinturón de seguridad



Fig. 18
Utilización del cinturón de seguridad



Fig. 19
Sistema de seguridad auxiliar

Los trepadores son un medio para acceder a los apoyos de madera de un modo seguro y relativamente cómodo, sin necesidad de depender de escaleras, andamios u otros métodos que ofrecen dificultades de obtención inmediata. Están fabricados con acero forjado e indeformable en una sola pieza, trepador y puntas no soldadas y correas de cuero o trevira. El número de puntas recomendado es de ocho. Los trepadores deben usarse en los trabajos de instalación, conservación y reparación de líneas aéreas con apoyos de madera.

Se sujetan al pie mediante la correa, asegurándola firmemente sobre la talonera del trepador. Antes de emplearlos, debe comprobarse visualmente el correcto estado de las puntas y de las correas (Figs. 20/21).



Fig. 20
Trepador para poste de hormigón



Fig. 21
Trepador para poste de madera

Adicionalmente, debe contarse con rótulos preventivos en todos los talleres e industrias, tales como: PROHIBIDO FUMAR, PROHIBIDO INGRESAR SIN AUTORIZACIÓN, SALIDA DE EMERGENCIA, RUTA DE ESCAPE, GASES INFLAMABLES, GASES TÓXICOS, etc., los cuales se han considerado adecuados para la seguridad de las personas y de los bienes.

A.2. PROTECCIÓN AMBIENTAL

Los transformadores están provistos de aislantes y refrigerantes que generalmente son tóxicos, un caso particular es el de los transformadores que utilizan aceite como aislante, el cual es dañino para la salud, ya que se ha comprobado que tiene efectos cancerígenos, este es absorbido por la piel, lo cual quiere decir que no es necesario tener un contacto directo con el aceite para que produzca daños a la salud.



Fig. 22
Contaminación ambiental

Los transformadores generan emisiones a la atmósfera por el efecto del ruido generado por la vibración en la cuba que contiene el aceite.

El ruido causa un impacto negativo sobre la calidad de vida y sobre el confort de las personas que habitan junto a las instalaciones de éstos. Los transformadores idealmente deben estar alejados de las áreas urbanas para evitar contaminación por ruido en el ambiente.

Es por ello que en la instalación de transformadores, debe seguir la siguiente normativa, para reducir los riesgos:

Utilice guantes aislantes.

Utilice mascarilla, para evitar respirar contaminaciones por las emisiones de gas.



Fig. 23
Contaminación
visual: Torre eléctrica

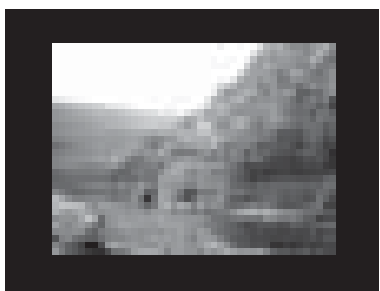


Fig. 24
Contaminación
ambiental: Hidroeléctrica

El orden y la limpieza son dos factores de suma importancia para garantizar un medio laboral sano y seguro, estas deben ser tareas de carácter continuo y desde el mismo momento de la construcción del establecimiento. La limpieza general se debe hacer en especial, en horas no laborales.

Las herramientas deben estar limpias y ordenadas en un lugar adecuado. Los pisos deben mantenerse libres de basura, grasa, agua y residuos sólidos o líquidos. Así mismo, las ropas de trabajo se deben guardar en lugares adecuados.

Es necesario que limpie constantemente las superficies del transformador para evitar que el aislamiento se contamine con polvo y humedad, debido a que la humedad y la contaminación disminuyen la vida del transformador.

Los desechos o desperdicios que generan los procesos de instalaciones de transformadores en la industria son:

Asimilables a residuos urbanos: papel y cartón, vidrio de botellas, restos orgánicos, latas y otros envases.

Residuos industriales inertes: restos plásticos, restos de otros materiales empleados como: conductores eléctricos y herramientas viejas.

Residuos peligrosos: aceites aislantes.



Fig. 25
Desechos tóxicos

Cumpla la siguiente normativa:

Separe correctamente los residuos. Presente por separado o en recipientes especiales, los residuos susceptibles de distintos aprovechamientos o que sean objeto de recogidas específicas.

Maneje los residuos y desechos para evitar daños ambientales y ala salud de las personas.

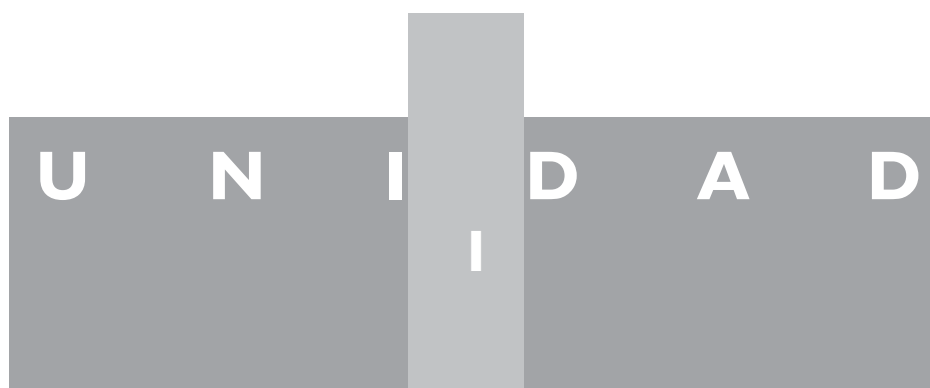
Infórmese acerca de las características de los residuos y de los requisitos para su correcto manejo.



Fig. 26
Industria



Fig. 27
Reciclaje



INSTALACIÓN DE CIRCUITOS DE TRANSFORMADORES

OBJETIVOS DE LA UNIDAD

Coadyuvar al desarrollo de las siguientes competencias:

- Realizar instalación de transformadores monofásicos, de acuerdo a normas internacionales.
- Realizar conexión de bancos de transformadores, de acuerdo a normas internacionales.
- Realizar conexiones de transformadores trifásicos y autotransformadores, de acuerdo a normas internacionales.

REALIZAR INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

I.1 EL TRANSFORMADOR

De los dispositivos utilizados en electricidad, el **transformador** es probablemente uno de los dispositivos eléctricos más útiles en la industria.

I.1.1 DEFINICIÓN DE UN TRANSFORMADOR

Un transformador es un dispositivo en el cual dos o más circuitos eléctricos están acoplados a través de un **flujo magnético** común, variable con el tiempo.

La norma ANSI C57.12.80-1978, *Terminología para transformadores de potencia y distribución*, en su sección 2 define el término transformador como: “un dispositivo eléctrico que consiste de un bobinado, o dos o más **bobinas** acopladas, con o sin **núcleo magnético** para introducir acoplamiento mutuo entre circuitos eléctricos”.

I.1.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

Independiente de su capacidad o número de fases, un transformador está constituido por las siguientes partes.

I.1.2.1 PARTES DE UN TRANSFORMADOR

Las partes más importantes de un transformador son las siguientes:

- Núcleo laminado
- Devanados primario y secundario
- Terminales de salida en alto y bajo voltaje
- Placa de características
- Sujetadores de bobinado

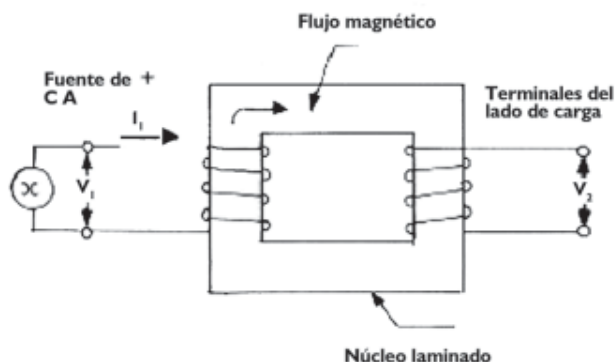


Fig. 1.1
Esquema básico de un transformador.

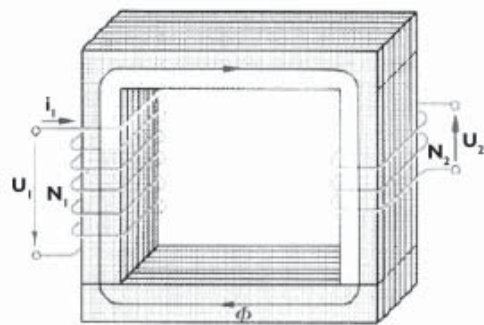


Fig. 1.2
Transformador básico

I.1.2.2 FUNCIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Usualmente los transformadores para convertir potencia, en sistemas eléctricos de 60 HZ, están constituidos por dos o más bobinas enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético, tal como acero al silicio.

La bobina que recibe energía de la fuente se conoce como el primario del transformador y la bobina que entrega energía se conoce como el secundario del transformador.

Esta transferencia de energía se logra bajo el principio de inducción electromagnética, sin alterar la frecuencia, generalmente para cambiar las magnitudes de tensión o de corriente del primario al secundario.

Un transformador es un dispositivo que:

- Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, conservando constante la frecuencia.
- Funciona bajo el principio de inducción electromagnética.
- Contiene circuitos eléctricos eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.
- Realiza un cambio de voltaje, aunque esto no es necesario.

1.1.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR

En general, los transformadores pueden ser desde el punto de vista de su aplicación y diseño, monofásicos y trifásicos. Sin embargo, existen formas específicas de clasificación.

Los transformadores se pueden clasificar por:

a) La forma de su núcleo.

- Tipo columnas.
- Tipo acorazado.
- Tipo envolvente.
- Tipo radial.

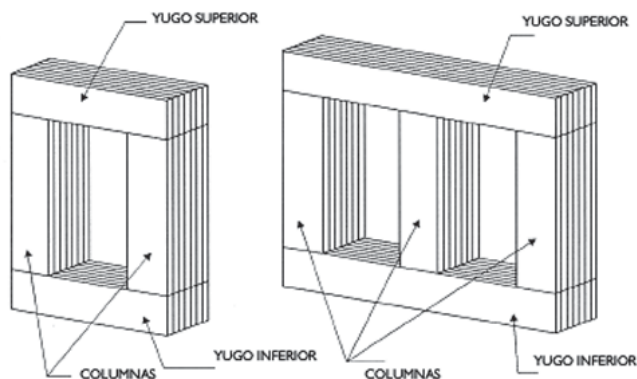
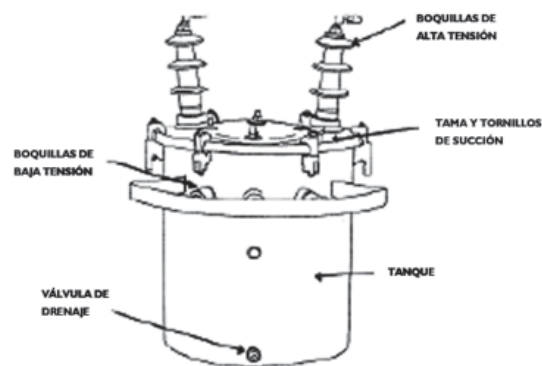


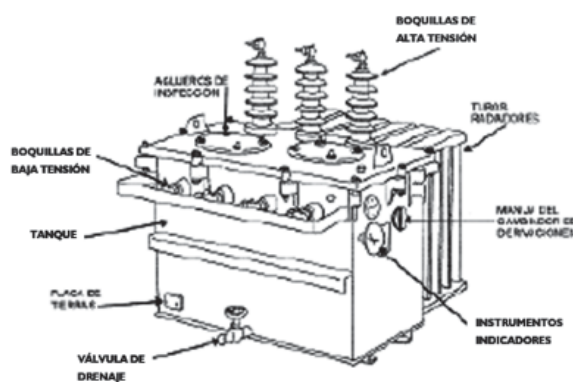
Fig. 1.3
Tipos de núcleos

b) El número de fases.

- Monofásico.
- Trifásico.



TRANSFORMADOR MONOFÁSICO



TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Fig. 1.4
Transformador monofásico y trifásico

c) El número de devanados.

- Dos devanados.
- Tres devanados.

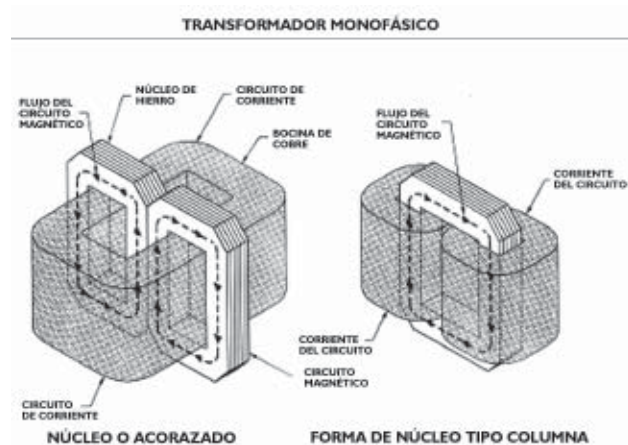


Fig. 1.5
Transformador con dos devanados

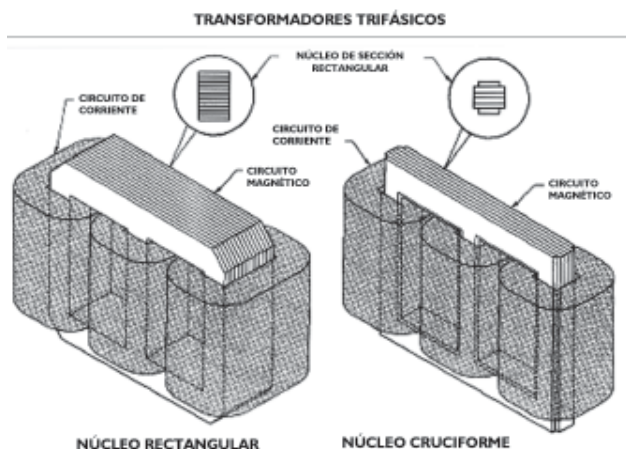


Fig. 1.6
Transformador con tres devanados

d) El medio refrigerante.

1. Aire.
2. Aceite.
3. Líquido inerte.

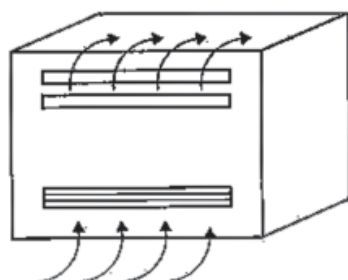


Fig. 1.7
Enfriamiento por aire

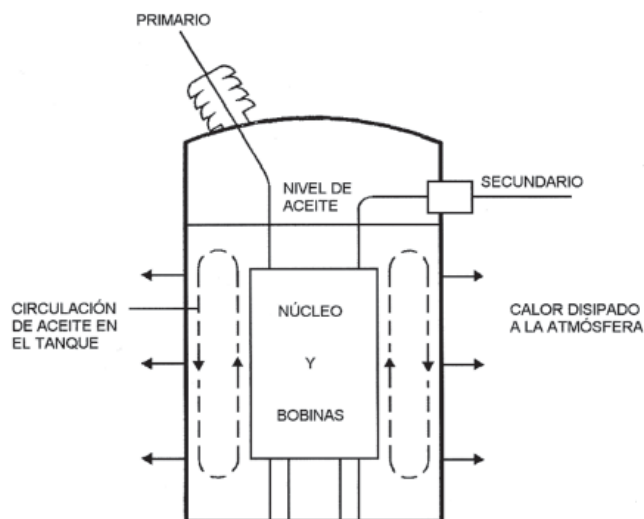


Fig. 1.8
Enfriamiento por aceite



Fig. 1.9
Tipos de tanques para transformadores enfriados por aceite

e) El tipo de enfriamiento.

El significado de los tipos de enfriamiento, se refiere a los medios utilizados para la refrigeración o a combinaciones de dos o más de ellos. Los medios de enfriamiento por sus siglas en inglés se identifican así:

- A = Aire (Air)
O = Aceite (Oil)
W = Húmedo o mojado (wet)
F = Forzado (Forced)

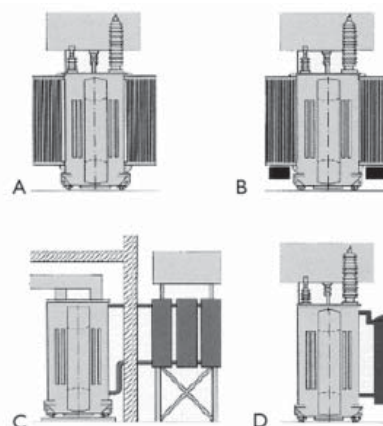


Fig. 1.10

- a) Refrigeración a aire natural con radiadores; b) radiadores refrigerados adicionalmente por intermedio de ventiladores;
- c) refrigeración por intermedio de bancos de radiadores separados;
- d) agua substituyendo el aire como medio de refrigeración.

1. Enfriamiento OA
2. Enfriamiento AA
3. Enfriamiento OA/FA/FOA
4. Enfriamiento OW
5. Enfriamiento OA/AF
6. Enfriamiento OA/FA/FOA
7. Enfriamiento OA/F A/F A.
8. Enfriamiento FOA.

9. Enfriamiento FOW.
10. Enfriamiento AA/FA.
11. Enfriamiento OW/A

f) La regulación.

1. Regulación fija.
2. Regulación variable con carga.
3. Regulación variable *sin* carga.

g) La operación.

1. De potencia.
2. Distribución.
3. De instrumento.
4. De horno eléctrico.
5. De ferrocarril.

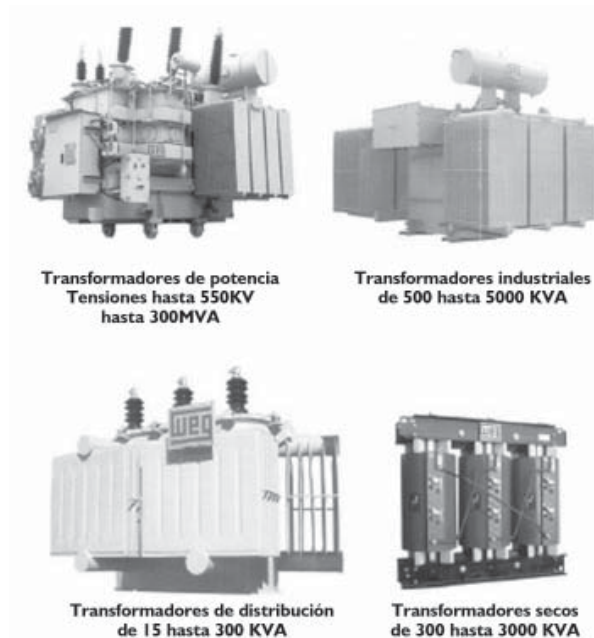


Fig. 1.11
Tipos de transformadores

1.1.4 MANTENIMIENTO BÁSICO DE UN TRANSFORMADOR

El desarrollo de los equipos de prueba de campo eficientes y la organización de los procedimientos, han contribuido notablemente al incremento en la práctica del mantenimiento preventivo o planeado, al mantenimiento eléctrico y a los programas de prueba e inspección, para los sistemas eléctricos industriales.

Una función muy importante del mantenimiento preventivo es la práctica de las pruebas de aceptación iniciales, el principal propósito de éstas es proporcionar una referencia de calidad para las pruebas subsecuentes de mantenimiento preventivo. De esta manera se pueden establecer comparaciones en el futuro, de los datos de prueba con la información inicial, de tal forma que se pueda detectar tendencias al deterioro brusco o de largo tiempo, antes de que ocurran fallas al equipo con otras consecuencias que resulten aún más severas.



Fig. 1.12
Mantenimiento del transformador

En la mayoría de las compañías, la principal razón de las fallas es la falta de supervisión y comunicación entre la ingeniería de construcción y el mantenimiento eléctrico del equipo, ya que frecuentemente no se le pregunta al personal encargado del mantenimiento programado, sobre problemas que haya tenido durante su instalación y puesta en servicio, o la historia (datos estadísticos) de los mantenimientos previos.

Uno de los aspectos que han sido considerados recientemente como relevantes a considerar en las pruebas de mantenimiento, son las denominadas pruebas eléctricas en sitio, cuya función no es la de remplazar los programas de control de calidad de los fabricantes, sino reforzar el aseguramiento de calidad total.

A. La puesta en servicio

Antes de poner en servicio un transformador, se debe hacer una inspección general y realizar pruebas de puesta en servicio. Por ejemplo, si un transformador de tipo

seco ha permanecido inactivo durante largo tiempo, en especial en locales que no son perfectamente secos, o bien que hayan tenido un transporte y montaje un poco deficiente, se deben someter antes de la puesta en servicio a una nueva excitación.

En los transformadores en aceite de media potencia, por lo general, se transportan ya con el aceite en su interior previamente tratado, por lo que en este caso no se considera necesaria una nueva excitación. En cambio, en los transformadores de potencia grandes, que por necesidades de transporte se requiere que el aceite se transporte por separado, se debe proceder a un nuevo procedimiento de secado y a un procedimiento de tratamiento del aceite. Después de esto, casi siempre se requiere hacer un tratamiento completo del transformador ya completo. Como medida mínima de seguridad se debe verificar la rigidez dieléctrica del aceite.



Fig. 1.13
Transformador
puesto en servicio

Antes de poner en servicio los transformadores en aceite, se debe verificar el nivel de aceite y asegurarse de que el tanque y los tubos radiadores no tengan fugas. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones, es necesario verificar su correcto funcionamiento antes de que se pongan en servicio.

Por lo general, los transformadores no requieren, a diferencia de otros equipos, de una excesiva vigilancia o mantenimiento. Sin embargo, se debe efectuar un control y verificación periódicos.

OBSERVACIÓN:

Por ejemplo, los transformadores tipo seco deben limpiarse del polvo o se les debe eliminar la humedad mediante un chorro de aire seco. Naturalmente que por razones de seguridad del personal, estas labores se desarrollan con el transformador desenergizado.

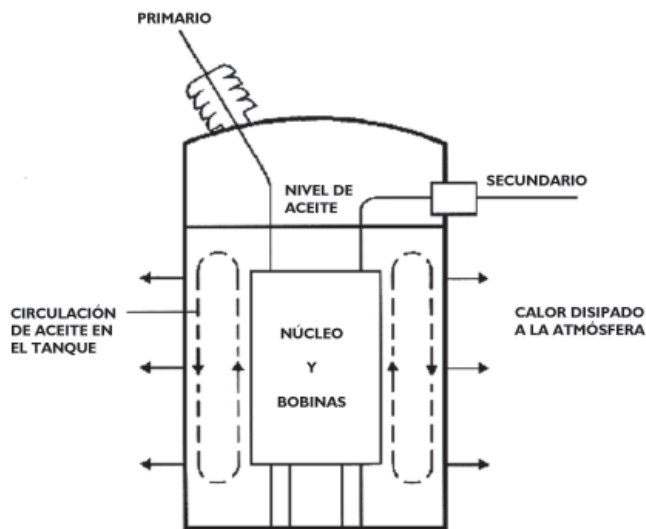


Fig. 1.14
Transformador sumergido en aceite

Para los transformadores con enfriamiento en aceite se prescribe que al menos una vez al año y en cada caso, después de períodos de sobrecargas excepcionales, se debe verificar la rigidez dieléctrica del aceite; si ésta resulta insuficiente, es necesario regenerarlo, y en caso de que esto no sea suficiente, remplazarlo.

Para los transformadores que usan enfriamiento por aceite se recomienda como parte de la revisión de puesta en servicio y mantenimiento, lo siguiente:

B. Inspección visual y mecánica a transformadores en aceite

1. Inspección por daño físico. Determine si existen impactos o registros de impactos previos a la descarga del transformador.
2. Compare la información de los datos de placa con el diagrama unifilar del sistema (datos que aparecen en éste) y reporte las discrepancias.
3. Verifique la operación apropiada de los dispositivos auxiliares de operación, tales como: ventiladores, bombas, dispositivos de cambios de presión, indicadores, cambiador de derivaciones, etc.
4. Verifique el apriete de tornillos y tuercas, de acuerdo con las recomendaciones en cada caso.

5. Verifique que el nivel de aceite en el tanque y las boquillas sea el apropiado.
6. Lleve a cabo las inspecciones y pruebas mecánicas recomendadas por el fabricante.

1.1.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD DE UN TRANSFORMADOR

Para las subestaciones pequeñas donde se encuentran transformadores es suficiente con localizar a la entrada de la misma un par de extintores portátiles, en tanto que para subestaciones medianas se pueden predisponer extintores de mayor capacidad, pero montados en pequeños carros para su fácil desplazamiento.



Fig. 1.15
Extintor con carrito de desplazamiento para fácil manejo en subestaciones de media potencia

En subestaciones de media potencia o grandes, instaladas en interiores en ciertas industrias, o bien exteriores cercanas a zonas equipadas, se debe proveer un sistema contra incendios de tipo automático. Estas instalaciones están compuestas de un grupo de recipientes que contienen anhídrido carbónico y cuyo número es proporcional al volumen del local. Se colocan en el exterior de la subestación y se interconectan a través de toda una instalación diseñada exprofeso.

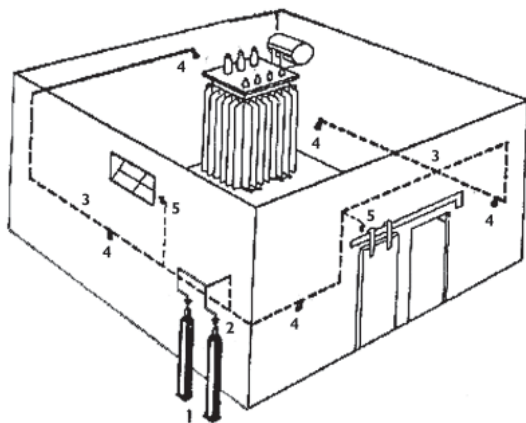


Fig. 1.16
Instalación antiincendio de tipo automático para subestación

1.2 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Los transformadores monofásicos son los más utilizados para la distribución de energía eléctrica.

1.2.1 DEFINICIÓN DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Los transformadores son dispositivos que funcionan magnéticamente, y en los circuitos CA pueden cambiar los valores de voltaje, corriente e impedancia. En su forma más simple, un transformador consiste de dos bobinas de alambre arrolladas en un núcleo común de material ferromagnético, como por ejemplo, el hierro al silicio. Una de las bobinas se llama arrollamiento primario y el otro, arrollamiento secundario. Probablemente, los transformadores son las piezas más comunes dentro de la industria eléctrica.

Su tamaño puede ir de unidades miniatura para los radios de transistores, hasta unidades inmensas de varias toneladas para las estaciones de distribución de energía. Sin embargo, todos los transformadores tienen el mismo principio básico de funcionamiento, e iguales características.



Fig.1.17
Transformador monofásico

Las terminales marcadas con H1 y H2 son de alta tensión (AT) y las marcadas con X1 y X2, de baja tensión (BT).

I.2.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Las partes y funcionamiento de un transformador monofásico, se mencionan a continuación:

I.2.2.1 PARTES DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Independientemente del tipo de transformador monofásico para distribución, ya sea autoprotegido (CSP), convencional, subterráneos (subsurface) o de pedestal (pad mounted) se componen de las siguientes partes:

- Núcleo laminado
- Devanados primario y secundario
- Terminales de salida en alto y bajo voltaje
- Placa de características
- Sujetadores de bobinado.



Fig. 1.18
Estructura de un transformador monofásico

I.2.2.2 FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

El primer gran efecto que debe considerarse es la Ley de Faraday, base del funcionamiento del transformador, esta establece que si un flujo atraviesa una espira de alambre conductor, se inducirá en ella un voltaje directamente proporcional a la tasa de cambio del flujo, con respecto al tiempo.

Cuando existe inductancia mutua entre las dos bobinas o arrollamientos, un cambio en una de las bobinas induce un voltaje en la otra. Cuando el arrollamiento

primario de un transformador se conecta a una fuente de alimentación de corriente alterna CA, dicho arrollamiento recibe energía de la fuente y acopla esa energía al arrollamiento secundario, mediante un flujo magnético variable. Esta energía se presenta como una fuerza electromotriz (un voltaje) a través del arrollamiento secundario y cuando se conecta una carga al secundario, esa energía se transfiere a la carga. Este acoplamiento magnético permite transferir energía eléctrica de un circuito a otro, sin ninguna conexión física entre ambos. Además proporciona un aislamiento eléctrico entre los circuitos. Los transformadores resultan indispensables en los sistemas de distribución de potencia CA, dado que pueden convertir una potencia de un determinado nivel de voltaje y corriente, en otra potencia equivalente de otro nivel de voltaje y corriente.

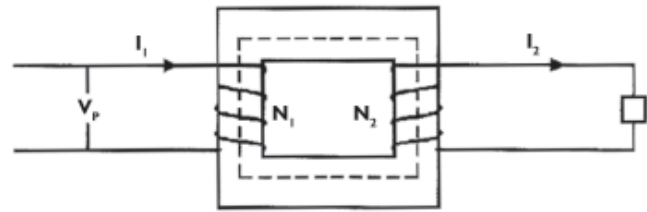


Fig. 1.19
Transformador real con carga conectada a su secundario

En el transformador real deben tenerse en cuenta algunas descripciones características de las pérdidas a las que están sometidas todos los transformadores. Dentro de las cuales se pueden mencionar:

- Pérdidas en el cobre (I^2R)** también conocidas como pérdidas por efecto Joule. Son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados.
- Pérdidas por corrientes parásitas.** Pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador. Estas son conocidas también en otros textos, como corrientes de remolino, corrientes de Eddy o las aquí designadas como corrientes de **Foucault**.

3. **Pérdidas por histéresis.** Están relacionadas con los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo, durante cada semiciclo.

4. **Flujos dispersos.** Los flujos f_{LP} y f_{LS} que escapan del núcleo y que pasan únicamente a través de uno de los devanados del transformador son dispersos. Esta fuga de flujos produce una **autoinductancia** en las bobinas primaria y secundaria y sus efectos deben tenerse en cuenta.

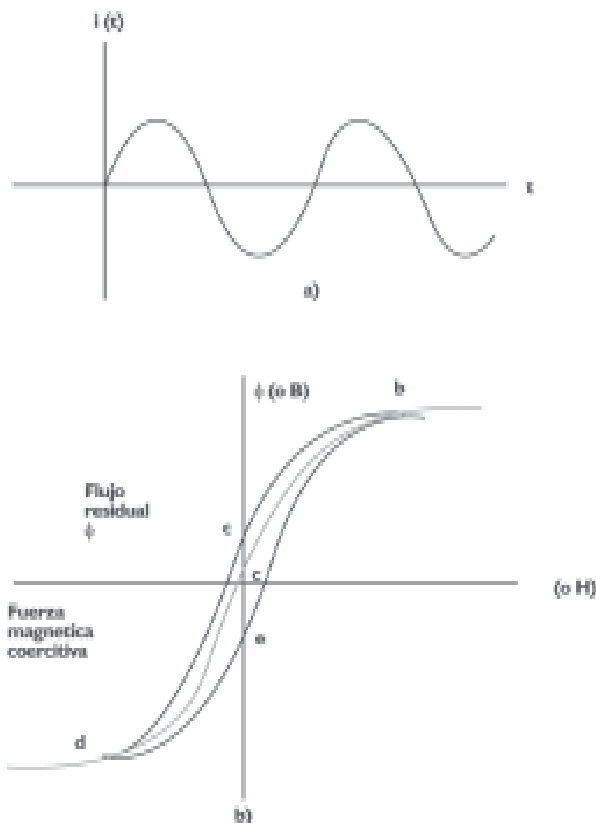


Fig. 1.20
Lazo de Histéresis

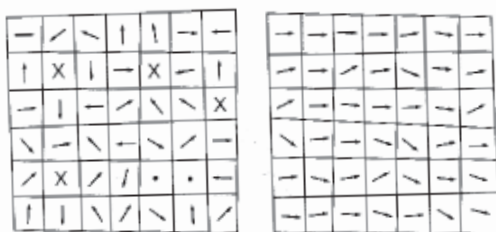


Fig. 1.21
a.) Dominios magnéticos orientados alazar,
b.) dominios magnéticos alineados
en presencia de un campo magnético externo.

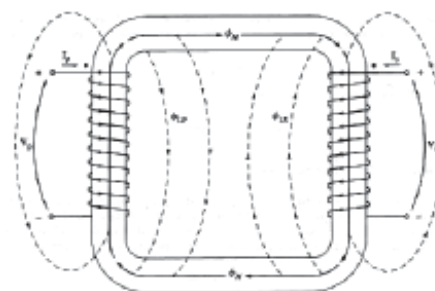


Fig. 1.22
Flujo mutuo (f_M) y disperso (f_{LP} para el primario,
 f_{LS} para el secundario) en un núcleo de transformador.

Cuando una corriente alterna fluye por un arrollamiento del transformador se crea un campo magnético alterno en el núcleo de hierro. El transformador se calienta porque disipa cierta potencia activa, debida a la pérdida en el cobre y a la pérdida en el hierro. La resistencia del alambre del arrollamiento causa la pérdida en el cobre, mientras que la pérdida en el hierro se debe a las corrientes de Foucault y a la histéresis. Esta última es la propiedad de los materiales magnéticos que causa una resistencia a los cambios en el proceso de magnetización.

Los devanados de un transformador monofásico estándar se llaman arrollamiento primario y arrollamiento secundario, o simplemente, primario y secundario. El primario es el arrollamiento de entrada de potencia y se conecta a la fuente de alimentación. El arrollamiento secundario se conecta a la carga y está física y eléctricamente aislado del primario. El voltaje del secundario y la corriente que fluye por el mismo, se encuentran relacionados con el voltaje y la corriente del primario, a través de la relación de espiras del transformador, es decir, N_1 / N_2 (o N_p / N_s). La razón entre los voltajes primario y secundario es igual a N_1 / N_2 , mientras que el cociente entre las corrientes primaria y secundaria es igual a la inversa de la relación de espiras, o sea N_2 / N_1 . Descripción que se entrará en detalle más adelante.

Como sucede en un generador, en él se induce un voltaje, cuando una bobina se mueve a través de un campo magnético o bien, cuando el campo producido en los polos en movimiento cortan una bobina estacionaria.

Para los dos casos, el flujo total es sustancialmente constante, pero hay un cambio en la cantidad de flujo que eslabona a la bobina. Este mismo principio es válido para el transformador, solamente que para este caso las bobinas y el circuito magnético son estacionarios, en cambio, el flujo magnético varía continuamente.

1.2.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Los transformadores monofásicos de distribución empleados por la empresa en su sistema de distribución, son:

- Convencionales
- Completamente autoprotegidos (CSP)
- Subterráneos (Subsurface)
- Pedestal (Pad Mounted)



Fig. 1.23
Transformador convencional



Fig. 1.24
Transformador autoprotegido (CSP)



Fig. 1.25
Transformador subterráneo

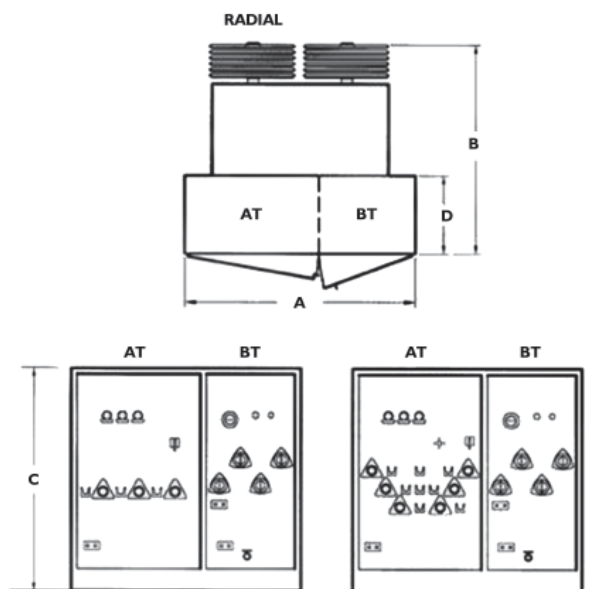


Fig. 1.26
Transformador de pedestal (Pad Mounted)

1.2.3.1 TRANSFORMADOR TIPO CONVENCIONAL

El transformador convencional tiene como característica particular, que cada uno de los extremos del devanado de alto voltaje, sale a través de la tapadera del tanque por medio de dos bujes dieléctricos (bushings primarios).

Es necesario proteger este tipo de transformador con equipos adicionales, como: fusibles (cortacircuitos) y pararrayos. Esto incrementa el costo de su instalación.

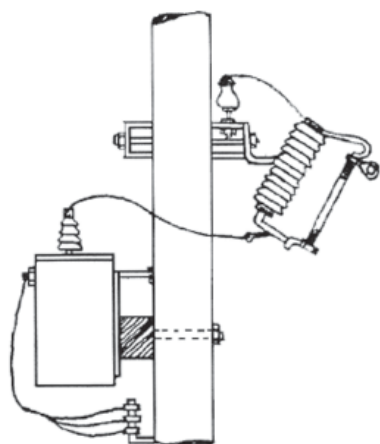


Fig. 1.27
Transformador convencional en poste

OBSERVACIÓN:

Los pararrayos se conectan siempre al lado de la fuente del fusible, debido a que existe mayor posibilidad de que ocurra una sobretensión en el lado primario.

Este transformador se utiliza generalmente en instalaciones trifásicas (bancos de tres transformadores), en instalaciones de dos transformadores y en instalaciones monofásicas.

Según su capacidad puede o no, tener un mecanismo de cambio de derivaciones de la relación de vueltas, el cual permite subir o bajar el voltaje secundario en pasos de 2 % (dos arriba y dos abajo del voltaje nominal).

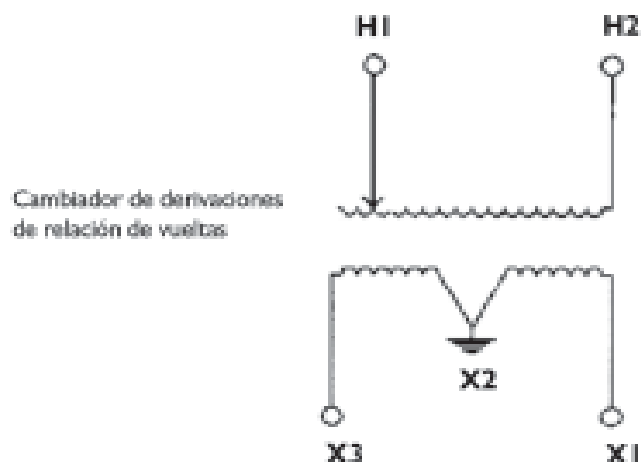


Fig. 1.28
Diagrama eléctrico del transformador convencional

Partes exteriores de un transformador convencional:

1. Tanque
2. Tapadera
3. Cincho protector del tanque
4. Consolas de montaje
5. Placa de datos
6. Ganchos para levantado
7. Bushings primarios
8. Bushings secundarios
9. Soporte para pararrayo

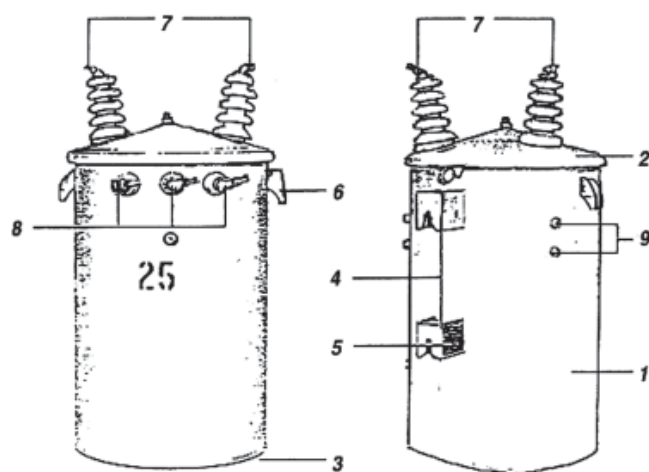


Fig. 1.29
Partes exteriores del transformador convencional

Partes interiores de un transformador convencional:

1. Bushings de alto voltaje con sus terminales
2. Tapaderas
3. Lámina para aterrizar la tapadera al tanque
4. Nivel de aceite aislante
5. Tapón para válvula de presión
6. Soportes o consolas
7. Soportes para levantarlo
8. Soportes para pararrayo
9. Soportes de montaje para la bobina
10. Placa de datos
11. Núcleo tipo cerrado
12. Bobina
13. Pintura especial anticorrosiva
14. Espaciadores de bobina
15. Cincho protector del tanque

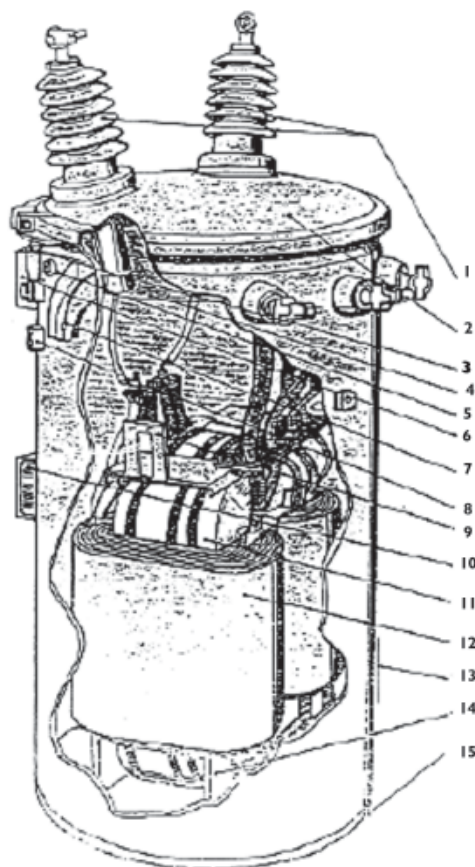


Fig. 1.30
Partes internas del transformador convencional

1.2.3.2 TRANSFORMADOR TIPO COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDO “C.S.P.”

Generalmente, este tipo de transformador se conoce como “C.S.P.” por sus siglas en inglés “completely self-protected”, incluye en su construcción un fusible primario, un pararrayo y un interruptor termomagnético secundario.

El CSP es un sistema de protección para transformadores de distribución. El sistema de protección CSP protege al transformador contra rayos, fallas secundarias, sobrecargas severas y proporciona un aviso visual de la existencia de condiciones antieconómicas de carga, también protege al sistema de distribución contra la separación de línea, en caso de una falla del transformador.



Fig. 1.31
Transformador autoprotegido

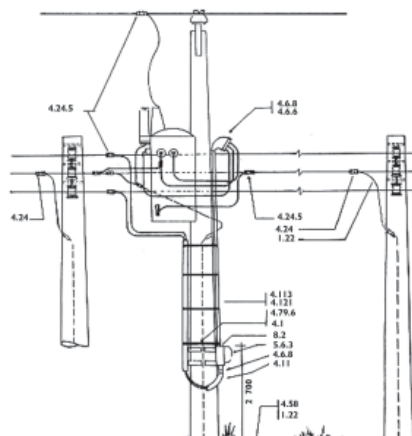


Fig. 1.32
Transformador CSP en poste

a. Construcción externa de un transformador autoprotegido CSP.

1. Terminal primario H1, designado para fácil conexión y conexión de línea primaria.
2. Entrehierro del pararrayos con distancia de 1/2" o 5".

3. Pararrayos de 9 ó 10 kv.
4. Tapadera de registro, para una fácil inspección o para efectuar cambio de conexiones.
5. Aro que sujeta la tapadera al tanque.
6. Bushing de bajo voltaje.
7. Lámina conductora que sirve para aterrizar la derivación de la bobina secundaria al tanque.
8. Palanca de operación, para abrir o cerrar el interruptor de la bobina de baja tensión.
9. Palanca de sobrecarga.
10. Foco piloto.
11. Tornillo para aterrizar la conexión del pararrayo.

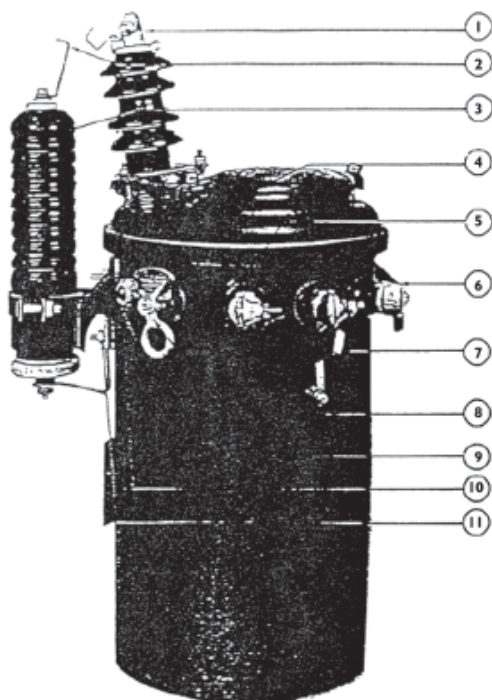


Fig. 1.33

Construcción externa de un transformador autoprotegido CSP

b. Construcción interna de un transformador autoprotegido CSP.

1. Cambiador de tap. Permite cambiar rápida y convenientemente las conexiones en lato voltaje. Se encuentra arriba del nivel de aceite.
2. Fusibles de alto voltaje. En algunos tipos de transformadores especiales para 2,400 voltios, los fusibles de alto voltaje están montados en la pieza aislante del cambiador de **tap** y tiene dos fusibles.
3. Interruptor de baja tensión. Interrumpe el circuito

después de un corto circuito, y de altas sobrecargas que puedan dañar el transformador.

4. Pieza de porcelana. Para conexiones de alto voltaje.
5. Mecanismo para resetear el interruptor por sobrecarga.
6. Núcleo. Formado por dos secciones tipo acorazado.
7. Bobinado. Bobinas primaria y secundaria, aisladas con material termoplástico.
8. Conductor de bobina terciaria para la luz de señal de sobrecarga.

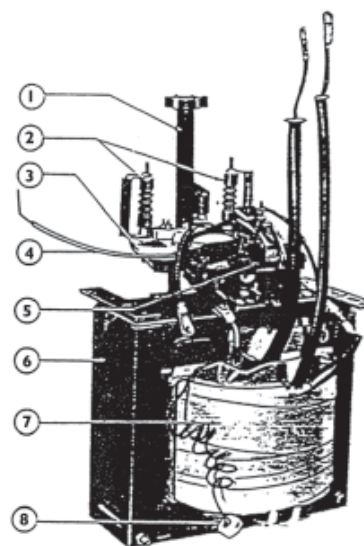


Fig. 1.34

Construcción interna de un transformador autoprotegido CSP

c. El transformador autoprotegido cuenta con los diferentes dispositivos de protección.

1. Un pararrayo tipo válvula.
2. Un fusible de alto voltaje.
3. Un interruptor termomagnético, montado en el interior del transformador, el cual protege al transformador en caso de fallas externas o sobrecargas en secundario.

d. Cada transformador tipo autoprotegido está provisto de los siguientes dispositivos de control y de indicación externos:

1. Una luz roja indicadora, que señala la existencia de que el transformador ha tenido una sobrecarga

antes de que el interruptor termomagnético secundario dispare, ésta se mantiene encendida aunque la condición de sobrecarga que motivó dicha acción desaparezca.

2. Una palanca para disparar el interruptor termomagnético, puede abrirse o cerrarse manualmente por medio de una pértiga, esta palanca está ubicada en el exterior del tanque del transformador.
3. Un control manual de emergencia que permite la operación temporal del transformador bajo condiciones de sobrecarga. La operación de este control cambia las características del interruptor termomagnético de tal forma, que permite poder llevar mayores cargas sin que éste se dispare.
4. En el sistema de la Empresa Eléctrica se usa el transformador completamente autoprotegido con un sólo buje dieléctrico. Se emplea generalmente, en instalaciones monofásicas de 7,620 voltios o en conexiones delta abierta trifásica. Puede o no tener un mecanismo de selección de derivaciones para cambiar la relación de vueltas y con ello, el voltaje.

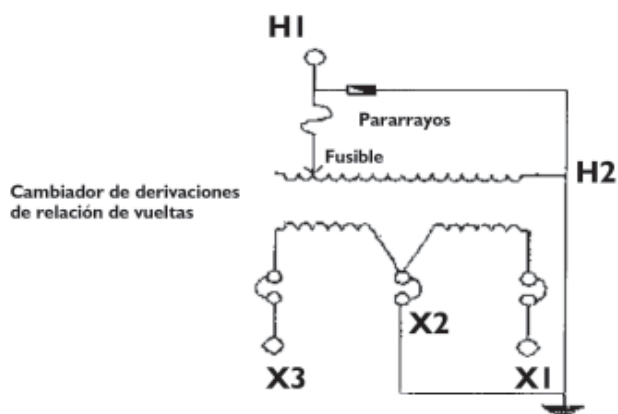


Fig. 1.35
Diagrama eléctrico del transformador autoprotegido

1.2.3.3 TRANSFORMADOR TIPO SUBTERRÁNEO

Estos transformadores se utilizan en el sistema de distribución subterránea, por lo general, se especifican con los dos extremos del devanado de alto voltaje que salen a través de la tapadera del tanque, por medio de **receptáculos** universales para bushings

dieléctricos tipo Elastimold, combinados con dos interruptores internos de 200 amperios, de operación externa.



Fig. 1.36
Transformador subterráneo

Este transformador está auto protegido contra sobrecargas y cortocircuitos y cuenta con el siguiente equipo de protección, debidamente proporcionado por el fabricante:

- Un fusible de alto voltaje montado internamente y en serie con la línea de alto voltaje, para proteger el transformador en caso de fallas internas.
- Un interruptor termo- magnético montado en el interior del transformador, el cual protege al transformador en caso de fallas externas o sobrecargas en el secundario.

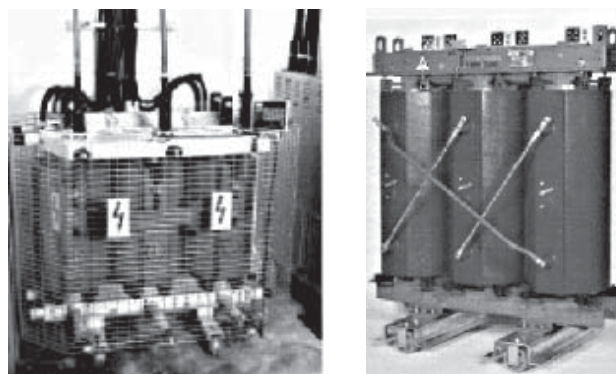


Fig. 1.37
Varios transformadores subterráneos

Cada transformador subterráneo se especifica provisto de los siguientes dispositivos de control e indicación externa:

- Una palanca para disparar el interruptor termomagnético por medio de una **pértiga**.
- Dos controles manuales externos para operación de los interruptores primarios.
- Una palanca para operar el cambiador de derivaciones por medio de una **pértiga**.

El tanque del transformador es de acero inoxidable y se pinta con pintura epóxica para elevar la emisividad de la superficie y facilitar la transferencia de calor.

1.2.3.4 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO TIPO PEDESTAL

El transformador tipo pedestal es instalado sobre una plataforma, y está provisto de las siguientes características:



Fig. 1.38
Tanque de un transformador

El tanque del transformador impide la entrada de agua en el compartimiento de las terminales de alto y bajo voltaje y se instala sobre una superficie rígida y plana. La parte activa está inmersa en aceite en el tanque sellado, y las terminales de alto voltaje (primario de frente muerto) y bajo voltaje, fusible primario, cambiador de relación de vueltas, etc., están ubicados al frente del transformador. El tanque es de acero y su base de acero inoxidable, el tanque tiene una cubierta que abre de 0 a 180° de la

posición cerrado a la posición abierto, con un accesorio para candado. Las soldaduras son del tipo continuo y los accesorios para izado son removibles y de acero inoxidable. La tapadera del compartimiento de las terminaciones de alto y bajo voltaje produce una presión uniforme en toda la superficie de unión con el tanque, y la base del tanque debe ser adecuada para que el transformador se pueda deslizar sin que el mismo sufra daño.



Fig. 1.39
Transformador tipo pedestal

La superficie metálica se prepara por un proceso de limpieza de chorro de arena para remover todo tipo de contaminantes y luego se aplica un enjuague a base de fosfato para asegurar así, la adhesión de la pintura al metal base, posteriormente se aplican las capas anticorrosivas en número y espesor adecuados y finalmente, se pinta el tanque electrostáticamente, interior y exteriormente, en el número de capas y espesor que la hagan resistente a la corrosión, raspaduras o ralladuras y de color verde. Esta pintura normalmente debe resistir cuando menos, una prueba de rociado con agua salada durante mil horas, sin que aparezcan señales de oxidación.



Fig. 1.40
Transformador en proceso de pintado

El aceite normalmente es de alta calidad y larga vida, con un aditivo inhibidor que mejora a la oxidación, la formación de emulsión y evite el asentamiento.

Solo se debe usar aceite refinado tipo II inhibido a los ácidos, con un mínimo de 0.15% DBPC "Ditertiary-butyl-paracresol" de inhibidor añadido. Los transformadores vienen armados y llenos de aceite.

El Núcleo y Bobinas: Son iguales a las de transformadores convencionales y autoprotegidos.

Bujes Dieléctricos y terminales para transformadores tipo pedestal:

Las terminales que salen del tanque están completamente aisladas y equipadas con medios de conexión del tipo soldadura.

Los dos extremos del devanado de alto voltaje salen a través del tanque al compartimiento del transformador, por medio de receptáculos universales para **bujes** dieléctricos tipo Elastimold. Estos se utilizan para conectar el devanado del secundario del transformador al circuito que se desea suministrar energía, en forma roscada, usando todos los accesorios necesarios.

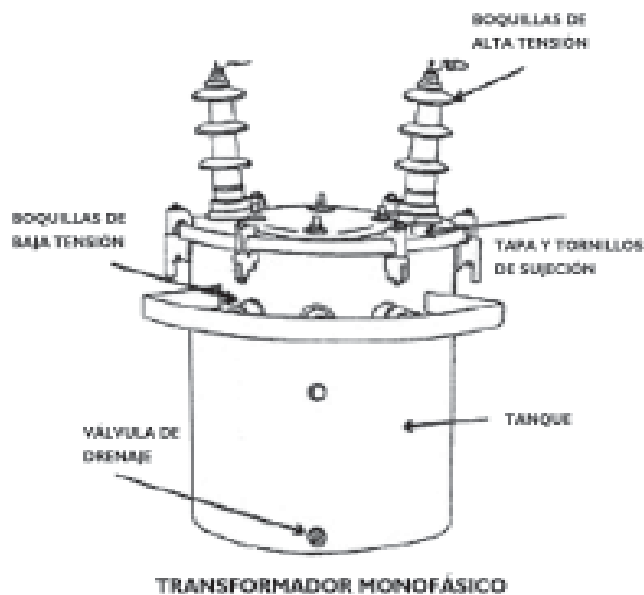


Fig. 1.41
Transformador monofásico con sus partes

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

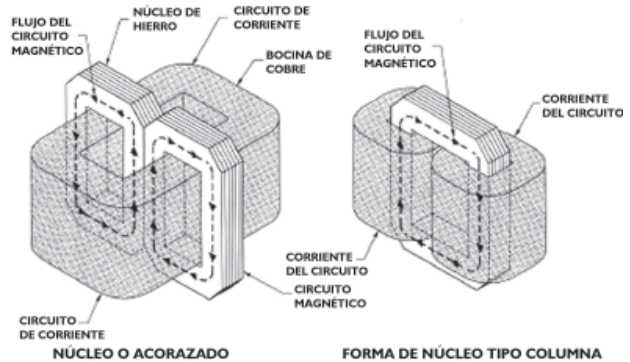


Fig. 1.42
Formas de construcción de los núcleos de transformadores mostrando los circuitos magnético y eléctrico

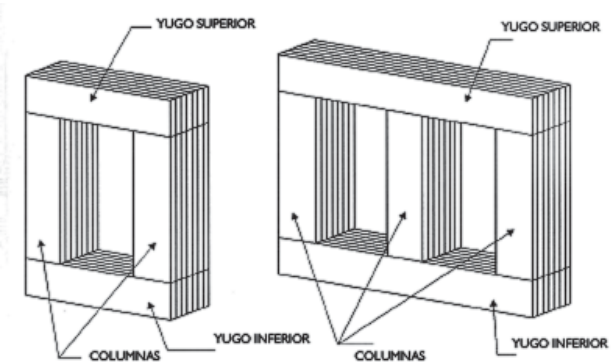


Fig. 1.43
Aspecto de la forma de arreglo de las laminaciones para el núcleo de transformadores monofásicos tipo columna

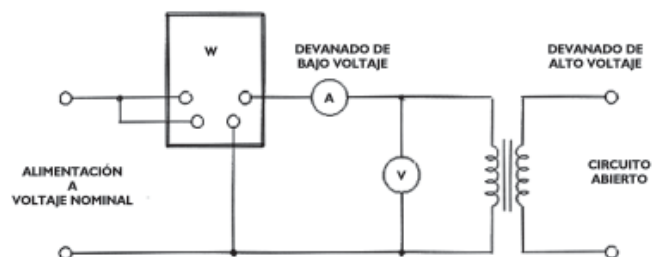


Fig. 1.44
Aspectos de los núcleos tipo columna
a) Transformador monofásico, b) Transformador trifásico

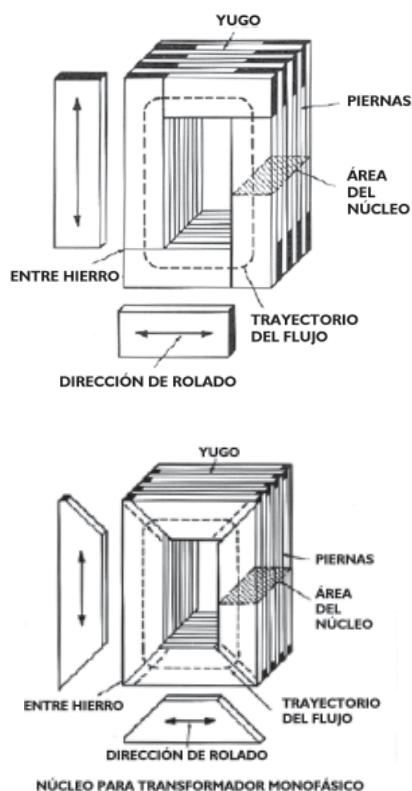


Fig. 1.45
Aspecto del armado de núcleos
tipo columna para transformadores monofásicos

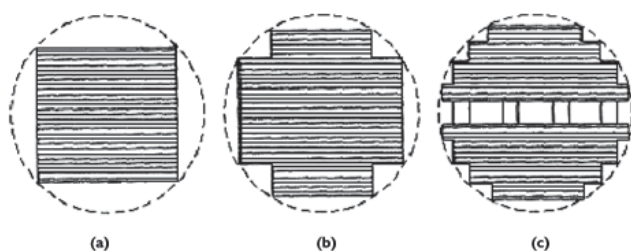


Fig. 1.46
Distintas formas de la sección o área de la columna o pierna
a) cuadrada, b) tipo cruz, c) a escalones o altipisos (a mayor número de escalones hay un mejor aprovechamiento del flujo)

1.2.4 MANTENIMIENTO BÁSICO DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Los transformadores, como cualquier equipo eléctrico se construyen bajo normas internacionales de calidad, para garantizar que la fabricación de los mismos cumpla con un mínimo de requisitos y poder operar en condiciones satisfactorias.

Así como se norman los procesos de fabricación, también se tienen lineamientos que ayudan a determinar los dispositivos de protección que se deben utilizar para la protección del equipo.



Fig. 1.47
Transformador en mantenimiento

Como la mayoría de las máquinas eléctricas en su vida, prácticamente los transformadores dependen del comportamiento de sus aislamientos, para las condiciones normales de operación. Por esta razón, las asociaciones de fabricantes de equipo eléctrico y las normas (ANSI y NEMA), han designado básicamente cuatro tipos de aislamientos con especificaciones y límites de temperatura.

Esta clasificación es la siguiente:

Aislamiento clase A: Diseñado para operar a no más de 55 °C de elevación de temperatura, que es el próximo al punto de ebullición del agua, pero en el caso de los transformadores tipo seco, previenen accidentes causados por materiales combustibles en el área con el transformador.

Aislamiento clase B: La elevación de temperatura puede no exceder los 80 °C en las bobinas, por lo general estos transformadores son más pequeños que los que usan aislamientos clase A.

Aislamiento clase F: Esta clasificación se relaciona con elevaciones de temperatura en las bobinas de hasta 115 °C. Por lo general, corresponden a transformadores pequeños tipo distribución, de hasta 25 °C.

Aislamiento clase H: Esta clase de materiales aislantes permite diseñar transformadores para elevaciones de temperatura de 150 °C, cuando el transformador está operando a una temperatura ambiente de 40 °C, para que alcance hasta 190 °C y cuyo punto más caliente no exceda a 220 °C. Los materiales aislantes de clase H consisten de materiales o combinaciones de materiales, tales como: mica, fibra de vidrio, asbestos, elastómeros y silicones o resinas a base de éstos. En la actualidad, la mayoría de los transformadores tipo seco usan aislamientos tipo H, el aislamiento tipo H puede operar a 150 °C, hasta por 20,000 horas.

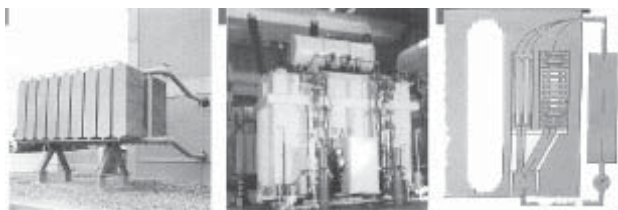


Fig. 1.48
Tipos de enfriamiento

Para prevenir el rápido deterioro de los materiales aislantes dentro de un transformador, debe proveer los medios de enfriamiento adecuados, tanto para el núcleo como para los devanados.

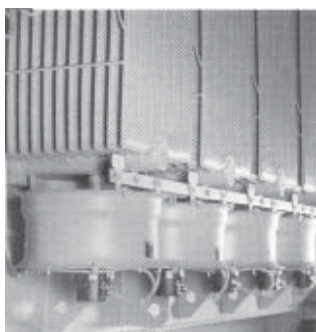


Fig. 1.49
Mejor disipación del calor:
ventiladores controlados por temperatura,
aire vertical adicional para refrigerar los radiadores

Los transformadores del tipo distribución, menores de 200 KVA, están usualmente inmersos en aceite mineral y encerrados en tanques de acero. El aceite transporta el calor del transformador hacia el tanque, donde es disipado por radiación y convección hacia el aire exterior del transformador. Debido a que el aceite es mejor aislante que el aire, se usa invariablemente en los transformadores de alta tensión.

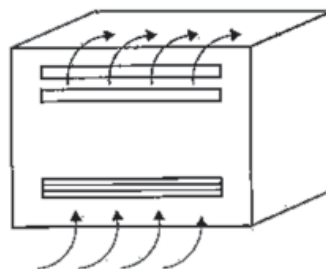


Fig. 1.50 Tipo AA Enfriado
por aire (Por convención el aire frío entra
por la parte inferior y sale por las rejillas superiores).



Fig. 1.51
Tipo OA Enfriamiento por aceite
(Las bobinas se encuentran sumergidas en un tanque con aceite.
La superficie del tanque puede ser lisa, corrugada o con tubos).

En el caso de los transformadores enfriados por aceite, los tanques se construyen de lámina o placa de acero común. Estos tanques pueden ser: lisos, con paredes onduladas o con tubos radiadores, según sea la capacidad de disipación deseada.

De la figura anterior:

1. Tapa del tanque
2. Base del tanque
3. Cuerpo del tanque
4. Aletas (en su caso)
5. Tubos radiadores
6. Ruedas de rolar
7. Puntos de apoyo para maniobra

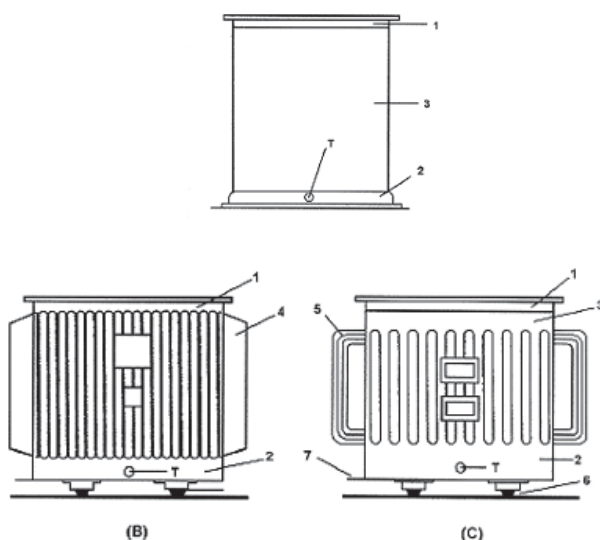


Fig. 1.52
Tipos de tanques para transformadores
enfriados por aceite (A) TANQUE LISO. (B) TANQUE
ONDULADO. (C) TANQUE CON TUBOS RADIADORES.

1.2.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Normas generales para prevención de accidentes de la corriente eléctrica.

1. Aislamientos de servicio: Aísle todas las partes que están bajo tensión.
2. Proteja mediante disposiciones adicionales, además del aislamiento de servicio, contra tensiones demasiado elevadas (se consideran tensiones demasiado elevadas las superiores a los 65 V respecto a tierra, valor eficaz de la corriente alterna).
3. Son necesarias medidas de protección contra tensiones de contacto demasiado elevadas, en instalaciones con tensiones nominales superiores a los 250 V respecto a tierra.
4. En las instalaciones con tensiones de hasta los 65 V respecto a tierra no son necesarias medidas de protección.

5. En instalaciones con tensiones de hasta 42 V, puede prescindirse también de la protección de las partes bajo tensión, contra un eventual contacto incluso, cuando están al alcance de la mano. Condición previa: La tensión se produce de acuerdo con las normas de protección y no existe ningún peligro especial.

6. Existe el riesgo de electrocución, como la posibilidad de circulación de una corriente eléctrica a través del cuerpo humano. Para que exista esta posibilidad, es necesario que se den las siguientes condiciones:

- Que exista un circuito eléctrico formado por elementos conductores. El cuerpo humano si no está aislado es conductor, debido a su contenido en líquidos (agua, sangre, etc.)
- Que el circuito esté cerrado o pueda cerrarse formando el cuerpo, parte del mismo.
- Que entre los puntos de entrada y salida del cuerpo exista una diferencia de potencial mayor que cero.

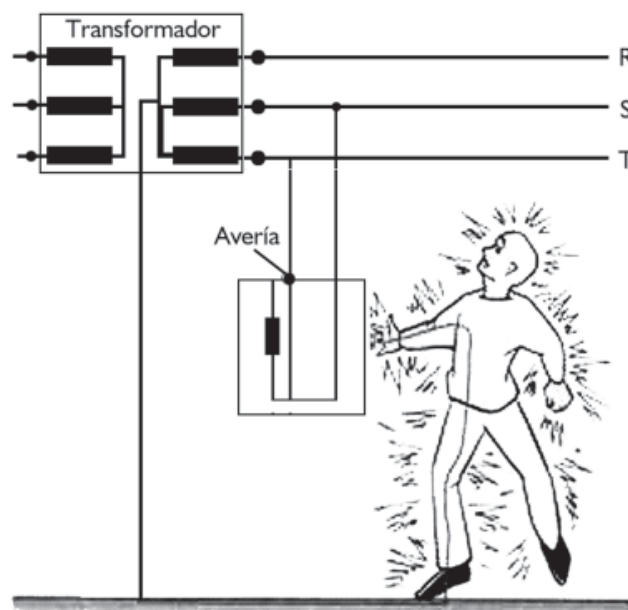


Fig. 1.53
Condiciones necesarias para
que se produzca electrocución.

1.3 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Los sistemas de distribución y transmisión deben tener capacidad suficiente para entregar la cantidad de energía que les sea demandada. Esta es la razón por la que se debe contar con transformadores, que puedan manejar mayor capacidad de potencia. Sin embargo, el tener transformadores más grandes, representa hacer inversiones mayores, con lo cual se hace necesario tener esquemas de protección más confiables. Esto se hace necesario para tener la certeza de que el transformador estará protegido adecuadamente, por medio de fusibles o relevadores de protección.

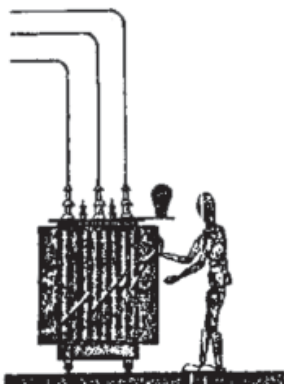


Fig. 1.54
Contacto directo con transformador

1.3.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES

En esta unidad se describirán los aspectos que deben tomarse en cuenta a la hora de elegir el tipo de protección necesaria para los transformadores para que dicha protección cumpla con los requerimientos operativos y económicos, demandados por los sistemas de potencia.

1.3.1.1 CORTOCIRCUITO

Los cortocircuitos pueden tener efectos devastadores. Las causas de ellos son: fallas de aislamiento, errores de operación, ondas de voltaje peligrosas, deficiencias en el mantenimiento,

vandalismos, agentes naturales (viento, roedores, pájaros, ramas de árboles) y contaminación, entre otros.



Se puede decir que un cortocircuito es el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta, debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurre por accidente.

El objetivo del estudio del cortocircuito es calcular el valor máximo de la corriente y su comportamiento durante el tiempo que permanece el cortocircuito. Esto permite determinar el valor de la corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que ocurre la falla, hasta que se interrumpe la circulación de la corriente.

Los efectos de un cortocircuito dependen directamente de la energía que tiene que ser disipada (por el arco):

Donde:

$$W_{cc} = V \times I \times T$$

- W_{cc} = Energía disipada por el arco
- V = Voltaje en los extremos del arco o del elemento considerado.
- I = Corriente del cortocircuito
- T = Tiempo que permanece la condición de cortocircuito.

Esta expresión no incluye la energía calorífica disipada a través de todos los conductores, por los que circula la corriente de cortocircuito.

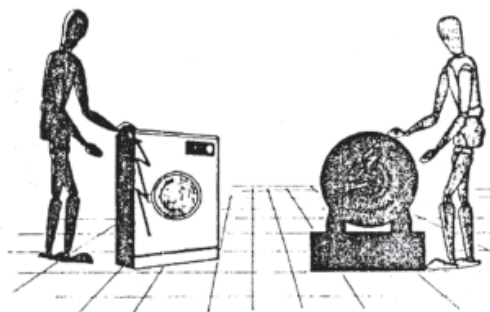


Fig. 1.55
Contacto indirecto (Tensión de paso)

Independiente del tipo de instalación, ésta debe estar preparada para soportar cortocircuitos, cuando sus elementos cumplen con las siguientes características.

- Robustez suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima fuerza posible.
- Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente más alta que pueda ocurrir.
- Rapidez de respuesta del sistema de protecciones para interrumpir y aislar la zona donde aparezca un cortocircuito.
- Capacidad de los interruptores para disipar la energía del arco.



Fig. 1.56
Transformador robusto

► Efectos de estas sobrecorrientes en transformadores.

Un transformador puede estar sujeto a sobrecorrientes que varían desde un ligero exceso respecto al valor de placa, hasta 10 ó 20 veces el valor de especificación. Normalmente, resultan corrientes hasta de alrededor del doble del valor de la especificación por las condiciones de sobrecarga del sistema, mientras que las corrientes mayores son consecuencia de fallas en el sistema. Cuando tales sobrecorrientes son de duración prolongada, pueden producirse daños ya sea mecánicos o térmicos, en un transformador o posiblemente ambos. A niveles de corriente cercanos a la capacidad máxima de diseño (el peor de los casos por falla), los efectos mecánicos procedentes de fuerzas generadas electromagnéticamente son los de preocupación primordial. Las fuerzas pulsatorias tienden a aflojar las bobinas, los conductores pueden deformarse o desplazarse, y el aislamiento puede dañarse.

Para todos los niveles de corriente aumenta la extensión del daño con el tiempo de duración.

A. Fusibles:

Se puede decir que los fusibles, son el elemento de protección más utilizado en las instalaciones eléctricas. En términos sencillos se trata de un conductor con una calibración precisa, para fundirse cuando la corriente que circula por él pasa de cierto límite, entonces los fusibles cubren las funciones del sensor y del interruptor.

Los fusibles solamente sirven de protección en caso de cortocircuito. Casi siempre se utilizan fusibles de reacción lenta cuya intensidad de respuesta se elige en función de la intensidad de la corriente de arranque de la máquina. Por ello, no reaccionan en caso de sobrecarga.

El elemento fusible está colocado dentro de una estructura con terminales y bases para su fijación con los aislamientos necesarios, los que limitan el nivel de voltaje. El elemento fusible puede estar rodeado de aire, arena de cuarzo o algún otro material para enfriar los gases del arco y establecer el medio dieléctrico.

La calibración del fusible se hace en función de las pérdidas de energía por efecto Joule. La energía que produce la corriente nominal se disipa en el medio ambiente, y la temperatura no afecta las propiedades físicas del fusible. Si la corriente se mantiene durante cierto tiempo por arriba del valor nominal, la temperatura del elemento fusible alcanza su punto de fusión y se abre el circuito.

La calibración está hecha para cierta temperatura ambiente, por lo que la falta de ventilación puede modificarla.

La capacidad interruptiva, definida como el producto de la corriente de cortocircuito por el voltaje que aparece en las terminales después de que el fusible abrió el circuito - voltaje de restablecimiento -, depende de la separación de las terminales que rodean al elemento.

Según el diseño y las normas de fabricación, cada fusible tiene una curva de operación como la de la siguiente figura.

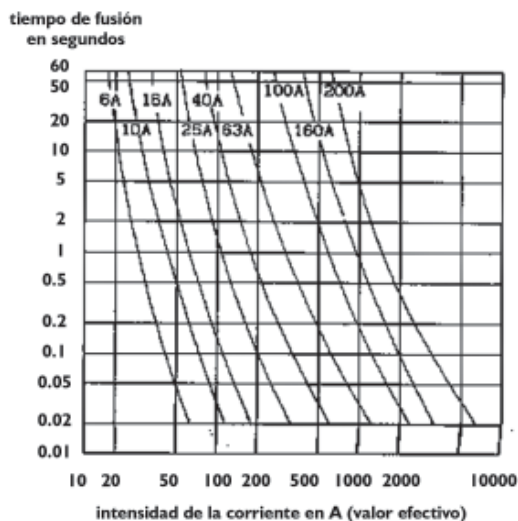


Fig. 1.57

Curvas características de operación de fusibles.

El fusible se utiliza comúnmente como medio de protección contra cortocircuitos para absorber sobrecargas. Sin embargo existen los llamados “fusibles limitadores de corriente”, que también protegen contra sobrecargas.

En sistemas de distribución de media tensión – de 2.46 kV hasta 34 KV – los fusibles son el medio de protección más utilizado: casi siempre se instalan en el primario de los transformadores de distribución.

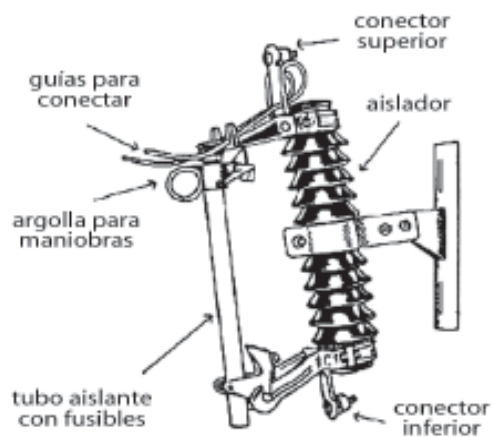


Fig. 1.58

Cortocircuitos

Fusible de alto voltaje: Se define como cualquier fusible (arriba de 600 V) o dispositivo fusible, que se utiliza para aislar un cortocircuito eléctrico de un sistema eléctrico de distribución de alto voltaje.

Las características de los distintos dispositivos de protección de alto voltaje que se utilizan en los sistemas de distribución de potencia se describen a continuación:

1. Dispositivos de corte del tipo de expulsión.

a) Tipo abierto: corriente de interrupción (CI) máxima asimétrica de 20 kA, 5 a 35 kV, violento en operación con fallas de corriente alta, de bajo costo tanto inicial como de reposición de fusibles. Capacidades de corriente máxima en paso continuo de 200 A; puede dotarse de una cuchilla sólida para convertirlo en interruptor de desconexión con capacidad de 300 A.

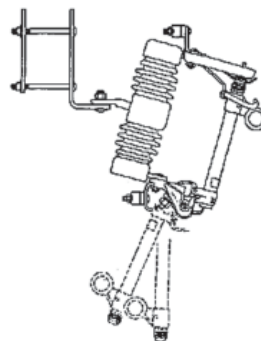


Fig. 1.59

Dispositivo de corte con fusible, de tipo abierto, para distribución

b) Tipo encapsulado: Corriente de interrupción máxima asimétrica de 8 a 10 kA; se emplea primordialmente donde indican su uso los reglamentos de seguridad.

c) De eslabón abierto: Corriente máxima de interrupción de 1,200 A, paso continuo de corriente máxima de 50 A, se aplican en líneas rurales y/o transformadores pequeños.

2. Dispositivos de corte en aceite: tuvieron considerable aplicación en el pasado, especialmente en bóvedas subterráneas, sin embargo, la interrupción baja de corriente plantea ahora serios problemas de incapacidad.

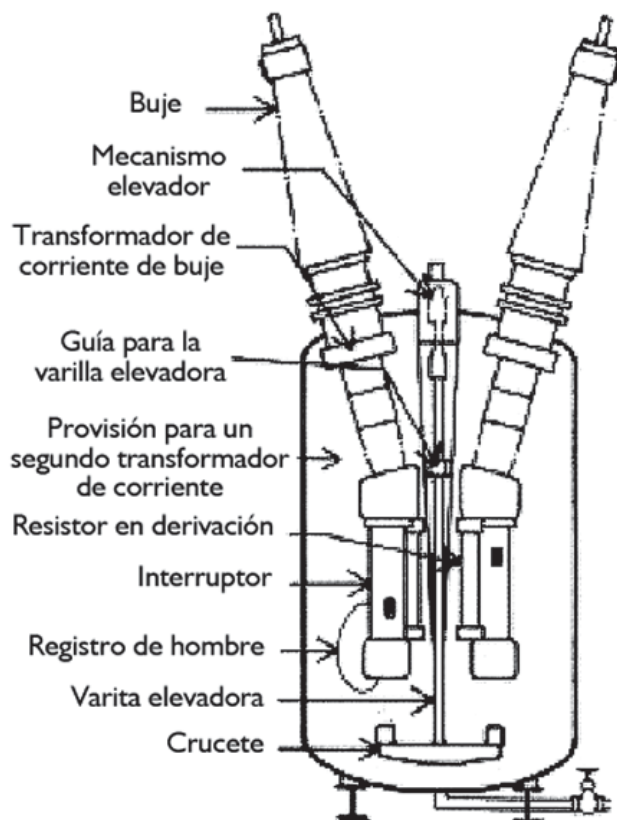


Fig. 1.60
Esquema de contornos de un cortacircuitos en aceite

3. **Fusibles líquidos: No violentos**, baja corriente de interrupción (8 a 10 kA máximo).
4. **Fusibles de potencia**: energía del arco reducida, algo menos violentos que los dispositivos de corte en fallas de alta corriente, especificados para una corriente de interrupción de 20 kA; tanto la compra inicial como la reposición son costosas.

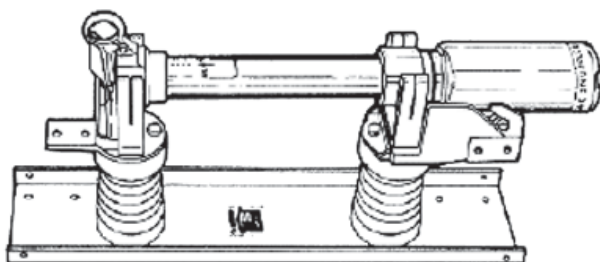


Fig. 1.61
Fusible de potencia de tipo interior



Fig. 1.62
Vista en sección transversal de una unidad de repuesto de fusible de potencia

5. **Eslabón de protección en aceite**: corriente máxima de interrupción, asimétrica, 4,000 A, de operación violenta, bajo costo, contamina el aceite aislante.
6. **Fusibles limitadores de corriente para uso general**: no violentos, limitadores de corriente, alta corriente de interrupción (50 kA), requieren de un estudio de coordinación, voltaje generado de pico del arco, no los afecta el voltaje de recuperación de transitorios del sistema, tanto el costo inicial como el de reposición son altos.
7. **Fusibles limitadores de corriente para respaldo, de alto intervalo**: limitación de corriente, alta corriente de interrupción (50 kA), requieren de un dispositivo de interrupción de baja corriente conectado en serie, funcionan solamente a corrientes altas, no afectan la coordinación del sistema existente, bajo costo de reposición de fusibles en la mayoría de las salidas por tratarse solamente del eslabón de expulsión quemado, no lo afecta el voltaje de recuperación de transitorios del sistema.

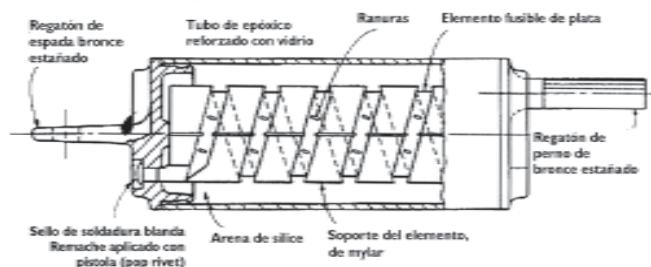


Fig. 1.63

Fusible limitador de corriente para
respaldo, para un sistema de distribución.

8. Fusibles al vacío: funcionan sin arqueo visible ni violencia. No son renovables y su costo es elevado. No han encontrado aplicación extensa.

