



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROTECCION DE TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N**

**JOSE LUIS YANEZ BURELO
JAVIER MEJIA MARTINEZ
JAIME ALFREDO BECERRIL SILVA**

DIR. : ING. FELIPE PEREZ FLORES

**CIUDAD UNIVERSITARIA
MEXICO, D F.**

1985





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

	PÁGINA
I. INTRODUCCION	
1.1. GENERALIDADES.	9
1.2. SISTEMA ELÉCTRICO.	12
1.3. PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.	15
1.3.1. CENTRALES GENERADORAS.	15
1.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	17
1.3.3. REDES DE DISTRIBUCIÓN.	17
1.4. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	18
1.4.1. SUBESTACIÓN DE POTENCIA.	19
1.4.2. SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.	19
1.4.3. ALIMENTADORES PRIMARIOS.	20
1.4.4. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	21
1.4.5. REDES SECUNDARIAS Y ACOMETIDAS.	21
1.5. ESTRUCTURAS TÍPICAS EMPLEADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	22
1.5.1. RADIAL.	23
1.5.2. ANILLO.	25
1.5.3. SELECTIVO PRIMARIO.	27
1.5.4. SELECTIVO SECUNDARIO.	28
1.5.5. MALLA SECUNDARIA.	29

2. TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

2.1. GENERALIDADES.	32
2.1.1. EL TRANSFORMADOR.	32
2.1.2. DIAGRAMAS REPRESENTATIVOS.	33
2.1.3. PRINCIPIO FUNDAMENTAL DE OPERACIÓN.	34
2.1.4. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DE UN TRANSFORMADOR.	41
2.1.5. EL TRANSFORMADOR EN VACÍO.	46
2.1.6. EL TRANSFORMADOR CON CARGA.	47
2.2. CLASIFICACIONES DEL TRANSFORMADOR.	49
2.2.1. POR EL NÚMERO DE FASES.	49
2.2.2. POR SU CONSTRUCCIÓN.	49
2.2.3. POR SU CAPACIDAD.	51
2.2.4. POR SU APLICACIÓN.	52
2.2.5. POR SU TIPO DE ENFRIAMIENTO.	53
2.3. TRANSFORMADORES PARA INSTALACIONES AÉREAS.	56
2.3.1. TRANSFORMADORES CONVENCIONALES.	56
2.3.2. TRANSFORMADORES AUTOPROTEGIDOS.	60
2.4. TRANSFORMADORES PARA INSTALACIONES SUBTE- RRÁNEAS.	63
2.4.1. TRANSFORMADORES SUMERGIBLES.	64
2.4.2. TRANSFORMADORES TIPO BÓVEDA.	66
2.4.3. TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL.	71

3. NORMAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	
3.1. INTRODUCCIÓN.	77
3.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE NORMAS.	79
3.2.1. TRANSFORMADORES TIPO POSTE.	81
3.2.2. TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL.	84
3.2.3. TRANSFORMADORES TIPO BÓVEDA.	86
4. CONEXIONES DE TRANSFORMADORES.	
4.1. POLARIDAD.	89
4.2. TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.	94
4.2.1. CONEXIÓN SERIE.	94
4.2.2. CONEXIÓN PARALELO.	95
4.3. TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.	96
4.3.1. DEFASAMIENTO.	97
4.3.2. SECUENCIA DE FASES.	102
4.3.3. CONEXIÓN DELTA-DELTA.	104
4.3.4. CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA.	108
4.3.5. CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA.	110
4.3.6. CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA.	112

	PÁGINA
4.4. CONEXIONES ESPECIALES.	114
4.4.1. CONEXIÓN DELTA ABIERTA.	114
4.4.2. CONEXIÓN T-T	118
4.4.3. CONEXIÓN SCOTT.	120
4.5. TRANSFORMADORES EN PARALELO.	124
4.5.1. REQUERIMIENTOS.	124
4.5.2. OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO.	136
5. CARGA DE TRANSFORMADORES.	
5.1. INTRODUCCIÓN.	146
5.1.1. TRANSFERENCIA DEL CALOR GENERADO EN TRANSFORMADORES.	153
5.1.2. PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR.	157
5.2. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.	160
5.2.1. GENERALIDADES.	160
5.2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS.	161
5.2.3. CARACTERÍSTICA DE CARGA.	163
5.3. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES AL CORTO CIRCUITO.	166
5.3.1. CARACTERÍSTICA DE CORTO CIRCUITO DE TRANSFORMADORES.	166

	PÁGINA
5.3.2. PRINCIPIO FUNDAMENTAL DE LAS FUERZAS PRESENTES EN TRANSFORMADORES.	166
5.4. ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS.	172
5.4.1. GENERALIDADES.	172
5.4.2. MATERIALES PARA AISLAMIENTO.	172
5.4.3. FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.	173
5.4.4. ENVEJECIMIENTO DURANTE UNA VARIABLE DE TEMPERATURA CÍCLICA.	174
5.5. CARGA Y SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES.	178
5.5.1. CARGA DE TRANSFORMADORES.	178
5.5.2. CRITERIOS PARA CARGAR EL TRANSFORMADOR SIN PÉRDIDA EN LA VIDA DEL AISLAMIENTO.	184
5.5.3. CARGA DE TRANSFORMADORES CON CIERTO SACRIFICIO DE VIDA MEDIA.	188
5.6. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.	205
5.6.1. INTRODUCCIÓN.	205
5.6.2. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO.	205
5.6.3. EVALUACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA.	207
6. PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	
6.1. INTRODUCCIÓN.	217

	PÁGINA
6.2. FALLAS EN TRANSFORMADORES.	219
6.2.1. FALLAS INTERNAS.	219
6.2.1.1. FALLAS INCIPIENTES	219
6.2.1.2. FALLAS ELÉCTRICAS SEVERAS	220
6.2.1.3. DETERIORO DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES	221
6.2.1.4. SOBRETENSIONES EN TRANSFOR MADORES	223
6.3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	225
6.3.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.	225
6.3.1.1. SOBRETENSIONES INTERNAS DE TIPO TEMPORAL	225
6.3.1.2. SOBRETENSIONES INTERNAS POR MANIOBRA.	225
6.3.1.3. SOBRETENSIONES EXTERNAS O ATMOSFÉRICAS.	226
6.3.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LA PROTEC CIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.	227
6.3.1.5. APARTARRAYOS.	229
6.3.1.6. EXPLOSORES (AIR GAPS)	245
6.3.2. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.	246
6.3.2.1. INTRODUCCIÓN.	246
6.3.2.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.	247

	PÁGINA
6.3.3. PROTECCIÓN CONTRA SOBREPRESIÓN.	272
- EJEMPLO	275
- CONCLUSIONES	298
- BIBLIOGRAFÍA	301

INTRODUCCION

CAPITULO I

I INTRODUCCION

1.1 GENERALIDADES

LA ELECTRICIDAD ES UNA DE LAS PRINCIPALES FORMAS DE ENERGÍA-
USADAS EN EL MUNDO ACTUAL. SIN ELLA, NO EXISTIRÍA, ILUMINA-
CIÓN CONVENIENTE, COMUNICACIÓN DE RADIO Y TELEVISIÓN, SERVI-
CIO TELEFÓNICO Y LAS PERSONAS TENDRÍAN QUE PRESCINDIR DE APA-
RATOS ELECTRICOS QUE YA FORMAN PARTE DEL HOGAR.

SIN LA ENERGÍA ELÉCTRICA EL PROGRESO TECNOLÓGICO Y LA HUMANI-
DAD MISMA NO SERÍA LO QUE ES EN LA ACTUALIDAD. DE HECHO, --
PUEDE DECIRSE QUE LA ELECTRICIDAD SE USA EN TODAS PARTES, Y-
HOY EN DÍA EXISTEN POCAS CIUDADES EN EL MUNDO QUE NO TENGAN-
ELECTRICIDAD.

EL DESCUBRIMIENTO DEL FENÓMENO DE LA INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉ-
TICA POR FARADAY, EN 1831, QUE DIO LUGAR AL INVENTO DEL GENE-
RADOR ELÉCTRICO, ES EL PUNTO INICIAL DE LA ELECTROTÉCNIA, CU-
YO DESARROLLO ESTÁ ÍNTIMAMENTE LIGADO AL DE LOS SISTEMAS DE-
ENERGÍA ELÉCTRICA.

SE CONSIDERA QUE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA SE INI --
CIAN EN 1882 CON LA CENTRAL DE PEARL STREET EN LA CIUDAD DE-

DE NUEVA YORK, AUNQUE PARA ESTA ÉPOCA EXISTÍAN YA ALGUNAS --
INSTALACIONES DE ALUMBRADO UTILIZANDO LAMPARAS DE ARCO ELÉC-
TRICO.

EN UN PRINCIPIO EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA SE HIZO -
MEDIANTE CORRIENTE CONTINUA A BAJA TENSIÓN UTILIZANDO EL GE-
NERADOR DE CORRIENTE CONTINUA (DÍNAMO) DESARROLLADO EN 1870-
POR GRAMME. EL USO DE LOS SISTEMAS DE CORRIENTE CONTINUA A-
BAJA TENSIÓN LIMITABA POR RAZONES ECONÓMICAS, LA DISTANCIA A
LA QUE PODIA TRANSMITIRSE LA ENERGÍA CON UNA REGULACIÓN DE -
VOLTAJE ACEPTABLE. SE CONSIDERA A MARCEL DEPREEZ COMO EL PRE-
CURSOR DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALTA TEN --
SIÓN. EN UN INFORME PRESENTADO EN LA ACADEMIA DE CIENCIAS-
DE PARIS, EN 1881, ENUNCIÓ LA TESIS DE QUE ELEVANDO LA TEN--
SIÓN SE PUEDE TRANSMITIR LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE CUALQUIER -
POTENCIA A UNA GRAN DISTANCIA CON PÉRDIDAS MÍNIMAS.

LA TRANSMISIÓN CON CORRIENTE CONTINUA TENÍA ALGUNAS APLICA--
CIONES INDUSTRIALES LIMITADAS, DE LAS CUALES LA MÁS IMPORTAN-
TE FUE EL SISTEMA THURY QUE CONSISTIA DE CONECTAR EN SERIE --
VARIOS GENERADORES DE CORRIENTE CONTINUA CON EXCITACIÓN SERIE,
FUNCIONANDO A CORRIENTE CONSTANTE, PARA OBTENER LA TENSIÓN -
DE TRANSMISIÓN REQUERIDA POR LA CARGA, QUE CONSISTÍA EN MOTO-
RES SERIE CONECTADOS TAMBIÉN EN SERIE.

CON EL INVENTO DEL TRANSFORMADOR POR GAULAR Y GIBBS EN -
1883 SE HIZO POSIBLE LA ELEVACIÓN EFICIENTE Y ECONÓMICA-
DE LA TENSIÓN UTILIZANDO SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA.
POR ESTA RAZÓN EL SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA DESPLAZÓ
AL DE CORRIENTE CONTINÚA EN LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A GRANDES DISTANCIAS.

ACTUALMENTE MÁS DEL 90% DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZA-
DA EN LA INDUSTRIA Y POR LOS PARTICULARES SE PRODUCE EN
FORMA DE CORRIENTE ALTERNA.

1.2 SISTEMA ELECTRICO

EL GRADO DE DESARROLLO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA PARA LA REALIZACIÓN DE ALGÚN TRABAJO ES UNA DE LAS MEDIDAS DEL PROGRESO INDUSTRIAL DE UN PAÍS, POR LO TANTO LAS REDES ELÉCTRICAS SON LAS HERRAMIENTAS MÁS PODEROSAS A UTILIZAR EN LA TRANSFORMACIÓN Y EL TRANSPORTE DE LA ENERGÍA.

LAS REDES ELÉCTRICAS SE COMPONEN DE TRES PARTES PRINCIPALES:

- CENTRALES GENERADORAS
- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

LA FIGURA 1.1 MUESTRA UN DIAGRAMA DONDE SE PUEDEN OBSERVAR LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

EN GENERAL LAS CENTRALES GENERADORAS SE LOCALIZAN EN LUGARES ALEJADOS DE LOS CENTROS DE CONSUMO Y SE CONECTAN A ÉSTOS A TRAVÉS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN; DE MODO QUE LA TENSIÓN SE ELEVA A LA SALIDA DE LOS GENERADORES PARA REALIZAR LA TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA; YA EN LA PROXIMIDAD DE LOS CENTROS DE CONSUMO LA TENSIÓN SE REDUCE A NIVE-

LES QUE PUEDAN MANEJARSE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN. FINALMENTE EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEBE REALIZARSE CON LAS CARACTERÍSTICAS DE: CONTINUIDAD, REGULACIÓN DE TENSION Y CONTROL DE LA FRECUENCIA REQUERIDOS LO CUAL ES UN REFLEJO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.

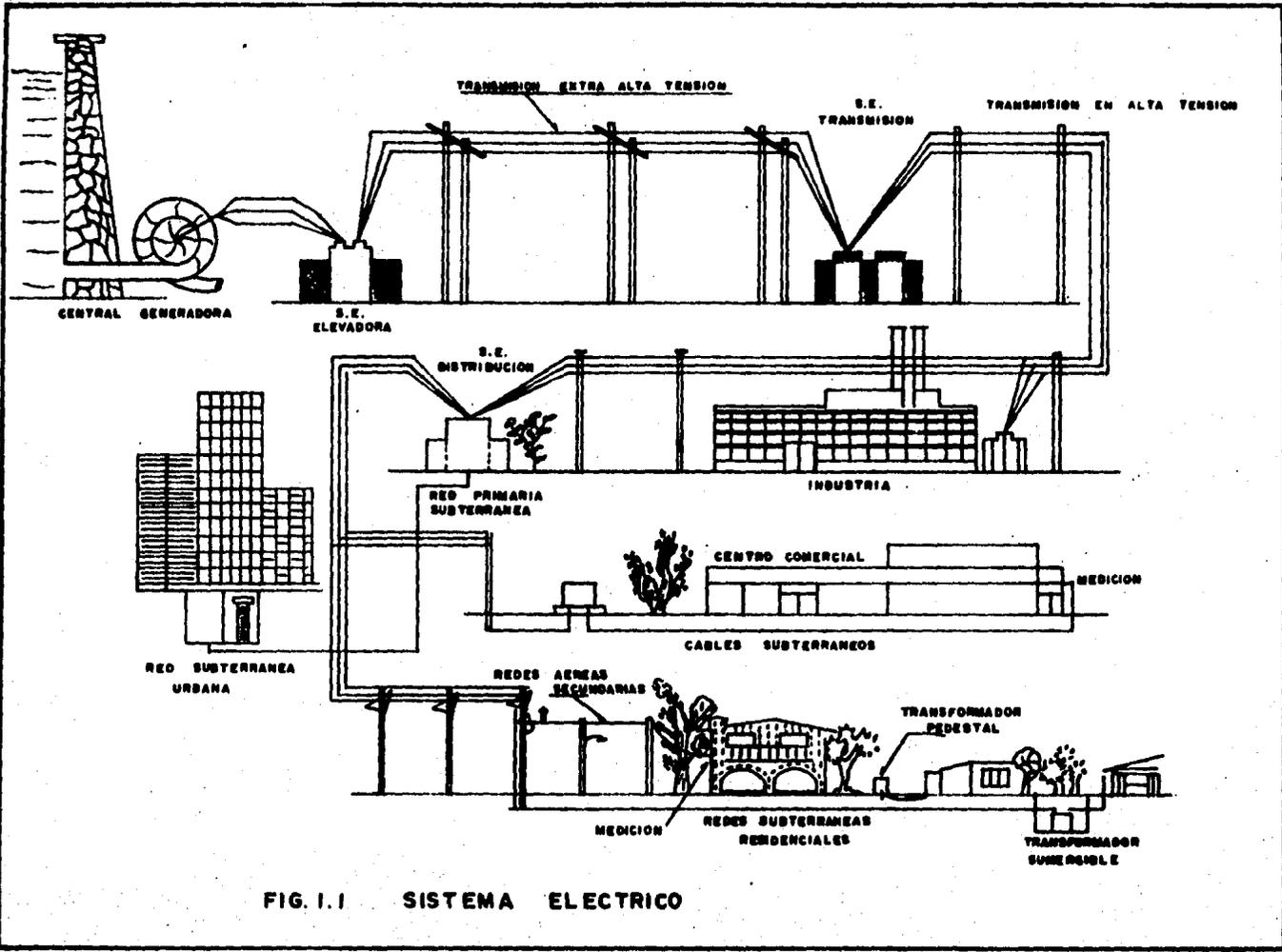


FIG. 1.1 SISTEMA ELECTRICO

1.3 PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE ENERGIA ELECTRICA.

1.3.1 CENTRAL GENERADORA

SE DEFINE A LA CENTRAL GENERADORA COMO UN CONJUNTO DE ELEMENTOS DESTINADOS A CONVERTIR EN ENERGÍA ELÉCTRICA PARTE DE LA ENERGÍA QUE EXISTE EN CUALQUIERA DE LAS FUENTES CONOCIDAS.

UN DÍAGRAMA SIMPLIFICADO DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA ES EL QUE NOS MUESTRA LA FIGURA 1.2.

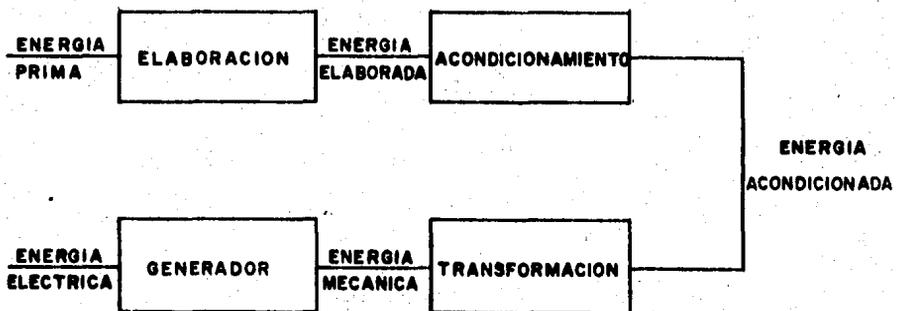


FIG. 1.2 DIAGRAMA DE UNA CENTRAL ELECTRICA.

CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS GENERADORAS

LAS CENTRALES GENERADORAS SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LA ENERGÍA PRIMA QUE UTILICEN Y ESTA CLASIFICACIÓN SE OBSERVA A CONTINUACIÓN.

A) PLANTAS HIDROELÉCTRICAS

CONVENCIONALES

- AGUA CORRIENTE
- CONVENCIONAL
(CON VASO DE ALMACENAMIENTO)

MAREMOTRICES

B) PLANTAS THERMOELÉCTRICAS

- VAPOR
- GAS
- OTRAS

C) PLANTAS NUCLEOELÉCTRICAS

- POR FISIÓN
- POR FUSIÓN

1.3.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

ESTE SISTEMA SIRVE DE UNIÓN ENTRE LAS UNIDADES GENERADORAS Y LOS CENTROS DE CONSUMO, UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ES EL QUE TRANSMITE GRANDES VOLUMENES DE ENERGÍA CON PÉRDIDAS MUY PEQUEÑAS, LAS TENSIONES QUE UTILIZA SON ENTRE 69 Y 400 KV.

ESTAS LÍNEAS CASI SIEMPRE SON DE CIENTOS DE KILOMETROS Y PRECISAMENTE SU CLASIFICACIÓN EN LÍNEAS CORTAS, MEDIAS Y LARGAS-ESTA DADA POR SU LONGITUD.

1.3.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN

ESTAS REDES GENERALMENTE INCLUYEN A LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN Y SIRVEN DE ENLACE ENTRE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y EL USUARIO, SU FUNCIÓN ES REDUCIR EL VOLTAJE A VALORES QUE PERMITAN REALIZAR LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA, EN FORMA ECONÓMICA, A LOS CENTROS DE CONSUMO.

1.4 SISTEMAS DE DISTRIBUCION

LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TIENEN, COMO FUNCIÓN SUMINISTRAR A LOS CONSUMIDORES LA ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA EN LAS CENTRALES GENERADORAS Y TRANSPORTADA POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN HASTA LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INVOLUCRA LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS QUE PARTEN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN, LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA REDUCIR LA TENSIÓN AL VALOR DE UTILIZACIÓN PARA LOS CLIENTES, Y LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS HASTA LA ENTRADA A LA INSTALACIÓN DEL CONSUMIDOR.

LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS USUALMENTE SON TRIFÁSICOS DE 3 Ó 4 HILOS; LAS DERIVACIONES DE LA ALIMENTACIÓN TRONCAL PUEDEN SER TRIFÁSICAS O MONOFÁSICAS. LAS TENSIONES ENTRE LOS HILOS VARÍAN SEGÚN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE 2.5 KV A 35 KV. LAS TENSIONES MÁS BAJAS CORRESPONDEN A INSTALACIONES ANTIGUAS; LA TENDENCIA ACTUAL ES LA DE UTILIZAR TENSIONES DE LA CLASE 15 KV O SUPERIOR. EN MÉXICO LAS TENSIONES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA MÁS UTILIZADAS, SON 13.2 KV Y 23 KV.

GENERALMENTE LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS SON TRIFÁSICOS DE 4 HILOS DE 115 V A 127 V ENTRE FASE Y NEUTRO Y DE 220 V A 240 V

ENTRE FASES.

1.4.1 SUBESTACIÓN DE POTENCIA

ESTAS SE ENCUENTRAN ADYACENTES A LA CENTRAL ELÉCTRICA, Y MODIFICAN LOS PARÁMETROS DE LA POTENCIA SUMINISTRADA POR LOS GENERADORES PARA PERMITIR LA TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN, DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A ÉSTE. LOS GENERADORES PUEDEN SUMINISTRAR LA POTENCIA A UNA TENSIÓN QUE SE ENCUENTRA ENTRE 5 Y 25 KV Y LA TRANSMISIÓN, DEPENDIENDO DEL VOLUMEN DE ENERGÍA Y LA DISTANCIA SE PUEDE EFECTUAR A UNA TENSIÓN DE: 69,85, 115, 138, 230 Ó 400 KV; EN ALGUNOS PAÍSES YA SE EMPLEAN TENSIONES DE TRANSMISIÓN DE 765, 800 Y HASTA 1200 KV EN CORRIENTE ALTERNA. FINALMENTE LA SUBESTACIÓN ELEVADORA INTERCONECTA LA CENTRAL GENERADORA CON LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

1.4.2 SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

ESTAS SUBESTACIONES SON POR LO GENERAL ALIMENTADAS DESDE EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN Y SUMINISTRAN ENERGÍA ELÉCTRICA A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN A TENSIONES COMPRENDIDAS ENTRE 34.5 Y 69 KV.

LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN SE PUEDEN CLASIFICAR POR EL TIPO DE INSTALACIÓN EN:

SUBESTACIÓN TIPO INTEMPERIE. ESTAS SUBESTACIONES - SE CONSTRUYEN EN LUGARES DONDE EL EQUIPO SE ENCUEN - TRA A LA INTEMPERIE POR LO QUE REQUIEREN EN SU DISE - ÑO, APARATOS Y DISPOSITIVOS QUE OPEREN SATISFACTORIA MENTE EN CONDICIONES ATMOSFÉRICAS (LLUVIA, VIENTO, - NIEVE E INCLEMENCIAS AMBIENTALES DIVERSAS).

SUBESTACIÓN TIPO INTERIOR.- EN ESTE TIPO DE SUBESTA CIONES LOS APARATOS Y EQUIPOS EMPLEADOS ESTÁN DISEÑA DOS PARA OPERAR EN INTERIORES.

SUBESTACIÓN TIPO BLINDADO.- EN ESTAS SUBESTACIONES -- LOS APARATOS Y LAS MÁQUINAS SE ENCUENTRAN MUY PROTE - GIDOS, EL ESPACIO EMPLEADO ES MUY REDUCIDO EN COMPARA CIÓN A LAS CONSTRUCCIONES DE SUBESTACIONES CONVENCIO - NALES, NORMALMENTE SE USAN EN EL INTERIOR DE FÁBRICAS, HOSPITALES, AUDITORIOS, EDIFICIOS Y CENTROS COMERCIA - LES QUE DISPONEN DE POCO ESPACIO PARA ESTAS INSTALA - CIONES.

1.4.3 ALIMENTADORES PRIMARIOS

SON LOS ALIMENTADORES QUE PARTEN DE LAS SUBESTACIONES DE DIS - TRIBUCIÓN, GENERALMENTE ESTÁN CONSTITUIDOS POR LÍNEAS AÉREAS

SOBRE POSTES Y ALIMENTAN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, QUE TAMBIÉN ESTÁN MONTADOS SOBRE POSTES.

1.4.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

EL TRANSFORMADOR ES LA PARTE MÁS IMPORTANTE DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN POR LA FUNCIÓN QUE REALIZA DE TRANSFERIR LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE UN CIRCUITO A OTRO QUE POR LO GENERAL SON DE DIFERENTE TENSIÓN Y SOLO ESTÁN ACOPLADOS MAGNETICAMENTE.

1.4.5 REDES SECUNDARIAS Y ACOMETIDAS

LAS REDES SECUNDARIAS SON EL ÚLTIMO ESLABÓN DE LA CADENA ENTRE LA ESTACIÓN GENERADORA Y LOS CONSUMIDORES. ESTOS --CIRCUITOS SECUNDARIOS CONECTAN EL SECUNDARIO DE CADA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN A LOS SERVICIOS ALIMENTADOS POR ESE TRANSFORMADOR.

LAS ACOMETIDAS SON EL ESLABÓN QUE UNE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON EL SERVICIO. LA SELECCIÓN DEL NÚMERO DE FASES Y EL CALIBRE DEL CONDUCTOR SE SELECCIONARÁ DE ACUERDO AL VALOR DE LA DEMANDA MÁXIMA ESTIMADA.

1.5 ESTRUCTURAS TÍPICAS EMPLEADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

EL TÉRMINO ESTRUCTURA SE APLICA EN LA FORMA ORDENADA Y ORGANIZADA EN LA CUAL SON REUNIDOS TODOS LOS ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA RED.

LAS ESTRUCTURAS DE REDES CUANDO MÁS SIMPLES SEAN DARÁN UN MEJOR CONOCIMIENTO DEL ESTADO DE LA RED, LO CUAL PERMITIRÁ UNA RÁPIDA LOCALIZACIÓN DE FALLAS.

EL CONSUMIDOR SIEMPRE ESPERA QUE EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN-SUBTERRÁNEO O AÉREO QUE DA SERVICIO A SU HOGAR, OFICINA O INDUSTRIA SEA CONFIABLE. PERO COMO LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NO PUEDEN LLEGAR A SER CONFIABLES EN UN 100% ESTOS DEBEN SER EJECUTADOS Y DISEÑADOS EN BASE A TODOS O VARIOS DE LOS PROPOSITOS SIGUIENTES:

- A) SEGURIDAD
- B) REPARACIÓN RÁPIDA DE FALLAS
- C) RÁPIDA LOCALIZACIÓN DE FALLAS
- D) SECCIONAMIENTO MANUAL O AUTOMÁTICO DE FALLAS
- E) RESTAURACIÓN MANUAL O AUTOMÁTICA DEL SERVICIO A LOS CONSUMIDORES NO AFECTADOS.

UNA APLICACIÓN TÍPICA DE ESTA ESTRUCTURA ES EN LAS REDES -- QUE ALIMENTAN A FRACCIONAMIENTOS RESIDENCIALES, EN ZONAS EXTENDIDAS CON ALTA DENSIDAD DE CARGA (15 A 20 MVA/KM²) Y -- CON FUERTES TENDENCIAS DE CRECIMIENTO. ES ADAPTABLE TANTO A CARGAS CONCENTRADAS COMO A CARGAS REPARTIDAS. ESTE TIPO DE RED ES EL MÁS USADO DEBIDO A SU BAJO COSTO Y SIMPLICIDAD CON LA DESVENTAJA QUE AL FALLAR EN CUALQUIER DE SUS COMPONENTES SE PROVOCARÁ UNA INTERRUPCIÓN EN EL SERVICIO.

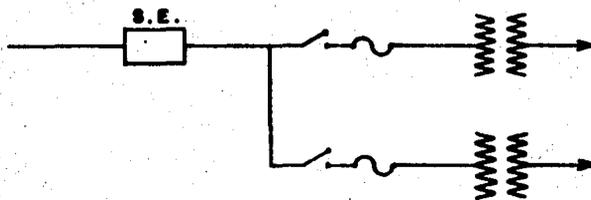


FIG. 1.4 ALIMENTADOR RADIAL BÁSICO, SIRVIENDO CARGAS ATRAVÉS DE FUSIBLES QUE PROTEGEN LOS TRANSFORMADORES.

1.5.2 ESTRUCTURA EN ANILLO

ESTE SISTEMA CONSISTE DE UN ALIMENTADOR QUE SALE DE LA S.E. - DE DISTRIBUCIÓN Y LLEGA A LA ZONA POR ALIMENTAR DONDE ES SECCIONADO PARTIENDO CADA RAMAL A UN CENTRO DE CARGA, DE ÉSTE - PARA LLEGAR A OTRO Y ASI SUCESIVAMENTE HASTA ALIMENTAR TODOS LOS CENTROS DE CARGA, CERRÁNDOSE EL ANILLO EN OTRO PUNTO DE SECCIONAMIENTO DONDE EL ANILLO ES REFORZADO POR OTRO ALIMENTADOR.

EL ANILLO TRABAJA NORMALMENTE ABIERTO EN SU PUNTO CENTRAL.

POR LO GENERAL CADA CENTRO DE CARGA ESTA CONSTITUIDO POR - - TRANSFORMADORES DEBIDAMENTE INSTALADOS. AL PRINCIPIO DE LAS TRONCALES HAY INTERRUPTORES QUE PROTEGEN TODO EL ALIMENTADOR Y EN CASO DE FALLA OPERAN ÉSTOS. LA FALLA ES AISLADA CON LOS DESCONECTADORES A CADA LADO DE LA MISMA Y UNA VEZ EFECTUADO-- ÉSTO, EL ALIMENTADOR PUEDE SER NORMALIZADO. EN CASO DE UNA - FALLA EN EL TRONCAL EL TOTAL DE LA CARGA PUEDE SER LLEVADO -- POR EL OTRO ALIMENTADOR CERRANDO EL ANILLO Y ABRIENDO EL DESCONECTADOR INSTALADO AL FINAL DEL TRONCAL DAÑADO.

ESTE TIPO DE ESTRUCTURA SE RECOMIENDA PARA ZONAS CON DENSIDAD DE CARGA DE 5 A 15 MVA/KM² Y EN PARTICULAR PARA CONJUNTOS HABITACIONALES Y ZONAS URBANAS DE UNIDADES EN LAS QUE LAS SUB-

ESTACIONES FUENTES ESTÁN FUERA DE LA ZONA DE DEMANDA.

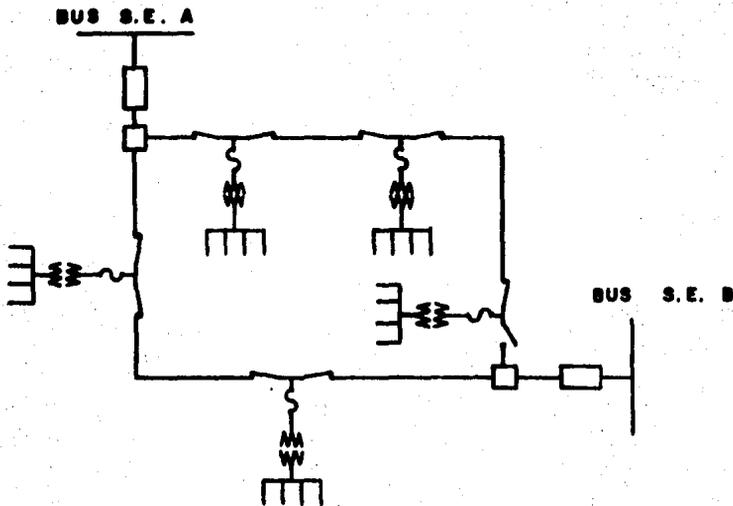


FIG. 1.8 ESTRUCTURA EN ANILLO.

1.5.3. SELECTIVO PRIMARIO.

SE LE DENOMINA ESTRUCTURA SELECTIVA PRIMARIA AL ARREGLO QUE CONTIENE LA FLEXIBILIDAD DE SELECCIONAR EL ALIMENTADOR EN EL LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR. ESTA ESTRUCTURA CONTIENE DOBLE ALIMENTACIÓN EN LA CUAL UNA DE ELLAS PERMANECE NORMALMENTE CERRADA, PERMITIENDO EL FLUJO DE CORRIENTE AL TRANSFORMADOR MEDIANTE UN DISPOSITIVO INTERRUPTOR QUE, A SU VEZ PERMITE EN CASO DE FALLA EN LA ALIMENTACIÓN SE REALICE LA CIRCULACIÓN DE LA CORRIENTE POR EL ALIMENTADOR QUE EN UN MOMENTO DADO PERMANECE NORMALMENTE ABIERTO. SIENDO MOMENTÁNEA LA DURACIÓN DE LA FALLA, ACORDE AL TIEMPO DE CAMBIO DEL INTERRUPTOR.

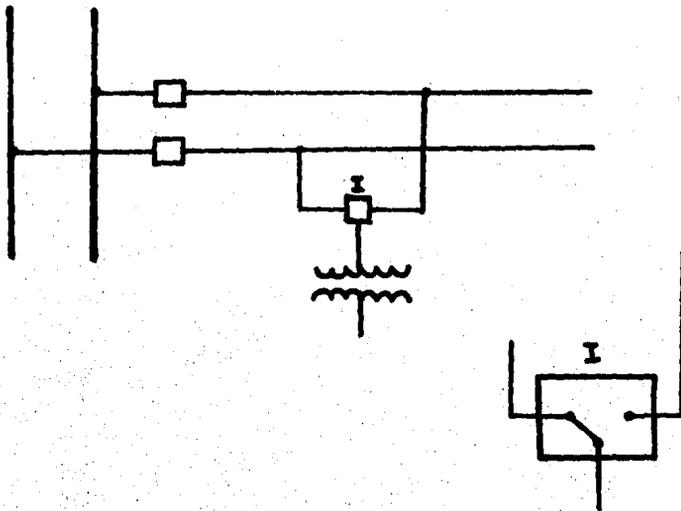


Fig. (1.6)

1.5.4. SELECTIVO SECUNDARIO.

EN ESTE TIPO DE ESTRUCTURA LO SELECTIVO SE ENCUENTRA DEL LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR. (SUMINISTRO A LA CARGA). ES DECIR CUENTA CON DOS Ó MÁS TRANSFORMADORES DISTRIBUIDORES DE LA CARGA QUE SE ENCUENTRAN INTERCONECTADOS EN EL LADO SECUNDARIO POR UN DISPOSITIVO INTERRUPTOR QUE PERMANECE NORMALMENTE ABIERTO Y EN CASO DE OCURRIR UNA FALLA EN EL SUMINISTRO DE ALGÚN TRANSFORMADOR ÉSTE INTERRUPTOR DEBERÁ OPERAR PARA CERRARSE PERMITIENDO LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO MEDIANTE UN SOLO TRANSFORMADOR EL CUAL DEBERÁ SOPORTAR LA CARGA ADICIONAL ASIGNADA DEBIDO A LA FALLA.

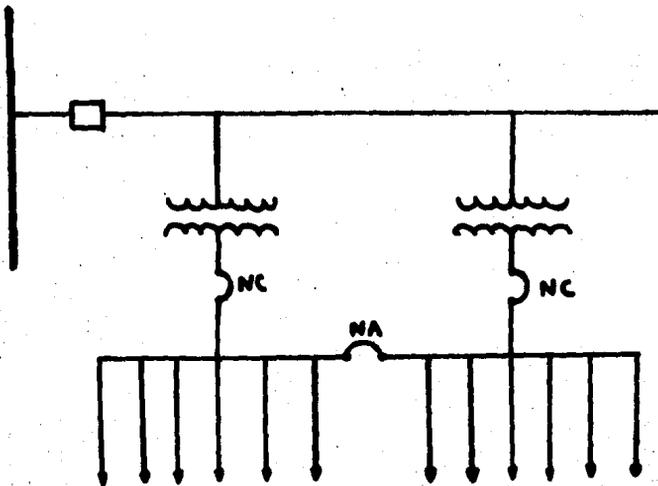


FIG. (1.7)

1.5.5 MALLA SECUNDARIA

ESTE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE UTILIZA EN ZONAS URBANAS DE GRAN DENSIDAD DE CARGA Y PROPORCIONA UN GRADO DE CONTINUIDAD DE SERVICIO MUY ELEVADO. LA RED SECUNDARIA ESTA CONSTITUÍDA POR ALIMENTADORES SECUNDARIOS TRIFÁSICOS DE CUATRO HILOS, IN TERCONECTADOS FORMANDO UNA MALLA, SIGUIENDO EL TRAZADO DE LAS CALLES DE LA ZONA URBANA A LA QUE LE SUMINISTRA LA ENERGÍA - ELÉCTRICA Y DE LA QUE DERIVAN LOS SERVICIOS A LOS CONSUMIDORES.

LA RED SECUNDARIA SE ALIMENTA POR VARIOS ALIMENTADORES PRIMARIOS TRIFÁSICOS RADIALES, PROCEDENTES DE UNA MISMA SUBESTACIÓN, A TRAVÉS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS, CONECTADOS DEL LADO DE BAJA TENSIÓN A LOS NODOS DE LA RED SECUNDARIA. ESTOS TRANSFORMADORES ESTÁN CONECTADOS AL ALIMENTADOR PRIMARIO CORRESPONDIENTE POR UNA SIMPLE CUCHILLA DESCONECTADORA Y A LA RED SECUNDARIA POR UN PROTECTOR DE RED, QUE ES UN INTERRUPTOR EN AIRE OPERADO AUTOMÁTICAMENTE POR UN RELEVADOR PRINCIPAL DIRECCIONAL Y UN RELEVADOR AUXILIAR DE FASE.

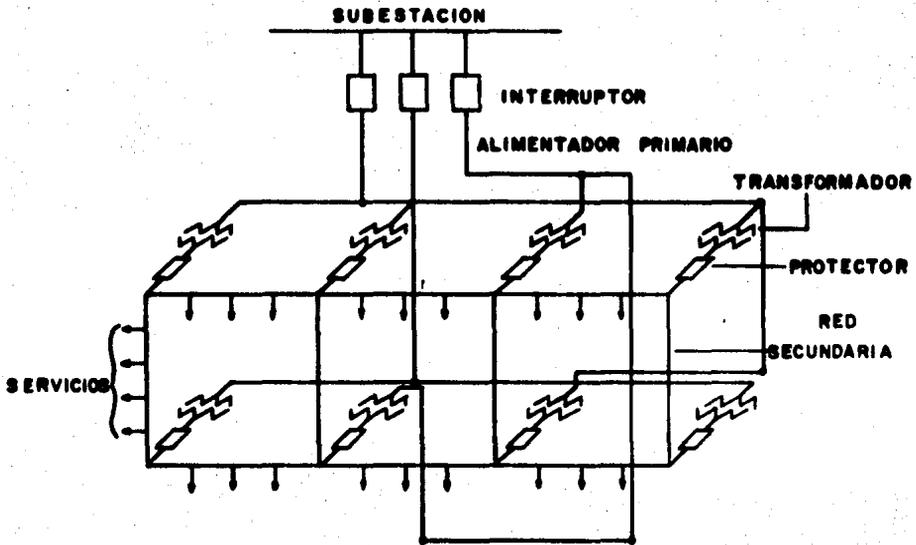


FIG. 1.8 SISTEMA DE DISTRIBUCION MALLA SECUNDARIA
(DIAGRAMA UNIFILAR).

TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

CAPITULO 2

2.1.- GENERALIDADES.

2.1.1.- EL TRANSFORMADOR.

UN TRANSFORMADOR ES UN DISPOSITIVO ELÉCTRICO ESTÁTICO CUYA - FUNCIÓN PRINCIPAL ES EL ELEVAR Ó DISMINUIR LA TENSIÓN, ES DE CIR, TRANSFORMA VALORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE POR INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA; ASÍ TRANSFIERE ENERGÍA A UNO O MÁS CIRCUITOS DE LA MISMA FRECUENCIA. CONSISTE BÁSICAMENTE DE UN CIRCUITO MAGNÉTICO CERRADO SOBRE SI MISMO FORMANDO UNA MALLA, - ENLAZANDO AL CIRCUITO HAY DOS BOBINAS DE MATERIAL CONDUCTOR- QUE SON LOS DEVANADOS, UNO DE ELLOS ES CONECTADO A LA FUENTE DE VOLTAJE (DEVANADO PRIMARIO) Y EL OTRO (DEVANADO SECUNDA-- RIO) ES CONECTADO A LA CARGA A LA QUE SE DESEA SUMINISTRAR - ENERGÍA ELÉCTRICA. (VER FIG. 2.1.)

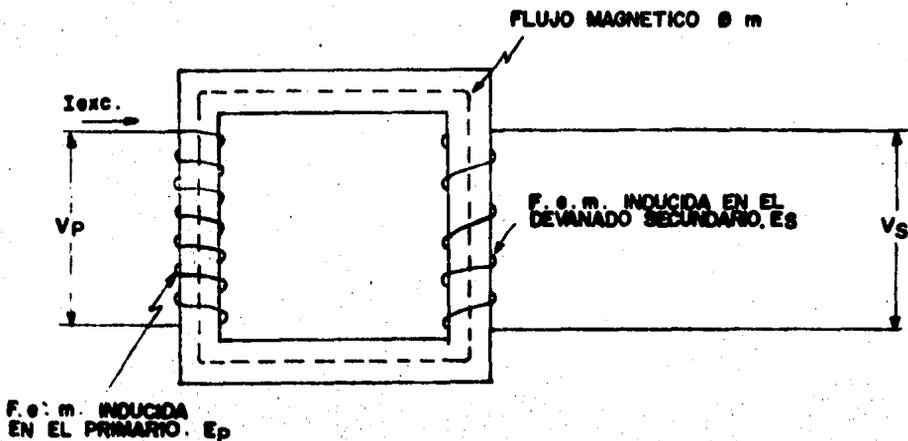


FIG. (2.1.)

2.1.2.- DIAGRAMAS REPRESENTATIVOS.

UNA FORMA SIMPLIFICADA DE PRESENTAR UN TRANSFORMADOR ES EL -
DIAGRAMA REPRESENTATIVO DEL MISMO. LOS DIAGRAMAS PERMITEN -
REPRESENTAR EN PLANOS Y PROYECTOS ELÉCTRICOS AL TRANSFORMA--
DOR ELÉCTRICO.

LOS DIAGRAMAS O FORMAS DE REPRESENTACIÓN MÁS EMPLEADOS POR -
LOS AUTORES Y PUBLICACIONES SON LOS QUE SE MUESTRAN A CONTI--
NUACIÓN.

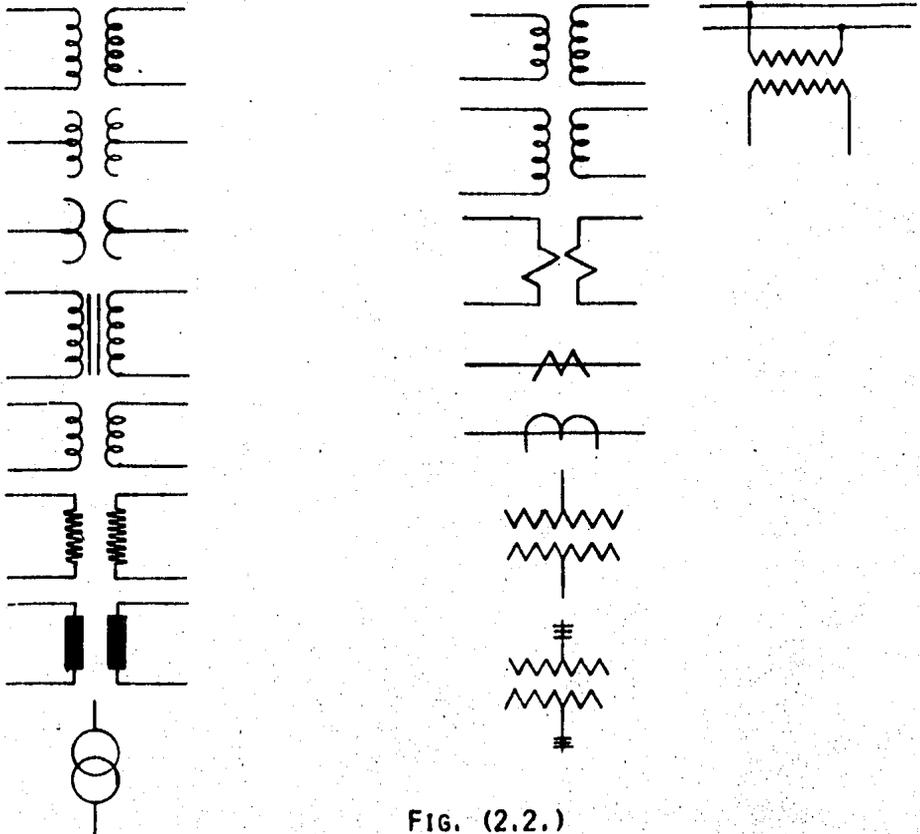


FIG. (2.2.)

2.1.3.- PRINCIPIO FUNDAMENTAL DE OPERACIÓN.

EL TRANSFORMADOR FUNCIONA SEGÚN EL PRINCIPIO DE INDUCCIÓN MUTUA ENTRE DOS (O MÁS) BOBINAS O CIRCUITOS ACOPLADOS INDUCTIVAMENTE. DICHO DE OTRA MANERA, CUANDO SE COLOCAN DOS BOBINAS CERCANAS UNA DE LA OTRA Y A UNA DE ELLAS LE APLICAMOS UNA CORRIENTE ALTERNA, ÉSTA CORRIENTE ORIGINARÁ UNA IMANTACIÓN VARIABLE LA CUAL PRODUCIRÁ, EN LA OTRA BOBINA, UNA CORRIENTE ALTERNA.

EL PRIMARIO DE UN TRANSFORMADOR ES UN ARROLLAMIENTO DEVANADO SOBRE UN CIRCUITO MAGNÉTICO. LA RESISTENCIA DE ESTE DEVANADO NORMALMENTE ES DE PEQUEÑO VALOR, ENTONCES LA FUERZA CONTRAELECTROMOTRIZ QUE SE PRESENTA ES UN VOLTAJE PRODUCIDO POR LA ACCIÓN DEL FLUJO EN LAS ESPIRAS PRIMARIAS. EL VALOR INSTANTÁNEO DE LA FUERZA CONTRAELECTROMOTRIZ ES:

CONSIDERANDO QUE LA RESISTENCIA EN EL DEVANADO PRIMARIO ES CERO, EL VALOR INSTANTÁNEO DEL VOLTAJE APLICADO "Vp" ES IGUAL A "Ep" ES DECIR:

$$E_p = -N_p \frac{d\phi}{dt} \times 10^{-8} \quad [\text{VOLTS. }] \quad - \quad - \quad - \quad (2.1.)$$

DONDE:

"Np" ES EL NÚMERO DE ESPIRAS DEL DEVANADO PRIMARIO.

ϕ ES EL VALOR INSTANTÁNEO DEL FLUJO EN EL CIRCUITO MAGNÉTICO.

SI EL VOLTAJE APLICADO ES SENOIDAL, ES DECIR DE LA FORMA ---
"VP = VP MÁX SEN WT", ENTONCES EL FLUJO TAMBIÉN ES SENOIDAL,
ES DECIR:

$$V_P = N_P \frac{D\phi}{DT} \times 10^{-8} \text{ [VOLTS] } - - - - (2.2.)$$

DONDE:

$$\begin{aligned} \phi &= \phi \text{ MÁX SEN WT} & W &= 2\pi F \\ V_P &= V_P \text{ MÁX SEN } 2\pi FT & \phi &= \phi \text{ MÁX SEN } 2\pi FT \end{aligned}$$

ENTONCES:

$$E_P = N_P \frac{D}{DT} (\phi \text{ MÁX SEN } 2\pi FT) \times 10^{-8} \text{ [VOLTS] } - - - (2.3.)$$

DERIVANDO:

$$E_P = N_P \phi \text{ MÁX COS } 2\pi FT \times 2\pi F \times 10^{-8} \text{ [VOLTS] } - - - - (2.4.)$$

DIVIDIENDO EL MÁXIMO VALOR DE LA EC. (24) ENTRE $\sqrt{2}$ PARA OBTENER EL VALOR CUADRÁTICO MEDIO SE TIENE:

$$E_p = N_p \frac{2\pi}{\sqrt{2}} F \phi \text{ MÁX} \times 10^{-8} \text{ [VOLTS]} \text{ --- (2.5)}$$

DE ACUÍ:

$$E_p = 4.44 F N_p \phi \text{ MÁX} \times 10^{-8} \text{ [VOLTS]} \text{ ----- (2.6.)}$$

EN LA FIGURA 2.3. SE ILUSTRA EL DIAGRAMA VECTORIAL DE ESTA RELACIÓN:

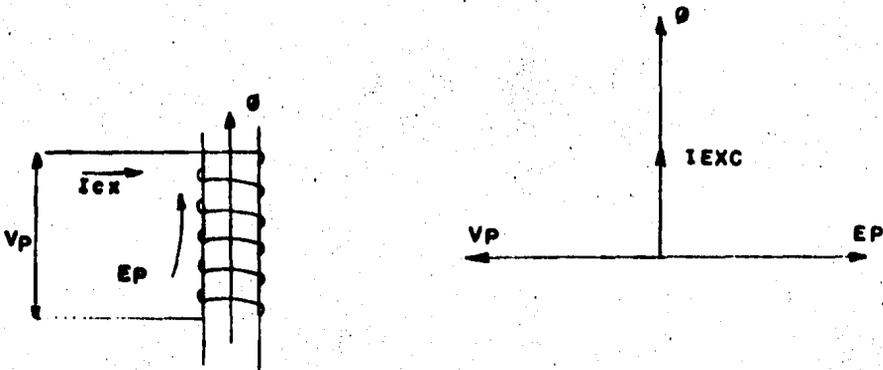


FIG. (2.3)

AL CONSIDERAR EL CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR COMPLETO SE OBTIENE TAMBIÉN UNA FUERZA ELECTROMOTRIZ INDUCIDA EN EL SECUNDARIO.

LA ECUACIÓN (2.6) RECIBE EL NOMBRE DE ECUACION GENERAL DEL TRANSFORMADOR Y SE APLICA POR IGUAL A LOS VOLTAJES INDUCIDOS EN EL PRIMARIO Y/O EL SECUNDARIO, ES DECIR:

$$E_P = 4.44 F N_P \phi \text{ MÁX. } \times 10^{-8} \text{ [VOLTS]} \text{ - - - - - (2.7)}$$

$$E_S = 4.44 F N_S \phi \text{ MÁX. } \times 10^{-8} \text{ [VOLTS]} \text{ - - - - - (2.8)}$$

DONDE: N_P = NÚMERO DE ESPIRAS DEL DEVANADO PRIMARIO.
 N_S = NÚMERO DE ESPIRAS DEL DEVANADO SECUNDARIO.

DIVIDIENDO LAS ECS. (2.6) Y (2.8):

$$\frac{E_P}{E_S} = \frac{4.44 F N_P \phi \text{ MÁX. } \times 10^{-8}}{4.44 F N_S \phi \text{ MÁX. } \times 10^{-8}} \text{ - - - - - (2.9)}$$

$$\frac{E_P}{E_S} = \frac{N_P}{N_S} \text{ - - - - - (2.10)}$$

LA ECUACIÓN (2.10) RECIBE EL NOMBRE DE "RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN" E INDICA QUE LOS VOLTAJES INDUCIDOS, PRIMARIO Y SECUNDARIO, SE RELACIONAN ENTRE SÍ POR EL NÚMERO DE ESPIRAS DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO.

EL TRANSFORMADOR ES UN DISPOSITIVO ELÉCTRICO QUE TIENE ALTA EFICIENCIA YA QUE LAS ÚNICAS PÉRDIDAS SE PRESENTAN EN LOS DEVANADOS ($R I^2$) Y EN EL NÚCLEO (PÉRDIDA POR HISTÉRESIS Y POR CORRIENTES PARÁSITAS).

SI LA POTENCIA DE ENTRADA EN EL TRANSFORMADOR FUERA IGUAL A LA DE LA SALIDA (RENDIMIENTO DEL 100%) Y LAS CAÍDAS DE VOLTAJE DESPRECIABLES, ENTONCES:

$$E_P I_P \cos \varphi_P = E_S I_S \cos \varphi_S \quad \text{--- (2.11)}$$

EN GENERAL:

$$\cos \varphi_P \approx \cos \varphi_S \quad \text{--- (2.12)}$$

POR LO TANTO PODEMOS HACER LA APROXIMACIÓN:

$$E_P \times I_P = E_S \times I_S; \quad \frac{E_P}{E_S} = \frac{I_S}{I_P}$$

Y COMO:

$$\frac{E_P}{E_S} = \frac{N_P}{N_S} = \frac{I_S}{I_P} ; \quad \frac{N_P}{N_S} = \frac{I_S}{I_P}$$

A LAS RELACIONES ANTERIORES DE VOLTAJE, CORRIENTE Y NÚMERO DE ESPIRAS DE LA ECUACIÓN ANTERIOR SE LE CONOCE TAMBIÉN COMO "RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN" Y SE REPRESENTA POR LA LETRA -- "A" ES DECIR:

$$A = \frac{N_P}{N_S} = \frac{E_P}{E_S} = \frac{I_S}{I_P} \text{ - - - - - (2.13)}$$

COMO LOS VOLTAJES DE ENTRADA "V_P" Y SALIDA "V_S" SON CASI IGUALES A LOS RESPECTIVOS VOLTAJES INDUCIDOS, LA RELACIÓN DE VOLTAJES TERMINALES "V_P/V_S" FRECUENTEMENTE ES LLAMADA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

EJEMPLO:

EL DEVANADO PRIMARIO DE UN TRANSFORMADOR DE 2300 VOLTS. 50 C.P.S., TIENE 4500 ESPIRAS, CALCULAR:

- A) EL FLUJO MUTUO Ø M
- B) EL NÚMERO DE ESPIRAS EN EL DEVANADO SECUNDARIO DE -- 230 VOLTS.

SOLUCIÓN:

DE LA EC. GENERAL DEL TRANSFORMADOR TENEMOS:

$$A) E_P = 4.44 F N_P \phi_M \times 10^{-8} \text{ [VOLTS]}$$

DE AQUÍ:

$$\phi_M = \frac{E_P \times 10^8}{4.44 F N_P} = \frac{2300 \times 10^8}{4.44 \times 50 \times 4500} = 2.06 \times 10^5 \text{ [MAXWELL]}$$

$$B) E_S = 4.44 F N_S \phi_M \times 10^{-8} \text{ [VOLTS]}$$

DE AQUÍ:

$$N_S = \frac{E_S \times 10^8}{4.44 F \phi_M} = \frac{230 \times 10^8}{4.44 \times 50 \times 2.06 \times 10^5}$$

$$N_S = 450 \text{ [ESPIRAS]}$$

2.1.4. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

UN TRANSFORMADOR CONSTA DE NUMEROSAS PARTES; PERO LAS PRINCIPALES SON LAS SIGUIENTES:

- A) NÚCLEO MAGNÉTICO.
- B) BOBINADOS PRIMARIO, SECUNDARIO, TERCIARIO, ETC.

LAS PARTES AUXILIARES SON:

- C) TANQUE, RECIPIENTE O CUBIERTA.
- D) BOQUILLAS TERMINALES.
- E) MEDIO REFRIGERANTE.
- F) CONMUTADORES Y AUXILIARES.
- G) INDICADORES.

- A) EL NÚCLEO CONSTITUYE EL CIRCUITO MAGNÉTICO QUE TRANSFIERE ENERGÍA DE UN CIRCUITO A OTRO Y SU FUNCIÓN PRINCIPAL ES - LA DE CONducir EL FLUJO ACTIVO. ESTÁ SUJETO POR EL HERRAJE O BASTIDOR, SE CONSTRUYE DE LÁMINAS DE ACERO CON 4% DE SILICIO, ESTE TIPO DE LÁMINAS SE EMPLEA POR LAS VENTAJAS- QUE REPRESENTA EN LO REFERENTE A COSTO, FACILIDAD DE MANIPULACIÓN, PÉRDIDAS PEQUEÑAS POR HISTÉRESIS Y POR CORRIENTES CIRCULANTES Y GRAN PERMEABILIDAD A INDUCCIONES MAGNÉ-

TICAS RELATIVAMENTE ALTAS. SUS GRUESOS SON DEL ORDEN DE 0.014 PULG. (0.355 M M) CON UN AISLANTE DE 0.001 PULG. - (0.0254 M M).

- B) LOS DEVANADOS CONSTITUYEN LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACIÓN Y CARGA; PUEDEN SER DE UNA, DOS Ó TRES FASES; Y POR LA CORRIENTE Y NÚMERO DE ESPIRAS, PUEDEN SER DE ALAMBRE DELGADO, GRUESO Ó DE BARRA. LA FUNCIÓN DE LOS DEVANADOS ES CREAR UN CAMPO MAGNÉTICO (PRIMARIO) CON UNA PÉRDIDA DE ENERGÍA MUY PEQUEÑA Y UTILIZAR EL FLUJO PARA INDUCIR UNA FUERZA ELECTROMOTRIZ (SECUNDARIO).
- C) LOS TRANSFORMADORES QUE EMPLEAN COMO MEDIO REFRIGERANTE LOS LÍQUIDOS, DEBEN TENER SU NÚCLEO Y DEVANADOS NECESARIAMENTE ENCERRADOS EN TANQUES QUE EVITEN LAS PÉRDIDAS DEL REFRIGERANTE. ESTOS TANQUES SE CONSTRUYEN DE LÁMINAS O PLACAS DE ACERO SOLDADAS Y PUEDEN TENER FORMA CIRCULAR, OVALADA O RECTANGULAR.
- D) LA BOQUILLA PERMITE EL PASO DE LA CORRIENTE A TRAVÉS DEL TRANSFORMADOR Y EVITA QUE HAYA UN ESCAPE INDEBIDO DE CORRIENTE.
- E) EL MEDIO REFRIGERANTE DEBE SER BUEN CONDUCTOR DE CALOR; PUEDE SER LÍQUIDO (COMO EN LA MAYORIA DE LOS TRANSFORMA-

DORES DE GRAN POTENCIA), SÓLIDO O SEMISÓLIDO. LA ENERGÍA CONVERTIDA EN CALOR EN EL CIRCUITO MAGNÉTICO Y EN LOS DEVANADOS DE UN TRANSFORMADOR SE TRANSMITE AL ACEITE EN EL CUAL ÉSTOS SE HALLAN SUMERGIDOS, ÉSTE A SU VEZ LO TRANSMITE A LOS FLUIDOS QUE SIRVEN PARA ENFRIARLO COMO SON EL AIRE Y EL AGUA.

- F) LOS CONMUTADORES, CAMBIADORES DE DERIVACIONES O TAPS SE EMPLEAN PARA SUPRIMIR O AUMENTAR EL NÚMERO DE VUELTAS O DE BOBINAS DE UN DEVANADO, CON LO QUE SE OBTIENE UN NIVEL MÁS O MENOS ESTABLE DE LA TENSIÓN REQUERIDA. LOS DERIVADORES SON GENERALMENTE COLOCADOS EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN, POR SER ESTE EL DEVANADO EXTERIOR Y CONSECUENTEMENTE LA CONEXIÓN PUEDE HACERSE FÁCILMENTE. LOS DERIVADORES EN EL LADO DE BAJA NO SE RECOMIENDAN, PUES LOS CONDUCTORES SON DE MAYOR SECCIÓN, LLEVANDO POR ELLO UNA CORRIENTE CONSIDERABLE, QUE PODRÍA OCASIONAR ARCOS DURANTE EL CAMBIO. EXISTEN DOS TIPOS DE ELLOS; EL CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA Y EL CAMBIADOR DE DERIVACIONES CON CARGA.
- G) LOS INDICADORES SON DISPOSITIVOS QUE NOS SEÑALAN EL ESTADO DEL TRANSFORMADOR. POR EJEMPLO, EL NIVEL DEL LÍQUIDO, LA TEMPERATURA, PRESIÓN, ETC.

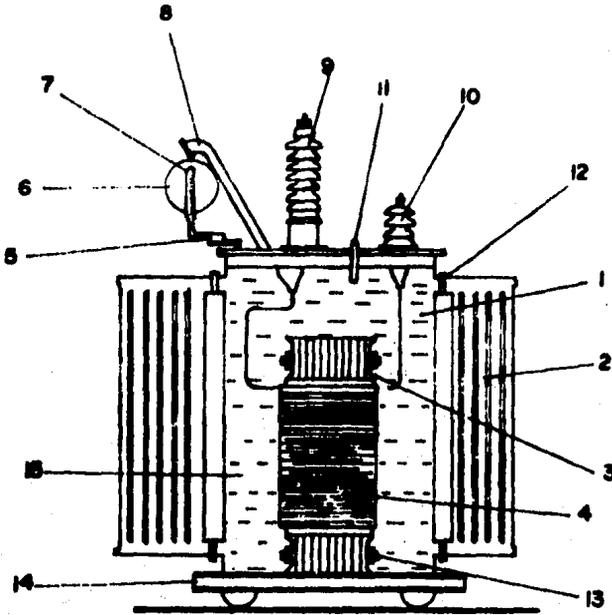


FIG. (2.4)

PARTES ESENCIALES DEL TRANSFORMADOR.

- 1.- TANQUE.
- 2.- TUBOS RADIADORES.
- 3.- NÚCLEO.
- 4.- DEVANADOS.
- 5.- RELÉ DE PROTECCIÓN BUCHHOLZ.
- 6.- TANQUE CONSERVADOR (8 A 10% DEL VOLUMEN DEL TANQUE)

- 7.- INDICADOR DE ACEITE.
- 8.- TUBO DE ESCAPE EN CASO DE EXPLOSIÓN.
- 9.- } BOQUILLAS O AISLADORES DE POTENCIA.
- 10.- }
- 11.- TERMÓMETRO.
- 12.- CONEXIÓN DE LOS TUBOS RADIADORES AL TANQUE.
- 13.- TORNILLOS OPRESORES PARA DAR RÍGIDEZ AL NÚCLEO.
- 14.- BASE DE VOLAR.
- 15.- REFRIGERANTE.

2.1.5.- EL TRANSFORMADOR EN VACÍO.

DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR EN VACÍO.

CONSIDEREMOS UN TRANSFORMADOR QUE TRABAJA EN VACÍO, ES DECIR, SIN NINGUNA CARGA CONECTADA EN SU DEVANADO SECUNDARIO.

EN EL DIAGRAMA VECTORIAL DE LA FIGURA (2.5) E_p ES EL VOLTAJE INDUCIDO EN EL DEVANADO PRIMARIO EN FASE, SE ENCUENTRA EL -- VOLTAJE INDUCIDO EN EL DEVANADO SECUNDARIO E_s (DE MENOR MAGNITUD POR CONSIDERAR QUE ES UN TRANSFORMADOR REDUCTOR) 90° - ATRÁS DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN I_{EXC} Y EN FASE CON ÉSTA- EL FLUJO MUTUO ϕ_m QUE INDUCE LOS VOLTAJES PRIMARIO Y SECUNDA RIO. $-E_p$ ES UN VOLTAJE DE IGUAL MAGNITUD QUE E_p PERO DEFASADO 180° Y ES UNO DE LOS VECTORES COMPONENTES DEL VOLTAJE TER MINAL EN EL PRIMARIO V_p , EN FASE CON $-E_p$ SE ENCUENTRA LA CO RRIENTE $I_{PERD.}$ LA RESULTANTE I_{EXC} Y:

I_0 = ES LA CORRIENTE EN VACÍO DEL TRANSFORMADOR.

$I_{PERD.}$ = CORRIENTE DE PÉRDIDAS DEL CIRCUITO MAGNÉTICO.

$I_0 R_p$ Y $I_0 X_p$, QUE SUMADAS CON $-E_p$ NOS DAN EL VOLTAJE TERMINAL

V_p .

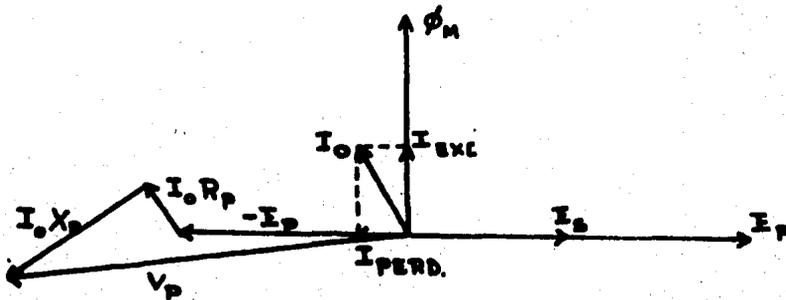


FIG. (2.5)

2.1.6. EL TRANSFORMADOR CON CARGA.

DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR CON CARGA.

SE DICE QUE EL TRANSFORMADOR OPERA CON CARGA (CONSIDERAREMOS PLENA CARGA) CUANDO SU CIRCUITO SECUNDARIO SE CIERRA CON --- CIERTA IMPEDANCIA Z DE TAL MANERA QUE CIRCULA UNA CORRIENTE NOMINAL I_s .

LA CARGA CONECTADA AL TRANSFORMADOR PUEDE TENER FACTOR DE POTENCIA ATRASADO, FACTOR DE POTENCIA UNITARIO O FACTOR DE POTENCIA ADELANTADO. PARA CADA CASO EXISTE UN DIAGRAMA VECTORIAL DEL TRANSFORMADOR.

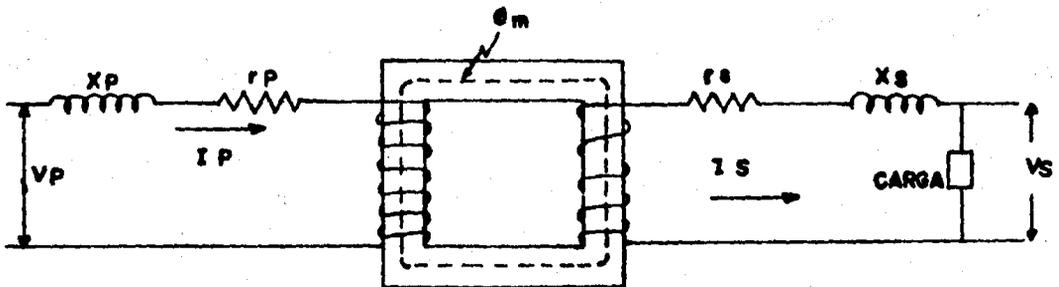
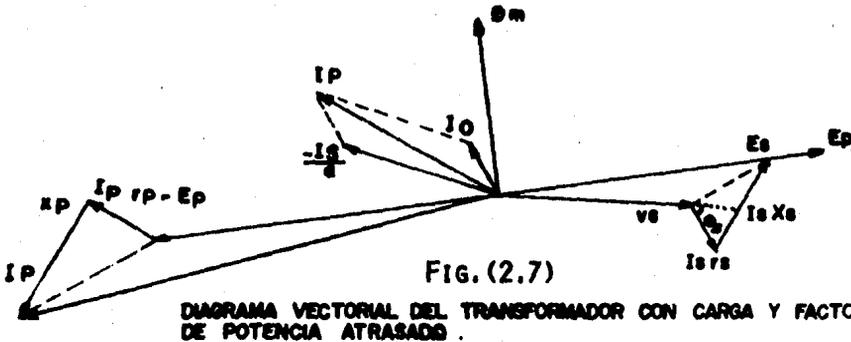


FIG.(2,6)

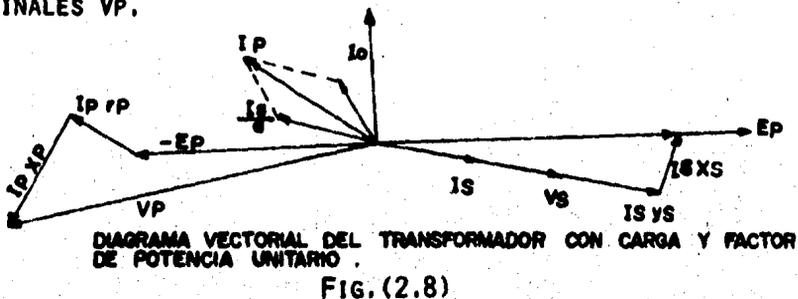
EN LA FIGURA (2,6) V_s ES EL VOLTAJE EN LAS TERMINALES DEL - DEVANADO SECUNDARIO. COMO SE TIENE CARGA CONECTADA CIRCULA - UNA CORRIENTE I_s QUE ORIGINA CAIDAS DE VOLTAJE $I_s R_s$ Y $I_s X_s$,

DEBIDAS A LA RESISTENCIA Y REACTANCIA DEL DEVANADO SECUNDARIO; ESTAS CAIDAS DE VOLTAJE SUMADAS A V_s NOS DAN EL VOLTAJE INDUCIDO E_s , EN FASE SE ENCUENTRA EL VOLTAJE INDUCIDO EN EL DEVANADO PRIMARIO E_p . LA CORRIENTE I_s SE ENCUENTRA ATRASADA UN CIERTO ÁNGULO θ_s RESPECTO AL VOLTAJE V_s .



θ_s ES EL ÁNGULO CUYO COSENO REPRESENTA EL FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA.

PARA OBTENER EL VOLTAJE ENTRE TERMINALES DEL DEVANADO PRIMARIO, DEFASAMOS 180° A E_p Y OBTENEMOS EL VECTOR E_p , QUE ES UNO DE LOS COMPONENTES; ADEMÁS, LA CORRIENTE EN EL PRIMARIO VA A TENER COMO COMPONENTES LA CORRIENTE I_s/A DEFASADA 180° DE I_s Y I_o , ESTA CORRIENTE PRIMARIA I_p DA ORIGEN A CAIDAS DE VOLTAJE $I_p r_p$ Y $I_p x_p$ QUE SUMADAS A $-E_p$ NOS DAN EL VOLTAJE EN TERMINALES V_p .



2.2 CLASIFICACIONES DEL TRANSFORMADOR.

PARA CLASIFICAR TODOS LOS TRANSFORMADORES QUE PRÁCTICAMENTE SE EMPLEAN, PUEDEN SEGUIRSE VARIOS CRITERIOS, POR LO QUE ALGUNAS FORMAS EN DISTRIBUCIÓN SERÁN LAS QUE SE CONSIDEREN A CONTINUACIÓN:

2.2.1. POR EL NÚMERO DE FASES.

LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SE PUEDEN CLASIFICAR POR SU NUMERO DE FASES EN:

- MONOFÁSICO
- TRIFÁSICO
- POLIFÁSICO

LOS CUALES SERÁN DETALLADOS MÁS ADELANTE.

2.2.2. POR SU CONSTRUCCIÓN.

A) FORMA DE SU NÚCLEO

(DISPOSICIÓN DEL CIRCUITO MAGNÉTICO)

COLUMNA: TANTO EL PRIMARIO COMO EL SECUNDARIO ESTÁN REPARTIDOS ENTRE DOS COLUMNAS DE CIRCUITO MAGNÉTICO -

(MONOFÁSICO) Ó ENTRE TRES COLUMNAS DEL CIRCUITO MAGNÉTICO (TRIFÁSICO) EN AMBOS CASOS EL CIRCUITO MAGNÉTICO SE CIERRA EXCLUSIVAMENTE POR LAS DOS CULATAS SUPERIOR E INFERIOR.

ACORAZADO: CARACTERIZADO POR LA EXISTENCIA DE DOS COLUMNAS EXTERIORES, POR LAS QUE SE CIERRA EL CIRCUITO Y QUE ESTÁN DESPROVISTAS DE EMBOBINADO. EN LOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS, LOS DEVANADOS PRIMARIO Y SECUNDARIO SE AGRUPAN EN LA COLUMNA CENTRAL; EL TRANSFORMADOR POR LO TANTO CONSTA DE TRES COLUMNAS. EN LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS, LOS DEVANADOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS ESTÁN MONTADOS GENERALMENTE, EN UN NÚCLEO COMÚN Y POR CONSIGUIENTE EL TRANSFORMADOR CONSTA TAMBIÉN DE TRES COLUMNAS.

B) DISPOSICIONES DE LOS DEVANADOS.

DEVANADOS SEPARADOS:

EN LOS CUALES, LOS DEVANADOS PRIMARIO Y SECUNDARIO ESTÁN MONTADOS EN COLUMNAS DIFERENTES DEL CIRCUITO MAGNÉTICO.

DEVANADOS CONCENTRICOS:

CON LOS DEVANADOS MONTADOS EN LA MISMA COLUMNA; EL DEVA-

NADO DE BAJA TENSIÓN SE DISPONE CASI SIEMPRE EN EL INTERIOR, MÁS PRÓXIMO AL HIERRO, PARA EVITAR EL PELIGRO DE UN ARCO ENTRE EL NÚCLEO Y EL DEVANADO DE ALTA TENSIÓN EL CUAL ESTÁ MÁS EXPUESTO A AVERÍAS QUE EL DEVANADO DE BAJA TENSIÓN.

DEVANADOS DOBLEMENTE CONCÉNTRICOS:

QUE DERIVAN DE LOS ANTERIORES Y EN LOS QUE EL DEVANADO DE BAJA TENSIÓN, ESTÁ SUBDIVIDIDO EN DOS MITADES, QUEDANDO EL DEVANADO DE ALTA TENSIÓN EN LA PARTE CENTRAL, ES DECIR; ENTRE LAS MITADES DEL DEVANADO DE BAJA TENSIÓN.

DEVANADOS SUPERPUESTOS:

EN LOS QUE LAS BOBINAS DE MONTAN ALTERNADAS SOBRE LA MISMA COLUMNA Y DE FORMA QUE SE DEJAN SIEMPRE DOS SECCIONES DE BAJA TENSIÓN EN LOS EXTREMOS.

2.2.3. POR SU CAPACIDAD.

DE INSTRUMENTO O CONTROL:

SON LOS TRANSFORMADORES QUE PROPORCIONAN AISLAMIENTO CONTRA LAS ALTAS TENSIONES, ALIMENTANDO CON MAGNITUDES PROPORCIONALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE A LOS APARATOS DE MEDICIÓN Y CONTROL.

DE DISTRIBUCIÓN:

ES AQUEL TRANSFORMADOR QUE TIENE CAPACIDAD HASTA DE 500 KVA Y 67,000 VOLTS. NOMINALES EN ALTA TENSIÓN Y DE 15,000 VOLTS. NOMINALES EN BAJA TENSIÓN.

DE TRANSMISIÓN:

SON LOS TRANSFORMADORES QUE CUBRIRÁN UN RANGO DE CAPACIDAD MAYOR DE LOS 500 KVA Y QUE SE EMPLEAN PARA ELEVAR EL VOLTAJE PARA LA TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A GRANDES DISTANCIAS.

2.2.4. POR SU APLICACIÓN.

MONTAJE EN POSTE:

ES AQUEL TIPO DE TRANSFORMADOR QUE DEBE DE OPERAR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN AEREA A LA INTEMPERIE EN FORMA SATISFACTORIA, QUE ESTÁ DISPUESTO PARA SER MONTADO EN FORMA ADECUADA EN UN POSTE O EN ALGUNA ESTRUCTURA SIMILAR.

DENTRO DE ESTA CLASIFICACIÓN EXISTE EL TRANSFORMADOR TIPO COSTA, QUE ES UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN TIPO POSTE CUYAS BOQUILLAS TIENEN UNA CLASE DE AISLAMIENTO INMEDIATO SUPERIOR A LA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR.

MONTAJE EN PLATAFORMA.

ES EL TIPO DE TRANSFORMADOR QUE SE ENCUENTRA COLOCADO SOBRE UNA PLATAFORMA, QUE A SU VEZ PUEDE SER DEL TIPO POSTE.

MONTAJE EN SUBESTACIÓN.

ES AQUEL TRANSFORMADOR QUE ESTA DISPUESTO EN FORMA ADECUADA PARA SER MONTADO EN UNA PLATAFORMA, CIMENTACIÓN O ESTRUCTURA SIMILAR QUE SE LOCALIZA A RAS DE LA TIERRA.

MONTAJE SUBTERRÁNEO.

ES AQUEL TRANSFORMADOR QUE ESTÁ INSTALADO EN POZOS O BÓVEDAS QUE OCASIONALMENTE PUEDAN SUFRIR INUNDACIONES POR LO QUE DEBEN ESTAR PERFECTAMENTE ADECUADOS PARA LA MENCIONADA LABOR.

2.2.5 POR SU TIPO DE ENFRIAMIENTO.

UNA MANERA DE CLASIFICAR LOS DIFERENTES TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN ES POR SU TIPO DE ENFRIAMIENTO POR LO QUE ESTOS PUEDEN DIVIDIRSE EN:

+ TIPO SECO:

SON LOS TRANSFORMADORES QUE UTILIZAN COMO ENFRIAMIENTO EL AIRE. ESTOS SON LOS MÁS COMUNMENTE USADOS EN APLICACIONES INDUSTRIALES, COMERCIALES E INSTITUCIONES DONDE EL ACEITE PUEDE PRESENTAR UNA PROTECCIÓN PELIGROSA. EN CLASES DE VOL-

TAJE DE 15 KV Y MAYORES, DISPONIBLES EN RANGOS DESDE 3 A 500 KVA.

+ SUMERGIDOS EN LÍQUIDO:

ESTE TIPO DE TRANSFORMADOR SE PUEDE SUBDIVIDIR EN:

SUMERGIBLE EN ACEITE - ESTE TIPO SE UTILIZA PARA INSTALARSE EN POSTES, EN DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA Y EN USOS FUERA DE -- SUBESTACIONES.

SUMERGIBLE INERTES - SON LOS QUE PUEDEN SER UTILIZADOS EN -- DONDE EXISTA PELIGRO DE FUEGO.

SUBSTANCIA INERTE - ES AQUELLA QUE NO ES INFLAMABLE COMO LO ES EL ASKAREL.

POR LO QUE PARA MANTENER UNA SITUACIÓN DE EQUILIBRIO TÉRMICO SE REQUIEREN AGENTES QUE ADEMÁS DE FUNCIONAR COMO DIELECTRICO AISLANTE TRANSFIERAN EL EXCESO DE CALOR DE LAS BOBINAS Y EL NÚCLEO AL EXTERIOR DEL TRANSFORMADOR.

ESTOS PUEDEN SER ACEITE, ASKAREL, AIRE, GASES RAROS ETC., EL MÁS COMÚN DE LOS ENFRIADORES EN EL RANGO DE KVA ES EL ACEITE. EXISTEN DIFERENTES TIPOS DE TRANSFORMADORES EN BAÑO DE ACEITE.

- OA - SI SU ENFRIAMIENTO EXTERNO ES NATURAL
- FA - SI SE AÑADEN VENTILADORES PARA HACER CIRCULAR -
EL AIRE ALREDEDOR DEL MISMO
- FOA - SI SE TIENEN BOMBAS PARA HACER CIRCULAR EL ACEI
TE.

ASÍ COMO:

- A - ENFRIAMIENTO POR AIRE
- OW - SI SU ENFRIAMIENTO ES CON ACEITE Y AGUA

DONDE:

- O - (OIL) - ACEITE
- A - (AIR) - AIRE
- W - (WATER) - AGUA
- F - (FORCED) - FORZADO

PUEDEN ENCONTRARSE TRANSFORMADORES QUE CONTENGAN UNA COMBINACIÓN DE DOS O MÁS TIPOS, COMO EJEMPLO:

OA/FOA

CA/FOA/OW

OA/FA/FOA

ETC.

2.3 TRANSFORMADORES PARA INSTALACION AEREA.

2.3.1. TRANSFORMADORES CONVENCIONALES.

EL TRANSFORMADOR CONVENCIONAL ES ASÍ DESIGNADO PORQUE NO TIENE INTEGRADO COMO UNA PARTE DE SI MISMO, APARATOS DE PROTECCIÓN COMO SON LOS APARTARAYOS Y DE SOBRECARGAS QUE DEBERÍAN FORMAR PARTE DEL TRANSFORMADOR. ÉSTOS MENCIONADOS APARATOS DE PROTECCIÓN TIENEN QUE SER ADQUIRIDOS Y MONTADOS POR SEPARADO.

ESTE TRANSFORMADOR GENERALMENTE MONTADO EN POSTES ES USUALMENTE UTILIZADO PARA ABASTECER RESIDENCIAS, COMERCIOS PEQUEÑOS.

- LAS ESPECIFICACIONES DE CÍA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, ESTABLECEN LA APLICACIÓN DE LOS SIGUIENTES TIPOS:

MONOFÁSICO 23-BT-1.5.3 EDR POSTE.

TRANSFORMADOR MONOFÁSICO ENCAPSULADO PARA DISTRIBUCIÓN RURAL TIPO POSTE DE 23, 21.5, 20 KV EN EL PRIMARIO Y 127 --- VOLTS., EN EL SECUNDARIO CON CAPACIDADES DE 1.5 Y 3 KVA. - PARA SERVICIOS EN BAJA TENSIÓN.

ENCAPSULADO.- EL CONJUNTO NÚCLEO - BOBINA, DEBE ESTAR TOTALMENTE ENCAPSULADO, EN RESINA EPÓXICA CI--

CLO ALIFÁTICA PARA USO INTEMPERIE, DE TAL -
FORMA QUE NO PRESENTE PARTES VIVAS AL EXTE-
RIOR CON EXCEPCIÓN DE LOS CONECTORES DE LAS
BOQUILLAS DE BAJA TENSIÓN, MISMAS QUE DEBEN
FORMAR PARTE INTEGRAL CON EL CUERPO DEL ---
TRANSFORMADOR.

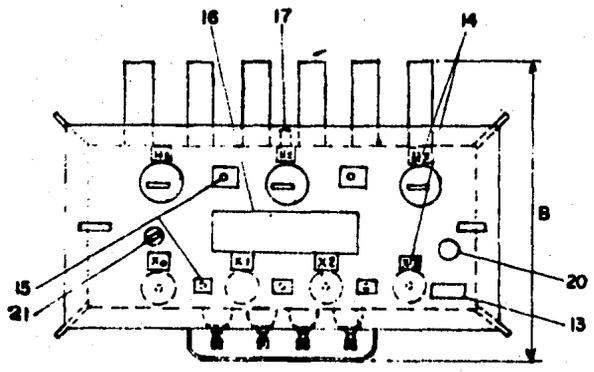
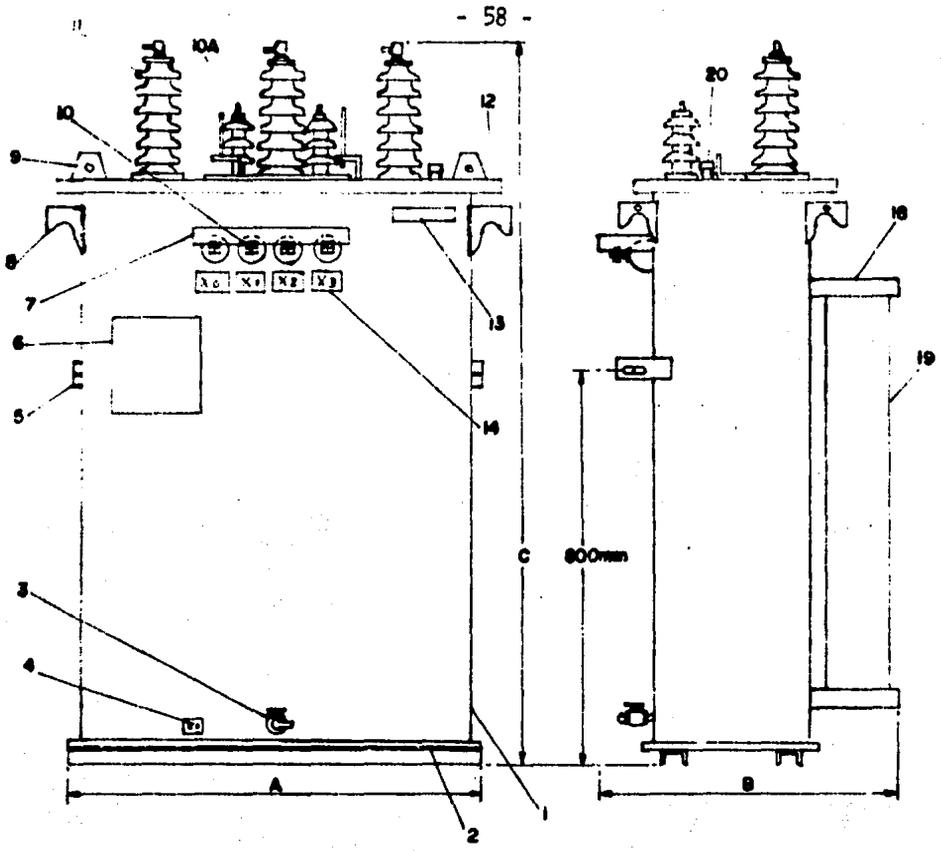
TIPO POSTE 23000 X 6000 - BT - 45 A 300 KVA CON VOLTAJE PRI-
MARIO DE 23000 Ó 6000 VOLTS. Y CON VOLTAJE EN SECUNDARIO DE
220 ENTRE FASES Y 127 AL NEUTRO, CONEXIÓN A-Y, CAPACIDADES-
DE 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 KVA., PARA REDES Y SERVICIOS
EN BAJA TENSIÓN.

23 BT - 45 A 300.

MONTADO EN POSTES Y CONECTADOS A LÍNEAS DE 24150, 23000, --
21850 Ó 20700 VOLTS., TRANSFORMA LA ENERGÍA ELÉCTRICA A 220
ENTRE FASE Y 127 V AL NEUTRO PARA ALIMENTAR REDES Y SERVI--
CIOS DE BAJA TENSIÓN. (TAMBIÉN SE INSTALA EN SUBESTACIONES).

TIPO 23000/20000 -BT- 220Y/127 - 45 A 300.

EN DONDE EL CAMBIO DE VOLTAJES PRIMARIOS DE 23 A 20 KV SE -
REALIZA MEDIANTE UN CAMBIADOR DE DERIVACIONES INTERNAMENTE-
DESDE UN REGISTRO EN LA TAPA DEL TRANSFORMADOR.



TRANSFORMADORES TRIFASICOS 23, 45 o 300 POSTE NORMAS L y F MATERIAL 2.0229

FIG. (2.9)

**TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
23,45 A 300 POSTE**

D E S C R I P C I Ó N

- 1 TANQUE
- 2 FONDO
- 3 VÁLVULA DE DRENAJE Y MUESTREO
- 4 CONECTOR A TIERRA
- 5 ASAS PARA FIJAR AL POSTE
- 6 PLACA DE DATOS
- 7 PROTECCIÓN BOQUILLAS DE BAJA TENSIÓN
- 8 GANCHOS PARA LEVANTAR EL TRANSFORMADOR
- 9 OREJAS PARA LEVANTAR TAPA Y ENSAMBLE NÚCLEO - BOBINAS
- 10 BOQUILLAS DE BAJA TENSIÓN (SECUNDARIO A 220Y/127 V)
- 10A BOQUILLAS DE 6000 V (SECUNDARIO A 6000Y/3464 V)
- 11 BOQUILLAS PRIMARIAS DE 23000V
- 12 TAPA
- 13 NÚMERO DE SERIE ESTAMPADO
- 14 IDENTIFICACIÓN DE TERMINALES
- 15 CUERNOS DE ARQUEO
- 16 REGISTRO DE MANO
- 17 VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN
- 18 CABEZALES
- 19 TUBOS DE ENFRIAMIENTO
- 20 NIPLE PARA PRUEBA DE HERMETICIDAD
- 21 MANIJA DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES

2.3.2. TRANSFORMADORES AUTOPROTEGIDOS.

LOS QUE A SU VEZ PUEDEN SER CLASIFICADOS COMO:

- TRANSFORMADOR COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDO (CSP)
- TRANSFORMADOR COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDO PARA BANCOS (CSPB)

LOS TRANSFORMADORES CSP SON AUTOPROTEGIDOS CONTRA SOBRECARGAS Y CORTO CIRCUITOS QUE SE PRESENTEN EN LA LÍNEA. LA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL ARROLLAMIENTO PRIMARIO ES REALIZADO POR APARTARRAYOS MONTADOS DIRECTAMENTE EN EL TANQUE DEL TRANSFORMADOR.

LA PROTECCIÓN DE SOBRECARGA ES REALIZADA POR CIRCUITOS BREAKERS SON COORDINADOS TÉRMICAMENTE CON RANGOS INDIVIDUALES, PARA REALIZAR EL PRECISO DISPARO CON LA TEMPERATURA DEL COBRE O DE LAS BOBINAS.

LA MAYORÍA DE LOS TRANSFORMADORES CSA TIENEN UNA RED DE PROTECCIÓN COMO LUZ DE ADVERTENCIA EN EL EXTREMO DE OPERACIÓN DEL BREAKERS PARA INDICAR SOBRECIENTAMIENTO DE LOS DEVANADOS. ESTA SEÑAL DE LUZ PREVIENE CUANDO LA TEMPERATURA DE LOS DEVANADOS ALCANZA LA TEMPERATURA LÍMITE FIJADA POR LA ASA (ASOC. DE NORM. AMERICANAS) PARA AISLAMIENTO CLASE A.

UNA PROTECCIÓN DE ENLACE ENTRE EL DEVANADO PRIMARIO Y EL PRIMARIO BUSHING, AISLA AL TRANSFORMADOR DE UN ACCIDENTE POR FALLA INTERNA. EL PROPÓSITO DE ESTE ENLACE ES PROTEGER EL RESISTENTE DEL SISTEMA PRIMARIO POR UNA FALLA DEL TRANSFORMADOR Y MINIMIZAR LA POSIBILIDAD DE TENER INCENDIO EN EL ACEITE POR LA FALLA.

TENIÉNDOSE DISPONIBLES TRANSFORMADORES CSP MONOFÁSICOS EN RANGOS DE VOLTAJE PRIMARIO DESDE 2400 VOLTS A 14,400/24,900 VOLTS. GRD Y. ASOCIADOS A RANGOS DE CAPACIDAD DE 5 A 167 KVA; Y CON VOLTAJES EN EL SECUNDARIO DE 120/240 Ó 240/480 VOLTS.

EN LOS TRIFÁSICOS CSP SE TIENEN DISPONIBLES EN VOLTAJES PRIMARIOS DE 2400 VOLTS. A 13,800 V. EN UN RANGO DE CAPACIDAD DE 9 A 150 KVA., LOS VOLTAJES SECUNDARIOS PUEDEN SER 208 Y/120, 240 Ó 480 VOLTS;

TODOS LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR NORMA PUEDEN SER MONTADOS EN POSTES.

LOS TRANSFORMADORES CSPB. - ESTOS CONSISTEN DE CONEXIONES EN PARALELO DEL SECUNDARIO DE UN NÚMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, LOS CUALES SON ABASTECIDOS DESDE LA MISMA FUENTE SUMINISTRADORA. EL PROPÓSITO ES PARA CONECTAR TEMPORAL--

MENTE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES EN CASO DE SOBRECARGA, SIENDO DISTRIBUIDA EN AL MENOS TRES O MÁS TRANSFORMADORES, PARA REDUCIR LAS FLUCTUACIONES DE VOLTAJE DEBIDO A VARIACIONES DE CARGA Y PARA PREVENIR POSIBLES FALLAS EN UN TRANSFORMADOR. EL BANCO PUEDE TENER LA FORMA DE ABIERTO O CERRADO EN EL CIRCUITO SECUNDARIO.

LAS PROTECCIONES DE APARTARRAYO Y CORTO CIRCUITO SON SIMILARES A LAS DE CSP. SIN EMBARGO EL TRANSFORMADOR CSPB ES ABASTECIDO CON LA COLOCACIÓN DE DOS CIRCUITOS BREAKER, EL SEGUNDO ES AJUSTADO PARA SECCIONAR EL SECUNDARIO. POR LO QUE, EN EL SECUNDARIO ES POSIBLE SEPARAR UNA FALLA ENTRE FASES Ó SOBRECARGA EN LA LÍNEA.

EN EL CASO DE LOS CSPB SE TIENEN DISPONIBLE EN MONOFÁSICOS EN CLASES DE 10, 15, 25 Y 37.5 KVA.

EN TRIFÁSICO EN CAPACIDADES DE 30, 45 Y 75 KVA.

2.4 TRANSFORMADORES PARA INSTALACION SUBTERRANEA.

LA INSTALACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TIENE QUE SER PREVISTA INOBJETABLEMENTE EN CIERTAS AREAS CONGESTIONADAS ASÍ COMO SU LOCALIZACIÓN, DONDE LA BUENA APARIENCIA ES IMPORTANTE. POR LO QUE EN ESTAS CIRCUNSTANCIAS PUEDE JUSTIFICARSE EL USO DE LA INSTALACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SUBTERRÁNEOS.

EL TRANSFORMADOR SUBTERRÁNEO ES GENERALMENTE MONTADO EN BOVEDAS SUBTERRÁNEAS EN DONDE OCASIONALMENTE PUEDE OCURRIR FILTRACIÓN DE AGUA. ESTOS SON PRINCIPALMENTE DE DOS TIPOS: EL CONVENCIONAL Y EL COMPLETAMENTE PROTEGIDO (PROTEGIDO CONTRACORRIENTE) EL TIPO CP TIENE EL MISMO RANGO DE PROTECCIÓN QUE EL CSP EXCEPTO QUE ESTE NO CONTIENE APARTARRAYOS.

POR LO QUE LOS TRANSFORMADORES PARA INSTALACIÓN SUBTERRÁNEA PUEDEN ESTAR DIVIDIDOS EN TRES TIPOS:

TRANSFORMADORES SUMERGIBLES

TRANSFORMADORES TIPO BOVEDA

TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL

2.4.1. TRANSFORMADORES SUMERGIBLES.

EL TRANSFORMADOR SUMERGIBLE ES AQUEL TRANSFORMADOR QUE ESTA-
CONSTRUIDO DE TAL MANERA QUE DEBE OPERAR SATISFACTORIAMENTE
AL SER INSTALADOS EN POZOS O BOVEDAS QUE OCASIONALMENTE Ó PER
MANENTEMENTE PUEDEN ESTAR SUMERGIDOS EN AGUA, POR LO CUAL DE
BEN SER DE FRENTE MUERTO.

ESTE TIPO DE TRANSFORMADORES SE UTILIZA EN REDES DE DISTRIBU
CIÓN SUBTERRÁNEAS, PREFERENTEMENTE EN ZONAS URBANAS PARA ALI
MENTAR CARGAS COMERCIALES Y DOMÉSTICAS.

LA FORMA DE CONSTRUCCIÓN, DEBIDO AL TIPO DE SERVICIO A QUE -
SE DESTINAN ESTOS TRANSFORMADORES, DEBEN SER TOTALMENTE SU--
MERGIBLES EN AGUA. LAS TERMINALES DE ALTA TENSIÓN, TERMINA--
LES DE BAJA TENSIÓN, LOS EQUIPOS DE SECCIONALIZACIÓN Y PRO--
TECCIÓN, ASÍ COMO LAS MANIJAS DE OPERACIÓN, DEL CAMBIADOR DE
DERIVACIONES DEBEN ESTAR MONTADOS EN LA CUBIERTA, DE TAL MA--
NERA QUE PUEDAN SER OPERADOS DESDE LA SUPERFICIE CON HERRA--
MIENTAS DE LÍNEA VIVA.

ESTA CLASE DE TRANSFORMADORES SE TIENEN DISPONIBLES EN CAPA--
CIDADES DE:

45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000, --
2500 KVA.

EN TENSIONES DE ALTA TENSION:

13200 23000 33000 V

EN BAJA TENSION:

220/127 440/254 480/277 V.

LAS ESPECIFICACIONES DE COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO-ESTABLECEN LOS SIGUIENTES:

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 23 X 6 -BT- 300 A 750 SUMERGIBLE. CONECTADO A LÍNEAS DE 24.15, 23, 21.85 20.7 Ó 6 KV EN EL PRIMARIO, TRANSFORMANDO LA ENERGÍA A 220 ENTRE FASES Y 127 V AL NEUTRO EN EL SECUNDARIO. DE ESTE TIPO LOS HAY CON DESCONECTADOR ACOPLADO DE TRES POSICIONES, (ABIERTO, CERRADO Y TIERRA), EN EL LADO DE A.T.

TIPOS DE AISLAMIENTOS EN ACCESORIOS.

DE FRENTE MUERTO: SON AQUELLOS TRANSFORMADORES QUE NO TIENEN PARTES VIVAS EXPUESTAS, DENTRO DEL GABINETE.

DE FRENTE VIVO: SON AQUELLOS TRANSFORMADORES QUE CONTIENEN PARTES VIVAS EXPUESTAS, DENTRO DEL GABINETE.

2.4.2. TRANSFORMADOR TIPO BÓVEDA.

EL TRANSFORMADOR TIPO BÓVEDA ES AQUEL TRANSFORMADOR SUMERGIBLE CUYA OPERACIÓN SOLO PUEDE REALIZARSE DENTRO DEL RECINTO, CUARTO Ó BÓVEDA DONDE SE ENCUENTRA INSTALADO Y QUE OCASIONALMENTE PUEDE ESTAR SUMERGIDO EN AGUA.

EN ESTE TIPO DE TRANSFORMADOR, LA NORMA NACIONAL ESTABLECE LA EXISTENCIA DEL TRANSFORMADOR SUMERGIBLE TIPO BÓVEDA, PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA CON DESCONECTADOR ACOPLADO DE TRES POSICIONES.

EL DESCONECTADOR DE 3 POLOS, 3 POSICIONES ES UN DISPOSITIVO-ELECTROMECAÁNICO CAPÁZ DE ESTABLECER TRES DIFERENTES CONDICIONES ENTRE EL LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR Y LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN.

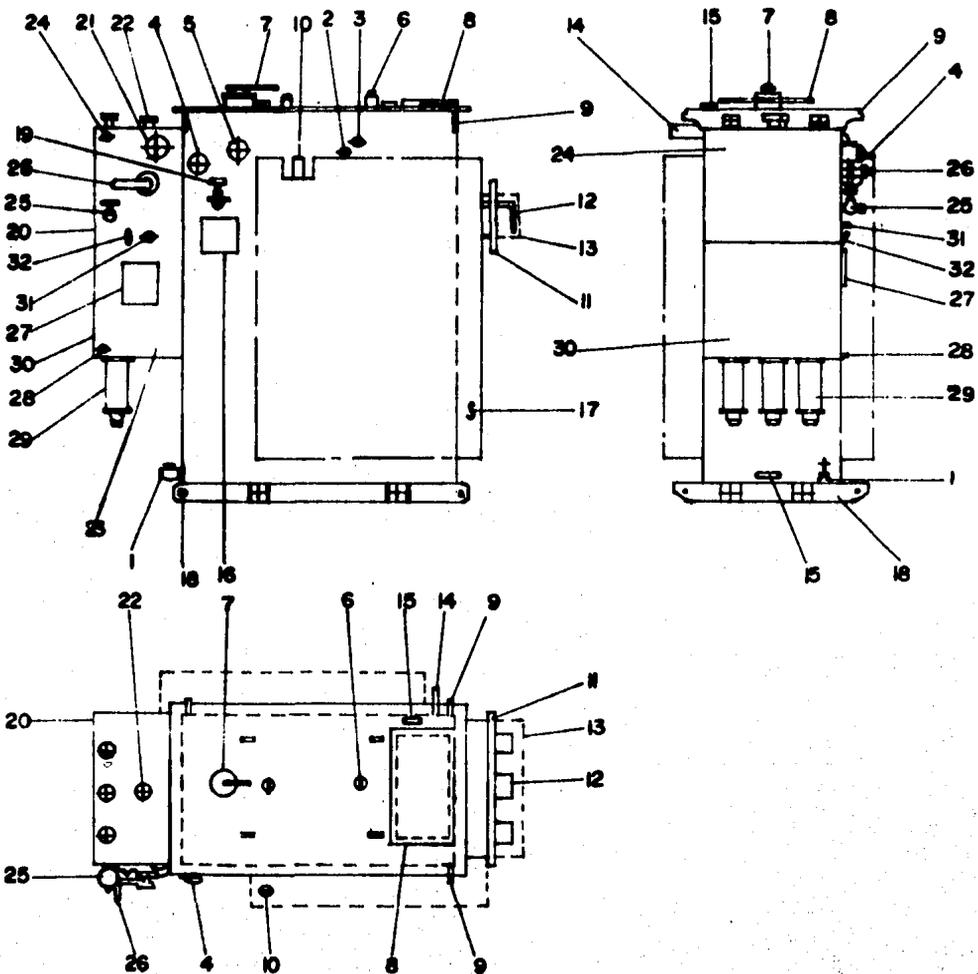
ESTAS TRES CONDICIONES CORRESPONDEN A:

ABIERTO - DESCONECTADO EL LADO PRIMARIO DE LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN .

CERRADO - CONECTADO EL LADO PRIMARIO A LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN.

TIERRA - CONECTADA LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN A TIERRA.

CON UNA CAPACIDAD DE 200 AMP. A 60 HZ Y DEBEN ESTAR INDICADAS LAS POSICIONES CERCA DE LA MANIJA DE OPERACIÓN EXTERNA, ADE-- MÁS DEBEN SER VISIBLES DESDE EL EXTREMO DE ALTA TENSION DEL - TRANSFORMADOR.



TRANSFORMADOR SUMERGIBLE TIPO BOVEDA
CON DESCONECTADOR ACOPLADO

FIG. (2.10)

TANQUE DE TRANSFORMADOR

1. COMBINACIÓN DE VÁLVULA DE DERENAJE-MUESTREO
2. PROVISIÓN PRUEBA NIVEL MÍNIMO DEL LIQUIDO A LOS 10°C.
3. PROVISIÓN PRUEBA NIVEL MÁXIMO DEL LIQUIDO A 85°C. Y -
PRUEBA Y DE AIRE 85°C.
4. TERMOMETRO PARA LIQUIDO
5. INDICADOR MAGNÉTICO DEL NIVEL DEL LIQUIDO
6. PROVISIÓN PARA LLENADO DEL LIQUIDO Y PRUEBAS DE HERMETI
CIDAD
7. CAMBIADOR DE DERIVACIONES
8. REGISTRO DE MANO
9. OREJAS DE IZAJE DE CONJUNTO
10. PROVISIÓN PARA ALARMA
11. GARGANTA DE BAJA TENSIÓN
12. TERMINALES DE BAJA TENSIÓN
13. PROTECCIÓN PARA EMBARQUE DE BOQUILLAS DE BAJA TENSIÓN
14. NEUTRO DE LA BAJA TENSIÓN
15. CONEXIÓN A TIERRA
16. PLACA DE DATOS DEL TRANSFORMADOR
17. SOPORTE PROTECTOR DE RED
18. BASE DESLIZABLE
19. VÁLVULA SUPERIOR FILTRO PRENSA.

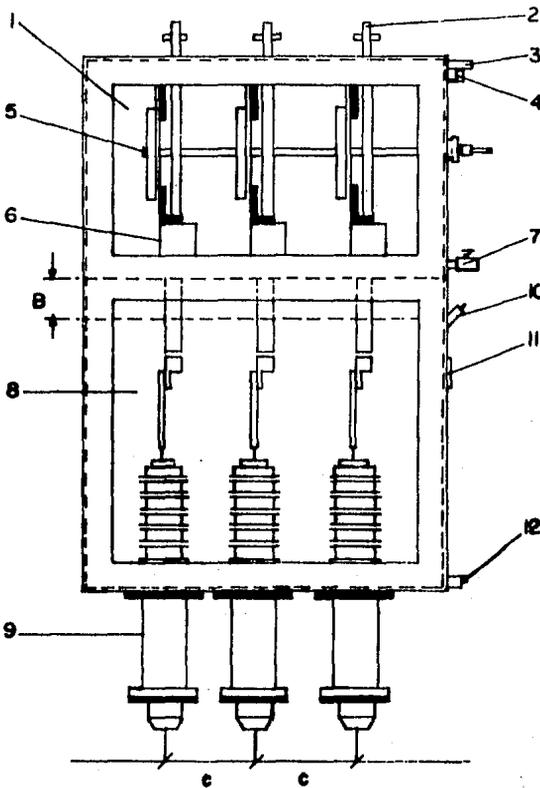
CÁMARA DEL DESCONECTADOR

- 20. DESCONECTADOR DE ALTA TENSIÓN**
- 21. INDICADOR MAGNÉTICO DE NIVEL DE LÍQUIDO**
- 22. PROVISIÓN PARA LLENADO DE LIQUIDO Y PRUEBAS DE HERMETICIDAD.**
- 23. CÁMARA DEL DESCONECTADOR DE ALTA TENSIÓN**
- 24. TAPÓN DEL RESPIRADERO Y NIVEL DEL LÍQUIDO**
- 25. VÁLVULA PARA DRENAJE**
- 26. MANIJA DEL DESCONECTADOR E INDICADOR DE POSICIONES**

CÁMARA DE TERMINALES

- 27. PLACA DE DATOS**
- 28. TAPÓN DE DRENAJE**
- 29. TERMINALES DE ALTA TENSIÓN**
- 30. CÁMARA DE TERMINALES**
- 31. TAPÓN DEL RESPIRADERO A NIVEL DEL LÍQUIDO**
- 32. PROVISIÓN PARA LLENADO DEL LIQUIDO Y PRUEBA DE HERMETICIDAD.**

DESCONECTADOR DE TRES POSICIONES



CAMARA DEL DESCONECTOR

ALTA TENSION IVBAI (KV)	A MIN	B MAX	C MIN.
95 y menores	262,0	13,0	115,0
150	368,0	26,0	153,0
200	470,0	26,0	165,0

Dimensiones mm.

- 1 CAMARA DEL DESCONECTOR
- 2 ACCESO PARA BASTONES DE PRUEBA
- 3 INDICADOR DE NIVEL Y PRUEBA DE AIRE
- 4 INDICADOR MAGNETICO DE NIVEL DE LIQUIDO
- 5 DESCONECTOR
- 6 BOQUILLAS PASAMURO
- 7 VALVULA DE DRENAJE
- 8 CAMARA DE TERMINALES
- 9 TERMINALES A. T.
- 10 LLENADO CAMARA DE TERMINALES
- 11 PLACA DE DATOS
- 12 TAPON DE DRENAJE
- B NIVEL DE LIQUIDO A 25 °C

FIG. (2.11)

2.4.3 TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL.

EL TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL, ES EL CONJUNTO INTEGRADO POR UN TRANSFORMADOR Y UN GABINETE TOTALMENTE CERRADO, ACOPLADO AL MISMO, QUE EVITA EL ACCESO A ESTE EQUIPO DE PERSONAS NO AUTORIZADAS. EN EL CUAL SE INCLUYEN LOS ACCESORIOS PARA PROTECCIÓN Y MANIOBRA ELÉCTRICA (CUANDO SE ESPECIFIQUE), ASÍ COMO LAS TERMINALES PARA CONECTARSE A LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA. NORMALMENTE ESTE CONJUNTO ESTA DESTINADO A SER MONTADO EN UN PEDESTAL Y PREFERENTEMENTE SE USAN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN ZONAS URBANAS, PARA ALIMENTAR CARGAS DOMESTICAS.

LA FORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ESTOS TRANSFORMADORES DEBEN SER DEL TIPO COMPARTAMENTAL Y DEBEN CONSTAR DEL TANQUE DEL TRANSFORMADOR Y DE UN GABINETE QUE CONTENGA LAS TERMINALES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN ASÍ COMO SUS RESPECTIVOS ACCESORIOS.

ESTE GABINETE DEBE ESTAR INTEGRADO DE UNA SOLA UNIDAD EN FORMA TAL QUE SE LIMITE LA ENTRADA DE AGUA Y SE EVITE QUE SE AFECTE LA OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR. NO DEBE HABER TORNILLOS EXPUESTOS U OTROS MEDIOS DE SUJECCIÓN QUE PUEDAN SER REMOVIDOS EXTERNAMENTE.

NO DEBEN HABER ORIFICIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE PUEDA IN-

TRODUCIR OBJETOS EXTRAÑOS, TALES COMO VARILLAS O ALAMBRES, QUE PUEGAN HACER CONTACTO CON LAS PARTES VIVAS .

LOS TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL SE PUEGEN CLASIFICAR EN LA SIGUIENTE FORMA:

EN CUANTO AL TIPO DE AISLAMIENTO DE SUS ACCESORIOS.

DE FRENTE MUERTO

DE FRENTE VIVO

EN CUANTO A SU APLICACIÓN.

TIPO RADIAL

TIPO EN ANILLO

DISPONIBLES EN CAPACIDADES PREFERENTES:

MONOFÁSICOS 25, 37.5, 50, 75, 100, 167 KVA.

TENSIONES NOMINALES PREFERENTES PARA ALTA TENSION:

13200 YT/7620 23000 YT/13200

23000, 33000 YT/19050 VOLTS.

TENSIONES NOMINALES PARA BAJA TENSION:

240/120 254/127 VOLTS.

TRIFÁSICO

CAPACIDAD PREFERENTE

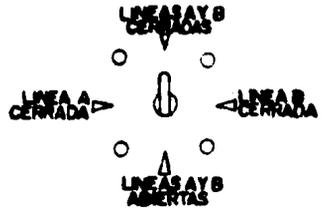
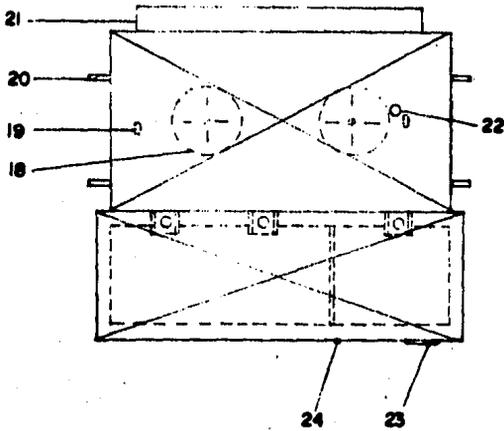
45, 75, 112.5, 150, 225, 300 KVA.

TENSIONES DEL PRIMARIO

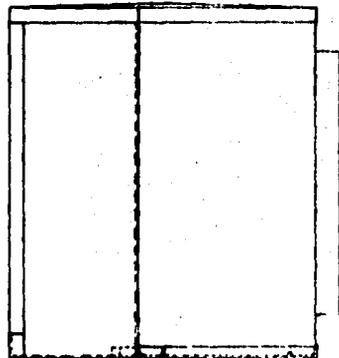
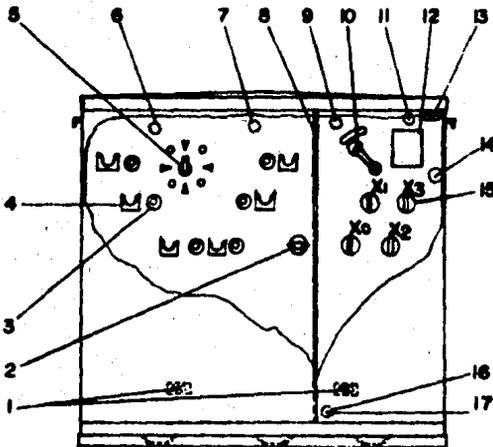
24150 / 23000 / 21850 / 20700 VOLTS.

TENSIÓN DEL SECUNDARIO

220 Y/127 VOLTS.



DETALLE DEL SECCIONADOR



TRANSFORMADOR TRIFASICO 23 - BT - 45 e 300 DRS PEDESTAL

FIG. (2.12)

TRANSFORMADOR TRIFASICO

23 - BT - 45 A 300 DRS PEDESTAL

- 1 CONECTOR DE TIERRA
- 2 CAMBIADOR DE DERIVACIONES
- 3 BOQUILLAS DE A.T.
- 4 SOPORTE PARA CODO CONECTOR
- 5 SECCIONADOR
- 6 INDICADOR MAGNÉTICO DEL NIVEL DEL ACEITE
- 7 NIPLE PARA PRUEBA DE PRESIÓN
- 8 BARRERA AISLANTE
- 9 LUZ DE SEÑALIZACIÓN
- 10 INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO
- 11 VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN
- 12 PLACA DE RAYOS
- 13 NÚMERO DE SERIE
- 14 TERMÓMETRO (SOLO PARA 300 KVA)
- 15 BOQUILLA DE B.T.
- 16 VÁLVULA DE DRENAJE (TIPO GLOBO)
- 17 DISPOSITIVO DE MUESTREO
- 18 REGISTRO DE MANO
- 19 GANCHOS DE IZAJE DE LA TAPA
- 20 GANCHOS DE IZAJE DEL TRANSFORMADOR
- 21 ENFRIADORES
- 22 TAPON DE LLENADO
- 23 PLACA DE IDENTIFICACIÓN
- 24 CERRADURA G.

NORMAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

CAPITULO 3

3.- NORMAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

3.1. INTRODUCCIÓN.

EL HOMBRE EN LA BÚSQUEDA INCESANTE POR MEJORAR SU VIDA, HA DESARROLLADO DISCIPLINAS QUE FACILITAN Y ENRIQUECEN SUS ACTIVIDADES, ENTRE ÉSTAS SE ENCUENTRA LA NORMALIZACIÓN.

ES POSIBLE DECIR QUE CUALQUIER ACTIVIDAD INTELIGENTE -- DEL HOMBRE PUEDE NORMALIZARSE, PERO DONDE SE HA APLICADO POR EXCELENCIA ES EN LAS ACTIVIDADES TÉCNICAS, Y EN ÉSTE CAMPO ES FACTIBLE ANALIZARLAS DESDE VARIOS PUNTOS DE VISTA.

LA NORMALIZACIÓN FACILITA LA COMUNICACIÓN EMPLEANDO PARA ELLO TÉRMINOS TÉCNICOS, DEFINICIONES, SÍMBOLOS, MÉTODOS DE PRUEBA Y PROCEDIMIENTOS, QUE PERMITEN EVALUAR -- LOS PRODUCTOS, EQUIPOS, BIENES Y SERVICIOS, ETC. ES -- ADEMÁS UNA DISCIPLINA QUE SE BASA EN RESULTADOS CIERTOS, ADQUIRIDOS POR LA CIENCIA, LA TÉCNICA Y LA EXPERIENCIA, SIENDO EL FRUTO DE UN BALANCE TÉCNICO-ECONÓMICO DEL MOMENTO.

LA NORMALIZACIÓN TÉCNICA ES EL EFECTO DE LA INDUSTRIALIZACIÓN Y EL DESARROLLO. EN SÍNTESIS, ES UNA ACTIVIDAD PRIMORDIAL EN LA EVOLUCIÓN ECONÓMICA DE UN PAÍS. POR LO QUE LA TECNOLOGÍA MODERNA RESULTA INCONCEBIBLE SIN LA NORMALIZACIÓN YA QUE ÉSTA EN SU MAYORÍA SE EXPRESA POR MEDIO DE NORMAS, LAS CUALES PROPORCIONAN UNA INFORMACIÓN ACTUALIZADA, RESUMIDA Y COHERENTE SOBRE LA TECNOLOGÍA DE UN PRODUCTO O UNA FUNCIÓN.

LA NORMALIZACIÓN, ES EL PROCESO DE ELABORACIÓN Y APLICACIÓN DE LAS NORMAS, NORMALIZAR SIGNIFICA ORDENAR Y EN -- CONSECUENCIA OBTENER UN RESULTADO, LAS NORMAS SON HERRAMIENTAS DE ORGANIZACIÓN, DIRECCIÓN Y CONTROL EN TRABAJOS O ACTIVIDADES REPETITIVAS.

CON EL FIN DE PRECISAR CONCEPTOS SE TIENEN ALGUNAS DEFINICIONES:

NORMA.- LA NORMA ES UNA SOLUCIÓN ADOPTADA PARA UN PROBLEMA QUE SE REPITE, ES UNA REFERENCIA RESPECTO A LA CUAL SE VA A JUZGAR UN PRODUCTO O FUNCIÓN Y EN ESENCIA ES EL RESULTADO DE UNA ELECCIÓN COLECTIVA Y RAZONADA.

LAS NORMAS DEBEN SER INSTRUMENTOS ÁGILES DE APLICACIÓN INMEDIATA, LAS CUALES PUEDEN MODIFICARSE EN CUALQUIER MOMENTO CUANDO EL AVANCE TÉCNICO, - LAS POSIBILIDADES ECONÓMICAS O AMBAS ASÍ LO ACONSEJEN.

LAS NORMAS CONTRIBUYEN A DISMINUIR EL ESFUERZO Y A AUMENTAR EL RENDIMIENTO POR LO QUE EL VALOR DE LA NORMA DEPENDE EN PARTE DE LAS VENTAJAS QUE -- PRODUCE Y DEL MOMENTO DE SU APLICACIÓN.

ESPECIFICACION.- UNA ESPECIFICACIÓN ES UNA EXIGENCIA O REQUISITO A SER CUMPLIDO POR UN PRODUCTO O POR UN PROCESO. UNA ESPECIFICACIÓN PUEDE SER UNA NORMA; PERO GENERALMENTE FORMA PARTE DE UNA NORMA. POR -- CONTENER ÉSTA MÁS EXIGENCIAS.

SIENDO QUE LAS NORMAS SON APLICABLES EN TODAS LAS ACTIVIDADES QUE REGULAN LA VIDA DEL HOMBRE, EN LA INGENIERÍA ELÉCTRICA, PARTICULARMENTE EL ÁREA DE TRANSFORMADORES NO PODÍA SER LA EXCEPCIÓN. POR LO TANTO, ES CONVENIENTE ANALIZAR Y COMPARAR LAS NORMAS Y ESPECIFICACIONES APLICABLES A LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

EN ESTE CAPÍTULO SE ESTUDIAN BREVEMENTE LAS NORMAS NACIONALES. ESPECIFICACIONES DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (C.F.E.) Y ESPECIFICACIONES DE LA COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A., PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TIPO POSTE, TIPO PEDESTAL Y SUMERGIBLE-TIPO BÓVEDA.

3.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE NORMAS.

EN EL ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS NORMAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, SE HACE REFERENCIA A LOS ASPECTOS QUE SE CONSIDERAN MÁS IMPORTANTES EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES.

EN ESTE ANÁLISIS COMPARATIVO SE CONSIDERAN LAS SIGUIENTES NORMAS Y ESPECIFICACIONES:

NOM J-116 TRANSF. TIPO POSTE

CFE K0000-01 ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO POSTE DE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD --- (C.F.E.)

L Y F I - 0013 ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO POSTE
DE LA COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO --
(L Y F)

NOM J-285 TRANSF. TIPO PEDESTAL.

CFE K0000-07 ESPECIFICACIÓN TIPO PEDESTAL CFE.

LY F I - 0022 ESPECIFICACIÓN TIPO PEDESTAL LYF.

NOM J-427 TRANSF. SUMERGIBLE TIPO BOVEDA.

LYF 1 - 0006 ESPECIFICACIÓN SUMERGIBLE LYF.

3.2.1.- TABLA COMPARATIVA DE TRANSFORMADORES TIPO POSTE.

CONCEPTO	NOM J-116	C.F.E.	L V F	OBSERVACIONES
Capacidad en KV .A	Mono/dsicos: 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500. Tri/dsicos: 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500	Mono/dsicos: 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, - 75, 100, 167. Tri/dsicos: 15, 30, 45, 75, 112.5, 150	Mono/dsicos: 1.5, 3.0 Tri/dsicos: 45, 75, 112.5, 150, 225, 300	C.F.E no considera transformadores de 1.5 y 3.0 (mono/dsicos) y 225, 300 (tri/dsicos). Observamos tambien que C.F.E. tiene mayor diversidad de capacidades; probablemente, porque C.F.E. cubre todo el sistema nacional y LVF solo la parte central de la Cd. de México.
Frecuencia en Hertz.	60 ± 0.5	60 ± 0.5	50/60	L y F Considera frecuencia de 50 Hertz posiblemente por tener algunos equipos viejos, ya que el sistema nacional trabaja a 60 Hertz.
Tensiones Nominales en Volts.	120/240; 240/120; 220/127; 440/254; 480/277; 4160/7620; 13200; 13800; 19090; 20,000; 22860; 23000 33000; 34500; 46000; 66,000.	Primarios: -Tri/dsicos: 13200, 22860, 33000. -Mono/dsicos: 13200, 13200 VT/7620, 22860, 33000, 33000 VT/19050 Secundarias: -Tri/dsicos: 120/240 -Mono/dsicos: 220 VT/127	Primarias: -Tri/dsicos: 24150/23000 /21850/20700. -Mono/dsicos: 23,000, 21,500, 20000 Secundarias: -Tri/dsicos: 220V/127 -Mono/dsicos: 127	C.F.E. considera tensiones nominales - que van de acuerdo a las tensiones que utiliza en su sistema y que son: 13200 y 23000 y 34500 volts. Mientras que L y F trabaja a la tensión de ---- 23000-volts.
Conexiones	A - A; V-A; V-V; A-V.	A-V; T-T	A-V	C.F.E. y L V F. difieren en la conexión T-T, ya que L y F no la considera confiable para su sistema.
Impedancia.	Según su clase de aislamiento va -- desde 2.0 hasta 5.75%.	Mínima: 3% Máxima: 3.25%	Mínima: 2% Máxima: 3.25%	La mínima para C.F.E. es 3% a diferencia de la norma NOM J-116 y L y F que es del 2%. La diferencia se debe a estudios de corto circuito y regulación de voltaje de C.F.E. y L y F.

CONCEPTO	NOM J-116	C.F.E.	LVF	OBSERVACIONES
Corriente de Excitación en %		Mono-fásicos: No debe exceder del 2%. Trifásicos: no debe exceder del 2.4%	Mono-fásicos: Valores a cotizar por el fabricante. Trifásicos: No debe exceder del 2%	Para transformadores trifásicos en C.F.E. es mayor (2.4) que la de Compañía de L y F (2%); probablemente -- porque C.F.E., obtuvo ese valor en sus distintas experiencias y considero que era el óptimo para su sistema.
Temperatura ambiente.	No debe exceder de 40°C y la temperatura promedio del ambiente no exceda -- 30°C.	No especifica	No debe exceder de 40°C.	C.F.E. no especifica la temperatura ambiente, seguramente se debe a que C.F.E. cubre toda la república y por lo mismo se encuentra con una gran diversidad de temperaturas.
Altitud de Operación	Deben operar a 1000 m.s.n.m. mínimo	Deben operar a 2000 m.s.n.m.	Deben operar a 23000 m.s.n.m.	L y F opera a mayor altura que C.F.E. seguramente porque cubre la zona central de México.
Desplazamiento Angular	A-A ó V-V (0°) V-A ó A-V (30°) (atrasada la B.T.)	30° atrasada B.T.	30° atrasada B.T.	El desplazamiento angular es igual -- en C.F.E. y en L y F.
Relación de Pérdidas	No especifica	Relación de pérdidas en los devanados a pérdidas en el núcleo no debe ser mayor de 8.	Dependiendo de la capacidad de relación -- de pérdidas, debe ser: mínima: 2.5 máxima: 5.5	En C.F.E. la relación de pérdidas máxima es mayor que la de Compañía de L y F. Esto es un aspecto meramente económico. Los transformadores entre mayor sean sus pérdidas, se trabajarán a menor capacidad, que en -- cierta forma dependerá de la carga -- del tipo de material con que se construirá el transformador.
Puntos de Unión		Todas las conexiones permanentes deben ser unidas con soldadura o mediante conectores tipo compresión.	Todas las conexiones deben ser unidas con soldadura o mediante conectores tipo compresión	Seguramente el sector eléctrico pide sean soldados los puntos de unión para evitar puntos calientes en los -- transformadores y reducir así las -- fallas internas.

CONCEPTO	NOM J-116	C.F.E.	LVF	OBSERVACIONES
Conexión del núcleo al tanque		En un solo punto	En un solo punto	Se pide en un solo punto para tener la facilidad de localizarla cuando falle un transformador o cuando se le da mantenimiento a éste.
Conductor de los devanados		Cobre o aluminio	Cobre o aluminio	Se le da libertad al fabricante con el fin de abaratar el costo del transformador por las fluctuaciones de precios de los materiales.
Derivaciones en Alta Tensión	Las derivaciones deberán ser del 2.5% c/u de la tensión nominal de dos arriba y dos abajo.	Deben ser con dos posiciones arriba y dos abajo cada una de 2.5% de la tensión nominal.	Deberán ser una arriba y dos abajo, cada una 5% de la tensión nominal.	En L y F se piden esas derivaciones para poder cumplir los distintos perfiles de voltaje con los usuarios.

3.2.2. TABLA COMPARATIVA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO PEDESTAL

CONCEPTO	NOM J-285	C.F.E.	L Y F	OBSERVACIONES
Capacidad en KVA	75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000, 2500	300 y 500	45, 75, 112.5, 150, 225, 300	C.F.E. solo contempla dos capacidades mientras L y F tiene mayor diversidad, seguramente porque este tipo de transformadores se ocupan en redes subterráneas de la zona central de la Cd. de México.
Tensiones Nominales en Volts.	Alta tensión: 13200, 23000 y 33000 Baja tensión: 220 V/127, 440 V/254	Primarias: 13200 V/7620, 22860 V/13200 Secundarias: 220 V/127	Primarias: 24150/23000/218501 20700 Secundarias: 220 V/127	C.F.E. contempla las tensiones que van de acuerdo a las tensiones utilizadas en su sistema; L y F contempla la tensión utilizada en su sistema.
Conexión	Y-Y; A-Y	Alta tensión: Y aterrizada Baja tensión: Y aterrizada	Primario: A Secundario: Y	La conexión Y-Y abarata el equipo y se condiciona al sistema a no tener oscilaciones. La conexión A-Y está expuesta a sobre tensiones y oscilaciones.
Impedancia	Va desde 2.0% hasta 5.75%	Mínima = 2.5% Máxima = 4.8%	2.5%	La impedancia en C.F.E. varía y en L y F se mantiene en 2.3%, seguramente están dadas por los estudios de corto circuito.
Corriente de Excitación		No debe ser mayor del 2%	No debe ser mayor del 2%	C.F.E y L y F consideran la misma corriente de excitación, este valor ha sido obtenido a través de la experiencia del sector eléctrico.
Elevación de Temperatura	En los devanados no debe exceder de 65°C y en el punto más caliente de 80°C	En los devanados no debe exceder de 65°C y en el punto más caliente de 80°C	Sobre el medio ambiente considerado a 40°C no debe exceder de 55°C.	La diferencia de temperaturas entre C.F.E y L y F se debe a las distintas zonas en que operan cada uno.

CONCEPTO	NOM J-285	C.F.E.	LV F	OBSERVACIONES
Altitud de Operación		Deben operar a 2000 m.s.n.m.	Deben operar a 2300 m.s.n.m.	L y F opera a mayor altitud que C.F.E.
Desplazamiento angular	A-A ó Y-Y (0°) Y-A ó A-Y (30° atrasada)		El ángulo de defasaje del secundario respecto al primario es de 30° atrasada.	C.F.E. no especifica el ángulo de defasaje; pero creemos que se debe a un error en las especificaciones.
Conductor de los Devanados		El conductor de los devanados de alta y baja tensión debe ser de cobre y/o -- aluminio	En el lado de alta tensión serán de alambre y las de baja tensión serán de solera de cobre con sus esquinas -- redondeadas	En L y F por ser equipo subterráneo se trata de proteger contra sobretensiones y se redondean las soleras para evitar esfuerzos en su -- drea.

3.2.3.- TABLA COMPARATIVA DE TRANSFORMADORES SUMERGIBLES TIPO BÓVEDA

CONCEPTO	NOM J-427	C.F.E.	L Y F	OBSERVACIONES
Capacidad en KVA	45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000, 2500		300, 500, 750	C.F.E. no emplea este tipo de transformadores por su desarrollo. L y F los emplea por sus altas densidades de carga existentes en ciertas zonas a las que da este servicio.
Tensiones Nominales en Volts	Alta tensión: 13200 V/7620; 13200; 23000 V/13280; 23000 33000 V/19050; 33000 Baja tensión: 220 V/127 440 V/254		Primario: 24150/23000/21850/20700 Secundario: 220; 127	Las tensiones de L y F son las que maneja en su sistema.
Impedancia	Debe ser del 5% para transformadores de 1000 KVA y menores; y de 7% para transformadores superiores a 1000 KVA		5.1%	En L y F seguramente este valor es el adecuado para soportar cortocircuito.
Frecuencia	60 Hertz		60 Hertz	La frecuencia de L y F se apega a la del sistema nacional
Conexiones	V-V; A-V		A-V	L y F solo utiliza A-V, porque es la que considera más adecuada a su sistema.
Desplazamiento Angular	El desplazamiento angular entre las tensiones de alta y baja tensión en los conectados en V-V es de 0°. En A-V debe ser de -30° atrasado.		El ángulo de desplazamiento es de 30° atrasada la B.T.	

CONCEPTO	NOM J-427	C.F.E.	L Y F	OBSERVACIONES
Corriente de Excitación	No específica		1.67%	Este valor de corriente de excitación seguramente la obtuvo L y F en sus distintas experiencias.
Altitud de Operación	Deben operar en una altitud mínima de 1000 m. s. n. m.		Deben operar a 2300 m. s. n. m.	Esta altitud de L y F se debe a que cubre la zona central de la Cd. de México.
Polaridad	Todos los transformadores deben ser de polaridad sustractiva.		Sustractiva	Es la polaridad adecuada para el sistema eléctrico.

CONEXION DE TRANSFORMADORES

CAPITULO 4

4. CONEXIONES DE TRANSFORMADORES

EL OBJETIVO DE ESTE CAPÍTULO ES ANALIZAR LAS CONEXIONES MÁS EMPLEADAS EN LOS TRANSFORMADORES CON SUS PROPIEDADES Y CAMPOS DE APLICACIÓN.

ES DE GRAN IMPORTANCIA LA POLARIDAD DE LOS ARROLLAMIENTOS, ASÍ COMO EL DEFASAMIENTO ENTRE PRIMARIO Y SECUNDARIO YA QUE, EN MUCHAS OCASIONES LOS TRANSFORMADORES FUNCIONAN ACOPLADOS EN PARALELO Y ESTE ACOPLAMIENTO SÓLO RESULTA POSIBLE EN DETERMINADAS CONDICIONES DE DEFASAMIENTO ENTRE PRIMARIO Y SECUNDARIO QUE, A SU VEZ DEPENDE DE LA POLARIDAD DE LOS ARROLLAMIENTOS.