9. Fusibles de SF₆ (Hexafloruro de azufre): funcionan sin arqueo externo ni violencia. Utilizan tecnología de arco rotatorio y tienen capacidad para corriente de interrupción de 12.5 kA

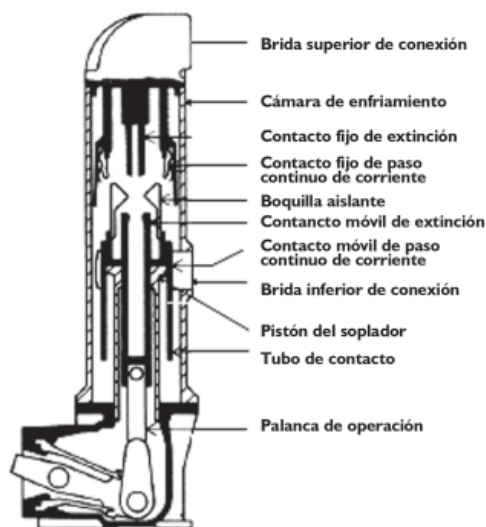


Fig. 1.64

Sección de un cortacircuito de SF₆
para interiores con pistón-soplador, para 23 kV

Estos cortacircuitos pueden ser de diseño para interiores (Fig. 1.64), para cubierta metálica o del diseño de tanque muerto (Fig. 1.65), para arreglos de subestaciones para intemperie o del diseño de tanque vivo (Fig. 1.66) para arreglos de subestaciones para exteriores.

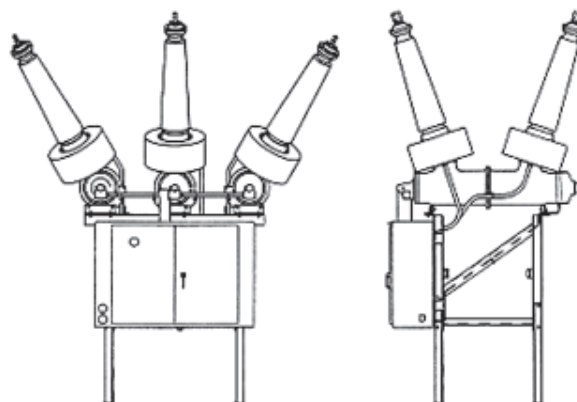


Fig. 1.65

Cortacircuito de SF₆ de tanque muerto, para 145 kV, 63 kA

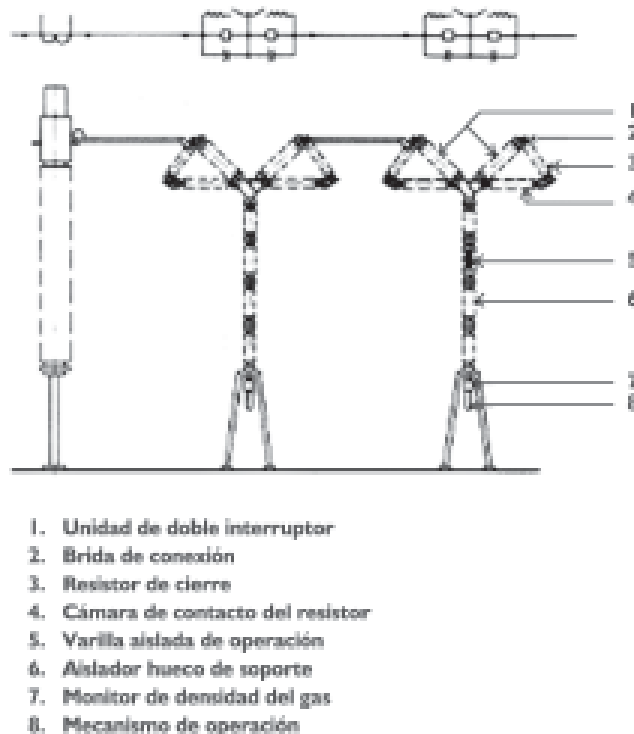


Fig. 1.66

Cortacircuito de SF₆ de tanque vivo para exteriores
y arreglo del transformador de corriente, 800 kV, 3000 A, 40 kA

Para el caso que se considera se hará referencia a los dispositivos de corte con fusible de tipo abierto, para distribución. Este tipo de fusibles empleados en exteriores tienen una forma característica típica: están fijados en un juego de cuchillas, provistos de accesorios que les permite también, ser desconectados y conectados con una pértiga.

Se les llama cortacircuitos y son muy populares, porque sirven como protección y como medio de conexión y desconexión, su operación está limitada a personas entrenadas, provistas del equipo y accesorios reglamentarios.

Los fusibles efectúan las siguientes funciones:

- 1. Protegen el transformador contra:**
 - a) Cortocircuitos en el secundario
 - b) Sobrecargas peligrosas
- 2. Protegen el sistema contra:**
 - a) Averías del transformador
 - b) Interrupciones de servicio en zonas adyacentes, aislando el transformador averiado.
- 3. Simplifican la localización de averías al aislar el transformador averiado.**
- 4. Las normas EEI-NEMA, establecen las características de tiempo y corriente de fusión, así como los requisitos térmicos para fusibles del tipo standard. En la tabla siguiente se muestran**

los valores empíricos, de estos fusibles standard para transformadores monofásicos o trifásicos.

En un esfuerzo para normalizar las características de los eslabones fusibles, la ANSI ha adoptado las características de tiempo-corriente, para dos tipos básicos de **eslabón** fusible: el Tipo K (rápido) y el Tipo T (lento). Estos eslabones fusibles están diseñados de manera que tengan las mismas características tiempo-corriente, independientemente del fabricante.



Fig. 1.67
Fusible de potencia

Tabla 1.1 Características de normas EEI-NEMA de tiempo y corriente de fusión.

Factor de fusión	Fusible tipo N, modelo 9F51AAN	Fusibles tipo K o T según EEI-NEMA, modelos 9F51CAK, 9F51CAT	Para uso en cortocircuitos de
1	001	001	50, 100, 200 amp.
2	002	002	
3	003	003	
5	005	--	
8	008	006	
10	010	008	
15	015	010	
20	020	012	
25	025	015	
30	030	020	
40	040	025	100, 200 amp.
50	045	030	
60	050	040	
75	075	050	
100	085	065	200 amp.
125	095	080	
150	100	100	
200	125		200 amp.
240	150		
320	200		

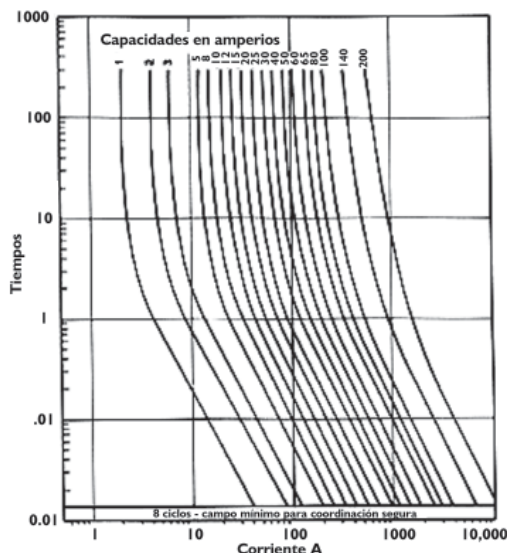


Fig. 1.68
Características mínimas de fusión
tiempo-corriente de un fusible NEMA tipo K

El “factor de fusión”, es decir, la corriente mínima para fundir un fusible expresada en porcentaje de la corriente de servicio, se utiliza para determinar las características de los fusibles N, K o T, que permitan proporcionar equilibrio adecuado entre las corrientes de cortocircuitos en el secundario y las corrientes de sobrecargas esperadas, tales como las sobrecorrientes producidas por arranque de motores. Este factor se obtiene utilizando reglas empíricas tales como las indicadas a continuación (la corriente que se obtiene mediante la regla empírica utilizada es el llamado “factor de fusión”):



Fig. 1.69
Otros tipos de fusibles

- a) 1.5 veces la corriente nominal a plena carga del transformador (esta regla se utiliza por lo general, para transformadores de 25 kVA o mayores, es decir, para aplicaciones en las que las corrientes de arranque de los motores no son el factor principal).
- b) 2 veces la corriente nominal a plena carga del transformador.

- c) 2.4 veces la corriente nominal a plena carga del transformador. (Esta regla se conoce frecuentemente como la regla de “1 amperio por kVA de los transformadores de 2,400 V, 1/2 amperio por kVA a 4,800 V y 1/3 de amperio por kVA de 6,900 a 7,600 voltios”).
- d) 3 veces la corriente nominal a plena carga del transformador. Ejemplo: si la regla empírica elegida es la tercera, es decir, la de 4,800 V y la capacidad del transformador es de 50 kVA. ¿Qué fusible debe utilizarse?



Fig. 1.70
Persona realizando cálculos

La corriente nominal a plena carga es:

$$A \text{ plena carga} = S/V = 50,000\text{VA}/4,800\text{V} = 10.4 \text{ A}$$

Ahora multiplique el factor

$$2.4 \times 10.4 = 24.9 \text{ A}$$

El factor de fusión correspondiente es de 25. El fusible seleccionado según la Tabla I es: 25N, 15K ó el 15T.

■ Fusibles del tipo standard

Para proteger un transformador por medio de fusibles standard se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- I. La capacidad del fusible debe ser:
 - a) Lo suficientemente pequeña para proteger el transformador rápidamente, en casos de cortocircuitos en el sistema de distribución secundario.

- b) Lo suficientemente grande para evitar la posibilidad de que el fusible se queme por corriente de arranque de motores o descargas atmosféricas.
 - c) Adecuada para poder conducir sobrecargas de corta duración, permisibles desde el punto de vista del transformador, pero que pueden debilitar la resistencia inherente del portafusibles, a un valor por debajo del nivel necesario para interrumpir eficazmente la corriente de cortocircuito.
 - d) Adecuada para coordinación con fusibles seccionadores o de repetición, para indicar en forma precisa el lugar del transformador averiado.
2. El fusible debe tener un tubo auxiliar de longitud adecuada, para ayudar al cortacircuitos a despejar pequeñas corrientes de cortocircuito, sin quemar el portafusibles y posiblemente, el cortacircuitos.
 3. El fusible deber ser adecuado para que se funda a bajas temperaturas (aproximadamente 300° C o menos), para que no reseque el portafusibles y debilite su resistencia a un valor por debajo del nivel requerido, para interrumpir de una manera efectiva las corrientes de cortocircuito.



Fig. 1.71
Termómetro

1.3.1.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE: BAJO NORMAS 450-3 NEC COVENIN

La protección de sobrecorrientes debe cumplir con los siguientes requisitos. Estos son aplicables a transformadores de banco de 2 ó 3 transformadores simples, operando como una unidad.

A. Transformadores de más de 600 V nominal

1) **Primario y secundario.** Cada transformador para más de 600 V nominales deberá tener dispositivos de protección en el primario y en el secundario, y no sobrepasar de los valores indicados en la tabla siguiente. (pág. 54)

OBSERVACIÓN:

Excepto cuando la capacidad de los fusibles o el interruptor no correspondan a los valores normalizados, se permitirá usar el valor nominal próximo más alto.

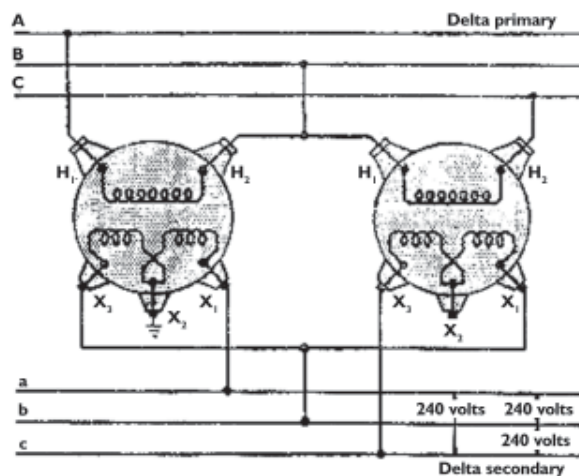


Fig. 1.72
Banco de dos transformadores

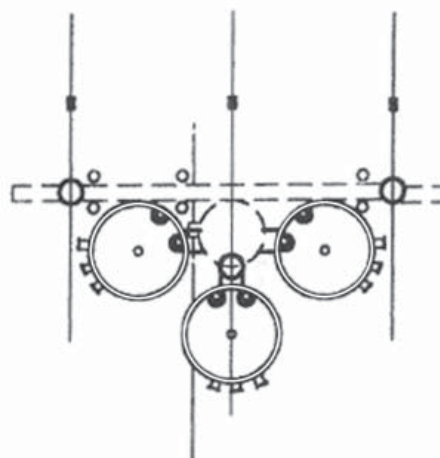


Fig. 1.73
Banco de tres transformadores

Tabla 1.2: Transformadores de tensión mayor de 600 V, provistos de protección contra corriente y en el secundario.

Dispositivos de sobrecorriente máxima					
Primario Más de 600 V			Secundario Más de 600 V 600 V ó menos		
Impedancia Mínima del transformador	Ajuste del interruptor automático	Capacidad de fusibles	Ajuste del interruptor automático	Capacidad de fusibles	Ajuste del Interruptor automático
No mayor del 6 %	600%	300%	300%	250%	125%
Mayor del 6% pero no mayor del 10 %	400%	300%	250%	225%	125%

2) Instalaciones supervisadas. Donde las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que solamente personas calificadas por un supervisor, puedan acceder al servicio de las instalaciones del transformador.

- a) **Primario:** Cada transformador con tensión nominal de más de 600 V, deberá ser protegido con un dispositivo de sobrecorriente en el lado del primario. Donde son empleados fusibles, la capacidad de corriente continua no deberá exceder del 250% la capacidad de corriente del primario del transformador. Donde es utilizado un interruptor automático, éste no deberá exceder más del 300% de la capacidad de corriente del primario del transformador.

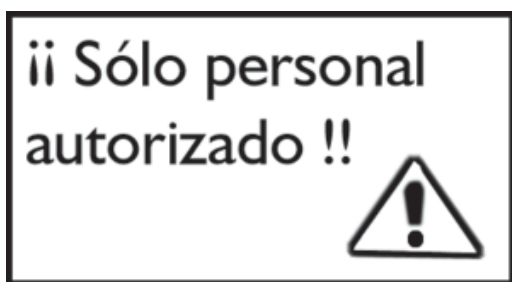


Fig. 1.74
Rótulo de acceso solo personal autorizado

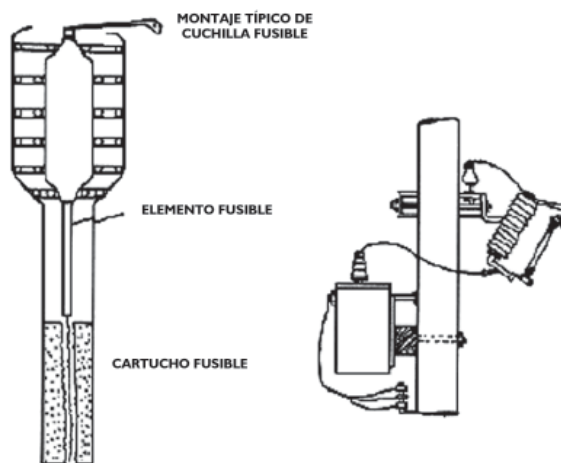


Fig. 1.75
Transformador monofásico con fusible

EXCEPCIÓN:

Donde la capacidad del fusible o del interruptor automático no corresponda a la capacidad normalizada, se permitirá el valor inmediato superior de capacidad.

- b) **Primario y Secundario:** Un transformador de más de 600 V, nominal que tenga un dispositivo de sobrecorriente en el lado del secundario, no debe abrir a más de los valores denotados en la tabla anterior, o un transformador equipado por el fabricante con una protección coordinada de sobrecarga térmica por fabricación, no

deberá requerir dispositivos de protección de sobrecorriente individual. En la conexión del alimentador primario los dispositivos de sobrecorriente, su capacidad no debe exceder los valores denotados en la tabla anterior.

B) Transformadores de tensión nominal de 600 V o menos.

1) Primario. Cada transformador de 600 V nominal deberá ser protegido por un dispositivo de la sobrecorriente individual calibrado o ajustado a no más de 125 % de la capacidad de corriente primaria del transformador.

Para corriente primaria nominal no menor que 2

EXCEPCIÓN:

Cuando la capacidad de corriente primaria y nominal de un transformador es de 9 amperes o mayor y el 125 % de esta corriente no corresponde a la capacidad nominal de un fusible o de un interruptor automático no ajustable, se permitirá el valor nominal próximo más alto.

amperes se permitirá un valor nominal o de ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorrientes, no mayor de 300 %.

2) Primario y secundario: Un transformador de tensión nominal de 600 V o menos que tenga un dispositivo de sobrecorriente en el secundario, de capacidad o ajuste no mayor de 125% de la corriente nominal del secundario del transformador, no requiere tener un dispositivo de protección individual contra sobre corriente en el primario, siempre que el dispositivo de sobrecorriente del alimentador primario esté calibrado o ajustado a un valor de corriente no mayor del 250% de la corriente nominal primaria del transformador.

Un transformador con tensión nominal de 600 V o menos, equipado con una protección térmica contra sobrecarga especificada por el fabricante y dispuesta para interrumpir la corriente primaria, no requiere de un dispositivo individual de sobrecorriente en el

primario, siempre que el dispositivo de sobrecorriente del alimentador primario esté calibrado o ajustado a un valor de corriente no mayor de 6 veces la corriente nominal del transformador; para transformadores con impedancia no mayor del 6 % y no mayor de 4 veces la corriente nominal del transformador, para transformadores con impedancia mayor del 6 % y menor del 10%.

Cuando la corriente nominal secundaria es menor de

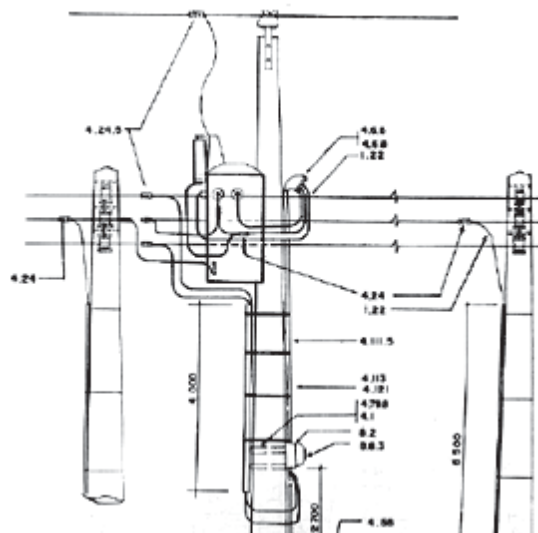


Fig. 1.76

Instalación de transformadores monofásicos en poste

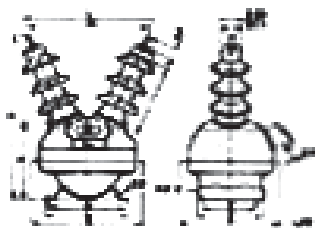
EXCEPCIÓN:

Excepto cuando la corriente nominal secundaria de un transformador es de 9 A. o mayor, y el 125 % de esta corriente no corresponde a un valor nominal de un fusible o de un interruptor automático no ajustable, seleccione el mayor valor próximo indicado.

9 amperes, es permitido un dispositivo de sobrecorriente de valor nominal o de ajuste no mayor del 167% del valor nominal de la corriente nominal secundaria.

C) Transformadores de potencial (tensión).

Consulte el anexo (transformadores para instrumentos). Los transformadores de potencial instalados al interior o encerrados, deben protegerse con fusibles primarios.



A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
240	120	240	120	240	120	240	120	240	120	240
120	240	120	240	120	240	120	240	120	240	120
240	120	240	120	240	120	240	120	240	120	240
120	240	120	240	120	240	120	240	120	240	120
240	120	240	120	240	120	240	120	240	120	240
120	240	120	240	120	240	120	240	120	240	120

Fig. 1.77

Transformador de potencial

1.3.1.2 LÍNEA NEUTRA

En virtud de que no existe información con respecto de las definiciones que incluyen los términos tierra y neutro, a continuación se presentan las descripciones de las utilizadas:

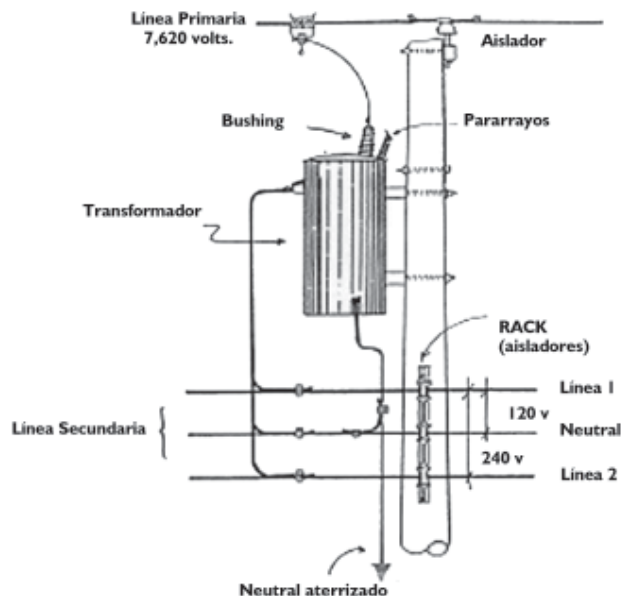


Fig. 1.78

Esquema de distribución de un transformador

a. Neutro del generador: Se le llama así al punto que sirve de referencia para los voltajes generados en cada fase. En sistemas equilibrados y bajo circunstancias de operación normal, la diferencia de potencial entre el neutro del generador y la tierra física del lugar donde está instalado, es cero.

b. Neutro de trabajo: Es aquél que se requiere para la conexión de un consumidor alimentado por una sola fase. La sección transversal del conductor de este neutro y de la fase deben ser iguales, ya que conducen la misma corriente.

c. Neutro conectado sólidamente a tierra: Este tipo de conexión se utiliza generalmente en instalaciones de baja tensión, para proteger a las personas contra el peligro de electrocución.

En el caso de que se presente una falla de aislamiento entre un conductor energizado y una parte metálica desnuda, se produce un cortocircuito y actúa la protección que desenergiza al circuito respectivo.

d. Neutro de un sistema: Es un potencial de referencia de un sistema que puede diferir del potencial de tierra y que puede no existir físicamente. Por ejemplo, en una interconexión de transformadores tipo delta no existe un neutro físico, aunque sí un neutro de referencia.

e. Neutro flotante: Se le llama así al neutro de una instalación que no se conecta a tierra. Dependiendo de las condiciones de operación, puede existir una diferencia de potencial entre este neutro y tierra.

f. Neutro aislado: Se denomina así al conductor de una instalación que está conectado a tierra a través de una impedancia (resistiva o inductiva). La función de esta impedancia es limitar la corriente de cortocircuito que circularía por el conductor, o las partes del equipo que estén conectadas a tierra y disminuir así, los posibles daños.

Se puede calcular el valor de una impedancia que colocada entre el neutro del transformador (aislado) y la toma de tierra (o el sistema de tierra), impida que la corriente pase de cierta magnitud. El IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) recomienda que esta corriente sea de 600 amperes.

Esta protección se logra colocando en la línea del neutro, un relevador de corriente que detecta la falla y manda una señal para desconectar el interruptor correspondiente. La instalación de esta protección es compleja y requiere de un cálculo muy preciso de los valores de la corriente de cortocircuito y de la selección y especificación de los elementos.

La magnitud de la corriente de falla entre fase y tierra puede adquirir valores que dañen seriamente al equipo, aún cuando la protección correspondiente opere rápidamente. Esta magnitud se puede limitar mediante la conexión de una impedancia (resistencia o reactancia inductiva), entre el neutro de los devanados (estrella) de baja tensión del transformador y la red de tierra de la subestación.

1.3.1.3 PARARRAYO

Los equipos de protección pueden funcionar de dos formas: protección contra sobrecorrientes y contra sobrevoltajes. Las protecciones contra sobrecorrientes actúan como interruptores automáticos, mediante dispositivos con fusibles como el seccionador fusible, que interrumpe la línea y se reactiva manualmente.

El pararrayo y el fusible se instalan en los circuitos de distribución, para minimizar las interrupciones a los abonados. El pararrayo está diseñado para servir como puente [by pass] en los circuitos, para proteger los aisladores y otros equipos de un sobrevoltaje.

El pararrayos es un equipo de protección contra ondas de voltaje peligrosas que viajan a través de líneas de transmisión o distribución. Se coloca entre las líneas de distribución y los equipos que se desea proteger. Su conexión es entre fase y tierra.

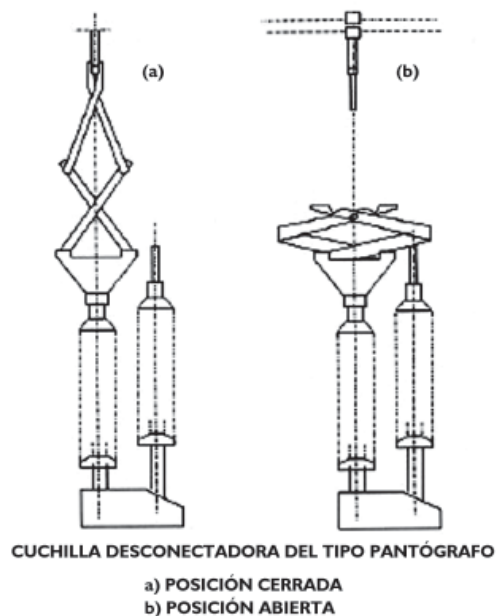


Fig. 1.79
Seccionador

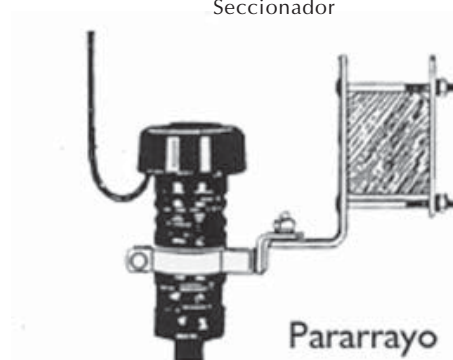


Fig. 1.80
Pararrayo

La curva característica de la corriente contra el voltaje aplicado de un pararrayo no es lineal, como puede verse en la Figura 1.81. Para el voltaje nominal y hasta cierto valor, las corrientes son insignificantes: la resistencia interna del pararrayo es muy grande. Si el voltaje se eleva más allá del valor conocido como voltaje de disparo, la corriente crece rápidamente: la resistencia interna del pararrayos, disminuye notablemente. Cuando esto sucede, la fase correspondiente está conectada a tierra. Cuando disminuye la amplitud de la onda del voltaje peligroso, el valor de la resistencia interna vuelve a aumentar: se restablece el nivel de aislamiento y el pararrayos deja de conducir.

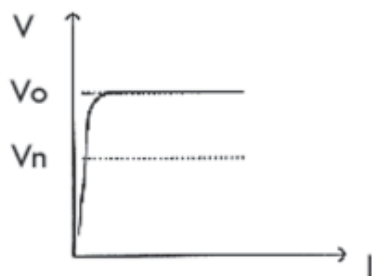


Fig. 1.81
Gráfica de corriente contra
voltaje-aplicado para un pararrayos.

Para obtener protección adecuada contra descargas atmosféricas en sistemas de distribución, hay que tener en cuenta varios factores principales:

Elección del equipo de distribución con aislamiento básico, según recomendaciones de las normas EEI-NEMA y ASA.

Elección correcta de los pararrayos.

Instalación eficaz de los pararrayos.

a. Elección de pararrayo

Para obtener protección adecuada contra descargas atmosféricas, los pararrayos deben limitar los esfuerzos producidos en los transformadores de distribución, por el voltaje de las descargas atmosféricas, a un nivel por debajo del voltaje recomendado por las normas ASA, para la prueba de nivel de impulso. Este nivel debe tener en cuenta el efecto producido por repetidas descargas atmosféricas, sobre el aislamiento sólido y líquido, así como las condiciones de funcionamiento como sobrecargas, falta de mantenimiento adecuado, etc., para cumplir con este requisito de protección, los pararrayos deben tener la menor tensión de arco posible y la mínima caída de tensión $R \times I$.

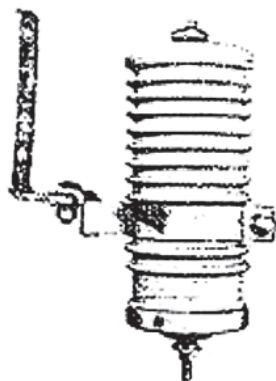


Fig. 1.82
Pararrayo más común

b. Baja tensión de arco

La tensión de arco es la tensión a la cual salta el arco entre los explosores y el pararrayo deja pasar la tensión de la descarga atmosférica a tierra. Inmediatamente antes del funcionamiento del pararrayos, el transformador queda sujeto a un esfuerzo de tensión igual a la tensión de arco del pararrayos. Cuanto menor sea la tensión de arco del pararrayo, mayor será la protección que éste último proporciona.

c. Baja caída de tensión RI

Durante la descarga del pararrayo, el transformador queda sujeto a un esfuerzo de tensión equivalente al producto de la corriente que pasa por el pararrayo, multiplicada por la resistencia del pararrayo, más la impedancia de los conductores al punto de interconexión¹. Para obtener protección adecuada del transformador, el pararrayo, debe proteger el paso de elevadas corrientes de descarga del rayo e interrumpir el flujo de la corriente residual y al mismo tiempo, mantener al mínimo la caída de tensión RI.



Fig. 1.83
Transformador CSP con
protección de pararrayos

En los transformadores CSP generalmente se incluye un pararrayo, el cual está montado directamente en el tanque del transformador. El propósito del pararrayo es proteger al transformador de distribución contra daños del aislamiento, causados por sobretensiones inducidas por rayos. Para proveer la protección contra sobretensiones, el pararrayo desvía el flujo de sobrecorriente hacia tierra.

El tipo más simple de pararrayo es el espacio de aire que comúnmente existe entre la línea de alta tensión y la tierra. Bajo condiciones normales de operación, la presencia de este espacio de aire previene que la corriente de frecuencia nominal fluya hacia tierra.



Fig. 1.84

Pararrayos Thyrite Alugard para subestaciones (marca G,E)

Cuando una sobretensión aparece, ocurre una descarga en el espacio de aire, causando que la sobretensión sea desviada hacia tierra. La corriente de frecuencia nominal también va a fluir a lo largo del camino creado por el aire ionizado, durante la descarga y una vez que el flujo de la corriente de frecuencia nominal ha sido iniciado, no puede ser interrumpido por el espacio de aire, sino por algún dispositivo de interrupción.

Un pararrayo básico está compuesto de tres elementos principales, los cuales son:

La porcelana protectora contra intemperie y los accesorios de montaje.

La disposición del esparcimiento interno.

Los bloque válvulas.

Además de estos elementos principales, muchos pararrayos también constan de un terminal desconector de tierra. Las funciones efectuadas por estos elementos son las siguientes:

- **Protección contra intemperie y accesorios de montaje:** Los componentes internos del pararrayos son muy sensibles a la contaminación por humedad y por lo tanto, deben ser sellados dentro de la porcelana, la cual no solamente protege contra la intemperie, sino también da suficiente distancia de descarga externa e interna, de descarga superficial, para servir como un aislador efectivo entre la alta tensión y tierra.

La porcelana contiene los terminales para hacer las conexiones eléctricas al pararrayos, y los accesorios necesarios para hacer la conexión mecánica entre el pararrayos y el tanque del transformador.



Fig. 1.85

Pararrayos de distribución del tipo de Magne-válvula de Thyrite

- **Disposición del espacio interno:** las funciones del espacio interno son la de aislar los bloques válvula contra la tensión de frecuencia nominal, iniciar la descarga de la sobrecorriente por medio de una descarga cuando aparece la sobretensión, y después regresar a la condición de circuito abierto, una vez que la sobretensión ha pasado. El diseño de la disposición del espacio interno es complicado, porque los niveles de sobretensión a los cuales debe ocurrir la descarga deben ser precisos.
- **Bloque válvula:** el corazón del pararrayos de distribución es el bloque válvula. El bloque válvula se fabrica de carburo-silicio vitrificado, para que sea semiconductor. El bloque de carburo-silicio presenta muy alta resistencia a la corriente de frecuencia nominal, y una muy alta resistencia a las corrientes causadas por sobretensiones. Esta propiedad de resistencia no lineal del carburo-silicio, permite al pararrayos aparecer como un circuito abierto, bajo condiciones normales, y como un cortocircuito a tierra, bajo condiciones de sobretensión.

Los pararrayos que no forman parte integral en los transformadores (transformador convencional), debe montarse lo más cerca posible de los transformadores que van a proteger.

Los conductores deben ser lo más cortos que sea posible. La puesta a tierra del pararrayos debe conectarse al neutro del secundario y al tanque del transformador, directamente o a través de un entrehierro que los separe del tanque. Para reducir al mínimo la posibilidad de que se queme el fusible primario del transformador, el fusible debe colocarse entre el transformador y el pararrayos, con el fin de que la corriente de descarga que pasa a través del pararrayo, no pase por el fusible.

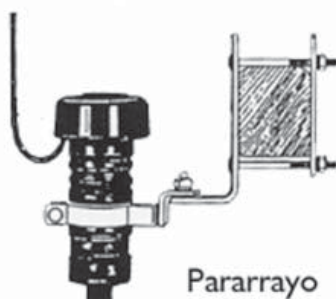


Fig. 1.86
Pararrayos secundarios del tipo de esferas "Pellet"

1.3.1.4 TIERRA FÍSICA

- a. **Conexión a tierra:** La conexión a tierra de todas las partes metálicas no debe estar energizada, esta es una medida elemental de protección para evitar desgracias personales. En el caso de que el aislamiento de un conductor falle y se establezca una vía de corriente con una parte metálica conectada a tierra, se reduce el voltaje entre el objeto y tierra, y la corriente que fluye hacia tierra, provoca la operación de la protección del circuito correspondiente.
- b. **Tierra:** Desde el punto de vista eléctrico, se considera que el globo terráqueo tiene un potencial de cero (o neutro); se utiliza como referencia y como sumidero de corrientes indeseables. Sin embargo, puede suceder que por causas naturales (presencia cercana de nubes o descargas atmosféricas) o artificiales (falla eléctrica en una instalación), una zona terrestre tenga en forma temporal, una carga eléctrica negativa o positiva, con respecto a otra zona (no necesariamente lejana).

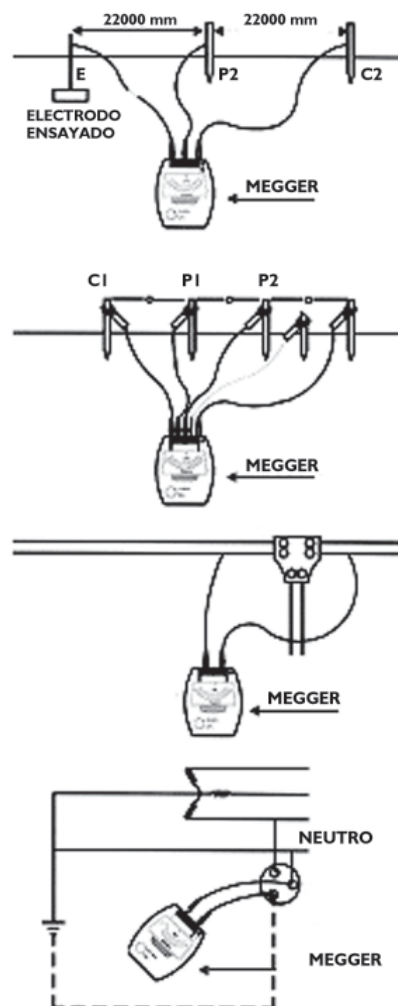


Fig. 1.87
Esquema de montaje para la
medición de la resistencia del terreno

Por esta razón pueden aparecer corrientes en conductores, cuyos extremos estén en contacto con zonas de potenciales distintos.

- c. **Resistencia a Tierra:** Este término se utiliza para referirse a la resistencia eléctrica que presenta el suelo (tierra) de cierto lugar. El valor de la resistencia a tierra debe estar dentro de ciertos límites dependiendo del tipo de instalación.
- d. **Toma a tierra:** Se entiende que un electrodo enterrado en el suelo con una terminal que permita unirlo a un conductor, es una toma de tierra. Este electrodo puede ser una barra o un tubo de cobre,

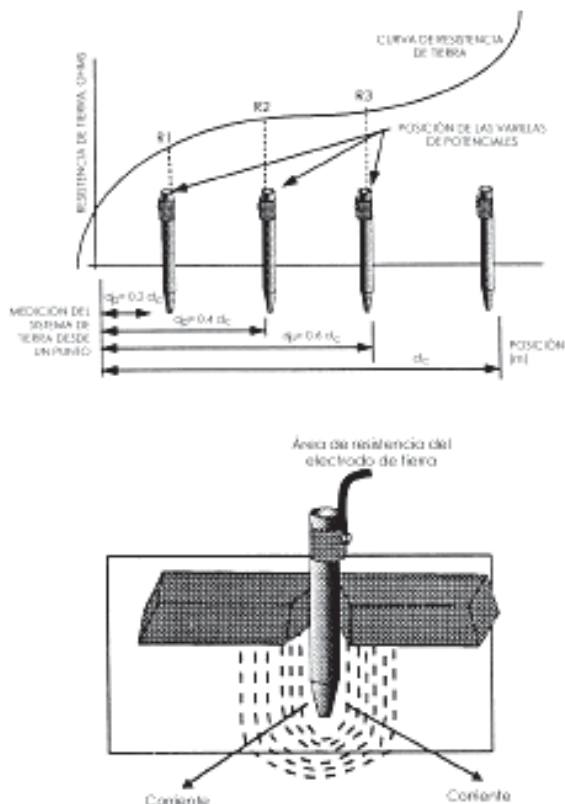


Fig. 1.88
Medición de tierra con el Megger

una varilla o tubo de hierro y en general, cualquier estructura que esté en contacto con la tierra y que tenga una resistencia a tierra dentro de ciertos límites.

- e. Sistema de tierra:** Se le llama sistema de tierra a la red de conductores eléctricos unidos a una o más tomas de tierra, y provistos de una o varias terminales a las que pueden conectarse puntos de la instalación. El sistema de tierra de una instalación se diseña en función de: el nivel de voltaje, la corriente de cortocircuito, la superficie que ocupa la instalación, la probabilidad de explosión y/o incendio, la resistencia a tierra, la humedad y la temperatura del suelo. En la práctica ningún sistema de tierra es perfecto, ya que se requeriría que los conductores que lo forman y el suelo, tuvieran una resistencia cero.

- f. Conexión a tierra:** La unión entre un conductor y el sistema de tierra es una conexión a tierra.

- g. Tierra física:** Un conductor se conecta a una tierra física cuando se une sólidamente a un sistema de tierra, que a su vez está directamente conectado a la toma de tierra (sin que exista entre ellos más impedancia que la de los conductores). Se puede considerar que el potencial de una tierra física se mantiene prácticamente constante, aunque exista un flujo de corriente entre este punto y la toma de tierra.

En teoría la corriente de falla a tierra puede limitarse tanto como se quiera. Sin embargo, una corriente muy pequeña provocaría la aparición de voltajes peligrosos entre el neutro del transformador y la tierra, además de que los relevadores encargados de la detección de dicha falla deberían ser muy sensibles, y por lo tanto muy caros. De manera práctica el IEEE recomienda limitar la corriente de falla a 600 amperes.



Fig. 1.89
Medidor de tierras Megger

- h. Valores aceptables de la resistencia de la tierra:** En el párrafo 206.49 de las NTIE (1981) se especifica que el valor de la resistencia a tierra no debe ser mayor de 25 Ohms. Sin embargo, los autores recomiendan que esté entre 5 y 10 Ohms.

En instalaciones donde se pueden presentar corrientes de fallas a tierra muy grandes, la resistencia a tierra deberá ser menor. Mientras mayor sea la corriente de falla a tierra, mayor

(más peligrosa) será la diferencia de potencial entre cualquier parte metálica conectada a la toma de tierra (electrodo enterrado) y el piso de los alrededores de ésta. La caída de voltaje entre el electrodo de tierra y cualquier punto del suelo será igual a la resistencia entre ellos multiplicada por la corriente (de la falla a tierra) que circula por esa trayectoria.

- i. Tratamiento del suelo:** De acuerdo con la textura del suelo puede aplicarse un tratamiento químico para reducir la resistividad entre un 15% y hasta un 90%. Para ello se puede utilizar cloruro de sodio (sal común), sulfato de magnesio o sulfato de cobre. La aplicación de estos productos se hace en una trinchera alrededor del electrodo, pero de tal forma que no entren en contacto directo con él. Al principio los efectos del tratamiento no son apreciables pero mejoran con el tiempo o humedeciendo la zona. En caso de que se decida mejorar la conductividad únicamente mojando el suelo que rodea al electrodo, debe mantenerse constantemente húmedo para que resulte adecuado.

1.3.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Para limitar los riesgos a situaciones anormales o fallas que puedan provocar daños en elementos de la instalación, interrupciones del servicio, o aún más importante, poner en peligro su integridad física y de las personas que operan la instalación, debe aplicar medidas preventivas para evitar el peligro:

- Canalice a tierra voltajes y corrientes peligrosas.
- Aísle la zona donde aparece la falla de tal forma, que el resto de la instalación continúe operando en las mejores condiciones posibles
- Sea precavido con el contacto directo con partes activas (no aisladas) de materiales y los equipos. (Se consideran partes activas, las que normalmente están en tensión, tales como hilos de líneas aéreas, bornes de conexión, cables de alimentación con el aislamiento dañado, etc.).
- Utilice botas aislantes.

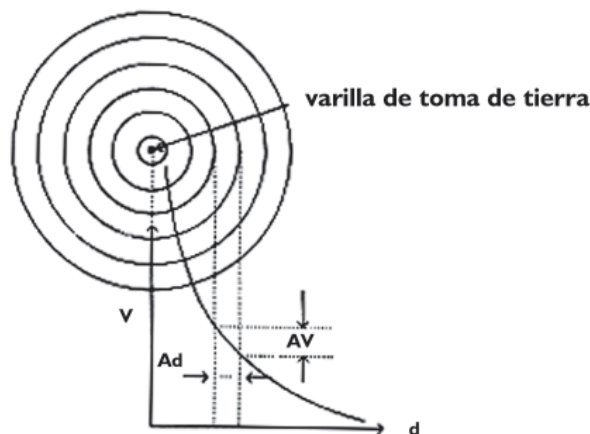


Fig. 1.90
Distribución del voltaje de paso

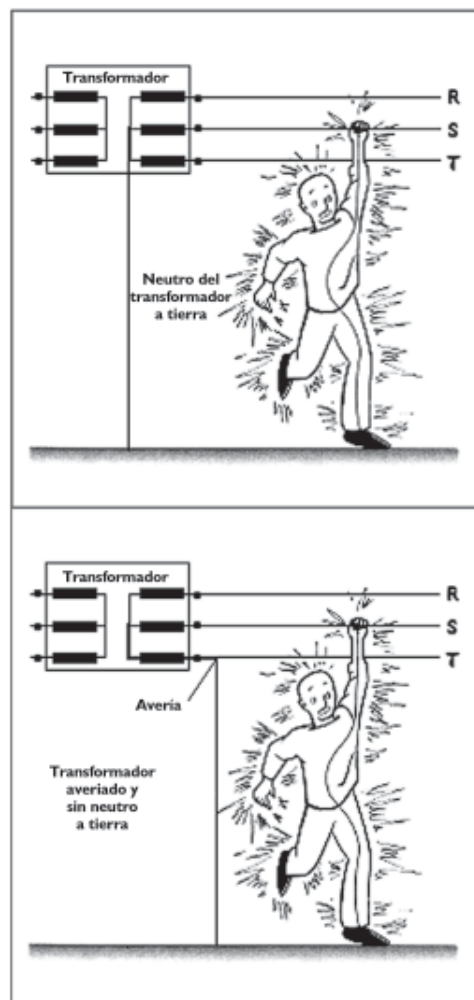
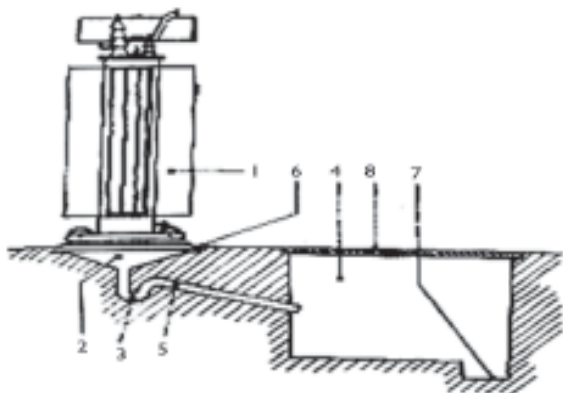


Fig. 1.91
Contacto directo entre un conductor activo y tierra a) Con neutro b) Sin neutro del transformador.

1.3.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Las condiciones de humedad, salinidad y contaminación deben ser consideradas porque el depósito es un accesorio de la parte activa del transformador (cuba, líquido aislante y accesorios). Esta debe estar siempre limpia y para ello debe hacer lo siguiente:

- Limpie regularmente la superficie del depósito o cuba del aceite, para evitar la contaminación de los aislantes del transformador.
- Seleccione por aparte los desechos generados



Pozo para la recolección del aceite

- 1 Transformador
- 2 Pozo de recolección
- 3 Sifón
- 4 Recipiente de recolección
- 5 Tubos de descarga
- 6 Guías de apoyo del transformador
- 7 Pozo adicional para la recuperación del aceite
- 8 Tapa de chapa de acero para la recolección

Fig. 1.92
Depósito

por los transformadores, colocando cada tipo de desecho en bolsas separadas.



Fig. 1.93
Materiales reciclables

1.4 CONEXIÓN, MEDICIÓN Y DETERMINACIÓN DE POLARIDAD EN UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Cuando se estudian conexiones de transformadores, una de las primeras cosas que se debe considerar es la polaridad de los transformadores. La polaridad es de extrema importancia cuando dos o más transformadores de distribución van a ser operados, ya sea en paralelo o como un banco de transformadores.

1.4.1 POLARIDAD DE TRANSFORMADORES

La polaridad de un transformador se determina por la relación existente entre la dirección del arrollamiento de las bobinas primaria y secundaria.

Cuando se habla de la polaridad de un transformador, esto se refiere únicamente a la manera en la que está enrollada la bobina, y se puede decir que un transformador es de polaridad substractiva o aditiva.

Se han establecido normas para determinar la polaridad de los transformadores, de acuerdo a su capacidad, de la siguiente manera:

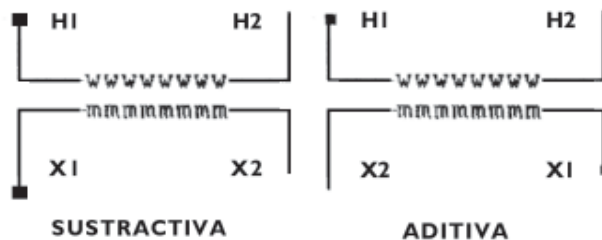


Fig. 1.94
Polaridad Substractiva

Fig. 1.95
Polaridad Aditiva

1. Todos los transformadores que tengan una capacidad de 200 kVA o menos, y que tengan el devanado de alto voltaje de 8,660 voltios o menor, son de polaridad aditiva.
2. Todos los demás transformadores monofásicos son de polaridad substractiva.

La polaridad de los transformadores indica el sentido relativo instantáneo del flujo de corriente en los terminales de alta tensión, con respecto a la dirección del flujo de corriente en las terminales de baja tensión. De acuerdo con las normas internacionales para los transformadores monofásicos, el terminal de alta tensión marcado con H1 es la marca de polaridad, siendo el de la derecha, visto el transformador desde el lado de alta tensión, y en los transformadores trifásicos todos los terminales de alta tensión son marcados con H, siguen un orden numérico de derecha a izquierda, normalmente el subíndice impar que los acompaña son las marcas de polaridad, el terminal H de los terminales trifásicos, si existe, está situado a la derecha del H1, visto el transformador desde el lado de alta tensión.

Casi todos los transformadores tienen marcada la polaridad en sus conductores terminales de primario y secundario. Estas marcas en el lado de alta tensión, serán identificadas por la letra "H", y en el lado de baja tensión por la letra "X", seguidas por el número de borne o terminal de conexiones. Los números más alto y más bajo se colocan en los conductores terminales de los extremos, o sea, de todo el arrollamiento, en tanto que los números intermedios se colocan en las derivaciones de voltaje parcial.

Para transformadores monofásicos de distribución, con dos conectores en el lado primario, estos siempre son identificados con H1 y H2; la convención para poder identificar su posición es la siguiente:

Colocándose en forma tal que vea el lado primario del transformador, H1 siempre estará a su derecha y H2 siempre estará a su izquierda. Esta regla nunca cambia.

En los transformadores, los bornes de conexión del secundario se identificarán con X1, X2, X3, X4, etc. Si tiene un transformador de distribución, los bornes generalmente se identifican con X1, X2 y X3.

Es importante hacer notar que a diferencia de la forma de identificar los bornes primarios (descrita arriba), la identificación de los bornes secundarios varía de acuerdo a la polaridad del transformador.

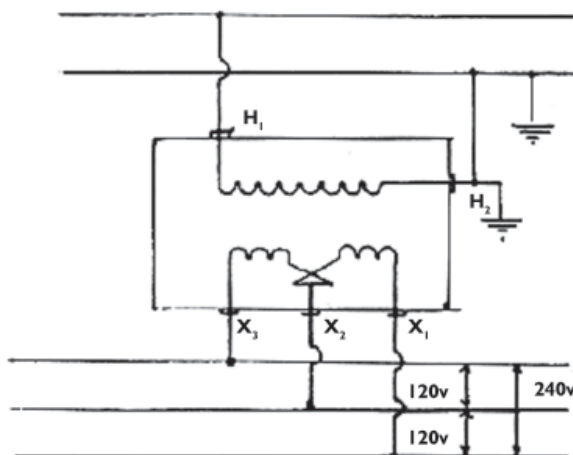


Fig. 1.96
Diagrama para servicio monofásico

En el transformador de polaridad aditiva, el borne identificado como X1 en el secundario, está localizado siempre diagonalmente a H1. El borne del centro se identifica como X2 y el último borne se identifica como X3.

En transformadores de polaridad sustractiva, el borne identificado como X1 en el secundario, está localizado siempre en el mismo lado que H1. El borne del centro se identifica como X2 y el borne restante como X3.

Se pueden ver las conexiones en las figuras siguientes.

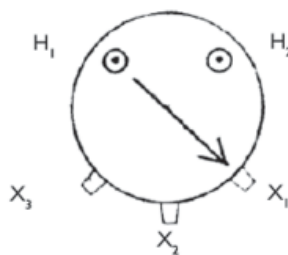


Fig. 1.97
Conexión Aditiva

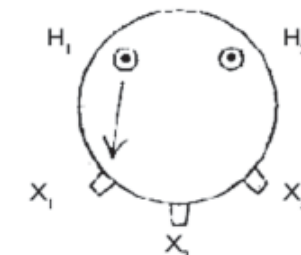


Fig. 1.98
Conexión Sustractiva

1.4.1.1 TEST DE POLARIDAD

La polaridad de un transformador de distribución monofásico puede ser aditiva o sustractiva. Esta condición generalmente se indica en la placa de características.

En los transformadores monofásicos, si la terminal de baja tensión X_1 está situada a la derecha, viendo el transformador desde el lado de baja tensión, el transformador es de polaridad aditiva y si está situada a la izquierda el transformador, es de polaridad sustractiva.

De acuerdo con las normas industriales, las terminales marcadas con H_1 y H_2 son las de alta tensión y las marcadas con X_1 , X_2 y X_3 son las de baja tensión.

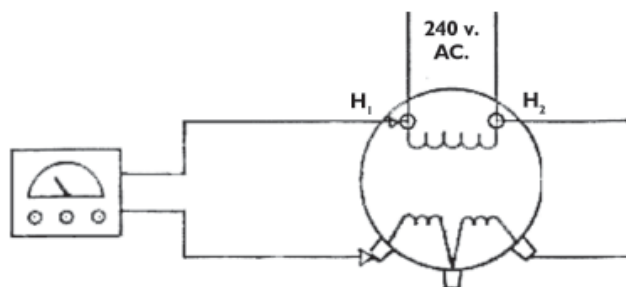


Fig. 1.99
Test de polaridad

En el caso de no conocerse la polaridad de un transformador monofásico puede establecerse por medio de la siguiente prueba:

Conecte dos bornes adyacentes de alta y baja tensión entre sí, a continuación aplique voltaje reducido en los bornes de alta tensión, luego mida el voltaje entre los dos bornes restantes de alta y baja tensión, si el voltaje obtenido en la lectura es mayor que el aplicado en los dos bornes de alta tensión, el transformador es de polaridad aditiva (vea la figura 1.99). Si el voltaje obtenido en la lectura es menor que el aplicado en los dos bornes de alta tensión, el transformador es de polaridad sustractiva (vea figura No.1.100).

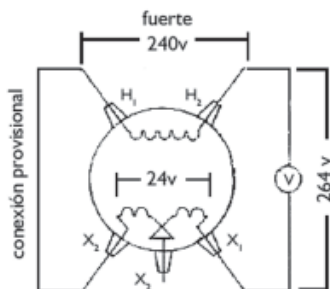


Fig. 1.100
Polaridad aditiva,
relación de transformación 10:1 $240 + 24 = 264$ V

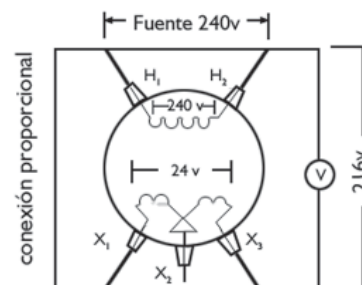


Fig. 1.101
Polaridad sustractiva,
relación de transformación 10:1 $240 - 24 = 216$ V

Como se observa en los diagramas anteriores si H_1 y X_3 son opuestos, el transformador es de polaridad aditiva y si H_1 y X_1 están juntos, el transformador es de polaridad sustractiva.

1.4.1.2 CONVECCIÓN PARA IDENTIFICAR LOS BUSHINGS PRIMARIOS

Una de las características mas importantes de cualquier tipo de transformador, es sin duda alguna, conocer la polaridad, ya que se precisa para realizar conexiones y acoplamientos de transformadores.

a. Transformadores de dos bushings

Los transformadores de distribución monofásicos con dos bushings en el lado primario, siempre están identificados como H_1 y H_2 .



Fig. 1.102
Lineero dándole la cara al lado del primario

La convección para identificar su posición es la siguiente:

Con el lineero dándole la cara al lado primario del transformador, H1 siempre estará a su derecha y H2 siempre estará a su izquierda.

Esta regla nunca cambia.

b. Transformadores de un bushing

Algunos transformadores tienen únicamente un bushing en el lado primario, en este caso, un extremo de la bobina está conectada al bushing y el otro está conectado internamente al tanque del transformador. Este único **bushing** se identificará siempre con H1.

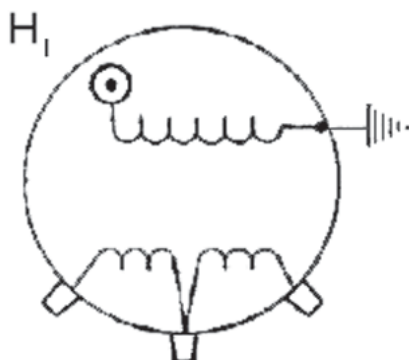


Fig. 1.103
Transformador monofásico CSP

c. Conexiones de las bobinas del secundario

Antes de explicar la convención para identificar los bushings del secundario, es necesario explicar brevemente cómo están conectadas internamente las bobinas del secundario.

Las bobinas del secundario en el transformador están divididas en dos secciones; el efecto que esto produce es hacer dos bobinas en el mismo devanado. Cada extremo de las bobinas están conectadas a los bushings del secundario.

En transformadores que tienen tres bushings en el secundario, como lo es en el caso de los transformadores empleados por la Empresa eléctrica de Guatemala, S.A., las dos bobinas del secundario están conectadas como se muestra en la siguiente figura:

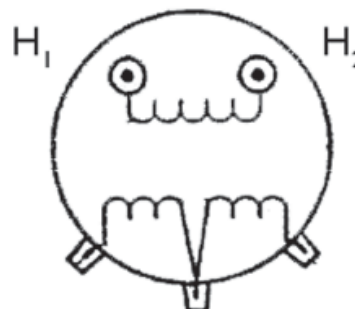


Fig. 1.104
Convención para identificar los bushings secundarios.

En los transformadores de distribución, los bushings del secundario se identifican como:

X1 – X2 – X3

Es importante hacer notar que a diferencia de la forma de identificar los bushings primarios la identificación de los bushings secundarios varía de acuerdo a la polaridad del transformador.

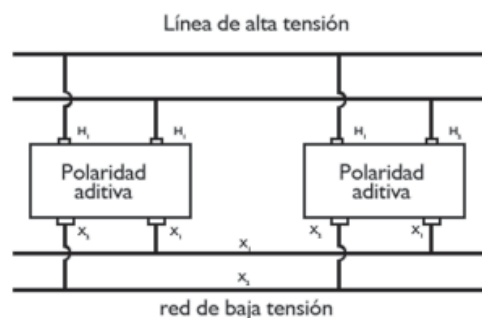


Fig. 1.105
Red de baja tensión

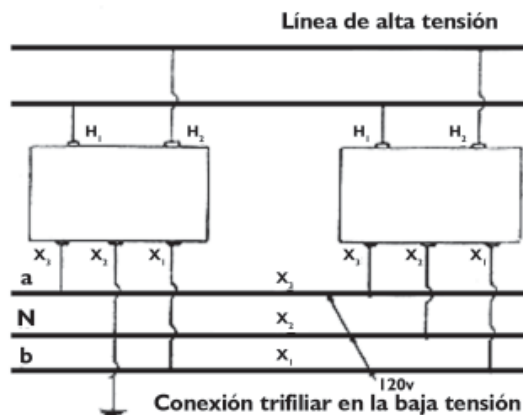


Fig. 1.106
Conexión trifilar en baja tensión

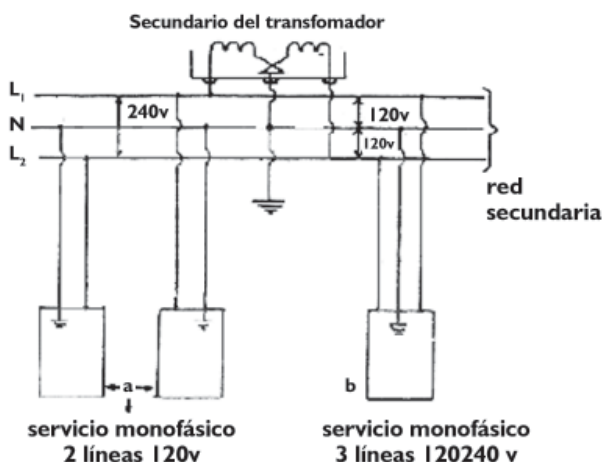


Fig. 1.107
Diagrama de conexiones
monofásicas para servicios de 2 y 3 líneas de 120/240 V

Antes de conectar cualquier transformador, se debe revisar la polaridad en la placa del transformador!

1.4.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Un transformador no se puede conectar sin peligro, a una tensión demasiado elevada. Una tensión demasiado elevada exige una mayor densidad de flujo en el núcleo. Para ello es necesaria una mayor corriente magnetizante. Como a la tensión nominal, el núcleo está prácticamente saturado, la corriente magnetizante aumenta rápidamente y en consecuencia, se quema el devanado.

Dos o más transformadores monofásicos pueden conectarse en paralelo de igual o distinta capacidad, ya sea de polaridad aditiva o sustractiva, siempre que se llenen las siguientes condiciones:

- Voltaje nominal idénticos
- Ajuste de taps iguales
- Características de frecuencia iguales
- El porcentaje de impedancia de uno de los transformadores debe de estar comprendido entre el 92.5 % de uno y el 107.5% del otro.

Si las condiciones antes descritas se llenan, los transformadores trabajarán satisfactoriamente en paralelo. Los siguientes diagramas corresponden a una conexión bifilar en la baja tensión de 240 voltios.

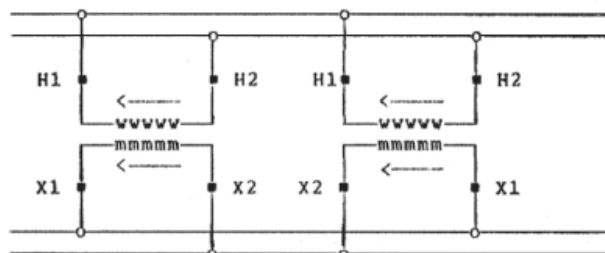


Fig. 1.108 A
Conexión de transformadores en paralelo de igual polaridad

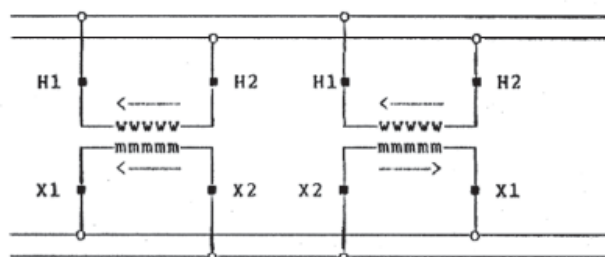


Fig. 1.108 B
Conexión de transformadores en paralelo de diferente polaridad

Otras reglas para poner en paralelo transformadores monofásicos:

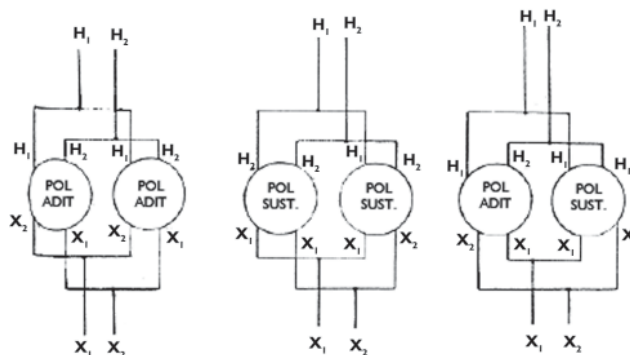


Fig. 1.109
Esquemas para la conexión de
transformadores con diferentes polaridades

- < Mismo voltaje en el primario
- < Mismo voltaje en el secundario
- < Misma relación de transformación
- < Casi la misma impedancia
- < Estar conectados en la misma fase primaria

- ⟨ Todas las puntas de las flechas deben estar conectadas juntas
- ⟨ Todas las colas de las flechas del secundario deben estar conectadas juntas.

Ya sea tanto para las conexiones en paralelo como para otros tipos de conexiones (trifásicas), la polaridad en los transformadores es de mucha importancia. Antes de determinar la polaridad y realizar conexiones en transformadores monofásicos, siga los siguientes pasos:

- Utilice los equipos de protección (casco, guantes, lentes protectores).
- Mantenga el lugar de trabajo limpio, antes y después de realizar el trabajo.
- Cerciórese de llevar toda su herramienta, ordénela y revise que esté en buen estado.
- Revise si el transformador o los transformadores están desenergizados.
- Desconecte, si fuera necesario quite todos los fusibles.
- El siguiente paso es cortocircuitar todos los bushings del secundario y conectarlos sólidamente a tierra (para realizar el cortocircuito nunca utilice un calibre menor que el # 8).
- Para determinar la polaridad del transformador lea directamente en la placa de características.
- Si no conoce la polaridad, realice el test de polaridad anteriormente descrito.

1.4.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

El transformador es generalmente un generador de vibraciones: el núcleo sometido a un campo magnético creado por una corriente alterna de 60 períodos, se alarga y contrae sesenta veces cada segundo, originando una vibración, cuya frecuencia fundamentalmente es de 120 Hz, frecuencia igual al doble de la alimentación. El núcleo al vibrar, origina ondas sonoras de la misma frecuencia, que se transmiten al aire circundante, unas veces por radiación directa desde el núcleo, otras por transmisión a través del aceite a la cuba y radiación desde ésta. Ésta es una de las razones por las que los transformadores pequeños emiten zumbidos más

altos que los grandes transformadores, los cuales son capaces de radiar la frecuencia fundamental y primeros armónicos. Un transformador de 630 kW produce en el punto A, un nivel sonoro representado en la figura siguiente:

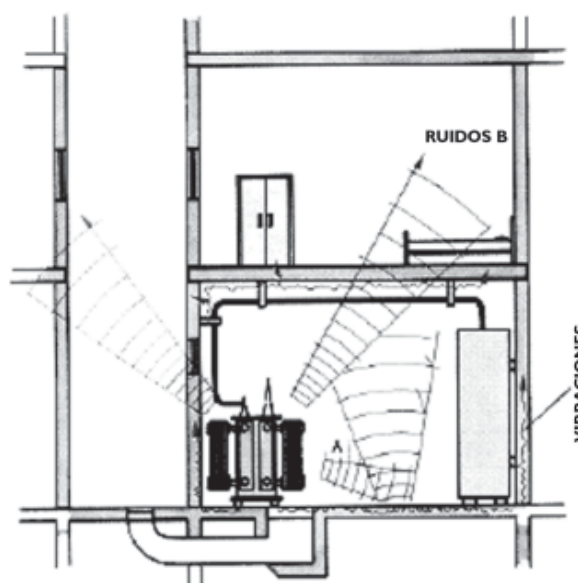


Fig. 1.110
Nivel sonoro que produce un transformador.

El ruido y las vibraciones generadas por el transformador, se transmiten desde la estación hasta las viviendas más próximas, a través de muy diversos conductos:

- El suelo en que reposa el transformador
- Los anclajes a la pares de los cables de baja tensión
- La estructura del edificio
- Las ventanas y huecos, como ruido aéreo

Es necesario que durante todo el proceso de conexión, medición y mantenimiento, siga las siguientes indicaciones:

- Utilice tapones auditivos
- Coloque rótulos, indicando el acceso únicamente con protectores auditivos
- Reporte si existiera un exceso de ruido proveniente de algún transformador

I.5 CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON SUS PROTECCIONES

Al estudiar los procesos de esta sección, adquirirá conocimientos y habilidades para realizar la conexión de un transformador monofásico con sus protecciones y respectivas.

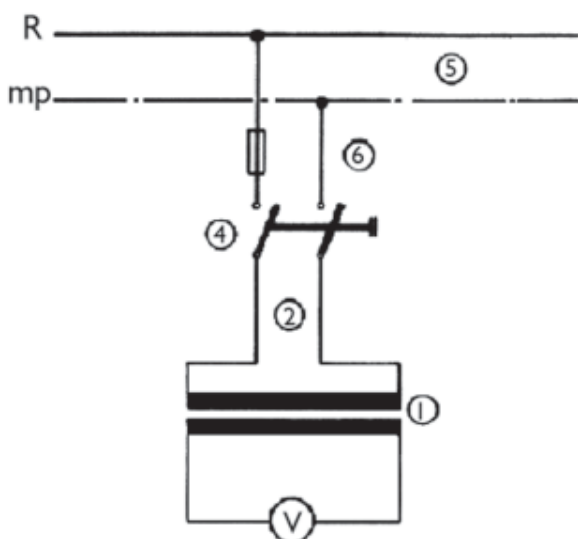


Fig. 1.111
Conexión de un transformador
monofásico a una red de 120 Voltios

I.5.1 PROCESO DE CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON SUS PROTECCIONES

Este proceso le mostrará la forma correcta de conectar transformadores monofásicos, cuya función será elevar o disminuir el valor de la tensión, dependiendo de las necesidades que se tengan.

PROCESO DE EJECUCIÓN

A continuación se describe el proceso para conectar un transformador monofásico con sus protecciones.

MATERIALES QUE UTILIZARÁ:

1. Un transformador monofásico de 5 kVA 440/220 V.
2. Alambre No. 12 TW
3. Cable No. 8 TW
4. Una caja de cuchillas monofásica de 2x30 A
5. Ocho tornillos de hierro con tuercas y roldanas de 7/16" x 1 1/2"
6. Dos fusibles Diezed de 2x30 Amperios, con base y tapa

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

1. Ohmímetro
2. Voltímetro

HERRAMIENTAS QUE UTILIZARÁ:

1. Destornillador plano
2. Navaja curva

PASO 1

Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar.

PASO 2

Mida continuidad entre bornes, tanto para el primario, como para el secundario.

Coloque una punta del Ohmímetro en una de las puntas del devanado del transformador y con la otra, toque las puntas hasta encontrar continuidad. Ver la (figura 1.113).

OBSERVACIÓN:

Normalmente los bornes de los transformadores vienen marcados con letras. El sistema americano está indicado con las letras "H" para el devanado de alta tensión y "X" para el de baja tensión (figura 1.112), mientras que el sistema europeo está representado con letras mayúsculas el de alta tensión y con minúsculas el de baja tensión. Ejemplo (ABC – abc).

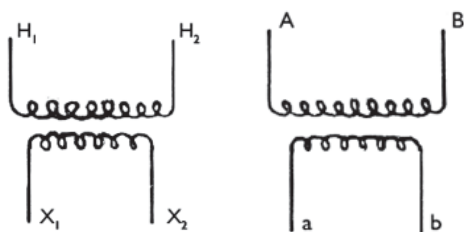


Fig. 1.112

Transformador marcado con sistema americano y europeo

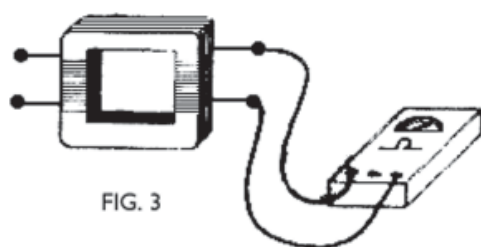


FIG. 3

Fig. 1.113

Prueba de continuidad con el Ohmímetro

OBSERVACIÓN:

Si el Ohmímetro no marca ninguna continuidad, esto será indicación de que el devanado está interrumpido en algún punto y por lo tanto está dañado.

PASO 3

Pruebe a masa las puntas del transformador chocando una punta del Ohmímetro en la carcasa y la otra en cada una de las puntas del devanado (Fig. 1.114).

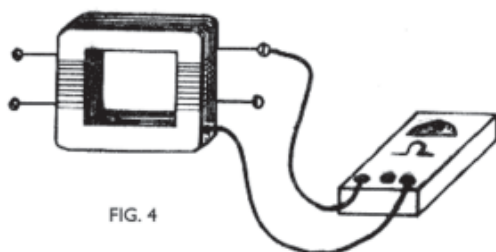


FIG. 4

Fig. 1.114

Prueba a masa

OBSERVACIÓN:

Si el Ohmímetro marca continuidad, será indicación de que el devanado está haciendo contacto con el núcleo en algún punto, por lo cual está dañado.

PASO 4

Pruebe polaridades estableciendo un puente entre los conductores terminales de alta y de baja tensión de un lado y un voltímetro de una escala adecuada entre los conductores terminales de alta y de baja tensión del otro lado (Fig. 1.115)

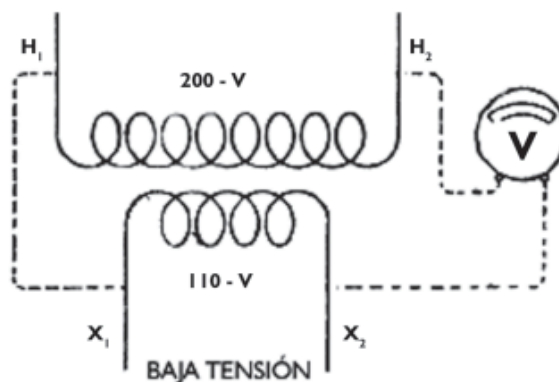


Fig. 1.115

Prueba de polaridad

PASO 5

Conecte el primario a su tensión nominal.

OBSERVACIÓN:

Si cuando está excitado el primario con su tensión nominal el voltímetro marca la diferencia entre los voltajes de los arrollamientos de alto voltaje y de bajo voltaje, el transformador tiene polaridad sustractiva.

Si el voltímetro indica la suma de los voltajes de los arrollamientos de alto y bajo voltaje, el transformador tiene polaridad aditiva y deben marcarse los conductores terminales como se indica en la figura siguiente:

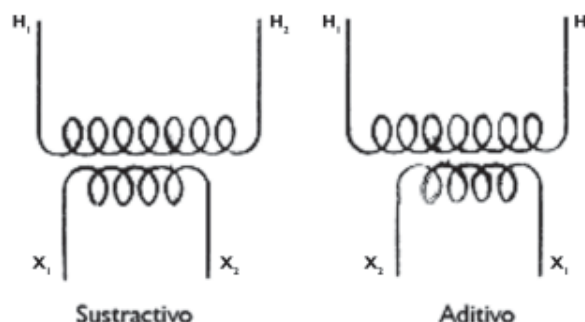


Fig. 1.116

Polaridad aditiva y sustractiva

PASO 6

Consulte la placa de características para saber como vienen marcadas las puntas y determinar cómo debe conectarse.

PASO 7

Prepare las puntas de los devanados.

PASO 8

Haga las conexiones correspondientes.

PASO 9

Mida tensión en las salidas del transformador con un voltímetro. Conecte una punta del voltímetro a una de las terminales del transformador y con la otra punta toque la carcasa del transformador. Asegúrese de que al tocar con la punta del aparato la carcasa, haga buen contacto. Preferentemente debe tocar donde no esté recubierto con pintura u óxido.

OBSERVACIÓN:

Debe tener presente cuál es el devanado de alta y cual es el de baja tensión, para evitar daños al instrumento de medición.

1.5.1.1 APLICACIÓN Y ELECCIÓN DE FUSIBLES

Los fusible tipo NH, clase gTr, para la protección de transformadores de distribución, cumplen con las normas VDE 0636 parte 22 en lo que respecta a sus características eléctricas y sigue la Norma DIN 43620, para tamaños 2, 3 y 4. Su capacidad nominal de carga se expresa en kVA, para una tensión nominal de 400 V. Su sellado o inscripción se efectúa en color marrón a fin de distinguirse de las otras clases. Este tipo de fusibles presentan una protección completa contra sobrecargas y cortocircuitos originados en el secundario del transformador.

Para ello posee características especiales de diseño especificadas en las Norma VDE, que no provocan su operación con una sobrecarga del 30 % durante 10 horas, partiendo de condiciones de frío.

Además impedirá la presencia de una sobrecarga del 50 % por más de 2 horas.

La elección se basa simplemente en usar un fusible con capacidad de carga en kVA igual a la potencia nominal del transformador, que también se expresa en kVA. Sus potencias nominales para el tamaño 2 van desde 50 kVA hasta 250 kVA, en tamaño 3 de 250 a 400 kVA y desde 400 kVA hasta 1000 kVA para el tamaño 4, respectivamente.

Las restantes características nominales son similares a las correspondientes al fusible tipo NH en cualquiera de sus clases, empleando un cuerpo cerámico de elevada resistencia térmica, arena de cuarzo de alta pureza, elemento fusible de cobre doble electrolítico incorporado, indicador de operación, etc.

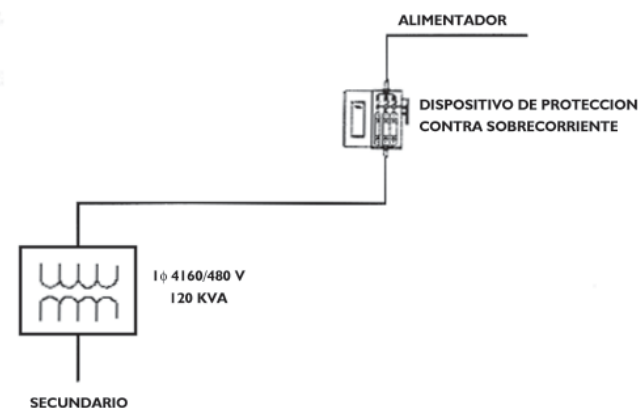


Fig. 1.117
Dispositivo de protección contra sobrecorriente

1.5.1.2 VENTAJAS SOBRE FUSIBLES DE CLASE GL

Si se recuerdan los límites de las corrientes de no-fusión y fusión para la clase gL, se observará que se trata de los múltiplos 1.3 y 1.6 de la corriente nominal por un tiempo convencional de 2 a 4 h, deduciendo que el fusible clase gTr posee una banda de dispersión más angosta y ajustada, especialmente a la protección de transformadores de distribución.

Las cargas nominales de este fusible son exactamente compatibles con las potencias nominales de los transformadores, lo que no ocurre con el dispositivo clase gL.

Por ejemplo, si se desea proteger un transformador de 100 kVA empleando un fusible clase gL, la elección debería recaer en un elemento de 125 o 160 A, ya que la corriente nominal del transformador es de 144 A. Si se elige el de menor corriente nominal, se estará perdiendo capacidad de carga del transformador, en cambio, si se selecciona el mayor se pone en riesgo el equipo, debido a sobrecargas.



Fig. 1.118

Dispositivo de protección contra sobrecorriente

Por otra parte, facilita la tarea de coordinación con el fusible de protección de cables, ya que el fusible siguiente aguas abajo clase gL que coordina efectivamente con la protección del transformador, es aquel que posee una corriente nominal igual a la capacidad de carga del gTr, expresado en kVA.

1.5.1.3 CONEXIÓN DEL PARARRAYOS AL TRANSFORMADOR

Los pararrayos de distribución se conectan al transformador de distribución CSP en dos formas. Ellos pueden ser conectados directamente a la línea de alta tensión, o usando un espacio de aire externo (al pararrayo), entre el pararrayo y la línea.

Si se usa el espacio de aire, este debe ser precisamente determinado para el sistema particular de tensión de la instalación. El espacio de aire externo aumenta la

tensión promedio de descarga del pararrayos, y si no está adecuadamente fijado, el voltaje de descarga podría ser muy alto y por lo tanto, no proporciona una adecuada protección al transformador. El método más común para conectar el pararrayos al circuito de alta tensión, en la aplicación del transformador CSP, es el método de conexión directa. El pararrayos está conectado directamente al aislador de alta tensión, del transformador y la conexión de la línea del sistema de distribución conectada, ya sea al terminal del aislador de alta tensión, o al terminal del pararrayos. Cuando se usa el método de conexión directa, el pararrayos debe ser previsto con un desconector de tierra.

Espacio de aire externo: Cuando un pararrayo falla,

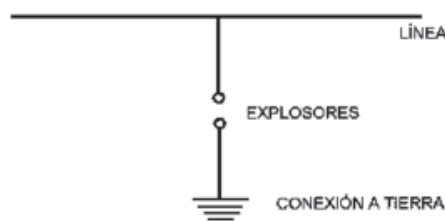


Fig. 1.119

Pararrayos explosores



Fig. 1.120

Apartarrayos de resistencia variable

puede resultar en el establecimiento de un camino permanente para la corriente, de baja resistencia hacia tierra, a través del pararrayos. Si el pararrayo está conectado al transformador por medio de un espacio de aire externo, este espacio va a aislar al pararrayos del sistema de distribución, una vez que un dispositivo de protección que esté colocado más adelante, ha interrumpido el flujo de la corriente de frecuencia nominal, a través del pararrayos que ahora está fallado.

Bajo esta condición, la integridad del sistema se

mantiene y el sistema no es eliminado del servicio, por un pararrayos fallado. Sin embargo cuando un pararrayos falla de esta forma, no da indicación externa de falla y consecuentemente es imposible localizarlo y reemplazarlo, sin retirar de la línea y probar una gran cantidad de pararrayos. Cada vez que este pararrayos fallado descargue, va a causar de nuevo que opere un dispositivo de protección colocado más adelante (se indica que está colocado más adelante, respecto a la posición de instalación en el transformador).

Conexión directa: Cuando un pararrayos está conectado directamente a la línea de alta tensión, no hay espacio de aire externo para proteger el sistema contra la separación de la línea. Si el pararrayos falla presentando un camino permanente de baja resistencia a la corriente de frecuencia nominal, la línea de distribución, se separaría porque el transformador fallado aparecería como una falla permanente a tierra. Para prevenir que ocurra este juego de circunstancias, se usa el terminal desconector de tierra. Este dispositivo está construido dentro del pararrayo en el lado del terminal de tierra.

La función del terminal desconector de tierra es la de detectar la presencia de una falla de baja impedancia a través del pararrayos, y de desconectar el terminal desconector de tierra del pararrayos. La desconexión del terminal de tierra da el espacio de aire necesario entre el pararrayo y el sistema de distribución, y este espacio va a desempeñar la misma función de aislamiento que el espacio externo, que existe de un pararrayo normalmente con espacio externo, (el flujo inicial de la corriente de falla de frecuencia nominal debe ser interrumpido por algún dispositivo de protección que está más adelante, al igual que en el caso de un pararrayos con espacio de aire externo). El beneficio adicional de desconectar el terminal de tierra es el de proveer una indicación visual de la falla del pararrayos, la cual puede ser descubierta y corregida durante una inspección de rutina del sistema de distribución.

La cuchilla fusible es un elemento de conexión y

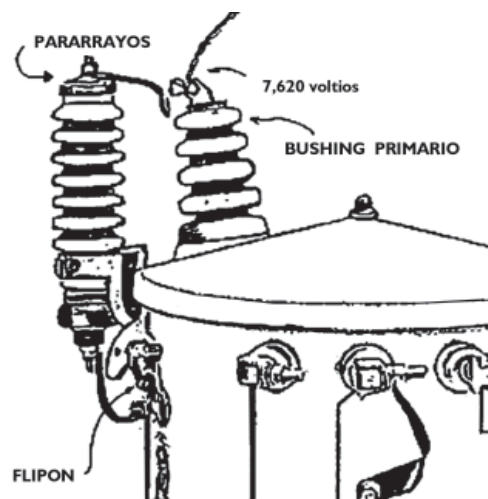


Fig. 1.121
Entrehierro del pararrayos con distancia

desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectora, para lo cual se conecta y desconecta, y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura, para cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño.

Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les dé. Entre los principales tipos y características están los siguientes:

La cuchilla desconectora es un elemento que sirve para desconectarlas físicamente un circuito eléctrico.

Por lo general, se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga hasta ciertos límites.

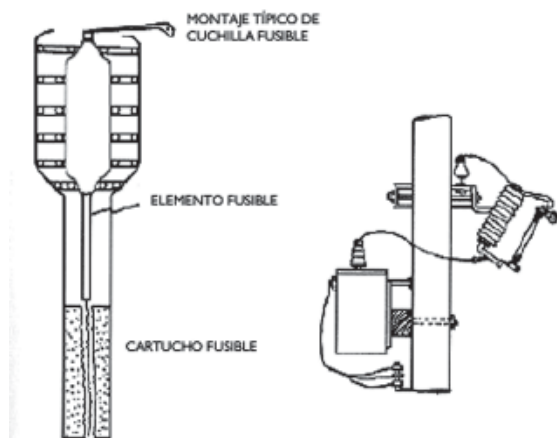


Fig. 1.122

Cuchillas desconectadoras (seccionadores)

1.5.1.4 IMPEDANCIA DE SOBRETENSIÓN

La conexión del terminal de tierra entre el pararrayos y el transformador, será tan pequeña como la distancia a la cual ha sido colocado el pararrayos, con respecto al transformador. Mientras más pequeña sea esta conexión, menos voltaje va a inducirse en las bobinas del transformador. Cuando el pararrayos está montado directamente al tanque del transformador (como en el caso del transformador CSP), la longitud del terminal de tierra es prácticamente cero y se obtiene una máxima protección del transformador.