4.1 POLARIDAD

LA POLARIDAD INDICA LAS RELACIONES DE SIGNO ENTRE EL FLUJO MAGNÉTICO Y LAS MAGNITUDES ELECTRICAS, ES DECIR UNA CARACTERÍSTICA INDICADA CON UN SIGNO QUE EXPRESA LA DEPENDENCIA DEL SENTIDO DE LA FUERZA ELECTROMOTRIZ RESPECTO AL FLUJO MAGNÉTICO QUE ENGENDRA DICHA FUERZA ELECTROMOTRIZ.

DADO QUE LA CORRIENTE QUE CIRCULA POR LOS ARROLLAMIENTOS DE UN TRANSFORMADOR ES ALTERNA (VARIABLE DE SENTIDO) CUANDO SE CONSIDERA UN SÓLO ARROLLAMIENTO, SE PUEDE TOMAR EN FORMA AR-

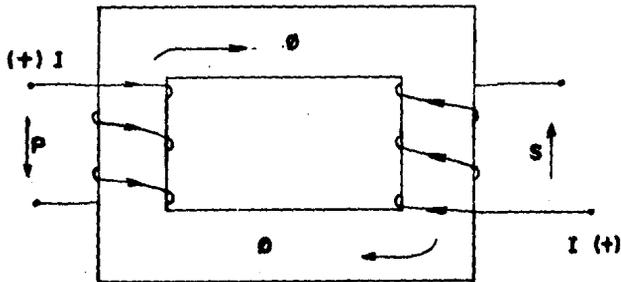
BITRARIA COMO POSITIVO CUALQUIERA DE LOS DOS SENTIDOS POSIBLES. CON LA CONVENCION TOMADA, LA CORRIENTE QUE CIRCULE SERA POSITIVA CUANDO ESTA SEA EN EL SENTIDO CONSIDERADO POSITIVO Y LA FUERZA ELECTROMOTRIZ SERA POSITIVA SI TIENDE A -- PRODUCIR UNA CORRIENTE POSITIVA.

POLARIDAD RELATIVA DE DOS ARROLLAMIENTOS DE UNA MISMA FASE:

ESTA RELACION DETERMINA SI DOS TERMINALES; UNO PRIMARIO Y - EL OTRO SECUNDARIO SON, EN CUALQUIER MOMENTO DE LA MISMA O - DISTINTA POLARIDAD (MEDIANTE UN FLUJO COMUN).

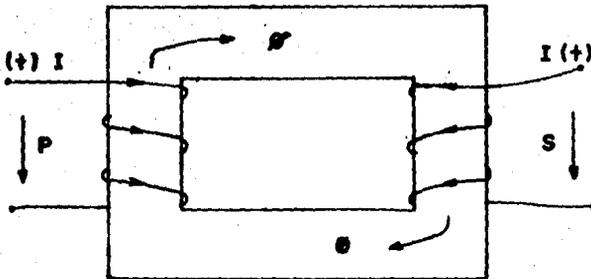
POLARIDAD COMPLETA DEL SISTEMA DE TERMINALES PRIMARIO Y SECUNDARIO; NO ES MAS QUE UNA EXTENSION DE LA POLARIDAD DE DOS ARROLLAMIENTOS DE UNA MISMA FASE, PERO REFERIDA ESTA VEZ A - LAS TRES FASES DE LA TRANSFORMACION TRIFASICA.

EN UN TRANSFORMADOR LA POLARIDAD ESTA DADA POR LAS CONDICIONES INTERNAS DE SUS DEVANADOS Y POR LA COLOCACION DE SU TERMINALES. LA POLARIDAD SE INVESTIGA O DETERMINA POR FASE.



IGUAL SENTIDO DE AMBOS DEVANADOS

FIG.(4.1.)



DIFERENTE SENTIDO DE DEVANADOS

FIG.(4.2)

INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL DE LA POLARIDAD EN TRANSFORMADORES.

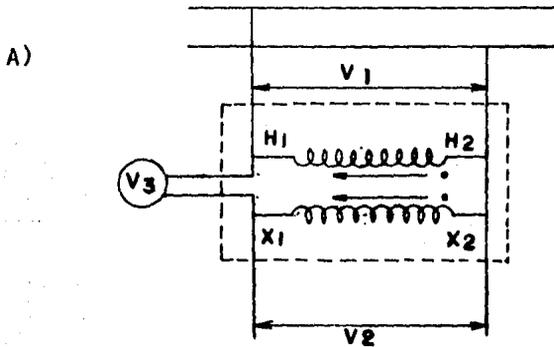


FIG. (4.3.)

SE TOMAN LECTURAS DE:

$$V_1, V_2, V_3$$

$$\text{SI: } V_3 = V_1 - V_2,$$

H₂ Y X₂ SON DE IGUAL POLARIDAD

SI: V₃ ES MENOR QUE V₁

ENTONCES SE DICE QUE LA POLARIDAD ES SUSTRACTIVA.

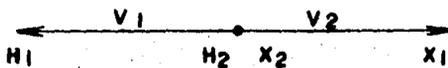


FIG. (4.4)

B)

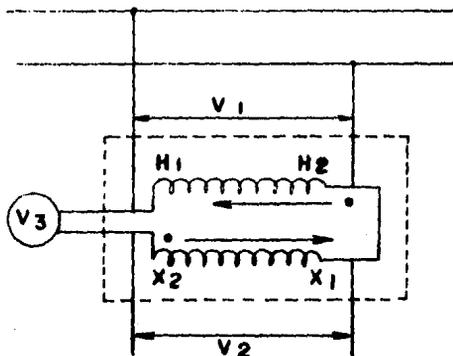


FIG. (4.5)

SE TOMAN LECTURAS DE:

$$V_1, V_2, V_3$$

$$\text{Si: } V_3 = V_1 + V_2 ;$$

H_2 Y X_1 SON DE DIFERENTE POLARIDAD

$$\text{Si: } V_3 \text{ ES MAYOR QUE } V_1$$

SE DICE QUE LA POLARIDAD ES ADITIVA



FIG. (4.6)

4.2 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS CON DERIVACIONES EN ALTA TENSIÓN Y DEVANADOS DE BAJA TENSIÓN.

4.2.1 CONEXIÓN SERIE

EN ESTE TIPO DE CONEXIÓN SE UNEN LOS BORNES DE POLARIDAD CONTRARIA

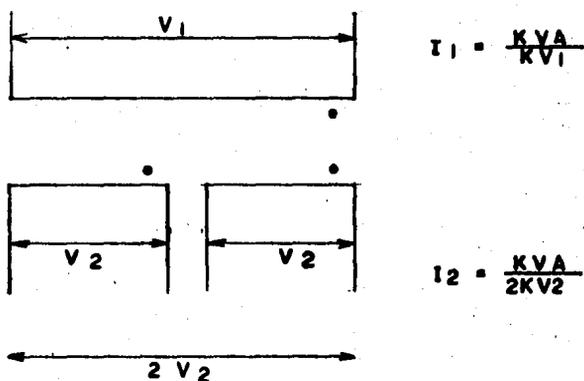
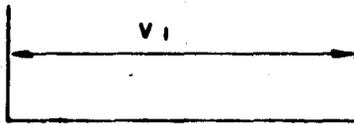


FIG.(4.7)

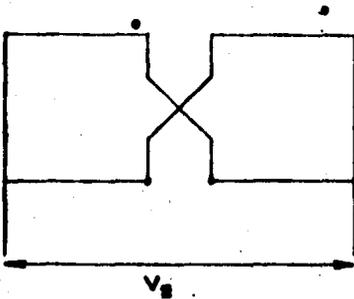
CONEXION SERIE B. T .

4.2.2 CONEXIÓN PARALELO

EN ESTA CONEXIÓN SE UNEN PUNTOS HOMÓLOGOS



$$I_1 = \frac{KVA}{KV_1}$$



$$I_2 = \frac{KVA}{KV_2}$$

FIG. (4.8)

CONEXION PARALELO B. T.

4.3 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CORRIENTE ALTERNA, UTILIZAN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS, TANTO PARA LA PRODUCCIÓN COMO PARA EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. POR ESTA RAZÓN RESULTA MUY IMPORTANTE EL ESTUDIO DE LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

CONEXIÓN TRIFÁSICA , CONSTA DE UN DEVANADO PRIMARIO CONECTADO EN FORMA TRIFÁSICA, Y UN DEVANADO SECUNDARIO CONECTADO TAMBIÉN EN FORMA TRIFÁSICA. EN AMBOS DEVANADOS SE TIENE UN SISTEMA TRIFÁSICO BALANCEADO.

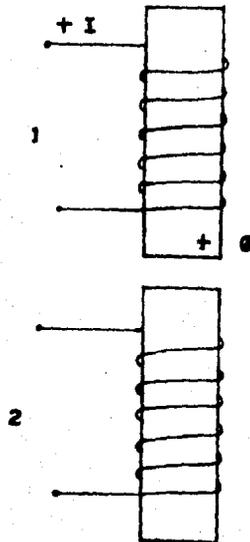
UNA CONEXIÓN TRIFÁSICA PUEDE EFECTUARSE DE DOS FORMAS:

MEDIANTE TRES TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS INDEPENDIENTES, UNIDOS ENTRE SI PARA FORMAR UNA CONEXIÓN TRIFÁSICA.

MEDIANTE UN SÓLO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO, QUE EN CIERTO MODO REUNE TRES TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS (RESULTA DE LA YUXTAPOSICIÓN DE LOS CIRCUITOS MAGNÉTICOS DE LOS TRANSFORMADORES-MONOFÁSICOS, APROVECHANDO LA COMPOSICIÓN DE FLUJOS DE DICHSO CIRCUITOS MAGNÉTICOS.)

4.3.1 DEFASAMIENTO

SEAN DOS BOBINAS (FIGURA 4.9.) POR LAS QUE CIRCULAN CORRIENTES DE LA MISMA FRECUENCIA PERO DEFASADAS EN TIEMPO EQUIVALENTE A UNA FRACCIÓN DE PERÍODO. SI SE ESTABLECE QUE EL SENTIDO POSITIVO (+ I) DE LA CORRIENTE EN UNA DE ELLAS, EN LA NÚMERO 1, POR EJEMPLO, CON ELLO QUEDA DETERMINADO EL SIGNO DEL FLUJO PARA SU PROPIO CIRCUITO MAGNÉTICO. EN LA BOBINA NÚMERO 2, TOMAR UNO U OTRO SENTIDO COMO POSITIVO, EQUIVALE A VARIAR DE 0° A 180° EL DEFASAMIENTO QUE SE ESTABLECERÍA ENTRE LAS CORRIENTES QUE CIRCULEN POR LAS BOBINAS.



RELACION ENTRE LOS SENTIDOS POSITIVOS Y EL DEFASAMIENTO EN DOS ARROLLAMIENTOS INDEPENDIENTES .

FIG. (4.9)

PARA DOS BOBINAS CONECTADAS EN SERIE, SE TIENE QUE POR AMBAS CIRCULARÁ LA MISMA CORRIENTE. SI SE ELIGE EL SENTIDO POSITIVO DE TAL MANERA QUE EL SENTIDO DE LA CORRIENTE COINCIDA EN TODO EL CIRCUITO ELÉCTRICO, AMBAS CORRIENTES ESTARÁN EN FASE (FIGURA 4.10); SI SE INVIERTE EL SENTIDO POSITIVO ELIGIDO PARA LA SEGUNDA BOBINA (FIGURA 4.11) LAS CORRIENTES ESTARÁN EN OPOSICIÓN, ES DECIR, DEFASADAS 180° , YA QUE SOLAMENTE CUANDO HA TRANSCURRIDO MEDIO PERÍODO, LA CORRIENTE PASA POR ESTA SEGUNDA BOBINA EN EL SENTIDO TOMADO PREVIAMENTE COMO POSITIVO.

FIGURA 4.10 . RELACION ENTRE LOS SENTIDOS (+) Y DEFASAMIENTO EN DOS ARROLLAMIENTOS EN SERIE .

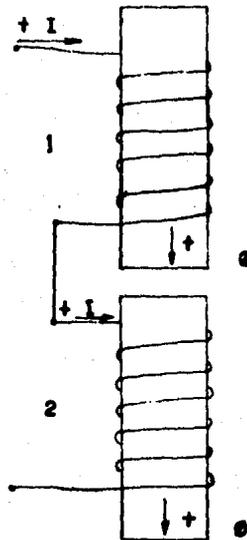
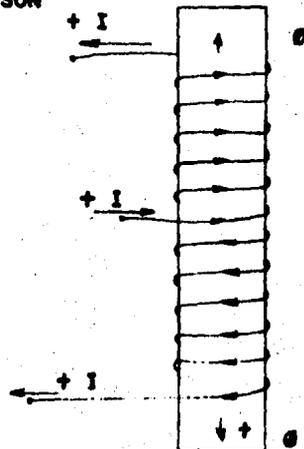
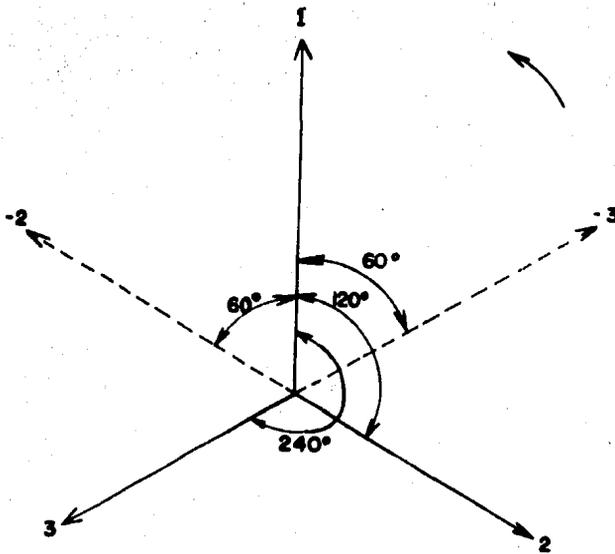


FIGURA 4.11 . RELACION ENTRE LOS SENTIDOS (+) Y DEFASAMIENTO CUANDO LOS SENTIDOS SON OPUESTOS .



SI LAS DOS BOBINAS REPRESENTADAS EN LA FIGURA 4.9, ESTUVIERAN CONECTADAS A DOS FASES "A" Y "B" DE UN SISTEMA TRIFÁSICO, SE PODRÍA DECIR QUE LA CORRIENTE DE LA BOBINA DOS ESTARÍA RETRASADO 120° EN RELACIÓN CON LA CORRIENTE QUE ATRAVIESA LA BOBINA UNO; O QUE LA CORRIENTE EN LA BOBINA DOS IRÍA ADELANTADA EN 60° RESPECTO A LA CORRIENTE DE LA BOBINA UNO (VEÁSE FIGURA 4.12.) UNO U OTRO ENUNCIADO DEPENDE, SOLAMENTE DEL SENTIDO QUE SE TOMA COMO POSITIVO EN LA BOBINA DOS. PERO POR OTRA PARTE, A ESTE DEFASAMIENTO POR CONVENCION SE LE ASIGNA EL VALOR DE $1/3$ DE PERIODO, ES DECIR, 120° EN RETRASO. POR LO TANTO, SOLAMENTE UNO DE LOS DOS SENTIDOS POSIBLES CORRESPONDEN A ESTA CONDICION QUE SERÁ, PRECISAMENTE AQUEL EN EL CUAL LA CORRIENTE POR LA BOBINA DOS, CIRCULARÁ $1/3$ DE PERIODO DESPUÉS DE QUE LA CORRIENTE HAYA RECORRIDO LA BOBINA UNO, EN EL SENTIDO CONSIDERADO POSITIVO.

FIGURA 4.12.



DEFASAMIENTOS EN UN SISTEMA TRIFASICO

POR CONSIGUIENTE, CUANDO SE TRATA DE DETERMINAR EL RETRASO O EL ADELANTO ENTRE LAS MAGNITUDES ELÉCTRICAS DE DOS BOBINAS RECORRIDAS POR CORRIENTE ALTERNA DE LA MISMA FRECUENCIA DEBEN TOMARSE EN CUENTA LOS CONCEPTOS DE POLARIDAD Y DEFASAMIENTO QUE, ADEMÁS ESTÁN RELACIONADOS ENTRE SI DE TAL FORMA QUE NO PUEDE DEFINIRSE UNO DE ELLOS SINO ES CON RESPECTO AL OTRO. GENERALMENTE NO SE MENCIONA LA POLARIDAD EN LOS SISTEMAS TRIFÁSICOS, PORQUE SE SUPONE QUE QUEDA SUFICIENTEMENTE ACLARADO CON LA REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA ADAPTADA Y SE SOBRE ENTIENDE QUE DICHA POLARIDAD ESTA ELEGIDA DE ACUERDO CON EL DEFASAMIENTO DE 120° QUE SE ATRIBUYEN A LAS MAGNITUDES ELÉCTRICAS QUE INTERVIENEN.

4.3.2 SECUENCIA DE FASES

UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO NO TIENE SENTIDO PROPIO DE SECUENCIA DE FASES, SINO QUE ESTE SENTIDO ESTA IMPUESTO POR LA FORMA DE CONECTAR SUS TERMINALES A LA RED PRIMARIA. SI SE INVIERTEN ENTRE SI DOS CONDUCTORES ACTIVOS CUALESQUIERA DE LA RED CON LAS TERMINALES DEL TRANSFORMADOR, SE INVIERTE EL SENTIDO DE ROTACIÓN DE FASES EN EL PROPIO TRANSFORMADOR. DE ESTA MANERA PUEDE CONSEGUIRSE SIEMPRE EL SENTIDO DE ROTACIÓN CONVENIENTE; PERO A VECES SUCEDE QUE CON ÉSTO SE CAMBIAN AL MISMO TIEMPO LAS RELACIONES DE FASE ENTRE --

PRIMARIO Y SECUNDARIO, LO QUE DEBE TENERSE EN CUENTA --
CUANDO ESTAS RELACIONES SON DETERMINANTES COMO SUCEDE, --
POR EJEMPLO EN EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES EN PA-
RALELO.

EN FORMA GENERAL SE PUEDE DECIR LO SIGUIENTE:

- A) EN UNA TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICA CUANDO LA CONEXIÓN DE
AMBOS ARROLLAMIENTOS ES LA MISMA (ESTRELLA-ESTRELLA,-
DELTA-DELTA, ETC.) LA INVERSIÓN DEL SENTIDO DE ROTA -
CIÓN DE FASES NO ALTERA EL DEFASAMIENTO ENTRE LAS --
FUERZAS ELECTROMOTRICES DE AMBOS ARROLLAMIENTOS.

- B) EN UNA TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICA CUANDO LA CONEXIÓN DE
AMBOS ARROLLAMIENTOS ES DISTINTA (ESTRELLA-DELTA, --
DELTA-ESTRELLA, ETC.) LA INVERSIÓN DEL SENTIDO DE RO-
TACIÓN DE FASES ALTERA LOS DEFASAMIENTOS ENTRE LAS --
FUERZAS ELECTROMOTRICES DE AMBOS ARROLLAMIENTOS.

LAS CONEXIONES UTILIZADAS EN LA PRÁCTICA ESTÁN NORMA-
LIZADAS EN GRUPOS DE CONEXIONES, QUE SE HAN REPRESENTA-
DO EN LA FIGURA 4.13. EL GRUPO DE CONEXIÓN CARAC-
TERIZA LAS CONEXIONES DE LOS ARROLLAMIENTOS (PRIMARIO
Y SECUNDARIO) Y EL DEFASAMIENTO ENTRE LAS FUERZAS --

ELECTROMOTRICES CORRESPONDIENTES A AMBOS ARROLLAMIENTOS. CADA GRUPO SE IDENTIFICA CON UNA CIFRA O ÍNDICE DE CONEXIÓN, TAMBIÉN LLAMADO ÍNDICE HORARIO QUE, MULTIPLICADO POR 30° , DA COMO RESULTADO EL DEFASAMIENTO (ϕ), EN RETRASO, QUE EXISTE ENTRE LAS TENSIONES DEL SECUNDARIO RESPECTO AL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR EN CUESTIÓN.

EL ÍNDICE HORARIO ES SIEMPRE UN MÚLTIPLO DE 30° Y SE IDENTIFICA CON EL ÁNGULO FORMADO POR LA AGUJA HORARIA Y LA AGUJA MINUTERA DE UN RELOJ, CUANDO MARCA UNA HORA EXACTA: POR LO TANTO SE PUEDE CARACTERIZAR EL ÁNGULO DE DEFASAMIENTO POR LA HORA INDICADA.

EL ÍNDICE HORARIO DEPENDE DE LAS FORMAS DE CONEXIÓN EN EL PRIMARIO, EN EL SECUNDARIO Y TAMBIÉN DE LOS SENTIDOS RELATIVOS DE ARROLLAMIENTO DE LOS DEVANADOS PRIMARIO Y SECUNDARIO, SOBRE LA MISMA COLUMNA.

4.3.3 CONEXIÓN DELTA-DELTA

EXISTEN CUATRO POSIBILIDADES DE CONEXIÓN QUE CORRESPONDEN A LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

PRIMERA: LAS TERMINALES DE LÍNEA PRIMARIA Y SECUNDARIA-
PUEDEN SER HOMÓLOGAS O DE POLARIDAD OPUESTA.

SEGUNDA: LA SUCESIÓN DE ESTAS TERMINALES EN EL CIRCUITO
INTERNO PUEDE SER LA MISMA PARA AMBOS SISTEMAS
O INVERSA.

EN SENTIDO PRÁCTICO LA PRIMERA CONDICIÓN NO ES VÁLIDA -
PUESTO QUE CUANDO SE TIENE ENLAZADA LA SALIDA DE UN ARRO
LLAMIENTO CON LA ENTRADA DE OTRO, SIEMPRE HAY DIRECTAMEN
TE CONECTADAS DOS TERMINALES DE DISTINTA POLARIDAD Y BAS
TA CON CAMBIAR LA DESIGNACIÓN DE LA FASE DE LA TERMINAL-
COMÚN PARA INVERTIR EL SIGNO DE LA POLARIDAD.

POR LO ANTERIOR, EN LA PRÁCTICA SE EMPLEAN DOS GRUPOS DE
CONEXIÓN QUE CORRESPONDEN, RESPECTIVAMENTE A UN DEFASA -
MIENTO DE 0° Y 180° .

CADA ARROLLAMIENTO DEBE SOPORTAR LA TENSIÓN TOTAL DE LA -
LÍNEA CORRESPONDIENTE Y, SI LA CORRIENTE ES REDUCIDA, RE-
SULTA UN NÚMERO MUY ELEVADO DE ESPIRAS, DE PEQUEÑA SEC --
CIÓN POR EL CONTRARIO, PARA BAJAS TENSIONES Y ELEVADAS CO
RRIENTES DE CARGA, COMO LA CORRIENTE POR FASE ES INFERIOR
A LA CORRIENTE DE LÍNEA, SE PUEDE DISMINUIR LA SECCIÓN, PA

DEFASA- MIENTO	GRUPO DE CONEXION CEI	DIAGRAMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		RELACION DE TRANSFORMACION	GRUPO DE CONEXION VDE
		ALTA TENSION	BAJA TENSION	ALTA TENSION	BAJA TENSION		
0 $\delta = 0^\circ$	D d 0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	A 1
	Y y 0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	A 2
	D z 0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{3N_2}$	A 3
5 $\delta = 30^\circ$	D y 5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{\sqrt{3} N_2}$	C 1
	Y d 5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3} N_1}{N_2}$	C 2
	Y z 5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{\sqrt{3} N_2}$	C 3
6 $\delta = 180^\circ$	D d 6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	B 1
	Y y 6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	B 2
	D z 6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{3N_2}$	B 3
II $\delta = 330^\circ$ $= -30^\circ$	D y II					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{\sqrt{3} N_2}$	D 1
	Y d II					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3} N_1}{N_2}$	D 2
	Y z II					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{\sqrt{3} N_2}$	D 3

FIG. (4.13)

RA LA MISMA DENSIDAD DE CORRIENTE, EN LA PROPORCIÓN $1/\sqrt{3}$ Y EL TAMAÑO DE LOS CONDUCTORES RESULTA MÁS APROPIADO. -- ÉSTA CONEXIÓN PERMITE LA CIRCULACIÓN LOCAL DE LA TERCERA ARMÓNICA REDUCIENDO LAS PERTURBACIONES INDUCTIVAS A LO LARGO DE LA LÍNEA. OTRA VENTAJA DE ESTA CONEXIÓN ES LA QUE SI SE INTERRUMPE UN ARROLLAMIENTO, EL TRANSFORMADOR PUEDE SEGUIR FUNCIONANDO A UNA POTENCIA REDUCIDA, CON LA MISMA TENSIÓN COMPUESTA (ENTRE FASES) Y CON UNA CORRIENTE IGUAL A LA QUE PERMITE UNA SOLA FASE.

COMO NO SE DISPONE DE NEUTRO EN EL PRIMARIO NI EN EL SECUNDARIO, NO ES POSIBLE LA PROTECCIÓN DE TIERRA, NI LA ALIMENTACIÓN DE REDES DE CUATRO CONDUCTORES; POR LO QUE ESTOS INCONVENIENTES LIMITAN SU CAMPO DE APLICACIÓN.

4.3.4 CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA.

SE DISPONE DE CUATRO FORMAS DE CONEXIÓN, DE LAS CUALES DOS AFECTAN A LA POLARIDAD DE LAS TERMINALES Y LAS OTRAS DOS A LA INTERCONEXIÓN DE LOS ARROLLAMIENTOS, ESTAS FORMAS CORRESPONDEN A DEFASAMIENTOS DE 30° , 150° , -150° Y -30° . CUAL QUIERA QUE SEA LA FORMA EN QUE ESTEN CONECTADOS LOS ARROLLAMIENTOS PRIMARIO Y SECUNDARIO, SIEMPRE ES POSIBLE OBTENER UN DEFASAMIENTO ÚNICO DE 30° ENTRE LAS FUERZAS ELECTROMOTRICES PRIMARIO Y SECUNDARIA DE LA LÍNEA, SIN VARIAR LAS CONEXIONES INTERNAS DEL TRANSFORMADOR. CON ESTE SISTEMA DE CONEXIÓN NO ES POSIBLE OBTENER NI LA COINCIDENCIA NI LA OPOSICIÓN DE FASES.

EL EMPLEO MÁS FRECUENTE Y EFICAZ ES EN TRANSFORMADORES REDUCTORES EN CENTRALES, ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y FINALES DE LÍNEAS. LA CONEXIÓN DELTA DEL DEVANADO SECUNDARIO ELIMINA LAS TERCERAS ARMÓNICAS, CONSECUENTEMENTE, LAS TENSIONES-SECUNDARIAS NO SE VEN AFECTADAS POR TERCERAS ARMÓNICAS, LAS CUALES CIRCULARÁN POR LA DELTA ESTABLECIDA.

COMO EN EL SECUNDARIO NO ES POSIBLE INSTALAR CONDUCTOR DE PROTECCIÓN A TIERRA, TAMPOCO SERÁ POSIBLE ALIMENTAR REDES DE UTILIZACIÓN DE CUATRO CONDUCTORES. FINALMENTE AÑADIRE -

MOS QUE LA INTERRUPCIÓN DE CUALQUIER FASE, IMPIDE EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.

ESQUEMA DE CONEXIONES ESTRELLA-DELTA

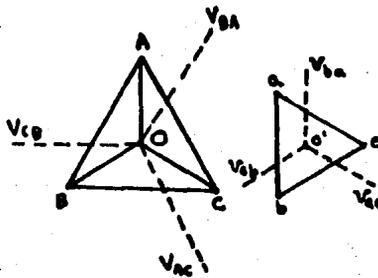
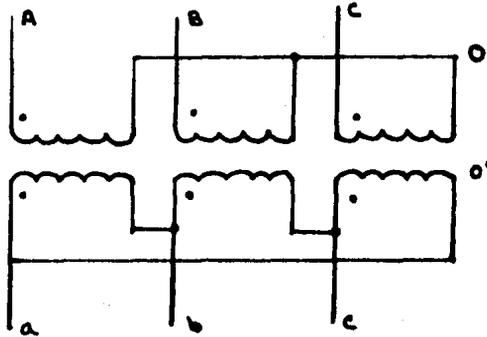


FIG. (4.14)

4.3.5 CONEXIÓN DELTA- ESTRELLA.

EN ESTE TIPO DE CONEXIÓN, EXISTEN DOS FORMAS POSIBLES DE CERRAR EL TRIANGULO PRIMARIO Y OTRAS DOS FORMAS DE SITUAR EL PUNTO NEUTRO DE LA ESTRELLA SECUNDARIA, POR LO QUE RESULTAN CUATRO FORMAS DE CONEXIÓN QUE CORRESPONDEN A DEFASAMIENTOS DE 30° , 150° , -30° Y -150° . ESTE SISTEMA DE CONEXIÓN ES EL MÁS UTILIZADO EN LOS TRANSFORMADORES ELEVADORES DE POTENCIA. AL PRINCIPIO DE LA LÍNEA, ESTA CONEXIÓN, NO ES GENERADOR DE TERCERAS ARMÓNICAS DE TENSIÓN EN EL CIRCUITO SECUNDARIO, YA QUE LA TERCERA ARMÓNICA DE LA CORRIENTE MAGNETIZANTE SE ESTABLECE EN EL DEVANADO PRIMARIO.

COMO SE PUEDE DISPONER DE NEUTRO EN EL SECUNDARIO, ES POSIBLE APLICAR A ÉSTA CONEXIÓN, LA PROTECCIÓN A TIERRA, ASÍ COMO CONECTAR TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA ALIMENTAR REDES DE MEDIANA Y BAJA TENSIÓN CON CUATRO CONDUCTORES. ES CONVENIENTE MENCIONAR QUE LA FALLA DE UN SÓLO DEVANADO DEJA INUTILIZADO AL SISTEMA COMPLETAMENTE.

ESQUEMA DE CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA

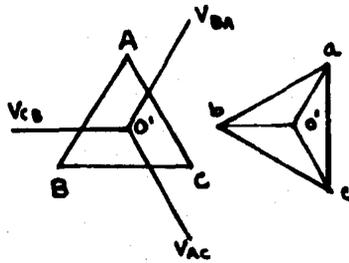
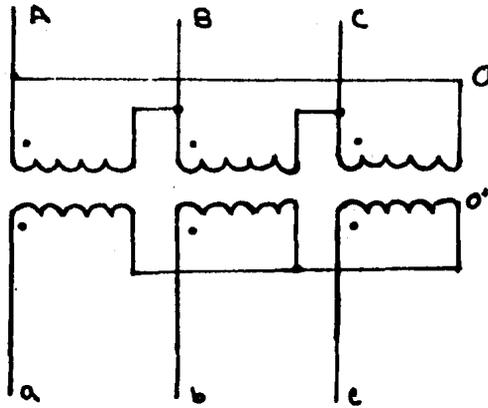


FIG. (4.15)

4.3.6 CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA

EXISTEN DOS GRUPOS DE CONEXIONES POSIBLES:

- A) NEUTRO PRIMARIO Y SECUNDARIO EN TERMINALES HOMÓLOGAS. EL DEFASAMIENTO EN ESTE CASO CORRESPONDE A 0° .
- B) NEUTRO PRIMARIO Y SECUNDARIO EN TERMINALES DE DIFERENTE - POLARIDAD EN ESTE CASO EL DEFASAMIENTO ES DE 180° , ES DECIR LAS FUERZAS ELECTROMOTRICES CORRESPONDIENTES A AMBOS-DEVANADOS ESTÁN EN OPOSICIÓN.

ESTE TIPO DE CONEXIÓN PERMITE SACAR UN NEUTRO DIRECTAMENTE, EL CUAL SE EMPLEA EN LAS REDES DE BAJA TENSIÓN Y EN EL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR, PARA SU PROPIA PROTECCIÓN MEDIANTE LA PUESTA A TIERRA. POR LO QUE ES MUY UTILIZADO EN - - TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIANA Y PEQUEÑA POTENCIA.

LOS TRANSFORMADORES QUE EMPLEAN ESTA CONEXIÓN SON LOS MÁS - ECONÓMICOS, YA QUE EL NÚMERO DE ESPIRAS POR DEVANADO CORRESPONDE A LA TENSIÓN SIMPLE ES DECIR $V_L/\sqrt{3}$, POR LO QUE AL SOPORTAR UNA TENSIÓN MENOR, LA INTENSIDAD CRECE EN LA MISMA PROPORCIÓN, PRECISANDO POR TANTO DE CONDUCTORES DE MAYOR SECCIÓN, LO QUE PROPORCIONA RIGIDEZ A LAS BOBINAS Y ÉSTAS QUE-

DAN MEJOR PROTEGIDAS CONTRA LOS ESFUERZOS MECANICOS DEBIDO A LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO. TAMBIÉN SE NECESITA MENOS AISLAMIENTO, POR SER MENOR LA TENSIÓN QUE SOPORTAN, LO QUE; NO SÓLO REDUCE EL COSTO DEL TRANSFORMADOR SINO QUE DA MAYOR ESPACIO, PARA LAS BOBINAS, AUMENTANDO DE ESTA FORMA LA CAPACIDAD DE CARGA DEL TRANSFORMADOR PARA UN MISMO VOLUMEN, EN RELACIÓN CON OTRO TIPO DE CONEXIÓN.

ESQUEMA DE CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA

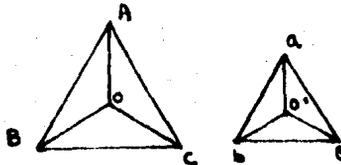
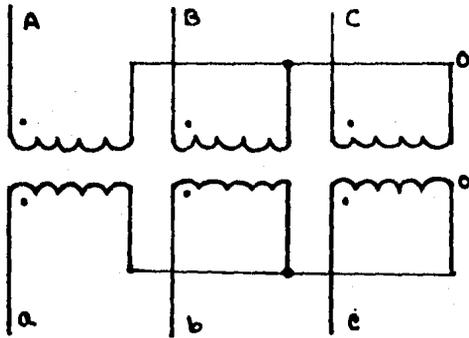


FIG. (4.16)

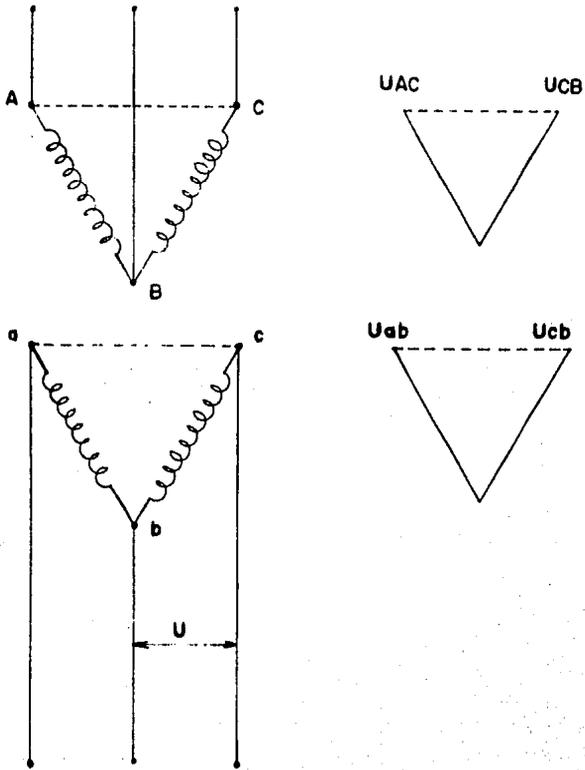
4.4 CONEXIONES ESPECIALES

ANTERIORMENTE SE ANALIZARON LAS CONEXIONES TRIFÁSICAS QUE SON LAS QUE SE PUEDEN LLAMAR NORMALES, ES DECIR, LAS DE EMPLEO GENERAL EN LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. SIN EMBARGO, EL TRANSFORMADOR - TRIFÁSICO ES UN DISPOSITIVO QUE, POR SU CARÁCTER ESTÁTICO, SE PRESTA FACILMENTE A SER UTILIZADO EN APLICACIONES ESPECIALES, ALGUNAS DE LAS CUALES SE DESCRIBEN A CONTINUACIÓN.

4.4.1 CONEXIÓN DELTA ABIERTA

EL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO EN CONEXIÓN DELTA ABIERTA SE DERIVA DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO EN CONEXIÓN DELTA-DELTA; CUANDO SE ESTUDIO ESTA CONEXIÓN SE MENCIONÓ QUE, EN CASO DE AVERÍA, SE PUEDE PRESCINDIR DE UNA FASE, FUNCIONANDO LAS OTRAS DOS A POTENCIA REDUCIDA; PRECISAMENTE SE OBTIENE DE ESTA FORMA UNA CONEXIÓN Vv. TAMBIÉN PUDIENDOSE OBTENER CUANDO EN UN TRANSFORMADOR DELTA-DELTA, SE DESCONECTA UNA COLUMNA, LO QUE SE PUEDE REALIZAR CON CIERTA FACILIDAD, CONTINUANDO EL SUMINISTRO TRIFÁSICO A POTENCIA REDUCIDA.

EL ESQUEMA DE LA CONEXIÓN Vv, ASÍ COMO SU DIAGRAMA VECTORIAL SE PRESENTA EN LA FIGURA 4.17.



TRANSFORMADOR

V v

FIG. (4.17)

LA CONEXIÓN VV DEBE EMPLEARSE CON UN RECURSO PARA EL CASO DE REDES CON PEQUEÑA DEMANDA ACTUAL PERO CON GRAN DEMANDA FUTURA, EN LAS QUE UN BANCO NORMAL TRABAJARÍA DURANTE - - CIERTO TIEMPO CON UNA CARGA BASTANTE INFERIOR A SU CARGA NOMINAL, Y POR LO TANTO, CON BAJO RENDIMIENTO.

ADEMÁS DE ESTE INCONVENIENTE, EXISTE LA LIMITACIÓN DE NO PODER INSTALAR CONDUCTOR NEUTRO, NI EN EL PRIMARIO NI EN EL SECUNDARIO POR LO QUE ESTA CONEXIÓN NO ES MUY EMPLEADA PARA ALIMENTAR REDES DE CUATRO CONDUCTORES. *

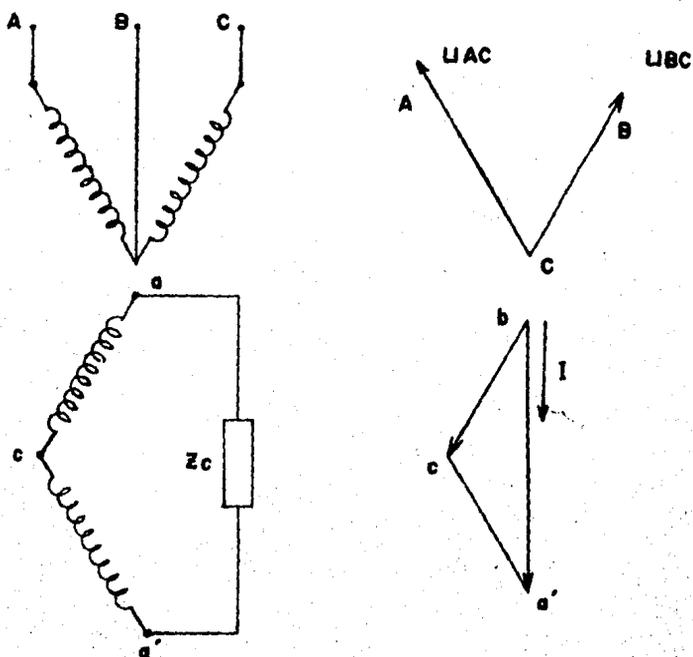
CON CARGAS EQUILIBRADAS SE INTRODUCE YA UN DESEQUILIBRIO DE FUERZAS ELECTROMOTRICES SECUNDARIAS A CAUSA DE LAS DISTINTAS CAIDAS DE TENSIÓN POR IMPEDANCIAS EN LAS TRES FASES.

RESULTARÁN EQUILIBRADAS LAS CORRIENTES PRIMARIAS AL ESTAR EQUILIBRADAS LAS CORRIENTES SECUNDARIAS.

LAS TERCERAS ARMÓNICAS DE INTENSIDAD CIRCULAN, SUMÁNDOSE EN FASE, POR LOS ARROLLAMIENTOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS Y POR LOS CONDUCTORES DE LÍNEA. POR LO TANTO NO EXISTEN SOBRETENSIONES DEBIDAS A ESTAS TERCERAS ARMÓNICAS.

NO SE UTILIZA EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE TRANSFORMADORES CON ESTE TIPO DE CONEXIÓN (ES MÁS CONVENIENTE AÑADIR EL TERCER TRANSFORMADOR). NO DEBE DE ADAPTARSE PARA AMPLIACIÓN DE INSTALACIONES EXISTENTES NORMALES, YA QUE LA ASIMETRÍA DE IMPEDANCIAS INTERNAS PROVOCARÍA DISTRIBUCIONES MUY IRREGULARES DE LA CARGA EN LOS SISTEMAS ACOPLADOS.

CAMBIANDO EL SENTIDO DE UNO DE LOS ARROLLAMIENTOS SE OBTIENE UNA CONEXIÓN Vv INVERTIDA, LA CUAL SE EMPLEA PARA LA TRANSFORMACIÓN TRIFÁSICA-MONOFÁSICA, CON ESTE SISTEMA NO SE CONSIGUE EL EQUILIBRIO DE CARGAS TRIFÁSICAS PERO EL DESEQUILIBRIO QUE SE PRESENTA ES MÍNIMO.



TRANSFORMADOR V v INVERTIDA

FIG. (4,18)

4.4.2 CONEXIÓN Tt.

ESTE TRANSFORMADOR EN CONEXIÓN Tt, TIENE LA MISMA FINALIDAD QUE LA CONEXIÓN Vv, ES DECIR, INSTALAR INICIALMENTE DOS - - TRANSFORMADORES PARA ALIMENTACIÓN DE UNA RED QUE, POSTE -- RIORMENTE REQUERIRÁ UNO MÁS AL CRECER LA DEMANDA. SIN EM - BARGO, TIENE LA VENTAJA SOBRE LA CONEXIÓN Vv DE QUE PUEDE - DISPONER DE NEUTRO TANTO EN EL PRIMARIO COMO EL SECUNDARIO.

EL DESEQUILIBRIO DE CARGAS PUEDE AFECTAR DE CUATRO FORMAS - DIFERENTES A LOS ARROLLAMIENTOS, Y ESTAS SON:

- A) EXCESO DE CARGA ENTRE DOS FASES SECUNDARIAS CORRESPONDIENTES A LOS DOS TRANSFORMADORES.
- B) EXCESO DE CARGA ENTRE DOS FASES SECUNDARIAS CORRESPONDIENTES AL TRANSFORMADOR LARGO.
- C) EXCESO DE CARGA ENTRE UNA FASE SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR LARGO Y NEUTRO.
- D) EXCESO DE CARGA ENTRE UNA FASE SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR CORTO Y NEUTRO.

CON CARGAS EQUILIBRADAS EXISTE CIERTO DESEQUILIBRIO DE -
FUERZAS ELECTROMOTRICES SECUNDARIAS, DEBIDO A LAS DISTIN -
TAS CAIDAS DE TENSION INTERNAS POR IMPEDANCIA; CON CARGAS -
DESEQUILIBRADAS SE ACENTÚA ESTE DESEQUILIBRIO DE FUERZAS -
ELECTROMOTRICES SECUNDARIAS, AUNQUE SIN PRODUCIRSE SOBRE -
EXCITACIÓN A CAUSA DE LAS FUERZAS MAGNETOMOTRICES NO COM -
PENSADAS.

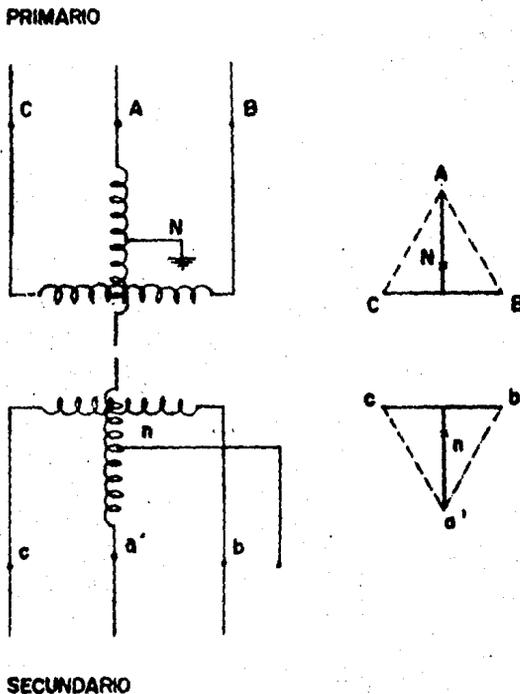


FIG.(4.19)

TRANSFORMADOR T 1

4.4.3. CONEXIÓN SCOTT.

CONEXIÓN SCOTT MONOFÁSICA.

LA CONEXIÓN SCOTT MONOFÁSICA, TIENE DOS CARACTERÍSTICAS - ESENCIALES:

- ES REVERSIBLE, ES DECIR QUE FUNCIONA TANTO HACIA UN LADO COMO HACIA EL OTRO, CONDICIÓN QUE RESULTA INDISPENSABLE PARA LA INTERCONEXIÓN DE REDES.
- EL EQUILIBRIO DE CARGAS DEL SECUNDARIO SE PRODUCE TAMBIÉN EN EL PRIMARIO, TANTO EN INTENSIDAD - COMO EN DEFASAMIENTO.

CONEXIÓN SCOTT BIFÁSICA:

EN ESTE TIPO DE CONEXIÓN, SU ESQUEMA ES EL MISMO QUE EN LA CONEXIÓN SCOTT MONOFÁSICA; PERO ESTA VEZ SE AÑADE EL NEUTRO EN EL SECUNDARIO CON LO QUE SE OBTIENE UN SISTEMA BIFÁSICO. EN CONDICIONES NORMALES DE FUNCIONAMIENTO, SOLAMENTE SE DIFERENCIA DE LA CONEXIÓN SCOTT MONOFÁSICA EN QUE LA CARGA SE CONECTA ENTRE CADA UNO DE LOS CONDUCTORES ACTIVOS Y EL NEUTRO EN EL SECUNDARIO, EN LUGAR DE CONECTARSE ÚNICAMENTE ENTRE CONDUCTORES ACTIVOS.

LOS ARROLLAMIENTOS SECUNDARIOS DE LOS DOS TRANSFORMADORES - QUE CONSTITUYEN LA CONEXIÓN, HAN DE SER IGUALES Y PROYECTADOS PARA LA TENSIÓN SIMPLE DEL SISTEMA BIFÁSICO (DE FASE - A NEUTRO).

ESQUEMA DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO-MONOFÁSICO
EN CONEXIÓN SCOTT MONOFÁSICA.

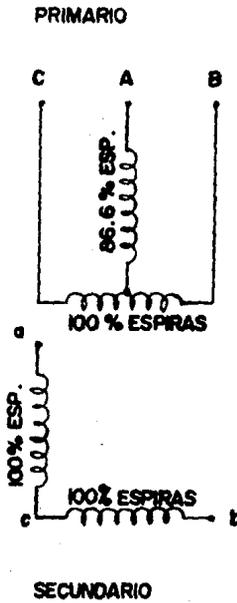


FIG. (4.20)

CONEXION T L

LA CONEXIÓN SCOTT BIFÁSICA ES REVERSIBLE; ES DECIR, QUE FUNCIONA INDISTINTAMENTE COMO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO-BIFÁSICO Y VICEVERSA, LO CUAL PERMITE SU EMPLEO EN LA INTERCONEXIÓN DE REDES TRIFÁSICAS Y BIFÁSICAS. SU EQUILIBRIO DE CARGA EN LA RED SECUNDARIA SE REPRODUCE EN LA RED PRIMARIA, TANTO EN INTENSIDAD COMO EN DEFASAMIENTO, LO QUE IMPLICA QUE LAS INTENSIDADES PRIMARIAS SON IGUALES EN TODOS LOS ARROLLAMIENTOS, ASÍ COMO EL QUE LOS FACTORES DE POTENCIA EN LAS REDES PRIMARIA Y SECUNDARIA SEAN IGUALES.

LA POTENCIA UTILIZABLE DE LOS TRANSFORMADORES QUE CONSTITUYEN LA CONEXIÓN, SE APROVECHA INTEGRAMENTE, EXCEPTO LA DEL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR LARGO, QUE DEBE SER UN 15.5% SUPERIOR A LA POTENCIA DEL SECUNDARIO.

LA CONEXIÓN SCOTT BIFÁSICA PERMITE DISPONER DE NEUTRO EN EL PRIMARIO Y EN EL SECUNDARIO, POR LO QUE LAS TERCERAS ARMONICAS SE COMPENSAN, CIRCULANDO POR LAS LÍNEAS Y REPARTIÉNDOSE ENTRE AMBAS REDES (BIFÁSICA EN EL SECUNDARIO Y TRIFÁSICA EN EL PRIMARIO).

ESQUEMA DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO-BIFÁSICO
EN CONEXIÓN SCOTT BIFÁSICA.

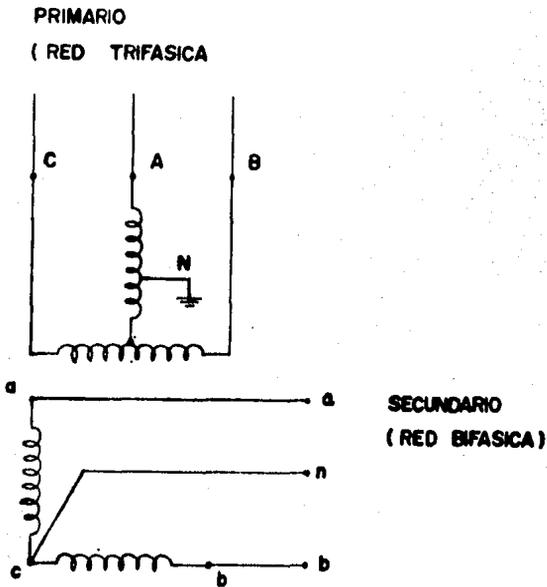


FIG. (4.21)

CONEXION SCOTT

4.5 TRANSFORMADORES EN PARALELO.

CUANDO EN UN SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, LA POTENCIA QUE HA DE SUMINISTRAR UN TRANSFORMADOR ALCANZA EL LÍMITE DE SU POTENCIA NOMINAL, DEBIDO A LA CRECIENTE DEMANDA DE CARGA, ES NECESARIO EL INCREMENTO DE LA POTENCIA INSTALADA. PARA LOGRAR ESTE INCREMENTO SE REALIZA EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE UN NUEVO TRANSFORMADOR, CON EL QUE EXISTE EN DICHO SISTEMA.

EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES PUEDE LLEVARSE A CABO EN CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES FORMAS:

- POR SUS PRIMARIOS
- POR SUS SECUNDARIOS
- POR SUS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS SIMULTÁNEAMENTE --
(ESTE ES EL CASO MÁS FRECUENTE)

4.5.1 REQUERIMIENTOS

PARA EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO DEBEN REUNIRSE CIERTAS CONDICIONES PREVIAS DE LAS CUALES UNAS CORRESPONDEN A LAS CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS REDES QUE HAN DE ACOPLARSE Y -- OTRAS A LAS CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS TRANS--

FORMADORES QUE SE VAN A CONECTAR. ESTAS CONDICIONES SON:

1. IGUAL FRECUENCIA EN LAS REDES POR ACOPLAR
2. LOS DEFASAMIENTOS PRIMARIOS RESPECTO AL SECUNDARIO, --
HAN DE SER IGUALES PARA LOS TRANSFORMADORES QUE HALLAN-
DE ACOPLARSE EN PARALELO.
3. MISMO SENTIDO DE ROTACIÓN DE LAS FASES SECUNDARIAS; ES
DECIR IGUAL SECUENCIA DE FASES.
4. IGUALES RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN EN VACIO, REFERI-
DAS A LAS TENSIONES DE LÍNEA.
5. IGUALES TENSIONES PORCENTUALES DE CORTO CIRCUITO SIEN-
DO PREFERIBLE, ADEMÁS QUE TAMBIÉN SEAN IGUALES LAS RES-
PECTIVAS COMPONENTES, ES DECIR, LAS CAIDAS OHMICAS DE-
TENSIÓN PORCENTUALES Y LAS CAIDAS DE TENSIÓN POR REAC-
TANCIA PORCENTUALES.
6. LAS POTENCIAS DEBEN SER DEL MISMO ORDEN DE MAGNITUD. -
EN LA PRÁCTICA NO HAY INTERÉS EN ACOPLAR EN PARALELO -
DOS TRANSFORMADORES CUANDO LA POTENCIA DE UNO ES INFE-
RIOR A $1/4$ DE LA POTENCIA DE OTRO.

EN ESTAS CONDICIONES, LA PRIMERA ES UNA CARACTERÍSTICA DE -
LAS REDES A ACOPLAR; LAS CONDICIONES SEGUNDA Y TERCERA SON-

INDISPENSABLES, ES DECIR, QUE EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO -
RESULTA IMPOSIBLE SI ESTAS CONDICIONES NO SE CUMPLEN; LAS -
TRES ÚLTIMAS SON NECESARIAS PARA EL BUEN SERVICIO DE LA --
INSTALACIÓN Y ADMITEN CIERTAS TOLERANCIAS QUE SE EXAMINARÁN
AL ESTUDIAR CON DETALLE LAS CONDICIONES INDICADAS ANTERIOR-
MENTE.

**PRIMERA CONDICIÓN: IGUAL FRECUENCIA EN LAS REDES A
ACOPLAR.**

ES MUY FÁCIL COMPRENDER QUE LA FRECUENCIA HA DE SER LA MIS-
MA RIGUROSAMENTE PARA TODOS LOS TRANSFORMADORES ACOPLADOS -
EN PARALELO. NO ES POSIBLE CONECTAR CIRCUITOS SENOIDALES -
DE DIFERENTES FRECUENCIAS PUES LAS RESULTANTES (TENSIONES Y
CORRIENTES) SERÍAN LA SUMA DE COMPONENTES SENOIDALES DE DIS-
TINTA FRECUENCIA Y, POR LO TANTO, YA NO SERÍAN SENOIDALES,-
INTRODUCIENDO DEFORMACIONES INADMISIBLES EN LAS ONDAS DE --
TENSIÓN Y DE CORRIENTE.

**SEGUNDA CONDICIÓN: IGUALES DEFASAMIENTOS SECUNDARIOS--
RESPECTO AL PRIMARIO.**

ES NECESARIO QUE SE CUMPLA CON LOS ÁNGULOS DE DEFASAMIENTO -

ENTRE LAS FUERZAS ELECTROMOTRICES PRIMARIA Y SECUNDARIA, EL-
CUAL DEBE SER EL MISMO PARA TODOS LOS TRANSFORMADORES. ESTA
CONDICIÓN TAMBIÉN SE CUMPLE CUANDO TODOS LOS TRANSFORMADORES
TIENEN EL MISMO ÍNDICE, YA QUE CADA ÍNDICE HORARIO CORRESPON-
DE A UN ÁNGULO DE DEFASAMIENTO ENTRE EL PRIMARIO Y EL SECUN-
DARIO.

DE LO ANTERIOR Y OBSERVANDO LA TABLA DE LA FIGURA 4.13.; LOS
TRANSFORMADORES "Ddo" Y " Y Y 0" PUEDEN ACOPLARSE EN PARALE-
LO SIN INCONVENIENTE SIEMPRE Y CUANDO SE CUMPLAN LAS RESTAN-
TES CONDICIONES (FIGURA 4.22)

EL CASO DE UN ACOPLAMIENTO INCORRECTO (FIGURA 4.23 .) ES --
AQUEL, DONDE LOS TRANSFORMADORES NO PUEDEN ACOPLARSE EN PARA-
LELO DEBIDO A QUE PERTENECEN A DISTINTOS ÍNDICES HORARIOS Y-
POR LO TANTO EL DEFASAMIENTO ENTRE PRIMARIO Y SECUNDARIO ES
DIFERENTE.

SE PUEDEN ACOPLAR ENTRE SI, LOS SIGUIENTES TRANSFORMADORES:

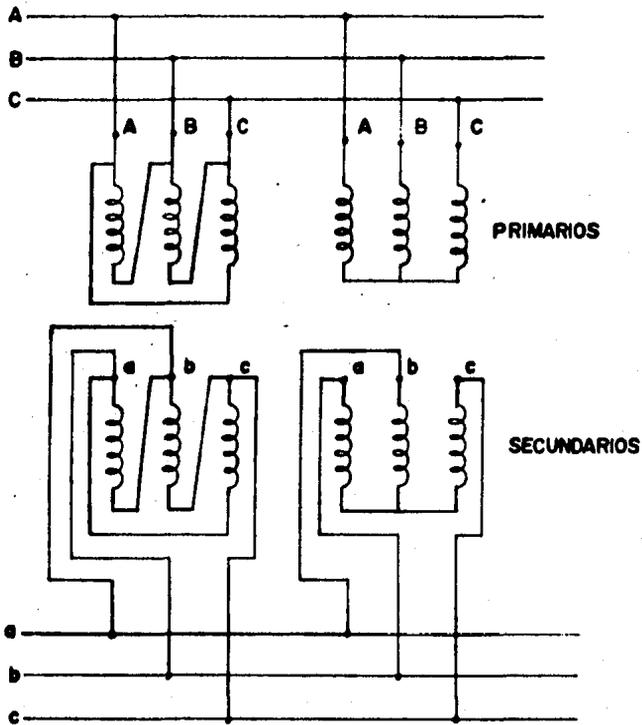
1. TODOS LOS GRUPOS DE CONEXIÓN CUYO ÍNDICE HORARIO -
O DE CONEXIÓN SEA "0".

2. TODOS LOS GRUPOS DE CONEXIÓN CUYO ÍNDICE HORARIO -
SEA "5".
3. TODOS LOS GRUPOS DE CONEXIÓN CUYO ÍNDICE HORARIO -
SEA "6"
4. TODOS LOS GRUPOS DE CONEXIÓN CUYO ÍNDICE HORARIO -
SEA "11".

SIN EMBARGO, MODIFICANDO CONVENIENTEMENTE LAS CONEXIONES INTERIORES O EXTERIORES SEGÚN LOS CASOS, ES POSIBLE ACOPLAR EN PARALELO, TRANSFORMADORES CON DIFERENTES ÍNDICES, DE ACUERDO A LAS SIGUIENTES CONSIDERACIONES:

- 1A. LOS TRANSFORMADORES DE ÍNDICE "0", NO PUEDEN EN -
NINGÚN CASO, ACOPLARSE EN PARALELO CON LOS TRANS-
FORMADORES DE ÍNDICE "5" , NO EXISTIENDO NINGUNA-
SOLUCIÓN VÁLIDA PARA PERMITIR EL ACOPLAMIENTO EN-
PARALELO.
- 2A. LOS TRANSFORMADORES DE ÍNDICE "0", NO PUEDEN - -
EN NINGÚN CASO, ACOPLARSE EN PARALELO CON LOS - -
TRANSFORMADORES DE ÍNDICE " 11".

- 3A. LOS TRANSFORMADORES DE INDICE "6" NO PUEDEN EN NINGÚN CASO, ACOPLARSE EN PARALELO CON LOS TRANSFORMADORES DE INDICE "5".
- 4A. LOS TRANSFORMADORES DE INDICE "6" NO PUEDEN EN NINGÚN CASO, ACOPLARSE EN PARALELO CON LOS TRANSFORMADORES INDICE "11".
- 5A. ES POSIBLE EL ACOPLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE INDICE HORARIO "0" CON LOS DE INDICE "6" CUYO DEFASAMIENTO MUTUO ES 180° INVIRTIENDO LAS CONEXIONES INTERNAS DE LOS ARROLLAMIENTOS PRIMARIOS O SECUNDARIOS DE UNO DE LOS GRUPOS. POR EJEMPLO EN LA FIGURA 4.2 4, ES POSIBLE EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO DEL TRANSFORMADOR "YY 0" CON EL TRANSFORMADOR "YY 6" SIEMPRE QUE ESTE ÚLTIMO SE DESCONECTE EL PUNTO DE ESTRELLA DEL ARROLLAMIENTO SECUNDARIO, CONECTÁNDOLO AL OTRO EXTREMO DEL CITADO ARROLLAMIENTO CON LO QUE EN REALIDAD SE CONVIERTE EN UN TRANSFORMADOR "YY 0". ESTA INVERSIÓN DE LAS CONEXIONES SECUNDARIAS TAMBIÉN SE PUEDE REALIZAR EN EL TRANSFORMADOR "YY 0" CONVIERTIÉNDOLO ASÍ EN UN TRANSFORMADOR "YY 6", Y HACIENDO POSIBLE EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO CON EL OTRO TRANSFORMADOR.

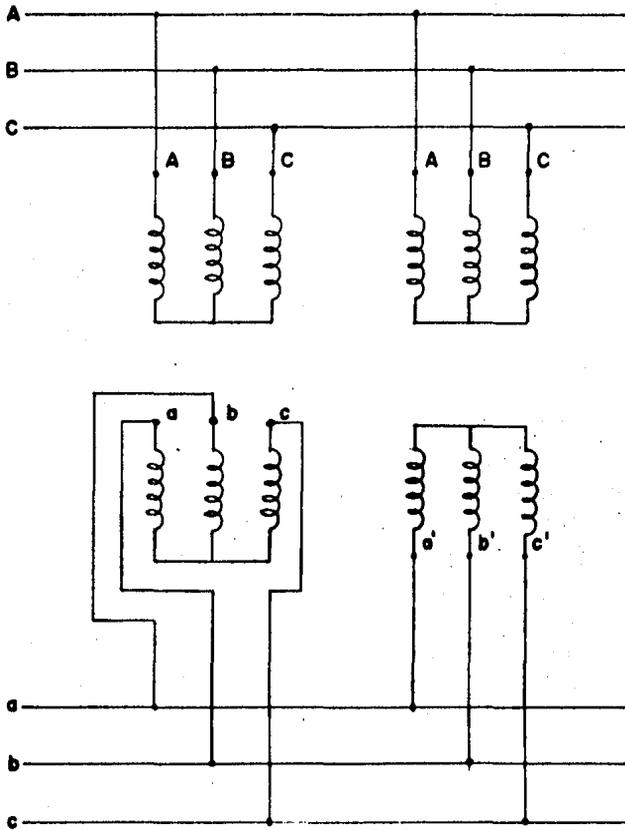


TRANSFORMADOR " D d O "
(defasamiento de 0° entre arrollamientos)

TRANSFORMADOR " Y y O "
(defasamiento de 0° entre arrollamientos)

FIG. (4.22)

ACOPLAMIENTO CORRECTO DE TRANSFORMADORES



TRANSFORMADOR " Y y 0 "
(defasamiento de 0° entre arrollamientos)

TRANSFORMADOR " Y y 6 "
(defasamiento de 180° entre arrollamientos)

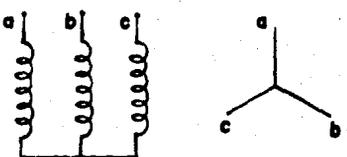
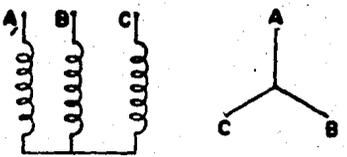
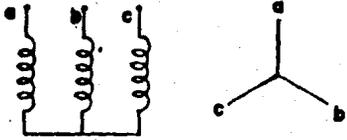
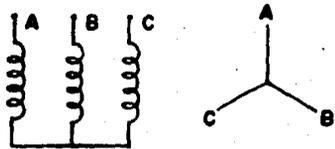
FIG.(4.23)

ACOPLAMIENTO INCORRECTO DE TRANSFORMADORES

FIGURA (4.24)

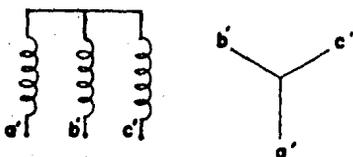
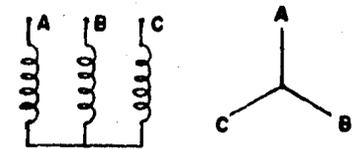
TRANSFORMADOR

" Y y 0 "



TRANSFORMADOR

" Y y 6 "



TRANSFORMADOR " Y y 6 "

CON EL NEUTRO CAMBIADO

Convertido a un Transformador " Y y 0 "

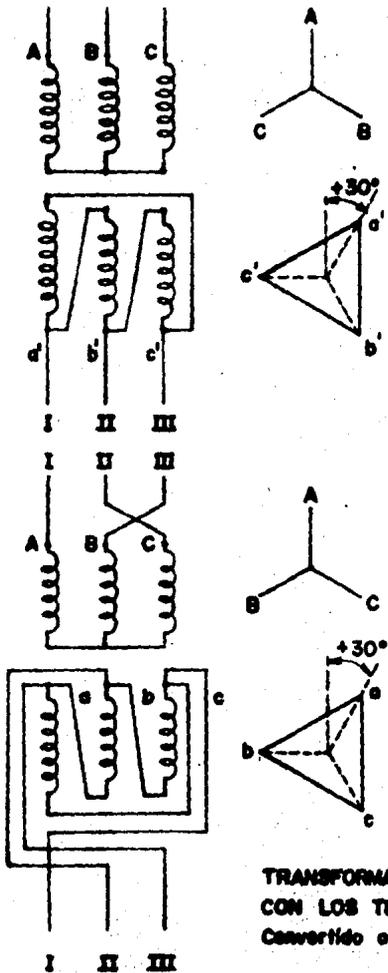
6A. ES POSIBLE EL ACOPLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE ÍNDICE "5" CON LOS TRANSFORMADORES DE ÍNDICE "11", CUYO DEFASAMIENTO MUTUO ES TAMBIÉN 180° INVIRTIENDO LAS CONEXIONES EXTERIORES DE LOS ARROLAMIENTOS PRIMARIO Y SECUNDARIO DE UNO DE LOS GRUPOS. POR EJEMPLO, EN LA FIGURA 4.25., SE PUEDE ACOPLAR EN PARALELO EL TRANSFORMADOR " YD 5" CON EL TRANSFORMADOR " YD 11" SIEMPRE QUE EN ESTE ÚLTIMO SE REALICEN LOS SIGUIENTES CAMBIOS:

A) PERMUTAR LAS TERMINALES "B" Y "C" DEL PRIMARIO, CON LO QUE EL ORDEN DE LA SECUENCIA DE FASES QUE ANTES ERA "ABC", AHORA ES "ACB", DE ESTA FORMA CAMBIA TAMBIÉN EL ÁNGULO DE DEFASAMIENTO ENTRE EL PRIMARIO Y EL SECUNDARIO.

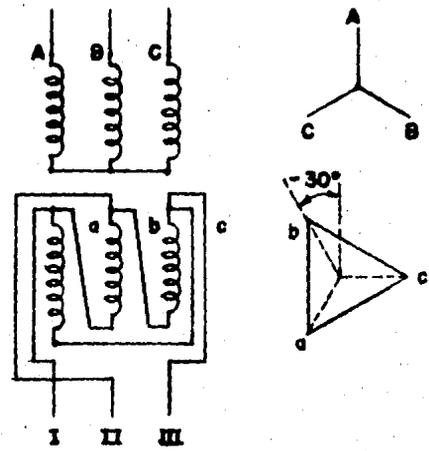
B) PERMUTAR LAS TERMINALES "A" Y "C" DEL SECUNDARIO, CON LO QUE EL ORDEN DE SUCESIÓN DE FASES, QUE ANTES ERA " ABC" AHORA ES " ACB", -- COMO PUEDE COMPROBARSE EN EL DÍAGRAMA VECTORIAL DE LA FIGURA 4.25, DE ESTA FORMA, EL DEFASAMIENTO ORIGINAL DEL "YD 11" QUE ERA DE -30° SE CONVIERTE EN UN DEFASAMIENTO DE $+ 30^\circ$.

FIGURA (4.25)

TRANSFORMADOR
" Y d 5 "



TRANSFORMADOR
" Y d II "



TRANSFORMADOR " Y d II "
CON LOS TERMINALES CAMBIADOS
Convertido a un Transformador Y y 0

TERCERA CONDICIÓN: IGUAL SENTIDO DE ROTACIÓN DE LAS FASES SECUNDARIAS.

ESTA CONDICIÓN ESTA DIRECTAMENTE RELACIONADA CON LA ANTERIOR YA QUE, AUNQUE SIEMPRE ES POSIBLE CONSEGUIR EL SENTIDO DE ROTACIÓN ADECUADO, EN MUCHAS OCASIONES, AL CAMBIAR ESTE SENTIDO DE ROTACIÓN, CAMBIA TAMBIÉN EL DEFASAMIENTO ENTRE PRIMARIO Y SECUNDARIO, NO SIENDO ENTONCES POSIBLE EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO. ESTA ES LA RAZÓN POR LA QUE EN EL PÁRRAFO ANTERIOR, PARA HACER POSIBLE EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE ÍNDICE "5" Y "11" DEBERÍA PERMUTARSE PRIMERO LAS TERMINALES PRIMARIAS, CON LO QUE SE CONSEGUÍA UN ORDEN DE FASES DETERMINADO, Y DESPUÉS, DEBÍAN PERMUTARSE TAMBIÉN LAS TERMINALES SECUNDARIAS PARA CONSEGUIR EL DEFASAMIENTO CORRECTO.

CUARTA CONDICIÓN: IGUALES RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN EN VACIO.

SI DOS O MÁS TRANSFORMADORES HAN DE TRABAJAR EN PARALELO, SUS ARROLLAMIENTOS DEBEN ESTAR PREVISTOS PARA LAS MISMAS TENSIONES DE LÍNEA; POR CONSIGUIENTE, LAS RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN CORRESPONDIENTES A LAS FUERZAS ELECTROMOTRICES COMPUESTAS, EN VACIO, HAN DE SER IGUALES.

QUINTA CONDICIÓN: IGUALES TENSIONES PORCENTUALES DE CORTO CIRCUITO.

LA CUARTA CONDICIÓN NO ES SUFICIENTE PARA LA DISTRIBUCIÓN UNIFORME DE LA CARGA EN EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO, SERÁ CONVENIENTE TAMBIÉN QUE LAS TENSIONES PORCENTUALES DE CORTO-CIRCUITO SEAN IGUALES EN TODOS ELLOS Y ADEMÁS, TAMBIÉN LAS CAÍDAS PORCENTUALES DEBIDAS A RESISTENCIA Y A REACTAN CIA DEBEN SER IGUALES. SI SE SATISFACEN TODAS ESTAS CONDI CIONES, LA CARGA SE REPARTE EN TODO MOMENTO, PROPORCIONAL A LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES.

4.5.2 OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO.

PARA FACILITAR EL ANÁLISIS SE EMPLEARÁN LOS TRANSFORMADORES REDUCIDOS AL SECUNDARIO.

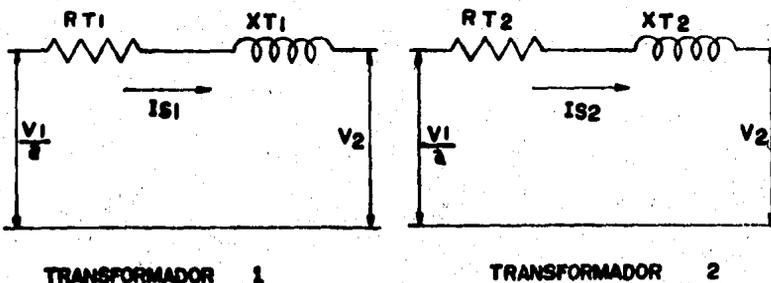


FIG. (4.26)

AL EFECTUAR EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE DOS TRANSFORMADORES SE TIENE LO SIGUIENTE:

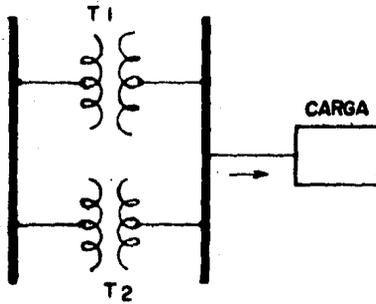


FIG. (4.27)

VOLTAJE PRIMARIO VOLTAJE SECUNDARIO

ANALIZANDO POR FASE

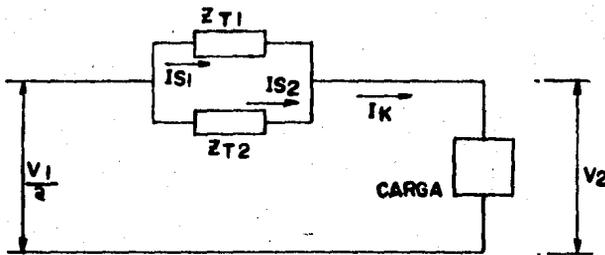


FIG. (4.28)

HACIENDO EL ANÁLISIS DEL CIRCUITO SE TIENE:

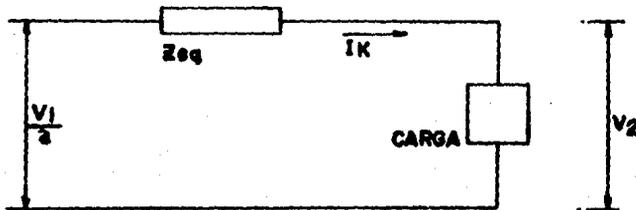


FIG. (4.29)

$$\frac{V_1}{a} = I_K Z_{eq} + V_2$$

DONDE:

V_1/a = VOLTAJE DEL PRIMARIO REFERIDO AL SECUNDARIO.

I_K = CORRIENTE DE CARGA.

Z_{eq} = IMPEDANCIA TOTAL EQUIVALENTE DE LOS DOS TRANSFORMADORES EN PARALELO REFERIDOS AL SECUNDARIO.

V_2 = VOLTAJE SECUNDARIO

DE LO ANTERIOR SE DESPRENDE LO SIGUIENTE:

$$Z_{T1} = R_{T1} + X_{T1} \quad ; \quad Z_{T2} = R_{T2} + X_{T2}$$

$$Z_{EQ} = \frac{(Z_{T1}) (Z_{T2})}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

ASI SE TIENE:

$$V_{1/A} = I_{s1} Z_{T1} + V_2 \quad ; \quad V_{1/A} = I_{s2} Z_{T2} + V_2$$

$$I_K = I_{s1} + I_{s2}$$

$$I_{s1} = \frac{(I_K) Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

$$I_{s2} = (I_K) \frac{Z_{T1}}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

DE DONDE:

I_{s1} = CORRIENTE DE CARGA QUE CIRCULA POR EL TRANSFORMADOR "1"

I_{s2} = CORRIENTE DE CARGA QUE CIRCULA POR EL TRANSFORMADOR "2".

CUANDO LOS TRANSFORMADORES ACOPLADOS EN PARALELO NO TIENEN LA MISMA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SE ESTABLECEN CORRIENTES CIRCULANTES EN EL CIRCUITO QUE FORMAN LOS TRANSFORMADORES, ESTAS CORRIENTES CIRCULANTES COMPUESTAS VECTORIALMENTE CON LA CARGA, ORIGINAN DIFERENCIAS EN LAS CARGAS INDIVIDUALES DE LOS TRANSFORMADORES QUE LIMITAN LA CAPACIDAD DEL CONJUNTO (LAS CORRIENTES CIRCULANTES SE COMPENSAN POR MEDIO DE LAS CAIDAS DE IMPEDANCIA INTERNA, LA DIFERENCIA ENTRE LAS FUERZAS ELECTROMOTRICES INDIVIDUALES Y LA DIFERENCIA DE POTENCIAL COMÚN ENTRE LOS BORNES.)

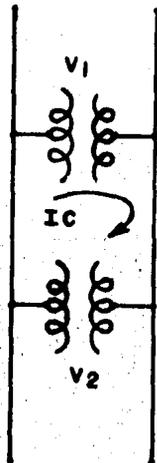


FIG. (4,30)

EL CIRCUITO DE TRANSFORMADORES EN PARALELO CUANDO EXISTE CORRIENTE CIRCULANTE QUEDA DE LA SIGUIENTE FORMA:

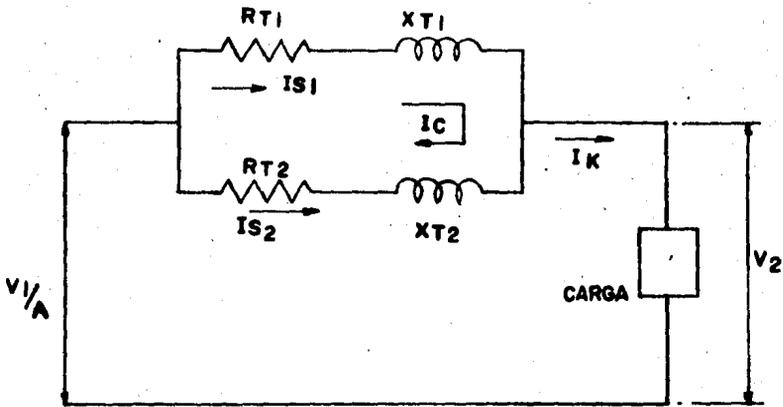


FIG. (4.31)

COMO LA CORRIENTE FLUYE DEL PUNTO DE MAYOR POTENCIAL AL DE MENOR POTENCIAL, EN ESTE CASO SE CONSIDERA QUE EL VOLTAJE SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR "1" ES MAYOR AL DEL TRANSFORMADOR "2" CON LO QUE SE PUEDE ESCRIBIR:

$$\begin{aligned} V1/A - IS1 ZT1 - [V2(1) - IC ZT1] &= 0 \\ \text{Y} \\ V1/A - IS2 ZT2 - [V2(2) + IC ZT2] &= 0 \end{aligned}$$

DONDE:

$I_c Z_{T1} E' - I_c Z_{T2}$ CAIDA Y SUBIDA DE POTENCIAL
PARA IGUALAR LA TENSION SE-
CUNDARIA.

PERO:

$$V1/A - I_{S1} Z_{T1} = V_2 ; V1/A - I_{S2} Z_{T2} = V_2$$

DESPEJANDO DE LAS ECUACIONES ANTERIORES E IGUALANDO:

$$V_2 = V_2(1) - I_c Z_{T1} ; V_2 = V_2(2) + I_c Z_{T2}$$

$$V_2(1) - V_2(2) = I_c (Z_{T1} + Z_{T2})$$

POR LO TANTO:

$$I_c = \frac{V_2(1) - V_2(2)}{Z_{T1} + Z_{T2}}$$

DONDE:

$V_2(1)$ = TENSIÓN SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR "1"
(PREVIA AL ACOPLAMIENTO)

$V_2(2)$ = TENSIÓN SECUNDARIA DEL TRANSFORMADOR "2"
(PREVIA AL ACOPLAMIENTO)

V_2 = TENSIÓN DEL BUS SECUNDARIO
(YA ACOPLADOS LOS TRANSFORMADORES)

I_C = CORRIENTE CIRCULANTE DE LOS TRANSFORMADO
RES.

DESPUÉS DE ESTE ANÁLISIS LA CORRIENTE TOTAL QUE CIRCULA
POR CADA TRANSFORMADOR, CUANDO EXISTE CORRIENTE CIRCULANTE SERÍA:

$$I_{T1} = I_{S1} \pm I_C$$

$$+ \text{ SI } V_2(1) > V_2(2)$$

$$- \text{ SI } V_2(1) < V_2(2)$$

$$I_{T2} = I_{S2} \mp I_C$$

$$+ \quad \text{SI} \quad V_2(1) < V_2(2)$$

$$- \quad \text{SI} \quad V_2(1) > V_2(2)$$

CARGA DE TRANSFORMADORES

CAPITULO 5

5.1. INTRODUCCIÓN.

EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN COMO UNO DE LOS ELEMENTOS -- MÁS IMPORTANTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO, ESTÁ FORMADO POR COMPONENTES CUYA VIDA ÚTIL Y CAPACIDAD SON LIMITADAS. ESTOS LÍMITES NO SOLO ESTÁN DADOS POR EL TIPO DE TRANSFORMADOR, SINO QUE DEPENDEN FUNDAMENTALMENTE DE LA CARGA, AISLAMIENTOS Y DEL TIPO DE ENFRIAMIENTO; LUEGO ENTONCES LA VIDA ÚTIL DE UN TRANSFORMADOR SE VE PODEROSAMENTE INFLUENCIADA POR ESTOS FACTORES.

SE ENTIENDE COMO VIDA ÚTIL DE UN TRANSFORMADOR, EL TIEMPO EN QUE ÉSTE SE ENCUENTRA EN CONDICIONES SEGURAS DE OPERACIÓN Y/O QUE LAS PROBABILIDADES DE FALLA INTERNA SON ESCASAS. LAS CAUSAS DE FALLA INTERNA EN LOS TRANSFORMADORES SON DIVERSAS, PERO LA MÁS IMPORTANTE ES EL DETERIORO QUE SUFREN LOS MATERIALES AISLANTES EMPLEADOS EN EL TRANSFORMADOR; ESTO SE DEBE AL FENÓMENO QUÍMICO QUE OCURRE CUANDO SE SOBRECALIENTA EL AISLAMIENTO, ÉSTE ABSORBE OXÍGENO, Ó HUMEDAD, LO CUÁL ORIGINA UN CAMBIO EN LAS PROPIEDADES MECÁNICAS Y DIELECTRICAS DEL SISTEMA AISLANTE. EL ÚNICO MATERIAL CAPAZ DE RESISTIR ESTAS CONTÍNUAS DETERIORACIONES ES EL CERÁMICO, EL CUÁL ES MUY ESTABLE Y SEGURO EN LARGOS PERÍODOS DE TIEMPO.

POR LO ANTERIOR LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EN EQUIPOS CON AISLAMIENTOS ORGÁNICOS, ESTÁ LIMITADA CON EL OBJETO DE PREVENIR UN ENVEJECIMIENTO PREMATURO DEL AISLAMIENTO; SITUACIÓN QUE SE PRESENTA CUANDO EL TRANSFORMADOR OPERA A ELEVADAS TEMPERATURAS.

ES DESEABLE QUE EL TIEMPO A TRANSCURRIR ANTES DE ALGUNA FALLA EN EL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR SEA LARGO, SIN EMBARGO--

LA VIDA DE LOS TRANSFORMADORES ES LA VIDA DEL AISLAMIENTO; - POR LO QUE, CUANDO FALLA EL AISLAMIENTO FINALIZA LA VIDA DEL TRANSFORMADOR. ES CONVENIENTE ACLARAR QUE EL TÉRMINO "VIDA-DEL TRANSFORMADOR" NO IMPLICA QUE TERMINE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL TRANSFORMADOR POR FALLAS DIRECTAS DEL AISLAMIENTO.

LA TEMPERATURA TOTAL DE OPERACIÓN EN EL TRANSFORMADOR DE NORMA Y ESPECIFICACIÓN PUEDE VARIAR CONTINUAMENTE, PERO SIN --- EXCEDER DE 95°C Ó 110°C, GENERALMENTE, Y LA SOBRE-ELEVACIÓN-DE TEMPERATURA (AMBIENTE-BOBINA) NO DEBE SER MAYOR A 55°C Ó 65°C. EL OPERAR LOS TRANSFORMADORES DENTRO DE LOS LÍMITES - DE TEMPERATURA ANTERIORES, OFRECEN LAS MEJORES PERSPECTIVAS-DE VIDA ÚTIL EN ÉSTOS EQUIPOS, SIN EMBARGO NO SE DEBEN PER-- DER DE VISTA FACTORES QUE PUEDEN DAÑAR LOS AISLAMIENTOS Y -- POR ENDE REDUCIR LA VIDA ÚTIL DE LOS TRANSFORMADORES TALES - COMO: SOBRETENSIONES ELÉCTRICAS, CORTOS CIRCUITOS, SOBRECARGAS, ETC.

AL PONER EN SERVICIO UN TRANSFORMADOR, LO IDEAL SERÍA QUE ES TE FUERA CARGADO EN FORMA CONTÍNUA, DE ACUERDO CON SU CAPACI DAD NOMINAL; SIN EMBARGO A PESAR DE QUE LA CARGA DE LOS SIS- TEMAS ELÉCTRICOS ES UN PARÁMETRO MUY IMPORTANTE EN LA PLANEA CIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, EL INGENIERO NO TIENE- CONTROL ALGUNO SOBRE LA CARGA Y SUS CARACTERÍSTICAS, LA CUAL VARÍA DE USUARIO A USUARIO DE ACUERDO CON LAS COSTUMBRES Y - HÁBITOS DE LA ZONA, TIPO DE USUARIO, ETC.

LAS FIGURAS 5.1, 5.2, Y 5.3 MUESTRAN TRES CURVAS TÍPICAS DE- CARGA ASOCIADAS A USUARIOS DEL TIPO RESIDENCIAL, COMERCIAL E INDUSTRIAL.

DE LO ANTERIOR SE CONCLUYE ENTONCES QUE LOS TRANSFORMADORES- DE DISTRIBUCIÓN ESTÁN EXPUESTOS A CARGAS QUE EN MUCHAS OCA--

CURVA TÍPICA DE DEMANDA DE CARGAS TIPO HABITACIONAL
Factor de carga diaria = 0.45

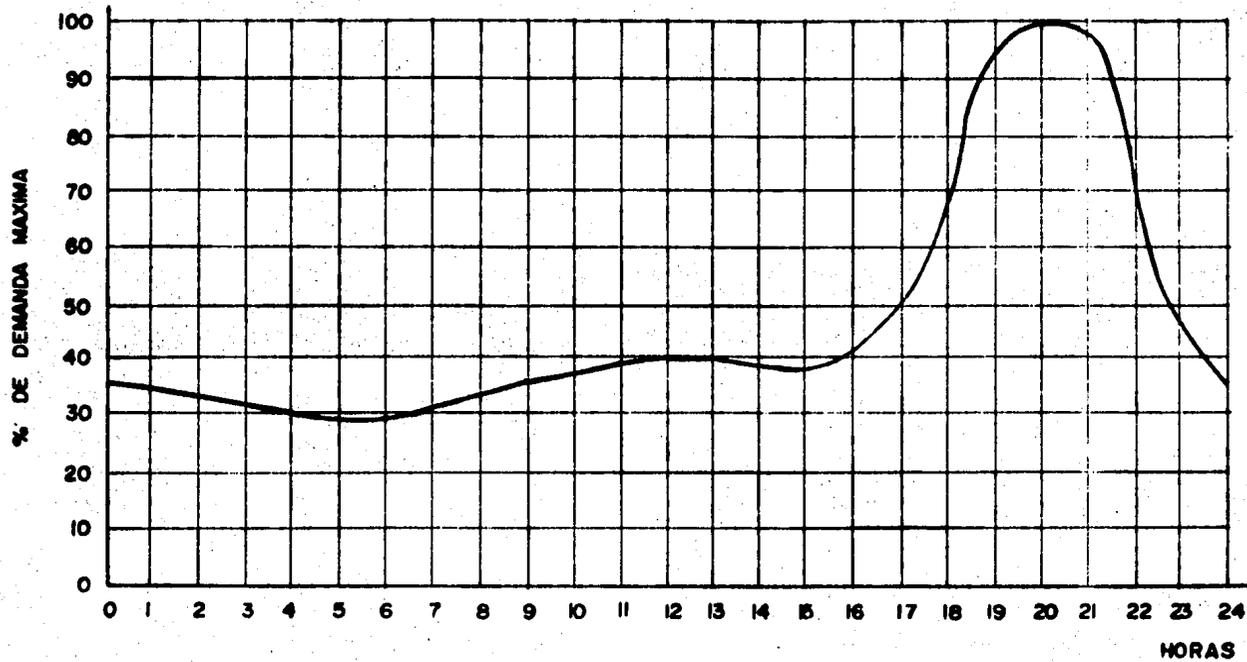


Fig. (5.1)

CURVA TÍPICA DE DEMANDA DE CARGAS TIPO COMERCIAL
Factor de carga diario = 0.65

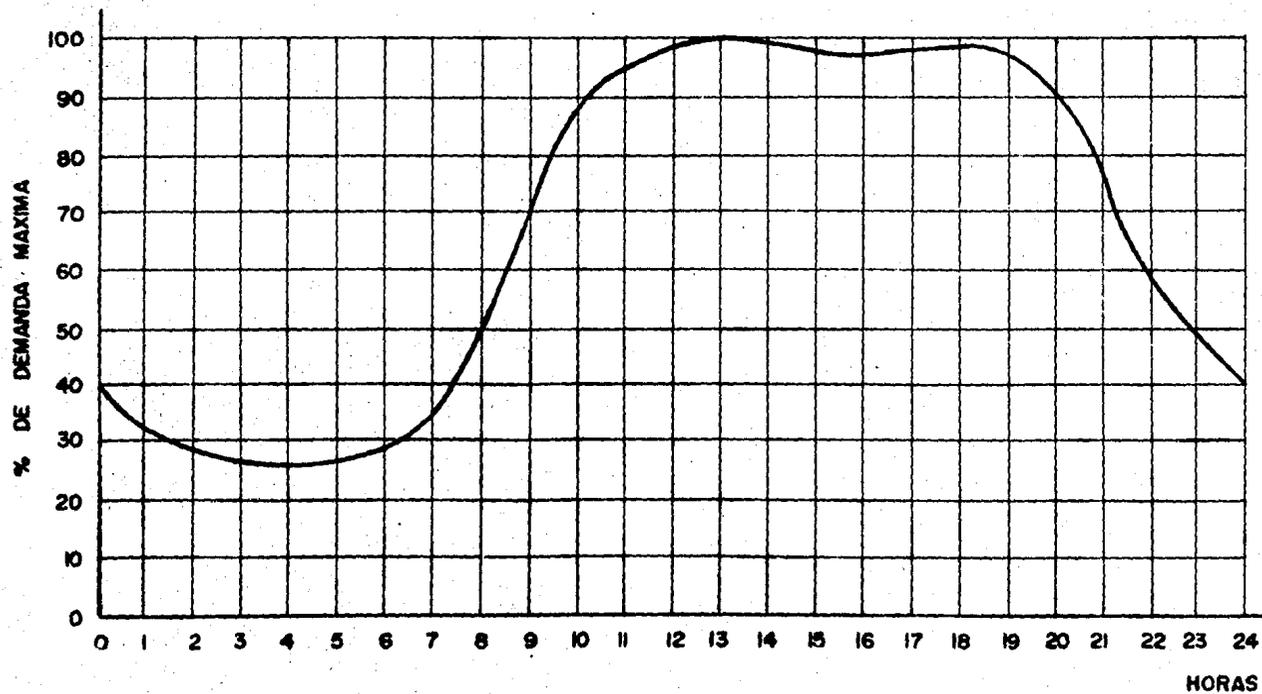


FIG. (5.2)

CURVA TÍPICA DE DEMANDA DE CARGAS TIPO INDUSTRIAL
Factor de carga diario = 0.70

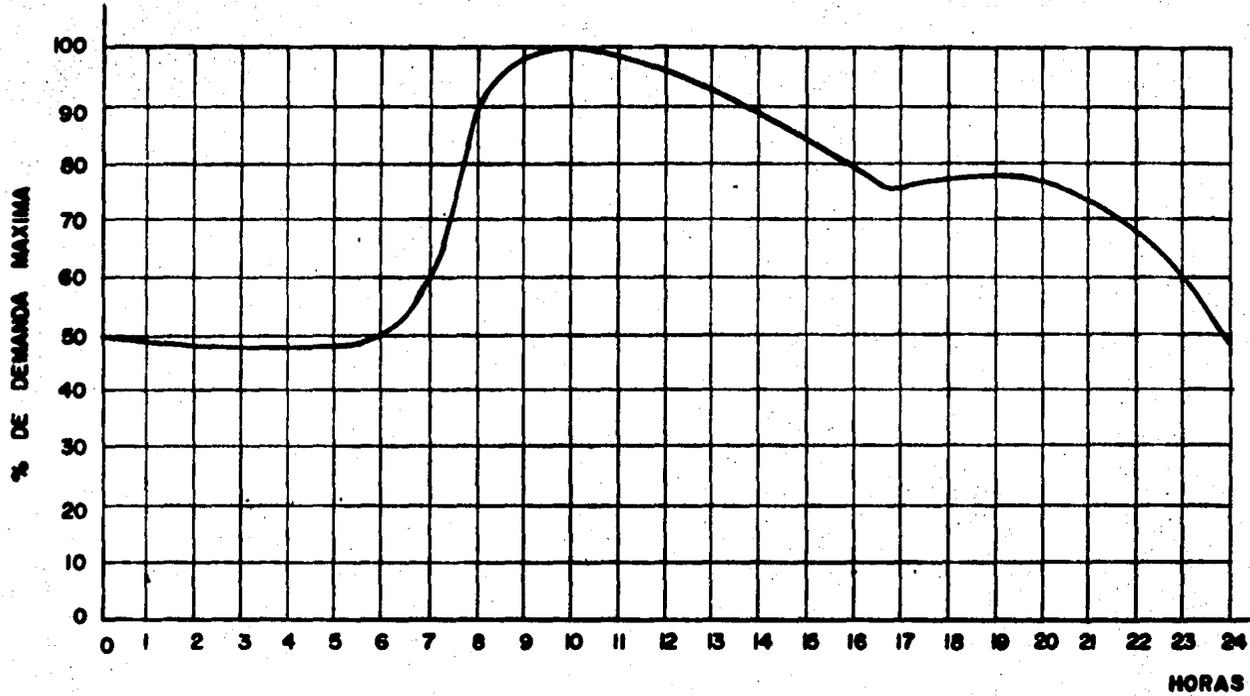


FIG. (5.3)

SIONES EXCEDEN SU CAPACIDAD NOMINAL (DATO DE PLACA). LA SOLUCIÓN PARA ESTAS SOBRECARGAS CÍCLICAS SON LAS POLÍTICAS Y - GUÍAS DE SOBRECARGA EMPLEADAS POR LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS, - BÁSICAMENTE EXISTEN DOS FACTORES IMPORTANTES EN EL TRANSFORMADOR QUE PERMITEN A ÉSTE SOPORTAR SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN Y SON:

- 1.- EL TIEMPO TÉRMICO RELATIVAMENTE LARGO QUE EXISTE EN EL TRANSFORMADOR.

PARA ESTE FACTOR SE TIENE QUE EN UN INSTANTE DADO LA CARGA EN EL TRANSFORMADOR PUEDE AUMENTAR RÁPIDAMENTE, POR LO QUE LA TEMPERATURA DEL ACEITE AUMENTARÁ GRADUALMENTE A LO LARGO DE UNA CURVA EXPONENCIAL, MANTENIENDO CONSTANTE LA TEMPERATURA DURANTE CIERTO TIEMPO. LA MAGNITUD Y DURACIÓN DE LA SOBRECARGA QUE PUEDE SER CONDUCTIDA, SIN EXCEDER LOS 95°C Ó 110°C DE TEMPERATURA EN EL PUNTO MÁSCALIENTE, DEPENDERÁ DE LA TEMPERATURA AMBIENTE, CARGA INICIAL, PORCENTAJE DE PÉRDIDAS, ETC.

- 2.- EL PERÍODO TÉRMICO CARACTERÍSTICO DEL AISLAMIENTO USADO EN EL TRANSFORMADOR.

ESTE FACTOR QUE AYUDA A CONducIR LA SOBRECARGA TEMPORAL ES EL PERÍODO TÉRMICO CARACTERÍSTICO DEL AISLAMIENTO USADO EN EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN. LUEGO ENTONCES TEMPERATURAS ARRIBA DE 95°C Ó 110°C TOTALES PUEDEN SER MANEJADAS POR CORTOS PERÍODOS DE TIEMPO SIN QUE SE DISMINUYA LA VIDA ÚTIL ESPERADA. EN OTRAS PALABRAS, FINALMENTE LA ELEVADA TEMPERATURA NO NECESARIAMENTE ORIGINA FALLA EN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO A CORTO PLAZO, PERO SI ACELERA EL DETERIORO Y DEGRADACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS PARA QUE FINALMENTE FALLEN.

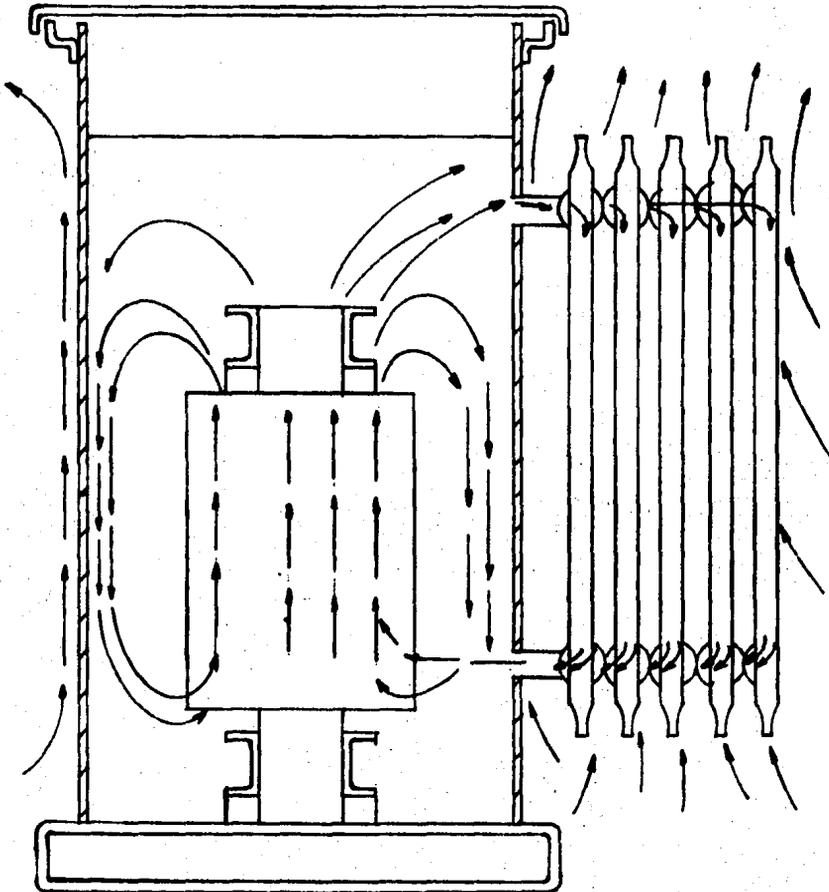
INDISCUTIBLEMENTE QUE EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN - ES UNO DE LOS ELEMENTOS MÁS IMPORTANTES DEL SISTEMA, LO-CUÁL OBLIGA A OPTIMIZAR LA SELECCIÓN DE ESTOS EQUIPOS -- EMPLEANDO PARA ELLO MÉTODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DON-DE INTERVIENEN FACTORES COMO EL COSTO DE CAPITAL, COSTO-DE INVERSIÓN, COSTO DE OPERACIÓN, COSTO DEL REEMPLAZO, - ETC. EN LOS COSTOS DE OPERACIÓN ES NECESARIO CONSIDERAR LAS POLÍTICAS DE CARGA CON EL OBJETO DE ENCONTRAR LAS -- CONDICIONES DE CARGA ECONÓMICAS QUE PERMITAN HACER UNA - SELECCIÓN ÓPTIMA DE LOS TRANSFORMADORES.

5.1.1. TRANSFERENCIA DEL CALOR GENERADO EN TRANSFORMADORES.

EL CALOR PRODUCIDO POR LA CARGA Y LAS PÉRDIDAS DENTRO DEL -- TRANSFORMADOR DEBE SER TRANSFERIDO AL EXTERIOR DEL TANQUE PARA QUE NO SE SOBRECALIENTEN EL COBRE Y LOS AISLAMIENTOS DEL MISMO. EL CALOR GENERADO EN EL COBRE DE LOS DEVANADOS ES REGIDO PRIMERAMENTE POR EL ACEITE REFRIGERANTE, EL CUAL AL CALENTARSE EMPIEZA A CIRCULAR EN FORMA NATURAL POR EFECTO DE - TERMOFÓN. (EL ACEITE MÁS CALIENTE SE MUEVE AL NIVEL SUPERIOR).

EL CALOR DEL ACEITE TAMBIÉN SE TRANSMITE A LAS PAREDES DEL - TANQUE DEL TRANSFORMADOR DE DONDE ES TRANSFERIDO A LA ATMÓSFERA POR CONVECCIÓN NATURAL Y POR RADIACIÓN, SIN EMBARGO ESTOS MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR NO SON SUFICIENTES PARA DISIPAR TODO EL CALOR GENERADO POR LO QUE ES NECESARIO AGREGAR RADIADORES DE ALETAS PARA AUMENTAR EL ÁREA DE DISIPACIÓN POR CONVECCIÓN Y RADIACIÓN. ESTOS RADIADORES VAN CONECTADOS AL TANQUE EN LAS PARTES, SUPERIOR E INFERIOR. EL ACEITE CALIENTE QUE SE ENCUENTRA EN LA PARTE SUPERIOR DEL TANQUE CIRCULARÁ EN FORMA NATURAL POR LOS RADIADORES EN LOS CUALESERÁ ENFRIADO AL INTERCAMBIAR CALOR CON EL AIRE DEL MEDIO EXTERIOR, ENTRANDO NUEVAMENTE AL TANQUE POR LA PARTE INFERIOR, CON LO QUE SE ESTABLECE UNA CIRCULACIÓN NATURAL DEL ACEITE. - ESTA CIRCULACIÓN PUEDE INCREMENTARSE AL HACER CIRCULAR AIRE FORZADO ENTRE LOS RADIADORES, POR MEDIO DE VENTILADORES, AL HACER CIRCULAR EL ACEITE A MAYOR VELOCIDAD POR MEDIO DE MOTO BOMBA, O BIEN HACIENDO CIRCULAR EL ACEITE A TRAVÉS DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR AGUA-ACEITE, O BIEN ALGUNA COMBINACIÓN DE LOS SISTEMAS MENCIONADOS. LA FIGURA 5.4 ILUSTRAS EL ESQUEMA DE ENFRIAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE - CON RADIADORES.

FIG. 5.4 ESQUEMA DE ENFRIAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR TIPO (OA)



EL ESQUEMA DE LA FIG. 5.5 MUESTRA EL COMPORTAMIENTO TÉRMICO EN LAS DISTINTAS PARTES DEL TRANSFORMADOR. EN ESTA FIGURA SE DEFINEN TÉRMINOS COMUNMENTE UTILIZADOS COMO "GRADIENTE", "ELEVACIÓN" Y "SOBREELEVACIÓN", DE AHÍ PUEDE VERSE QUE EL PUNTO MÁS CALIENTE SE ENCUENTRA UNA VEZ ALCANZADO EL EQUILIBRIO TÉRMICO, EN LA PARTE SUPERIOR DE LA BOBINA EN EL INTERIOR DEL DEVANADO. ESTE ES EL PUNTO QUE, EN CASO DE SOBRECARGA LENTAMIENTO, PRIMERO PROVOCARÁ FALLAS EN EL TRANSFORMADOR. SI SU AISLAMIENTO EXCEDE 95°C O 110°C (SEGÚN EL TIPO DE AISLAMIENTO) SUFRIRÁ DAÑO YA QUE SE ACELERA SU DESCOMPOSICIÓN. ES NECESARIO SABER, POR LO TANTO, EN TODO MOMENTO, CUAL ES LA TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS ALTO DE LA BOBINA.

EN DONDE:

TA - TEMP. AMBIENTE ALREDEDOR DEL TRANSFORMADOR.

Ts - TEMP. DEL ACEITE EN LA PARTE SUPERIOR DEL RADIADOR.

Ti - TEMP. DEL ACEITE EN LA PARTE INTERIOR.

Tmáx - TEMP. DEL ACEITE MÁS CALIENTE.

5.1.2. PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR.

SON DOS LAS CLASES DE PÉRDIDAS QUE SE ORIGINAN POR EL FUNCIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES Y SE CONOCEN COMUNMENTE COMO "PÉRDIDAS EN VACÍO" Y "PÉRDIDAS EN LOS DEVANADOS".

SI BIEN, LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN UN TRANSFORMADOR SON MUY BAJAS COMPARADAS CON LA ENERGÍA QUE MANEJA, NO SON DESPRECIABLES. ESTAS PÉRDIDAS REPRESENTAN UN GASTO ANUAL, YA QUE LA ENERGÍA CORRESPONDIENTE A LAS MISMAS, Y QUE NO SE PUEDE SUMINISTRAR A LOS CONSUMIDORES, ES NECESARIO GENERARLA.

EL NO TENER UN CONTROL ADECUADO DE LAS PÉRDIDAS PUEDE CAUSAR SERIOS PROBLEMAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

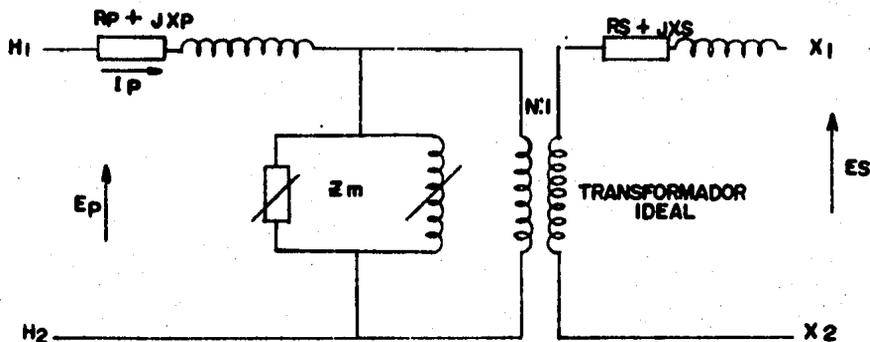
GENERALMENTE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA SE DISIPAN EN FORMA DE CALOR; EN EL TRANSFORMADOR SE TIENEN DOS FUENTES DE CALOR: - LOS DEVANADOS Y EL NÚCLEO. EN LOS DEVANADOS, LA CORRIENTE DE LA CARGA AL CIRCULAR POR LA RESISTENCIA (R) DE LAS BOBINAS PRODUCE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE $w = I^2R$. TAMBIÉN EXISTEN PÉRDIDAS DEBIDAS A CORRIENTES LLAMADAS DE FOUCAULT O PARÁSITAS, LAS CUALES SE PRESENTAN POR LA CONSTANTE VARIACIÓN DE FLUJO MAGNÉTICO EN LAS BOBINAS PRODUCIDO POR LA CORRIENTE ALTERNA, QUE CIRCULA POR LAS MISMAS. ESTAS CORRIENTES SON PERPENDICULARES A LA DIRECCIÓN DE LA CORRIENTE PRINCIPAL. - CUANTIFICAR ÉSTAS PÉRDIDAS, TEÓRICAMENTE, RESULTA MUY COMPLICADO Y USUALMENTE SE DETERMINAN POR MEDICIÓN ESTADÍSTICAMENTE.

LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO SE DEBEN A DOS FENÓMENOS: EL FENÓMENO DE HISTÉRESIS, EL CUAL TIENE SU ORIGEN EN LA NATURALEZA DE MATERIAL FERROMAGNÉTICO Y EL DE LAS CORRIENTES PARÁSITAS O DE FOUCAULT.

PARA MANTENER UNA SITUACIÓN DE EQUILIBRIO TÉRMICO SE REQUIEREN AGENTES, QUE ADEMÁS DE FUNCIONAR COMO DIELECTRICO AISLANTE, TRANSFIERAN EL EXCESO DE CALOR DE LAS BOBINAS Y NÚCLEO - AL EXTERIOR DEL TRANSFORMADOR. ESTOS PUEDEN SER COMO SE MENCIONÓ ANTERIORMENTE: ACEITE, ASKAREL, AIRE, GASES RAROS, ETC.

LAS PÉRDIDAS DE CARGA EN EL TRANSFORMADOR Ó PÉRDIDAS EN LOS-DEVANADOS SON AQUELLAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA, QUE APARECEN --- CUANDO EL TRANSFORMADOR OPERA CON CARGA.

LA FIGURA 5.6 MUESTRA COMO LAS PÉRDIDAS EN LOS DEVANADOS DEPENDEN DE LA CORRIENTE DE LA CARGA Y LAS RESISTENCIAS DE LOS DEVANADOS PRIMARIO Y SECUNDARIO (R_p Y R_s), PUESTO QUE LAS -- PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO MAGNÉTICO (Z_m), SON PRÁCTICAMENTE INDEPENDIENTES DE LA CORRIENTE DE CARGA.



CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

FIG. 5.6

LO ANTERIOR PERMITE CONCLUIR QUE LAS PÉRDIDAS DE CARGA SON - DIRECTAMENTE PROPORCIONALES AL CUADRADO DE LA CORRIENTE DE - CARGA Y PUEDEN SER CALCULADAS CON LAS SIGUIENTES EXPRESIONES:

$$\text{PÉRDIDAS DE CARGA} \propto \left(\frac{I \text{ CARGA}}{I \%} \right)^2 \quad \text{PÉRDIDAS DE CARGA EN PORCENTAJE DE CARGA.} \quad (5.1)$$

$$\text{PÉRDIDAS DE CARGA} = \left(\frac{\% \text{ KVA CARGA}}{\% \text{ KVA}} \times \frac{\% \text{ KV}}{\text{KV ACTUAL}} \right)^2 \quad (5.2)$$

EXPRESANDO LAS PÉRDIDAS EN POR CIENTO SE TIENE:

$$\text{PÉRDIDAS (\%)} = \frac{\text{PÉRDIDAS DE CARGA (WATTS)}}{10 \text{ KVA \%}} \quad \text{--- (5.3)}$$

ASIMISMO ESTAS PÉRDIDAS TAMBIÉN PUEDEN SER REFERIDAS A LA RESISTENCIA, SEA EN ALTA TENSIÓN O BAJA TENSIÓN.

$$\text{PÉRDIDA DE CARGA} = I_p^2 (R_p + N^2 R_s) \quad \text{--- (5.4)}$$

$$\text{PÉRDIDA DE CARGA} = I_s^2 (R_s + R_p/N^2) \quad \text{--- (5.5)}$$

DONDE:

(5.4) ESTA REFERIDA AL LADO DE ALTA TENSIÓN.

(5.5) REFERIDO AL LADO DE BAJA TENSIÓN.

5.2. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.

5.2.1. GENERALIDADES.

EL CONOCIMIENTO DE LAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SON QUIZÁS LOS ELEMENTOS MÁS ESENCIALES PARA OPERAR Y DISEÑAR UN SISTEMA DE ESTE TIPO. SIN EMBARGO- EL ÚNICO PARÁMETRO DONDE EL INGENIERO DE DISTRIBUCIÓN NO TIENE CONTROL ALGUNO ES LA CARGA, POR LO QUE ES NECESARIO POSEER UN CONOCIMIENTO CLARO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA QUE HABRÁ DE ATENDERSE CON EL OBJETO DE OPTIMIZAR EL DISEÑO Y LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

UN ESTUDIO DE LA CARGA Y SUS CARACTERÍSTICAS INVOLUCRA ANALIZAR LOS DIFERENTES TIPOS DE APARATOS USADOS Y SU AGRUPACIÓN- PARA CONFORMAR LOS HÁBITOS DE CARGA EN LOS CONSUMIDORES, ASÍ COMO TIPIFICAR A LOS DIFERENTES GRUPOS DE CONSUMIDORES QUE COMPONEN LA CARGA DE LA ZONA.

LA EVOLUCIÓN DE LAS CARGAS COMPRENDE DOS ASPECTOS: EL DESARROLLO DE LAS CARGAS EXISTENTES Y LA APARICIÓN DE NUEVAS CARGAS. EN ATENCIÓN SOLAMENTE A LA MAGNITUD DE LA CARGA Y SU EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO; EL DESARROLLO PUEDE SER CARACTERIZADO POR UNA TASA DE CRECIMIENTO ANUAL. SI EXISTE INTERÉS EN CONOCER EN FORMA MÁS CLARA EL ASPECTO QUE PRESENTA LA CARGA, ES NECESARIO AMPLIAR EL DOMINIO DE ESTUDIO, PARA CONOCER LA EVOLUCIÓN DE LA CARGA DENTRO DEL ESPACIO.

EL INCREMENTO EN LA CARGA EN UN PERÍODO PUEDE SER DETERMINADO APROXIMADAMENTE CON LA SIGUIENTE ECUACIÓN:

$$LN = (1 + R)^N - - - - - (5.6)$$

EN DONDE:

LN = CARGA AL FINAL DEL PERÍODO EN FUNCIÓN DE LA CARGA INICIAL.

R = TASA PERÍODICA DE CRECIMIENTO DE LA CARGA EN POR-UNIDAD.

N = NÚMERO DE PERÍODOS.

EL CRECIMIENTO DE LA CARGA, EN GENERAL ES ATRIBUÍBLE A VARIOS FACTORES; TALES COMO: NUEVOS LOTES O ÁREAS QUE SE ANEXAN AL SISTEMA, NUEVOS CONSUMIDORES QUE SE ENCUENTRAN EN LA ZONA, -- ASÍ COMO EL AUMENTO DE CARGA DE LOS CONSUMIDORES ACTUALES.

UN CONTÍNUO Y CUIDADOSO ESTUDIO DE LOS DIFERENTES FACTORES -- QUE AFECTAN EL CRECIMIENTO DE LA CARGA PERMITIRÁN AL INGENIERO DE PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CREAR UN ALGO -- RÍTMO O MODELO QUE PUEDA PREDECIR EL FUTURO CRECIMIENTO DE LA CARGA.

5.2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS.

LAS CARGAS ELÉCTRICAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SE CLASIFICAN COMO SIGUE:

A) LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

ZONA CENTRAL - - - - - (40 - 100 MVA/KM²)

ZONA URBANA - - - - - (5 - 40 MVA/KM²)

ZONA RURAL - - - - - (5 MVA/KM²)

**B) TIPO DE UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA Ó HÁBITOS DEL -
USUARIO.**

**RESIDENCIAL
COMERCIAL
INDUSTRIAL**

**C) DEPENDENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CONFIABILI--
DAD).**

**SENSIBLE (NO ADMITE INTERRUPCIONES)
SEMISENSIBLE (ADMITE INTERRUPCIONES 10 MINUTOS)
NORMAL (ADMITE INTERRUPCIONES QUE SE ENCUENTRAN -
EN EL SIGUIENTE RANGO 1 HORA A 5 HORAS)**

**D) EFECTO DE LA CARGA SOBRE EL SISTEMA DE DISTRIBU--
CIÓN.**

**TRANSITORIAS CÍCLICAS (TRABAJO PERIÓDICO)
TRANSITORIAS ACÍCLICAS (NO PERIÓDICO)
NORMALES (CONTÍNUAS)**

E) TARIFAS.

**TARIFA RESIDENCIAL
TARIFA COMERCIAL
TARIFA INDUSTRIAL**

5.2.3. CARACTERÍSTICAS DE CARGA.

ESTAS INFLUYEN EN LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DIRECTAMENTE EN LA PLANEACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, ES-ENTONCES NECESARIO, DEFINIR Y ANALIZAR FACTORES ASÍ COMO PARÁMETROS QUE PERMITAN CONOCER Y PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA. A CONTINUACIÓN SE DESCRIBEN BREVEMENTE LOS FACTORES Y PARÁMETROS MÁS IMPORTANTES.

CARGA ELÉCTRICA: UNA CARGA ELÉCTRICA DEFINE LA RAZÓN A LA CUAL SE REALIZA TRABAJO EN UN CIRCUITO ELÉCTRICO.

DEMANDA: LA DEMANDA DE UN SISTEMA O INSTALACIÓN ES LA CARGA EN LAS TERMINALES RECEPTORAS TOMADA EN UN VALOR MEDIO - PARA UN DETERMINADO INTERVALO DE TIEMPO. (POTENCIA-CONSUMIDA POR LA CARGA, EXPRESADA EN WATTS, AMPERES, VOLTAMPERES, ETC.)

CARGA INSTALADA: ES LA SUMA DE LAS POTENCIAS NOMINALES DE LOS EQUIPOS CONECTADOS EN UNA ZONA DETERMINADA, SE EXPRESA GENERALMENTE EN KVA.

DENSIDAD DE CARGA: ES EL COCIENTE DE LA CARGA INSTALADA Y EL-ÁREA DE LA ZONA CONSIDERADA, SE EXPRESA GENERALMENTE EN KVA/KM² Y/O MVA/KM².

DIVERSIDAD DE CARGA: ES LA DIFERENCIA ENTRE LA SUMA DE LOS PICOS DE DOS O MÁS CARGAS INDIVIDUALES Y - EL PICO DE LA CARGA COMBINADA.

$$D = (F_D - 1) D_M$$

DEMANDA MÁXIMA: ES LA MAYOR DE LAS DEMANDAS QUE SE TIENEN - EN UN PERÍODO ESPECIFICADO EN UN SISTEMA O EN UNA INSTALACIÓN.

FACTOR DE POTENCIA: ES LA RELACIÓN DE POTENCIA ACTIVA A LA POTENCIA APARENTE.

FACTOR DE DEMANDA: ES EL COCIENTE DE LA DEMANDA MÁXIMA DE UN SISTEMA Y LA POTENCIA INSTALADA O CONECTADA AL MISMO.

$$FD = \frac{D \text{ MAX.}}{P \text{ INST.}}$$

FACTOR DE UTILIZACIÓN: ES LA RELACIÓN ENTRE LA DEMANDA MÁXIMA Y LA CAPACIDAD NOMINAL DEL SISTEMA.

$$FU = \frac{D \text{ MÁX.}}{C}$$

FACTOR DE DIVERSIDAD: ES EL COCIENTE DE LA SUMA DE LAS DEMANDAS MÁXIMAS INDIVIDUALES DE LAS PARTES DE UN SISTEMA, ENTRE LA DEMANDA MÁXIMA DE TODO EL SISTEMA.

FACTOR DE SIMULTANEIDAD: ES EL RECÍPROCO DEL FACTOR DE DIVERSIDAD ES MENOR O IGUAL A UNO.

FACTOR DE CONTRIBUCIÓN: SE DEFINE FACTOR DE CONTRIBUCIÓN DE UNA DE LAS CARGAS DEL CONJUNTO COMO LA RELACIÓN ENTRE LA CONTRIBUCIÓN DE ESTA CARGA A LA DEMANDA MÁXIMA DE ESTA CARGA.

FACTOR DE CARGA: ES LA RELACIÓN QUE HAY ENTRE LA DEMANDA PROMEDIO Y LA DEMANDA MÁXIMA EN UN TIEMPO DETERMINADO.

$$F_c = \frac{D \text{ PROM}}{D \text{ MAX.}}$$

DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PROMEDIO: ES IGUAL A LA DEMANDA MÁXIMA DE UN SISTEMA DIVIDIDA ENTRE EL NÚMERO DE ELEMENTOS QUE LO CONSTITUYEN.

5.3. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES AL CORTO CIRCUITO.

5.3.1. CARACTERÍSTICAS DE CORTO CIRCUITO DE TRANSFORMADORES.

ES RESPONSABILIDAD DE LOS FABRICANTES, EL DETERMINAR QUE EL DISEÑO DEL TRANSFORMADOR, SEA EL ADECUADO PARA SOPORTAR LOS ESFUERZOS MÁXIMOS QUE SE GENERAN DURANTE LAS CONDICIONES DE FALLA. LAS CUALES SON RESPONSABILIDAD DEL USUARIO ESPECIFICARLAS DE ACUERDO A LAS CONTINGENCIAS QUE PROBABLEMENTE SE VAYA A VER SOMETIDO EL TRANSFORMADOR.

POR RAZONES DE PRÁCTICA DE DISEÑO POR EL FABRICANTE Y DE ESPECIFICACIÓN POR EL USUARIO, CON EL TIEMPO HAN QUEDADO ESTABLECIDOS PARÁMETROS QUE LLEGAN A CONSIDERARSE IMPLÍCITOS EN LA ESPECIFICACIÓN, SIN EMBARGO, DEBIDO A QUE EL CAMPO DE APLICACIÓN EN TRANSFORMADORES ES CADA VEZ MÁS AMPLIO, HABRÁ CASOS EN QUE ESTA SITUACIÓN NO SEA RUTINARIA.

LO ANTERIORMENTE EXPUESTO SE RELACIONA CON EL COMPORTAMIENTO MECÁNICO DE UN TRANSFORMADOR DEBIDO A LAS FUERZAS PRESENTES DURANTE UN CORTO CIRCUITO, ESTÁN ÍNTIMAMENTE LIGADAS TANTO CON LA ESTRUCTURA AISLANTE QUE DA SOPORTE MECÁNICO A LAS BOBINAS Y QUE ADEMÁS TIENEN SU FUNCIÓN EN LA COORDINACIÓN INTERNA DE AISLAMIENTO, COMO CON EL ARREGLO QUE SE HAGA DE CADA BOBINA EN SU LOCALIZACIÓN EN LOS DEVANADOS Y EL NÚCLEO QUE JUEGA CON PAPEL FUNDAMENTAL COMO SOPORTE DE ESTAS FUERZAS.

5.3.2. PRINCIPIO FUNDAMENTAL DE LAS FUERZAS PRESENTES EN TRANSFORMADORES.

PARA DEFINIR EL CORTO CIRCUITO EN LOS DEVANADOS, DEBE

MOS INCLUIR LA MAGNITUD DE CORRIENTE QUE CIRCULA POR -
LOS DEVANADOS, LA DURACIÓN DE LA CORRIENTE DE FALLA Y -
LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE ESTA.

COMO ES SABIDO LAS FUERZAS PRESENTES OBEDECEN A ESFUER-
ZOS ELECTROMAGNÉTICOS OPUESTOS DEBIDO A LAS CARACTERÍS-
TICAS PROPIAS DE CONSTRUCCIÓN Y DISEÑO EN LOS DIFEREN-
TES TRANSFORMADORES CUANDO UNO FALLA SE PRESENTA Y ES-
TOS ESFUERZOS SE VERÁN LIMITADOS CUANDO LA CORRIENTE -
DE FALLA DEL TRANSFORMADOR SEA TAMBIÉN LIMITADA, YA --
SEA POR LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA, SUMADA A LA DEL ---
TRANSFORMADOR DESDE EL PUNTO DE GENERACIÓN HASTA EL --
PUNTO DE FALLA O POR LA DEL TRANSFORMADOR COMO ELEMEN-
TO ÚNICO DEL SISTEMA Y OBTENDRÁ CONSIDERANDO SOLAMENTE LA -
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR ENTRE EL PUNTO DE GENERA-
CIÓN Y LA FALLA. EN EL CASO DE APLICACIONES DE TRANS-
FORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA-
SE TIENE DEL LADO SECUNDARIO Y GENERALMENTE SON IMPOR-
TANTES. PUESTO QUE EN EL ANÁLISIS DE FALLA SE TOMAN -
EN CUENTA CORRIENTES DEBIDAS A FALLAS A TIERRA Y FALLAS
ENTRE FASES, SE DEBEN CONOCER LAS RELACIONES X_0/X_1 Ó
 R_0/X_1

DONDE:

X_0, R_0 = REACTANCIAS Y RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO
 X_1 = REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA

CON LA POSIBILIDAD DE ANALIZAR TODAS LAS POSIBILIDADES
DE FALLA Y DETERMINAR LA MÁS CRÍTICA.

EN EL CASO DE CÁLCULO MECÁNICO SE DEBEN CONSIDERAR VA-

TABLE 5.1

TABLE 10 - TYPICAL IMPEDANCES OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS OF STANDARDIZED DESIGN

		VOLTAGE RATING OF PRIMARY WINDING																	
KVA Rating		2.4 KV		4.8 KV		7.2 KV		12 KV		24.9/14.4 Gnd V		25 KV		34.5 KV		46 KV		69 KV	
		% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z	% R	% Z
Single-Phase	5	1.9	2.3	2.1	2.4	2.4	2.6	2.3	2.7	2.8	4.0	---	---	---	---	---	---	---	---
	10	1.4	1.9	1.6	2.0	1.9	2.3	1.9	2.1	2.3	3.0	---	---	---	---	---	---	---	---
	15	1.4	1.8	1.6	1.9	1.7	2.1	1.7	2.0	2.1	2.6	---	---	---	---	---	---	---	---
	25	1.3	1.8	1.5	1.8	1.6	2.2	1.5	1.9	1.9	2.0	2.0	5.2	2.2	5.2	---	---	---	---
	50	1.2	2.1	1.3	2.2	1.3	2.2	1.3	2.3	1.9	1.7	1.7	5.2	1.7	5.2	1.8	5.7	---	---
	100	1.1	2.0	1.2	1.9	1.2	2.0	1.2	2.2	---	---	1.4	5.2	1.5	5.2	1.5	5.7	1.4	6.5
	333	1.1	4.8	1.1	4.8	1.0	5.0	1.0	5.0	---	---	1.0	5.2	1.1	5.2	1.1	5.7	1.1	6.5
500	1.0	4.8	1.0	4.8	1.0	5.0	1.0	5.0	---	---	0.9	5.2	1.0	5.2	1.0	5.7	1.0	6.5	
Three-Phase	9	2.0	2.4	2.2	2.4	2.5	2.5	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	15	1.9	2.5	2.1	2.5	2.2	2.6	2.4	2.8	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	30	1.6	2.4	1.8	2.5	1.9	2.6	2.1	3.1	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	75	1.5	3.2	1.6	3.2	1.6	2.9	1.6	3.3	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	150	1.2	4.2	1.4	4.3	1.3	3.5	1.4	4.3	---	---	1.6	5.2	---	---	---	---	---	---
	300	2.3	4.8	1.3	4.8	1.3	5.0	1.3	5.0	---	---	1.3	5.2	1.4	5.2	1.4	5.7	---	---
500	1.2	4.8	1.2	4.8	1.1	5.0	1.1	5.0	---	---	1.2	5.2	1.2	5.2	1.3	5.7	1.2	6.5	

LORES INSTANTÁNEOS DE CORRIENTE INCLUYENDO TRANSITORIOS QUE PUDIERAN EXISTIR, YA QUE DE REPORTES OBTENIDOS EN CAMPO SE HA LLEGADO A LO SIGUIENTE:

PUESTO QUE:

$$L(t) \propto \int e(t) dt \quad - - - - - (5.7)$$

SI LA FALLA OCURRE EN UN INSTANTE PICO DE UNA ONDA SENOIDAL DE VOLTAJE, LA FORMA DE ONDA DE CORRIENTE SERÁ UNA ONDA SENOIDAL PURA (SIN COMPONENTE DE C. D.)

LA MAGNITUD PICO SERÁ 2 VECES EL VALOR R.M.S. DE LA CORRIENTE, SIN EMBARGO, SI LA FALLA OCURRE EN EL INSTANTE CUANDO EL VOLTAJE ES CERO, LA FORMA DE ONDA DE CORRIENTE SERÁ UNA ONDA SENOIDAL COMPLETAMENTE DESPLAZADA (COMPONENTE DEL C.D., IGUAL A EL PICO-INSTANTÁNEO DE LA MAGNITUD DE C.A.)

POR OTRO LADO, COMO LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR CONTIENE UNA COMPONENTE POSITIVA, ENTONCES LA COMPONENTE DE CORRIENTE CONTÍNUA SERÁ AMORTIGUADA RELATIVAMENTE RÁPIDO.

UN TRANSFORMADOR SERÁ CAPÁZ DE RESISTIR SIN DAÑO ALGUNO DE TIPO MECÁNICO Y TENSIÓN TÉRMICA CAUSADA POR UN CORTO CIRCUITO EN EL EXTREMO DE CUALQUIER DEVANADO O DEVANADOS, CON EL PORCENTAJE DE VOLTAJE MANTENIDO A TRAVÉS DE TODAS LAS TERMINALES DEL OTRO DEVANADO, CON TAL QUE:

- 1) LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE SIMÉTRICA RMS EN CUAL

QUIER DEVANADO DE EL TRANSFORMADOR NO EXCEDA UN -
TIEMPO DE 25PORCIENTO DE LA CORRIENTE BASE DE EL -
DEVANADO.....(LA CORRIENTE INICIAL TOMADA SERÁ --
COMPLETAMENTE DESPLAZADA DESDE CERO CUANDO DETER-
MINEMOS EL ESFUERZO MECÁNICO.)

- 2) LA DURACIÓN DE EL CORTO CIRCUITO ES LIMITADO PARA
EL SIGUIENTE PERÍODO DE TIEMPO. INMEDIATAMENTE -
VALUADO PODRÁ SER DETERMINADO POR INTERPOLACIÓN.

UN TRANSFORMADOR SERÁ CAPAZ DE RESISTIR SUCESIVOS
CORTOS CIRCUITOS SIN SU TEMPERATURA NORMAL DE OPE-
RACIÓN DE ENFRIAMIENTO ENTRE LAS SUCESIVAS OCURREN-
CIAS DE CORTO CIRCUITO, CON TAL QUE LA ACUMULATI-
VA DURACIÓN DE EL CORTO CIRCUITO NO HAGA EXCEDER-
EL TIEMPO DADO EN LA TABLA.

CORRIENTE SIMÉTRICA RMS EN CUALQUIER DEVANADO		PERÍODO DE TIEM- PO, SEGUNDOS.
TIEMPO BASE COMÚN	25 %	2
TIEMPO BASE COMÚN	20 %	3
TIEMPO BASE COMÚN	16.6 %	4
TIEMPO BASE COMÚN O MENOR	14.3 %	5

LA PRIMERA PREVENSIÓN CONDICIONA QUE UN TRANSFORMADOR
NO SERÁ AUTOPROTEGIDO CONTRA DAÑO INTERNO DE MECANIS-
MO SI UN CORTO CIRCUITO EXTERNO RESULTA EN MÁS DE UN-
TIEMPO DE 25 PORCIENTO DE CORRIENTE EN EL DEVANADO. -
UN TRANSFORMADOR SERÁ AUTOPROTEGIDO SI LA IMPEDANCIA-
ES 4% O MAYOR EN LA BASE DEL TRANSFORMADOR Y SI SOLO-
UN DEVANADO ES CONECTADO AL ORIGEN EL CUAL PUEDE CON-
TRIBUIR A LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO. ÉSTA LIMI-

TACIÓN A UN MÍNIMO O 25% DE TIEMPO DE CORRIENTE BASE - RARA VEZ RESULTA DE IMPORTANCIA EN APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA, PORQUE LA REACTANCIA DE ESTOS ES USUALMENTE CONSIDERADA MAYOR DEL 4 PORCIENTO, CASO CONTRARIO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

FRECUENTEMENTE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN -- TIENEN UNA IMPEDANCIA ABAJO DEL 4% Y EN OCASIONES MENOS QUE EL 2% (VER TABLA 5.1). ESTOS TRANSFORMADORES NO SON GARANTIZABLES PARA SER AUTOPROTEGIDOS CONTRA - CORTO CIRCUITO EXCEDIENDO 25% DE TIEMPO DE LA CORRIENTE NORMAL. DE OCURRIR TAL CORRIENTE ES IMPROBABLE -- PORQUE LAS LIMITACIONES DEL SISTEMA'

5.4. ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS.