Cuando el pararrayos opera y desvía la corriente de sobretensión hacia tierra, una tensión llamada tensión de descarga del pararrayos aparece a través del pararrayos. La tensión que aparece a través del transformador cuando el pararrayos está operando es la suma de la tensión de descarga del pararrayos, más la caída de tensión en la línea que conecta el pararrayos con el transformador. La caída de tensión en la conexión generalmente está dada como 1.6 kilovoltios por pie de línea. Si por ejemplo, una línea de 10 pies de longitud existe entre el pararrayos y la conexión de tierra del transformador, unos 16 kilovoltios adicionales serían impresos a través de los bobinados del transformador. Como se dijo previamente, esta tensión extra se elimina cuando el pararrayos se monta directamente en el transformador, tal cual se hace en un transformador CSP.

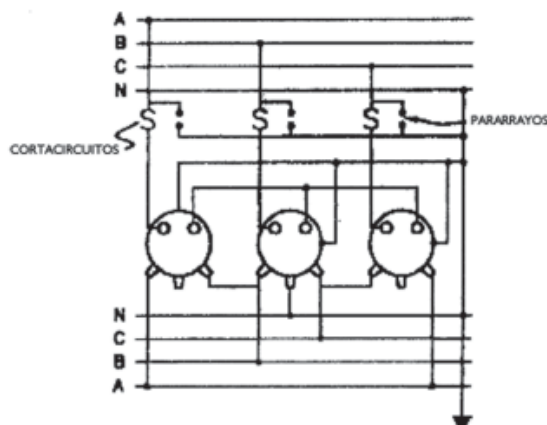


Fig. 1.123

Instalación de protecciones en transformadores

1.5.1.5 ESQUEMAS DE CONEXIONES DE TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIONES MONOFÁSICAS

Existen muchos esquemas de conexiones de transformadores de distribución monofásicos, sin embargo se hará referencia sólo a las más comunes. El esquema de la siguiente figura, se aplica para el suministro de energía monofásica a 120 V solamente. Generalmente esta conexión no se considera adecuada para hogares modernos.

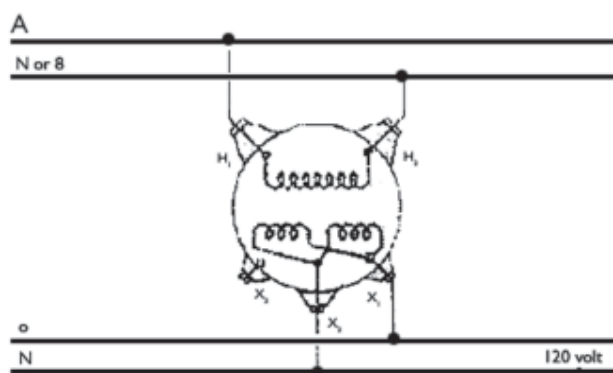


Fig. 1.124

Transformador de primario bifilar (dos hilos) con dos aisladores

Como se observa en la siguiente figura, se aplica para el suministro de energía monofásica. Aplicado en alimentaciones de sistemas trifásicos de 12,470 GrY/7200, 13,200 GrY/7620 y 24,940 Gr/14,400 voltios², con puesta a tierra múltiples del neutro.

Esta conexión no se considera adecuada para hogares modernos. (Algunas veces se instalan transformadores de dos aisladores para esta conexión).

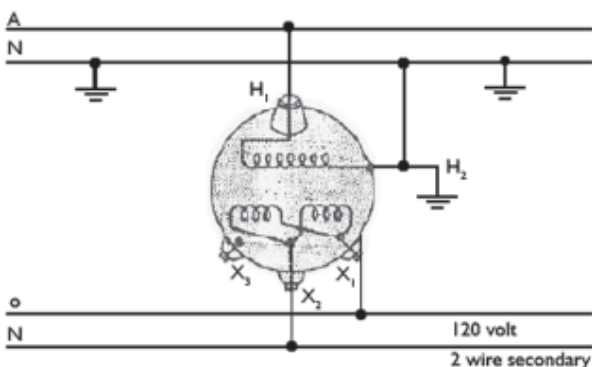


Fig. 1.125
Transformador de primario con
un sólo aislador puesta a tierra múltiple

PRECAUCIÓN:

Tanto en el sistema como el transformador deben mantenerse siempre conectados eficazmente a tierra.

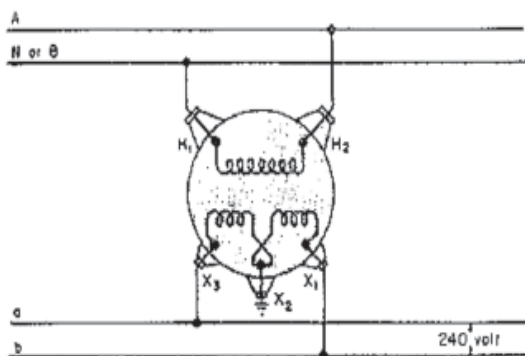


Fig. 1.126
Transformador de primario con dos aisladores

El esquema anterior es usado para el suministro de energía monofásica a 240 V, solamente. Cuando sea necesario conectar el secundario a tierra, ésta conexión puede efectuarse en el aislador X_2 , como se muestra en el esquema. (fig. 1.128).

Respecto a la figura siguiente.

Aplicación: para el suministro de energía monofásica a 240 V, solamente de sistemas trifásicos de 12,470 GrY/7,200, 13,200 GrY/7,620 y 24,940 GrY/14,400 voltios².

Cuando sea necesario conectar el secundario a tierra, ésta conexión puede efectuarse en el aislador X_2 , como se muestra en el esquema. (Algunas veces se instalan transformadores de dos aisladores para esta conexión).

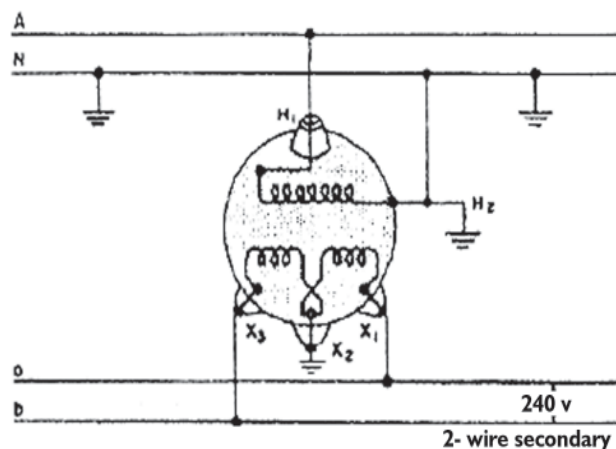


Fig. 1.127
Transformador de primario
con un solo aislador y puesta a tierra múltiple

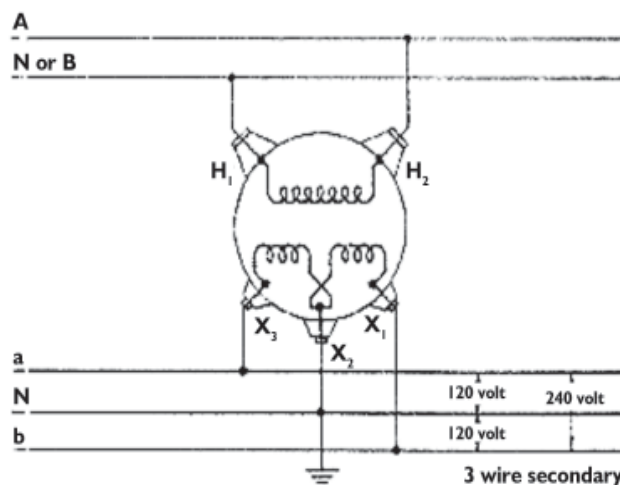


Fig. 1.128
Transformador de primario
bifilar dos aisladores, con dos líneas primarias

El esquema anterior es aplicado para el suministro de energía monofásica a 120 y 240 voltios. Esta es la conexión recomendada para hogares modernos. El esquema anterior se aplica para el suministro de

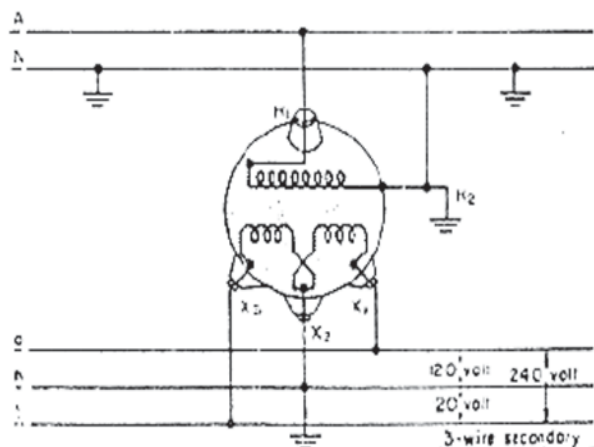


Fig. 1.129
Transformador de primerio
bifilar con un solo aislador y puesta a tierra múltiple.

energía monofásica a 240 V, solamente de sistemas trifásicos de 12,470 GrY/7,200, 13,200 GrY/7,620 y 24,940 GrY/14,400 voltios³. Esta conexión es recomendada para hogares modernos. (Algunas veces se instalan transformadores de dos aisladores para esta conexión).

Esta conexión se aplica en el suministro de energía

PRECAUCIÓN:

Tanto en el sistema como el transformador deben mantenerse siempre conectados eficazmente a tierra.

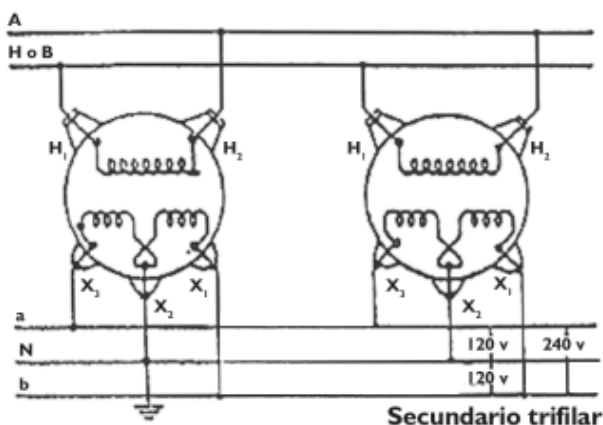


Fig. 1.130
Transformadores de primerio bifilares con dos aisladores

monofásica a 120 y 240 voltios en casos de emergencia. Esta conexión resulta antieconómica, puesto que el costo y las pérdidas de dos transformadores pequeños son mayores que las de un transformador de mayor

capacidad, con la misma potencia de salida. (Véa la sección “conexión en paralelo de transformadores” en la unidad 1.6.2.1 de este manual).

Además los transformadores autoprotegidos pueden conectarse para servir cargas trifásicas, como se verá más adelante.

1.5.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Dentro de las conexiones de transformadores monofásicos, se incluye la conexión de tierra física que protege no sólo al transformador, sino que también a las personas, contra descargas electroatmosféricas.

Para la una eficaz conexión a tierra de los transformadores siga los pasos siguientes:

- Realice la conexión a tierra de los transformadores, a través de una placa de tierra que está en el tanque del mismo. Esta conexión, según sea el caso, se puede realizar a un electrodo o a la malla de tierras de la subestación en la que se encuentra el transformador.
- En el caso de una subestación pequeña en la que el transformador mismo esté protegido por una malla metálica protectora, el transformador se debe conectar a tierra y también, a la malla metálica.

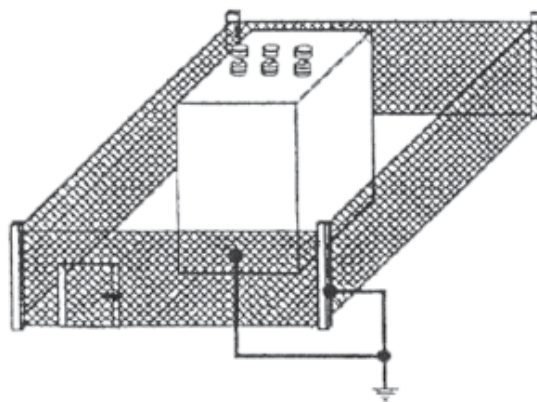


Fig. 1.131
Requerimientos de conexión a tierra de un transformador protegido con malla metálica para evitar el acceso de personas.

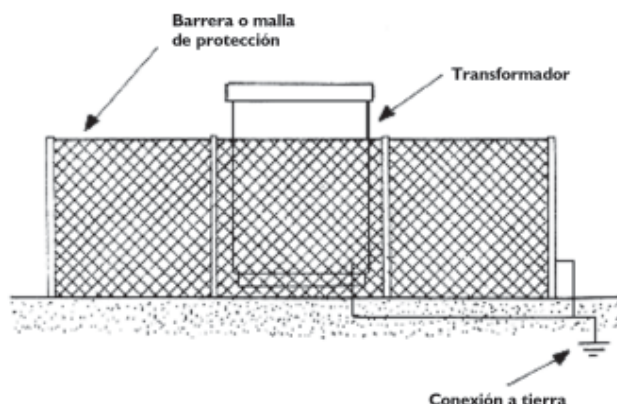


Fig. 1.132
Detalle de conexión a tierra del
transformador y la malla de protección.

I.5.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Los transformadores monofásicos en su mayoría no existen agentes o solventes contaminantes peligrosos para realizar su conexión, a excepción de los que son sumergidos en aceite mineral.

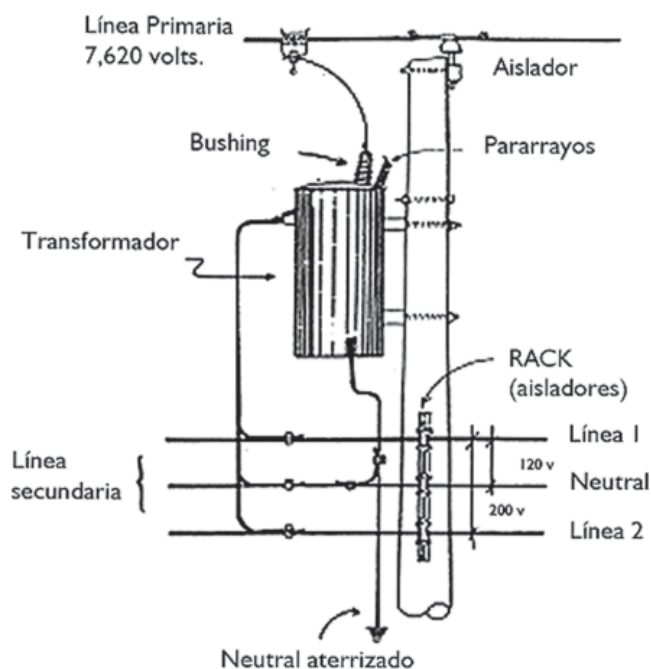


Fig. 1.133
Material reciclable

- Por tanto, verifique que no existan fugas de aceite, si fuera un transformador sumergido en aceite.

- Si existiera fuga del aceite o derrame del mismo, informe a su superior, tome una pala y agregue arena o tierra en el aceite derramado (en el suelo), recójalo introduciéndolo en una bolsa y colóquelo en un basurero.
- Recoja todo aquel residuo de cable o alambre y colóquelo en un recipiente de plástico, clasifíquelo según sea el material cobre o aluminio.
- Limpie todo residuo de material plástico aislante y colóquelo en un basurero.

I.6 ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Dependiendo del propósito de la instalación, un transformador se puede conectar de distintas formas. En el caso de los transformadores monofásicos hay distintas formas de conexión: a la fuente de alimentación y a la cara. Dos o más transformadores se pueden conectar en distintas formas, de acuerdo a los requerimientos.

I.6.1 DEFINICIÓN DE ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES

El tipo de conexión más simple para transformadores es la conexión monofásica.

Es un método sencillo de llevar las terminales de los devanados primario y secundario, a las boquillas que llevan al exterior del tanque del transformador.

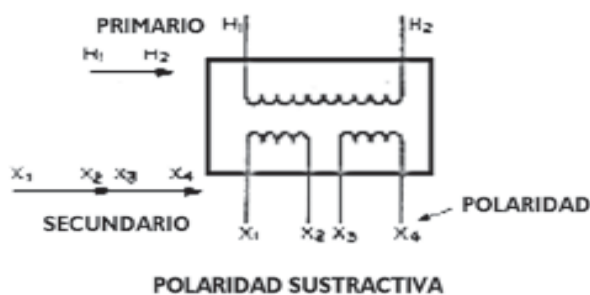


Fig.1.134

a) Polaridad sustractiva b) Polaridad aditiva

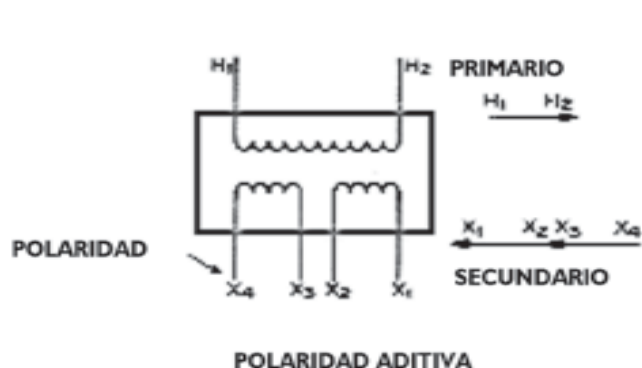


Fig.1.134

a) Polaridad sustractiva b) Polaridad aditiva

Para proporcionar flexibilidad en las conexiones, las bobinas de los devanados primario y secundario, se arreglan en dos secciones, cada sección de una bobina tiene el mismo número de espiras, y por lo tanto, genera el mismo voltaje. Las dos primeras secciones se conectan por lo general, juntas dentro del tanque y únicamente dos son llevadas al exterior, a través de las boquillas, las cuales las aíslan de la tapa.

Se pueden sacar cuatro conductores secundarios de cada bobina del secundario, con los dos conductores o terminales transpuestos del interior, antes de ser llevados al exterior. En transformadores nuevos del tipo distribución, es práctica común que estas dos terminales transpuestas, se conecten dentro del tanque y que sólo un conductor común se lleve al exterior.

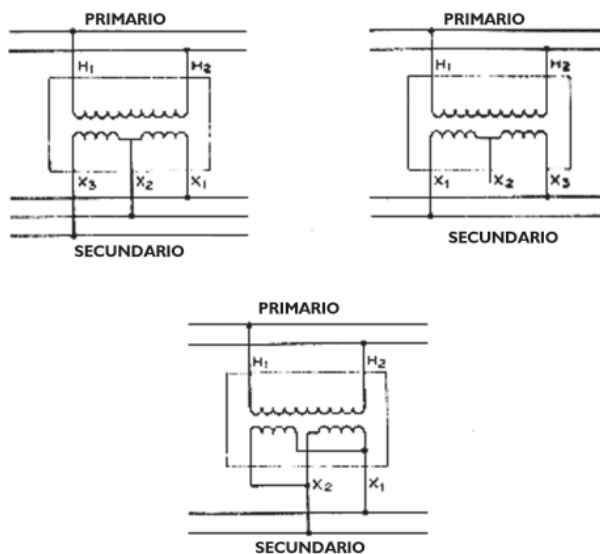


Fig. 1.135

Formas de Conexiones

La boquilla secundaria central se denomina por lo general, "Boquilla del neutro" y en muchos casos, es una tuerca que conecta también a la pared del tanque, proporcionando un medio de conexión del tanque del transformador a tierra, tres distintas formas de conexión se muestran en la siguiente figura.

Como se sabe, en corriente alterna hay dos tipos de circuitos; los denominados circuitos monofásicos y circuitos polifásicos o más bien, trifásicos. En los circuitos monofásicos sólo una fase o conjunto de voltajes de onda se forma senoidal, se aplican a los circuitos y únicamente en una fase circula corriente senoidal.

Symbol	Typical Rating	Typical Winding	Explanation
E/2	120/240		Indicates a winding for multiple, series, or three-wire service.
2E/1	240/120		Indicates a winding for 2E volts, two-wire full kva, or for 2E/E volts three-wire service with one-half kva available from mid-point to each outside terminal.
Ex2	240x480 2400/4160Yx 4800/8320Y		Indicates a winding for multiple or series operation only. (Not for three-wire service.)

Fig. 1.136 Características de voltajes en transformadores de distribución monofásicos

Tabla 1.3: Distribución de los voltajes secundarios en transformadores monofásicos, según las normas Americanas (ASA) C57.12.20-1986

Símbolo	Relaciones comunes	Explicación
V/2V	120/240	Devanado para conexión en paralelo, en serie o sistemas trifilares. Ver fig. 1.136 (a)
2V/V	240/120	Devanado para 2 V, sistema bifilares (potencia nominal) o por voltios en sistemas, puede obtenerse la potencia nominal, punto medio y cada uno de los puntos extremos. Ver fig. 1.36 (b)
Vx2V	240x480 2400/4160Yx 480/8320Y	Devanado para conexión en paralelo o en serie. (No para sistemas trifilares). Ver fig. 1.36 (c)

1.6.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE ACOPLAMIENTOS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

A continuación serán analizados algunas de las principales conexiones que pueden verificarse en los transformadores monofásicos.

a) Conexiones en paralelo de transformadores monofásicos

Antes de realizar una conexión en paralelo se definirá este término:

“Es la conexión de 2 ó más transformadores monofásicos, los cuales teniendo similares características, pueden suministrar una mayor potencia kVA, para hacer frente a un aumento de carga o para una conexión temporal de un transformador más grande, en casos de emergencia”.

Se deben tener las siguientes precauciones en el momento de realizar conexiones en paralelo de transformadores:

1. Cuando se pongan en paralelo transformadores, es necesario e imprescindible que tengan todas

sus características semejantes, pues de lo contrario, es posible que un transformador soporte una carga mayor que la que le corresponde.

2. Es muy importante comprobar que se conecten juntos conductores terminales de polaridad correcta; porque si se conectan en paralelo, conductores secundarios de polaridad equivocada, ello dará como resultado un cortocircuito.
3. Nunca deben conectarse en paralelo transformadores de diferentes relaciones de transformación, ya que incluso una pequeña diferencia en los voltajes secundarios de dos o más transformadores, daría como resultado corrientes cruzadas muy intensas entre éstos.
4. Cuando los conductores terminales del primario y el secundario están correctamente marcados, es muy fácil conectar en paralelo 2 ó más transformadores monofásicos, ya que pueden conectarse sin riesgo, los conductores marcados con polaridades análogas.
5. Cuando se conectan en paralelo dos transformadores, uno de los cuales tiene polaridad aditiva, mientras que el otro tiene polaridad sustractiva, deben disponerse los conductores terminales en paralelo.

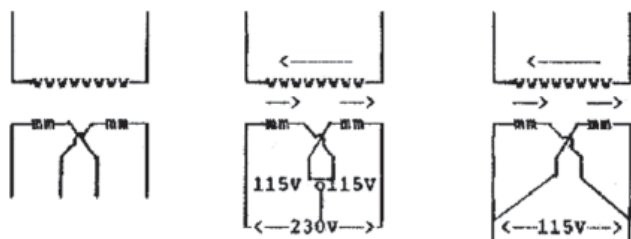


Fig. 1.137
Dos transformadores de la misma polaridad conectados en paralelo

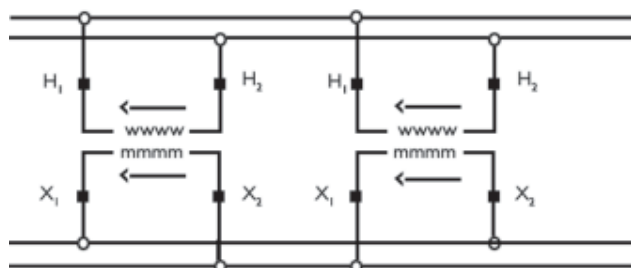


Fig. 1.138
Dos transformadores de diferente polaridad conectados en paralelo

A. REGLAS DE CONEXIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Si se necesita mayor capacidad, pueden conectarse en paralelo dos transformadores, de igual o distinta potencia nominal. Los transformadores monofásicos de polaridad aditiva o substractiva pueden conectarse en paralelo satisfactoriamente, si se conectan como se indica a continuación:

- < Voltajes nominales idénticos.
- < Ajustes de tomas idénticos.
- < El porcentaje de impedancia de uno de los transformadores debe estar comprendido entre el 92.5% y el 107.5 % del otro.
- < Las características de frecuencia deben ser idénticas.
- < El mismo voltaje en el primario.
- < El mismo voltaje en el secundario.
- < La misma relación de transformación.
- < Casi la misma impedancia.
- < Estar conectados en la misma fase primaria.
- < Todas las puntas de las flechas del secundario deben de estar conectadas juntas.
- < Todas las colas de las flechas del secundario deben de estar conectadas juntas.

La conexión paralela de los transformadores tiene un voltaje característico en el lado del embobinado primario, y otro voltaje característico común en el secundario. Esta conexión se representa a continuación:

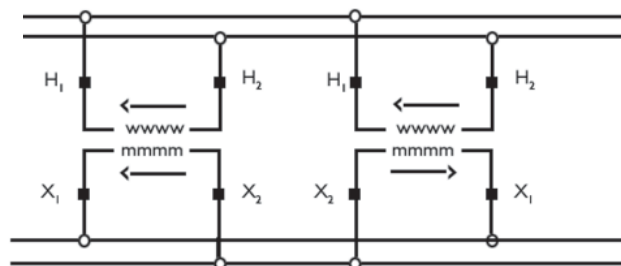


Fig. 1.139
Conexión paralelo paralelo

La diferencia entre el voltaje del lado de alta tensión, dividido por la relación de vueltas y el voltaje en el lado de baja, es la caída de la impedancia interna. En conclusión, al analizar esta relación, se puede afirmar que la caída de impedancia dentro de dos transformadores conectados en paralelo es la misma.

Bajo cualquier condición de carga, la caída de impedancia será debida al producto de la corriente e impedancia en un transformador, la cual deberá ser igual también, al producto de la corriente e impedancia en el otro transformador. También puede suceder, que la relación de transformación no sea la misma en ambos transformadores, por lo cual, como el voltaje en el lado de alta tensión y en el lado de baja tensión es el mismo, es evidente que debe circular una corriente constante entre los dos transformadores.

B. LIMITACIONES PARA LA CONEXIÓN EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Para efectuar este tipo de conexión, es necesario tener en ambos transformadores una relación de transformación idéntica, el porcentaje de impedancia igual y la misma relación de reactancia a resistencia.

A partir de estas condiciones, envuelven una u otra división antieconómica de corriente, o una corriente circulante, las cuales bajarán notablemente la eficiencia y decrecerán la carga máxima que el banco pueda llevar.

Por lo cual se considera que no es recomendable practicar esta clase de conexión, cuando se tienen las siguientes condiciones:

Cuando la división de carga es tal, que con una carga total igual a los kVA combinados de ambos, la corriente fluye en cualquiera de ellos a más del 110% del valor normal de plena carga.

Cuando la corriente circulante sin carga, en cualquier transformador, excede el 10 % de la relación de plena carga.

Cuando la suma aritmética de la corriente circulante y la corriente de carga, es mayor del 110% de la corriente normal de plena carga.

Se sobreentiende que la corriente circulante es la que fluye sin carga en los embobinados, de alta y baja tensión. Corriente de carga es la que fluye en los transformadores bajo carga.

1.6.2.2 CONEXIÓN PARALELO SERIE

Este es otro tipo de conexión en los transformadores monofásicos, aunque menos importante que la anterior, pero que vale la pena mencionarla. Esta conexión puede ser de tres tipos principales, a saber: en paralelo del lado primario y en serie del lado secundario, en serie del primario y en paralelo del secundario y finalmente, en serie en ambos lados, representando su diagrama en la figura siguiente:

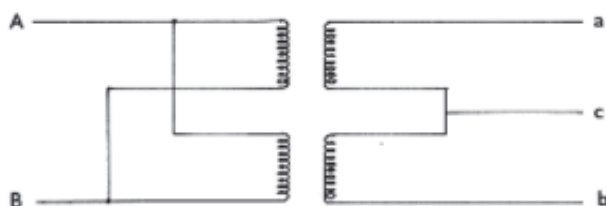


Fig. 1.140
Conexión paralelo serie

El voltaje aplicado al lado primario está definido por la tensión del generador, mientras que el del secundario, llamado tensión de carga, es la suma o la diferencia de las tensiones de cada uno de los secundarios, según que dichos secundarios se hallen conectados en el mismo sentido o en sentido contrario. Si las tensiones secundarias son elevadas, el aislamiento puede estar en peligro.

En la figura antes mencionada, que representa este tipo de conexión, entre dos transformadores monofásicos iguales, de por ejemplo una relación de 2,200/110 voltios, se obtienen por lo tanto 220 voltios y una corriente igual a la que puede rendir uno solo de ellos.

En el caso de que los secundarios hayan sido probados a más de 1,000 V en un minuto, da una firme seguridad de que el potencial de 220 V entre el tanque y una terminal no significa peligro alguno, por lo cual dicha conexión puede ser usada indefinidamente. Finalmente, también puede llevarse un tercer hilo entre el a y el b, el cual sirve como "tap" para poder obtener tensiones de 110 voltios, al mismo tiempo que se obtienen las de 220 voltios.

La conexión anterior tiene la propiedad de ser estable, o sea que las tensiones están definidas y sólo varían por las caídas RI y XI, por lo cual dicha conexión puede ser montada igualmente entre transformadores independientes o entre enrollamientos separados de un mismo transformador, como sucede en casi todos los transformadores utilizados en distribución.

1.6.2.3 CONEXIÓN SERIE PARALELO

En otras ocasiones es utilizada la conexión serie paralelo, o sea primario conectado en serie y secundario en paralelo.

La tensión alimentadora se divide en dos partes que son proporcionales a las relaciones de los transformadores, de manera que cada transformador recibe la misma intensidad de corriente, pero con diferente potencial.

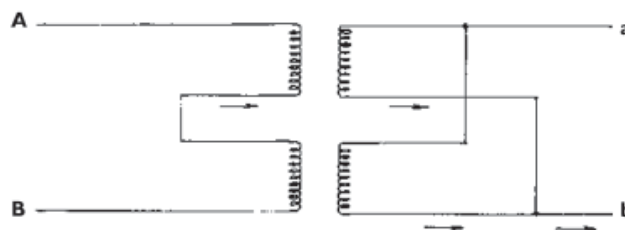


Fig. 1.141
Conexión serie paralelo

Al entrar en la línea de carga las corrientes secundarias se suman y el conjunto tiene el equivalente de un solo transformador, que tuviera por relación la suma de las relaciones y por capacidad la suma de las capacidades.

Esta conexión al igual que la anterior es estable, en virtud de que cuando uno de los primarios tiende a tomar más potencial que el debido, se establece entonces una corriente circulante en el secundario que corrige la diferencia de flujos en los núcleos. El único requisito que se necesita para que la operación sea correcta, es que los excitadores de ambos transformadores, a la tensión normal, no sean muy diferentes. Puede llegar el caso de que el potencial en las terminales se iguale a la tensión de la línea de alimentación, por lo cual, sólo se puede aplicar esta conexión con la condición de que los aislamientos del primario estén ampliamente sobrados.

1.6.2.4 CONEXIÓN SERIE SERIE

Finalmente, se señala que esta conexión se usa en transformadores de doble primario y doble secundario, porque al haber un flujo único no es posible que haya sobretensión en alguno de los devanados. Fuera de este caso, dicha conexión es impracticable.

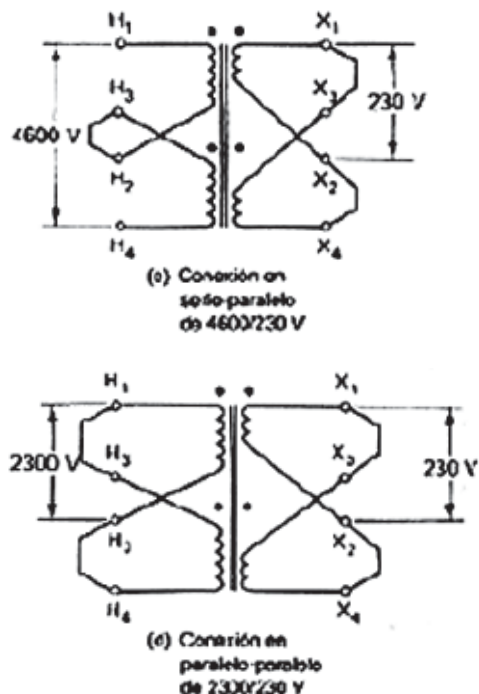
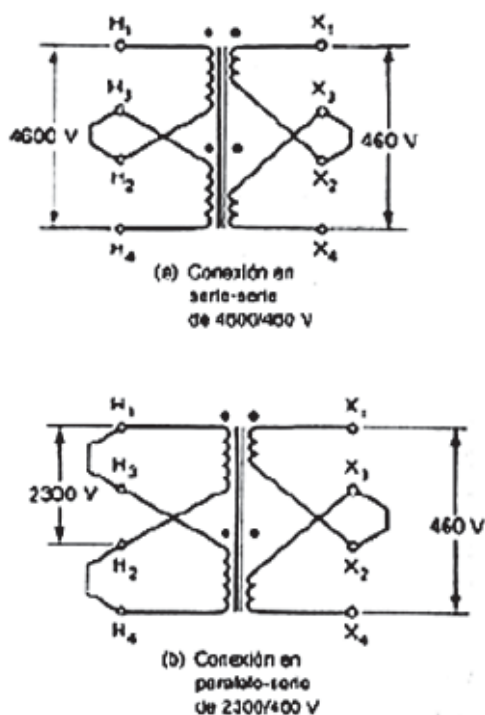


Fig. 1.142
Transformador de distribución
típico que muestra diversas conexiones de voltajes.

1.6.3 MEDIDAS DE SEGURIDAD

- Se sabe que la corriente eléctrica puede tener efectos mortales para el cuerpo humano. Por ello debe tomar determinadas medidas para que en la realización de instalaciones o aparatos eléctricos, quede protegido contra tensiones de contacto excesivo.
- Estas medidas de protección deben resultar efectivas cuando falle el aislamiento de la instalación, o sea que son adicionales. Debe saber cuánto aumenta el peligro, cuando se abre un aparato o instalación eléctrica y las partes del circuito portadoras de corriente quedan al descubierto, en estas circunstancias se encontrará siempre en peligro de muerte cuando trabaja con partes sometidas a tensión.
- Por ello, nunca trabaje con partes de circuitos sometidas a tensión (Norma VDE 0105). Para garantizar el cumplimiento de esta prohibición, cumpla con las siguientes normas de seguridad:



Fig. 1.143
Contactos indirectos con la electricidad

- Asegúrese de una desconexión total.
- Asegure contra una reconexión
- Compruebe la ausencia de tensión
- Cumpla con la puesta a tierra y cortocircuitado
- Cubra las partes próximas sometidas a tensión
- Realice los reglas anteriores al comienzo del trabajo

Antes de trabajar en instalaciones eléctricas tome las medidas necesarias para respetar estas cinco normas de seguridad, y necesariamente en el orden indicado. Cuando se haya concluido el trabajo deberá retirar las medidas de protección en orden inverso.

1.6.3.1 PROTECCIÓN CONTRA UNA RECONEXIÓN

Tome medidas que garanticen que sólo usted al trabajar en la instalación pueda volver a conectar.

Realización: Si ha desenroscado los fusibles no debe dejarlos junto a la caja de distribución, sino que al trabajar en la instalación debe llevarlos consigo. Los dispositivos de bloqueo, ofrecen una seguridad adicional.

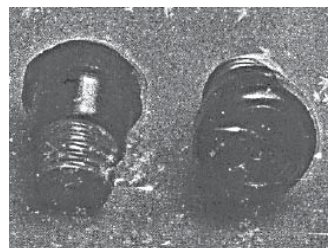


Fig. 1.144
Tapones roscados de bloqueo.

Para informar a otros técnicos o usuarios de la instalación puede emplear etiquetas autoadhesivas que se pegarán sobre los dispositivos protectores, disyuntores o portafusibles. Estas suelen ser de color rojo o amarillo.

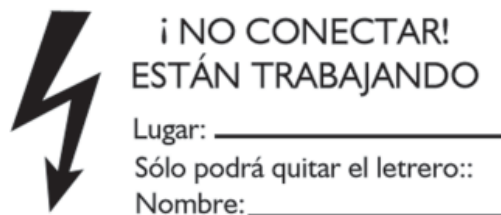


Fig. 1.145
Etiquetas de aviso autoadhesivas.

Es más seguro que ninguna otra persona pueda tener acceso a los interruptores, o sea que los armarios o salas de conmutación estén cerrados con llave.

1.6.3.2 COMPROBACIÓN DE AUSENCIA DE TENSIÓN

Aunque se crea haber interrumpido el circuito

eléctrico adecuado, en determinados casos, aún puede suceder que determinadas partes de la instalación en cuestión estén sometidas a tensión. Bien sea por fallos en el circuito de la instalación o por rotulados o indicadores equivocados. Por tanto, deberá necesariamente comprobar la ausencia de tensión antes de empezar a trabajar.

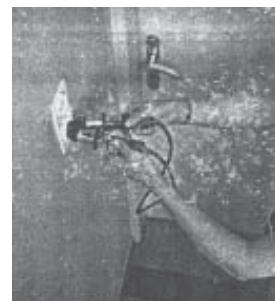


Fig. 1.146
Comprobación de la ausencia de tensión.

Realización: Sólo deberán emplearse voltímetros o buscapolos bipolares, pues los buscapolos corrientes (monopolares) pueden en determinadas condiciones, no indicar la existencia de tensión aunque ésta esté presente.

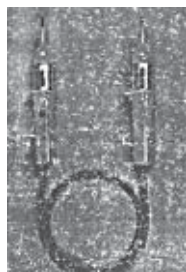


Fig. 1.147
Comprobador de tensión bipolar

1.6.3.3 PUESTA A TIERRA Y CORTOCIRCUITADO

Estas medidas adicionales garantizan que los dispositivos de protección contra sobrecorrientes se activen y desconecten, si por error se sometiera la instalación a tensión antes de tiempo.

Realización: La unión de tierra con los cables de fases y de éstos entre sí deberá realizarse con una resistencia mínima. Para ello se emplean cables de unión especiales, con abrazaderas, pinzas o garras de contacto, y cuyos diámetros deben estar calculados para las intensidades de cortocircuito que pudieran aparecer (Fig. 1.149). Está prohibido el colocar cuerdas o cadenas metálicas sobre líneas aéreas.

1.6.3.4 TAPADO DE LAS PARTES PRÓXIMAS SOMETIDAS A TENSIÓN

Cuando se deba trabajar en las proximidades de partes de circuitos sometidas a tensión, deberán tomarse las medidas necesarias que impidan un posible contacto con estas partes, (en las normas VDE 0101 y VDE 0105 existen normas exactas sobre las aproximaciones permitidas a instalaciones sometidas a tensión.)

Realización: Con frecuencia es suficiente tapar las partes en cuestión con materiales plásticos

(por ejemplo, fundas de plástico para los soportes aisladores y para los cables en las líneas aéreas) fig. 1.150.

El peligro aumenta cuando se emplean herramientas o aparatos voluminosos.



Fig. 1.148
Instrumento de medida para comprobar
las medidas de protección según la norma VDE 0100

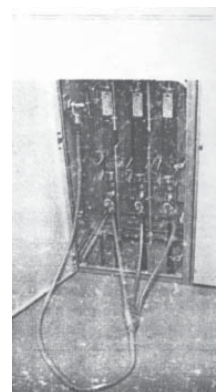


Fig. 1.149
Puesta a tierra y cortocircuitado de cables

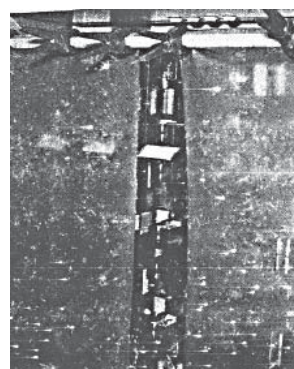


Fig. 1.150
Tapar y cubrir

1.6.4 PROTECCIÓN AMBIENTAL

La contaminación al ambiente no es solamente causada por desechos tóxicos o residuos industriales, sino que también por el ruido excesivo que emiten los transformadores en su funcionamiento, por esta razón utilice tapones protectores en las instalaciones de transformación.

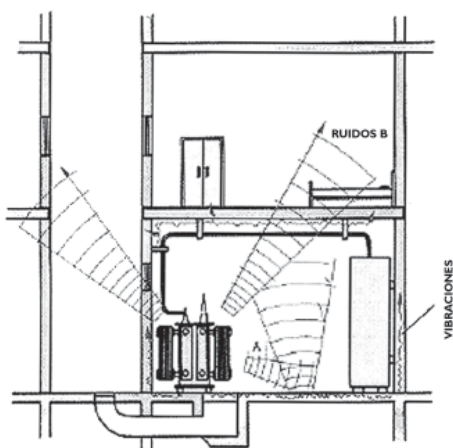


Fig. 1.151
Ruido causado por los transformadores

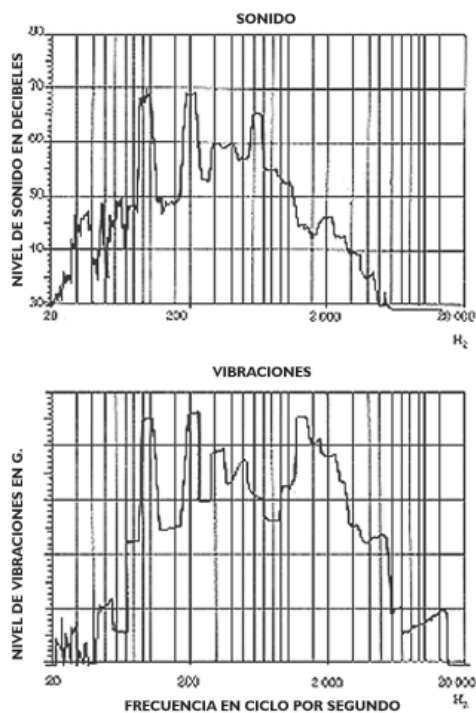


Fig. 1.152
Gráficas de ruidos y vibraciones causados por transformadores.

1.7 ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

En el presente tema se describen los principios básicos para el acoplamiento de los transformadores monofásicos.

1.7.1 PROCESO DE ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Forma correcta de conectar los servicios monofásicos secundarios de dos o tres líneas:

Diagramas de conexiones monofásicas para servicios de dos o tres líneas, 120 voltios dos líneas y 120/240 voltios tres líneas:

Para servicio monofásico 2 líneas 120 V.

Para servicio monofásico 3 líneas 120/240 V.

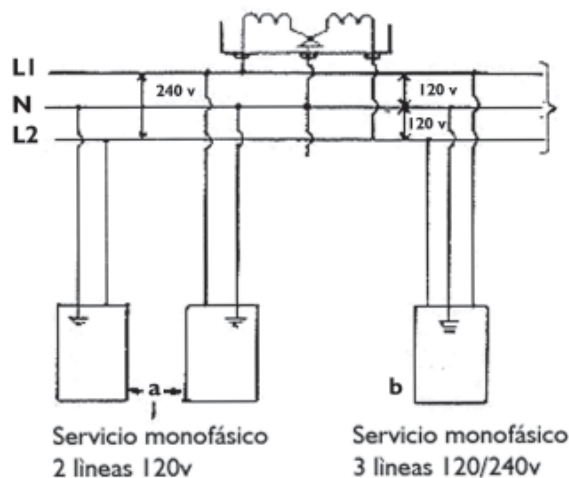


Fig. 1.153
Diagrama de conexiones monofásicas

PASO 1

Prepare la herramienta, equipo y materiales a utilizar.

PASO 2

Conecte los transformadores de acuerdo al diagrama de conexiones.

Cuando se conectan varios transformadores monofásicos, a una red primaria trifásica de tres o cuatro líneas, debe procurarse hasta donde sea posible el balance de fases en la red primaria, así como en el caso de conectar dos o más transformadores monofásicos en paralelo.

Cuando se conecten varios transformadores monofásicos a una red primaria de tres o cuatro líneas para dar servicio monofásico, el circuito secundario de cada transformador monofásico debe ser independiente, pues al conectar los transformadores monofásicos entre cada fase y el neutro, el secundario queda desfasado.

PASO 3

Balancee la distribución de cargas.

La distribución de cargas en el circuito trifilar del secundario debe balancearse lo más que sea posible para obtener el uso más económico de la capacidad del transformador y mantener la regulación al mínimo.

PASO 4

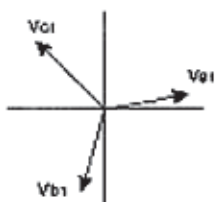
Aterrice el sistema.

Normalmente se aterriza una línea del circuito secundario de 120 V en un sistema bifilar, y el punto medio de un sistema trifilar de 120/240 V, para limitar al mínimo el voltaje a tierra del circuito secundario.

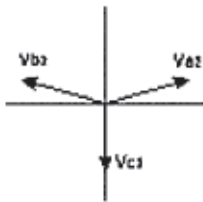
OBSERVACIÓN:

Los desbalances en sistemas de distribución conllevan al estudio de las componentes simétricas, y de las secuencias de fases, temas a los que se hará referencia cuando se estudien los sistemas trifásicos desbalanceados.

SECUENCIA POSITIVA



SECUENCIA NEGATIVA



SECUENCIA CERO

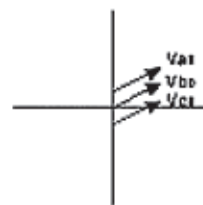


Fig. 1.154
Propiedades para los
vectores descompuestos en sus componentes

1.7.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Precaución: Los transformadores monofásicos autoprotegidos “NO DEBEN UTILIZARSE conectados en triángulo (delta), a circuitos trifásicos de 4 conductores que alimenten simultáneamente cargas trifásicas y monofásicas de alumbrado”.

Razón: Si el interruptor automático del secundario en la fase que alimentan el circuito de alumbrado se abre, dicha fase continúa a 240 voltios, con el interruptor abierto nada mantiene el neutro de baja tensión, en el punto medio entre los 240 voltios, de modo que la tensión entre fase y neutro, dependerá de la impedancia relativa de las cargas conectadas a los lados del neutro del circuito de 120/240 voltios. Como estas cargas son por lo general desiguales, las lámparas de un lado posiblemente se quemarán, debido a sobrevoltaje. Vea la figura 1.155.

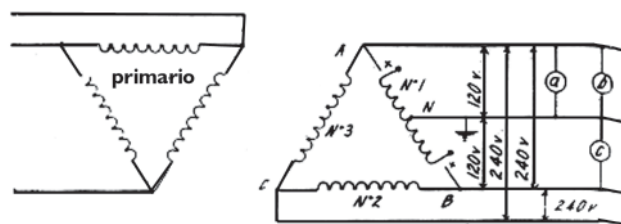


Fig. 1.155

Diagrama de un banco de transformadores autoprotegidos, conectados en Delta-delta con secundario 3 líneas de 120/240 V tomado de un sólo transformador

Como se dijo anteriormente, este tipo de transformadores monofásicos **NO DEBE** usarse en un banco trifásico Delta con cuatro líneas en el secundario, tomando el neutral de uno de ellos. Vea la figura 1.155.

Suponga que el punto medio del transformador número 1 se tomará para servicio 120/240 V monofásico, y que el interruptor localizado entre los puntos A y B se abriera, entonces la carga monofásica conectada entre A y N, así como la conectada entre B y N, será suplida por los transformadores números 2 y 3 actuando en Delta abierta, por lo tanto, la línea neutra quedará flotando entre las fases A y B. Si en cualquier momento, la carga monofásica conectada entre A y B a través del neutral N se desbalanceará, el voltaje de las fases más cargadas al neutral tendrá que bajar, mientras que el voltaje de la fase a neutro, menos cargada, tenderá a subir proporcionalmente.

Este aumento de voltaje debido al cambio de la línea neutra flotante, como resultado del desbalance de carga, puede ser suficiente para dañar o destruir el equipo del consumidor conectado en 120 V.

1.7.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Los **PCBs** utilizados en los transformadores como aceites lubricantes y como aislantes, tienen efectos dañinos sobre la salud humana, y constituyen alteradores endocrinos (interfieren en el funcionamiento del sistema hormonal).

Para proteger su salud frente a esta amenaza, realice lo siguiente:

- Utilice ropa de trabajo adecuada, preferiblemente de manga larga, para evitar contactos con la piel.
- Utilice mascarilla.



Fig. 1.156
Contaminación



Fig. 1.157
Contaminación en ríos

En caso de derrames:

No tire en el desagüe los restos de aceite derramado.

Vierta bicarbonato de sodio sobre el aceite derramado, y recójalo con una pala, viértalo en una bolsa y deséchelo en el basurero.

Cámbiese la ropa contaminada inmediatamente.

Lávese la parte de la piel afectada, con jabón antiengrasante.

Al contacto con los ojos elimine enjuagando con agua abundante durante varios minutos.

1.8 MAGNITUDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DEL TRANSFORMADOR

Experimentalmente puede comprobar que únicamente se inducen voltajes al variar el campo magnético en el tiempo dentro de una espira, según la Ley de Inducción de Faraday, si toma como ejemplo una fuente de voltaje de corriente directa CD o bien una batería, y alimenta los terminales primarios de un transformador monofásico, este no inducirá ningún voltaje en el secundario ya que el flujo magnético ϕ no variará, sino que será constante, por el contrario, si aplica una fuente de alimentación de corriente alterna CA, esta provocará que el flujo magnético ϕ varíe y éste a su vez, inducirá una tensión alterna en el secundario.

1.8.1 TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR

El sentido de la tensión inducida depende del sentido de variación del flujo.

El sentido de la tensión inducida depende además, del sentido en el que esté arrollada la bobina.

Como anteriormente se ha definido, los transformadores tienen la capacidad de variar los voltajes (comparándolos con el voltaje de

alimentación), y se clasifican como elevadores y reductores. Existen transformadores que permiten solamente aislar el voltaje aplicado del primario con el secundario.

La tensión inducida es tanto mayor, cuanto menor es el tiempo en el que varía el flujo magnético.

La tensión inducida es tanto mayor cuanto mayor, es el número de espiras.

La ley de inducción de Faraday indica que la tensión es tanto mayor:

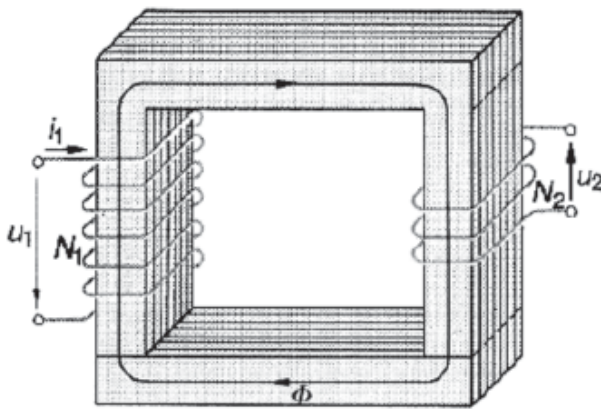


Fig.1.158

Transformador con núcleo de hierro dulce

Cuanto mayor es la variación del flujo Df

Cuanto menor es el tiempo Dt en el que se produce la variación del flujo f

Cuanto mayor es el número de espiras N de la bobina.

Estas proporcionalidades nos dan la ley de inducción de Faraday.

$$V = -N (\Delta\phi/\Delta\tau)$$

Símbolo Δ (delta): este símbolo indica una variación o cambio y Df indica el cambio o la variación del flujo magnético.

El signo negativo es debido a la ley de Lenz que indica que:

La corriente inducida por el movimiento de un conductor en un campo magnético, tendrá un sentido contrario tal, que se oponga al movimiento que originó dicha corriente.

Una característica muy importante que no debe olvidar, es que la frecuencia no varía del primario al secundario, independientemente de la variación de otras magnitudes eléctricas como los voltajes y las corrientes.



Fig. 1.159

Símbolos adoptados para representar transformadores

1.8.1.1 TAPS DE REGULACIÓN (TOMAS DE REGULACIÓN)

La mayor parte de los transformadores de distribución se obtienen con tomas (taps) en el embobinado de alta tensión, con las cuales en parte se puede regular el voltaje de la baja tensión.

Lo anterior se refiere a un transformador monofásico de distribución de 7,620 V primario y 120/240 V secundarios.

Los transformadores de este tipo están equipados con derivaciones sacadas desde una cierta sección del arrollamiento primario, de modo que desplazando una conexión deslizante desde un borne de salida a otro, puede variarse el número de espiras del arrollamiento.

Esto hará variar la relación entre el primario y el secundario del transformador, y por consiguiente, aumentará o disminuirá el voltaje, según se reduzcan o se aumenten las vueltas de espiras del arrollamiento.

Algunos ejemplos reales son:

1. Un transformador de distribución conectado cerca de una subestación, puede tener un voltaje más alto que uno conectado lejos en la línea.
2. Al momento de conectar una carga que provoque una caída de tensión muy fuerte en la línea secundaria, puede variarse la posición de taps en el transformador, de manera que se eleve el voltaje, compensando de esta manera la caída de tensión en el momento del arranque. Esta maniobra debe hacerse con un transformador desenergizado, para los transformadores monofásicos.

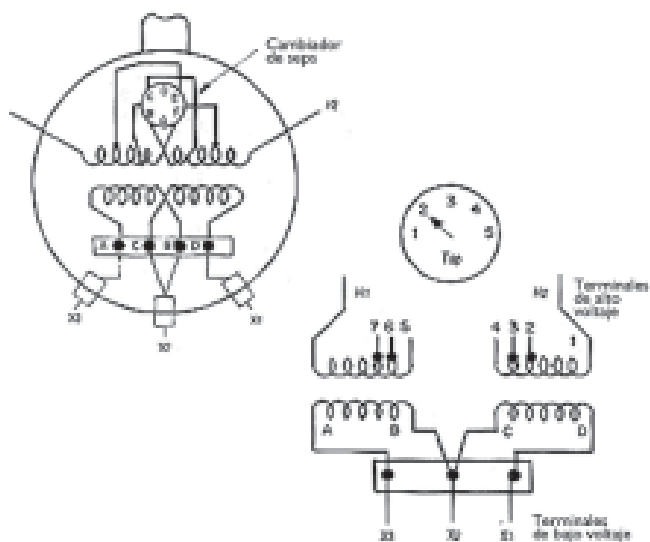


Fig. 1.160
Función del cambiador de variaciones (taps)

1.8.2 INTENSIDAD DEL TRANSFORMADOR

Toda corriente eléctrica origina un campo magnético. Se estudiará ahora que esta afirmación también es válida al revés. O sea, un campo magnético da lugar a una corriente eléctrica.

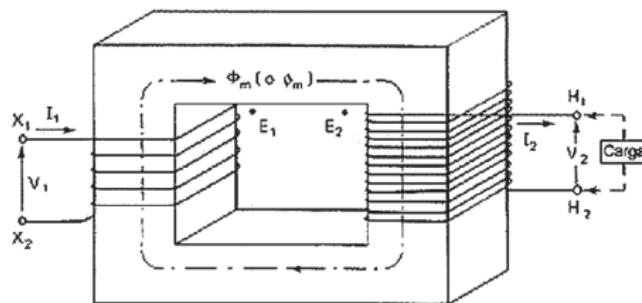


Fig. 1.161
Características de voltajes,
flujos y corrientes en un transformador

Al conectar la corriente aparece muy rápidamente un flujo magnético, que circula por el núcleo de hierro y atraviesa la bobina secundaria. Como en la siguiente figura.

Cuando el voltaje entrante a la bobina primaria es momentáneamente positivo, el sentido de la corriente es como se muestra con la flecha I_1 . Esto produce un flujo magnético ϕ_m en el sentido que se muestra. El subíndice m significa flujo mutuo.

Puesto que el ϕ_m cambia, se induce un voltaje E_1 , el cual se opone al voltaje aplicado V_1 . La convención de puntos muestra que el voltaje inducido es positivo en la parte superior de la bobina, cuando el voltaje aplicado es positivo. Esto concuerda con la ley de Lenz.

Al mismo tiempo, el flujo magnético también induce un voltaje E_2 en la bobina secundaria.

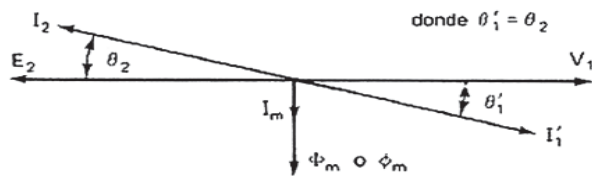
Otra vez de acuerdo con la ley de Lenz, este voltaje debe ser de una polaridad tal, que cualquier corriente I_2 que produzca, también debe oponerse al flujo mutuo.

Algo importante que debe memorizar es que si no hay carga o el circuito secundario está abierto, $I_2 = 0$ A.

Puesto que la polaridad del voltaje aplicado V_1 es alterno, también lo es su corriente resultante I_1 . La corriente I_1 alterna produce el flujo ϕ_m , que es a su vez alterno, con la misma frecuencia. El flujo alternante induce el voltaje E_1 , que se opone en forma constante

a V_1 , e induce un voltaje E_2 . Éstos también son voltajes alternantes cuyas polaridades instantáneas siguen la convención de puntos, como se muestra en la figura 1.161, la corriente I_1 es mejor conocida como corriente de magnetización I_m .

En un transformador las intensidades de las corrientes son inversamente proporcionales a los números de espiras correspondientes.

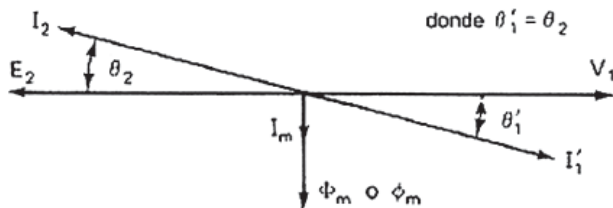


(b) Relaciones de bobina secundaria, con carga

Fig. 1.162

Relaciones de bobina secundaria, sin carga

La corriente de magnetización es la corriente necesaria para vencer la reluctancia del circuito magnético; la reluctancia es baja pero no es cero. Esta corriente de magnetización es la única, en condiciones de carga nula.



(b) Relaciones de bobina secundaria, con carga

Fig. 1.163

Relaciones de bobina secundaria, con carga

1.8.2.1 CONVENCION DE PUNTOS O MARCAS DE POLARIDAD

Los puntos que aparecen en un extremo de cada devanado en la figura 1.161, indican la **polaridad** del voltaje y la corriente en el lado secundario del transformador. La relación es la siguiente:

Si el voltaje primario es positivo en el extremo de la bobina marcado con punto, respecto al extremo que no tiene marca, el voltaje secundario será positivo también en el extremo marcado con punto.

Las polaridades del voltaje son las mismas con respecto en cada lado del núcleo.

Si la corriente primaria del transformador fluye hacia adentro del devanado primario por el extremo marcado con punto, la corriente secundaria fluirá hacia afuera del devanado secundario, por el mismo extremo marcado con punto.

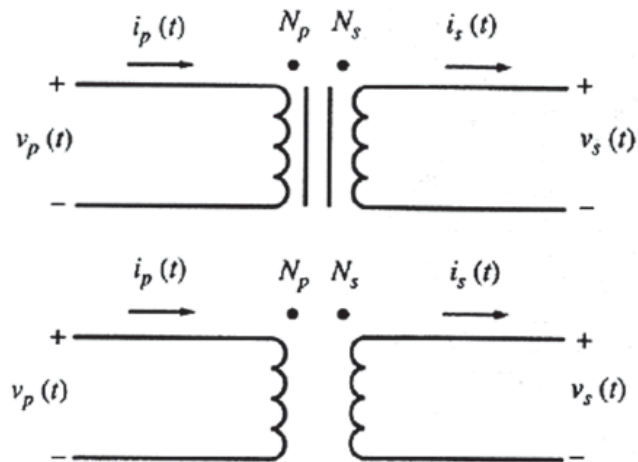


Fig. 1.164

Símbolos esquemáticos de un transformador

1.8.3 POTENCIA DEL TRANSFORMADOR

La potencia suministrada al transformador por el circuito primario está dada por la ecuación:

$$P_{ent} = V_p I_p \cos \theta_p$$

ent : entrada
p : primario
s : secundario
sal : salida

Donde θ_p es el ángulo entre el voltaje y la corriente secundarios. Puesto que los ángulos del voltaje y la corriente no se afectan en un transformador ideal, $\theta_p = \theta_s$.

Los devanados primario y secundario de un transformador ideal tienen el mismo factor de potencia.

¿Cómo es la potencia que fluye en el devanado primario del transformador ideal, comparada con la potencia que sale del otro lado? Es posible saberlo, mediante la simple aplicación de las ecuaciones de relación de transformación de voltaje y de corriente. Pero este tema va un poco mas allá de lo visto hasta este momento, por tal razón se aceptará que:

$$P_{sal} = V_p I_p \cos \theta = P_{ent}$$

La potencia de salida es igual a la potencia de entrada, conforme a lo dicho anteriormente, debe recordar de sus conocimientos básicos de electricidad que a mayor tensión menor intensidad, si el voltaje en el primario es elevado la corriente será pequeña, si el voltaje secundario es pequeño la corriente será elevada, de acuerdo a lo dicho esta relación se cumple indistintamente de que el valor se eleve o se reduzca.

Esta proporción hace que el valor de la potencia, indistintamente sea del primario o del secundario, se mantenga constante.

De esta manera, la potencia de salida de un transformador es igual a su potencia de entrada.

1.8.4 RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

Para determinar el rendimiento en los transformadores, se debe considerar que éstos tienen cierto tipo de pérdidas eléctricas y magnéticas que es necesario evaluar. Estas se clasifican como:

- Pérdidas en el hierro o núcleo.
- Pérdidas debidas a la resistencia de los devanados ($R I^2$) o por efecto joule.
- Pérdidas adicionales.

El rendimiento η es el cociente entre la potencia activa suministrada por el transformador (potencia de salida) y la absorbida por él (potencia de entrada).

Rendimiento:

$$\eta = P_{sal} / P_{ent}$$

La potencia activa absorbida por el transformador se compone de:

- La potencia activa que suministra la P_{sa}.
- Las pérdidas de potencia en el núcleo de hierro, P_{pFe}
- Las pérdidas de potencia en los bobinados, P_{pCu}

$$P_{en} = P_{sa} + P_{pFe} + P_{pCu}$$

$$\eta = \frac{P_{sa}}{P_{sa} + P_{pFe} + P_{pCu}}$$

O bien

$$\eta = \frac{S_2 \cos \theta_2}{S_2 \cos \theta_2 + P_{pFe} + P_{pCu}}$$

El rendimiento de los transformadores será tanto peor cuanto menor sea el factor de potencia $\cos \theta_2$ del secundario (carga inductiva o capacitava). Este valor puede obtenerse en porcentaje, con sólo multiplicar el resultado por 100.

Placa de características de un transformador. El formulario contiene los siguientes campos:

- Fabricante: []
- Tipo: []
- Año de fabricación: []
- Potencia nominal kVA: []
- Tipo: []
- Frecuencia Hz: []
- Tensión nominal: []
- Grupo de conexión: []
- Temperatura ambiente: []
- Temperatura de operación: []
- Tipo de protección: []
- Duración máxima, horas: []
- Tipo de refrigeración: []
- Peso total: []
- Peso aceite: []

Placa de características de un transformador. El formulario contiene los siguientes campos:

- Fabricante: []
- Tipo: []
- Año de fabricación: []
- Potencia nominal kVA: []
- Tipo: []
- Frecuencia Hz: []
- Tensión nominal: []
- Grupo de conexión: []
- Temperatura ambiente: []
- Temperatura de operación: []
- Tipo de protección: []
- Duración máxima, horas: []
- Tipo de refrigeración: []
- Peso total: []
- Peso aceite: []

Fig. 1.165

Placa de características de un transformado, para obtener la potencia del transformador.

1.9 RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN MONOFÁSICA

Uno de los aspectos más importantes referentes al comportamiento del transformador y del porqué de su comportamiento, será desarrollado a partir del concepto del factor de transformación.

En este caso a es el factor de *transformación* o relación de vueltas de la bobina primaria a las de la bobina secundaria. Se le conoce comúnmente como *relación de vueltas*.

La *relación de vueltas* es una cantidad fija, depende del número de vueltas en las bobinas del devanado, cuando el transformador se devana y se conecta. No es una constante en un sentido fundamental, sino una relación fija incorporada.

Donde a está definida por la relación de vueltas del transformador:

$$a = \frac{N_p}{N_s} = \frac{N_1}{N_2}$$

Para el caso que se presenta, se estandarizarán los subíndices en la siguiente forma:

P: primario, se puede utilizar indistintamente el subíndice 1.

S: secundario, se puede utilizar indistintamente el subíndice 2.

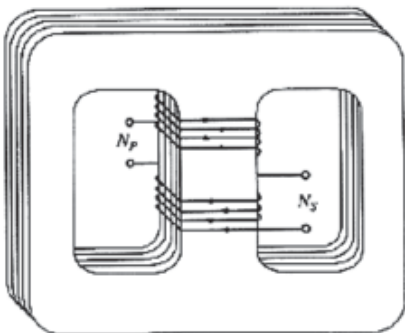


Fig. 1.166

Transformador con bobinados primario y secundario

1.9.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE TENSIÓN MONOFÁSICA

En forma muy sencilla, la relación de voltajes *inducidos* es proporcional a la relación de vueltas y por tanto igual a , puesto que a se ha definido como N_1/N_2 . Así,

$$a = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s}$$

Se puede afirmar ahora que los voltajes primario y secundario varían proporcionalmente a la forma en la que varía el número de vueltas, respectivamente.

Esta proporción también se cumple con los voltajes inducidos E_1 y E_2 .

$$a = \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{E_1}{E_2}$$

1.9.2 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE INTENSIDAD MONOFÁSICA

Si conecta ahora una carga en el secundario; aparecerá una intensidad I_2 y una f.m.m igual a $N_2 I_2$. Prácticamente el flujo que eslabona al devanado primario, es el mismo que eslabona al devanado secundario, de aquí que la corriente de vacío o de excitación representa sólo el 2 o 3% de la corriente primaria a plena carga, y se puede decir que los amperios-vuelta del primario son iguales a los amperios-vuelta del secundario, es decir:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Es decir, que en un transformador ideal las intensidades están en razón inversa al número de espiras de los respectivos devanados.

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a}$$

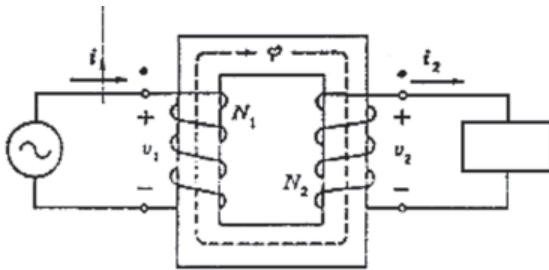


Fig. 1.167
Transformador ideal

1.9.3 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIA MONOFÁSICA

Según se definió la relación de tensiones se tiene que $V_1 / V_2 = N_1 / N_2$ y la relación de transformación de intensidades es $I_1 / I_2 = N_2 / N_1$; se puede demostrar la relación que existe entre las potencias de alimentación y la potencia de salida como sigue:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Y se sabe que

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Se puede decir entonces que:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

Pasando la I_1 y el voltaje V_2 como se ve

$$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

$$S_1 = S_2$$

Es decir que la potencia instantánea de alimentación es igual a la potencia instantánea de salida, condición necesaria, ya que se han despreciado todas las causas originarias de pérdida de potencia activa o reactiva.

1.9.4 RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

El rendimiento es la relación entre la potencia suministrada y potencia absorbida. La diferencia entre la potencia activa absorbida y la suministrada está constituida por las pérdidas en el hierro (potencia perdida en el hierro), y las pérdidas en el devanado (potencia perdida en el cobre).

h = rendimiento

P_{ab} = potencia suministrada

V_{Fe} = potencia perdida en el hierro

V_{Cu} = potencia perdida en el cobre

$$\eta = \frac{P_{ab}}{P_{ab} + V_{Fe} + V_{Cu}}$$

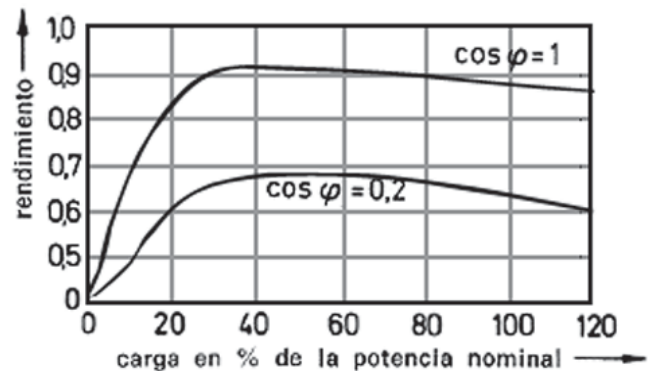


Fig. 1.168
Rendimiento de un transformador en función de su carga

Independiente de la carga, en el núcleo de hierro el número de líneas de campo magnético es constante. Por ello, las pérdidas en el hierro son siempre iguales.

Las pérdidas en el transformador dependen de la corriente tomada y por tanto, de la potencia aparente de los consumidores a él conectados, y no de su potencia activa.

Las pérdidas en el cobre aumentan en proporción directa al cuadrado de la corriente. Si ambas pérdidas de potencia son iguales, el rendimiento es máximo.

1.10 TRANSFORMADORES ESPECIALES PEQUEÑOS

Los transformadores pequeños (VDE 0550) son transformadores de potencia nominal inferior a 16 kVA, se emplean en redes de hasta 1,000 V y 500 Hz. Los transformadores pequeños deben estar contruidos de forma que no puedan dar lugar a accidentes, puesto que con frecuencia pueden ser tocados por personas inexpertas. Se emplean, por ejemplo, como fuentes de tensión para abridores de puertas, timbres, lámparas portátiles, juguetes y aparatos de radio.



Fig. 1.169

Diversos tipos de transformadores pequeños.

1.10.1 DEFINICIÓN DE TRANSFORMADOR ESPECIAL

Se distinguen pequeños transformadores resistentes al cortocircuito, parcialmente resistentes a cortocircuitos y no resistentes a cortocircuitos. El comportamiento en cortocircuito se indica, por ejemplo en la placa de características, como se muestra a continuación:

1. Resistente a los cortocircuitos
2. Parcialmente resistente a los cortocircuitos.

Denominación	Esquema	
	nuevo	antiguo
A prueba de cortocircuitos		
Relativamente resistentes a los cortocircuitos con disparador electotérmicos de sobrecorriente		
Relativamente resistentes a los cortocircuitos con fusible		
No resistente a los cortocircuitos		

Fig. 1.170

Tabla 1.4: Caracterización de la resistencia de los transformadores a los cortocircuitos.

Los transformadores resistentes a los cortocircuitos tienen una elevada tensión de cortocircuito. La corriente de cortocircuito es tan pequeña que no puede ocasionar daños. Sus intensidades de cortocircuito son tan reducidas, que el calentamiento que originan es perfectamente soportable.

Los transformadores parcialmente resistentes a los cortocircuitos están provistos de un fusible, interruptor de protección de sobrecorriente o limitador de temperatura, que provoca la desconexión en caso de cortocircuito.

Los transformadores no resistentes a los cortocircuitos se deben proteger contra los efectos del cortocircuito por medio de dispositivos protectores, conectados exteriormente en serie con ellos.

1.10.1.1 DATOS DE TENSIÓN

En los pequeños transformadores, se da como tensión de salida, la tensión para carga nominal. Dicha tensión es por lo general, notablemente inferior a la tensión en vacío. Para la tensión de salida son válidas las siguientes tolerancias:

- $\pm 10 \%$ para los transformadores resistentes a los cortocircuitos.
- $\pm 5 \%$ para todos los demás pequeños transformadores.

1.10.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES ESPECIALES PEQUEÑOS

El núcleo de hierro de los pequeños transformadores está formado generalmente por chapas de tamaño normalizado (DIN 41302). Según la forma de dichas chapas se distinguen secciones en EI, en M, en UI y en L.

Las secciones en M se cortan de una pieza; produciéndose bastante desperdicio de material por tanto, sólo están normalizadas hasta el tamaño M 102 (102 mm de altura). Las secciones en M se suministran con entrehierros de 0.3, 0.5, 1.2 mm. Una esquina biselada indica la existencia de entre hierro.

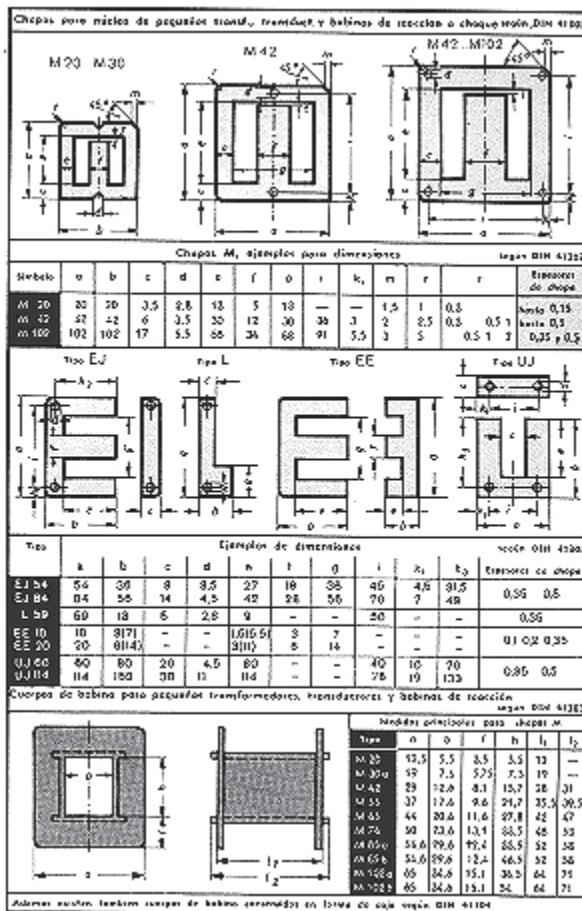


Fig. 1.171

Diferentes tipos de núcleos de banda cortada.

En las secciones en **EI** se produce muy poco desperdicio, y están normalizadas hasta tamaños grandes. Si se desea entrehierro, el núcleo en **E** y el núcleo en **I** se recubren separadamente y se separan por capas intermedias de material aislante. Lo mismo es válido para las secciones en **UI**.

Para unir las chapas se emplean tornillos o remaches, los cuales deben estar aislados respecto a las chapas. Las superficies exteriores de los núcleos de hierro deben estar protegidas contra la corrosión.

El carrete es el soporte del devanado, en los pequeños transformadores y aísla dicho devanado respecto al hierro. Los carretes de papel duro se forman de una sola pieza o en forma de caja. Los carretes de material termoplástico son moldeados. Los tamaños de los carretes están normalizados (DIN 41303).

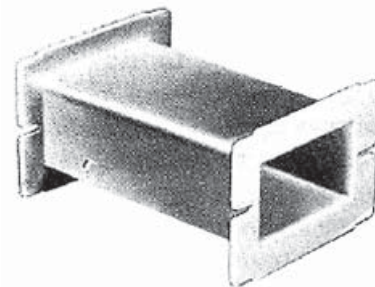


Fig. 1.172

Carrete

El devanado está formado generalmente por hilo de cobre laqueado.

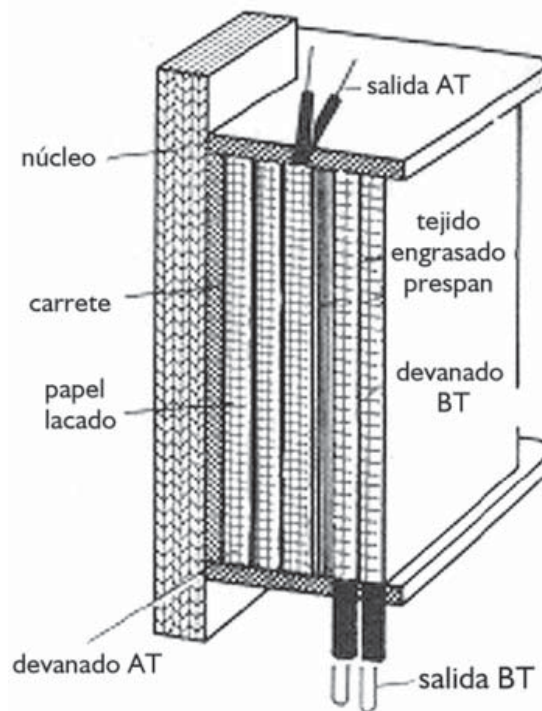


Fig. 1.173

Constitución del devanado de un pequeño transformador.

Como base se colocan usualmente tejidos engrasados, sobre el carrete. Sobre cada capa del devanado sigue una capa de aislamiento de papel lacado.

El aislamiento entre una capa y la siguiente se puede eliminar, si la tensión entre el principio y el final de una misma capa tiene un valor máximo de 25 V. En el caso de hilo recubierto con seda o fibra de vidrio lacado, el aislamiento entre cada dos capas sólo es necesario para tensiones en cada capa, superiores a 200 V.

En tal caso se coloca una lámina aislante cada varias capas, por ejemplo cada cinco.

Entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión se halla el aislamiento de devanado, para el cual se emplea tejido engrasado o prespán. Según la tensión de ensayo, se emplean una o varias capas.

Se construyen también transformadores cuyo devanado está formado por una lámina de aluminio, de modo similar a los condensadores de papel metalizado. Como en tales transformadores cada capa consta de una única espira, la tensión entre dos capas es muy baja. Dichos transformadores son muy rígidos en su tensión y tienen poca tendencia a perforarse.

Las densidades de corriente admisibles en pequeños transformadores, dependen de su tamaño y de la refrigeración, estas varían entre 1 A/mm² y 6 A/mm².

El calor de pérdidas se genera en todo el devanado, es decir en su volumen, mientras que la refrigeración tiene lugar solamente en su superficie. Al aumentar el tamaño, el volumen crece con la 3a potencia de éste, y la superficie sólo con la 2a potencia.

Un transformador de dimensiones dobles a las de otro tiene un volumen 8 veces superior, mientras que su superficie es 4 veces mayor. A fin de que en su interior no se sobrepase la temperatura admisible, cuanto mayor sea un transformador mejor se debe refrigerar, o bien, aceptar una menor densidad de corriente.

Las diferentes chapas se disponen en oposición, o sea de modo que las juntas no coincidan, para que el entrehierro y también las pérdidas, sean lo más reducidas posibles.

Para que los tornillos que sujetan las diferentes chapas del núcleo no produzcan un cortocircuito magnético, se los suele aislar de las chapas mediante vainas aislantes.

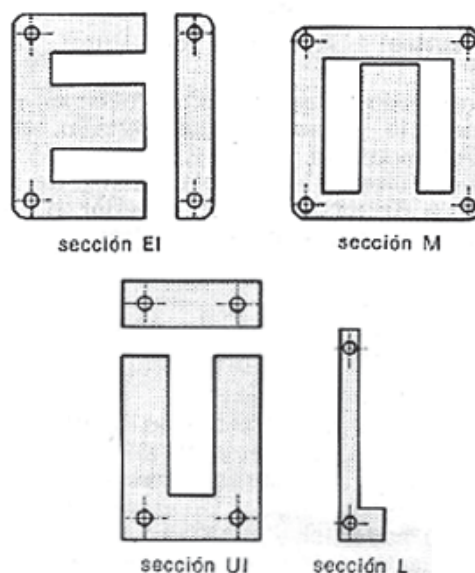


Fig. 1.174

Secciones de chapas para transformadores pequeños.

Según cuál sea la aplicación a la que se quiera dedicar el transformador se elegirán la sección y el tamaño adecuados. Además de formar el núcleo con diferentes chapas, también existe la posibilidad de utilizar paquetes de chapas previamente pegadas. Este tipo de núcleos permite obtener un entrehierro definido con ayuda de un tornillo de ajuste; de este modo se puede variar el campo de dispersión.

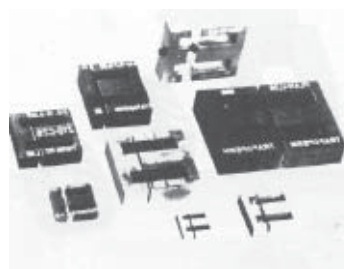


Fig. 1.175

Paquetes de chapas pegadas



Fig. 1.176

Núcleo con entre hierro ajustable.

Para determinadas aplicaciones (pérdidas muy reducidas) se emplean también núcleos de bandas cortadas y núcleos de bandas anulares.

Las superficies de los cortes de los núcleos de bandas cortadas están rectificadas para que el entrehierro sea pequeño.



Fig. 1.177
Secciones de núcleos de banda cortada.



Fig. 1.178
Núcleo de banda anular.

Mientras en la mayoría de los núcleos existe posibilidad de colocar los bobinados sobre cuerpos de bobina normalizados, y montar a continuación el transformador, los bobinados de los transformadores con núcleo de bandas anulares, deben devanarse directamente sobre el núcleo.

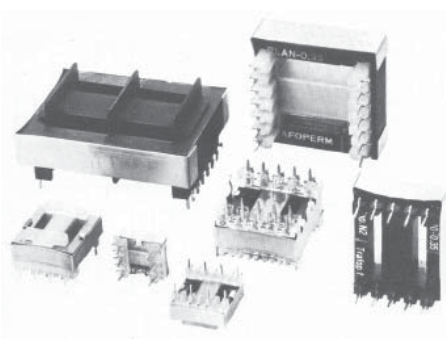


Fig. 1.179
Diferentes tipos de cuerpos de transformador.

Los bobinados suelen componerse de hilo de cobre esmaltado, cuya sección depende de la potencia del transformador y de las densidades de corriente permisibles. En los transformadores pequeños, las densidades de corriente toman valores entre 1 A/mm^2 y 6 A/mm^2 , según la potencia y la refrigeración. Según cuales sean los valores de las tensiones existentes entre las diferentes capas de los bobinados y el uso al que se destine el transformador, deberán aislarse adicionalmente unas capas de otras (aislamiento de capas). Si los distintos bobinados se devanan uno encima del otro, deberá también montarse un aislamiento entre ambos (aislamiento de bobinados), diferenciando los bobinados cilíndricos de los bobinados a discos.