5.4.1. GENERALIDADES.

EL PROPÓSITO DE UN AISLAMIENTO EN UN CIRCUITO ELÉCTRICO ES CONFINAR EL CAMPO ELÉCTRICO Y LA CORRIENTE A ÁREAS Y TRAYECTORIAS PREVIAMENTE ESTABLECIDAS.

TODO AISLAMIENTO TIENE DOS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES QUE SON:

CAPACIDAD DEL AISLAMIENTO (CUYO VALOR ES UN BUEN MATERIAL DIELECTRICO DEBE SER PEQUEÑO Y QUE EN EL DIELECTRICO IDEAL SU VALOR SERÍA INFINITO).

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (CUYO VALOR EN UN BUEN MATERIAL DIELECTRICO DEBE SER GRANDE Y EN EL DIELECTRICO IDEAL SU VALOR SERÍA INFINITO).

RIGIDEZ DIELECTRICA DE UN AISLAMIENTO, SE DEFINE COMO LA CAPACIDAD DEL MATERIAL PARA SOPORTAR LA TENSION ELÉCTRICA SIN QUE SE PRESENTE RUPTURA ELÉCTRICA Ó TAMBIÉN ES LA TENSION ELÉCTRICA QUE SOPORTA UN MATERIAL POR UNIDAD DE LONGITUD EN EL INSTANTE EN QUE SE PRESENTA LA RUPTURA.

5.4.2. MATERIAL PARA AISLAMIENTO.

PAPEL Y CARTÓN COMPRIMIDO. EL PAPEL ES UNA PARTE FUNDAMENTAL DEL AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES MODERNOS, YA QUE TIENE EXCELENTE RESISTENCIA DIELECTRICA Y BAJAS PÉRDIDAS DIELECTRICAS CUANDO ESTA SECO, SIN EMBARGO, ABSORBE HUMEDAD CON MUCHA FACILIDAD, POR LO QUE DEBE SER SECADO E IMPREGNADO CON ACEITE, EL CUAL LLENA LOS

ESPACIOS ENTRE FIBRAS Y AUMENTA SU RIGIDEZ DIELECTRICA.

ACEITE. EL ACEITE ES TAMBIÉN UNA PARTE FUNDAMENTAL DE LOS AISLAMIENTOS DEL TRANSFORMADOR. ES UNIVERSALMENTE USADO DEBIDO PRINCIPALMENTE A SU BAJO COSTO COMPARADO CON EL DE OTROS LÍQUIDOS AISLANTES SINTÉTICOS, Y ADEMÁS POR SU PECULIAR VENTAJA DE IMPREGNAR EL PAPEL. AÚNQUE ES UN PRODUCTO ALTAMENTE REFINADO, NO ES QUÍMICAMENTE PURO, ALGUNAS DE SUS IMPUREZAS SON BENÉFICAS PUÉS RETARDAN SU OXIDACIÓN, PERO OTRAS COMO EL OXÍGENO Y EL AGUA PUEDEN SER CAUSA DE SERIOS PROBLEMAS.

5.4.3. FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.

LA CONTAMINACIÓN, TALES COMO PARTÍCULAS DE CARBÓN, -- POLVO O ACEITE DEPOSITADO EN LAS SUPERFICIES AISLANTES, PUEDEN BAJAR LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO, ESTE FACTOR ES PARTICULARMENTE IMPORTANTE CUANDO SE TIENEN SUPERFICIES AISLANTES RELATIVAMENTE GRANDES EXPUESTAS AL MEDIO AMBIENTE CONTAMINANTE.

EL POLVO DEPOSITADO SOBRE LAS SUPERFICIES AISLANTES, -- ORDINARIAMENTE NO ES CONDUCTOR CUANDO ESTA SECO, PERO CUANDO ESTA EXPUESTO A LA HUMEDAD SE VUELVE PARCIALMENTE CONDUCTOR Y BAJA LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.

HUMEDAD.- INFLUYE EN LOS MATERIALES UTILIZADOS EN LOS AISLAMIENTOS COMO SON ACEITE, PAPEL, CARTÓN Y ALGUNAS CINTAS POR SER MATERIALES HIGROSCÓPICOS CAPACES DE ABSORBER LA HUMEDAD OCASIONANDO UNA REDUCCIÓN EN LA RE--

SISTENCIA DE AISLAMIENTO QUE, AUMENTA LAS PÉRDIDAS -
DIELÉCTRICAS, LO CUAL PUEDE OCASIONAR LA FALLA DE --
AISLAMIENTO.

TEMPERATURA. LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO VARÍA IN -
VERSAMENTE CON LA TEMPERATURA EN LA MAYORÍA DE LOS -
MATERIALES AISLANTES. NORMALMENTE TODAS LAS PRUEBAS
DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO SE REFIEREN A UNA TEM -
PERATURA ESTANDAR LLAMADA TEMPERATURA BASE, QUE EN -
EL CASO DE LOS TRANSFORMADORES, LA RECOMENDADA POR -
LOS COMITÉS DE NORMAS ES DE 20°C.

5.4.4. ENVEJECIMIENTO DURANTE UNA VARIABLE DE TEMPERATURA CÍ - CLICA.

LA DURACIÓN DE LA TEMPERATURA EN UN DÍA DE VIDA DE -
UN TRANSFORMADOR PUEDE VARIAR EN UN AMPLIO RANGO Y -
PARTICULARMENTE DURANTE UNA CARGA CÍCLICA, POR LO --
QUE ÉSTA VARIACIÓN PROBABLEMENTE SEA RÁPIDA Y TENGA -
QUE REALIZARSE UNA SUPOSICIÓN SIMPLIFICADA ALREDEDOR
DE LA VARIACIÓN DE LA CARGA. USUALMENTE ES REALIZA -
DA PARA ASUMIR QUE EL TRANSFORMADOR HA CONDUCTIDO UNA
FRACCIÓN DE CARGA TOPE EN UN LARGO TIEMPO Y APLICADA
SÚBITAMENTE. ESTA CLASE DE SUPOSICIÓN NO SERÁ DEMAS -
IADO LEJANA A LA REALIDAD EN LAS PÉRDIDAS DEL TRANS -
FORMADOR, EN DONDE LA TEMPERATURA VARIARÁ DURANTE LA
SOBRECARGA CÍCLICA.

POR LO QUE ESTA SUPOSICIÓN ES LA DADA POR LA GUÍA DE
SOBRECARGA. C.57.92

$$\theta_0 = \theta_{11} \left(\frac{K^2 K + 1}{K + 1} \right)^{0.3} \quad \text{--- (5.8)}$$

EVALUACIÓN DEL PUNTO CALIENTE CUANDO AUMENTA EL ACEITE θ_3 ($^{\circ}\text{C}$)

$$\theta_3 = \theta_3(t_1) K^{1.6} \quad \text{--- (5.9)}$$

DONDE:

θ_{11} = CARGA TOPE EN EL AUMENTO DE ACEITE.

K = PORCENTAJE DE CARGA PARA CARGA TOPE.

κ = PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE CARGA PARA NO PÉRDIDAS DE CARGA.

$\theta_3(t_1)$ = EVALUACIÓN DEL PUNTO CALIENTE CUANDO AUMENTA LA TEMPERATURA DEL ACEITE EN CARGA TOPE.

LAS ANTERIORES FÓRMULAS SON PARA CONDICIONES CONSTANTES, POR LO QUE PARA TEMPERATURAS TRANSITORIAS, AUMENTARÁ LA TEMPERATURA CON EL TIEMPO EN LA FORMA QUE SIGUE:

AUMENTO TOPE DEL ACEITE SOBRE TEMPERATURA AMBIENTE -- θ_0 ($^{\circ}\text{C}$).

$$\theta_0 = (\theta_0 - \theta_0)(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) + \theta_3 \quad \text{--- (5.10)}$$

DONDE:

- θ_0 = AUMENTO INICIAL DEL ACEITE PARA $T=0$ ($^{\circ}\text{C}$)
- t = TIEMPO DE CARGA O (HR)
- T = TÉRMINO CONSTANTE DE TIEMPO PARA TRANSFORMADOR CON CUALQUIER CARGA Ó CUALQUIER PORCENTAJE INICIAL O FINAL DE LA TEMPERATURA DEL ACEITE)
- e = BASE DE LOGARITMO NEPERIANO = 2.718

EL TÉRMINO CONSTANTE DE TIEMPO DEPENDE EN LA EXPONENCIAL DE POTENCIA DE TEMPERATURA CONTRA LAS PÉRDIDAS. - ESTO SE DESIGNA COMO N, SI $N=1$ EL TÉRMINO CONSTANTE DE PORCENTAJE DE KVA POR ALGUNA CARGA Y ALGUNA TEMPERATURA PRINCIPAL ES DADA POR LA FÓRMULA.

$$T = T_r = \frac{C \theta_{01}}{P_{te}} \quad \text{--- (5.11)}$$

DONDE:

- T_r = PORCENTAJE DE CONSTANTE DE TIEMPO EN KVA.
- P_{te} = PÉRDIDAS TOTALES EN CARGA DE TOPE, WATTS.
- C = TÉRMINO CAPACITIVO DEL TRANSFORMADOR, WATT - HR POR $^{\circ}\text{C}$.

EL TÉRMINO CAPACITIVO "C" PUEDE SER CALCULADO POR:

$$C = 0.06 \text{ (MEDIDA DEL COBRE Y ARROLLAMIENTOS)} + 0.04 \text{ -- (MEDIDA ----- DEL TANQUE)} + 1.33 \text{ (GALONES DE ACEITE)} \text{ --- (5.12)}$$

SI $n = 0.8$ EL TIEMPO CONSTANTE T SERÁ DADO POR LA FÓRMULA.

$$T = T_v \left[\frac{(\theta_v / \theta_{11}) - (\theta_v / \theta_{12})}{(\theta_v / \theta_{11})^{0.8} - (\theta_v / \theta_{12})^{0.8}} \right] \text{ --- (5.13)}$$

EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE VIDA DURANTE ESTA TEMPERATURA CÍCLICA PUEDE SER DADA POR EL CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE VIDA DURANTE CADA PEQUEÑO INTERVALO DE TIEMPO, DIGAMOS 1 MINUTO, PARA LA TEMPERATURA PARTICULAR LA CUAL EXISTE DURANTE ESE MINUTO AÑADIENDO LAS PÉRDIDAS DE VIDA POR EL TIEMPO DURANTE EL CUAL LA TEMPERATURA ES MAYOR DE 95°C. ESTO PUEDE SER EXPRESADO POR "CURVAS DEL FACTOR DE ENVEJECIMIENTO"

POR LO QUE PARA LA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE VIDA DURANTE EL EXAMEN DE VIDA ESPERADA, ES NECESARIO EL CONOCIMIENTO PREVIO DE ALGUNA CURVA DE ENVEJECIMIENTO PARA SU CÁLCULO BÁSICO. SI UNA CURVA HA SIDO ESTABLECIDA, EL PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS DE VIDA PARA UNA CARGA CÍCLICA ES RELATIVO Y SIMPLE.

5.5. CARGA Y SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES.

5.5.1. CARGA DE TRANSFORMADORES.

HEMOS VISTO COMO SE PRUEBA UN TRANSFORMADOR DE TAL FORMA QUE CUANDO SE VENDE ESTÁ GARANTIZADO QUE SU TEMPERATURA DE PUNTO CALIENTE NO EXCEDE LOS 95°C Ó 110°C Ó -- EQUIVALENTE, QUE SU SOBREELEVACIÓN (AMBIENTE - BOBINA) NO ES MAYOR A LOS 55°C Ó 65°C. SI DICHO TRANSFORMADOR SE USA EN CONDICIONES NORMALES, NUNCA POR ENCIMA DE SU CAPACIDAD NOMINAL, DURARÁ MUCHOS AÑOS. SIN EMBARGO VARIOS FACTORES PROMUEVEN UNA VIDA MÁS CORTA: DESCARGAS ELÉCTRICAS, CORTOS CIRCUITOS, SOBRECALENTAMIENTOS, ETC. NUESTRO INTERÉS ESTÁ EN EFECTOS DE SOBRECALENTAMIENTO.

EL PROPÓSITO DE ESTA SECCIÓN ES DAR CRITERIOS SIGUIENDO LA GUÍA PARA CARGA DE TRANSFORMADORES EN ACEITE DEL "USA STANDARD INSTITUTE", SOBRE LA FORMA EN QUE UN --- TRANSFORMADOR PUEDE USARSE AÚN POR ENCIMA DE SU CAPACIDAD NOMINAL SIN REDUCIR SU VIDA MEDIA POR CALENTAMIENTO Y SABER EN QUE PORCENTAJE SE REDUJO EN CASO DE UNA-SOBRECARGA AÚN MAYOR. EMPEZAREMOS POR DEFINIR SU VIDA MEDIA O VIDA ESPERADA COMO EL TIEMPO EN QUE SE CONSIDERA QUE EL TRANSFORMADOR PERMANECE EN CONDICIONES SEGURAS DE OPERACIÓN O QUE LAS PROBABILIDADES DE FALLAS INTERNAS SON POCAS.

LAS CAUSAS DE FALLA INTERNA EN LOS TRANSFORMADORES SON VARIAS, LA MÁS IMPORTANTE ES EL DETERIORO DEL PAPEL Ó CARTÓN AISLANTE, POR EL PROCESO QUÍMICO QUE OCURRE --- CUANDO SE SOBRECALIENTA Ó ABSORBE OXÍGENO, Ó HUMEDAD - PROVENIENTE DEL ACEITE AL TRANSCURRIR EL TIEMPO, CAMBIANDO SUS PROPIEDADES MECÁNICAS Y DIELECTRICAS.

EL DETERIORO EN LAS PROPIEDADES MECÁNICAS TRAE COMO --

CONSECUENCIA PÉRDIDA DE LA RIGIDEZ NECESARIA PARA SOPORTAR LAS TENSIONES DEBIDAS A CORTOS CIRCUITOS O A TRANSITORIOS EN LA LÍNEA. AL VOLVERSE MAL DIELECTRICO SE PRODUCEN ARCOS ENTRE SECCIONES DEL DEVANADO O ENTRE BOBINA Y BOBINA DESTRUYENDO EL TRANSFORMADOR. POR LO GENERAL PRIMERO OCURRE LA FALLA MECÁNICA.

LA EXPERIENCIA DE MUCHOS AÑOS Y DE VARIOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES DEMUESTRA QUE CUANDO EL PAPEL AISLANTE SE MANTIENE A 95°C MÁXIMO Ó 110°C, SEGÚN EL TIPO DE AISLANTE, LA RESISTENCIA A TENSIONES EN EL TIEMPO ES MUY SUPERIOR A LOS CASOS EN QUE SE EXCEDEN ESTAS TEMPERATURAS.

Cuantificar la vida media del transformador para casos reales es sumamente difícil, sin embargo, bajo el auspicio del comité de transformadores de la IEEE se han realizado pruebas funcionales en un tipo de transformador bajo condiciones controladas y se obtuvo la mejor información de que hasta ahora se tenga conocimiento con respecto a la vida del aislamiento en transformadores. Esta información esta resumida en las figuras (5, 7, 8, 9) y es útil para estimar la duración del transformador cuando se conoce la temperatura promedio del punto más caliente.

LA TEMPERATURA AMBIENTE, JUEGA UN PAPEL FUNDAMENTAL EN LA CARGA DEL TRANSFORMADOR. POR LO QUE SI SE CONOCE LA TEMPERATURA MEDIA PROMEDIO O LA TEMPERATURA MÁXIMA PROMEDIO (MEDIDA POR VARIOS AÑOS) DURANTE UN MES EN UNA REGIÓN DEL PAÍS, ENTONCES PUEDE DETERMINARSE EN QUE EPOCA DEL AÑO PUEDE SOBRECARGARSE EL TRANSFORMADOR SIN INCURRIR EN LA PÉRDIDA DE SU VIDA MEDIA Ó

CALCULAR EL PORCENTAJE DE REDUCCIÓN QUE SE TENDRÁ EN SU DURACIÓN, DE CALCULAR, DADA UNA TEMPERATURA AMBIENTE, LA TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE Y RESTRINGIR LA A 95°C Ó 110°C, SIGUIENDO LOS CRITERIOS QUE SE MENCIONAN POSTERIORMENTE. SE RECOMIENDA QUE A LOS DATOS DE TEMPERATURA PROMEDIO OBTENIDOS DE CADA REGIÓN SE HAYAN DE UN MÁRGEN DE TOLERANCIA DE 5°C.

UNA APROXIMACIÓN PARA ESTIMAR LA SOBRECARGA SEGÚN LA TEMPERATURA AMBIENTE SE DA EN LA TABLA SIGUIENTE:

CARGA COMO FUNCION DE LA TEMPERATURA AMBIENTE

REDUCIR CARGA EN 1.5% POR CADA °C SUPERIOR A 30°C	INCREMENTAR CARGA EN 1.0% POR CADA °C INFERIOR A 30°C.
---	--

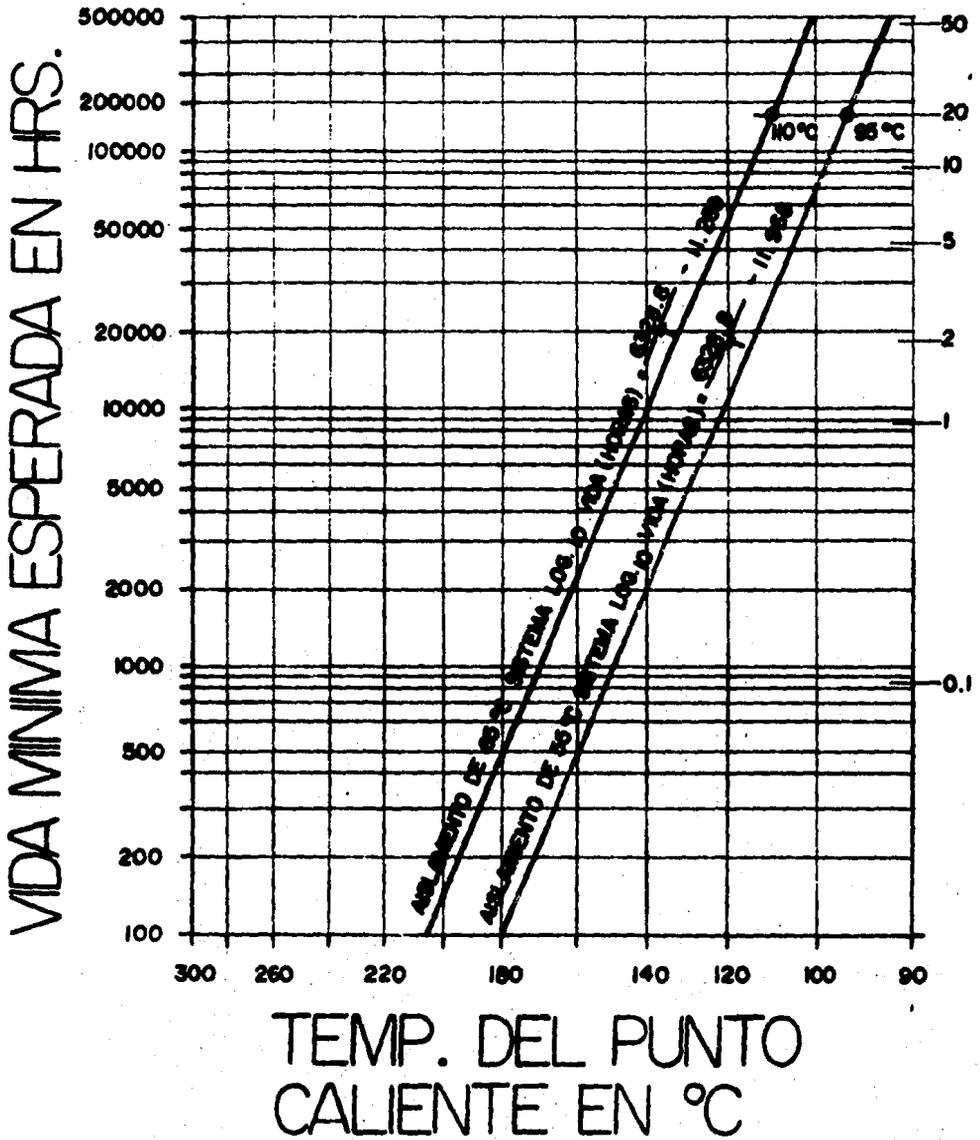


Fig. 3.7

% MAXIMO DE PERD. DE VIDA

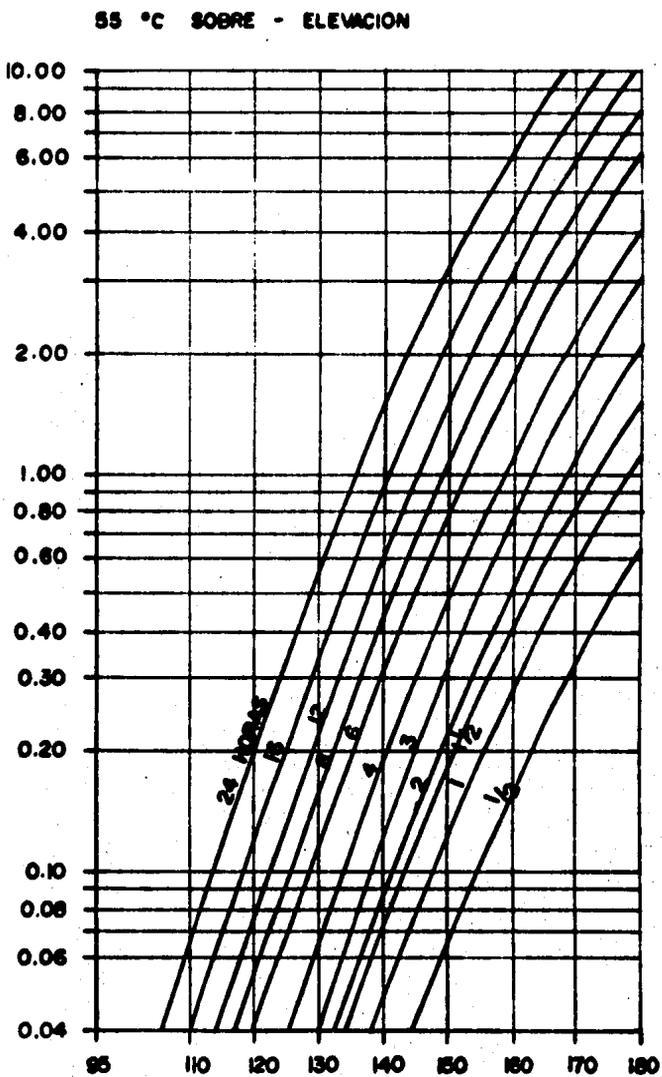


FIG. 5.3

65 °C SOBRE - ELEVACION

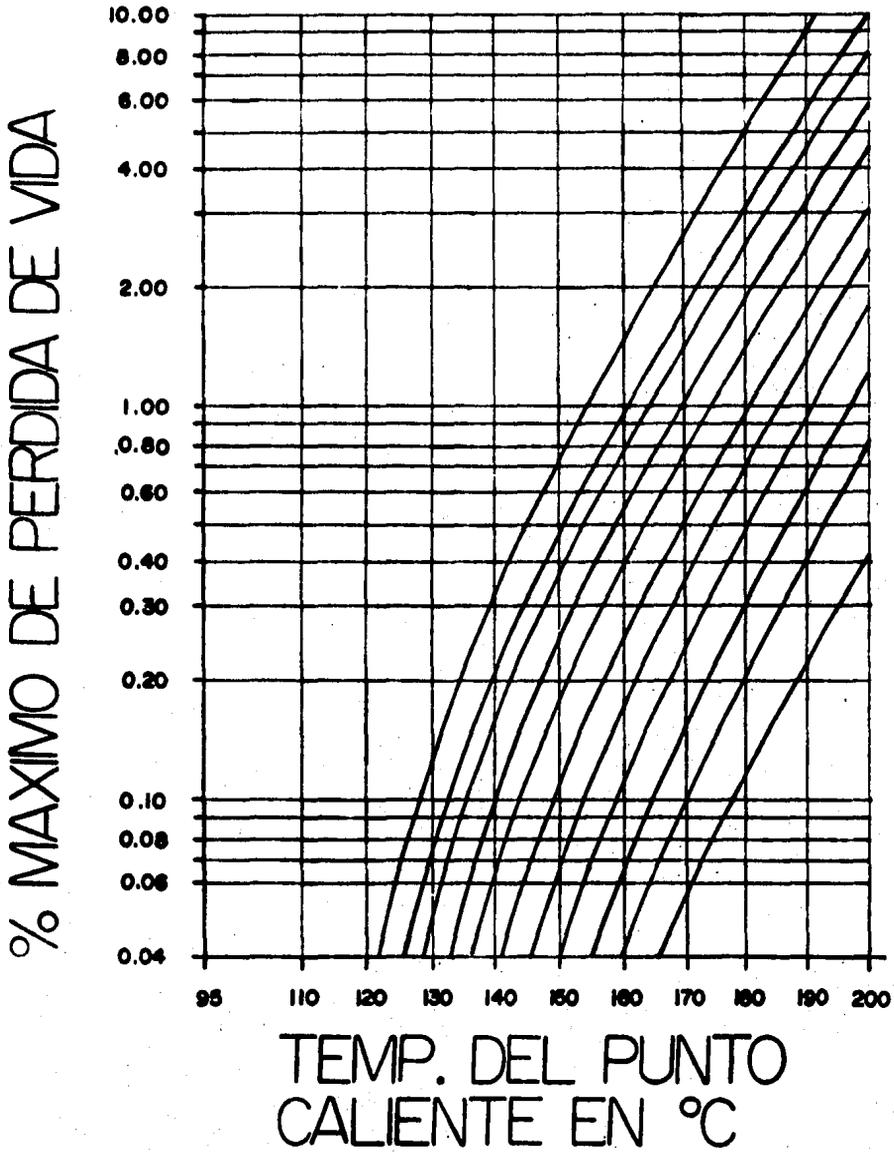


FIG. 5.9

5.5.2. CRITERIOS PARA CARGAR EL TRANSFORMADOR SIN PERDIDA EN LA VIDA MEDIA DEL AISLAMIENTO.

1. MÉTODO DE CARGA EN BASE A LA TEMPERATURA DEL ACEITE SUPERIOR.

LA TEMPERATURA DEL ACEITE SUPERIOR DA INFORMACIÓN SOBRE LA TEMPERATURA MÁS ALTA DEL COBRE AL CARGAR EL TRANSFORMADOR, VIGILANDO QUE NO SE EXCEDA ESA TEMPERATURA PERMITE USARLO A TODA SU CAPACIDAD SIN REDUCIR SU VIDA MEDIA. EL VALOR MÁXIMO POSIBLE DEL ACEITE, SE OBTIENE HACIENDO USO DEL GRADIENTE (COBRE ACEITE) QUE PROVEE EL FABRICANTE DE SUS PRUEBAS DE TEMPERATURA Ó DE SUS ESPECIFICACIONES DE DISEÑO, UTILIZANDO UNA DE LAS SIGUIENTES RELACIONES:

PARA 65°C DE SOBREELEVACIÓN:

$$T \text{ SUP} = 110^{\circ}\text{C} - 15^{\circ}\text{C} - G$$

PARA 55°C DE ELEVACIÓN:

$$T \text{ SUP} = 95^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C} - G$$

AQUÍ 110°C Y 95°C REPRESENTAN LOS PUNTOS MÁS CALIENTES POSIBLES DEL COBRE; 15°C Y 10°C RESPECTIVAMENTE, REPRESENTAN LAS TOLERANCIAS ENTRE EL PUNTO MÁS ELEVADO DEL INTERIOR DEL DEVANADO Y LA TEMPERATURA SUPERIOR DEL COBRE. ESTAS RELACIONES NOS DAN LA TEMPERATURA SUPERIOR DE ACEITE MÁXIMA POSIBLE.

SI LAS CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR NO SON CONOCIDAS PUEDEN UTILIZARSE LAS FIG.(5.10 Y 5.11) QUE MUES---

TRAN CUANTAS VECES SE PUEDE INCREMENTAR LA CARGA NOMINAL, SEGÚN LA TEMPERATURA A LA QUE SE ENCUENTRA EL ACEITE SUPERIOR UNA VEZ EN EQUILIBRIO TÉRMICO. ES IMPORTANTE RECORDAR QUE EL ACEITE RESPONDE AL CALENTAMIENTO MÁS LENTAMENTE QUE EL COBRE, POR LO QUE, MEDIR LA TEMPERATURA DE ESTE ANTES DE QUE HAYA ALCANZADO EQUILIBRIO TÉRMICO PUEDE CONDUCIR A ERRORES.

2. SI AL EFECTUARSE LAS PRUEBAS DE TEMPERATURA, LA SOBREELEVACIÓN RESULTA DIFERIR EN MÁS DE 50°C (TOLERANCIA DEBIDA A POSIBLES ERRORES EN LA MEDICIÓN DE LA SOBREELEVACIÓN) DE LOS 65°C Ó 55°C RESPECTIVAMENTE, ENTONCES LA CARGA DEL TRANSFORMADOR PUEDE SER INCREMENTADA O REDUCIDA SEGÚN EL CRITERIO SIGUIENTE:

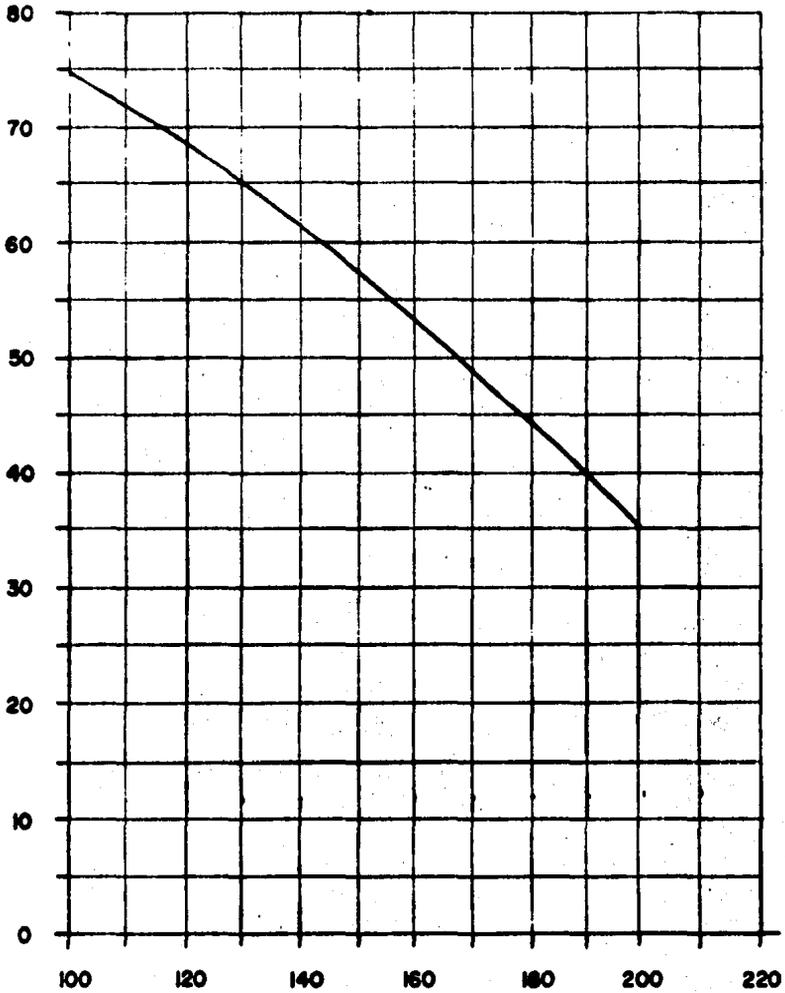
POR CADA GRADO EN EXCESO DISMINUYA LA CARGA 1.5% DEL VALOR NOMINAL.

POR CADA GRADO CENTÍGRADO EN DEFECTO AUMENTE LA CARGA 1% DEL VALOR NOMINAL.

3. EN VISTA DE QUE EL ENVEJECIMIENTO POR CALOR ES UN PROCESO ACUMULATIVO, SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR POR PERÍODOS MUY CORTOS, TALES QUE EL PUNTO MÁS ELEVADO SOBREPASE LOS 110°C O LOS 95°C, SEGÚN EL CASO, Y OPERARLOS POSTERIORMENTE POR TIEMPOS LARGOS A TEMPERATURAS MUY INFERIORES A LAS MENCIONADAS PUEDEN REALIZARSE SIN REDUCCIÓN EN LA VIDA MEDIA DEL TRANSFORMADOR, PARA ESTO SE REQUIERE CONSULTAR LAS TABLAS 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6 Y 5.7

TEMP DEL ACEITE SUPERIOR EN °C

55 °C SOBRE - ELEVACION

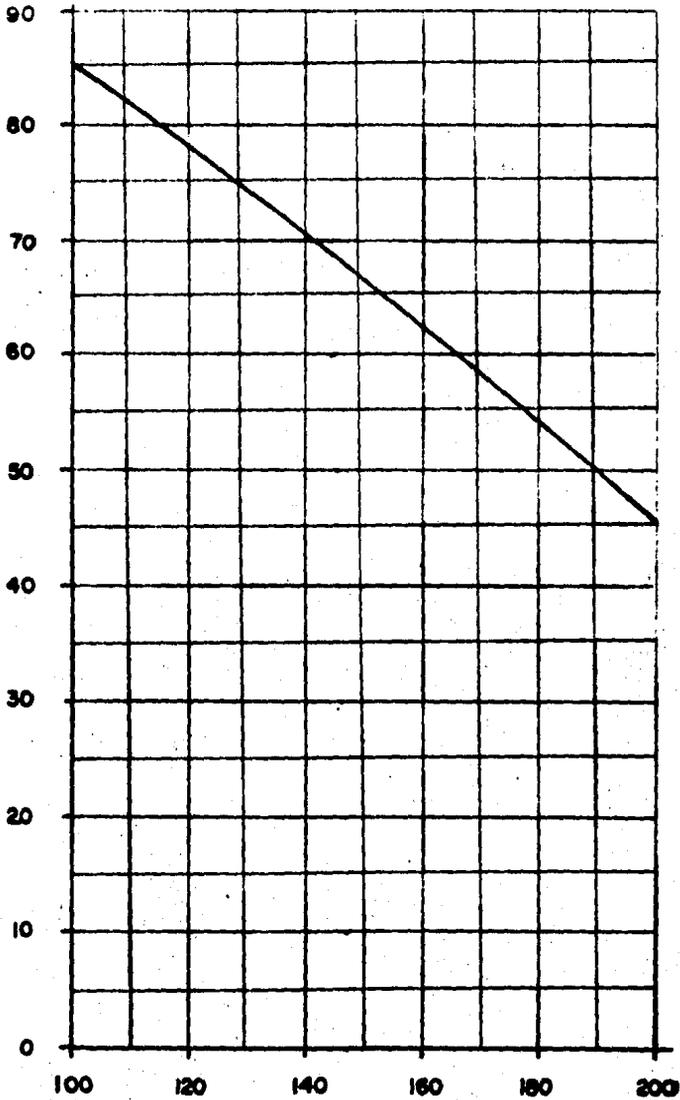


% DE CARGA NOMINAL

Fig. 5.10

65 °C SOBRE - ELEVACION

TEMP. DEL ACEITE SUPERIOR EN °C



% DE CARGA NOMINAL

FIG.(5.11)

5.5.3. CARGA DE TRANSFORMADORES CON CIERTO SACRIFICIO DE VIDA MEDIA.

EL SACRIFICIO EN VIDA MEDIA BAJO CONDICIONES DE SOBRECALENTAMIENTO PUEDE CALCULARSE EN LAS FIGURAS 5.8 Y -- 5.9 SI ESTE CALENTAMIENTO ES PRECEDIDO DE UN PERÍODO LARGO A CONDICIONES INFERIORES A LAS NOMINALES ENTONCES EL CÁLCULO DE DETERIORO SE HACE UTILIZANDO LAS TABLAS (5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12 Y 5.13) SIEMPRE Y --- CUANDO LOS TRANSFORMADORES SE AJUSTEN A TODAS LAS CONDICIONES AQUÍ MENCIONADAS EN CUANTO A GRADIENTE, SOBRE ELEVACIÓN, Y SU RAZÓN DE PÉRDIDAS COBRE Y HIERRO SEA - DEL ORDEN DE 2.7. ESTAS TABLAS SON UN POCO CONSERVADORAS TENIENDO EN CUENTA QUE HAY MUCHOS FACTORES AJENOS AL TRANSFORMADOR MISMOS QUE ALTERAN LAS CONDICIONES -- IDEALES DE PRUEBA COMO PUEDE SER EL HECHO DE QUE EL -- AIRE NO CIRCULE LIBREMENTE ALREDEDOR DEL TRANSFORMADOR O LA CERCANÍA DE PAREDES, EDIFICIOS, ETC., Ó A LAS CONDICIONES DE SERVICIO A QUE ÉSTE HA SIDO EXPUESTO, EL - HECHO DE USAR UNA SOLA TABLA PARA UNA GRAN VARIEDAD DE TRANSFORMADORES, ETC.

PODRÍA DECIRSE COMO REGLA GENERAL QUE EL TRANSFORMADOR TIENE UN DETERIORO PROMEDIO DE 1% POR AÑO Ó 5% EN CUALQUIER EMERGENCIA.

5.5.4. METODO PARA CONVERTIR EL CICLO ACTUAL DE CARGA EN UN - TRANSFORMADOR A UN CICLO EQUIVALENTE PARA EFECTOS DE - CALCULO DE LA VIDA MEDIA.

LAS SOBRECARGAS CALCULADAS DE ACUERDO A LAS TABLAS ANTERIORES, SUPONEN UN PERÍODO DE CARGA INICIAL BAJA ANTES DE LLEGAR A LA CARGA PICO Ó SOBRECARGA. PARA CADA

CARGA ESTIPULADA EN ÉSTAS TABLAS PODRÍA CONSIDERARSE - QUE ÉSTAS ES UN CICLO RECTÁNGULAR QUE CONSISTE ESENCIALMENTE DE UNA CARGA INICIAL DE 50, 75 Ó 90% DE LA CARGA NOMINAL QUE ANTECEDE A UN PICO RECTANGULAR DE LA MAGNITUD QUE SE DA EN LA TABLA COMO CARGA PICO.

ESTA MANERA DE CALCULAR LA CARGA DEL TRANSFORMADOR SE MUESTRA EN LA FIGURA 5.12. SIN EMBARGO LA CARGA DIARIA NO ES TAN SIMPLE COMO RECTÁNGULOS DE CARGA CONSTANTE SINO QUE SE REPRESENTA POR UNA CURVA MÁS O MENOS SUAVE QUE INDICA LAS FLUCTUACIONES DE CARGA DURANTE EL DÍA.

USUALMENTE HAY UN PERÍODO EN EL DÍA EN QUE LA CARGA SE VUELVE MUY SUPERIOR A LA CARGA MEDIA. GENERALMENTE ES TE VALOR MÁXIMO O CARGA MÁXIMA NO SE ALCANZA EN UNA FORMA INMEDIATA SINO QUE AUMENTA GRADUALMENTE.

CON EL FIN DE UTILIZAR LAS TABLAS ANTERIORES ESTA FLUCTUACIÓN EN EL CICLO DE CARGA DEBE APROXIMARSE COMO RECTÁNGULOS RECTOS MEDIANTE CONSIDERAR EL VALOR PROMEDIO DE ESAS FLUCTUACIONES ANTES DE LLEGAR A LA CARGA PICO Y DESPUÉS DENTRO DE LA CARGA PICO TAMBIÉN TOMAR UN RECTÁNGULO QUE CONTENGA ESA CARGA COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA 5.13. LA CARGA EQUIVALENTE PARA CUALQUIER PORCIÓN DEL DÍA SE PUEDE EXPRESAR POR LA ECUACIÓN SIGUIENTE:

$$\text{Carga Equivalente o carga r.m.s.} = \frac{L_1^2 T_1 + L_2^2 T_2 + L_3^2 T_3 + \dots + L_n^2 T_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}$$

DONDE:

L_1, L_2, L_3 , ETC. REPRESENTAN LOS VARIOS ESCALONES DE CARGA EN PORCIENTO POR UNIDAD Ó EN UNIDADES REALES DE KVA.

T_1, T_2 , ETC. REPRESENTAN LAS DURACIONES RESPECTIVAS DE ESTAS CARGAS.

OBTENIDA ESTA CARGA EQUIVALENTE ANTES DE LA CARGA PICO PUEDEN UTILIZARSE LAS TABLAS MENCIONADAS ANTERIORMENTE, SIN EMBARGO ES IMPORTANTE CONSIDERAR QUE EL APROXIMAR UN RECTÁNGULO PARA EL PERÍODO DE MÁXIMA CARGA PODRÍA OBTENERSE UN VALOR RMS PICO MUY PEQUEÑO COMPARADO CON EL VALOR MÁXIMO EN ESTE CASO Y DADO QUE EL TRANSFORMADOR TARDA EN ENFRIARSE DESPUÉS DE PARADO ESTE CICLO DEBE USARSE LA SIGUIENTE REGLA, EL VALOR RMS DEL PERÍODO DE CARGA MÁXIMA NO PUEDE SER INFERIOR DEL 90% DE LA $\frac{1}{2}$ HORA INTEGRADA DE MÁXIMA DEMANDA. CON ESTE MÉTODO SE PUEDE CONVERTIR UN CICLO DE CARGA IRREGULAR A UNO COMO SE MUESTRA EN LA 5.13 A UN CICLO DE CARGA RECTANGULAR. EN ESTE CASO LA PORCIÓN CONTÍNUA ESTÁ A 75% Y EL VALOR MÁXIMO ESTARÁ A 140% DEL VALOR NOMINAL EN KVA. LA TABLA 5.3 MUESTRA QUE LA CARGA PERMITIDA DESPUÉS DE UNA CARGA DEL 75% CONTÍNUA PARA UN TRANSFORMADOR A UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30°C SERÁ 196% POR UNA HORA; POR LO TANTO EL TRANSFORMADOR PODRÁ LLEVAR ÉSTE CICLO DE CARGA PERFECTAMENTE SIN NINGÚN SACRIFICIO EN SU VIDA MEDIA. PARA CONCLUIR, EN ESTE ESTUDIO SE HAN DADO CRITERIOS GENERALES PARA SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR SUPONIENDO SIEMPRE QUE EL DISEÑO DEL TRANSFORMADOR SE APEGA A LAS NORMAS MENCIONADAS ANTERIORMENTE. ESPERAMOS QUE LAS TABLAS, FI

GURAS Y CRITERIOS QUE AQUÍ SE DAN SEAN ÚTILES PARA TODOS LOS USUARIOS DE TRANSFORMADORES. HEMOS INTENCIONALMENTE EMITIDO FÓRMULAS Y CRITERIOS QUE LLEVARÁN A CÁLCULOS COMPLICADOS TRATANDO EN TODO MOMENTO DE BARSARNOS EN TABLAS DE FÁCIL USO Y SUFICIENTEMENTE CONSERVADORAS COMO PARA VALER EN LAS MÁS ADVERSAS CONDICIONES.

5.5.5. RESUMEN DE GUIA DE SOBRECARGA Y CARGA DE TRANSFORMADORES.

LAS NORMAS ESTABLECEN UNA TEMPERATURA PROMEDIO DIARIA DE 95°C PARA EL PUNTO MÁS CALIENTE DEL DEVANADO COMO GUÍA DE UNA ESPERANZA DE VIDA ÚTIL SATISFACTORIA, EN LAS SIGUIENTES BASES:

TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO DIARIA	= 30°C
ELEVACIÓN PROMEDIO DEL DEVANADO SOBRE AMBIENTE	= 55°C
TEMPERATURA PROMEDIO DIARIA DEL DEVANADO	= 85°C
DIFERENCIAL ENTRE DEVANADO PROMEDIO Y PUNTO MÁS CALIENTE	= 10°C
TEMPERATURA PROMEDIO DIARIA DEL PUNTO MÁS CALIENTE	= 95°C
TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA	= 40°C
TEMPERATURA MÁXIMA DEL PUNTO MÁS CALIENTE	= 105°C

SI LA TEMPERATURA ALCANZA UN VALOR MAYOR DE 95°C, LOS AISLAMIENTOS SE DETERIORAN MÁS RÁPIDAMENTE. UN AUMENTO ASÍ PODRÍA SER TOLERADO EN LA BASE DE QUE NO OCURRA MUY FRECUENTE Y SEA DE CORTA DURACIÓN. LAS GUÍAS DE SOBRECARGA NOS DAN UNA IDEA DE LOS AUMENTOS PERMISIBLES DURANTE CIERTO TIEMPO, Y LA CORRESPONDIENTE PÉRDIDA DE VIDA QUE ESTOS PRESENTAN.

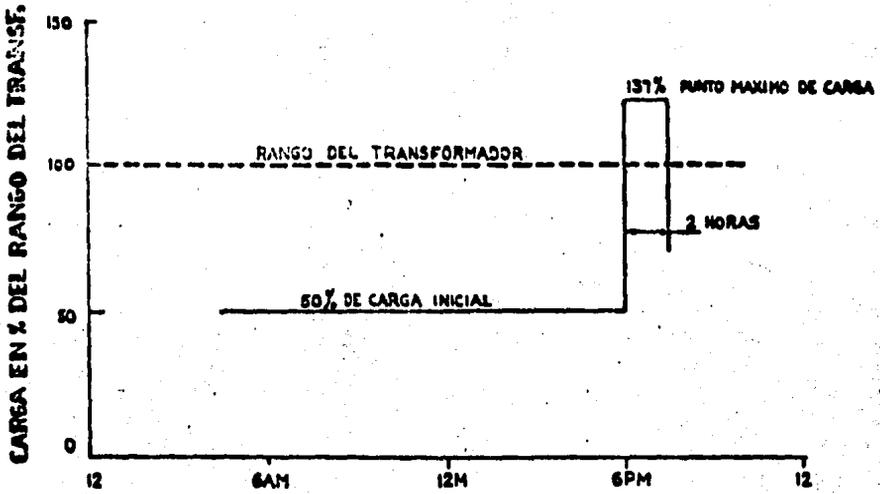


FIG. 5.12

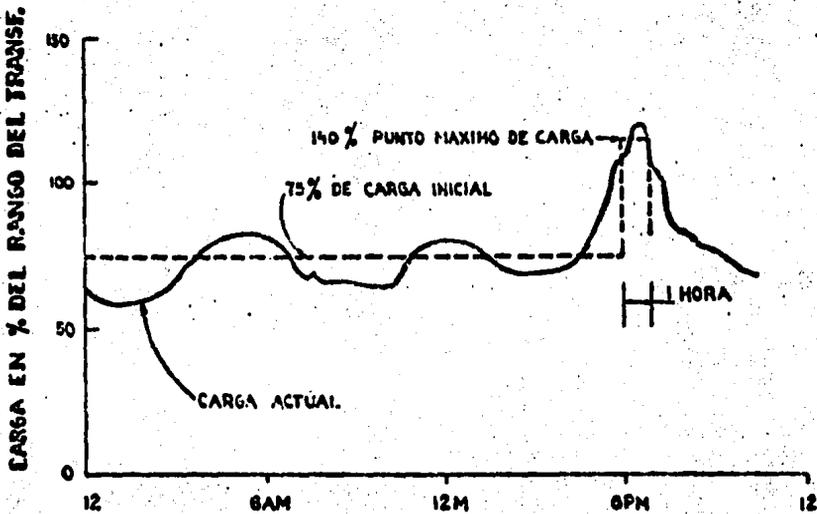


FIG. 5.13

TABLE 5.2

Table of capacities of load for transformers with elevation of temperature of 55°C (vide annexes appended) *
 Carga continua equivalente antes del pico de carga - 50% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)	0				10				20				30				40				50						
	Surzión del Pico de carga hora	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Mín Acabte Sup (°C)		
1	232	156	70	239	157	72	226	156	83	212	156	89	196	154	95	179	152	101									
2	249	151	83	203	150	88	191	149	93	179	148	97	163	146	102	150	145	106									
4	182	164	91	172	163	95	161	161	98	150	160	102	138	159	105	125	156	108									
8	157	153	91	148	152	94	139	151	97	128	150	100	118	129	103	105	127	105									
24	136	113	81	127	113	84	118	113	87	108	112	90	97	112	93	94	112	94									

* La elevación esperada se basa en 0.01778 de pérdidas de voltaje por día.

TABLA 5.3

Tabla de la capacidad de carga para transformadores con situación de temperatura de 55°C (véase el inciso c) de la especificación).
Carga continua equivalente antes del pico de carga = 75% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)		0			10			20			30			40			50		
Duración del Pico de carga Horas	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	
		1	240	157	75	226	155	81	212	154	88	196	152	94	177	149	99	149	140
2	206	149	85	194	148	90	182	147	95	168	145	99	152	142	103	126	133	104	
4	177	142	92	166	140	95	156	139	99	144	138	102	130	135	104	109	127	104	
8	155	131	91	146	130	93	136	129	96	129	127	99	113	125	101	94	120	101	
24	136	113	80	127	112	83	117	112	86	107	111	89	97	111	92	84	110	93	

* Lo visto en la especificación se basa en 0.01375 de pérdidas de vida por día.

TABLE 5.4

Tabla de capacidad de carga para transformadores con elevación de temperatura de 65°C (véase el ítem correspondiente) *
Carga continua equivalente antes del pico de carga = 90% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)	0			10			20			30			40			50			
	Dirección del Pico de carga Horas	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)
1	231	153	79	216	154	83	202	153	91	182	148	96	163	133	99	---	---	---	---
2	200	148	86	187	146	92	174	145	97	157	141	100	126	128	99	---	---	---	---
4	173	140	92	162	138	95	150	136	98	136	133	100	113	123	98	---	---	---	---
8	153	130	90	144	129	93	133	127	93	121	124	97	102	116	93	---	---	---	---
24	135	112	80	126	112	83	116	111	86	107	111	89	95	110	91	---	---	---	---

* La vida mínima esperada se basa en 0.0137% de pérdidas de vida por día.

TABLA 5.5

Tabla de capacidades de carga para transformadores con elevación de temperatura de 65°C (véase mínima esperada) *
Carga continua equivalente antes del pico de carga = 50% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)	0			10			20			30			40			50		
	Duración del Pico de carga (hrs)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx Punto Cal (°C)	Temp. Máx Aceite Sup (°C)
1	237	138	58	223	137	65	208	136	71	194	135	77	177	133	84	153	129	89
2	203	131	69	191	130	74	178	129	79	165	128	84	149	126	88	130	123	92
4	174	124	75	163	123	79	152	122	83	139	120	86	126	119	90	109	116	93
8	153	113	74	143	113	78	132	112	81	121	111	84	108	110	87	93	107	89
24	134	97	65	124	97	69	113	96	72	102	96	76	89	96	79	75	93	82

* La vida mínima esperada se basa en 0.017% de pérdidas de vida por día.

TABLA 5.6

Tabla de capacidades de carga para transformadores con elevación de temperatura de 55°C (véase mínima operación) *
Carga continua equivalente entre del pico de carga = 75% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)	0		10		20		30		40		50							
	Dirección del Pico de carga hacia	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Mín. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Mín. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Mín. Aceite Sup (°C)	Carga (%)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Mín. Aceite Sup (°C)	Carga (%)				
1	224	134	62	212	133	69	197	134	75	179	131	81	164	126	86	---	---	---
2	156	130	71	183	130	76	170	127	81	154	128	89	123	120	88	---	---	---
4	170	122	79	159	121	79	167	120	83	133	117	86	116	113	88	---	---	---
6	151	112	73	141	112	77	159	118	88	117	117	83	101	104	84	---	---	---
24	133	96	69	123	96	80	112	99	71	101	99	73	88	99	78	---	---	---

* La vida mínima esperada es base en D.01175 de pérdidas de vida por día.

TABLA 5.7

Tabla de capacidad de carga para transformadores con elevación de temperatura de 65°C (véase definición expresada) *
Carga continua equivalente antes del pico de carga = 100 de la capacidad nominal.

Temperatura ambiente (°C)		0			10			20			30			40			50		
Duración del Pico en carga Horas	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Aceite Sup (°C)	
1	219	135	65	203	124	72	185	131	77	161	104	88	---	---	---	---	---	---	
2	190	130	72	177	126	77	162	125	81	148	110	84	---	---	---	---	---	---	
4	168	121	76	156	120	79	142	117	82	123	111	83	---	---	---	---	---	---	
8	150	111	73	139	110	76	127	108	79	111	103	80	---	---	---	---	---	---	
24	133	96	64	123	98	68	112	93	74	100	94	74	---	---	---	---	---	---	

* La vida mínima expresada es de 0.8177% de pérdidas de vida por día.

TABLE 5.8

Table de capacidad de carga para transformadores con elevación de temperatura de 55°C (vicio a cinco superados) *
 Carga continua equivalente antes del pico de carga = 50% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)		0				10				20				30				40				50					
Duración del Pico de carga Horas	Pérdidas de vida (h)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acilite Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acilite Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acilite Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acilite Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acilite Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acilite Sup (°C)			
		Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)	Carga (kVA)		
1	0.05	277	130	98	264	178	84	251	177	98	238	176	96	225	176	102	211	175	109								
	0.10	285	137	80	272	187	87	261	186	93	249	186	99	236	183	106	223	184	112								
	0.50	311	211	89	304	211	95	288	230	101	276	229	107	264	228	114	251	227	120								
	1.00	322	223	93	312	223	99	300	221	105	289	228	111	277	220	118	265	219	126								
2	0.05	234	171	93	225	171	98	213	169	102	202	169	107	189	168	112	177	166	117								
	0.10	243	179	97	233	179	102	222	178	106	210	177	111	199	176	116	187	173	121								
	0.50	265	221	108	254	221	113	244	221	117	234	208	122	223	199	127	212	198	132								
	1.00	275	216	113	264	212	118	234	211	123	245	211	128	234	210	132	223	210	137								
4	0.05	199	163	103	190	162	106	180	162	110	178	161	116	168	160	117	148	160	121								
	0.10	206	171	108	196	178	111	187	169	115	177	166	118	167	167	122	157	167	126								
	0.50	226	193	121	219	193	126	206	191	128	197	191	132	188	190	133	177	189	138								
	1.00	232	223	127	224	223	131	215	203	134	206	201	138	197	221	137	187	208	143								
8	0.05	173	152	104	164	151	108	153	150	109	146	149	112	136	148	115	129	146	118								
	0.10	178	158	108	171	158	111	161	153	114	153	157	118	143	156	120	123	153	121								
	0.50	193	179	122	184	179	126	178	178	129	169	177	131	161	176	134	152	176	127								
	1.00	211	198	127	194	199	131	186	189	133	177	187	137	169	191	137	168	186	143								
24	0.05	152	130	98	141	130	99	133	129	98	126	138	101	115	129	104	124	128	107								
	0.10	156	137	97	149	136	99	139	137	103	138	136	105	121	136	109	111	135	112								
	0.50	169	165	109	161	168	118	154	163	119	149	164	120	137	164	121	138	164	126								
	1.00	176	164	115	169	163	120	160	161	121	153	164	125	145	163	127	136	162	138								

NOTA: Los valores subrayados están más allá de los límites recomendados.

TAMA 5.9

Tabla de capacidades de carga para transformadores con elevación de temperatura de 65°C (ciclo a/linea espereada) •
Carga continua equivalente antes del piso de carga = 75% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)		0			10			20			30			40			50		
Elevación del Piso de carga sobre terreno	Pérdidas de vicio (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acosito Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acosito Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acosito Sup (°C)		Temp. Máx. Punto Cal (°C)		Temp. Máx. Acosito Sup (°C)			
		Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)	Carga (S)		
1	0.05	263	178	87	253	177	89	240	177	95	227	175	101	212	174	107	195	171	113
	0.10	274	186	83	263	186	92	250	185	98	237	184	104	222	182	110	207	180	116
	0.50	<u>301</u>	<u>230</u>	94	<u>289</u>	<u>209</u>	100	<u>277</u>	<u>209</u>	106	<u>265</u>	<u>207</u>	112	<u>252</u>	<u>206</u>	118	<u>239</u>	<u>203</u>	<u>123</u>
	1.00	<u>312</u>	<u>222</u>	98	<u>302</u>	<u>221</u>	104	<u>290</u>	<u>220</u>	110	<u>278</u>	<u>219</u>	117	<u>266</u>	<u>219</u>	123	<u>253</u>	<u>217</u>	<u>129</u>
2	0.05	228	171	96	217	169	110	205	168	105	193	167	110	180	166	114	165	163	118
	0.10	236	179	100	225	178	105	214	177	109	202	175	114	190	174	118	173	171	<u>122</u>
	0.50	<u>250</u>	<u>202</u>	111	247	<u>200</u>	115	237	<u>200</u>	120	<u>206</u>	<u>199</u>	<u>123</u>	<u>215</u>	<u>198</u>	<u>130</u>	<u>203</u>	<u>197</u>	<u>124</u>
	1.00	<u>267</u>	<u>212</u>	116	<u>258</u>	<u>212</u>	121	<u>247</u>	<u>210</u>	123	<u>237</u>	<u>210</u>	129	<u>227</u>	<u>209</u>	125	<u>215</u>	<u>207</u>	<u>129</u>
4	0.05	195	162	104	185	161	107	176	160	111	165	159	114	154	157	117	148	154	120
	0.10	202	170	109	192	169	112	183	168	115	172	167	119	162	165	<u>122</u>	158	164	<u>123</u>
	0.50	<u>220</u>	<u>191</u>	<u>121</u>	<u>211</u>	<u>191</u>	<u>123</u>	<u>202</u>	<u>191</u>	<u>129</u>	<u>193</u>	<u>129</u>	<u>132</u>	<u>183</u>	<u>168</u>	<u>126</u>	<u>172</u>	<u>166</u>	<u>129</u>
	1.00	<u>229</u>	<u>202</u>	<u>127</u>	<u>220</u>	<u>212</u>	<u>111</u>	<u>211</u>	<u>211</u>	<u>115</u>	<u>202</u>	<u>200</u>	<u>121</u>	<u>197</u>	<u>191</u>	<u>127</u>	<u>182</u>	<u>197</u>	<u>145</u>
8	0.05	171	150	103	162	149	108	153	148	109	143	147	112	133	143	114	121	143	116
	0.10	177	158	108	168	157	111	159	155	113	150	155	116	141	154	120	130	152	<u>122</u>
	0.50	<u>192</u>	<u>178</u>	<u>121</u>	<u>185</u>	<u>178</u>	<u>123</u>	<u>176</u>	<u>177</u>	<u>127</u>	<u>167</u>	<u>176</u>	<u>130</u>	<u>158</u>	<u>173</u>	<u>133</u>	<u>149</u>	<u>174</u>	<u>126</u>
	1.00	<u>199</u>	<u>188</u>	<u>129</u>	<u>192</u>	<u>188</u>	<u>123</u>	<u>183</u>	<u>186</u>	<u>124</u>	<u>176</u>	<u>186</u>	<u>127</u>	<u>167</u>	<u>185</u>	<u>140</u>	<u>158</u>	<u>184</u>	<u>143</u>
24	0.05	158	138	92	141	129	94	133	129	98	124	129	101	113	128	104	104	128	107
	0.10	155	137	96	149	134	99	138	135	102	129	129	108	120	135	108	118	134	111
	0.50	<u>169</u>	<u>153</u>	<u>109</u>	<u>161</u>	<u>153</u>	<u>112</u>	<u>153</u>	<u>154</u>	<u>115</u>	<u>145</u>	<u>154</u>	<u>118</u>	<u>127</u>	<u>154</u>	<u>121</u>	<u>128</u>	<u>153</u>	<u>125</u>
	1.00	<u>176</u>	<u>164</u>	<u>115</u>	<u>168</u>	<u>163</u>	<u>117</u>	<u>168</u>	<u>163</u>	<u>121</u>	<u>158</u>	<u>163</u>	<u>126</u>	<u>144</u>	<u>162</u>	<u>127</u>	<u>139</u>	<u>162</u>	<u>130</u>

NOTA: Los valores subrayados están por allá de los límites recomendados.

Tema 5.10

Tabla de capacidad de carga para transformadores con elevación de temperatura de 65°C (véase el ítem superior) •
Carga continua equivalente antes del pico de carga = 90% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)		0		10		20		30		40		50		
Sección del Pico de carga Horas	Pérdidas de vida (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Acilite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Acilite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Acilite Sup (°C)	Carga (S)	Temp. Máx. Punto Cal (°C)	Temp. Máx. Acilite Sup (°C)	Carga (S)	
														Carga (S)
1	0.05	257	177	66	244	176	93	231	175	99	226	173	109	197
	0.10	276	185	89	254	184	96	241	184	102	227	182	108	211
	0.50	274	<u>230</u>	98	261	<u>202</u>	104	270	<u>208</u>	110	257	<u>202</u>	116	243
	1.00	316	221	102	294	220	108	282	219	114	270	218	120	250
2	0.05	221	169	97	211	168	102	198	166	107	189	164	111	170
	0.10	230	178	102	219	176	106	207	175	111	195	174	116	181
	0.50	252	200	111	242	199	117	231	198	<u>122</u>	220	197	<u>127</u>	208
	1.00	262	211	118	252	210	122	241	209	<u>127</u>	231	208	<u>132</u>	220
4	0.05	191	160	104	182	159	107	171	158	111	168	157	114	147
	0.10	196	168	109	189	168	112	179	164	116	168	165	119	156
	0.50	217	191	<u>122</u>	208	190	<u>125</u>	199	189	<u>129</u>	189	188	<u>132</u>	179
	1.00	226	202	<u>128</u>	216	200	<u>132</u>	208	200	<u>136</u>	199	199	<u>138</u>	188
8	0.05	169	149	102	160	148	103	151	146	108	141	144	111	129
	0.10	175	156	107	167	156	110	157	153	113	147	153	116	138
	0.50	190	177	<u>121</u>	183	177	<u>125</u>	174	175	<u>127</u>	169	174	<u>129</u>	156
	1.00	198	188	<u>128</u>	191	187	<u>131</u>	182	186	<u>134</u>	174	189	<u>136</u>	165
24	0.05	149	129	91	141	129	94	132	130	97	123	128	100	113
	0.10	154	136	96	147	136	99	138	135	102	129	135	105	120
	0.50	169	155	108	161	154	111	153	154	114	145	153	117	136
	1.00	175	163	114	168	163	117	168	163	120	152	163	120	143

NOTA: Los valores subrayados están más allá de los límites recomendados.

TABLA 5.12

Tabla de capacidad de carga para transferir nodos con elevación de temperatura de 654C (vicio mínimo observado) *
Carga continua equivalente antes del pico de carga = 75% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)		0				10				20				30				40				50					
Duración del Pico de carga Horas	Pérdidas de vicio (%)	Temp. Pico Col (°C)		Temp. Pico Aceite Sup (°C)		Temp. Pico Col (°C)		Temp. Pico Aceite Sup (°C)		Temp. Pico Col (°C)		Temp. Pico Aceite Sup (°C)		Temp. Pico Col (°C)		Temp. Pico Aceite Sup (°C)		Temp. Pico Col (°C)		Temp. Pico Aceite Sup (°C)		Temp. Pico Col (°C)		Temp. Pico Aceite Sup (°C)			
		Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	Carga (h)	
1	0.05	251	154	69	237	155	75	223	154	82	209	153	88	193	151	94	173	147	99								
	0.10	259	163	71	247	163	78	234	162	84	220	161	91	205	160	97	187	157	103								
	0.50	285	185	79	272	185	85	260	183	92	247	182	98	233	181	104	219	181	111								
	1.00	294	194	82	283	194	88	272	194	95	259	193	101	246	192	108	233	191	114								
2	0.05	217	149	60	205	147	64	193	147	68	179	145	74	165	143	79	146	139	82								
	0.10	225	156	63	213	155	68	202	155	73	188	153	80	175	152	85	158	148	88								
	0.50	244	177	73	235	176	78	224	175	83	212	174	88	199	173	94	187	172	102								
	1.00	255	187	76	244	186	82	234	185	87	222	184	92	211	183	97	198	182	104								
3	0.05	188	140	64	178	140	68	166	138	73	154	137	77	142	136	80	127	132	83								
	0.10	194	148	66	184	147	71	174	146	75	162	144	80	150	143	84	137	141	88								
	0.50	213	168	74	202	167	79	193	166	83	181	165	88	172	164	92	160	162	96								
	1.00	220	177	76	211	177	82	202	176	87	191	174	92	182	174	96	170	172	100								
4	0.05	167	129	61	157	128	67	147	127	71	136	127	75	125	125	77	111	123	81								
	0.10	173	136	63	164	136	72	153	135	75	143	134	80	132	133	82	120	131	84								
	0.50	189	156	70	180	155	76	170	153	80	161	153	85	150	152	88	148	150	92								
	1.00	196	164	72	187	164	78	178	162	83	169	162	88	159	161	92	149	160	96								
5	0.05	146	112	74	138	111	78	128	111	81	118	111	85	107	110	88	95	108	92								
	0.10	153	120	76	144	118	82	134	117	85	124	117	89	115	116	92	105	116	95								
	0.50	167	134	81	159	134	87	150	134	90	140	134	95	131	133	98	120	133	100								
	1.00	174	143	84	166	142	90	157	142	93	148	142	98	138	141	102	128	141	104								

NOTA: Los valores en rayas están más allá de los límites recomendados.

TABLA 5.13

Tabla de capacidad de carga para transformadores con elevación de temperatura de 65°C (véase el ítem correspondiente) *
 Carga continua equivalente antes del pico de carga = 95% de la capacidad nominal.

Temperatura Ambiente (°C)		0				10				20				30				40				50			
Duración del Pico de carga (min)	Píramide de vida (h)	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite	Carga (kVA)	Temp. Máx. Cél.	Temp. Máx. Aceite			
			(°C)	(°C)	(°C)	(°C)																			
0.05	243	155	72	230	154	78	245	153	85	199	150	90	178	146	95	131	127	96							
0.10	233	163	75	240	162	81	225	161	87	211	159	93	162	156	99	148	143	103							
0.30	270	185	82	265	184	88	251	183	95	239	181	101	221	180	107	209	178	112							
1.00	289	195	85	278	194	92	263	193	98	252	192	104	239	191	111	224	190	117							
0.05	212	147	81	280	147	86	167	145	91	172	143	95	153	138	98	117	122	97							
0.10	228	155	85	208	154	90	196	153	94	182	151	99	166	148	103	146	142	106							
0.30	241	176	94	230	175	99	218	174	104	207	173	109	194	171	111	179	169	120							
1.00	250	186	99	240	185	104	229	184	109	218	183	114	206	182	119	192	180	123							
0.05	189	139	86	174	138	90	163	137	93	151	135	97	134	130	98	107	118	98							
0.10	192	147	90	182	146	94	170	144	97	159	143	101	145	140	104	127	124	105							
0.30	210	167	101	200	166	105	190	164	109	180	164	113	168	162	116	156	160	122							
1.00	218	177	107	209	176	111	199	175	115	189	174	120	179	173	122	167	171	125							
0.05	163	129	84	156	128	87	145	126	90	134	125	93	120	121	95	98	112	93							
0.10	172	136	88	162	135	92	152	134	95	141	132	98	129	130	100	113	125	104							
0.30	188	155	100	178	154	103	169	153	106	159	152	110	149	151	112	138	145	116							
1.00	194	163	105	186	163	109	177	162	112	168	161	115	158	160	117	147	158	121							
0.05	146	112	74	138	111	78	128	110	81	117	108	84	106	110	88	93	109	81							
0.10	153	118	78	144	118	82	134	117	85	123	116	88	113	116	92	101	115	84							
0.30	168	135	89	158	134	92	150	134	96	140	134	99	130	133	102	120	133	106							
1.00	174	142	94	166	142	97	157	142	101	148	142	104	138	141	107	128	140	111							

* NOTA: Los valores subrayados están más allá de los límites recomendados.

5.6. ANALISIS TECNICO ECONOMICO

5.6.1. INTRODUCCIÓN.

TODAS LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS OPERAN COMO PARTES INTEGRANTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO. DENTRO DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA Y EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEBE SER CONSIDERADO EL FACTOR ECONÓMICO. LAS CORRIENTES DE CARGA EN UN TRANSFORMADOR PRODUCEN ESFUERZOS MAGNÉTICOS EN LOS DEVANADOS, Y TAMBIÉN PRODUCEN CALENTAMIENTO, ESTE CALOR GENERADO VA DE LOS DEVANADOS - AL ACEITE AISLANTE, AL TANQUE Y FINALMENTE AL MEDIO -- QUE LO RODEA.

LA CANTIDAD TOTAL DE CALOR GENERADO Y LA EFICIENCIA PARA DISIPARLO DETERMINAN LA TEMPERATURA FINAL DEL DEVANADO, ESTA TEMPERATURA FINAL CONJUNTAMENTE CON EL CICLO DE CARGA DEL TRANSFORMADOR DETERMINAN LA CARGA CON QUE PUEDE OPERAR UN TRANSFORMADOR SIN DAÑAR EXCESIVAMENTE SUS AISLAMIENTOS.

LO ANTERIOR LLEVA AL ANÁLISIS DE DOS CONDICIONES. UNA SERÍA EL DETERMINAR LA CARGA MÁS ECONÓMICA PARA UN TRANSFORMADOR DADO Y LA OTRA QUE PARECE IGUALMENTE LÓGICA PERO CON RESULTADOS LIGERAMENTE DIFERENTES SERÍA EL DETERMINAR QUE TRANSFORMADOR NORMALIZADO O ESTANDAR ES EL MÁS ECONÓMICO PARA SATISFACER UNA CARGA DETERMINADA.

5.6.2. ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO.

CONSTRUIR, DESARROLLAR Ó MODIFICAR EL DISEÑO DE UN TRANSFORMADOR ES DECIDIR QUE NUEVAS MEJORAS CONVIENE -

HACER, QUE INSTALACIONES Y COMPONENTES EXISTENTES CON VIENE RENOVAR O ABANDONAR Y LAS FECHAS EN QUE ESTAS - DIFERENTES ACCIONES DEBEN SER REALIZADAS.

LOS ESTUDIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS TIENEN COMO PAPEL --- PRINCIPAL EL DE APORTAR LAS INFORMACIONES ANTERIORES, PROPORCIONANDO LA BASE PARA TOMAR LAS DECISIONES ADECUADAS CON SEGURIDAD.

EN GENERAL UN ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PUEDE SER EMPRENDIDO PARA:

- RESOLVER UNA DIFICULTAD QUE SE PRESENTE.
- RESOLVER UNA INQUIETUD ENCAMINADA A MEJORAR LA EXISTENTE.
- PREVER Y FACILITAR LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS FUTUROS.

EFFECTUAR UN ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO ES:

- ANALIZAR EL PROBLEMA QUE SE PRESENTA, EMPLAZÁNDOLO EN SU CONTEXTO PRESENTE Y FUTURO.
- CALCULAR LOS COSTOS DE LAS SOLUCIONES POSIBLES.

LA REALIDAD SIENDO MUY COMPLEJA PARA PRESENTARSE AL CÁLCULO CONDUCE A CREAR UN MODELO, EL CUAL DEBE ESQUEMATIZAR:

EL TRANSFORMADOR Y SUS ACCESORIOS EN SU ESTADO ACTUAL.
LAS CARGAS ACTUALES Y SU EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO.
LAS RESTRICCIONES Y EXIGENCIAS A RESPETAR.
LOS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS ELEMENTALES.

EN EL MODELO ASÍ CREADO SE ESTUDIARÁN LAS SOLUCIONES -
TÉCNICAS POSIBLES A LAS CUALES SE LES APLICARÁ EL CÁL-
CULO DE COSTOS PARA ASÍ LLEGAR A LA SOLUCIÓN ÓPTIMA --
DEL PROBLEMA QUE SE TRATE.

5.6.3. EVALUACIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA.

PARA LA DETERMINACIÓN DE LA ÓPTIMA CARGA DE UN TRANS--
FORMADOR ES NECESARIO CONOCER EL COSTO DE LA ENERGÍA -
ELÉCTRICA EN DONDE SE UBICARÁ EL TRANSFORMADOR, YA QUE
EL COSTO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA AL TRANSFORMADOR ES-
UNA PARTE IMPORTANTE EN SU COSTO DE OPERACIÓN. TRADI-
CIONALMENTE EL COSTO DE LA ENERGÍA ESTÁ FORMADO POR --
LOS SIGUIENTES COSTOS: (1) MATERIAL, (2) LABOR, Y (3)-
GASTOS GENERALES.

DE LA GRAN INVERSIÓN QUE SE HACE EN UNA PLANTA QUE GE-
NERA, TRANSMITE Y DISTRIBUYE ENERGÍA ELÉCTRICA, LOS --
GASTOS FIJOS EN LA PLANTA SON UNA PARTE SIGNIFICATIVA-
DEL COSTO TOTAL E INCLUYEN:

- 1.- INTERESES EN LA INVERSIÓN.
- 2.- IMPUESTOS.
- 3.- DEPRECIACIÓN.
- 4.- ASEGURAMIENTOS.
- 5.- MANTENIMIENTO DE PARTES.

SE HA ACORDADO POR PARTE DE MUCHOS INVESTIGADORES, QUE
EL COSTO DE LA ENERGÍA PUEDE ESTAR FORMADO POR DOS ELE-
MENTOS PRINCIPALES.

- A) COSTOS O CARGOS FIJOS, EN LA PLANTA ELÉCTRICA Y ---
EQUIPO REQUERIDO PARA ABASTECER LA ENERGÍA.

B) COSTO DE LA ENERGÍA EL CUAL PUEDE SER CONSIDERADO -
PROPORCIONAL A LA ENERGÍA SUMINISTRADA.

A) COSTOS FIJOS.- LOS COSTOS FIJOS ANUALES ASIGNADOS A
LA ENERGÍA SUMINISTRADA EN UN PUNTO DADO PUEDEN SER
CONSIDERADOS COMO UNA FRACCIÓN F, DEL COSTO INICIAL
DE INSTALACIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA REQUERIDA PA-
RA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL PUNTO EN CUESTIÓN.
EL COSTO REAL DE LA PLANTA TIENE QUE SER DIVIDIDO -
ENTRE LOS LUGARES DE DISTRIBUCIÓN DE ALGUNA FORMA -
PARA OBTENER UN MODELO DEL COSTO POR KVA POR LUGAR O
LOCALIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN. TAL DIVISIÓN EN -
UN COMPLEJO Y MODERNO SISTEMA ES IMPOSIBLE DE OBTEN-
NER CON EXACTITUD, SOBRE TODO PARA UNA LOCALIZACIÓN
ALEJADA DE LA GENERACIÓN. CONSIDERANDO QUE TAL DI-
VISIÓN HA SIDO REALIZADA EN UN PUNTO DADO PODEMOS -
DESIGNARLA COMO \$s/KVA Y PUEDE ESCRIBIRSE:

COSTO ANUAL FIJO = $F_s \times \$s/KVA \times KVA \text{ NOM. DEL SISTE}$
 MA EN EL PUNTO EN
 CUESTIÓN.

SI EN EL PUNTO EN CUESTIÓN LOS KVA ANUALES HORA SON
KVA-HR.

$$\text{COSTO ANUAL FIJO POR KVA-HR} = \frac{F_s \times \$s/KVA \times KVA_s}{KVA - HR_s} \quad (5.14)$$

DONDE:

$$KVA_s = KVA \text{ DEL SISTEMA}$$

B) COSTO DE LA ENERGÍA. - EN LA BASE QUE EL COSTO DE LA ENERGÍA ES PROPORCIONAL PARA KILOWATT-HORA, LA CARGA DE ENERGÍA ES SIMPLE TAL QUE:

$$\$/KW-HR$$

- COSTO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR.

EL COSTO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR SERÁ LA SUMA - DE LOS COSTOS FIJOS MÁS EL COSTO DE LA ENERGÍA.

$$C.O.T. = F_s \times \$_s / KVA \times KVA_s + \$_E / KW \times HR - - (5.15)$$

6

$$C.O.T. = \frac{F_s \times \$_s / KVA \times KVA_s}{KVA \times HR_s} + \$_E / KW \times HR - - (5.16)$$

I) CICLO DE CARGA.

EL COSTO POR KVA X HORA EN EL TRANSFORMADOR DEPENDE -- OBIAMENTE DEL CICLO DE CARGA, LA CUAL PUEDE VARIAR EN CUALQUIER ÉPOCA DEL AÑO Ó DIARIAMENTE Y, EN TIEMPOS -- LARGOS AUMENTARÁ Y DISMINUIRÁ. POR LO ANTERIOR UNA -- CARGA CÍCLICA TENDRÁ QUE SER ELEGIDA COMO BASE DE ESTU DIO, EN ÉSTE CASO LA CARGA CÍCLICA CONSIDERADA POR LEVINE Y SMITH PARECE SER LA MÁS INDICADA. SE TOMA UNA CARGA DE TIEMPO PICO N EN EL TRANSFORMADOR, LA CUAL -- EXISTE PARA H HORAS AL DÍA, CON UNA CARGA LIGERA DE -- N/4 LA CUÁL EXISTIRÁ PARA EL RESTO DEL DÍA (24 - H HO-RAS). ESTE CICLO CUENTA CON IMPORTANTES VENTAJAS EN - CUALQUIER CARGA CÍCLICA DIARIA, POR LO QUE SE PUEDE --

REALIZAR UN MODELO SIN EXCESIVA VARIACIÓN. SIENDO --
APLICABLE EN VARIABLES ESTABLES GUIADAS PARA DETERMI-
NAR LA ÓPTIMA CARGA.

POR LO TANTO:

$$\begin{aligned} \text{KVA X HORA AL DÍA} &= \text{KVA}_T \times N \left(H + \frac{24 - H}{4} \right) \quad \text{-- (5.17)} \\ &= \text{KVA}_T \times N (0.75 H + 6) \end{aligned}$$

DONDE:

$$\text{KVA}_T = \% \text{ KVA DEL TRANSFORMADOR.}$$

$$\text{KVA X ANUAL X HORA} = \text{KVA} \times H_S = \text{KVA}_T \times H_S \times N(0.75H+6) \quad 365$$

II) COSTOS FIJOS EN EL TRANSFORMADOR.

LA CARGA FIJA ANUAL PARA EL TRANSFORMADOR ES USUALMENTE
CONSIDERADA ALGUNA FRACCIÓN F_T DEL COSTO DE INSTALACIÓN
DE EL TRANSFORMADOR ($\$_T$)

POR LO QUE:

$$\text{CARGA FIJA ANUAL} = F_T \cdot \$_T \quad \text{-- -- -- (5.18)}$$

III) DETERMINACIÓN DE KW Y KVA DE PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMA- DOR.

LAS PÉRDIDAS SIN CARGA Ó EN VACÍO DE UN TRANSFORMADOR -
SON UN VALOR CONSTANTE, CASO CONTRARIO DE LAS PÉRDIDAS-
DE CARGA QUE VARIARÁN CON LA CARGA. SI LA CARGA PICO -
ES MAYOR QUE EL DATO DE PLACA ($N = 1$), LAS PÉRDIDAS REA

LES SERÁN MAYORES POR EL FACTOR TIEMPO N^2 DE LAS PÉRDIDAS NOMINALES EN PORCENTAJE DE CARGA. LAS PÉRDIDAS DE CARGA TIENEN QUE SER CORREGIDAS PARA TEMPERATURAS MAYORES. EN ADICIÓN A ESTAS PÉRDIDAS EL SISTEMA TIENE QUE SUMINISTRAR ALGUNOS VOLTS-AMPERES REACTIVOS PARA EL --- TRANSFORMADOR QUE SON:

- 1) COMPONENTE REACTIVO DE LA CORRIENTE SIN CARGA (TRANSFORMADOR EN VACÍO).
- 2) VOLTS-AMPERES REACTIVOS DEBIDO A LA REACTANCIA DE -- DISPERSIÓN DEL TRANSFORMADOR.

DE ESTO, LA COMPONENTE (1) ES CONSTANTE Y PUEDE SER DESIGNADA COMO (KVA REACTIVOS), MIENTRAS QUE LOS VOLTS-AMPERES REACTIVOS DEBIDO A LA REACTANCIA DE DISPERSIÓN VARIARÁN COMO N^2 Y PUEDE SER DESIGNADA COMO (VOLT-AMPERE) $F_L \times N^2$.

POR LO TANTO LOS KVA TOTALES REQUERIDOS POR EL TRANSFORMADOR SERÁN:

$$KVA_{\text{ totales}} = \sqrt{[KW_{nl} + (KW_{fl})N^2]^2 + [(KVA_{\text{ reactivos}})N + (KVA_{fl\text{ reactivos}})N^2]^2}$$

DONDE:

KWNL = PÉRDIDAS EN VACÍO.

KWFL = PÉRDIDAS CON CARGA.

SIN EMBARGO LA EXPRESIÓN ANTERIOR ES COMPLICADA EN SU APLICACIÓN, PARA DETERMINAR EL INCREMENTO EN KVA QUE DEBEN SER AGREGADOS AL SISTEMA PARA PROVEER LAS PÉRDIDAS

DAS DE LOS TRANSFORMADORES.

LA FIGURA 5.14 PUEDE CLASIFICAR ESTE CONCEPTO:

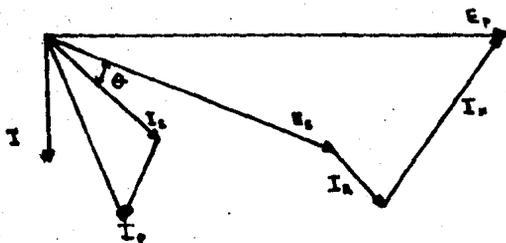


FIG. 5.14

FIG.5.14.- DIAGRAMA VECTORIAL QUE ILUSTR LA COMPLEJIDAD DE LA RELACIÓN ENTRE LOS KVA DE ENTRADA A LOS KVA-DE SALIDA DEL TRANSFORMADOR. LOS KVA DE PÉRDIDAS DEPENDEN DEL FACTOR DE POTENCIA, DE LA CARGA, ASÍ COMO - DE LAS MAGNITUDES DE RESISTENCIA Y REACTANCIA Y DEL ÁNGULO DE FASE DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

DE LA FIGURA:

EPiP - EsIs = PÉRDIDAS DEL TRANSFORMADOR EN KVA.

EPiP - EsIs = LOS KVA QUE TIENEN QUE SER AGREGADOS AL SISTEMA PARA SUMINISTRAR LAS PÉRDIDAS -- DEL TRANSFORMADOR.

COSTOS FIJOS ANUALES PARA ESTOS KVA (EPiP-EsIs) LOS -- CUALES TIENEN QUE SER AGREGADOS AL SISTEMA Y SER CARGA DOS AL TRANSFORMADOR:

$$(Fs\$/KVA_s) (EPiP - EsIs)$$

IV) COSTOS FIJOS DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA PARA SUMINISTRAR LAS PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR.

LA ADICIÓN QUE REQUIERE EL SISTEMA EN KVA PARA ABASTECER EL TRANSFORMADOR SERÁ IGUAL A LAS PÉRDIDAS DEL --- TRANSFORMADOR. LAS PÉRDIDAS VARIAN CON EL CUADRADO DE LA CARGA, PERO EL TRANSFORMADOR PUEDE MUCHAS VECES SER SOBRECARGADO ($n > 1$); EL SISTEMA DEBE CONducIR LA SOBRECARGA ASÍ COMO EL TRANSFORMADOR. POR LO QUE ES NECESARIO AUMENTAR LOS KVA PARA LAS PÉRDIDAS DE CARGA ACORRIENTE NOMINAL ($n = 1$), MÁS LAS PÉRDIDAS DE VACÍO - (SIN CARGA).

LOS COSTOS FIJOS EN EL SISTEMA PARA ABASTECER PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR SERÁN:

COSTO FIJO ANUAL = $(Fs\$/KVA) (PÉRDIDAS CON CARGA + PÉRDIDA SIN CARGA)$

V) COSTO DE LA ENERGÍA DEBIDA A LAS PÉRDIDAS EN EL TRANSFORMADOR.

EL COSTO ANUAL DE LA ENERGÍA SERÁ IGUAL QUE EL TIEMPO-ANUAL EN KILOWATT . HORA.

COSTO ANUAL DE LA ENERGÍA = [24 (PÉRDIDAS SIN CARGA) + (PÉRDIDAS A PLENA CARGA).

$$.N^2(0.9375 H + 1.5)] \times 365\$/KW.HR$$

DONDE:

LAS PÉRDIDAS SON EXPRESADAS EN KW.

VI) COSTOS TOTALES, ECUACIONES PARA CARGA ÓPTIMA.

PARA PRODUCIR LA CARGA POR KW.HR SE CONSIDERAN LAS ANTERIORES ECUACIONES.

COSTOS POR KW X HR = $\frac{\text{COSTOS TOTALES DEL TRANSFORMADOR}}{\text{KW.HR TOTALES DEL TRANSFORMADOR}}$

DONDE:

COSTOS FIJOS = $FR \$_T + (\$S F_S / KVA)(PÉRDIDAS DE CARGA + PÉRDIDAS SIN CARGA).$

COSTO DE LA ENERGÍA = $(365 \$_E / KW.HR) [24 (PÉRDIDAS SIN CARGA) + N^2 (PÉRDIDAS DE CARGA) \times (0.9375 H + 1.5)]$

KW X HR TOTALES DEL TRANSFORMADOR = $N KVA_T (0.75 H + 6) 365$

SI EXPRESAMOS LOS TÉRMINOS ORIGINALES COMO:

$\$/KVA_T$ COMO PESOS POR KVA DEL COSTO DEL TRANSFORMADOR
(INSTALADO) = $\$/KVA$.

PÉRDIDAS DE CARGA/ KVA_T COMO PÉRDIDAS DE CARGA EN POR -
UNIDAD = LL_p

PÉRDIDAS SIN CARGA/ KVA_T COMO PÉRDIDAS SIN CARGA EN POR
UNIDAD = NL_p

PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

CAPITULO 6

6.1. INTRODUCCION.

LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN AL ESTAR EN SERVICIO SEVEN SOMETIDOS A DIFERENTES FACTORES QUE AFECTAN SUS CONDICIONES DE OPERACIÓN TALES COMO: TEMPERATURA AMBIENTE, CONDICIONES ATMOSFÉRICAS, SOBRECARGAS CÍCLICAS, VARIACIONES DE VOLTAJE EN EL PRIMARIO, SOBRETENSIONES Y CORTO CIRCUITOS, POR NOMBRAR ALGUNOS.

LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, DEBEN DISEÑARSE PARA SOPORTAR Y SOBREVIVIR EN BUEN ESTADO A TODAS ESTAS VARIACIONES QUE DE ALGUNA MANERA PUEDEN SER PREVISTAS. COMO EN EL CASO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, ES NECESARIO SELECCIONAR UNA ADECUADA PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES, MIENTRAS QUE EN EL CASO DE UNA EXCESIVA SOBRECARGA, QUE REBASE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PERMISIBLE EN EL APARATO, LA PÉRDIDA DE VIDA EN EL AISLAMIENTO ES PROPORCIONAL A LA DURACIÓN DE LA SOBRECARGA.

ES CONVENIENTE QUE A PESAR DE TODAS ESTAS CONDICIONES PERJUDICIALES A LOS EQUIPOS DE DISTRIBUCIÓN, EL ÍNDICE DE TRANSFORMADORES FALLADOS SEA BAJO.

LAS FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DEBEN SER DETECTADAS RÁPIDAMENTE Y DE SER POSIBLE DESCONECTAR EL APARATO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REDUCIENDO CON ESTO LOS DAÑOS AL EQUIPO Y USUARIOS AFECTADOS, AL MÍNIMO, AÚNQUE ESTO EN LA PRÁCTICA MUCHAS VECES NO ES POSIBLE.

DEPENDIENDO DEL DISEÑO DEL TRANSFORMADOR Y DE SU CONSTRUCCIÓN FÍSICA, ÉSTOS SON CAPACES DE OPERAR A PRESIONES RELATIVAMENTE ALTAS PROVOCADAS POR ALGUNA SOBRECARGA Y/O CIERTAS CONDICIONES DE TEMPERATURA DE OPERACIÓN.

CUANDO LA PRESIÓN INTERNA EN EL TRANSFORMADOR EXCEDE LA RESISTENCIA MECÁNICA DEL TANQUE Y EL ENSAMBLE NÚCLEO-BOBINAS, EL APARATO SEGURAMENTE SE DAÑARÁ. ESTE HECHO ES IMPORTANTE CONSIDERARLO EN LA PROTECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES, CON EL OBJETO DE REDUCIR LOS DAÑOS AL EQUIPO, DAÑOS AL PERSONAL ASÍ COMO BAJAR LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO.

EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EXISTEN ALGUNAS FORMAS DE PROTEGERLOS CONTRA LAS CONDICIONES ANORMALES QUE SE PRESENTAN EN SU VIDA ÚTIL. ES IMPORTANTE QUE, SI SE TIENE UNA INTERRUPTIÓN EN EL SERVICIO ÉSTA SEA DE CORTA DURACIÓN Y MÍNIMA MAGNITUD.

6.2. FALLAS EN TRANSFORMADORES.

EN UN TRANSFORMADOR SE PUEDEN PRESENTAR TRES TIPOS DE FALLAS:

FALLAS INTERNAS.

CALENTAMIENTO EXCESIVO POR SOBRECARGAS.

SOBRECALENTAMIENTO Y ESFUERZOS MECÁNICOS POR FALLAS EXTERNAS.

6.2.1. FALLAS INTERNAS.

LAS FALLAS INTERNAS PUEDEN SER SUBDIVIDIDAS EN DOS GRUPOS:

- FALLAS INCIPIENTES.
- FALLAS ELÉCTRICAS.

6.2.1.1. FALLAS INCIPIENTES.

EN GENERAL TODAS LAS FALLAS INTERNAS SON MUY SERIAS, SOBRE TODO PORQUE SIEMPRE ESTÁ PRESENTE EL PELIGRO DE INCENDIO. SIN EMBARGO, EXISTE UN GRUPO DE FALLAS LLAMADAS INCIPIENTES, LAS CUALES EN SU ETAPA INICIAL NO SON SEVERAS, PERO PUEDEN DAR LUGAR A FALLAS MAYORES SI NO SON LIBRADAS LO MÁS RÁPIDAMENTE POSIBLE.

DE ESTE TIPO SON LAS FALLAS SIGUIENTES:

- FALLAS EN AISLAMIENTO DE LOS TORNILLOS DE SUJECCIÓN DE LAS LAMINACIONES Y DEL

AISLAMIENTO SUPERFICIAL DE LAS MISMAS, FORMAN TRAYECTORIAS EN LAS QUE SE PRESENTAN CORRIENTES DE FOUCAULT EN PLANOS PERPENDICULARES A LA DIRECCIÓN DEL FLUJO MAGNÉTICO.

ESTAS CORRIENTES PUEDEN PROVOCAR ARQUEO LIMITADO DENTRO DEL ACEITE CON DESPRENDIMIENTO DE GASES INFLAMABLES.

- CONEXIONES DE ALTA RESISTENCIA O DEFECTUOSAS EN LOS EMBOBINADOS CON PRODUCCIÓN DE ARQUEO O CALENTAMIENTO LOCALIZADO.
- FALLAS EN EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO, NIVEL BAJO DE ACEITE, LAS CUALES CAUSARÁN PUNTOS CALIENTES EN LOS DEVANADOS CON EL CONSECUENTE DETERIORO DEL AISLAMIENTO.

6.2.1.2. FALLAS ELÉCTRICAS SEVERAS.

LAS FALLAS ELÉCTRICAS MÁS SEVERAS SON DE LOS TIPOS SIGUIENTES:

- ARQUEO ENTRE UN DEVANADO Y EL NÚCLEO O EL TANQUE, DEBIDO A SOBRETENSIONES CAUSADAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, FALLAS EXTERNAS O MANIOBRAS DE SWITCHEO EN EL SISTEMA.
- ARQUEO ENTRE DEVANADOS O ENTRE ESPIRAS

CONTIGUAS DE CAPAS DIFERENTES DE UN MISMO DEVANADO, DEBIDO A LA MISMA CAUSA ANTERIOR O POR MOVIMIENTO DE LOS DEVANADOS BAJO LA ACCIÓN DE FUERZAS ELECTROMAGNÉTICAS DURANTE CORTO CIRCUITOS EXTERNOS.

- FALLAS EN LOS CONTACTOS DE LOS CAMBIADORES DE DERIVACIONES PRODUCIÉNDOSE CALENTAMIENTO LOCALIZADO O CORTO CIRCUITADO DE VUELTAS ENTRE DERIVACIONES.

LAS FALLAS ENTRE ESPIRAS O A TIERRA SE PRESENTAN, SOBRE TODO, EN TRANSFORMADORES VIEJOS O EN TRANSFORMADORES CUYO AISLAMIENTO SE HA DETERIORADO POR SOBRECALENTAMIENTO.

6.2.1.3. DETERIORO DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES.

EL AISLAMIENTO SÓLIDO DEBE PROTEGERSE CONTRA LA ABSORCIÓN DE HUMEDAD Y CONTRA TEMPERATURAS EXCESIVAS.

HAY DOS CUALIDADES PRINCIPALES QUE SE APROVECHAN EN EL AISLAMIENTO SÓLIDO DE LOS TRANSFORMADORES: LA RIGIDEZ DIELECTRICA Y LA RESISTENCIA MECÁNICA.

LA RESISTENCIA MECÁNICA (RESISTENCIA A LA TENSIÓN PRINCIPALMENTE) SE VA REDUCIENDO PAULATIVAMENTE AÚN BAJO CONDICIONES DE TRABAJO NORMALES, PERO LA VELOCIDAD DE ESTE ENVEJECIMIENTO SE DUPLICA APROXIMADAMENTE POR CADA 8°C DE INCREMENTO EN LA

TEMPERATURA DE OPERACIÓN, CON RESPECTO A LA TEMPERATURA DE DISEÑO DE LOS MATERIALES.

LA RIGIDEZ DIELECTRICA NO SE VE AFECTADA POR ESTA DISMINUCIÓN EN LA RESISTENCIA MECÁNICA, SI NO HASTA QUE EL AISLAMIENTO SE VUELVE FRÁGIL Y SE FRACTURA. ESTAS FRACTURAS, SUELEN PRODUCIRSE CUANDO EL TRANSFORMADOR SE SOMETE A EXCESIVO ESFUERZO MECÁNICO (CORTOS CIRCUITOS EXTERNOS, TRASLADO O CHOQUES MECÁNICOS).

LOS EFECTOS DEL EXCESO DE TEMPERATURA SOBRE ACEITES MINERALES EXPUESTOS AL AIRE SE TRADUCEN EN LA FORMACIÓN DE LODOS COMO PRODUCTO DE LA OXIDACIÓN. ESTOS LODOS TIENDEN A FORMAR DEPÓSITOS SOBRE LOS DEVANADOS Y EL NÚCLEO, ACTUANDO COMO AISLAMIENTO TÉRMICO ENTRE ESTAS PARTES Y EL ACEITE REFRIGERANTE, PROVOCANDO UN ENVEJECIMIENTO MÁS ACELERADO.

EL USO DE UN TANQUE CONSERVADOR EVITA QUE ESTOS LODOS SE PRECIPITEN EN EL INTERIOR DEL TRANSFORMADOR PROPIAMENTE, YA QUE SE COLECTAN EN DICHO TANQUE DE DONDE PUEDEN SER REMOVIDOS. EL USO DE NITRÓGENO A BAJA PRESIÓN O EL SELLADO HERMÉTICO, -- ELIMINA PRÁCTICAMENTE LA FORMACIÓN DE LODOS.

LA PRESENCIA DE HUMEDAD EN EL ACEITE REDUCE SU RIGIDEZ DIELECTRICA, LO CUAL PUEDE SER CAUSA DE ARQUEOS CUANDO SE PRESENTAN SOBRETENSIONES MOMENTÁNEAS.

6.2.1.4. SOBRETENSIONES EN TRANSFORMADORES.

LAS SOBRETENSIONES MAYORES A QUE PUEDE ESTAR SO-METIDO UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN AL ESTAR EN OPERACIÓN SON OCASIONADAS POR DESCARGAS ATMOS-FÉRICAS. ESTOS VOLTAJES SE PRESENTAN EN LA FOR-MA DE UN IMPULSO CARACTERIZADO POR UNA RAPIDÍ-SIMA ELEVACIÓN A SU VALOR MÁXIMO O DE CRESTA, Y UN LENTO DESCENSO A CERO.

EL EFECTO ES MAYOR SOBRE EL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR A MEDIDA QUE LA ELEVACIÓN DE TENSIÓN ES MÁS RÁPIDA Y SU DESCENSO ES MÁS LENTO.

LAS CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN DEL TRANSFOR-MADOR DETERMINAN SU COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO BA-JO EL EFECTO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

EN ESPECIAL, SI EL DISEÑO DEL TRANSFORMADOR NO - ES CUIDADOSO EN ESTE SENTIDO, SE PRESENTAN OSCI-LACIONES RESONANTES INTERNAS DURANTE EL PERÍODO-DE DESCENSO DEL IMPULSO APLICADO, Y TAMBIÉN SE - PRESENTAN GRADIENTES DE POTENCIAL MUY ELEVADOS - EN DETERMINADAS SECCIONES DEL EMBOBINADO DURANTE EL FRENTÉ DEL IMPULSO Y DURANTE SU DESCENSO.

LOS VALORES DE CRESTA DE LOS IMPULSOS APLICADOS-A UN TRANSFORMADOR DEPENDEN DEL NIVEL DE AISLA-MIENTO DEL SISTEMA Y DE LA PENDIENTE O RAPIDEZ - DE CRECIMIENTO DE LA TENSIÓN DURANTE EL FRENTÉ - DE DICHO IMPULSO, ALCANZÁNDOSE VALORES HASTA DEL ORDEN DE 9 A 10 VECES EL VALOR DE CRESTA DEL VOL-TAJE NOMINAL DE OPERACIÓN.

SIN EMBARGO, LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN QUE SE USEN CONTRA LAS SOBRETENSIONES Y EL NIVEL DE AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS ADYACENTES DETERMINAN EL VALOR MÁXIMO DEL VOLTAJE QUE PUEDE PRESENTAR SE EN LAS TERMINALES DE UN TRANSFORMADOR BAJO - CUALQUIER CIRCUNSTANCIA.

ADEMÁS DE LAS SOBRETENSIONES PRODUCIDAS POR DES CARGAS ATMOSFÉRICAS, UN TRANSFORMADOR PUEDE VER SE SOMETIDO A SOBRETENSIONES MENOS SEVERAS ORIGINADAS CADA VEZ QUE OCURRE UN CAMBIO EN LA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA COMO ES EL CASO DE LAS MANIOBRAS POR SWITCHEO TRANSFERENCIAS DE CARGA, O CUANDO SE PRESENTAN FALLAS.

EN ESTOS CASOS LAS SOBRETENSIONES QUE SE PRESENTAN SON MAYORES CUANDO HAY REENCENDIDO INTERMITENTE DEL ARCO DENTRO DE UN INTERRUPTOR, ALCANZÁNDOSE VALORES HASTA DEL ORDEN DE SEIS VECES - EL VALOR DE CRESTA DEL VOLTAJE NOMINAL DEPENDIENDO DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA.

EN EL CASO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y EL AISLAMIENTO DE LAS LÍNEAS DETERMINAN LA MÁXIMA SOBRETENSIÓN -- QUE PUEDE PRESENTARSE.

6.3. PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

6.3.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.

6.3.1.1. SOBRETENSIONES INTERNAS DE TIPO TEMPORAL.

ESTAS SOBRETENSIONES SE PRESENTAN EN FORMA DE OSCILACIONES DE FRECUENCIA PRÓXIMAS A LA FRECUENCIA NOMINAL DEL SISTEMA Y CON UN DÉBIL AMORTIGUAMIENTO.

SE PUEDEN ORIGINAR POR FALLAS A TIERRA, RESONANCIA, FERRORESONANCIA EN CIRCUITOS NO LINEALES O DESCONEXIÓN DE CARGAS IMPORTANTES, SE HA ENCONTRADO QUE POR LO GENERAL EL VALOR DE ESTAS SOBRETENSIONES NO ES MAYOR DE 1.5 VECES LA TENSIÓN DE OPERACIÓN.

ESTE TIPO DE SOBRETENSIONES TIENE IMPORTANCIA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE SU ESTUDIO DEBIDO QUE A PARTIR DE ESTAS SE DEFINEN EN FORMA PRELIMINAR LAS CARACTERÍSTICAS DE L-S APARTARRAYOS.

6.3.1.2. SOBRETENSIONES INTERNAS POR MANIOBRA.

ESTE TIPO DE SOBRETENSIONES SE DEBE A LAS MANIOBRAS DE INTERRUPTORES (APERTURA O CIERRE BAJO CIERTAS CONDICIONES EN LA RED) SON DE CORTA DURACIÓN Y AMORTIGUADAS. CASOS TÍPICOS QUE PRODUCEN ESTE TIPO DE SOBRETENSIONES SON LAS MANIOBRAS -

DE CONEXIÓN, DESCONEXIÓN, RECIERRE DE -
LÍNEAS EN VACÍO, INTERRUPCIÓN DE PEQUE-
ÑAS CORRIENTES INDUCTIVAS O DE MAGNETI-
ZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA -
EN VACÍO, DESCONEXIÓN DE FALLAS O BIEN-
LA INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES CAPACITI-
VAS, COMO POR EJEMPLO EL CORTE DE CO---
RRIENTES CAPACITIVAS DE LOS BANCOS DE -
CAPACITORES.

GENERALMENTE LAS SOBRETENSIONES INTER--
NAS, EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NO
ALCANZAN VALORES MUY ALTOS COMPARATIVA-
MENTE CON LAS SOBRETENSIONES EXTERNAS O
ATMOSFÉRICAS.

6.3.1.3. SOBRETENSIONES EXTERNAS O ATMOSFÉRICAS.

COMO SE SABE, LA CAUSA PRINCIPAL DE ES-
TAS SOBRETENSIONES ES LA INCIDENCIA DE-
LOS RAYOS SOBRE LAS LÍNEAS DE TRANSMI--
SIÓN, DISTRIBUCIÓN O SUS PROXIMIDADES Y
DESDE LUEGO QUE SU NATURALEZA ES ALEATO
RIA, ES DECIR, LA MAGNITUD DE LA CORRIEN
TE DEL RAYO OBEDECE A UNA DISTRIBUCIÓN-
PROBABILÍSTICA EN DONDE SE PUEDE OBSER-
VAR QUE LA PROBABILIDAD DE INCIDENCIA -
MAYOR SE ENCUENTRA DENTRO DE LOS RANGOS
DE 3 A 10 KVA, EL PUNTO DE IMPACTO DEL-
RAYO ES TAMBIÉN OTRA VARIABLE ALEATORIA
Y QUE TIENE RELACIÓN CON EL DISEÑO DEL-
BLINDAJE, ETC. EL ESTUDIO DEL FENÓMENO
DE LAS SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS HA -

SIDO MOTIVO DE ANÁLISIS TEÓRICO Y EXPERIMENTAL POR VARIOS AÑOS Y ACTUALMENTE ES MOTIVO DE ESTUDIOS MÁS DETALLADOS ORIENTADOS HACIA LA FÍSICA DE LAS DESCARGAS.

6.3.1.4. CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.

EXPERIMENTALMENTE SE HA OBSERVADO QUE -- CUANDO SE APLICA A UN AISLAMIENTO EL IMPULSO DE TENSIÓN YA SEA DEL TIPO RAYO O MANIOBRA, LA DESCARGA DISRUPTIVA SE PUEDE PRESENTAR EN LA PARTE DEL FRENTE DEL IMPULSO O EN LA COLA; DE HECHO EL COMPORTAMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS CON RESPECTO A ESTOS IMPULSOS SE PUEDE REPRESENTAR POR MEDIO DE UNA CURVA TENSIÓN-TIEMPO -- QUE REPRESENTA LA TENSIÓN DE DESCARGA COMO UNA FUNCIÓN DEL TIEMPO, HASTA QUE TAL DESCARGA SE PRODUCE PARA IMPULSOS QUE -- PUEDEN TENER AMPLITUD VARIABLE Y FORMA - INVARIANTE COMO LAS MOSTRADAS A CONTINUACIÓN.

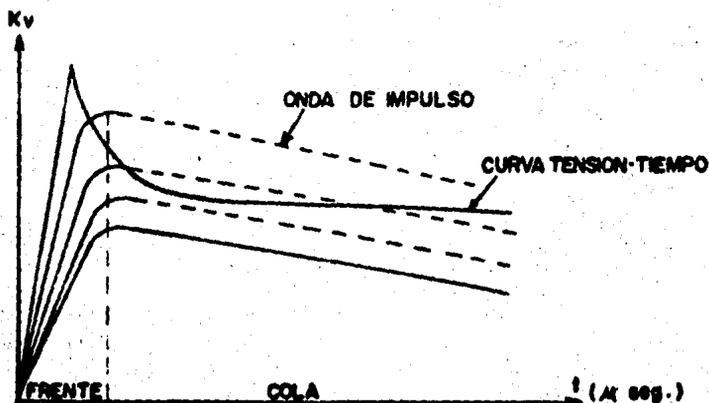


FIG. (6.1.)

PARA LA FIGURA ANTERIOR, EL TRAZO PRÁCTICO EN REALIDAD DADO EL CARÁCTER ALEATORIO DE LA DESCARGA, A CADA AMPLITUD DEL IMPULSO DE RAYO LE CORRESPONDE UN CIERTO TIEMPO HASTA LA DESCARGA, QUE ES DIFERENTE EN CADA APLICACIÓN DE TENSIÓN, LO QUE DA LUGAR A LA FORMACIÓN DE UN CONJUNTO DE PUNTOS DISPERSOS DENTRO DE UNA BANDA, Y A PARTIR DE LOS CUALES SE TRAZA LA CURVA PROMEDIO QUE DA LUGAR A CURVAS COMO LA ANTERIOR.

CUANDO SE EMPLEAN APARTARRAYOS PARA PROTECCIÓN, LO QUE SE TRATA DE OBTENER NORMALMENTE POR LOS DISTINTOS MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ES QUE LAS CURVAS DE TENSIÓN-TIEMPO DE LOS EQUIPOS Y APARATOS A PROTEGER SE ENCUENTREN SIEMPRE POR ENCIMA DE LAS CURVAS CORRESPONDIENTES A LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN EXISTIENDO ENTRE ESTAS CURVAS UN MARGEN DE PROTECCIÓN APROPIADO.

LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA LAS SOBRETENSIONES INDUCIDAS DEBEN CUMPLIR ADEMÁS CON LOS REQUISITOS SIGUIENTES:

- NO DEBEN OPERAR CON LAS SOBRETENSIONES TEMPORALES QUE PUEDAN APARECER EN EL SISTEMA.
- DEBEN SER CAPACES DE CONducir LA CORRIEN

TE DE DESCARGA DE LA SOBRETENSIÓN Y LA SUBSIGUIENTE CORRIENTE DEBIDA A LA TENSIÓN DE OPERACIÓN.

- DEBE DE QUEDAR DESERGENIZADA CUANDO DESAPARECE LA SOBRETENSIÓN.
- LA TENSIÓN RESIDUAL EN EL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN (APARTARRAYOS) Y QUE CORRESPONDE A LA CAÍDA DE TENSIÓN DEBIDA AL PASO DE LA CORRIENTE DE DESCARGA, DEBE SER MENOR A LA TENSIÓN QUE RESISTEN LOS APARATOS QUE PROTEGE.

FINALMENTE, EL APARTARRAYOS ES EL EQUIPO EMPLEADO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, PARA PROTEGER A LOS DIFERENTES EQUIPOS CONTRA LAS SOBRETENSIONES.

6.3.1.5. APARTARRAYOS.

LA PRÁCTICA ACTUAL ESTÁ ORIENTADA HACIA EL USO DE DOS TIPOS DE APARTARRAYOS PRINCIPALMENTE:

- A) APARTARRAYOS AUTOVALVULARES.
- B) APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC.

A) APARTARRAYOS AUTOVALVULARES.

ESTE TIPO DE APARTARRAYOS CORRESPONDE AL DENOMINADO MODELO CLÁSICO DE APARTARRAYOS Y ESTÁN CONSTITUIDOS POR EXPLO-

SORES EN SERIE CON RESISTENCIAS NO LINEALES. LOS EXPLOSORES SE MANTIENEN SIN DESCARGAR MIENTRAS QUE EL VALOR DE LA SOBRETENSIÓN NO SOBREPASE UN CIERTO LÍMITE DETERMINADO POR LA TENSIÓN DE OPERACIÓN, DE "DESIGNACIÓN" O DE "CEBADO" DEL APARTARRAYOS. DADA SU CARACTERÍSTICA NO LINEAL LAS RESISTENCIAS ACTÚAN COMO ELEMENTOS REDUCTORES DE LA SOBRETENSIÓN Y LA COMBINACIÓN DE AMBOS ELEMENTOS DA LA CARACTERÍSTICA DE PROTECCIÓN REQUERIDA.

PARA UNA RESISTENCIA NO LINEAL LA CARACTERÍSTICA VOLTAJE-CORRIENTE, MISMA QUE ES USADA EN LOS APARTARRAYOS AUTOVALVULARES ES COMO LA MOSTRADA EN LA FIGURA:

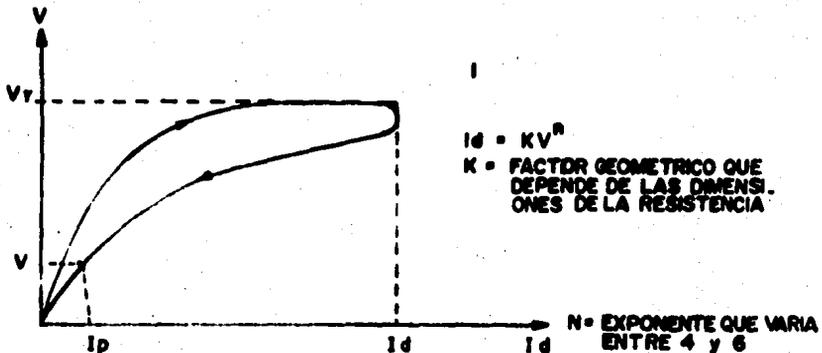


FIG. (6.2)

LAS RESISTENCIAS NO LINEALES ESTÁN CONSTITUIDAS POR PEQUEÑOS CILINDROS AGRUPADOS POR BLOQUES Y QUE SON POR LO GENERAL DE CARBURO DE SILICIO SINTETIZADO. LOS EXPLOSORES TIENEN LA FORMA DE DISCO Y EN ALGUNOS CASOS MEDIANTE IONIZACIÓN SON PREACTIVADOS PARA OBTENER PRECISIÓN EN LA TENSIÓN DE OPERACIÓN.

EL PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS APARTARRAYOS AUTOVALVULARES SE MUESTRA EN LA FIGURA SIGUIENTE:

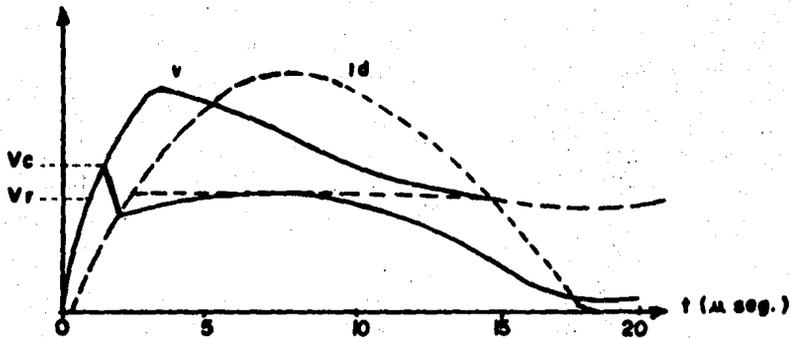


FIG.(6.3)

CUANDO APARECE UNA SOBRETENSIÓN V EN LAS TERMINALES DEL APARTARRAYOS, SI SE ALCANZA LA TENSIÓN DE OPERACIÓN " V_c ", SE "CEBAN" LOS EXPLOSORES DEL APARTARRAYOS PERMITIENDO CIRCULAR A TRAVÉS DE LAS RESISTENCIAS LA LLAMADA CORRIENTE DE DESCARGA " I_D ", LA CORRIENTE PRODUCE UNA CAÍDA DE TENSIÓN " V_r " DENOMINADA TENSIÓN RESIDUAL. CUANDO LA SOBRETENSIÓN DESAPARECE LA CORRIENTE A TRAVÉS DE LA RESISTENCIA Y EN EL ARCO EN LOS EXPLOSORES CORRESPONDIENTES A LA TENSIÓN DE LA RED " V ", DESAPARECE TAMBIÉN.

PARAMETROS CARACTERISTICOS DE LOS APARTARRAYOS AUTOVALVULARES.

LAS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES A CONSIDERAR EN UN APARTARRAYOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO -- SON:

A) TENSIÓN NOMINAL.

REPRESENTA EL VALOR MÁXIMO DE LA TENSIÓN EFICAZ A FRECUENCIA INDUSTRIAL, QUE ES ADMISIBLE ENTRE LOS BORNES DE UN -- APARTARRAYOS Y PARA LA CUAL PUEDE FUNCIONAR CORRECTAMENTE, ES DECIR QUE ASEGURA EL DESCEBADO DE LOS EXPLOSORES DES--- PUÉS DE QUE SE HAN CEBADO CON UNA SOBRETENSIÓN.

B) CORRIENTE DE DESCARGA NOMINAL.

SE DESIGNA ASÍ AL VALOR DE CRESTA DE UN IMPULSO NORMALIZADO DE CORRIENTE CON UNA ONDA DE 8/20 MICROSEGUNDOS EMPLEADA PARA LA CLASIFICACIÓN DE LOS APARTARRAYOS.

DESDE EL PUNTO DE VISTA DE NORMALIZACIÓN UN APARTARRAYOS SE ACEPTA, CUANDO PASA LA PRUEBA QUE CONSISTE EN APLICAR - 20 IMPULSOS DE ONDA DE CORRIENTE CON UN VALOR IGUAL A LA - CORRIENTE DE DESCARGA. CON UNA TENSIÓN NOMINAL, EL APARTARRAYOS NO DEBE SUFRIR MODIFICACIÓN A SUS CARACTERÍSTICAS - EN FORMA SENSIBLE.

LA TENSIÓN NOMINAL O DE DESIGNACIÓN DE UN APARTARRAYOS AUTO-- VALVULAR SE PUEDE CALCULAR EN FORMA PRELIMINAR COMO:

$$V_N = K_C V_{MÁX} - - - - - (6.1)$$

DONDE :

V_N = TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS EN KV.

K_C = FACTOR DE CONEXIÓN A TIERRA Y CUYO VALOR DEPENDE DE LAS RELACIONES R_0/R_1 Y X_0/X_1 SIENDO R_0 LA RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO DEL SISTEMA, X_0 LA REACTANCIA DE SECUENCIA CERO Y X_1 LA REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.

EN CÁLCULOS PRELIMINARES SE PUEDEN ADOPTAR LOS SIGUIENTES VALORES:

$K_C = 0.8$ PARA SISTEMAS CON NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA, PARA LOS CUALES SE CUMPLE QUE $R_0/X_1 \leq 1.0$ Y $X_0/X_1 \leq 3.0$

ESTE PROCEDIMIENTO DE DETERMINACIÓN DE LA TENSIÓN NOMINAL SÓLO ES APLICABLE PARA LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES POR RAYO, TRATÁNDOSE DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DE INTERRUPTORES EL CRITERIO QUE SE APLICA ES DIFERENTE.

LA CORRIENTE DE DESCARGA NOMINAL (I_D) TAMBIÉN CONOCIDA COMO CORRIENTE DE DESCARGA DEL APARTARRAYOS SE CALCULA A PARTIR DE LAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN Y NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO DEL SISTEMA O INSTALACIÓN POR PROTEGER, SE EXPRESA EN KILOAMPERES Y SE CALCULA A PARTIR DE LA EXPRESIÓN:

$$I_D = \frac{2E - V_R}{Z_0 + R} \quad (\text{KA}) \quad \text{--- (6.2)}$$

DONDE:

E = MAGNITUD DE LA ONDA DE SOBRETENCIÓN ENTRANTE A LA SUBESTACIÓN, SE EXPRESA EN KV Y SE PUEDE CALCULAR COMO:

$$E = \frac{2E}{N} \quad (\text{KV}) \quad - \quad - \quad - \quad - \quad (6.3)$$

SIENDO:

E = VALOR DE LA ONDA INCIDENTE EN KV.

N = NÚMERO DE ONDAS ENTRANTES A LA SUBESTACIÓN.

V_R = TENSIÓN RESIDUAL EN EL APARTARRAYOS EN KV.

Z₀ = IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE LA LÍNEA EN OHMS.

R = RESISTENCIA DE LA LÍNEA EN OHMS.

C) MÁRGEN DE PROTECCIÓN DE UN APARTARRAYOS CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS.

EL MÁRGEN DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS QUE PUEDE PROPORCIONAR UN APARTARRAYOS SE OBTIENE DE LA DIFERENCIA CON RESPECTO A LA SOBRETENSIÓN MÁXIMA PERMISIBLE-DE:

- **LA TENSIÓN MÁXIMA DE DESCARGA CON IMPULSOS DEL TIPO RAYO.**
- **LA TENSIÓN RESIDUAL PARA LA CORRIENTE SE DESCARGA NOMINAL.**
- **LA TENSIÓN DE DESCARGA CON IMPULSOS DE FRENTE LINEAL DIVIDIDO ENTRE 1.15**

LA MAYOR DE ESTAS DIFERENCIAS ESTABLECE EL MARGEN DE PROTECCIÓN.

$$\text{MÁRGEN DE PROTECCIÓN} = 100 \times \frac{\text{NBI} - \text{MÁX. TENSIÓN EN EL APARTARRAYOS}}{\text{MÁX. TENSIÓN EN EL APARTARRAYOS}} \quad \text{--- (6.4)}$$

D) MÁRGEN DE PROTECCIÓN DE UN APARTARRAYOS CONTRA SOBRETENSIONES DE MANIOBRA.

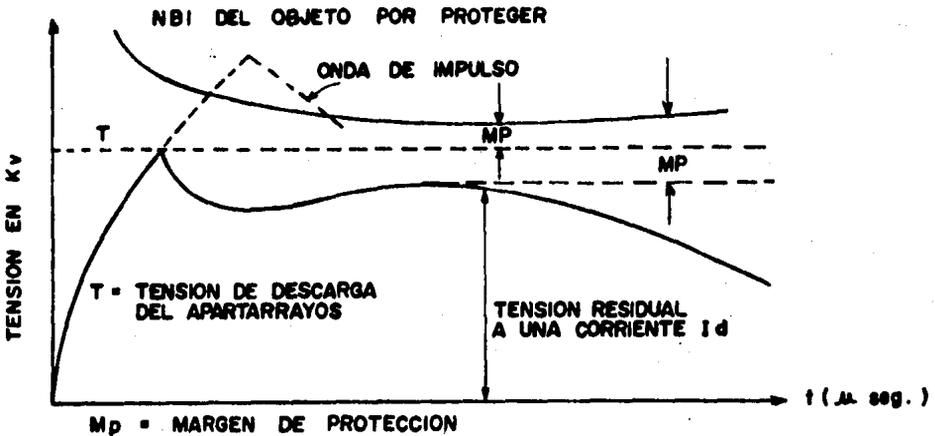
ES LA TENSIÓN MÁXIMA DE DESCARGA CON IMPULSOS DE MANIOBRA. ESTE DATO ALGUNAS VECES NO SE DA COMO CARACTERÍSTICA DEL APARTARRAYOS, Y ENTONCES SE PUEDE TOMAR COMO REFERENCIA AL DEL APARTARRAYOS.

EN GENERAL EL MÁRGEN DE PROTECCIÓN VARÍA ENTRE EL 10% Y EL 35%. NORMALMENTE SE RECOMIENDAN LOS VALORES MAYORES PARA COORDINACIÓN CON IMPULSOS DE RAYO, Y MENORES PARA LA COORDINACIÓN PARA IMPULSOS DE MANIOBRA.

POR IMPULSOS DE MANIOBRA.

$$\text{MÁRGEN DE PROTECCIÓN} = 100 \times \frac{\text{NBS} - (\text{MÁX. TENSIÓN EN EL APARTARRAYOS})}{\text{MÁX. TENSIÓN EN EL APARTARRAYOS}} \quad \text{--- (6.5)}$$

UNA INTERPRETACIÓN GRÁFICA DEL MÁRGEN DE PROTECCIÓN SE DA A CONTINUACIÓN:



EL CONCEPTO DE MÁRGEN DE PROTECCIÓN.

Fig. (6.4)

B) APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC.

EN LA ACTUALIDAD LOS FABRICANTES DE APARTARRAYOS OFRECEN - EL LLAMADO APARTARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC QUE DIFIEREN DE - LOS LLAMADOS AUTOVALVULARES AL NO ESTAR CONSTITUIDO POR -- GAPS INTERNOS, MÁS BIEN ESTÁN CONSTITUIDOS POR BLOQUES DE -- ÓXIDO DE ZINC SINTETIZADOS QUE DAN UNA CARACTERÍSTICA TENSIÓN/CORRIENTE QUE ES CASI IDEAL, ES DECIR UNA RESISTENCIA MUY ELEVADA PARA LA TENSION DE OPERACION Y MUY PEQUEÑA PARA TENSIONES QUE SE ENCUENTREN UN POCO ARRIBA DE LA TENSION DE OPERACION. LA CARACTERÍSTICA TENSIÓN/CORRIENTE DE ES-- TOS BLOQUES CORRESPONDE A UNA RELACION MATEMATICA SEMEJANTE A LA DE LOS BLOQUES DE SI USADOS EN LOS APARTARRAYOS -- AUTOVALVULARES CONVENCIONALES ($I_D - KV^N$) CON UN VALOR DEL- EXPONENTE N DEL ORDEN DE 40.

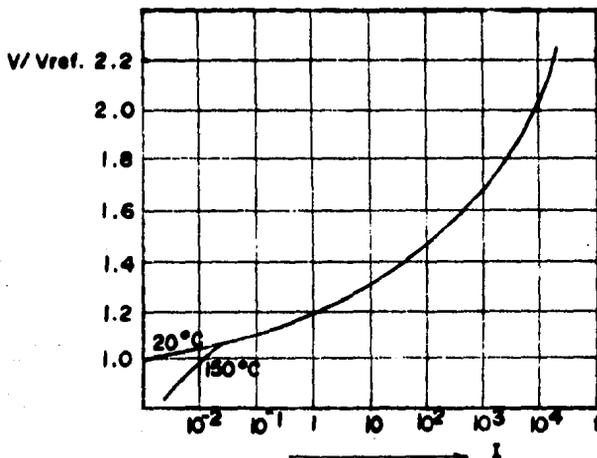


FIG. (6.5)

CARACTERÍSTICA TENSION - CORRIENTE DE UN BLOQUE DE OXIDO DE ZINC.

EN LA FIGURA ANTERIOR SE PUEDE OBSERVAR QUE SI SE TOMA LA TENSION DE REFERENCIA (V_{REF}) DEL MISMO VALOR QUE LA TENSION MÁXIMA DE SERVICIO EN EL PUNTO DE INSTALACIÓN DEL APARTARRAYOS, LA CORRIENTE A TRAVÉS DEL MISMO ES DEL ORDEN DE 1 MA EN OPERACIÓN NORMAL, CON LO QUE SE DISIPA UNA ENERGÍA MUY PEQUEÑA, LO QUE NO REQUIERE DE UNA SERIE DE EXPLOSORES COMO EN LOS AUTOVALVULARES. EN CAMBIO PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA DE 10KA LA TENSION RESIDUAL SERÍA DEL DOBLE DE LA TENSION DE REFERENCIA.

DE ESTA CARACTERÍSTICA SE OBSERVA QUE EL NIVEL DE PROTECCIÓN-ASEGURADO EN ESTOS APARTARRAYOS ES MAYOR QUE EN LOS AUTOVALVULARES CON UNA CONSTRUCCIÓN MÁS SENCILLA Y ROBUSTA.

LOS APARTARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC TIENEN EL INCONVENIENTE DE-

TENER UNA CARACTERÍSTICA NEGATIVA DE TEMPERATURA PARA CORRIENTES PEQUEÑAS, ES DECIR, QUE PARA UNA TENSIÓN APLICADA, LA CORRIENTE DE DESCARGA AUMENTA CON LA TEMPERATURA. ESTA CARACTERÍSTICA CONDUCE A UNA TEMPERATURA CRÍTICA QUE SE PUEDE ALCANZAR POR EFECTO DE LAS DESCARGAS DE LARGA DURACIÓN, COMO LAS DEBIDAS A MANIOBRA DE INTERRUPTORES, QUE PUEDE CONDUCIR A UN AUMENTO DE LA CORRIENTE Y POR LO TANTO DE ENERGÍA DISIPADA, CON LA CONSECUENTE POSIBILIDAD DE DESTRUCCIÓN DEL APARTARRAYOS.

ESTE INCONVENIENTE LO HAN TRATADO DE ELIMINAR LOS FABRICANTES INCORPORANDO, POR EJEMPLO UNA RESISTENCIA LINEAL EN SERIE CON LOS BLOQUES Y EN PARALELO CON UN EXPLOSOR. ESTA RESISTENCIA SE SUMA A LA DE LOS BLOQUES Y DA LUGAR A UNA PEQUEÑA CORRIENTE DE DESCARGA CON LA TENSIÓN DE SERVICIO. EN CASO DE SOBRETENSIÓN, EL EXPLOSOR SE ENERGIZA Y LA RESISTENCIA LINEAL QUEDA CORTO CIRCUITADA Y EN CONSECUENCIA NO SE PRODUCE NINGÚN AUMENTO EN LA TENSIÓN RESIDUAL.

EFFECTO DE LA DISTANCIA ENTRE EL APARTARRAYO Y EL EQUIPO A PROTEGER.

CUANDO EL APARTARRAYOS SE INSTALA A UNA DISTANCIA MÁS O MENOS CONSIDERABLE (50-100 M) DEL ELEMENTO POR PROTEGER (POR EJEMPLO UN TRANSFORMADOR) DEBIDO A REQUERIMIENTOS DEL PROPIO APARTARRAYOS PARA LA PROTECCIÓN DE OTROS ELEMENTOS CERCANOS, ES NECESARIO CONSIDERAR QUE LA TENSIÓN EN LAS BOQUILLAS DEL TRANSFORMADOR PUEDE SER MAYOR QUE LA QUE APARECE EN EL APARTARRAYOS EN EL MOMENTO DE LA DESCARGA, ESTO DEBIDO AL EFECTO DE LAS REFLEXIONES DE LAS ONDAS VIAJERAS.

LA TENSIÓN MÁXIMA QUE DEBE APARECER EN LAS TERMINALES DE UN APARATO QUE ESTA PROTEGIDO POR UN APARTARRAYOS LOCALIZADO A UNA DISTANCIA λ SE PUEDE CALCULAR CON LA SIGUIENTE FORMULA SIMPLIFICADA

$$V = V_p + \mu \lambda / v \quad \text{--- (6.6)}$$

ESTANDO LIMITADO ESTE VALOR A $2V$, SIENDO

V_p = TENSIÓN DE DESCARGA DEL APARTARRAYOS

μ = PENDIENTE DE LA ONDA DE TENSIÓN INCIDENTE QUE SE PUEDE TOMAR COMO 500 Kv/mseg.

V = VELOCIDAD DE RECORRIDO DE LAS ONDAS EN EL TRAMO APARTARRAYOS - OBJETO PROTEGIDO Y SE PUEDE TOMAR 300 M /M SEG PARA LINEAS AÉREAS Y 150 M/M SEG PARA CABLES.

λ = DISTANCIA ENTRE EL APARTARRAYOS Y EL OBJETO PROTEGIDO.

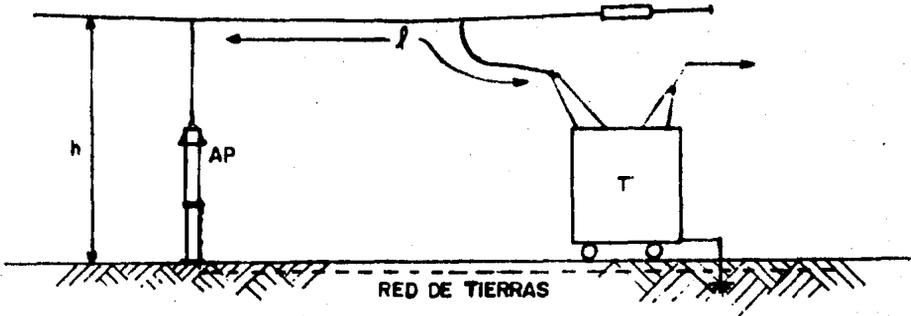


FIG. (6.6)

LONGITUD DEL CABLE DE CONEXIÓN AL APARTARRAYOS.

EL EFECTO DE LA LONGITUD DEL CONDUCTOR DE CONEXION DEL APARTARRAYOS.

EL CONDUCTOR DE CONEXIÓN DEL APARTARRAYOS TIENE UNA IMPEDAN--
CIA QUE PRODUCE UNA ELEVACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN QUE LIMITA -
EL APARTARRAYOS. ESTA ELEVACIÓN SE PUEDE TOMAR EN CONSIDERA--
CIÓN TOMANDO UN VALOR DE INDUCTANCIA DE 1.2 MH/M, DE MANERA--
QUE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN LA CONEXIÓN SE CALCULA COMO:

$$\Delta V = 1.2 \times 10^{-6} h \frac{DI}{DT} \quad \text{--- (6.7)}$$

h = LONGITUD DEL CABLE QUE CONECTA AL APARTARRAYOS DE FASE A
TIERRA.