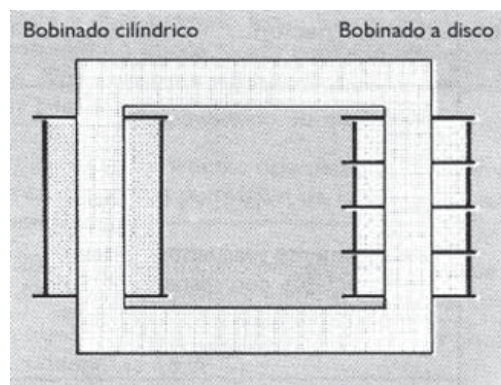


Fig. 1.180
Bobinados cilíndrico y a discos en un transformador.

Para alcanzar tensiones de cortocircuito reducidas, es necesario que los campos de dispersión sean pequeños.

Esto se consigue en los llamados transformadores acorazados, devanando un bobinado sobre el otro. En los transformadores de columnas se logran tensiones de cortocircuito bajas, disponiendo en cada cuerpo de bobina, tanto espiras correspondiente al primario como también, al secundario.

Para alcanzar tensiones de cortocircuito elevadas en los transformadores acorazados, se distribuyen los bobinados en discos alternados y en los transformadores de columnas, colocando el primario y el secundario sobre cuerpos de bobinas y columnas separadas.

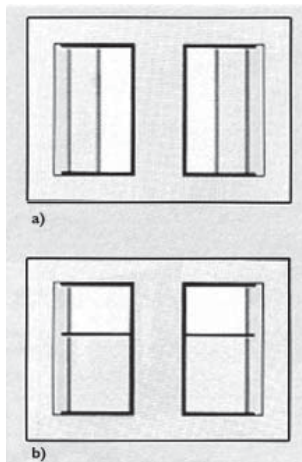


Fig.1.181
Disposición de
los bobinados en los
transformadores acorazados.

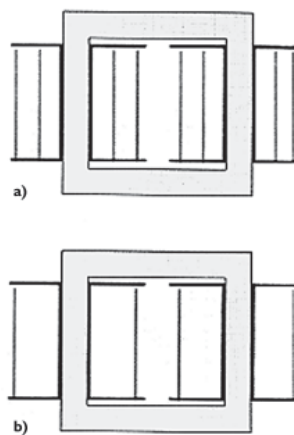


Fig.1.182
Disposición de
los bobinados en los
transformadores de columnas

1.10.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS

Se describirán a continuación algunos de los transformadores pequeños de más frecuente utilización:

Tipos de transformadores de seguridad



Fig.1.183
a) Abierto b) Encapsulado

Según la norma VDE 0550, los transformadores de seguridad deben ir caracterizados con el símbolo correspondiente.

Los transformadores de seguridad deben ser sin excepción, resistentes o parcialmente resistentes a los cortocircuitos. El devanado de alta tensión debe estar debidamente separado del de baja tensión, por un tabique intermedio de material aislante, de modo que ni en caso de dislocamiento del devanado o caída de partículas metálicas, se pueda producir contacto alguno entre los lados de entrada y salida.

Los transformadores de seguridad (transformadores de protección) suministran en su salida, una pequeña tensión de protección. Su tensión de entrada puede ser de 500 V como máximo, su potencia nominal de hasta de 10 kVA y su frecuencia nominal máxima de 500 Hz (VDE 05511). Su secundario proporciona tensiones de salida de hasta 42 V, mientras que la tensión de entrada puede valer 500 V como máximo.

Todos sus polos deben poder desconectarse de la red. Los transformadores de seguridad soportables han de estar contruidos para una única razón de transformación. Su secundario sólo puede presentar una toma.

Son transformadores de seguridad los siguientes tipos:

- Transformadores tipo aislador.
- Transformadores de protección por muy baja tensión.
- Transformadores para juguetes.
- Transformadores para timbres.
- Transformadores para lámparas de mano.
- Transformadores de deshielo.
- Transformadores para aparatos médicos.

Los transformadores de seguridad abarcan también los transformadores para juguetes, lámparas portátiles, timbres, deshielo y aparatos médicos, todos los cuales se distinguen por símbolos especiales.





Fig. 1.184

a) Juguetes b) Timbre
c) Lámpara portátil d) Deshielo e) Médico

I.10.3.1 TRANSFORMADORES PARA JUGUETES

Según la norma VDE 0550, presentan tensiones nominales de carga del secundario de hasta 24 V, su potencia no es mayor de 200 VA, y la tensión en vacío no es mayor de 33 V. Estos transformadores son los únicos que pueden emplearse en juguetes. Deben presentar un aislamiento eléctrico seguro entre el primario y el secundario. De ser posible, los transformadores para juguetes deben poseer un aislamiento protector contra contactos accidentales. Para poder abrirlos deben de ser necesarias herramientas especiales.

I.10.3.2 TRANSFORMADORES PARA TIMBRES

La norma VDE 0550 prescribe para los transformadores para timbres, que las tensiones nominales de las cargas del secundario valgan como máximo 12 V. El secundario suele presentar varias tomas (3 V, 5 V, 8 V, 12 V). La tensión en vacío no debe ser superior a 33 V. Los bornes de salida deben ser accesibles, sin necesidad de soltarlo de entrada.

Los transformadores para timbres deben construirse para una única tensión en el primario.

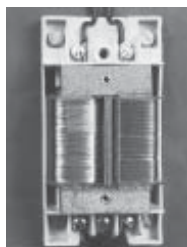


Fig. 1.185
Transformador para timbres.

I.10.3.3 TRANSFORMADORES PARA LÁMPARAS DE MANO

Sirven para separar éstas de la red, deben presentar un aislamiento protector contra contactos accidentales y estar protegidos contra salpicaduras de agua.

I.10.3.4 TRANSFORMADORES DE DESHIELO

Sirven para deshielar cañerías y conducciones metálicas para agua, heladas. Deben presentar también un aislamiento protector y suministrar sólo una tensión secundaria de 24 V. Las máximas tensiones admisibles son 250 V / 24 V. Deben ser parcialmente resistentes a los cortocircuitos y estar provistos de aislamiento de protección.

I.10.3.5 TRANSFORMADORES PARA APARATOS MÉDICOS

Sólo pueden generar tensiones en el secundario de hasta 24 V (en aplicaciones especiales de sólo 6 V), deben presentar un aislamiento protector contra contactos accidentales. No deben tener tensiones nominales de salida superiores a 24 V, si el aparato médico correspondiente se ha de introducir en el cuerpo del paciente. La máxima tensión nominal de salida es de 6 V. Estos transformadores deben tener aislamiento de protección.

Los pequeños **autotransformadores** se emplean por ejemplo, para adaptar los aparatos electrodomésticos a la tensión de la red, cuando ésta es superior o inferior a la de aquellos. La máxima tensión nominal de los autotransformadores domésticos es de 250 V. Los autotransformadores deben estar contruidos de tal modo, que el conductor de protección conectado a la entrada sea eficaz también a la salida (VD E 0550, parte 4).

I.10.4 MANTENIMIENTO BÁSICO

Tensión de ensayo: Tras la construcción o reparación de un transformador se ensayan sus devanados y se comprueba el aislamiento entre los devanados con partes metálicas accesibles.

Tensión de ensayo para pequeños transformadores

Según UDE 0550.

Puntos a ensayar para clases de protección I y III	Tensiones de ensayo en V durante 1 min para tensiones nominales hasta			
	42 V	250 V	500 V	1000 V
Circuito de entrada respecto a chasis Circuito de salida respecto a chasis Circuito de entrada respecto a circuito de salida	1000	1500	2500	3000
Sólo para clase de protección I				
Para ensayos de repetición: 80 % de las tensiones de ensayo señaladas.				
Clases de protección:	I : Transformadores con borne para conductor de protección. II : Transformadores con aislamiento protector (para las tensiones de ensayo, véase manual). III: Transformadores de tensión reducida.			

Fig. 1.186

Tabla 1.5: Tensión de ensayo para pequeños transformadores.

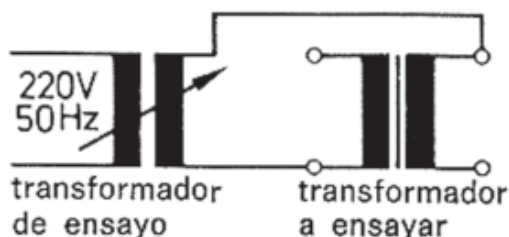


Fig.1.187

Ensayo de devanados.

1.10.4.1 CLASES DE PROTECCIÓN DE ELEMENTOS ELÉCTRICOS DE SERVICIO

En ningún caso, debido a los accidentes que llevan consigo, se deben tocar las partes bajo tensión de máquinas, transformadores, aparatos de maniobra y otros elementos de la instalación. Además, dichos elementos de servicio deben estar protegidos contra la entrada de cuerpos extraños y con frecuencia, también contra la entrada de agua. Según la clase de aplicación y el lugar de instalación, es necesaria la protección contra un contacto accidental, cuerpos extraños y agua.

A. Denominación de las clases de protección por medio de letras y cifras.

Según DIN 40050, las clases de protección vienen representadas por símbolos, formados por las dos letras, siempre iguales, IP (hasta ahora, P), y dos cifras, que indican el grado de protección.

Clases de protección según DIN 40 050
Formación de los símbolos

1.ª posic.	2.ª posic.	3.ª posic.	Explicación
IP			Letras características de protección contra contacto y contra entrada de cuerpos extraños y de agua.
	0...6		1.ª cifra, característica de la clase de protección contra contacto y contra entrada de cuerpos extraños.
		0...8	2.ª cifra, característica de la clase de protección contra entrada de agua.

Fig. 1.188

Tabla 1.6: Clases de protección, según DIN 40050, formación de los símbolos

LA PRIMERA CIFRA SIGNIFICA:

- 0 Sin protección contra contactos y contra la entrada de cuerpos extraños.
- 1 Protección contra contacto con la palma de la mano y contra la entrada de cuerpos extraños sólidos mayores de 50 mm de diámetro.
- 2 Protección contra contacto con los dedos y contra la entrada de cuerpos extraños mayores de 12 mm de diámetro.
- 3 Protección contra contacto con herramientas o similares y contra la entrada de cuerpos extraños sólidos mayores de 2.5 mm de diámetro.

- 4 Protección contra contacto con herramientas o similares y contra la entrada de cuerpos extraños sólidos mayores de 1 mm de diámetro.
- 5 Protección total contra contactos y contra posibles depósitos perjudiciales, de polvo.
- 6 Protección contra la entrada de polvo.

LA SEGUNDA SIGNIFICA:

- 0 Sin protección especial
- 1 Protección contra goteo de agua, vertical
- 2 Protección contra goteo oblicuo de agua, hasta 15° respecto a la vertical
- 3 Protección contra salpicaduras de agua en todas direcciones
- 4 Protección contra chorro de agua en todas direcciones
- 5 Protección contra inundaciones
- 6 Protección contra inmersión en agua
- 7 Protección contra inmersión profunda en agua

Clase de protección	Símbolo	Alcance de la protección
cubierto		sin protección
protección contra goteo de agua		protección contra elevada humedad del aire, vapores y gotas de agua cayendo verticalmente
protección contra lluvia		protección contra gotas de agua cayendo verticalmente o con inclinación hasta 30°
protección contra salpicaduras de agua		protección contra gotas de agua en todas las direcciones
protección contra chorro de agua		protección contra chorro de agua en todas las direcciones
estanco al agua		protección contra la entrada de agua, sin presión
estanco al agua a presión		protección contra la entrada de agua, a presión
protección contra el polvo		protección contra la entrada de polvo, sin presión
estanco al polvo		protección contra la entrada de polvo, a presión

Fig.1.189

Tabla 1.7: Símbolos de las clases de protección para transformadores pequeños.

1.10.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD

■ Tensión reducida de protección

Por medio de las tensiones reducidas de protección se impide la existencia de una tensión de contacto peligrosa. Las tensiones reducidas de protección corresponden a valores nominales de hasta 42 V. Las tensiones reducidas de protección, se generan normalmente con transformadores de protección para timbres o para juguetes.

Los devanados de entrada y de salida de los transformadores deben estar separados entre sí (no son admisibles los autotransformadores).

Prevención de accidentes				
Significado de los colores de seguridad				
Color de seguridad	R rojo	A amarillo	V verde	A azul
Significado	Alto Prohibido	Precaución Peligro	Sin peligrosidad Primeros auxilios	Señal preventiva Advertencia
Ejemplo de aplicación	Señales de paro, pero de seguridad, señales de prohibición	Indicación de peligros (fuego, explosión, radiación), Señal característica de obstáculos	Señal de salida, salidas emergencia y salvamento (puertas auxiliares y caminos alternativos)	Obligación de llevar algún equipo protector, Emplacemente de un teléfono
Col. contr.	Blanco	Negro	Blanco	Blanco
Color imprimible	Negro	Negro	Blanco	Blanco

Señales de prohibición				
P1 Prohibido fumar	P2 Prohibido hacer fuego, tocar dispositivos y fumar	P3 Prohibido el paso a peatones	P4 Prohibido apagar con agua	P5 Agua no potable, No beber

Señales de peligro				
P1 Precaución, sustancias inflamables	P2 Precaución, explosivos	P3 Precaución, explosivos	P4 Precaución, sustancias corrosivas	P5 Precaución, sustancias tóxicas
P6 Precaución, gases comprimidos	P7 Precaución, líquidos inflamables	P8 Precaución, líquidos inflamables	P9 Precaución, líquidos inflamables	P10 Precaución, líquidos inflamables

Señales preventivas			Señales de salvamento	
P1 Usar ojos protegidos	P2 Usar ojos protegidos	P3 Usar ojos protegidos	S1 Dirección de salida	S2 Primeros auxilios
P4 Usar mascarilla respiratoria	P5 Usar mascarilla respiratoria	P6 Usar mascarilla respiratoria	S3 Salidas de emergencia	S4 Salidas de emergencia

Fig. 1.190
Prevención de accidentes

Para la instalación de circuitos con tensión reducida de protección, se deben emplear únicamente elementos aislados para 250 V, como mínimo.

Se exceptúan los conductores empleados en juguetes y aparatos de telecomunicaciones.

Los enchufes de aparatos provistos de la medida de protección en cuestión, no deben poder entrar en bases de enchufe, que pueda haber en la misma Instalación para tensiones superiores, por ejemplo 110 ó 220 V. Los aparatos previstos para tensiones reducidas de protección, no tienen borne para conductor de protección.

Reglas para el trabajo en instalaciones eléctricas																			
Condiciones de la instalación para trabajar en ella: - Desconexión abierta. - Segura contra la reconexión. - Comprobación que no hay tensión. - Poner tierras y poner en cortocircuito. - Las partes próximas que permanezcan con tensión deberán taparse o aislarse con barreras. Medidas a adoptar antes de la reconexión al tenerse el trabajo: - Retirar los instrumentos y demás elementos dañados. - Separar se de los lugares peligrosos. - Quitar los barrotes y las guías en el conducto primario a su lugar de trabajo y luego en los secundarios. - Desconectar el cable de puesta a tierra primario de las partes de la instalación (p. ej., líneas) luego de la obra. - Las partes de la instalación y las líneas señaladas de puesta a tierra no deben ya tocar. - Los revestimientos de protección y las placas de trabajo deben volver a colocarse. - Las medidas de protección en el lugar de reconexión se retirarán después de comunicarse al jefe de la obra. Primeros auxilios en accidentes por cor. eléctrica: - Cortar inmediatamente la corriente. - Verificar si hay paro respiratorio y practicar la respiración artificial. - Verificar si hay paro cardíaco y practicar la respiración artificial empujando masaje cardíaco. - De no haber paro respiratorio ni cardíaco, poner al accidentado en posición decúbito lateral con los brazos. - En caso de paro respiratorio, cardíaco, quemaduras grandes o desmayos, transportar rápidamente a un hospital.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Placas de seguridad</th><th>Significado</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td><td>Placa de prohibición: No conectar</td></tr> <tr> <td></td><td>No tocar, siempre con tensión</td></tr> <tr> <td></td><td>Placa adicional: ZG I</td></tr> <tr> <td></td><td>Placa de precaución: Aviso de tensión eléctrica peligrosa</td></tr> <tr> <td></td><td>Placa adicional</td></tr> <tr> <td></td><td>Aviso de peligro por baterías</td></tr> <tr> <td></td><td>Aviso de peligro por rayos láser</td></tr> <tr> <td></td><td>Placa precaución: Antes de abrir desconectar los enchufes</td></tr> </tbody> </table>	Placas de seguridad	Significado		Placa de prohibición: No conectar		No tocar, siempre con tensión		Placa adicional: ZG I		Placa de precaución: Aviso de tensión eléctrica peligrosa		Placa adicional		Aviso de peligro por baterías		Aviso de peligro por rayos láser		Placa precaución: Antes de abrir desconectar los enchufes
Placas de seguridad	Significado																		
	Placa de prohibición: No conectar																		
	No tocar, siempre con tensión																		
	Placa adicional: ZG I																		
	Placa de precaución: Aviso de tensión eléctrica peligrosa																		
	Placa adicional																		
	Aviso de peligro por baterías																		
	Aviso de peligro por rayos láser																		
	Placa precaución: Antes de abrir desconectar los enchufes																		
Placas indicadoras <table border="1"> <tbody> <tr> <td>11 Tiempo de descarga de más de 1 minuto</td><td>12 La parte puesta en caso de fallo quedará sometida a tensión</td><td>13 Esta placa no se separa para cambiar el valor: • Desconectar siempre • Poner las partes en tensión • Verificar que no hay tensión • Poner las partes en cortocircuito • Las partes que permanezcan con tensión deberán taparse o aislarse con barreras</td><td>14 Antes de tocar: • Desconectar • Poner tierras • Cortocircuitar</td></tr> </tbody> </table>		11 Tiempo de descarga de más de 1 minuto	12 La parte puesta en caso de fallo quedará sometida a tensión	13 Esta placa no se separa para cambiar el valor: • Desconectar siempre • Poner las partes en tensión • Verificar que no hay tensión • Poner las partes en cortocircuito • Las partes que permanezcan con tensión deberán taparse o aislarse con barreras	14 Antes de tocar: • Desconectar • Poner tierras • Cortocircuitar														
11 Tiempo de descarga de más de 1 minuto	12 La parte puesta en caso de fallo quedará sometida a tensión	13 Esta placa no se separa para cambiar el valor: • Desconectar siempre • Poner las partes en tensión • Verificar que no hay tensión • Poner las partes en cortocircuito • Las partes que permanezcan con tensión deberán taparse o aislarse con barreras	14 Antes de tocar: • Desconectar • Poner tierras • Cortocircuitar																

Fig. 1.191

Reglas de trabajo en instalaciones eléctricas

Esta medida de protección se utiliza en el caso de uno o algunos pequeños motores, lámparas portátiles, juguetes de hasta 24 V, etc. Es obligatorio en aparatos eléctricos con los que se haya de trabajar en espacios reducidos o calderas, para la iluminación interior de tanques y hornos de cocinas, juguetes y aparatos para tratamiento corporal.

■ Separación de protección

Por medio de la separación de protección se impide que puedan pasar tensiones directamente de la red al receptor. En el lado de salida del transformador no hay tensión respecto a tierra. Ahora bien, la separación de protección sólo es efectiva, en tanto no se produzca un corto a tierra.

La separación de protección sólo es admisible en redes de hasta 500 V y la tensión en el lado de salida no puede ser superior a 250 V, en el caso de receptores bipolares, y 380 V en el de receptores tripolares.



A un transformador de separación sólo se puede conectar un receptor, cuya corriente nominal sea como máximo 16A

■ Los transformadores de separación llevan en su placa, el símbolo

En el caso de transformadores de separación fijos, las partes conductoras no pertenecientes al circuito de servicio, deben estar unidas a un borne para conectar el conductor de protección.

Los transformadores de separación portátiles deben estar provistos de aislamiento de protección, y disponer de una base de enchufe fijamente montada, sin borne para conductor de protección, para la conexión del receptor.

No se permite la puesta a tierra del circuito de salida de los transformadores de separación, ni la unión de dicho circuito con otras partes de la instalación.

La medida de protección “Separación de protección” está prescrita, principalmente, para pulidoras manuales que trabajan en húmedo y herramientas accionadas por motor para trabajo en calderas, si dichas máquinas no se alimentan con tensiones reducidas de protección. En caso de peligro especial, se debe unir la envolvente del receptor eléctrico con el conductor, por medio de un conductor de compensación.

Transformadores especiales			
Símbolo o conexión		Propiedades	Aplicación
 Transformadores de separación Transformadores de mando Transformadores terminados por cable Transformadores de conexión a la red Transformadores para timbres Transformadores de jaguetes Transformadores de lámparas portátiles de mano Transformadores para destello Transformadores para usos médicos	 	$U_{max} \leq 1000 \text{ V}$ (abierta) $U_{max} \leq 1500 \text{ V}$ (construido) peritajes: • Ausión protecc. • Caja enrobada en res.	Medidas protec. separac. protec. Ver también pág. 185
		$U_2 \leq 250 \text{ V}$	Mandos de control
		$U_2 \leq 50 \text{ V}$, $U_{2N} = 42 \text{ V}$ o bien $U_{2N} = 24 \text{ V}$	Medidas protec. protec. contra tensiones pres. Ver también pág. 185
A prueba de cortocircuito A prueba de cortocircuito heli abierto blindado	 	Uno o más devanados secundarios separados galvánicamente $U_2 \leq 12 \text{ V}$, $U_2 = 1 \text{ V}$ V/S/V/12 V sólo una tensión primaria	Aparatos electrónicos Instalaciones de lavadora casera
		$U_2 \leq 24 \text{ V}$, aislado contra contacto accid. sólo se debe con una línea especial	Juguetes infantiles
		Aislado contra contacto accidental	En lugares especiales
Transformadores de encendido Transformadores de carga de dispersión Se construyen de modo que los cables induc. de dispers. generen Transformadores reductores (auto-transformadores)	 	$U_2 = 5; 7; 10; 14 \text{ kV}$ Devanado primario y secundario separado galvánicamente $U_2 \leq 70 \text{ V}$ $U_2 \leq 42 \text{ V}$ en cajas her. I_2 regulable	Instalaciones para combustión de gas y petróleo Soldadura eléctrica
		Sin separación galvánica $S_0 = U_2 - I_2$; $U_2 > U_{2N}$; $U_2' > U_2$ $S_0 = -U_2 \left(1 - \frac{U_2}{U_{2N}}\right)$; $S_0 \leq \frac{U_2}{U_{2N}}$	Cuando $U_2 = U_{2N}$
		Sin separación galvánica	Arranque de motores trifásicos

Fig. 1.192
Transformadores especiales

■ Medidas de protección con conductor de protección

Cuando se emplean medidas de protección con conductor de protección, el aparato es desconectado en caso de defecto. Para ello, se debe conectar un conductor de protección a las partes metálicas no sometidas a tensión en servicio. Se debe cuidar que dicho conductor de protección llegue hasta el aparato, sin interrupciones. La sección del conductor de protección debe ser igual a la de los conductores de línea, si bien hay excepciones para secciones de estos últimos, superiores a 25 mm^2 .

Como conductor de protección se debe utilizar el conductor verde-amarillo. Dichos colores corresponden al conductor neutro.

Siempre que se empleen medidas de protección con un conductor de protección, el realizador de la instalación debe comprobar su efectividad (VDE 0100, § 22).

REALIZAR CONEXIONES EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES

I.11 BANCO DE TRANSFORMADORES

La tensión alterna trifásica se puede transformar con tres transformadores monofásicos. Al conjunto de los transformadores así reunidos se le llama grupo o banco de transformadores.

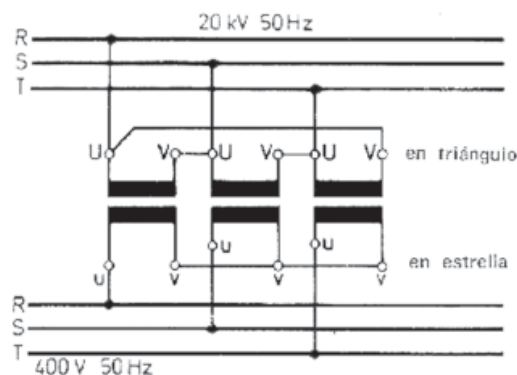


Fig. 1.193
Conexión de tres transformadores monofásicos para corrientes trifásicas.

I.11.1 DEFINICIÓN DEL BANCO DE TRANSFORMADORES

Los transformadores monofásicos se conectan en bancos trifásicos, principalmente en dos tipos de circuitos:

- En circuitos de muy alto voltaje.
- En circuitos en los que se requiera continuidad en el servicio. Normalmente se dispone de cuatro transformadores monofásicos, tres en operación y uno de reserva.

Cuando se conectan los transformadores monofásicos unos con otros, tal como se muestra en la figura siguiente, se obtiene un grupo o banco de transformadores.

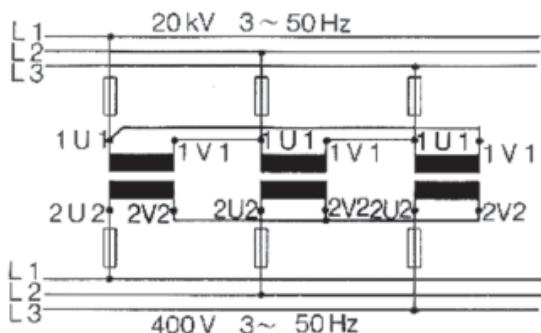


Fig. 1.194

Tres transformadores conectados como banco de transformadores trifásicos

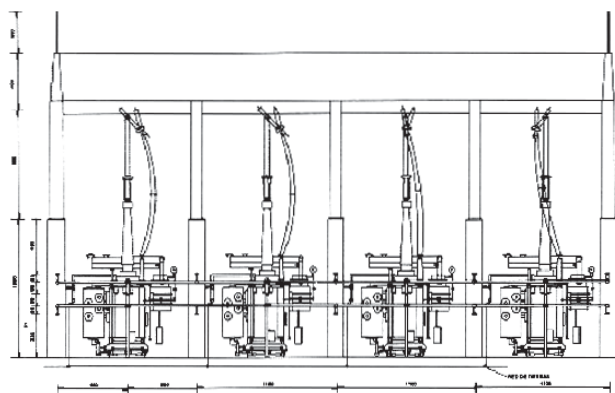


Fig. 1.195

Arreglo típico de banco de transformadores monofásicos de 400/115 kV corte B-B

1.1.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL BANCO DE TRANSFORMADORES

Las conexiones se hacen en transformadores monofásicos para formar bancos trifásicos, son en general las mismas que se llevan a cabo en los transformadores trifásicos.

La mayoría de las conexiones trifásicas son realizadas por la conexión de tres transformadores idénticos o por transformadores trifásicos, conectando cada fase a cada línea formando una conexión delta, o conectando un extremo a cada fase y los otros extremos unidos, para formar una conexión estrella.

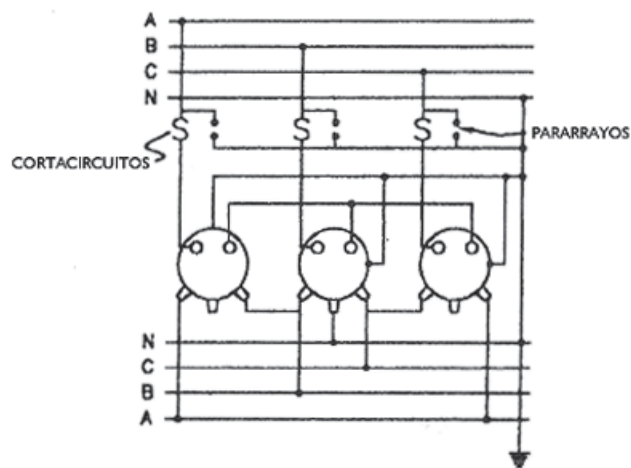


Fig. 1.196

Conexión de un banco trifásico de transformadores monofásicos

CONEXIÓN Y SÍMBOLO	DIAGRAMA
ESTRELLA ATERORIZADA/ESTRELLA	
ESTRELLA ATERORIZADA/ESTRELLA ATERORIZADA	
ESTRELLA ATERORIZADA/DELTA	
ESTRELLA/DELTA	
DELTA/DELTA	

Fig. 1.197

Conexiones típicas de transformadores.

En ambos casos, si los tres transformadores son idénticos, la conexión es simétrica o balanceada y los voltajes y corrientes son los mismos en cada fase.

Se disponen los núcleos de los tres transformadores conjuntamente, y desplazados 120° unos de otros, como se muestra en la figura siguiente:

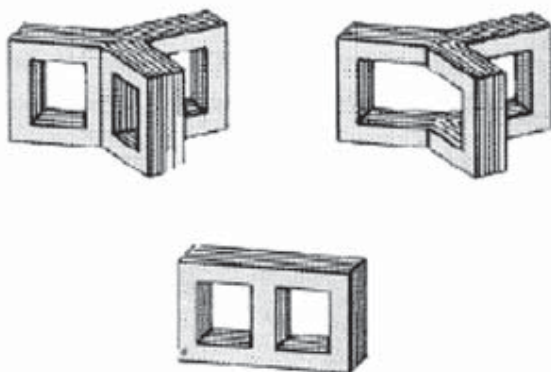


Fig. 1.198
Obtención de un núcleo de tres columnas a partir de tres separados.

En los transformadores trifásicos suelen emplearse núcleos de tres o cinco columnas. En este último caso las tres columnas principales y las centrales son las portadoras de los bobinados. Las dos columnas exteriores sirven para cerrar el circuito magnético.

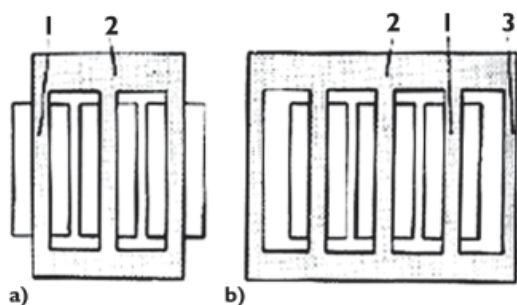


Fig. 1.199
Tipos de núcleos para transformadores trifásicos.

LOS TIPOS DE NÚCLEOS PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS SON:

- a) De tres columnas
- b) De cinco columnas.
- 1 Columnas principales
- 2 Yugo
- 3 Columnas sin bobinados para cerrar el circuito.

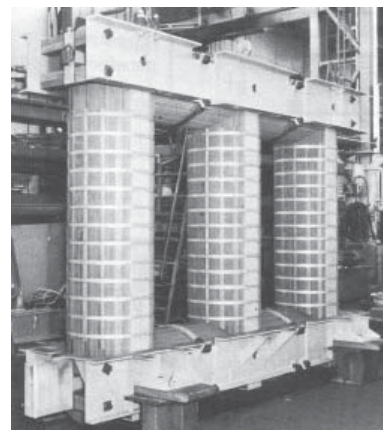


Fig. 1.200
Núcleo de tres columnas para un transformador trifásico de 20 MVA

Los bobinados del primario y los del secundario suelen estar devanados unos encima de otros, a fin de reducir las pérdidas y de que la tensión de cortocircuito sea pequeña. Existen varias posibles disposiciones de los bobinados:

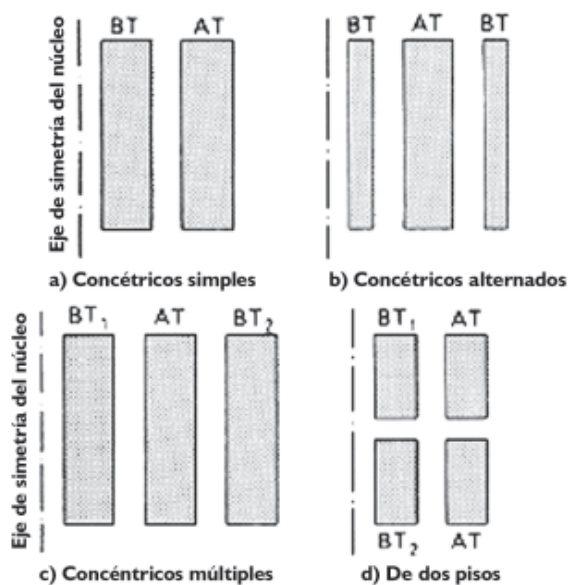
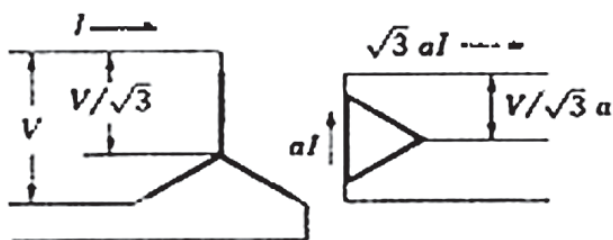


Fig. 1.201
Disposición de los bobinados en los transformadores trifásicos

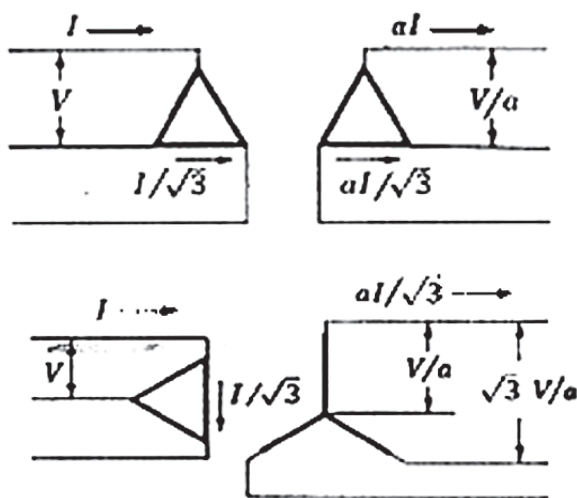
Los bobinados del primario y los del secundario pueden conectarse tanto en estrella Y, como en delta. Por tanto, en un transformador trifásico pueden realizarse diferentes conexiones, que se designan mediante el llamado grupo de conexión de un transformador.

1.11.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DEL BANCO DE TRANSFORMADORES

Se pueden conectar tres transformadores monofásicos para formar un banco trifásico, en cualquiera de las formas posibles que se muestran a continuación:



a) Conexión estrella-delta (Y-Δ)



b) Conexión delta-estrella (Δ-Y)

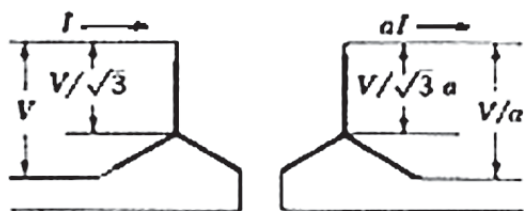


Fig. 1.202

Conexiones usuales para transformadores trifásicos; los devanados de los transformadores se representan mediante líneas gruesas.

En las cuatro partes de esta figura los devanados de la izquierda son los primarios, y los de la derecha son los secundarios. Cualquier devanado primario en un transformador corresponde al devanado secundario dibujado paralelo a él. También se indican los voltajes y corrientes que resultan de voltajes balanceados que son aplicados entre línea y línea del primario V y las corrientes de línea I , cuando la relación de vueltas primario a secundario $N1/N2$ es a y se supone que son transformadores ideales. Note que para voltajes fijos entre líneas y kVA totales fijos, la capacidad de kVA de cada transformador es la tercera parte de la capacidad de kVA del banco, independientemente de las conexiones que se usen, pero las capacidades de voltaje y corriente de los transformadores individuales dependen de las conexiones.

1.11.3.1 CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA (Y-Δ)

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes (para bajar de un voltaje alto a uno mediano o bajo). Una razón para ello es que así se tiene un neutro para aterrizar el lado de alto voltaje, procedimiento que se puede demostrar que es conveniente en la mayor parte de los casos. En sistemas de distribución es poco usual, se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 kV.

1.11.3.2 CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA (Δ-Y)

Se utiliza normalmente para elevar el voltaje a un valor alto. Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que requiere menor cantidad de aislamiento. Tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas, en cambio puede conectarse a hilos de retorno.

Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en los que es necesario elevar voltajes de generación. Es conveniente su uso en sistemas de distribución, debido a que se pueden tener 2 voltajes diferentes (entre fase y neutro).

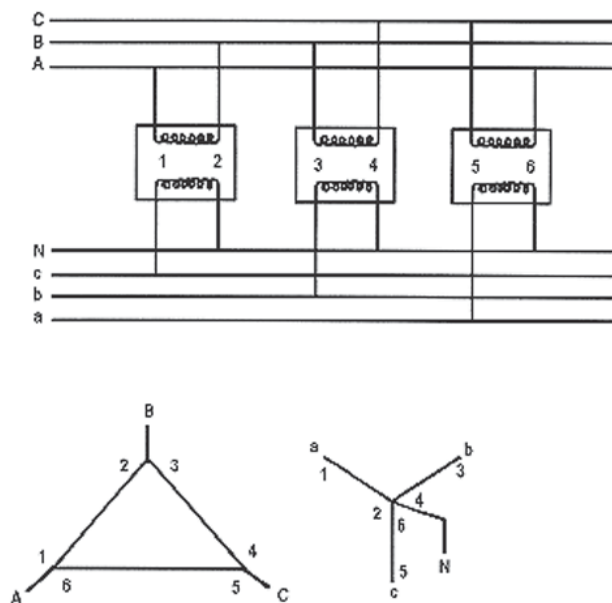


Fig. 1.203
Conexión D - Y

1.1.1.3.3 CONEXIÓN DELTA-DELTA ($\Delta - \Delta$)

La conexión delta-delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución, se utiliza para alimentar cargas trifásicas a 3 hilos. Esta tiene la ventaja de que se puede quitar un transformador para mantenimiento o reparaciones, mientras que los dos restantes pueden continuar trabajando como banco trifásico, con una capacidad reducida al 58% de la del banco original, a esto se le llama Conexión Delta Abierta o V. Esta conexión presenta la desventaja de no tener hilo de retorno, en cambio tiene la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfaseamiento.

A. CONEXIÓN DELTA ABIERTA-DELTA ABIERTA (V-V)

Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si en un transformador se quema o sufre una avería cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, sólo que su capacidad disminuye a un 58.8 % aproximadamente.

Los transformadores trifásicos en V-V se emplean en sistemas de baja capacidad y usualmente operan como autotransformadores.

1.1.1.3.4 CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA (Y-Y)

CONEXIÓN Y SÍMBOLO	DIOGRAMA
ESTRELLA ATERRIZADA/ ESTRELLA	
ESTRELLA ATERRIZADA/ ESTRELLA ATERRIZADA	
ESTRELLA ATERRIZADA/ DELTA	
ESTRELLA / DELTA	
DELTA / DELTA	

Fig. 1.204
Tipos de Conexiones

Un banco de transformadores conectados en Estrella-Estrella no debe utilizarse a menos que el sistema sea de cuatro conductores. No debe olvidar que el neutro del primario del banco de transformadores debe mantenerse bien y solidamente conectado al neutro del sistema, pues de lo contrario, pueden producirse voltajes excesivos en el lado del secundario.

Resumiendo: las características de todas las posibles conexiones: en el lado de alta tensión se tienen en total 3 fases, que se pueden conectar en Y (estrella) o D (delta). De igual modo, las 3 fases del lado de baja tensión se pueden conectar en Y (estrella) o en D (triángulo).

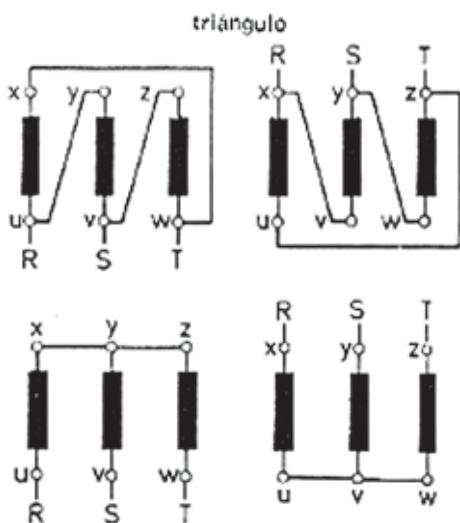


Fig. 1.206
Conexión en V de transformadores

La tensión alterna trifásica se puede transformar, empleando dos transformadores monofásicos en conexión en V (Delta abierta), el lado de salida de la conexión en V suministra corriente alterna trifásica a una red de tres conductores, no es posible la conexión de conductor neutro.

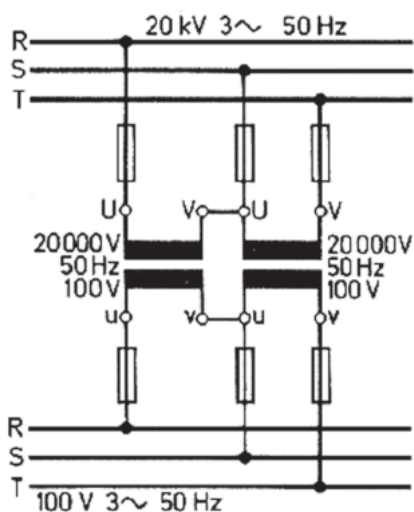


Fig. 1.205
Posibilidades para montaje en delta y en estrella

El lado de entrada de la conexión en V carga asimétricamente la red de alimentación. La corriente en el conductor central de línea es 1.73 veces mayor que la corriente en los otros dos conductores de línea.

La conexión en V se emplea casi exclusivamente en transformadores de tensión. Con ello, en instalaciones trifásicas sólo se necesitan dos transformadores de tensión bipolares aislados. Los transformadores de tensión dobles están formados por dos transformadores de tensión conectados en V, y montados en una envolvente común, con lo que se ahorra un aislador de porcelana.

Un grupo o banco con devanados conectados en delta-delta puede conectarse en paralelo con otro grupo delta-delta, si el desplazamiento angular de ambos es 0° ; también podrá conectarse en paralelo con otro grupo estrella-estrella, con desplazamiento angular 0° .

No obstante, este grupo no puede conectarse en paralelo con otros grupos conectados delta-estrella o estrella-delta, cuyo desplazamiento angular es de 30° .

Las conexiones trifásicas pueden ser estudiadas desde varios puntos de vista; primero: relación de kVA de salida a kVA del banco; segundo: el grado de simetría de los voltajes; tercero: armónicas en el voltaje y la corriente; cuarto: otras características de operación.

1.11.3.5 CONEXIÓN EN PARALELO

Para poder conectar en paralelo satisfactoriamente grupos o bancos de transformadores trifásicos, se deben cumplir las condiciones indicadas a continuación.

- Cuando la división de carga es tal, que con los kVA totales combinados, la corriente de carga en uno de los transformadores es mayor que el 10 % de su corriente nominal.
- Cuando la suma aritmética de la corriente de carga que está circulando es mayor que el 110 % de la corriente nominal a plena carga.
- Cuando la corriente circulando sin carga en uno de los transformadores excede el 10% de su corriente nominal.

En general no se considera una buena práctica operar transformadores en paralelo, bajo las condiciones anteriores.

A. OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

Se entiende que tienen operación en paralelo aquellos transformadores cuyos primarios están conectados a una misma fuente y los secundarios a una misma carga. Por tanto, es necesario que tenga presente las razones para la operación de transformadores en paralelo:

- = Se conectan transformadores en paralelo cuando las capacidades de generación son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.
- = Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador más grande, se instala en paralelo con el ya existente, otro de capacidad igual a la nueva demanda, esto resulta económicamente más conveniente.
- = Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

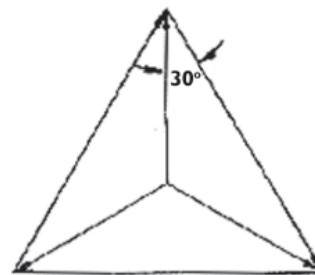
B. REQUISITOS PARA LA OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

Estos requisitos son:

- 1) Igual relación de transformación, voltajes iguales en el lado primario y secundario.
- 2) Desplazamiento angular igual a cero (significa que para poner en paralelo ambos transformadores, deben ser conectados a las mismas líneas de referencia).
- 3) Variación de las impedancias con respecto a las capacidades de los transformadores, en forma inversa.
- 4) Las relaciones de resistencias y reactancias deben ser equivalentes.

El grupo de conexión indica cómo están conectados los diferentes bobinados, así como el índice horario del desfase entre los vectores de tensión de dos bobinados. El tipo de conexión del primario se indica mediante letras mayúsculas (D-Delta; Y-estrella; Z-conexión en Zig-Zag),

mientras que el del secundario se identifica con letras minúsculas (d, y, z). El índice horario indica el número de veces que el vector de baja tensión en estrella está retrasado 30° respecto al vector de alta tensión en estrella, con terminales homólogos. La tensión en estrella está siempre desplazada 30° respecto a la tensión en triángulo. Si las fases de los devanados de alta y de baja tensión



Ref.1.207
Desfases en las corrientes en estrella y en delta

están conectadas de igual forma, el desfase entre la alta y la baja tensión es, según el tipo de conexión, 0° ó 180° . Si los lados de alta y de baja tensión están conectados de distinta forma, dicho desfase será de 150° ó 330° .

Las conexiones de los devanados de alta y de baja tensión, así como el desfase entre ambas tensiones, se dan en la placa de características de todos los transformadores trifásicos. El desfase se da en la forma de un número, que hace referencia a la posición de las agujas del reloj (por ejemplo, 5 horas para Dy 5). Dy 5 significa que el devanado de alta tensión está conectado en triángulo, el de baja en estrella, y que el ángulo de desfase de las tensiones es igual al ángulo que forman las agujas del reloj a las 5, es decir $5 \times 30^\circ$ ó 150° .

Tabla 1.8: Resumen de las conexiones de los transformadores

TIPO DE CONEXIÓN DEL BANCO
Monofásica con transformadores autoprotegidos
Estrella abierta-Delta abierta usando transformadores autoprotegidos
Estrella – Delta usando transformadores convencionales
Estrella – Estrella usando transformadores convencionales
Estrella-Estrella o Estrella Delta con transformadores instalados en el suelo

I.11.4 MANTENIMIENTO BÁSICO PARA UN BANCO DE TRANSFORMADORES

Es el cuidado que se le debe proporcionar a cualquier tipo máquinas eléctricas durante su operación, para prolongar su vida y obtener un funcionamiento correcto.

En el caso particular de los transformadores, estos requieren poco mantenimiento, en virtud de ser máquinas estáticas. Sin embargo, conviene que periódicamente se haga una revisión de algunas de sus partes, que incluya lo siguiente:

- 1) Inspeccione visualmente el estado externo del transformador en general, y cerciórese de que no hayan fugas de aceite, etc.
- 2) Revise si las boquillas no están flameadas por sobretensiones de origen externo o atmosférico.
- 3) Observe que los aparatos de medición funcionen debidamente.
- 4) Cerciórese de que los aparatos de protección y control operen en forma correcta.



Fig. 1.208
Transformador en malas condiciones

I.11.5 MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA TENSIONES DE CONTACTO

Para las medidas de protección contra tensiones de contacto demasiado elevadas, son aplicables las normas VDE 0100.

Generalmente, las partes de elementos o aparatos eléctricos que están sometidas a tensión, están totalmente aisladas o cubiertas por el aislamiento correspondiente; por tanto, no es posible un contacto accidental de personas o animales con partes bajo tensión. Sin embargo, en caso de defectos en dicho aislamiento, la envolvente metálica del elemento puede quedar sometida a una cierta tensión respecto a tierra. La tensión de contacto se origina entre el aparato de servicio y el suelo.

OBSERVACIÓN:

Para las personas, una tensión de contacto superior a 65 V resulta peligrosa

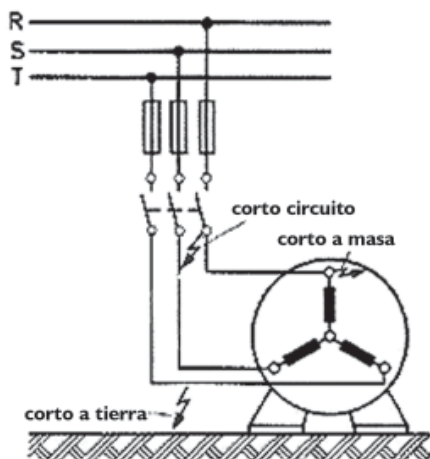
La posible presencia de tensiones de contacto peligrosas se limita por medio de una cuidadosa fabricación de los elementos de servicio, especialmente empleando materiales aislantes adecuados, y con una correcta realización de las instalaciones eléctricas. Además, en instalaciones con tensiones respecto a tierra superiores a 65 V, son obligatorias medidas de protección según el VDE.

OBSERVACIÓN:

Las medidas de protección protegen a las personas, en caso de producirse defectos en la instalación.

CLASES DE DEFECTOS

En una instalación eléctrica se pueden producir, debido a defectos de aislamiento, cortos a masa (contacto directo entre los conductores a la carcasa del transformador), cortocircuito (se produce debido a un defecto de aislamiento, entre conductores que en servicio, están sometidas a tensión entre sí), y cortocircuito a tierra (es la conexión directa de los conductores energizados con el suelo).



El cortocircuito a tierra es una unión conductora debida a un defecto de aislamiento, entre un conductor de línea o un neutro normalmente aislado y tierra, o partes puestas a tierra. El cortocircuito a tierra puede presentarse también en forma de arco eléctrico. En tales circunstancias circula una corriente muy elevada que inmediatamente provoca el disparo de los órganos de protección contra sobrecorrientes, situados antes de que se presente dicho defecto.

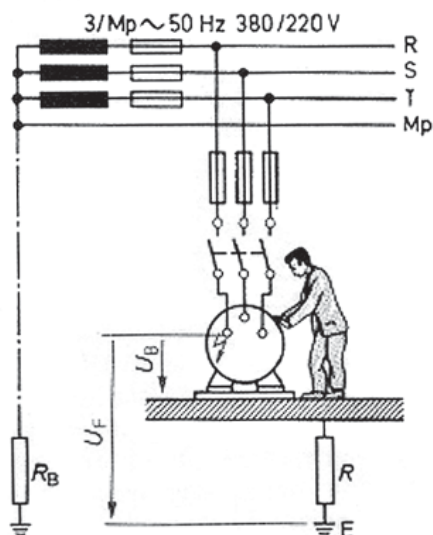


Fig. 1.210
Tensión de defecto y tensión
de contacto, en caso de suelo no aislante

Existe el riesgo de que puedan circular en determinadas condiciones, corrientes incapaces de provocar la actuación de tales órganos de protección contra

sobrecorrientes, estas son casi siempre peligrosas al no ser detectadas y pueden dar lugar a incendios.

EN CASO DE INCENDIO REALICE LO

SIGUIENTE:

PASO 1

Mantenga siempre consigo los teléfonos de emergencia.

PASO 2

Avise a las autoridades competentes inmediatamente (bomberos).

PASO 3

Utilice los extintores.

1.12 CÁLCULO DE MAGNITUDES ELÉCTRICAS EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES

Antes de realizar la instalación de un banco de transformadores, es necesario que conozca los parámetros y características de las conexiones estrella y delta.

1.12.1 TENSIÓN E INTENSIDAD EN LA CONEXIÓN ESTRELLA

Después de haber explicado la obtención de tensiones trifásicas, y sus conceptos fundamentales, se tratarán las conexiones de cargas (circuitos de consumo, por ejemplo: estufas, calentadores, motores, etc.) a redes de alimentación trifásicas, empezando con la conexión en estrella, en la que estudiará las relaciones existentes entre corrientes, tensiones y potencia.

En la figura siguiente, puede verse una carga compuesta de resistores óhmicos (por ejemplo, una calefacción eléctrica), conectada en estrella.

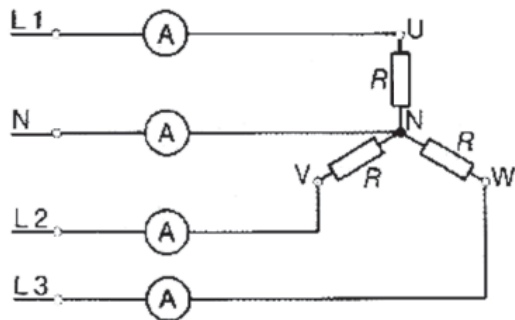


Fig. 1.211
Medidas de intensidad en una conexión en estrella

En cada uno de los conductores se encuentra conectado un amperímetro, con los cuales pueden medirse las corrientes, al conectar la carga simétrica (todos los resistores son de igual valor), los amperímetros muestran las siguientes intensidades:

$$I_1 = I_2 = I_3 = 24.2 \text{ A}$$

$$I_N = 0 \text{ A}$$

El resultado es sorprendente. El conductor común a todos los devanados no conduce corriente alguna. Por tanto, podría prescindirse de él.

Cuando la carga sea simétrica no circulará corriente por el neutro N.

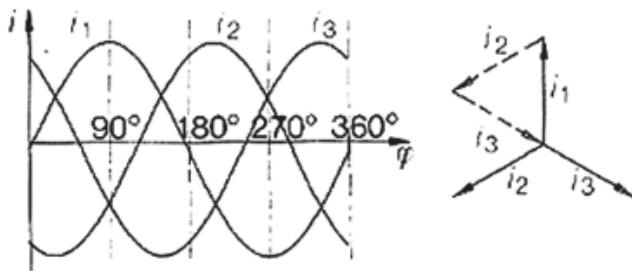


Fig. 1.212
Gráfica y diagrama vectorial de las intensidades de línea en una conexión en estrella con carga simétrica.

Para explicar este resultado, observe la figura anterior, en la que se pueden ver las curvas de las intensidades que circulan por los conductores activos, también llamadas intensidades de línea. Estas tres corrientes confluyen en el neutro, por el que circulará pues, la suma de las tres. Sin embargo, con el diagrama vectorial se puede demostrar que la suma de las tres intensidades es nula en todo instante.

Por tanto, las tres corrientes se compensan mutuamente al llegar al neutro, con lo que se puede prescindir de éste, siempre que la carga sea simétrica.

La figura siguiente representa las tensiones y corrientes en la carga. Se puede ver que las corrientes de línea, I_1 , I_2 , I_3 son las mismas que las de los devanados del generador, o sea, las corrientes de fase I_f .

En la conexión en estrella, las intensidades de fase serán iguales a las de línea.

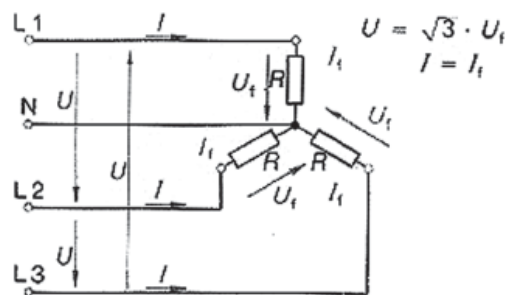


Fig. 1.213
Relaciones entre las magnitudes de línea y de fase en la conexión estrella

A. INTENSIDAD DE LÍNEA

$$I = I_f$$

Las tensiones en los devanados (tensión de fase) son menores que las tensiones de línea, pues éstas se dividen entre dos devanados. Para las tensiones en la carga, el factor de concatenación es igual a $\sqrt{3}$.

En la conexión en estrella la tensión de línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la tensión de fase.

B. TENSIÓN DE LÍNEA

$$V = V_f \cdot \sqrt{3}$$

Se puede calcular ahora la potencia con ayuda de las relaciones obtenidas para tensiones e intensidades. La potencia aparente se calcula mediante la expresión $S = V \cdot I$. Como se tienen en total tres cargas, la potencia total habrá de ser tres veces mayor que la calculada para una de ellas.

Potencia aparente de una carga: $S = V * I_f$
Potencia aparente total: $S = V_f * I_f$

Si se sustituyen los valores de fase por los valores de línea, se obtiene:

$$S = \frac{3 * V * I}{\sqrt{3}} \quad S = \frac{\sqrt{3} * \sqrt{3} * V * I}{\sqrt{3}}$$

C. POTENCIA APARENTE TOTAL: EN VAR (LÉASE VOLT-AMPERES O VOLTIO AMPERIOS)

$$S = \sqrt{3} * V * I$$

D. POTENCIA ACTIVA TOTAL: EN W (LÉASE VATIOS O WATTS)

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos f$$

E. POTENCIA REACTIVA TOTAL: VAR (LÉASE VAR O VOLTIO AMPERIO REACTIVO)

$$Q = \sqrt{3} * V * I * \sin f$$

I.12.2 TENSIÓN E INTENSIDAD EN LA CONEXIÓN DELTA

Las cargas trifásicas pueden conectarse también en triángulo, tal como se puede ver en la figura siguiente, en la que se han conectado tres resistores iguales.

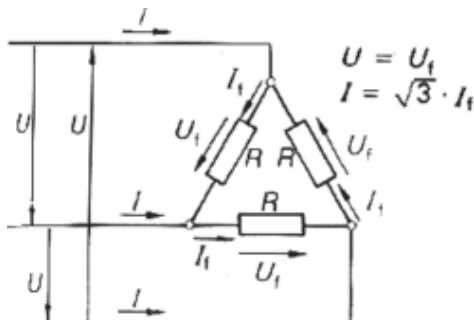


Fig. 1.214
Relaciones entre las magnitudes
de línea y de fase en la conexión en Delta

Las intensidades de línea I_1, I_2, I_3 , se dividen en los puntos terminales, de manera que deberán ser mayores que las intensidades de fase, que son las que circulan por cada uno de los ramales de la carga, tal como se muestra en la figura siguiente, las corrientes de línea son “3 veces más intensas que las de fase.

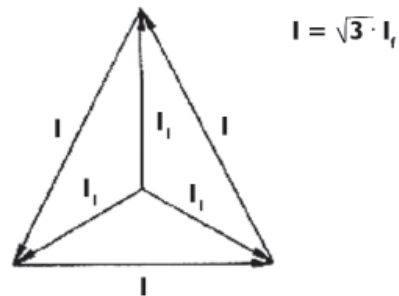


Fig. 1.215
Relaciones entre las intensidades de línea
y las de fase en la conexión en delta con carga simétrica.

En la conexión en delta con carga simétrica, la corriente de línea es $\sqrt{3}$ veces más intensa que la de fase.

A. INTENSIDAD DE LÍNEA

$$I = \sqrt{3} * I_f$$

Las tensiones en los distintos ramales de la carga, o sea, las tensiones de fase, serán iguales a las tensiones de línea.

B. TENSIÓN DE LÍNEA

$$V = V_f$$

La potencia de la conexión en delta se puede calcular como la suma de las potencias en cada una de las cargas.

Potencia aparente de una carga: $S = V_f * I_f$

Potencia aparente total: $S = 3 * V_f * I_f$

Sustituyendo los valores de fase por los valores de línea se obtiene:

$$S = \frac{3 * V * I}{\sqrt{3}}$$

C. POTENCIA APARENTE TOTAL: EN VA

$$S = \sqrt{3} * V * I$$

D. POTENCIA ACTIVA TOTAL: EN W

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos f$$

E. POTENCIA REACTIVA TOTAL: EN VARS

$$Q = \sqrt{3} * V * I * \sin f$$

Si se comparan estas fórmulas con las de la conexión en estrella, se tiene que son las mismas. No obstante, se debe tener presente que en ambos casos deben expresarse las fórmulas en función de los valores de línea.

1.12.3 RELACIONES EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES

Como en el caso de los transformadores monofásicos, las conexiones trifásicas responden a nuevas relaciones de transformación, como se describe a continuación.

A. CONEXIÓN Y - Y

En esta conexión el voltaje primario de cada fase del transformador está dado por $V_{\phi P} = V_{LP} / \sqrt{3}$. El voltaje de fase primario está relacionado con el voltaje de fase secundario, por la proporción de vueltas del transformador. El voltaje de fase en el secundario está relacionado con el voltaje de línea en el secundario por $V_{LS} = \sqrt{3} * V_{\phi S}$.

Entonces la relación de vueltas del transformador es:

Y-Y

$$\begin{aligned} V_{LP} &= \sqrt{3} * V_{\phi P} = a \\ V_{LS} &= \sqrt{3} * V_{\phi S} \end{aligned}$$

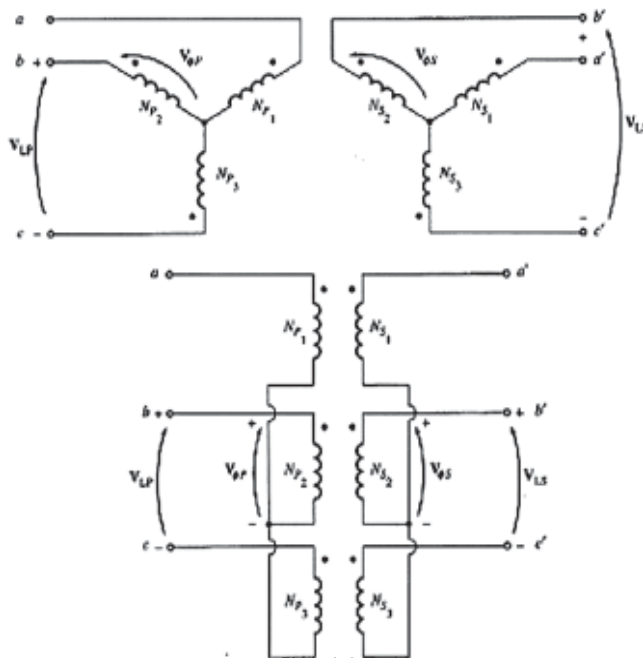


Fig. 1.216
Conexión Y - Y

B. CONEXIÓN Y - DELTA

En esta conexión, el voltaje primario de línea está relacionado con el voltaje primario de fase por $V_{LP} = \sqrt{3} * V_{\phi P}$, mientras que el voltaje secundario de línea es igual al voltaje secundario de fase $V_{LS} = V_{\phi S}$. La relación de voltajes de cada fase es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3} * V_{\phi P}}{V_{\phi S}}$$

Y - Δ

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \sqrt{3} a$$

C. CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA

En esta conexión, el voltaje primario de línea es igual al voltaje primario de fase $V_{LP} = V_{\phi P}$, mientras que los voltajes secundarios están relacionados por $V_{LS} = \sqrt{3} * V_{\phi S}$. La relación de voltajes línea a línea en esta conexión es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi S}}{\sqrt{3} \cdot V_{\phi S}}$$

$\Delta - Y$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}}$$

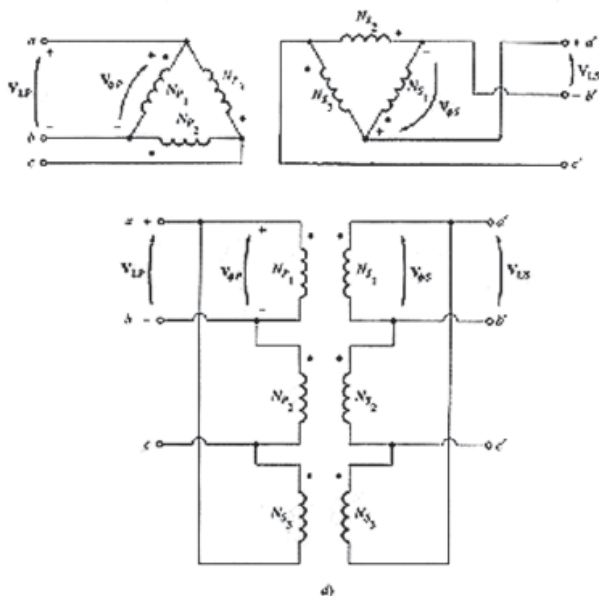


Fig. 1.217
Conexión Y - Δ

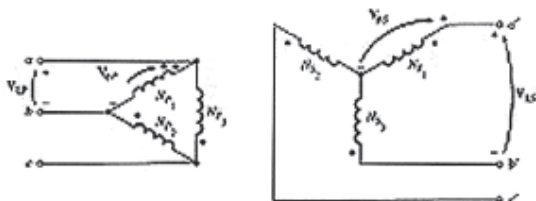


Fig. 1.218
Conexión Δ - Y

D. CONEXIÓN DELTA-DELTA

En esta conexión, $V_{LP} = V_{\phi P}$ y $V_{LS} = V_{\phi S}$, por lo cual la relación entre los voltajes de línea primario y secundario es:

$\Delta - \Delta$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = \alpha$$

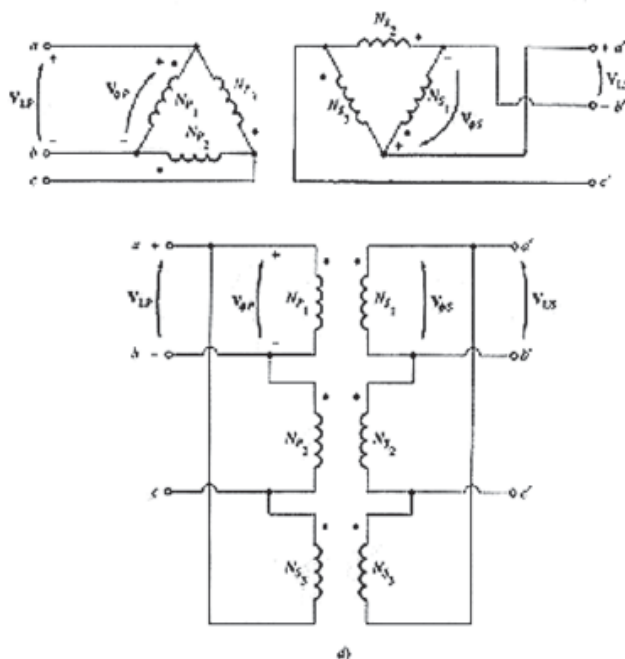


Fig. 1.219
Conexión Δ-Δ

1.12.4 POTENCIA Y RENDIMIENTO EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES

Los circuitos de consumo conectados en estrella pueden transformarse en la mayoría de los casos, en conexiones en triángulo (delta) y viceversa. Como este cambio de conexión supone una variación de las corrientes y tensiones en las cargas, también se modificará el consumo de potencia. Observe mediante un ejemplo, son las diferencias entre ambas conexiones.

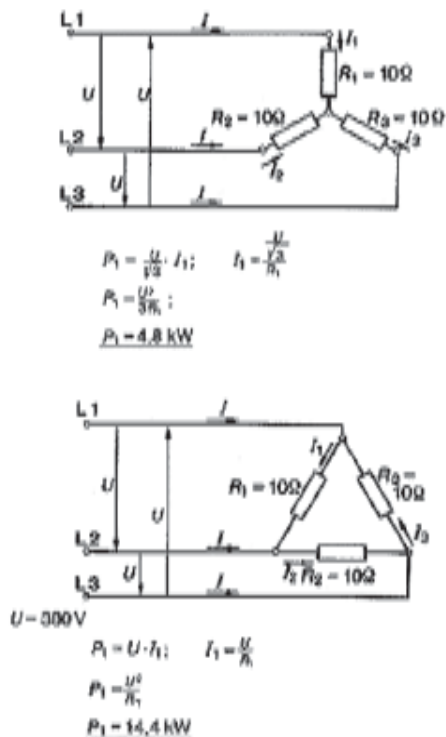


Fig. 1.220

Comparación entre las potencias de dos cargas iguales conectadas una en estrella y otra en delta.

En la figura 1.218 pueden verse tres resistores conectados en estrella a la izquierda y en delta, a la derecha. En la conexión en estrella la tensión de línea está aplicada a los resistores R_1 y R_2 , mientras que en la conexión en delta solamente está aplicada al resistor R_1 . Por tanto, en este último caso circulará una corriente de mayor intensidad por el resistor R_1 , con lo que también será mayor el consumo de potencia. Compare las fórmulas de tensión y potencia para los dos casos:

V_f = voltaje de fase
 V = voltaje de línea
 P_f = potencia de fase

Conexión en estrella:

$$V_f = \frac{V}{\sqrt{3}}$$

$$P_f = \frac{V^2}{3R}$$

$$P_f = \frac{V^2}{3R}$$

Conexión en delta:

$$V_f = V$$

$$P_f = \frac{V^2}{R}$$

$$P_f = \frac{V^2}{R}$$

Si los resistores de carga son iguales, cada ramal de la conexión en estrella consume solamente 1/3 de la potencia que consume en la conexión en delta.

$$P_{\Delta} = 3P_Y$$

Una carga conectada en delta consume el triple de potencia que conectada en estrella.

a. Rendimiento de los transformadores:

El rendimiento η es el cociente entre la potencia activa suministrada por el transformador (potencia de salida) y la absorbida por él (potencia de entrada):

$$\text{Rendimiento} = \eta = \frac{P_{sa}}{P_{en}}$$

η = rendimiento

P_{sa} = potencia de salida

P_{en} = potencia de entrada

La potencia activa absorbida por el transformador se compone de:

- La potencia activa que suministra el transformador, P_{sa} .
- Las pérdidas de potencia en el núcleo de hierro, P_{pFe} (medidas en vacío).
- Las pérdidas de potencia en los bobinados, P_{pCu} (medidas en cortocircuito).

Las medidas o pruebas en vacío y en cortocircuito de transformadores serán tratados mas adelante.

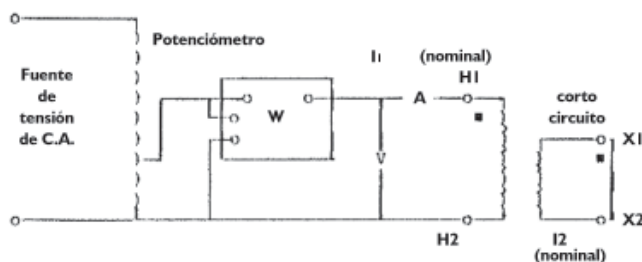


Fig. 1.221

Prueba de cortocircuito

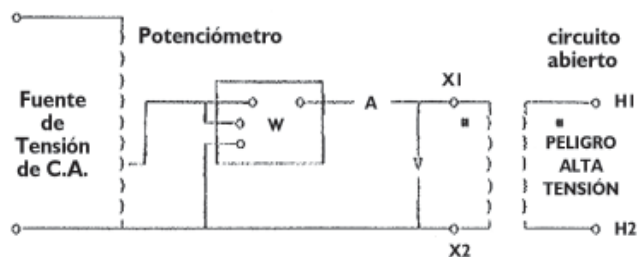


Fig. 1.222
Prueba de cortocircuito

Por tanto,

$$P_{en} = P_{sa} + P_{pFe} + P_{pCu}$$

$$P_{sa} = S \cos \phi$$

$$\eta = \frac{P_{sa}}{P_{sa} + P_{pFe} + P_{pCu}}$$

O bien

$$\eta = \frac{S \cos \phi}{S \cos \phi + P_{pFe} + P_{pCu}}$$

Ejemplo:

La potencia que se mide en un transformador de 500 VA vale en cortocircuito 25 W y en circuito abierto 10 W.

Calcule el rendimiento para una carga secundaria nominal con:

- a) $\cos \phi = 1$
- b) $\cos \phi = 0.2$

$$a) \eta = \frac{500 \text{ VA} \times 1}{500 \text{ VA} \times 1 \times 10 \text{ W} + 25 \text{ W}}$$

$$\eta = 0.935$$

$$b) \eta = \frac{500 \text{ VA} \times 0.2}{500 \text{ VA} \times 0.2 \times 10 \text{ W} + 25 \text{ W}}$$

$$\eta = 0.74$$

Puede deducir del ejemplo, que el rendimiento de los transformadores será tanto menor, cuanto menor sea el factor de potencia $\cos \phi$ del secundario (carga inductiva o capacitiva).

1.12.5 FACTOR DE POTENCIA (SÍMBOLO $\cos \phi$)

La relación entre potencia eficaz (P) y potencia aparente (S) se denomina factor de potencia o factor de eficacia:

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{potencia eficaz}}{\text{potencia aparente}}$$

$$\cos \phi = \frac{P}{S}$$

El factor de potencia es adimensional, esto indica que es simplemente un número y varía desde cero hasta uno; dependiendo del tipo de carga (resistiva, capacitiva o inductiva).

En la corriente sinuoidal, el factor de potencia coincide con el $\cos \phi$. El factor de potencia es una medida que permite calcular la potencia aparente que es transformada en potencia eficaz.

$$\text{Potencia aparente} = \frac{\text{Potencia eficaz}}{\text{Factor de potencia}}$$

Con potencia eficaz constante, la potencia aparente y con ella la corriente es tanto mayor cuanto menor es el $\cos \phi$. El factor de potencia indica qué parte de la potencia aparente se transforma en potencia activa.

También existe el factor de potencia reactiva $\sin \phi$, que indica qué parte de la potencia aparente se transforma en potencia reactiva.

Ejemplo:

Una instalación con varias cargas inductivas (motores, transformadores) toma a 220 V, una corriente de 63 A de intensidad. Se mide un $\cos \phi$ igual a 0.8.

¿Cuánto vale la potencia activa consumida?

$$S = VI$$

$$S = 220 \text{ V} \times 63 \text{ A}$$

$$S = 13,860 \text{ VA}$$

$$\cos \phi = \frac{P}{S}$$

$$P = S \cos \phi = 13,860 \text{ VA} \times 0.8 = 11,088 \text{ W}$$

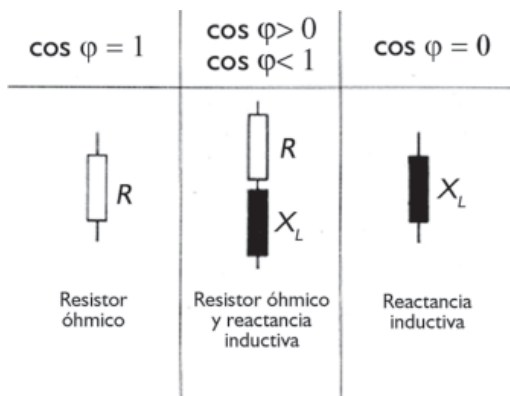


Fig. 1.223

Factores de potencia para diferentes cargas

Fabricante

Tipo No. Año de fabricación Versión

Potencia nominal kVA Tipo Frecuencia Hz

Tensiones nominales de V Función nominal

Grupos de conexión Serie

Intensidad de conexión Tipo de aislamiento

Intensidad permanente de conexión Intensidad máxima de conexión

Tipo de protección Duración máxima de conexión

Tipo de refrigeración

Peso total Peso neto

Fabricante

Tipo No. Año de fabricación Versión

Potencia nominal kVA Tipo Frecuencia Hz

Función nominal Grupo de conexión

Peso de conexión Tensión V Intensidad A

Intensidad permanente de conexión Intensidad máxima de conexión

Tipo de protección

Bobinado de compensación V Intensidad A

Peso total Peso neto

Tipo de conexión de varios pines

Fig. 1.224

Placa característica de un transformador

1.13 CONEXIONES EN BANCO DE TRANSFORMADORES

A continuación se analizarán los diferentes tipos y características de las conexiones realizadas en un banco de transformadores.

1.13.1 DEFINICIÓN DE CONEXIÓN EN BANCO DE TRANSFORMADORES

Se puede decir que la conexión en un banco de transformadores, puede realizarse utilizando dos o tres transformadores monofásicos, con el fin de aumentar la potencia y obtener un voltaje trifásico.

Los diferentes tipos o clases de conexiones de transformadores pueden ser comparados unas con respecto a otras, bajo los siguientes puntos de vista:

- < Relación de kVA
- < Rendimiento a los kVA.
- < Valor del banco.
- < Grados de voltaje simétrico.
- < Armónicas de la corriente y del voltaje.

El conocimiento de estas características es esencial para la selección apropiada de la conexión a utilizar.

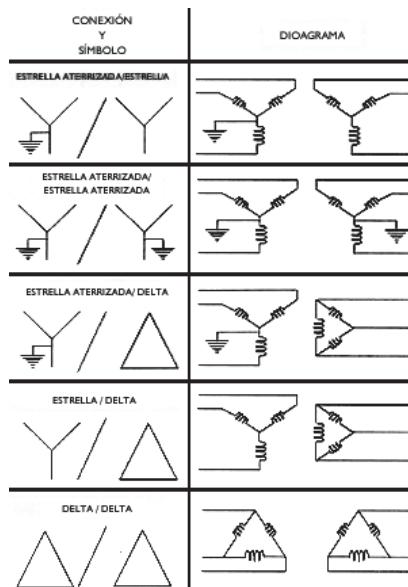


Fig. 1.225

Conexiones típicas de transformadores

1.13.1.1 RELACIÓN DE KVA DE SALIDA A KVA DEL BANCO

La mayoría de las conexiones trifásicas se obtienen mediante la conexión de tres transformadores idénticos o con transformadores trifásicos, conectando cada fase a cada línea, para formar una conexión delta, o un extremo a cada fase y los otros extremos unidos, para formar una conexión estrella.

En ambos casos, si los tres transformadores son idénticos, la conexión es simétrica o balanceada y los voltajes y corrientes son los mismos en cada fase. Si V representa el voltaje de línea a línea en el sistema trifásico e I la corriente trifásica de línea, en la conexión delta cada fase recibe un voltaje V y una corriente de $I/1.73$, y si se trata de una conexión en estrella, el voltaje en cada fase es $V/1.73$ y la corriente es I .

En ambos casos la potencia por fase es $V \cdot I / 1.73$, y la potencia del banco es $1.73 \cdot V \cdot I$.

Como la potencia asociada con el voltaje de línea V y la corriente de línea I es también $1.73 \cdot V \cdot I$ para cargas trifásicas balanceadas, esto significa que los kVA presentes en los transformadores es igual a los kVA enviados al circuito de carga, excepto por la mínima influencia de la corriente de magnetización y la caída de voltaje, entonces la relación de kVA de carga a kVA presente en el banco es la unidad.

1.13.2 TIPOS DE CONEXIONES

Los tipos de conexiones en bancos de transformadores se describen a continuación:

1.13.2.1 ESTRELLA – ESTRELLA (Y-Y)

Se utiliza cuando se requiere alimentar cargas grandes monofásicas en forma simultánea con cargas trifásicas. También se utiliza sólo si el neutro del primario se puede conectar sólidamente al neutro de la fuente de alimentación, ya sea con un neutro común o a través de tierra.

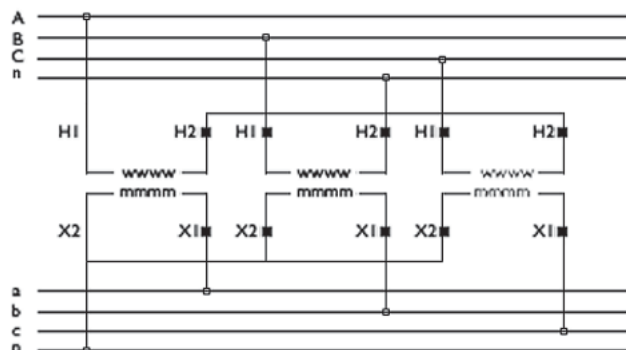


Fig. 1.226
Conexión típica Y-Y

Esta conexión no se puede usar si uno de los transformadores falla.

Quedando reducido a un sistema monofásico cuya tensión es la compuesta y la intensidad es la de fase.

Las relaciones fundamentales son las siguientes:

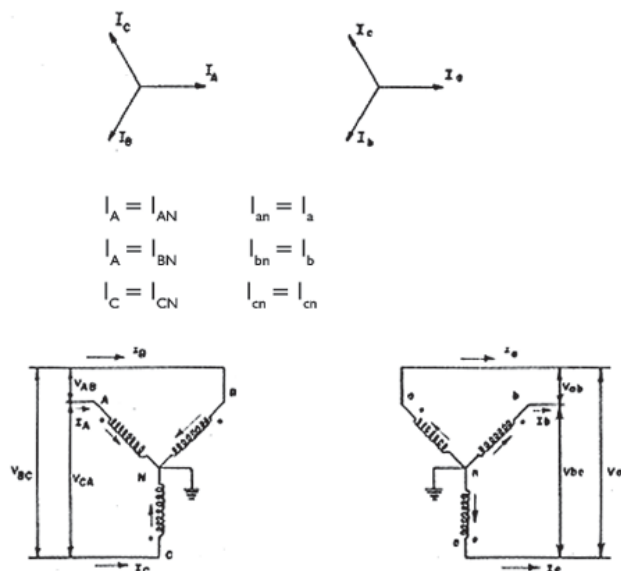


Fig. 1.227a
Corrientes de línea en los devanados de conexión Y-Y

Es decir, las corrientes de línea en los devanados primario y secundario son iguales a las de los correspondientes devanados para cada transformador:

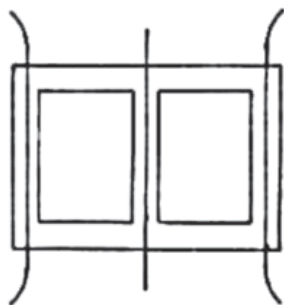
La conexión estrella-estrella ha sido relativamente poco popular, debido a dificultades de operación surgidas de la inherente inestabilidad neutra. Este efecto puede ser pronunciado, así como peligroso en los transformadores y sistemas conectados, o interferir seriamente con la propia operación de los transformadores.

La conexión estrella-estrella por consiguiente, será usada sólo donde medios adecuados han sido provistos, para prevenir o reducir la efectiva inestabilidad neutra. La inestabilidad del neutro es el resultado del hecho de que las corrientes fluyen en los ramales de la conexión estrella flotante, y no son independientes una de la otra, la corriente que entra en una fase debe fluir hacia afuera, a través de las otras dos. Esta restricción generalmente significa que la corriente de excitación necesaria para la propia localización del neutro no puede fluir exactamente; la consecuencia es que el potencial en el neutro es trasladado a una posición asimétrica.

Existen tres casos de inestabilidad neutra, los cuales son debidos a:

- Corriente magnetizante
- Tercera **armónica** de las corrientes
- Carga de línea a neutro

La mayor parte de las desventajas de la conexión



estrella-estrella se suprimen si el núcleo es del tipo trifásico, aunque no las elimina completamente.

Fig. 1.228
Núcleo trifásico

Para esta conexión se deben distinguir los siguientes casos: cuando se tiene el neutro no aterrizado o flotante, cuando se tiene el neutro aterrizado y el sistema que alimenta al transformador tiene el neutro flotante y cuando se tiene el neutro aterrizado y el sistema que alimenta el transformador, también se tiene el neutro aterrizado.

A continuación se describen las características de estos casos.

La conexión estrella-estrella con neutro flotante es poco utilizada por las dificultades propias de operación, debido a la inestabilidad del punto neutro, por ejemplo, el potencial del neutro puede estar geoméricamente localizado en otro punto que no es el centro geométrico del triángulo de voltajes y por esto, el potencial puede ser en ocasiones muy grande, y ser afectado por las características de la carga y otras condiciones del circuito; esto podría ocasionar peligro en la operación del transformador y del sistema conectado al mismo.

Raras veces sucede que las corrientes de magnetización requeridas por tres transformadores sean iguales, debido a que diferencias en el hierro del núcleo, la calidad, la cantidad utilizada o una diferencia accidental en las uniones, es suficiente para causar una apreciable variación en las corrientes de magnetización, en transformadores del mismo diseño.

Es necesario que la neutral aterrada del primario quede conectada a la neutral del secundario aterrizada, de lo contrario, pueden producirse voltajes excesivos en el circuito del secundario.

Un banco de transformadores conectados en estrella-estrella no debe utilizarse, a menos que el sistema sea de cuatro conductores. No debe olvidarse que el neutro del primario del banco de transformadores, debe mantenerse bien y sólidamente conectado al neutro del sistema pues, de lo contrario, puede producirse voltajes excesivos en el lado del secundario.

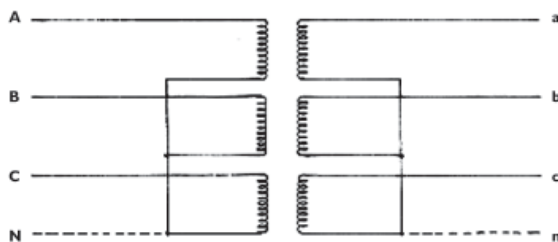


Fig. 1.229
Conexión estrella-estrella Y-Y

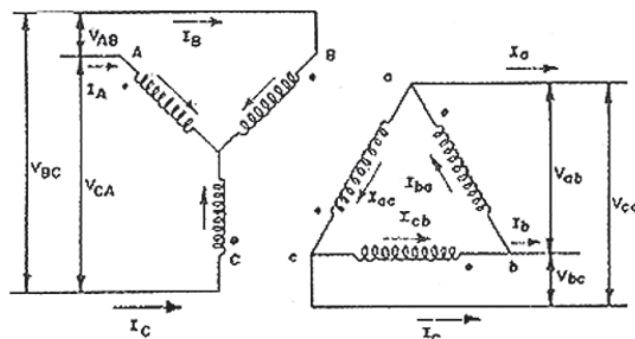


Fig. 1.231
Relaciones fundamentales de conexión Y - Δ

1.13.2.2 ESTRELLA - DELTA (Y-Δ)

Esta conexión se usa con frecuencia, para alimentar cargas trifásicas grandes de un sistema trifásico de alimentación conectado en estrella.

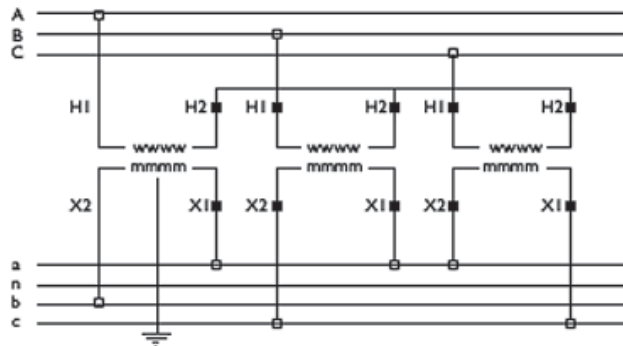


Fig. 1.230
Conexión típica Y - Δ

El neutro del primario no debe conectarse directamente a tierra, pues provocaría en caso de salir de servicio uno de los transformadores que componen el banco, que los otros dos operarían en estrella-abierta, lo que sin duda los sobrecargaría exageradamente, con grave riesgo de quemarlos.

La conexión estrella-delta elimina los problemas discutidos para la conexión estrella-estrella. La delta fija el neutro del banco al neutro del sistema, y los problemas de desplazamiento del neutro rara vez ocurren. La delta puede estar en el lado primario o en el secundario, y sirve para estabilizar el neutro en el lado de la estrella del transformador, pero no en lado de la delta.

Si la estrella está aterrizada, la estrella es una fuente de corriente de tierra. Consecuentemente, cualquier falla a tierra en el sistema conectado resultará en un flujo de corriente de cortocircuito a través del transformador; el sistema debe estar provisto de medios para prevenir daños en el transformador, aunque esto no presenta ningún problema en particular, ya que usualmente, estas fallas son removidas por fusibles, interruptores con relevadores, etc.

La conexión estrella aterrizada - delta, también tiene la tendencia a balancear las cargas monofásicas conectadas de línea a neutro. Debe tenerse cuidado en la aplicación de pequeños transformadores en conexión estrella aterrizada-delta en sistemas con neutro aterrizado, en los cuales se tiene una alta capacidad de cortocircuito para fallas de fase. Las fallas de línea a tierra en el sistema deben estar limitadas por la impedancia de secuencia cero del transformador; sin embargo esta corriente es relativamente pequeña, cuando la carga del sistema está lejos; pero en ocasiones los dispositivos que protegen los alimentadores no "limpian" la falla a tierra,

y el cortocircuito puede dañar el transformador en un corto período de tiempo. Esta situación puede ser corregida con la aplicación de relés de protección que reconocen las fallas a tierra, insertando una impedancia entre el neutro del transformador y tierra, o abriendo el interruptor que lo alimenta.

Para fallas cerca del transformador, algunas veces es mayor la corriente de cortocircuito a tierra, que la corriente de cortocircuito entre fases.

Con la delta en el primario, en la estrella se puede tener un servicio de cuatro alambres, con una regulación normal para cargas monofásicas de línea a neutro.

Si el primario es conectado en estrella flotante, la apertura de una línea de alimentación, puede resultar en un voltaje monofásico en el secundario. El voltaje secundario entre un par de líneas podría colapsar a cero, mientras que en el otro par de líneas el voltaje caería a 86.6 por ciento del valor normal; esta condición monofásica es intolerable para motores trifásicos conectados en el secundario. Esta condición monofásica con la alimentación primaria abierta en una línea, puede también existir con un banco con neutro aterrizado, cuando el sistema que lo alimenta no está aterrizado o es un sistema flotante y no puede existir si ambos, tanto el banco como el sistema están sólidamente aterrizados.

En esta conexión la presencia de la estrella determina la división de las corrientes en las fases, independientemente de los valores de las impedancias, por lo tanto, cuando se forme el banco con unidades monofásicas pueden ser utilizadas unidades con una gran diferencia de impedancias; además no es peligroso que se den excesivas corrientes circulantes en la delta, si las relaciones de transformación no son idénticas, porque éstas corrientes de magnetización son necesariamente pequeñas. En otras palabras, esta conexión prescribe que todas las fases del banco deben tener igual capacidad en kVA para cargas trifásicas de esa capacidad. Cuando el banco tiene una unidad de menor capacidad, la máxima capacidad segura del banco es igual a tres veces la capacidad de esta unidad.

Los sistemas de potencia con neutro aterrizado, generalmente, se conectan a tierra a través del neutral de un banco delta-estrella que eleva el voltaje localizado en la estación generadora, cuando se tiene un sistema localizado en la estación generadora. Cuando se tiene un sistema en donde no se tiene accesible el neutro en los transformadores o cuando se tienen bancos en delta-delta, un banco especial estrella-delta para aterrizamiento puede ser utilizado, con el propósito de proveer un neutral para fines de aterrizaje. El neutro se aterriza donde se encuentra la conexión estrella.

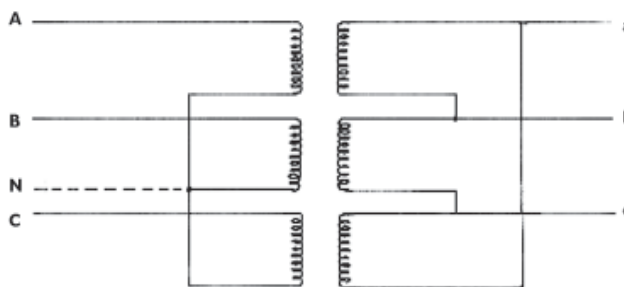


Fig. 1.232
Conexión Y - Δ

EL BANCO PUEDE QUEMARSE SI EL NEUTRO DEL LADO DE ALTA TENSIÓN DEL BANCO DE TRANSFORMADORES SE CONECTA AL NEUTRO DEL SISTEMA. LAS RAZONES SON LAS SIGUIENTES:

- 1 Se producirán corrientes de circulación en el triángulo (DELTA), que tratan de equilibrar cualquier carga desequilibrada conectada a la línea del primario.
- 2 Actuará como banco de puesta a tierra, suministrará corriente de cortocircuito a cualquier cortocircuito en el sistema al cual esté conectado.
- 3 Puede sobrecargarse si se quema un fusible, en caso de cortocircuito a tierra, dejando el banco con la capacidad de un banco conectado en Estrella abierta-delta (Delta abierta).

El resultado de todos estos efectos es que el banco se ve forzado a conducir corriente adicional a la corriente nominal de carga. La suma de las corrientes es, en muchas ocasiones, suficiente para quemar el banco. Cuando se utilizan conexiones en Estrella-Delta y el neutro del lado de alta tensión del transformador no se conecta al neutro del circuito, un conductor desconectado en el circuito del primario trifilar, convierte el banco en un conjunto con entrada y salida monofásica. Si el banco alimenta un circuito de motores, se producirán sobrecorrientes peligrosas en cada uno de los circuitos de motores trifásicos. La corriente que pasa por dos de los conductores del circuito alimentador de los motores será de igual magnitud, mientras que la del tercer conductor será igual a la suma de dichas corrientes.

I.13.2.3 DELTA – ESTRELLA (D-Y)

Este tipo de conexión se hace frecuentemente para alimentar en forma combinada, cargas trifásicas y cargas monofásicas, en donde las cargas monofásicas pueden ser comparativamente grandes.

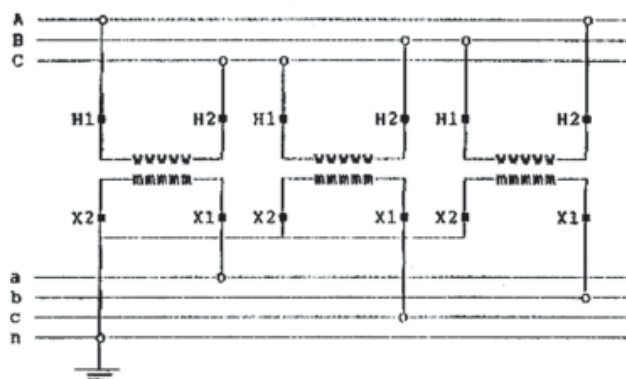


Fig. 1.233
Conexión Δ - Y

La relación de transformación para conexión Δ- Y es:

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{V_{AB}}{\sqrt{3} * V_{an}} = \alpha$$

Si en el banco se utilizan transformadores de distinta capacidad, la capacidad máxima del banco bajo el punto de vista seguridad, es igual a tres veces la

capacidad de la unidad menor. Si uno de los transformadores se avería el banco queda fuera de servicio.

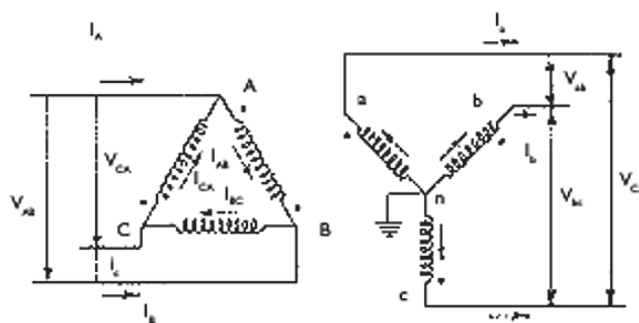


Fig. 1.234
Relación de transformación Δ - Y

I.13.2.4 DELTA – DELTA (Δ - Δ)

Esta conexión es utilizada con frecuencia, para alimentar cargas monofásicas pequeñas y cargas trifásicas grandes, simultáneamente. Para esto se puede localizar una derivación o tap en el punto medio del devanado secundario de uno de los transformadores, conectándose a tierra.

De esta manera las cargas monofásicas se conectan entre los conductores de fase a neutro, por lo tanto el transformador con el punto medio en derivación toma dos terceras partes de la carga monofásica y una tercera parte de la carga trifásica.

Los otros dos transformadores toman cada uno, un tercio de las cargas monofásicas y trifásicas.

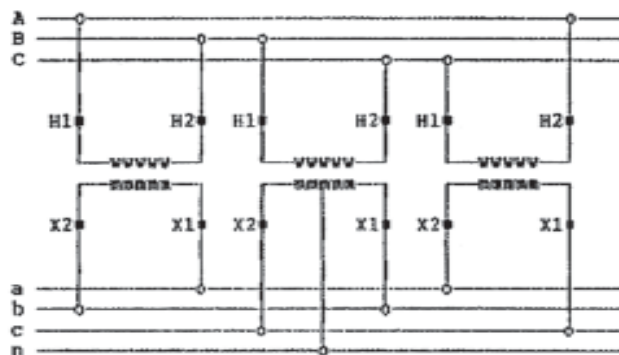


Fig. 1.235
Conexión Δ - Δ

Las relaciones fundamentales para la conexión delta-delta son las siguientes:

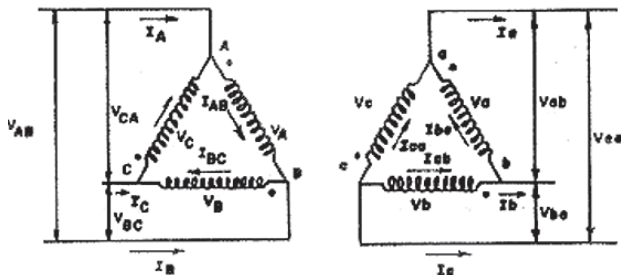


Fig. 1.236
Relación de transformación $\Delta - \Delta$

Esta conexión es usada para suministros de energía trifásica con buen factor de utilización de los transformadores, es decir, a plena capacidad nominal disponible, para servicio secundario trifásico de 240 voltios y monofásico de 240 voltios.

En el caso de avería de una unidad, el banco puede quedar conectado en delta abierta para servicio de emergencia, en cuyo caso, la capacidad del banco será del 57.7% de su capacidad original.

Una condición que en algunas ocasiones determina la elección de una conexión delta-delta es aquella en la que se tiene un voltaje pequeño y una alta corriente. En la conexión delta-delta la trayectoria de la corriente es entre cualquiera de dos líneas primarias e igualmente en las secundarias; esto presenta las propiedades de un circuito paralelo, entonces, esto significa que el voltaje está completamente determinado por el circuito, pero la división de la corriente en las fases, depende de las características internas de los transformadores; en otras palabras, la división de carga en un banco con conexión delta-delta es igual, únicamente cuando la impedancia de cada unidad es igual.

En esta conexión pueden circular relativamente grandes corrientes en el lado primario y en el secundario, cuando las relaciones de transformación en todas las fases no son iguales, esto es evidente, por lo que debe tomarse especial cuidado en la selección de los transformadores, si se quiere aprovechar la plena capacidad del banco;

sin embargo, la dependencia de la división de la corriente entre las fases con la impedancia, da flexibilidad para la operación; flexibilidad que en un banco delta-estrella o estrella-delta no se tiene y consiste en que con transformadores de diferentes capacidades, es posible tener una fase con una unidad de menor capacidad, la que tendrá usualmente una gran impedancia y esto la hace tender a tomar una menor parte de la carga. Es posible continuar su operación después de la falla de una unidad de un banco trifásico o contrariamente, permite la adición de una unidad monofásica a un banco trifásico para incrementar la capacidad del banco.

En un sistema conectado en delta es una ley básica que la suma de los voltajes alrededor de la delta es cero, esto significa que los "favores" de voltaje a frecuencia fundamental están espaciados 120.

Precaución: Si los transformadores no están conectados a la misma toma de regulación (en el mismo tap) y si no tienen igual relación de transformación, se producirán elevadas corrientes de circulación. La capacidad nominal del banco se reducirá si los transformadores conectados no tienen la misma impedancia.

1.13.2.5 DELTA - ABIERTA (V - V)

Esta conexión es utilizada para suministro de energía monofásica y pequeños porcentajes de energía trifásica. Por lo general, se utilizan transformadores de distinta potencia nominal. Esta conexión se utiliza también para casos de emergencia, cuando se daña una unidad de un banco delta-delta.

Esta conexión no es muy eficaz cuando predominan cargas trifásicas, ya que la capacidad es sólo el 86.6 % de la correspondiente a las dos unidades que forman el banco trifásico, y al 57.7 % de la de un banco delta-delta cerrado de tres unidades. Bajo condiciones normales de operación, el máximo voltaje a tierra en cada fase es $1/\sqrt{3}$ del voltaje de línea a línea, y el mínimo es $1/2\sqrt{3}$ del voltaje de línea a línea.

Esta conexión es electrostáticamente desbalanceada, y no es utilizada en sistemas de alto voltaje.

En la figura siguiente se muestran las conexiones necesarias para formar la delta abierta.

Para servicios 240 Voltios, esta conexión se usa por emergencia o cuando se quema uno de los tres transformadores conectados Delta-Delta.

Es de advertirse que la capacidad del banco Delta-Delta abierta es únicamente del 86.6 % de la capacidad de las dos unidades conectadas o del 57.7 % del banco con tres unidades de la misma capacidad.

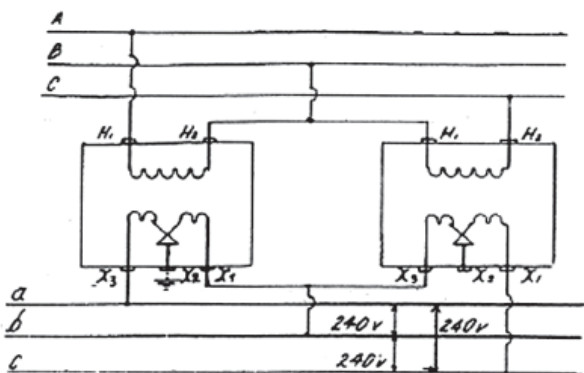


Fig. 1.237
Conexión Delta-Delta abierta
240 V a usarse únicamente por emergencia.

En algunas situaciones no puede utilizarse un banco de transformadores completo para realizar transformación trifásica. Por ejemplo, se supone que un banco $\Delta - \Delta$ compuesto por transformadores separados, tiene una fase en falla, la cual debe remitirse para repararla.

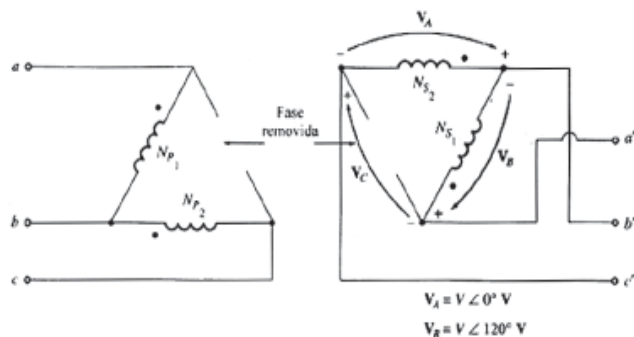


Fig.1.238
Conexión de un transformador en delta abierta o V-V

Este es el mismo voltaje que se presentaría si el tercer transformador estuviera aún allí. La fase C a veces se denomina fase fantasma. Entonces, la conexión en delta abierta permite que un banco de transformadores continúe en operación con sólo dos de sus transformadores, permitiendo que fluya cierta cantidad de potencia aun cuando se haya removido la fase dañada.

1.13.3 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Para evitar accidentes por sobre tensiones al momento de conectar un banco de transformadores, debe tomar las siguientes precauciones:

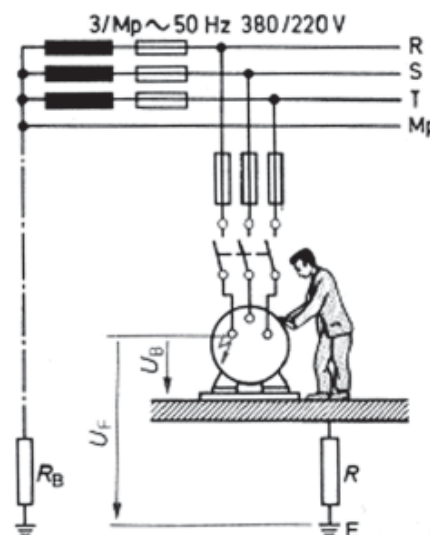


Fig. 1.239
Tensión de defecto y tensión de
contacto, en caso de suelo no aislado

- Asegúrese de la polaridad del transformador.
- Es importante que compruebe que se conecten los conductores terminales de polaridad correcta; porque si conecta conductores de polaridad equivocada, ello daría como resultado un cortocircuito.
- Utilice el diagrama de conexión como una herramienta auxiliar, para evitar errores y por lo tanto, accidentes.
- Los transformadores monofásicos autoprotegidos NO DEBEN utilizarse conectados en delta a circuitos trifásicos de 4 conductores que alimenten simultáneamente, cargas trifásicas y monofásicas de alumbrado.

- Para la conexión individual y conexiones en bancos de dos o tres transformadores para servicio monofásico y trifásico, los transformadores instalados en bóveda o en estructuras a la intemperie, deberán ser accesibles únicamente a personal capacitado para su inspección y mantenimiento.

I.13.4 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Para contribuir a la protección del medio ambiente en la conexión de banco de transformadores, realice lo siguiente:

- Guarde todos los sobrantes utilizados en las conexiones (plástico, alambre, tornillos, etc.) para un uso posterior.
- No consuma alimentos en la bóveda de transformadores.
- Deseche todos los residuos generados en la conexión de transformadores.
- Guarde la herramienta que utilizó en la conexión de bancos de transformadores, y colóquelas en el lugar correspondiente.



Fig. 1.240
Desecho de residuos sólidos

I.14 CONEXIÓN EN UN BANCO DE TRANSFORMADORES

La transformación trifásica se puede realizar por medio de tres transformadores monofásicos en conexión trifásica, llamados también bancos de transformadores o por medio de transformadores trifásicos. Los métodos de conexión de los devanados para la conexión trifásica son los mismos, ya sea que se usen tres devanados en un transformador trifásico, o bien tres transformadores monofásicos.

En este capítulo se hará referencia al proceso de conexión de bancos de transformadores trifásicos.

I.14.1 PROCESO DE CONEXIÓN DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Este proceso le mostrará la forma correcta de conectar transformadores monofásicos, para realizar y montar un banco de transformador trifásico, cuya función será proporcionar valores de tensión trifásico.

PROCESO DE EJECUCIÓN I

A continuación se describe el proceso para conectar tres transformadores monofásicos para formar un banco.

MATERIALES QUE UTILIZARÁ:

1. Tres transformadores monofásicos de 5 kVA u 8 kVA.
2. Alambre No. 6 TW
3. Cable No. 10 TW
4. Tres fusibles de cartucho de porcelana de 40 amperios con lámina
5. Tres terminales de cobre para calibre No. 6

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

1. Amperímetro
2. Voltímetro

HERRAMIENTA QUE UTILIZARÁ:

1. Piocha
2. Cuchara
3. Nivel
4. Arco de sierra y sierra
5. Barreno eléctrico
6. Llave ajustable
7. Alicata
8. Destornillador plano
9. Navaja curva

PASO 1 Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar.

PASO 2 Haga la base, con angulares de 3" x 3" x 1/4" (en el suelo), trace el lugar donde se va a colocar la base, haga guías para la base, haga la formaleta y funda una plancha.

OBSERVACIÓN:

1. Debe tomar una cuenta que los transformadores no deben nunca quedar a nivel del suelo, sino un poco más altos, porque se hace previendo efectos de humedad.
2. Los transformadores deben quedar siempre bien asegurados, ya sea con cinturones o empotrados firmemente a la base con tornillos.

PASO 3 Monte los transformadores sobre la base, realícelo de manera que las placas queden visibles.

OBSERVACIÓN:

Deje un espacio entre transformadores para que exista ventilación.
La colocación se debe hacer dejando un margen donde se pueda trabajar en las conexiones cómodamente, y se pueda hacer una revisión periódica de los transformadores.

PASO 4 Asegure el transformador con piezas de sujeción.

PASO 5 Analice detenidamente la placa de características de cada transformador, conecte los bornes del transformador de acuerdo al diagrama.

OBSERVACIÓN:

Utilice los conductores adecuados (vea los calibres de alambres y cables)

PASO 6 Conecte los accesorios y bornes de acuerdo al diagrama de placa del transformador.
Mida la tensión de entrada al primario del

OBSERVACIÓN:

Todas las uniones de los conductores deben quedar firmemente apretadas.

PASO 7 transformador utilizando el voltímetro adecuado; efectuando la medición entre cada una de las líneas.

PASO 8 Energice el circuito, comprobando que no esté conectada ninguna carga al secundario del transformador.

PASO 9 Mida tensión de salida en los bornes del devanado secundario del transformador.

PASO 10 Mida la intensidad en cada línea del primario y del secundario.

PASO 11 Conecte la carga; preferiblemente hágalo por secciones; evitando con esto que la corriente inicial de consumo sea muy grande y se pueda formar un arco eléctrico peligroso.

Dentro de los procesos para conectar bancos trifásicos de transformadores pueden mencionarse las siguientes conexiones a tratar:

- a) Estrella - delta
- b) Delta - abierta
- c) Estrella - estrella

La conexión Estrella o Delta, en transformadores trifásicos o en transformadores monofásicos, formando un banco trifásico, debe identificarse con Y o D, respectivamente, para el lado de alto voltaje; "y" o "d" para el lado de bajo voltaje; si el neutral de la conexión Estrella está aterrizado la indicación debe ser YN para el lado de alto voltaje y "yn" para el lado de bajo voltaje.

Existen grupos de conexiones entre las diferentes configuraciones trifásicas, como por ejemplo estrella en el primario y delta en el secundario, escribiéndose con mayúsculas para el lado del primario y con

minúsculas para el lado del secundario, como se muestra Yd (Estrella-delta).

1.14.1.1 REGLAS DE CONEXIÓN DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES EN CONFIGURACIÓN ESTRELLA - DELTA

Las reglas necesarias para realizar las conexiones trifásicas en un banco de transformadores conectados en Yd (delta cerrada), son las siguientes:

1. Conecte el bushing H1 del transformador número 1 a la fase primaria A.
2. Conecte el bushing H1 del transformador número 2 a la fase primaria B.
3. Conecte el bushing H1 del transformador número 3 a la fase primaria C.

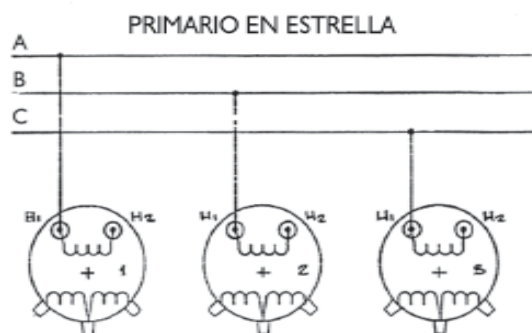


Fig. 1.241
Primario en estrella

OBSERVACIÓN:

El signo + en el transformador indica que es de polaridad ADITIVA.

1. Conecte el bushing H2 de los transformadores, entre sí.
2. Coloque las flechas direccionales del primario de acuerdo a las siguientes reglas:

a. En el lado del primario:

- En transformadores conectados entre una fase y neutro. La flecha direccional en el primario siempre apunta hacia el bushing, que está conectado a la fase. La flecha puede estar apuntando hacia la

derecha o hacia la izquierda, dependiendo de cómo está conectado el transformador.

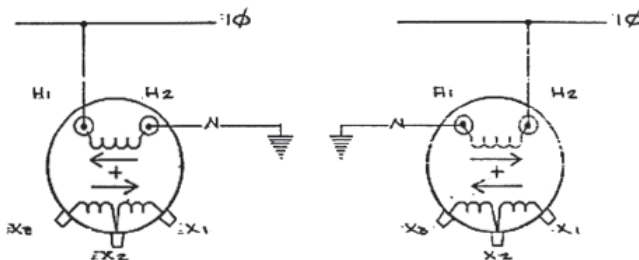


Fig. 1.242
Alimentado por la derecha y alimentado por la izquierda

- En transformadores conectados en delta en el lado primario, la flecha direccional en el primario siempre apunta hacia H1, y se considera que la fase conectada a H1 es la que alimenta al transformador.

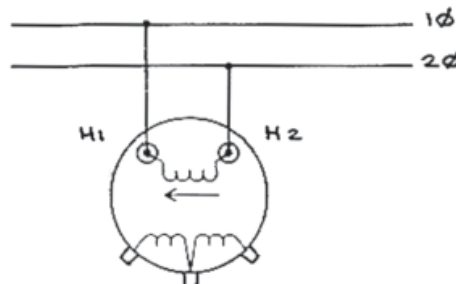
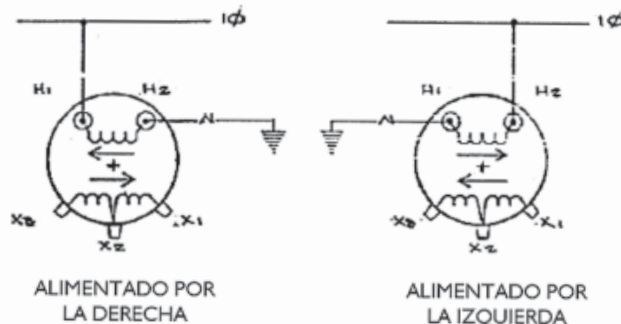


Fig. 1.243
Flecha apuntando hacia H1

b. En el lado secundario:

- En transformadores de polaridad aditiva, la flecha del lado secundario siempre apunta en contra (opuesta) a la dirección de la flecha del primario.
- En transformadores de polaridad substractiva, la



ALIMENTADO POR
LA DERECHA

ALIMENTADO POR
LA IZQUIERDA

Fig. 1.244
Alimentado por la derecha y alimentado por la izquierda

flecha del lado secundario siempre apunta en la misma dirección que la flecha del lado primario.

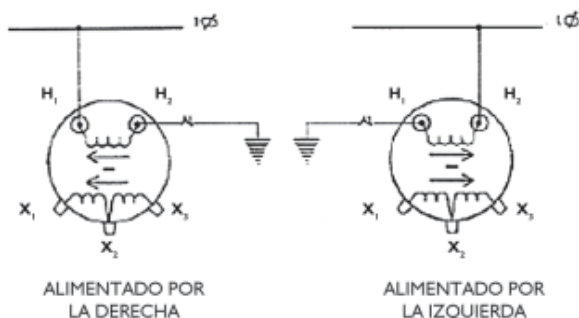


Fig.1.245

Alimentado por la derecha y alimentado por la izquierda

APLIQUE LAS SIGUIENTES REGLAS DEL LADO DEL SECUNDARIO:

Antes de explicar las reglas para conexiones del lado secundario, hay que establecer cierta relación imaginaria que existe entre las fases del lado del primario, con las del secundario:

Fase A	en el primario corresponde con la 1ra. línea del secundario.
Fase B	en el primario corresponde con la 3ra. línea del secundario.
Fase C	en el primario corresponde con la 4ta. línea del secundario.

El significado de esta relación tal vez no esté clara por el momento, pero se aclarará posteriormente cuando termine de ver las reglas para conexiones del lado secundario.

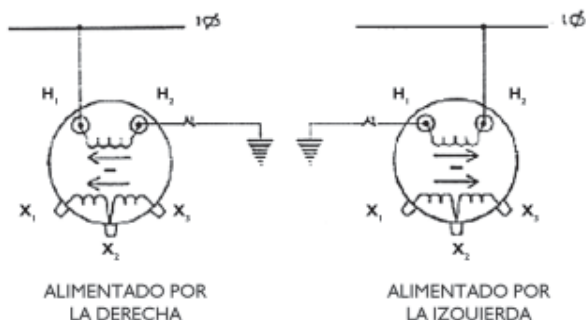


Fig. 1.246

Colocación a neutro del bushing X2 del segundo transformador

APLIQUE LAS SIGUIENTES REGLAS:

1. Coloque las flechas del lado del secundario de acuerdo a las reglas ya estudiadas.
2. Ponga a neutro el bushing X_2 del segundo transformador (Transformador de Luz).
3. Si la punta de la flecha primaria del transformador número 1, apunta a la fase A en el primario, entonces la punta de la flecha del secundario debe apuntar a la 1ra. línea del secundario (según la relación establecida con anterioridad).
4. Si la punta de la flecha primaria del transformador número 2, apunta a la fase B en el primario; la punta de la flecha del secundario debe apuntar a la 3ra. Línea del secundario.
5. Si la punta de la flecha primaria del transformador número 3, apunta a la fase C en el primario; la punta de la flecha del secundario debe de apuntar a la cuarta línea del secundario.

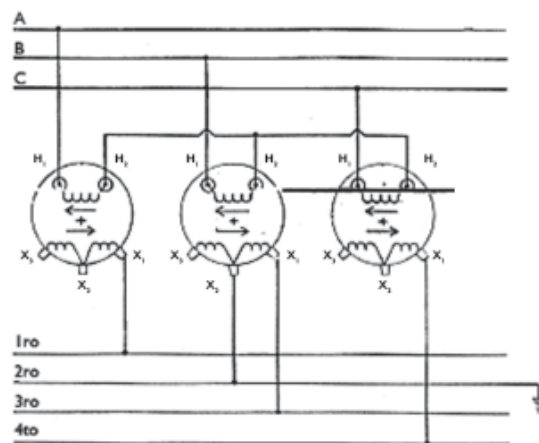


Fig. 1.247

Proceso de conexión de las líneas secundarias

6. La punta de la flecha del secundario de un transformador debe de conectarse con la cola de la flecha del secundario del siguiente transformador, es decir:

- La punta de la flecha del transformador No.1 con la cola de la flecha del transformador No.2.
- La punta de la flecha del transformador No.2 con la cola de la flecha del transformador No.3.
- La punta de la flecha del transformador No.3 con la cola de la flecha del transformador No.1.

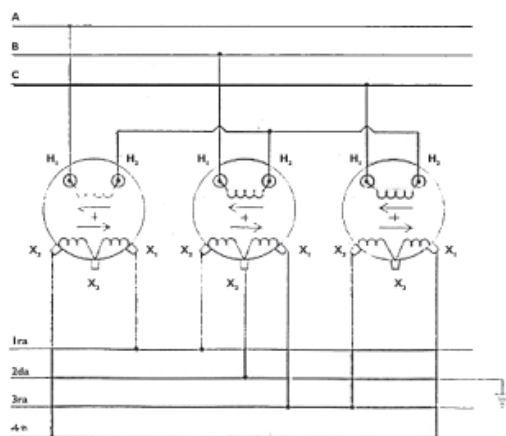


Fig. 1.248

Estrella en el primario, delta en el secundario

¡De esta forma ha obtenido la conexión final!

Siguiendo las reglas del sistema de flechas, puede conectar cualquier tipo de transformador, ya sean estos de polaridad ADITIVA o SUSTRACTIVA, alimentados por la derecha o por la izquierda.

Siempre tiene que seguir ciertas normas establecidas por la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., como lo sería el conectar todos los transformadores alimentados por la derecha, el transformador de luz es el que está conectado a neutro.

1.14.1.2 REGLAS DE CONEXIÓN DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES EN CONFIGURACIÓN DELTA ABIERTA

Una vez han sido establecidas las reglas para la conexión de un banco de transformadores en Delta cerrada, las reglas para la conexión de un banco de transformadores de Delta abierta son bastante sencillas.

APLIQUE LAS SIGUIENTES REGLAS PARA REALIZAR UNA CONEXIÓN DELTA ABIERTA:

- La conexión de una Delta abierta se hace de la misma manera que una Delta cerrada, únicamente eliminando el primer transformador del banco (Transformador número 1).

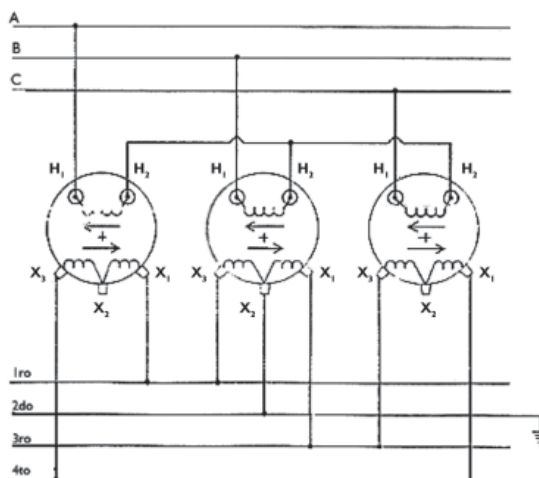


Fig. 1.249

Estrella abierta

Es decir, cuando desee hacer una conexión de un banco en delta abierta, simplemente imagine que está haciendo una conexión en Delta cerrada, y luego elimine el primer transformador (parte punteada en el dibujo anterior).

1.14.1.3 REGLAS DE CONEXIÓN DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES EN CONFIGURACIÓN ESTRELLA - ESTRELLA

Este tipo de conexión se prescribe especialmente para altas tensiones, debido a que la tensión total se reparte entre dos devanados.

Cada uno soporta la tensión de una fase, y se reducen los problemas de aislamiento. Al trabajar con intensidades elevadas, se precisan conductores de gran sección que proporcionan mayor rigidez a los

devanados. Esta conexión permite añadir un neutro al secundario, donde puede disponer de dos tensiones (iluminación y fuerza, por ejemplo).

A. APLIQUE LAS SIGUIENTES REGLAS PARA CONEXIÓN DEL LADO DEL PRIMARIO:

1. Conecte el bushing H_1 del transformador número 1, a la fase primaria A.
2. Conecte el bushing H_1 del transformador número 2, a la fase primaria B.
3. Conecte el bushing H_1 del transformador número 3, a la fase primaria C.

NO ESTA LA FOTO

Fig. 1.250
Primario en estrella en proceso

4. Conecte el bushing H_2 de los tres transformadores entre sí, y luego conéctelos a Neutro.
5. Coloque las flechas direccionales del primario, de acuerdo a las reglas estudiadas.

NO ESTA LA FOTO

Fig.251
Primario en estrella

B. APLIQUE LAS SIGUIENTES REGLAS PARA CONEXIÓN DEL LADO DEL SECUNDARIO:

1. Coloque las flechas del lado secundario de acuerdo a las reglas estudiadas.
2. Si la punta de la flecha primaria del transformador número 1, apunta a la fase A en el primario, entonces la punta de la flecha del secundario debe de apuntar a la 1era. línea del secundario (según la relación establecida al estudiar la Delta cerrada).
3. Si la punta de la flecha primaria del transformador número 2, apunta a la fase B en el primario, la punta de la flecha del secundario debe de apuntar a la 3ra. línea del secundario.
4. Si la punta de la flecha primaria del transformador número 3, apunta a la fase C en el primario, la punta de la flecha del secundario debe de apuntar a la 4ta. línea del secundario.

NO ESTA LA FOTO

Proceso del secundario en conexión estrella
Fig. 1.252

5. Conecte todas las colas de las flechas del secundario de los tres transformadores a neutro.

De esta forma ha obtenido la conexión final.

Las reglas del sistema de flechas son herramientas muy valiosas en lo que a conexiones de transformadores se refiere.

NO ESTA LA FOTO

Secundario en estrella
Fig. 1.253

1.14.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Una instalación de servicio trifásico, Estrella abierta – Delta abierta, a 120/240 Voltios, usando transformadores CSP, es más apropiada para casos en los que la carga monofásica sea comparablemente mayor que la carga trifásica. Es recomendable donde la carga monofásica sea más del doble de la carga trifásica, las cargas fluctuantes se conectan entre la 3ra y 4ta línea.

Este tipo de banco resulta en voltajes secundarios desbalanceados, que tienden a dañar cierto equipo trifásico, si se usan donde la carga es predominantemente trifásica.

Debe conectar sólidamente a tierra los neutrales del primario y del secundario del sistema.

En el caso de un servicio trifásico la conexión Estrella – Delta (cerrada), a 120/240 voltios usando transformadores convencionales, es más apropiada para cargas que son predominantemente trifásicas, con un porcentaje pequeño de carga monofásica.

Cargas fluctuantes se conectan generalmente entre la 3ra y 4ta líneas, debe dejar flotante el neutral de la estrella primaria, pero el neutral del secundario debe conectarse sólidamente al neutral del sistema y a tierra.

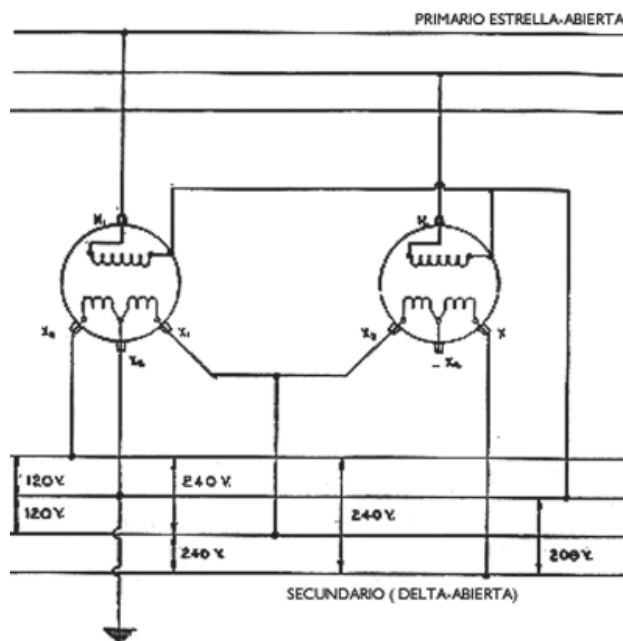


Fig. 1.254
Conexión Estrella - Delta

1.14.2.1 COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS

En cualquier sistema eléctrico es indispensable tener las menores pérdidas, tanto de energía como de potencia, aunque el transformador es una máquina electromagnética muy eficiente, es atractivo comparar las pérdidas de estas opciones.

A continuación se presentan las diferencias de pérdidas de los transformadores y de los bancos por transformadores monofásicos.

Al analizar la tabla 1.11 puede observar que los transformadores trifásicos tienen menores pérdidas que los bancos de transformadores monofásicos.

1.14.2.2 COMPARACIÓN DE PESO

El peso del transformador es un factor muy importante, ya que los transformadores de distribución se encuentran instalados en el poste, y esto hace bastante peligroso el lugar donde está instalado éste. En la siguiente tabla se muestra el peso de un transformador trifásico de transformadores monofásicos.

Pérdidas de los transformadores	3 * 5 kVA	3 * 10 kVA	3 * 15 kVA	3 * 25 kVA	3 * 37.5 kVA	3 * 50 kVA	3 * 75 kVA
Pcc (kW)	0.180	0.270	0.390	0.570	0.780	1.050	1.410
Psc (kW)	0.090	0.120	0.150	0.210	0.270	0.360	0.420

Fig. 1.256

Tabla 1.10 Pérdidas con carga y sin carga de transformadores trifásicos

Pérdidas de los transformadores Trifásicos	45 kVA	75 kVA	112.5 kVA	150 kVA	225 kVA
Pcc (kW)	0.165	0.241	0.330	0.444	0.596
Psc (kW)	0.063	0.089	0.114	0.152	0.178

Fig. 257

Tabla 1.11 Diferencia de pérdidas

Transformador 1 kVA	Transformador 2 kVA	Transformador 3 kVA	Cantidad	% respecto al total del banco	% respecto al total de los bancos instalados
50	50	50	1	3.33	0.82
75	75	75	3	10.00	2.46
100	100	100	3	10.00	2.46
167	167	167	7	23.33	5.74
183	183	183	1	3.33	0.82
210	210	210	1	3.33	0.82
307	307	307	1	3.33	0.82
333	333	333	2	6.67	1.64
25			4	13.33	3.28
50			7	23.33	5.74
Total			30	100	24.59

Fig. 1.258

Tabla 1.12 Peso de un banco de transformadores monofásicos

Capacidad del transformador (kVA)	Cantidad de transformadores	Capacidad total del banco (kVA)	Peso en libras
10	3	30	825
15	3	45	930
25	3	75	1440
37.5	3	112.5	1740
50	3	150	2175
75	3	225	2775

Fig. 1.259

Tabla 1.13 Peso de un transformador trifásico

El banco de transformadores está compuesto por tres transformadores monofásicos mientras que el transformador trifásico solamente por uno.

En la siguiente tabla se muestra el peso de los transformadores trifásicos.

Capacidad del transformador (kVA)	Cantidad de transformadores	Peso en libras
30	1	760
45	1	915
75	1	1120
112.5	1	1540
150	1	2455
225	1	2650

Fig. 1.259
Tabla 1.13 Peso de un transformador trifásico

Analizando las dos últimas tablas, puede apreciar que los pesos de los transformadores trifásicos son menores, que el peso total de un banco trifásico de transformadores monofásicos. Al tener menor peso, tiene menos pérdidas.

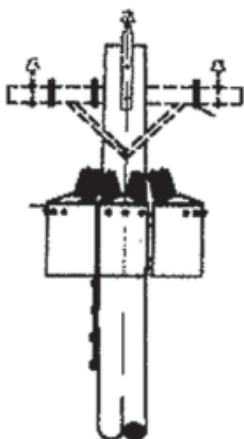


Fig. 1.260
Vista frontal de un banco trifásico de transformadores monofásicos

El transformador trifásico tiene la ventaja de ser menos pesado, pero existe una desventaja del transformador trifásico con respecto al banco de transformadores monofásicos y es la concentración del peso, pues los bancos de transformadores monofásicos por ser tres,

se colocan de forma que el peso queda balanceado. Esto puede apreciarse en las siguientes figuras.

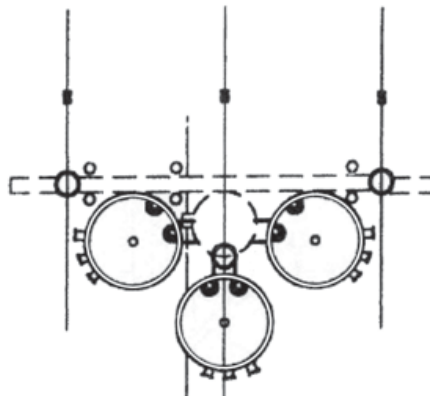


Fig. 1.261
Conexión de un banco trifásico de transformadores monofásicos

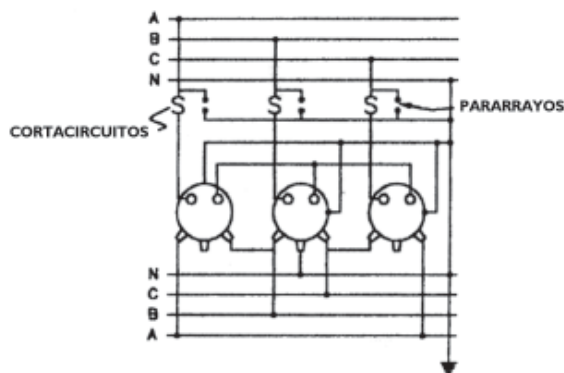


DIAGRAMA DE CABLEADOS

Fig. 1.262
Diagrama de cableados de una conexión de un banco trifásico de transformadores monofásicos

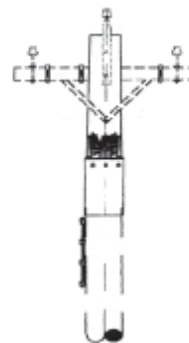


Fig. 1.263
Conexión de transformador trifásico

El transformador trifásico solamente consta de un solo transformador.

1.14.4 PROTECCIÓN AMBIENTAL EN CONEXIONES DE BANCOS DE TRANSFORMADORES

Es importante contribuir a la reducción del consumo de energía en las instalaciones bancos de transformadores, a través de instalaciones funcionales, facilitando el aprovechamiento de la luz natural para la iluminación en industrias y edificios.

PARA LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

- Elija las lámparas de mayor eficiencia energética. Las de carcasa metálica son preferibles a las plásticas y los reflectores son mejores que los difusores.
- Instale lámparas de bajo consumo y larga duración.



Fig. 1.264
Reflectores

CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y AUTOTRANSFORMADORES

1.15 TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Casi todos los principales sistemas de generación y distribución del mundo actual, son sistemas trifásicos de corriente alterna.

Puesto que los sistemas trifásicos juegan tan importante papel en la vida moderna, es necesario entender cómo se utilizan los transformadores en ellos.

1.15.1 DEFINICIÓN DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Los transformadores para circuitos trifásicos se suelen construir de dos maneras. Una de éstas consiste en tomar tres transformadores monofásicos y conectarlos en un banco trifásico. Otra alternativa es construir un transformador trifásico que consta de tres conjuntos de devanados, enrollados sobre un núcleo común. Estas dos posibilidades de construir un transformador trifásico se muestran en las figuras siguientes:

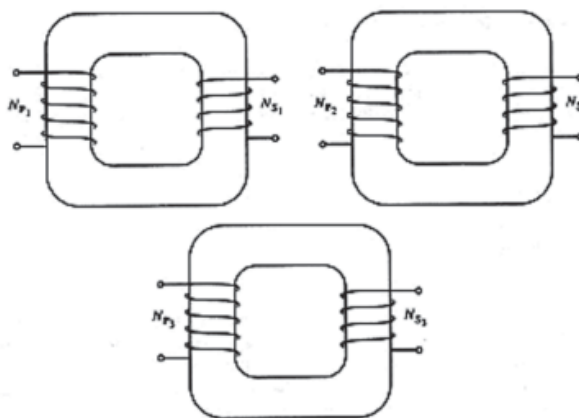


Fig. 1.265
Banco trifásico de transformadores
compuesto por tres transformadores independientes.

Hoy en día se prefiere construir un transformador trifásico como tal, puesto que es más liviano, pequeño, barato y un poco más eficiente. La técnica más antigua de construcción era utilizar tres transformadores separados. Esta disposición tiene la ventaja de remplazar cada unidad del banco individualmente en caso de alguna falla, pero no supera las ventajas de una unidad trifásica combinada, en la mayoría de las aplicaciones. Sin embargo, aún quedan muchas instalaciones con tres unidades monofásicas en servicio.

La aplicación básica de los transformadores trifásicos convencionales, es la transmisión y distribución de energía eléctrica.

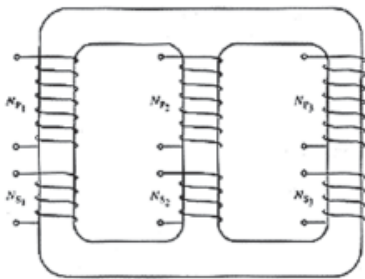


Fig. 1.266
Transformador trifásico construido
sobre un único núcleo de tres columnas.

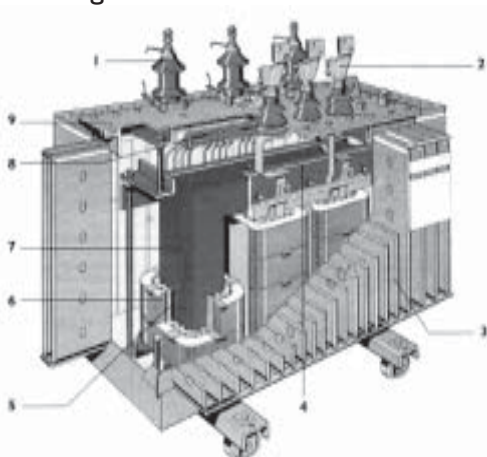
Los voltajes que se logran conseguir básicamente en nuestro país en los transformadores convencionales trifásicos, están en el rango de 120 voltios, hasta voltajes del orden de cientos de kilovoltios.

1.15.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

El transformador trifásico es bastante similar al transformador monofásico, exceptuando algunas consideraciones físicas.

1.15.2.1 PARTES DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Las partes de un transformador trifásico se muestran en la figura 1.267.



- 1 Terminales de alta tensión
- 2 Terminales de baja tensión
- 3 Caldera de aletas plegadas (llena de líquido)
- 4 Armazón hueco a presión
- 5 Bobinado de baja de bandas de aluminio
- 6 Bobinas de alta separadas, de aluminio
- 7 Núcleo de tres columnas
- 8 Inversor
- 9 Cubierta de la caldera

Fig. 1.267
Transformador trifásico de
distribución, potencia nominal 630 kVA.

Los tres núcleos de hierro de un banco de transformación se pueden imaginar unidos en forma de estrella.

1.15.2.2 FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Los flujos magnéticos en los 3 núcleos, están en fase con las tres corrientes, es decir, los ángulos de desfase entre los tres flujos son de 120° . La suma de los tres flujos magnéticos en la columna central es igual a cero, por lo tanto, se puede eliminar dicha columna. Si se llevan a un mismo plano las columnas restantes, se obtiene el núcleo de tres columnas, generalmente utilizado. Las líneas de campo originadas en la columna central, son algo más cortas que las generadas en las otras dos, en consecuencia, la corriente magnetizante de la columna central es algo inferior. Para mantener reducida la corriente en vacío, las chapas del núcleo se montan a solape. Se escalona la anchura de las chapas a fin de que las bobinas redondas abarquen la máxima cantidad de hierro posible. Las chapas se mantienen unidas por medio de remaches, tornillos aislados, y de viguetas de presión.

NO ESTA LA FOTO

Fig. 1.268
Disposición del núcleo de 3 columnas



Fig. 1.269

Disposición de las chapas de un núcleo de tres columnas

Si se emplea chapa magnética de grano orientado, las diferentes chapas se deben cortar a bisel, a fin de que las líneas de campo no circulen transversalmente a la dirección de laminación.

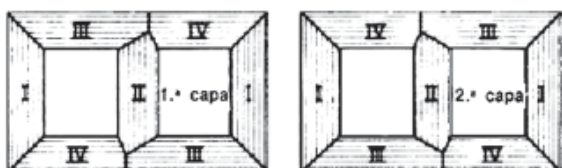


Fig. 1.270

Disposición de las chapas de un núcleo de tres columnas

El transformador de distribución trifásico a la intemperie, puede ser utilizado para servir cargas monofásicas hasta de 225 kVA. Consiste en tres bobinados separados, ensamblados en un mismo tanque.

Este transformador es usualmente utilizado para servir cargas de motores, donde estos son frecuentemente arrancados. Las bobinas están inmersas en aceite, que es de aplicación internacional, y se utiliza un desplazamiento de fase Dy5 Dy11.

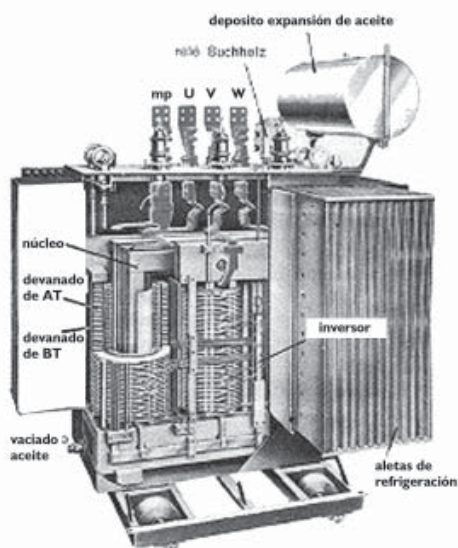


Fig. 271

Transformador trifásico de 250 kVA.

Los transformadores trifásicos sirven para transformar tensiones alternas trifásicas.

I.15.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

A continuación se describirán los tipos y las características de los transformadores trifásicos.

I.15.3.1 TIPOS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa, 3 monofásicos.

a. Transformador de distribución:

Funciona como parte integral del sistema eléctrico, por lo tanto, las perturbaciones del sistema afectan al transformador y viceversa. De cualquier modo se hace necesario instalar dispositivos de protección adecuados al sistema en el cual operará el transformador, pararrayos contra sobretensiones y fusibles contra sobrecorrientes. En el mercado se ofrecen normalmente tres tipos básicos de transformadores de distribución tipo poste, con algún grado de protección, y 225 kVA trifásicos, con tensiones secundarias inferiores a 600 V.

b. Transformador trifásico autoprotegido:

Estos transformadores son similares a las unidades monofásicas, con la excepción de que se emplea un cortacircuito de 3 polos. El cortacircuito está dispuesto de manera que abra los tres polos en caso de una sobrecarga seria, o de falla en algunas de las fases. Los transformadores autoprotegidos trifásicos son similares a las unidades monofásicas, con la excepción de que se emplea un cortocircuito de 3 polos. El cortocircuito está dispuesto de manera que abra los tres polos en caso de una sobrecarga seria o de falla en algunas de las fases.

Existen otros tipos de transformadores trifásicos: transformadores trifásicos tipo seco, tipo convencional y de potencia trifásica, utilizados en subestaciones eléctricas.

I.15.3.2 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Las características del transformador trifásico son las siguientes:

- Contiene un núcleo sólido y posee bajos niveles de ruido.
- Los bobinados están cubiertos con resina en forma adhesiva sobre un papel especial para altas tensiones, y constituidos por conductores que soportan intensos cortocircuito, altas temperaturas y les proporcionan mayor eficiencia.
- Disponible como un transformador completamente autoprotegido, para incrementar la protección de cortocircuito y sobrecargas.
- Protección contra devanado primario.
- Interruptor electromagnético.
- Interruptor electromagnético para el devanado secundario.
- Interruptor secundario operado manualmente para sobrecarga y luz indicadora.
- Pintura resistente a la corrosión.

I.15.3.3 POLARIDAD DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Para los transformadores trifásicos todos los terminales de alta tensión son marcados con H, siguen un orden numérico de derecha a izquierda, y normalmente, los acompañados de subíndice impar son las marcas de polaridad, el terminal H, de los terminales trifásicos si existe, está situado a la derecha del H1 el transformador desde el lado de alta tensión.

I.15.3.4 DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Generalmente, los transformadores trifásicos deben poseer una tensión en cortocircuito, baja. Para mantener reducida la dispersión, se sitúan sobre cada columna del núcleo, los devanados de alta y de baja tensión, correspondientes a una fase. Para limitar el peligro de perforación, se coloca sobre el núcleo, el devanado de baja tensión y sobre éste, el de alta tensión. Normalmente, los devanados se bobinan

sobre cilindros aislantes de papel endurecido.

En los transformadores en aceite, el aislamiento del conductor es de papel y está bobinado a su vez, en varias capas alrededor del conductor. En los transformadores en seco, se emplea fibra de vidrio o algodón para dicho revestimiento, el cual una vez colocado, se impregna en laca.

Existen tres clases de devanados:

- ◆ Devanado en capas
- ◆ Devanado en bobinas
- ◆ Devanado tubular.

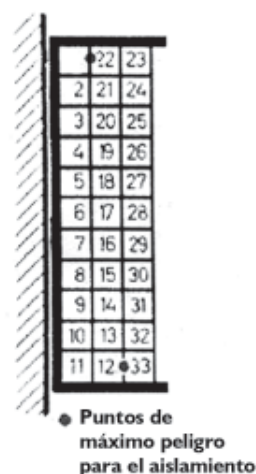


Fig. 1.272
Constitución de un devanado en capas.

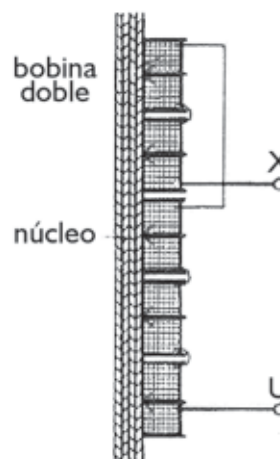


Fig. 1.273
Constitución de un devanado en bobinas.

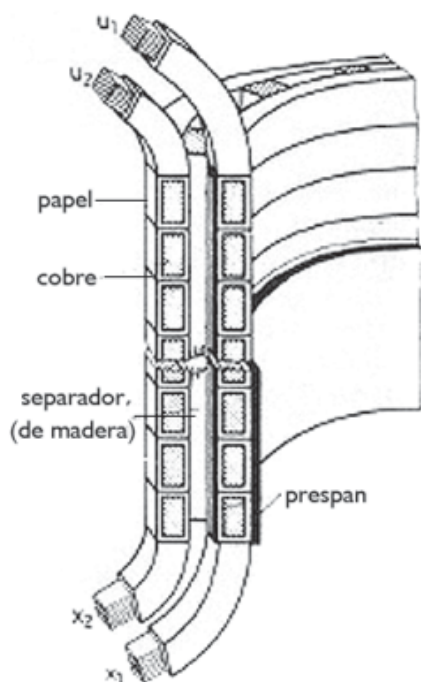


Fig. 1.274
Constitución de un devanado tubular.

En el devanado en capas, se bobina sobre un carrete primero la capa inferior, sobre ella la siguiente, etc. El principio de una capa se halla siempre sobre el final de la siguiente y en tales puntos, la diferencia de tensión es relativamente elevada. Entre las capas se aplica el aislamiento correspondiente. El devanado en capas es el más utilizado en pequeños transformadores.

En el devanado en bobinas se preparan primeramente bobinas dobles. Cada bobina doble consta de dos bobinas parciales de varias capas, unidas interiormente entre sí, por tanto, los dos extremos de la bobina doble son accesibles, las bobinas parciales deben estar bobinadas de tal forma, que las líneas de campo originadas en ellas por la corriente, tengan el mismo sentido.

A continuación, las bobinas dobles se colocan sobre el cilindro aislante y se sueldan los extremos exteriores de las bobinas. El devanado en bobinas se emplea en los devanados de alta tensión de transformadores de potencia media.

1.15.4 MANTENIMIENTO BÁSICO

A los transformadores trifásicos es necesario protegerlos con equipos adicionales, como: fusibles (cortacircuitos) y pararrayos. Los pararrayos se conectan siempre al lado de la fuente del fusible.

Transformadores trifásicos autoprotectidos: estos transformadores son similares a las unidades monofásicas, con la excepción de que se emplea un cortacircuito de 3 polos. El cortacircuito está dispuesto de manera que abra los tres polos en caso de una sobrecarga seria o de falla en algunas de las fases.

1.15.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Los transformadores secos evitan los riesgos de incendio y presentes en los transformadores de aceite, por lo que su empleo es necesario en edificios de oficinas, hospitales, hoteles, centros comerciales, plantas con procesos industriales de la petroquímica o textiles o con máquinas controladas con electrónica y cerca de donde laboran o conviven las personas. No contaminan el ambiente, ya que no hay posibilidad de derrames de líquidos, no requieren drenaje para aceite, ni sistemas costosos contra incendios.

- Resistentes al fuego. Se fabrican con aislamientos clase "B", "F" y "H" del tipo "mylar" y "nomex", materiales que pueden trabajar a temperaturas de 150 y 220 °C respectivamente, que son autoextinguibles, no propagan la flama y no son explosivos.
- Silencioso. El transformador seco trabaja cerca de las personas, por lo que su nivel de ruido debe estar controlado, según su capacidad.
- Mantenimiento mínimo. No necesita del filtrado anual del aceite o de limpiar las fugas. El mantenimiento de los transformadores secos es mínimo.



1.275
Transformador trifásico tipo seco.

1.16 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICA

Antes de desarrollar los conocimientos necesarios para las relaciones de transformación trifásicas más usadas (estrella y delta), deben conocerse los parámetros y conceptos de voltajes de fase, voltajes de línea, corrientes de fase y corrientes de **línea**, correspondientes a las distintas configuraciones trifásicas.

1.16.1 RELACIÓN DE TENSIÓN TRIFÁSICA

Existen básicamente dos configuraciones trifásicas básicas: Estrella (Y) y Delta o Triángulo (D). Al mismo tiempo existen dos parámetros eléctricos trifásicos que acompañan a las tensiones (voltajes).

Estos parámetros son:

Tensión de línea: es la tensión medida entre dos líneas de alimentación trifásicas.

Tensión de fase: es la tensión medida entre una línea de alimentación y el neutro.

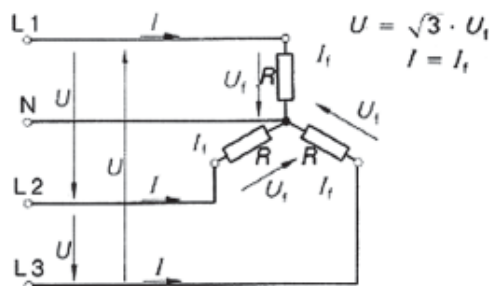


Fig. 1.276

Relaciones entre las magnitudes de línea y las de fase en la conexión en estrella

1.16.1.1 TENSIÓN DE LÍNEA Y TENSIÓN DE FASE EN UNA CONEXIÓN ESTRELLA.

En una conexión en Estrella, la tensión de línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la tensión de fase.

$$V_L = \sqrt{3} V_F$$

Donde

V_L = tensión de línea

V_F = tensión de fase

$\sqrt{3}$ = factor de concatenación

1.16.1.2 TENSIÓN DE LÍNEA Y TENSIÓN DE FASE EN UNA CONEXIÓN DELTA O TRIÁNGULO

En una conexión Delta, la tensión de línea es igual a la tensión de fase.

$$V_L = V_F$$

1.16.1.3 RELACIONES DE TENSIONES EN CONEXIONES TRIFÁSICAS

En la sección 1.9 se definió la relación de transformación α para un transformador monofásico; ahora se generalizará la relación de transformación a para las conexiones más usuales de transformadores trifásicos.

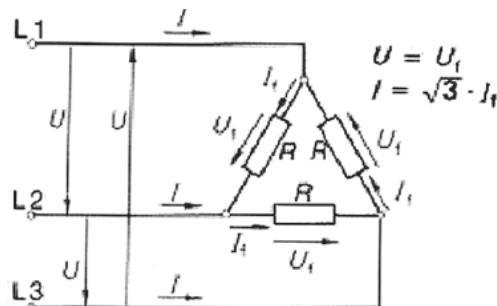


Fig. 1.277

Relaciones entre las magnitudes de línea y las de fase en la conexión en triángulo

Esto da un total de cuatro relaciones de tensiones trifásicas:

1. Y-y léase Ye-ye (Yy)
2. Y-Δ léase Ye-delta (YΔ)
3. Δ-y léase Delta-ye (Δy)
4. Δ-Δ léase Delta-delta (DΔ)

Explicación respecto a los paréntesis: Las letras mayúsculas son representativas de conexiones en el primario, y las letras minúsculas son conexiones con respecto al secundario del transformador.

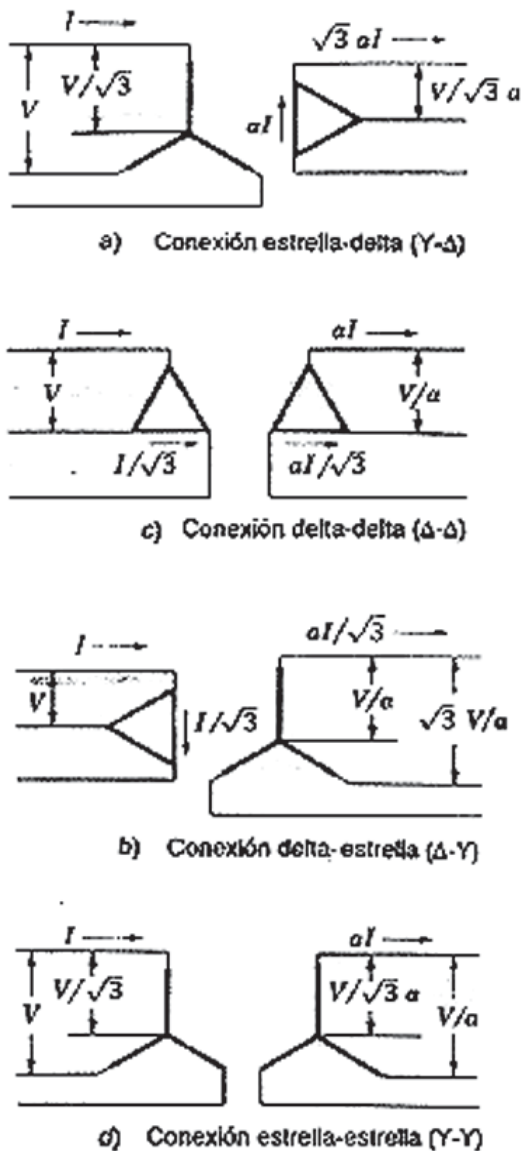


Fig. 1.278

Conexiones usuales para transformadores trifásicos; los devanados de los transformadores se representan mediante líneas gruesas

a. Relación de tensiones en la conexión trifásica Y-y

En esta conexión el voltaje primario de cada fase del transformador está dado por $V = \sqrt{3} V_f$ si se despeja el valor del voltaje de fase se tendrá:

$$V_{fp} = V_{LP} / \sqrt{3}$$

V_{fp} = tensión de fase del primario

V_{LP} = tensión de línea del primario

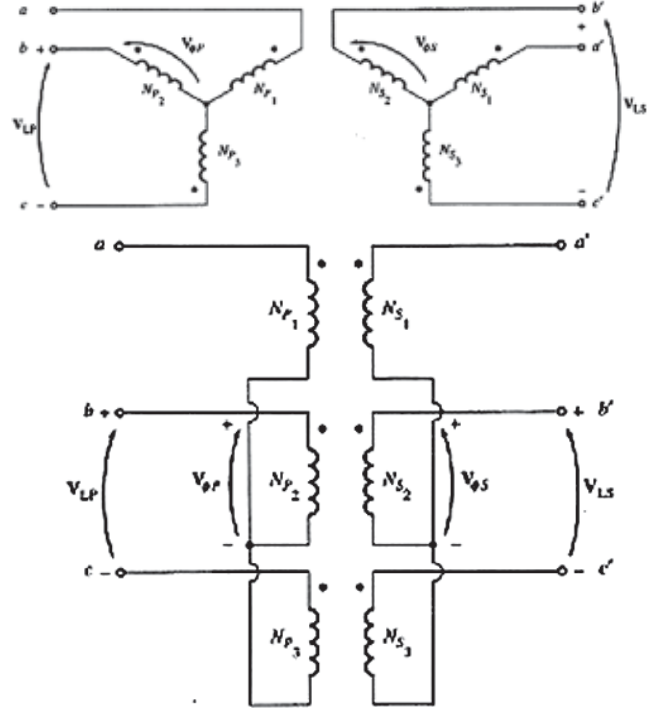


Fig. 1.279

Diagramas de conexión trifásica de transformadores Yy

El voltaje de fase primario está relacionado con el voltaje de fase secundario, por la relación de vueltas del transformador. El voltaje de fase en el secundario está relacionado con el voltaje de línea en el secundario por:

$$V_{LS} = \sqrt{3} V_{fs}$$

V_{fs} = tensión de fase del secundario

V_{LS} = tensión de línea del secundario

Entonces la relación de vueltas del transformador en la conexión Yy es

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3} V_{fp}}{\sqrt{3} V_{fs}} = \alpha$$

b. Relación de tensiones en la conexión trifásica Y-Δ

Se usa en general para bajar de un alto voltaje a uno mediano o bajo voltaje.

En esta conexión, el voltaje primario de línea está relacionado con el voltaje primario de fase por $V_{LP} = \sqrt{3} V_{fp}$, mientras que el voltaje secundario de línea es igual al voltaje secundario de fase $V_L = V_f$. La relación de voltajes de cada fase es:

$$\frac{V_{FP}}{V_{FS}} = \alpha$$

De modo que la relación total entre el voltaje de línea en el lado del primario y el voltaje en el lado secundario es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3} V_{fp}}{V_{fs}}$$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \sqrt{3} \alpha$$

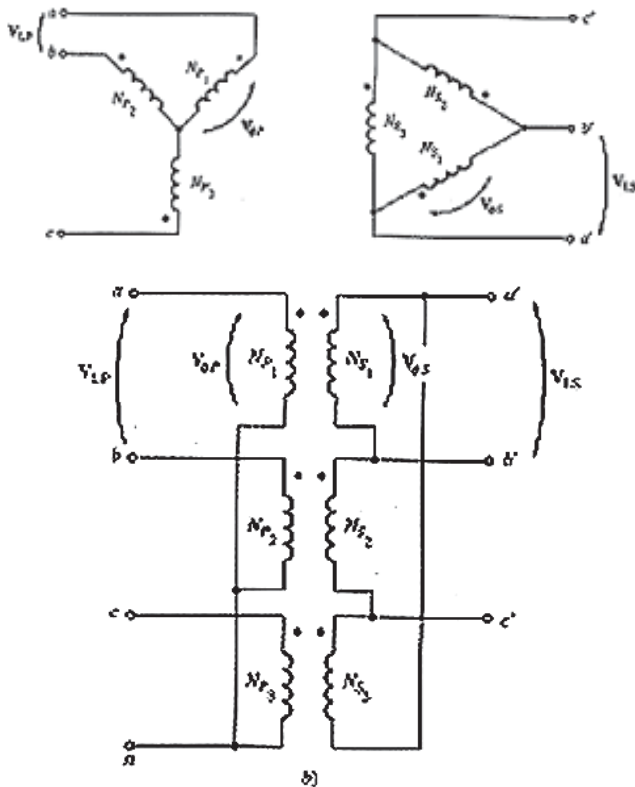


Fig.1.280
Conexión Y-D

c. Relación de tensiones en la conexión trifásica Δ -y

Esta conexión se usa normalmente para elevar el voltaje a un valor más alto. El voltaje primario de línea es igual al voltaje del primario de fase, $V_{LP} = V_{fp}$, mientras que los voltajes secundarios están relacionados por:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{fp}}{\sqrt{3} V_{fs}}$$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}}$$

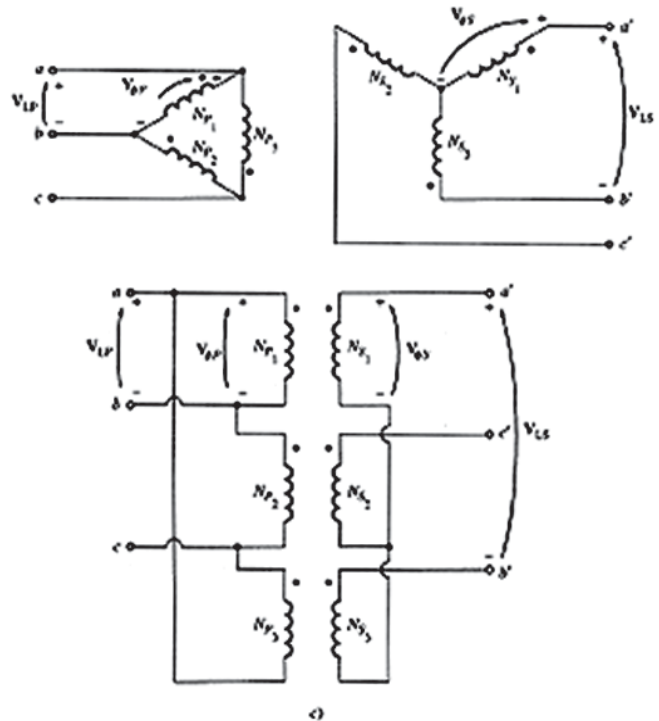


Fig. 1.281
Conexión D - y

d. Relación de tensiones en la conexión trifásica Δ - Δ

En esta conexión, $V_{LP} = V_{fp}$ y $V_{LS} = V_{fs}$, por lo cual la relación entre los voltajes de línea de primario y secundario es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \alpha$$

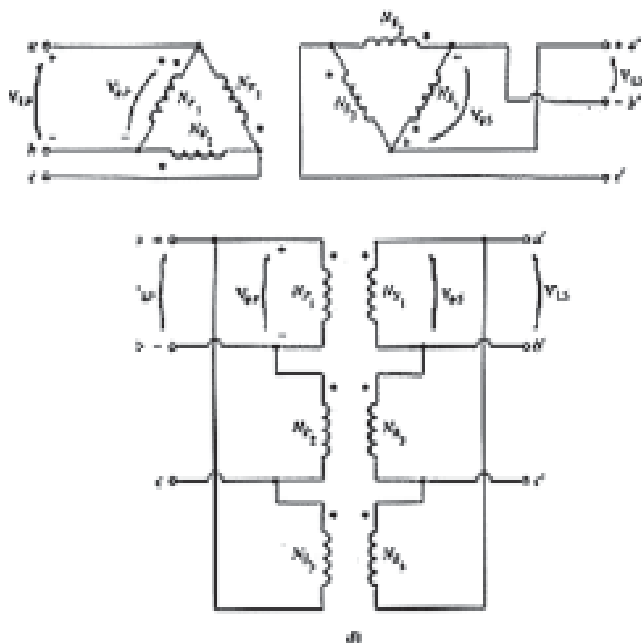


Fig. 1.282
Conexión D - D

I.16.2 RELACIÓN DE INTENSIDAD TRIFÁSICA

Al igual que en las relaciones de tensiones trifásicas, debe tener en cuenta que sólo se desarrollarán los parámetros de intensidades para las conexiones trifásicas básicas (estrella y delta).

Los conceptos importantes que debe siempre recordar son:

Intensidad de línea: es la intensidad que es medida en las líneas de alimentación.

Intensidad de fase: es la intensidad que es medida o que circula por uno de los devanados trifásicos.

I.16.2.1 INTENSIDAD DE LÍNEA E INTENSIDAD DE FASE EN UNA CONEXIÓN ESTRELLA

En una conexión en Estrella, las intensidades de línea serán iguales a las intensidades de fase.

$$I_L = I_f$$

Donde

I_L = intensidad de línea

I_f = intensidad de fase

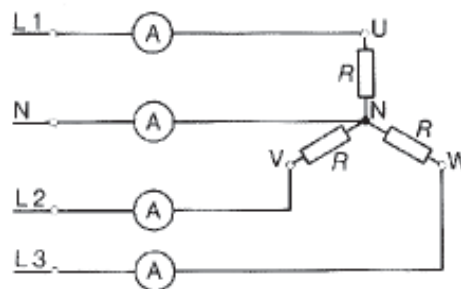


Fig.1.283
Intensidad de línea y de fase en una conexión estrella

I.16.2.2 INTENSIDAD DE LÍNEA E INTENSIDAD DE FASE EN UNA CONEXIÓN DELTA O TRIÁNGULO

En una conexión Delta, la intensidad de línea es igual $\sqrt{3}$ veces más intensa que la intensidad de fase.

$$I_L = \sqrt{3} I_f$$

$\sqrt{3}$ = factor de concatenación » 1.73

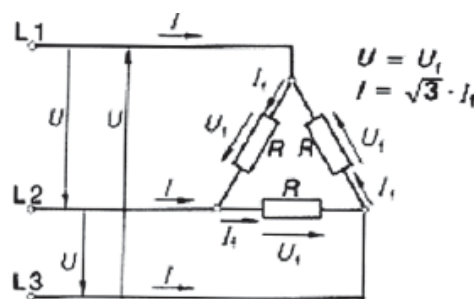


Fig.1.284
Intensidad de línea y de fase en una conexión delta

I.16.2.3 RELACIONES DE INTENSIDADES EN CONEXIONES TRIFÁSICAS

La relación de transformación $a = N1/N2$ para un transformador monofásico fue definida en la unidad 1.9, donde se concluyó que las corrientes primaria y secundaria variaban en forma inversa a la relación de transformación.

$$\frac{I_P = N_s}{I_s = N_P} = \frac{1}{\alpha}$$

La relación de transformación (α) para las conexiones trifásicas más usuales son:

1. Y-y léase Ye-ye (Yy)
2. Y- Δ léase Ye-delta (Y Δ)
3. Δ -y léase Delta-ye (Δ y)
4. Δ - Δ léase Delta-delta ($\Delta\Delta$)

Respecto a los paréntesis: Las letras mayúsculas son representativas de conexiones en el primario; y las letras minúsculas son conexiones con respecto al secundario del transformador.

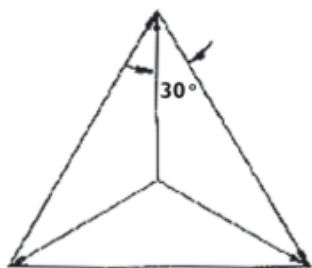


Fig.1.285

Desfases en las corrientes en estrella y en triángulo

a. Relación de intensidades en la conexión trifásica Y-y

En esta conexión la intensidad primaria de cada fase del transformador está dado por $I_{LP} = I_{fp}$; la intensidad secundaria conectada en estrella, la intensidad de línea es igual a la intensidad de fase $I_{LS} = I_{fs}$.

- I_{fp} = intensidad de fase en el primario
- I_{LP} = intensidad de línea en el primario
- I_{fs} = intensidad de fase en el secundario
- I_{LS} = intensidad de línea en el secundario

De donde se concluye que la relación de intensidades primarias y secundarias para la conexión Y-y, es como sigue

$$\frac{I_{LP}}{I_{LS}} = \frac{I_{fp}}{I_{fs}} = \frac{1}{\alpha}$$

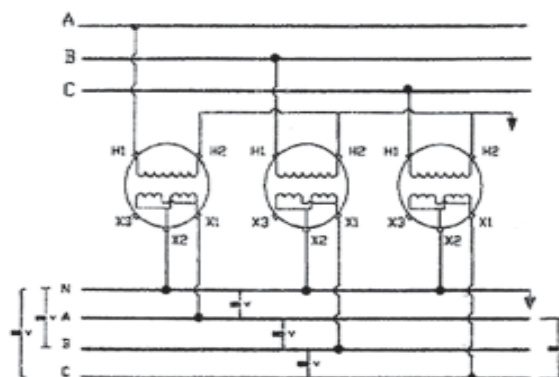


Fig.1.286

Diagrama de conexión Y-y

b. Relación de intensidades en la conexión trifásica Y- Δ

La relación de intensidades primarias de línea son iguales a las intensidades de fase en la conexión trifásica estrella así, $I_{LP} = I_{fp}$. Ahora las intensidades del secundario del transformador conectado en delta, la intensidad de línea es $\sqrt{3}$ veces mayor que la intensidad de fase, $I_{LS} = \sqrt{3} I_{fs}$.

La relación de intensidades para la conexión trifásica Yd son:

$$\frac{I_{LP}}{I_{LS}} = \frac{\sqrt{3} I_{fp}}{I_{fs}} = \frac{\sqrt{3}}{\alpha}$$

c. Relación de intensidades en la conexión trifásica Δ -Y

La intensidad de línea en el primario de un transformador conectado en delta es $\sqrt{3}$ veces la intensidad de fase del primario $I_{LP} = \sqrt{3} I_{fp}$, mientras que las intensidades secundarias conectadas en estrella, tanto las de líneas como de fases son iguales, $I_{LS} = I_{fs}$. Por tanto las relaciones de intensidades para la conexión D - y , se tiene.

$$\frac{I_{LP}}{I_{LS}} = \frac{\sqrt{3} I_{fp}}{I_{fs}} = \frac{\sqrt{3}}{\alpha}$$

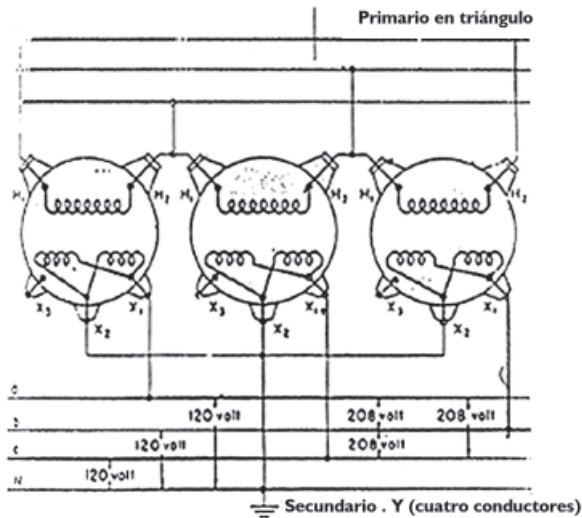


Fig. 1.287
Conexión D - y

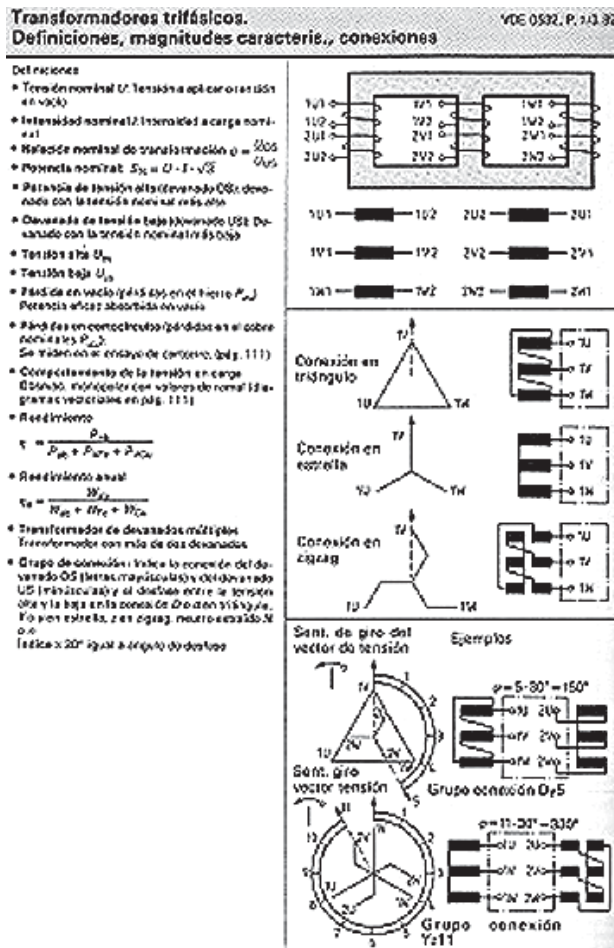


Fig. 1.288
Transformador trifásico con simbología europea

d. Relación de intensidades en la conexión trifásica $\Delta-\Delta$

En esta conexión $I_{LP} = \sqrt{3} I_{FP}$ y $I_{LS} = \sqrt{3} I_{FS}$, por lo cual la relación entre las intensidades de línea de primario y secundario son:

$$\frac{I_{LP}}{I_{LS}} = \frac{\sqrt{3} I_{FP}}{\sqrt{3} I_{FS}} = \frac{1}{a}$$

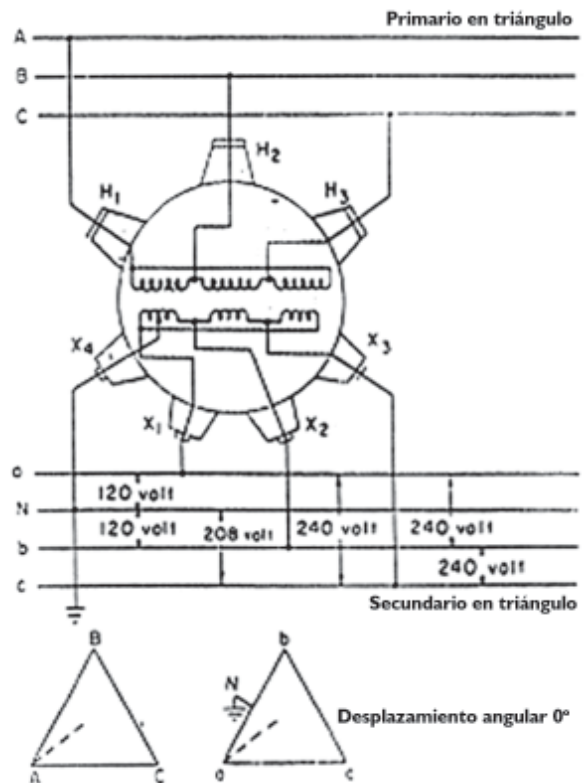


Fig. 1.289
Conexión de un transformador de primario trifilar D - D

I.16.3 RELACIÓN DE POTENCIA TRIFÁSICA

Los circuitos de consumo conectados en estrella pueden transformarse en la mayoría de los casos, en conexiones en triángulo y viceversa. Como este cambio de conexión supone una variación de las corrientes y tensiones en las cargas, también se modificará el consumo de potencia. Mediante un ejemplo se verán cuáles son las diferencias entre ambas conexiones. Vea la figura siguiente:

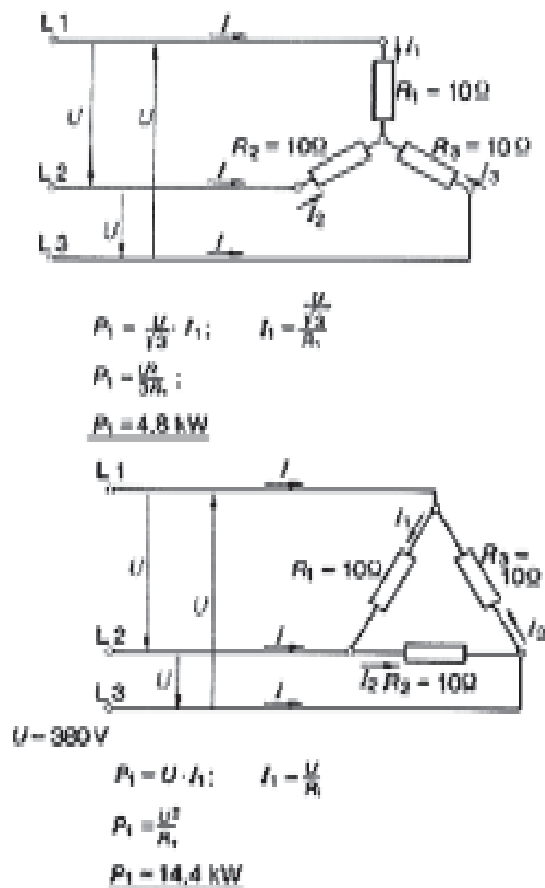


Fig. 1.290

Comparación entre las potencias de dos cargas iguales conectadas en estrella y la otra en triángulo

Observe los tres resistores conectados en estrella a la izquierda, y en triángulo a la derecha. En la conexión en estrella la tensión de línea está aplicada a los resistores R_1 y R_2 , mientras que la conexión en triángulo solamente está aplicada al resistor R_1 . Por tanto, en este último caso, circulará una corriente de mayor intensidad por el resistor R_1 , con lo que también será mayor su consumo de potencia. Compare las fórmulas de tensión y potencia para los dos casos:

Si los resistores de carga son iguales, cada ramal de la conexión en estrella consume solamente $1/3$ de la potencia que consume en la conexión en triángulo. Observe que la siguiente fórmula para la relación de potencias entre las conexiones delta y estrella.

Tabla 1.14 Relaciones de potencia trifásicas

Conexión en estrella	Conexión en triángulo
$V_F = V_L / \sqrt{3}$	$V_F = V_L$
$P_F = V_F^2 / R$	$P_F = V_F^2 / R$
$P_F = V_L^2 / 3R$	$P_F = V_L^2 / R$

$$P_{\Delta} = 3 P_Y$$

En una carga conectada en triángulo consume el triple de potencia que conectada en estrella.

1.16.4 RELACIÓN DE RENDIMIENTO TRIFÁSICO

Existen métodos prácticos para determinar parámetros eléctricos que permiten determinar las pérdidas en transformadores; dentro de dichas pruebas se pueden mencionar la prueba de corto circuito, la cual se utiliza para determinar los valores de impedancia equivalente de un transformador y las pérdidas en los devanados. Esta prueba se desarrolla con uno de los devanados conectados en cortocircuito, la determinación del valor de estas pérdidas son necesarias para el cálculo del rendimiento.

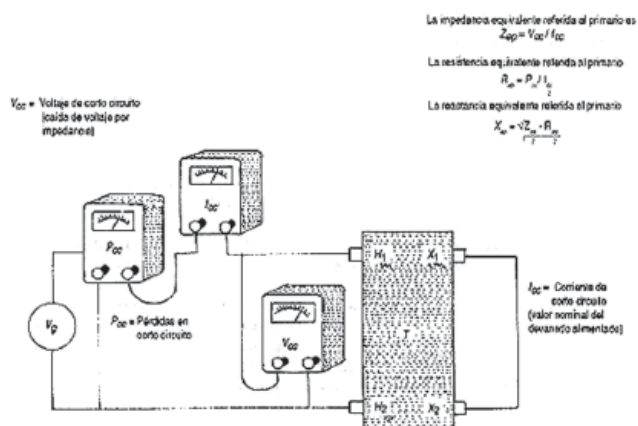


Fig. 1.291

Diagrama de conexiones para la determinación de las características de cortocircuito

Estos métodos prácticos serán tratados mas adelante.

El rendimiento o eficiencia del transformador se calcula como:

$$\text{Rendimiento} = \eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{pérdidas}}$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{pérdidas en el hierro} + \text{pérdidas en los devanados}}$$

La potencia de salida monofásica, se puede escribir como:

$$P_s = V_s I_s \cos \phi$$

Donde V_s , I_s son el voltaje y corriente en el secundario o lado de carga.

Las pérdidas en el núcleo (P_o) tienen un valor constante, en forma independiente del valor de la carga.

Las pérdidas en los devanados varían con la carga, así por ejemplo el valor de las pérdidas para un valor x de la carga es:

$$\text{Pérdidas en los devanados} = x^2 P_{cc} \text{ a } x \text{ carga}$$

A plena carga $x = 1$

La eficiencia del transformador se puede expresar entonces como:

$$\eta = \frac{V_s I_s \cos \phi}{V_s I_s \cos \phi + P_o + x^2 P_{cc}}$$

1.17 AUTOTRANSFORMADORES

En algunas ocasiones es deseable cambiar los niveles de voltaje únicamente en una pequeña cantidad. Por ejemplo, puede necesitarse el voltaje de 110 a 120 V o de 13.2 a 13.8 kV. Estos pequeños incrementos pueden ser necesarios debido a las caídas de voltaje que ocurren en sistemas de potencia alejados de los

generadores. En estas circunstancias es demasiado costoso elaborar un transformador con dos devanados completos, independientes dimensionados para casi el mismo voltaje. En su lugar, se utiliza un transformador especial llamado *autotransformador*.

1.17.1 DEFINICIÓN DE AUTOTRANSFORMADOR

El Autotransformador es un tipo especial de transformador, con un arrollamiento único, que sirve como primario y secundario.



Fig. 1.292
a) Autotransformador b) transformador

Los autotransformadores son frecuentemente utilizados como una alternativa económica en transformadores para propósitos generales, para el ajuste de voltajes específicos. Siempre y cuando el aislamiento en la línea de alimentación no sea requerido, y pueden ser usados tanto para subir, como para bajar voltajes. La diferencia es que en el autotransformador, la señal de entrada y de salida están eléctricamente conectadas (un solo devanado). En tanto que en el transformador están completamente separadas.

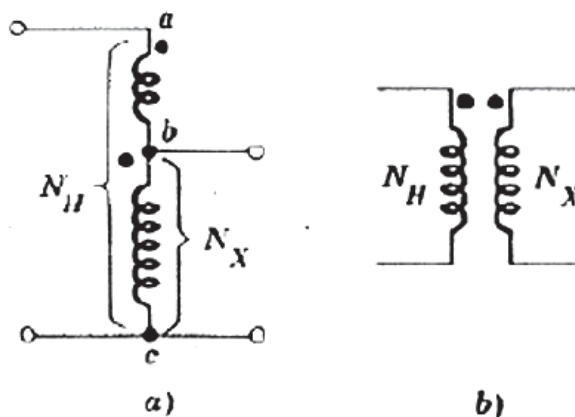


Fig. 1.293
Esquemas de autotransformador y transformador.

1.17.2 PARTES Y FUNCIONAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADORES

El funcionamiento de un autotransformador se rige por las mismas consideraciones fundamentales estudiadas para los transformadores, aunque las pérdidas en los devanados son menores en los autotransformadores.

Para algunas condiciones de servicio los autotransformadores son superiores que los transformadores, en los siguientes aspectos:

- Bajo costo, gran eficiencia.
- Mejor regulación.
- Menor tamaño.
- Menor corriente de excitación.

1.17.2.1 PARTES DE AUTOTRANSFORMADORES

El **autotransformador** consta de una parte de los devanados en común para ambos circuitos, el primario y el secundario.

A la porción en común se le llama devanado común, y al resto se le llama devanado en serie. A la terminal de alto voltaje se le llama terminal de serie, y a la de bajo voltaje, terminal común.

1.17.2.2 FUNCIONAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADORES

Los autotransformadores se usan normalmente para conectar dos sistemas de transmisión de tensiones diferentes, frecuentemente con un devanado terciario en triángulo. De manera parecida, los autotransformadores son adecuados como transformadores elevadores de centrales, cuando se desea alimentar dos sistemas de transporte diferentes. En este caso el devanado terciario en triángulo es un devanado de plena capacidad conectado al generador, y los dos sistemas de transporte se conectan al devanado autotransformador. El autotransformador no sólo presenta menores pérdidas que el transformador normal, sino que su menor tamaño y peso, permiten el transporte de potencias superiores.

El **Autotransformador** realiza las mismas funciones que un transformador, excepto la de aislar el circuito primario del circuito secundario. En el autotransformador no se puede seguir hablando de circuitos primario y secundario, pero sí se puede hablar de devanado en serie (en el ejemplo, el tramo B-C) y devanado común (A-B, en el ejemplo).

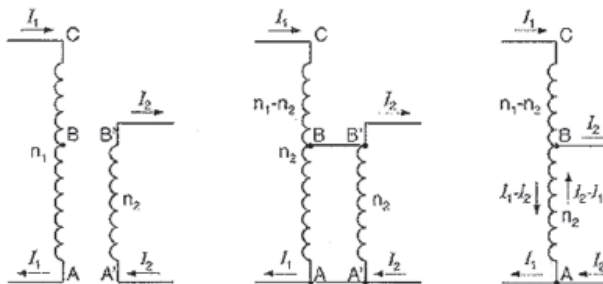


Fig. 1.294
Principio del autotransformador.

Los autotransformadores se utilizan en interiores para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio, imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Son de aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

El autotransformador tiene una gran ventaja sobre los transformadores convencionales:

- Puede funcionar con el doble de la potencia aparente de un transformador convencional de igual tamaño.
- Tiene un circuito magnético y, a diferencia del transformador, sus circuitos eléctricos están unidos entre sí.
- El autotransformador es más eficiente que un transformador estándar, dado que tiene menos pérdidas en el cobre y en el hierro.
- Los autotransformadores se utilizan, principalmente cuando se requieren pequeños aumentos o disminución del voltaje secundario.

Una desventaja del autotransformador es la falta de aislación eléctrica entre los arrollamientos primario y secundario, dado que ambos tienen espiras en común.

I.17.3 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE AUTOTRANSFORMADORES

Por el número de fases, se fabrican autotransformadores:

- Monofásicos.
- Trifásicos.

I.17.3.1 CARACTERÍSTICAS DE AUTOTRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Un autotransformador monofásico es un dispositivo con un arrollamiento único que sirve como primario y secundario.

Básicamente el funcionamiento de un autotransformador monofásico es el mismo que el de un transformador estándar, con dos arrollamientos.

I.17.3.2 CARACTERÍSTICAS DE AUTOTRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Los autotransformadores trifásicos normalmente se forman conectando adecuadamente tres autotransformadores monofásicos, aunque a veces también hay autotransformadores trifásicos (es decir, con un sólo núcleo) y con un sólo devanado (con su correspondiente toma intermedia) en cada columna.

Su principal característica es que son refrigerados por aire, con aislamiento clase F, utilizándose resina epoxi como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2,500 kVA, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.

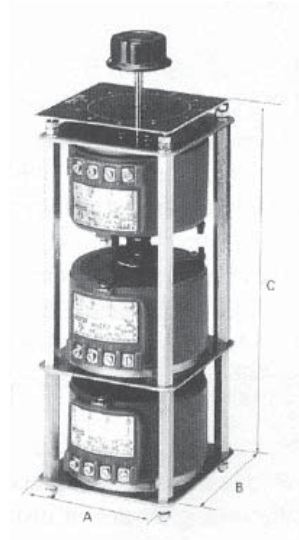


Fig.1.295
Autotransformador trifásico
formado por tres autotransformadores monofásicos.

I.17.3.3 AUTOTRANSFORMADORES VARIABLES

Son autotransformadores en los que hay un único devanado y una escobilla, que puede desplazarse a lo largo de éste para obtener de ella la salida. De esta forma, la parte común del devanado es la correspondiente al tramo entre el inicio del mismo, la posición de la escobilla y la parte en serie es la que va de la escobilla hasta el final del devanado. Suelen denominarse también *variacs*, y permiten obtener una tensión de salida variable en forma continua, desde un valor muy pequeño (cercano a cero voltios) hasta la tensión de entrada (y en algunos casos hasta una tensión superior, por ejemplo, un 10%). En la figura siguiente se pueden ver varios tipos (sin caja protectora, con caja y modelo transportable).



Fig. 1.296
Modelos de autotransformadores variables

1.17.4 MEDIDAS DE SEGURIDAD

- No utilice autotransformadores como reductores de una relación de transformación elevada, porque si la sección de bajo voltaje del arrollamiento sufre una avería y se abriera, la carga quedaría conectada al alto voltaje primario.
- Existe una conexión metálica entre los circuitos primario y secundario, esta es por lo general, de poca consecuencia en los circuitos de bajo voltaje, pero en sistemas de alto voltaje tienen que aterrizar a neutro para que la operación sea segura.

1.18 ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

Las Normas de Acometidas Eléctricas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), XII Edición 1998, indican en su sección V todas las recomendaciones, necesarias para los apartamentos, edificios, centros comerciales y construcciones similares, para lo cual se recomienda estudiar y repasar los conceptos necesarios comprendidos en dicha sección, para complementarlos con los conceptos aplicados en esta unidad (Estaciones de Transformación).

1.18.1 DEFINICIÓN DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

El objeto de la presente unidad es proporcionar una serie de soluciones prácticas, que son aplicadas por las compañías suministradoras, de cuyo conocimiento depende a menudo, una buena solución en la previsión de espacios para las estaciones transformadoras en los edificios.

Las estaciones transformadoras (ET) son instalaciones donde se alojan uno o más transformadores, con sus equipos de maniobra y protección. Su finalidad es la transformación de alta, media, baja tensión o tensiones usuales.

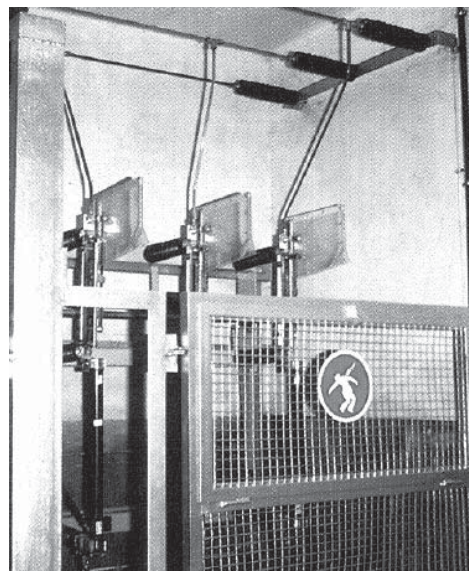


Fig. 1.297
Celda del transformador en una
Estación Transformadora (ET) convencional

1.18.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

Las tensiones normalizadas de baja tensión son de 220/127 V y 380/220 V. La necesidad de una estación transformadora viene determinada por las potencias que hay que suministrar a un edificio; cuando esta potencia no puede ser abastecida directamente, al realizar el proyecto del edificio, por la red de baja tensión existente, porque se desconoce la capacidad de suministro de ésta, hay que prever un espacio adecuado para su ubicación. La obligatoriedad de reservar una zona para una estación, vendrá en función de la normativa vigente.

Actualmente, cuando se construye un local, edificio o agrupación de éstos, cuya previsión de cargas excede de 50 kVA, o cuando la demanda de potencia de un nuevo suministro es superior a esa cifra, se considera que la propiedad del inmueble debe reservar, un local destinado al montaje de la instalación de una estación transformadora, cuya situación en el edificio corresponda a las características de las redes de suministro aéreas o subterráneas.

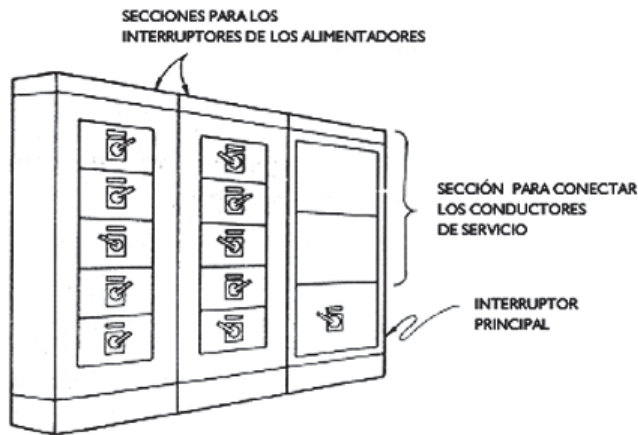


Fig. 1.298
Tablero típico para 440 voltios

GENERALMENTE, UNA ESTACIÓN TRANSFORMADORA CONSTA DE LAS SIGUIENTES PARTES:

1. Celda de entrada. Llegada de los cables de alta tensión y posible salida, en caso de formar bucle con otras estaciones. En esta celda está situado el interruptor de carga en alta tensión.
2. Celda de protección. Emplazamiento del interruptor automático con relés de protección del transformador.
3. Celda del transformador. Emplazamiento del bloque transformador.
4. Cuadro de baja tensión. De él salen las líneas que alimentan las redes urbanas o de gran consumo.
5. Depósito para recoger el aceite que se pudiera derramar en caso de perforación de la **cuba** del transformador.
6. Red de conexión a tierra de todas las partes metálicas de la **estación transformadora**.



Fig.1.299
Interior de una estación transformadora construida con celdas convencionales

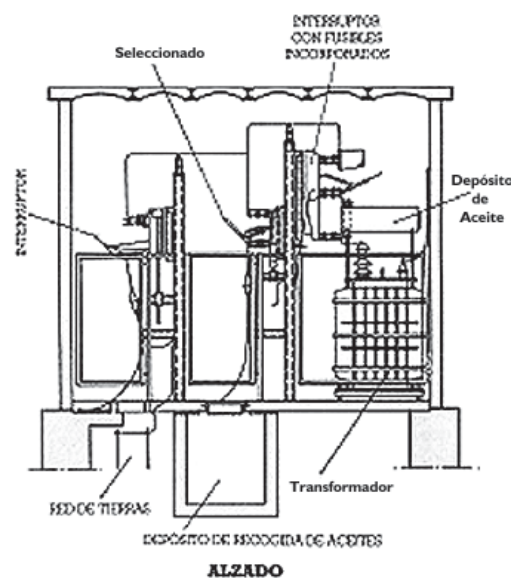
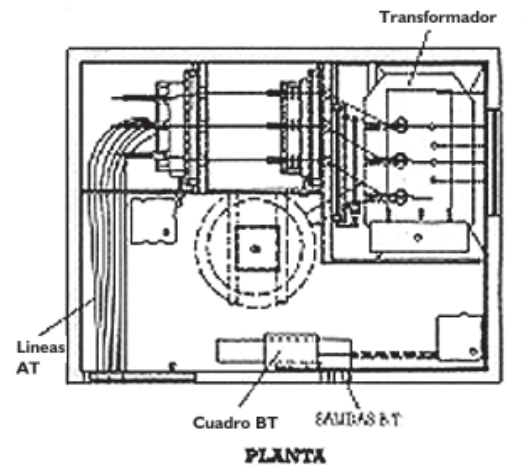


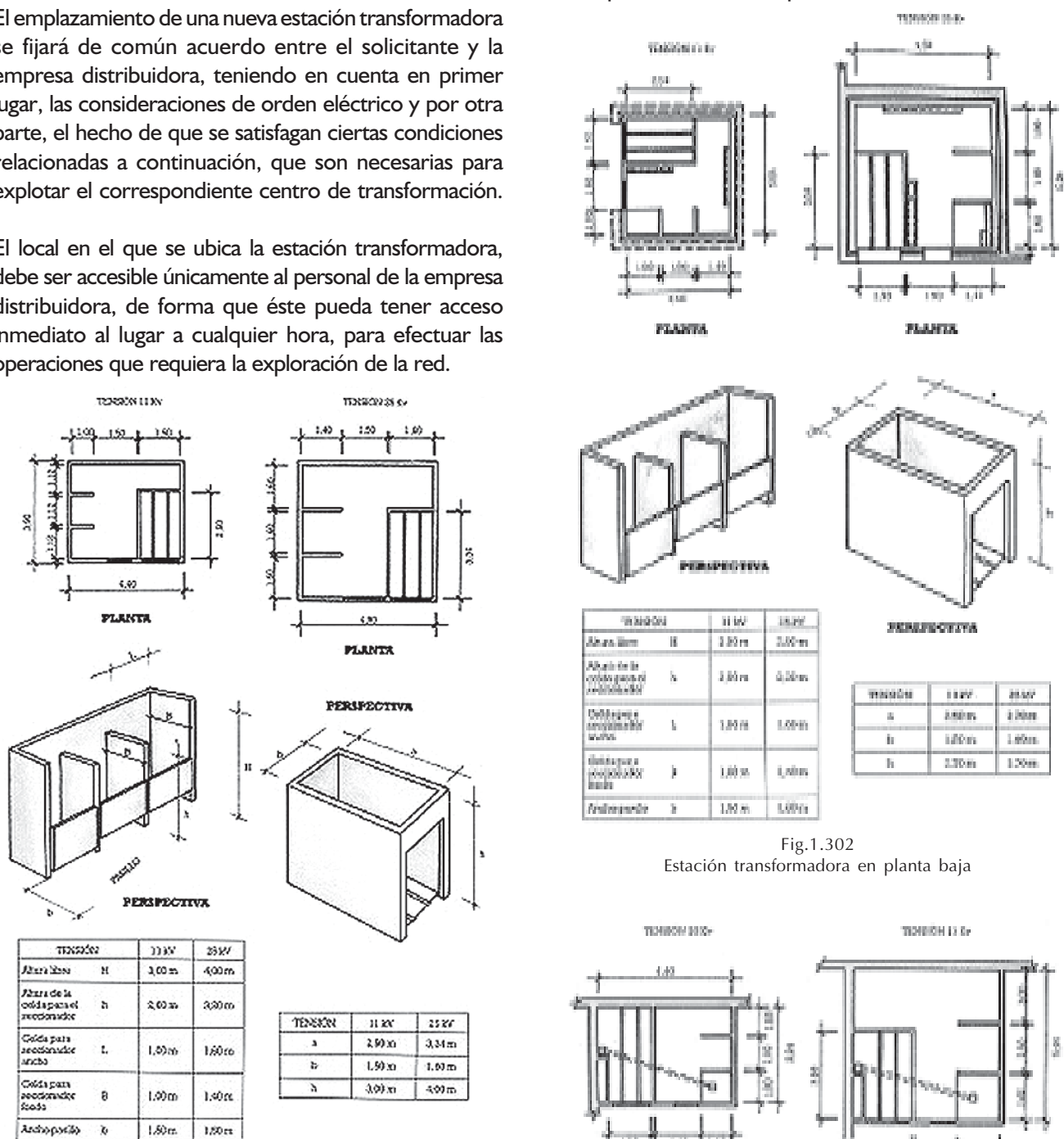
Fig.1.300
Estación transformadora indicando la ubicación de elementos anteriormente descritos

1.18.2.1 REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE LOS LOCALES DESTINADOS A ESTACIONES TRANSFORMADORAS

El emplazamiento de una nueva estación transformadora se fijará de común acuerdo entre el solicitante y la empresa distribuidora, teniendo en cuenta en primer lugar, las consideraciones de orden eléctrico y por otra parte, el hecho de que se satisfagan ciertas condiciones relacionadas a continuación, que son necesarias para explotar el correspondiente centro de transformación.

El local en el que se ubica la estación transformadora, debe ser accesible únicamente al personal de la empresa distribuidora, de forma que éste pueda tener acceso inmediato al lugar a cualquier hora, para efectuar las operaciones que requiera la exploración de la red.

Las vías que dan paso a la estación transformadora deben ser lo más directas posible, para permitir el transporte con camino de los transformadores hasta el que sea local, además, las entradas han de estar siempre libres de cualquier obstáculo.



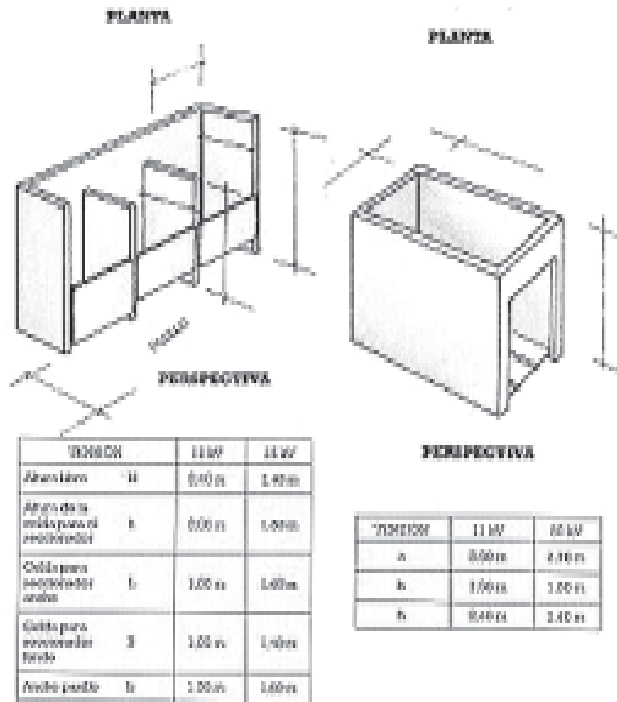


Fig.1.303
Estación transformadora en sótano

I.18.3 REDES: BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN EN ESTACIONES TRANSFORMADORAS

Las estaciones transformadoras se encuentran desde hace años sometidas a procesos en mejora, debido a los aumentos de consumo, las elevadas potencias demandadas y la necesidad de asegurar el suministro, además, se intenta evitar posibles daños y accidentes ocasionales. Ello ha llevado a la realización, mediante elementos prefabricados, de centros de transformación que se entregan totalmente instalados.

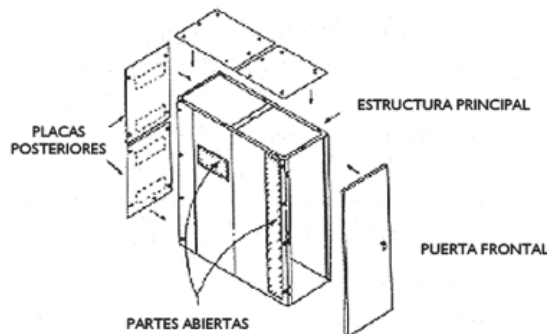


Fig.1.304
Elementos constructivos de un tablero

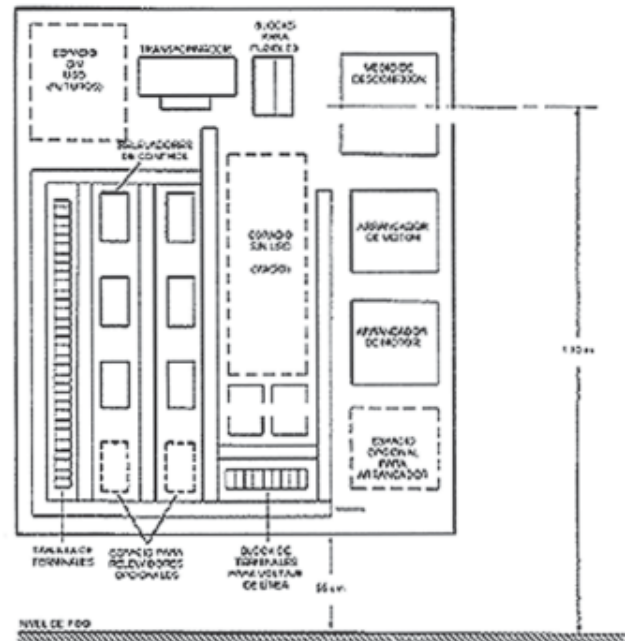


Fig. 1.305
Arreglo o disposición en el tablero de los equipos

La calidad de la instalación queda así garantizada por el propio fabricante, ya que el equipo sale terminado de fábrica y dispuesto para su conexión a la red, tanto de media como de baja tensión. Por ello, y a diferencia de lo que ocurre en los montajes convencionales, el empleo de este tipo de celdas prefabricadas favorece la normalización de los centros de transformación, con grandes ventajas de cara a los proyectos como por ejemplo, la reducción del número de materiales y la especialización del personal.

En efecto, en los montajes convencionales la calidad del trabajo es inevitablemente variable, por la dificultad que plantea un control estricto de la obra. Por todo ello, por la simplificación y seguridad que producen en la dirección técnica, estos métodos de prefabricación son muy recomendables, ya que ofrecen excelentes soluciones para todo tipo de necesidades. Su gran facilidad de utilización se basa en que, mediante un reducido número de módulos individuales, las posibilidades de ensamble en un espacio son innumerables, de tal forma que combinados, permiten obtener todos los esquemas que habitualmente se requieren en instalaciones con alimentaciones de redes.

Las envolventes metálicas de cada módulo están normalizadas, por lo que participan de todas las ventajas de seguridad, control y facilidad de instalación, pues las obras auxiliares se reducen al mínimo. Una muestra de la extraordinaria versatilidad de esta técnica pueden ser los módulos individuales básicos y la formación de cualquier conjunto que se desee.

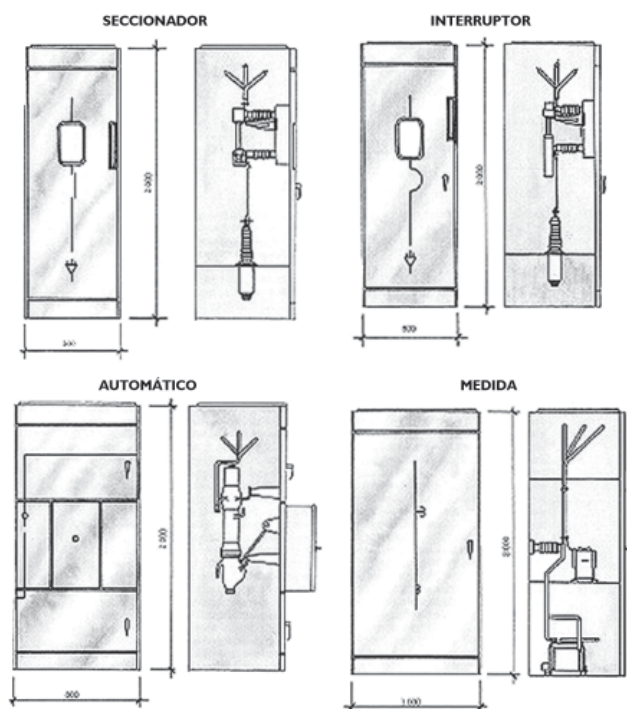


Fig. 1.306
Módulos individuales básicos

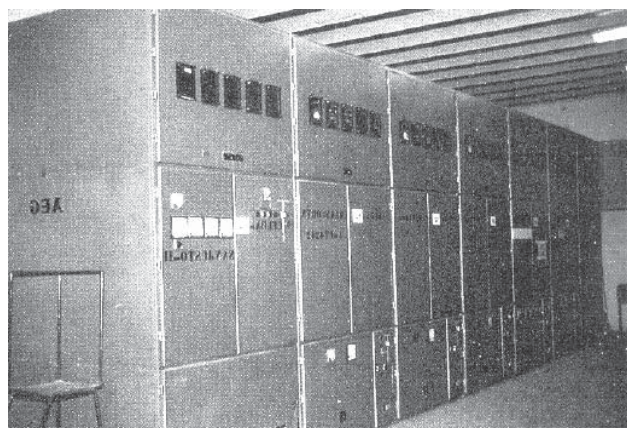


Fig. 1.307
Estación transformadora interior
formada por un conjunto de celdas prefabricadas

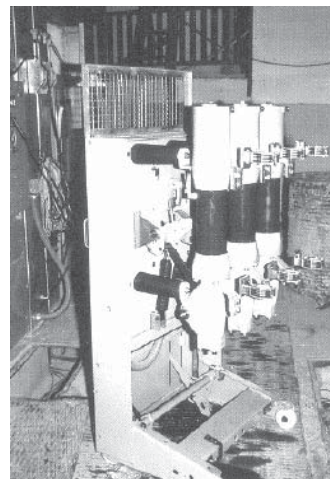


Fig. 1.308
Elemento interruptor enchufado en una celda prefabricada

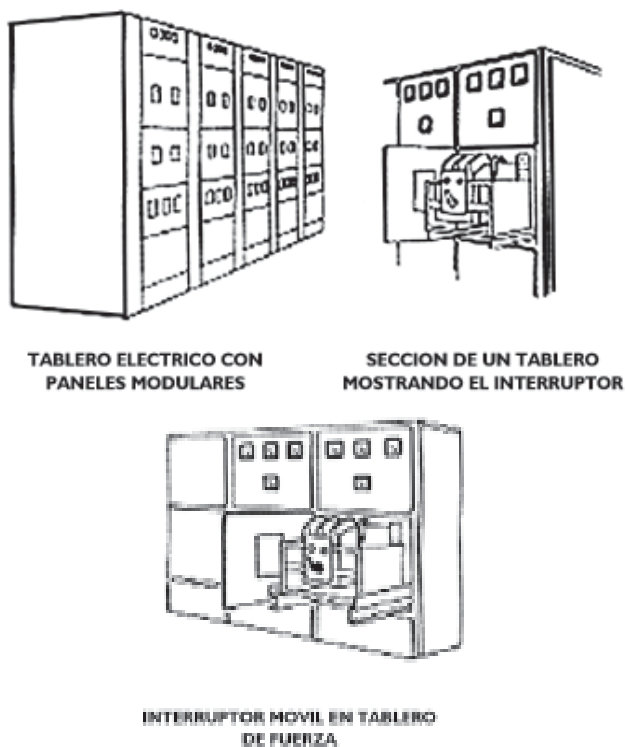


Fig. 1.309
Tablero de potencia y vista de
un tablero de distribución de baja tensión

Por ejemplo, si se quiere instalar una solución habitual en un bloque de viviendas, como puede ser una estación con doble alimentación a 20 kV, a un transformador protegido por un interruptor automático y dos desconectores generales de baja tensión, se obtiene el esquema de la figura siguiente.

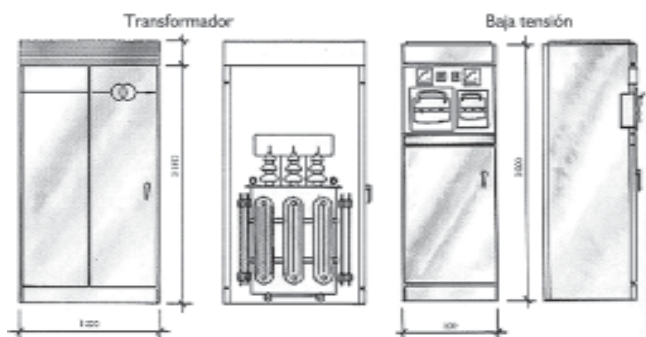


Fig. 1.310
Estación con doble alimentación

Respecto a la figura anterior, se conocerían todos los datos dimensionales, pesos, disposición física, etc. esta exactitud de proyecto permite una reducción de espacios altamente interesante, dado el elevado costo de los locales que son necesarios para la ubicación de los centros.

Tal vez una de las referencias importantes que tienen las estaciones transformadoras del tipo prefabricado y modular, sea porque permiten una gran seguridad y eficiencia de servicio, frente a los montajes convencionales.

Además, y a diferencia de los centros montados sobre obra civil, las falsas maniobras son prácticamente irrealizables, debido a unos sistemas de enclavamiento que contemplan la imposibilidad de abrir las puertas con el aparato de maniobra cerrado de seguridad de puesta a tierra, no solamente con el aparato central, sino también con la puerta, impidiendo la apertura de ésta en tanto no esté cerrado el seleccionador de puesta a tierra (siendo ésta además del tipo brusco, o sea independizando la velocidad de cierre de la habilidad del operador), los interruptores con procedimientos de extinción del arco, basados en el soplado del aire comprimido que se generan automáticamente en el interior de los cilindros de compresión, con lo cual su comportamiento es excelente, incluso en cortes de corrientes inductivas y capacitivas, etc.

Este último punto es particularmente importante de cara a la seguridad del personal operador, ya que éste

queda inevitablemente expuesto a las consecuencias directas de los arcos que pueden producirse eventualmente en el interior de las celdas.

En la construcción monobloque, la evacuación de gases y partículas incandescentes está prevista de manera que no puedan afectar directamente al personal operador. Aparte de esta imposibilidad de falsas maniobras, como el conjunto se encuentra totalmente terminado y protege perfectamente los aparatos y elementos contenidos en su interior, el mantenimiento es prácticamente nulo y las obras auxiliares de albañilería quedan reducidas al mínimo. Un aspecto previo que debe ser tenido muy en cuenta es el de acceso, pues el transporte del transformador y los módulos, es necesario que se realice con camión, hasta el local donde se descarga con grúa.

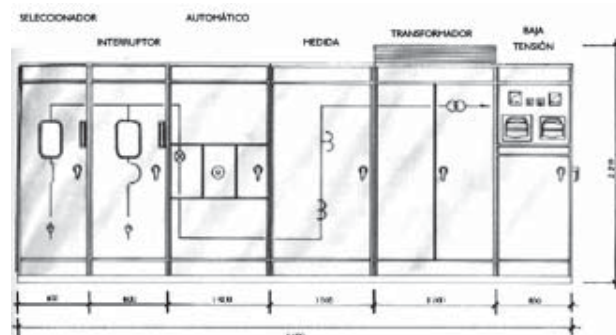


Fig. 1.311
Estación transformadora con doble alimentación y dos salidas en baja tensión

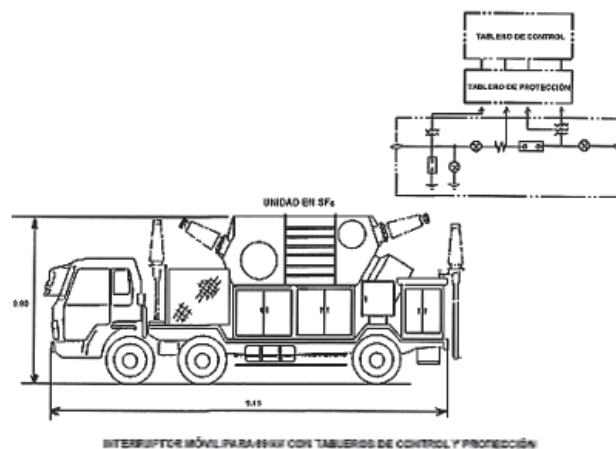
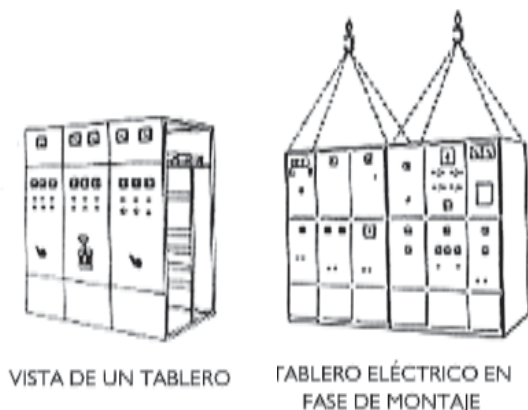


Fig. 1.312
Transporte de tableros de control y protección



Tablero eléctrico en fase de montaje
Fig. 1.313

Debe tener presente que la existencia de centros de transformación prefabricados de intemperie, permite su colocación en la cubierta en los casos de edificios de gran magnitud de potencia demandada. (fig. 1.314)

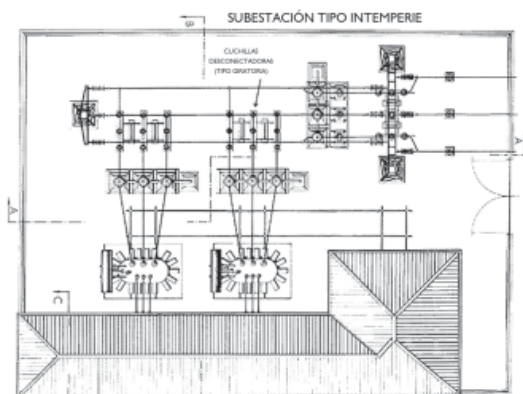


Fig. 1.314
Subestación tipo intemperie (planta)

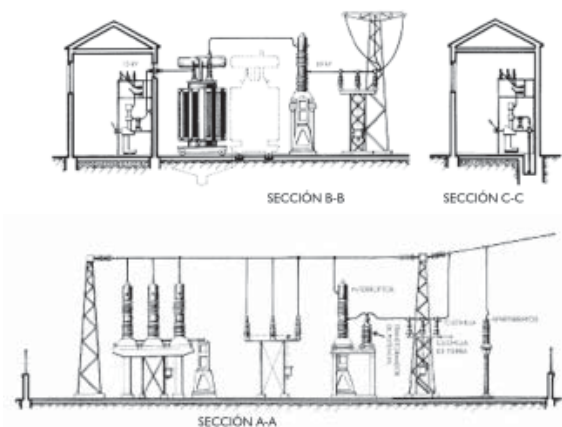


Fig. 1.315
Otras vistas de una subestación tipo intemperie

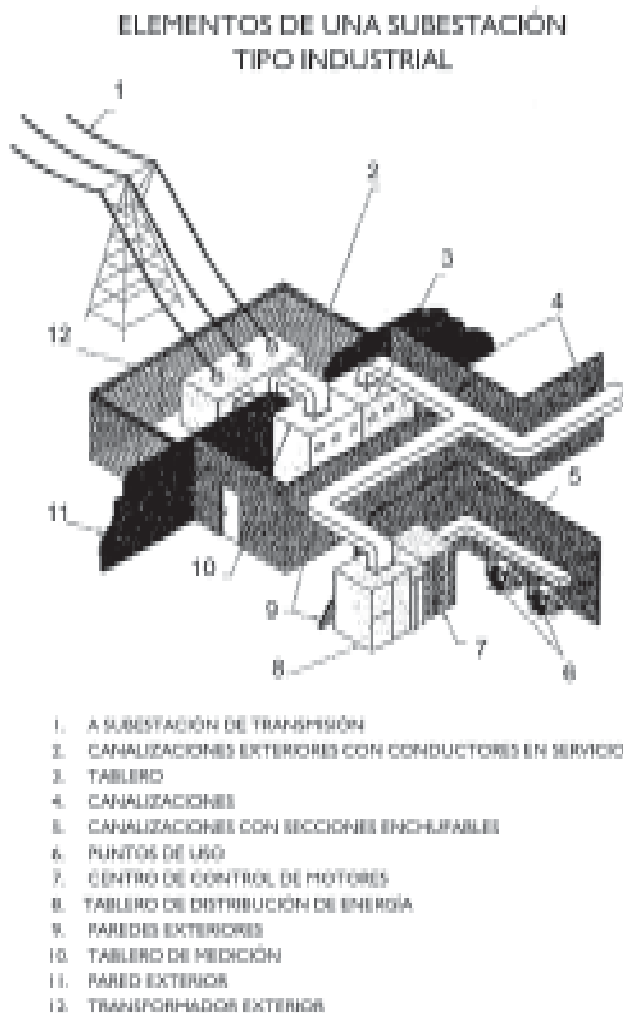


Fig. 1.316
Elementos de una subestación tipo industrial

Dada la disminución presupuestaria que implica el transporte que implica el transporte en alta tensión, con respecto a baja tensión en edificios donde se prevén instalaciones técnicas tales como aire acondicionado, maquinaria de ascensores, etc., es recomendable esta disposición por encima de la última planta útil.

Tales instalaciones constituyen un considerable ahorro de espacio, pues las celdas empleadas son compactas, y suponen asimismo una considerable economía de tiempo al suministrarse exclusivamente a falta del conexionado exterior en alta, media y baja tensión. Sin embargo, pese a las grandes ventajas de

estas estaciones transformadoras compactas, la mayoría de las instalaciones en los edificios son del tipo convencional, por ello a continuación se estudian las diferentes categorías existentes de estaciones transformadoras convencionales. Las estaciones transformadoras unitarias reciben el nombre de compactas, debido al poco espacio que ocupan dentro de una instalación. Éstas se clasifican según varios criterios que condicionan sus características constructivas:

a) Tipo intemperie e interior

Generalmente operan con tensiones superiores a 600 V, ya sea para alimentar a otras subestaciones secundarias; para interconectarse entre subestaciones; o bien, para alimentar directamente cargas grandes, como por ejemplo grandes motores eléctricos.

b) Características constructivas:

- = de superficie
- = en planta baja
- = en sótano
- = en cámara subterránea

Por último, hay que dejar constancia de que existen soluciones actuales, que ya han sido utilizadas con éxito para casos especiales de estaciones transformadoras, como:

- a) Riesgos de inundación por mareas excepcionales, desbordamiento de ríos, etc., a base de un dispositivo totalmente encapsulado en recipientes herméticos de exafloruro de azufre (SF_6) a presión, como elemento aislante y extintor, realizándose las interconexiones con la red y el transformador a base de conectores desenchufables, tanto en media como en baja tensión. Es de destacar que con estos elementos se puede reducir la dimensión del local hasta una décima parte.
- b) Riesgos de explosión o incendio en atmósferas a base de los elementos de maniobra encapsulados antes citados, y transformadores de potencia de aislamiento seco.

1.18.4 CONSERVACIÓN DE ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

La estación debe disponer de huecos de ventilación al exterior, directos o mediante conductos de sección suficiente. Estos ductos de aireación no pueden tener parte común con ningún otro edificio. Los centros se instalan en el interior de las construcciones (garajes, sótanos, talleres, etc.), si los locales tienen una ventilación suficientemente asegurada, cumpliendo los siguientes requisitos:

- a) La normativa del Reglamento Electrotécnico para baja tensión (BT).
- b) La ventilación ha de ser directa al exterior, sin pasar por zonas de estacionamientos o talleres.
- c) Ningún equipo eléctrico con tensión y sin aislar, puede estar por debajo de 60 centímetros de altura.

De todas formas debe referirse y cumplir lo que solicitan las compañías suministradoras al respecto. Aun así puede calcularse esta ventilación teniendo en cuenta la altitud del lugar, la temperatura y la humedad del ambiente, además de las características propias del transformador y del lugar donde se instalen. Así se puede calcular la sección neta E de la abertura de entrada de aire en metros cuadrados (m^2), con la fórmula:

$$E = W \times S$$

Siendo W las pérdidas totales en kilovoltios del transformador y S un coeficiente en función de la altura en metros (m), desde la mitad de la altura de la caja al centro de la abertura de salida.

En general, los transformadores están proyectados para una altitud hasta 1,000 m y a una temperatura media entre 30 y 40°C (temperatura ambiente durante un período cualquiera de 24 horas consecutivas).

Al instalar un transformador se debe cuidar especialmente la circulación del aire, y para ello se practica la abertura de entrada a un nivel inferior al

de su caja, aunque es mejor hacerlo debajo del mismo, y es la salida en la parte superior, cuidando que la corriente de aire ascendente barra el transformador.

El valor E obtenido se considera como un orden de valor, por esto, si existe un ducto de ventilación, para prever las resistencias de la longitud y cambios de dirección y sección de los canales, puede ser necesario aumentar esta última en 25 ó 50%.

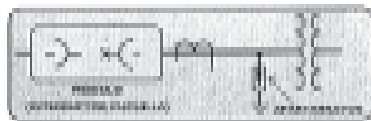
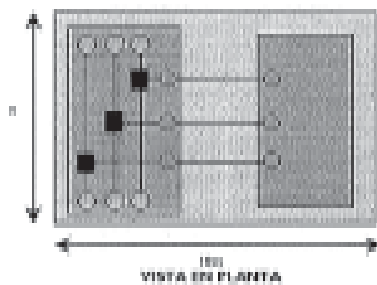
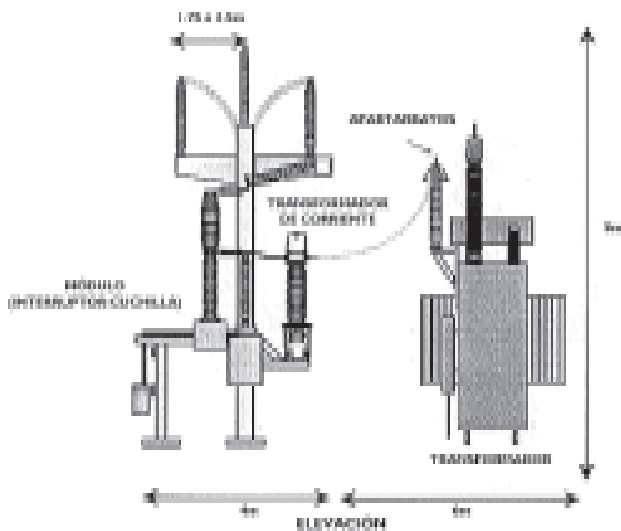


DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



VISTA EN PLANTA



VISTA DE UNA BAHÍA PARA
TRANSFORMADOR EN UNA SUBESTACIÓN
EN SF₆ COMPACTA 123-145 KV

Fig.1.317

Vista de un transformador en una subestación en SF₆ compacta 123 – 145 kV

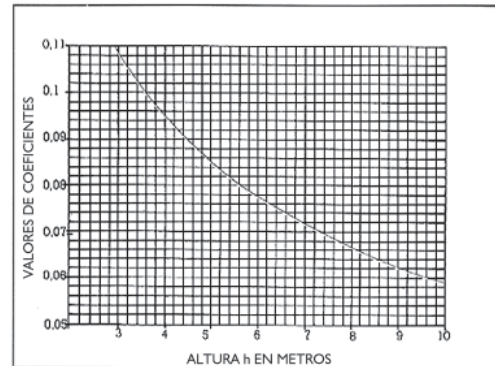


Fig. 1.318

Gráfica de los valores del coeficiente S vrs la altura h en metros

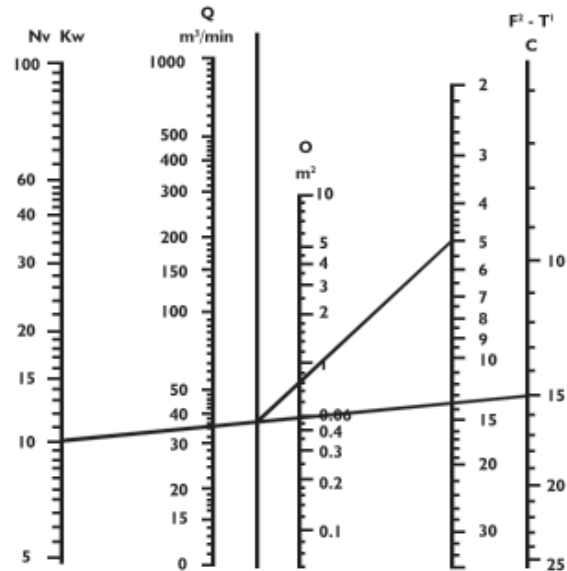


fig. 1.319

Tabla 1.15 : pérdidas totales en Kilovatios

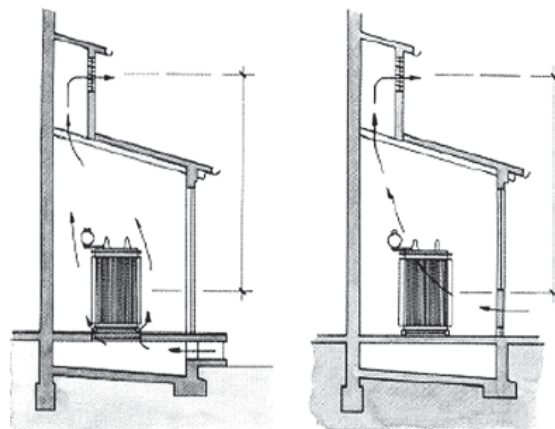


Fig. 1.320

Ventilación es estaciones transformadoras

La sección de salida del aire caliente se hace un 10% mayor que la de entrada. Otro sistema para calcular la sección neta de la abertura de entrada del aire es la utilización del ábaco de cinco barras.

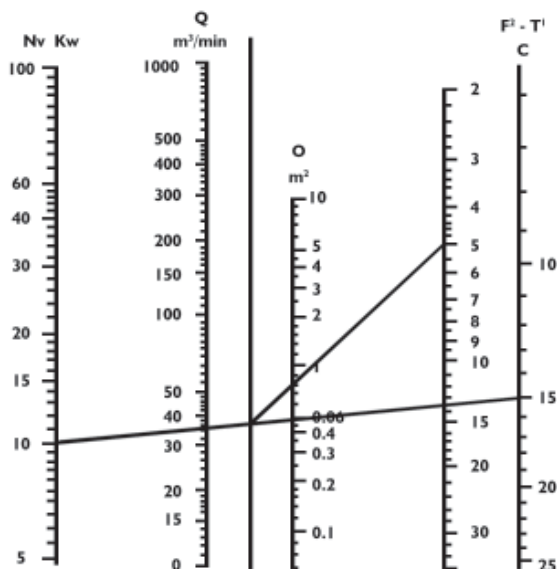


Fig. 1.321

Abaco de cinco barras para calcular las entradas de aire

Partiendo de las pérdidas de potencia del transformador (N_v), la altura (h) desde el centro del bloque al centro de la abertura de salida, y el salto térmico ($t_2 - t_1$) entre la temperatura de entrada del aire y la de salida en grados centígrados, se puede calcular el caudal de aire necesario (Q) en metros cúbicos por minuto, y la sección del conducto vertical del aire (q) en metros cuadrados. Para ello, se une mediante una recta el salto térmico de las pérdidas de potencia del transformador, indicando en la columna Q los metros cúbicos por minuto necesarios para la ventilación. Asimismo queda definido el punto O que, uniéndolo con una recta con la altura h , determinada sobre la escala q , la sección necesaria del conducto de aspiración, para realizar estas operaciones hay que utilizar el mencionado ábaco.

Un ejemplo de lo expuesto anteriormente es el siguiente: para $N_v = 10$ kW, $h = 5$ m, $(t_2 - t_1) = 15^\circ\text{C}$, se traza una recta desde $t_2 - t_1 = 15^\circ\text{C}$ hasta $N_v = 10$ kW, que corta a Q en 35 m³/min.

Desde el punto de intersección de esta recta con la vertical central, se traza otra hasta $h = 5$ m que indica, sobre la escala q , el valor de la sección del conducto

de aspiración: 0.8 m². Todas las aberturas destinadas a la ventilación se protegen con rejas similares a las representadas en las figuras siguientes.

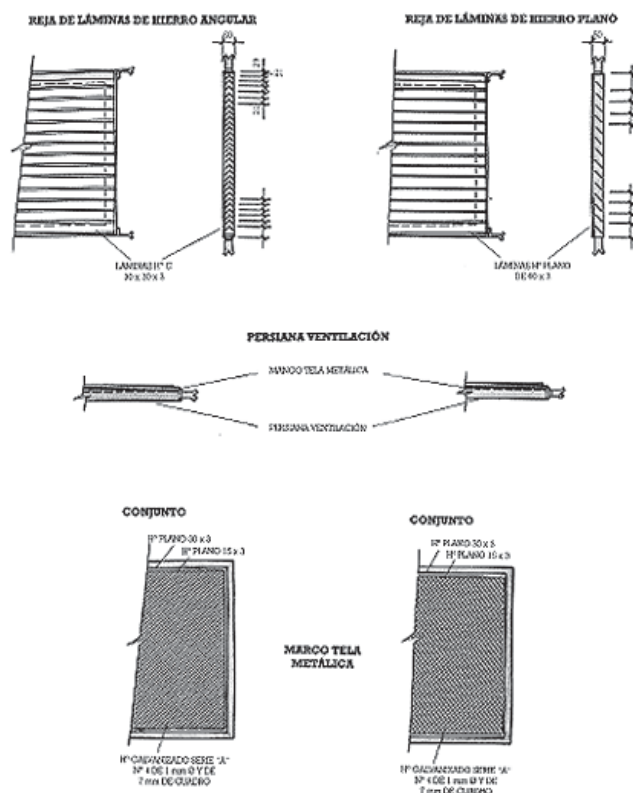


Fig. 1.322 Rejas de láminas de hierro angular y reja de láminas de hierro plano

1.18.5 MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS

Todas las estaciones transformadoras disponen de una puesta a tierra, con el fin de conseguir que en el conjunto de masas metálicas de la instalación, edificio, superficies próximas y en el terreno, existan diferencias de voltajes peligrosas. Asimismo, dicha instalación permitirá el paso a tierra de las corrientes de defecto y/o descarga. A efecto de su puesta a tierra, los distintos elementos de toda estación transformadora, se codifican de la forma siguiente:

- masas de la estación transformadora
- neutro de los circuitos de baja tensión
- pararrayos de alta tensión

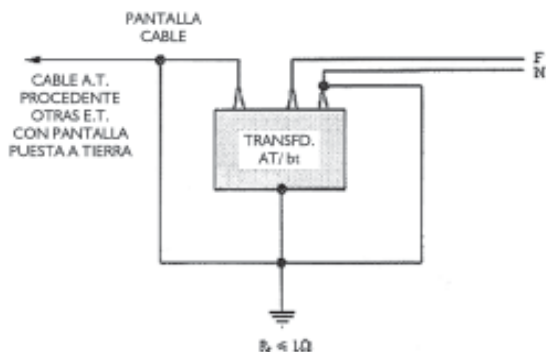


Fig. 1.323

Conexión puesta a tierra de las estaciones transformadoras

1.18.5.1 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Para estaciones de transformación de zonas urbanas, con alimentación por red subterránea, pueden conectarse a una tierra única las masas de la estación y el neutro de los circuitos de baja tensión, siempre que el valor de la resistencia de toda la red combinado, no exceda de uno. En estaciones de transformación cuya alimentación en alta tensión sea por línea aérea, la tierra de las masas de la estación transformadora y del **pararrayos** de alta tensión, no deben estar eléctricamente unidas a la tierra del neutro de los circuitos de baja tensión. La separación de las puestas a tierra de las masas de la estación y la del neutro, debe ser función de la corriente de defecto, que pueda presentarse en la línea de alta tensión de alimentación a la estación transformadora y de la **resistividad específica** del terreno. Esta separación ha de ser tal que no permita elevación en ningún caso a 1,000 V la tensión del neutro, cuando se produzca la corriente de defecto. Como valor medio pueden considerarse unos 40 m. En los casos en los que se conozca la resistividad del terreno, las distancias mas apropiadas son las de la tabla siguiente:

Tabla 1.16: Resistencia del terreno y separación d en metros

Resistividad del terreno e (m)	100	200	300	400	500	600	700	800
Separación d (m)	9	19	28	37	47	56	65	75

1.18.5.2 PUESTA A TIERRA DEL ABONADO

Corresponde al abonado la instalación de un sistema de protecciones contra contactos indirectos por puesta a tierra de las masas de los aparatos de utilización, manteniéndose el neutro en las instalaciones del abonado, aislado de este circuito de puesta a tierra. Hay que considerar con detalle los casos de los abonados cuyas tierras de utilización queden en las proximidades de las tierras de las masas de la estación transformadora y del neutro, teniendo en cuenta que eléctricamente han de ser independientes; si no lo son, la trasferencia de tensiones deberá ser inferior a las mínimas reglamentarias.

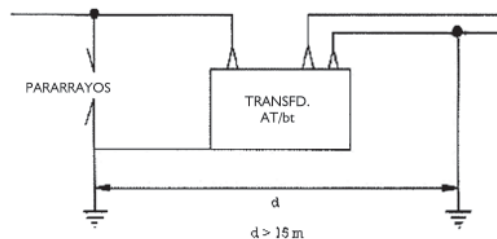


Fig. 1.325

Protección de pararrayos y la separación mínimas entre tierras a masa de estaciones transformadoras

1.18.5.3 REALIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS PUESTA A TIERRA EN ESTACIONES TRANSFORMADORAS

El calibre de conexión a tierra del transformador y de la malla se selecciona de las normas, pero un calibre 4/0 AWG para la malla y el 1/0 AWG para la conexiones resulta bastante adecuado en la mayoría de los casos.

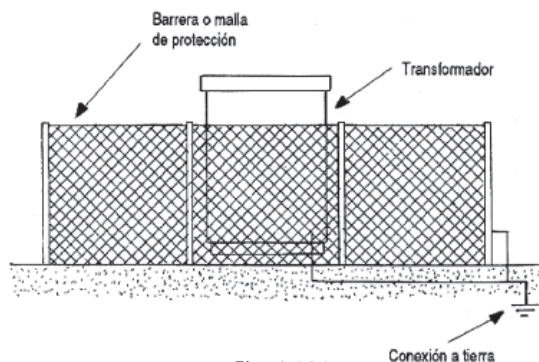
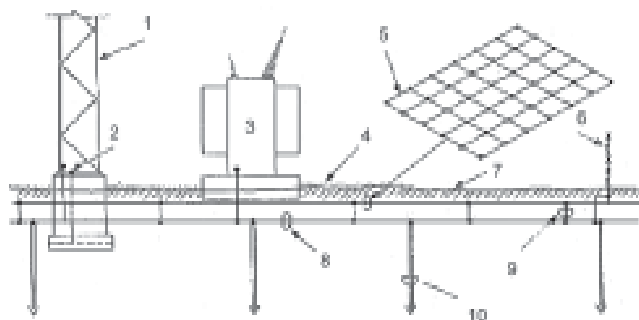


Fig. 1.326

Detalle de conexión a tierra de transformador y la malla de protección



1. Torre
2. Base metálica fija a la cimentación
3. Transformador
4. Grava
5. Mala tierra
6. Malla o barrera
7. Terreno acabado
8. Malla de tierra
9. Unión
10. Electrodo

Fig. 1.32/
Elementos necesarios en una malla de tierra

En la figura 1.326 se encuentran los elementos que son necesarios en una malla de tierra.

Los transformadores que aparecen en las llamadas subestaciones tipo unitario, en donde los equipos de la subestación se encuentran dentro de gabinetes, se crea una malla alrededor de la subestación y eventualmente, cuando esto no resulta suficiente para disipar la corriente, se pueden crear los llamados pozos de tierra.

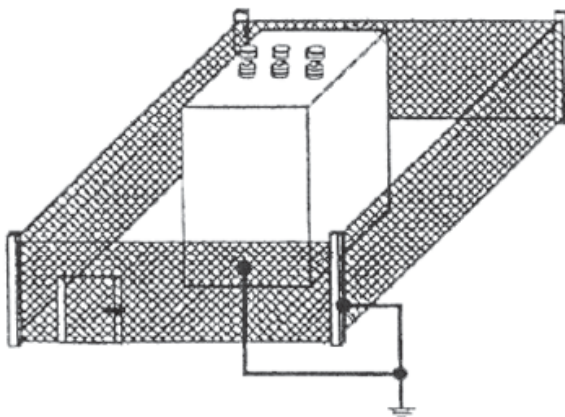


Fig. 1.328
Subestación tipo unitario con protección a tierra

1.19 CONEXIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES

En general, para conexiones monofásicas y también para conexiones trifásicas en estrella, la relación del intervalo de transformación equivalente de un autotransformador a los kVA de salida, es igual al porcentaje de transformación del voltaje o igual al porcentaje de la diferencia entre el voltaje de línea del lado de alta y el voltaje de línea del lado de baja o también, igual a uno menos la relación del voltaje de baja a el voltaje de alta, como puede apreciarse en la expresión siguiente:

$$\frac{\text{Capacidad}}{\text{Salida}} = \frac{(V_1 - V_2)}{V_1} = 1 - \frac{V_2}{V_1}$$

El uso más común de los autotransformadores se tiene en la conexión de dos sistemas de transmisión que están a diferentes voltajes, y se utiliza con frecuencia un devanado terciario en delta.

1.19.1 PROCESO DE CONEXIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES

Este proceso le mostrará la forma correcta de conectar autotransformadores monofásicos, cuya función será elevar o disminuir el valor de la tensión o intensidad.

PROCESO DE EJECUCIÓN

A continuación se describe el proceso para conectar un autotransformador monofásico.

MATERIALES QUE UTILIZARÁ:

1. Un autotransformador monofásico de 5 kVA 440/220 V.
2. Alambre No. 12 TW
3. Cable No. 8 TW
4. Una caja de cuchillas monofásica de 2x30 A
5. Ocho tornillos de hierro con tuercas y roldanas de 7/16" x 1/2"
6. Dos fusibles Diezed de 2x30 Amperios, con base y tapa

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

1. Ohmímetro
2. Voltímetro
3. Lámpara de prueba

HERRAMIENTA QUE UTILIZARÁ:

1. Destornillador plano
2. Navaja curva

PASO 1

Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar.

PASO 2

Mida continuidad entre bornes, tanto para el primario, como para el secundario.

Coloque una punta del Ohmímetro en una de las puntas del devanado del autotransformador y con la otra, toque las puntas hasta encontrar continuidad.

PASO 3

Pruebe a masa las puntas del autotransformador chocando una punta del Ohmímetro en la carcasa (o en su defecto utilice la lámpara de prueba) y la otra en cada una de las puntas del devanado.

OBSERVACIÓN:

Si el Ohmímetro marca continuidad, o la lámpara de prueba se enciende, esto será indicación de que el devanado está haciendo contacto con el núcleo en algún punto, por lo cual está dañado.

PASO 4

Conecte el primario a su tensión nominal.

PASO 5

Mida la tensión obtenida en el secundario del autotransformador y compárela con la tensión especificada en la placa de datos.

1.19.1.1 CONEXIONES MONOFÁSICAS DE AUTOTRANSFORMADORES

Cuando se utiliza un autotransformador para elevar el voltaje, sólo una parte del arrollamiento actúa como primario, mientras que la totalidad del mismo sirve como secundario. A la inversa, cuando se emplea el autotransformador para reducir el voltaje, todo el devanado actúa como primario y sólo una parte sirve como secundario. La figura siguiente muestra las conexiones necesarias para que el autotransformador funcione como elevador y como reductor.

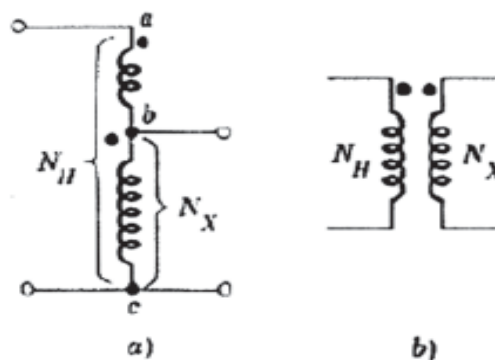


Fig. 1.329

a) Elevador b) Reductor

Conexiones de un Autotransformador Monofásico

1.19.1.2 CONEXIONES TRIFÁSICAS DE AUTOTRANSFORMADORES

En los autotransformadores trifásicos hay que adoptar la misma conexión para el primario que para el secundario, es decir, que no se pueden realizar transformaciones como delta –estrella, delta- zigzag (la cual no se explica en este manual), etc.

Aunque si se puede, por ejemplo realizar la conexión estrella – zigzag. La figura siguiente presenta la disposición de los autotransformadores trifásicos, para las conexiones estrella, triángulo y zigzag-estrella.

Los autotransformadores variables en disposición trifásica, normalmente están formados por tres autotransformadores monofásicos convenientemente conectados, y cuyos cursores se mueven simultáneamente.

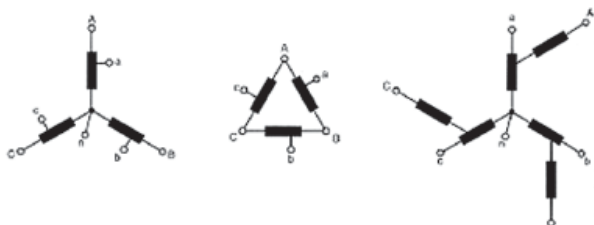


Fig. 1.334
Circuito eléctrico de fallo

A. CONEXIÓN ESTRELLA DE AUTOTRANSFORMADORES

Los autotransformadores para corriente trifásica se conectan casi siempre en estrella y se construyen para relaciones de transformación pequeñas, por ejemplo 220 kV/380 kV, y potencias de paso hasta de 500 MVA.

Esta es la conexión trifásica más simple y más económica, y no presenta dificultades para el cálculo o diseño, cada brazo de la estrella puede ser tratado como una unidad monofásica.

De similar forma a las unidades para servicio monofásico, la relación entre la capacidad equivalente de kVA y los kVA de salida es $(V_1 - V_2)/V_1$.

La variedad de los voltajes anormales que pueden ocurrir en la conexión estrella de autotransformadores, son grandemente influenciados por las condiciones del neutro del banco y el neutro del sistema, es decir, si están aterrizados o están aislados o flotantes, se pueden dar cuatro distintos casos:

- < Unidades monofásicas o trifásicas con núcleo acorazado conectadas en estrella, operando en sistemas arriba de 600 voltios, deben estar equipadas con un devanado terciario conectado en delta, para evitar la inversión transitoria del neutro durante fenómenos de alta frecuencia.
- < Unidades monofásicas o trifásicas conectadas en estrella, no son recomendadas a causa de la posibilidad: de la intensificación del peligro por la existencia de una tercera **armónica**.

El uso de autotransformadores en estrella es imprudente, a menos que se provea la forma de mantener los voltajes y corriente de tercera armónica de las líneas, lo mejor es proveer el banco de un devanado terciario conectado en delta.

$$I_1 = (\text{carga en kVA \% 1000}) / (1.73 * E_1)$$

$$I_2 = (\text{carga en kVA \% 1000}) / (1.73 * E_2)$$

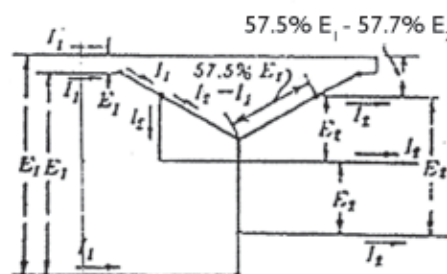


Fig. 1.330
Disposiciones típicas de los transformadores trifásicos.

B. CONEXIÓN DELTA DE AUTOTRANSFORMADORES

Las relaciones de corriente y de voltaje para esta conexión pueden observarse en la en la figura siguiente:

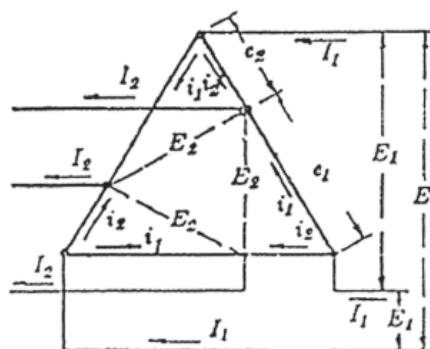


Fig. 1.331
Conexión Estrella

Los devanados con los voltajes V_1 y V_2 , con corrientes I_1 y I_2 , actúan como primario y secundario respecto a cada otro. Sus amperios vuelta deben estar balanceados, similarmente sus **voltamperios** deben tener balance I_1 y I_2 estar en fase y también con la corriente I_{12} , la cual es la corriente del lado de bajo voltaje.

C. CONEXIÓN DELTA ABIERTA DE AUTOTRANSFORMADORES

Dos autotransformadores monofásicos pueden conectarse en conexión delta abierta para dar un servicio trifásico, como se muestra en la figura siguiente:

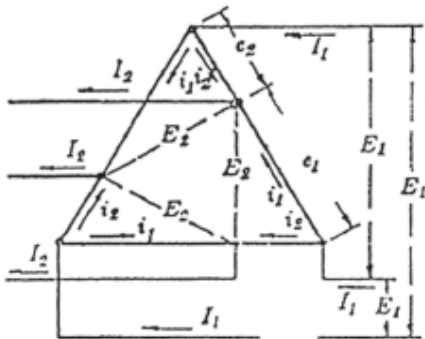


Fig. 1.332
Conexión Delta de autotransformadores.

En forma similar a la operación de la conexión delta abierta de transformadores, el banco tendrá una capacidad igual al 86.6 % del total de la suma de capacidades individuales. La corriente en el devanado en serie es igual a la corriente de línea del lado de alto voltaje, y en el devanado paralelo es igual a la corriente de línea del lado de bajo voltaje, menos la corriente de línea del lado de alto voltaje.

En la conexión delta abierta de autotransformadores, el neutro geométrico de los circuitos de alto y bajo voltaje no coinciden, una diferencia de potencial existe entre estos y es igual a $0.57 \cdot (V_1 - V_2)$, donde V_1 es igual al voltaje de línea del circuito de alto voltaje, V_2 es igual al voltaje de línea del circuito de bajo voltaje. Por ejemplo, si el voltaje del devanado en serie es 10 % del voltaje del circuito, este desplazamiento es de 57% del voltaje del circuito. El efecto del desplazamiento del neutro depende de si el neutro del sistema es aterrizado o no.

Es posible aterrizarse el neutro de un circuito, pero no el de ambos; con los neutrales del lado de alto y bajo voltaje aterrizados, una baja impedancia de corto circuito resulta en desplazamiento de voltaje e el neutro y un cortocircuito monofásico fluirá a través de todo el sistema, retornando por las conexiones de tierra.

1.19.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Los efectos que puede tener la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano, debido a las tensiones que provocan corrientes peligrosas, son fuertes e incluso irreversibles. Para protegerse de instalaciones y aparatos eléctricos contra daños personales y materiales en conexión de autotransformadores, debe utilizar medidas de protección descrita en el siguiente párrafo.

PROTECCIÓN CONTRA LOS PELIGROS DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA

Para lograr que la tensión de contacto sea pequeña existen en principio dos posibilidades básicas:

- Trabaje sólo con tensiones nominales menores de 50 V.
- Dimensione las resistencias del circuito de la corriente de fallo, de modo que en caso de fallo la tensión de contacto no sea superior a 50 V, ver figura siguiente:

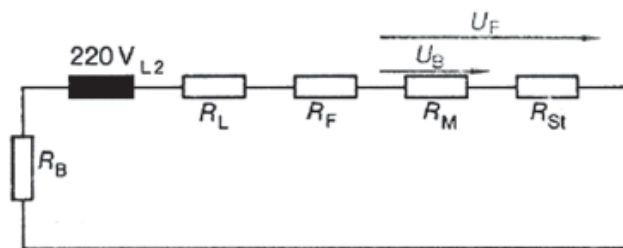


Fig. 1.333
Conexión Delta abierta de autotransformadores

Circuito eléctrico de fallo.

- R_B : Resistencia de la puesta a tierra
 R_L : Resistencia de la línea
 R_F : Resistencia del fallo
 R_M : Resistencia del cuerpo humano
 R_{st} : Resistencia de paso del cuerpo al punto de trabajo.

La primera posibilidad se lleva a cabo mediante una medida de protección que consiste en utilizar tensiones pequeñas, mientras que el aislamiento protector y el aislamiento del punto de trabajo caen bajo la segunda alternativa.

La separación para protección no permite que aparezcan tensiones de contacto, pues no puede existir ningún circuito para la corriente de fallo. Otras medidas de protección no pueden evitar la aparición de una tensión peligrosa entre la cubierta y tierra, pero sí impiden que esta tensión exista demasiado tiempo. Para ello se deben desconectar los autotransformadores en funcionamiento al activarse los dispositivos de protección contra sobrecorriente (fusibles, disyuntores) u otros dispositivos especiales. Algunas de las posibles medidas son: puesta a neutro, puesta a tierra, sistema con cable protector, circuito protector contra corrientes de fallo y circuito protector contra tensiones de fallo.

1.19.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

En el desempeño del trabajo en conexión de autotransformadores, aplique la siguiente normativa:

- Adquiera equipos, herramienta y maquinaria eléctrica que tengan efectos menos negativos para el ambiente (bajo consumo de energía, baja emisión de humos, ruido y polvo, etc.)
- Realice las conexiones en instalaciones bien iluminadas, para ello utilice lámparas de bajo consumo y larga duración.
- No emplee materiales tóxicos o peligrosos, como el plomo.
- Utilice elementos cuyos desechos posean una mayor aptitud para ser reciclados (ejemplo, conductores eléctricos y cajas sin PVC).
- No fume en instalaciones transformadoras.



Figura 1.335
Símbolo de
materiales tóxicos



Fig. 1.336
Símbolo de no fumar

ACTIVIDADES



I. CLASES DE TRANSFORMADORES

El facilitador organizará al total de participantes en grupos de 4 ó 5 personas, sometiendo a sorteo los siguientes temas relacionados con la clasificación de los transformadores:

- Forma del núcleo.
- Número de fases.
- Número de devanados.
- Medio refrigerante.
- Tipo de enfriamiento.
- Tipo de operación.

- Tomen 10 minutos del período de clase, para organizarse, informarse sobre el tema asignado y para aclarar posibles dudas.
- Investiguen el tema señalado y realicen una exposición en grupo la semana siguiente, presentando lo siguiente:
- Trabajo de investigación.
- Varias hojas de cartulina o papel rotafolio, indicando las características más importantes del tema investigado y péguenlas en el aula o taller, donde se realiza la capacitación.
- Dos fuentes de información sobre el tema investigado.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS PARTES DE LOS DISTINTOS TRANSFORMADORES

Debajo de la figura mostrada, escriba en los espacios en blanco, el tipo de transformador y los nombres de las partes señaladas en la misma. Hágalo en forma individual y compruebe sus respuestas con las de sus demás compañeros.

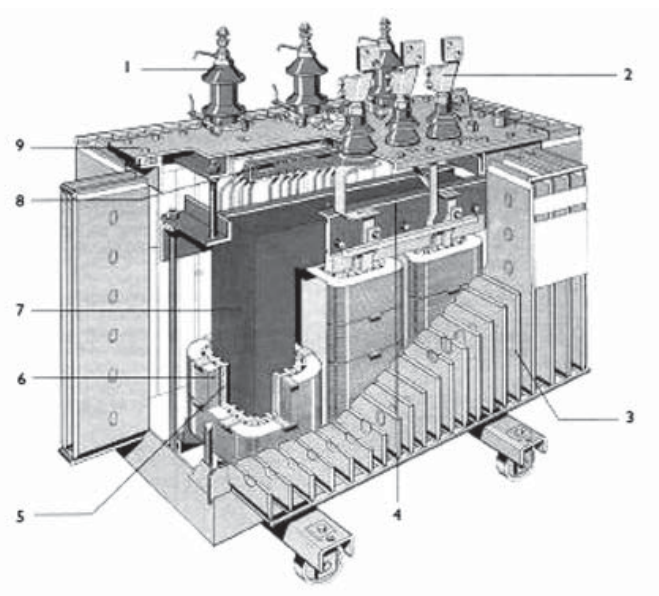


Fig. 1.337
Partes de un transformador

Tipo de transformador: _____

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____
5. _____
6. _____
7. _____
8. _____
9. _____

Debajo de la figura mostrada, escriba en los espacios en blanco, el tipo de transformador y los nombres de las partes señaladas en la misma. Hágalo en forma individual y compruebe sus respuestas con las de sus demás compañeros.

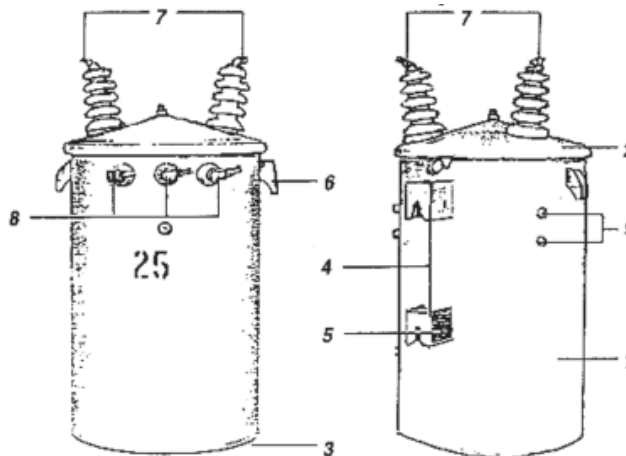


Fig. 1.338

Partes de un transformador monofásico

Tipo de transformador: _____

1. _____
2. _____
3. _____

4. _____
5. _____
6. _____
7. _____
8. _____
9. _____

Debajo de la figura mostrada, escriba en los espacios en blanco, el tipo de transformador y los nombres de las partes señaladas en la misma. Hágalo en forma individual y compruebe sus respuestas con las de sus demás compañeros.

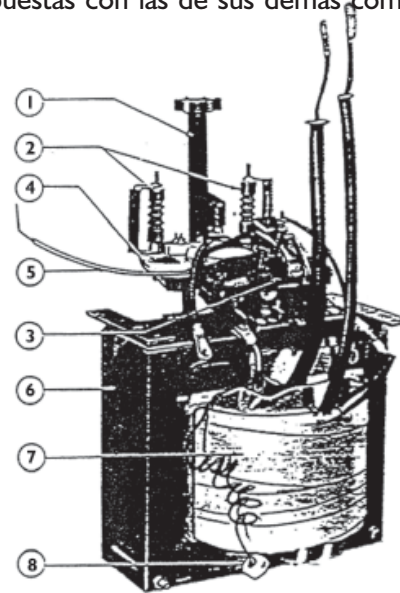


Fig. 1.339

Partes internas de un transformador CSP

Tipo de transformador: _____

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____
5. _____

6. _____
7. _____
8. _____
9. _____

3. MANTENIMIENTO Y FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN

En grupos de 5 personas realicen una investigación en empresas o talleres donde realicen mantenimiento o fabriquen transformadores monofásicos de distribución, solicitando información sobre:

1. Las pruebas que realizan las empresas o talleres a los transformadores de distribución.
2. Los equipos e instrumentos utilizados en dichas pruebas.
3. Los tipos de transformadores fabricados.

■ Presenten un informe escrito indicando:

1. Los nombres de empresas o talleres donde obtuvieron información.
2. ¿Cuáles son las pruebas más utilizadas en transformadores de distribución monofásicos?
3. ¿Qué instrumentos son los más utilizados para realizar pruebas en transformadores monofásicos?

4. MARCAS DE POLARIDAD

El facilitador organizará grupos de 3 ó 4 participantes, para que conjuntamente determinen, la polaridad de un transformador monofásico, por medio del método de la fuente de CA.

Todo el grupo debe contar con el siguiente equipo mínimo necesario:

- I Transformador tipo seco de 1 kVA 120/240 V.
- I Fuente de corriente alterna.
- I Voltímetro.

Con el equipo realicen lo siguiente:

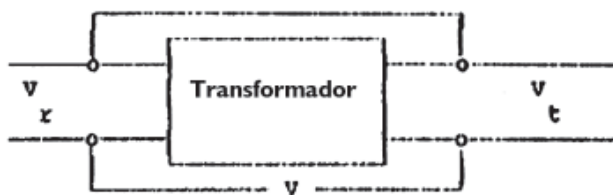


Fig. 1.340
Medición de las marcas de polaridad



¡Cuidado! No conecten ningún tipo de tensión al primario o al secundario del transformador.

1. Seleccionen el arrollamiento de alta tensión, utilícenlo como bobina de referencia.
2. Unan mediante una conexión, el borne de la bobina de referencia, con un borne del secundario cuya polaridad es la que quieren conocer.
3. Identifiquen al otro borne de la bobina de referencia con un punto de polaridad, al cual designarán “positivo”.
4. Conecten el voltímetro de CA entre el borne marcado con un punto de la bobina de referencia y el otro borne de la bobina de polaridad desconocida.
5. Apliquen tensión (de valor nominal inferior) a la bobina primaria, la cual designarán como “Vr”.

6. Anoten los valores de la tensión en bornes de la bobina primaria “Vr” y el de la tensión de ensayo entre bobinas la cual designarán como “Vt”.
7. Si la tensión de ensayo, “Vt”, es superior a la tensión de entrada a la bobina primaria “Vr”, la polaridad es ADITIVA y deben marcar un punto en la bobina ensayada.
8. Si la tensión de ensayo, “Vt”, es inferior a la tensión de entrada a la bobina primaria “Vr”, la polaridad es SUSTRACTIVA y deben marcar el punto en la bobina ensayada en el lado contrario al del inciso 7.
9. Dejen marcado entonces el borne con el punto en la bobina de referencia con la denominación H1, y el borne marcado con punto del transformador con X1.

Cada grupo expondrá el tema asignado en clase, con un tiempo máximo de 15 minutos, utilizando un rotafolio con tablas de comparación, anotando las diferencias más importantes.

Al terminar las exposiciones, cada grupo se reunirá 5 para realizar un resumen y luego elegirán a un representante para leer sus conclusiones.

5. COMPARACIÓN ENTRE UN BANCO DE TRANSFORMADORES Y UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

El facilitador organizará 5 grupos de participantes y sorteará 5 actividades diferentes, para que cada grupo realice una de ellas, incluyendo las comparaciones entre un banco de transformadores monofásicos y un transformador trifásico, usando como referencia este manual.

Los temas son los siguientes:

- a. Pérdidas.
- b. Precio.
- c. Mano de obra.
- d. Costos de mantenimiento.
- e. Peso.



Un transformador es un dispositivo por medio del cual pueden aumentarse o disminuirse los voltajes alternos. Cuando se aumenta o se disminuye el voltaje de un circuito por medio de un transformador, su capacidad en cuanto a la intensidad de corriente que ha de soportar, suele variarse en orden contrario en la misma proporción.

Si se eleva el voltaje se reduce la intensidad de la corriente y si disminuye el voltaje se aumenta la intensidad. Es fácil ver que puede emplearse un conductor mucho más delgado, para transmitir cinco amperios del que se necesitaría para cincuenta amperios, de modo que puede transmitirse la misma cantidad de energía por conductores más delgados, cuando se emplea un voltaje más alto. Este es el principio aplicado en las modernas líneas de transmisión, y siempre que hay que transmitir una gran cantidad de energía a algún punto lejano, se eleva el voltaje por medio de transformadores, hasta alguno de los altos voltajes estándares, de esta manera se reduce la intensidad de la corriente necesaria en la proporción inversa correspondiente.

En la industria moderna el transformador es uno de los dispositivos más utilizados. Existen básicamente tres tipos principales de transformadores monofásicos de distribución, estos son: los transformadores convencionales, los autoprotegidos y los transformadores pad-mountend.

Los transformadores convencionales vienen sin protección alguna y ésta debe ser seleccionada o instalada exteriormente durante su montaje.

Tiene como característica particular, el que cada uno de los extremos del devanado de alto voltaje sale a través de la tapadera del tanque, por medio de dos aisladores terminales de paso (bushings primarios). A este tipo de transformador es necesario protegerlo con equipos adicionales, como: fusibles (cortacircuitos) y pararrayos, se utiliza generalmente en instalaciones trifásicas (bancos de 3 transformadores) y en instalaciones monofásicas.

El transformador autoprotegido se conoce como C.S.P. (Completely Self Protected). Incluye en su construcción un fusible primario, un pararrayo y un interruptor estilo "Flip – on" secundario.

Uno de los extremos del devanado de alto voltaje sale a través de la tapadera del tanque, por medio de un aislador terminal de paso, el otro extremo del devanado primario está conectado a tierra internamente al tanque del transformador.

El transformador está completamente autoprotegido contra rayos, sobrecargas y cortacircuitos, contando con el siguiente equipo de protección y estando debidamente coordinado por el fabricante:

un pararrayo tipo válvula montado en la pared del tanque y conectado a tierra al tanque del transformador. En Guatemala se usa el transformador C.S.P. con un sólo bushing. Es empleado generalmente en instalaciones monofásicas de 7,620 voltios o en conexión Delta abierta trifásica.

El uso del transformador CSP, ofrece los siguientes beneficios cuando se comparan al uso del transformador convencional: menor costo de instalación, instalación simple y más fácil, operación más segura, servicio más confiable, provisión para administración automática de la carga, menor costo de operación y una apariencia más pulcra.

Transformadores tipo pedestal son usados en zonas urbanas, instalaciones industriales, condominios residenciales, escuelas, plazas o en cualquier lugar donde exista tránsito de peatones y el espacio físico sea insuficiente para la construcción de subestaciones bajo techo convencionales.

Este modelo constructivo de transformador tiene como principal característica, el ser compacto, o sea, la parte activa y los aisladores son dispuestos de tal manera, que su apariencia externa es la de una minisubestación.

Los transformadores PAD-MOUNTED son montados en una base de hormigón, de donde salen los cables de distribución subterráneos de AT y BT. Los cuales son conectados a los aisladores dentro de los respectivos cubículos, quedando así los cables de distribución, conectores, aisladores y otros puntos energizables, protegidos contra vandalismo o contactos accidentales de personas o animales.

Sus características de seguridad hacen posible su instalación en diversos lugares públicos.



1. En un transformador sin carga, las tensiones son directamente proporcionales a los(as) _____ correspondientes.
Intensidades
A) Cargas
B) Números de espiras
C) Potencias
D) Números de espiras
2. Una carga conectada en delta, consume el _____ de potencia, que una conectada en estrella.
A) Doble
B) Triple
C) Tres por ciento
D) Dos por ciento
3. La conexión Delta – delta abierta con cuatro líneas secundarias, para servicios trifásicos, proporciona una sola línea de _____ voltios, medida entre la fase C y el neutro.
A) 120
B) 240
C) 440
D) 208
4. Es de advertirse que la capacidad del Banco Delta – Delta abierta es únicamente, del _____ por ciento de la capacidad de dos unidades conectadas.
A) 86.6
B) 68.6
C) 57.7
D) 75.7
5. Todos los transformadores monofásicos que tengan una capacidad de _____ kVA o menos, y un voltaje primario de 8.66 kV, son de polaridad aditiva.
A) 200
B) 500
C) 250
D) 300
6. El transformador de distribución tipo _____, no cuenta con protecciones incluidas, por tal motivo es necesario colocarle fusibles y pararrayos, para su buen funcionamiento.
A) Autoprotegido
B) Convencional
C) Pad-Mounted
D) Seco

7. La relación de transformación trifásica de la conexión estrella – delta es _____
- A) $\sqrt{3} \alpha$
B) $\sqrt{3}/\alpha$
C) α
D) $\alpha/\sqrt{3}$
8. La luz roja en un transformador autoprotegido se enciende cuando ha ocurrido un(a) _____, antes de dispararse el interruptor secundario.
- A) Corto circuito
B) Sobrecarga
C) Desconexión
D) Sobretenensión
9. La relación de transformación trifásica de la conexión estrella – estrella es _____
- A) $\sqrt{3} \alpha$
B) $\sqrt{3}/\alpha$
C) α
D) $\alpha/\sqrt{3}$
10. El _____ monofásico se compone de dos bobinados, el primario y el secundario, sin contacto eléctrico entre ellos y devanados sobre un núcleo de hierro.
- A) Motor
B) Generador
C) Transformador
D) Motor - Generador
11. Un transformador conectado en _____, se calienta y se quema en poco tiempo, debido a que la intensidad que atraviesa el bobinado primario es muy alta.
- A) CA
B) Estrella
C) CC
D) Delta
12. En la placa de características de los transformadores de potencia nominal hasta _____ KVA, se indica la tensión nominal de carga.
- A) 75
B) 50
C) 16
D) 8
13. Los pequeños transformadores tienen una potencia nominal inferior a los 16 KVA, son empleados en redes de hasta _____ V y _____ Hz.
- A) 2000 – 1000
B) 1000 – 500
C) 3000 – 2000
D) 750 – 1500
14. Para unir las chapas de los pequeños transformadores se emplean _____ o _____ los cuales deben estar aislados respecto de las chapas.
- A) Anolajes - Sujetadores
B) Mordazas – ganchos
C) Tornillos – remaches
D) Uniones Soldada – uniones embutidas
15. En los transformadores pequeños el (la) _____ es el soporte del devanado, y aísla dicho devanado respecto al hierro.
- A) Carrete
B) Cimiento
C) Base
D) Contenedor
16. Las densidades de corriente admisibles en pequeños transformadores, dependen de su tamaño del sistema de refrigeración y varían entre _____ y _____ A / mm².
- A) 19 - 24
B) 13 - 18
C) 7 - 12
D) 1 - 6

17. Según la norma ANSI, los bornes de los transformadores de alta tensión se identifican con la letra _____, y los bornes de baja tensión con la letra _____, respectivamente.

- A) H – X
- B) J – K
- C) F – R
- E) D – I

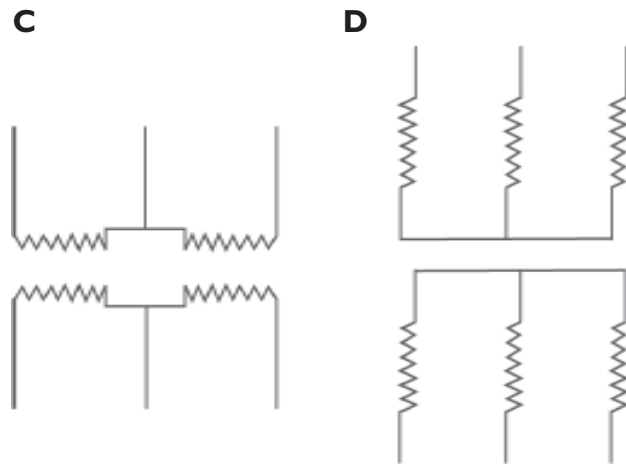
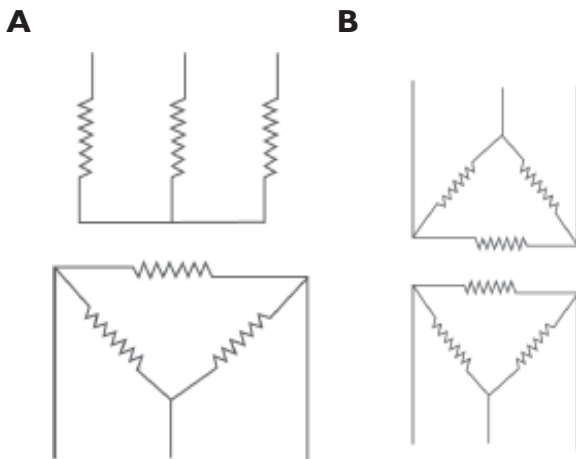
18. Para conectar dos transformadores monofásicos en paralelo, el porcentaje de impedancia que deben tener uno respecto del otro, es de _____ a _____ %.

- A) 110 – 125.5
- B) 61.7 – 75.5
- C) 92.5 – 107.5
- D) 80.5 – 91.7

19. Un transformador cuyo arrollamiento primario se conecta a 220 V y en el arrollamiento secundario se obtienen 22 V. En este caso, el arrollamiento primario debe tener _____ veces más espiras que el arrollamiento secundario.

- A) 100
- B) 10
- C) 1000
- E) 10000

20. La representación gráfica de la conexión Delta abierta es la siguiente:



21. En la conexión _____, no es necesaria la conexión del neutro en el secundario y se tiene la seguridad de no dejar ninguna fase fuera de servicio, en caso de averiarse un devanado.

- A) Triángulo – Estrella
- B) Estrella – Estrella
- C) Triángulo – Triángulo
- A) Estrella – Triángulo

22. La conexión _____, se realiza especialmente para altas tensiones, debido a que la tensión total se reparte entre dos devanados, soportando cada uno la tensión de una fase y se reducen los problemas de aislamiento.

- A) Triángulo – Estrella
- B) Estrella – Estrella
- C) Estrella – Triángulo
- D) Triángulo – Triángulo

23. La conexión _____, se utiliza en caso de emergencia, al deteriorarse un transformador, ya que las otras dos fases quedan trabajando, mientras se logra reparar el transformador deteriorado.

- A) Triángulo – Estrella
- B) Estrella abierta
- C) Estrella – Estrella
- D) Triángulo abierto

24. Se le llama _____ de transformadores

a la Interconexión de dos o tres transformadores monofásicos de un transformador trifásico a una red eléctrica trifásica.

- A) Unión
- B) Conjunto
- C) Banco
- D) Acoplamiento

25. Las pérdidas _____, son debidas al calentamiento producido por el paso de la corriente en los conductores y dependen de la intensidad de ésta y de la resistencia de los bobinados, es decir, de las dimensiones de los hilos.

- A) En el cobre
- B) En el hierro
- C) En vacío
- B) Por efecto Joule

26. El transformador _____ está formado por un conjunto de 3 transformadores monofásicos.

- A) Trifásico
- B) Bifásico
- C) Tetrafásico
- D) Pentafásico

UNIDAD 2

MANTENIMIENTO DE CIRCUITOS DE TRANSFORMADORES

OBJETIVOS DE LA UNIDAD

Coadyuvar al desarrollo de las siguientes competencias:

- Realizar mantenimiento preventivo a transformadores de acuerdo a normas de calidad establecidas.

REALIZAR MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

2.1 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Para el buen funcionamiento y larga vida de los transformadores, se les debe dar mantenimiento. Este mantenimiento debe ser periódico, programado y registrado. Existen tres tipos de mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo. El mantenimiento predictivo combina operaciones de los otros dos tipos, por lo tanto, es el más recomendable para el aseguramiento de una correcta y duradera operación de los transformadores.

En esta unidad se explican las pruebas realizadas a los transformadores de potencia, claro está, dentro del mantenimiento predictivo y preventivo. Para cada prueba se describe el proceso y los instrumentos necesarios para llevarlas a cabo.



Fig. 2.1
Mantenimiento a transformadores.

2.1.1 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRANSFORMADORES

Con la realización de las pruebas básicas de funcionamiento, se puede saber cual es el estado del transformador y se pueden hacer diagnósticos de fallas como parte del mantenimiento preventivo y correctivo en el mismo.

Para poder operar en forma segura, económica y sin ningún tipo de problema futuro, se realizan diferentes tipos de pruebas en los transformadores.

La vigilancia y cuidados durante el funcionamiento de los transformadores no requieren un entrenamiento especial, pero deben ser vigilados constantemente, a fin de evitar gran número de averías. Se ha de comprobar lo más frecuentemente posible, el nivel de aceite y la temperatura ambiente, así como que su tensión de alimentación y corriente de carga no sobrepasen los valores nominales. Es importante que se asegure de que los aisladores estén bien limpios. Para conseguirlo, sople con aire a presión, con la frecuencia que sea necesaria; en los períodos que el transformador esté fuera de servicio, límpielo con alcohol o disolventes, secándolo muy bien.

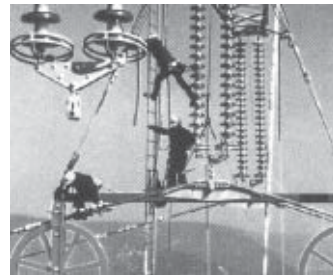


Fig. 2.2
Mantenimiento de aisladores en líneas

A intervalos de tiempo regulares, que pueden oscilar entre tres y seis meses, realice una inspección del estado de los limitadores de sobretensiones, tomas de tierra y del funcionamiento de los relés de protección. Al mismo tiempo, debe llevar a cabo una muestra del aceite para su ensayo, para verificar si éste indica la presencia de impurezas como agua, suciedad o partículas conductoras en el líquido, uno o más de las cuales pueden estar presentes cuando bajos voltajes de perforación son obtenidos de la prueba. Con la misma frecuencia se ha de verificar el estado de los aislamientos del transformador, mida la resistencia mediante un megóhmetro o mejor, haciendo medidas del factor de potencia de los mismos. Es importante resaltar que una medida aislada no da ninguna indicación, y que estos ensayos sólo tienen valor, si se realizan con el transformador en funcionamiento.

Cada dos años aproximadamente, realice un examen completo del transformador, sacándolo de la caja. Si se han formado depósitos sobre los arrollamientos, aislantes, núcleo, etc., quite éstos mediante un chorro a presión de aceite de transformador.

Para detectar sobrecargas eléctricas y fallas anticipadas en los tableros, se utiliza el “Termógrafo radiométrico” como herramienta de mantenimiento preventivo y predictivo, para detectar falsos contactos y/o circuitos sobrecargados, entre otros. Se aplica a cualquier equipo, para medir la temperatura en las conexiones eléctricas o en los rodamientos de equipos mecánicos. Detecte puntos calientes en los equipos.



Fig. 2.3
Termógrafo radiométrico

2.1.2 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES

Las pruebas se hacen en los transformadores y sus accesorios por distintas razones, durante su fabricación, para verificar la condición de sus componentes, durante la entrega, operación como parte del mantenimiento, después de su reparación, etc.

Algunas de las pruebas que se hacen en los transformadores se consideran como básicas, algunas otras varían según a la condición individual de los transformadores y pueden cambiar de acuerdo al tipo de transformador, por lo que existen distintas formas de clasificación de pruebas de transformadores, por ejemplo, algunas se clasifican en pruebas de baja tensión y pruebas de alta tensión, también se pueden agrupar como pruebas preliminares, intermedias y de verificación (finales).

2.1.2.1 PRUEBAS PRELIMINARES O PREOPERATIVAS DE TRANSFORMADORES

Se realizan cuando un transformador se ha puesto fuera de servicio para un mantenimiento programado, revisión programada o bien, si ha tenido alguna falla, las pruebas se realizan antes de “abrir” el transformador y tienen el propósito general de encontrar el tipo y origen de la falla.

En general, se refieren a verificación de ajustes y calibraciones mecánicas, chequeo de presiones, fugas, niveles de gases o líquidos aislantes, estructuras de soporte, cimentaciones, anclajes, nivelación, alineamientos entre polos, estado físico de la porcelana y terminales, inspección visual de los elementos propios de control, protección, medida, gabinetes de control, aterrizaje de equipos, estructuras, conexiones a tierra, simultaneidad de operación de polos, desplazamiento angular, etc., que permitan establecer con plena certeza que los equipos se encuentran en condiciones óptimas para iniciar las pruebas individuales y comprobar su pleno funcionamiento, dentro de los esquemas y filosofías de operación diseñados para el efecto con las pruebas funcionales y de puesta en servicio. Las llamadas pruebas preliminares incluyen:

1. Prueba del aceite del transformador.
2. Medición de la resistencia de aislamiento de los devanados.
3. Medición de la resistencia óhmica de los devanados.
4. Determinación de las características del aislamiento.



Fig. 2.4
Megger Instrumento utilizado
para medir la condición de los aislamientos.

El Megger es un instrumento utilizado para medir la condición y estado en el cual se encuentran los aislamientos. Se aplica a todo tipo de transformadores, de cualquier capacidad.

2.1.2.2 PRUEBAS INTERMEDIAS O DE PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES

Se realizan durante el transcurso de una reparación o bien en las etapas intermedias de la fabricación, cuando el transformador está en proceso de armado o bien desarmado (según sea el caso), el tipo de pruebas depende del propósito de la reparación o la etapa de fabricación, por lo general se hacen cuando las bobinas no han sido montadas o desmontadas, estas son principalmente las siguientes:

1. **Medición de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes contra el núcleo.**
2. **Prueba de la resistencia de aislamiento de tornillos y herrajes por voltaje aplicado.**
3. **Prueba de las boquillas por medio de voltaje aplicado.**



Fig. 2.5
Instrumento para medir resistencia
de contactos y medición de malla de tierras.

Mediante estas pruebas se verifica el cumplimiento de todos los esquemas de control, protección y medida de tal manera, que permitan asegurar la operación de todos los sistemas propios correspondientes a una subestación.

2.1.2.3 PRUEBAS FINALES DE TRANSFORMADORES

Esencialmente se refieren a pruebas de tipo eléctrico, necesarias para verificar el estado de los equipos después de su transporte, almacenamiento y montaje, a la vez que se utilizan en algunos casos, para confrontar resultados de ensayos de fábrica. Se hacen sobre transformadores recién fabricados o armados totalmente después de una reparación e incluyen las siguientes:

PRUEBAS FINALES

1. Pruebas de aceite del transformador
2. Medición de la resistencia de aislamiento.
3. Prueba de relación de transformación.
4. Determinación del desplazamiento de fase de los grupos de bobinas.
5. Determinación de las características del aislamiento.
6. Prueba del aislamiento por voltaje aplicado.
7. Pruebas para la determinación de las pérdidas en vacío y en cortocircuito (determinación de impedancia).
8. Prueba del aislamiento entre espiras por voltaje inducido.
9. Medición de la corriente en vacío y de excitación.

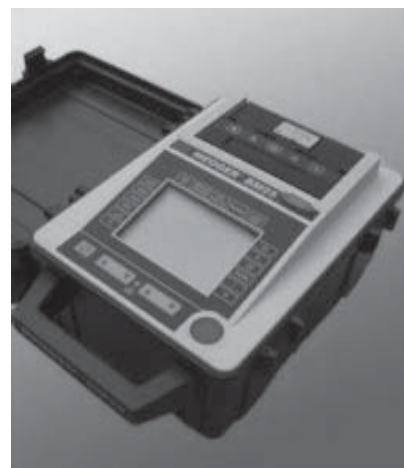


Fig. 2.6
Megger, Instrumento para medir Resistencia de aislamientos



Fig. 2.7
Biddle Relación de Transformación

2.1.3 FICHA DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Existen varias fichas o tablas para registrar las diferentes pruebas por lo cual, se citarán solamente las más importantes y las tratadas por este manual.

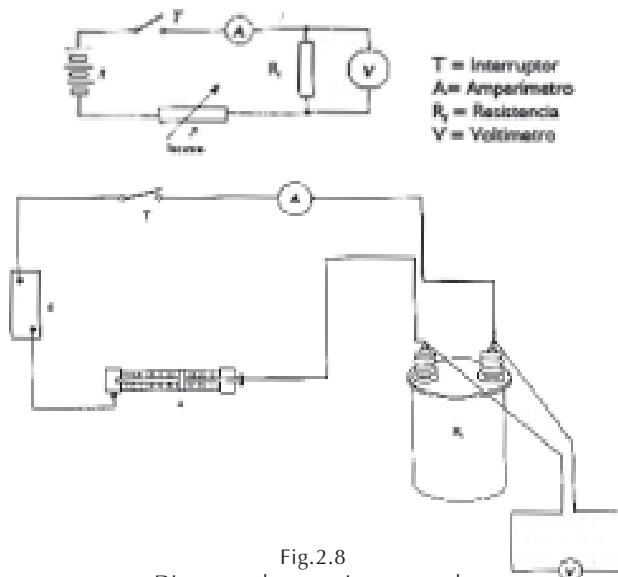
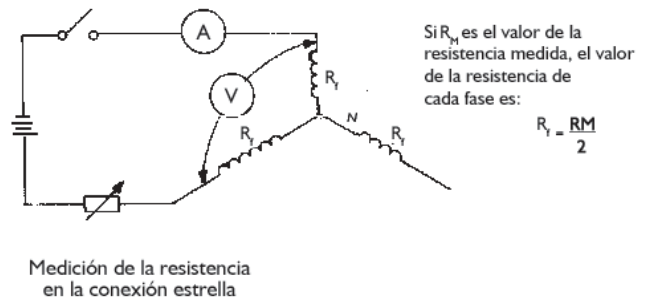


Fig.2.8
Diagrama de conexiones para la
medición de la resistencia del devanado del transformador



Medición de la resistencia
en la conexión estrella

Fig. 2.9

Medición de la resistencia en la conexión estrella

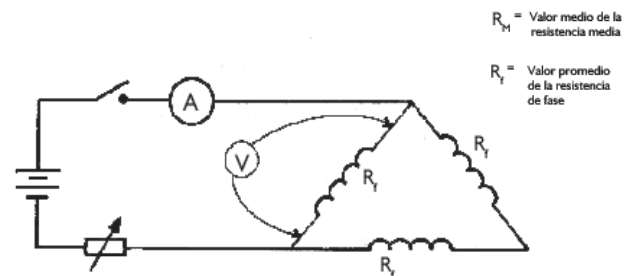


Fig. 2.10

Medición de la resistencia en la conexión delta

Tabla 2.2 La siguiente tabla es la recomendada para realizar la prueba de cortocircuito y también puede ser aplicada a la prueba en circuito abierto el transformador.

No.	Tensión (V)	Intensidad (A)	Pérdidas (W)

Tabla 2.1 Medición de la resistencia óhmica: un ejemplo de cómo manejar la información de la resistencia por el método de voltímetro y el amperímetro.

Temperatura de la resistencia de prueba	Tensión constante (V/div)	Lectura (div)	Corriente constante A/div	Lectura(div)	ResistenciaW	$R_x = V/I(W)$

Tabla: 2.4 Ficha de mantenimiento de prueba del factor de potencia

Prueba	Conexiones de prueba			Mide
	TAT	TBT	Selector	
1	H	X	Ground	CH, CHX
2	H	X	Guarda	CH
3	H	X	UST	CHX
4	X	H	Ground	CX, CHX
5	X	H	Guarda	CX
6	X	H	UST	CHX

TAT = Terminales de alta tensión
TBT = Terminales de baja tensión
CH = Aislamiento entre alta tensión y tierra
CX = Aislamiento entre baja tensión y tierra
CHX = Aislamiento entre alta tensión y baja tensión

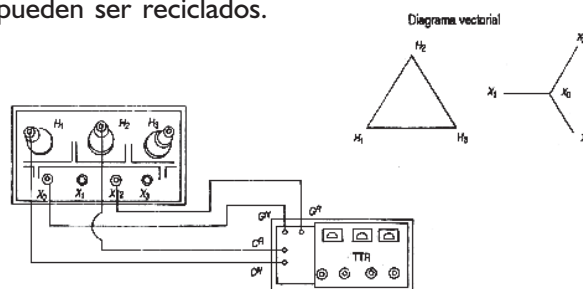
2.1.4 MEDIDAS DE SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Debe tener siempre en cuenta que la maniobra de los cambiadores de **taps** para ajustar las tensiones, se ha de efectuar cuando el aparato está totalmente fuera de servicio, con el primario y secundario desconectados.

2.1.5 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Ante la necesidad de realizar mantenimiento a las estaciones transformadoras y bancos de transformadores, deje el lugar limpio y sin residuos de alambre, plástico, basura y suciedad.

Recuerde siempre que mantener limpias las instalaciones donde trabaja, es parte de su trabajo. Seleccione los distintos tipos de materiales y clasifíquelos, recuerde que el cobre y el aluminio pueden ser reciclados.



Prueba	Conexiones de prueba				Mide
	C ^a	C ^b	G ^a	G ^b	
1	H ₁	H ₂	X ₀	X ₁	Fase 2
2	H ₂	H ₁	X ₀	X ₂	Fase 3
3	H ₃	H ₁	X ₀	X ₁	Fase 1

Fig. 2.13

Forma de reporte de los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento

Temp. del N. _____ °C Temp. Ambiente _____ °C Temp. Pres. _____ M. Hg. _____ mm.
Megger (MVA) de ensayo _____ Secuencia _____ Multiplicador _____ Tiempo, segs. _____

Conexiones de prueba										Indic. de prueba
Prueba	Terminales	Alta Tensión	Baja Tensión	Selector	Medida	Resultado	Observaciones	Fecha	Por	
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										

Fig. 2.11

Ficha de mantenimiento de prueba de aislamiento



Fig. 2.14
Estación de transformación limpia

2.2 REVISIÓN DE LA CARGA INSTALADA

Las pruebas eléctricas de potencia de aislamiento son un medio efectivo para detectar humedad, sequedad o deterioro en el aislamiento de transformadores. El exceso de humedad en la celulosa y en cualquier otro aislante del transformador, es indeseable para mantener su composición o constitución.

En las “llamadas pruebas al aceite del transformador”; el aceite de los transformadores se somete por lo general, a pruebas de rigidez dieléctricas y eventualmente, a un análisis químico.



Fig. 2.15
Prueba para transformadores de corriente

2.2.1 PRUEBA DE LA CARGA INSTALADA

Se hacen sobre transformadores recién fabricados o armados totalmente, después de una reparación. Los métodos de aplicación de la carga se describen a continuación:

2.2.1.1 PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN Y PRUEBA DE ABSORCIÓN

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

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

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

2.2.1.2 PRUEBA DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADORES

Esta prueba se lleva a cabo para determinar experimentalmente el valor de la impedancia equivalente de un transformador, pérdidas equivalentes de un transformador y las pérdidas en los devanados.

Esta prueba se desarrolla con uno de los devanados conectados en cortocircuito, debido a esto, al otro se le aplica durante la prueba una tensión del 5% al 15% del nominal.

La determinación del valor de las pérdidas nominales es necesaria para el cálculo del rendimiento, como se ha mencionado anteriormente. Las pérdidas óhmicas pueden estar exactamente definidas como aquellas

que se deben al valor de la resistencia de los devanados, y a la corriente que circula por ellos, suponiendo que está uniformemente distribuida sobre todas las secciones de los conductores, como si se tratara de una corriente continua. El valor de las pérdidas óhmicas que es proporcional al valor de la resistencia y al cuadrado de la corriente (Ley de Joule), varía al cambiar la temperatura, en tanto que es independiente del valor de la frecuencia. Las pérdidas adicionales o parásitas dependen de la desuniformidad con la que la corriente alterna se distribuye en la sección de los conductores, y son producto del flujo disperso ligado a la circulación de la corriente.

La determinación de la regulación de voltaje en transformadores se realiza mediante el uso de la lectura de varios instrumentos de medición eléctrica. La finalidad principal de dicha prueba es obtener los valores de pérdidas en el bobinado del transformador, partiendo de los valores de lectura de los aparatos: **Voltímetro, Amperímetro y Vatímetro**.

En las máquinas enfriadas por aire la temperatura se mide directamente con los termómetros sobre los devanados, en tanto que para las máquinas con enfriamiento por aire, se obtiene la temperatura poniendo un contacto con el aceite, a través de un tubo o elemento de contacto con el termómetro.

La selección del devanado que se va a alimentar es indistinto y depende sólo de la facilidad de la medición. Por ejemplo, para un transformador con una relación de transformación de 13,800/440 Voltios, es conveniente alimentar por el devanado de alta tensión.

Con el fin de obtener resultados confiables, la prueba se debe desarrollar con la máxima rapidez, para evitar calentamiento excesivo en los conductores de los devanados, cuyo valor de resistencia se debe mantener constante durante la prueba.

Estas pérdidas y las cifras de las características del transformador pueden obtenerse por lo general, de los fabricantes, pero las pruebas para averiguarlas son muy sencillas y se hacen a menudo sobre el terreno.

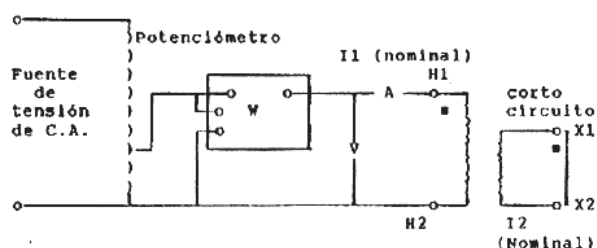
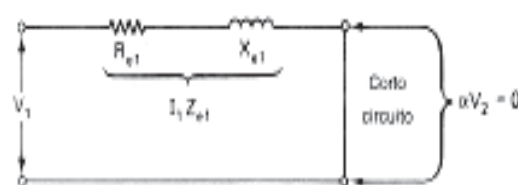
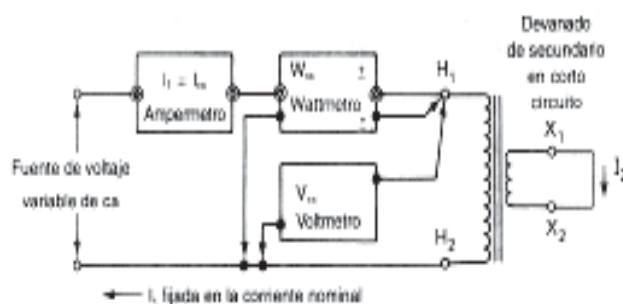


Fig.2.16
Conexión de instrumentos
eléctricos en la prueba de cortocircuito

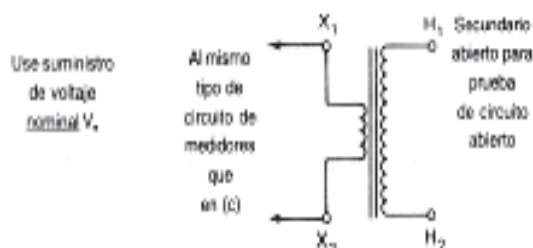
La figura siguiente muestra la forma en la que deben conectarse los aparatos para obtener los datos del ensayo de cortocircuito.



(b) Secundario en cortocircuito, circuito equivalente



(c) Circuito para prueba de cortocircuito



(d) Cambios para prueba de circuito abierto

Fig. 2.17
Prueba de cortocircuito

El procedimiento para obtener los datos es el siguiente:

1. Ajuste a cero la tensión aplicada al primario mediante un potenciómetro o un transformador regulable, y cortocircuite los terminales de BAJA TENSION, X1 y X2 del transformador.
2. Aumente lenta y cuidadosamente la tensión mediante el potenciómetro, hasta que el amperímetro señale la intensidad nominal del primario. (La intensidad nominal del primario se determina a partir de la potencia nominal del transformador, en voltamperios dividida por la tensión nominal del lado de alta tensión: VA/V). Otra forma de determinar la intensidad nominal es dividir la potencia aparente S (comúnmente indicado en la parte frontal del tanque en kVA) del transformador, entre el voltaje primario nominal, así:

$$I_n = S/V$$

3. Anote lo valores registrados en los aparatos.

Potencia de cortocircuito Pcc	Tensión de cortocircuito Vcc	Intensidad de cortocircuito Icc

4. Calcule la impedancia equivalente Zeq referido al primario, utilizando las lecturas de voltímetro y amperímetro.

$$Z_{eq} = V_{cc} / I_{cc}$$

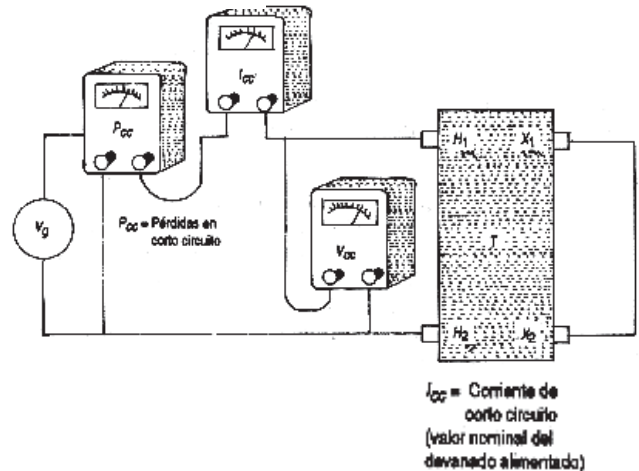
5. Calcule la resistencia equivalente Req, utilizando las lecturas del vatímetro y el amperímetro.

$$R_{eq} = P_{cc} / I_{cc}^2$$

6. Calcule la reactancia inductiva equivalente X_{Leq}, a partir de los valores encontrados en los incisos 4 y 5.

$$X_{Leq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2}$$

V_{cc} = Voltaje de corto circuito
(caída de voltaje por impedancia)



La impedancia equivalente referida al primario es:

$$Z_{eq} = V_{cc} / I_{cc}$$

La resistencia equivalente referida al primario

$$R_{eq} = P_{cc} / I_{cc}^2$$

La reactancia equivalente referida al primario

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2}$$

Fig.2.18
Diagrama de conexiones para la determinación de las características de cortocircuito

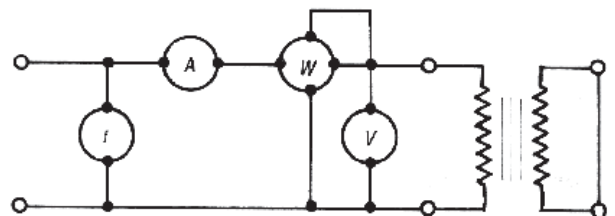


Fig 2.19
Diagrama de conexiones para la realización de la prueba de cortocircuito con inserción de Arón en un transformador trifásico

El rendimiento o eficiencia del transformador se calcula como:

$$\text{Rendimiento} = \eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{pérdidas}}$$

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de salida} + \text{pérdidas en el hierro} + \text{pérdidas en los devanados}}$$

La potencia de salida monofásica, se puede escribir como:

$$P_s = V_s I_s \cos \phi$$

Donde V_s , I_s son el voltaje y corriente en el secundario o lado de carga.

Las pérdidas en el núcleo (P_o) tienen un valor constante en forma independiente del valor de la carga. Las pérdidas en los devanados varían con la carga, así por ejemplo, el valor de las pérdidas con un valor x de la carga es:

Pérdidas en los devanados = $x^2 P_{cc}$ a x carga
A plena carga $x = 1$

La eficiencia del transformador se puede expresar entonces como:

$$\eta = \frac{V_s I_s \cos \phi}{V_s I_s \cos \phi + P_o + x^2 P_{cc}}$$

Ejemplo

De la prueba de cortocircuito en un transformador monofásico de 20 kVA, 2,400/240 V, con una frecuencia de 60 Hz, alimentado por el devanado de alto voltaje, se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} V_{cc} &= 72 \text{ V} \\ I_{cc} &= 8.33 \text{ A} \\ P_{cc} &= 268 \text{ W} \end{aligned}$$

Calcule los parámetros del transformador referidos al devanado de alto voltaje.

Solución:

La resistencia:

$$R_{eq} = P_{cc}/I_{cc}^2 = 268 \text{ W}/(8.33 \text{ A})^2 = 3.86 \text{ W}$$

La impedancia:

$$Z_{eq} = V_{cc}/I_{cc} = 72 \text{ V}/8.33 \text{ A} = 8.64 \text{ W}$$

De aquí la reactancia es:

$$X_{Leq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2} = X_{Leq} = \sqrt{(8.64)^2 - (3.86)^2} = 7.73 \text{ W}$$

El **vatímetro** registra esencialmente las pérdidas en el cobre (resistencia del bobinado) de los lados primario y secundario, referidos al lado de alta tensión. Las pérdidas en el laminado del núcleo son en este caso despreciables, pues para llegar a obtener dichas lecturas, solamente se necesitan del 1 al 3 por ciento del voltaje nominal de alta tensión, para hacer que la intensidad (**corriente de excitación**) en el **arrollamiento** de alta tensión tome el valor correspondiente a la **plena carga**.

2.2.1.3 PRUEBA DE CIRCUITO ABIERTO DE TRANSFORMADORES

La finalidad principal cuando se realiza el ensayo de circuito abierto es medir las pérdidas en el hierro a tensión nominal de funcionamiento.

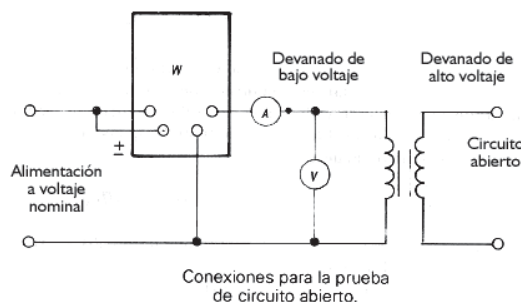


Fig.2.20
Conexiones para la prueba de circuito abierto

Dichas pérdidas sólo pueden obtenerse excitando cualquiera de los devanados del transformador a su tensión nominal. Como la mayoría de transformadores de potencia, de transporte o de distribución tiene uno o más arrollamientos de muy alta tensión, lo más corriente y seguro para realizar el ensayo de vacío para determinar las pérdidas en el hierro, consiste en trabajar sobre el arrollamiento correspondiente a LA TENSION MÁS BAJA. Como se aplica la tensión nominal al lado de baja tensión, la tensión nominal aparecerá también en el lado de alta tensión. Verifique previamente que no exista contacto entre las líneas de salida y algún objeto cerca del transformador.

La conexión típica se puede ver en la figura siguiente:

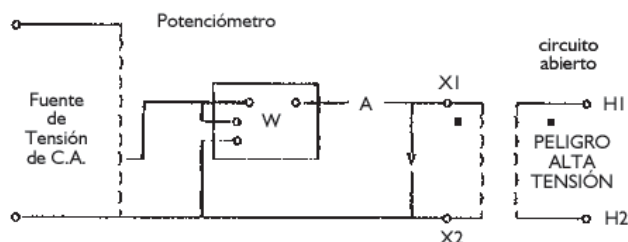


Fig. 2.21
Conexión de circuito abierto

El procedimiento para la realización del ensayo de circuito abierto es el siguiente:

1. Varíe el potenciómetro desde cero hasta la tensión nominal correspondiente al arrollamiento conectado.
2. Anote los valores leídos en los aparatos:

Potencia en circuito abierto **P_{ca}**
 Tensión nominal **V_n**
 Corriente magnetizante **I_m**

3. Calcule las pérdidas en el hierro a partir de:
 $p_h = P_{ca} - I_m R_x$

Donde R_x es la resistencia del arrollamiento del lado de baja tensión seleccionado.

Debido a que el transformador está en vacío, la corriente de magnetización es relativamente pequeña, así como la resistencia del lado de baja tensión sobre el cual se ha hecho la prueba. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, se acostumbra a tomar la lectura del vatímetro como valor de las pérdidas en el hierro, sin restarle las pequeñas pérdidas en el cobre del devanado, debidas a la corriente magnetizante.

2.2.1.4 LIMITACIONES DE TEMPERATURA EN LA APLICACIÓN DE CARGA

Habitualmente, los kVA que debe soportar un transformador son limitados por el efecto de la reactancia en la regulación, o el efecto de la pérdida por

carga en la economía del sistema. Resulta a veces conveniente pasar por alto estos factores, e incrementar la carga en kVA hasta que el efecto de la temperatura en la vida del aislamiento sea el factor limitante. La alta temperatura hace decrecer la resistencia mecánica e incrementa la fragilidad del aislamiento fibroso y esto hace que aumenten las posibilidades de falla del transformador, aun cuando no pueda disminuir en forma seria la resistencia dieléctrica del material del aislamiento. La sobrecarga de los transformadores debe limitarse por la consideración razonable del efecto en la vida del aislamiento y del efecto probable en la duración del transformador.

2.2.1.5 LA TEMPERATURA AMBIENTE AFECTA LA CAPACIDAD DE CARGA

La magnitud de este efecto depende del tipo de enfriamiento.

La temperatura superior del aceite nunca debe exceder de 100 °C, en transformadores de potencia con sistema de aislamiento de elevación media de temperatura en los devanados de 55 °C o de 110 °C, para los de sistemas de aislamiento de elevación de 65 °C. La consecuencia de sobrepasar estos límites podría ser el derrame de aceite o una presión excesiva.

2.2.2 INTENSIDAD, TENSIÓN Y POTENCIA

En muchas ocasiones, el usuario conviene con el fabricante de transformadores acerca de valores límites en cuanto a pérdidas de carga e impedancia, para ello se realizan diferentes pruebas a los transformadores.

2.2.2.1 PÉRDIDAS DE CARGA E IMPEDANCIA

Estos parámetros se determinan al poner en cortocircuito la bobina secundaria y aplicar un pequeño porcentaje de la tensión nominal primaria (vea la figura siguiente, donde F significa Frecuencia). Esta medición generalmente se efectúa por el lado de AT.

En estas condiciones el % de impedancia se puede calcular a partir de la relación tensión aplicada-corriente medida. Las pérdidas de carga medidas por medio de wattómetro comprenden la suma de todas las pérdidas que se deben a la corriente de carga, esto es, pérdidas en los devanados, guías, tanque, herrajes, etc.

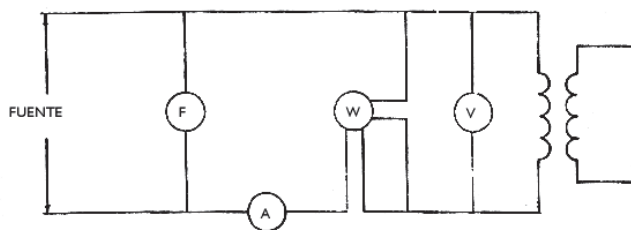


Fig. 2.22
Medición de pérdidas e impedancia en un transformador monofásico

2.2.2.2 PRUEBA DIELECTRICA, TENSION DE RUPTURA

La tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la que más frecuentemente se usa y es capaz de revelar dos cosas: la resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

Suponiendo que el aceite haya perdido alguna de sus propiedades aislantes, debido al agua, polvo, lodo o partículas conductoras suspendidas en él, es lógico que el papel aislante e impregnado y sumergido en el aceite sea igualmente afectado. En forma general, se puede decir que la tensión de ruptura mide la presencia de agua y sólidos en suspensión. La evaluación final de un aceite en términos de resultados de pruebas dieléctricas, la tensión de ruptura de un aceite es un índice de buen manejo y uso del mismo. Para un aparato de prueba con electrodos planos separados 2.5 mm, la especificación para aceite nuevo indica un valor de 30 KV como mínimo.

El aparato de prueba consiste en un transformador que proporciona el voltaje, con un regulador de voltaje, un voltímetro y una copa de prueba. Esta tiene dos electrodos planos, con una separación de 2.5 mm.

La prueba se efectúa llenando una copa de aceite hasta quedar sumergidos los electrodos: entonces se aplica un voltaje con un incremento sostenido de 3 KV/Seg. Hasta que ocurre un arco eléctrico y se anota la lectura a la cual ocurrió la ruptura. A cada copa se le efectuarán tres pruebas, dejando reposar la muestra un minuto después de cada prueba. Los valores obtenidos se promedian, el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra, y será válido si entre las lecturas no hay una diferencia mayor de 5 KV.

2.2.2.3 CAUSAS Y EFECTOS DE SOBRETENSIONES EN EL TRANSFORMADOR

El hecho de que el transformador forma parte de un sistema de potencia, lo hace sensible a la mayoría de perturbaciones que sufre este sistema. A 60 Hz un transformador puede incrementar la tensión en sus terminales, si ocurre un rechazo de carga (puede alcanzar un incremento de hasta 10% de la tensión nominal) o bien, debido a fallas de cortocircuito de línea a tierra, durante las cuales pueden alcanzarse sobretensiones de devanado a tierra, hasta de 130% de la tensión normal fase-tierra en sistemas aterrizados, y de 173% en sistemas no aterrizados. La operación de interruptores causa de igual manera, sobretensiones de alta frecuencia que se superponen a la tensión normal del sistema. Los aislamientos que se esfuerzan tanto en operación como durante las pruebas dieléctricas, se representan en la figura siguiente:

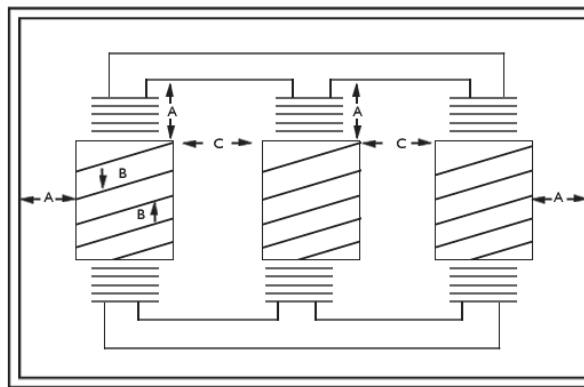


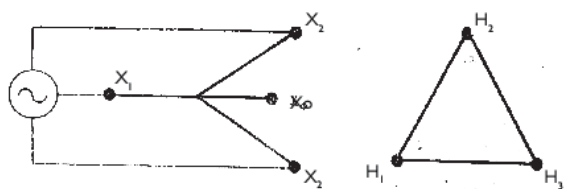
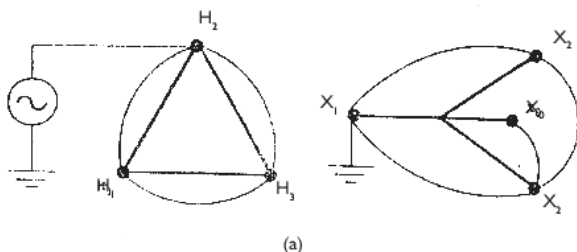
Fig. 2.23
Aislamientos de un transformador

Las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas establecen sin duda, la situación más difícil para los aislamientos del transformador. Son fenómenos que duran sólo unas cuantas décimas de microsegundos, de magnitud equivalente a varias veces la tensión nominal.

Con el fin de asegurar que el transformador resistirá cualquier tipo de sobretensiones que se representan durante su operación, se han definido y normalizado varias pruebas dieléctricas, de las cuales las más importantes se describen a continuación:

2.2.2.4 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

Esta prueba tiene como propósito verificar la capacidad de los aislamientos a resistir sobretensiones de 60 Hz, entre elementos conectados al devanado bajo prueba y partes aterrizadas, los aislamientos "A" de la figura anterior. Esta prueba se efectúa tanto para BT como para AT y consiste en conectar un cortocircuito al devanado bajo prueba; el devanado o devanados restantes se ponen en cortocircuito y se conectan a tierra. En estas condiciones se aplica una tensión de 60 Hz entre el devanado y tierra durante un minuto. La magnitud de la tensión a aplicar, depende de la clase de tensión del aislamiento del devanado.



Ref. 2.24

Pruebas dieléctricas de baja frecuencia. a) Prueba de potencial aplicado al devanado de AT. b) Prueba de potencial inducido

2.2.2.5 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

Consiste en aplicar el doble de la tensión nominal a los devanados del transformador, a una frecuencia mínima de 120 Hz por un periodo de 1,200 ciclos. Esta prueba produce esfuerzos dieléctricos entre vueltas, derivaciones, devanados. Generalmente, el transformador es excitado por el lado de BT no produce esfuerzo dieléctrico a tierra.

2.2.3 PRUEBA DEL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia de un aislamiento es uno de los elementos más representativos en pruebas de campo, para indicar las condiciones de un aislamiento en los equipos eléctricos; en particular, se puede detectar la degradación, el envejecimiento y la contaminación de los mismos.

Este método de prueba no es destructivo y permite detectar fallas que pueden ser peligrosas, antes de que estas ocurran. El factor de potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional que se expresa, por lo general, en porcentaje y resulta de la corriente de carga que toma el dieléctrico, al aplicarle un voltaje determinado.

En virtud de que los aislamientos no son perfectos desde el punto de vista dieléctrico, no sólo tienen una corriente capacitiva; también hay otra corriente que está en fase con el voltaje aplicado y se le conoce como corriente de pérdidas dieléctricas.

Para aislamientos con bajo factor de potencia, los valores de I_c e I son prácticamente los mismos, la componente de pérdidas I , es muy pequeña y el ángulo de pérdidas (d) también es muy pequeño. El factor de potencia está dado por: $\cos \phi = \frac{I_c}{I} = \frac{I_c}{I} = \frac{I_c}{I}$.

Por lo anterior, el factor de potencia siempre será la relación de los Watts de pérdidas a la carga expresada en volts-amperes (VA). El valor obtenido de esta relación es independiente del área o espesor del aislamiento, puede depender de la humedad de la ionización y de la temperatura.

En el aparato utilizado para la medición de factor de potencia debe tenerse cuidado de que el voltaje de prueba no sea bajo, de manera que se pueda ajustar el medidor a plena escala, usando el ajuste de medición.

Con el aparato o medidor de factor de potencia se toman lecturas de kVA, al valor del voltaje de prueba que se fije. Para el cálculo del factor de potencia debe corregir así:

$$MVA = 0.16 \times (MVA [\text{medios}] \times kV \infty [\text{de prueba}])^2$$

$$MW = 0.16 \times (MW [\text{medios}] \times kV \infty [\text{de prueba}])$$

$$\% FP = \tan d = MW / MVA \times 100$$

Como una guía de referencia para la interpretación de los valores de prueba en materiales, en la tabla siguiente se dan valores de factor de potencia y constante dieléctrica para algunos materiales.

Tabla 2.6 Valores de referencia de factor de potencia y constante dieléctrica para algunos materiales

MATERIAL	% F a 20 °C	Constante dieléctrica
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.5
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.5
Barniz Cambray	4.0 – 8.0	4.5
Agua	100.0	51.0

El proceso para la prueba de medición del factor de potencia en transformadores es:

- Desconecte todos los equipos externos al transformador.
- Desenergice el transformador y desconecte sus terminales externas.
- Desconecte los neutros de los devanados que se encuentren aterrizados.
- Ponga en cortocircuito cada devanado en las terminales de sus boquillas.

- Cerchiórese que el tanque del transformador esté aterrizado.
- Limpie la porcelana de las boquillas.

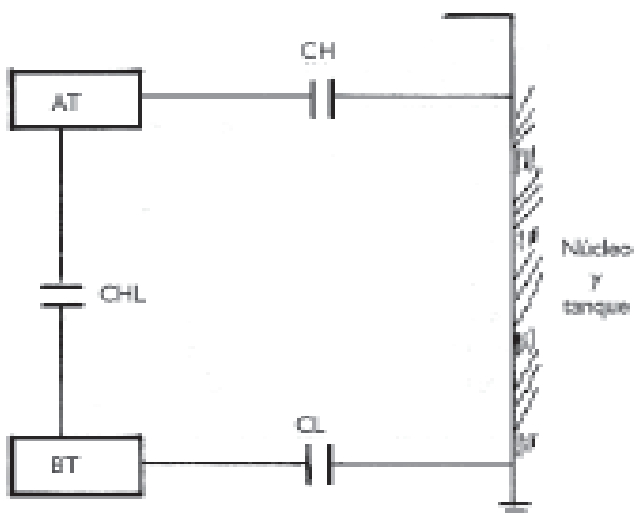


Fig. 2.25
Representación de los aislamientos del transformador.

Donde:

CH = Aislamiento entre alta tensión y tierra.

CL = Aislamiento entre baja tensión y tierra.

CHL = Aislamiento entre baja tensión y alta tensión.

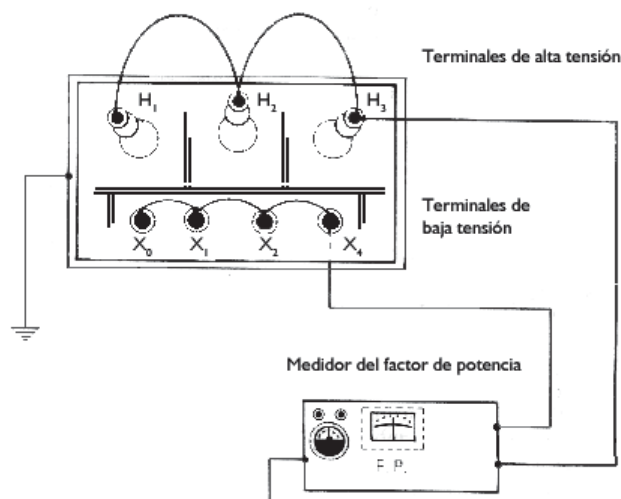
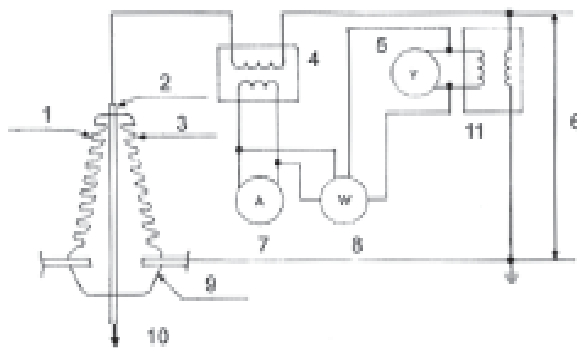


Fig. 2.26
Esquema de conexiones para prueba de medición del factor de potencia.

Tabla 2.7 Algunos valores de factor de potencia que se consideran como típicos o normales:

Equipo	% F a 20 °C
Transformadores en aceite	1.0 – 2.0
Boquillas tipo compound	2.5
Boquillas y condensadores en aceite	0.5
Cables con aislamientos de barniz cambray	4.0 – 5.0
Cables con aislamiento en hule	4.0 – 5.0



1. Boquilla
2. Terminal
3. Faldones
4. TC
5. Voltímetro
6. A la fuente de alimentación en CA
7. Amperímetro
8. Wattímetro
9. Tanque
10. Al devanado
11. JP

Fig. 2.27
 Conexiones para la medición
 del factor de potencia en boquillas de transformadores

Un factor de potencia alto encontrado en aceites aislantes que están dentro de transformadores sellados, se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos metálicos que conducen electrones, especialmente compuestos de cobre, que elevan el factor de potencia.

La especificación para aceite nuevo es de 0.05% a 25 °C y de 0.3% a 100 °C. Para aceites en servicio el criterio a seguir varía de acuerdo al nivel de aislamiento y capacidad del transformador.

2.3 CONEXIONES DE UN TRANSFORMADOR

Se describirán a continuación, los procesos de conexión de un transformador **Pad-Mounted**, se tomará este tipo de transformador como modelo por sus muchas aplicaciones, ya que tiene como principal característica es la de ser compacto, o sea, la parte activa y los aisladores son dispuestos de tal manera, que su apariencia externa es la de una mini-subestación.

2.3.1 PROCESO DE CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR

Los transformadores tipo pedestal son utilizados en zonas urbanas, instalaciones industriales, condominios residenciales, escuelas y plazas o en cualquier lugar donde exista tránsito de peatones y el espacio físico sea insuficiente para la construcción de subestaciones convencionales bajo techo.

Tabla 2.8 Los resultados de prueba se pueden reportar de acuerdo con:

Prueba	CONEXIÓN DE PRUEBA			Mide
	TAT	TBT	Selector	
1	H	X	Ground	CH, CHX
2	H	X	guarda	CH, CHX
3	H	X	UST	CHX
4	X	H	Ground	CX, CHX
5	X	H	guarda	CX, CHX

Donde:

TAT = Terminales de alta tensión
TBT = Terminales de baja tensión

CH = Aislamiento entre alta tensión y tierra
CX = Aislamiento entre baja tensión y tierra

CHX = Aislamiento entre alta tensión y baja tensión

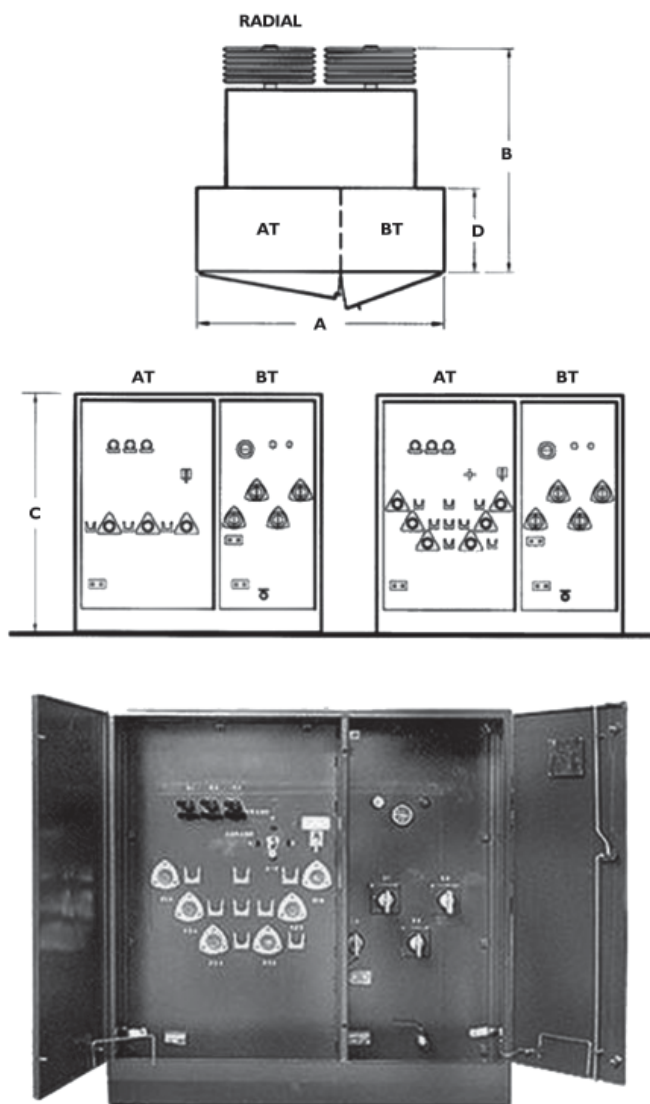


Fig. 2.28
Transformador Pad-Mountend

Este proceso le permitirá adquirir conocimientos y habilidades para conectar un transformador tipo Pad-Mountend, de forma correcta.

PROCESO DE EJECUCIÓN

A continuación se describe el proceso para conectar un transformador PAD-MOUNTEND.

MATERIALES QUE UTILIZARÁ:

1. Un transformador Pad-Mounted
25 kVA, 480 V.
2. Alambre No. 12 TW
3. Cable No. 8 TW
4. Fusibles tipo bayoneta, extraíbles de alta capacidad
5. Aisladores de porcelana

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

1. Ohmímetro
2. Guantes para protección eléctrica

HERRAMIENTA QUE UTILIZARÁ:

1. Destornillador plano
2. Navaja curva
3. Alicates

PASO 1

Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar.

PASO 2

Mida continuidad entre bornes, tanto para el primario, como para el secundario.

1. Coloque una punta del Ohmímetro en una de las puntas del devanado del transformador y con la otra toque las puntas hasta encontrar continuidad.
2. Si el Ohmímetro no marca ninguna continuidad, será indicación de que el devanado está interrumpido en algún punto y por lo tanto está dañado.
3. Pruebe a masa las puntas del transformador, chocando una punta del Ohmímetro en la carcasa y la otra en cada una de las puntas del devanado.

PASO 3

Monte el transformador en una base de hormigón de donde salen los cables de distribución subterráneos de AT y BT.

Los cuales van conectados a los aisladores dentro de los respectivos cubículos, quedando así los cables de distribución, conectores, aisladores y otros puntos energizables, protegidos contra robos o contactos accidentales de personas o animales. Sus características de seguridad hacen posible su instalación en diversos lugares públicos.

PASO 4

En la ejecución **frente viva** utilice protecciones de porcelana, tanto en alta como en la baja tensión. En la ejecución **frente aislado** el material de la protección de la alta tensión es un elastómero moldeado que permite la conexión con codos extraíbles (protector plug-in).

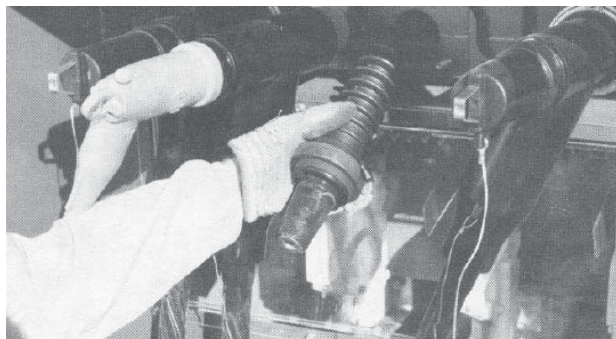


Fig. 2.29

Proceso de montaje de un transformador Pad-Mounted 1

PASO 5

Proteja la baja tensión con interruptores termomagnéticos con capacidad de corriente nominal y de cortocircuito, coordinadas con las características de la carga.

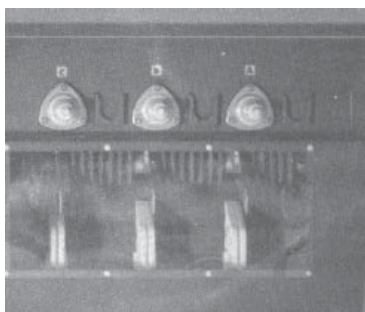


Fig. 2.30

Proceso de montaje 2

OBSERVACIÓN:

Existe también la posibilidad de ser suministrado apenas con el interruptor principal o con los interruptores secundarios debidamente instalados.

PASO 6

Separe el compartimiento de los terminales entre alta y baja tensión por medio de una pared metálica. Todo el conjunto se encuentra dentro de un cubículo con techo y puertas frontales abatibles, con cerraduras de seguridad que protegen todas las partes energizadas, además, debe poseer un mecanismo de traba interna, buscando evitar el contacto directo con la alta tensión, que sólo pueda ser accesada después de la apertura de la puerta de la baja y de la retirada de tornillos de seguridad.



Fig. 2.31

Proceso de montaje 3.

PASO 7

Conecte la sección de AT (Alto Voltaje) con aisladores de resina, los cuales van a ser conectados a través de codos operables bajo carga, y de fusibles tipo canister o bayonet.

OBSERVACIÓN:

La sección de BT (Bajo Voltaje) puede incluir o no uno o más interruptores automáticos.

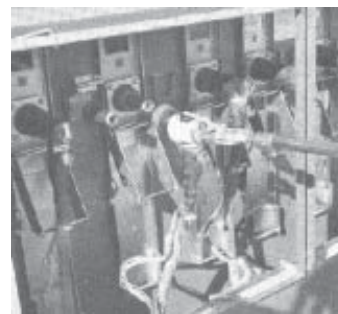


Fig. 2.32

Proceso de montaje 4

PASO 8

Instale una consola independiente y atornillada al transformador que sirve como protección de los circuitos, tanto de alta como de baja tensión, teniendo puertas independientes cada una, con enclave mecánico que por seguridad no permite abrir el compartimiento de alta tensión, hasta que se haya hecho lo propio con el de baja tensión.



Fig. 2.33
Proceso de montaje 5

2.3.1.1 APLICACIONES DE POTENCIA Y VOLTAJE

Debido a todos los cuidados con la seguridad que engloban los transformadores Pad - Mounted, ellos pueden ser instalados en lugares donde un transformador convencional con aislamiento en aceite no sería permitido, como por ejemplo, en la calzada de centros urbanos, parques, universidades, condominios residenciales y escuelas. Las características constructivas de este tipo de transformador también permiten su instalación en locales donde haya circulación de personas, y donde un espacio reducido, impida el montaje de una subestación tradicional, como también cerca de los centros de carga.

DATOS

Se fabrican en potencias hasta 2000 kVA y tensiones hasta 25 kV.

GAMA DE VALORES NOMINALES

Capacidad: 75 a 1.000 kVA

Clase: 65 °C

Enfriamiento: Natural

Alta Tensión: hasta 24,9Y kV (125 kV BIL), según capacidad

Baja Tensión: hasta 480 V

Frecuencia: 60 Hz

2.3.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD EN LA CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR

Los equipos deben utilizarse, y sólo deben ser reparados por personal autorizado, utilizando el equipo adecuado de seguridad, para garantizar los procedimientos seguros en instalaciones y conexiones de transformadores.

Esta información y cualquier otra instrucción relacionada, no cubren todos los detalles o situaciones, al utilizar el equipo adecuado, ni cualquier posible contingencia a ser encontrada respecto a la instalación, funcionamiento o mantenimiento.

Como norma general se puede mencionar que los transformadores deben ser instalados sobre bases de concreto diseñadas para soportar su peso, en lo posible se deberá respetar las distancias de seguridad mínimas recomendadas, o en caso contrario, aislarlos del posible contacto, por medio de barandales o malla.

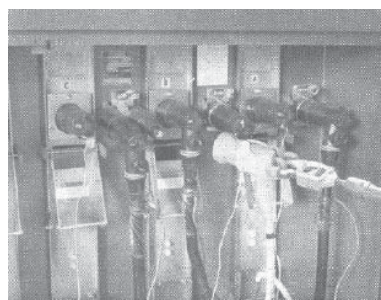


Fig. 2.34
Proceso de montaje 6

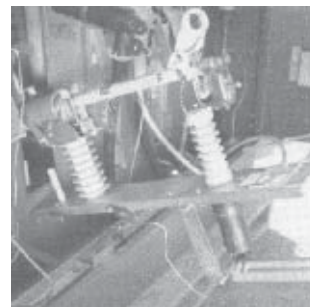


Fig. 2.35
Proceso de montaje 7

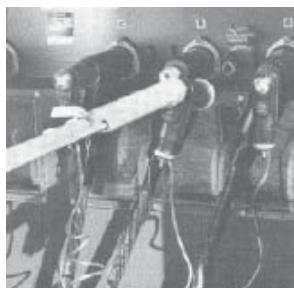


Fig. 2.36
Proceso de montaje 8

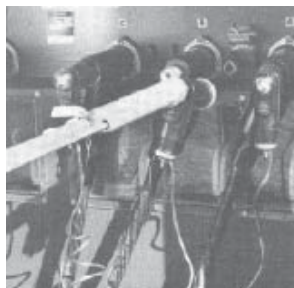
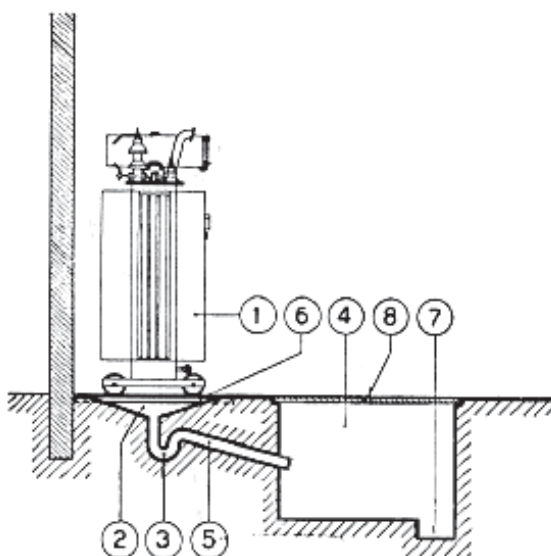


Fig. 2.37
Proceso de montaje 9



Drenaje de aceite

1. Transformador
2. Pozo de captación
3. Sifon
4. Caja de recuperación
5. Tubo de descarga
6. Guía sobre lo que se apoya la base del transformador
7. Recuperador de aceite
8. Tapa de protección del pozo

Fig. 2.38
Drenaje de aceite

2.3.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

La base del transformador deberá ser diseñada de tal manera, que tenga un sistema de recepción y drenaje del aceite que pueda ser derramado en la instalación del transformador, cuando realice labores de mantenimiento, debido a la acción tóxica de los aislantes (aceites). El receptor deberá estar provisto de una tapa de protección para que no ocurra liberación de gases a la atmósfera.

2.4 MEDICIÓN Y PRUEBA DE AISLAMIENTOS

La finalidad principal de esta prueba es comprobar el estado en el que se encuentran los aislamientos de los devanados de un transformador.

2.4.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La medición de la resistencia de aislamiento sirve para “tener una idea” del estado en el que se encuentran los aislamientos y con base en esto, decidir si están en condiciones de soportar los esfuerzos dieléctricos que se originan al aplicar tensiones de prueba o de trabajo.

El obtener valores bajos no indica en forma decisiva, que el aislamiento sea deficiente en su diseño o aplicación, sino que hay suciedad o humedad en los aislamientos.



Fig. 2.39
Medidor de baja resistencia para interruptores, contactores, devanados de motores

La medición de la resistencia de aislamiento se efectúa por lo general, con un aparato llamado **Megger**, que consta básicamente de una fuente de C.D. y un indicador de megohms. La capacidad de la fuente de C.D. generalmente es baja, ya que la finalidad es ver el estado en el que se encuentra un aislamiento; es decir, ésta es una prueba indicativa no destructiva, de tal forma que si un aislamiento está débil, no lo agrave o lo perforo.

Las resistencias de aislamiento a determinar en un transformador, son la resistencia que presenta un devanado con respecto al otro, y la que presenta un devanado con respecto al núcleo y con respecto al tanque; es decir, las lecturas de resistencia de aislamiento que se toman son:

1. Alta tensión contra baja tensión
2. Alta tensión contra baja tensión + tanque a tierra.
3. Alta tensión + tanque a tierra contra baja tensión.

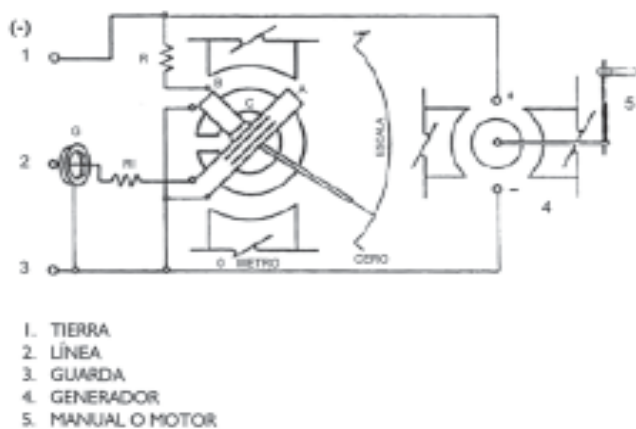


Fig. 2. 40
Conexiones para la prueba de aislamiento

La otra prueba que se realiza es de tipo destructivo, o sea de potencial aplicado. Las conexiones para esta prueba se efectúan en la misma forma que para la prueba de aislamiento, sólo que en vez de ser el megger la fuente de potencial, es un transformador que está diseñado para tal fin, llamado HYPOT.

La medición de voltaje aplicado se efectuará por medio de un voltímetro conectado a través de un transformador de potencial.



Fig. 2.41
HYPOT, Equipo para pruebas dieléctricas en C.D. hasta 120 Kv para verificar la calidad del aislamiento eléctrico de cables de potencia, tableros, aisladores, interruptores, contactores de potencia, etc.

El valor eficaz del voltaje por aplicar dependerá también, de la clase de aislamiento del equipo que se prueba, pero se puede seguir en general el siguiente criterio:

$$V_{\text{prueba}} = 2 V_{\text{nominal}} + 100$$

Para transformadores utilizados tome el 75 % del voltaje de prueba, la tensión mínima de aplicación será de 4,000 voltios. La figura siguiente indica la norma de conexión para realizar dicha prueba.

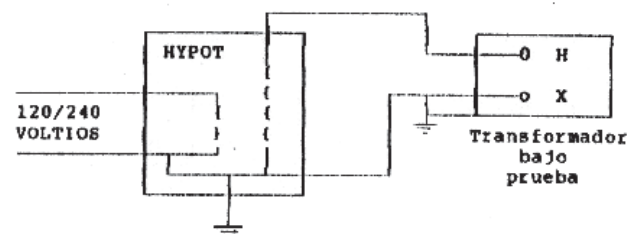


Fig. 2.42
Conexiones para la prueba de aislamiento, conectado a través de un transformador.

2.4.2 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Se define la relación de transformación entre un par de devanados de un transformador de potencia, como el número que se obtiene de la relación del valor de la tensión primaria, al de la secundaria en vacío, cuando el transformador se alimenta por el devanado primario a la tensión y a la frecuencia nominal.

2.4.2.1 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

La relación de transformación así definida no se diferencia mucho de la que se presenta en la fuerza electromotriz, y de la que aparece en el número de espiras, teniendo en cuenta las conexiones de los devanados en el caso de los transformadores trifásicos.

Teóricamente la medición de la relación de transformación se debe efectuar alimentando por el devanado de alta tensión a la tensión nominal, esta condición puede presentar alguna dificultad en el caso de máquinas que operan con tensión elevada. En estos casos se alimenta por baja tensión, y la característica de magnetización que se considera lineal por simplicidad, puede ocasionar que se incurra en un error de medición. La caída de tensión debida a esta corriente de magnetización es pequeña, y por lo general, no se considera importante.

El modo más simple para medir la relación de transformación de los transformadores es aquel que recurre a la medición directa, o a través de transformadores de potencial (cuando así se requiera) de voltaje, por medio de volímetros.

La medición de la relación de transformación se considera la determinación de la fase de las tensiones secundaria, respecto de la primaria. Para los transformadores monofásicos se trata de establecer, en la práctica, si la tensión secundaria está en fase o en oposición a la primaria (polaridad de las terminales), esa condición depende del sentido en el que los devanados se enrollan (derecho o izquierdo). Para los transformadores trifásicos en cambio, es necesario establecer el defasamiento angular entre los devanados de alta y baja tensión, que depende del tipo de conexión de los devanados y de la manera en como sea conectado el equipo de prueba.

La prueba de relación de transformación se efectúa cuando un aparato denominado TTR, que son las siglas de su nombre en inglés (Transformer Turn Ratio), que está diseñado para hacer mediciones de

relación de transformación en transformadores de potencia, de distribución, autotransformadores y reguladores de voltaje. En el caso de los transformadores de potencial o de corriente, así como en algunos de distribución, donde la relación es mayor de 130 V, no es aplicable el TTR. De hecho el TTR es un instrumento muy práctico y preciso, que permite analizar las condiciones de los transformadores para:

- Medir la relación de transformación de transformadores nuevos o reparados.
- Identificar y verificar terminales o taps (derivaciones) y sus conexiones internas
- Determinar y comprobar la polaridad y continuidad de los devanados del transformador.
- Identificar espiras en cortocircuito.
- Detectar fallas incipientes.

El principio de operación del TTR está basado en el principio de operación en paralelo de dos transformadores que cuando se excitan, si no tienen la misma relación de transformación, con una pequeña diferencia que tengan se presenta una corriente circulante de un valor relativamente elevado.

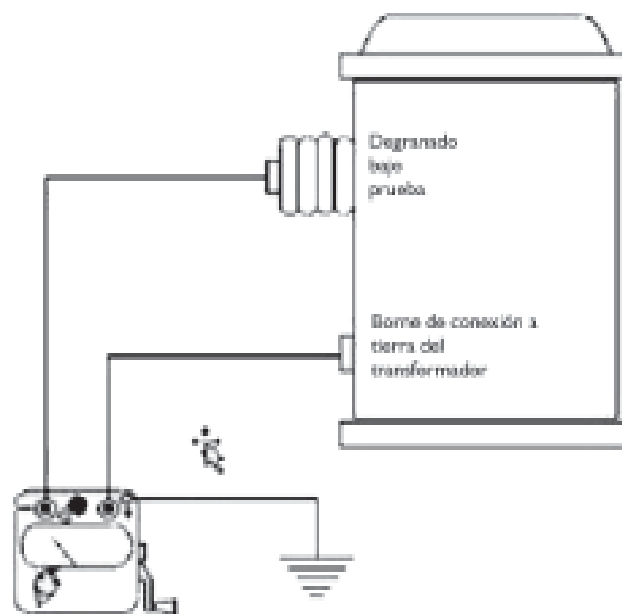


Fig. 2.43
Conexión para el Megger

El medidor de la relación de transformación (TTR) es un equipo que básicamente está formado por un transformador de referencia con relación ajustable entre 0 y 130, una fuente de excitación de corriente alterna, un galvanómetro detector de corriente cero y un juego de cables o terminales de prueba. El generador o fuente de corriente alterna es del tipo de imanes permanentes y proporciona una tensión del orden de 8 Volts a 60 Hertz.

El transformador de referencia del TTR tiene derivaciones de una cantidad exacta de espiras entre cada derivación, de manera tal que la caída de voltaje en el primario debido a la corriente de magnetización, sea despreciable al excitar con 8 volts. Tiene un detector con un rectificador síncrono y un microamperímetro de corriente directa con valor cero al centro.

2.4.2.2 INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL TTR

El TTR es un instrumento portátil que no requiere de una instalación especial, como el generador de excitación es de accionamiento manual, basta con colocarlo en una posición que permita accionar esta manivela.

En algunas ocasiones el TTR no se acciona manualmente; en consecuencia se puede disponer de una alimentación eléctrica en corriente alterna a 115 V, 60 Hz, que alimenta a una alimentación eléctrica en corriente alterna a 115 V, 60 Hz, que alimenta a un variac, éste se ajusta incrementando gradualmente el voltaje desde cero hasta los 8 volts.

Otros elementos que componen al TTR son los siguientes:

- Terminales de excitación negra y roja.
- Terminales secundarias negra y roja.
- Voltímetro (V).
- Amperímetro (A).
- Detector (D).
- Selector (Cuatro).

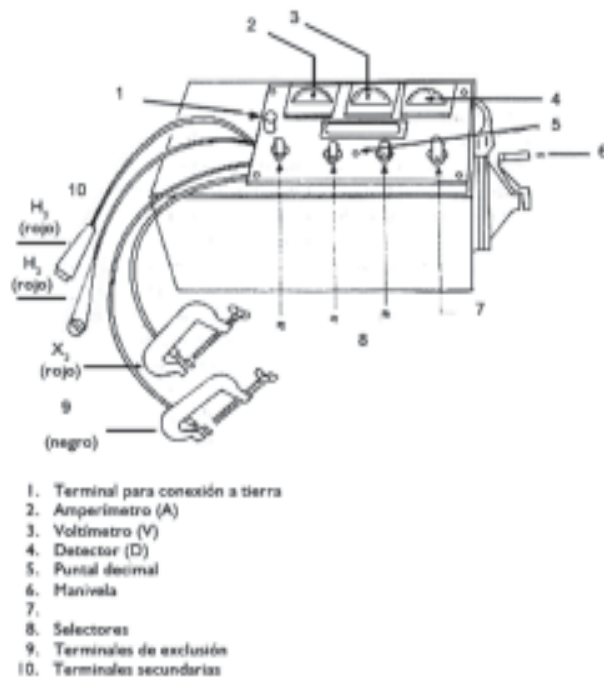


Fig. 2.44
Aspecto de un probador de relación de transformación (TTR).

2.4.2.3 PROCESO DE PRUEBA

En la práctica industrial y especialmente, en las estaciones transformadoras, se realizan diversas mediciones y pruebas, para comprobar su buen uso y funcionamiento.

U PROCESO DE EJECUCIÓN

Para realizar este proceso se estudiarán las pruebas utilizando el TTR en un transformador o en un autotransformador.

MATERIAL QUE UTILIZARÁ:

- I. Un transformador o un autotransformador monofásico de capacidad no mayor de 200 kVA.

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

- I. Un probador de relación de transformación TTR.

HERRAMIENTA QUE UTILIZARÁ:

1. Una pinza para electricista
2. Un alicate para electricista
3. Un destornillador plano

PASO 1 Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar.

PASO 2 Asegúrese de que el transformador que se va a probar esté desenergizado, verifique que tanto interruptores como cuchillas desconectoras (en su caso) en ambos lados del transformador, estén desconectadas.

PASO 3 Cuando el transformador en prueba se encuentre cercano a equipo energizado en alta tensión, conecte a tierra una terminal de cada devanado, así como el TTR, empleando para esto su terminal de prueba a tierra.

PASO 4 Conecte las terminales X_1 , X_2 que corresponden a los bornes de excitación del TTR, al devanado del transformador de menor tensión de los dos que van a ser comparados, como se muestra en la figura siguiente.

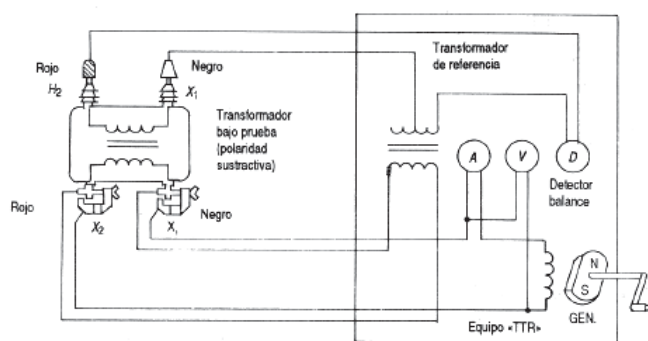


Fig. 2.45

Diagrama de conexiones del TTR, autotransformador monofásico bajo prueba.

PASO 5 Coloque los selectores del TTR en cero y gire la manivela 1/4 de vuelta. Si el galvanómetro se deflexa (la aguja cambia de su posición cero o de reposo) hacia la izquierda, la conexión es sustractiva.

Conecte las terminales H_1 y X_1 a las terminales de la misma polaridad, al igual que con H_2 y X_2 .

OBSERVACIÓN:

Si en cambio, el galvanómetro se deflexa hacia la derecha cuando el transformador ha sido conectado y probado, como se indicó en el punto anterior, entonces se dice que la polaridad es aditiva y se deben intercambiar las terminales H_1 y H_2 para que el TTR quede conectado en forma correcta, es decir, las terminales del mismo color conectadas a los bornes de la misma polaridad.

PASO 6 Cuando el TTR queda conectado al transformador, se colocan los selectores en una posición de 1,000 y se gira lentamente la manivela, si ésta se pone "dura" de accionar, significa que es posible que exista un cortocircuito en las espiras. La aguja del amperímetro se puede deflexar a plena escala y la del voltímetro no sufre deflexión apreciable. La relación de transformación se lee directamente de las carátulas de los selectores, después de que se ha obtenido el balance, se anotan las cantidades indicadas por los dos primeros selectores (S_1 y S_2), se coloca el punto decimal y se anotan las lecturas de los selectores S_3 y S_4 .

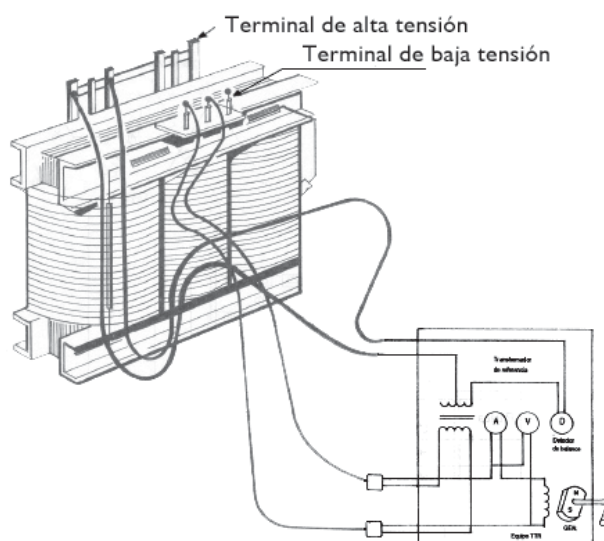


Fig. 2.46

Diagrama de conexiones del TTR, autotransformador trifásico bajo prueba.

2.4.3 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Siga correctamente las instrucciones de conexión dadas en este manual, para las diferentes pruebas, así evitará: descargas, lecturas erróneas, daños en los instrumentos de medición utilizados en las pruebas y daños al transformador.

2.4.4 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Evite todo contacto directo con el aceite aislante, para no afectar las propiedades de éste. Esto significa que el aceite aislante, no se debe contaminar con polvo, arena, minerales, metales, fibras, etc.

2.5 PRUEBAS Y MEDICIONES A TRANSFORMADORES

Actualmente se demanda gran cantidad de energía eléctrica, por lo cual la introducción de equipo eléctrico como los transformadores, motores, generadores, etc., son parte importante en el desarrollo de las industrias. Por esta se hace necesario prever el buen estado y el buen funcionamiento de los transformadores.



Fig. 2.47
Pruebas realizadas a los transformadores

OBSERVACIÓN:

Todos los transformadores requieren de cierto mantenimiento, pero los transformadores que son operados en áreas donde se tienen atmósferas corrosivas y polvos eléctricamente conductivos, requieren de frecuentes inspecciones. La humedad, la

elevación de temperatura y los ambientes corrosivos y contaminados, son los primeros enemigos que pueden afectar un transformador. Aún los transformadores de tipo seco que están herméticamente sellados, requieren de inspecciones frecuentes.

Los registros para el mantenimiento de un transformador, se inician cuando el transformador es instalado. Los datos concernientes a la operación del aparato se deben registrar cuando el transformador se pone en servicio y opera normalmente. Estos podrían incluir: El voltaje presente, los kVA entregados a la carga y las lecturas de temperatura apropiadas para el tipo de enfriamiento del transformador. Se puede incluir información adicional de algunas pruebas de puesta en servicio, tales como: Alto potencial, rigidez dieléctrica del aceite (cuando éste es el medio de enfriamiento).

Esta información sirve como base para comparar los datos obtenidos durante la rutina de mantenimiento, y para determinar cambios en las condiciones que puedan llevar a daños en el transformador. Es útil también para localizar las fallas en el sistema cuando éstas ocurren.

2.5.1 PROCESO DE REALIZACIÓN DE PRUEBAS Y MEDICIONES DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE A TRANSFORMADORES

Este proceso le explicará la forma correcta de realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite en transformadores, cuya función es verificar la capacidad que tiene el aceite del transformador para soportar esfuerzos dieléctricos sin fallar, y por consiguiente detectar la presencia de agentes contaminantes como agua, suciedad o partículas conductoras en el aceite.

PROCESO DE EJECUCIÓN

A continuación se describe el proceso para determinar la rigidez dieléctrica del aceite del transformador.

MATERIALES QUE UTILIZARÁ:

1. Cuatro recipientes de vidrio donde se coloquen las muestras del aceite de un transformador.
2. Papel higiénico
3. Solvente mineral, thinner o gasolina blanca
4. Jabón en polvo

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

1. Probador de rigidez dieléctrica
2. Mascarilla
3. Guantes
4. Lentes protectores

HERRAMIENTA QUE UTILIZARÁ:

1. Llaves hexagonales de diferentes medidas
2. Destornillador plano
3. Alicata para electricista
4. Pinza para electricista

PASO 1 Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar (no olvide utilizar mascarilla, guantes y lentes protectores).

OBSERVACIÓN:

Para la realización de la prueba se puede usar, en general, cualquier probador de rigidez dieléctrica cuyos elementos constitutivos son principalmente: el transformador elevador, un voltímetro de medida, el equipo de interrupción y los electrodos dentro de la copa estándar.

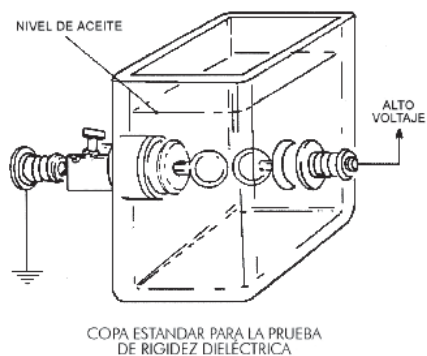


Fig. 2.48

Copa estándar para la prueba de rigidez dieléctrica

PASO 2

Mantenga una separación de 2.54 mm (0.10 plg.), entre los electrodos que se encuentran en la copa estándar, ajuste con el calibrador que forma parte del propio probador de rigidez dieléctrica del aceite.

PASO 3

Limpie con papel seco o gamuza, los electrodos y la copa en donde se colocaron las muestras de aceite, de manera que quede libre de pelusa, tratando de no tocar con los dedos los electrodos, durante el proceso de limpieza (use guantes).

PASO 4

Enjuague con un solvente como thinner o gasolina blanca y finalmente, antes de hacer la primera prueba se debe enjuagar la copa con aceite nuevo y seco, para efectuar una prueba de ruptura dieléctrica, con una muestra del mismo.

OBSERVACIÓN:

Si el valor de la ruptura es inferior a 35 kV, se debe efectuar nuevamente la limpieza de la misma.

PASO 5

Para tomar una muestra representativa del total del aceite, se le recomienda tomar las siguientes precauciones:

- Los recipientes de prueba deben estar limpios y secos.
- La válvula de drenaje del transformador se debe limpiar y drenar previamente.
- El recipiente de prueba se debe enjuagar una vez con el aceite a probar.
- Cuando la humedad relativa sea mayor del 50 %, no es recomendable tomar muestras.

PASO 6

Efectué una prueba de ruptura en cada una de las copas. En el caso de los ensayos de rutina, cuando se requiere determinar la rigidez dieléctrica de un aceite, se efectúa una prueba de ruptura entre dos llenados sucesivos de la copa estándar de prueba. El valor mínimo especificado es de 26 kV para aceites usados y de 30 kV para aceites nuevos,

durante un minuto. En los aceites usados, si cualquiera de los dos experimentos que se realizan en las muestras sucesivas es menor de 26 kV, se deberán hacer tres ensayos adicionales con tres muestras. Cuando el ensayo se realiza con electrodos planos, éstos se deben efectuar aplicando voltaje a razón de 3 kV/seg.

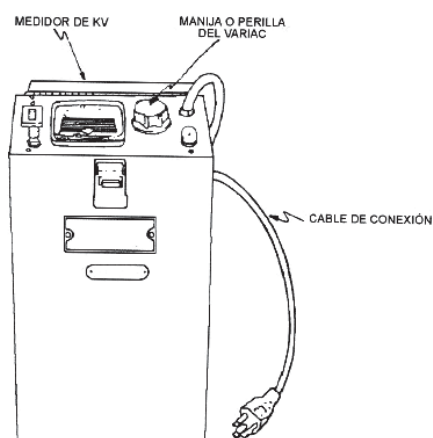


Fig. 2.49

Probador de rigidez dieléctrica tipo portátil

PASO 7

Limpie el área donde trabajó, recoja y clasifique los residuos restantes colocándolos en el bote de basura.

PASO 8

Lávese las manos con bastante agua y jabón.

2.5.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

No olvide que los instrumentos de medición eléctrica utilizados en las pruebas deben ser maniobrados con mucho cuidado. Por ningún motivo debe tocar las varillas de los electrodos, ya que puede sufrir una descarga eléctrica.

Utilice guantes aislantes, durante toda la realización de la prueba.

Para efectuar una prueba representativa en una muestra de aceite que se sospecha contiene impurezas, evite la agitación en el aceite, ya que esto puede introducir una cantidad excesiva de aire en el mismo.



Fig. 2.50
Guantes aislantes.

2.5.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Por ningún motivo deseche en la tubería del desagüe, las muestras de aceite utilizadas en las pruebas, por muy pequeñas que éstas sean.

Puede utilizar un recipiente adecuado, etiquetándolo debidamente donde deposite las muestras sobrantes de cada prueba, para desecharlo posteriormente, en un lugar adecuado.

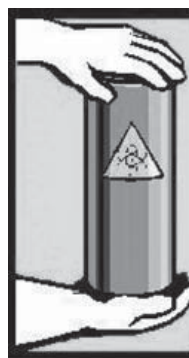


Fig. 2.51
Recipiente para guardar los desechos.

2.6 MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

Para prevenir el rápido deterioro de los materiales aislantes dentro de un transformador, se deben proveer los medios de enfriamiento adecuados, tanto para el núcleo, como para los devanados. Los transformadores con potencias inferiores a 50 kVA pueden ser enfriados por medio del flujo de aire circundante a los mismos.

La caja metálica que los contiene se puede habilitar con rejillas de ventilación, de manera que las corrientes de aire puedan circular por convección sobre los devanados y alrededor del núcleo. Los transformadores un poco mayores se pueden construir de la misma manera, pero se puede usar la circulación forzada de aire limpio. Estos transformadores del llamado tipo seco se usan por lo general en el interior de edificios, retirados de atmósferas hostiles.

Los transformadores del tipo distribución menores de 200 kVA, están usualmente inmersos en aceite mineral y encerrados en tanques de acero. El aceite transporta el calor del transformador hacia el tanque, donde es disipado por radiación y convección, hacia el aire exterior del transformador. Debido a que el aceite es mejor aislante que el aire, se usa invariablemente en los transformadores de alta tensión.

2.6.1 DEFINICIÓN DE MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

La selección del método de enfriamiento de un transformador es muy importante, ya que la disipación del calor, influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga, así como en el área de su instalación y su costo. De acuerdo a las normas americanas (ASA C57-1948-), se han normalizado o definido algunos métodos básicos de enfriamiento.

2.6.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

Los transformadores son por lo general, enfriados por aire o aceite y cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja, en cualquier parte del transformador.

2.6.2.1 ENFRIAMIENTO TIPO AA

Transformadores tipo seco y pequeñas capacidades con enfriamiento propio: estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire es el medio aislante que rodea el núcleo y las

bobinas, por lo general se fabrican con capacidades inferiores a 2,000 kVA y voltajes menores de 15 kV. Por convección, el aire frío entra por la parte inferior y sale por las rejillas superiores.

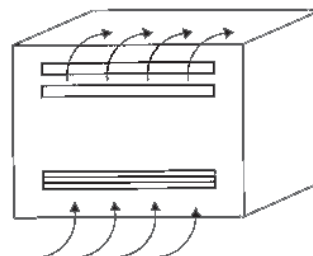


Fig.2.52
Enfriamiento por aire, tipo AA

2.6.2.2 ENFRIAMIENTO TIPO AFA

Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado: Se emplea para aumentar la potencia disponible de los tipo AA y su capacidad se basa en la posibilidad de disipación de calor, por medio de ventiladores o sopladores.

2.6.2.3 ENFRIAMIENTO TIPO AA/FA

Transformador tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado: Es básicamente un transformador tipo AA, al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

2.6.2.4 ENFRIAMIENTO TIPO OA

Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural: En estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural, dentro de un tanque que tiene paredes lisas o corrugadas o están provistos de tubos radiadores. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA, con voltajes superiores a 15 kV. En el caso de los transformadores enfriados por aceite, los tanques se construyen de lámina o placa de acero común. Estos tanques pueden ser lisos, con paredes onduladas o con tubos radiadores, según sea la capacidad de disipación deseada.

Las bobinas se encuentran sumergidas en un tanque con aceite. La superficie del tanque puede ser lisa, corrugada o con tubos.

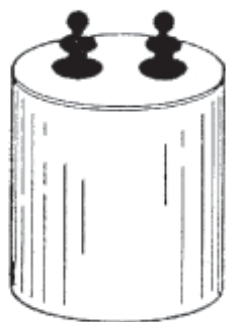


Fig. 2.53
Enfriamiento por aceite, tipo OA

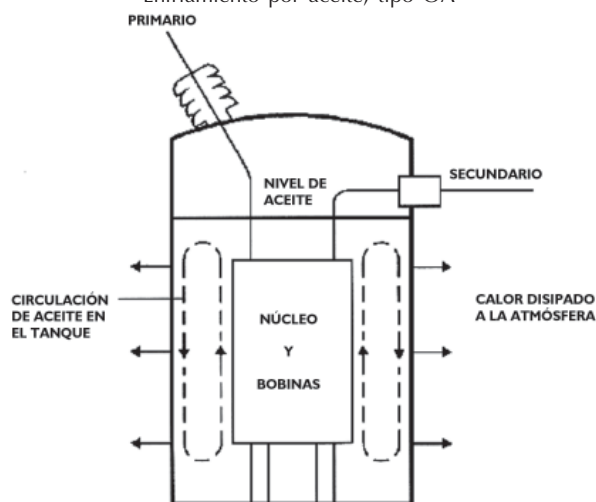


Fig. 2.54
Enfriamiento del núcleo y bobinas por circulación de aceite (tipo OA)

2.6.2.5 ENFRIAMIENTO TIPO OA/FA

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado: Es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores, para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

2.6.2.6 ENFRIAMIENTO TIPO OA/FOA/FOA

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado-aire forzado/ con aceite forzado/ aire forzado: Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de operación (carga) del transformador tipo OA, por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores.

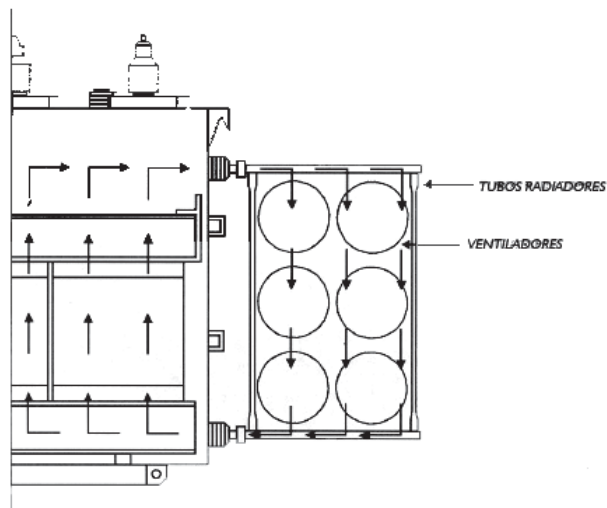


Fig. 2.55
Transformador enfriado por aceite con circulación forzada de aire OA/FA

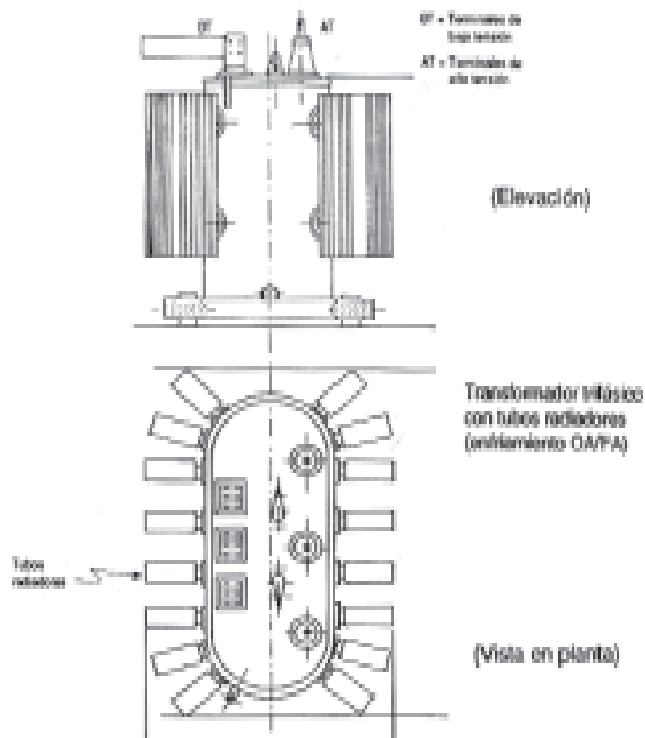


Fig. 2.56
Transformador enfriado por aceite OA/FA

El aumento de la capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas, con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA, con el segundo paso se hace trabajar la totalidad

de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA. Se fabrican en capacidades de 10,000 kVA monofásicos o 15,000 kVA trifásicos.

2.6.2.7 ENFRIAMIENTO TIPO FOA

Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado: Estos transformadores pueden absorber cualquier carga pico a plena capacidad, ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

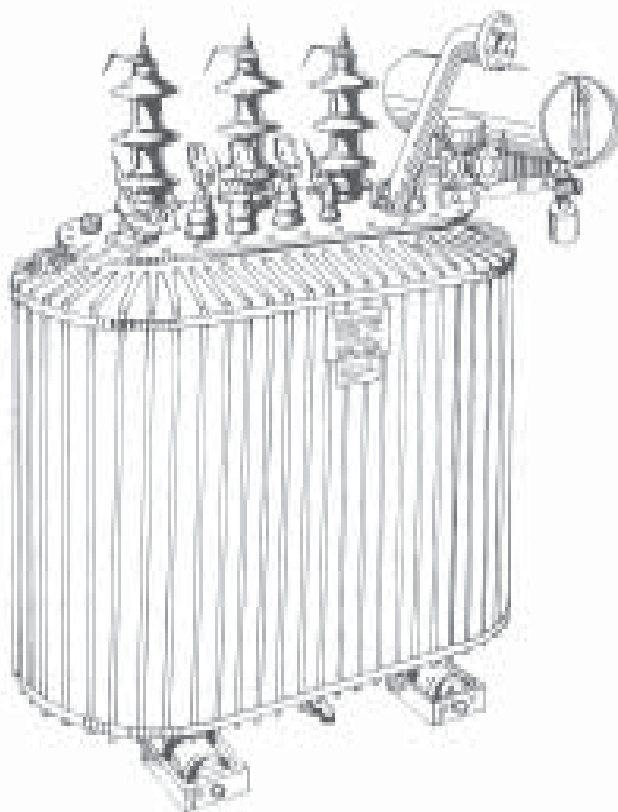


Fig. 2.57
Transformador enfriado por circulación de aceite

2.6.2.8 ENFRIAMIENTO TIPO OW

Sumergido en un líquido aislante con enfriamiento por agua, en estos transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador y se drena por gravedad, o por medio

de una bomba independiente. El aceite circula alrededor de los serpentines por convención natural.

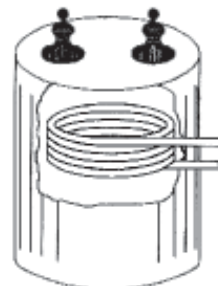
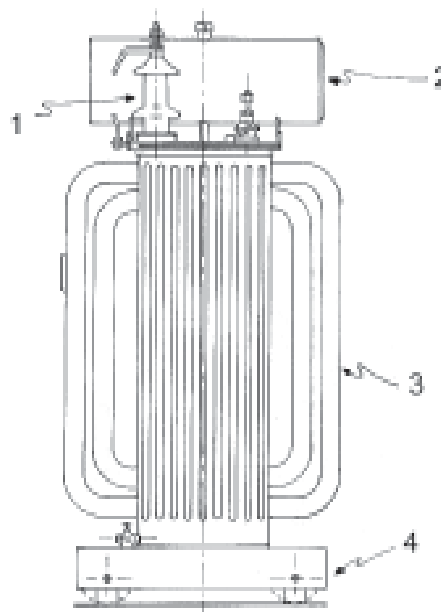


Fig. 2.58
Transformador con enfriamiento tipo OW

2.6.2.9 ENFRIAMIENTO TIPO FOW

Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada: Este tipo de transformadores es prácticamente igual que el FOA, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua-aceite y se hace el enfriamiento por agua, sin tener ventiladores.



1. Boquillas en alta tensión
2. Tanque conservador
3. Tubos radiadores
4. Base

Fig. 2.59
Transformador en aceite en enfriamiento tipo OA. con tubos radiadores y tanque conservador. Diagramas de circulación natural de aceite y del aire (OA) y circulación natural del aceite con circulación forzada de aire.

2.6.3 CONSERVACIÓN DE LOS MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

El aceite con el cual el transformador va a ser llenado, debe cumplir con las normas pertinentes las características del aceite de un transformador, se deterioran gradualmente con el tiempo y por lo tanto, cuando se separe un transformador, el aceite con el que se llena debe estar libre de humedad e impurezas.

Existen dos métodos comunes para remover la humedad y las partículas o impurezas mecánicas de aceite de un transformador. Estos son:

- 1) **Separación centrífuga.**
- 2) **Filtrado.**

2.6.3.1 SEPARACIÓN CENTRÍFUGA DEL ACEITE

Mediante este método se limpia el aceite de agua e impurezas mecánicas o partículas, haciendo girar el aceite a alta velocidad con un aparato llamado separador centrífugo de aceite o purificador. En la siguiente figura, se muestra una vista externa de un purificador centrífugo de aceite.

El tambor separador se coloca en un recipiente herméticamente sellado y consiste de un gran número de placas o discos en forma de cono, con aperturas o perforaciones. Las placas son empacadas en forma paralela una con otra, sobre un eje vertical común, y se separan entre sí, por sólo unas fracciones de milímetro. El propósito de las placas es separar el aceite en copas delgadas e intensificar la purificación.

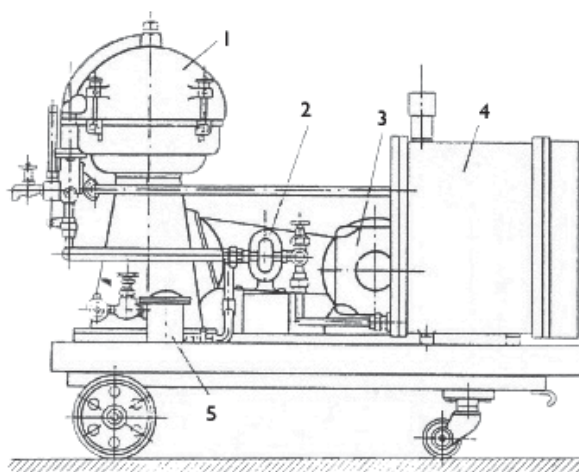
El aceite entra al separador a través de una apertura o entrada central. Hay también tres salidas, arregladas una encima de la otra. La salida superior sirve para: drenar hacia el exterior el aceite en caso de una parada accidental del separador o atascamiento del tambor que está en medio, descargar el aceite limpio y el del fondo y separar el agua junto con las impurezas. El aceite a ser purificado es bombeado al interior del separador y extraído del mismo, por medio de dos bombas con engranes.

Como normalmente la humedad del aceite se renueva en forma más intensiva a una temperatura de 50 a 55 °C entonces, el separador se equipa con un calentador eléctrico.

Un filtro con una fina gasa metálica colocado en el tubo de entrada del aceite, sirve para atrapar las partículas gruesas y de esta manera evitar su ingreso al interior del aparato. El tambor separador se acciona por medio de un motor eléctrico a través de una banda y poleas. Si el tambor opera a 6,800 revoluciones por minuto, el separador entrega una cantidad igual a 1,500 litros por hora. Si el aceite contiene demasiada humedad, el purificador de aceite se reajusta, para hacer una separación previa de agua.

Esto se hace rearreglando las placas del tambor separador. Si el contenido de humedad no es muy alto, el aparato se ajusta normalmente, es decir, para separar tanto agua, como impurezas mecánicas.

Para reducir la aireación del aceite en el proceso de separación centrífuga, se usan separadores de aceite a vacío, donde el aceite se limpia en vacío.



VISTA EXTERIOR DE UN PURIFICADOR CENTRÍFUGO DE ACEITE

- | | |
|---------------------|-------------------------|
| 1. Tambor separador | 4. Calentador eléctrico |
| 2. Bombas | 5. Filtro |
| 3. Motor eléctrico | |

Fig. 2.60

Vista exterior de un purificador centrífugo de aceite.

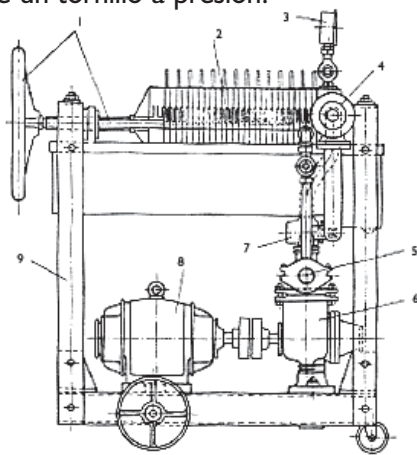
COMPONENTES DEL PURIFICADOR CENTRÍFUGO DE ACEITE

1. Tambor separador
2. Bombas
3. Motor eléctrico
4. Calentador eléctrico
5. Filtro

2.6.3.2 FILTRADO DEL ACEITE

Este es un método que actualmente tiene poco uso y por medio de este procedimiento, el aceite se limpia, forzándolo a circular a través de un medio poroso con un gran número de aperturas minúsculas, en las cuales, el agua y las partículas en suspensión o impurezas mecánicas quedan atrapadas. Tal medio puede ser un filtro especial de papel, cartón prensado o tela.

El aparato para filtrar el aceite se conoce como Filtro-Prensa y consiste de un conjunto de cuadros o marcos de acero fundido y placas con filtros de papel colocados entre ellos. Los marcos y placas se arreglan en forma alterna y el conjunto completo con los filtros de papel se fija, atornillando entre dos placas robustas por medio de un tornillo a presión.



FILTRO - PRENSA

- | | |
|--|--------------------------|
| 1. Volante manual y tornillo de presión | 6. Bomba |
| 2. Conjunto de placas y material de filtrado | 7. Filtro del aceite |
| 3. Indicador de presión | 8. Motor eléctrico |
| 4. Conexión de salida del aceite | 9. Estructura de soporte |
| 5. Conexión de entrada del aceite | |

Fig. 2.61
Filtro - Prensa.

COMPONENTES DE UN FILTRO PRENSA

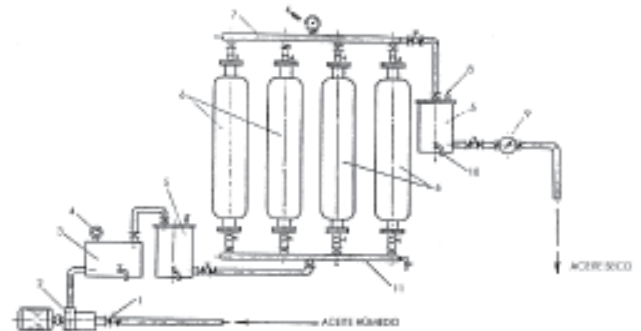
- a) Marco
Entrada de aceite contaminado
- b) Placa
Salida de aceite purificado

Los filtros, placas y papel tienen dos agujeros en las esquinas inferiores, el agujero A sirve para admitir el aceite que va a ser limpiado y el agujero B para descargar el aceite limpio. Ambas superficies de las placas se encuentra compactadas por sujetadores en V, que no alcanzan los filos de las placas y dividen sus superficies en un gran número de pirámides regulares truncadas.

2.6.3.3 SECADO DEL ACEITE

Este procedimiento se lleva a cabo en plantas deshidratadoras de zeolita.

Las plantas deshidratadoras de **zeolita** se usan ampliamente para el secado del aceite de los transformadores. En este tipo de plantas, la **deshidratación** se efectúa por un filtrado de un solo paso del aceite, a través de una capa de tamiz. Usualmente una planta de zeolita consiste de 3 a 4 columnas de absorción operando en paralelo, y conteniendo 50 Kg de Zeolita cada uno. Una absorbente es un tubo cilíndrico de metal lleno hasta la parte superior con zeolita.



PLANTA DE ZEOLITA PARA SECADO DE ACEITE

- | | |
|--------------------------|----------------------------------|
| 1. Válvula | 7. Cabezal superior |
| 2. Bombas | 8. Válvulas de alivio |
| 3. Calentador eléctrico | 9. Medidor de flujo |
| 4. Indicador de presión | 10. Válvula de drenaje de aceite |
| 5. Filtros | 11. Cabezal inferior |
| 6. Columnas de absorción | |

Fig. 2.62
Planta de Zeolita para secado de aceite

2.6.3.4 DESGASIFICACIÓN DEL ACEITE

La presencia del oxígeno atmosférico en el aceite del transformador causa su oxidación y el deterioro de sus propiedades dieléctricas, bajo la acción de campos magnéticos intensos.

Cuando se reparan o instalan transformadores, el aceite se desgasifica bajo vacío, para prevenir su deterioro y envejecimiento prematuro.

Previo a la desgasificación, el aceite se debe secar a no más del 0.001% de humedad (10g de agua por metro cúbico de aceite).

El aceite se desgasifica en aparatos especiales, llamados desgasificadores de vacío. Como una regla, un desgasificador consiste de dos tanques metálicos llenos, con anillos de superficie irregular, que incrementan la superficie del aceite que se va a esparcir.

Si se enfría súbitamente el aceite (por reducción de la temperatura ambiente o la carga), el volumen del aceite se contrae y la presión estática del gas sobre el aceite, desciende rápidamente, dejando que salgan del estado líquido burbujas de gas libres por todo el sistema de aislamiento.

La resistencia dieléctrica del aceite y del sistema de aislamiento con celulosa, se debilita en forma importante, cuando tiene inclusiones de gas libre, y esto ha conducido ocasionalmente a la falla eléctrica de transformadores en operación.

2.6.4 MEDIDAS DE SEGURIDAD DE LOS MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

Los transformadores son por lo general enfriados por aire o aceite y cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja, para prevenir "Puntos calientes" en cualquier parte del transformador.

LA TRANSMISIÓN DE CALOR TIENE LAS ETAPAS SIGUIENTE EN TRANSFORMADORES:

- Conducción a través del núcleo, bobinas y demás elementos, hasta la superficie.
- Transmisión por convección de los transformadores secos.
- Para los transformadores en aceite, el calor se transmite por convección a través de este dieléctrico.

2.7 LIMPIEZA DE AISLADORES Y BARRAS

La acumulación de polvo, los restos de lubricante y los fragmentos de telarañas en las instalaciones de baja y media tensión, pueden producir cortes en la corriente, daños en la instalación o incluso, lesiones personales (por los efectos del arco voltaico), en el caso de que las condiciones meteorológicas no resulten favorables (como ocurre cuando se produce rocío).

En función del grado y la intensidad de la suciedad acumulada, puede que sea necesario realizar trabajos de limpieza en las instalaciones interiores abiertas, y en los armarios de conexiones de cables, a intervalos de uno o dos años.

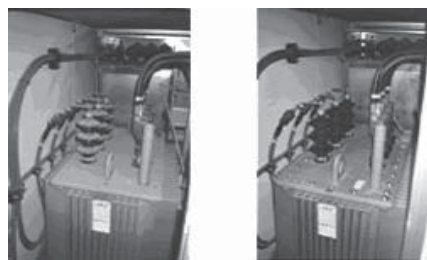


Fig. 2.63

Mantenimiento de limpieza de aisladores de transformadores

2.7.1 PROCESO DE LIMPIEZA DE AISLADORES Y BARRAS

Este proceso le mostrará la forma correcta de realizar limpieza en aisladores y barras utilizando dos métodos: uno de ellos es el método de limpieza en seco y el otro es limpieza en húmedo.

PROCESO DE EJECUCIÓN

A continuación se describe el proceso para determinar la limpieza de aisladores y barras.

MATERIALES QUE UTILIZARÁ:

1. Una botella de alcohol
2. Un pedazo de trapo seco
3. Papel higiénico
4. Jabón en polvo

EQUIPO QUE UTILIZARÁ:

1. Mascarilla
2. Guantes
3. Lentes protectores
4. Aspiradora
5. Un cepillo
6. Esponja de limpieza autorizadas para aisladores

HERRAMIENTA QUE UTILIZARÁ:

1. Destornillador plano
2. Alicata para electricista
3. Pinza para electricista

PASO 1

Prepare la herramienta, el equipo y los materiales a utilizar (no olvide utilizar mascarilla, guantes y lentes protectores).

PASO 2

Aspire y cepille a través de boquillas permitiendo eliminar de forma rápida y eficaz, todas las partículas de polvo y telaraña que estén sueltas en la instalación.

OBSERVACIÓN:

Por su parte, los depósitos de polvo que se encuentran impregnados de aceite o incrustados en las diversas superficies, no pueden eliminarse suficientemente sólo con la utilización de la limpieza en seco y un procedimiento de aspiración. Es en este caso, cuando entra en juego el nuevo sistema de limpieza en húmedo, pues es el método que cumple

los requisitos de limpieza intensiva que se demanda en este punto.

Al igual que sucede con la limpieza en seco, la limpieza en húmedo se realiza siguiendo el “procedimiento a distancia”. A este respecto el montador mantiene siempre una distancia mínima predefinida entre los componentes en tensión y a continuación, realiza su trabajo con barras aislantes.



Fig. 2.64
Limpieza en seco mediante aspiración

PASO 3

Realice la limpieza en húmedo con esponjas que se han impregnado de un líquido de limpieza aislante. En la limpieza en húmedo de aisladores, pasos de cables, etc., es preciso que se asegure de que no se desprenda ninguna capa de la esponja de limpieza. Además, si se producen depósitos de suciedad en la misma, habrá que reemplazarla por una nueva.

OBSERVACIÓN:

El sistema de limpieza en húmedo sirve de complemento a los métodos de limpieza en seco ya acreditados, que funcionan mediante aspiración, lo que significa que el uso combinado de ambas tecnologías puede aumentar la eficacia de los trabajos de limpieza en tensión. Sólo pueden utilizarse esponjas para limpieza, que hayan sido autorizadas y que lleven el distintivo correspondiente.

PASO 4

Limpie el área donde trabajó, recoja y clasifique los residuos restantes colocándolos en el bote de basura.



Fig. 2.65

Limpieza en húmedo de las cabezas de cables

PASO 5

Lávese las manos con agua y jabón abundante.

2.7.2 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Es importante que se asegure que los aisladores estén bien limpios. Para conseguirlo, sople con aire a presión, con la frecuencia que sea necesaria, y en los períodos que el transformador esté fuera de servicio, limpie con alcohol o disolventes, secándolos muy bien.

Las normas nacionales e internacionales recomiendan las denominadas distancias de seguridad, en base a los trabajos reportados por comités de estudio como el No. 23 de la IEC, donde se hacen consideraciones relacionadas con la seguridad personal para la operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas, especialmente las de alta tensión, partiendo de la base de que las denominadas partes vivas (con potencial), deben quedar siempre fuera del alcance del personal, para lo que:

- Las partes vivas se pueden colocar fuera del alcance del personal, usando distancias de las zonas de trabajo o circulación suficientemente grandes para evitar contactos eléctricos.
- Las partes vivas se pueden hacer inaccesibles por medio del uso de barreras o cercas de aislamiento al equipo o partes vivas de la instalación.
- El uso de equipo en el que las partes vivas queden encerradas.

Para calcular las distancias de seguridad se parte de la base de que estas están constituidas por dos términos.

El comité de estudios No. 23 de la comisión internacional de electrotecnia recomienda considerar las dimensiones que se indican a continuación, tanto para operadores, como para maniobras en las subestaciones eléctricas.

Las distancias entre centros de fases en las barras colectoras de las subestaciones eléctricas se calculan para dos casos:

- a) Subestaciones con barras y conexiones rígidas.

En estas subestaciones las distancias entre centros de fases se obtienen a partir de las distancias dieléctricas de fase a fase, tomando en consideración el diámetro de las barras o conectores adicionalmente a las distancias dieléctricas.

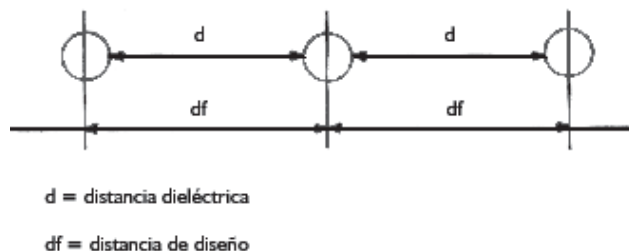


Fig. 2.66
Representación de las distancias.

Donde:

- d = Distancia dieléctrica.
 df = Distancia de diseño.

Para las distancias de diseño deberán ser considerados también otros aspectos adicionales, como son los efectos electrodinámicos por corrientes de cortocircuito, la configuración de las barras, las distancias mínimas por mantenimiento y las dimensiones generales de los equipos. En base a lo expuesto anteriormente se puede obtener la tabla 2.9:

TABLA 2.9: subestaciones con barras o conexiones rígidas

CLASE DE AISLAMIENTO	DISTANCIAS ENTRE CENTROS DE FASES
24 kV o menor	1.67 veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente.
34.5 hasta 115 kV	1.60 Veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente.
230 kV	1.5 Veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente
400 kV	1.8 Veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente

OBSERVACIÓN:

La limpieza en húmedo en tensión de hasta 36 kV, sólo puede ser realizada por técnicos electricistas que dispongan de la debida formación y sigan las disposiciones de las normas BGV A2 § 8 /1/ y DIN VDE 0105-100 (VDE 0105, Parte 100): 2000-06, secciones 6.3.1 a 6.3.12 /2/.

El equipamiento para realizar la limpieza en húmedo en tensión con líquido de limpieza especial, se ha construido y comprobado de acuerdo con las disposiciones de la norma E DIN VDE 0682 Parte 621 /3/.

Aparte de comprobar si existen defectos manifiestos antes de cada uso, el fabricante debe realizar una comprobación periódica (al menos cada 6 años), del equipo de limpieza, para asegurarse de que se cumplen los valores límites predefinidos en la norma.

2.7.3 PROTECCIÓN AMBIENTAL

La limpieza y el mantenimiento programado garantizan un medio laboral sano y seguro, en general la limpieza debe realizarla en horas no laborales. Para la realización de limpieza de aisladores, considere lo siguiente para la conservación del ambiente y la de su bienestar:

- Evite aerosoles con CFC, y materiales con organoclorados (PVC, CFC, PCB).
- Utilice, en lo posible, productos en envases fabricados con materiales reciclados, biodegradables y que puedan ser reutilizados por los menos retornables a los proveedores.

- Compre evitando el exceso de envoltorios y en envases de un tamaño que permita reducir la producción de residuos de envases.
- Compruebe que los productos de limpieza están correctamente etiquetados, con instrucciones claras de manejo.



Figura 2.67
Manejo adecuado de sustancias químicas.

- Elija los productos menos nocivos al ambiente (disolventes al agua, detergentes biodegradables, sin fosfatos ni cloro, limpiadores no corrosivos, etc.)



Figura 2.68
Contaminación de las industrias.

- Maneje los residuos y desechos para evitar daños ambientales y a la salud de las personas.
- Infórmese acerca de las características de los residuos y de los requisitos para su correcto manejo.

- Cumpla la siguiente normativa: Separe correctamente los residuos. Presente por separado o en recipientes especiales, los residuos susceptibles de distintos aprovechamientos o que sean de objeto de recogidas específicas.
- Evite utilizar materiales que contengan halógenos en su composición para reducir problemas de emisión de gases nocivos, en caso de incendio y para poder reciclarlos (obtener cobre) sin contaminar, al final de su vida útil.
- Las esponjas para limpieza sucias pueden lavarse en la lavadora o en una pila, a una temperatura máxima de 40° C y añadiendo agentes de limpieza (detergentes, jabón en polvo), estas deberán escurrirse, y secarse. Las experiencias han demostrado que el proceso de secado puede durar hasta tres días, si las esponjas se dejan secar sin secadora.

ACTIVIDADES



I. MEDIDAS DE SEGURIDAD PERSONAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

Elabore un listado de las medidas de seguridad personal y de protección ambiental que usted considera que deben observarse durante la instalación y mantenimiento en transformadores monofásicos, relacionadas al uso del equipo, herramientas, materiales e instalaciones de trabajo en la empresa.

Luego, escríbalas en una hoja de rotafolio y déjela en un lugar visible dentro del aula o del taller donde se realiza la capacitación.

2. FALSO VERDADERO

Marque una F entre los paréntesis situados al final de cada proposición si esta es falsa, o una V si es verdadera. Compare sus respuestas con el contenido del manual.

1. La prueba de corto circuito se lleva a cabo para determinar experimentalmente el valor de la impedancia equivalente de un transformador

..... ()

2. La presencia del nitrógeno atmosférico en el aceite del transformador, causa el deterioro de sus propiedades dieléctricas

..... ()

3. El envejecimiento del aislamiento es un proceso químico que ocurre más rápidamente a temperaturas más bajas

..... ()

4. El Nivel Básico de Aislamiento (BIL) el cual es el tipo de aislamiento capaz de proteger de un impulso de alto voltaje, por ejemplo de 110 voltios

..... ()

5. Las plantas deshidratadoras de zeolita se usan ampliamente para el secado de la pintura de los transformadores

..... ()

6. Se limpia el aceite de agua e impurezas mecánicas o partículas, haciendo girar el aceite a alta velocidad, con un aparato llamado integrador centrífugo

..... ()

7. El transformador Pad-Mounted tiene como principal característica ser compacto, o sea, la parte activa y los aisladores son dispuestos de tal manera, que su apariencia externa es la de una mini-subestación

..... ()

8. La medición de la resistencia de aislamiento se efectúa por lo general con un aparato llamado TTR

..... ()

9. La humedad, la elevación de la temperatura y los ambientes corrosivos y contaminados, son los principales enemigos que pueden afectar a un transformador

..... ()

10. Existen tres tipos de mantenimiento aplicados a los transformadores, estos son: predictivo, programado, registrado

..... ()

3. CONEXIONES TRIFÁSICAS

1. El facilitador organizará 4 grupos de participantes y sorteará 4 conexiones diferentes para bancos de transformadores.

- Estrella – estrella
- Delta – delta
- Estrella – delta
- Delta abierta

2. Identifiquen sus características más importantes para la conexión asignada.

3. Realicen el diagrama de la conexión según lo indicado en este manual.

4. Preséntenlo en una exposición en un tiempo máximo de 10 minutos, y al finalizar, anótelas en

una hoja de rotafolio y péguenla en la pared del taller donde realizan la práctica.

4. EQUIPO DE MANTENIMIENTO EN TRANSFORMADORES

En grupos de 3 participantes efectúen una investigación en las distintas empresas en donde realicen pruebas de mantenimiento a transformadores, los tipos y características del equipo que utilizan. Debe entregar un reporte de lo investigado a su facilitador.

5. COMPLETANDO ORACIONES

Pruebe sus conocimientos completando las siguientes oraciones, compare sus respuestas con el contenido de la unidad 2.

- Debe tener siempre en cuenta que la maniobra de _____ para ajustar las tensiones, se ha de efectuar cuando el aparato esté totalmente fuera de servicio, con el primario y secundario desconectados.
- La prueba de _____ se lleva a cabo para medir las pérdidas en el hierro, la tensión nominal de funcionamiento.
- La temperatura del aceite superior nunca debe exceder de _____ °C, en transformadores de potencia, la consecuencia de sobrepasar estos límites podría ser el derrame de aceite o una presión excesiva.
- Las _____ debidas a sobrecargas atmosféricas establecen sin duda, la situación más difícil para los aislamientos del transformador.
- La prueba de potencial aplicado, tiene como propósito verificar la capacidad de los _____ para resistir sobretensiones de 60 Hz, entre los elementos conectados al devanado bajo prueba y partes aterrizadas.

RESUMEN



Para el buen funcionamiento y una larga vida de los transformadores, se les debe proporcionar mantenimiento periódico, programado y registrado. De acuerdo al tipo de aplicación, existen tres tipos de mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo.

Con la realización y evaluación de las pruebas básicas de funcionamiento, se puede determinar cuál es el estado del transformador, pudiendo hacerle diagnósticos de mantenimiento preventivo o correctivo, con el fin de poder operarlo en forma segura, económica y sin mayor tipo de problemas futuros.

Las pruebas se practican en los transformadores y sus accesorios por distintas razones: durante su fabricación, para verificar la condición de sus componentes; durante la entrega; durante su operación como parte del mantenimiento, después de su reparación, etc.

Algunas de las pruebas que se hacen a los transformadores se consideran como básicas y algunas otras varían, de acuerdo a la condición individual de los mismos, pudiendo cambiar de acuerdo al tipo de transformador, por lo que existen distintas formas de clasificación de las pruebas, por ejemplo, algunas se clasifican en pruebas de baja tensión y pruebas de alta tensión, también pueden agruparse como pruebas preliminares, intermedias y de verificación (finales).

Las pruebas más importantes de mantenimiento predictivo y preventivo en campo de transformadores, son las pruebas de resistencia de aislamiento LP, prueba de polaridad, factor de potencia, relación de transformación y pruebas de control al aceite aislante.

La vida útil que posee un transformador está directamente relacionada con la vida del dieléctrico (ya sea aceite, o cualquier otro aislante). El factor principal que afecta la vida del dieléctrico, y por lo tanto del transformador, es la temperatura, ya que si esta aumenta demasiado (si sobrepasa el límite de temperatura), puede acortar significativamente la vida del mismo.

Los aislamientos utilizados en un transformador moderno son variados y en su conjunto forman lo que se llama “sistema de aislamiento”.

Los aislamientos en un transformador, se derivan en dos tipos: los mayores, los cuales se utilizan entre las bobinas y tierra o entre fases; los menores, los cuales se utilizan entre espiras.

A intervalos de tiempo regulares, que pueden oscilar entre tres y seis meses, realice una inspección del estado de los limitadores de sobretensiones y tomas de tierra y del funcionamiento de los relés de protección.

Al mismo tiempo, debe llevar a cabo una muestra del aceite para su ensayo, si éste indica muestras de impurezas como agua, suciedad o partículas conductoras en el líquido, una o más de las cuales pueden estar presentes, cuando bajos voltajes de perforación son obtenidos de la prueba.

Con la misma frecuencia se ha de verificar el estado de los aislamientos del transformador, mida la resistencia mediante un megóhmetro o mejor aún, realizando medidas del factor de potencia de los mismos.

Es importante resaltar que una medida aislada no da ninguna indicación, y estos ensayos sólo tienen valor, si se realizan durante todo el funcionamiento del transformador. Cada dos años aproximadamente, realice un examen completo del transformador, sacándolo de la caja. Compruebe si se han formado depósitos sobre los arrollamientos, aislantes, núcleo, etc., quite éstos mediante un chorro a presión de aceite de transformador.

El envejecimiento del aislamiento es un proceso químico que ocurre más rápido a temperaturas más altas. La norma ANSI/IEEE C57.92-1981 contiene recomendaciones para la aplicación de carga para transformadores de potencia, hasta de 100 MVA, con sistemas de aislamiento con elevación media de temperatura de 55 °C y 65 °C, basados en pruebas de vida.

La norma ANSI/IEEE C57.91-1981 proporciona recomendaciones similares para aplicaciones de la carga para transformadores de distribución.

Las impurezas del aceite reducen considerablemente su rigidez dieléctrica, siendo el agua la que más influye.

La prueba de aislamiento sirve para comprobar el estado en el que están los aislamientos de los devanados del transformador.

El objeto principal de las pruebas de corto entre espiras es poder detectar fallas de aislamiento entre el devanado primario y el secundario.

La prueba de cortocircuito nos ayuda a obtener los valores de pérdida en el bobinado del transformador.

La prueba del factor de potencia es la razón de potencia disipada en el aceite.

La prueba de polaridad debe hacerse siempre, antes de una conexión, si no se conoce con certeza la polaridad del o los transformadores.

Los tipos de aislamiento listan un “Nivel Básico de Aislamiento” (Basic Insulation Level o B.I.L.), el cual es el tipo de aislamiento capaz de proteger de un impulso de alto voltaje, el cual puede ser causado por un rayo (por ejemplo, 110 kV B.I.L.).

Se realizan ensayos de tensión de impulso para determinar si el transformador es adecuado para resistir las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas.

Los ensayos dieléctricos de tensión aplicada se hacen entre devanados y entre devanados y tierra. Si el transformador tiene aislamiento graduado, el valor de la tensión aplicada se limita al nivel de aislamiento más bajo del devanado. Si el aislamiento del borne del neutro no es capaz de resistir el ensayo de tensión aplicado, debe desconectarse del devanado.

Se considera que los niveles básicos de aislamiento al impulso deberían estar más a la mano de las personas que desean estar informadas acerca de estos.

Conocer los niveles básicos de aislamiento al impulso es uno de los requerimientos o conocimientos esenciales a la hora de poner a trabajar o en servicio a un transformador, cualquiera fuera el tipo.



1. La potencia primaria es _____ a la potencia secundaria, sin tomar en cuenta las pérdidas en el transformador.
 - A) Igual
 - B) Mayor
 - C) Menor
 - D) Proporcional
2. El rendimiento de un transformador es de aproximadamente de _____ %.
 - A) 65
 - B) 95
 - C) 85
 - D) 75
3. El factor de potencia en vacío es aproximadamente de _____ , por si el transformador se encuentra sin carga y la tensión tiene un desfase ligeramente inferior a la de la corriente magnetizante.
 - A) 0.1
 - B) 0.5
 - C) 0.9
 - D) 0.3
4. La _____ en el aislamiento de los transformadores, puede tener como causa la presencia de partículas de las materias conductoras en la masa del aislante, con la acción del campo, estas partículas pueden alargarse y constituir un camino conductor.
 - A) Conducción
 - B) Pérdida
 - C) Compactación
 - D) Perforación
5. Para asegurar la ausencia de agua y el mínimo de partículas en el aceite, se debe tener una rigidez dieléctrica de _____ kV.
 - A) 15
 - B) 30
 - C) 25
 - A) 40
6. En la placa de características de los transformadores de potencia nominal hasta _____ kVA, se indica la tensión nominal de carga.
 - A) 75
 - B) 50
 - C) 16
 - D) 8

7. En los transformadores de distribución, la refrigeración _____, consiste en bombear aceite a través de los elementos refrigerados.

- A) Natural y por circulación de aceite
- B) Forzada por aire y por circulación de aceite
- C) Forzada por agua
- D) Por agua y por circulación de aceite

8. Las pérdidas _____, son debidas al calentamiento producido por el paso de la corriente en los conductores, dependen de la intensidad de ésta y de la resistencia de los bobinados, es decir, de las dimensiones de los hilos.

- A) En el cobre
- B) En el hierro
- C) En vacío
- D) Por efecto Joule

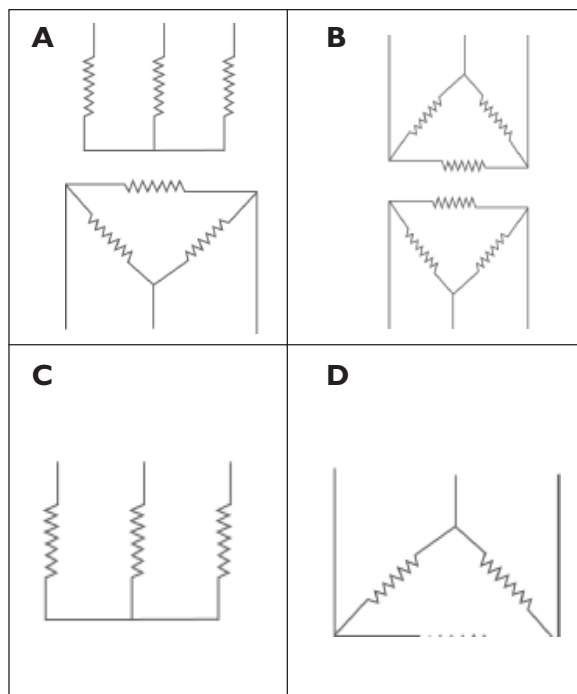
9. La pérdida de energía en el transformador que es llamada _____, consiste en el hecho de que la energía se pierde debido a la circulación de corrientes en los bobinados y depende del estado de carga del transformador.

- A) Corriente de Foucault
- B) Histéresis
- C) Efecto Joule
- D) Voltajes de Faraday

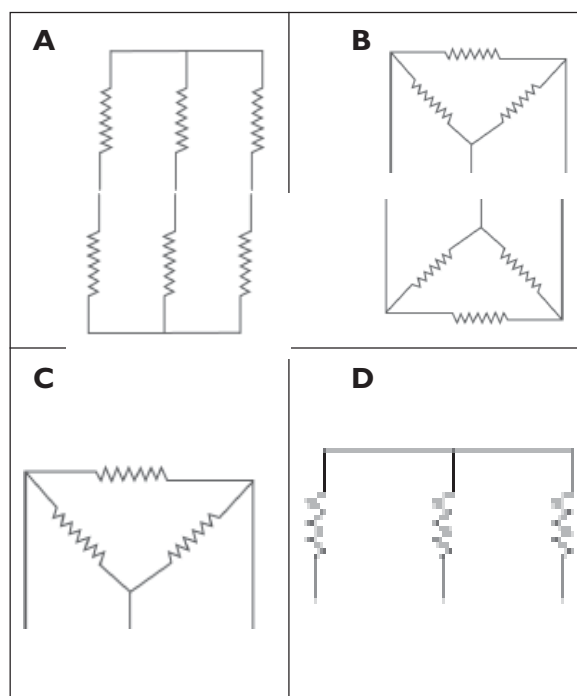
10. Los transformadores de más de _____ V deben protegerse individualmente en el lado primario, con un dispositivo de sobrecorriente.

- A) 120
- B) 240
- C) 480
- D) 600

11. La representación gráfica de la conexión Triángulo – Triángulo es:



12. La representación gráfica de la conexión Estrella – Estrella es:



13. Para realizar la prueba de aislamiento con un Megger analógico, la tensión CC no tiene que ser inferior a los _____ V .

- A) 400
- B) 300
- C) 500
- D) 200

14. Si la resistencia de aislamiento del transformador es la adecuada, medida en la prueba con el Megger analógico es adecuada, ésta no deberá resultar inferior al valor de _____ M | .

- A) 0.4
- B) 0.6
- C) 0.8
- D) 1

15. La resistencia de aislamiento teórica es expresada por la fórmula _____.

A) $\frac{\text{Tensión nominal de la máquina en voltios}}{\text{Potencia de la máquina en (kW)} + 1000} \oplus \text{IM } \Omega$

B) $\frac{\text{Potencia de la máquina en (kVA)} + 1500}{\text{Tensión nominal de la máquina en kilovoltios}} \oplus \text{IM } \Omega$

C) $\frac{\text{Tensión de la máquina en kilovoltios} + 1000}{\text{Potencia de la máquina en (kVAR)} - 1200} \oplus \text{IM } \Omega$

D) $\frac{\text{Potencia de máquina en (kW)} * 1000}{\text{Tensión de la máquina en voltios}} \oplus \text{IM } \Omega$

16. La relación de transformación de un banco de transformadores conectados en Estrella – Estrella, se representa por la fórmula _____.

- A) $N1 / \sqrt{3} * N2$
- B) $N1 / N2$
- C) $\sqrt{3} * N1 / N2$
- D) $2 N1 / \sqrt{3} * N2$

17. La rigidez dieléctrica de un buen aceite aislante suele estar comprendida entre _____ y _____ voltios por milímetro.

- A) 8700 - 9800
- B) 6500 - 7900
- C) 5200 - 6450
- D) 4100 - 5190

18. El rendimiento de un transformador, se representa por la fórmula _____.

- A) $\eta = P_{sa} / P_{en}$
- B) $\eta = P_{sa} * P_{en}$
- C) $\eta = P_{en} / P_{sa}$
- D) $\eta = P_{en} * (P_{sa})''$

19. En un transformador para juguetes, el máximo porcentaje de tensión de cortocircuito será de un _____ %.

- A) 2
- B) 4
- C) 20
- D) 40

A N E X O S

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

En las instalaciones eléctricas existe la necesidad de conectar aparatos de medición. También es preciso disponer relés (relevadores) con finalidades diversas (protección, aviso, enclavamiento, etc.). Unos y otros suelen ser de constitución delicada, reducidas dimensiones y buena precisión.

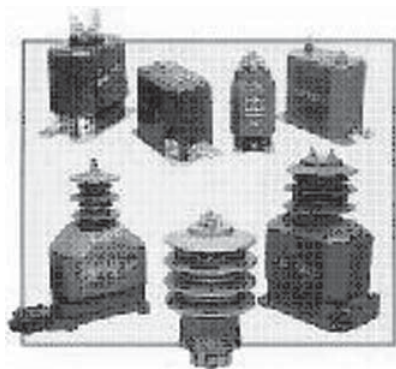


Fig. A1
Transformadores de corriente y de potencial

Frecuentemente las magnitudes que hay que medir (o vigilar) son tensiones o corrientes elevadas, o concurren ambas circunstancias. Se suele requerir que los aparatos de medición o de vigilancia vayan dispuestos en cuadros o pupitres centralizados. Surge la dificultad de conducir tensiones y corrientes elevadas hasta aquellos cuadros, los inconvenientes saltan a la vista. Por ello, y no podía ser de otra forma, casi al propio tiempo que se iniciaba el uso de la corriente alterna, nacieron los **transformadores de medida**.

Se resuelve la necesidad de medir las magnitudes eléctricas básicas utilizando instrumentos que relacionan esas magnitudes proporcionales a las originales, pero con valores más manejables. Los aparatos más importantes son los transformadores de medida inductivos:

Transformadores de corriente, CT's.
Transformadores de tensión, PT's.
Transformadores de medición: PT'S y CT'S

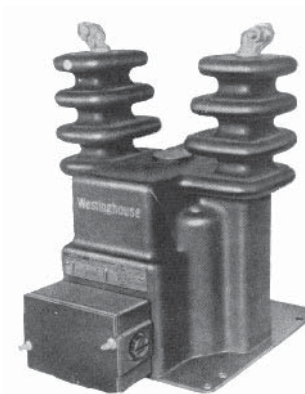


Fig. A2
Transformador de potencial de alto voltaje

Con sus primarios conectados en alta o en baja tensión, según corresponda, transforman las magnitudes que se desean medir, en corrientes y tensiones moderadas en el secundario (que por motivos de seguridad puede conectarse a tierra).

De esta forma, cabe construir aparatos de medición o protección (relés) normalizados (por ejemplo: a partir de bobinas amperimétricas para intensidades nominales 5 A, y bobinas voltimétricas para tensiones nominales 110 V). Tales corrientes y tensiones se conducen económicamente (secciones reducidas y aislamientos bajos) a cuadros, etc. Aún sin el problema de las canalizaciones, los transformadores de medida son de utilidad.

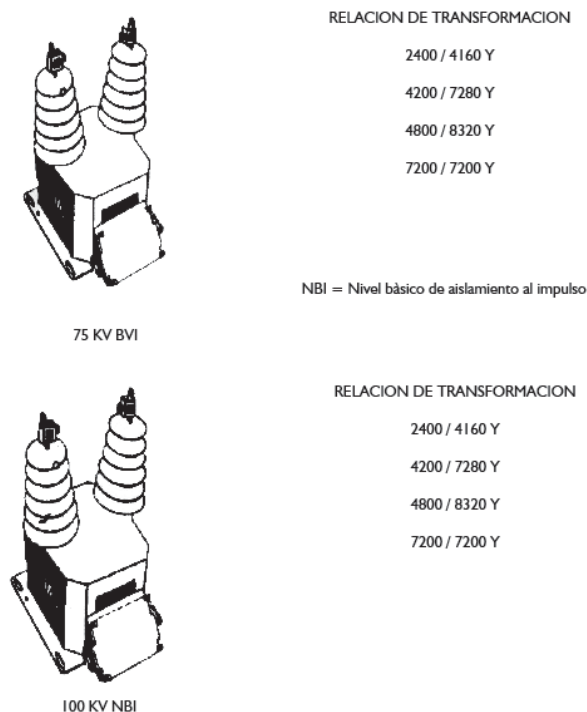


Fig. A3

Transformadores de corriente tipo interior para ser usados en subestaciones tipo industrial

OBJETIVOS DEL TRANSFORMADOR

DE MEDICIÓN:

Resumiendo, los objetivos principales de los transformadores de medida son:

- Aislar o separar los circuitos y aparatos de medida, protección, etc., de la alta tensión.
- Evitar perturbaciones electromagnéticas de las corrientes fuertes, y reducir corrientes de cortocircuito a valores admisibles en delicados aparatos de medida.

- Obtener intensidades de corriente, tensiones, proporcionales (por lo menos en determinada zona) a las que se desea medir o vigilar, y transmitir las a los aparatos apropiados. Esta introducción pone de manifiesto que la buena elección en transformadores de medida no se limita a una relación de transformación y a una tensión nominal (aislamiento). Debe además de proporcionar la debida precisión, garantizar la seguridad del personal y de la instalación, así como proteger a los aparatos.

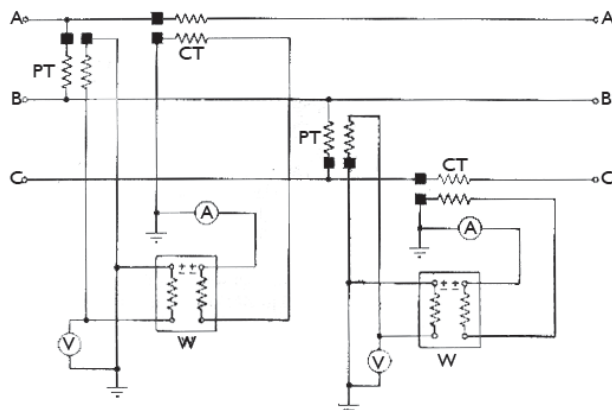


Fig. A4

Transformadores de instrumentales en una medición trifásica

APLICACIONES:

Los transformadores conocidos como transformadores de corriente (CT's) y Transformadores de Potencial (PT's), son "Transformadores especiales de medición" usados para reducir el voltaje o corriente a niveles seguros de medición.

Los medidores standard generalmente pueden medir arriba de 200 amperios y voltajes arriba de 480 volts. También puede ser usado si los requerimientos del servicio al consumidor son mayores, pero se debe instalar con un transformador de medición conjuntamente.

Transformadores de Medición son encontrados típicamente en instalaciones de medición donde se distribuye energía a grandes consumidores comerciales o industriales. También son comúnmente utilizados en subestaciones para la medición del flujo de electricidad entre dos puntos. En resumen, en cualquier servicio de consumidores con corrientes o voltajes que exceden el valor nominal de la corriente y voltaje de los medidores normales (usualmente 200 amperios y 480 volts), se deben utilizar transformadores de medición.

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL:

Los transformadores de potencial o transformadores de voltaje (PT's), son usados para transformar altos niveles de voltaje de distribución, usualmente a 120 volts, para que puedan ser medidos seguramente por medio de medidores standard watt-hora. Los PT's son usualmente simples, dos embobinados transformadores y son similares a cualquier diseño, excepto que la corriente y la capacidad de potencia kVA son mucho menores.

Los PT's pueden ser utilizados en sistemas de 480 voltios por razones de seguridad, aún cuando hayan medidores de 480 volts disponibles. Sin embargo, todas las aplicaciones de medición a partir de 2400 volts para arriba requieren PT's.

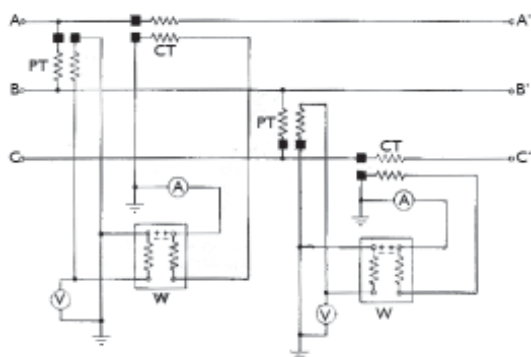


Fig. A5

Circuito de conexión del transformador de potencial PT

Los PT's tiene reducción proporcional de voltaje cuyo valor es dado en la placa del transformador. Un PT con una razón de reducción de voltaje de 200:5 reducirá a una razón de 200/5 o 40 veces el voltaje. Por cada 200 volts que entran al consumidor, 5 volts irán al equipo de medición. Debido a esto la lectura del medidor debe ser multiplicada por la razón para obtener el voltaje real y así poder facturar correctamente al consumidor.

Normalmente los transformadores de potencial PT's reducen el voltaje del sistema a 120V. Un PT con una razón de reducción de 2400:120 tendrá una proporción de voltajes de 20:1. Este tipo de PT puede ser construido con un nivel de aislamiento de 5 kV. Este tipo regularmente se puede encontrar monofásico y trifásico. Si el PT es de 15 a 35 kV, normalmente se usan monofásicos que son agrupados juntos para formar un trifásico.

Si los PT's están conectados en una configuración wye como en la figura, solamente se requiere un fusible por PT. Por razones de seguridad, se recomienda no poner un fusible en la conexión neutra. Una práctica común es colocar fusibles en ambas terminales en una configuración delta línea a línea. En un sistema de voltaje 7200/12470, un PT 7200:120 es usado de línea a neutro o uno 12000:120 es usado de línea a línea.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El enrollado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección. Estos transformadores se construyen para todas las tensiones de circuitos normalizados. Normalmente son de tipo seco o moldeado para tensiones inferiores a 23 kV y en baño de líquido para tensiones superiores.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT:

Los transformadores de corriente, como su nombre lo indica, son usados para transformar altas corrientes utilizadas en la distribución a grandes consumidores a bajos niveles que pueden ser medidos con seguridad por medio de un medidor standard.

Los transformadores CT's son diseñados de tal manera que el conductor que suministra el servicio al consumidor entre a través del centro del CT. Las terminales del embobinado secundario reducen la corriente y son conectadas a medidores convencionales. De esta manera, solamente una porción de la electricidad usada por el consumidor es medida.

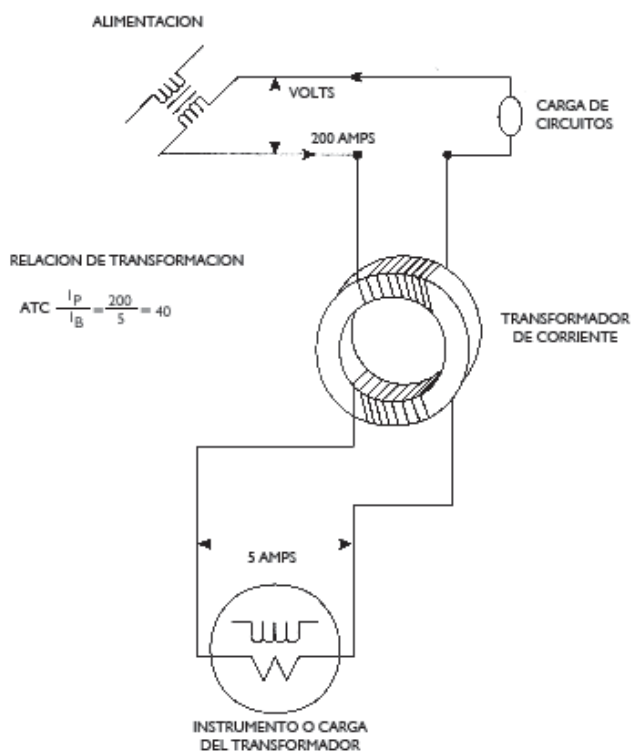


Fig. A6

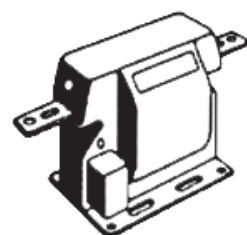
Circuito de conexión del transformador de corriente

Los CT's tienen su razón de reducción de corriente dado en la placa del transformador. Un CT con una razón de corriente de 400:5 reduce la corriente a una razón 400/5 o 80 veces. Por cada 400

amperios consumidos, 5 amperios irán al equipo convencional de medición. El medidor solamente mide 1/80 de la cantidad total de corriente. Para facturar al consumidor conforme al uso real, la lectura del medidor debe ser multiplicada por la razón del CT. Este valor es llamado el multiplicador del medidor.

APLICACIONES:

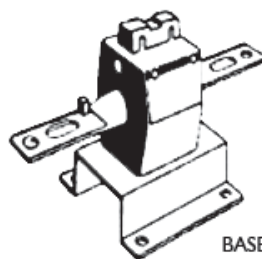
Supóngase la necesidad de medir corrientes con intensidades del orden de los 800 A, en baja tensión. La instalación directa de un amperímetro obligaría a un aparato grande difícilmente compatible con los requerimientos de precisión. Pero, además, no deben olvidarse las posibles perturbaciones magnéticas que tan fuertes corrientes pueden motivar en los aparatos. Finalmente, en caso de cortocircuito en la instalación, se crearía considerables esfuerzos dinámicos que tendrían que soportar delicados órganos amperimétricos.



4.8 kv, 60kv NBI
TC TIPO BARRA

CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE PRIMARIA
5	75
10	100
15	150
20	200
25	300
30	400
40	600
50	800

NBS = Nivel básico de aislamiento al impulso o tensión de aguanie



BASE REALIZADA

CORRIENTE PRIMARIA
100
200
300
400
600
800

Fig. A7

Algunos tipos de transformadores de corriente usados en tableros de subestacion tipo industrial

En cuanto a las cargas de los secundarios, la diferencia es también, esencial. Las impedancias de carga son bobinas amperimétricas, luego con bajos valores. Esto significa que los transformadores de corriente trabajan relativamente próximos al cortocircuito del secundario.

TIPOS DE CONSTRUCCIÓN:

Los tipos de transformadores de corriente son:

Tipo primario devanado: Consta de dos devanados primarios y secundarios totalmente aislados y montados permanentemente sobre el circuito magnético.

Tipo barra: Es similar al tipo primario devanado, excepto en que el primario es un solo conductor recto de tipo barra.

Tipo toroidal(ventana): Tiene un devanado secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético y una ventana a través de la cual puede hacerse pasar un conductor que proporciona el devanado primario.

Tipo para bornes: Es un tipo especial toroidal proyectado para colocarse en los bornes aislados de los aparatos, actuando el conductor del borne como devanado primario.

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo con el aislamiento principal usado, como de tipo seco, rellenos de compuestos, moldeados o en baño de líquido.

PRECAUCIONES DE SEGURIDAD:

El devanado secundario siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todos los amperevueltas primarios son amperevueltas magnetizantes y normalmente producirán una tensión secundaria excesivamente

elevada en bornes del circuito abierto. Todos los circuitos secundarios de los transformadores de medida deben estar puestos a tierra; cuando los secundarios del transformador de medida están interconectados, sólo debe ponerse a tierra un punto. Si el circuito secundario no está puesto a tierra, el secundario, se convierte, de hecho, en la placa de media de un condensador, actuando el devanado de alta tensión y tierra como las otras dos placas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Cerver, Francisco Asensio. **Biblioteca Atrium de las instalaciones GAS Y ELECTRICIDAD.** tomo I. Primera edición. España. Editorial Océano, S.A. 1998. 142 pp.
2. Comité de Electricidad. **Código Eléctrico Nacional.** Ira. edición. Caracas, Venezuela. Editorial Codelectra. 1991. 962 pp.
3. Ediciones Ceac. **Nueva Biblioteca del Instalador Electricista.** Primera edición. España. Grupo editorial Ceac, S.A. 2000. 381 pp.
4. Figueroa López, Mario Ramón. **Tesis: Guía para la ejecución del laboratorio de Conversión de Energía Electromecánica II.** Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 1991. 134 pp.
5. Fink, Donald G. / H. Wayne Beaty. **Manual de Ingeniería Eléctrica** Tomo I, Decimotercera edición. Versión española; Jorge Humberto Romo Muñoz. México. Editorial Mc Graw-Hill. 1250 pp.
6. Gingrich, Harold W. **Máquinas Eléctricas, Transformadores y Controles.** Primera edición, Versión Española; Alfonso Rodríguez. México. Editorial Prentice-Hall. 1979. 365 pp.
7. Harper, Enríquez. **El ABC de las Máquinas Eléctricas I. Transformadores.** Primera edición. Versión española. México. Editorial LIMUSA S.A. de C.V. 2000. 303 pp.
8. Harper, Enríquez. **El libro práctico de los Generadores, Transformadores y Motores Eléctricos.** Primera edición.

9. Harper, Enríquez. **Manual de Electricidad Industrial.** Tomo I, Primera edición. México. Editorial Limusa S.A. 1999. 276 pp.
10. Harper, Gilberto Enríquez. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.** 2da. Edición. México. Editorial Limusa, S.A. 2000. 507 pp.
11. Hernández, Hernández, Adolfo René. Tesis: Métodos de Reparación de Fallas Típicas para Transformadores de Potencia Categoría III. Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 2002. 89 pp.
12. Herrera Hidalgo, Edi Fernando. **Pruebas de factor de potencia y medición de Corrientes de excitación para la detección de daños en transformadores de Potencia y de instrumento.** Guatemala, Universidad de San Carlos. Facultad de Ingeniería. 2002. 167 pp.
13. Klaue, Jürgen, Heinrich Hübscher y Appelt, Werner. Electrotecnia Curso Elemental. Tercera edición. Versión española; D. Jorge Romano Rodríguez. España. Editorial Reverté S.A. 1983. 298 pp.
14. Müller, Wolfgang. Cooperación técnica República Federal de Alemania. Electrotécnica de Potencia, Curso Superior. Primera edición. Versión española; D. Jorge Romano Rodríguez. España. Editorial Reverté S.A. 1984. 409 pp.
15. Sánchez Ochoa, Hugo Yovany. Tesis: Conveniencia del uso de transformadores trifásicos en la red de Distribución de Guatemala. Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 2001. 111 pp.
16. Schillo, A. Material Número Conductor. Primera edición. Versión española; Dr. Carlos Sáenz de Magarola. España. Editorial Reverté, S.A. 1968. 218 pp.
17. Thaler, George J. y Wilcox, Milton L. Máquina Ira edición. Versión española; Ing. Mario del Valle. México. Editorial Limusa – Willey, S.A. 1969. 675. pp.
18. Werner Dzieia, Gerhard Brechmann. Hórnnemann, Ernst. Tablas de Electrotécnica. Primera edición. Versión española; José Compañía Bueno. España. 1988. 326 pp.