DI/DT = PENDIENTE DEL FRETE DE ONDA DE LA CORRIENTE DE DES--
CARGA.

SE PUEDE TOMAR UN VALOR DEL ORDEN DE

2 KA/M SEG.

INSTALACION DE LOS APARTARRAYOS.

COMO REGLA GENERAL SE DEBEN INSTALAR LOS APARTARRAYOS TAN CERCA COMO SEA POSIBLE DE LOS OBJETOS POR PROTEGER, EN ESPECIAL DE LOS TRANSFORMADORES QUE DE HECHO CONSTITUYEN EL EQUIPO MÁS COSTOSO, DE TAL FORMA QUE SU CONEXIÓN A TIERRA ESTÉ RÍGIDAMENTE CONECTADA A ESTOS POR MEDIO DE UN CABLE DE BAJA IMPEDANCIA PARA EVITAR UN INCREMENTO EN LA TENSIÓN EN LAS TERMINALES DE LOS APARTARRAYOS Y POR LO TANTO DEL EQUIPO POR PROTEGER. ALGUNOS DE LOS CASOS MÁS COMUNES DE INSTALACIÓN DE LOS APARTARRAYOS SON LOS QUE SE DESCRIBEN A CONTINUACIÓN:

A) EN INSTALACIONES A LAS QUE LLEGA UNA SOLA LÍNEA AÉREA.

EN ESTE CASO LA INSTALACIÓN DE APARTARRAYOS EN LA ENTRADA (O SALIDA) DE LA LÍNEA ES ABSOLUTAMENTE NECESARIA YA QUE - LAS SOBRETENSIONES QUE PROVIENEN DE LA LÍNEA PUEDEN PRESENTAR UNA ELEVADA PENDIENTE EN EL FRENTE Y DEBIDO AL EFECTO DE REFLEXIÓN EN EL TRANSFORMADOR LA SOBRETENSIÓN SE PUEDE INCREMENTAR.

B) EN INSTALACIONES A LAS QUE LLEGAN VARIAS LÍNEAS.

EN ESTE CASO LA REFLEXIÓN DE LAS ONDAS PROCEDENTES DE UNA DE LAS LÍNEAS PRODUCE UNA REDUCCIÓN DE LAS SOBRETENSIONES - TANTO EN SU VALOR CRESTA, COMO EN LA PENDIENTE DE FRENTE, - ESTA SITUACIÓN PERMITE COLOCAR LOS APARTARRAYOS A UNA CIERTA DISTANCIA DE LOS TRANSFORMADORES, DE TAL FORMA QUE PUEDAN PROTEGER A OTROS EQUIPOS CONSTITUYENDO EL CASO DE PROTECCIÓN POR ZONA. PARA ADOPTAR UNA SOLUCIÓN PRÁCTICA ES -

NECESARIO CONSIDERAR TAMBIÉN QUE ALGUNAS DE LAS LÍNEAS PU-
DIERAN ESTAR ABIERTAS EN DETERMINADAS CIRCUNSTANCIAS.

C) INSTALACIONES ALIMENTADAS POR UNA LÍNEA A TRAVÉS DE UN CA-
BLE.

EN ESTAS CONDICIONES CON EL OBJETO DE PROTEGER SIMULTÁNEA-
MENTE A LOS EQUIPOS Y AL CABLE SE RECOMIENDA LA INSTALACIÓN
DE APARTARRAYOS TANTO EN LOS EQUIPOS COMO EN EL PUNTO DE -
UNIÓN DE LA LÍNEA CON EL CABLE.

D) PROTECCIÓN DE LOS NEUTROS DE LOS TRANSFORMADORES.

CUANDO LOS TRANSFORMADORES TIENEN SUS NEUTROS CONECTADOS A
TIERRA DE TAL FORMA QUE SE TENGA EL NEUTRO AISLADO O A TRA-
VÉS DE UNA IMPEDANCIA ELEVADA, SE RECOMIENDA INSTALAR APAR-
TARRAYOS EN EL NEUTRO YA QUE PUEDEN APARECER SOBRETENSIO--
NES DEBIDO A LA PROPAGACIÓN DE ONDAS A TRAVÉS DE LOS DEVA-
NADOS Y QUE LLEGAN A LAS BOQUILLAS DE LOS TRANSFORMADORES.

PARA DETERMINAR LA TENSIÓN NOMINAL DE LOS APARTARRAYOS USA-
DOS EN ESTOS CASOS ES NECESARIO CONSIDERAR LA TENSIÓN A LA
FRECUENCIA DEL SISTEMA (60 HZ) QUE PUEDE APARECER EN EL --
NEUTRO DEL TRANSFORMADOR EN EL CASO DE CORTO CIRCUITO DE -
FALLA A TIERRA, ES DECIR APROXIMADAMENTE A LA TENSIÓN DEL-
SISTEMA.

PARA TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO COMPLETO Y NEUTRO AIS-
LADO SE RECOMIENDAN APARTARRAYOS CON TENSIÓN NOMINAL NO IN-
FERIOR AL 65% DE LA TENSIÓN MÁXIMA DE LA RED.

PARA TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO GRADUADO Y NEUTRO CO-
NECTADO A TIERRA A TRAVÉS DE REACTANCIA O RESISTENCIA LA -

TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS DEBE SER IGUAL AL MENOS - A LA TENSIÓN A LA FRECUENCIA MÁXIMA DEL SISTEMA QUE PUEDE APARECER EN EL NEUTRO EN EL CASO DE CORTO CIRCUITO DE LINEA A TIERRA EN LA RED DE ALIMENTACIÓN AL TRANSFORMADOR, - ESTE VALOR SE PUEDE TOMAR COMO 0.6 V MÁX. PARA REDES CON NEUTRO AISLADO Y 0.4 V MÁX. PARA REDES CON NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA.

E) LIMITACIÓN DE SOBRETENSIONES ENTRE FASES.

CUANDO SE PRESENTA LA CONDICIÓN DE DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN VACÍO O QUE ALIMENTAN REACTANCIAS EN ALGUNAS -- OCASIONES ES CONVENIENTE INSTALAR APARTARRAYOS ENTRE FASES, LA TENSIÓN NOMINAL DE ESTOS APARTARRAYOS SE PUEDE TOMAR COMO 1.15 V MÁX. ESTO SE HACE EN ADICIÓN A LA INSTALACIÓN DE APARTARRAYOS DE FASE A TIERRA.

6.3.1.6. EXPLOSORES (AIR GAPS)

AÚNQUE DE CONSTRUCCIÓN EXTREMADAMENTE SIMPLE Y FUERTE LOS GAPS TIENEN DOS DESVENTAJAS IMPORTANTES:

- A) UNA VEZ ENCENDIDO EL ARCO, NECESITA DESAPARECER LA SOBRETENSIÓN PARA SU EXTINSIÓN, CON LA CONSECUENTE SALIDA DEL EQUIPO QUE PROTEGE.
- B) SU VOLTAJE DE RUPTURA ES MUY ELEVADO PARA IMPULSOS DE FRENTE DE ONDA CON PENDIENTE MUY ALTA (CRECIMIENTO MUY RÁPIDO DE LA TENSIÓN), LO CUAL REQUIERE DISTANCIAS CORTAS PARA NIVELES BÁSICOS DE AISLAMIENTO NO MUY ALTOS.

SIN EMBARGO, LOS GAPS ROMPEN AÚN CON IMPULSOS CUYOS VALORES DE CRESTA SON MUY BAJOS DURANTE EL PERÍODO DE DESCENSO, LO CUAL PRODUCE OPERACIONES DEMASIADO FRECUENTES CON SOBRETENSIONES CAUSADAS POR SWITCHEO O FALLAS DE LÍNEAS.

POR ESTAS RAZONES LOS GAPS SE UTILIZAN COMO PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA SOBRETENSIONES Y SU USO ESTÁ MEJOR INDICADO EN VOLTAJES DE DISTRIBUCIÓN EN DONDE EL RELATIVO SOBREAISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES PERMITE EL USO DE GAPS LO SUFICIENTEMENTE GRANDES PARA NO OPERAR CON SOBRETENSIONES DE SWITCHEO O FALLAS DE LÍNEA.

6.3.2. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.

6.3.2.1. INTRODUCCIÓN.

LOS FUSIBLES ESTÁN COLOCADOS DENTRO, SOBRE O CERCA-
DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN POR MUCHAS -
RAZONES. SIN EMBARGO, SU FINALIDAD PRINCIPAL ES LA
DE ELIMINAR LOS TRANSFORMADORES DAÑADOS DE LA RED -
DE DISTRIBUCIÓN ANTES DE QUE SE PRODUZCAN INTERRU-
PCIONES GENERALES DE ENERGÍA COMO RESULTADO DE ESTAS
FALLAS. LOS FUSIBLES PUEDEN TAMBIÉN PROTEGER AL --
TRANSFORMADOR DE FALLAS SECUNDARIAS Y SOBRECARGAS -
PERJUDICIALES.

HISTÓRICAMENTE, LOS FUSIBLES DE EXPULSIÓN HAN SIDO-
EL MEDIO MÁS EMPLEADO PARA PROPORCIONAR UNA PROTEC-
CIÓN A LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA -
SOBRECORRIENTES. ÉSTOS ESTÁN MONTADOS DENTRO DEL -
TRANSFORMADOR, O EN CORTA CIRCUITOS ABIERTOS ADYA--
CENTES AL TRANSFORMADOR. SIN EMBARGO, EN LOS ÚLTI-
MOS AÑOS, LOS VOLTAJES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN-
Y LAS CORRESPONDIENTES CORRIENTES DE FALLA DISPONI-
BLES SE HAN INCREMENTADO A TAL GRADO QUE LOS FUSI--
BLES DE EXPULSIÓN CON SUS MODESTAS CORRIENTES NOMI-
NALES DE INTERRUPCIÓN, SENCILLAMENTE YA NO SON ADE-
CUADOS PARA TODOS LOS CASOS EN DONDE SE REQUIERE EL
USO DE FUSIBLES. POR LO TANTO, EL USO DE FUSIBLES-
LIMITADORES DE CORRIENTE (FSLC), CON MUY ALTAS CAPA
CIDADES DE INTERRUPCIÓN Y EL PODER DE LIMITAR LA --
ENERGÍA DISPERSADA EN LA FALLA, SE HAN INCREMENTADO
CONSTANTEMENTE. AL IGUAL QUE LOS FUSIBLES DE EXPUL-
SIÓN, LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE A VECES
ESTÁN MONTADOS DENTRO DEL TRANSFORMADOR O ADYACEN--

TES A UN CORTACIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.

AQUÍ SE DESCRIBE LOS DIFERENTES TIPOS DE FUSIBLES DE EXPULSIÓN Y DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE Y - LAS FORMAS EN LAS QUE CADA UNO DE ELLOS ES UTILIZADO. TAMBIÉN, HABLA DE LOS TRES PASOS QUE COMPOEN EL PROCESO DE SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA UNA APLICACIÓN EN PARTICULAR, DETERMINANDO EL TIPO DE FUSIBLE QUE SE DEBE USAR, DETERMINANDO LAS CAPACIDADES NOMINALES -- PROPIAS DEL FUSIBLE, Y DETERMINANDO LAS CAPACIDADES-NOMINALES DE CORRIENTE PROPIAS DEL FUSIBLE.

6.3.2.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.

EN LA DETERMINACIÓN DE QUE TIPO DE FUSIBLE ES MÁS -- APROPIADA PARA UNA APLICACIÓN EN PARTICULAR, ES PRECISO TOMAR EN CUENTA ALGUNOS PUNTOS. ESTOS INCLUYEN LA FUNCIÓN O FUNCIONES QUE DEBE PROPORCIONAR EL FUSIBLE, LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA DISPONIBLE DEL SISTEMA EN EL FUSIBLE PROTEGIÉNDOSE LA CAPACIDAD DE ENERGÍA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR, Y LAS CARACTERÍSTICAS DE PASO DEL FUSIBLE.

FUNCIÓN(ES) QUE SE DEBEN PROPORCIONAR.

SI EL FUSIBLE ES UTILIZADO PARA PROPORCIONAR AL TRANSFORMADOR UNA PROTECCIÓN CONTRA LA SOBRECARGA ASÍ COMO CONTRA EL CORTO CIRCUITO Y LA FALLA SECUNDARIA, - ES PRECISO UTILIZAR UN FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

ESTO SE HACE MÁS FÁCILMENTE CUANDO SE UTILIZA UN FUSIBLE DE LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE DETECTOR DE CARGA, YA QUE ESTOS FUSIBLES TIENEN ELEMENTOS QUE SE --

FUNDEN A UNA TEMPERATURA INFERIOR AL PUNTO DE INFLAMACIÓN DE ACEITE Y ANTES DE DAÑAR AL SISTEMA DE AISLAMIENTO. A VECES SE USAN FUSIBLES DE LISTÓN SUMERGIDOS EN ACEITE DETECTORES DE FALLAS PARA PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS. ESTO ES PORQUE SUS ELEMENTOS ESTÁN HECHOS DE MATERIALES CUYO PUNTO DE FUSIÓN ES UNA TEMPERATURA MEDIA (POR EJEMPLO EL ESTAÑO) SUS CORRIENTES DE FUSIÓN PUEDEN REDUCIRSE POR UN INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DEL ACEITE, DEPENDIENDO DE OTRAS CONSIDERACIONES, ÉSTE FUSIBLE SERÁ UTILIZADO YA SEA SOLO O EN SERIE CON UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.

SI EL FUSIBLE ES UTILIZADO PARA PROPORCIONAR UNA PROTECCIÓN CONTRA CORTO CIRCUITO Y FALLA SECUNDARIA, ENTONCES LOS FUSIBLES DE CONEXIONES DÉBILES DETECTORES DE FALLAS, LOS FUSIBLES DE CINTA CORTACIRCUITO Y LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE SON TODOS POSIBLES CANDIDATOS PARA ESTE USO.

CORRIENTE DE FALLA DISPONIBLE.

LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA DISPONIBLE EN EL PUNTO DEL SISTEMA DONDE EL FUSIBLE DEBE SER UTILIZADO, DETERMINA CUAL DEBE SER LA CAPACIDAD DE INTERRUPTIÓN MÁXIMA DEL FUSIBLE SI ÉSTE TIENE QUE INTERRUPTIR LA CORRIENTE SATISFACTORIAMENTE EN LAS PEORES CONDICIONES DE FALLA. CUANDO LA CORRIENTE DE FALLA AUMENTA, EL NÚMERO DE OPCIONES DISPONIBLES DE LOS FUSIBLES BAJA. POR EJEMPLO, SI LA CORRIENTE DE FALLA DISPONIBLE EXCEDE A LA CAPACIDAD DE INTERRUPTIÓN DEL LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE, ENTONCES, SE TIENE QUE USAR UN FUSIBLE DE CINTA CORTACIRCUITO O UN FUSIBLE-LIMITADOR DE CORRIENTE, PORQUE ES OBVIO QUE UN SÓLO-

FUSIBLE DE LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE NO SERÍA SUFICIENTE.

CUANDO EL USO HACE NECESARIA LA UTILIZACIÓN DE UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE EXISTEN VARIAS OPCIONES DISPONIBLES. HAY DOS TIPOS DE FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE Y CADA TIPO SE APLICA DE MANERA DIFERENTE. UNO DE LOS TIPOS, EL FUSIBLE PARA USO GENERAL - (GP) DEFINIDO POR EL MODELO ANSI C 37.40, ELIMINARÁ TODAS LAS CORRIENTES A PARTIR DE SU CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA DE INTERRUPTIÓN HASTA AQUELLA QUE PROVOCA LA FUSIÓN EN UNA HORA O MENOS. EL OTRO TIPO ES EL DE TIEMPO INVERSO QUE ELIMINARÁ TODAS LAS CORRIENTES A PARTIR DE SU CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA DE INTERRUPTIÓN HASTA SU CORRIENTE NOMINAL MÍNIMA DE INTERRUPTIÓN (CORRESPONDIENDO NORMALMENTE A UN TIEMPO DE FUSIÓN ENTRE APROXIMADAMENTE 0.1 Y 100 SEGUNDOS). EL TIPO DE USO GENERAL ES UTILIZADO SÓLO, MIENTRAS QUE EL TIPO DE TIEMPO INVERSO DEBE SER UTILIZADO EN SERIE CON OTRO DISPOSITIVO COMO POR EJEMPLO UN FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

CUANDO SE USAN, UN FUSIBLE DE EXPULSIÓN Y UN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE EN SERIE, SE DEBE TENER EN CUENTA LA COORDINACIÓN ADECUADA DE LOS DOS FUSIBLES. EN SU FORMA MÁS SIMPLE, LA COORDINACIÓN REQUIERE QUE EL CRUCE DE LA CURVA TIEMPO/CORRIENTE DE ELIMINACIÓN MÁXIMA DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN CON LA CURVA DE FUSIÓN MÍNIMA DEL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO OCURRA POR ARRIBA DE LA CORRIENTE DE INTERRUPTIÓN MÍNIMA DEL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO, PERO POR DEBAJO DE LA CORRIENTE DE INTERRUPTIÓN MÁXIMA DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN. DE ESTE MODO, UN FUSIBLE PROTEGE AL OTRO EN -

LAS ZONAS QUE SUPERAN SU CAPACIDAD DE ELIMINACIÓN. LA COORDINACIÓN ES ILUSTRADA POR DOS CASOS EXTREMOS REPRESENTADOS EN LA FIG. (6.7)

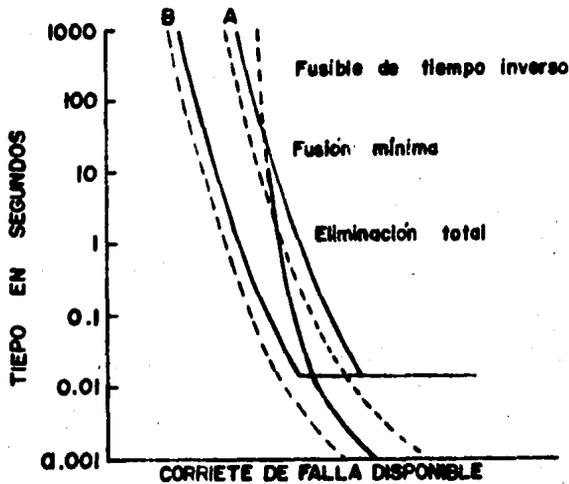


FIG. 6.7

DEPENDIENDO DE DÓNDE SE CRUZAN LAS DOS CURVAS TIEMPO CORRIENTE, SE HACEN POSIBLES DOS TIPOS DE COORDINACIÓN. EN EL PRIMER TIPO, ES DECIR EN LA COORDINACIÓN DEL CRUCE DE LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE, REPRESENTADA POR LA CURVA "A" DE LA FIG. (6.7), UNO O LOS DOS FUSIBLES PUEDEN FUNDIRSE DEPENDIENDO DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA. EL SEGUNDO TIPO REPRESENTADO POR LA CURVA "B" DE LA FIG. (6.7), ES DENOMINADA COMO "COORDINACIÓN DE FUSIÓN ADAPTADA" Y EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN SIEMPRE SE FUNDE.

ESTO SE LOGRA ASEGURÁNDOSE QUE LA I^2T DE FUSIÓN MÍNIMA DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN SEA MENOR O IGUAL A LA I^2T DE FUSIÓN DEL FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE PA-

RA TODO TIPO DE CORRIENTE. PARA AMBOS TIPOS DE COORDINACIÓN, EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN DEBERÁ ELIMINAR -- UNA FALLA SECUNDARIA DESPUÉS DE QUE SE FUSIONA EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO. EXISTE UN MÁRGEN ADECUADO- (PARA HACER POSIBLE LA PRECARGA, ETC.) SI EL TIEMPO-MÁXIMO DE ELIMINACIÓN DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN ES 70% DEL TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN DEL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO. DE ESTE MODO, EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO - SOLAMENTE SE FUNDE EN EL CASO DE UNA FALLA INTERNA - DEL TRANSFORMADOR, Y POR LO TANTO, NO NECESITA SUBSTITUIRSE EN ÉSTE PUNTO.

HAN SURGIDO ALGUNAS DUDAS SOBRE SI DICHS FUSIBLES - DE TIEMPO INVERSO DEBERÁN SER ACCESIBLES PARA COMPROBAR LA CONTINUIDAD DESPUÉS DE LA OPERACIÓN DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

SIN EMBARGO, UNA REVISIÓN DE ESTA CONTINUIDAD NO REVELARÁ UN DAÑO EN EL FUSIBLE. ENTONCES, LA ÚNICA SOLUCIÓN CONSISTE EN ASEGURARSE QUE SOLAMENTE UNA FALLA INTERNA DARÁ LUGAR A QUE FUNCIONE EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO, COMO LO SEÑALADO ANTERIORMENTE, O, SI ESTO NO ES POSIBLE, SUSTITUIR EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO Y EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN. LO PRIMERO SE -- PUEDE LOGRAR UTILIZANDO EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO MÁS GRANDE QUE DARÁ PROTECCIÓN AL FUSIBLE DE EXPULSIÓN Y A LA CAJA DEL TRANSFORMADOR. LO ÚLTIMO SE HA CE FÁCILMENTE CUANDO EL FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE ESTÁ MONTADO EN EL EXTERIOR.

LA UTILIZACIÓN DE UN FUSIBLE DE EXPULSIÓN EN SERIE - CON UN FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO TIENE CIERTAS VENTAJAS SOBRE LA UTILIZACIÓN DE UN SÓLO FUSIBLE LIMITA--

DOR DE CORRIENTE DE USO GENERAL. LA CURVA DE TIEMPO-CORRIENTE COMPUESTA PARA LA COMBINACIÓN DE FUSIBLES EN SERIE SE COORDINA CORRECTAMENTE CON LOS INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS SECUNDARIOS Y SI NO SE USA NINGUNA PROTECCIÓN SECUNDARIA SUPLEMENTARIA, SE CONSERVA LA NORMA DE USO EXISTENTE DE LOS FUSIBLES DE EXPULSIÓN PARA SERVICIO. ADEMÁS, EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO LIMITADOR DE CORRIENTE PUEDE SER MÁS COMPACTO QUE EL FUSIBLE DE USO GENERAL Y, CUANDO ES DISEÑADO PARA INMERSIÓN EN ACEITE, PUEDE SER ACOMODADO MÁS FÁCILMENTE DENTRO DE LA CAJA DEL TRANSFORMADOR. LA ACCIÓN DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN DEBIDA A FALLAS SECUNDARIAS REQUIERE ÚNICAMENTE EL CAMBIO DE UNA CONEXIÓN BARATA QUE SE PUEDE SUSTITUIR AHÍ MISMO, POR EJEMPLO USANDO UN PORTAFUSIBLE TIPO BAYONETA. LAS DESVENTAJAS DE UNA COMBINACIÓN DE FUSIBLES DE TIEMPO INVERSO Y DE EXPULSIÓN SE CENTRA PRINCIPALMENTE EN LA NECESIDAD DE UNA COORDINACIÓN CUIDADOSA DE LOS DOS FUSIBLES Y DE LA IMPORTANCIA DE LA SUSTITUCIÓN DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN CON LA CONEXIÓN CORRECTA. TAMBIÉN, SI EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN EN SERIE ES UN FUSIBLE DE LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE SITUADO DENTRO DEL TRANSFORMADOR, LA MISMA ACCIÓN DEL FUSIBLE CONTRIBUIRÁ AL AUMENTO DE LA PRESIÓN EN EL INTERIOR DE LA CAJA.

EL HECHO DE UTILIZAR UN FUSIBLE DE USO GENERAL EN LUGAR DE UNA COMBINACIÓN DE FUSIBLES DE TIEMPO INVERSO Y DE EXPULSIÓN, ELIMINA LOS PROBLEMAS DE COORDINACIÓN DE LOS DOS FUSIBLES Y LA ACCIÓN EXPULSIVA DEL FUSIBLE DE LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE EN EL INTERIOR DE LA CAJA. ADEMÁS, CUANDO ÉSTE ESTÁ MONTADO EN UN PORTAFUSIBLE DE CAJA SECA, SE PUEDE CAMBIAR

EL FUSIBLE DE USO GENERAL SIN EXPONER EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR AL AMBIENTE EXTERIOR.

RESISTENCIA DEL TRANSFORMADOR AL PASO DE LA ENERGÍA ANTES DE ACCIONAR EL FUSIBLE.

LAS DOS CONSIDERACIONES RESTANTES PARA SELECCIONAR-EL TIPO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN QUE DEBE SER EMPLEADO ESTÁN ESTRECHAMENTE RELACIONADAS CUANDO SE PROTEGE LA CAPACIDAD DE RESISTENCIA AL PASO DE ENERGÍA - DEL TRANSFORMADOR Y CUANDO SE CONSIDERAN LAS CARACTERÍSTICAS PARA DEJAR PASAR ENERGÍA DEL FUSIBLE.

LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR PARA RESISTIR LAS FALLAS SIN QUE OCURRA UNA AVERÍA IMPORTANTE ESTÁ EN FUNCIÓN DE LA ENERGÍA DE FALLA, QUE ES PROPORCIONAL AL CUADRADO DE LA CORRIENTE, AL TIEMPO Y A LA IMPEDANCIA DEL ARCO DE FALLA R SEGÚN LO EXPRESADO POR LA FÓRMULA.

$$W = R \int i^2 dt - - - - (6.8)$$

ESTO ESTARÁ INFLUENZADO EN MAYOR MEDIDA PARA LAS CARACTERÍSTICAS DE PASO DEL FUSIBLE. LOS FUSIBLES DE EXPULSIÓN QUE NO LIMITAN DE MODO SIGNIFICATIVO LA CORRIENTE MÁXIMA O QUE ELIMINAN HASTA QUE SE ALCANZA UNA CORRIENTE CERO TIENEN VALORES DE PASO DE I^2t BASTANTE GRANDES. AÚNQUE ESTOS VALORES NO SON NORMALMENTE DADOS, PUEDEN CALCULARSE EN FORMA APROXIMADA POR LA SIGUIENTE FÓRMULA

$$I^2t = k \times 10^3 I^2 - - - - (6.9)$$

DONDE I ES EL VALOR DE LA MEDIA CUADRÁTICA DE LA CORRIENTE DE FALLA Y K , UNA FUNCIÓN DEL CIRCUITO DE FALLA X/R (O FACTOR DE POTENCIA) QUE SE PROPORCIONA EN LA FIG. (6.8)

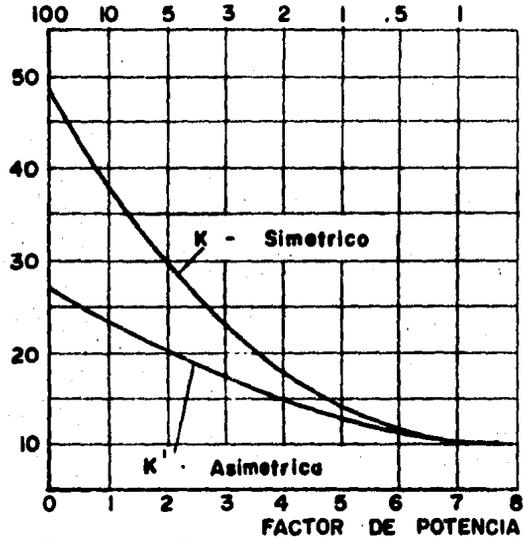


FIG. 6.8

EN CONTRASTE, LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DISMINUYEN DE UNA MANERA DRÁSTICA LA ENERGÍA DE PASO, LIMITANDO LA CORRIENTE MÁXIMA E IMPULSANDO LA CORRIENTE HACIA CERO A TRAVÉS DE UN VOLTAJE DE ARCO DE FORMACIÓN RÁPIDA CONSIDERABLEMENTE MAYOR AL VOLTAJE DEL SISTEMA. INFORMACIONES SOBRE EL I^2t DE PASO Y LA CORRIENTE MÁXIMA PARA FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE SE PUEDEN OBTENER A TRAVÉS DEL FABRICANTE.

CUANDO UN FUSIBLE DE LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE SE -

UTILIZA JUNTO CON UN FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO, SE DEBE DE TENER CUIDADO DE QUE LA ENERGÍA DISIPADA -- POR EL LISTÓN SUMERGIDO EN ACEITE NO CAUSE DAÑO A LAS PIEZAS ANEXAS O INCREMENTE DE MANERA EXCESIVA LA PRESIÓN DE LA CAJA. ESTO PODRÍA SUCEDER EN PARTICULAR CON LA COORDINACIÓN DE FUSIÓN ADAPTADA, SI UNA AVERÍA IMPORTANTE AL INTERIOR DEL TRANSFORMADOR OCASIONARÁ QUE EL I^2T DE PASO DEL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO REBASARÁ LO QUE CORRESPONDE A LA CAPACIDAD-NOMINAL MÁXIMA DE INTERRUPCIÓN DE LA CONEXIÓN. SI LA CAPACIDAD NOMINAL DE INTERRUPCIÓN ESTÁ DADA EN AMPERES DE LA MEDIA CUADRÁTICA ASIMÉTRICA, LA FIG.-(6.8) PROPORCIONARÁ EL FACTOR ALTERNATIVO "K" QUE SE DEBE APLICAR EN LA ECUACIÓN (6.9).

EN AUSENCIA DE UNA RELACIÓN X/R DE UNA PRUEBA DADA O DE UN FACTOR DE POTENCIA, EL USO DE LOS VALORES 2 O 0.45 RESPECTIVAMENTE PROPORCIONARÁ UNA CAPACIDAD-NOMINAL "NO DISRUPTIVA" Y MODERADA DE I^2T .

COORDINACIÓN DE FUS. ADAP. = COORDINACIÓN DE LOS FUSIBLES DE ALTA Y BAJA TENSIÓN.

CURVA NO DISRUPTIVA DEL FUSIBLE.

EL LÍMITE INFERIOR DEL ANCHO DE BANDA DE PROTECCIÓN SE DENOMINA CURVA NO DISRUPTIVA DEL FUSIBLE. LA CORRIENTE MAGNETIZANTE DE ENTRADA DETERMINA LA FORMA DE LA CURVA PARA PERÍODOS CORTOS DE TIEMPO, Y LAS CONSIDERACIONES DE ABSORCIÓN DE CARGA EN FRÍO DICTAN LA FORMA DE LA CURVA PARA PERÍODOS LARGOS DE TIEMPO. PARA EVITAR UNA OPERACIÓN CON INTERFEREN--

CIAS, LAS CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE FUSIÓN DE CUALQUIER TIPO DE FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DEBEN ENCONTRARSE A LA DERECHA DE LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL FUSIBLE. PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL FUSIBLE SE GANARÁ AL DIBUJAR -- UNA CURVA CONTINUA QUE PASE POR LOS SIGUIENTES PUNTOS:

- 25 VECES LA CORRIENTE RMS NOMINAL A 0.02 SEG.
- 12 VECES LA CORRIENTE RMS NOMINAL A 0.10 SEG.
- 6 VECES LA CORRIENTE RMS NOMINAL A 1.00 SEG.
- 3 VECES LA CORRIENTE RMS NOMINAL A 10.0 SEG.

LOS VALORES DE LA CORRIENTE DE ENTRADA MAGNETIZANTE A 0.01 SEG. Y 0.1 SEG. SE CONSIDERAN GENERALMENTE COMO LOS QUE OCURRIRÁN EN EL CASO MÁS DESFAVORABLE, Y ES POCO PROBABLE QUE SE PRESENTEN EN EL CAMPO. SIN EMBARGO, EN CONDICIONES DEL LABORATORIO, LA MAGNITUD DE ESTAS CORRIENTES A 0.01 Y 0.1 SEGUNDOS PODRÍA SER CONSIDERABLEMENTE MÁS ALTA. LA PARTE DE ABSORCIÓN DE CARGA EN FRÍO DE LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL FUSIBLE ES UNA FUNCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA, PERO NO REQUIERE DE UN CONOCIMIENTO PRECISO DE LA MISMA. SE CONSIDERAN COMO VALORES REPRESENTATIVOS, 6 VECES LA CORRIENTE RMS NOMINAL Y 3 VECES LA CORRIENTE RMS NOMINAL A 1.0 Y 10.0 SEG., RESPECTIVAMENTE.

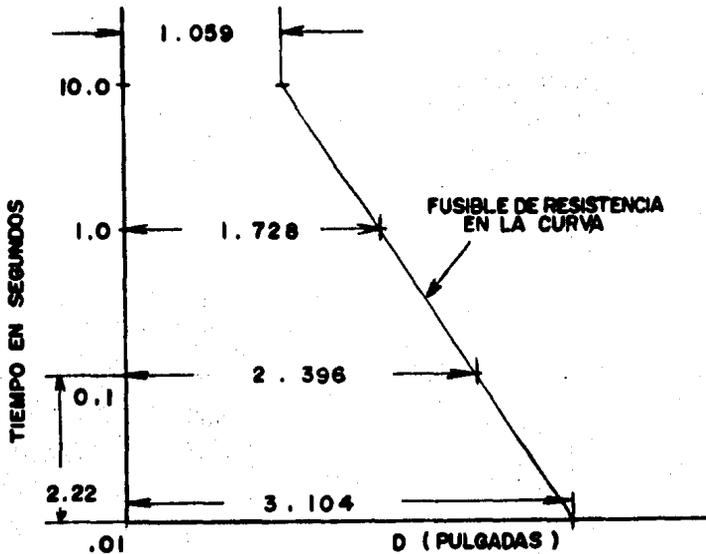


FIG. 6.9 Construcción de la curva no disruptiva del fusible.

CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR.

EL LÍMITE SUPERIOR DEL ANCHO DE BANDA SE DENOMINA -- CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR. LA CURVA MAYOR DE LIMPIEZA DEL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DEBE UBICARSE A LA IZQUIERDA DE LA CURVA NO DISRUPTIVA -- DEL TRANSFORMADOR, ES DECIR, EL FUSIBLE DEL TRANSFORMADOR DEBE FUNDIRSE Y DESPEJAR UNA FALLA ANTES DE -- QUE SE ALCANCE EL PUNTO DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR. -- LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR SE BASA EN LA NORMA ANSI C57.12.90, LA CUAL LIMITA LA TEMPERATURA DEL DEVANADO DEL TRANSFORMADOR, SUPONIENDO QUE TODO EL CALOR ESTÁ ALMACENADO, A 200°C PARA UN CONDUCTOR DE ALUMINIO EC, Y A 250°C PARA UN CONDUCTOR DE --

COBRE EN CONDICIONES DE CORTO CIRCUITO CUYA MAGNITUD Y DURACIÓN CUMPLE CON LA SIGUIENTE ECUACIÓN:

$$I^2_T = 1250 \text{ - - - - - (6.10)}$$

LA DURACIÓN, T, ESTÁ EN SEGUNDOS Y LA MAGNITUD DE CORRIENTE, I, ES EL VALOR POR UNIDAD DE LA CORRIENTE DE FALLA SIMÉTRICA A TRAVÉS DEL TRANSFORMADOR. LA NORMA CONSIDERA QUE LA TEMPERATURA INICIAL DEL PUNTO MÁS CALIENTE DEL DEVANADO CORRESPONDE A LA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30°C MÁS EL AUMENTO DE LA TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE EN OPERACIÓN, O DE UN MÁXIMO DE 110°C ANTES DEL CORTO CIRCUITO. NÓTESE, SIN EMBARGO, QUE LAS CARACTERÍSTICAS DEL FUSIBLE SE GRAFICAN PARA UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 25°C. SI LA TEMPERATURA INICIAL DEL PUNTO MÁS CALIENTE DEL DEVANADO DEL TRANSFORMADOR FUERA DE 25°C EN LUGAR DE 110°C, EL VALOR EQUIVALENTE DE I^2_T PARA ALCANZAR UNA TEMPERATURA DE 200°C EN EL CONDUCTOR ES IGUAL A 2790. PARA CONDUCTORES DE COBRE, EL VALOR EQUIVALENTE I^2_T PARA ALCANZAR 250°C ES 2290. AMBOS VALORES REPRESENTAN UN DESLIZAMIENTO SUSTANCIAL DE LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR. A LA LARGA, LA CARACTERÍSTICA MÁXIMA DE LIMPIEZA DEL FUSIBLE DEBE CRUZAR LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR, TÍPICAMENTE, EN EL INTERVALO DE 100-300 SEG. TANTO MAYOR SEA EL TIEMPO PARA CRUZAR LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR, MAYOR SERÁ EL GRADO DE PROTECCIÓN. PARA EL CASO DE CORTOS CIRCUITOS QUE OCURRAN EN UN TRANSFORMADOR RECIÉN ENERGIZADO, ES MEJOR EL MÁRGEN DE PROTECCIÓN AL CRUZAR LA REGIÓN, AL MENOS DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉRMICO, CUANDO SE COMPARA CONTRA LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR, SUPONIENDO --

UNA TEMPERATURA INICIAL DE 110°C PARA EL PUNTO MÁS-CALIENTE.

SI LA TEMPERATURA INICIAL DEL DEVANADO FUERA 150°C, COMO PODRÍA SER EL CASO DE UN TRANSFORMADOR CON NUEVOS FUSIBLES QUE FALLÓ O ESTUVO SOMETIDO A UNA SOBRECARGA, LOS VALORES I^2T PARA ALCANZAR 200°C EN EL CASO DE CONDUCTORES DE ALUMINIO EC, O 250°C SI SE TRATA DE CONDUCTORES DE COBRE; SON CERCANOS A 660 Y 850, RESPECTIVAMENTE. ESTOS VALORES DISMINUYEN EL GRADO RELATIVO DE PROTECCIÓN AL COMPARARSE CON LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR DEL PUNTO MÁS CALIENTE A 110°C. NO OBSTANTE, EN FALLAS O SOBRECARGAS QUE DUREN MÁS DE 300 SEG., EL TRANSFORMADOR DISIPARÁ UNA PARTE DE SU CALOR GENERANDO INTERNAMENTE, CON LO CUAL SE MEJORARÁ EL GRADO DE PROTECCIÓN.

OBSÉRVESE, SIN EMBARGO, QUE LA CURVA NO DISRUPTIVA DEL TRANSFORMADOR DESCRITA EN LA FIGURA 6.10 ES EN ESENCIA UNA CURVA NO DISRUPTIVA DEL DEVANADO Y QUE LA COORDINACIÓN APROPIADA CON LA CURVA NO ASEGURA LA PREVENCIÓN DE LA RUPTURA DEL TANQUE DE UN TRANSFORMADOR QUE HA FALLADO.

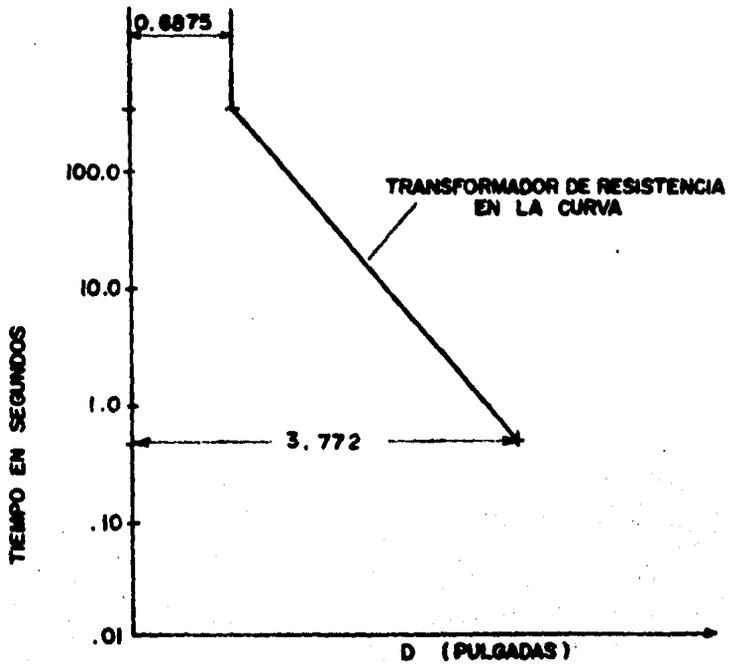


FIG. 6.10 Construcción de la curva no disruptiva del transformador.

VOLTAJE NOMINAL.

PARA APLICACIONES DE UNA SOLA FASE, EL VOLTAJE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBE SER IGUAL O EXCEDER AL VOLTAJE APLICADO. EL VOLTAJE NOMINAL DE LOS FUSIBLES DE EXPULSIÓN USADOS EN APLICACIONES DE TRES FASES, POR LO GENERAL ES IGUAL O MAYOR QUE EL VOLTAJE ENTRE FASES DEL SISTEMA. CUANDO SE USAN FS LC EN UN SISTEMA DE 3 FASES, A MENUDO SURGEN DIFERENCIAS DE OPINIÓN SOBRE SI EL VOLTAJE NOMINAL SE DEBE BASAR EN EL VOLTAJE ENTRE DOS FASES O DE FASE A NEUTRO DEL SISTEMA. POR LO TANTO, LOS ESQUEMAS QUE SE REFIEREN A LOS FSLC DISCUTIDOS PREVIAMENTE (ES DECIR FLC DE USO GENERAL

FLC DE TIEMPO INVERSO Y FUSIBLE DE EXPULSIÓN) SE EXAMINARAN EN DETALLE.

FLC DE USO GENERAL.

CUANDO SE USA UN FLC DE USO GENERAL EN UNA APLICACIÓN DE CONEXIÓN EN ESTRELLA-ESTRELLA CON EL NEUTRO A TIERRA (POR EJEMPLO, SERVICIO SUBTERRÁNEO), LOS FUSIBLES QUE TIENEN UN VOLTAJE NOMINAL QUE CORRESPONDE A LOS VOLTAJES DEL SISTEMA DE LÍNEA A NEUTRO SON USADOS FRECUENTEMENTE PUESTO QUE UNA FALLA DE LA LÍNEA A TIERRA NO IMPONDRÁ UN VOLTAJE DE RECUPERACIÓN POR ARRIBA DEL VOLTAJE NOMINAL MÁXIMO. CUANDO SE PRESENTA UNA FALLA ENTRE DOS FASES, DOS FUSIBLES COMPARTEN EL TRABAJO SI LA CORRIENTE DE LA FALLA ES ALTA. LAS PRUEBAS HAN DEMOSTRADO QUE CUANDO LOS FUSIBLES SE ENCUENTRAN OPERANDO EN SU FORMA DE LIMITADORES DE CORRIENTE, ESTOS COMPARTEN EL VOLTAJE CORRECTAMENTE. EN OTRAS PRUEBAS EN DONDE LOS TIEMPOS DE FUSIÓN ALCANZARON HASTA 0.3 SEGUNDOS, LOS FUSIBLES SIGUIERON COMPARTIENDO EL TRABAJO E INTERRUPIERON ADECUADAMENTE. ESTAS CORRIENTES CORRESPONDIERON A APROXIMADAMENTE 6 A 10 VECES EL VOLTAJE NOMINAL. PARA LOS TIEMPOS DE FUSIÓN DEL FUSIBLE SUPERIORES A 0.3 SEGUNDOS ES MUY PROBABLE QUE UNA FALLA QUE EMPIEZA COMO UNA FALLA ENTRE DOS LÍNEAS INVOLUCRARÁ TIERRA ANTES DE QUE LOS FUSIBLES SE FUSIONEN, EN CUYO CASO ÉSTOS SE ENCONTRARON EFECTIVAMENTE NORMALIZANDO UNA FALLA DE LÍNEA A TIERRA.

EN LOS CASOS EN LOS QUE SE NECESITAN DOS FUSIBLES PARA COMPARTIR EL TRABAJO DE INTERRUPCIÓN ES IMPORTANTE

QUE ÉSTOS TENGAN CARACTERÍSTICAS SIMILARES DE I^2T - DE FUSIÓN AL IGUAL QUE CAPACIDADES NOMINALES SIMILARES DE CORRIENTE. OTRA REGLA QUE TIENE QUE SEGUIRSE CUANDO SE USAN FUSIBLES SELECCIONADOS SOBRE LA BASE DE UN VOLTAJE DE LÍNEA A NEUTRO ES QUE PUESTO QUE EL VOLTAJE REAL QUE SE PRESENTA A TRAVÉS DE UN FUSIBLE ABIERTO DESPUÉS DE UNA CONDUCCIÓN SIMULTÁNEA DEPENDE DE LA RELACIÓN DE LA CARGA CONECTADA A TIERRA Y DE LA NO CONECTADA A TIERRA, POR LO MENOS 40% DE LA CARGA DEBE ESTAR CONECTADA A TIERRA.

EL USO DE FUSIBLES ESPECIFICADOS COMO DE LINEA-NEUTRO EN SISTEMAS EN ESTRELLA-ESTRELLA CON EL NEUTRO A TIERRA HAN SIDO BASTANTE PROBADOS EN FUNCIONAMIENTO Y LA AUSENCIA DE PROBLEMAS RESPALDA SU USO. PARA CONEXIONES DEL TRANSFORMADOR DISTINTAS A LA CONEXIÓN EN ESTRELLA-ESTRELLA CON EL NEUTRO A TIERRA EXISTE LA POSIBILIDAD DE QUE SE PRESENTEN CONDICIONES DE FALLA QUE PROVOCARÁN VOLTAJES DE RECUPERACIÓN MAYORES AL VOLTAJE DE LÍNEA-NEUTRO. POR LO TANTO, LOS FSLC DE USO GENERAL UTILIZADOS EN DICHAS APLICACIONES DEBEN SER ESPECIFICADOS PARA UN VOLTAJE ENTRE DOS LÍNEAS DEL SISTEMA.

FLC DE TIEMPO INVERSO DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

COMO SE DISCUTIÓ PREVIAMENTE, SE USAN DOS MÉTODOS DE COORDINACIÓN. EN UNO DE ELLOS, LA CURVA DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN SE CRUZA CON LA CURVA DEL FLC ENTRE 0.01 SEGUNDOS Y 10 (O INCLUSO 100 SEGUNDOS) Y EN EL OTRO QUE CONSISTE EN UNA COORDINACIÓN DE FUSIÓN ADAPTADA EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN SIEMPRE FUN--

CIONA. EL PRIMER MÉTODO ES ESENCIALMENTE EL MISMO-
QUE EL DEL FLC DE USO GENERAL EN LO QUE SE REFIERE-
A LA APLICACIÓN AL CIRCUITO DEL VOLTAJE Y LOS COMEN-
TARIOS ANTERIORES SE PUEDEN APLICAR. EN EL CASO DE
LA COORDINACIÓN DE FUSIÓN ADAPTADA, UNA CORRIENTE -
DE FALLA ENTRE DOS LÍNEAS LO SUFICIENTEMENTE ALTA -
PARA FUSIONAR EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO TENDRÁ -
COMO RESULTADO QUE DOS FS_{LC} COMPARTAN EL TRABAJO. -
SI SE USAN FUSIBLES DE EXPULSIÓN DE TIPO "ENTRE DOS
LÍNEAS", ÉSTOS INICIARÁN Y RESISTIRÁN CUALQUIER VOL-
TAJE DE RECUPERACIÓN NORMAL, HACIENDO POSIBLE ASÍ -
EL USO DE LOS FUSIBLES DE TIEMPO INVERSO DE TIPO LI-
NEA-NEUTRO, SIN TOMAR EN CUENTA LAS CONEXIONES DEL-
TRANSFORMADOR A LA CONEXIÓN A TIERRA DE LA CARGA.

CAPACIDAD NOMINAL DE CORRIENTE.

EN LA DETERMINACIÓN DE QUE FUSIBLE DE ALTA TENSIÓN-
USAR PARA UNA APLICACIÓN EN PARTICULAR, LA CAPACI-
DAD NOMINAL DE CORRIENTE ES ALGO ASÍ COMO UNA CONSI-
DERACIÓN ACADÉMICA EN CUANTO A LA CONTRARESTACIÓN -
DE SOBRETENSIÓN (ES DECIR ENERGIZACIÓN DEL TRANSFOR-
MADOR, CAPTACIÓN DE CARGA EN FRÍO, ETC.), LA COORDI-
NACIÓN DEL TIEMPO DE LA CORRIENTE CON OTROS DISPOSI-
TIVOS PROTECTORES O DEL FUSIBLE, Y LOS PROCEDIMIEN-
TOS DE CARGA DEL TRANSFORMADOR, POR LO GENERAL TIE-
NEN PRIORIDAD.

PARA EVITAR DAÑOS AL FUSIBLE O AL FUNCIONAMIENTO --
DEL MISMO COMO RESULTADO DE LA ENERGIZACIÓN DEL ---
TRANSFORMADOR, LA REGLA ACEPTADA GENERALMENTE CON--
SISTE EN ESCOGER UN FUSIBLE CUYA CURVA DE TIEMPO MI

NIMO DE FUSIÓN/CORRIENTE SEA AL MENOS DE 12 VECES LA CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR A 0.1 SEGUNDOS Y 25 VECES A 0.01 SEGUNDOS. SE SUPONE QUE EXISTE UNA-PROTECCIÓN SIMILAR PARA CAPTACIÓN DE CARGA EN FRÍO - SI LA CURVA DE TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN/CORRIENTE DEL FUSIBLE ES 3 VECES MAYOR A LA CORRIENTE NOMINAL DEL-TRANSFORMADOR A 10 SEGUNDOS Y A 6 VECES ÉSTA EN 1 SE GUNDO.

CONSIDERANDO LA CAPACIDAD DE CARGA DEL TRANSFORMADOR, Y LA COORDINACIÓN ENTRE LOS FUSIBLES, LAS CARACTERÍS TICAS DEL FUSIBLE USADAS DEBEN SER AQUELLAS QUE SEAN APLICABLES EN CONDICIONES REALES DE FUNCIONAMIENTO.-POR EJEMPLO, LAS CURVAS DE TIEMPO/CORRIENTE SE ENCUEN TRAN AFECTADAS POR LA TEMPERATURA AMEIENTE, SIENDO - DICHOS EFECTOS MUCHO MÁS PRONUNCIADOS EN TIEMPOS MÁS LARGOS (POR ARRIBA DE 10 SEGUNDOS).

EN LOS CASOS EN QUE SE USA UN FUSIBLE DE LISTÓN SU-- MERGIDO EN ACEITE EN SERIE CON UN FUSIBLE DE TIEMPO- INVERSO, CUALQUIER DESVIACIÓN EN SUS CURVAS DE TIEM- PO/CORRIENTE NO DAÑARÁN LA COORDINACIÓN PUESTO QUE - EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN SERÁ AFECTADO POR LO MENOS - EN LA MISMA FORMA QUE EL FUSIBLE DE TIEMPO INVERSO.- ÚNICAMENTE EN CIRCUNSTANCIAS EXCEPCIONALES DE UN FU- SIBLE DE TIEMPO INVERSO QUE REQUIERA COORDINACIÓN -- CON UN DISPOSITIVO EXTERNO SECUNDARIO DE SOBRECARGA, UNA DESVIACIÓN EN LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL FUSI BLE DE TIEMPO INVERSO CON TEMPERATURA AMBIENTE SERÍA DE IMPORTANCIA. SIN EMBARGO, ES DE MÁS SIGNIFICAN-- CIA EL EFECTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE EN EL FUSI- BLE DE USO GENERAL. EN ESTE CASO UN CAMBIO EN LA -- CURVA TIEMPO-CORRIENTE PODRÍA PROVOCAR QUE EL FUSI--

BLE SE FUSIONARA Y TRATARA DE NORMALIZAR UNA CORRIENTE DE FALLA PARA LA QUE NO ESTÁ DISEÑADO.

LA IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y LA ENVOLTURA DEL FUSIBLE EN LA INFLUENCIA QUE TIENEN SOBRE -- LAS CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO LARGO DE LOS FSLC ES -- TRATADA EN UNAS NORMAS RECIENTES DE ANSI (APROBADAS -- POR LA JUNTA DE NORMAS IEEE COMO NORMAS DE COMPROBA-- CIÓN. ESTAS NORMAS SE OCUPAN DE LOS FUSIBLES LIMITA-- DORES DE CORRIENTE CON 5 TIPOS DE ENVOLTURAS:

- 1) EN DONDE EL FUSIBLE TIENE UNA CIRCULACIÓN DE AIRE-- RELATIVAMENTE LIBRE; POR EJEMPLO, BÓVEDAS Y TRANS-- FORMADORES MONTADOS A UN ATENUADOR CON MANDO AL -- FRENTE.
- 2) EN DONDE LOS FUSIBLES ESTÁN EN UN CONTENEDOR CON - FLUJO DE AIRE RESTRINGIDO, PERO CON UNA CIRCULACIÓN DE AIRE RELATIVAMENTE LIBRE EN EL EXTERIOR; POR -- EJEMPLO: UN FUSIBLE DENTRO DE UN BOTE DENTRO DE -- UNA BÓVEDA.
- 3) DONDE EL FUSIBLE ESTÁ DENTRO DE UN CONTENEDOR QUE-- TIENE UN FLUJO DE AIRE RESTRINGIDO CIRCUNDADO AL - FUSIBLE PERO UN FLUJO DE LÍQUIDO RELATIVAMENTE LI-- BRE AL EXTERIOR DEL CONTENEDOR; POR EJEMPLO: UN FU-- SIBLE DENTRO DE UN BOTE, SUMERGIDO EN ACEITE PARA-- TRANSFORMADORES.
- 4) UNA COMBINACIÓN DE LOS TIPOS 2 Y 3 EN DÓNDE EL CON-- TENEDOR ESTÁ PARCIALMENTE EN AIRE Y PARCIALMENTE - EN LÍQUIDO, POR EJEMPLO: UN FUSIBLE EN UN AISLADOR PASAMUROS DEL TRANSFORMADOR.

- 5) EN DÓNDE EL FUSIBLE ESTÁ DIRECTAMENTE SUMERGIDO - EN UN LÍQUIDO SIN UNA ENVOLTURA SEPARADA, CON UNA CIRCULACIÓN LIBRE DE LÍQUIDO, POR EJEMPLO: FUSIBLE SUMERGIDO EN ACEITE EN UN TRANSFORMADOR.

LA TEMPERATURA AMBIENTE PERTINENTE (TEMPERATURA AMBIENTE DE REFERENCIA) ES LA DEL AIRE LIBRE EN 1 Y 2, Y LA DEL LÍQUIDO EN 3, 4 Y 5. DEBIDO A QUE EL FUSIBLE Y SU ENVOLTURA PRODUCEN EFECTOS DE INTERACCIÓN, SE INTRODUCE EL TÉRMINO ECF (EMPAQUE DE LA COBERTURA DEL FUSIBLE). EN EL CASO DE LOS TIPOS 1 Y 5, EL ECF ES EL MISMO FUSIBLE; PARA 2, 3 Y 4 EL ECF ES EL CONTENEDOR Y LA COMBINACIÓN DE FUSIBLES. ES RESPONSABILIDAD DEL PROVEEDOR DE ECF PROPORCIONAR LOS DATOS REQUERIDOS PARA UN USO ADECUADO, INCLUYENDO LA TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA DE REFERENCIA QUE ES PERMISIBLE.

EL EFECTO PREDOMINANTE DE LA TEMPERATURA AMBIENTE SE PRESENTA EN LA PORCIÓN DE TIEMPOS LARGOS (100 SEGUNDOS O MÁS) DE CARACTERÍSTICA TIEMPO DE FUSIÓN/CORRIENTE DEL FUSIBLE. PUESTO QUE EN ESTA REGIÓN NO SE RECURRE AL FUNCIONAMIENTO DE LOS FUSIBLES DE TIEMPO INVERSO, LAS NORMAS ESPECIFICAN QUE NO ES NECESARIO -- NINGUNA CORRECCIÓN PARA LA ENVOLTURA DE ESTOS FUSIBLES. SIN EMBARGO, EL PROVEEDOR DEBERÁ PROPORCIONAR LA TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA EN LA QUE LOS FUSIBLES PUEDEN SER USADOS.

PARA FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE USO GENERAL SE REQUIERE PROPORCIONAR UNA CORRIENTE DE FUSIÓN MÍNIMA PARA TIEMPO LARGO (EN DONDE LA CURVA DEL FUSIBLE SE VUELVE ASINTÓTICA AL EJE DEL TIEMPO) PARA CA-

DA TAMAÑO DE FUSIBLE USADO SEGÚN LO SEÑALADO EN LA CLASIFICACIÓN DE 5 TIPOS. ESTA CORRIENTE ESTÁ DETERMINADA A UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE REFERENCIA DE 25°C Y EL FACTOR DE CORRECCIÓN DETERMINADO DE ESTA FORMA SE RELACIONARÁ A LA APLICACIÓN DEL FUSIBLE EN EL CONTENEDOR. ESTO NO QUIERE DECIR QUE UN FUSIBLE DE USO GENERAL SEA CAPAZ DE NORMALIZAR DICHA CORRIENTE, LO QUE PODRÍA TOMAR MUCHAS HORAS PARA QUE EL FUSIBLE SE FUSIONARA O INCLUSO QUE EL FUSIBLE SEA CAPAZ DE SOPORTAR DICHA CORRIENTE SIN SUFRIR NINGÚN DAÑO EN SU ENVOLTURA. LAS CORRIENTES MÁS PRÁCTICAS SON LAS DE 1 HORA Y 1000 SEGUNDOS.

SE PUEDE USAR EL MISMO FACTOR DE CORRECCIÓN PARA ELLOS.

POR LO TANTO, SE DEBE USAR UN SEGUNDO FACTOR DE CORRECCIÓN PARA EXPLICAR LOS EFECTOS DE LA TEMPERATURA AMBIENTE. EN AUSENCIA DE CUALESQUIERA RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE, EL DOCUMENTO DE NORMAS PRESENTA ALGUNAS CORRECCIONES GENERALES QUE HAN SIDO OBTENIDAS DE APLICACIONES REALES. LOS TIPOS 1 Y 2 TIENEN ASIGNADAS CORRECCIONES DE 0.4 POR CIENTO POR CADA GRADO DE TEMPERATURA SUPERIOR DE ACEITE Y EL TIPO 4 UNA CORRECCIÓN DE 0.1 POR CIENTO POR CADA GRADO. LAS VARIACIONES EN EL FACTOR DE CORRECCIÓN PROVIENEN DEL TIPO DE FUSIBLE USADO, AL IGUAL QUE DE LAS DIFERENCIAS EN EL TIPO DE APLICACIÓN. ES IMPORTANTE RECALCAR QUE ESTOS VALORES SON APROXIMADOS Y ESTÁN SUJETOS A MODIFICACIÓN A PARTIR DE LA EXPERIENCIA OPERATIVA.

A PESAR DE QUE EL DOCUMENTO DE NORMAS ESTÁ ENCAMINA

DO A ENCONTRAR EL EFECTO DE LA ENVOLTURA Y TEMPERATURA AMBIENTE SOBRE LA CORRIENTE MÍNIMA DE FUSIÓN DE TIEMPO LARGO Y LA CARACTERÍSTICA TIEMPO-CORRIENTE, HAY OCASIONES EN QUE ES NECESARIO CONSIDERAR EL EFECTO DE LA ENVOLTURA Y TEMPERATURA AMBIENTE EN LA CORRIENTE CONTINUA MÁXIMA DEL FUSIBLE QUE ES PERMISIBLE. ESTO ES PORQUE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA POR CONTACTOS Y EN LA FORMA MÁS IMPORTANTE DEBIDO AL CUERPO DEL FUSIBLE SI ÉSTE ES DE PLÁSTICO ESTÁ LIMITADO POR EL MODELO ANSI C 37.47. ES IMPORTANTE QUE LA TEMPERATURA DE TRANSICIÓN DEL VIDRIO DE UN CUERPO REFORZADO CON PLÁSTICO NO SEA EXCEDIDA. ES POSIBLE-CORREGIR UN FUSIBLE DE TAL FORMA QUE LA TEMPERATURA DEL CUERPO PERMANEZCA RELATIVAMENTE CONSTANTE EN FORMA BASTANTE PARECIDA EN LA QUE LOS FUSIBLES SEMICONDUCTORES DE BAJO VOLTAJE SON CORREGIDAS PARA MANTENER UNA TEMPERATURA PROMEDIO DADA DEL ELEMENTO. SE PUEDE USAR UNA FÓRMULA PARA ESTABLECER LA CAPACIDAD NOMINAL MÁXIMA DE CORRIENTE I' A UNA TEMPERATURA AMBIENTE $\theta'a$, SI LA CAPACIDAD NOMINAL I ES CONOCIDA A 25°C . ESTA FORMULA ES:

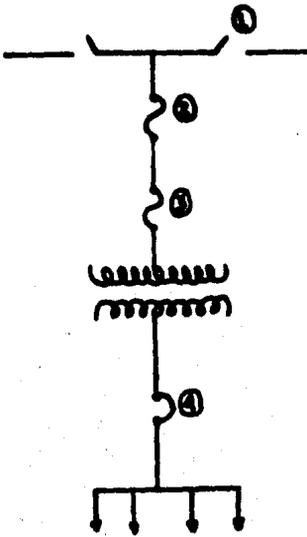
$$I' = I_r \sqrt{\frac{\theta_b - \theta'a}{\theta_b - 25}} \quad \text{----- (6.11)}$$

EN DONDE θ , ES LA TEMPERATURA DEL CUERPO QUE SE TIENE QUE MANTENER. θ_b PUEDE SER PROPORCIONADO POR EL FABRICANTE DE FUSIBLES Y SE ENCONTRARÁ NORMALMENTE ENTRE 120°C Y 160°C . LA FÓRMULA SUPONE UN SISTEMA TÉRMICO LINEAL ENTRE LOS ELEMENTOS DEL FUSIBLE Y EL FLUÍDO AMBIENTE. CUANDO UN FUSIBLE NO TENGA LA TEM-

PERATURA DE CUERPO MÁXIMA PERMISIBLE A LA CORRIENTE NOMINAL, EL FABRICANTE PODRÍA PROPORCIONAR UNA TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA DESPUÉS DE LA CUAL SE HAGA NECESARIA UNA CORRECCIÓN Y LA TEMPERATURA DEL CUERPO QUE NO DEBE SER EXCEDIDA. LA FÓRMULA ANTERIOR PROPORCIONA UNA CORRIENTE CONTÍNUA MÁXIMA DE CONSERVACIÓN PARA LA CAPACIDAD NOMINAL DEL FUSIBLE, Y DE ÉSTA FORMA, EN AUSENCIA DE INFORMACIÓN ESPECÍFICA DEL FABRICANTE, DEBE SER CONFIABLE PARA SU USO. EN LA MAYORÍA DE LOS CASOS, LA CORRIENTE CONTÍNUA QUE EL FUSIBLE TIENE QUE CONducIR SERÁ POR LO GENERAL CONSIDERABLEMENTE MENOR A LA CORRIENTE NOMINAL MÁXIMA DEL FUSIBLE, Y NO SERÁ NECESARIO RECURRIR A LA FÓRMULA ANTES DADA.

EL DISEÑADOR DEL SISTEMA TIENE UNA GRAN CANTIDAD DE ALTERNATIVAS DISPONIBLES EN LO QUE SE REFIERA A LA PROTECCIÓN DE FUSIBLES. ESTO IMPLICA EL USO DE FUSIBLES DE EXPULSIÓN Y DE FUSIBLES DE TIEMPO INVERSO Y DE EXPULSIÓN, Y FUSIBLES DE USO GENERAL. EL FLC DE TIEMPO INVERSO PUEDE SER INSTALADO POR DEBAJO DEL ACEITE DENTRO DE LA CAJA O PARTICULARMENTE CUANDO SE NECESITA UNA MODIFICACIÓN RETROACTIVA DEBIDO A LOS INCREMENTOS EN LOS NIVELES DE FALLA, PUEDE SER MONTADO EXTERNAMENTE. EL USO DE UNA COORDINACIÓN DE FUSIÓN ADAPTADA, EN LA QUE EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN EN SERIE SIEMPRE SE FUSIONA, HACE POSIBLE EL USO DE FSLC DEL TIPO DE TIEMPO INVERSO DE VOLTAJE DE LÍNEA A NEUTRO SIN IMPORTAR LA CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR. LOS FUSIBLES ESPECIFICADOS PARA USO GENERAL DE VOLTAJE DE LÍNEA A NEUTRO HAN SIDO USADAS EN FORMA EXITOSA EN INSTALACIONES DE TRES FASES CON CONEXIÓN EN ESTRELLA CON EL NEUTRO A TIERRA - ESTRELLA CON EL NEUTRO A TIERRA.

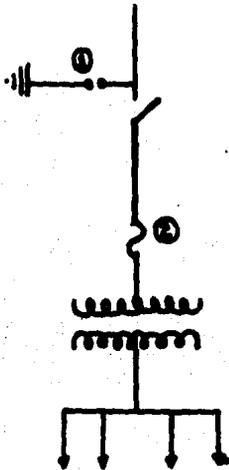
A CONTINUACIÓN SE EJEMPLIFICA UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARATRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL Y TIPO POSTE.



- 1.- DESCONECTADOR
- 2.- FUSIBLE DE EXPULSIÓN
- 3.- FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE.
- 4.- INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO DE B.T.

FIG.6.11

TRANSFORMADOR DRS PEDESTAL



- 1.- APARTARRAYOS
- 2.- CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

FIG.6.12

TRANSFORMADOR TIPO POSTE

6.3.3. PROTECCION CONTRA SOBREPRESION.

RELEVADORES BUCHHOLZ.

AÚNQUE SI BIEN ESTE RELEVADOR ES CAPAZ DE OPERAR CON GRAN RAPIDEZ PARA FALLAS INTERNAS "MAYORES", SU CARACTERÍSTICA MÁS SOBRESALIENTE ES SU SENSIBILIDAD A LAS FALLAS INCIPIENTES, ESTO ES, FALLAS MENORES INICIALMENTE, CON DESPRENDIMIENTO DE GASES INFLAMABLES QUE CAUSAN DAÑOS LENTOS PERO CRECIENTEMENTE.

PARA FALLAS MAYORES OPERA CON GRAN CONFIABILIDAD, AÚNQUE SI BIEN EN ESTE CASO EXISTEN RELEVADORES ELÉCTRICOS DE MÁS ALTA VELOCIDAD, GENERÁNDOSE GASES MUY RÁPIDAMENTE (ARRIBA DE $50 \text{ cm}^3/\text{KW SEG.}$), CONSIGUIÉNDOSE TIEMPOS DE OPERACIÓN MÍNIMOS DE 6 CICLOS, Y TIEMPOS PROMEDIO DE 12 CICLOS.

ESTE RELEVADOR APROVECHA LA CIRCUNSTANCIA DE QUE LOS ACEITES MINERALES PRODUCEN GASES INFLAMABLES AL DESCOMPONERSE A TEMPERATURAS SUPERIORES A LOS 350°C , TALES COMO ACETILENO Y OTROS HIDROCARBUROS DE MOLÉCULA SIMPLE, HIDRÓGENO Y MONÓXIDO DE CARBONO.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

LA FIGURA (6.13) MUESTRA QUE A MEDIDA QUE EL GAS SE ACUMULA EN EL RELEVADOR, EL NIVEL DE ACEITE BAJA Y CON ÉSTE EL FLOTADOR SUPERIOR, MISMO QUE OPERA UN SWITCH DE MERCURIO QUE HACE SONAR UNA ALARMA EN ESTA PRIMERA ETAPA. ESTE MECANISMO RESPONDE A PEQUEÑOS DESPRENDIMIENTOS DE GASES.

PARA FALLAS SEVERAS LA GENERACIÓN SÚBITA DE GASES CAUSA MOVIMIENTO DE ACEITE Y GAS EN EL TUBO QUE INTERCONECTA AL TRANSFORMADOR CON EL TANQUE CONSERVADOR Y POR LO TANTO EN EL RELEVADOR BUCHHOLZ, ACCIONÁNDOSE UN SEGUNDO MECANISMO QUE A SU VEZ OPERA UN SWITCH DE MERCURIO PARA DISPARO.

LOS RELEVADORES BUCHHOLZ SE FABRICAN EN DIFERENTES TAMAÑOS DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES, NO DEBIENDO USARSE UNO CONSTRUÍDO PARA CIERTA CAPACIDAD EN TRANSFORMADORES DE MAYOR O MENOR CAPACIDAD, DEBIDO A QUE EN EL PRIMER CASO NO SE TENDRÍA UNA SENSIBILIDAD ADECUADA Y EN EL SEGUNDO CASO SE TENDRÍA DEMASIADA SENSIBILIDAD.

RELEVADORES ACTUADOS POR SOBREPRESIÓN Y RELEVADORES DE PRESIÓN SÚBITA.

EN TRANSFORMADORES CON SELLO HERMÉTICO (SIN TANQUE CONSERVADOR) LA UNIDAD DE DISPARO DEL RELEVADOR BUCHHOLZ NO ES APLICABLE POR LO QUE PUEDE USARSE UNA UNIDAD DE SOBREPRESIÓN COMO SE ILUSTR A EN LA FIG. (6.14)

TAMBIÉN PUEDE USARSE UN RELEVADOR DE PRESIÓN SÚBITA, - EL CUAL RESPONDA A LA VELOCIDAD DE CAMBIO DE LA PRESIÓN Y NO AL VALOR MISMO DE ÉSTA, CONSIGUIÉNDOSE TIEMPO DE OPERACIÓN DE 1 A 6 CICLOS PARA FALLAS SEVERAS.

LAS PROTECCIONES ANTERIORES CONTRA SOBREPRESIONES SÓLO SE UTILIZAN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA; PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SE UTILIZA UNA CÁMARA DE EXPANSIÓN O SEA AL LLENAR DE ACEITE EL TRANSFORMADOR, SE LE DEJA UN ESPACIO DE AIRE PARA ALIVIAR LAS SOBREPRESIONES QUE SE PRESENTEN.

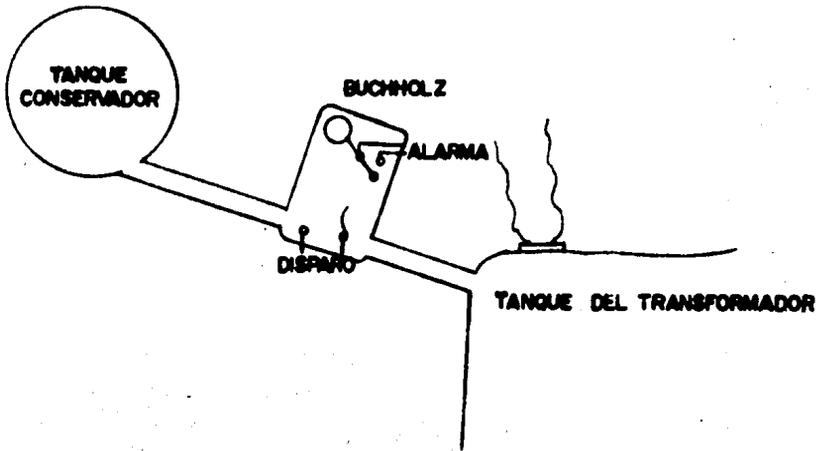


FIG. (6.13)

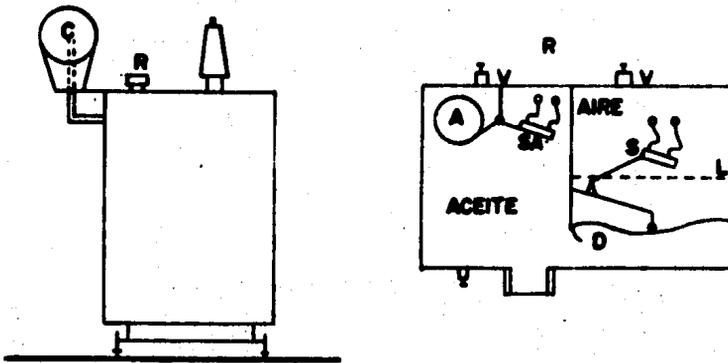


FIG. (6.14)

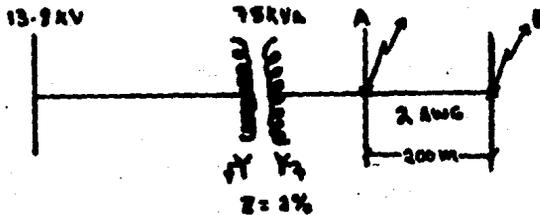
- | | |
|-------------------------------|---|
| R = RELEVADOR DE SOBREPRESION | S = SWITCH DE LA FALLA SEVERA |
| A = FLUTADOR | V = VALVULA |
| D = DIAFRAGMA | L = NIVEL DE ACEITE EN LA CAMARA DE PRESION |
| SA = SWITCH DE ALARMA | C = TANQUE CONSERVADOR |

EJEMPLO:

COMO UN EJEMPLO DE LA APLICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS ANALIZADOS EN ESTE TRABAJO, APLICADOS A LA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA, SE CONSIDERARÁ LA PARTE DE UNA RED ALIMENTADA POR UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 75 KVA TIPO PEDESTAL EN EL CUAL SE SELECCIONA SU PROTECCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA, ASÍ COMO TAMBIÉN SE ANALIZARÁ SU COORDINACIÓN.

DATOS DEL EJEMPLO:

TENEMOS UN CIRCUITO COMO EL QUE SE MUESTRA EN LA FIGURA:



TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA TIPO PEDESTAL 3 FASES, 75 KVA DE CAPACIDAD, 60 HZ, 13,200 YT/7620 - 220 YT/127 - VOLTS. ESPECIFICACIÓN C.F.E. K0000-08, (TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS TIPO PEDESTAL PARA DISTRIBUCIÓN RESIDENCIAL SUBTERRÁNEA)

EL EQUIPO DE PROTECCIÓN CON QUE CONTARÁ ÉSTE TRANSFORMADOR, SERÁ EL DE NORMA PARA ESTA CAPACIDAD, DEBIENDO TENER EN CUENTA QUE DEPENDIENDO DE LA CORRIENTE DE FALLA EN EL PUNTO DE APLICACIÓN LA PROTECCIÓN PRIMARIA A SELECCIONAR PODRÁ SER DE FUSIBLE DE EXPULSIÓN TIPO BAY - O - NET, Y/O DE FUSIBLE LIMITADOR DE -

CORRIENTE CUANDO LA FALLA SEA SUPERIOR A LOS 3500 AMPS. ASIMÉTRICOS.

CORRIENTES DE FALLA DEL SISTEMA. (DATOS PROPORCIONADOS POR LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA DE ENERGÍA)

ICC 3F SISTEMA = 3500 AMP.

ICC 1F SISTEMA = 2700 AMP.

SOLUCIÓN:

1) SE DETERMINA LA IMPEDANCIA, POTENCIA, VOLTAJE Y CORRIENTE-BASE DEL SISTEMA.

	FUENTE	TRANSFORMADOR	LINEA
S BASE	100 MVA	100 MVA	100 MVA
KV BASE	13.8 KV.	13.2 KV	0.23 KV
Z BASE	1.099 Ω	24.39 Ω	5.29 x 10 ⁻⁴ Ω
I BASE	4183.69 AMP	4183.69 AMP	251,022 AMP

PARA LA FUENTE:

$$Z_B = \frac{(KV)^2}{3 \text{ MVA}} = \frac{(13.8)^2}{(3 \text{ (100) } 173.20)} = \frac{190.44}{173.20} = 1.099 \Omega$$

$$I_B = \frac{\text{MVA BASE} \times 1000}{3 \text{ KV BASE}} = \frac{100 \times 1000}{3 \times 13.8} = \frac{100000}{23.90} = 4183.60 \text{ AMP.}$$

PARA EL TRANSFORMADOR:

$$Z_{IT} \text{ (NUEVA)} = Z_{\text{DADO}} \left(\frac{KV_{\text{DADO}}}{KV_{\text{NUEVO}}} \right)^2 \left(\frac{KV_{\text{NUEVO}}}{KV_{\text{DADO}}} \right)$$

$$Z_{IT} \text{ (NUEVA)} = 0.02 \left(\frac{13.2}{13.8} \right)^2 \left(\frac{100}{.075} \right)$$

$$Z_{IT} \text{ (NUEVA)} = \underline{24.39 \ \Omega}$$

PARA LA LÍNEA:

$$KV_{\text{BASE}(2)} = KV_{B(1)} \left(\frac{0.22}{13.2} \right) = 0.23 \text{ KV}$$

$$I_{\text{BASE}(2)} = \frac{KVA}{3 \text{ KV}} = \frac{100,000}{3 (0.23)} = 251,022 \text{ AMP.}$$

$$Z_{\text{BASE}} = \frac{KV}{MVA} = \frac{(0.23)^2}{100} = 5.29 \times 10^{-4} \ \Omega$$

DE ACUERDO A LAS CORRIENTES DE FALLA DEL SISTEMA TENEMOS:

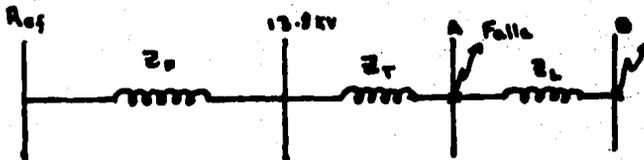
$$PCC \ 3F = I_{cc \ 3F} \times KV_B \times \sqrt{3}$$

$$PCC \ 3F = (3500 \text{ AMP.}) (13.8 \text{ KV}) (1.73) = 83.56 \text{ MVA}$$

$$PCC \ 3F = 83.56 \text{ MVA.}$$

$$\begin{aligned} \text{PCC 1F} &= \sqrt{3} I_{cc \text{ 1F}} \times \text{KV}_B \\ &= (1.723) (2700 \text{ AMP}) (13.8 \text{ KV}) = 64.53 \text{ MA} \\ \text{PCC 1F} &= 64.53 \text{ MVA} \end{aligned}$$

A) CÁLCULO DEL CORTO CIRCUITO 3F EN EL PUNTO A.



CONSIDERANDO QUE LA FALLA SE PRESENTA EN EL PUNTO A
TENDREMOS:

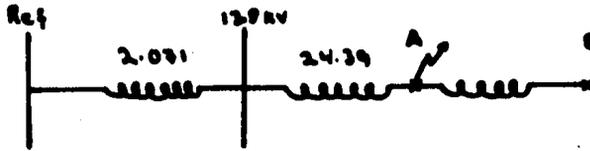
$$Z_1 = Z_F + Z_{1T}$$

IMPEDANCIA DE LA FUENTE.

$$Z_{1F} = \frac{\text{KV BASE} = 13800 \text{ V}}{\sqrt{3} I_B Z_B (\sqrt{3}) (3500 \text{ AMP}) (1.099)} = 2.071 \text{ } \Omega$$

IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR.

$$Z_T = 24.39 \text{ } \Omega$$



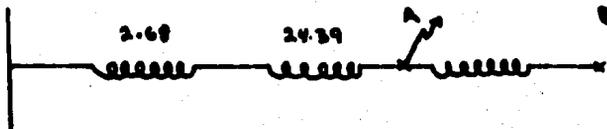
$$Z_1 \text{ 3F - A} = j2.071 + j24.39 = j26.46 \text{ P.U.}$$

$$\text{ICC 3F} = \frac{E_1 \text{ P.U.}}{Z_1 \text{ P.U.}} = \frac{1}{26.46} = 0.03779 \text{ P.U.}$$

$$\text{ICC 3F} = 1 \text{ P.U.} \times I_B = (0.03779) (4183.69) = 158.11 \text{ AMP.}$$

ICC 3F = 158.11 AMP. REFERIDO AL PRIMARIO.

B) CÁLCULO DEL CORTO CIRCUITO MONOFÁSICO EN EL PUNTO A.



$$Z_0 = Z_{OF} + Z_{OT}$$

$$Z_{OF} = \frac{\text{KV BASE}}{\sqrt{3} I_B Z_B} = \frac{13800 \text{ VOLTS}}{(\sqrt{3}) (2700 \text{ AMP}) (1.099)} = \frac{13800}{5139.51} =$$

$$Z_{OF} = 24.34$$

$$Z_0 = j2.68 + j24.39 = j27.07$$

$$ICC \text{ IF} = 0.03750 \text{ P.U.}$$

$$ICC \text{ IF} = 0.03750 \text{ P.U.}$$

$$ICC \text{ IF} = I_{BASE} \times I \text{ P.U.}$$

$$ICC \text{ IF} = 4183.69 \times 0.0375$$

$$ICC \text{ IF} = 156.90 \text{ AMP.}$$

LOS VALORES DE CORRIENTE DE FALLA OBTENIDOS CORRESPONDEN AL PUNTO A, LOCALIZADO EN EL LADO DE SALIDA DEL TRANSFORMADOR EN BAJA TENSION Y REFERIDO AL VOLTAJE BASE DE 13.8 KV A FIN DE TOMARLO COMO BASE PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

CÁLCULO DE LA SECUENCIA POSITIVA EN LA LÍNEA DE BAJA TENSION.

CABLE TRIFÁSICO DE ALUMINIO CON FORRO DE PLOMO CALIBRE -- 2 AWG CONDUCTOR DE 7 HILOS, DIÁMETRO DEL CONDUCTOR ES -- 0.396, EL AISLAMIENTO QUE RODEA AL CONDUCTOR ES DE 0.198-CM., AL ESPESOR DEL FORRO DEL PLOMO ES DE 0.277 CM Y EL - DIÁMETRO TOTAL DEL CABLE ES DE 4.399 CM. $D_E = 853 \text{ M}$ Y LA- RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR ES IGUAL A 0.613 OHMS POR KM. A 60 CICLOS.

SECUENCIA POSITIVA.

$$R_{\text{CABLE}} = 0.1226 \ \Omega$$

$$X_L = 0.1029 \ \Omega / \text{KM.}$$

$$X_{\text{CABLE}} = 0.02058 \ \Omega$$

$$Z_1 = \sqrt{(0.1226)^2 + (0.02058)^2}$$

$$Z_1 = 0.1243 \ \Omega$$

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO.

$$DMG_{3C} = S = (D + 2T) = 0.742 + 2 \times 0.396 = 1.534 \text{ CM.}$$

$$RMG_{1C} = 0.726 \times \frac{0.742}{2} = 0.269 \text{ CM.}$$

$$RMG_{3C} = \sqrt[3]{(0.269)(1.534)^2} = 0.859 \text{ CM.}$$

$$R_C = 0.613 \ \Omega$$

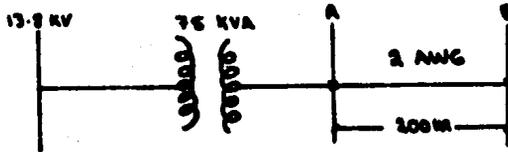
$$R_E = 0.178 \text{ OHMS POR KM. (DE TABLAS)}$$

$$Z_C = R_C + R_E + j 0.5209 \log_{10} \frac{100 \times DE}{RMG_{3C}}$$

$$Z_C = 0.613 + 0.178 + j 0.5209 \log_{10} \frac{100 \times 853}{0.859}$$

$$Z_C = 0.79 + j 2.6 \text{ OHMS POR KM.}$$

PARA CALCULAR EL VALOR DE FALLA EN EL PUNTO FINAL DEL CIRCUITO SECUNDARIO SE CONSIDERAN LOS PARÁMETROS DEL CABLE DE BAJA TENSIÓN RESULTANDO



DE NORMA SE DETERMINAN LOS SIGUIENTES DATOS:

$$R \text{ CABLE} = 0.1226 \ \Omega$$

$$X_L \text{ CABLE} = 0.1029 \ \Omega/\text{KM}$$

SACANDO LA REACTANCIA EN 200 MTS. DE CABLE

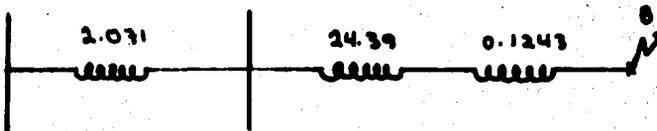
$$X_L \text{ CABLE} = 0.02058 \ \Omega$$

SACANDO LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.

$$Z_1 = \sqrt{(0.1226)^2 + (0.02058)^2}$$

$$Z_1 = 0.1243 \ \Omega$$

CÁLCULO DE LA FALLA TRIFÁSICA EN B.



$$Z_{SIST} = 2.071 + 24.39 + 0.1243$$

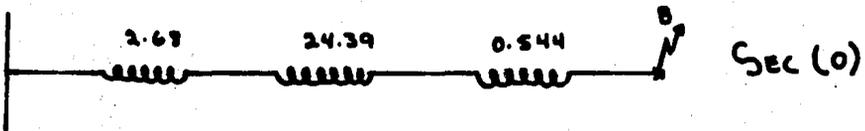
$$Z_{SIST} = 26.58 \text{ } \Omega$$

$$I_{CC \ 3F} = \frac{E_{PU}}{Z_S \text{ PU}} = \frac{1}{26.58} = 0.03761 \text{ PU}$$

$$I_{CC \ 3F} = I_{PU} \times I_B = 157.34 \text{ AMP.}$$

REFERIDA AL PRIMARIO.

CÁLCULO DE LA FALLA MONOFÁSICA EN EL PUNTO B.



$$Z_0 = 27.614 \text{ OHMS.}$$

$$I_{CC \ 1F} = \frac{3 E_A}{2Z_1 + Z_0} = \frac{3 (1)}{2 (26.58) + 27.614} = \frac{3}{80.774} = 0.03714 \text{ PU}$$

$$I_{CC \ 1F} = I_{PU} \times I_B$$

$$I_{CC \ 1F} = 0.03714 \times 4183.69 = 155.38 \text{ AMP.}$$

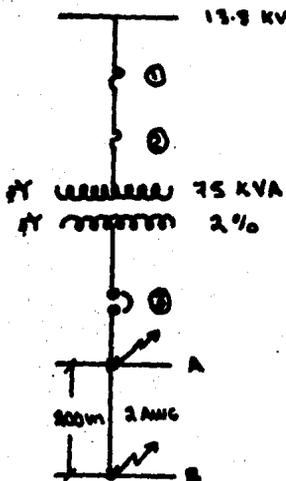
$I_{CC \ 1F} = 155.38 \text{ AMP. REFERIDA AL PRIMARIO.}$

DE LOS VALORES ANTERIORES SE DESPRENDE QUE LA FALLA AL FINAL - DEL CIRCUITO SECUNDARIO, ES PRÁCTICAMENTE IGUAL A LA QUE SE TIENE A LA SALIDA DEL TRANSFORMADOR, POR LO QUE PARA LA COORDINACIÓN SE TOMAN LOS VALORES MÁS CRÍTICOS, QUE SON LOS OBTENIDOS PARA LA FALLA EN EL PUNTO A:

$$I_{cc\ 1F} = 156.90\ \text{AMP.}$$

$$I_{cc\ 3F} = 158.11\ \text{AMP.}$$

II) EL EQUIPO DE PROTECCIÓN CON QUE CONTARÁ ÉSTE TRANSFORMADOR-ES EL QUE SE MUESTRA EN EL ESQUEMA DE LA FIGURA SIGUIENTE:



- 1) FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE Ó DE AISLAMIENTO.
- 2) FUSIBLE DE EXPULSIÓN.
- 3) INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO.

PARA DETERMINAR LA ADECUADA COORDINACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN SE RECORRE A LAS CURVAS DE DAÑO, ENERGIZACIÓN, CARGA FRÍA, ETC., DEL TRANSFORMADOR A PROTEGER, ASÍ COMO DEL CONDUCTOR DE SUMINISTRO AL USUARIO; EN IGUAL FORMA SE HACEN INTERVENIR LAS CURVAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

1.- SE PROCEDE A TRAZAR LA CURVA DE ENERGIZACIÓN Y CARGA --- FRÍA DEL TRANSFORMADOR, (VER FIGURA 1). ESTA CURVA SE - TRAZA DE ACUERDO AL SIGUIENTE CRITERIO:

- 25 VECES LA CORRIENTE NOMINAL A 0.01 SEG.
- 12 VECES LA CORRIENTE NOMINAL A 0.1 SEG.
- 6 VECES LA CORRIENTE NOMINAL A 1.0 SEG.
- 3 VECES LA CORRIENTE NOMINAL A 10 SEG.

$$I_N = \frac{75 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \text{ KV}} = 3.14 \text{ AMP.}$$

- 25 $I_N = 25 (3.14) = 78.5 \text{ AMPS.}$
- 12 $I_N = 12 (3.14) = 37.68 \text{ AMPS.}$
- 6 $I_N = 6 (3.14) = 18.84 \text{ AMPS.}$
- 3 $I_N = 3 (3.14) = 9.42 \text{ AMPS.}$

2.- A CONTINUACIÓN SE TRAZA LA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR, (VER FIGURA 2)

3.- LAS CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO SE MUESTRA EN LA FIGURA 3; EL CONDUCTOR EMPLEADO ES EL 2AWG; POR LO -- QUE LA CURVA EMPLEADA SERÁ LA No.2

4.- LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS TIEMPO - CORRIENTE DE LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS, EMPLEADOS EN ESTE TIPO DE TRANSFORMADORES SE PUEDEN OBSERVAR EN LA FIGURA 4.

- 5.- LAS FAMILIAS DE CURVAS DE MÍNIMO TIEMPO DE FUSIÓN Y MÁXIMO TIEMPO DE DESPEJE CORRESPONDIENTES A FUSIBLES DEL TIPO EXPULSIÓN SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS 5 Y 6 RESPECTIVAMENTE.
- 6.- EN IGUAL FORMA, LAS CURVAS DE LOS FUSIBLES DE AISLAMIENTO SE PUEDEN OBSERVAR EN LA FIGURA 7.

7.- CON TODA LA INFORMACIÓN ANTERIOR, YA ES POSIBLE REALIZAR UNA GRÁFICA DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, (VER. FIGURA 8), PARA EL TRANSFORMADOR EN CUESTIÓN, REFIRIENDO TODOS LOS VALORES AL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR. ESTA GRÁFICA CONTIENE LOS SIGUIENTES DATOS:

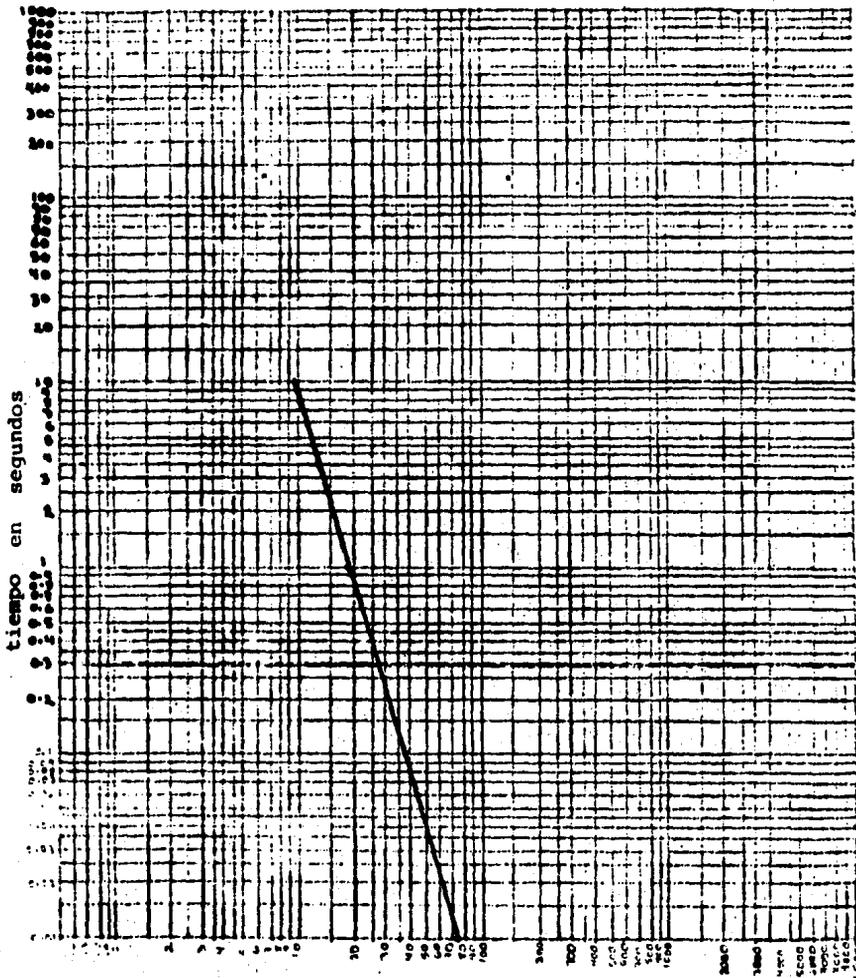
- ① CURVA DE ENERGIZACIÓN Y CARGA FRÍA DEL TRANSFORMADOR - DE 75 KVA
- ② CURVA DE TIEMPO - CORRIENTE DEL INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO DE BAJA TENSIÓN MARCA WESTINGHOUSE TIPO QR 75, -- 1.2 KV, 208,3 AMP., NBI 30KV, CAP. INT. 2500 AMPS.
- ③ CURVA DE DAÑO DEL CONDUCTOR 2AWG.
- ④ CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR DE 75KVA.
- ⑤ ⑥ CURVAS CARACTERÍSTICAS DE MÍNIMO TIEMPO DE FUSIÓN Y MÁXIMO TIEMPO DE DESPEJE DEL FUSIBLE DE EXPULSIÓN - MARCA WESTINGHOUSE TIPO "PROTECTIVE LINK" 34.5 KV, - NBI 95KV, 8 AMP., CAP. INT. 3,500 AMPS.

NOTA: ESTAS CURVAS FUERON SELECCIONADAS DESPUÉS DE SOBREPONER LAS FAMILIAS DE CURVAS DE LAS FIGURAS 5 Y 6 EN LA GRÁFICA DE COORDINACIÓN --

(FIG.8) TRATANDO DE OBTENER EL MÁXIMO MÁRGEN -
DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.

- ⑦ VALOR DE LA CORRIENTE DE FALLA MÁS CRÍTICA DEL CIRCUITO.
- ⑧ CURVA TIEMPO - CORRIENTE DEL FUSIBLE DE AISLAMIENTO MARCA RTE QUE SE ENCUENTRA EN SERIE CON EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN.

EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN DEBE QUEDAR COORDINADO CON LA PROTECCIÓN SECUNDARIA (INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO) COMO SE OBSERVA EN LA GRÁFICA, (VER. FIG.8). JUNTO CON EL FUSIBLE DE EXPULSIÓN, ESTÁ EN SERIE EL FUSIBLE DE AISLAMIENTO, ESTE FUSIBLE OPERA ÚNICAMENTE CON FALLAS DE BAJA IMPEDANCIA-GRAN MAGNITUD DE CORRIENTE Y SIRVE PARA PROTEGER AL RESTO DEL CIRCUITO CUANDO OCURRAN FALLAS INTERNAS EN EL TRANSFORMADOR, COMO SE OBSERVA EN LA GRÁFICA, LA CURVA CARACTERÍSTICA DEL TRANSFORMADOR ESTÁ A LA DERECHA, TANTO DEL TERMOMAGNÉTICO COMO DEL DE EXPULSIÓN, LO QUE NOS INDICA QUE LA COORDINACIÓN ES CORRECTA. CON LO ANTERIOR SE PUEDE CONCLUIR QUE PARA UNA FALLA DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICA Y MONOFÁSICA TANTO AL PRINCIPIO COMO AL FINAL DEL CIRCUITO LA COORDINACIÓN ES CORRECTA.



corriente en amperes
CURVA DE ENERGIZACION Y CARGA FRIA DEL TRANSFORMADOR
Fig. (1)

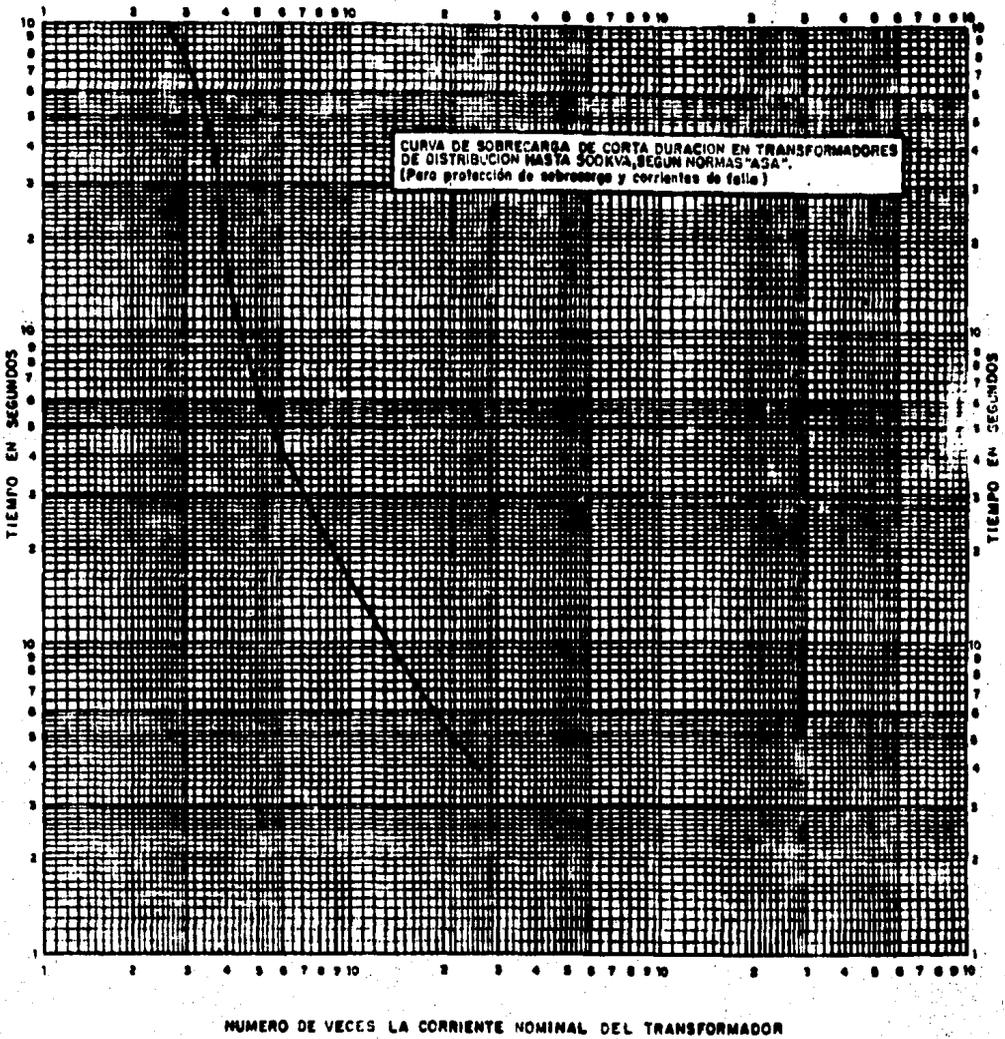


Fig. (2)

CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO

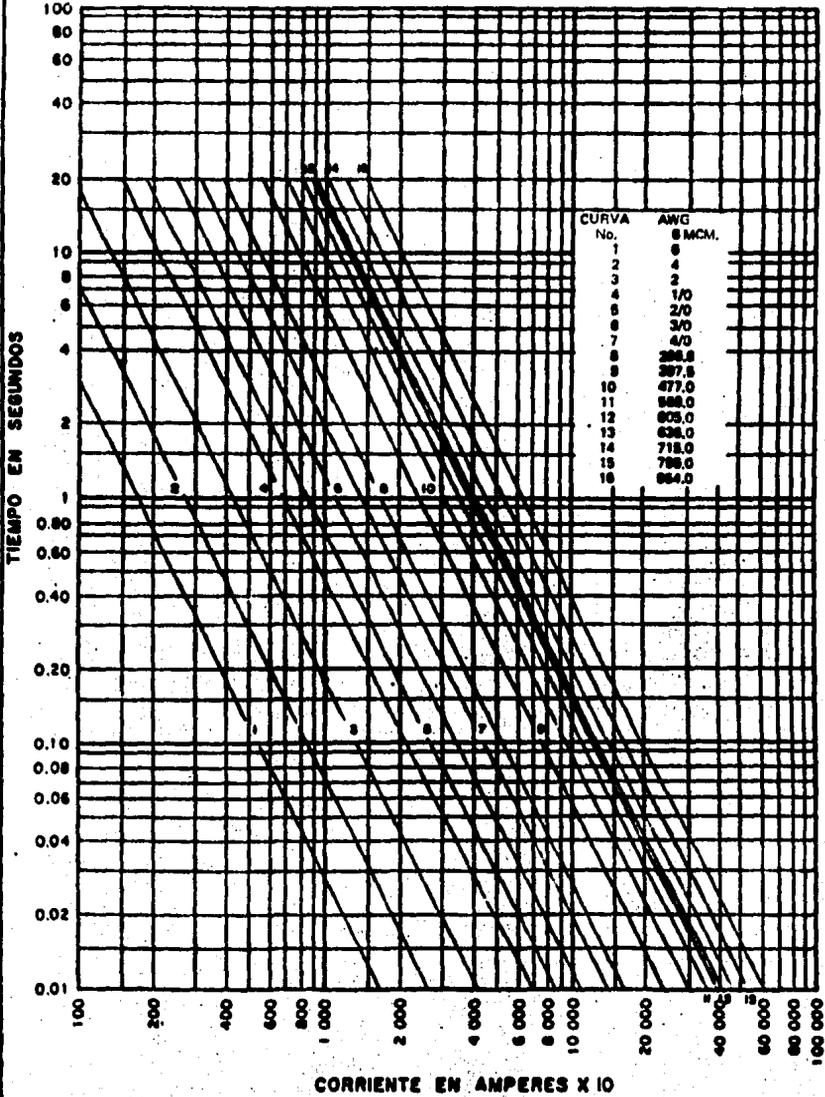
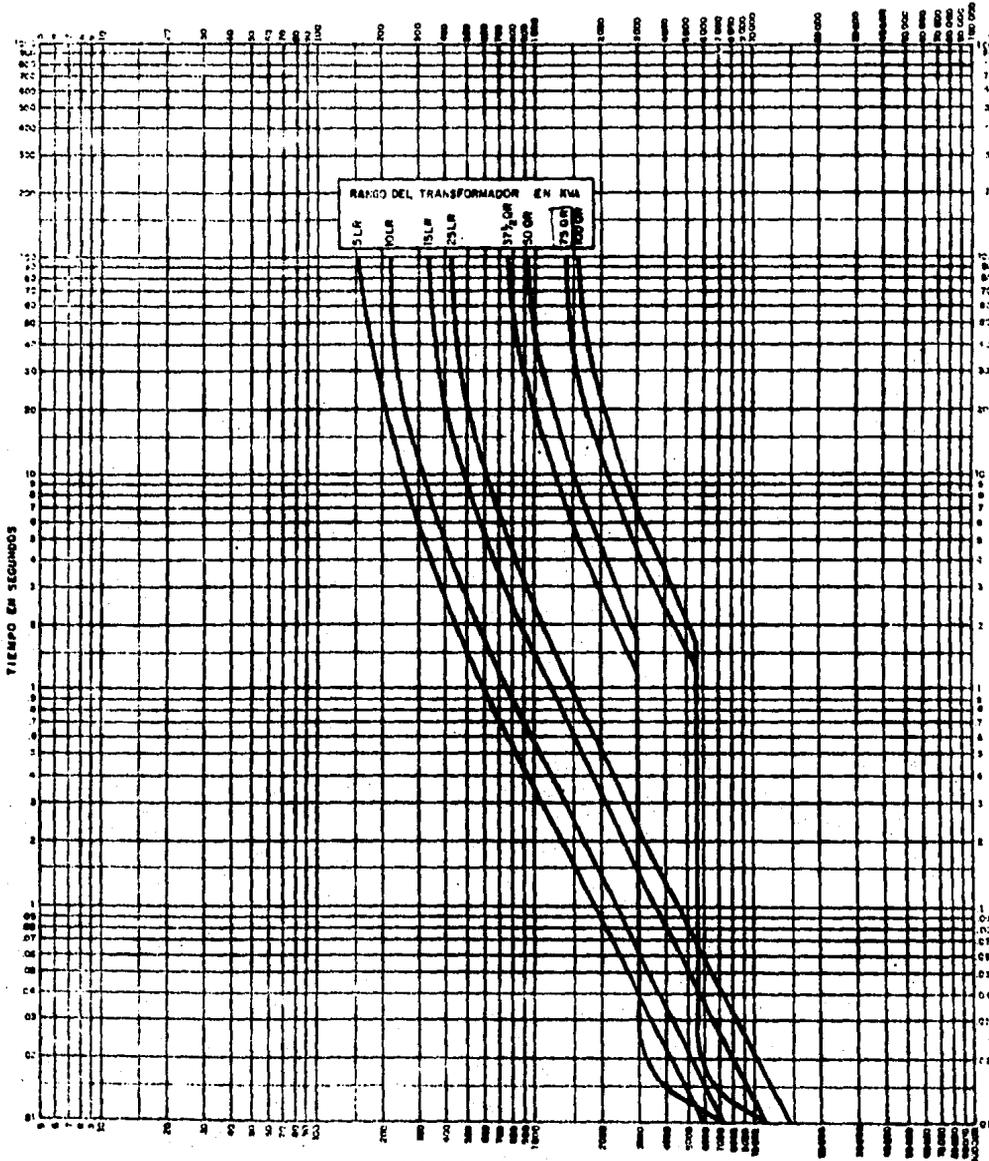
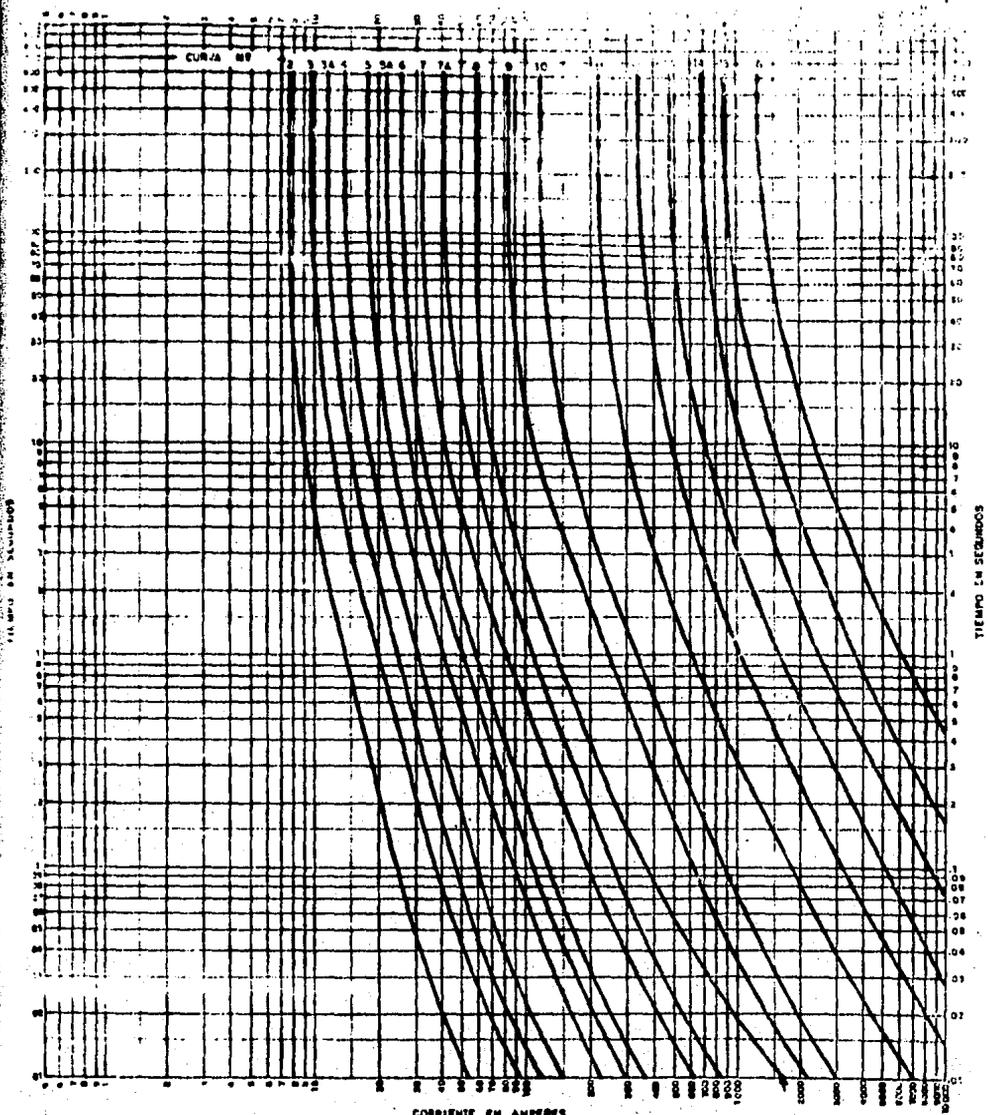


Fig. (3)



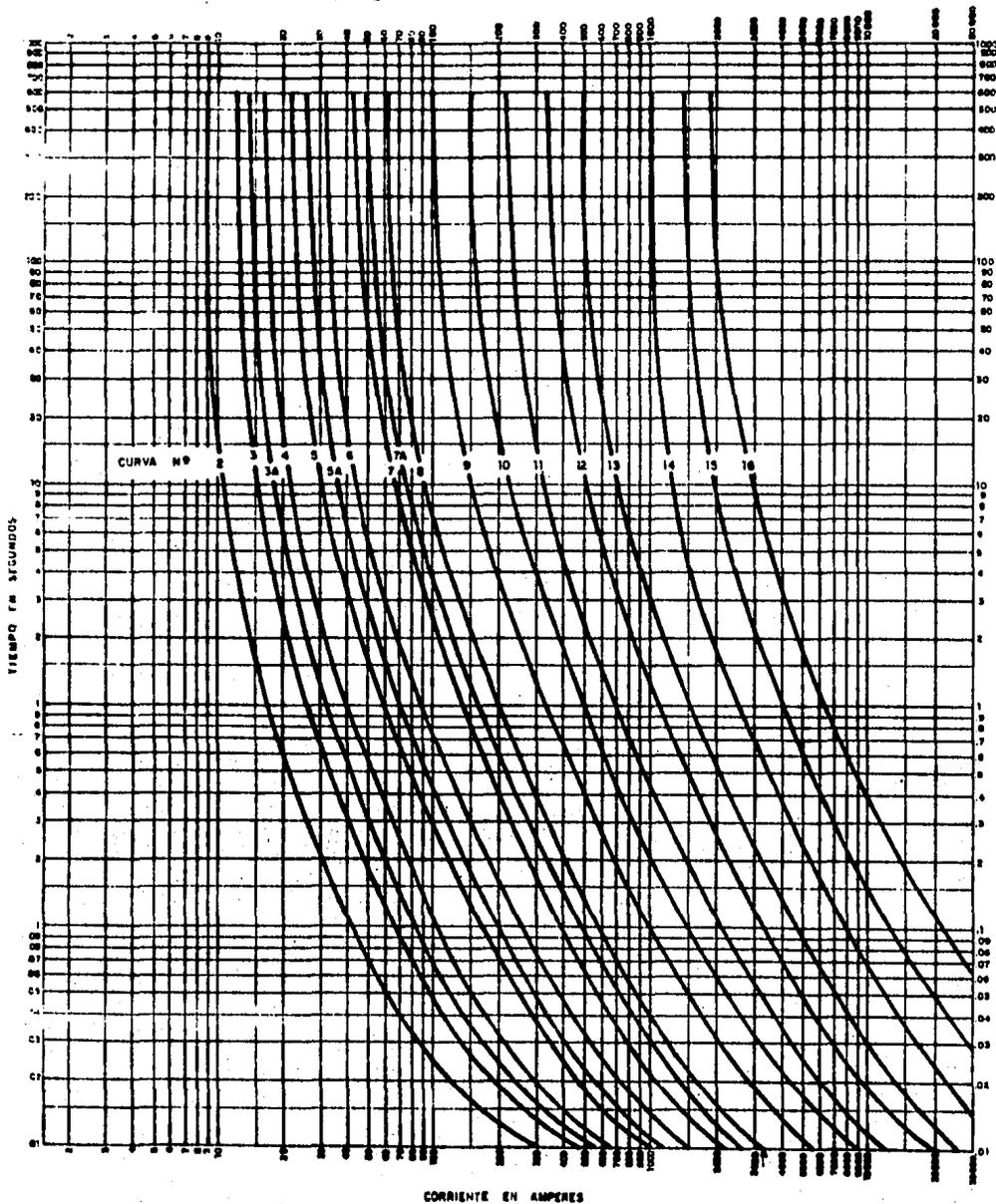
CORRIENTE EN AMPERES
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO B.T. WESTINGHOUSE
TIEMPO TOTAL DE DISPARO
(CURVA 4508950)

FIG. (4)



CORRIENTE EN AMPERES
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
POSIBLES DE EXPULSION MINIMO TIEMPO DE FUSION
(CURVA 697700)

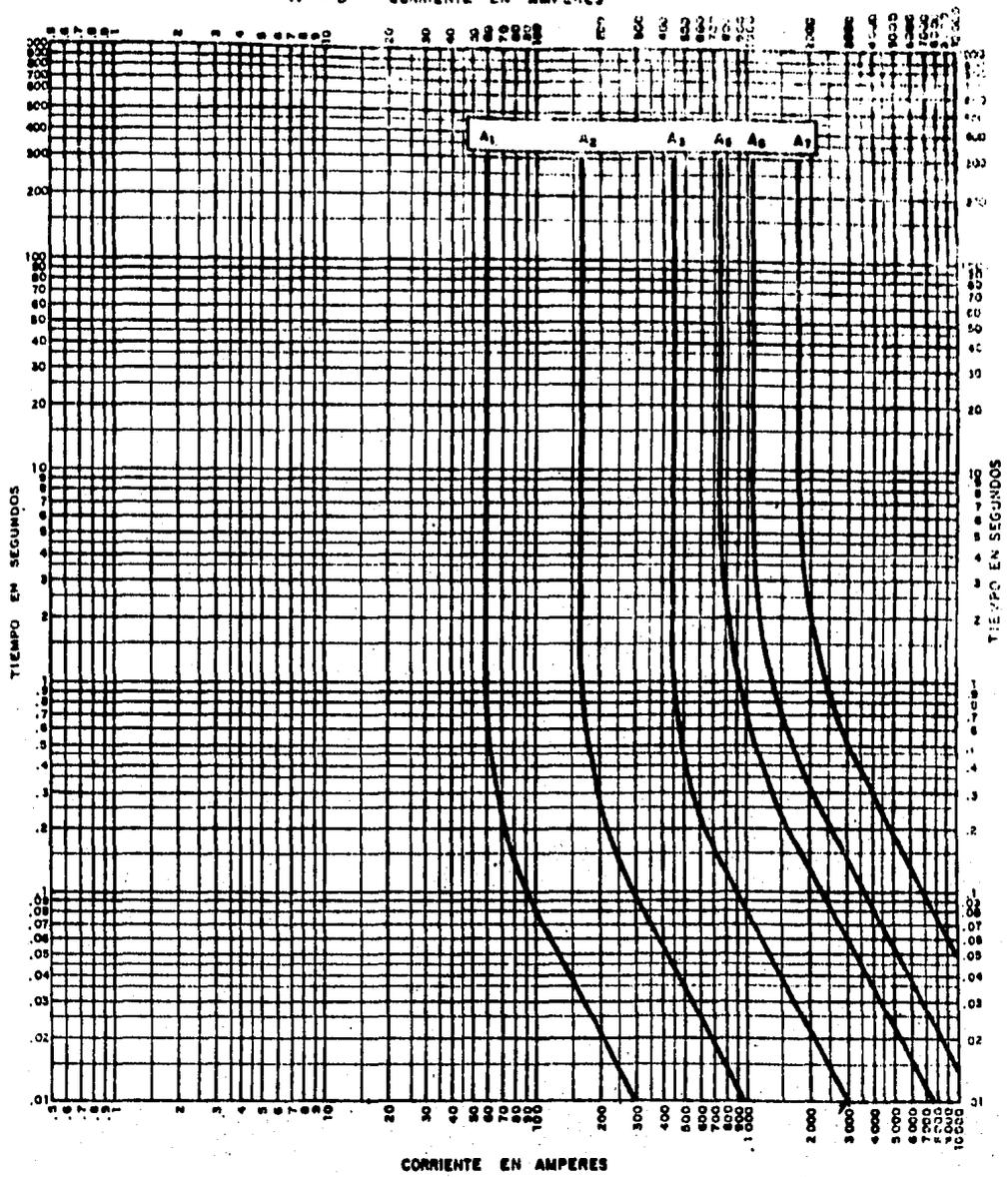
FIG. (5)



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
FUSIBLE DE EXPULSION MAXIMO TIEMPO DE DESPEJE

(CURVA 480B950)

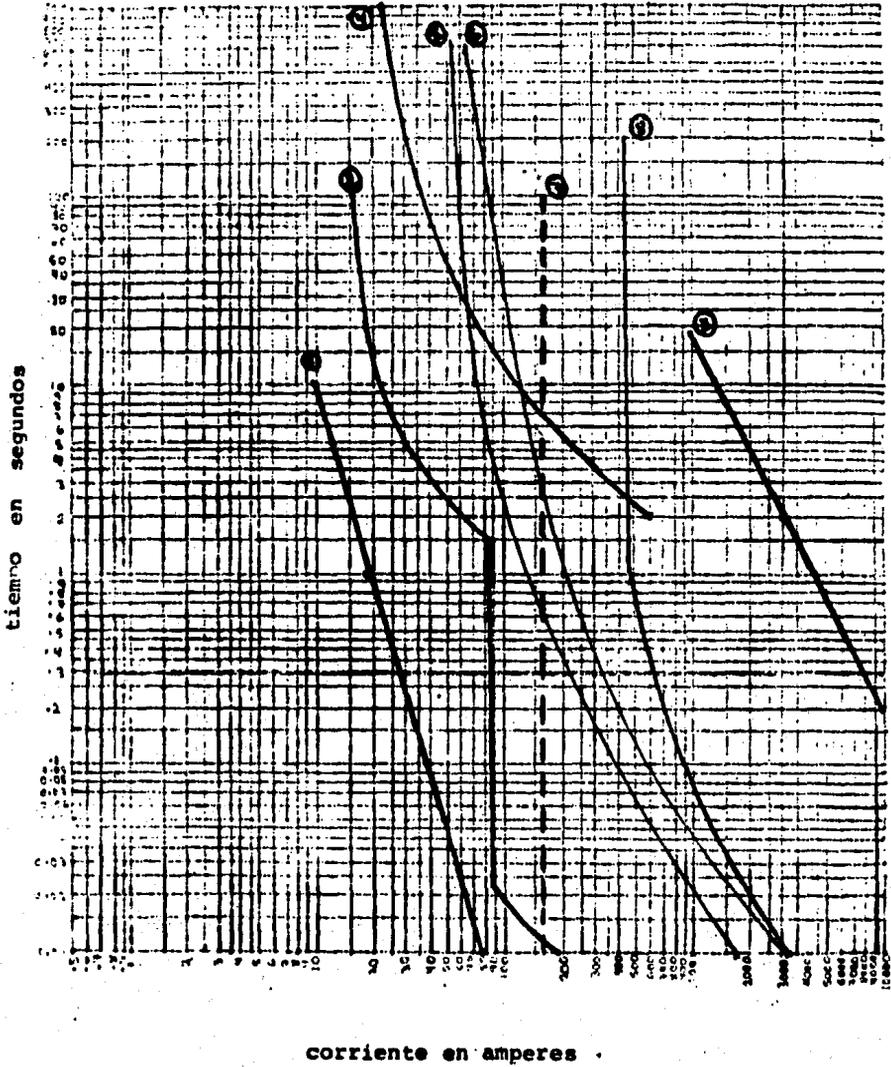
FIG. (6)



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE
FUSIBLES DE AISLAMIENTO.

(CURVA 1559B)

Fig. (7)



corriente en amperes .
CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE

Fig. (8)

II) PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS.

PARA PROTEGER ESTE TRANSFORMADOR CONTRA LAS SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS SE CONSIDERA LO SIGUIENTE:

POR TRATARSE DE UN TRANSFORMADOR SUBTERRÁNEO TIPO PEDESTAL EL APARTARRAYOS DEBERÁ SER COLOCADO EN LA LÍNEA AÉREA EN DONDE SE REALIZA LA TRANSICIÓN, ELIGIÉNDOSE PARA ESTO UN APARTARRAYOS DEL TIPO DE ÓXIDO DE ZINC.

LAS CARACTERÍSTICAS DE LA RED SON LAS SIGUIENTES:

VOLTAJE NOMINAL	$V_N = 13.8$	KV
VOLTAJE MÁXIMO DE OPERACIÓN	$V_{MÁX} = 15$	KV
IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE LA LÍNEA	$Z_0 = 220$	OHMS.
FACTOR DE CONEXIÓN A TIERRA (NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA)	$K_E = 0.8$	
NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO	$NBI = 95$	KV

SOLUCIÓN:

LA TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS ES:

$$V_N = K_E V_{MÁX}$$
$$V_N = (0.8) (15) = 12 \text{ KV}$$

CORRIENTE DE RAYO A TRAVÉS DEL APARTARRAYOS:

$$I_D = \frac{2 \cdot NBI}{Z_0}$$

$$I_D = \frac{2 (95)}{220} = 0.86 \text{ KA}$$

DONDE: I_D = CORRIENTE DE DESCARGA

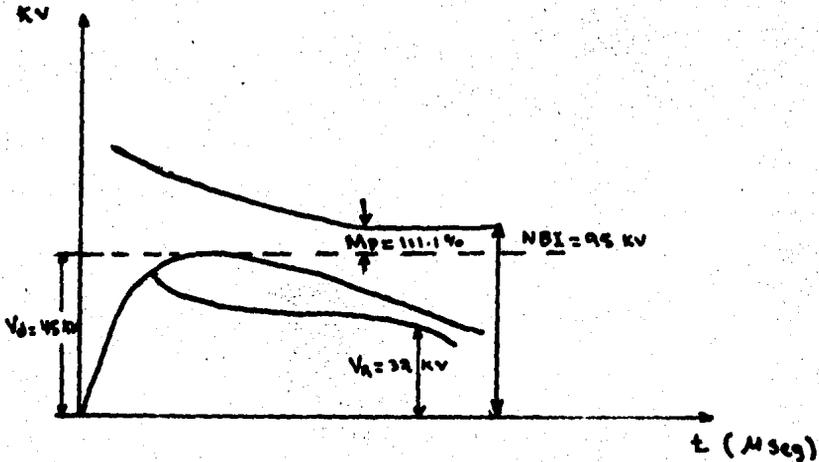
CON ESTA CORRIENTE SE SELECCIONA UN APARTARRAYOS DE 5 KA DE -
CORRIENTE NOMINAL Ó DESCARGA DEL CATÁLOGO DE UN FABRICANTE DE
APARTARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC SE TOMAN LAS SIGUIENTES CARACTE-
RÍSTICAS:

TENSIÓN NOMINAL	VN = 12 KV
TENSIÓN MÁXIMA DE DESCARGA	VD = 45 KV
TENSIÓN RESIDUAL	VR = 32 KV
CORRIENTE DE DESCARGA	ID = 5 KA

CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS SE DEBE DE CALCULAR EL MÁR-
GEN DE PROTECCIÓN SIENDO ESTE:

$$Mp = 100 \times \frac{NBI - V_{MÁX. (EN APARTARRAYOS)}}{V_{MÁX. (EN APARTARRAYOS)}}$$

$$Mp = 100 \times \frac{95 - 45}{45} = 111.11 \%$$



CONCLUSIONES

1.- EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN ES EL ELEMENTO MÁS IMPORTANTE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN POR LA FUNCIÓN QUE REALIZA DE TRANSFERIR LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE UN CIRCUITO A OTRO, POR SU COSTO Y POR EL IMPACTO QUE CAUSA EN LAS CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO A LOS USUARIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.- DADA LA GRAN IMPORTANCIA DEL TRANSFORMADOR; LOS FABRICANTES CONSTRUYEN DIFERENTES TIPOS DE ÉSTE ADECUADOS A LAS NECESIDADES QUE PRESENTA EL USUARIO COMO SON:

TRANSFORMADORES TIPO POSTE
TRANSFORMADORES TIPO BÓVEDA
TRANSFORMADORES SUMERGIBLES
TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL

3.- PARA REGULAR LA FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SE CREARON LAS "NORMAS NACIONALES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN"; LAS CUÁLES CONTEMPLAN TODOS LOS TIPOS QUE EXISTEN, ASÍ COMO SUS CARACTERÍSTICAS.

4.- EN VISTA DE QUE LAS NORMAS NACIONALES CONTEMPLAN CASOS GENERALES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN; LAS COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MÉXICO (C.F.E. Y L Y F) SE VIERON EN LA NECESIDAD DE CREAR ESPECIFICACIONES QUE CONTEMPLAN ALGUNOS PARÁMETROS NO CONSIDERADOS EN LAS NORMAS NACIONALES, PERO IMPORTANTES PARA ELLAS, COMO SON: CORRIENTE DE EXCITACIÓN, RELACIÓN DE PÉRDIDAS, CONDUCTOR DE LOS DEVANADOS Y PUNTOS DE UNIÓN, ENTRE OTROS.

5.- LAS CONEXIONES MÁS USADAS POR LAS COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS SON:

TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL	C.F.E. Y - Y	L Y F A - Y
TRANSFORMADORES TIPO POSTE	A - Y; T-T	A - Y
TRANSFORMADORES TIPO BÓVEDA	NO USA ÉSTE TIPO DE TRANSF.	A - Y

6.- EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN ESTÁ FORMADO POR COMPONENTES CUYA VIDA ÚTIL Y CAPACIDAD SON LIMITADAS. ESTOS LÍMITES NO SOLO ESTÁN DADOS POR EL TIPO DE TRANSFORMADOR, SINO QUE DEPENDEN FUNDAMENTALMENTE DE LA CARGA, AISLAMIENTO Y DEL TIPO DE ENFRIAMIENTO.

7.- EL INGENIERO NO TIENE CONTROL ALGUNO SOBRE LA CARGA Y SUS CARACTERÍSTICAS, ÉSTA VARÍA DE USUARIO A USUARIO; POR ESO SON IMPORTANTES LAS GUÍAS Y POLÍTICAS DE SOBRECARGA EMPLEADAS POR LAS COMPAÑÍAS SUMINISTRADORAS; UN BUEN EMPLEO DE ÉSTO NOS PERMITE PLANEAR BIEN EL AUMENTO DE CARGA EN UN TRANSFORMADOR.

8.- LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN AL ESTAR EN SERVICIO SE VEN SOMETIDOS A DIFERENTES FACTORES QUE AFECTAN SUS CONDICIONES DE OPERACIÓN TALES COMO: TEMPERATURA AMBIENTE, CONDICIONES ATMOSFÉRICAS, SOBRECARGAS CÍCLICAS, SOBRETENSIONES Y CORTOCIRCUITOS, ENTRE OTROS. ES POR ESO QUE ES IMPORTANTE UTILIZAR UNA BUENA PROTECCIÓN CONTRA ÉSTOS FACTORES; LA QUE NOS PERMITIRÁ OPERAR EL EQUIPO EN BUENAS CONDICIONES DE SERVICIO.

- 9.- EL EQUIPO MÁS BARATO PARA PROTEGER UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN SON LOS FUSIBLES, PERO NO POR ESTO DEJA DE SER IMPORTANTE, REALIZAR UNA ADECUADA SELECCIÓN DEL TIPO, CAPACIDAD, COSTO, ETC., DEL FUSIBLE A EMPLEAR, CON EL OBJETO DE OBTENER EL MÁXIMO BENEFICIO DE PROTECCIÓN AL TRANSFORMADOR.
- 10.- DEBEMOS DE TENER MUCHO CUIDADO EN LA SELECCIÓN DEL APARTARRAYOS; UNA ADECUADA APLICACIÓN DE ÉSTOS NOS VA A PERMITIR UN BUEN MÁRGEN DE PROTECCIÓN.
- 11.- ES IMPORTANTE EMPLEAR POLÍTICAS DE PROTECCIÓN ADECUADAS, YA QUE CON ÉSTO LE DAREMOS PREFERENCIA A AQUELLOS EQUIPOS QUE SE ENCUENTRAN EN ZONAS IMPORTANTES.
- 12.- TAMBIÉN ES IMPORTANTE EMPLEAR UNA BUENA POLÍTICA DE OPERACIÓN; PARA NO AFECTAR LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.
- 13.- A PESAR DE QUE LA PROTECCIÓN ES UN CASO PARTICULAR DE CADA APLICACIÓN, SE DEBE CUIDAR LA ESTANDARIZACIÓN PARA FACILITAR SU BUEN EMPLEO.
- 14.- FINALMENTE LO PRIMORDIAL EN LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN ES LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES CON EL OBJETO DE NO TENER FALSAS OPERACIONES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

B I B L I O G R A F I A

- 1) TRANSFORMERS FOR THE ELECTRIC POWER INDUSTRY WESTINGHOUSE
ELECTRIC CORPORATION.
RICHARD L. BEAN
NICHOLAS CHACKAN JR.
HAROLD R. MOORE.
EDWARD C. WENTZ.
- 2) TEORÍA DE LAS MÁQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA.
ALEXANDER S. LANGSDORF.
- 3) PROCEDIMIENTO PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.
C.F.E.
SUBDIRECCIÓN DE OPERACIÓN. GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN.
- 4) TRANSFORMADORES Y MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN.
GILBERTO ENRIQUEZ HARPER.
- 5) CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA.
VEMBU GOURISHANKAR.
- 6) CURSO BÁSICO DE TRANSFORMADORES
ING.FELIPE PÉREZ FLORES
ING.IGNACIO GONZÁLEZ GÓMEZ
- 7) ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCIÓN.
GAUDENCIO ZOPPETTI JÚDEZ

- 8) ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA.
C.F.E.
WERNER G. DOEHNER
LAURO CASTANEDO CONTRERAS
JOSÉ MÉNDEZ ZAVALA
PEDRO PABLO LÓPEZ GARLAGA
RICARDO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
ALFONSO GRADOS JIMÉNEZ

- 9) ARTÍCULO DE FALLAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
P.K. SAXENA
G.L. DUA

- 10) ARTÍCULO DE COORDINACIÓN DE FUSIBLES PARA EL PRIMARIO DE
LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
D.S. TAKAEN

- 11) NORMAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
SECRETARÍA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL.
DIRECCIÓN GENERAL DE NORMAS.

- 12) ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA.

- 13) ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

- 14) ARTÍCULO DE CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FUSIBLES PARA LA -
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE PARA TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN.

R.E. BENNETT
J.G. LEACH

15) ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.
WILLIAM D. STEVENSON

16) COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.
C.F.E.
SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN.