

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MÉXICO
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA
 INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES
 5 AL 17 DE JUNIO DE 1995

FECHA	HORARIO	TEMA	PROFESOR	
Lunes	5 de Junio	17:00 a 17:30 Hrs.	1.- Introducción	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
		17:30 a 19:00 Hrs.	2.- Planeación de los Sistemas Eléctricos	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
Martes	6 de Junio	17:00 a 19:00 Hrs.	5.- Corrección de Factor de Potencia	Ing. Lorenzo Julien Paquentin
			12.- Sistema de Emergencia	Ing. Juan J. Quezada Ramírez
Miércoles	7 de Junio	17:00 a 19:00 Hrs.	2.- Planeación de los Sistemas Eléctricos	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
		19:00 a 21:00 Hrs.	15.- Ahorro de Energía	Ing. Jaime Galindo Salgado
Jueves	8 de Junio	17:00 a 21:00 Hrs.	8.- Sistema de Tierras	Ing. Enrique Orozco López
Viernes	9 de Junio	17:00 a 21:00 Hrs.	14.- Reglamentación de las Instalaciones Eléctricas y Aspectos Relevantes de la NOM-001-SEMP-94	Ing. Héctor Sánchez Ceballos
Sábado	10 de Junio	8:00 a 10:00 Hrs.	3.- Consideraciones Sobre la Tensión en el Sistema	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
		10:00 a 14:00 Hrs.	6.- Cálculo de Fallas	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo
Lunes	12 de Junio	17:00 a 19:00 Hrs.	9.1 Selección de Motores	Ing. Humberto Sánchez Sánchez
		19:00 a 21:00 Hrs.	9.2 Selección de Transformadores	Ing. Sergio Martínez Navarro
Martes	13 de Junio	17:00 a 21:00 Hrs.	10.- Pruebas de Campo a Equipos	Ing. Enrique Jiménez Olmos
Miércoles	14 de Junio	17:00 a 21:00 Hrs.	11.- Protección Contra Sobretensiones	Ing. Enrique Orozco López
Jueves	15 de Junio	17:00 a 21:00 Hrs.	13.- Descripción de la Ingeniería de Diseño	Ing. Abel García Oropeza
Viernes	16 de Junio	17:00 a 21:00 Hrs.	4.- Selección y especificación de Cables y Accesorios en Media Tensión de Conductores en Baja Tensión	Ing. Ricardo A. Marquez Soriano
Sábado	17 de Junio	9:00 a 13:00 Hrs.	7.- Protección Contra Sobrecorrientes	Ing. Andrés D. Chávez Sañudo

D I R E C T O R I O
 PROFESORES DEL CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS-INDUSTRIALES:
 DE LA U.N.A.M.

NOMBRE	Nº TELEFONICO	DOMICILIO
ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO	546 81 15	
ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS	352 72 52	Calle Macario Gaxiola S/No. Col. San Pedro Xalpa, Del.Azcapotzalco
ING. ABEL GARCIA OROPEZA	683 02 42	Rómulo O'Farril Sr. No.1160, Col. Lomas de San Angel Inn, a un lado Televisa San Angel.
ING. RICARDO A. MARQUEZ SORIANO	250 53 00 328 58 14 ext. 5814	Boulevard Cervantes Saavedra 255, Esq. Molliere, Col. Ampliación Granada, 1 cuadra E. Nacional
ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO	572 24 85 Casa 386 06 66 Ofna.	Gral.Mariano Arista #54 Col.Argentina, C.P. 11270, por el metro Toreo.
ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ	535 05 17	
ING. J. JOSE QUEZADA RAMIREZ	544 79 73 549 36 88	División del Norte # 3105, Col. El Rosedal C.P. 04300
ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS	553 91 48 553 91 49 553 34 32 Dir.	Calle Francisco Márquez No. 160, 2do Piso, Col. Condesa C.P. 06140
ING. HUMBERTO SANCHEZ SANCHEZ ING. JUSTINO VAZQUEZ REA	310 55 50 310 70 81	Vía Gustavo Baz, # 340. Col. Tlaxpantla, Edo. de México C.P. 54060
LIC. PORFIRIO SILVA PEREZ	521 40 22 AL 24 510 05 73 FAX 621 73 35	Tacuba # 5, 1er. piso, Centro Historico 06000, México D.F.
ING. ALFONSO MARTINEZ CORTES	544 79 73 549 36 88	División del Norte # 3105, Col. El Rosedal C.P. 04300
ING. LORENZO JULIEN PAQUENTIN ING. FERNANDO RODRIGUEZ	576 23 22 Ext.201	Escape 21, Fraccionamiento Alce Blanco Naucalpan Edo. de México.
ING. LUIS MUROW ITQUIN	596 33 82 Casa 251 97 19 y 251 12 61 FAX	

EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

CURSO: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
 FECHA: Del 5 al 17 de junio de 1995.

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACION CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
Ing. Andrés D. Chávez Sañudo				
Ing. Enrique Jiménez Olmos				
Ing. Abel García Oropeza				
Ing. Ricardo A. Márquez Soriano				
Ing. Sergio Martínez Navarro				
Ing. Enriue Orozco López				
Ing. Juan José Quezada Ramírez				
Ing. Héctor Sánchez Ceballos				
Ing. Humberto Sánchez Sánchez				
Ing. Lorenzo Julien Paquetín				
Ing. Jaime Galindo Salgado				

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

ORGANIZACION Y DESARROLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL CURSO	
ACTUALIZACION DEL CURSO	
APLICACION PRACTICA DEL CURSO	

EVALUACION DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDACTICO UTILIZADO	

ESCALA DE EVALUACION: 1 A 10

1.- ¿LE AGRADO SU ESTANCIA EN LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA?

SI	NO
----	----

SI INDICA QUE "NO" DIGA PORQUE.

2.- MEDIO A TRAVES DEL CUAL SE ENTERO DEL CURSO:

PERIODICO EXCELSIOR		FOLLETO ANUAL		GACETA UNAM		OTRO MEDIO	
PERIODICO EL UNIVERSAL		FOLLETO DEL CURSO		REVISTAS TECNICAS			

3.- ¿QUE CAMBIOS SUGERIRIA AL CURSO PARA MEJORARLO?

4.- ¿RECOMENDARIA EL CURSO A OTRA(S) PERSONA(S)?

SI		NO	
----	--	----	--

5.- ¿QUE CURSOS LE SERVIRIA QUE PROGRAMARA LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA?

6.- OTRAS SUGERENCIAS:



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 4

**SELECCION Y ESPECIFICACION DE CABLES Y ACCESORIOS
EN MEDIA TENSION DE CONDUCTORES EN BAJA TENSION**

ING. RICARDO A MARQUEZ SORIANO

JUNIO 1995

1.2 Flexibilidad

La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, recoiciendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres que lo forman.

A la operación de reunir varios conductores se le denomina cableado y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número de alambres que lo forman, el paso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cuerda.

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa mediante letras que representan la clase de cableado. Las primeras letras del alfabeto se utilizan para las cuerdas más rígidas y las últimas para cuerdas cada vez más flexibles.

No hay regla fija para decidir cuál grado de flexibilidad es el más adecuado para una determinada aplicación ya que, con frecuencia, 2 o 3 clases de cableado pueden ser igualmente satisfactorias para cierto cable. En la tabla siguiente se dan recomendaciones de carácter general, tomadas de las normas ASTM.

TABLA 1.4 Clases de cableado

Clase	Aplicación	Clase	Aplicación
AA	Cable desnudo, generalmente para líneas aéreas.	I	Cables para aparatos especiales.
A	Cable aislado, tipo intemperie, o cables desnudos que requieran mayor flexibilidad que la de la clase AA.	J	Cordones para artefactos eléctricos.
B*	Cable aislado con materiales diversos tales como papel, hule, plástico, etc., o cables del tipo anterior que requerirán mayor flexibilidad.	K	Cables portátiles y para soldadoras.
C y D	Cables aislados que requieran mayor flexibilidad que la clase B.	L	Cordones portátiles y para artefactos pequeños que requieran mayor flexibilidad que los de las clases anteriores.
G	Cables portátiles con aislamiento de hule, para alimentación de aparatos o similares.	M	Cables para soldadoras (portaelectrodos), para calentadores y para lámparas.
H	Cables y cordones con aislamiento de hule que requieran mucha flexibilidad. Por ejemplo, cables que tengan que enrollarse y desenrollarse continuamente y tengan que pasar sobre poleas.	O	Cordones pequeños para calentadores que requieran mayor flexibilidad que los anteriores.
		P	Cordones más flexibles que en las clases anteriores.
		Q	Cordón para ventiladores oscilantes, flexibilidad máxima.

* Los cables de media tensión objeto de este manual utilizan en su construcción Conductores Clase B.

1.3 Forma

Las formas de conductores de uso más general en cables aislados de media tensión son:

1. Redonda
2. Sectorial

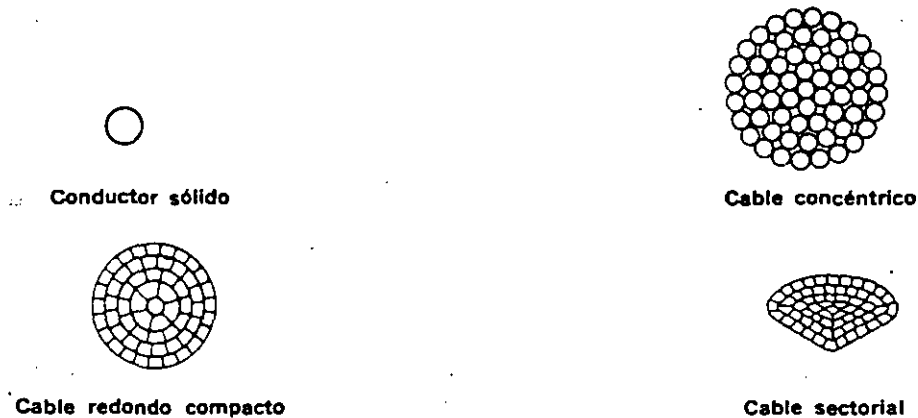


Fig. 1.1 Forma de conductores.

Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transversal es sustancialmente circular. Se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores con cualquier tipo de aislamiento. Los conductores de calibres pequeños (8AWG y menores) suelen ser alambres sólidos, mientras que los calibres mayores generalmente son cables.

Cuando los alambres son de mayor diámetro, el torcido de los mismos se efectúa generalmente en capas concéntricas alrededor de un núcleo central de 1 o más alambres. El cable resultante recibe el nombre de "cable concéntrico". Este cable es el más usado, empleándose para las clases AA, A, B, C y D.

Con frecuencia es conveniente reducir el diámetro de un cable concéntrico (sobre todo en calibres grandes) para disminuir sus dimensiones y obtener una superficie cilíndrica uniforme lo cual representa ventajas eléctricas. Esto puede lograrse comprimiendo el cable a través de un dado. El resultado es el "Cable Redondo Compacto"

Un conductor sectorial es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 AWG. En estos cables, los conductores sectoriales implican una reducción en la cantidad de rellenos y el diámetro sobre la reunión de las tres almas, permitiendo reducciones sustanciales en el plomo y revestimientos de protección.

Comparando los cables con conductores sectoriales, con los equivalentes de conductores redondos, encontramos que los primeros presentan las siguientes ventajas:

1. Menor diámetro
2. Menor peso
3. Costo más bajo

pero tienen en cambio estas desventajas:

1. Menor flexibilidad
2. Mayor dificultad en la ejecución de las uniones

**TABLA 1.6 Construcciones preferentes de cable de aluminio
con cableado redondo compacto**

Designación AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm ²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
2	33.6	7	6.81	92.6
1/0	53.5	19	8.53	147.5
2/0	67.4	19	9.55	185.8
3/0	85.0	19	10.74	234.4
4/0	107.2	19	12.06	296
250	126.7	37	13.21	349
350	177.3	37	15.65	489
400	203	37	16.74	559
500	253	37	18.69	698
600	304	61	20.6	838
750	380	61	23.1	1050
900	456	61	25.4	1259
1000	507	61	26.9	1399

**TABLA 1.7 Construcciones preferentes de los conductores de cobre
con cableado concéntrico normal y comprimido**

Clase B

mm ²	Área de la sección (mm ²)	Número de alambres	Diámetro de cada alambre, mm	Diámetro del conductor, mm	
				Normal	Comprimido
35	34.4	7	2.5	7.6	7.28
70	69.0	19	2.15	10.75	10.43
150	147.1	37	2.25	15.75	15.28
240	242.5	37	2.87	20.10	19.49



CONDUMEX

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

Función

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos son con frecuencia más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento, etc., pueden degradar al aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que es importante seleccionar el más adecuado.

De manera similar al caso de los conductores, existen factores que deben ser considerados en la selección de los aislamientos, como son sus

- Características eléctricas
- Características mecánicas

2.1 Materiales

Dada la diversidad de tipos de aislamiento que hasta la fecha existen para cables de energía, el diseñador deberá tener presentes las características de cada uno de ellos, para su adecuada selección tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente, el papel impregnado ha sido el aislamiento que por su confiabilidad y economía se empleaba en mayor escala; sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco aunado al mejoramiento de algunos ya existentes, obligan al ingeniero de proyectos a mantenerse actualizado respecto a las diferentes alternativas disponibles.

En general, la presencia de estos tres factores causa una disminución en la vida del cable, disminución que es más pronunciada para el XLP que para el EP.

Pruebas relacionadas con la operación

La selección de cables aislados con EP o XLP también se puede basar en la comparación del comportamiento, en pruebas que simulen las condiciones de operación normal, sobrecarga y sobretensiones.

La calificación real para la tensión y temperatura de un cable debe determinarse tomando en cuenta los factores de esfuerzo que pueden estar presentes durante el servicio. Estos factores se pueden considerar en los tres grandes grupos siguientes:

- Factores eléctricos
- Factores térmicos
- Factores ambientales

En correspondencia, las pruebas de laboratorio usadas para simular las condiciones de servicio son las siguientes:

- Pruebas de ruptura en tensión de c.a. y de impulso
- Pruebas de envejecimiento bajo ciclos térmicos
- Pruebas eléctricas de larga duración en agua

El primer factor, el esfuerzo eléctrico de ruptura se evalúa a través de pruebas de corto tiempo, de tal manera que las condiciones reales de servicio prácticamente no se toman en cuenta. Por el contrario, en las pruebas de envejecimiento cíclico y larga duración en agua se combinan los factores térmicos y ambientales en los factores eléctricos.

Pruebas de ruptura en tensión de c.a. y de impulso

Un cable aislado con XLP puede soportar, a temperatura ambiente, mayores tensiones de c.a. y de impulso que el EP, a menos que contenga burbujas o cavidades de grandes dimensiones o que sus pantallas hayan sido dañadas en tal forma que se desarrollen descargas parciales.

Esta situación se invierte a medida que pasamos de la temperatura ambiente a la de operación (90°C), sobrecarga (130°C) y cortocircuito (250°C).

El aislamiento de XLP empieza a perder sus características de soportar tensiones de c.a. y de impulso conforme la temperatura sobrepasa la temperatura de operación normal de 90°C.

Aún más, en el intervalo de la temperatura de emergencia por sobrecargas, las propiedades físicas del XLP están en su totalidad por debajo de aquéllas de un buen aislamiento de EP.

Por otro lado existe bastante información acerca de la vulnerabilidad del XLP al ataque de las descargas parciales. En la práctica, incluso la presencia de microcavidades que no pueden ser detectadas con los equipos más elaborados puede reducir en más de un 30% el esfuerzo dieléctrico de los cables con XLP.

Pruebas de envejecimiento cíclico

Estas pruebas constituyen el método más efectivo de laboratorio para comprobar la confiabilidad en servicio de cables de media tensión. El factor más importante es el tiempo que tarda en presentarse la ruptura, aunque también deben considerarse los cambios de la $\tan \delta$ y del nivel de descargas parciales.

Los cables con aislamiento de XLP y EP, diseñados y fabricados con la construcción de pantallas adecuadas, se comportan bien en estas pruebas, aunque el EP muestra resultados superiores a los del XLP.

En conclusión, el envejecimiento eléctrico de un buen cable (libre de descargas) parece estar gobernado por la presencia de microcavidades de dimensiones tan pequeñas que no pueden ser detectadas por las mediciones de descargas parciales.

Cuando se prueban los cables bajo esfuerzos térmicos, debe considerarse que los cables de energía están diseñados para tres gamas de temperatura, cada una relacionada con una duración típica:

- Temperatura de servicio normal o continuo
- Temperatura de emergencia por sobrecargas, hasta 100 h por año
- Temperatura de corto circuito, normalmente hasta de 1 seg

Tanto los cables de energía aislados con EP como con XLP están calificados actualmente para temperaturas normales de 90°C en servicio continuo, 130°C en emergencias o sobrecargas y 250°C por corto circuito. Sin embargo, se está cuestionando el valor de emergencia para cables aislados con XLP, y se ha sugerido para ellos una temperatura de emergencia de 110°C.

En particular, para las temperaturas más altas, debe garantizarse estabilidad mecánica del sistema de pantallas.

Como el XLP tiene un mayor coeficiente de expansión térmica que el EP, se expande y contrae, con los mismos cambios de temperatura, en mayor grado que el aislamiento de EP. Esto hace que sea más difícil lograr confiabilidad a largo tiempo en las pantallas, en cables con XLP, incluso con las más avanzadas tecnologías.

Cuando se combina con la superficie cerosa y deslizante del XLP, esta característica de expansión térmica dificulta la confección de empalmes y terminales confiables en el campo.

Es más, la tendencia del XLP a deslizarse y fluir durante los ciclos térmicos extremos, ha sido relacionada por algunos autores con el posible desarrollo consecuente de cavidades en los empalmes y terminales, los cuales muy probablemente pueden ser áreas para concentración de humedad y descargas parciales.

Como se menciona en diversos artículos, el EP no exhibe el mismo grado de contracción longitudinal, expansión radial y características de flujo que tiene el XLP a temperaturas arriba de 100°C.

Pruebas eléctricas de larga duración en agua

Los cables instalados en ductos y directamente enterrados con frecuencia se exponen a agentes en los que el agua es el más frecuente.

El agua es una severa condición ambiental, debido a que, en su presencia, la resistencia del cable a los esfuerzos térmicos y eléctricos se reduce.

La mejor prueba para comprobar y predecir la probabilidad de supervivencia de un cable, es una prueba acelerada de larga duración que simula el efecto de este ambiente sobre los cables. En esta prueba, ampliamente usada en muchos laboratorios industriales para calificar diferentes tipos de aislamiento, los cables con EP superan en todo caso a los cables con XLP, con un promedio de vida por lo menos del doble. Esta mayor resistencia al agua y al esfuerzo es otra importante razón para preferir los cables aislados con EP a los aislados con XLP.

Debido a la disminución de las expectativas de vida en agua, es necesario, especialmente en el caso de cables con XLP, reducir tanto como sea posible las irregularidades (cavidades, inclusiones debidas a contaminaciones, etc.) y, para los enlaces más importantes, aplicar una cubierta metálica para prevenir la penetración del agua.

Para cables con EP, es posible obtener una buena resistencia en presencia de agua a través de una adecuada formulación del compuesto, por lo que, para las mismas condiciones de servicio, pueden obtenerse con facilidad tiempos de vida de 2 a 3 veces mayores que para el XLP; debido también a su menor sensibilidad a los contaminantes y a las imperfecciones producto de la fabricación.

Instalación

Manejo de los cables

Algunos usuarios prefieren el EP, por su mayor flexibilidad, la cual lo hace superior al XLP al facilitar su manejo durante la instalación. Esta preferencia se hace más notable en el caso de cables de muy altas tensiones. La dureza de los cables de XLP de grandes dimensiones ha forzado a algunos usuarios a precalentar los extremos de los mismos en los pozos, sólo para colocar el cable en posición adecuada para empalmar.

Empalmes y terminales

De acuerdo con nuestra experiencia, el acabado superficial para la preparación de los accesorios, especialmente en el caso de accesorios encintados o premodelados, es de fundamental importancia para el XLP, mientras que para el EP puede ser menos preciso. En pruebas de tensión y vida hemos observado gran número de rupturas en terminales no ejecutadas adecuadamente en XLP (pequeñas ondulaciones, raspaduras, cortes, etc.), o en el caso de pantallas de cintas aun con muy pequeñas discontinuidades. Estos problemas nunca se han observado en terminales de cables con EP que presenten defectos similares.

Desde luego, este fenómeno se debe a la bien conocida vulnerabilidad del XLP a las descargas parciales originadas en puntos o cavidades sometidas a altos esfuerzos.

Otro factor en relación con el acabado superficial es la resistencia a la absorción de humedad; una vez más, la superficie raspada de cables con EP es menos peligrosa que en el caso de cables con XLP.

Conclusiones

Todas las consideraciones anteriores llevan a la conclusión de que los cables aislados con EP son más confiables en servicio que los cables aislados con XLP.

En particular, pueden hacerse resaltar las siguientes ventajas del EP sobre el XLP:

- Definitivamente, mayor resistencia a las arborescencias en presencia de agua
- Resistencia a las descargas parciales (corona), aun cuando sean indetectables
- Mayor estabilidad del esfuerzo dieléctrico con el incremento de las dimensiones del cable
- Mejor retención de las propiedades físicas y eléctricas a las temperaturas de emergencia y de cortocircuito
- Mayor tiempo de vida tanto en condiciones secas como bajo ciclos térmicos y en el agua
- Menor coeficiente de expansión térmica, lo cual conduce a una mayor estabilidad de los sistemas de pantallas
- Mayor flexibilidad y facilidad de instalación
- Mayor confiabilidad de los empalmes y terminales

2.2 Características eléctricas

A continuación se presentan las definiciones y conceptos relativos de las principales características que identifican a los aislamientos. La comprensión de estas definiciones permitirá hacer una selección más adecuada. En la tabla 2.1 se muestran los valores típicos de estas características para los diferentes aislamientos.

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un material aislante es el valor de la intensidad del campo eléctrico al que hay que someterlo para que se produzca una perforación en el aislamiento. Normalmente, este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5 veces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades en que se expresa este valor por lo común es kV/mm.

Gradiente de operación

El gradiente, esfuerzo de tensión de operación de un cable en cualquier punto "X" del aislamiento, se calcula con la siguiente expresión:

$$G = \frac{0.869 V_0}{d_s \log_{10} \frac{d_s}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.1)$$

donde:

- V_0 = tensión al neutro del sistema (en kV)
- d_s = diámetro sobre el aislamiento (en mm)

d_p = diámetro sobre la pantalla semiconductora que está sobre el conductor (en mm)

d_x = diámetro correspondiente al círculo que pasa por un punto "x" del aislamiento al que se desea conocer el valor del gradiente (en mm).

De la fórmula anterior se puede obtener el gradiente máximo que se presenta en la superficie interna del aislamiento.

$$G_{\text{máx}} = \frac{0.869 V_o}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.2)$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la superficie externa del aislamiento.

$$G_{\text{mín}} = \frac{0.869 V_o}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.3)$$

Resistencia del aislamiento

La diferencia de potencial entre el conductor y la parte externa del aislamiento hará circular una pequeña corriente llamada de fuga, a través del mismo; y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se conoce como resistencia del aislamiento (R_a). El aislamiento perfecto sería entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que, por tanto, inhibiría por completo el paso de esta corriente. El valor de R_a está dado por la siguiente expresión, por lo común en megohms por kilómetro

$$R_a = K \log_{10} d_a/d_p \text{ M}\Omega\text{-km} \quad (2.4)$$

donde:

K = un valor constante característico del material aislante.

Factor de potencia

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas del dieléctrico de los cables de energía.

Tan δ

Es también un factor que permite relacionar y calcular las pérdidas en el dieléctrico de los cables de energía y corresponde a la tangente del ángulo δ complementario del ángulo θ .

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos a 90° que, en general, es el caso de los aislamientos, el valor del factor de potencia y la tan δ son prácticamente el mismo, por lo que ambos factores se utilizan indistintamente para definir las pérdidas en el aislamiento.

TABLA 2.1 Propiedades de los aislamientos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)

Características	SINTENAX	VULCANEL XLP	VULCANEL EP	Papel impregnado
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (corriente alterna, elevación rápida)	18	25	25	28
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	50	50	70
Permitividad relativa SIC. (60 ciclos, a temp. de op.)	7	2.1	2.6	3.9
Factor de potencia, % (a 60 ciclos, a temp. de op.)	1	0.1	1.5	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C. (megohm-km)	750	6100	6100	1000
Resistencia a la ionización	buena	buena	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	buena	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad o ionización):	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	hasta 6 kV, 80 más de 6 kV, 75	90	90	Hasta 9kV: 95 Hasta 29kV: 90 Hasta 35kV: 80
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	Hasta 9kV: 115 Hasta 29kV: 110 Hasta 35kV: 100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	200
Principales ventajas	Bajo costo, resistente a la ionización, fácil de instalar.	Factor de pérdidas-bajo	Bajo factor de pérdidas, flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes propiedades eléctricas.
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas comparativamente altas.	Rigidez. Baja resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C.	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas.

2.3 Características mecánicas

El esfuerzo inicial aplicado durante el desarrollo de compuestos aislantes fue dirigido a las características eléctricas. Las características mecánicas jugaban

un papel secundario, y estaban definidas por las propiedades intrínsecas de los materiales con que se había logrado la eficiencia máxima en las propiedades eléctricas. Tradicionalmente la protección mecánica está dada por las cubiertas metálicas y termoplásticas o termofijas.

Los desarrollos recientes realizados con base en las causas prevaletientes de fallas en cables, han sido enfocados a hacer resaltar las características mecánicas de los aislamientos, considerándolas junto con las de la cubierta. A continuación se mencionan algunas de las más importantes:

Resistencia a la humedad

Los cables de energía frecuentemente entran en contacto con humedad y el cable absorbe agua a una velocidad que queda determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura en el conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad del aislamiento y cubierta.

El método usual para cuantificar la resistencia a la penetración de humedad es la medición gravimétrica de la cantidad de agua absorbida por los aislamientos después de sumergirlos en agua caliente durante un cierto periodo.

Los aislamientos de papel resultan los más sensibles a la absorción de humedad, por lo que es prácticamente imposible utilizarlos sin cubierta metálica adecuada, con las consecuentes desventajas de manejo e instalación.

Para el caso de los aislamientos sólidos que se encuentran en contacto con agua, el valor gravimétrico de absorción de humedad no es por sí solo un índice para calificar el comportamiento del material en presencia de humedad, sobre todo cuando al mismo tiempo se tiene un potencial aplicado en el mismo. La evidencia muestra que la absorción de humedad es causa de fallas, que se presentan en forma de ramificaciones conocidas como arborescencias. Sin embargo, es difícil explicar por qué hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido de agua. Esto es particularmente cierto al comparar el VULCANEL EP con el VULCANEL XLP. Las mediciones muestran que el agua penetra con mayor rapidez en el EP. Sin embargo, con un potencial aplicado en presencia del agua, el XLP muestra una probabilidad mayor de falla, por lo que en lugares húmedos el VULCANEL EP resulta la mejor alternativa.

Flexibilidad

Por supuesto que las características de flexibilidad del aislamiento deben ser compatibles con los demás elementos del cable. Por lo tanto, los conceptos que se mencionan a continuación son aplicables al cable en general.

La flexibilidad de un cable es una de las características más difíciles de cuantificar. De hecho, es uno de los conceptos comúnmente usados para describir la construcción de un cable; sin embargo, por sorprendente que parezca, no existe un estándar de comparación. No existe a la fecha ningún método de prueba para medir el grado o magnitud de la flexibilidad.

Sin embargo, la mejor base para evaluar la flexibilidad es a través de las ventajas a que da lugar en los cables de energía, la cual, en última instancia, es una manera de apreciarla. A continuación se enuncian las ventajas de la flexibilidad:

1. Mayor facilidad para sacar o meter el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad de daño al momento de instalar.
2. Mayor facilidad para colocar en posición en la instalación, especialmente en lugares estrechos.
3. La construcción del cable que permite dobleces y cambio de dirección en general, sin menoscabo de la integridad del mismo, conduce evidentemente a una instalación confiable.
4. Un manejo sencillo de un material contribuye a que los instaladores trabajen con más rapidez y menos esfuerzo, evitando que pongan en práctica métodos que resultarían perjudiciales, como calentar el cable para permitir dobleces, etc.

2.4 Nivel del aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema, según la clasificación siguiente:

CLASE 1. NIVEL 100% Quedarán incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y puede también aplicarse a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva (X_0/X_1) no esté en el intervalo de -1 a -40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

CLASE 2. NIVEL 133% Anteriormente, en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad, se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133% se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

CLASE 3. NIVEL 173% Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.



CONDUMEX

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

Cuando se aplica una tensión entre un conductor eléctrico y el plano de tierra (o entre dos conductores), el dieléctrico intermedio se somete a esfuerzos eléctricos. Estos esfuerzos, si son de magnitud elevada, pueden producir deterioro del material del dieléctrico y producir otros efectos indeseables al no controlarse en forma adecuada. El control de estos esfuerzos se logra gracias a las pantallas eléctricas.

Una definición ampliamente aceptada de la función de las pantallas es la siguiente:

Se aplican las pantallas eléctricas en los cables de energía con el fin de confinar en forma adecuada el campo eléctrico a la masa de aislamiento del cable o cables.

Las pantallas usadas en el diseño de los cables de energía tienen diferentes funciones. Dependiendo del material y su localización, pueden ser:

- Pantalla semiconductor sobre el conductor
- Pantalla sobre el aislamiento

3.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor

En circuitos con tensiones de 2 kV y mayores se utiliza la pantalla semiconductor a base de cintas o extruida. Los materiales usados en la fabricación de estas pantallas dependen del diseño mismo del cable: en cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbon Black), en

cables con aislamiento sólido se utilizan pantallas extruidas de material compatible con el utilizado en el aislamiento.

La función básica de este tipo de pantallas es la de evitar concentraciones de esfuerzos eléctricos que se presentan en los intersticios de un conductor cableado, a consecuencia de la forma de los hilos (Fig. 3.1). La inclusión de este elemento en el diseño del cable es con el fin de obtener una superficie equipotencial uniforme, a la cual las líneas de fuerzas del campo eléctrico sean perpendiculares.

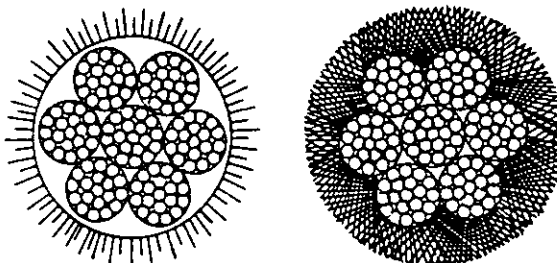


Fig. 3.1 Concentración de esfuerzos eléctricos en los intersticios de un conductor cableado.

Otra función es evitar ionización en los intersticios entre el conductor y el aislamiento. Si el aislamiento fuera extruido directamente sobre el conductor, la curvatura de los alambres de la corona superior darían lugar a la formación de hoquedades o burbujas de aire (Fig. 3.2a) que, al estar sujetas a una diferencia de potencial, provocarían la ionización del aire, con el consiguiente deterioro del aislamiento. La situación anterior se elimina al colocar la pantalla semiconductora; la cual presenta una superficie uniforme (Fig. 3.2b).

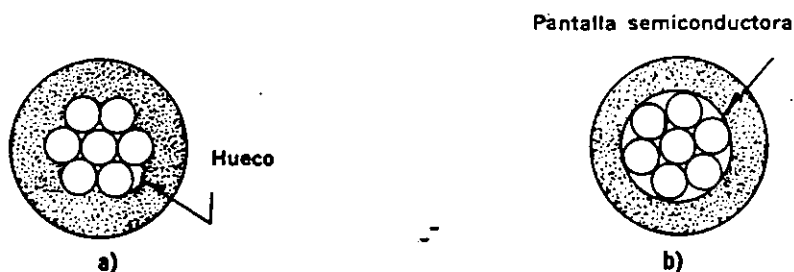


Fig. 3.2 a) Aislamiento directamente extruido sobre el conductor. b) Pantalla semiconductora.

Las pantallas sobre el conductor sirven también como elemento de transición entre aquél y el aislamiento. En cables con aislamiento de papel, el impregnante en contacto con el cobre da lugar a compuestos químicos denominados jabones metálicos, que degradan las características dieléctricas en este tipo de cables. Las pantallas evitan la formación de estos compuestos nocivos a los aislamientos.

3.2 Pantalla sobre el aislamiento

En circuitos de 5 kV (ver excepciones, sección 3.4) y mayores se utilizan pantallas sobre el aislamiento que, a su vez, se subdividen en:

- Pantalla semiconductor
- Pantalla metálica

En conjunto, las funciones de las pantallas sobre el aislamiento son:

A) Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento.

Los cables de energía, bajo el potencial aplicado, quedan sometidos a esfuerzos eléctricos radiales, tangenciales y longitudinales.

Los esfuerzos radiales están siempre presentes en el aislamiento de los cables energizados. El aislamiento cumplirá su función en forma eficiente si el campo eléctrico se distribuye uniformemente. Una distribución no uniforme conduce a un incremento de estos esfuerzos en porciones del cable, con el consecuente deterioro.

En la figura 3.3a se ilustra una distribución desigual de esfuerzos; incluso en este ejemplo, los rellenos de los intersticios del cable quedan sometidos a esfuerzos eléctricos para los que no están diseñados.



Fig. 3.3 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla.

Esfuerzos tangenciales y longitudinales Ahora bien, uno de los principios básicos de los campos eléctricos es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie, con diferente permitividad relativa, $K_1 \neq K_2$, se dividirá en razón inversa a las permitividades relativas de ambos materiales.

En el caso de cables de energía desprovistos de pantalla, la cubierta y el medio que rodean al cable forman un dieléctrico en serie con el aislamiento. Una porción de la tensión aplicada se presentará en este dieléctrico, la cual será igual al potencial que se presentará en la superficie del aislamiento. Esta tensión superficial podría alcanzar el potencial del conductor, si el del dieléctrico, cubierta y medio ambiente es de gran magnitud, y/o el potencial de tierra, cuando la superficie del aislamiento esté cerca de secciones aterrizadas.

Las diferentes tensiones superficiales que se presentarían a lo largo del aislamiento incrementan los esfuerzos tangenciales y longitudinales que afectan la operación del cable.

Los esfuerzos tangenciales están asociados con campos radiales no simétricos y ocurren en cables multiconductores, cuando cada uno de los conductores no está apantallado, y en cualquier cable monopolar sin pantalla.

Los esfuerzos longitudinales no necesariamente están asociados con campos radiales asimétricos y siempre lo están con la presencia de tensiones superficiales a lo largo del cable.

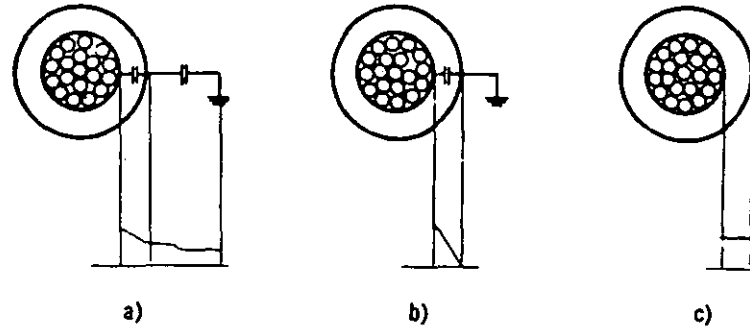


Fig. 3.4 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

El contacto íntimo de la pantalla semiconductor con el aislamiento, la conexión física adecuada de la pantalla metálica a tierra y, en general, la correcta aplicación de las pantallas sobre el aislamiento asegura la eliminación de los esfuerzos longitudinales y tangenciales.

B) Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme.

Los cables que se instalan en ductos o directamente enterrados, por lo general pasarán por secciones de terreno húmedo y seco o ductos de características eléctricas variables. Esto da como resultado una capacitancia a tierra variable y, como consecuencia, una impedancia no uniforme.

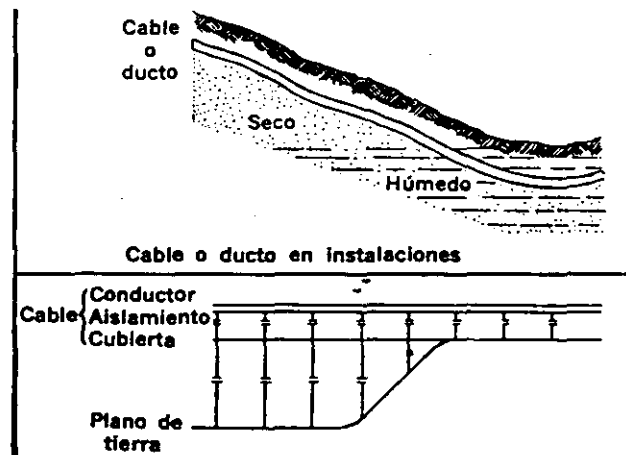


Fig. 3.5 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

Cuando se presentan en el sistema ondas de tensión debidas a descargas atmosféricas y operaciones de maniobra, viajan a través del cable produciéndose reflexiones en los puntos de variación de impedancia, lo que da lugar a ondas de sobretensión que producirán fallas en el cable.

Al colocar las pantallas sobre el aislamiento, se tendrán las siguientes ventajas en el cable:

- a) Presentar una impedancia uniforme, evitando reflexiones y eliminando la posibilidad de producir sobretensiones dañinas al aislamiento.
- b) Proveer al cable de la máxima capacitancia del conductor a tierra y, consecuentemente, reducir al mínimo las ondas de sobretensión.
- c) Absorber energía de las ondas de sobretensión al inducir en la pantalla una corriente proporcional a la del conductor.
- d) Reducir el peligro de choque eléctrico al personal y proveer un drenaje adecuado a tierra de las corrientes capacitivas.

C) Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

Como se explicó con anterioridad, cuando la superficie externa del aislamiento de los cables (exenta de las pantallas) no está en contacto con tierra a lo largo de la trayectoria de instalación, se puede presentar una diferencia de potencial considerable entre la cubierta del cable y tierra. Este fenómeno es una situación peligrosa, debido a las siguientes razones:

I. El contacto del personal con la cubierta puede dar lugar a un choque eléctrico que pudiera incluso causar la muerte, si las corrientes de carga de una longitud considerable de cable se descargaran súbitamente en el punto de contacto. La pantalla aterrizada de modo adecuado proporciona la trayectoria necesaria para estas corrientes capacitivas.

II. Aunque el contacto que se tuviera con la cubierta no fuera letal, el choque eléctrico puede dar lugar a caídas y accidentes de gravedad.

III. La diferencia de potencial pudiera superar la rigidez dieléctrica del aire y producir descargas, que en presencia de materiales combustibles o explosivos fueran de características desastrosas.

Por otra parte, cuando se tiene el sistema adecuado de pantallas, se deberá buscar siempre que operen a los potenciales lo más cercanos a tierra como se pueda. Las situaciones de peligro que se derivan de no observar esta práctica resultan aún más críticas desde el punto de vista seguridad, que las que ocasionan los cables sin pantalla. El potencial que se induce en la pantalla en longitudes considerables puede alcanzar valores muy cercanos al potencial del conductor, lo que da lugar a una condición más peligrosa.

Por lo tanto, la conexión física a tierra de las pantallas, en dos o más puntos, es una práctica que deberá observarse con especial cuidado.

3.2.1 Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento se encuentra en contacto inmediato con éste. Está formada por un material semiconductor compatible con el material del aislamiento. En adición a las funciones descritas, esta pantalla asegura el contacto íntimo con el aislamiento, aun en el caso de movimiento de la pantalla metálica.

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento, para cables con aislamiento seco, puede estar constituida por una capa de material termoplástico o termofijo semiconductor, o bien, por cinta semiconductor y/o barniz semiconductor. Para cables aislados con papel impregnado en aceite se emplean cintas de papel CB (Carbon Black) semiconductoras.

3.2.2 Pantalla metálica

La pantalla metálica puede constar de alambres, cintas planas o corrugadas o combinación de alambres y cinta. En el caso de cables aislados con papel, la cubierta de plomo hace las veces de la pantalla. El diseño de la pantalla metálica se debe efectuar de acuerdo al propósito de diseño, que puede ser:

- a) Para propósitos electrostáticos
- b) Para conducir corriente de falla
- c) Como pantalla neutro

3.3 Selección de la pantalla metálica

A continuación se presentan las características de selección de acuerdo a cada propósito de diseño:

a) Pantalla para propósitos electrostáticos Estas pantallas deben ser en general de metales no magnéticos y pueden estar constituidas de cintas, alambres o bien pueden ser cubiertas metálicas (plomo o aluminio).

Las pantallas constituidas a base de cintas o de alambres son generalmente de cobre normal, aunque pueden utilizarse en ambos casos cobre estañado; éstas últimas se utilizan donde se pudiera prever problemas graves de corrosión derivados de las condiciones de instalación. En la tabla 3.1 se presenta el cuadro comparativo de pantallas a base de cintas con las de alambres.

b) Pantallas para conducir corriente de falla En la pantalla metálica se puede requerir una conductancia adicional para conducir corriente de falla, dependiendo de la instalación y características eléctricas del sistema, particularmente con relación al funcionamiento de dispositivos de protección por sobrecorriente, corriente prevista de falla fase a tierra y la manera en que el sistema puede ser aterrizado.

c) Pantalla neutro Con las dimensiones apropiadas se puede diseñar la pantalla, para que en adición a las funciones descritas opere como neutro; por ejemplo, sistemas residenciales subterráneos.

En lo referente a las cubiertas metálicas, estas proporcionan al cable una pantalla electrostática adecuada, además de la hermeticidad que se deriva de tener una cubierta continua. Esta última característica es particularmente necesaria para los cables aislados con papel impregnado o con aislamiento sólido, que operan en lugares contaminados. Por otra parte, la cubierta de plomo, por los espesores que se requieren desde el punto de vista mecánico proporciona una conductancia adicional aprovechable para conducir corriente de falla.

TABLA 3.1 Pantalla de cintas vs pantalla de alambres

Tipo de pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> — Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el traslape. — Requiere de radios de curvatura mayores que para cables con pantalla de alambres. — Construcción vulnerable durante la instalación. — En empalmes y terminales se requiere de mayor tiempo y habilidad para ejecutar adecuadamente los cortes.
2. A base de alambres	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables. — Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres. — No requiere de gran destreza para realizar cortes en empalmes y terminales. — Son menos vulnerables durante la instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> — Permite el paso de la humedad libremente. — Requiere precauciones para evitar desplazamiento de los alambres durante la instalación.

3.4 Aplicaciones de las pantallas

Como se mencionó es necesaria la pantalla sobre el conductor en cables de 2 kV y mayores. Para tensiones menores no se requiere; también se mencionó que cables de 5 kV y mayores requieren de pantallas sobre el aislamiento.

Esto significa que dentro de los límites de 2 kV a 5 kV inclusive, se puede no utilizar pantallas sobre aislamiento, de-aquí que interviene una gran dosis de sentido común para considerar la aplicación de las pantallas. Es innegable que un cable con pantalla, instalado en forma apropiada, ofrece las condiciones óptimas de seguridad y confiabilidad. Sin embargo, un cable con pantalla es más costoso y más difícil de procurar e instalar.

A continuación se resumen las recomendaciones de aplicaciones en que se deberá usar o prescindir de las pantallas de acuerdo con las normas ICEA.

Las pantallas sobre aislamiento deben ser consideradas para cables de energía arriba de 5000 Volts, cuando existan cualquiera de las siguientes condiciones:

- a) Conexiones a líneas aéreas
- b) Transición a ambiente de diferente conductancia
- c) Transición de terrenos húmedo o seco
- d) Terrenos secos, de tipo desértico
- e) Conduits anegados o húmedos

- f) En donde se utilizan compuestos para facilitar el jalado de los cables
- g) Donde fácilmente se depositen en la superficie del cable materiales conductores tales como hollín, sales, etc.
- h) Donde pudieran presentarse problemas de radiointerferencia
- i) Donde se involucre la seguridad del personal

Existen situaciones donde se debe considerar el uso de cables sin pantalla, ya que el caso contrario crea graves situaciones de peligro. Ejemplo:

- a) Cuando las pantallas no se pueden aterrizar adecuadamente
- b) Cuando el espacio es inadecuado para terminar correctamente la pantalla.
- c) En cables monopolares:
 1. Cuando se tienen cables sin empalmes en conduit metálico aéreo, en interiores y en lugares secos
 2. Instalados sobre aisladores en ambientes no contaminados
 3. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado
- d) En cables tríplex:
 1. Instalados en conduit aéreo o charolas, en interiores y lugares secos
 2. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado

Conexión a tierra y terminación de las pantallas

En todas las terminaciones de los cables se deben remover completamente las pantallas y sustituir por un cono de alivio de esfuerzos adecuado. Si las pantallas no se retiran, se presentarán arqueos superficiales del conductor a los puntos de menor potencial, carbonización a lo largo de la pantalla y deterioro del aislamiento.

El cono de alivio es importante ya que siempre se forma al final de la pantalla aterrizada (ver sección de accesorios) un área de esfuerzos concentrados.

La pantalla metálica debe operar todo el tiempo, cerca de, o al potencial de tierra. La pantalla que no tiene la conexión adecuada a tierra es más peligrosa, desde el punto de vista seguridad, que el cable sin pantalla. Además del peligro para el personal, una pantalla "flotante" puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfore la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable.

Las pantallas deben conectarse preferentemente en dos o más puntos. En caso de que se conecten en un solo punto, se deberán tomar precauciones especiales.

Se recomienda aterrizar la pantalla en ambas terminales y en todos los empalmes. La mayor frecuencia de conexiones a tierra reduce la posibilidad de secciones de pantalla "flotantes" y aumenta la probabilidad de una adecuada conexión a tierra de todo el cable instalado.

Todas las conexiones de la pantalla se deberán realizar de tal manera que se provea al cable de una conexión segura, durable y de baja resistencia eléctrica.



CONDUMEX

PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

La función básica de los cables de potencia puede resumirse en dos palabras "transmitir energía". Para cubrir esta función en forma efectiva las características del cable deben preservarse durante el tiempo de operación.

La función primordial de las cubiertas en sus diferentes combinaciones es la de proteger al cable de los agentes externos del medio ambiente que lo rodea, tanto en la operación, como en la instalación.

4.1 Selección de las cubiertas

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su aplicación y de la naturaleza de los agentes externos contra los cuales se desea proteger el cable.

Las cubiertas pueden ser principalmente de los siguientes materiales:

- I. Metálicas
- II. Termoplásticas
- III. Elastoméricas
- IV. Textiles

I. Cubiertas metálicas El material normalmente usado en este tipo de cubiertas es el plomo y sus aleaciones. Otro metal que también se emplea, aunque en menor escala, es el aluminio.

II. Cubiertas termoplásticas Las más usuales son fabricadas con PVC (cloruro de polivinilo) y polietileno de alta y baja densidad.

III. Cubiertas elastoméricas Básicamente se utiliza el neopreno (policloropreno) y el Hypalon (polietileno clorosulfonado).

TABLA 4.1 Propiedades de las cubiertas

Características	PVC	Poliétileno baja densidad	Poliétileno alta densidad	Neopreno	Poliétileno clorosulfonado HYPALON	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	—
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	—
Resistencia a la intemperie	MB	E ⁺	E ⁺	B	E ⁺	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
— Sulfúrico al 30%	E	E	E	R	R	E
— Sulfúrico al 3%	E	E	E	R	R	E
— Nítrico al 10%	R	E	E	R	R	M
— Clorhídrico al 10%	B	E	E	R	R	R
— Fosfórico al 10%	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
— Hidróxido de sodio al 10%	E	E	E	M	R	B
— Carbonato de sodio al 2%	B	E	E	R	R	B
— Cloruro de sodio al 10%	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
— Acetona	M	B	B	B	B	E
— Tetracloruro de carbono	B	B	B	M	M	E
— Acetils	E	B	B	B	B	E
— Gasolina	B	B	B	B	B	E
— Creosota	R	B	B	M	M	—
Límites de temperatura de operación (°C)	MIN. - 55 MAX. + 75	MIN. - 60 MAX. + 75	MIN. - 60 MAX. - 75	MIN. - 30 MAX. + 90	MIN. - 30 MAX. + 105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores cubiertos.	Cables a la intemperie. Cubiertas sobre plomo.	Idem, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión.	Cables flexibles. Cables para minas.	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con aislamiento de papel impregnado. Cables para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.

E = Excelente MB = Muy buena B = Buena R = Regular M = Mala + Sólo en color negro, conteniendo negro de humo.

IV. Cubiertas textiles En este tipo de cubiertas se emplea una combinación de yute impregnado en asfalto y recubierto con un baño final de cal y talco, con el fin de evitar que se adhieran las capas adyacentes.

Para definir los límites de aplicación de los materiales de las cubiertas o sus combinaciones, es necesario conocer las exigencias a que pueden quedar expuestos los cables de energía por el medio ambiente de la instalación, exigencias que se pueden dividir de la siguiente manera:

1. **Térmicas** La temperatura de operación en la cubierta es de vital importancia, al igual que en el de los aislamientos. Sobrepasar los límites establecidos conduce a una degradación prematura de las cubiertas.
2. **Químicas** Los componentes de los cables son compuestos o mezclas químicas y, como tales, su resistencia ante ciertos elementos del medio donde se instalen son previsibles y muy importantes de considerar para la selección del material de la cubierta.
3. **Mecánicas** Los daños mecánicos a que pueden estar sujetos los cables de energía se deben, para cables en instalaciones fijas, a los derivados del manejo en el transporte e instalación como son: radios de curvatura pequeños, tensión excesiva, compresión, cortes, abrasión, etc., los cuales reducen la vida del cable completo.

4.2 Propiedades

En la tabla 4.1 se presentan las propiedades de las cubiertas en cuanto a los requisitos antes mencionados.



CONDUMEX

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Introducción

Los parámetros de operación de los cables aislados son de utilidad para el diseñador de sistemas de distribución de energía eléctrica, ya que el conocimiento de dichos parámetros permite el estudio técnico-económico que sirve de base para la selección correcta del calibre del conductor, con base en la caída de tensión, pérdidas de energía en el conductor, etc. También permite determinar, para un cable ya seleccionado, el valor de la impedancia (Z) que es tan necesario en los análisis de cortocircuito del sistema así como en el comportamiento del cable en regímenes transitorios y al efectuar las pruebas de campo y el mantenimiento correspondiente.

1. Resistencia a la corriente directa

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material, está expresada por la fórmula:

$$R_{cd} = \rho \cdot \frac{L}{A} \text{ ohms} \quad (1)$$

en donde:

L = longitud del conductor

A = área de la sección transversal del conductor

ρ = resistividad volumétrica del material del conductor en unidades compatibles con L y A

El valor de la resistividad por unidad de masa, para el cobre, que ha normalizado la IACS a 20°C y 100% de conductividad es 0.15328 ohm-gramo/m². Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Algunos valores, en diferentes unidades usadas en los cálculos de ingeniería, son:

- 1.7241 microhm-cm
- 0.67879 microhm-pulgada
- 10.371* ohm-cmil/pie
- 17.241* ohm-mm²/km

Los valores para el aluminio grado EC con 61% de conductividad a 20°C según IACS, son:

- 2.828 microhm-cm
- 1.1128 microhm-pulgada
- 17.002* ohm-cmil/pie
- 28.28* ohm-mm²/km

Los valores marcados con un asterisco (*) son los más comúnmente usados para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos.

Efecto de cableado

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres dividida entre el número de ellos.

$$R_{ca} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} \times \frac{L}{A'} \quad (2)$$

en donde R' y A' son la resistencia y el área de la sección transversal de cada alambre, respectivamente. Sin embargo, esta fórmula sería válida sólo si todos los alambres tuviesen la misma longitud. Como en realidad esto no es exacto ya que las longitudes de los alambres de las capas superiores tienen una longitud mayor, el incremento de la resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos, se puede suponer:

$$R_{ca} = \frac{\rho}{n} \frac{L}{A} (1 - k_c) \quad (3) \quad \text{(como se sostiene)}$$

en donde:

k_c es el "factor de cableado" y los valores correspondientes para diversos tipos de cuerdas se encuentran en la tabla 5.1, y en las tablas 5.2a y b se encuentran los valores de la resistencia a la corriente directa de los conductores usuales.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

TABLA 5.1 Incremento de la resistencia por efecto de cableado

Tipo de cableado	k_c
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

TABLA 5.2a Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de cobre con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto

mm ²	AWG MCM	Área de la sección (mm ²)	Resistencia eléctrica nominal a la cd (20°C) (Cu suave) Ω/km
	8	8.37	2.10
	6	13.30	1.322
	5	16.77	1.050
	4	21.15	0.832
	3	26.70	0.660
	2	33.60	0.523
35		34.89	0.504
	1	42.41	0.415
50		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
	2/0	67.43	0.261
70		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.21	0.164
	250	126.70	0.139
150	300	152.01	0.116
	350	177.34	0.0992
	400	202.70	0.0867
240		242.50	0.0726
	500	253.4	0.0694
	600	304.02	0.0578
	700	354.70	0.0496
	750	380.02	0.0463
	800	405.36	0.0434
	1000	506.7	0.0347

TABLA 5.2b Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de aluminio con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto

Designación AWG MCM	Área de la sección transversal (mm ²)	Resistencia eléctrica nominal a la cd ohm/km a 20°C
2	33.6	0.860
1/0	53.5	0.539
2/0	67.4	0.428
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.269
250	126.7	0.228
350	177.3	0.163
500	253.4	0.114
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0569

2. Efecto de la temperatura en la resistencia

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos de la resistencia y la longitud que estos sufren, en virtud de cambios en su temperatura. El más importante (para los cables aislados) es el cambio en el valor de la resistencia, ya que el incremento en la longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos entre postes.

En cables aislados bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones del conductor.

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor, a distintas temperaturas, y situáramos los valores obtenidos en una gráfica, obtendríamos la curva ilustrada en la figura 5.1.

La resistencia (R_2), a una temperatura cualquiera T_2 , en función de la resistencia (R_1), a una temperatura T_1 , distinta de cero, estaría dada por:

$$R_2 = R_1 [1 - \alpha (T_2 - T_1)] \quad (4)$$

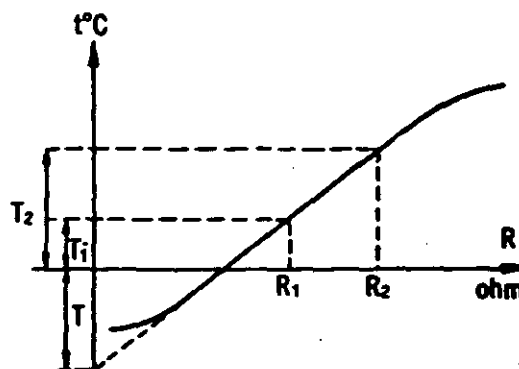


Fig. 5.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico con la temperatura.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

en donde α se denomina "coeficiente de corrección por temperatura" y sus dimensiones son el recíproco de grados centígrados. El valor de la resistividad se expresa generalmente a una temperatura estándar de 20°C (68°F).

El punto de intersección de la prolongación de la parte rectilínea de la curva de la figura con el eje t (temperaturas) es un valor constante para cada material; en esta temperatura, el valor teórico de la resistencia del material es nula. A continuación se dan valores de T en °C, para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos:

|T| = 234.5°C para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad, según IACS.

|T| = 241°C para cobre semiduro estirado en frío con 97.3% de conductividad, según IACS.

|T| = 228°C para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad, según IACS.

De la figura 5.1 se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \quad (5)$$

expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería (véase tabla 5.3). Asimismo es fácil demostrar que si:

$$\alpha = \frac{1}{234.5} = 0.00427, \text{ a } 0^\circ\text{C}$$

entonces:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 - x^\circ\text{C}}, \text{ a } x^\circ\text{C} \quad (6)$$

Los factores de corrección para cobre de 100% de conductividad IACS se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T} = \frac{254.5}{234.5 + T} \quad (7)$$

Los factores de corrección para aluminio de 61% de conductividad IACS se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 25}{228 + T} = \frac{253}{228 + T} \quad (8)$$

en donde:

R_1 = resistencia a 20°C

R_2 = resistencia medida a la temperatura de prueba

T = temperatura de prueba

TABLA 3 Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores eléctricos de cobre y aluminio

Temperatura del conductor en °C	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020
20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.861
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

3. Resistencia a la corriente alterna

La resistencia de un conductor eléctrico por el que circula corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. Este incremento es ocasionado por dos efectos.

- El efecto superficial o de piel y
- El efecto de proximidad

por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + Y_s + Y_p) \quad (9)$$

donde:

- R_{ca} = resistencia a la corriente alterna
- R_{cd} = resistencia a la corriente directa
- Y_s = factor debido al efecto de piel
- Y_p = factor debido al efecto de proximidad

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que la pérdida que se produce cuando circula una corriente directa de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

Para explicar este fenómeno podemos imaginar el conductor compuesto por una serie de filamentos paralelos al eje del mismo, todos ellos de la misma sección y de la misma longitud y consecuentemente de la misma resistencia.

Al circular corriente directa por el conductor, tendremos que la diferencia de potencial aplicada a cada filamento es la misma y, ya que la resistencia de todos los filamentos es igual, la corriente en cada filamento será igual a la de los demás y se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor.

Cuando circula una corriente alterna, el flujo magnético que producirá esta corriente cortará los filamentos de que hemos considerado compuesto el conductor. Los filamentos de la parte central del conductor se eslabonan con más líneas de fuerza de otros filamentos que los que se eslabonan con los filamentos externos del conductor; por lo tanto, la fuerza contraelectromotriz inducida en los filamentos centrales será mayor que la inducida en los filamentos superficiales.

Como la diferencia de potencial entre los extremos de todos los filamentos tiene que ser igual, ya que están conectados en paralelo, tendrá que verificarse que las caídas de potencial sean iguales y, por lo tanto, las corrientes en los filamentos centrales en los que la fuerza contraelectromotriz inducida es mayor tendrán que ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, o sea que la densidad de corriente es mayor en la superficie del conductor que en el centro.

A este fenómeno también se le conoce como "efecto pelicular" o "efecto Kelvin".

El factor Y_s del efecto de piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8 X_s^4} \quad (10)$$

con

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times (10^{-4} k_s) \quad (10')$$

donde:

f = frecuencia del sistema, Hz

R' = resistencia del conductor a la c.d. corregida a la temperatura de operación, ohm/km.

En la tabla 5.4 se dan algunos valores de k_s .

Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales caracte-

TABLA 4

Factores k_c y k_p	k_c	k_p
Conductor redondo compacto	1.0	1.0
Conductor redondo	1.0	1.0
Conductor compacto segmental	0.435	0.37

rísticas pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor (Y_p)

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_p :

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} + 0.27} \right]$$

con:

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} k_p$$

donde:

d_c = diámetro del conductor (cm)
 s = distancia entre ejes de los conductores (cm)

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_p obtenido se deberá multiplicar por 2/3, para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original:

$d_c = d_x$, que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectorial.
 $s = d_x + t$

donde t es el espesor del aislamiento.

TABLA 5 Razón de resistencias, c.a./c.d., para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 cps. Cableado concéntrico normal

Calibre conductor AWG o MCM	Para cubiertas no metálicas. Véase nota 1		Para cables con cubiertas metálicas. Véase nota 2	
	1		2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menores	1.000	1.000	1.00	1.00
2	1.000	1.000	1.01	1.00
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04
500	1.018	1.007	1.13	1.06
600	1.025	1.010	1.16	1.08
750	1.039	1.015	1.21	1.11
1000	1.067	1.026	---	1.19
1250	1.102	1.040	---	1.27
1500	1.142	1.058	---	1.36
1750	1.185	1.079	---	1.46
2000	1.233	1.100	---	1.56
2500	1.326	---	---	---

Nota 1. Úsele la columna 1 para la razón c.a./c.d. para:

- A) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalado en aire o en ducto no metálico
- B) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalado con las cubiertas aisladas en aire o en ductos no metálicos separados

La columna 1 incluye únicamente el efecto de piel (skin). Por lo general, pueden despreciarse los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, para instalaciones espaciadas en forma uniforme.

Nota 2. Úsele la columna 2 para la razón c.a./c.d. para:

- A) Cables multiconductores con cubierta metálica
- B) Cables multiconductores con cubierta no metálica en conduit metálico
- C) Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico
- D) Cables multiconductores con cubiertas no metálicas, instalados al aire o en conduit no metálico

La columna 2 incluye la corrección por efecto superficial (skin), de proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

4 Ejemplo

Como se podrá apreciar en las tablas que complementan los enunciados, pueden efectuar cálculos aproximados de la resistencia efectiva del conductor, que en ocasiones, por brevedad, son tan necesarios en cálculos de ingeniería. Se presenta a continuación, a manera de ejemplo, el cálculo y resultados, siguiendo las fórmulas presentadas, y la secuencia utilizando las aproximaciones de las tablas.

Ejemplo: Se desea conocer la resistencia efectiva de un cable VULCANEL monopolar con conductor compacto de cobre suave, calibre 500 MCM, bajo las siguientes condiciones de instalación:

1. Separación mantenida entre centros, 20 cm
2. Temperatura de operación del conductor, 90°C
3. Frecuencia del sistema, 60 Hz

Mediante fórmulas

La secuencia de los cálculos es:

1. Cálculo de la resistencia a la c.d. a una temperatura de 20°C (Fórmulas 5.1 y 5.3)
2. Corregir la resistencia calculada a la temperatura de operación
3. Calcular el efecto superficial (Fórmulas 5.10 y 5.10')
4. Calcular el efecto de proximidad (Fórmulas 5.11 y 5.11')
5. Aplicar la fórmula

Así entonces, en el ejemplo se tiene:

$$1. R_{cd(20^{\circ}\text{C})} = \frac{17.241}{253.4} = 0.06804 \text{ ohm/km (Fórmula 5.1)}$$

Corrección por cableado

$$R_{cd(20^{\circ}\text{C})} = 0.0680 \times 1.02 = 0.0694 \text{ ohm/km (Fórmula 5.3)}$$

2. A la temperatura de operación:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.003929/^{\circ}\text{C (Fórmula 5.6)}$$

$$R_{cd(90^{\circ}\text{C})} = 0.0694 [1 + 0.00393 (90 - 20)] = 0.0885 \text{ ohm/km (Fórmula 5.4)}$$

3. Por efecto de piel

$$X_s^2 = \frac{8 \pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.704$$

$$Y_s = \frac{(1.704)^2}{192 + 0.8(1.704)^2} = 0.015$$

4. Por efecto de proximidad:

$$X_p^2 = \frac{8 \pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.704$$

$$Y_p = 0.0005$$

5. Finalmente,

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0005) = 0.0899 \text{ ohm/km}$$

Por tablas (aproximaciones)

La secuencia a seguir es:

1. Resistencia a la c.d. a 20°C (Tabla 5.2a)
2. Dividir entre el factor correspondiente de la tabla 5.3
3. y 4. Aproximar los efectos de proximidad y superficial multiplicando por el factor de la tabla 5.5

Cálculos

De la tabla 5.2a, da

$$R_{cd(20^\circ\text{C})} = 0.0694$$

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.3

$$R_{cd(90^\circ\text{C})} = \frac{0.0694}{0.784} = 0.0885$$

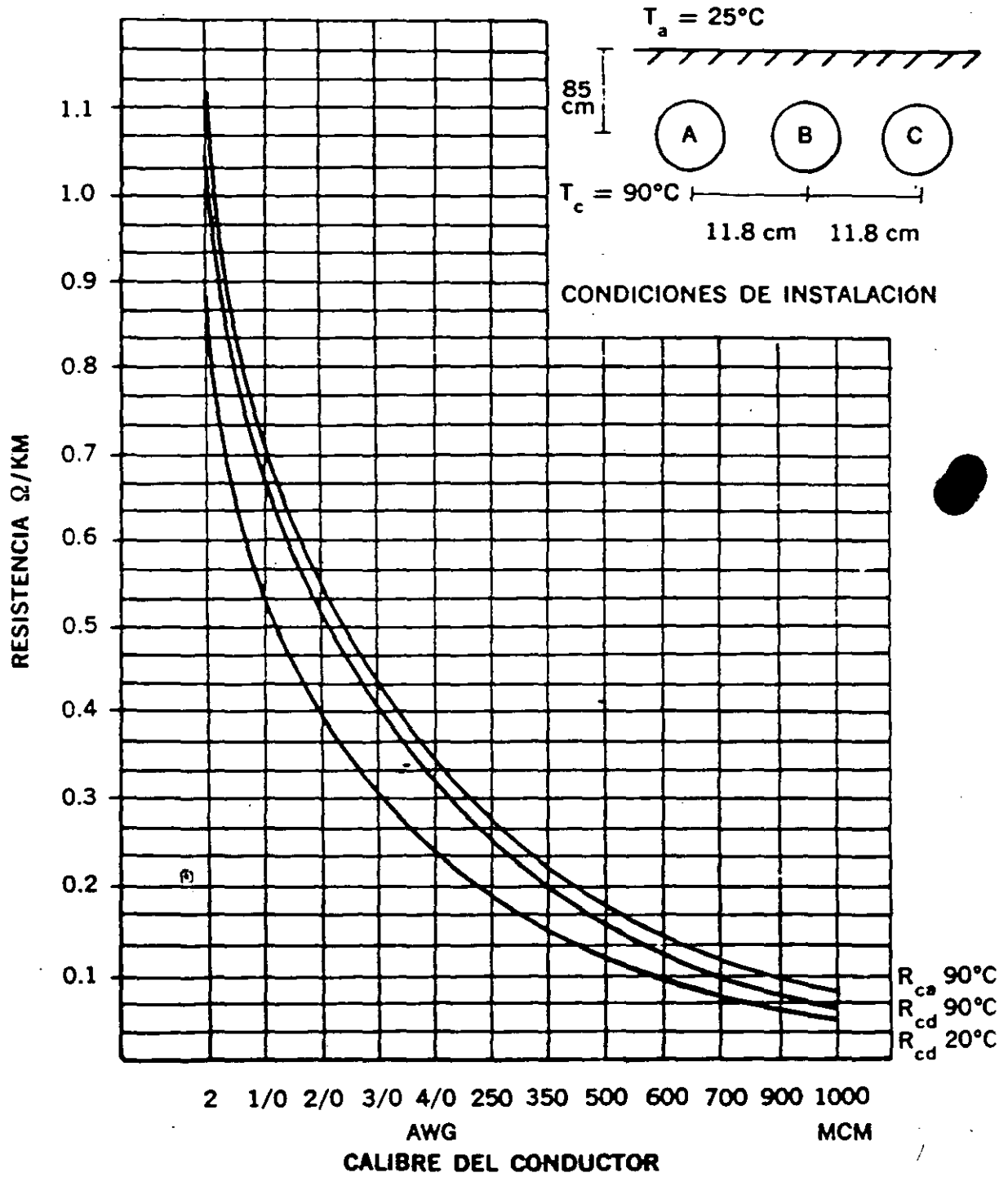
Con el factor de corrección de la tabla 5.5 incluimos el efecto de piel y de proximidad.

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 \times 1.018 = 0.0901 \text{ ohm/km}$$

Se puede observar que los resultados son muy similares, con un error mínimo, por lo que en algunos cálculos pudiera aplicarse el método corto con aproximaciones dadas por las tablas.

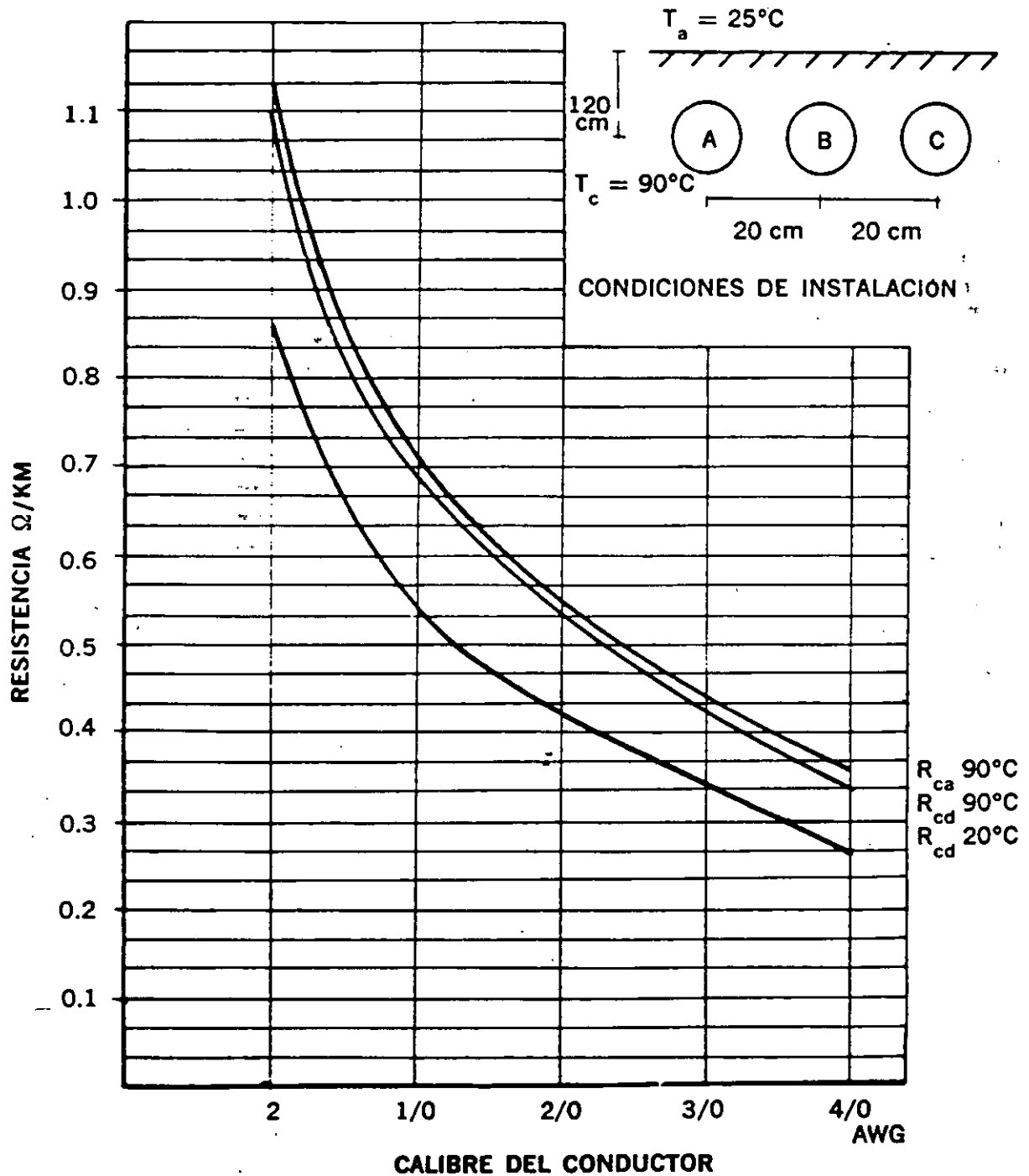
GRÁFICA 1

RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP — TIPO DS.
CONDUCTOR DE ALUMINIO 15 Y 25 KV



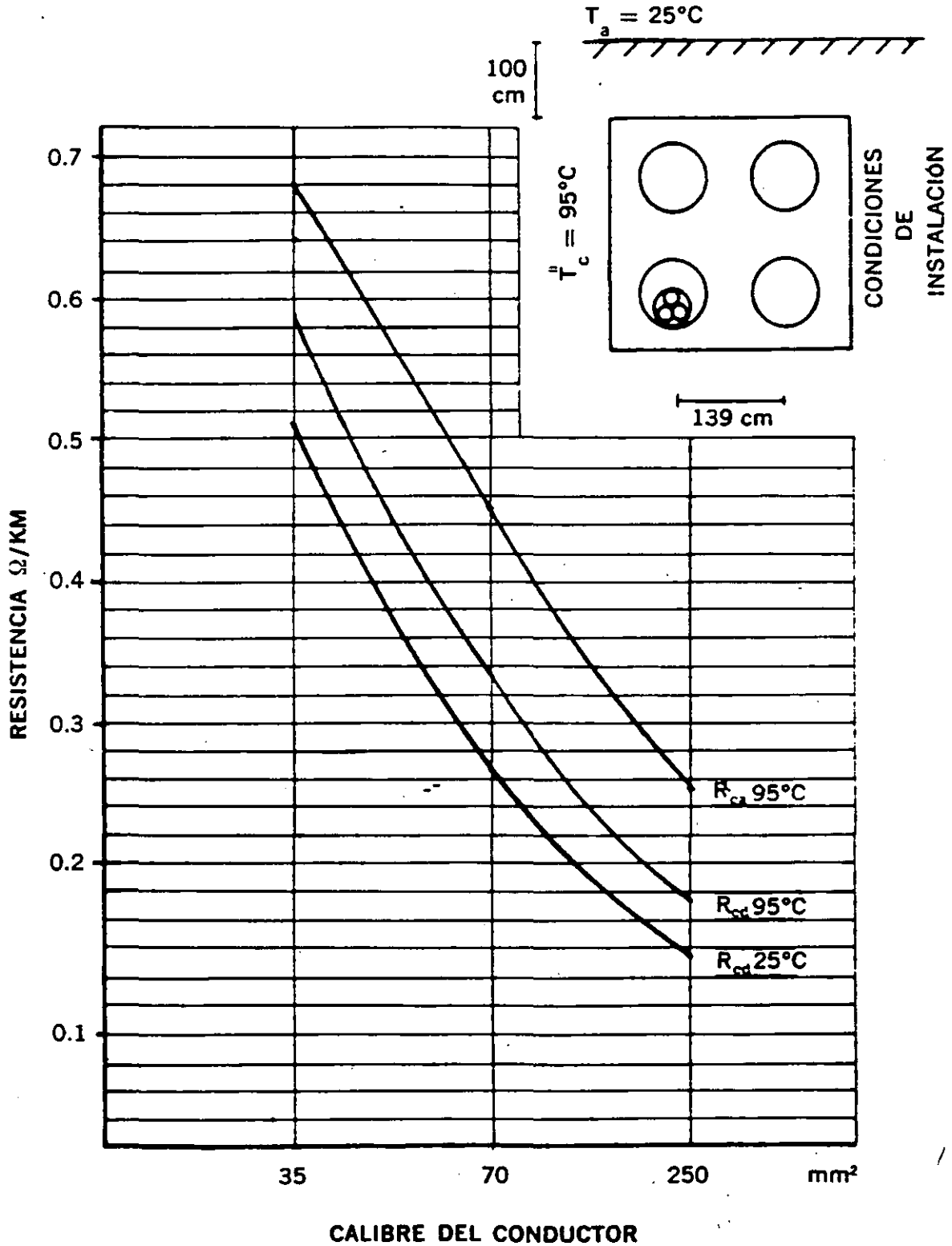
GRÁFICA 2

RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGÍA VULCANEL EP — DRS.
CONDUCTOR DE ALUMINIO



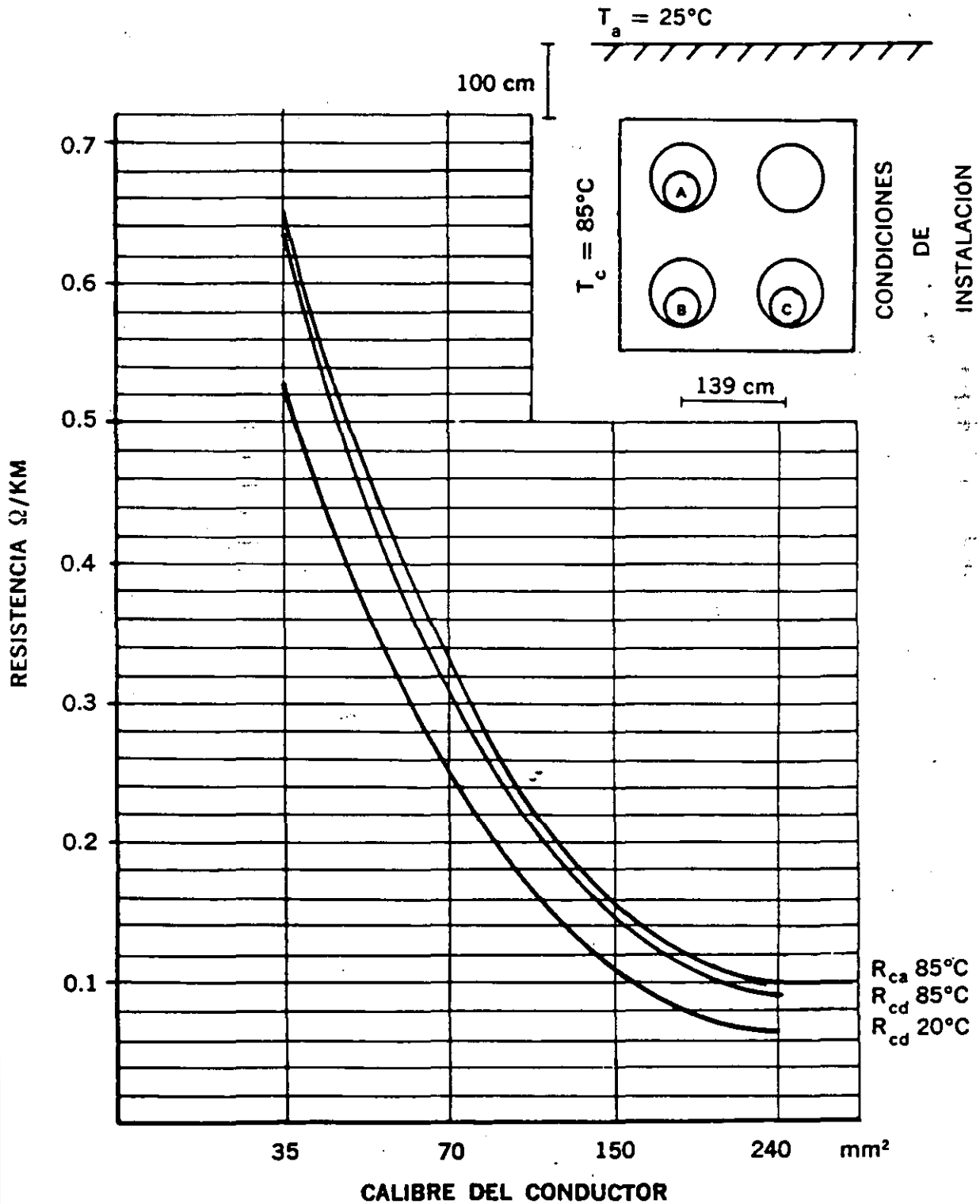
GRAFICA 3

RESISTENCIA DE CABLES TRIPOLARES TIPO 6PT CON AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO. 6 KV CONDUCTOR DE COBRE



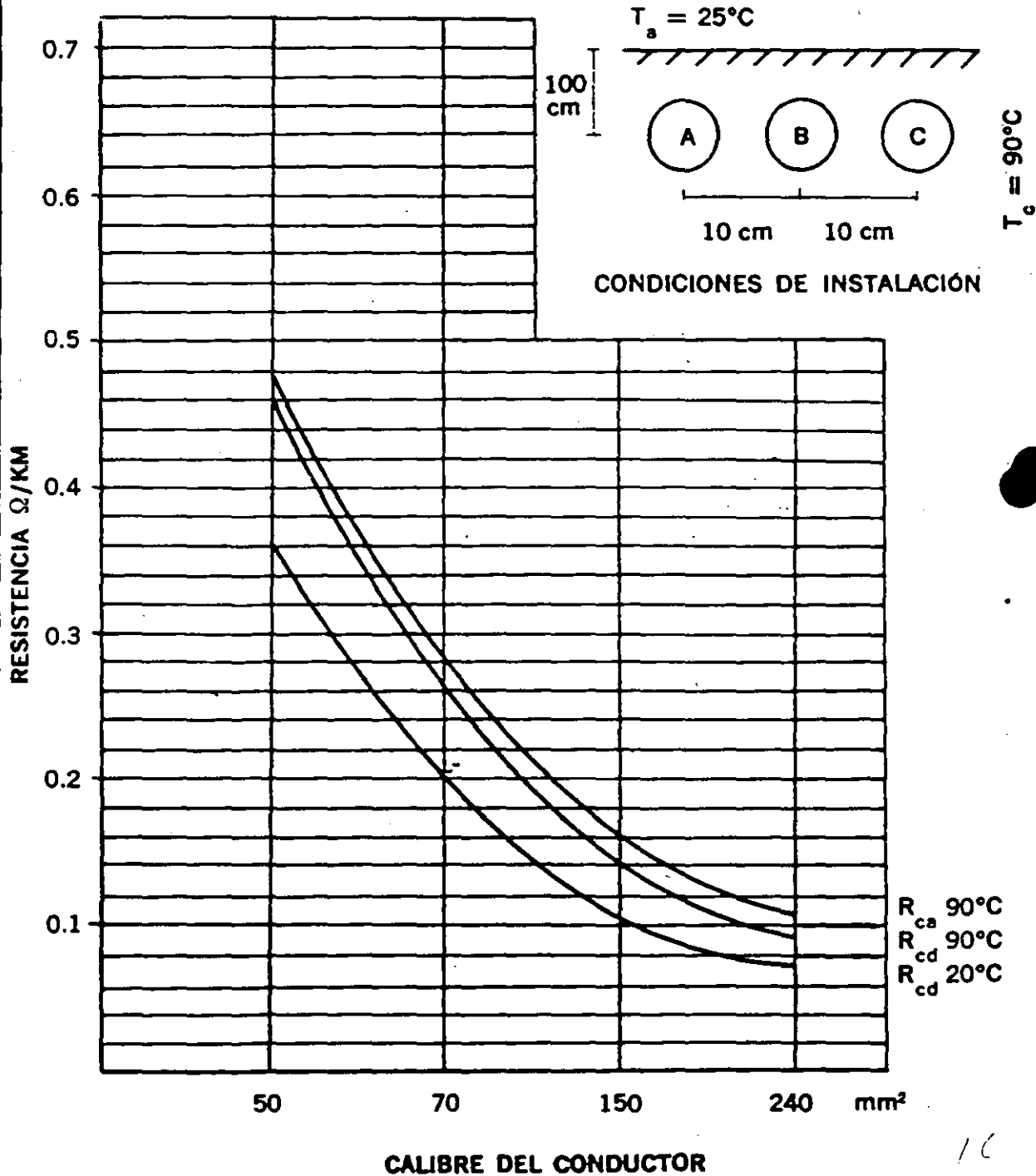
GRAFICA 4

RESISTENCIA DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23PT AISLADOS
 CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO
 CONDUCTOR DE COBRE, 23 KV



GRÁFICA 5

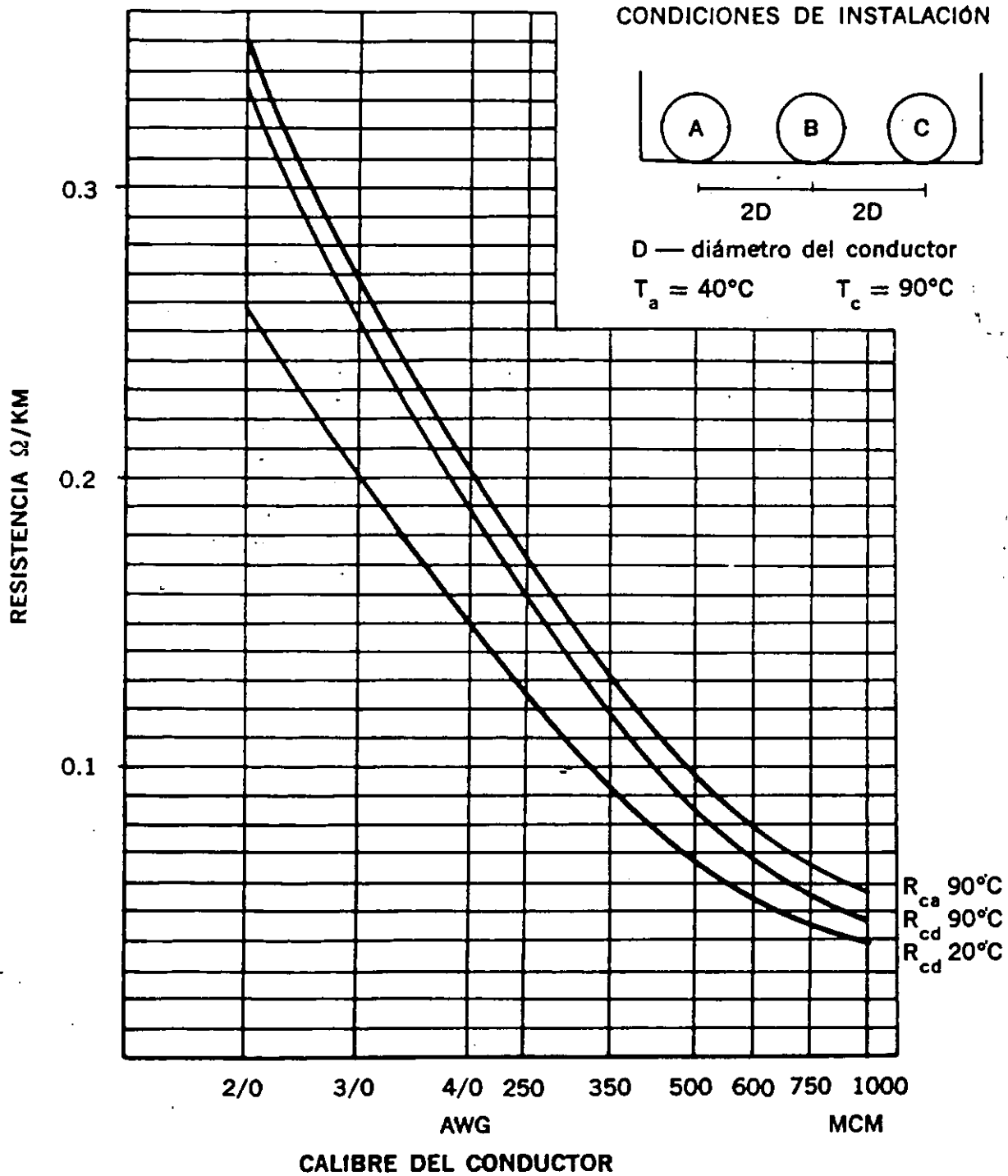
RESISTENCIA DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23TC CON AISLAMIENTO DE XLP Y CONDUCTOR DE COBRE



10

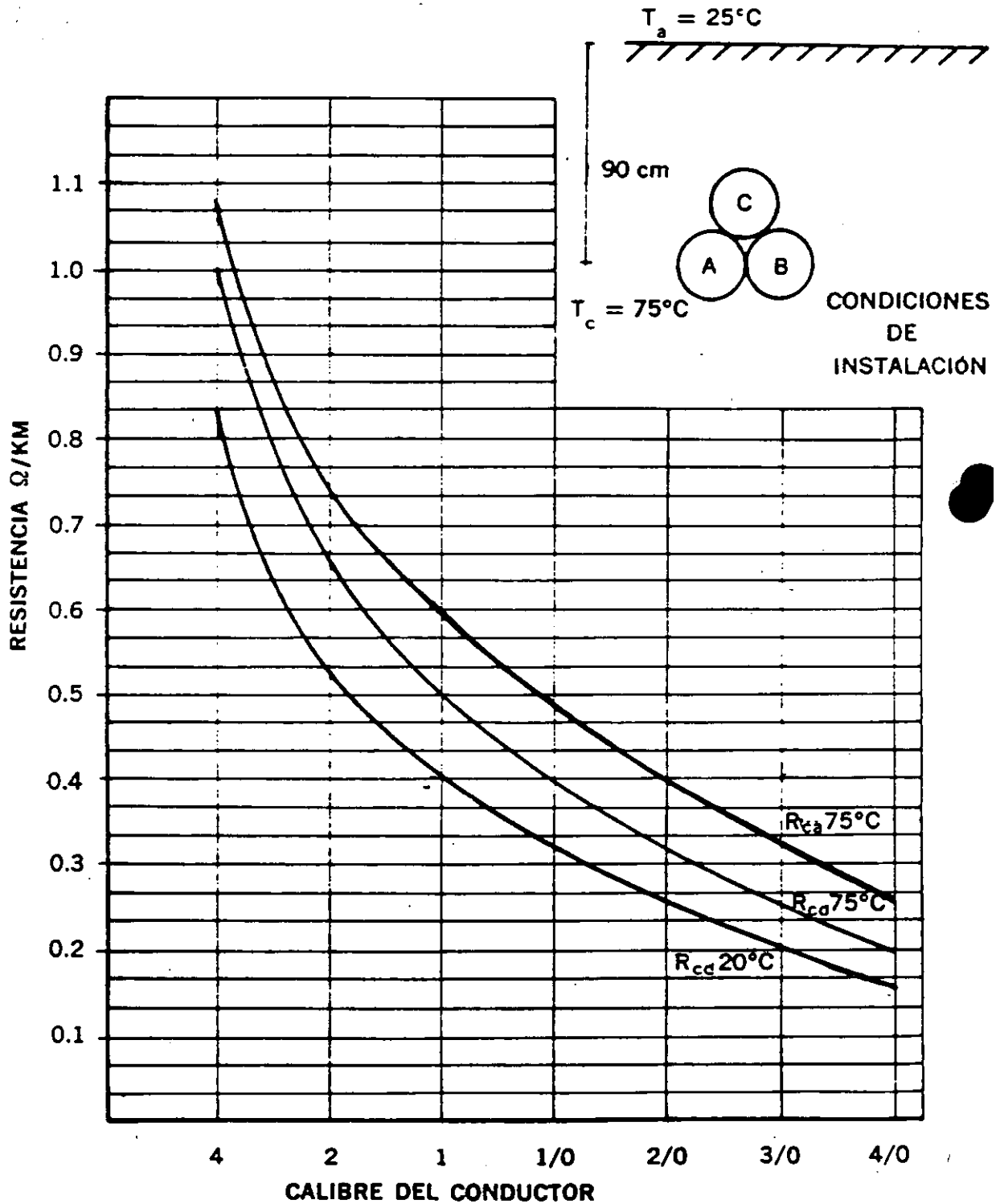
GRÁFICA 6

RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO
 EP — XLP. CONDUCTOR DE COBRE. TENSIONES DE OPERACIÓN
 5, 15, 25 Y 35 kV



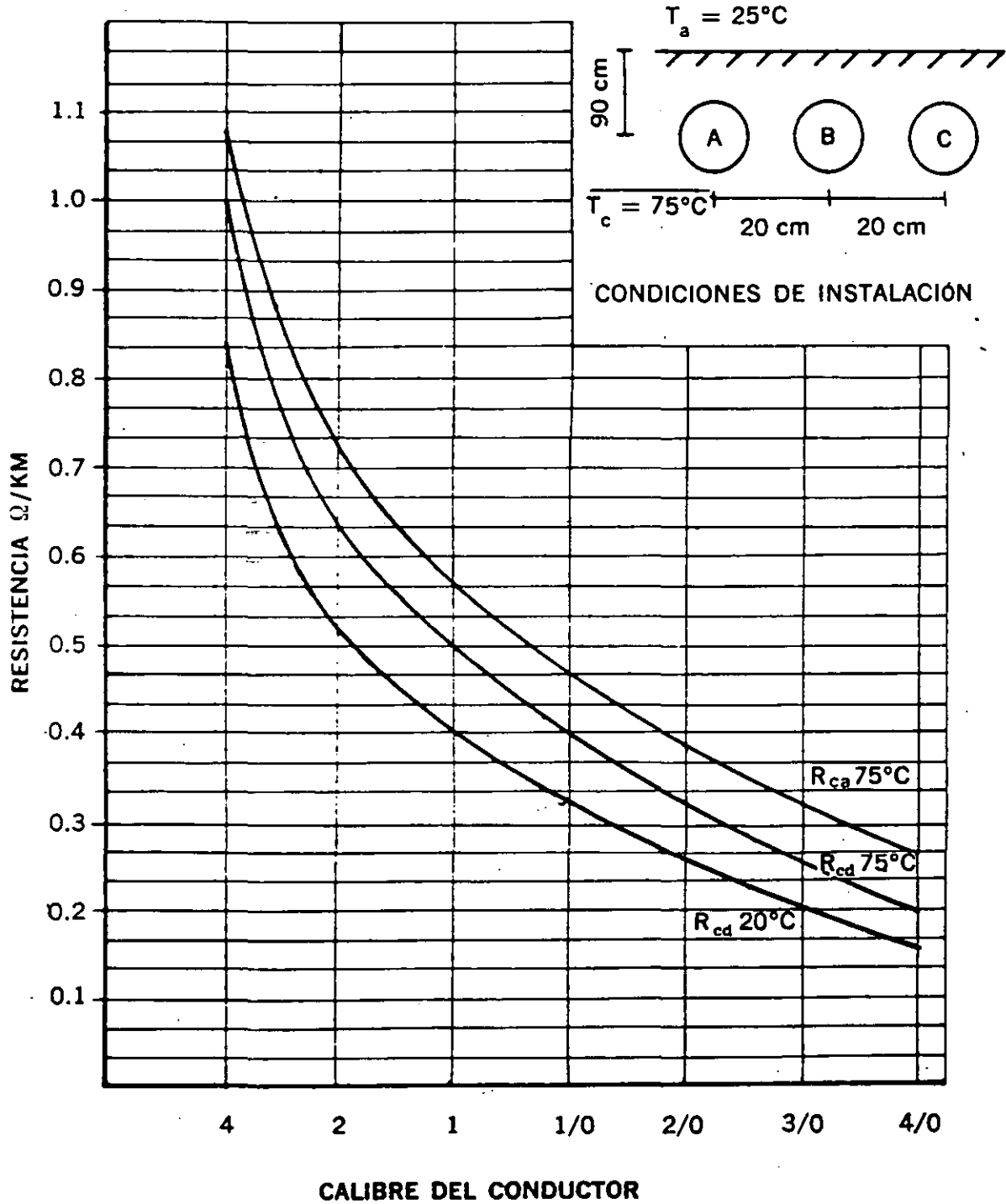
GRÁFICA 7

RESISTENCIA EN CABLES UNIPOLARES. CON AISLAMIENTO SINTENAX, 75°. CONDUCTOR DE COBRE. 15 Y 25 KV



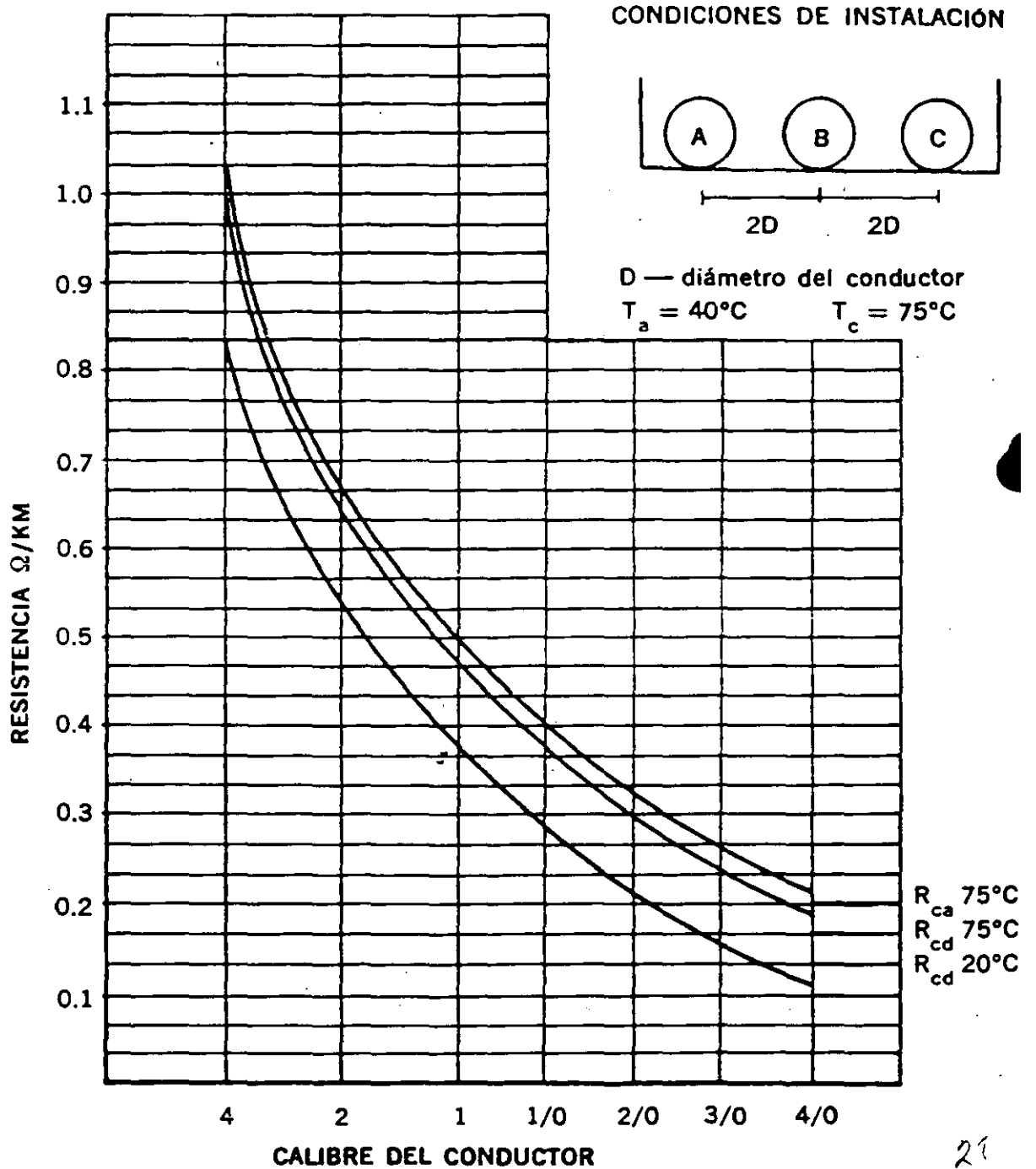
GRÁFICA 8

RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES. AISLAMIENTO SINTENAX,
75°. CONDUCTOR DE COBRE. 15 Y 25 kV



GRAFICA 9

RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES. AISLAMIENTO SINTENAX
CONDUCTOR DE COBRE. 15 Y 25 kV



INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

1 Inductancia

Cuando en un conductor eléctrico circula una corriente de magnitud variable en el tiempo se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por los que también circulan corrientes de naturaleza análoga), a la razón de la variación del flujo magnético a la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como inductancia:

$$L \propto \frac{\text{Variación del flujo magnético en el tiempo}}{\text{Variación de la corriente en el tiempo}}$$

en donde la inductancia L se da en henrys.

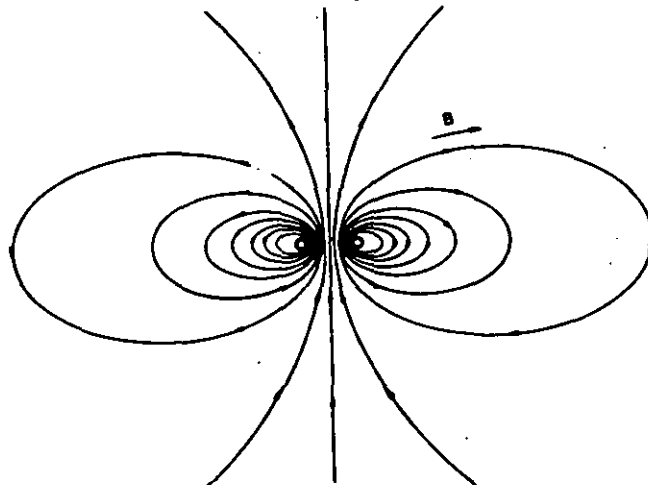


Fig. 6.1 Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables.

La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna L_o (ya que parte del flujo generado corta al conductor mismo) más la externa o mutua L_m .

$$L = L_o + L_m \quad (1)$$

La inductancia propia (L_o) de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción; esto es, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario que no es cortado por el flujo generado, afectando el radio (r) de la sección conductora por una constante (véase tabla 6.1); así se obtiene el radio de un conductor imaginario para el que todo el flujo es externo. Al radio así calculado se le conoce como radio medio geométrico del conductor (RMG) y la ecuación 6.1 se puede expresar en función del RMG según se indica en la tabla 6.2.

TABLA 6.1 Radio medio geométrico de conductores usuales

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	0.779r
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726r
19 hilos	0.758r
37 hilos	0.768r
61 hilos	0.772r
91 hilos	0.774r
127 hilos	0.776r

$r =$ Radio del conductor

La inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto o no de pantallas o cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas.

En el cálculo de la inductancia total (incluidos los efectos de la inductancia mutua y propia) se pueden distinguir los siguientes casos:

1. Cables sin pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas éstas se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.
2. Cables con pantallas¹ o cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permiten corrientes a través de las mismas.

¹ Para efectos prácticos, los cables con pantalla a base de cintas metálicas o equivalentes con conexión a tierra de ésta en dos o más puntos y que, por lo tanto, fomentan el paso de corrientes a través de ella, pueden ser considerados dentro del primer caso, para calcular la inductancia total, ya que la sección de estas pantallas es muy pequeña, dando lugar a una resistencia eléctrica tan elevada que limita tales corrientes a valores depreciables.

2 Reactancia inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de la inductancia propia y mutua) del cable y se obtiene de la siguiente expresión:

$$X_L = 2\pi f L \text{ ohm/km} \quad (2)$$

donde:

f = frecuencia del sistema en Hz

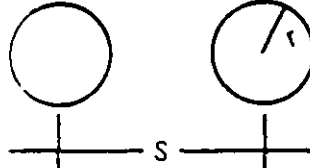
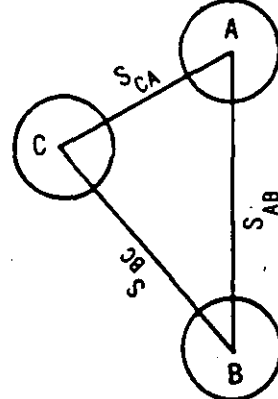
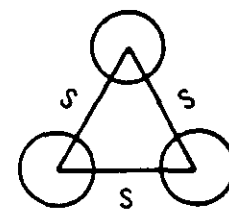
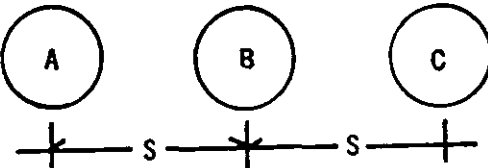
L = inductancia en henry/km

Formulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

Caso 1

Las fórmulas para el cálculo de la inductancia total, para diversas disposiciones de los cables, se resumen en la tabla 6.2.

TABLA 2 Caso 1 Fórmulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

 $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG} \quad (6.3)$	 <p>El valor medio de la inductancia total del sistema es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (6.5)$ <p>donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:</p> $DMG = \sqrt[3]{S_{AB} \times S_{BC} \times S_{CA}} \quad (6.5')$ <p>$S_{AB} \neq S_{BC} \neq S_{CA}$ Formación triangular</p>
<p>Formación triangular equidistante</p>  $L = L_A = L_B = L_C$ $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG} \quad (6.4)$	 <p>El valor medio de la inductancia total es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$ <p>donde $DMG = \sqrt{2} \times S \quad (6.6)$</p> <p>Formación plana</p>

Para el cálculo de la inductancia y reactancia inductiva en cables provistos de pantallas y cubiertas metálicas que se encuentran conectadas a tierra dos o más puntos, es necesario considerar el flujo producido por las corrientes que circulan por la pantalla o cubierta metálica.

En este aspecto se hará hincapié, en especial, en el tratamiento del efecto de estas corrientes, basado en el trabajo desarrollado por Halperin y Miller² el cual se utilizará no sólo en este caso, sino también en los desarrollos correspondientes a voltajes, corrientes inducidas y pérdidas en las pantallas y cubiertas metálicas.

3 Resistencia y reactancia aparentes

Una forma simplificada de determinar los efectos de las corrientes que circulan en pantallas y cubiertas metálicas es considerar un cable imaginario sin pantalla, que presente una resistencia y reactancia comparable a la que presenta un conductor real, incluidos los efectos de la pantalla.

A la resistencia y reactancia de este cable imaginario se les conoce como resistencia y reactancia aparentes, y los valores obtenidos de estos parámetros permiten de manera directa el cálculo de la impedancia de la línea, caída de tensión, etc.

El valor final de la resistencia aparente se obtiene de sumar, a la resistencia efectiva a la c.a. determinada en la sección 5, un término (véase tabla 6.3) que incluye los efectos de la corriente inducida en la pantalla o cubierta metálica.

De forma análoga, la reactancia aparente se obtiene al restar, a la reactancia que se obtendría de un cable idéntico sin pantalla o cubierta metálica, un término similar de naturaleza inductiva.

La reducción aparente en la reactancia inductiva, debido a las corrientes que circulan por la pantalla o cubierta metálica es de poca magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en estos casos valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de éstas.

En circuitos trifásicos con cables monopolares colocados equidistantes o circuitos monofásicos (para otras disposiciones véase tabla 6.4), la resistencia aparente (R_A) y la reactancia inductiva aparente (X_{LA}) están dadas por:

$$R_A = R + \frac{X_m^2 R_p}{X_m^2 + R_p^2}$$

$$X_{LA} = X_L - \frac{X_m^2}{X_m^2 + R_p^2}$$

² Véase "Reduction of sheath losses in single conductor cables". Messrs. Halperin and Miller. Transactions del A.I.E.E. Abril de 1929, pág. 399.

donde:

R = resistencia efectiva del conductor a la c.a., ohms/km

$X_L = 2 \pi fL$ ohms/km

L es la calculada de acuerdo con la tabla 6.2

$X_m = 2 \pi fM$

M = inductancia mutua entre conductor y pantalla o cubierta metálica

$$X_m = 2 \pi f \left[2 \times 10^{-4} \ln \frac{s}{r_o} \right] = 0.0754 \ln \frac{s}{r_o} \frac{\text{ohm}}{\text{km}} \quad (7)$$

R_p = resistencia de la pantalla a la temp. de operación (véase tabla 6.5)

f = frecuencia en ciclos por segundo

s = distancia entre centros de los cables en cm

r_o = radio medio de la pantalla en cm

TABLA 6.3 Resistencia y reactancia aparentes

Resistencia aparente (R_A) ohm/km

Fase A	$R + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3} + P)}{(P^2 + 1)} + \frac{(1 - \sqrt{3}Q)}{(Q^2 + 1)} \right]$
Fase B	$R + \frac{R_p}{Q^2 + 1}$
Fase C	$R + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3} - P)}{(P^2 + 1)} + \frac{(1 + \sqrt{3}Q)}{(Q^2 + 1)} \right]$
Promedio	$R + R_p \left[\frac{P^2 + Q^2 + 2}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right]$

Reactancia aparente (X_{LA}) ohm/km

Fase A	$X_L - X_m + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}P - 1)}{(P^2 + 1)} + \frac{(Q + \sqrt{3})}{(Q^2 + 1)} \right]$
Fase B	$X_L - X_m + \frac{R_p Q}{Q^2 + 1}$
Fase C	$X_L - X_m + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}P + 1)}{(P^2 + 1)} + \frac{(Q - \sqrt{3})}{(Q^2 + 1)} \right]$
Promedio	$X_L - X_m + R_p \left[\frac{Q(P^2 + 1) + P(Q^2 + 1)}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right]$

TABLA 6.4 Configuraciones para el cálculo de resistencia y reactancia aparentes

	I Monofásica	II Equilátera	III Rectangular	IV Plana	V Doble circuito	VI Doble circuito
Configuración						
$P = \frac{R_p}{Y}$	X_m	$\left(X_m + \frac{a}{2}\right)$	$\left(X_m + a\right)$	$\left(X_m + a + \frac{b}{2}\right)$	$\left(X_m + a - \frac{b}{2}\right)$	
$Q = \frac{R_p}{Z}$	X_m	$\left(X_m - \frac{a}{6}\right)$	$\left(X_m - \frac{a}{3}\right)$	$\left(X_m + \frac{a}{3} - \frac{b}{6}\right)$	$\left(X_m + \frac{a}{3} - \frac{b}{6}\right)$	
$Y =$						
$Z =$						
		$X_m = 2 \pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_o}); a = 2 \pi f (2 \times 10^{-4} \ln 2); b = 2 \pi f (2 \times 10^{-4} \ln 5)$				
		En ohms/km, $X_m = 0.0754 \ln \frac{S}{R_o}; a = 0.0523; b = 0.1214.$				

En el caso de cables tripolares con pantalla o cubierta común (Fig. 2) el valor de la resistencia aparente del conductor está dada por:

$$R_A = R + R_E \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

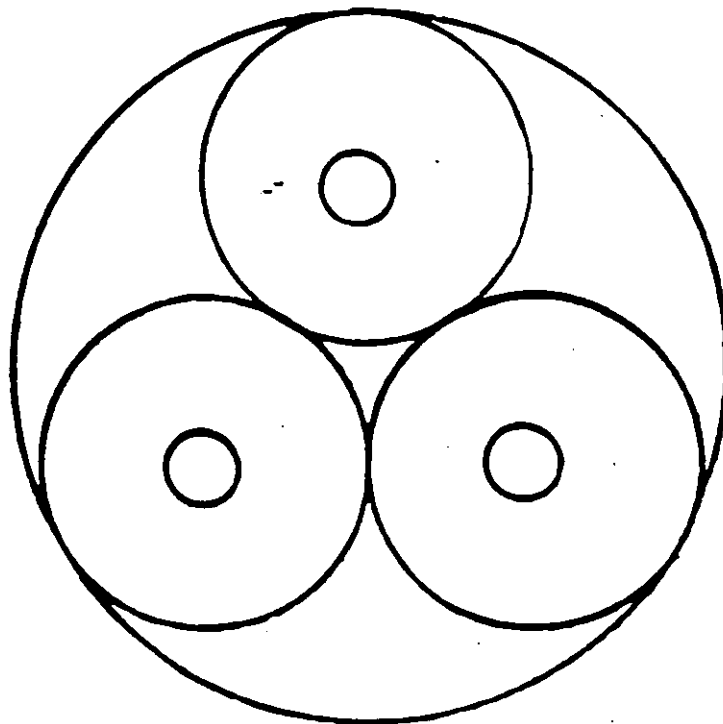


Fig. 2 Cable tripolar con pantalla o cubierta común

donde:

R = resistencia efectiva del conductor a la c.a. en $\frac{\text{ohm}}{\text{km}}$

$$R_E = \frac{4.26 \times S^2}{R_p \times r_o^2} \times 10^{-3} \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

R_p = resistencia de la pantalla en ohms/km

S = distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable en cm

Para conductores redondos

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2t) \quad (8)$$

siendo:

d = diámetro del conductor en cm

t = espesor del aislamiento en cm

Para conductores sectoriales, puede calcularse un valor aproximado de S con la ecuación 6.8, pero tomando d de 0.82 a 0.86 veces al diámetro del conductor redondo equivalente, dependiendo de la forma del sector, o por la medición directa del centro del sector al centro del cable.

TABLA 6.5 Fórmulas para el cálculo de la resistencia eléctrica de pantallas y cubiertas metálicas

Pantalla de alambres	$R_p = \rho \frac{1.02}{0.7854 \times n \times d^2} \text{ ohm/km}$
Tubular de plomo	$R_p = \frac{\rho}{\pi \times d_m \times t} \text{ ohm/km}$
Pantalla de cintas de cobre traslapadas	$R_p = \rho \frac{1.02 \times K}{\pi \times d_m \times t}$

Material	Resistividad eléctrica a 20°C
	ohm-mm ² /km
Aluminio	28.264
Cobre suave	17.241
Plomo	221.038

donde: ρ = resistividad eléctrica del material del conductor en ohm-mm²/km

d_m = diámetro medio de la pantalla o forro metálico en mm

d = diámetro de los alambres de la pantalla en mm

t = espesor de la pantalla o forro metálico en mm (aproximadamente 0.12 mm para cintas de cobre)

n = número de alambres

K = factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape ($K = 1$ para cables nuevos; $K = 2$ para cables que han estado en servicio).

4. Inducción de cables en paralelo

En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de un cable por fase, dando lugar a sistemas con dos o más cables en paralelo.

La inducción y, consecuentemente, la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase debe ser igual para todos, puesto que de ello depende la distribución de la corriente en ellos; por ejemplo: en un sistema con dos cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor que la proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y, como consecuencia, fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo cuando se utilizan cables de tres conductores, puesto que de esa forma se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

En el caso de cables monopolares en paralelo que estén dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (Fig. 6.3a) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas, y hacer que las separaciones entre los cables (d) pertenecientes a un sistema sea menor que las distancias (D) entre los propios sistemas.

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la figura 6.2b. Con esta disposición, los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que las fases A, B y C difieren entre sí. Sin embargo, esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la figura 6.2c tenemos un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conserva la separación entre sistemas ($D \gg d$) mayor que la que existe entre cables pero es desfavorable pues, en este caso, difieren no sólo los coeficientes de inducción entre las fases ABC, sino también los de los cables paralelos en una misma fase.

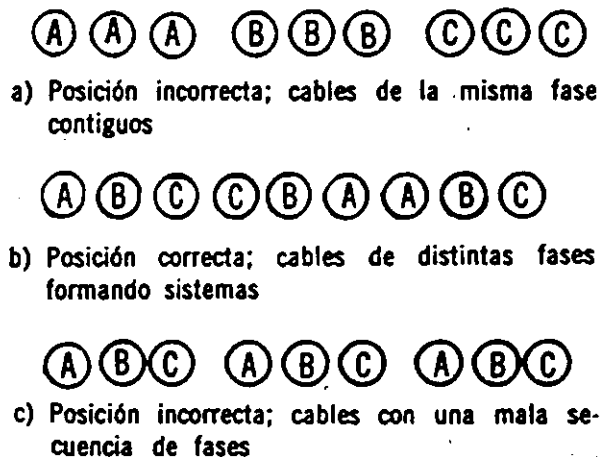


Fig. 3 Agrupación de cables monopolares en paralelo.

En el caso de cables en charolas, puede suceder que, además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la Fig. 6.4.

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

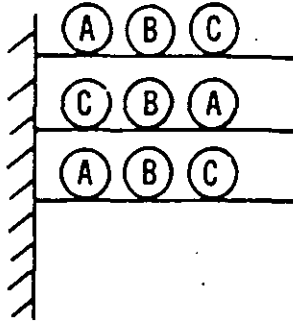
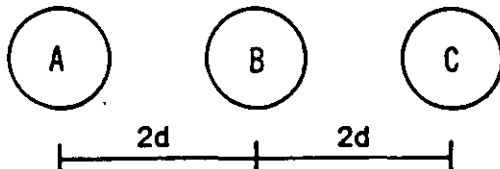


Fig. 4 Cables dispuestos en charolas.

Calcular la inductancia y reactancia inductiva de un sistema trifásico 60 Hz, con cables VULCANEL XLP, 15 kV, 250 MCM, conductor de cobre, 37 hilos, en formación plana y separados una distancia igual a dos veces su diámetro. Las pantallas están conectadas de un solo lado a tierra por lo que no hay corrientes inducidas a través de ellas.



I. Búsqueda de datos para calcular la inductancia total, en la tabla 6.2.

donde:

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times S$$

S = distancia entre centros de cables.

El RMG depende de la construcción del conductor que, en este caso, es de 37 hilos; por lo tanto, en la tabla 6.1 vemos que

$$RMG = 0.768 r$$

donde:

r = radio del conductor

El cable VULCANEL NLP. 15 kV, conductor de cobre, calibre 250 MCM tiene las siguientes dimensiones:

$$\text{Diámetro del conductor} = 13.7 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro total} = 28.1 \text{ mm}$$

II. Solución numérica

$$RMG = 0.768 \times \frac{13.7}{2} = 5.261 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times 2 \times 25.1 = 70.81 \text{ mm}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{70.81}{5.261}$$

$$L = 0.520 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$$

La reactancia inductiva está dada por:

$$X_L = 2 \pi fL \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

$$X_L = 2 \pi (60) (0.520 \times 10^{-3})$$

$$X_L = 0.196 \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

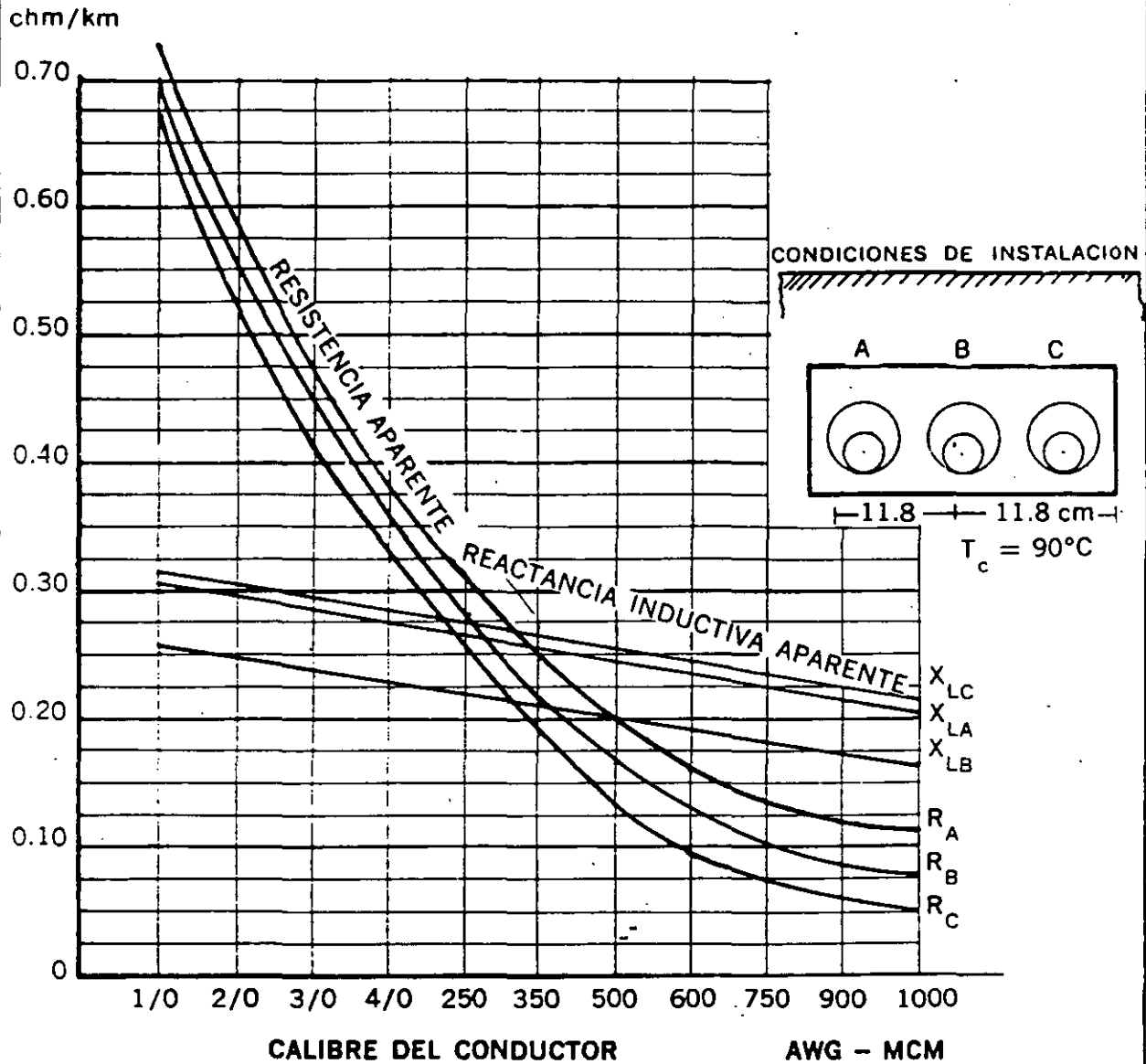
III. Solución gráfica

Viendo la gráfica 6.7 se puede leer directamente que $X_L = 0.159 \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$

6. Graficas

GRÁFICA 6.1

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP TIPO DS PARA 15 Y 25 kV



CÓMO USAR LA GRÁFICA:

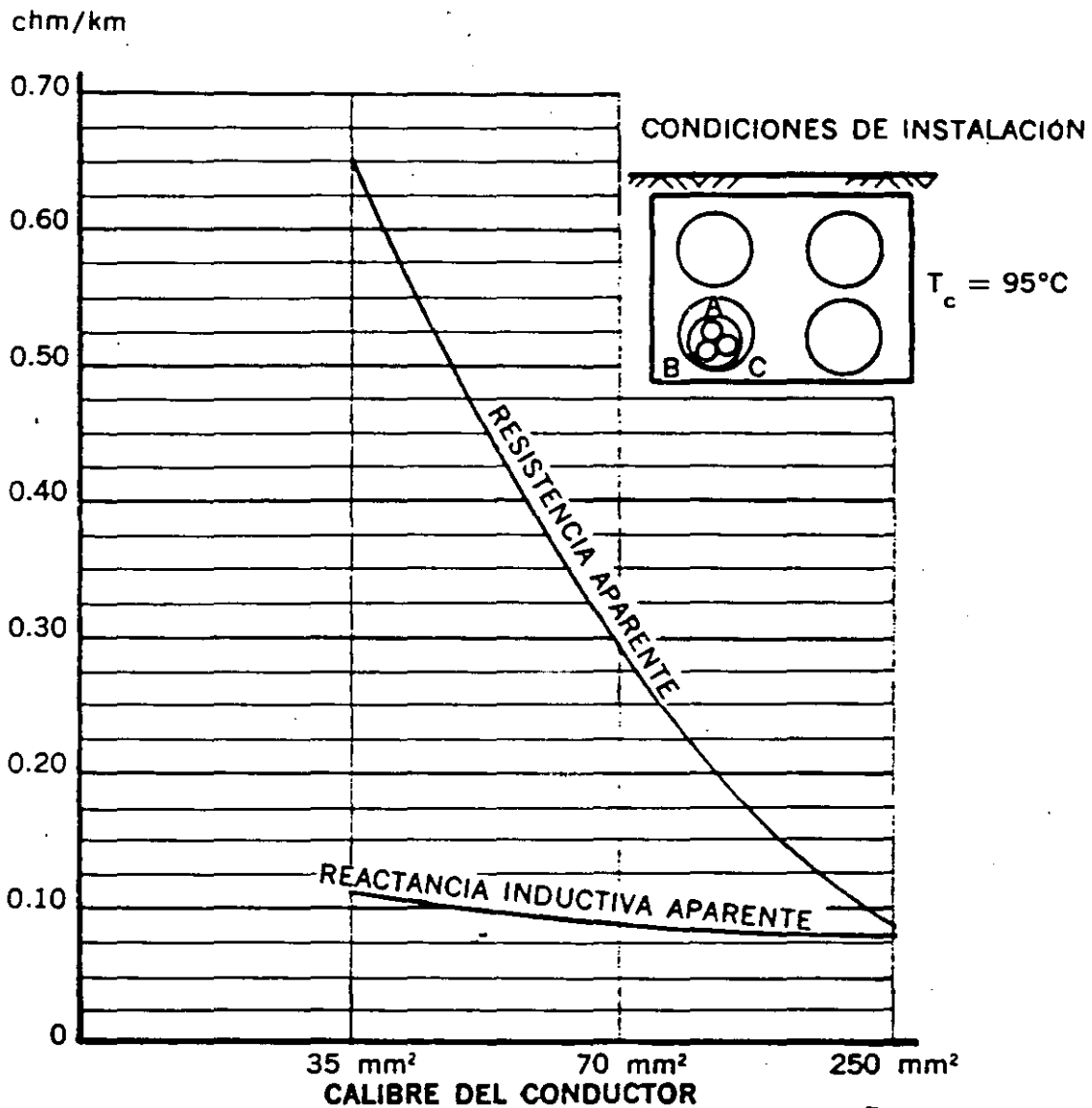
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

$$\Delta V = \sqrt{3} L I (R \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

- donde:
- ΔV = caída de tensión en volt
 - L = longitud de la línea en km
 - I = corriente del sistema en amp
 - R = resistencia del conductor en ohm/km
 - X_L = reactancia inductiva del sistema en ohm/km
 - $\cos \phi$ = factor de potencia del sistema.

GRAFICA 1/2

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES TRIPOLARES 6PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO DE PLOMO PARA 6 kV



CÓMO USAR LA GRAFICA:

1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

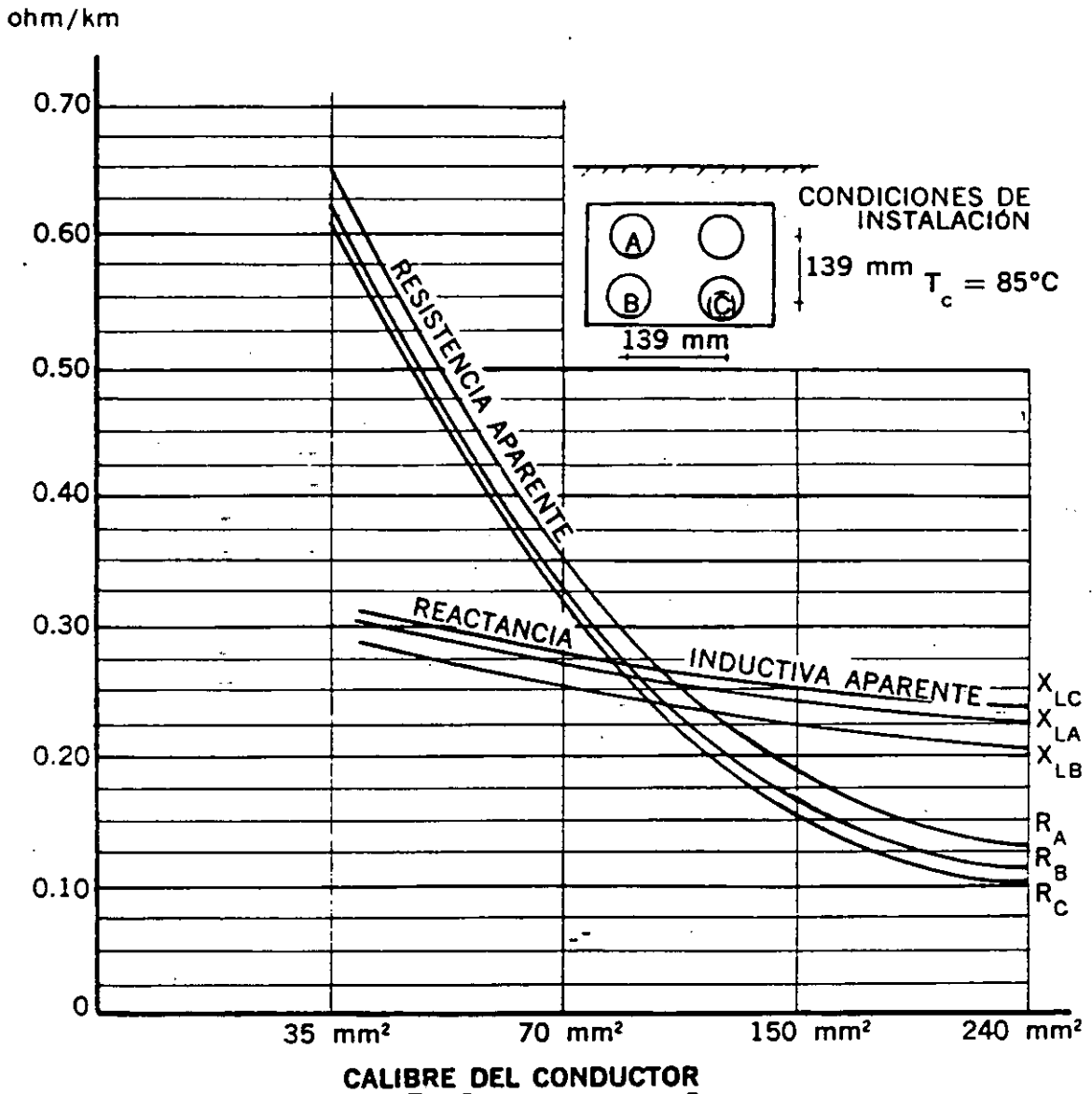
$$\Delta V = \sqrt{3} L I (R \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

donde:

- ΔV = caída de tensión en volt
- L = longitud de la línea en km
- I = corriente del sistema en amp
- R = resistencia del conductor en ohm/km
- X_L = reactancia inductiva del sistema en ohm/km
- $\cos \phi$ = factor de potencia del sistema.

GRÁFICA 6.3

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO PARA 23 kV



CÓMO USAR LA GRÁFICA:

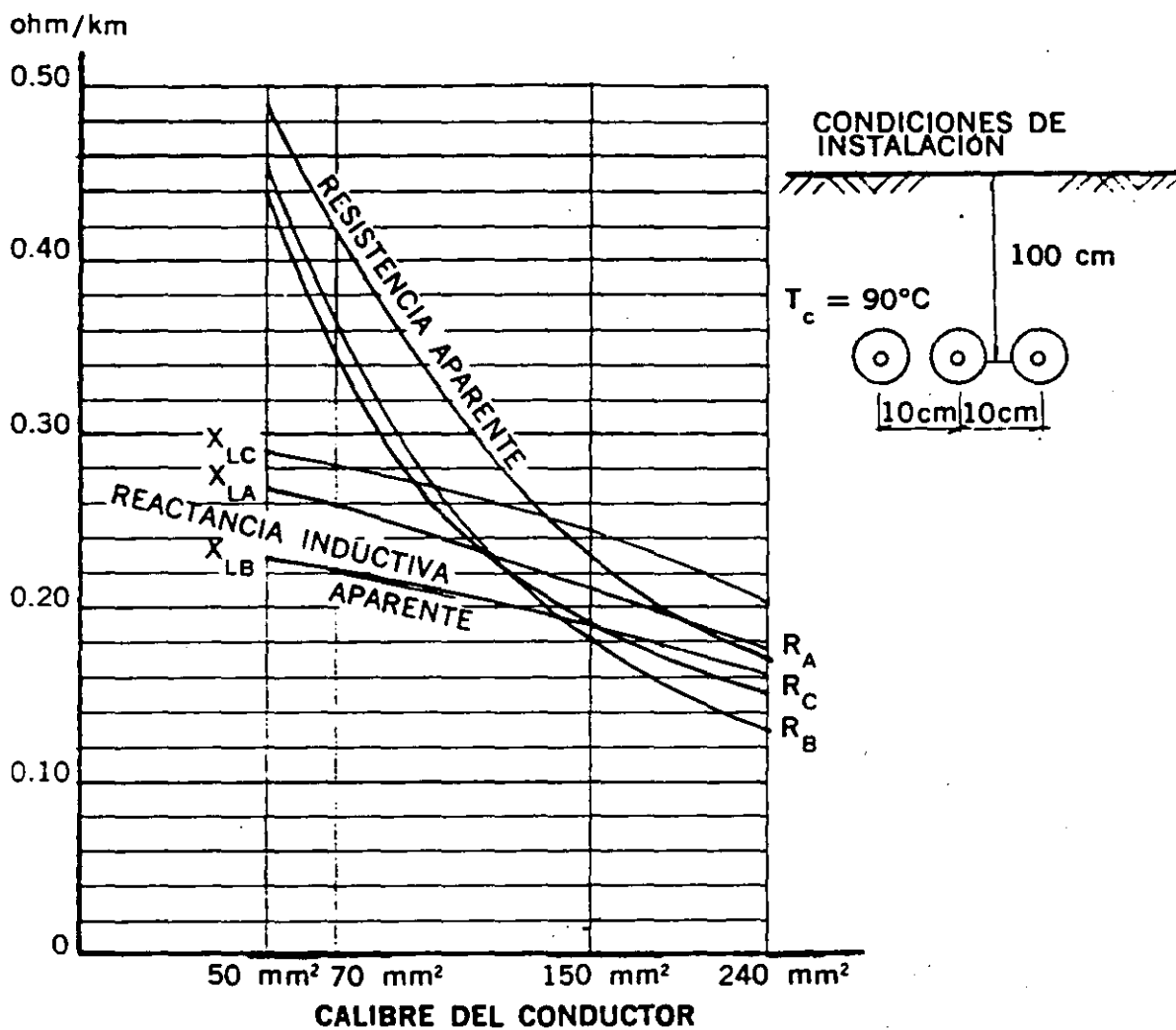
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

$$\Delta V = \sqrt{3} L I (R \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

donde: ΔV = caída de tensión en volt
 L = longitud de la línea en km
 I = corriente del sistema en amp
 R = resistencia del conductor en ohm/km
 X_L = reactancia inductiva del sistema en ohm/km
 $\cos \phi$ = factor de potencia del sistema.

GRAFICA 4

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL 23TC



CÓMO USAR LA GRÁFICA:

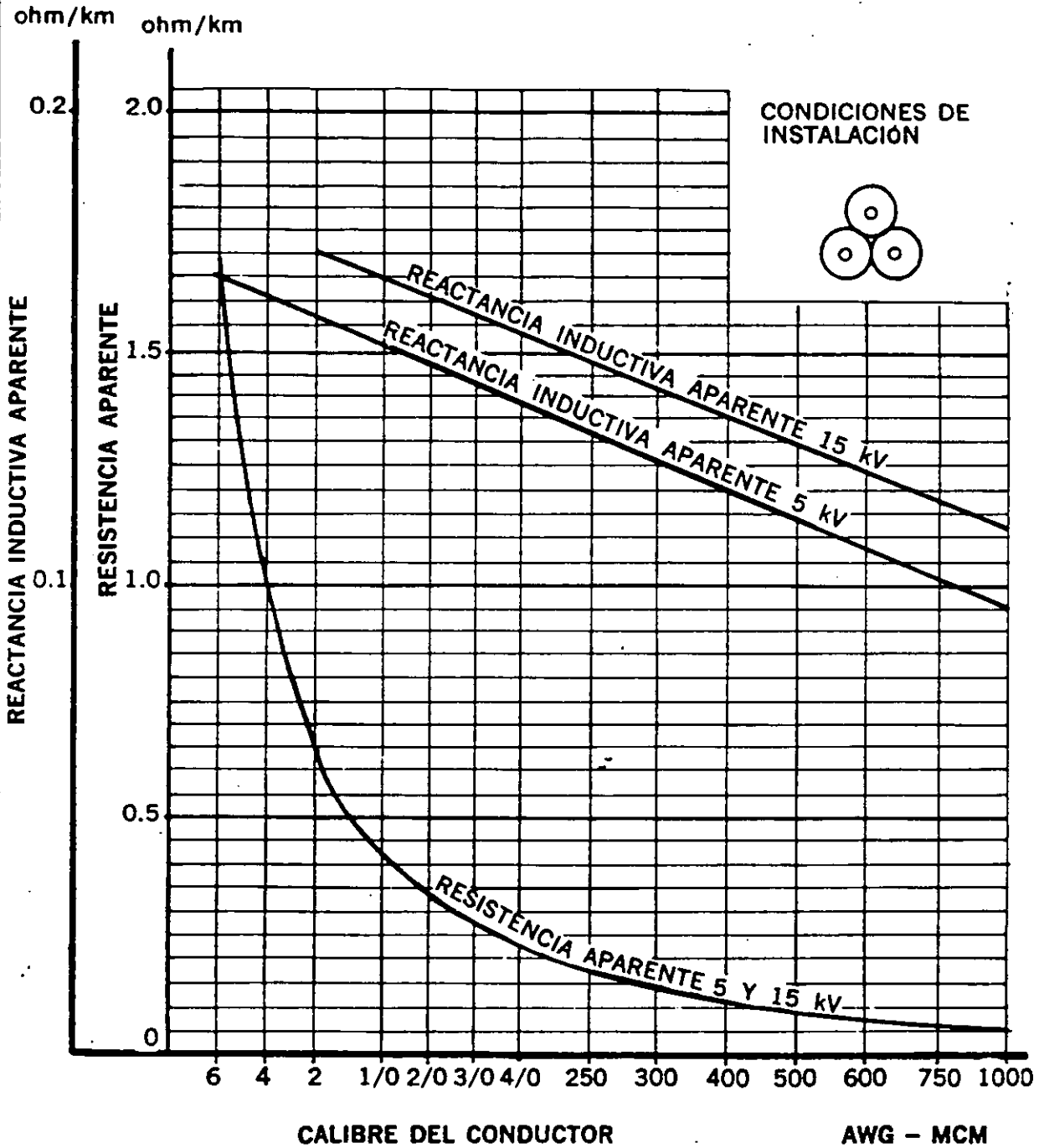
1. Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
2. Para obtener la caída de tensión de cada una de las fases:

$$\Delta V = \sqrt{3} L I (R \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

donde: ΔV = caída de tensión en volt
 L = longitud de la línea en km
 I = corriente del sistema en amp
 R = resistencia del conductor en ohm/km
 X_L = reactancia inductiva del sistema en ohm/km
 $\cos \phi$ = factor de potencia del sistema.

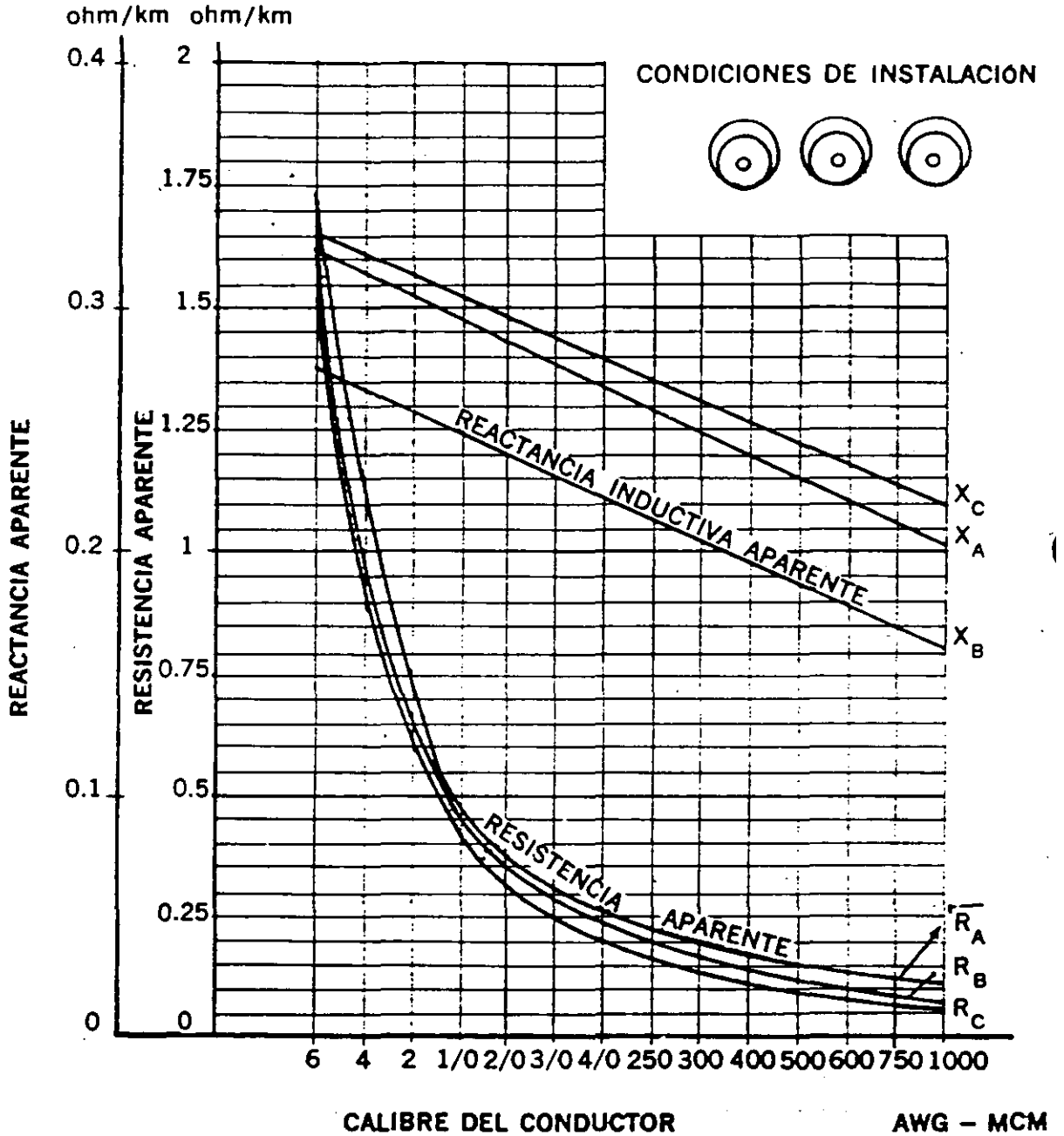
GRÁFICA 5

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV CON PLOMOS A TIERRA, INSTALADOS EN CHAROLAS, DUCTOS SUBTERRÁNEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS



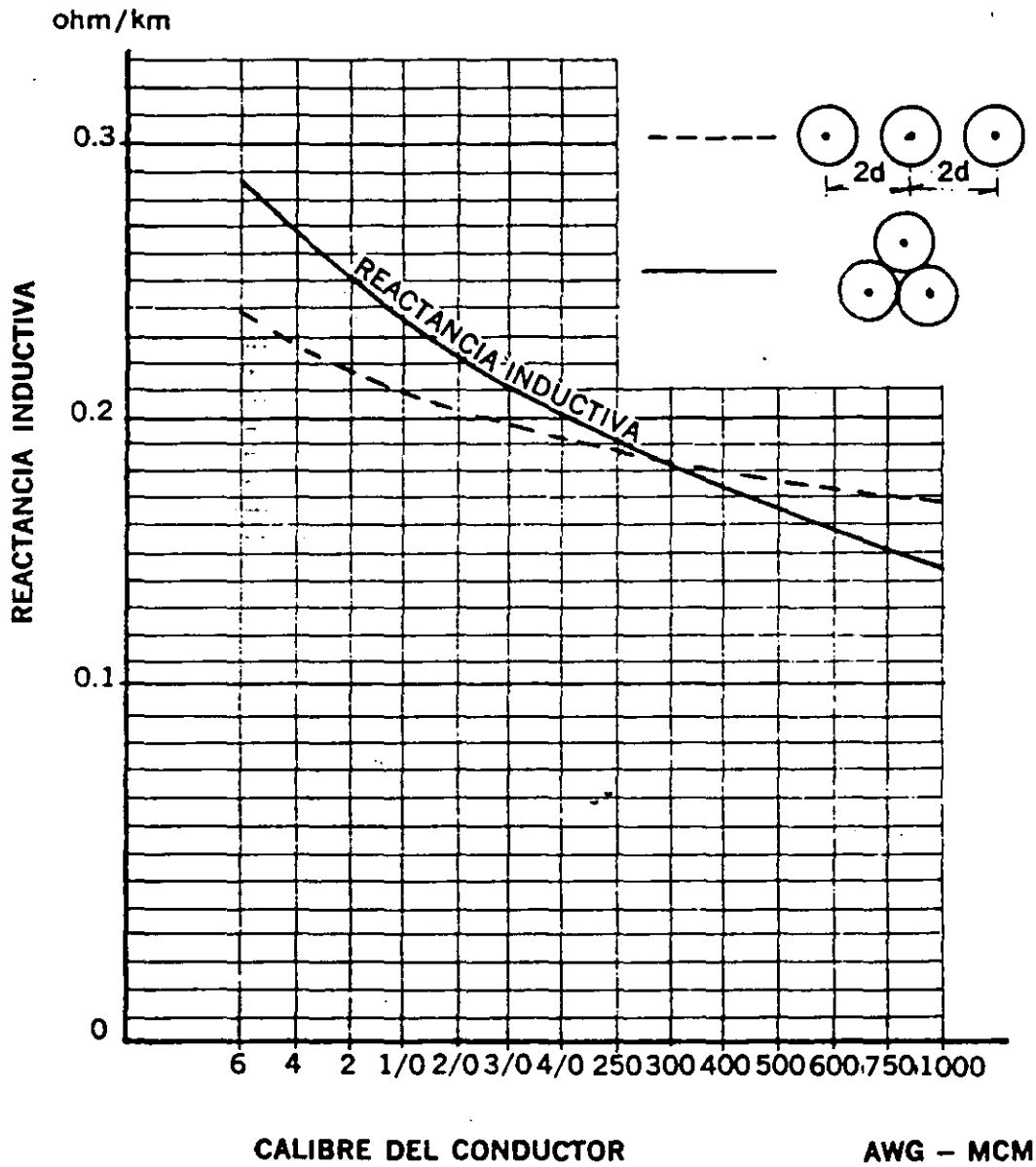
GRAFICA 6

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES EN CABLES VULCANEL EP Y XLP CON PLOMOS A TIERRA PARA 5 Y 15 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS



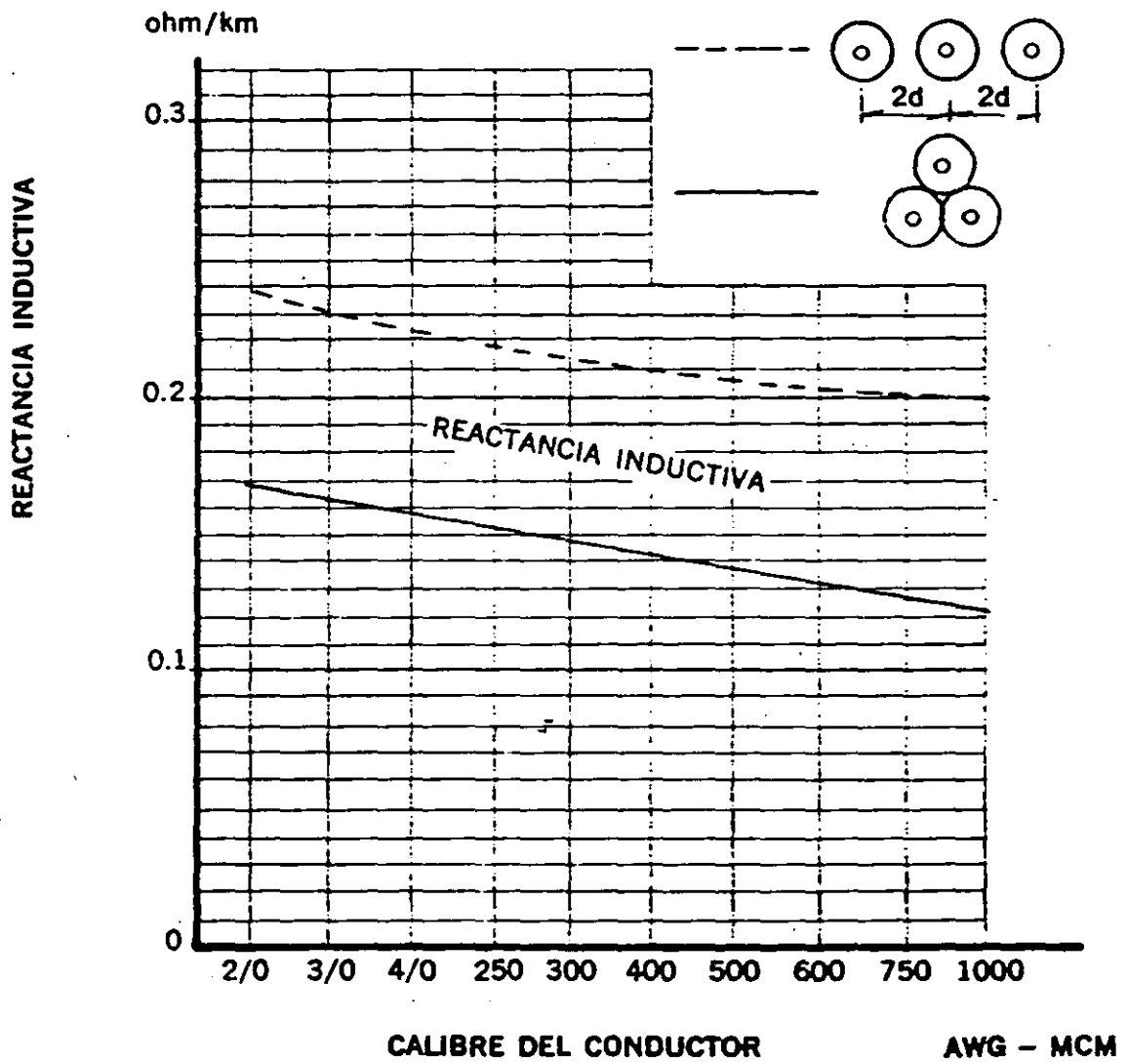
GRAFICA 7

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VUCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 kV EN CHAROLAS



GRÁFICA B

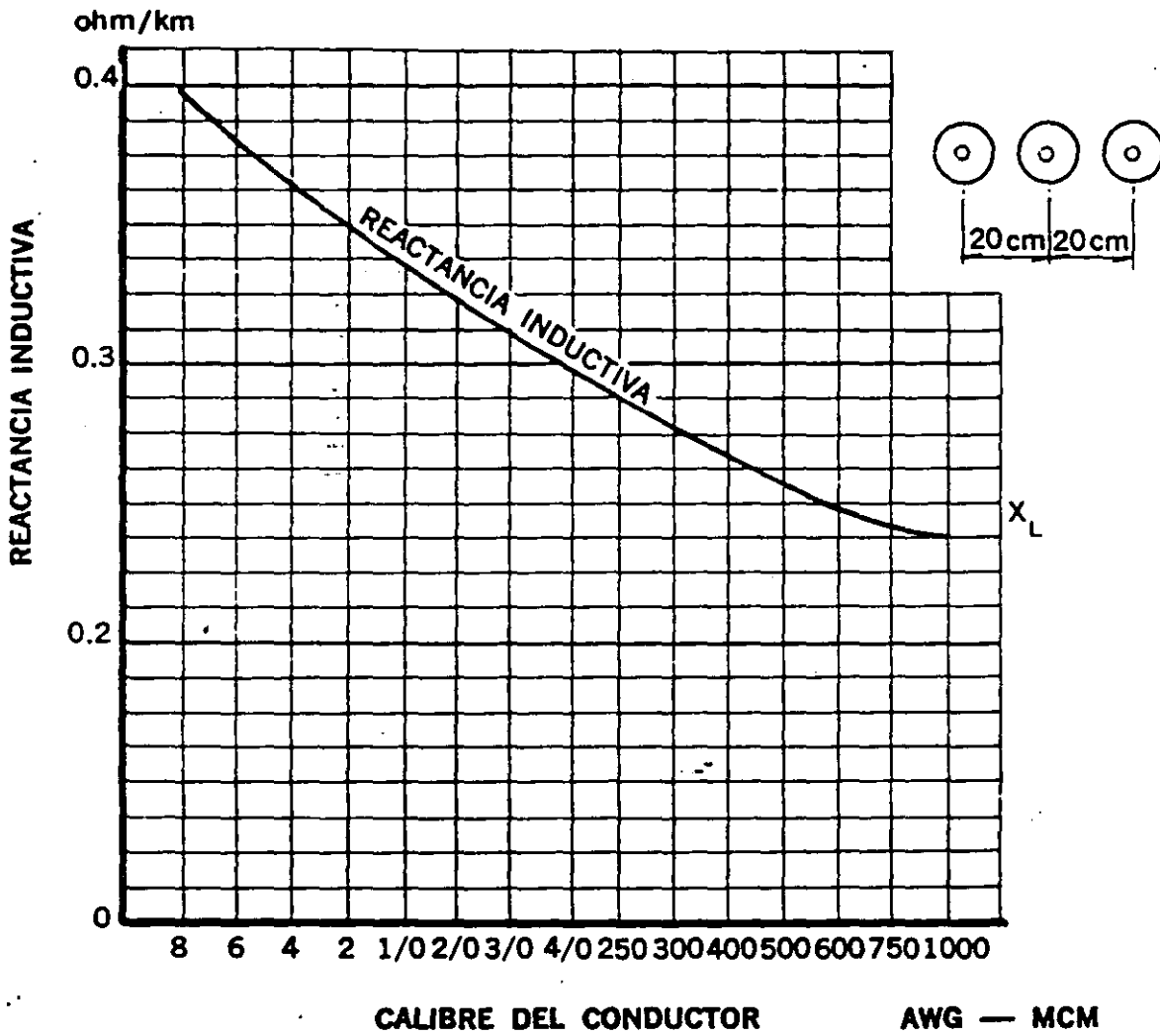
REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 25 Y 35 KV, EN CHAROLA



INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

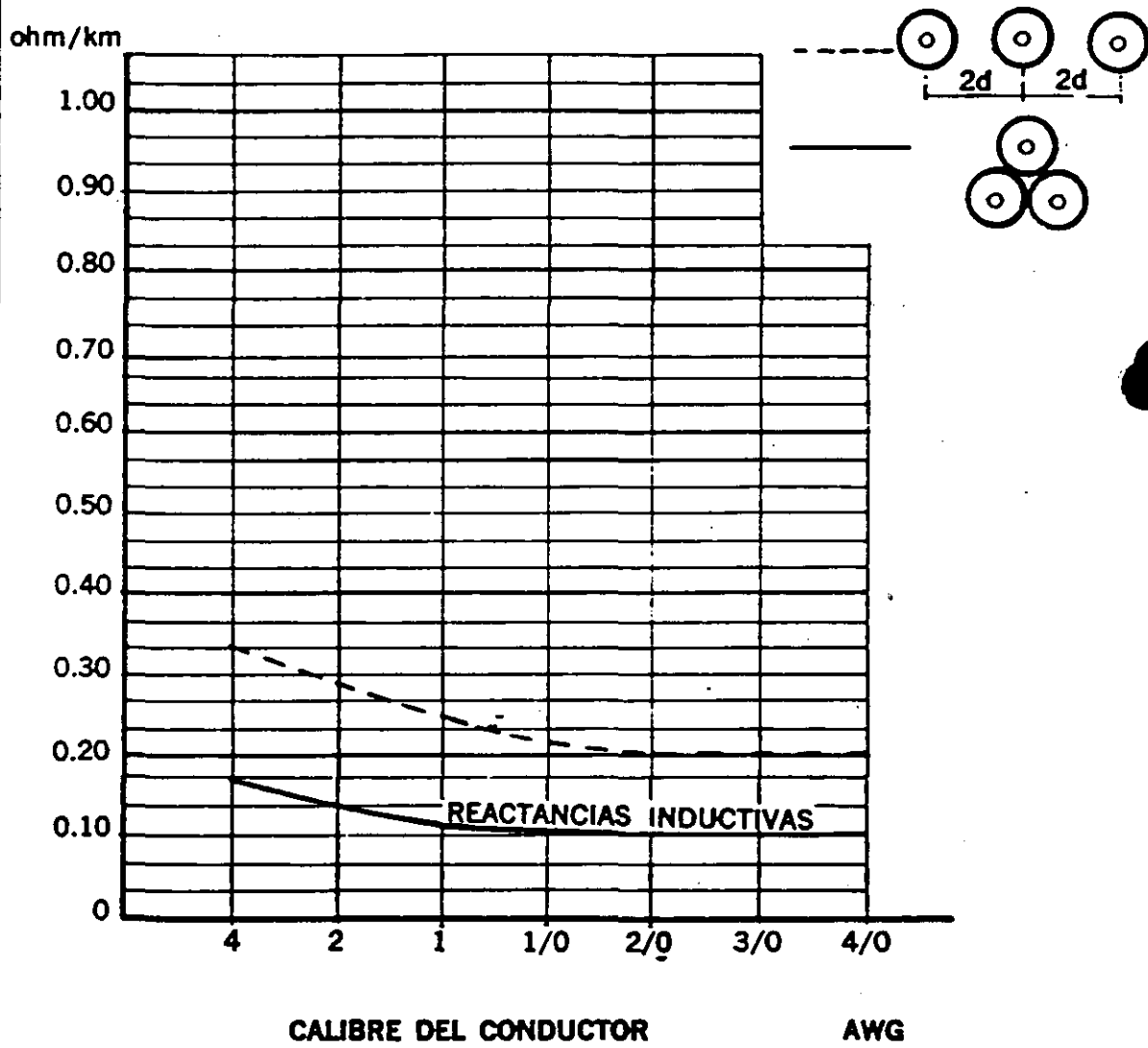
GRÁFICA 9

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25 Y 35 kV
INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS



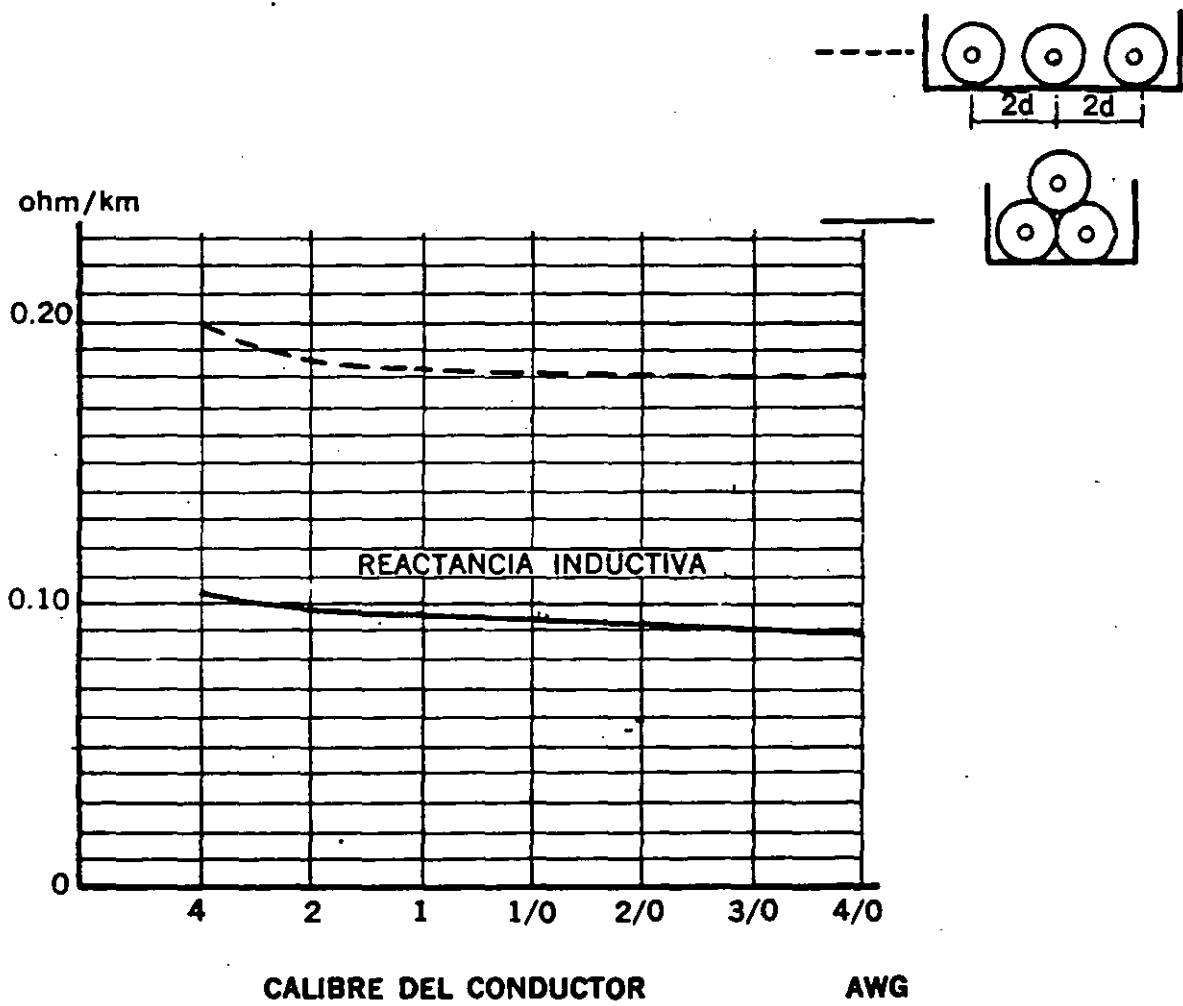
GRÁFICA 10

REACTANCIA EN CABLES SINTENAX EN DUCTOS Y
DIRECTAMENTE ENTERRADOS, 15 Y 25 KV



GRÁFICA 11

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES SINTENAX INSTALADOS EN CHAROLAS



CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como la razón de la carga entre los conductores a la diferencia de potencial aplicada entre ellos y que en forma de ecuación se expresa como

$$C = q/v \quad (1)$$

donde:

q = carga entre los conductores en coulombs por kilómetro
 v = diferencia de potencial.

En el caso de cables aislados, el cálculo de la capacitancia depende de su construcción; si es monopolar o tripolar, provisto o no de pantallas; así como del material y espesor del aislamiento.

Para efectos de este manual se presenta el cálculo para dos tipos de cables:

Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

Cable tripolar con cubierta común

1 Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

En este caso, el cable representa un capacitor en el que el conductor, que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas y la pantalla o cubierta metálica, que está a tierra, constituye la otra placa. Por último, el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento.

En términos de la definición de capacitancia dada en la ecuación (1), se puede demostrar que para este tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = \frac{0.0241 \text{ SIC}}{\log \frac{d_a}{d_c}} \times 10^{-6} \text{ farad/km} \quad (2)$$

donde:

SIC = constante inductiva específica del aislamiento

d_a = diámetro sobre el aislamiento

d_c = diámetro bajo el aislamiento

2 Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para este tipo de cables se da en función del llamado factor geométrico, G, de la siguiente manera:

$$C = \frac{0.166 \text{ SIC}}{G} \times 10^{-6} \text{ F/km} \quad (3)$$

El factor geométrico G lo determina la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para G pueden tomarse en la gráfica de la figura 7.1.

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la gráfica de la figura 7.1.

3. Reactancia capacitiva

La reactancia capacitiva queda definida por la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \quad (4)$$

donde:

X_c = reactancia capacitiva en Mohm/km

C = capacitancia en farad/km, calculada en los incisos anteriores

f = frecuencia del sistema

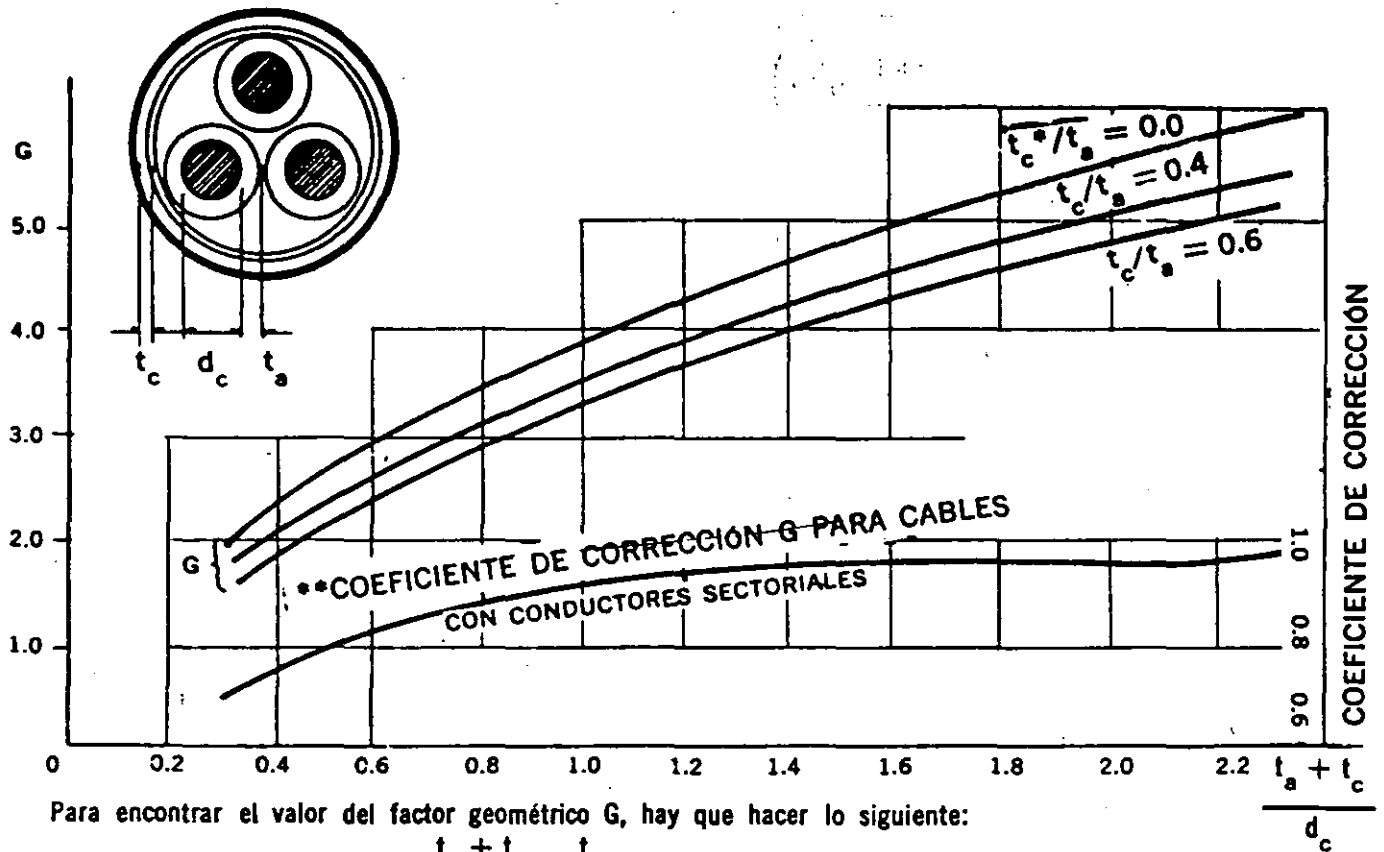


Fig. .1 Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.

4. Ejemplo

Calcular la capacitancia y reactancia capacitiva de un cable de energía VULCANEL EP, 15 kV, calibre 500 MCM.

Características del cable y del sistema:

Diámetro sobre aislamiento = 29.43 mm

Diámetro bajo aislamiento = 20.19 mm

Constante inductiva específica EP = 2.6, tabla 9.2. La frecuencia de operación del sistema es 60 Hz.

De la ecuación (32),

$$C = \frac{0.0241 (2.6)}{\log \left[\frac{29.43}{20.19} \right]} \left[\frac{\mu F}{km} \right] = 3.829 \times 10^{-1} \frac{\mu F}{km}$$

Por la ecuación (34),

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohm} \cdot km$$

$$X_c = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = \underline{\underline{0.000692 \text{ M}\Omega \cdot km}}$$



Ing. Victor Sierra M., Ing. Guillermo Garibay R., Ing. Ricardo Rolado J.,
Ing. Pascual Rivera, Ing. Alfonso Simp Ch., Ing. Jorge de la Cerda.

INTRODUCCION

El cálculo de la capacidad de corriente en cables para distribución subterránea es un elemento muy importante, para la operación confiable de los cables. Este cálculo es sumamente laborioso y complicado por lo que se recurre a programas de computadora para determinar valores más precisos en casos específicos, así como la elaboración de tablas de capacidad de conducción con condiciones generales.

El presente trabajo tiene como objetivo presentar el método de cálculo que mayormente se emplea a la fecha en la determinación de la corriente admisible y cubrir el primer paso hacia la elaboración de Tablas que nos permitan a nivel nacional, seleccionar los valores de corriente adecuados para los cables empleados en los sistemas de distribución subterránea.

Descrito el método para su aplicación, es necesario precisar los valores de los datos ó parámetros que intervienen en las fórmulas, como son los relativos a la construcción del cable, instalación y a la operación del sistema. También como objetivo se presentan valores de los parámetros que intervienen en el cálculo para su crítica y su aceptación final.

1. ALCANCE

El método descrito a continuación, es para la determinación de la Capacidad de Conducción de Corriente en cables para Distribución y Transmisión Subterránea.

Los tipos de cables cubiertos por este método, en su construcción incluyen: conductores de cobre y aluminio, aislamientos de papel y extruidos, pantallas metálicas a base de cintas y/ó alambres y tubulares, con cubiertas termoplásticas y termofijas, en sus diferentes modalidades de agrupamiento.

En su instalación se consideran en aire, directamente enterrados y en ductos, basando su operación a diferentes factores de carga, con pantallas firmemente aterrizadas y no aterrizadas.

2. METODO DE CALCULO

2.1. Ley de Ohm Térmica, Diagrama de Circuito Térmico.

La ecuación que nos relaciona la transferencia de calor, a un gradiente de temperatura, al pasar a través de un elemento que se oponga al flujo de calor, se le denomina "Ley de Ohm Térmica", (Fig. 1), por su analogía con la Ley de Ohm Eléctrica, y se expresa:

$$\Delta T = W \cdot \sum R_t \tag{2.1}$$

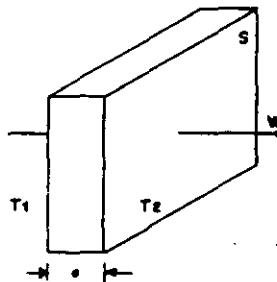
Donde: ΔT - Gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperaturas entre el conductor y el medio ambiente, y es análogo al voltaje en la Ley de Ohm Eléctrica.

W = Es el calor generado y es análogo a la corriente eléctrica.

$\sum R_t$ = Es la suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor. La resistencia térmica es la medida de la oposición del material al flujo de calor.

LEY DE OHM TERMICA

SUPERFICIES PLANAS



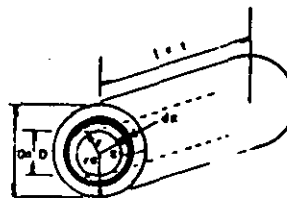
W = CANTIDAD DE CALOR (W/cm)
 R_t = RESISTENCIA TERMICA (°C-cm/W)
 e = ESPESOR (cm)
 ρ = RESISTIVIDAD TERMICA (°C-cm²/W)
 ΔT = DIFERENCIA DE TEMPERATURAS (°C)

$$\Delta T = T_2 - T_1$$

$$\Delta T = R_t - W$$

donde: $R_t = \rho \frac{e}{S}$

SUPERFICIES CILINDRICAS



$$R_t = \frac{e}{S} \text{ (°C-cm/W)}$$

$$R_t = \rho \int \frac{dx}{2\pi x}$$

$$R_t = \int_r^{ra} \rho \frac{dx}{2\pi x}$$

$$R_t = \frac{\rho}{2\pi} \rho \ln \frac{ra}{r}$$

$$R_t = \frac{2.3}{2\pi} \rho \log \frac{ra}{r}$$

$$R_t = 0.366 \rho \log \frac{2ra}{2r}$$

$$R_t = 0.366 \rho \log \frac{Dd}{D}$$

FIG. 1

El calor W en la expresión (2.1) está integrado para conductores eléctricos; por el calor originado debido a la corriente eléctrica circulante en el conductor (W_c), en las pantallas metálicas ($q_p W_c$) y en la tubería (cuando son metálicas) ($q_t W_c$) debido al efecto Joule y por el calor generado en el aislamiento, en función de la tensión de operación del sistema.

La ecuación (2.1) puede expresarse como:

$$\Delta T = \Delta T_c + \Delta T_d \quad (2.2)$$

$$\Delta T_c = \Delta T - \Delta T_d \quad (2.3)$$

Donde: ΔT = Diferencia de temperaturas entre el conductor y el medio ambiente.

ΔT_c = Incremento de temperatura debido a las pérdidas por efecto Joule en el conductor, pantallas metálicas y tuberías metálicas.

ΔT_d = Incremento de temperatura debido a las pérdidas en el dieléctrico.

Desarrollando cada uno de los elementos de la expresión (2.3) se obtiene:

$$\Delta T_c = W_c \sum R_{tc} + W_p \sum R_{tp} + W_t \sum R_{tt} \quad (2.4)$$

$$\Delta T = T_c - T_a \quad (2.5)$$

$$\Delta T_d = W_d \sum R_{td} \quad (2.6)$$

y sustituyendo en la ecuación (2.3)

$$W_c \sum R_{tc} + W_p \sum R_{tp} + W_t \sum R_{tt} = (T_c - T_a) - W_d \sum R_{td} \quad (2.7)$$

Donde: W_c = Pérdidas en el conductor (W/cm)

W_p = Pérdidas en la pantalla metálica (W/cm)

W_t = Pérdidas en la tubería metálica (W/cm)

W_d = Pérdidas en el dieléctrico (W/cm)

$\sum R_{tc}$ = Suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor originado en el conductor. ($^{\circ}\text{C-cm/W}$)

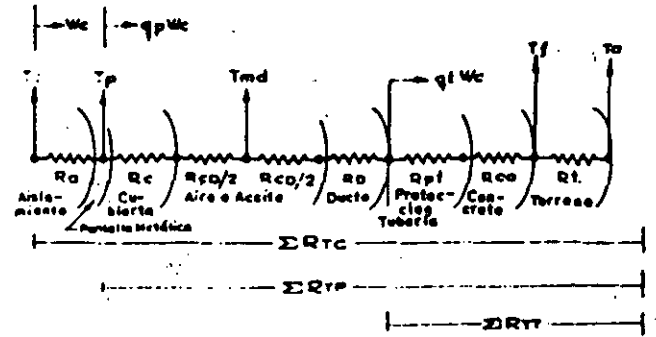
$\sum R_{tp}$ = Suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor originado en la pantalla metálica. ($^{\circ}\text{C-cm/W}$)

$\sum R_{tt}$ = Suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor originado en la tubería metálica. ($^{\circ}\text{C-cm/W}$)

T_c = Temperatura del conductor ($^{\circ}\text{C}$)

T_a = Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)

DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS DIELECTRICAS



CALOR GENERADO

W_c = Conductor

$q_p W_c$ = Pantalla metálica

$q_t W_c$ = Tubería metálica

TEMPERATURAS

T_c = Conductor

T_p = Pantalla metálica

T_{md} = Media del ducto

T_a = Ambiente

RESISTENCIAS TERMICAS

R_a = Aislamiento

R_c = Cubierta

R_{cd} = Aire ó aceite

R_{pt} = Protección tubería

R_d = Ducto

R_{co} = Concreto

R_t = Terreno

FIG. 2

DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS EN EL CONDUCTOR

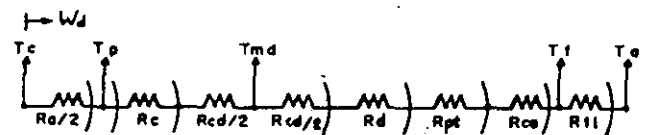


FIG. 3

T_c = Temperatura del conductor

R_a = Resistencia térmica del aislamiento

T_p = Temperatura de la pantalla metálica

R_c = Resistencia térmica de la cubierta

R_{cd} = Resistencia térmica del aire ó aceite dentro del ducto.

T_{md} = Temperatura media del ducto.

R_d = Resistencia térmica del ducto

R_{pt} = Resistencia térmica protección tubería

R_{co} = Resistencia térmica del concreto

T_f = Temperatura interfase

R_t Resistencia térmica del terreno a FC = 100%

F.C. = $\frac{I_{prom.}}{I_{máx.}}$ Factor de Carga

LF = $\frac{I_{prom.}^2}{I_{máx.}^2}$ Factor de Pérdidas

2.2. Fórmula General.

De la ecuación (2.7) haciendo:

$$W_c = I^2 R \quad (2.8)$$

$$W_p = q_p W_c = q_p I^2 R \quad (2.9)$$

$$W_t = q_t W_c = q_t I^2 R \quad (2.10)$$

Donde: $q_p = \frac{W_p}{W_c}$ y $q_t = \frac{W_t}{W_c}$

Se tiene:

$$I^2 R \sum R_{tc} + q_p I^2 R \sum R_{tp} + q_t I^2 R \sum R_{tt} = (T_c - T_a) - W_d \sum R_{td} \quad (2.11)$$

Factorizando I^2 :

$$I^2 (R \sum R_{tc} + q_p R \sum R_{tp} + q_t R \sum R_{tt}) = (T_c - T_a) - W_d \sum R_{td} \quad (2.12)$$

Despejando I;

$$I = \sqrt{\frac{(T_c - T_a) - W_d \sum R_{td}}{R \sum R_{tc} + q_p R \sum R_{tp} + q_t R \sum R_{tt}}} \quad (2.13)$$

Como ejemplo se desarrollan a continuación las sumatorias que corresponden a cables en banco de ductos:

$$I = \sqrt{\frac{(T_c - T_a) - W_d \left(\frac{1}{2} R_a + n(R_c + R_{cd} + R_d + R_{co} + R_t) \right)}{R \left[R_a + (1 + q_p) n(R_c + R_{cd} + R_d + R_{co} + R_t) \right]}} \quad (2.14)$$

2.2.1. Cálculo de corriente en régimen variable (Factor de carga \neq 100%)

La fórmula 2.13 nos permite calcular la corriente admisible, cuando se prevee operar el cable con una corriente constante, es decir, cuando el factor de carga es igual al 100%.

En la práctica la corriente transmitida por un cable es raramente constante y varía de acuerdo a un ciclo de carga diario. Las pérdidas en el cable van a variar de acuerdo al correspondiente ciclo de pérdidas diario, teniendo un factor de pérdidas (LF).

El factor de carga está definido como la corriente de carga promedio dividida entre la máxima corriente de carga para un periodo dado. Similarmente el factor de pérdidas, es definido como la corriente de carga promedio al cuadrado dividida entre la máxima corriente de carga al cuadrado.

Del análisis de un gran número de ciclos de carga y sus correspondientes factores de Carga y Pérdidas, se ha desarrollado la siguiente fórmula que nos relaciona el factor de Carga y el factor de Pérdidas:

$$LF = 0.3 (FC) + 0.7 (FC)^2 \text{ por unidad}$$

Para tener en cuenta los efectos de variación de corriente, se utiliza en los elementos que están ligados a esta variación (conductor y pantallas, cubierta y tuberías metálicas) introducir el factor de pérdidas LF por lo que la ecuación 2.4, donde se calcula el incremento de temperatura debido al calor que se genera por efecto de la corriente, es decir, W_c , W_p y W_t se expresaría:

$$\Delta T_{c1} = W_c (R_a) + W_c (1 + q_p) n (R_c + R_{cd} + R_d + R_{co}) + \dots + W_c (LF) n (1 + q_p + q_t) (R_t)$$

Donde: ΔT_{c1} = Incremento de temperatura debido a pérdidas en conductor, pantalla y tubería metálicas a FC \neq 100%.

Nótese que LF afecta a las pérdidas $I^2 R$. Sin embargo, dado que es un producto, matemáticamente podemos considerar que multiplica a la resistencia térmica del terreno.

- Resistencia Térmica del Terreno para cables Directamente Enterrados

Haciendo $R_e' = (LF) R_t$

$$R_e' = 0.366 f_{tn}' \left[\frac{\log 21.08 + LF \log \left(\frac{4 L \times F}{21.08} \right)}{De} \right]$$

Donde: f_{tn} = Resistividad térmica del terreno ($^{\circ}C$ -cm/W)

n' = Número de cables dentro del ducto

De = Diámetro exterior del cable (cm)

$$LF = 0.3 (FC) + 0.7 (FC)^2$$

L = Profundidad de enterrado al centro del cable (cm)

F = Factor de calentamiento

- Resistencia Térmica del Terreno para Cables enterrados en ductos

$$R_e' = 0.366 f_{tc} n' \left[\frac{\log 21.08}{De1} + LF \frac{\log 4L \times F}{21.08} \right] +$$

$$i = [0.366 (ft - fe) \cdot n \cdot N \cdot F \cdot Gb]$$

Donde: D_{e1} = Diámetro exterior del ducto (cm)

f_c = Resistividad térmica del concreto (°C-cm/W)

N = Número de cables del sistema

G_b = Factor Geométrico (Fig.4)

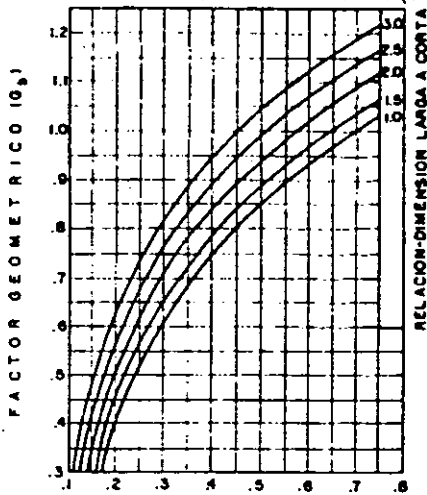


FIG. 4

Debido a que la variación de la corriente no influye en el cálculo del calor generado en el dieléctrico (W_d), la ecuación 2.6 permanece constante.

$$i^2 R [Ra + (1+q_p)n(Rc+Rcd+Rd+Rco) + (1+q_p+q_t)n Re'] = (Tc-Ta) - Wd(\frac{1}{2}Ra + n(Rc+Rcd+Rd+Rco+Rt))$$

La corriente admisible en cables con régimen de carga variable, para el caso de cables directamente enterrados es: (Fig.5)

$$i = \sqrt{\frac{(Tc-Ta) - Wd(\frac{1}{2}Ra + n(Rc+Rt))}{R Ra + (1+q_p)n(Rc+Re')}}$$

y en el caso de banco de ductos:

$$i = \sqrt{\frac{(Tc-Ta) - Wd(\frac{1}{2}Ra + n(Rc+Rcd+Rd+Rco+Rt))}{R [Ra + (1+q_p)n(Rc+Rcd+Rd+Rco+Re')])}}$$

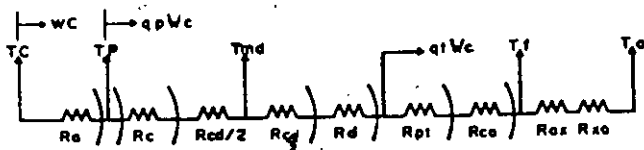


FIG. 5

CALOR GENERADO

W_c = Conductor

$q_p W_c$ = Pantalla Metálica

$q_t W_c$ = Tuberia Metálica

TEMPERATURAS

T_c = Conductor

T_p = Pantalla metálica

T_{md} = Media del ducto

T_f = Interfase

T_a = Ambiente

RESISTENCIAS TERMICAS

R_a = Aislamiento

R_c = Cubierta

R_{cd} = Aire ó aceite

R_{pt} = Protección tubería

R_d = Ducto

R_{co} = Concreto

R_{ax} = Del terreno donde no influye el factor de carga

R_{xd} = Del terreno donde si influye el factor de carga

2.3. Cálculo de Pérdidas.

2.3.1. En el conductor:

Efecto Joule. - El efecto Joule está definido como la generación de calor debida al paso de la corriente eléctrica a través de un conductor. Este calor es ocasionado por la resistencia que opone el conductor al paso de la corriente que circula a través del mismo y se calcula con la siguiente expresión:

$$W_c = I^2 R$$

Donde: I = Corriente del sistema

R = Resistencia eléctrica del conductor

RESISTENCIA

La resistencia de un conductor es afectada por los siguientes factores:

- Temperatura
- Frecuencia
- Tipo y densidad de la corriente

Las fórmulas y métodos prácticos de cálculo, que toman en cuenta los factores anteriores, se presentan a continuación.

RESISTENCIA A CORRIENTE DIRECTA

Al circular corriente directa en un alambre redondo cilíndrico y homogéneo, la corriente se distribuirá uniformemente en su sección transversal y consecuentemente la resistencia de este alambre será:

$$R_{CD} = \rho \frac{1}{\pi r^2} \quad \text{Ohms/metro}$$

Donde: ρ Resistividad del conductor en Ohms-metro

r Radio del conductor en metros

Si el conductor es del tipo cableado la Resistencia se incrementa en un determinado porcentaje debido a que los alambres de las capas exteriores tendrán una longitud ligeramente mayor, ocasionada por el efecto del cableado. En el caso de cables aislados se considera como un valor adecuado el del 2% y la fórmula anterior quedará como sigue:

$$R_{CD} = \rho \frac{1.02}{\pi r^2} \quad \text{Ohms/metro}$$

EFFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA RESISTENCIA

La resistencia de los conductores eléctricos más utilizados como son el cobre y aluminio, varía directamente con la temperatura.

Esta variación no es estrictamente lineal para un gran rango de temperaturas, pero para propósitos prácticos, se puede considerar lineal en el rango de temperaturas normalmente encontradas.

Cuando se conoce la R_{CD} de un conductor a una temperatura dada y se desea encontrar la resistencia a otra temperatura, se aplica la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \left[1 + a_1 (T_2 - T_1) \right]$$

Donde: R_1 = Resistencia a C.D. a una temperatura en el conductor T_1 en °C

R_2 = Resistencia a C.D. a una temperatura en el conductor T_2 en °C

a_1 = Coeficiente de variación de la resistencia con respecto a la temperatura 1/°C (Ver Tabla 1)

RESISTENCIA A LA CORRIENTE ALTERNA

Es bien conocido que la resistencia de un conductor por el que circula corriente alterna es mayor que la resistencia a la corriente directa, en el caso de cables para distribución subterránea este incremento es ocasionado por los dos siguientes factores:

El efecto superficial ó piel y,
El efecto de proximidad

Por lo que la resistencia a corriente alterna se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R_{CA} = R_{CD} (1 + Y_s + Y_p)$$

Donde: R_{CA} Resistencia a corriente alterna en Ohms/m

R_{CD} Resistencia a corriente directa en Ohms/m

Y_s = Factor debido al efecto piel

Y_p = Factor debido al efecto de proximidad

Efecto Superficial (Y_s)

La resistencia de los conductores varía no únicamente con la temperatura, sino también con la frecuencia, lo que es debido al efecto superficial. Cuando una corriente del tipo alterno circula por un conductor, se presenta una distribución no uniforme de la corriente, conduciendo una mayor cantidad en la superficie exterior que en la interior, como resultado de una distribución no uniforme de flujos en el conductor, lo que incrementa el valor de la resistencia debido a que se reduce la sección transversal efectiva por la que circula la corriente. En conductores pequeños (hasta 4/0 AWG) este incremento de resistencia es despreciable, pero para conductores mayores es bastante apreciable y debe considerarse, lo que se calcula con la siguiente expresión:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8X_s^4}$$

$$X_s^2 = \frac{8\pi f \times 10^{-7}}{R_{CD}} k_s$$

Donde: f = Frecuencia en Hertz

R_{CD} = Resistencia a la corriente directa en Ω/m

k_s = Constante en función del tipo de conductor (Ver Tabla 2)

Efecto de Proximidad (Y_p)

Este efecto es muy similar al efecto piel y es ocasionado por el flujo magnético del tipo alterno causado por la circulación de corriente en conductores cercanos al conductor en cuestión y la causa un aparente incremento en su resistencia que se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} \left(\frac{d}{D} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d}{D} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} + 0.27} \right]$$

$$X_p^2 = \frac{8\pi f \times 10^{-7} k_p}{R_{CD}}$$

Donde: d = Diámetro del conductor

D = Distancia entre centros de los conductores

R_{CD} = Resistencia a corriente directa en Ohms/m

f = Frecuencia en Hertz

k_p = Constante en función del tipo del conductor (Ver Tabla 2)

TABLA 1

Resistividades eléctricas y coeficientes de variación de la resistencia con respecto a la temperatura.

Material	Resistividad (ρ) Ohms-m a 20°C	Coefficiente de variación de la resistencia con respecto a la temperatura (α) por 1/°C a 20°C
----------	--	---

CONDUCTORES

Cobre	1.7241×10^{-8}	3.93×10^{-3}
Aluminio	2.8264×10^{-8}	4.03×10^{-3}

PANTALLAS Y CUBIERTAS

Plomo	21.4×10^{-8}	4.0×10^{-3}
Acero	13.8×10^{-8}	4.5×10^{-3}
Bronce	3.5×10^{-8}	3.0×10^{-3}
Acero inox.	70.0×10^{-8}	Despreciable
Aluminio	2.84×10^{-8}	4.03×10^{-3}

TABLA 2

Constantes experimentales que intervienen en el cálculo de k_s y k_p

	k_s	k_p
Cableado compacto (cobre)	1.0	0.6
Cableado compacto (aluminio)	1.0	0.5
Cableado concéntrico (cobre)	1.0	0.8
Cableado concéntrico (aluminio)	1.0	0.5

2.3.2. En el dieléctrico:

Debido a que ningún aislamiento es perfecto, todo material sujeto a una diferencia de potencial permitirá la circulación de corriente eléctrica, que producirá calor, reduciendo la capacidad de conducción del cable.

Las pérdidas en el aislamiento de un cable de energía dependen de la tensión de operación y de las características físicas del material. A continuación se muestra la expresión que se utiliza para calcular las pérdidas en el dieléctrico.

$$W_d = W C E_o^2 \text{ tang } \delta \times 10^{-6} \quad (\text{W/cm})$$

Donde: W_d : Pérdida en el dieléctrico en W/cm x fase

$$W = 2\pi f$$

C = Capacitancia en $\mu\text{F/cm}$

E_o = Voltaje a tierra, Volts

Capacitancia C: La capacitancia para conductores circulares está dada por:

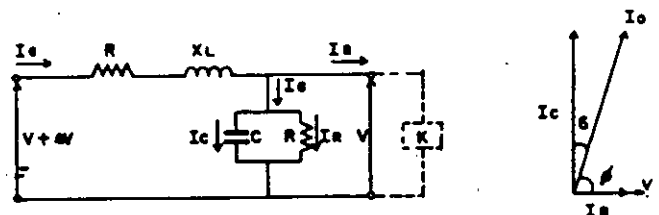
$$C = \frac{0.0241 K}{\text{Log } \frac{D_i}{d_c}} \times 10^{-5} \mu\text{F/cm}$$

Donde: K = Constante dieléctrica del aislamiento

D_i = Diámetro externo del aislamiento, cm

d_c = Diámetro del conductor, cm, incluyendo la pantalla sobre el conductor

PERDIDAS EN EL DIELECTRICO



$$P = V I \text{ t.p.}$$

$$I_c = \frac{V}{Z} = \frac{V}{WC}$$

$$W_d = V I_a \text{ COS } \phi$$

$$\text{COS } \phi = \frac{I_a}{I_e} \text{ FACTOR DE POTENCIA}$$

$$W_d = V I_c \text{ COS } \phi$$

$$\text{tang } \phi = \frac{I_c}{I_a} \text{ FACTOR DE DISIPACION}$$

$$W_d = V W C V \text{ COS } \phi$$

$$W_d = W C V^2 \text{ COS } \phi$$

$$\phi \approx 89^\circ \quad I_c \approx I_e$$

FIG. 6

Valores de k y tang. δ

	K	tang. δ
EPR	2.8	0.015
PVC	8	0.1
Polietileno	2.3	0.001
XIP	2.3	0.001
Cables aislados con papel impregnado	3.7	0.016

2.3.3. En las pantallas metálicas:

Las pérdidas en la pantalla (q_p) consisten en la suma de las pérdidas causadas por corrientes circulantes (q_p') y corrientes parásitas (q_p'').

$$q_p = q_p' + q_p''$$

Las fórmulas dadas en esta sección expresan las pérdidas de la pantalla en términos de las pérdidas totales en el conductor o conductores, y para cada caso es indicado que tipo de pérdidas han sido consideradas.

- Cables Monopolares en Formación Trébol, Pantallas aterrizadas en ambos extremos.

Para este caso el factor de pérdidas está dado por:

$$q_p' = \frac{R_s}{R} \frac{I}{1 + \left(\frac{R_s}{x}\right)^2}$$

Donde: R_s = Resistencia por unidad de longitud de la pantalla Ohm/cm

x = Reactancia por unidad de longitud de la pantalla Ohm/cm

$$4.6 W \log \left(\frac{2s}{d}\right) 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

s = Distancia entre los centros de los conductores

d = Diámetro medio de la pantalla metálica

$$W = 2\pi f$$

$q_p'' = 0$. Las corrientes parásitas son despreciables

- Cables Monopolares en Formación Plana, Pantallas Aterrizadas en los Extremos

Para cables monopolares, en formación plana, con el cable central equidistante de los ca

bles exteriores y con las pantallas aterrizadas en ambos extremos, el factor de pérdidas para el cable que tiene las mayores pérdidas (es to quiere decir, el cable exterior que lleva la fase atrasada) está dado por:

$$q_p' = \frac{R_s}{R} \left[\frac{3/4 P^2}{R_s^2 + P^2} + \frac{1/4 Q^2}{R_s^2 + Q^2} + \frac{2R_s P Q X_m}{\sqrt{3}(R_s^2 + P^2)(R_s^2 + Q^2)} \right]$$

Para el otro cable exterior, las pérdidas están dadas por:

$$q_p' = \frac{R_s}{R} \left[\frac{3/4 P^2}{R_s^2 + P^2} + \frac{1/4 Q^2}{R_s^2 + Q^2} - \frac{2R_s P Q X_m}{\sqrt{3}(R_s^2 + P^2)(R_s^2 + Q^2)} \right]$$

Para el cable central, las pérdidas están dadas por:

$$q_p' = \frac{R_s}{R} \left[\frac{Q^2}{R_s^2 + Q^2} \right]$$

En estas fórmulas:

$$P = X + X_m$$

$$Q = X - \frac{X_m}{3}$$

Donde: X = Reactancia por unidad de longitud de la pantalla para cables monopolares en formación trébol, Ohm/cm

$$4.6 W \log \left(\frac{2s}{d}\right) 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

X_m = Reactancia mutua por unidad de longitud entre la pantalla de un cable exterior y los conductores de los otros dos, cuando los cables están en formación plana.

$$4.6 W \log (2) 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

$q_p'' = 0$. Las pérdidas por corrientes parásitas son despreciables

- Cables Monopolares, con Pantallas Aterrizadas en un Solo Punto.

El factor de pérdidas esta dado por:

$$q_p'' = A_1 \frac{R_s}{R} \frac{\left(\frac{d}{2s}\right)^2}{\frac{R_s 10^9}{W} + 1/5 \left(\frac{2s}{d}\right)} \left[1 + A_2 \left(\frac{d}{2s}\right)^2 \right]$$

Donde A_1 y A_2 tienen los siguientes valores:

	A_1	A_2
Cables en formación trébol	3.0	0.417

Cables en formación plana, con el cable central equidistante de los cables exteriores:

$\lambda_1 \quad \lambda_2$

- Para los cables exteriores 1.5 0.27

- Para el cable central 0 0.083

El valor de q_p' es igual a:

$q_p' = 0.03$ Para cables directamente enterrados

$q_p' = 0.05$ Para cables instalados en ductos

- Cables Tripolares con Pantalla Común.

Para un cable tripolar donde los conductores están contenidos en una sola pantalla metálica común, q_p' es despreciable y el factor de pérdidas está dado por la siguiente fórmula:

Para conductores redondos, y donde la resistencia de la pantalla R_s es menor ó igual a $1 \mu\Omega/cm$:

$$q_p'' = \frac{3R_s}{R} \left[\frac{(2c)^2}{d} \frac{1}{1 + \left(\frac{159R_s 10^6}{f} \right)^2} + \frac{(2c)^4}{d^3} \frac{1}{1 + \left(\frac{159R_s 10^6}{f} \right)^2} \right]$$

Donde: c = Distancia entre el centro de un conductor y el centro del cable, cm

d = Diámetro medio de la pantalla, cm

f = Frecuencia, Hz

Para conductores redondos y donde la resistencia de la pantalla R_s es mayor de $1 \mu\Omega/cm$:

$$q_p'' = \frac{3.2 W^2}{R R_s} \left(\frac{2c}{d} \right)^2 \cdot 10^{-18}$$

- En Cables Tipo Alta Presión de Aceite en Tubería.

Si cada conductor de un cable tipo tubo tiene una pantalla sobre el aislamiento, la relación de las pérdidas en la pantalla con las del conductor puede calcularse de igual manera que para un cable monopolar, pero incluyendo una pérdida adicional por la presencia de la tubería de acero:

La fórmula modificada es:

$$q_p' = \frac{R_s}{R} \frac{1.7}{1 + \left(\frac{R_s}{X} \right)^2}$$

Donde: R_s = Resistencia por unidad de longitud de la pantalla metálica $\Omega m/cm$

X = Reactancia por unidad de longitud de la pantalla metálica $\Omega m/cm$

$$4.6 W \log \left(\frac{2s}{d} \right) 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

S = Distancia entre centros de los conductores

d = Diámetro medio de la pantalla metálica

2.4. Cálculo de resistencia térmicas:

2.4.1. Del aislamiento: (R_a)

Cables Monopolares:

$$R_a = 0.366 \rho_a \log \frac{D_a}{D}$$

Donde: R_a = Resistencia térmica del aislamiento

ρ_a = Resistividad térmica del aislamiento

D_a = Diámetro sobre el aislamiento

D = Diámetro sobre conductor incluyendo pantalla

Cable con Cintura:

$$R_a = \frac{\rho_a}{2} \cdot G$$

Donde: G = Factor Geométrico (Fig. 7)

A continuación se mencionan valores de ρ_a de algunos aislamientos:

AISLAMIENTO	ρ_a ($^{\circ}C\text{-cm/W}$)
Papel para cables tipo sólido	600
Polietileno	350
XLP	350
ÉPR	500
PVC*	600

* Valor promedio, ya que la resistividad térmica del PVC varía de acuerdo al compuesto.

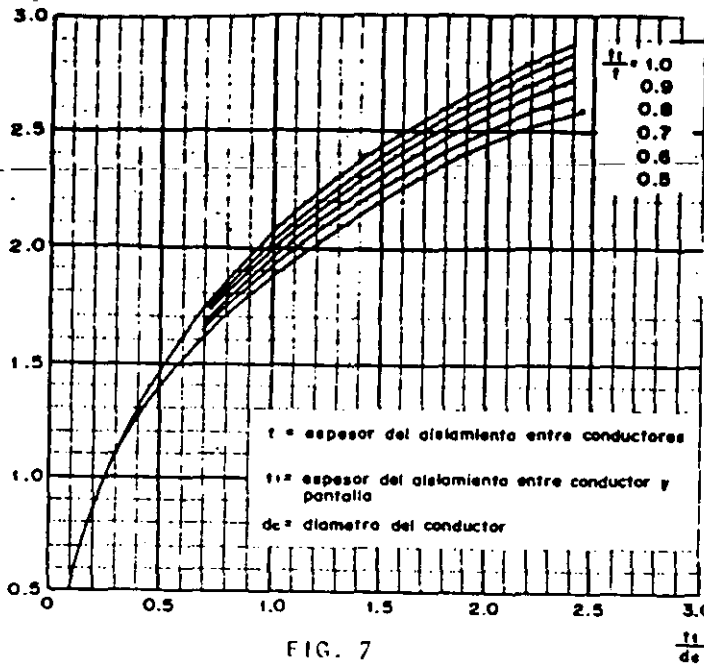


FIG. 7

VALORES DE A, B, C.

INSTALACION	A	B	C
Conduit metálico	5.2	1.4	0.011
Ducto de asbesto-cemento en el aire	5.2	1.2	0.006
Ducto de asbesto-cemento en concreto	5.2	1.1	0.011

2.4.4. Del ducto: (Rd)

$$R_d = 0.366 \rho_d \text{Log} \frac{D_e}{D_i}$$

Donde: R_d = Resistencia térmica del ducto

ρ_d = Resistividad térmica del ducto

D_e = Diámetro exterior del ducto

D_i = Diámetro interior del ducto

A continuación se incluyen valores de ρ_d de algunos materiales.

MATERIAL	ρ_d (°C-cm/W)
Asbesto-cemento	200
Concreto	100
PVC	700

2.4.2. De la cubierta: (Rc)

$$R_c = 0.366 \rho_c \text{Log} \frac{D_c}{D_o}$$

Donde: R_c = Resistencia térmica de la cubierta

ρ_c = Resistividad térmica de la cubierta

D_c = Diámetro sobre la cubierta

D_o = Diámetro bajo la cubierta

A continuación se incluyen valores de ρ_c de algunas cubiertas:

CUBIERTA	ρ_c (°C-cm/W)
Policloropreno	550
PVC	700

2.4.3. Del aire ó aceite dentro del ducto: (Rcd)

$$R_{cd} = \frac{100 A}{1 + (B + C\theta_m) D_e}$$

Donde: A, B, C = Constantes en función del tipo de instalación

D_e = Diámetro exterior del cable (cm)

θ_m = Temperatura del medio dentro del ducto

2.5. Resistividad térmica del terreno

- Efecto de la Resistividad Térmica del Terreno sobre la Capacidad de Conducción:

La temperatura máxima de operación cíclica en el conductor tiene una influencia decisiva en la capacidad de conducción y la vida útil de los cables subterráneos y debe ser limitada a valores aceptables. El elemento que más influye para limitar las elevaciones de temperatura originadas por la carga, es el circuito externo que rodea al conductor, ya que todo el calor generado debe ser disipado a través de él y es a la vez el que ofrece la máxima resistencia del circuito térmico. En la gran mayoría de los casos la resistividad térmica del terreno no es demasiado alta, alcanzando en algunos lugares valores próximos a los 300°C-cm/W. Para abatir las resistividades elevadas se acostumbra rellenar las trincheras donde han de colocarse los cables con materiales especiales de baja resistividad, tales como arenas térmicas, dando como resultado una resistividad equivalente ó efectiva de un valor adecuado en la trayectoria de disipación del calor.

Se ha justificado económicamente usar cables de cables superiores a lo normal para reducir el valor de las pérdidas eléctricas y no tener la necesidad de utilizar rellenos térmicos especiales. Esto naturalmente implica una mayor cantidad de cobre ó aluminio y un aumento definitivo del costo de las instalaciones. Esta solución ya empieza a ser antieconómica por el alto crecimiento en el costo del cobre y aluminio. Por lo tanto, es necesario tener un conocimiento más preciso de los efectos de la resistividad térmica del terreno sobre la capacidad de conducción y vida útil de los cables subterráneos, así como de los métodos más utilizados para la medición de la resistividad

En la figura 8 se muestra la variación de capacidad de conducción en función de la variación de la resistividad térmica del terreno.

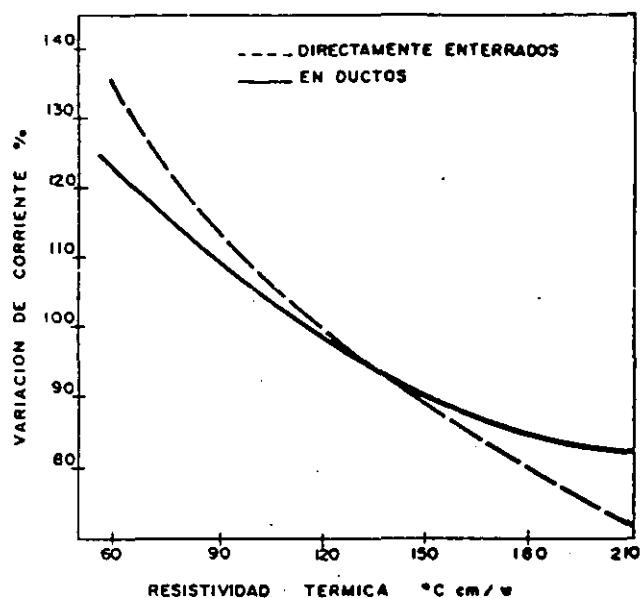


FIG. 8

Factores que afectan a la resistividad térmica.

Es necesario tener un conocimiento sobre los factores que afectan la resistividad térmica de un terreno, de tal manera que en un determinado momento se puedan controlar estos factores y obtener alguna reducción en el valor de la resistividad térmica. Estos factores son:

- a) Composición de la tierra
- b) Densidad
- c) Contenido de agua
- d) Forma y tamaño de las partículas
- e) Distribución de las partículas

f) Temperatura

g) Método de compactación

Las influencias de cada uno de estos factores se resume a continuación.

Composición de la Tierra.

La tierra es una mezcla compacta de agua, aire, partículas minerales y algunos materiales orgánicos. Cada uno de estos elementos tiene un valor de resistividad térmica y que dependiendo de la proporción en que se encuentren mezclados se tendrá un valor final de la resistividad térmica de esa mezcla. En la Tabla 3, se enlistan las resistividades térmicas de algunos materiales.

TABLA 3

MATERIAL	RHO °C-cm/W
Partículas de cuarzo	11
Partículas de granito	26
Partículas de piedra caliza	45
Partículas de roca	58
Mica	170
Água	165
Material orgánico húmedo	400
Material orgánico seco	700
Aire	4000

De la lista anterior, en términos generales se puede concluir que una tierra con una resistividad térmica baja sería aquella que estuviese formada por una gran proporción de partículas de cuarzo y una mínima cantidad de aire.

Densidad

En relación a las condiciones de tierra, densidad, es la cantidad de materiales sólidos por unidad de volumen. Esto significa que entre mayor sea la densidad de una tierra, existirá una mayor cantidad de partículas sólidas y por lo tanto implica que existen un mínimo número de huecos entre partículas, los que normalmente, si existen, están llenados por aire ó agua que tienen una mayor resistividad que las partículas sólidas. En la figura 9 se muestra la relación entre la resistividad térmica y la densidad para una tierra en la Ciudad de México.

DENSIDAD (Kg/m³)

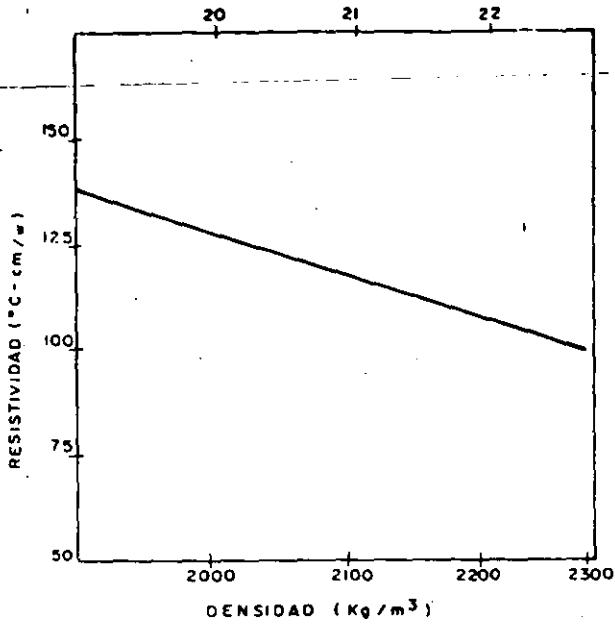


FIG. 9

Contenido del Agua.

Si se le agrega una pequeña cantidad de agua a una tierra seca, será distribuida en forma de una película delgada alrededor de cada partícula de tierra, lo que incrementará sustancialmente el área de contacto entre partículas y por lo tanto reducirá la resistividad térmica de la tierra. Si existe alguna cantidad de agua excedente de la requerida para formar la película delgada, ésta llenará huecos entre partículas, desplazando el aire. La reducción de la resistividad térmica debido al agua adicional es mínima, tal que si en un determinado momento, se sigue incrementando la cantidad de agua, el valor de resistividad no sufrirá una reducción sino más bien, se presentarán ligeros incrementos de ella, dado que ya no se estaría desplazando aire, sino partículas sólidas. Experimentalmente se ha encontrado que el contenido de agua óptimo fluctúa entre el 8 al 12%. En la figura 10 se muestra la variación de la resistividad de una arena de origen volcánico con respecto al contenido de agua.

Tamaño y forma de Partículas.

El tamaño de las partículas así como su forma, tienen un efecto significativo sobre la resistividad térmica de una tierra. En algunas pruebas de laboratorio se ha encontrado, por ejemplo, que una tierra formada por partículas mayores de 1 mm, tenía una resistividad de 200 °C-cm/W, mientras que esa misma tierra pero con partículas finamente fragmentadas, la resistividad se incrementó a 300 °C-cm/W. Por otra parte, también se ha observado que una tierra con partículas con forma cúbica tiene una resistividad menor a una con partículas redondas.

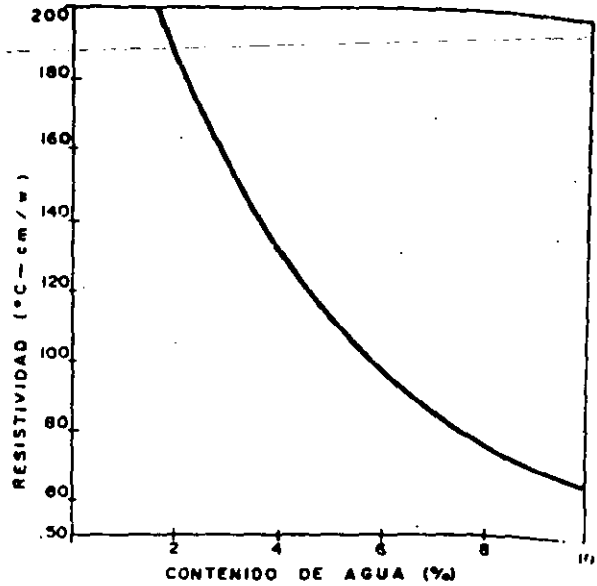


FIG.10

Distribución de Partículas.

Con el objeto de alcanzar una alta densidad, una tierra debe consistir de una variedad razonable de diferentes tamaños de partículas, de tal manera que algunas partículas pequeñas se puedan introducir entre los huecos que forman las partículas grandes. En la figura 11 se muestra una curva teórica de la distribución del tamaño de partículas que producen la máxima densidad.

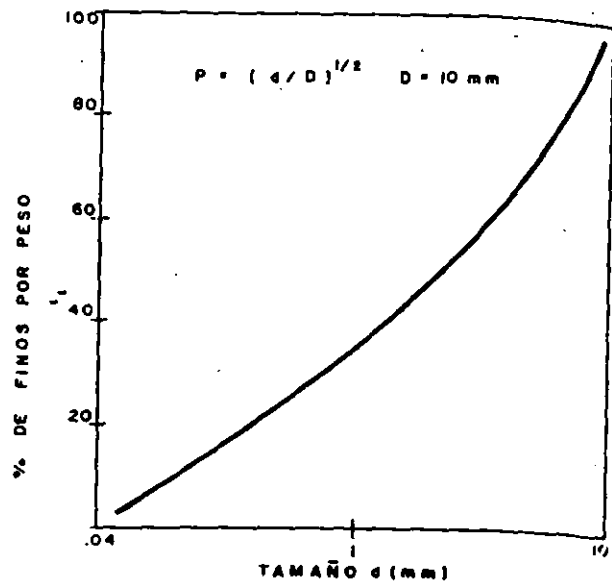


FIG.11

Esta curva está definida por:

$$p = \left(\frac{d}{D}\right)^{0.5} \times 100\%$$

Donde: p = Es el porciento de partículas más finas que el tamaño d .

D = Es el tamaño más grande de las partículas

Temperatura.

La temperatura afecta a la resistividad térmica por dos razones:

- Una alta temperatura secará ó provocará migración de humedad de la tierra.
- La resistividad térmica puede ser, individualmente, dependiente de la temperatura, por ejemplo en la figura 12 se muestra la dependencia de la resistividad térmica de temperatura del agua y de una arena de cuarzo.

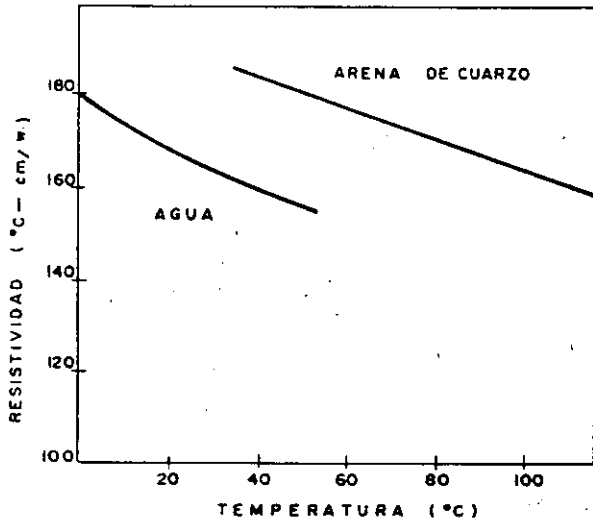


FIG.12

Efecto del método de compactación.

Se ha observado, que los diferentes métodos de compactación, tienen una influencia significativa sobre la resistividad térmica. Por lo que pueden haber suficientes buenas razones para especificar un determinado método de compactación, dependiendo de las características de la tierra, con el objeto de obtener mejores condiciones térmicas. Los métodos de compactación más frecuentemente usados son:

- Por inundación
- Rodillos
- Vibrador.

Para obtener mejores resultados, la compactación por cualquiera de estos métodos es conveniente se efectúe por capas.

-Métodos de medición de resistividad térmica.

Existen varios métodos que han sido usados para la evaluación de la resistividad de tierras tanto en campo como en laboratorios. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de estos métodos, estableciendo sus ventajas y desventajas.

Método del Rhometer.

Este método se basa en la aplicación de la teoría de flujo radial de calor en estado estacionario. Para determinar la resistividad térmica de una muestra de tierra, se coloca ésta entre dos cilindros concéntricos aislados axialmente para asegurar flujo radial y se miden las temperaturas de los cilindros bajo un flujo de calor constante hasta que se alcanza el estado estacionario. La resistividad se encuentra aplicando la ley de Fourier, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{2\pi L (T_i - T_o)}{Q \ln \left(\frac{D_o}{D_i} \right)}$$

Donde: ρ = Resistividad térmica

L = Longitud

T = Temperatura °C

Q = Flujo de calor W

D = Diámetro cm

i, o = Se refieren al cilindro interior ó exterior respectivamente

La razón principal para hacer uso de este método es su simplicidad en las mediciones requeridas, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere de un tiempo muy grande para hacerlas, lo que puede implicar una probable migración de humedad durante la duración de la medición. En la figura 13 se muestra una sección de la probeta utilizada para el método del Rhometer.

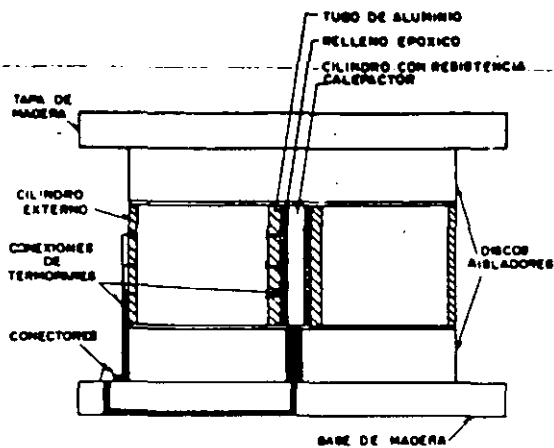
Método ASTM.

Este método designado como estandar ANSI/ASTM C177-76 requiere de una geometría más complicada que el resto de los aparatos (Fig.14)

Las resistividades se encuentran a partir de las temperaturas de las placas caliente y fría después de alcanzar el estado estacionario bajo flujo de calor constante.

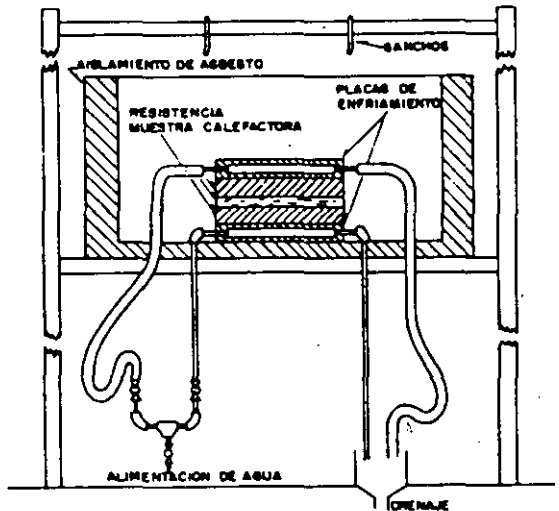
Al igual que el método anterior, este método es utilizado para mediciones en laboratorio y requiere de tiempos largos para su realización lo cual conduce a migración de humedad y

resultados erróneos.



SECCION DEL RHOMETER

FIG. 13



APARATO PARA EL METODO ASTM

FIG. 14

Método Rapid K.

Este método usa un aparato especial fabricado por "Dynatech". La muestra es intercalada entre una placa caliente y otra fría. La resistividad térmica de la muestra, resulta de la interpretación del equilibrio de temperaturas entre las dos placas y el flujo de calor. Además de las desventajas de los métodos anteriores, este método tiene tres restricciones adicionales:

- 1) Alto costo del aparato
- 2) Altura de la muestra de 50 mm ó menores, lo cual puede causar errores en mediciones de materiales gruesos.

- 3) Rango de resistividades 200-5000°C-cm/W, lo cual es alto para los valores que deberá tener un buen relleno de trinchera de un cable subterráneo (aproximadamente 90°C-cm/W)

Método de Shannon y Wells.

Este método emplea para el cálculo de la resistividad térmica, la variación de temperatura en el centro de una muestra cilíndrica, inicialmente a temperatura constante, al ser sumergida en un baño de agua a temperatura constante y menor que la de la muestra. Adicionalmente se requiere de conocer el calor específico de la muestra ó aproximarlo como constante lo cual produciría errores hasta de 15%.

Método de la Aguja Térmica.

Este método es el más utilizado para las mediciones en campo y ha sido incluso propuesto como estandar por el IEEE. Las bases matemáticas del aparato fueron desarrolladas en Europa y publicadas en Estados Unidos por primera vez en 1952. La medición de la resistividad por este método, utiliza el aumento de temperatura en estado transitorio de un cilindro de diámetro pequeño (típicamente 0.635cm de diámetro para campo y 0.3cm para laboratorio). Este cilindro tiene una fuente de calor en su interior y el cual es enterrado en la muestra donde se desea medir la resistividad.

La aguja térmica es aproximada matemáticamente por el aumento de temperatura de un medio infinito bajo la influencia de una fuente lineal de calor enterrado en su centro. La solución de este problema es:

$$\theta = \frac{Q}{4 \pi \cdot K} Ei(-X) \quad K = \frac{1}{\rho}$$

Donde: θ = Temperatura a cualquier tiempo °C

Q = Potencia por unidad de longitud por unidad de tiempo W/cm

k = Conductividad térmica del medio W/°C-cm

ρ = Resistividad térmica °C-cm/W

$$x = r^2 / 4 \alpha t$$

r = Radio desde la fuente de calor cm

α = Difusividad térmica cm²/min.

t = Tiempo min.

$$Ei(-X) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$$

Para valores pequeños de x , (x menor que 0.2) $Ei(-x)$ puede ser expandida a:

$$C = 0.5772 \quad \text{Constante de Euler}$$

$C = 0.5772$ Constante de Euler

Finalmente para evitar el uso de la difusividad se toma un aumento de temperatura en un intervalo de tiempo de donde se obtiene:

$$\Delta \theta = \frac{Q}{4\pi} \rho \Delta(\ln t)$$

De aquí:

$$\rho = \frac{4\pi}{Q} \frac{\Delta \theta}{\Delta \ln t}$$

En la práctica se utiliza esta prueba para aumento de tiempo de 1 a 10 minutos y se mide la potencia de watts, por esto dividiendo entre L (longitud de la aguja) para obtener W /unidad de longitud.

$$\rho = \frac{4\pi L}{\ln 10 - \ln 1} \frac{\Delta \theta}{Q'} = A \frac{\Delta \theta}{Q'}$$

Donde: Q' = Potencia en Watts.

$$A = \text{Constante de la aguja} = \frac{4\pi L}{\Delta \ln t}$$

Este método tiene la ventaja de ser rápido (usualmente solo bastan 10 minutos para hacer las mediciones), de evitar migración de humedad y el aparato para realizar las mediciones es de fácil construcción y barato. Además no se requiere de conocimiento de otras características del medio para su uso.

TERMINALES

Generalidades

Como parte complementaria de los cables utilizados en la distribución de energía eléctrica se encuentran los accesorios, los cuales harán posible efectuar las transiciones entre líneas de distribución aéreas a subterráneas; de cable a equipo (ya sean transformadores, interruptores, seccionalizadores, etc.), o bien simplemente entre dos cables.

Ya que los accesorios formarán parte de las mismas redes de distribución que los cables y equipo periférico y dada la importancia que tiene la continuidad del servicio, los accesorios deben estar diseñados, fabricados e instalados haciendo uso de tecnología y calidad suficientes, para asegurar un largo periodo de vida con el mínimo de problemas.

La idea de esta sección (Caps. 13 a 17) es la de mostrar un panorama general de lo relativo a la tecnología utilizada para el diseño, la calidad que deben tener los materiales empleados en la manufactura y generalidades sobre instalación de diversos accesorios; con el único fin de que el usuario pueda utilizar o especificar con mayor certeza aquellos accesorios que satisfagan ampliamente sus necesidades.

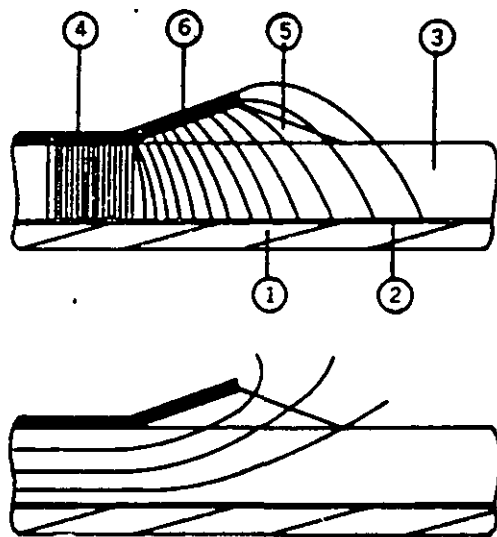
Principios de operación

La utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea tiene como objetivo primario el reducir o controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable, al interrumpir y retirar la pantalla sobre el aislamiento, y como objetivos secundarios se encuentran el proporcionar al cable una distancia de fuga aislada adicional y hermeticidad. Dependiendo de los elementos funcionales que proporcionen, la clasificación de acuerdo con la Norma NOM 199 es de la siguiente manera:

A continuación se describirán brevemente las características más sobresalientes de las técnicas utilizadas para reducir el esfuerzo eléctrico producido sobre el aislamiento del cable, en la sección en donde se retira el blindaje electrostático:

a) Método geométrico (cono de alivio)

El método del cono de alivio consiste en formar una continuación del blindaje electrostático con el diámetro ampliado; esta configuración puede ser obtenida por medio de aplicación de cintas, elastómero preformado o metálico preformado. La figura 13.2 ilustra la distribución de los esfuerzos eléctricos cuando el control de éstos es a base de cono de alivio. La expansión en diámetro dependerá de la clase de aislamiento del sistema que se utilice.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento
5. Base del cono de alivio
6. Plano de tierra

Fig. 13.2 Control de esfuerzos eléctricos por medio del cono de alivio.

b) Método de la resistividad variable

El método de la resistividad variable consiste en una combinación de materiales resistivos y capacitivos que amortiguan los esfuerzos al cortar la pantalla, obteniendo la reducción del esfuerzo sobre el aislamiento del cable. Los materiales utilizados para lograr este control de esfuerzos son: cintas, pastas o materiales termocontráctiles. La figura 13.3 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este método.

c) Método capacitivo

El método capacitivo consiste en el control de esfuerzos por medio de materiales aislantes con una alta constante dieléctrica y que, conservando sus características aislantes, refractan las líneas del campo en la región adyacente al corte de la pantalla del cable. Los materiales con que se obtiene este resultado son: cintas y elastómero moldeado. La figura 13.3 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este medio de control.

a) Terminal clase 1

Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla; proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra, y proporciona un sello de hermeticidad, manteniendo la presión, si la hay, del sistema del cable". Las terminales disponibles que cumplen con estas características contienen un aislador de porcelana y el dispositivo para el control de esfuerzos puede ser del tipo interconstruido o elastomérico o encintado.

b) Terminal clase 2

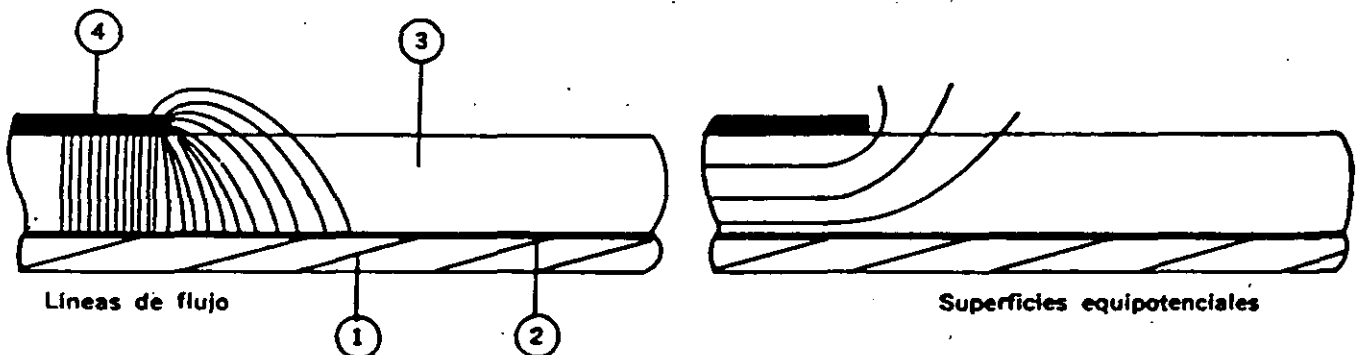
Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla y proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra". Los tipos de terminales disponibles son premoldeada, termocontráctil y encintada.

c) Terminal clase 3

Es aquella que "Proporciona únicamente control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla". Los tipos de estas terminales disponibles son premoldeadas a base de pastas o barnices, encintadas y termocontráctiles.

Existen dos formas básicas para efectuar el alivio de los esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla electrostática; estos son: método resistivo y método capacitivo; dentro de estos dos métodos se encuentran contenidos todos los métodos de alivio con diferentes técnicas y materiales. De esta manera se pueden dividir en tres tipos básicos los cuales son: método geométrico (cono de alivio), método de la resistividad variable y método capacitivo (logrados con diversos materiales sin conformar el cono de alivio).

La figura 13.1 muestra los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al retirar la pantalla electrostática, sin utilizar ningún método de alivio de esfuerzos.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento

Fig. 13.1 Esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla sin usar ningún método de alivio.

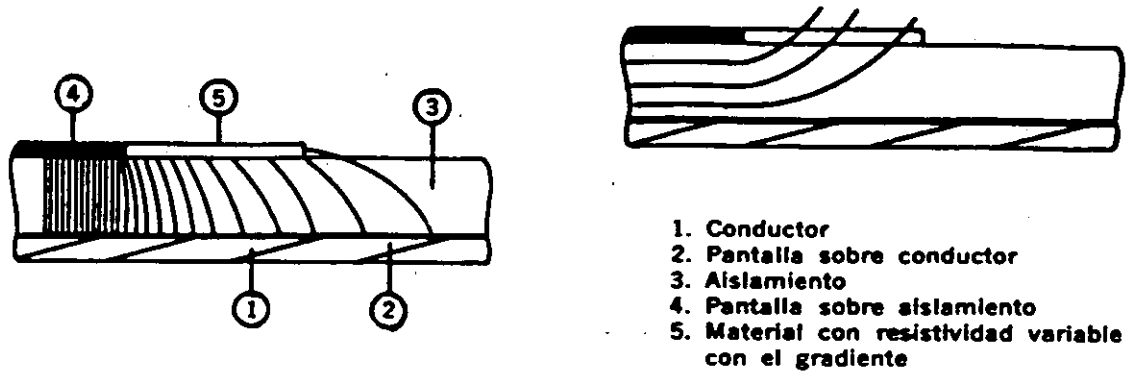


Fig. 13.3 Control de esfuerzos eléctricos por los métodos de resistividad variable y capacitivo.

Tipos de terminales

Con el propósito de ejemplificar cada una de las clases de terminales descritas en la sección de clasificación, a continuación se analizarán diversas terminales y con ello se definirá la clase a la que corresponden.

Terminal clase 1

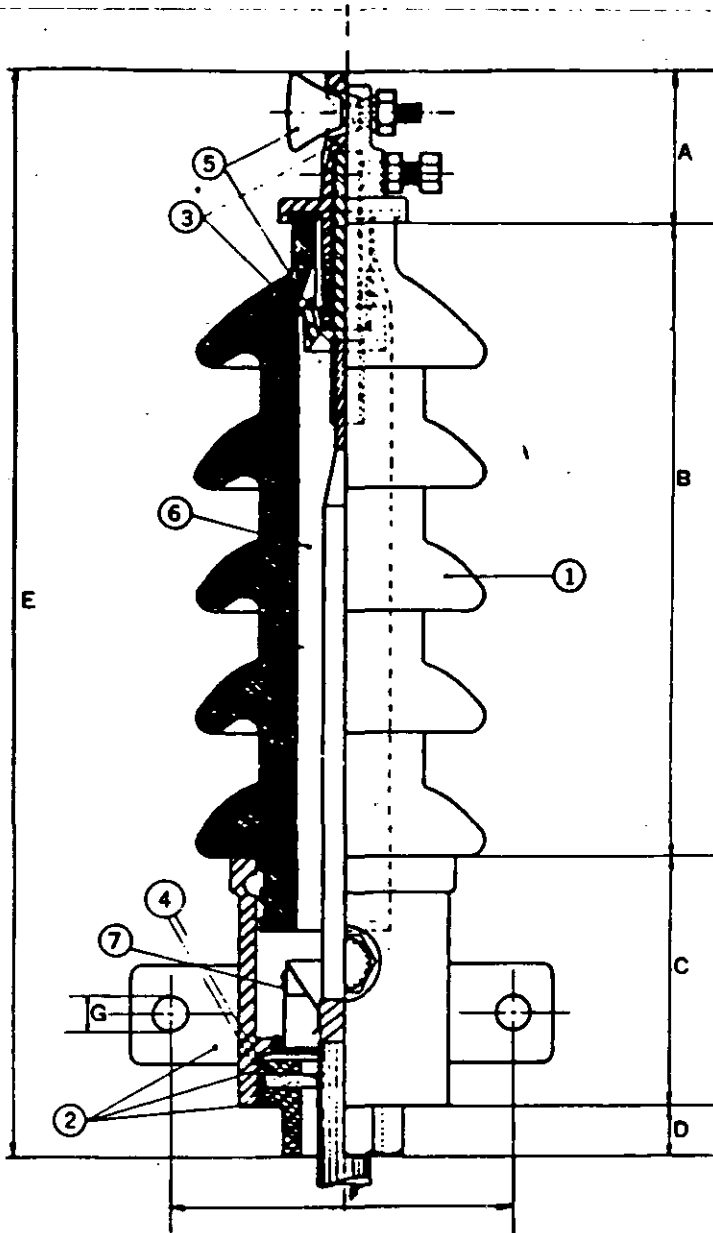
En la figura 13.4 se ilustra una terminal de porcelana (terminal tipo bayoneta) la cual contiene como elementos funcionales, considerados para la clasificación, los siguientes:

- Cono de alivio metálico preformado Su función es la de controlar el esfuerzo eléctrico que se presenta sobre el aislamiento del cable en la zona donde se retira el blindaje electrostático. En la terminal en cuestión, este cono de alivio está integrado al cuerpo de la terminal, logrando contacto eléctrico y soporte mecánico, adecuados para cumplir su función satisfactoriamente.
- Aislador de porcelana Una de sus principales funciones es la de brindar al cable una distancia adicional de fuga aislada y, por el material con que está hecho, es utilizable en lugares de ambiente altamente contaminado.
- Base y elementos de sello La función primordial que tienen estos materiales es la de proporcionar al sistema cable-terminal una hermeticidad total, con el objeto de que el fluido aislante contenido dentro de la terminal no fluya hacia el exterior, ni exista la posibilidad de ingreso de humedad al interior de la terminal.

Con las tres características antes referidas, esta terminal tipo bayoneta (TTB) posee las características para ser clasificada como clase 1; pero además de los elementos mencionados, cuenta también con algunos otros para lograr un conjunto integral, además de tener la posibilidad de instalación en cables con aislamientos extruidos (EX, XLP, etc.). En la figura 13.4 se describen con todo detalle todos los compuestos con los cuales se integra la terminal en cuestión.

Cabe hacer mención que esta terminal se entrega para su instalación conteniendo dentro de ella todos los elementos, a excepción del conector interior que habrá de instalarse en el conductor del cable, antes de hacer la inserción de éste en la terminal.

TERMINALES

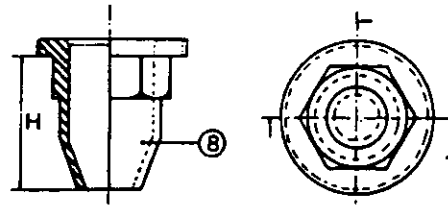


LISTA DE MATERIALES:

1. Aislador de porcelana
2. Base, tapa y contratapa de aluminio
3. Conectores interior y exterior de cobre
4. Empaque y diafragma de EPT
5. Conector de ojo y anillo de cierre de bronce
6. Compuesto aislante
7. Cono de alivio
8. Boquilla de bronce

NOTAS:

- Para cables con aislamiento laminar y cubierta de plomo, úsese boquilla de bronce
- Para cable con aislamiento extruido, úsese contratapa



TTB	Dimensiones,* mm							
	A	B	C	D	E	F	G	H
TTB-15-1	65	165	113	20	363	140	14	—
TTB-15-2	79	165	113	20	377	140	14	—
TTB-25-1	65	259	113	20	457	140	14	65
TTB-25-2	79	257	150	20	506	140	14	84
TTB-25-3	90	257	150	20	517	140	14	—
TTB-35-1	79	347	150	20	596	140	14	—
TTB-35-2	112	347	162	20	641	146	14	—

* Dimensiones sujetas a tolerancias normales de manufactura.

Fig. 13.4 Detalle constructivo de la terminal tipo bayoneta instalada en cable con aislamiento extruido (TTB).

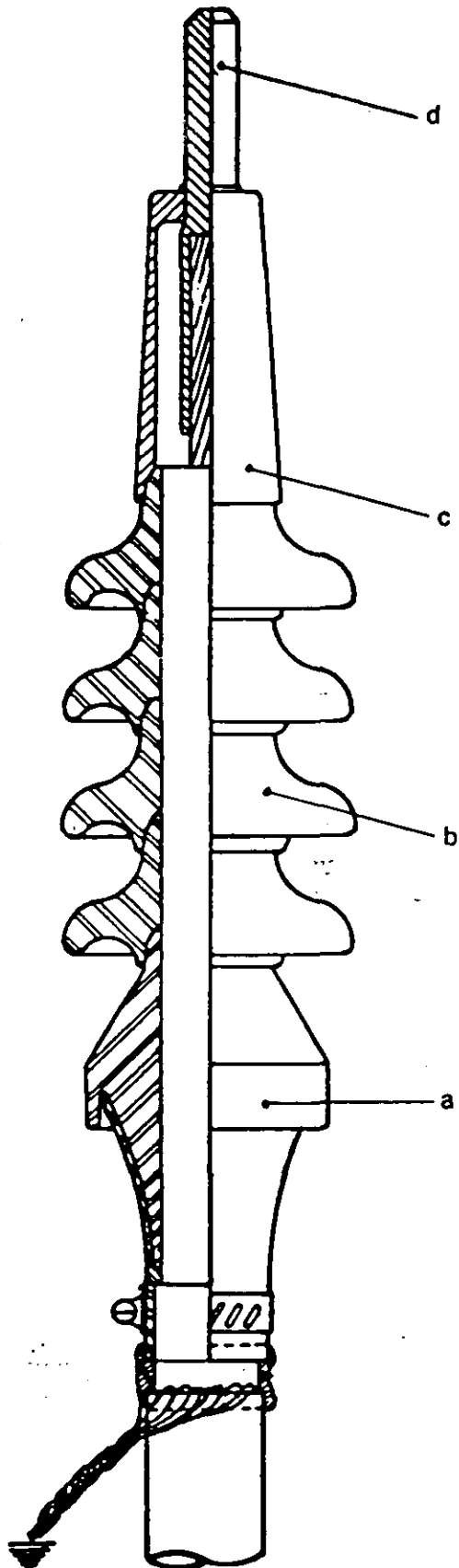
Terminal clase 2

En la figura 13.5 se muestran los detalles constructivos de una terminal premoldeada para utilización en intemperie (TMI), la función de cada uno de sus elementos se define a continuación:

- **Cono de alivio premoldeado** Consta de dos materiales elastoméricos, uno de características aislantes y el otro de características semiconductoras, unidos en el proceso de fabricación por medio de la aplicación de presión y temperatura, con lo que se asegura una adhesión total y se elimina la posibilidad de burbujas de aire ocluidas en el cuerpo aislante y la unión entre dos piezas. La función que desempeña este cono premoldeado es la de controlar los esfuerzos que se presentan sobre el aislamiento del cable al retirar el blindaje electrostático.
- **Campanas premoldeadas** Constan de módulos de material elastomérico aislante, el cual tiene entre sus propiedades más sobresalientes una alta resistencia a la formación de trayectorias carbonizadas (tracking), asimismo una alta resistencia a las diferentes radiaciones solares a las que estará expuesto el material cuando se encuentre operando a la intemperie. La función que tienen estas piezas modulares en la terminal es la de proporcionar una distancia adicional de fuga aislada, cuya magnitud estará basada en la clase de aislamiento del sistema en el que se instale y se logrará colocando un número determinado de campanas para la clase de aislamiento en cuestión; así entonces, para sistemas de 8.7 kV, 15 kV, 25 kV y 34.5 kV, el número de campanas será 3, 4, 6 y 8, respectivamente. Con el propósito de evitar el ingreso de humedad a la interfase campana-cable, cada uno de los módulos se ensambla y traslapa con el complementario una distancia de magnitud suficiente como para evitar la posibilidad de deterioro del aislamiento del cable por la acción de agentes del medio ambiente.

Con los elementos antes descritos, esta terminal TMI queda clasificada como terminal clase 2. Además de los referidos elementos cuenta también con dos partes que desempeñan un papel importante cuando las terminales se utilizan a la intemperie, éstas son:

- **Conector universal** El cual se instala en el cable conductor y formará parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al equipo o línea aérea. Al diseño de esta pieza se le ha integrado un pequeño reborde que evitará que el capuchón semiconductor se deslice y abandone su lugar.
- **Sello semiconductor** Corresponde a una pieza elastomérica premoldeada cuyas funciones son eléctricas y mecánicas. La función eléctrica es la de homogeneizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor-conector y elimina la necesidad de dar la forma de punta de lápiz al aislamiento; la función mecánica corresponde a proporcionar un sello contra el ingreso de humedad a la región en donde se retira el aislamiento, impidiendo así que esta humedad pueda causar deterioro al aislamiento del cable y, por lo tanto, a la integridad del sistema de distribución.



- a) Cono premoldeado
- b) Campana terminal para intemperie en las siguientes cantidades:
 3 para sistemas de 5-8.7 kV
 4 para sistemas de 15 kV
 6 para sistemas de 25 kV
 8 para sistemas de 34.5 kV
- c) Sello terminal para intemperie
- d) Conector universal

Fig. 13.5 Arreglo descriptivo de la terminal modular para intemperie (TMI).

Terminal clase 3

La figura 13.6 ilustra el detalle de instalación de una terminal interior y moldeada (TIP), en un cable con aislamiento extruido. El elemento funcio. de esta terminal es básicamente el cono de alivio, el cual está constituido de materiales elastoméricos premoldeados; uno de estos materiales elastoméricos es de características aislantes y el otro es semiconductor (dentro de los límites establecidos en la norma IEEE No. 592-1977), y se unen perfectamente durante el proceso de fabricación, aplicando presión y temperatura. El cono de alivio proporcionará al cable en que se instale únicamente el control de los esfuerzos que se presentan al retirar el blindaje electrostático sobre aislamiento, y la distancia de fuga necesaria para la terminal se obtiene con el espacio libre de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla; precisamente por esta razón, este tipo de terminales está limitada a utilizarse en interiores, esto es, que no esté en contacto con las radiaciones solares directas, ni en contacto directo con precipitaciones pluviales.

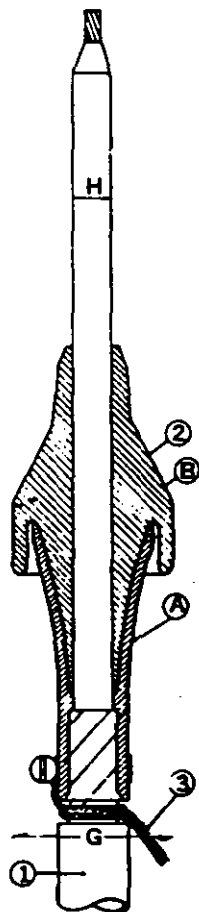


Fig. 13.6 Detalle constructivo de la terminal para uso en interiores (TIP).

Selección e instalación

Terminales TTB

Las terminales tipo bayoneta (TTB), como ya se indicó, pueden ser instaladas tanto en cable con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.), como en cables con aislamiento laminar (papel impregnado, cambray barnizado, etc.); asimismo, pueden ser instaladas en cables con conductor de cobre o de aluminio. Los parámetros que limitan la instalación de este tipo de terminales son:

- a) El gradiente de esfuerzos que proporciona el cono de alivio, el cual estará en función de diseño del cono y del diámetro sobre aislamiento del cable;
- b) La distancia de fuga, función del diseño del aislador y
- c) La ampacidad, la cual será función de los conectores de la terminal.

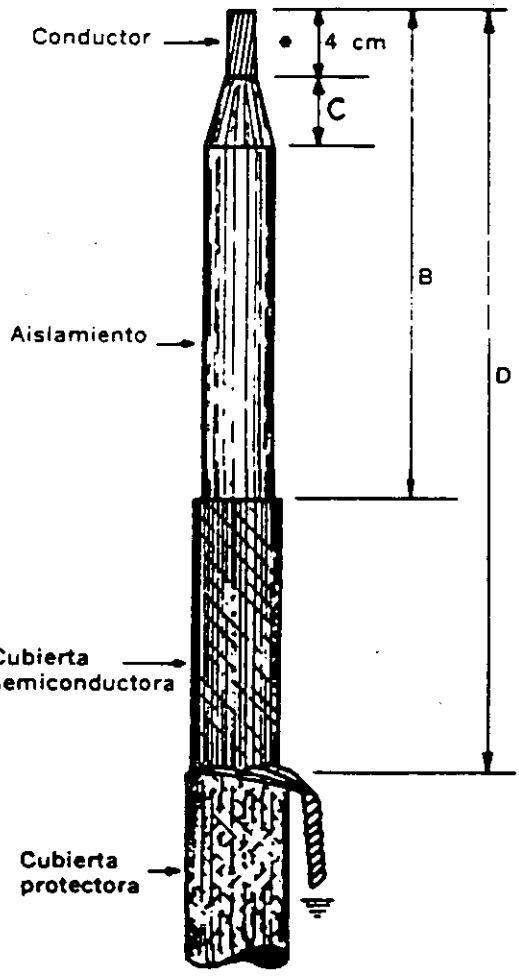
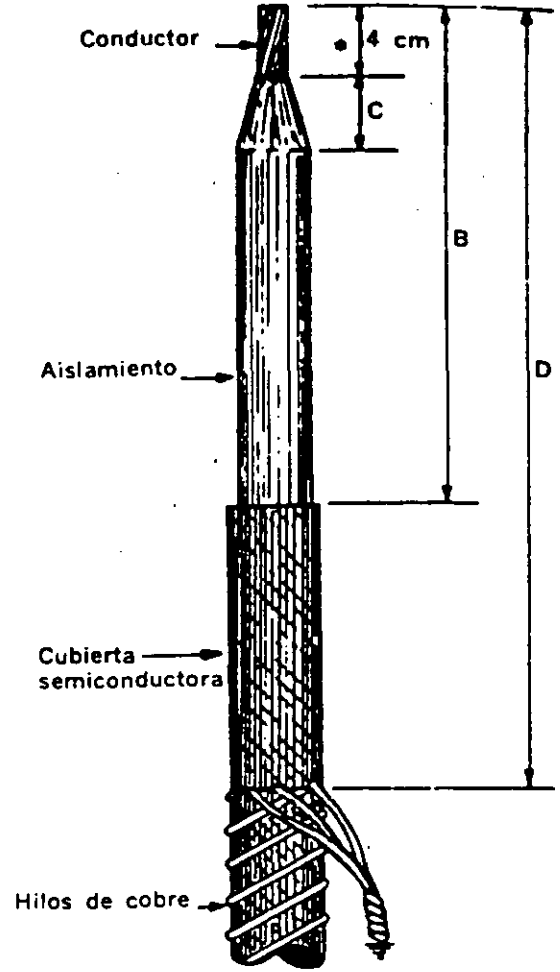
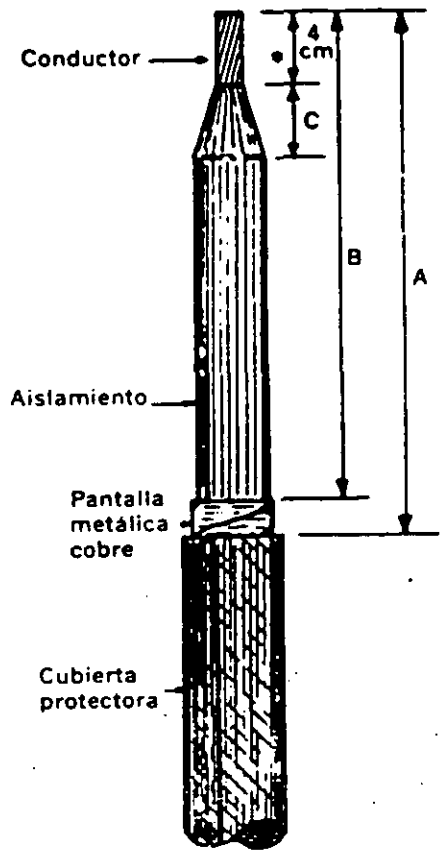
Considerando los parámetros mencionados, y auxiliándose de información de características de los cables en los que se utilizan estas terminales, se ha elaborado la tabla 13.1 para la selección del tamaño de la terminal; debiendo adicionarse al código obtenido una letra S cuando se trate de cable con aislamiento extruido, o una letra P, cuando el cable sea con aislamiento laminar; y, de igual manera, indicar el calibre y el material del conductor del cable.

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene un instructivo de instalación en el que se describe paso a paso la secuencia de instalación. En la figura 13.7, de manera general, se indican las distancias de preparación en las construcciones de cables más comúnmente empleadas y en la figura 13.8 se describen algunas de las operaciones a efectuar para la instalación de las terminales.

TABLA 13.1 Terminales de bayoneta

Calibre	Clase de aislamiento			
	5 - 8.7 (kV) (Máx. tensión a tierra = 5.5 kV)	15 (kV) (Máx. tensión a tierra = 9.6 kV)	25 (kV) (Máx. tensión a tierra = 16 kV)	35 (kV) (Máx. tensión a tierra = 22 kV)
4 AWG	TTB-15-1 (13.0-23.0)*	TT-25-1 (20.0-29.0)*	TTB-35-1 (28.0-40.0)*	
2 AWG				
1 AWG				
1/0 AWG	TTB-15-2 (19.0-30.0)*	TTB-25-2 (26.0-36.0)*	TTB-35-2 TTB-35-2	
2/0 AWG				
3/0 AWG				
4/0 AWG				
250 MCM				
300 MCM	TT-25-3 (30.0-42.0)*	TTB-35-2 TTB-35-2		
350 MCM				
400 MCM				
500 MCM	TTB-35-2 TTB-35-2			
750 MCM				
1000 MCM				

* Diámetro sobre aislamiento (mm).

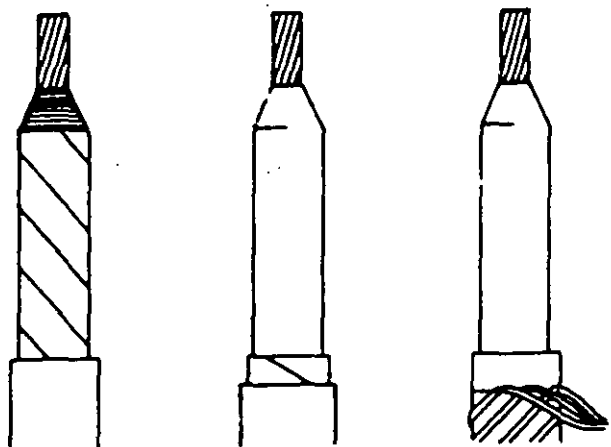


- Tabla de dimensiones (cm)

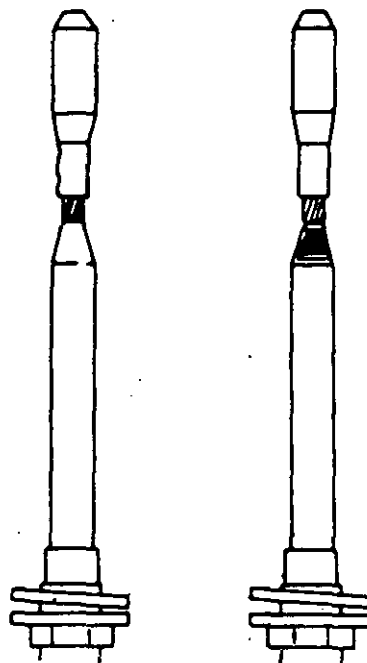
TTB No.	Dimensiones			
	A	B	C	D
15 - 1	19.5	17.5	2.0	50.0
15 - 2	19.5	17.5	2.0	50.0
25 - 1	29.0	27.0	4.0	50.0
25 - 2	30.7	28.7	4.0	50.0
25 - 3	30.7	28.7	4.0	50.0
35 - 1	41.3	39.3	7.0	80.0
35 - 2	43.0	41.0	7.0	80.0

* Para conductores de calibres iguales o mayores de 300 MCM la dimensión debe ser de 7 cm.

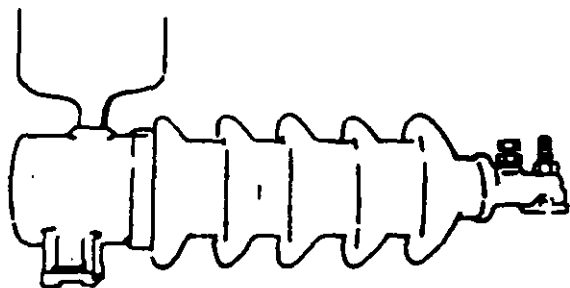
Fig. 13.7 Distancias de preparación para TTB en las construcciones de cables más empleadas.



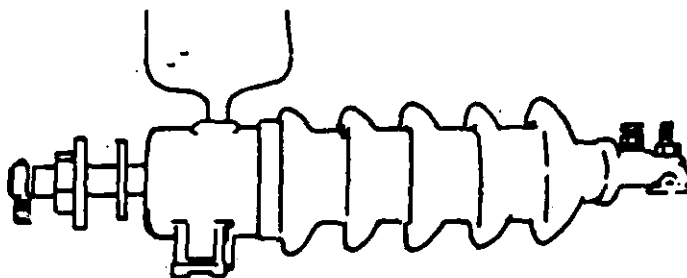
1. Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



2. Coloque el conector, "ponchándolo" o soldándolo, e introduzca la abrazadera, la contratapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.

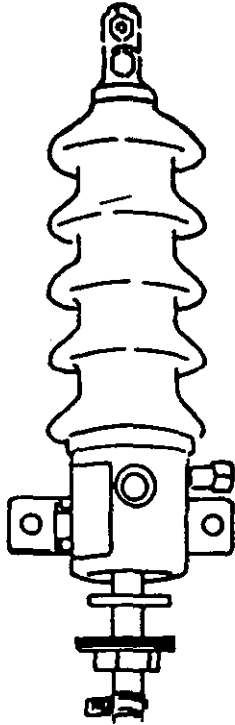


3. Quite el tapón de la terminal y, en su lugar, coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.

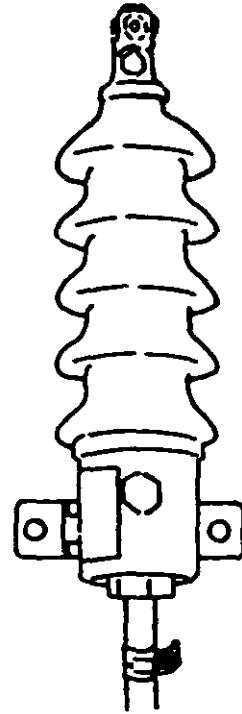


4. Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.

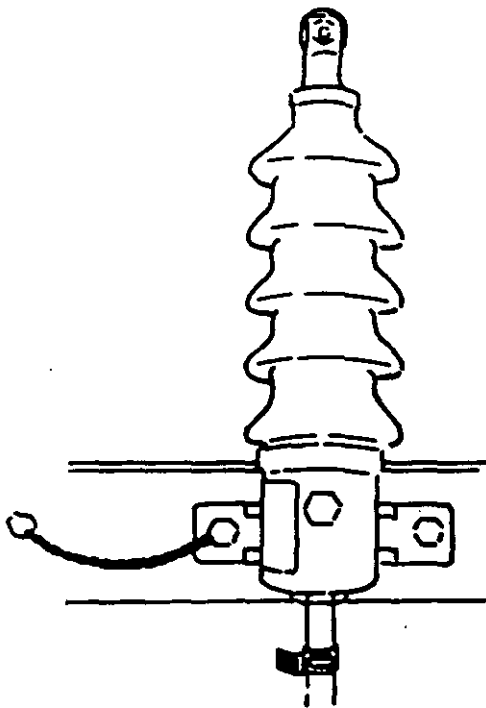
Fig. 13.8 Proceso de instalación de TTB.



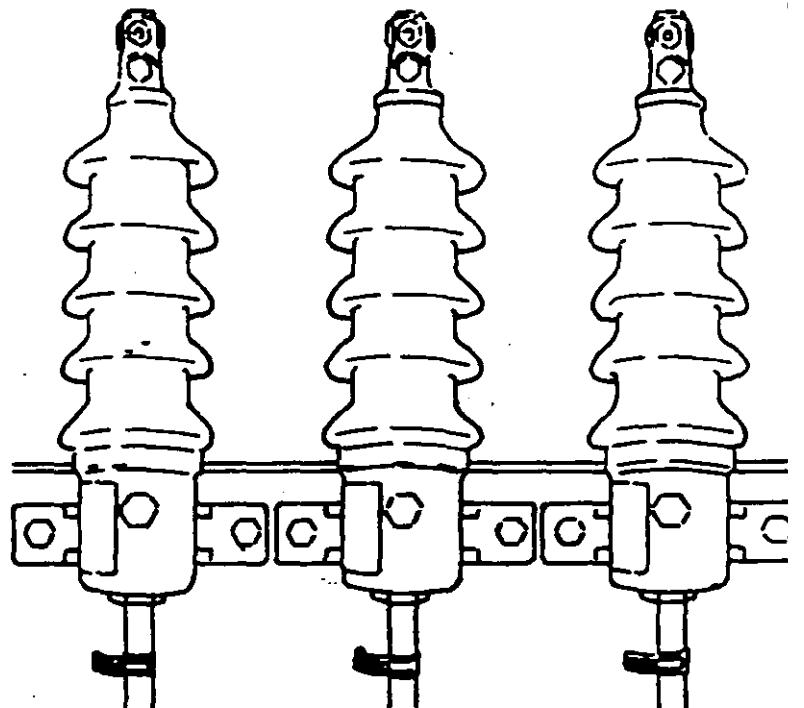
5. Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



6. Coloque el empaque inferior y apriete la contratapa. Apriete la abrazadera sobre la cubierta del cable.



7. Coloque la terminal en su posición final y atorníllela a la cruzeta o medio de soporte. Haga la conexión a tierra.



8. Conecte a la línea por medio de un conductor atornillado al conector exterior. Vista final.

Fig. 13.8 (Continuación).

Las terminales TMI podrán ser utilizadas exclusivamente en cables con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.) y están especialmente diseñadas para uso en intemperie; pero, en instalaciones en las cuales se tengan limitaciones de espacio para la colocación de terminales TIP, puede utilizarse la TMI, para la cual incluso no se requerirá del capuchón semiconductor y, posiblemente, la conexión del conductor del cable no requiera tampoco del conector universal.

Estas terminales modulares podrán ser utilizadas en aislamiento que varíe desde el clase 5 kV hasta el 34.5 kV, y calibres de conductores de cobre o aluminio, desde 6 AWG hasta 1000 MCM, mediante la aplicación de 8 tamaños básicos diferentes correspondiendo a 8 intervalos de valores del diámetro sobre aislamiento de los cables, y agregando campanas de acuerdo con la clase de aislamiento.

Para seleccionar el estuche apropiado con el fin de satisfacer las necesidades del sistema en la expresión siguiente se sustituye la literal por el concepto que corresponda:

$$\text{TMI} - \text{"X"} - \text{"Y"} - \text{"C"} - \text{"M"}$$

en donde:

TMI = prefijo que indica terminal modular intemperie

"X" = tamaño básico determinado en función del diámetro sobre aislamiento del cable

"Y" = clase de aislamiento del sistema cable-accesorio en kV

"C" = calibre del conductor indicando si es AWG, MCM o mm²

"M" = material del conductor; Cu, para cobre o Al, para aluminio

La tabla 13.2 muestra la designación que deberá indicarse en lugar de la letra "X". Es importante considerar que, si el intervalo de valores del diámetro sobre aislamiento correspondiente al tamaño básico seleccionado no cubre el diámetro en cuestión, la terminal no podrá cumplir su función de manera adecuada.

TABLA 13.2 Sustitución de la letra "X" en función del diámetro sobre aislamiento del cable

Diámetro sobre aislamiento (mm)	"X"
11.5 - 14.0	RR
13.8 - 16.5	R
16.3 - 20.0	1
19.8 - 23.5	2
23.3 - 27.0	3
26.8 - 31.0	4
30.8 - 35.0	5
34.8 - 40	6

Como guía general para seleccionar el tamaño básico de la terminal, se ha preparado la tabla 13.3, en la que se ilustra la selección con base en el calibre del conductor y la clase de aislamiento.

TABLA 13.3 Selección del tamaño básico de la terminal *

Calibre (AWG o MCM)																
Tensión	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5 kV	RR		R			1			2			3	4	5		
8 kV	RR		R			1			2			3	4	5		
15 kV			1			2			3	4			5	6		
25 kV	—		2	3			4			5	6			7		
34.5 kV	—		4			5			6			7	8			

* Esta tabla de selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables, según norma. La selección debe llevarse a cabo según el diámetro real sobre aislamiento del cable.

Ejemplo de selección

Seleccionar una terminal para cable con aislamiento de etileno-propileno 13.2 kV entre fases del sistema, calibre 1/0 AWG, conductor de aluminio.

El diámetro sobre aislamiento del cable es 18.95 mm. En la tabla 2 vemos que le corresponde una "X" = 1.

La tensión de 13 200 volts corresponde a una clase de aislamiento de 15 kV de donde, "Y" = 15.

Por lo tanto, la terminal se ordena como sigue:

TMI-1-15-1/0 AWG, Al

Instalación

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene el instructivo de instalación correspondiente, en el que se describen con amplitud las operaciones a seguir para el montaje correcto de ellas.

Como particularidades importantes de estas terminales conviene hacer mención que no es necesario rebajar como punta de lápiz el aislamiento, y que las características elásticas de los componentes asegurarán el contacto y presión interfacial entre cable y terminal, durante el servicio del sistema.

En las figuras 13.9 a 13.11 se muestran las distancias de preparación de algunas de las construcciones de cable más comunes; asimismo se muestra el proceso de instalación general de este tipo de terminales y vistas de instalación en intemperie e interiores.

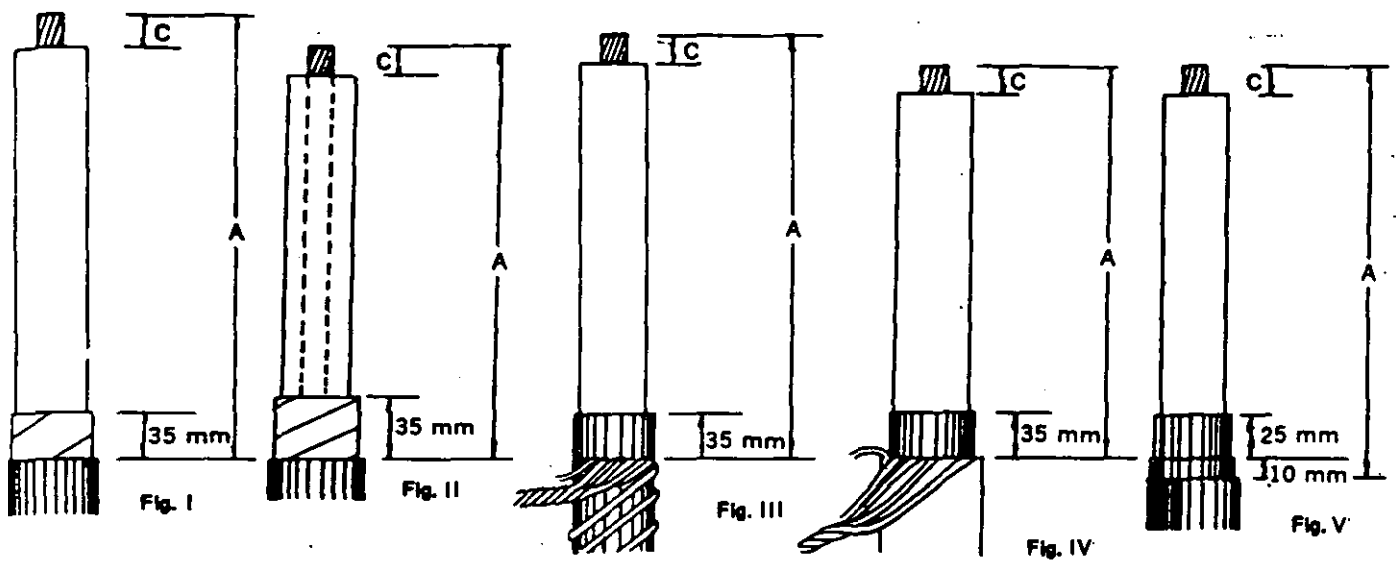


Tabla de dimensiones

Dimensiones (mm)	Clase de aislamiento (kV)			
	Hasta 8.7	15	25	34.5
A	250 + B	289 + B	363 + B	437 + B
B*	Profundidad del barril del conector más 10.0 mm			
C**	Profundidad del barril del conector más 8.0 mm			
Número de campanas	3	4	6	8

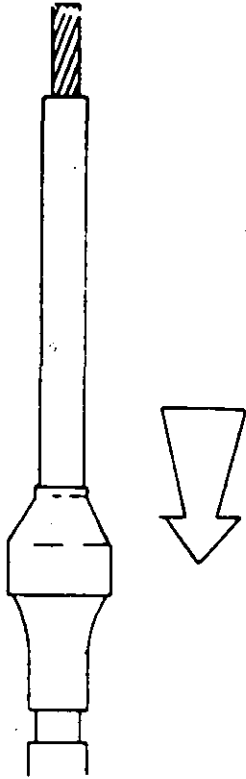
* La dimensión "B" se mide a partir del último módulo o campana y se retira el excedente de aislamiento y conductores.

** La dimensión "C" se marca sobre el aislamiento a partir de la punta del cable y se retira éste, dejando al descubierto el conductor.

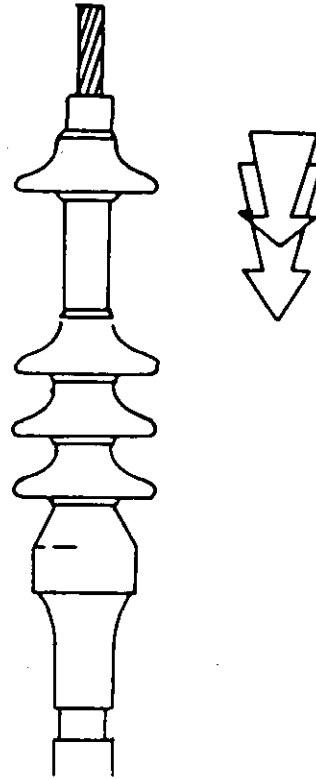
Tipos de cables:

- I Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductor, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- II Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- III Cable de energía para distribución residencial subterránea (DRS), con pantalla semiconductor extruida que es al mismo tiempo cubierta protectora y neutro formado por hilos de cobre estañado colocados en forma helicoidal sobre la cubierta.
- IV Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente; y cubierta protectora.
- V Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y forro de plomo; y cubierta protectora.

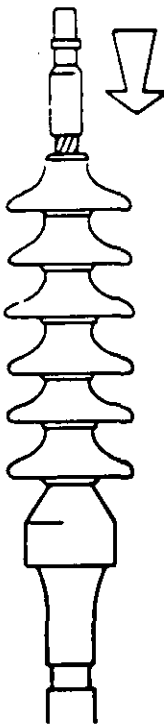
Fig. 13.9 Distancias de preparación para TMI en diversas construcciones de cables extruidos.



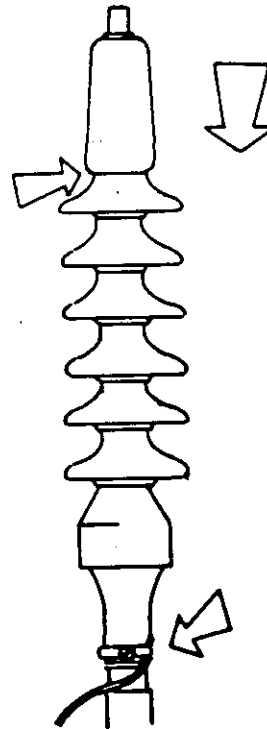
1. Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



2. Instale una a una las campanas en el número necesario, según la tensión del sistema (véase tabla de selección). Cuide que cada campana embone perfectamente con la anterior.



3. Corte a ras de la última campana el aislamiento del cable. Instale el conector universal a compresión.



4. Instale el sello semiconductor STI hasta que embone con la última campana y debajo del tope del conector. Aterrice la pantalla.

Fig. 13.10 Proceso de instalación de la TMI.

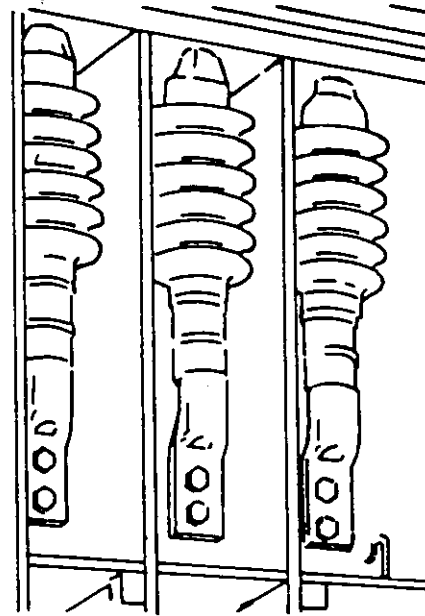


Fig. 13.11 Instalaciones en intemperie e interiores de terminales TMI.

Las terminales TIP están diseñadas para controlar los esfuerzos presentes en cables de 5 kV hasta 34.5 kV con blindaje electrostático, su aplicación es exclusivamente en interiores, por lo cual no será necesario agregar ningún otro elemento para protección del cable. Los cables en los que se pueden instalar serán siempre del tipo de aislamiento extruido. Para seleccionar este tipo de terminales únicamente será necesario conocer el diámetro real sobre el aislamiento del cable (figura 13.12) y, de esta manera, localizar en la tabla 13.4 el tamaño de la TIP apropiada, seleccionando aquel intervalo en el que quede comprendido el diámetro sobre aislamiento del cable en cuestión.

Como una guía general para la selección del tamaño de la TIP, se ha preparado la tabla 13.5, en la que se lista el calibre del cable con la clase de aislamiento del mismo (nivel 100%) y la determinación de la TIP correspondiente.

El tamaño seleccionado de este tipo de terminales deberá utilizarse únicamente en cables que queden comprendidos dentro de los límites del diámetro sobre aislamiento correspondiente, porque, de lo contrario, la terminal no podrá dar el servicio esperado.

TABLA 13.4 Selección del tamaño de la TIP

Diámetro sobre aislamiento (H) (mm)	Tamaño TIP	Dimensión G
11.5 - 14.0	RR	46.0
13.8 - 16.5	R	53.5
16.3 - 20.0	1	53.5
19.8 - 23.5	2	62.8
23.3 - 27.0	3	66.3
26.8 - 31.0	4	69.8
30.8 - 35.0	5	76.0
34.8 - 40.0	6	80.5
38.0 - 46.0	7	103.0
42.0 - 50.0	8	103.0

TABLA 13.5 Guía* para selección del tamaño de la TIP con base en la clase de aislamiento (nivel 100%) y calibre del conductor

Tensión	Calibre (AWG o MCM)															
	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5 kV	RR		R			1			2			3		4		5
8 kV	RR		R			1			2			3		4	5	
15 kV				1			2			3		4		5		6
25 kV				2		3			4		5		6		7	
34.5 kV				4			5			6		7		8		

* Esta tabla de selección solamente es una guía, basada en las dimensiones de los cables según norma. La selección debe llevarse a cabo de acuerdo con el diámetro real sobre aislamiento del cable.

Ejemplos de selección

Si su cable es para 15 kV, neutro a tierra, calibre 4/0 AWG, aislamiento seco con un diámetro sobre aislamiento de 22.5 mm; el cono seleccionado será el de la TIP 2.

Si su cable es para 23 kV, calibre 1 AWG con un diámetro sobre aislamiento de 22.631 mm será la misma TIP 2 la que se utilice.

Instalación

Al igual que los otros tipos de terminales descritas en este capítulo, cada uno de los estuches TIP contiene, además de los accesorios complementarios para su instalación y limpieza, un instructivo detallado de los pasos a seguir para la instalación eficiente de los conos de alivio.

Como particularidades importantes de este tipo de terminales cabe hacer mención que las características elásticas del cono de alivio asegurarán el contacto interfacial con el cable, en condiciones de servicio del sistema; y otra es

DESCRIPCIÓN:

1. Conductor del cable
 2. Aislamiento del cable
 3. Blindaje electrostático del cable
 4. Cono TIP
 5. Conexión a tierra del cono de alivio y blindaje del cable
- H. Diámetro sobre aislamiento
 G. Diámetro externo de la TIP

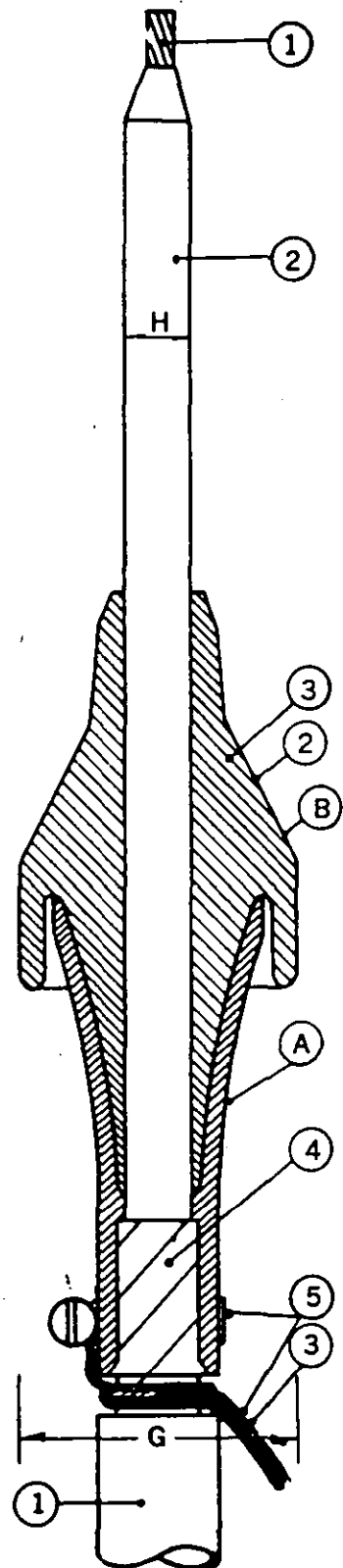


Fig. 13.12 Forma típica de instalación de la TIP, con las dimensiones para su selección.

que no será necesario agregar ningún encintado adicional a la terminal, cuando sea instalada en interiores.

A continuación, en la figura 13.13, se ilustra qué tanto será necesario retirar los diferentes elementos de diversas construcciones de cable, en los que puede instalarse este tipo de terminal; y en la figura 13.14 se describe en forma general el proceso de instalación de la TIP.

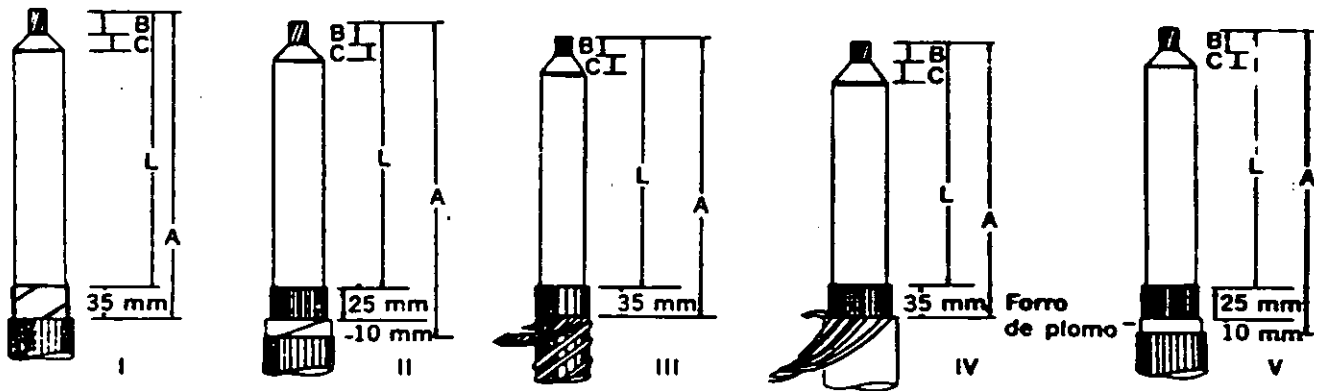


Tabla de dimensiones (mm)

Dimensión	Clase de aislamiento				
	5 kV	8 kV	15 kV	25 kV	34.5 kV
A	280 + B	325 + B	495 + B	605 + B	635 + B
B	Profundidad del barril de la zapata + 10 mm				
C	20	25	32	50	70
D	245 + B	290 + B	490 + B	570 + B	600 + B

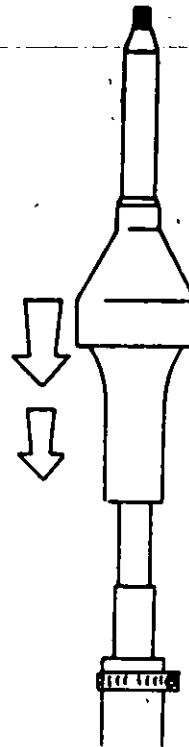
Tipos de cables

- I Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductor, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- II Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- III Cable de energía para distribución residencial subterránea (DRS), con pantalla semiconductor extruida que es al mismo tiempo cubierta protectora y neutro formado por hilos de cobre estañado colocados en forma helicoidal sobre la cubierta.
- IV Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente; y cubierta protectora.
- V Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y forro de plomo; y cubierta protectora.

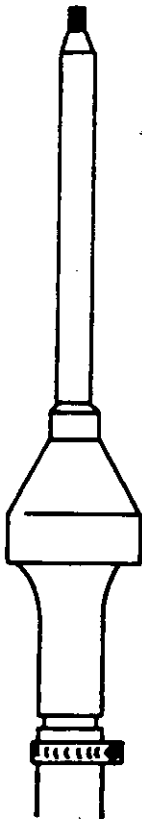
Fig. 13.13 Distancias de preparación para TIP en diversas construcciones de cables.



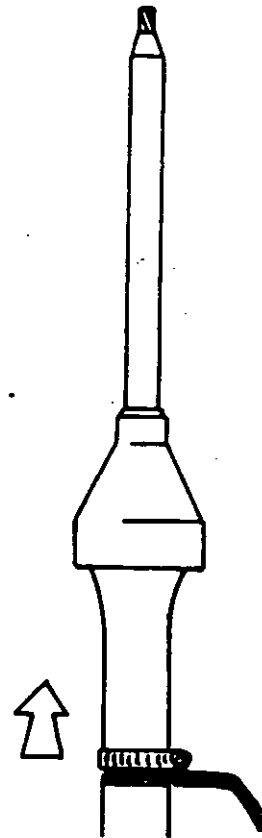
1. Prepare el cable de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



2. Inserte la abrazadera para conectar a tierra, aflojando previamente el tornillo. Lubrique el cono y empiece a insertarlo.



3. ...hasta que su extremo inferior tope con la cubierta o la marca hecha en la pantalla (vea instructivo).



4. Conecte a tierra la trenza plana y el conductor a la fase, con una zapata apropiada; la terminal está lista para ser energizada.

Fig. 13.14 Proceso de instalación de la TIP.

Terminales para cables trifásicos

Todos los tipos de terminales antes tratados corresponden a las que se instalan en cables monopolares; es posible utilizarlas en cables tripolares (las fases del cable están contenidas en la misma cubierta exterior) mediante el uso de protecciones diseñadas especialmente para sellar la trifurcación que se presenta al momento de individualizar las tres fases. Una limitación para esta aplicación es que cada una de las fases tenga su blindaje electrostático en forma individual y que sea de sección circular.

Las figuras 13.15, 13.16 y 13.17 muestran las aplicaciones de las terminales tipos TTB, TMI y TIP, respectivamente, en cables trifásicos.

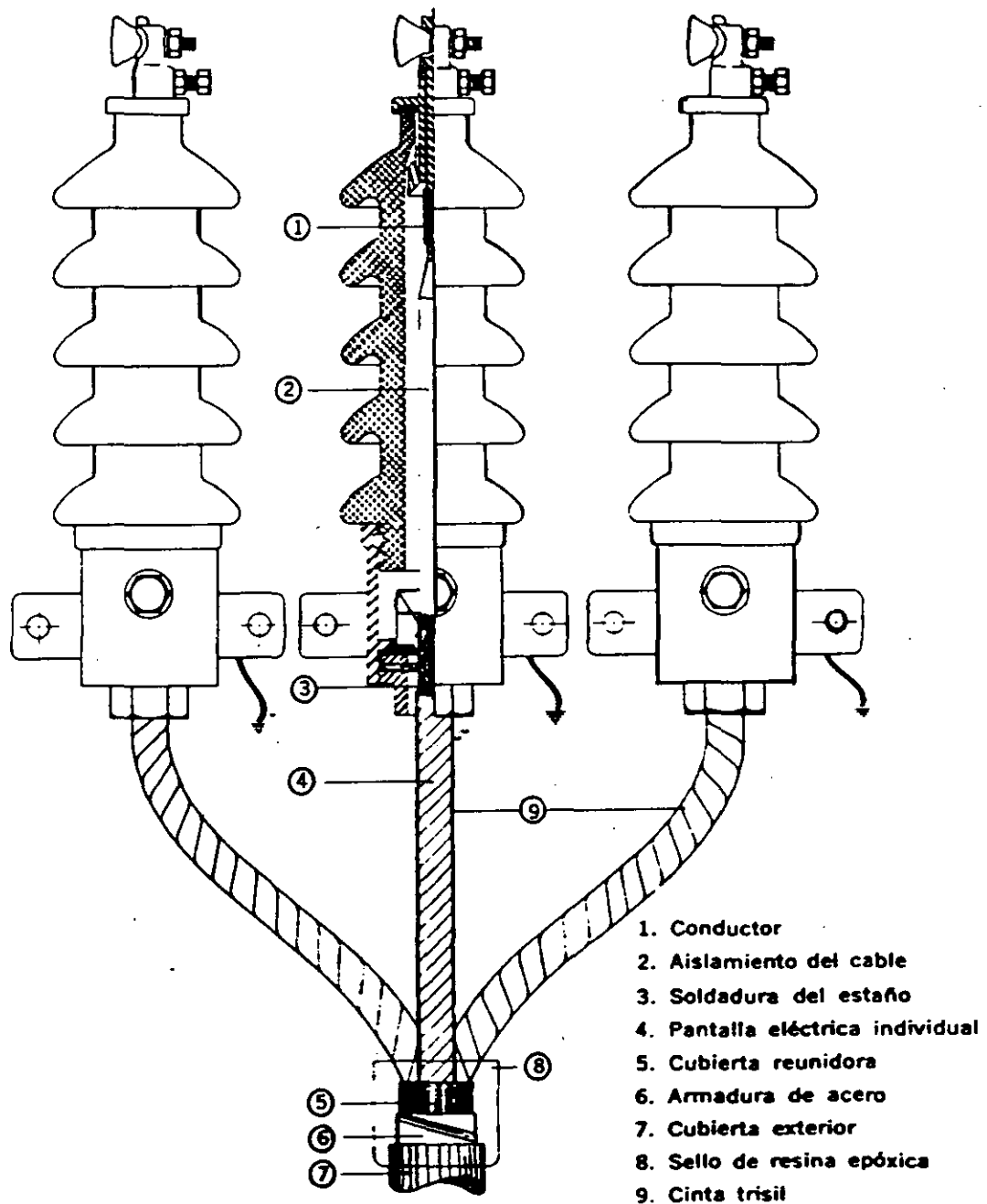
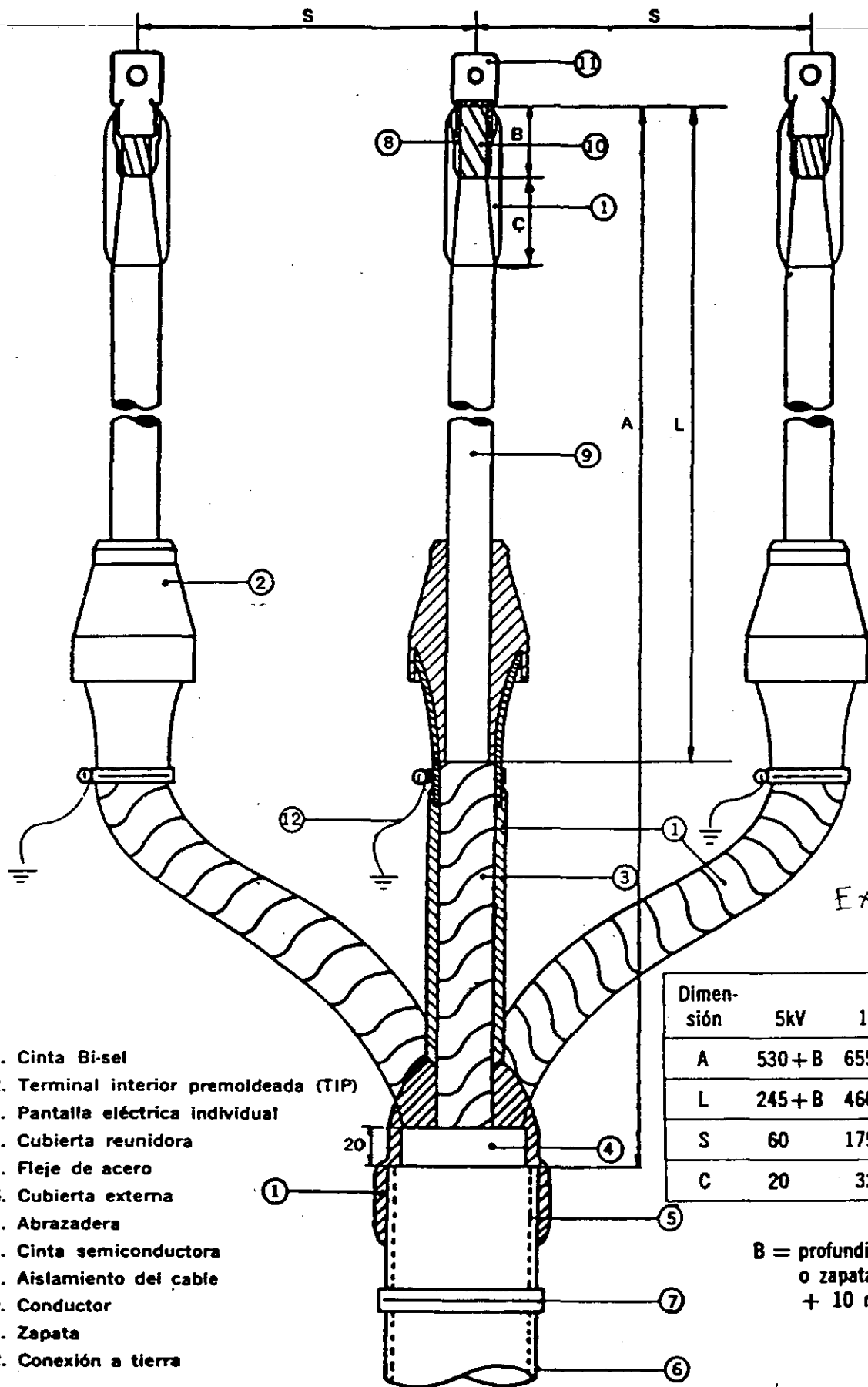


Fig. 13.15 Terminal en cable trifásico TTB.



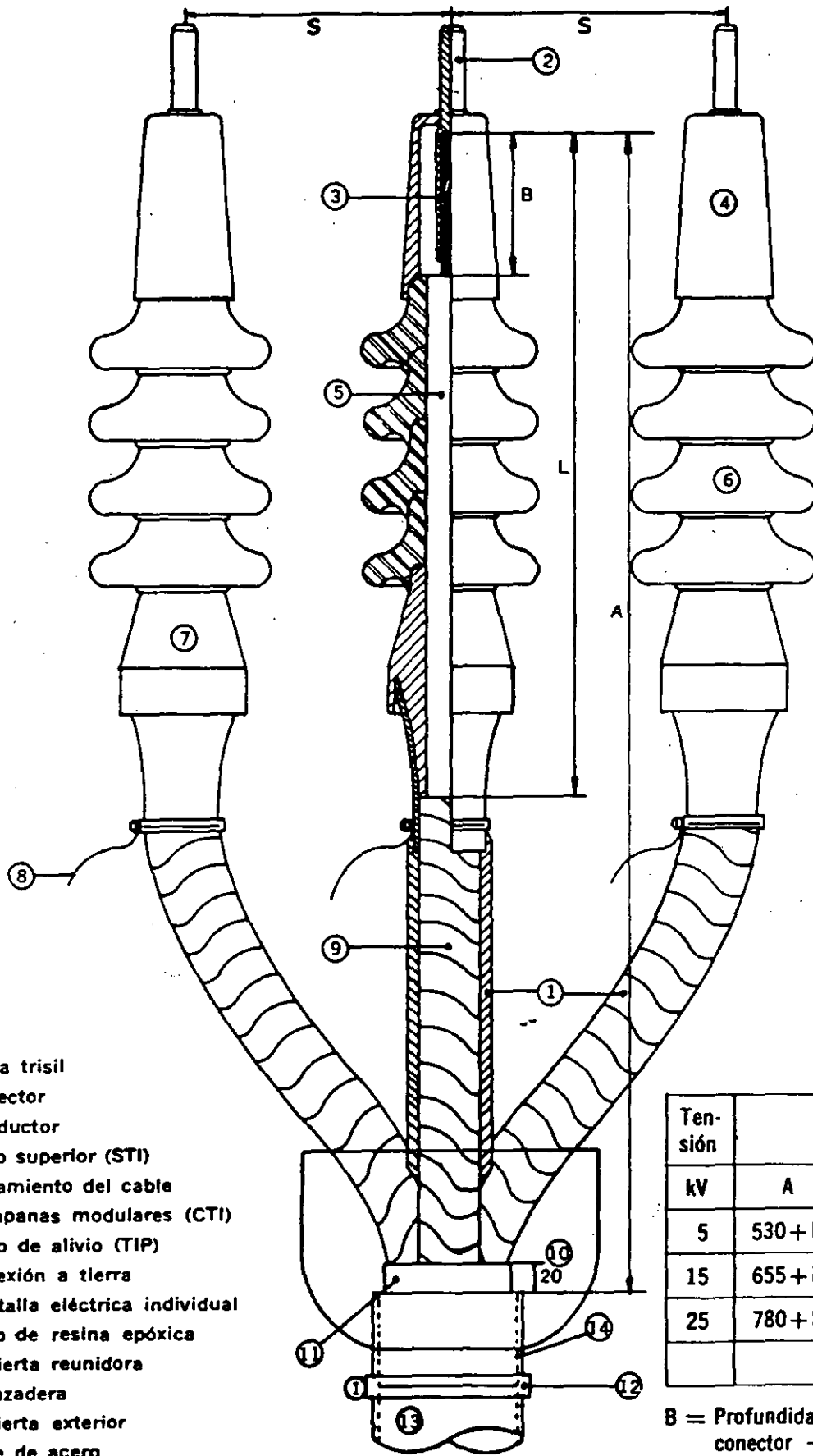
Explíca.

- 1. Cinta Bi-sel
- 2. Terminal interior premoldeada (TIP)
- 3. Pantalla eléctrica individual
- 4. Cubierta reunidora
- 5. Fleje de acero
- 6. Cubierta externa
- 7. Abrazadera
- 8. Cinta semiconductora
- 9. Aislamiento del cable
- 10. Conductor
- 11. Zapata
- 12. Conexión a tierra

Dimen- sión	5kV	15kV	25kV
A	530 + B	655 + B	780 + B
L	245 + B	460 + B	570 + B
S	60	175	280
C	20	32	50

B = profundidad del conector o zapata a ser utilizada + 10 mm

Fig. 13.17 Terminal TIP en cable trifásico.



Explicar

- 1. Cinta trisil
- 2. Conector
- 3. Conductor
- 4. Sello superior (STI)
- 5. Aislamiento del cable
- 6. Campanas modulares (CTI)
- 7. Cóno de alivio (TIP)
- 8. Conexión a tierra
- 9. Pantalla eléctrica individual
- 10. Sello de resina epóxica
- 11. Cubierta reunidora
- 12. Abrazadera
- 13. Cubierta exterior
- 14. Fleje de acero

Ten-sión	Dimensión		
	A	L	S
5	530 + B	215 + B	60.0
15	655 + B	254 + B	175.0
25	780 + B	328 + B	280.0

B = Profundidad del barril del conector + 10 mm

S 2

Fig. 13.16 Terminal TMI en cable trifásico.



CONDUMEX

EMPALMES

Principios de operación

Por definición (según norma NOM J-158-1978) se entiende por empalme: "La conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de una misma cubierta o carcasa."

La confiabilidad de un empalme para cables con aislamiento extruido o laminar depende de varios factores, entre los que destacan la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación. La selección de los materiales debe estar apoyada en pruebas de evaluación para incorporarlos a la geometría del diseño y hacer que los esfuerzos dieléctricos presentes sean de magnitudes tolerables.

Es necesario que en el diseño de empalmes se considere que los materiales utilizados deben ser compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirá, y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable.

Uno de los factores que, sin duda, tiene gran importancia en el diseño de empalmes es asegurar que los gradientes de esfuerzos presentes en el empalme sean soportables por los materiales utilizados.

En tanto que el cable no pierda su continuidad, los gradientes de tensión típicos en su aislamiento son los indicados en la tabla 14.1, y las superficies equipotenciales y líneas de fuerza se pueden representar como se ilustra en la figura 14.1; sin embargo, en la unión, el electrodo de alta tensión (conductor-conector) presenta un contorno que produce cambios en el campo eléctrico.

TABLA 14.1 Gradientes de tensión en cables con aislamiento extruido

Sección transversal del conductor		Gradiente de tensión máximo en el aislamiento (volts/mm)*		
		(1)		
		15 kV (t = 4.45 mm)	25 kV (t = 6.60 mm)	35 kV (t = 8.76 mm)
35 mm ²	(2 AWG)	2717	3583	
50 mm ²	(1/0 AWG)	2520	3268	3898
	(4/0 AWG)	2283	2992	3425
240 mm ²	(500 MCM)	2087	2638	2874
500 mm ²	(1000 MCM)	1969	2441	2795
		(2)		
		15 kV (t = 4.45 mm)	25 kV (t = 6.60 mm)	35 kV (t = 8.76 mm)
35 mm ²	(2 AWG)	1142	1220	
50 mm ²	(1/0 AWG)	1181	1299	1299
	(4/0 AWG)	1299	1417	1471
240 mm ²	(500 MCM)	1417	1535	1437
500 mm ²	(1000 MCM)	1457	1654	1693

(1) Sobre el conductor.

(2) Bajo la pantalla electrostática.

t = Espesor del aislamiento.

Existen gradientes radiales, como en el cable; pero, además, se presentan gradientes axiales que no se tienen en el cable.

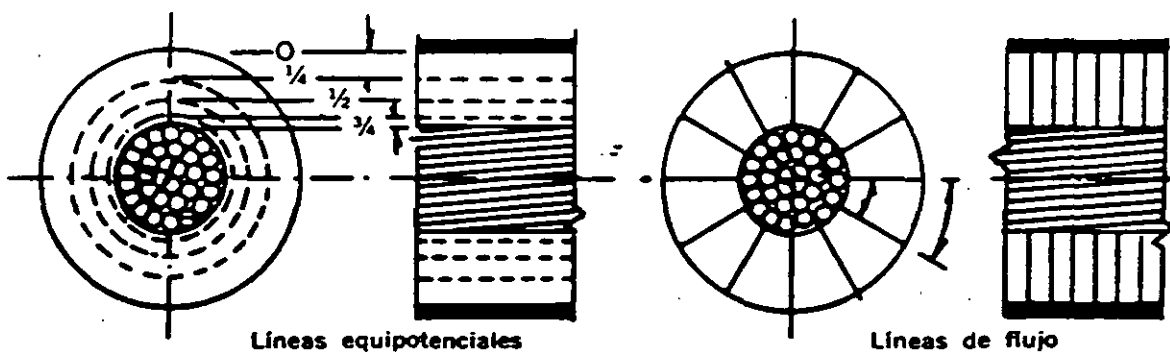


Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados.

Los puntos en que se concentran más los esfuerzos en la unión son el hombro del conector, la base de la punta de lápiz del aislamiento y la sección cónica del aislamiento repuesto.

Los gradientes en la unión están relacionados por el logaritmo de las razones entre los diámetros de los materiales y las constantes dieléctricas de éstos.

En la figura 14.2 se muestra la distribución de las líneas equipotenciales en una unión encintada y, en la figura 14.3, en una unión premodelada.

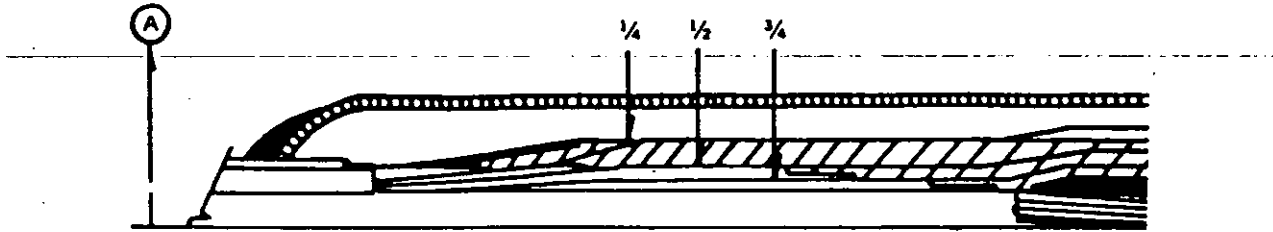


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encintado.

Una vez calculados los gradientes que se presentan en la unión, se comprueba que estén dentro de los límites permitidos; y debe verificarse la bondad del diseño y de los materiales, siguiendo los lineamientos establecidos en algunas normas como la NOM J-158, IEEE-404.

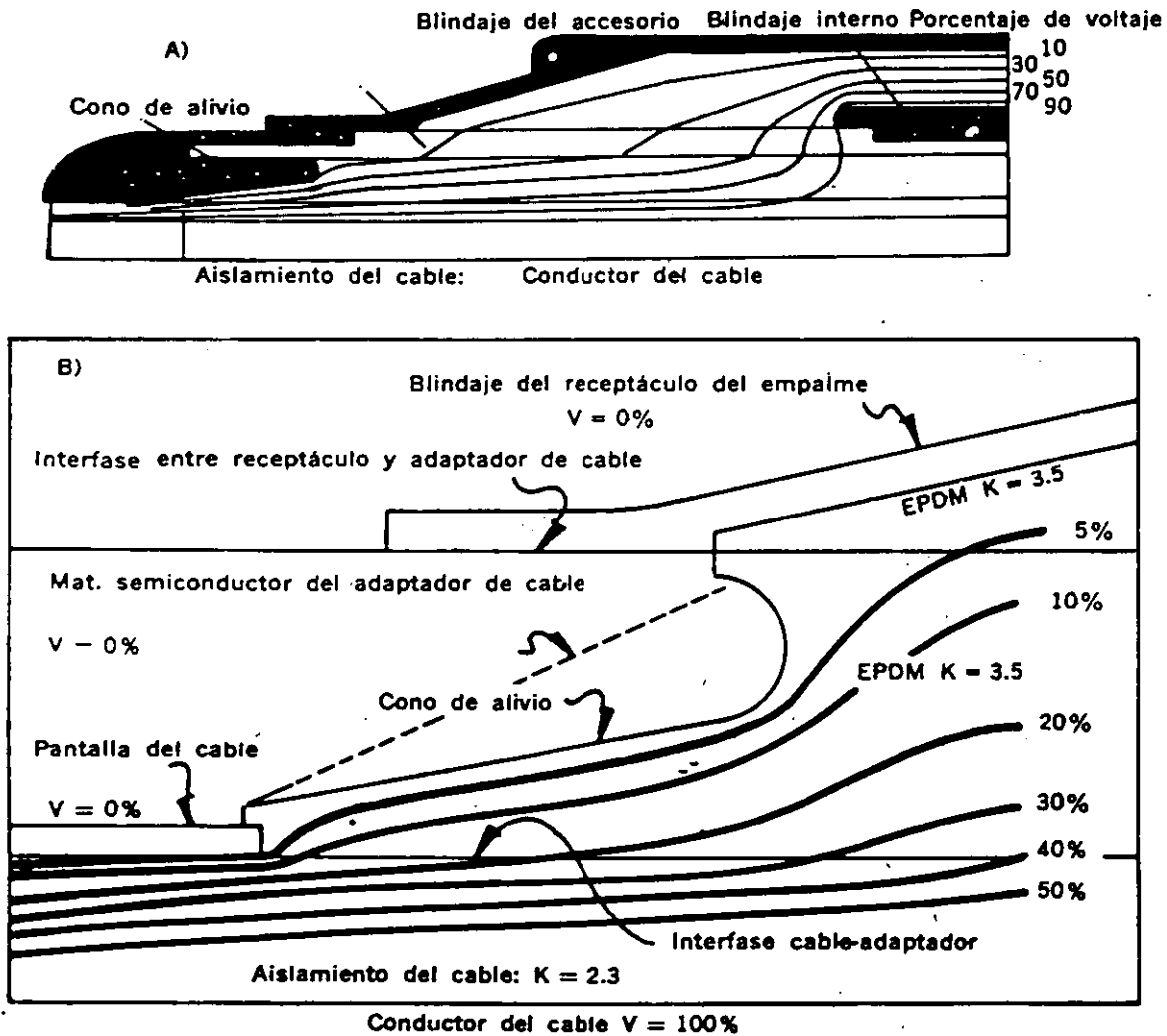


Fig. 14.3 Líneas equipotenciales en una unión premoldeada: A) en la sección del blindaje del conductor y B) en la sección de interacción con el aislamiento del cable y partes del ensamble de la unión.

Clasificación y tipos

Existen varios tipos de empalmes, los cuales son identificables considerando los materiales utilizados y la forma en que se aplican para restituir el aisla-

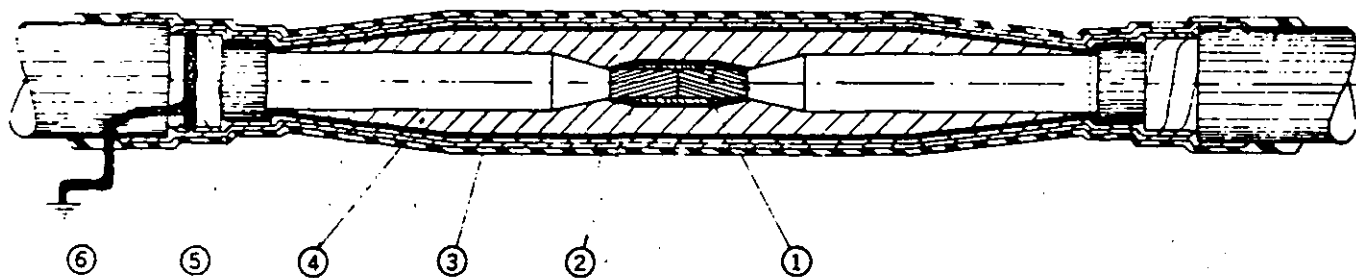
miento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

- a) Encintados
- b) Moldeados en fábrica
- c) Moldeados en el campo
- d) Termocontráctiles

a) Encintados

Son aquellos en que la restitución de los diferentes componentes del cable, a excepción del conductor, se lleva a cabo aplicando cintas en forma sucesiva, hasta obtener todos los elementos del cable; las cintas aislantes aplicadas para obtener un nivel de aislamiento adecuado pueden ser del tipo autovulcanizable o del tipo no vulcanizable, las cuales tampoco contienen adhesivo. Dependiendo del elemento a restituir, se determinarán las características físicas y químicas que tendrán las cintas utilizadas en la elaboración de un empalme completamente encintado.

Existen algunos diseños en los cuales, por sus condiciones de servicio, se hace necesario proporcionarles encapsulados de sistemas epóxicos o compuestos fluidos, para lograr una mejor operación del sistema cable-empalme; tal es el caso en uniones para cables con aislamiento de papel impregnado en aceite, o algún cable de construcción similar, en el que se hace necesario que el empalme esté provisto de un compuesto compatible con el aceite de impregnación y que proporcione al cable en el tramo del empalme, la función que desempeña el aceite. En la figura 14.4 se muestran los detalles constructivos de un empalme encintado.



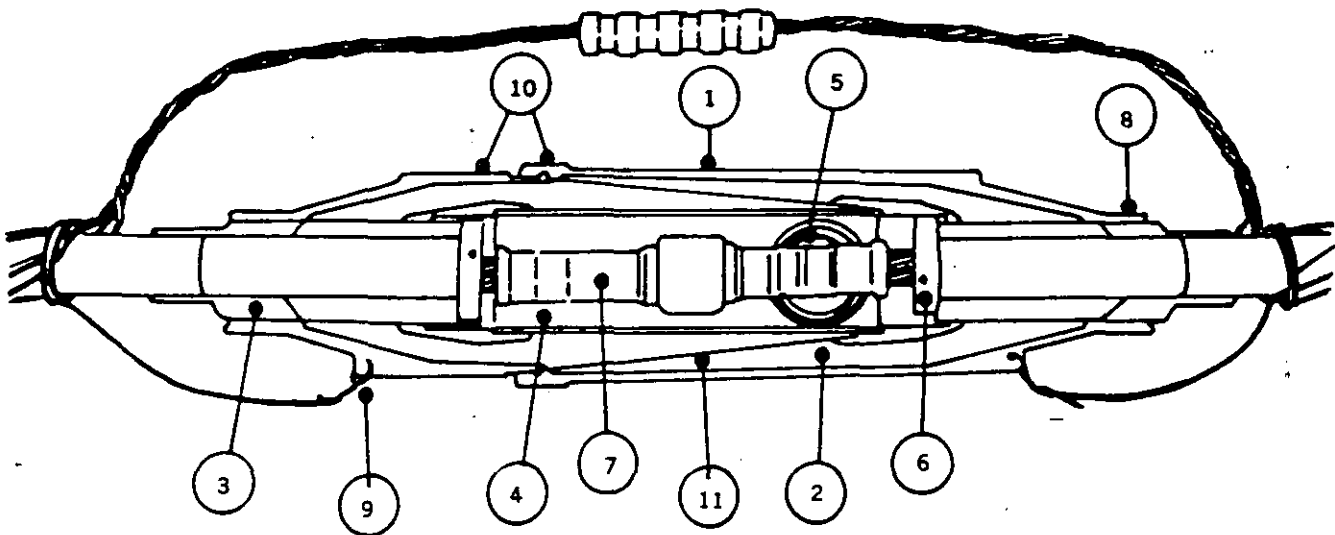
Descripción de componentes

1. Conector	4. Cinta aislante
2. Cinta conductora No. 17	5. Cinta vinílica con adhesivo
3. Malla de cobre	6. Trenza plana estañada

Fig. 14.4 Detalles constructivos de empalmes encintados en cable monofásico con aislamiento extruido.

b) Moldeados en fábrica

Son aquellos en que los componentes son moldeados por el fabricante utilizando materiales elastoméricos. Los componentes se ensamblan sobre los cables por unir, en el lugar de trabajo. Existen varios criterios de diseño de este tipo de empalmes; esto es, algunos fabricantes los elaboran en forma integral de tal modo que todos los elementos elastoméricos que los constituyen se encuentran contenidos en una sola pieza; existen otros que se fabrican utilizando varias piezas elastoméricas para obtener el empalme total. Ya que este tipo de accesorios consta en todo caso de componentes moldeados con dimensiones específicas, es necesario que se efectúe la selección utilizando las características reales del cable en que se instalará. En la figura 14.5 se muestran los detalles constructivos de un empalme premoldeado de varias piezas.



- | | |
|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1. Cubierta exterior semiconductora. | 7. Conector de compresión. |
| 2. Aislamiento elastomérico. | 8. Diámetro exterior estandarizado. |
| 3. Cono de alivio y adaptador. | 9. Ojo para puesta a tierra. |
| 4. Inserto semiconductor. | 10. Interfase entre los dos cuerpos. |
| 5. Resorte energizador. | 11. Interfase cónica. |
| 6. Anillos de fijación. | |

Fig. 14.5 Empalme premoldeado.

Los empalmes premoldeados fueron diseñados en un principio para unir cables con aislamiento extruido y, en la actualidad, agregando algunos otros componentes, estos accesorios se están desarrollando para unir cables con aislamiento laminar; en la figura 14.6 se muestran los detalles constructivos de este arreglo de accesorio premoldeado, en cable con aislamiento laminar; con un arreglo similar se pueden unir cables con aislamiento laminar y extruido.

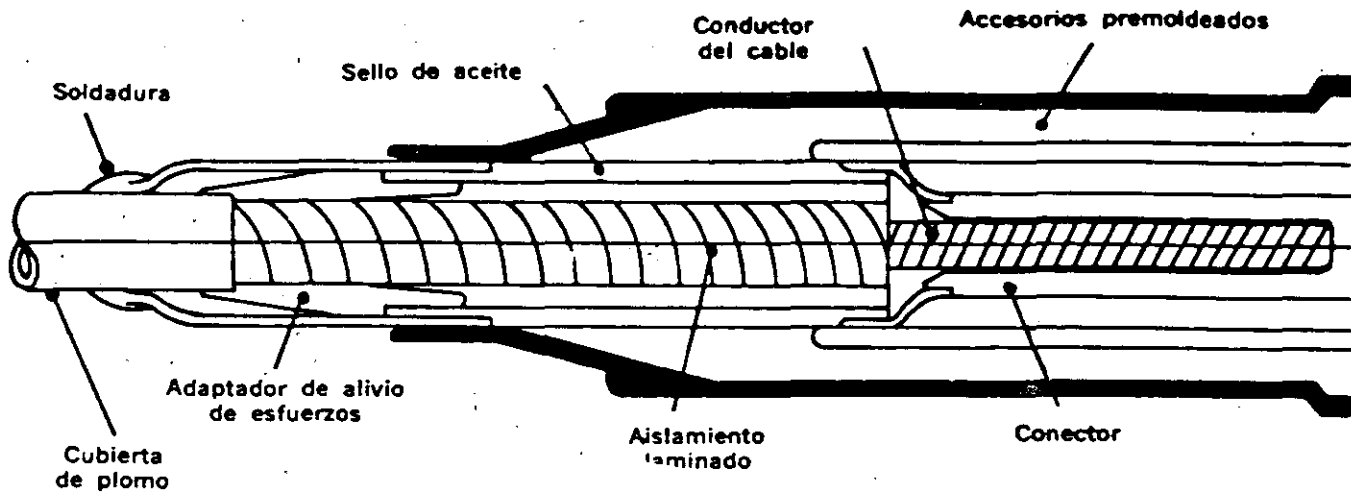


Fig. 14.6 Empalme premoldeado para cable con aislamiento laminado.

c) Moldeados en el campo

Son aquellos en que los componentes del empalme se aplican en el cable por unir, utilizando materiales sólidos vulcanizables por medio de calor y presión que se suministran a través de equipo diseñado para tal fin.

El único diseño que se tiene hasta la fecha consiste en hacer exclusivamente el moldeo o vulcanizado del material aislante del empalme, para lo cual se utiliza una prensa portátil que provee la presión y temperatura adecuadas para efectuar el proceso; los demás componentes del empalme, según la construcción específica que se requiera, se lleva a cabo utilizando alguna o algunas de las siguientes técnicas: encintado, barnizado, aplicación de materiales termocontráctiles o encapsulado con sistemas epóxicos.

Este tipo de empalmes está limitado a su aplicación en cables con aislamiento extruido.

d) Termocontráctiles

Son aquellos en que los componentes se aplican en el cable por unir, utilizando materiales con características retráctiles por la acción del calor suministrado con un equipo diseñado para tal fin. Este diseño generalmente tiene integrado en una sola pieza el blindaje semiconductor del conductor-conector, el aislamiento y el blindaje semiconductor del aislamiento. Cuando se requiere hacer la reposición de la cubierta exterior se utiliza un tubo termocontráctil. Tanto la primera pieza como la segunda son aplicadas al cable, suministrándoles calor por medio de una herramienta especial.

En la actualidad, el uso de empalmes elaborados con esta técnica se restringe a cables con aislamiento extruido; aun cuando, en algunos países de Europa también se aplica para unir cables con aislamiento laminar.

Selección e instalación

Selección

Para seleccionar adecuadamente el juego de empalme encintado que cumpla con amplitud la necesidad de restituir cada uno de los elementos del cable, será necesario conocer la construcción de éste y hacer mención a ella en el momento de solicitar el estuche de empalme requerido.

Los datos básicos para la selección son:

- a) Empalme recto o derivación
- b) Clase de aislamiento del sistema
- c) Cable monofásico o trifásico
- d) Calibre del conductor indicando si es redondo normal o redondo compacto
- e) Material del conductor (cobre o aluminio)
- f) Construcción del blindaje del cable sobre aislamiento
- g) Si requiere protección exterior adicional

Respecto al inciso f), diversas formas del blindaje del cable son:

1. Semiconductor extruido y neutro concéntrico
2. Semiconductor extruido y cintas de cobre traslapadas
3. Semiconductor extruido, cintas de cobre y forro de plomo
4. Semiconductor a base de cinta y cintas de cobre traslapadas

Instalación

Cada uno de los estuches de empalme encintado viene provisto del material suficiente para llevar a cabo desde las operaciones de preparación y limpieza de los cables por unir, hasta la reconstrucción total de todos los elementos de dichos cables; además se proporciona un instructivo de instalación, el cual es una guía útil para conocer las dimensiones de preparación o retirado de cada uno de los elementos de los cables por unir.

En las figuras 14.7 y 14.15 se muestran las características de varios empalmes encintados, en diversas construcciones de cables.

La figura 14.14 ilustra, de manera general, la secuencia de instalación de un empalme encintado, en cables con aislamiento extruido.

En la figura 14.15 se muestra un resumen de las fallas de preparación de cables más comunes; es aconsejable que al preparar el cable no se incurra en estos errores, ya que, de lo contrario, se disminuirá la vida del empalme efectuado.

A continuación se dan ejemplos de selección de empalmes para cables con blindaje sobre aislamiento, a base de material semiconductor y cintas de cobre traslapadas:

El nombre de este empalme se forma con el prefijo CPM, que quiere decir "Cable con pantalla metálica", seguido del número 1 o 3, lo cual indica si el cable es monofásico o trifásico; a continuación aparece el calibre del mismo en AWG, MCM o mm²; posteriormente Cu o Al, según se trate de conductor de cobre o de aluminio; por último, la clase de aislamiento del cable, quedando:

$$\text{CPM [1 o 3]} \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2], [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (1)}$$

Cuando se desee realizar una derivación en T, se agregará esta inicial al prefijo y, en la sección del calibre, se indicará primero el calibre del cable troncal y después de éste, separado por un guión, el calibre del cable en derivación; con lo cual la descripción será:

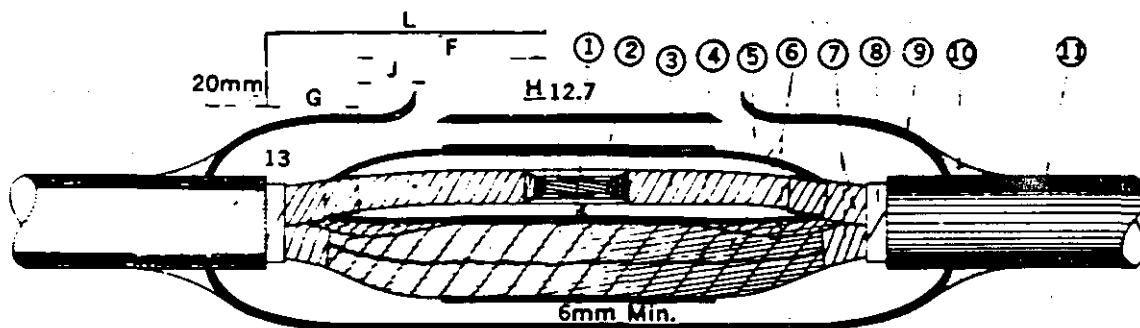
$$\text{TCPM} - [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] -$$

$$- [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] - [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (2)}$$

Ejemplo

Para hacer un empalme recto en un cable de energía con aislamiento extruido, calibre 250 MCM, conductor de cobre, 34.5 kV, monofásico, el estuche a seleccionar será:

$$\text{CPM } 1 \times 250 \text{ MCM, Cu, } 34.5 \text{ kV.}$$



Voltaje kV	Dimensiones en mm					
	** L	** G	F	H	J	E
15	205-256	50-100	155	19	50	8
23	236-287	50-100	186	38	64	11
35	320-370	50-100	242	*38	100	17.5

NOTAS

** La medida mayor se aplica en cables mayores de 250 MCM.

• En 35 kV, puede hacerse en el aislamiento una punta de lápiz, o bien, escalonarse. Esto último es preferible, y el detalle del escalonamiento se muestra a la derecha.

1. Conector
2. Amarre con cinta teraglas
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Compuesto aislante
6. Malla de cobre
7. Pantalla individual
8. Pantalla general
9. Tubo de plomo
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

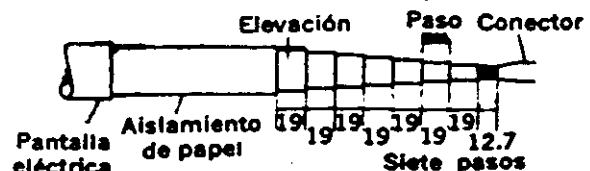
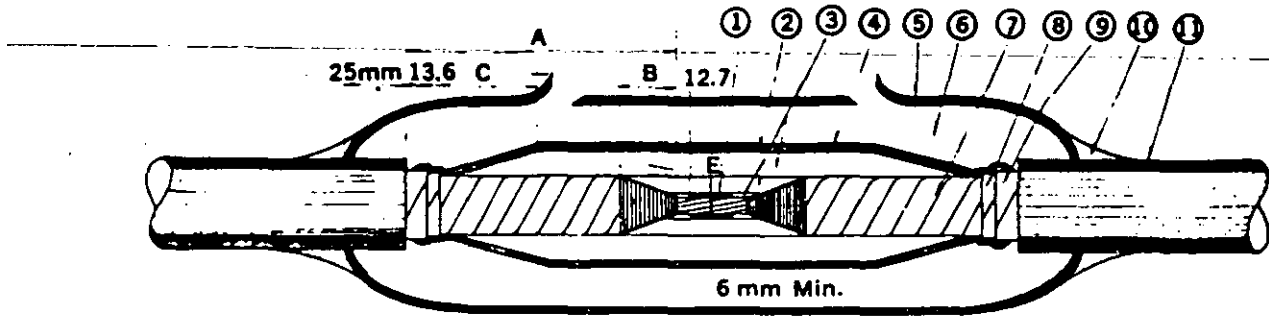


Fig. 14.7 Construcción de un empalme recto en dos cables de potencia monopolares o tripolares 13 000 a 35 000 Volts con pantalla eléctrica. "Empalme de bala." 58

EMPALMES



Voltaje kV	Dimensiones en mm			
	A	B	C	E
15	155	19	50	8
23	187	38	64	11
35	242	*38	100	17.5

1. Conector
2. Malla de cobre
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Tubo de plomo
6. Compuesto aislante

7. Aislante del cable
8. Cinta semiconductor
9. Pantalla de cobre
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

NOTA
 • En 35 kV, puede hacerse en el aislamiento una punta de lápiz, o bien, escalonarse. Esto último es preferible, y el detalle del escalonamiento se muestra a la derecha.

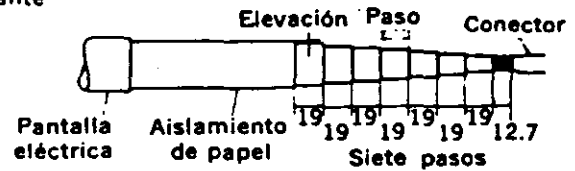
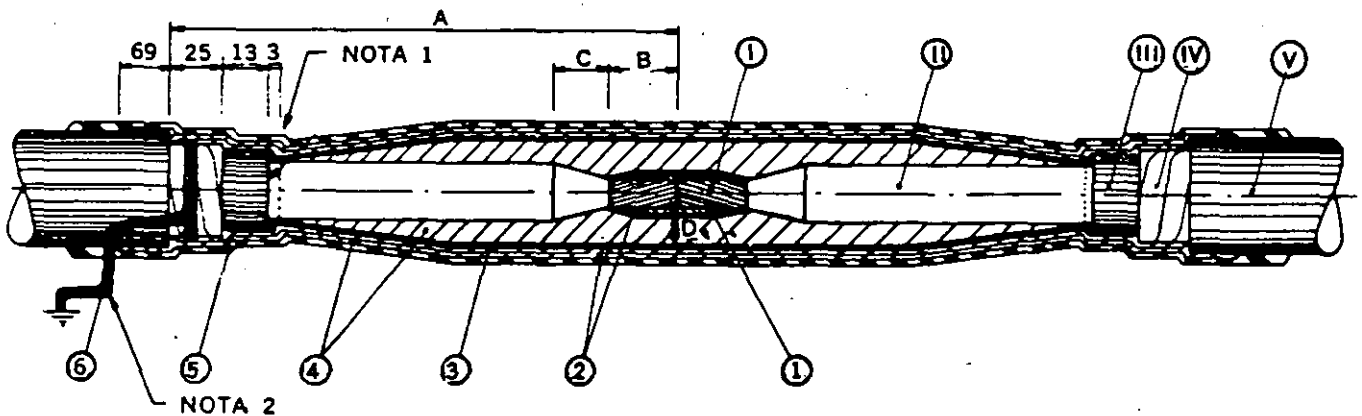


Fig. 14.7 (Continuación).



Descripción del cable

- I. Conductor
- II. Aislamiento
- III. Cubierta semiconductor
- IV. Pantalla de cobre
- V. Cubierta de PVC

Material por orden aproximado de colocación

1. Conector de compresión
2. Cinta conductora No. 17
3. Malla de cobre
4. Cinta BI-SEAL
5. Cinta vinílica con adhesivo
6. Trenza plana estañada

Dimensiones del empalme	Voltaje de operación N.A.T.			
	5	15	23	35
A	Mitad del largo del conector más 153 mm 210 mm 260 mm 330			
B	Mitad del largo del conector más 13 mm 13 mm 13 mm 13			
C	19 mm	25 mm	51 mm	77
D	1.5 veces el espesor del aislamiento del cable			

Fig. 14.8 Empalme CPM recto.

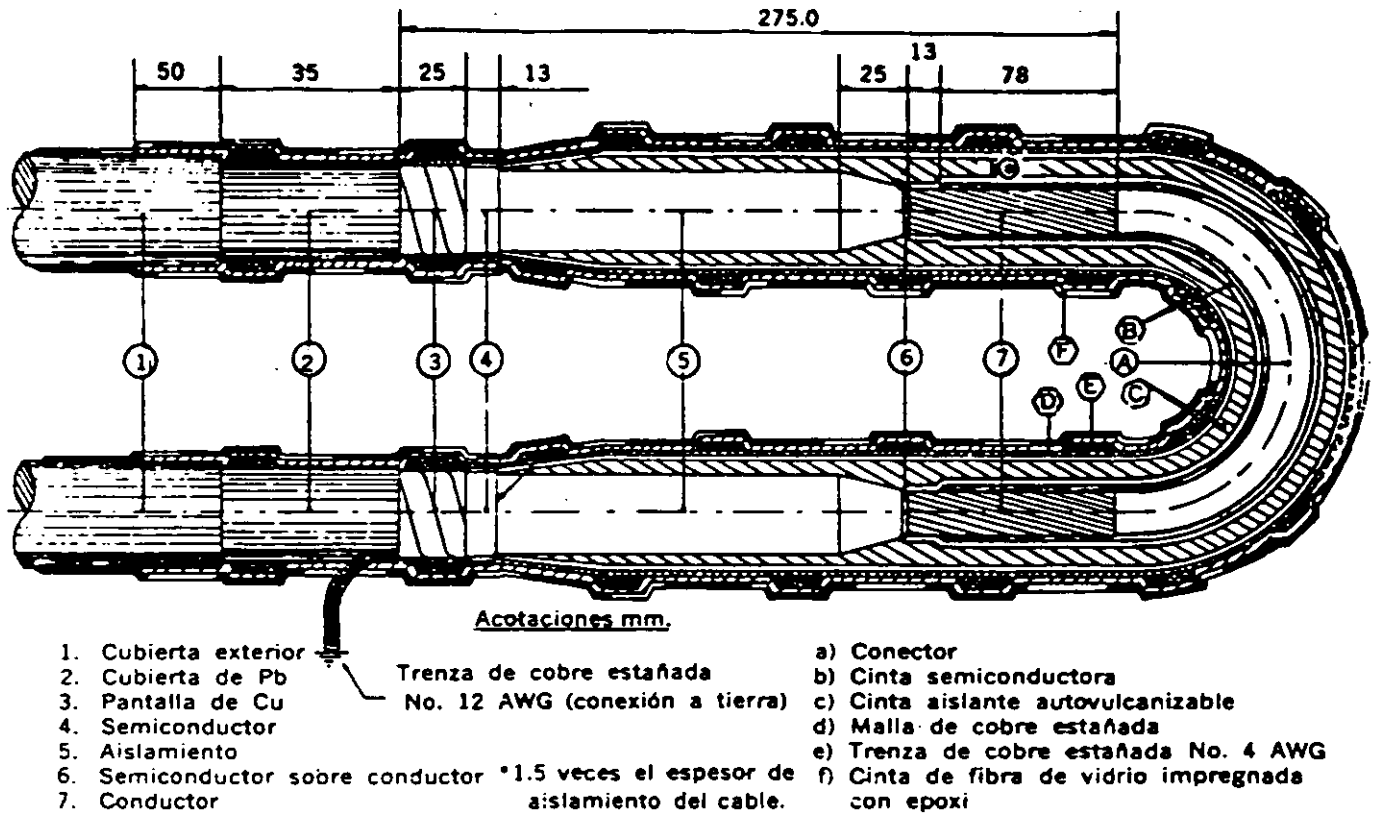
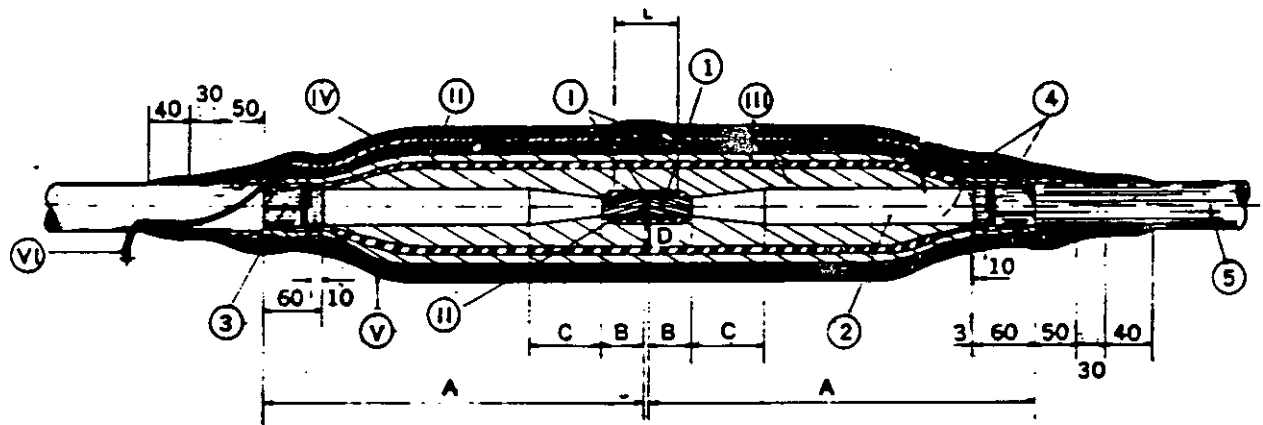


Fig. 14.9 Empalme UCPM IX500 MCM, Cu, 15 kV.



Dimensiones del empalme (mm)	Clase de aislamiento kV			
	5	15	23	35
A	Mitad del largo del conector más			
	175	235	285	355
B	Mitad del largo del conector más			
	13	13	13	13
C	19	25	51	77
D	1.5 veces el espesor del aislamiento del cable			

L = Largo del conector.

Componentes del cable

1. Conductor
2. Aislamiento del cable
3. Pantalla semiconductor extruida
4. Neutro concéntrico
5. Cubierta exterior

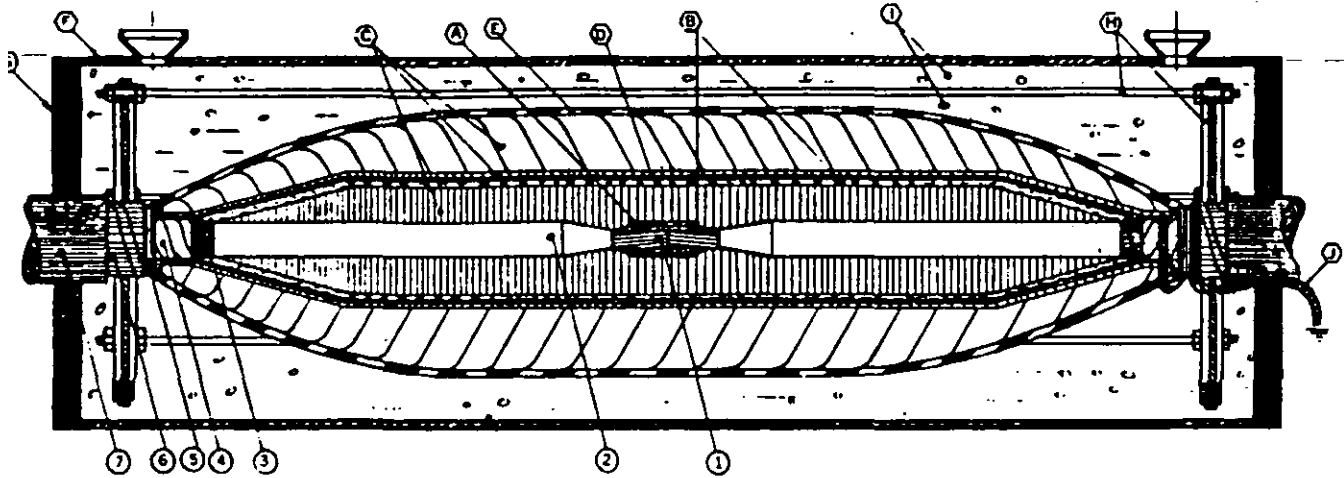
Componentes del empalme

- I. Conector
- II. Cinta conductora No. 17
- III. Cinta BI-SEAL
- IV. Cinta vinilica con adhesivo
- V. Cinta P.V. impregnada con resina epóxica
- VI. Trenza plana

Fig. 14.10 Empalme encintado para cable con aislamiento extruido, neutro concéntrico y cubierta exterior.

CD

EMPALMES

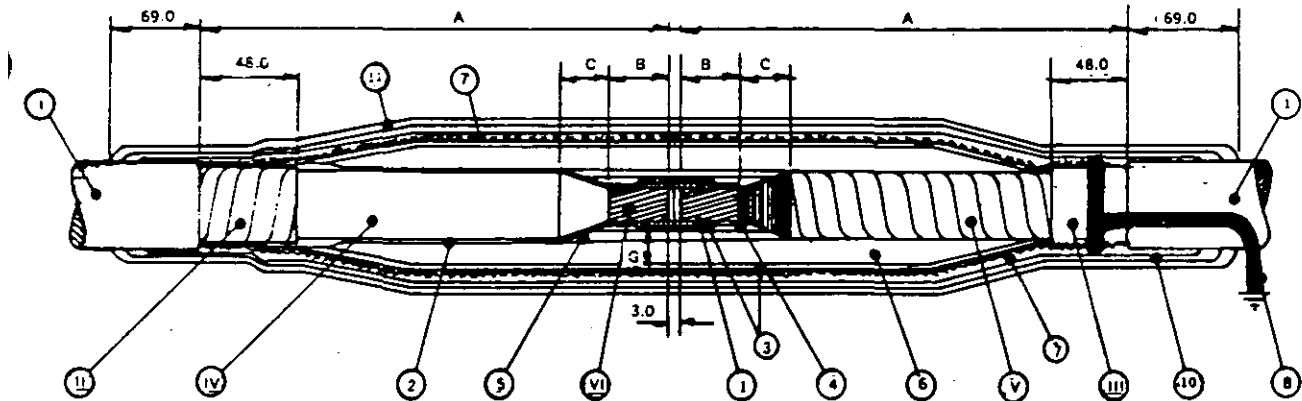


1. Conductor
2. Aislamiento
3. Cinta semiconductora
4. Pantalla metálica individual
5. Cubierta reunidora
6. Fleje de acero
7. Cubierta exterior

Lista de materiales

- A) Conector cobre
- B) Cinta semiconductora No. 17
- C) Cinta BI-SEAL No. 3
- D) Malla de cobre estañada
- E) Cinta de F.V. con epoxi
- F) Tubo de PVC
- G) Tacón de neopreno
- H) Protección mecánica de empalme para cable armado
- I) Compuesto asfáltico
- J) Trenza plana

Fig. 14.11 Empalme CPM trifásico para cable armado con fleje de acero.



Descripción del cable

- I. Cubierta exterior
- II. Pantalla de cobre
- III. Cubierta de plomo
- IV. Aislamiento extruido
- V. Aislamiento laminar
- VI. Conductor

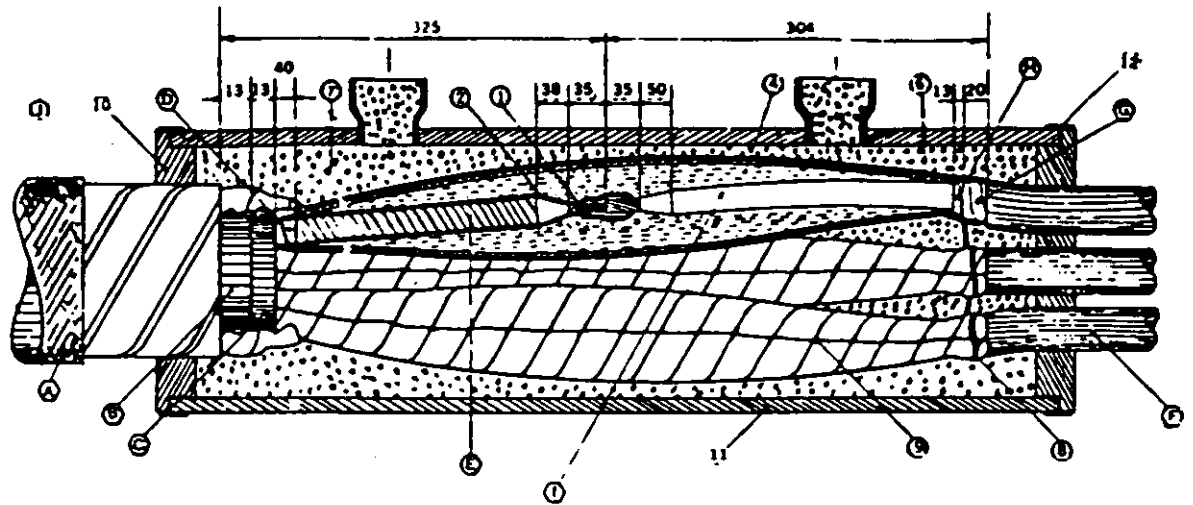
Materiales

1. Conector
2. Cinta TRI-SIL
3. Cinta semiconductora
4. Teraglas de 6.3 mm de ancho
5. Teraglas de 12.7 mm de ancho
6. Teraglas de 25.4 mm de ancho
7. Malla de cobre
8. Trenza plana estañada
9. Cinta BI-SEAL (autovulcanizable)
10. Fibra de vidrio con epoxi
11. Cinta de PVC sin adhesivo

Tabla de dimensiones (mm)

Referencia	Clase de aisl. kV			
	5	8.7	15	23
A	Mitad del largo del conector más			
	163.0	163.0	220.0	270.0
B	Mitad del largo del conector + 13.0			
C	19.0	19.0	25.0	51.0
G	1.5 veces el espesor máximo del aislamiento del cable			

Fig. 14.12 Unión mixta en cables PILC-extruido.

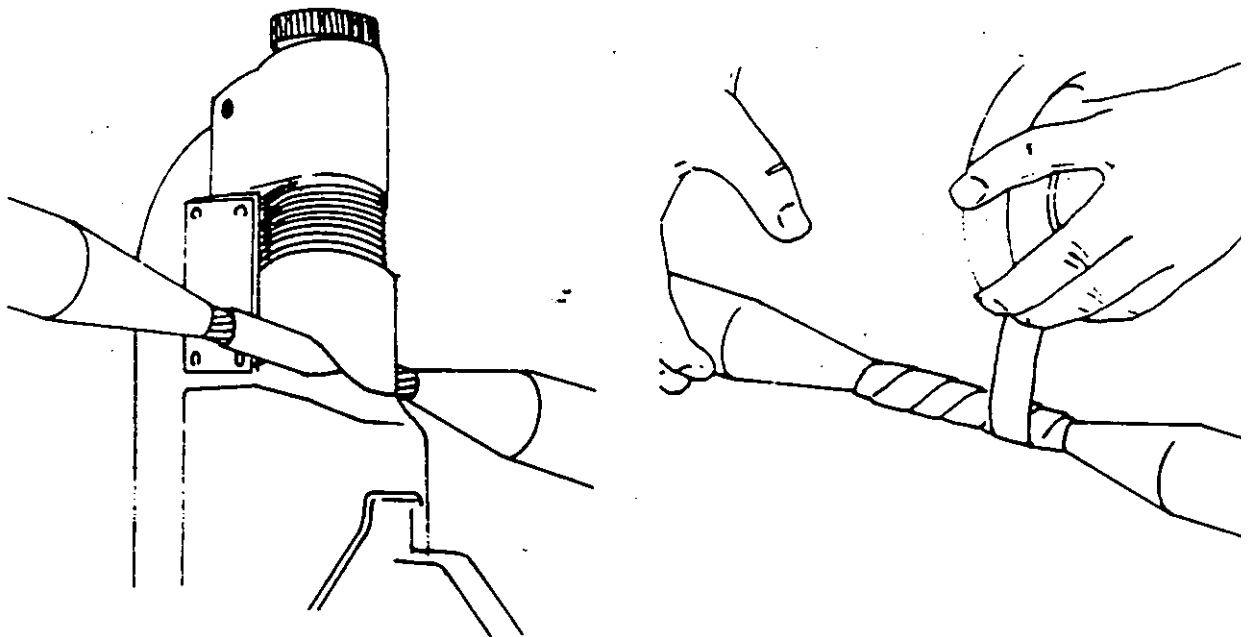


1. Conector
2. Cinta TRI-SIL
4. Cinta BI-SEAL No. 3
6. Cinta semiconductor No. 17
7. Malla de cobre estañada
8. Trenza plana estañada
9. Cordón de soldadura
10. Tacones de neopreno
11. Molde de PVC
12. Cinta de PVC con adhesivo

Identificación de materiales

- A) Cubierta protectora de yute
- B) Cubierta de PVC
- C) Pantalla general de cobre
- D) Pantalla individual de cobre
- E) Aislamiento laminar
- F) Cubierta exterior
- G) Pantalla de cobre
- H) Cubierta semiconductor
- I) Aislamiento extruido
- J) Fleje de acero

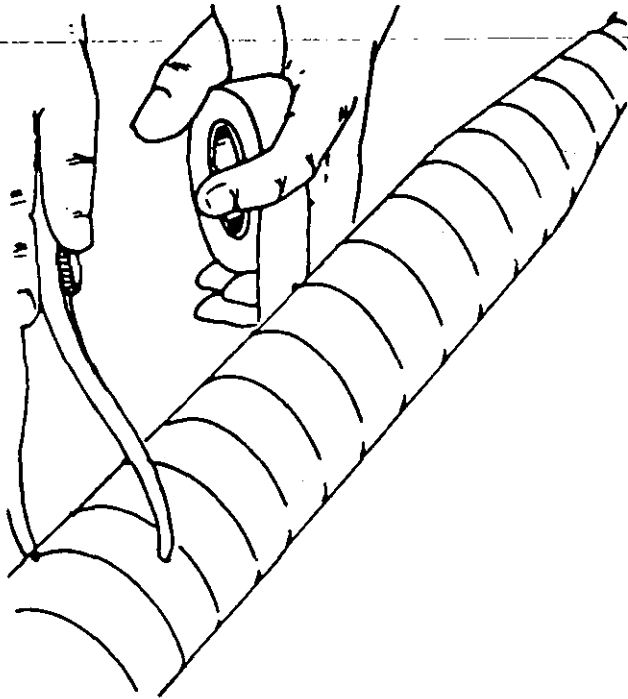
Fig. 14.13 Empalme mixto PILC-extruido 25 kV.



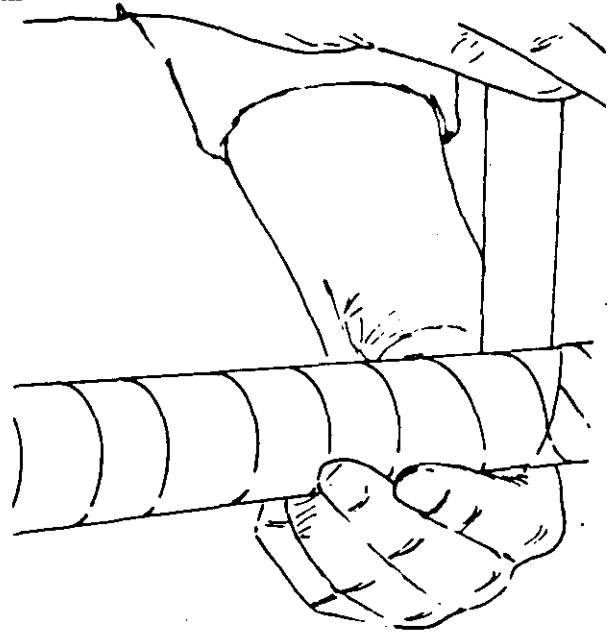
1. Prepare las puntas por unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el estuche, e instale el conector, preferentemente de compresión para cables con aislamiento seco.

2. Rellene las indentaciones producidas por pinzas en el conector y cubra el mismo y el ductor desnudo con cinta conductora Bishop 17, a fin de uniformar el perfil.

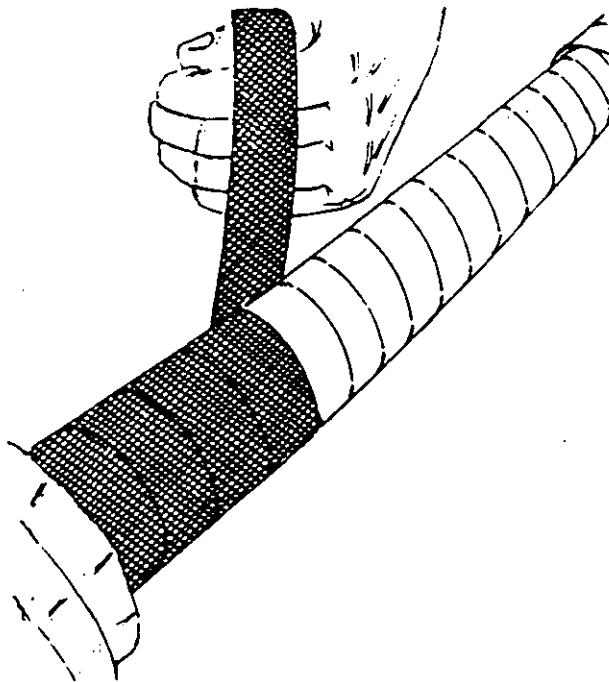
Fig. 14.14 Proceso de elaboración del empalme encintado.



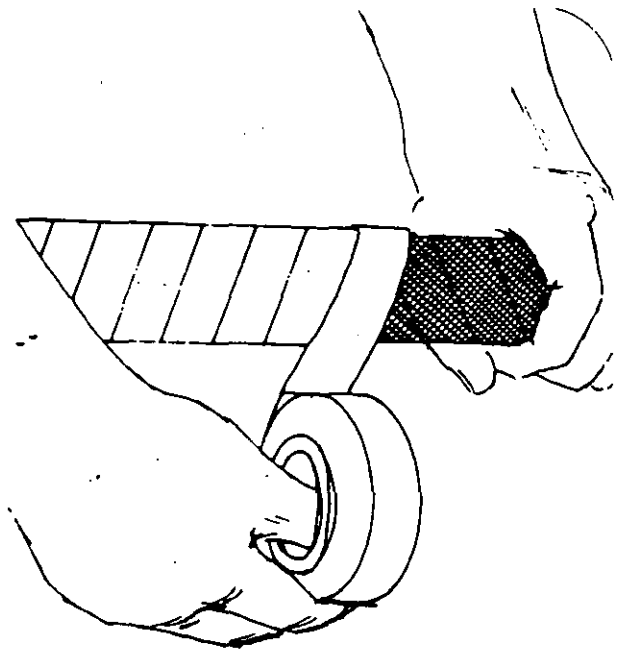
3. Restituya el aislamiento con cinta autovulcanizable BISHOP BI-SEAL No. 3, hasta obtener un espesor igual a $1\frac{1}{2}$ veces el del aislamiento original del cable.



4. Restituya el primer elemento conductor de la pantalla del cable con cinta conductora Bishop No. 17, encintando a medio traslape y con tensión uniforme. Esta cinta vulcanizada con la BI-SEAL No. 3.

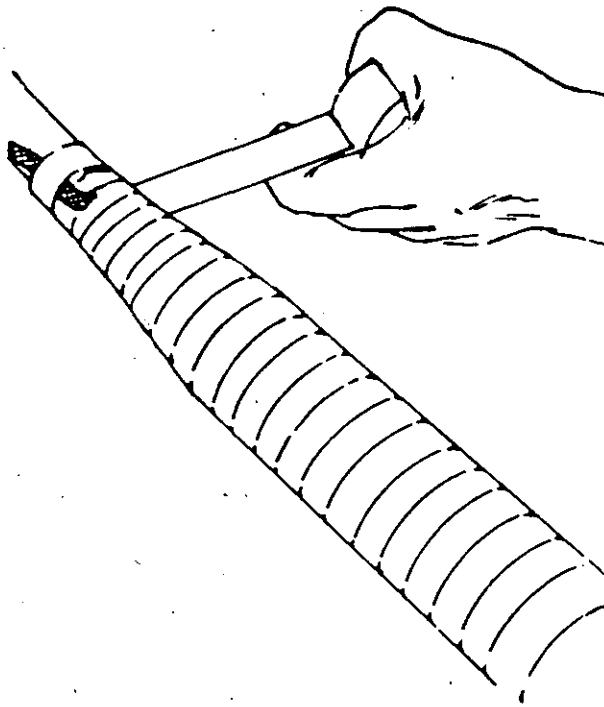


5. La continuidad metálica se consigue dando un encintado a medio traslape, con malla de cobre estañada INDAEL. Es necesario soldar a la pantalla original, tanto la malla como la trenza para conectar a tierra.

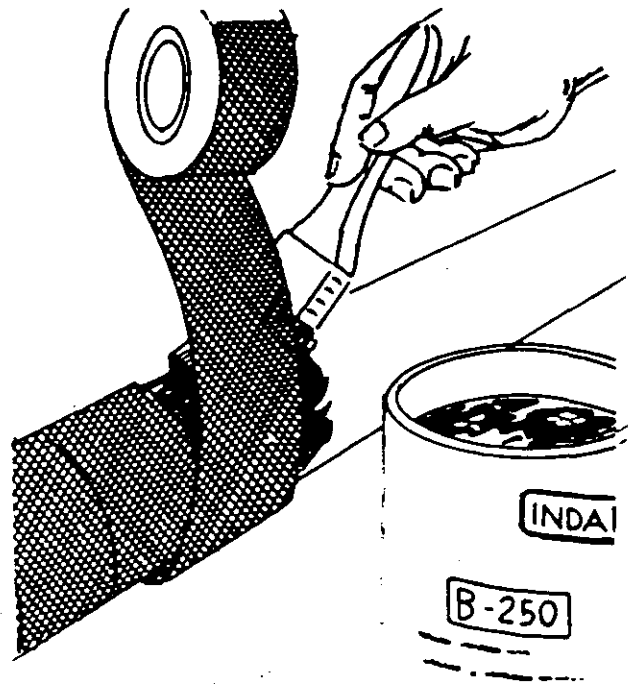


6. El empalme está ahora eléctricamente terminado, falta proporcionar la protección necesaria. Esta se logra con cinta BI-SEAL No. 3, aplicada sobre la malla de cobre, y...

Fig. 14.14 (Continuación).

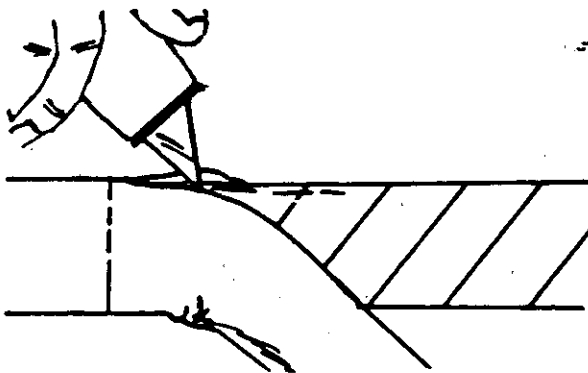


7. Restituyendo la cubierta externa original del cable con cinta de neopreno BISHOP BI-RENE, o vitilica, según sea el material original.

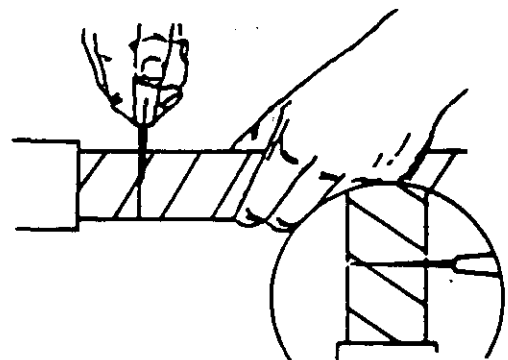


8. Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente o en registros inundados, dé una cubierta de cinta fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.

Fig. 14.14 (Continuación).

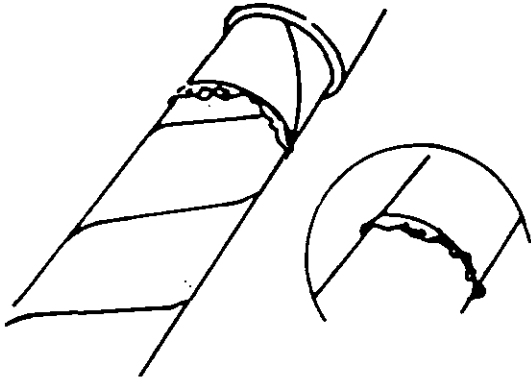


1. Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.

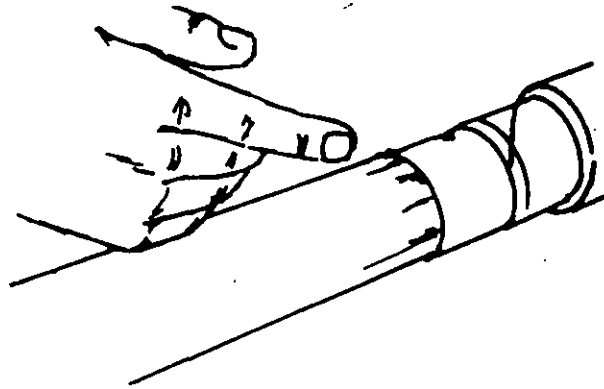


2. Al efectuar el corte de la pantalla, no cortar lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.

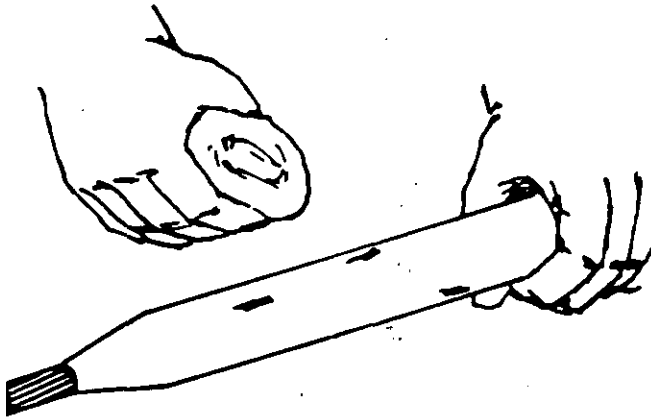
Fig. 14.15 Fallas más comunes en su elaboración.



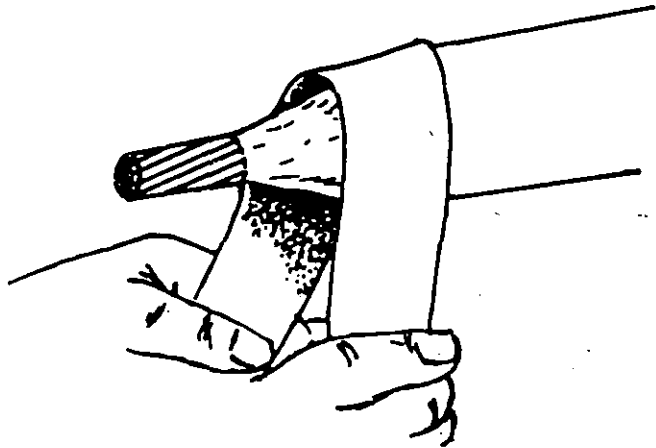
3. La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas, ya que producen concentraciones peligrosas de esfuerzos.



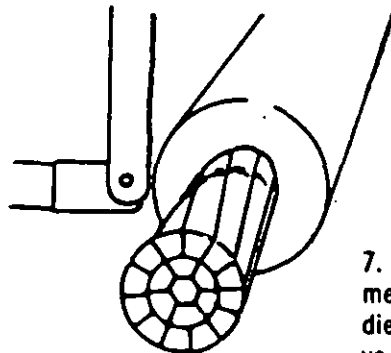
4. Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, éste debe ser uniforme y no dejar manchas o hilos.



5. La permanencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento propicia la falla de fase a tierra. Debe limpiarse perfectamente con solvente y trapo.



6. La mala hechura de la punta de lápiz en el aislamiento produce el mismo efecto que si permanecieran burbujas ocluidas. Es necesario dejarla tersa, haciendo uso de una lija.



7. Al cortar el aislamiento, no debe lastimarse o mellarse alguno de los conductores. Si esto sucediere, equivaldría a una reducción del área efectiva del conductor.

Fig. 14.15 (Continuación).



CONDUMEX

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

Principios de operación

Se define como conector aislado separable (CAS) al sistema, completamente aislado, usado para efectuar la unión eléctrica de un cable de energía aislado, a un aparato eléctrico u otros cables de energía, o a ambos, de tal manera que la conexión pueda ser establecida o interrumpida fácilmente, acoplando o separando las partes de unión del conector en la interfase o interfases operativas.

Dos de las características principales de este sistema son:

- a) Una vez integrado el conjunto, queda un sistema de frente muerto
- b) El ensamble se logra mediante interfases operativas que están debidamente normalizadas; esto es, existe la posibilidad de intercambiar partes de diferentes fabricantes.

Los elementos funcionales básicos de este tipo de accesorios pueden ser agrupados con base en la función que desempeñen y se dividen en:

— Conductor

Es el elemento que efectuará la conducción de la energía entre dos de los componentes del CAS, o bien, entre el cable o equipo y el elemento del CAS.

— Blindaje interno

La función que tienen estos elementos es la de uniformar el campo eléctrico presente en la zona de transición de dos o más componentes del CAS v.

con esto, asegurar que el aislamiento correspondiente quede expuesto a un esfuerzo eléctrico uniforme.

— Aislamiento

Elemento que soportará el esfuerzo eléctrico presente en el sistema cable-CAS o CAS-equipo.

— Blindaje exterior

Las funciones que desempeña este elemento en cada uno de los componentes del CAS es, en primer lugar, la de confinar el esfuerzo eléctrico presente en el conjunto y en segundo término, la obtención de sistemas de frente muerto, al estar todos los componentes del CAS interconectados entre sí y debidamente aterrizados; trayendo como ventaja la seguridad del personal que opera los sistemas en que se instalen, al no tener potencial en el interior.

Además de los elementos básicos descritos con anterioridad, dependiendo de la pieza del CAS de que se trate, se tendrán mayor cantidad de componentes; a continuación se mencionan algunos de estos y en qué elemento del CAS se localizan:

Elementos	Piezas del CAS en que se localiza
Punto de prueba	Codos de 200 A y 600 A, boquilla tapón de 600 A
Herraje para maniobras de conexión-desconexión	Codos de 200 A
Arandela para sujeción al equipo en que se instale	Boquillas tipo pozo e integral
Soporte metálico para sujeción	Derivadores múltiples de 200 A
Elementos para extinción de arco en maniobras con carga	Codos e insertos de 200 A

Sin duda uno de los fenómenos más interesantes en los CAS del tipo de operación con carga es el referente a la extinción del arco que se presenta cuando se efectúan operaciones de conexión o desconexión con carga. A continuación se describe de manera general en qué consiste y cómo es controlado este fenómeno.

La interrupción de la corriente en un conector de operación con carga se logra mediante la separación de los contactos y la estrangulación del arco entre el material aislante y desionizante (snuffer y arc follower), colocado en el conductor tipo codo y la terminal tipo inserto, material que, debido al calor producido por el arco, libera un gas que eleva la presión en la cámara de arqueo para enfriar y desionizar el arco.

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

A cada paso de la onda de corriente por su valor cero se desarrolla una carrera entre la tensión de recuperación (recovery voltage), entre los contactos abiertos y los elementos que proporcionan la resistencia de aislamiento. Generalmente, el arco se extingue después de uno a uno y medio ciclos.

Los conectores deben satisfacer los siguientes requisitos fundamentales:

- a) Cerrado debe ser un conductor ideal
- b) Abierto debe ser un aislador ideal
- c) Cerrado debe de ser capaz de interrumpir la corriente para la que fue diseñado, en cualquier instante, sin producir sobretensiones peligrosas
- d) Abierto debe ser capaz de cerrar rápidamente, en cualquier instante, incluso bajo corrientes de cortocircuito, sin que se suelden los contactos por las altas temperaturas.

La interrupción depende de varios factores, uno de los cuales es la separación de los contactos. Básicamente, si esta separación es menor que la distancia nominal para mantener la resistencia de aislamiento, una vez interrumpida la corriente, después del primer cero en el valor de la corriente se puede provocar un rearqueo.

El algunos modelos, el gas producido durante una operación de cierre contra falla, acciona un pistón que acelera el cierre y disminuye el tiempo de arqueo. } Ex

Debido a la necesidad de elevar la presión durante el tiempo de arqueo, se requiere la gasificación del material aislante en donde se estrangula el arco; sin embargo, este material debe conservar su estabilidad dimensional por lo menos durante 10 operaciones de apertura y cierre.

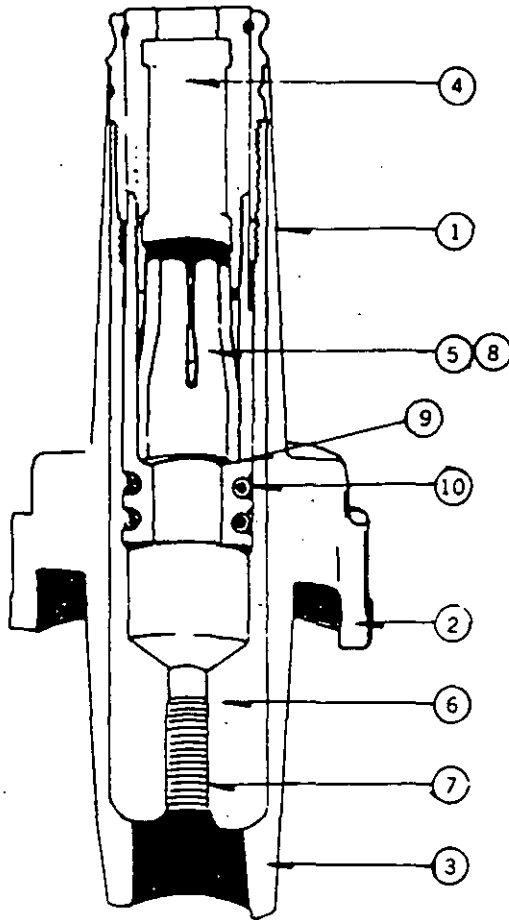
Debido al desgaste y erosión del material desionizante, y a que los gases producidos durante la extinción afectan las superficies de la interfase, se recomienda cambiar completos el conector tipo codo y la terminal tipo inserto, después de 10 operaciones de cierre más 10 operaciones de apertura a plena carga (200 A) o después de una operación de cierre contra falla.

Una recomendación práctica es instalar una tarjeta de material plástico en cada conector y, por medio de una perforadora, ir marcando con agujeros el número de veces que se opera el conector. Si las operaciones de apertura y cierre se hacen con menos de 200 A, el número de operaciones se puede incrementar.

Pueden presentarse tres tipos de modos de falla durante la conmutación (switching):

- a) Falla en soportar la tensión del circuito entre los contactos, mientras el operador pone en posición al seguidor (arc follower) en la cavidad, al preparar una operación de conexión con carga
- b) Falla en interrumpir la corriente en una operación de desconexión con carga
- c) Falla en mantener rigidez dieléctrica entre contactos energizados y tierras adyacentes, después de que la corriente ha sido interrumpida.

En la figura 15.1 se ilustra un corte de uno de los diversos diseños de inserto, para operación con carga, existentes en el mercado.



1. Material aislante elastomérico
2. Blindaje semiconductor externo
3. Interfase normalizada
4. Extinguidor de arco
5. Contacto de cobre
6. Receptáculo
7. Cuerda del receptáculo para boquilla tipo pozo
8. Diseño para contención de gases
9. Contactos móviles
10. Arrollamientos helicoidales plateados

Fig. 15.1 Corte de inserto para operación con carga.

Clasificación y tipos

Podemos clasificar los CAS como sigue:

1. Por las características de desconexión, se tienen conectores desconectables con carga y desconectables sin carga
2. Por su corriente nominal, se tiene hasta para 200 A, 400 A y 600 A. Los sistemas para 400 A son utilizados principalmente en Europa
3. Por su tensión máxima, según el circuito ($1\emptyset$ o $3\emptyset$), en:
 - a) 8.3 kV fase a tierra
 - b) 8.3 14.4 kV fase a tierra/entre fases
 - c) 15.2 kV fase a tierra
 - d) 15.2 26.3 kV fase a tierra/entre fases
 - e) 21.1 kV fase a tierra
 - f) 21.1 36.6 kV fase a tierra/entre fases

En el párrafo sobre la manera de seccionar circuitos que está más adelante, se tratará con más detalle lo conducente en circuitos monofásicos y trifásicos, y la razón de los dos valores de tensiones en la clasificación.

La función y clasificación de cada uno de los elementos que constituyen los CAS serán los puntos a considerar para definir su geometría y materiales con que se fabricarán.

A continuación se describen brevemente las funciones que desempeñan algunos de los componentes de los CAS:

- a) Boquillas para integrar al equipo. Este tipo de elementos tiene la función de servir de enlace entre el embobinado primario del transformador, o bien, con la terminal del equipo en que se encuentre instalada (interruptor, seccionador, etc.), y el resto de los componentes de los CAS. Para esta aplicación se tienen versiones de 200 A o 600 A, y clase 15 kV, 25 kV o 34.5 kV, en lo referente al aislamiento. En la figura 15.2 se ilustran dos tipos diferentes de boquillas para equipo.

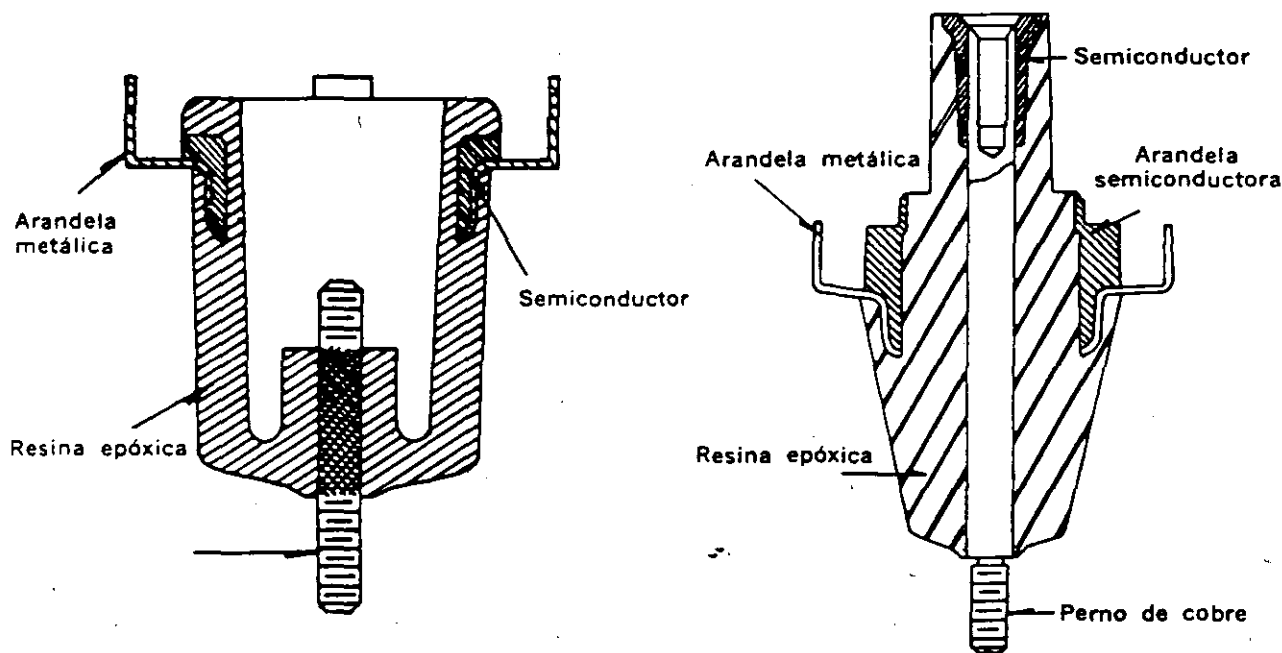


Fig. 15.2 Ejemplos de boquillas para equipo: A) boquilla tipo pozo 200 A y B) boquilla integral 200 A, desconexión sin carga.

- b) Componentes tipo inserto. Existen varios diseños de este tipo de elementos; su clasificación se hace de acuerdo con lo indicado en la sección correspondiente, ya que, con base en dicha clasificación, se tendrán los componentes que contenga el inserto. La función general que tienen es la de servir de enlace entre dos o más elementos del sistema de CAS. Algunos ejemplos de estos insertos se muestran en la figura 15.3.

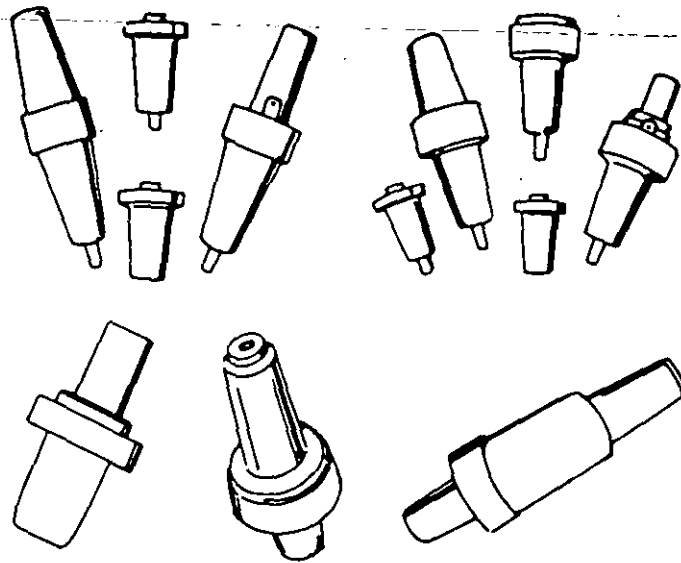


Fig. 15.3 Diferentes construcciones de insertos. En la parte superior se ilustran algunos para 600 A y en la inferior, para 200 A.

- c) Conectores tipo codo y cuerpos para arreglos modulares. Estos elementos se utilizan para hacer la integración del cable al sistema del CAS; de esta forma, hacen posible la interconexión de los cables al equipo (transformador, seccionalizador, interruptor, etc.), entre varios cables. Para nivel de 200 A se tienen codos, tanto para operación con carga como para operación sin voltaje, los cuales se ensamblarán a sus correspondientes insertos. En la figura 15.4 se muestran dos tipos diferentes de estos codos y, en la figura 15.5, se muestra un esquema típico de instalación de codos.

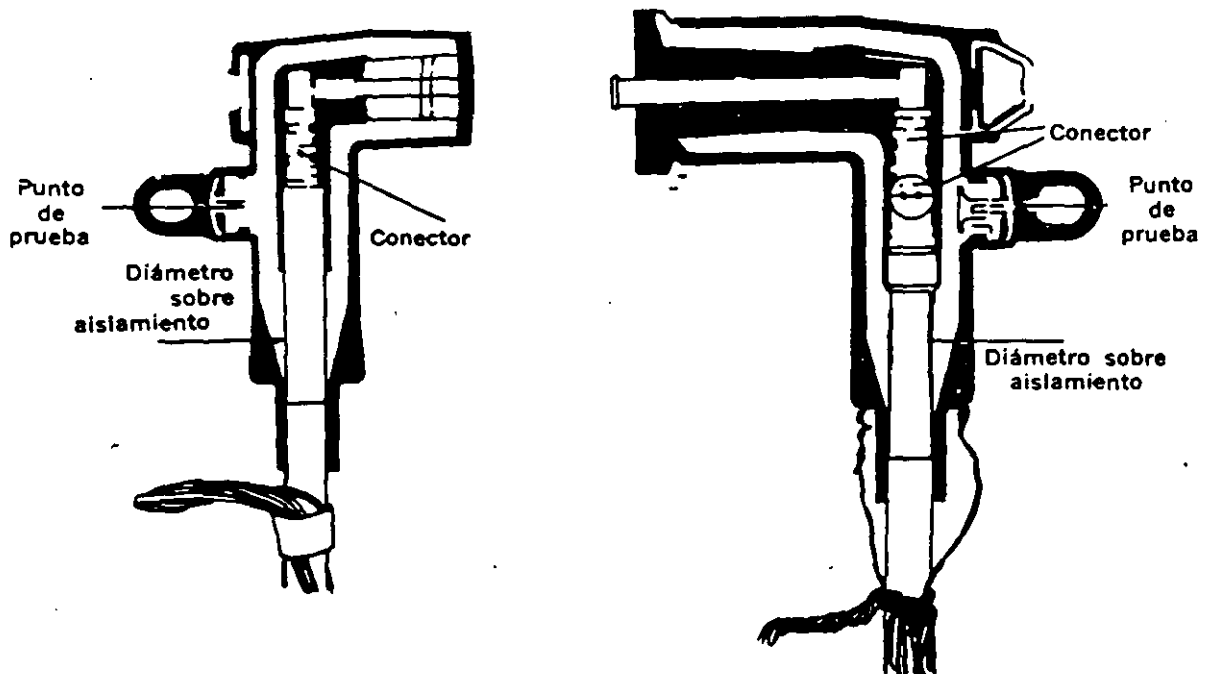


Fig. 15.4 CAS tipo codo, 200 A; a la izquierda uno para operación sin voltaje y, a la derecha, para operación con carga.

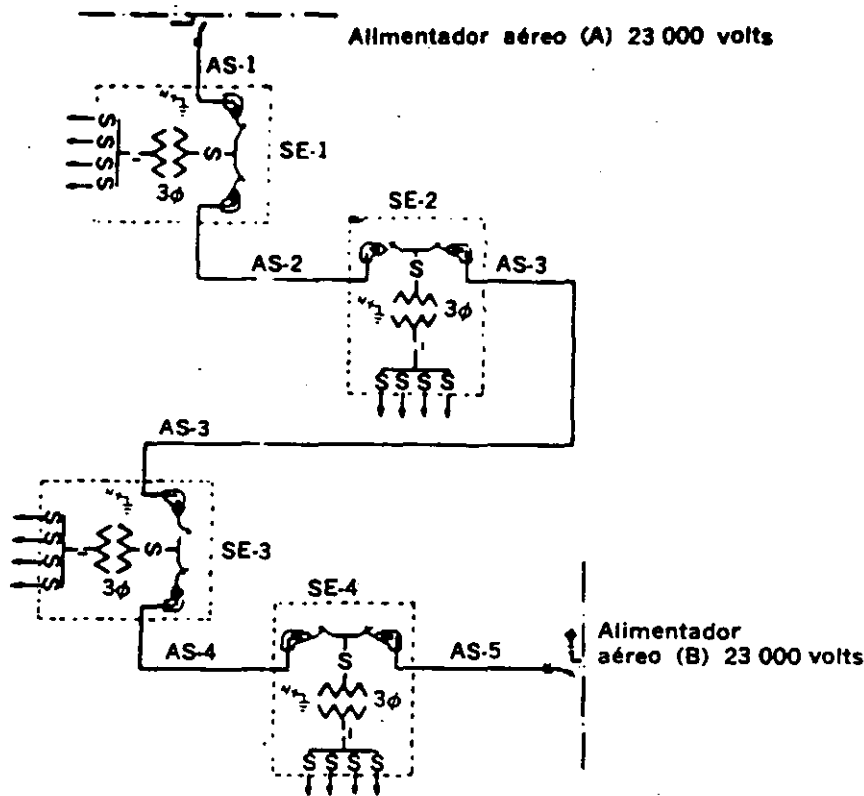


Fig. 15.5 Esquema general de una instalación típica de CAS tipo codo.

Para clase 600 A, no obstante que no se cuenta con codos de una sola pieza como en el caso de 200 A, es factible tener un arreglo con diversas piezas para aplicaciones similares, para lo cual se utilizan cuerpo en T, inserto tipo tapón y el correspondiente adaptador para cable. Además, con este tipo de componentes de 600 A se puede hacer cualquier tipo de configuración, dependiendo únicamente de las necesidades que se tengan, porque, al tener los conjuntos en forma modular, incluso es posible lograr arreglos entre componentes de 600 A a 200 A. La figura 15.6 muestra algunos ejemplos de las configuraciones posibles utilizando el concepto de CAS.

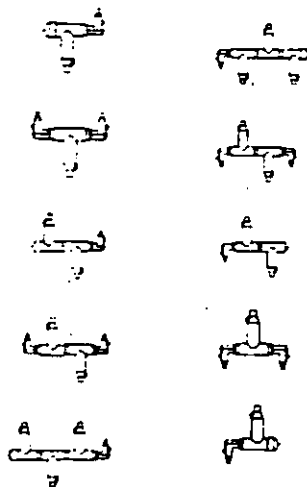


Fig. 15.6 Arreglos modulares entre componentes de 600 v 200 A.

Para aplicaciones en las cuales convencionalmente se hacía necesario utilizar dos cuerpos en T en un arreglo modular, es posible utilizar un cuerpo Y, con las ventajas siguientes:

1. Menor número de elementos del arreglo y, por lo tanto, mayor seguridad
2. Menor espacio requerido para llevar a cabo el mismo arreglo

En la figura 15.7 se ilustra de qué manera, en un arreglo utilizando cuerpos en Y, el espacio requerido es considerablemente menor que el requerido cuando se utilizan cuerpos en T. Se muestra cómo se duplican los esquemas derivables en el mismo espacio, reemplazando los cuerpos de empalme "YB65" de Blackburn.

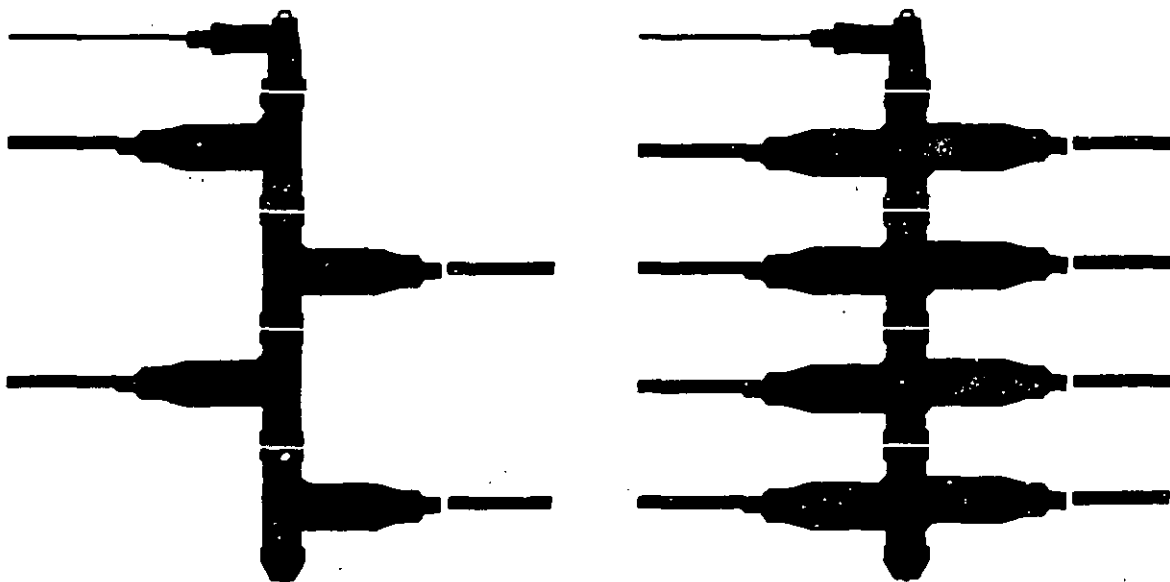


Fig. 15.7 Diagramas a escala.

Uno de los aspectos más importantes en los sistemas de CAS es su intercambiabilidad.

Las siguientes áreas de intercambiabilidad son las consideradas en los estándares:

- a) Interfase codo-inserto
- b) Interfase cable-codo
- c) Distancias de preparación del cable
- d) Dimensiones del conector interno, ancho y longitud
- e) Longitud del inserto macho del codo

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

La importancia de esta normalización redundante en mayor confiabilidad, reducción de partes de repuesto y los costos consecuentes.

Seccionalización de circuitos monofásicos y trifásicos con conectores aislados separables.

El conector de operación con carga fue desarrollado inicialmente para seccionalizar transformadores y ramales monofásicos; sin embargo, debido al incremento del uso de cables con aislamiento extruido, en sistemas trifásicos comerciales, y el uso de sistemas trifásicos residenciales, ha crecido el interés en aplicar conectores de operación con carga, en sistemas trifásicos. Su conveniencia y economía hacen necesario asegurar la confiabilidad de esta técnica.

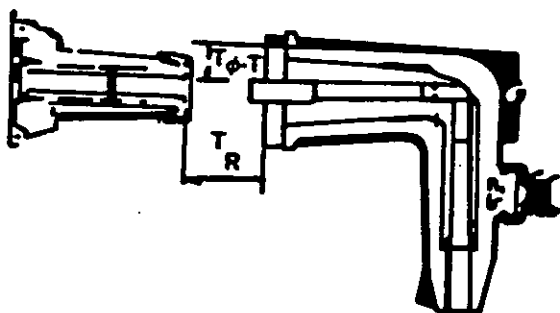
Hay dos clases de efectos que deben considerarse:

1. El comportamiento del conector
2. Los fenómenos indeseables que pueden ocurrir en el sistema, como resultado de la operación del conector

El mecanismo de interrupción del arco fue diseñado originalmente para operar con tensiones de fase a tierra. Si dicho mecanismo se somete a tensiones mayores, habrá, en promedio, más ciclos de corriente antes que el arco sea extinguido y, por lo tanto, la vida del conector se reducirá. Esto ha llevado a considerar las tensiones que ocurren cuando se seccionalizan circuitos trifásicos.

Los primeros modelos de conectores de operación con carga fueron diseñados para sistemas monofásicos, en donde las tensiones de recuperación entre contactos abiertos son iguales a la tensión entre fase y tierra del sistema.

Posteriormente, en 1975, se introdujeron los conectores de operación con carga para sistemas trifásicos, en donde se pueden presentar tensiones de recuperación hasta iguales a la tensión entre fases del sistema.



Sistema trifásico:

$$T_{\phi-T} = 8.3, 15.2, 21.1 \text{ kV}$$

$$T_R = 14.4, 26.3, 36.6 \text{ kV}$$

$$T_R = 1.73 (T_{\phi-T})$$

Sistema monofásico:

$$T_{\phi-T} = T_R = 8.3, 15.2, 21.1 \text{ kV}$$

Fig. 15.8 Conector aislado separable.

Por lo anterior, la selección de los límites correctos ha llegado a ser más complicada, y ello requiere de una guía basada en el tipo de sistema en donde se utilizará el conector.

Guía de aplicación general

La guía básica para la aplicación de conectores separables de operación con carga es:

1. La tensión nominal de fase a tierra del conector no debe de ser rebasada cuando el conector está cerrado o abierto
2. La tensión de recuperación no debe exceder los límites de tensión entre fase y tierra para conectores para un solo valor
3. La tensión de recuperación no debe exceder los límites de tensión entre fases para conectores con dos valores.

Para la correcta aplicación de los conectores de operación con carga, se deben conocer las tensiones que se presentan a través de los contactos abiertos y entre el contacto del conector y tierra, durante las operaciones de cierre y apertura de carga, de cierre contra falla y durante condiciones de falla del sistema.

Las tensiones de recuperación y las tensiones entre fase y tierra en un sistema trifásico dependen de:

- Tensión del sistema
- Conexión del transformador y tipo de núcleo
- Conexión de la carga del transformador
- Tipo de conexión a tierra del sistema
- Secuencia de seccionalización
- Tipo de falla y localización de la misma

La tensión de recuperación durante operaciones de apertura y cierre con carga es función de la conexión del transformador y de la carga.

Selección e instalación

Selección

Dependiendo de las necesidades que se tengan en una instalación, serán los componentes de CAS que se tendrán que seleccionar, así por ejemplo, si se tiene una red de alimentación en la cual la corriente máxima que se tenga sea de 200 A, el bosquejo de productos de la figura 15.9 dará una idea de los productos necesarios para cubrir gran parte de dichas necesidades. De tratarse de redes en las cuales se haga necesario el empleo de componentes para 600 A, el bosquejo a consultar será entonces el de la figura 15.10.

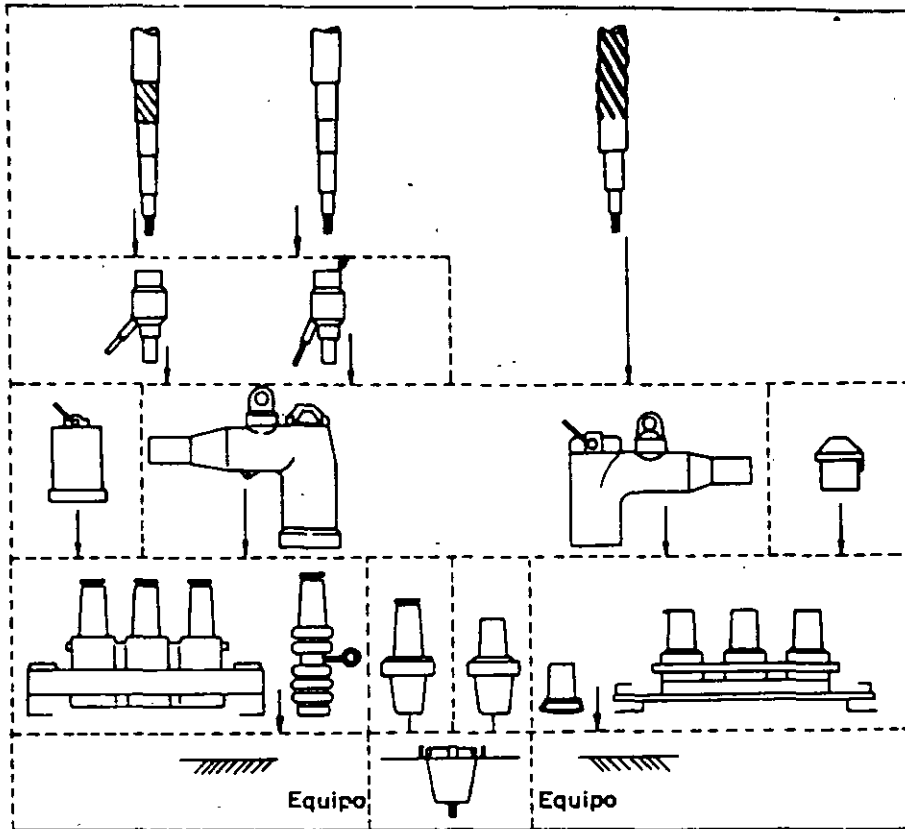


Fig. 15.9 Componentes del CAS para 200 A.

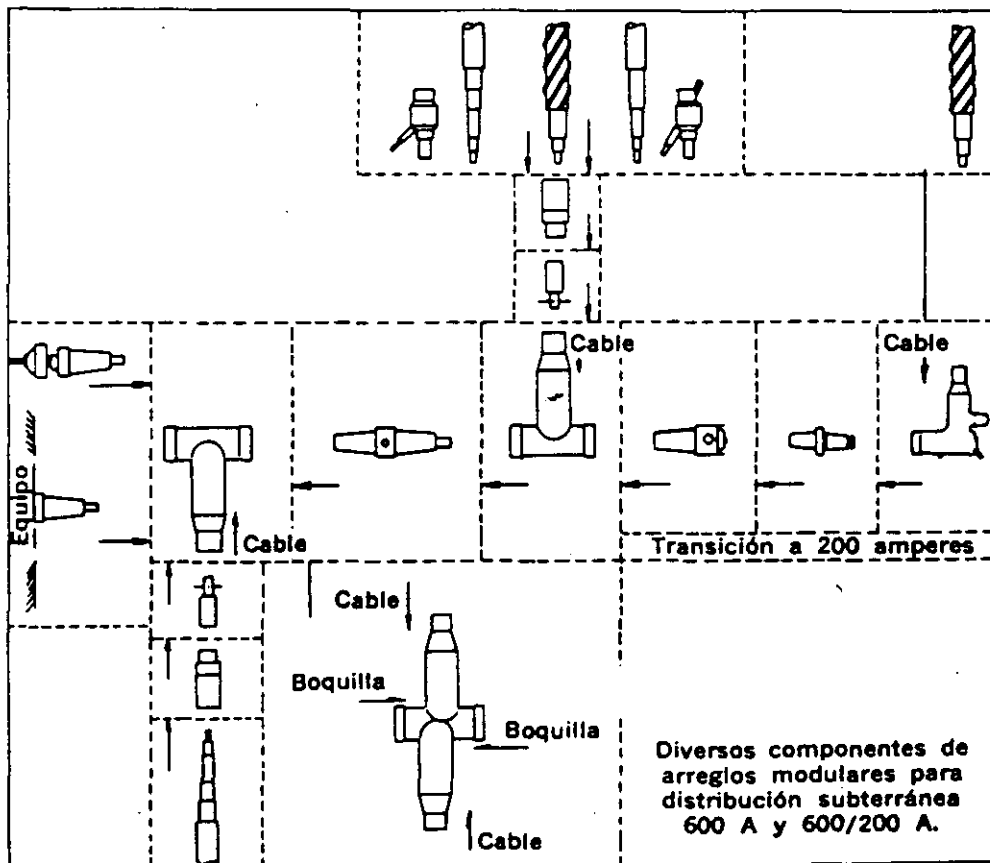


Fig. 15.10 Diversos componentes de arreglos modulares para distribución subterránea 600A y 600/200 A.

TABLA 15.1 Tabla comparativa de selección de terminales tipo codo de límites extendidos, 200 A

Actual *		Antiguo	
Nuevo código	Límites de los diámetros sobre aislamiento (mm)	Código antiguo	Límites de los diámetros sobre aislamiento (mm)
—	—	EF	13.5-16.3
C	1.60-20.1	FA	14.7-17.5
E	18.5-22.6	FAB	16.0-18.8
G	21.1-25.1	FB	17.3-20.1
J	23.6-29.2	FG	18.5-21.3
		GA	19.8-22.6
		GAB	21.1-23.9
		GB	22.4-25.1
		GH	23.6-26.4
		HA	24.9-28.4

* Aplicable a terminales Tipo Codo de ITT Blackburn solamente.

TABLA 15.2 Adaptadores para cable (600 A)






Límites de los diámetros sobre aislamiento (mm)	Símbolo para tamaño de adaptador para cable (600 A)
21.1-23.9	GAB
22.4-25.1	GB
23.6-26.4	GH
24.9-28.4	HA
27.7-29.2	HAB
29.2-30.7	HB
30.7-32.5	HJ
32.5-34.3	JA
34.3-35.3	JAB
35.3-38.6	JB
38.6-40.9	KA
40.9-43.2	KB
43.2-45.5	PA
45.5-47.3	PB

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

TABLA 15.3 Códigos según el calibre del conductor

Calibre del conductor		Símbolo para Y	Símbolo para N
Cableado redondo normal (AWG o MCM)	Cableado redondo compacto (AWG o MCM)		
4	4	F	4 B
3	2	G	3 B
2	1	H	2 B
1	1/0	J	1 B
1/0	2/0	K	10 B
2/0	3/0	L	20 B
3/0	4/0	M	30 B
4/0	250	N	40 B
250-300	350-400	P	P
350-400	450-500	R	R
450-500	550-600	S	S
550-600	700-750	T	T
650-700	800	U	U
750-800	1000	W	W
1000	1250	X	X

TABLA 15.4 Selección del adaptador para pantalla del cable

	Número de catálogo	Descripción
	10CA "X"	Para cables con pantalla de cintas, cubierta de plomo.
	20CAFA-GAB 20CAGB-PA	Para cables con pantalla a base de cintas (200 A).
	21CAFA-GAB 21CAGB-PA	Para cables con neutro concéntrico y cubierta exterior (200 A).
	302CAFA-GAB 302CAGB-PA	Para cables con pantalla a base de cintas (600 A).
	312CAFA-GAB 312CAGB-PA	Para cables con neutro concéntrico y cubierta exterior (600 A).

~~Cuando sea el caso de seleccionar elementos que se ensamblarán en cables, será necesario hacer la elección considerando lo siguiente:~~

- a) Nivel de aislamiento del conjunto (8.3 kV, 8.3/14.4 kV, etc.)
- b) Características de operación: con carga o sin voltaje. Aplicable solamente a 200 A, porque en 600 A siempre será para operación sin voltaje.
- c) Diámetro sobre aislamiento real del cable: véase la tabla 15.1 en relación con los productos para 200 A y la tabla 15.2 respecto a productos para 600 A, y así localizar el tamaño más apropiado para el diámetro sobre aislamiento que se tenga
- d) Calibre del conductor: véase la tabla 15.3 para localizar el código que debe seleccionarse en función del calibre
- e) En caso de construcciones de cables que no sean con semiconductor extruido y neutro concéntrico, sin cubierta protectora adicional, es recomendable el uso de adaptadores para pantalla metálica y conexión a tierra, los cuales, los de uso más frecuente, son de los tipos indicados en la tabla 15.4.

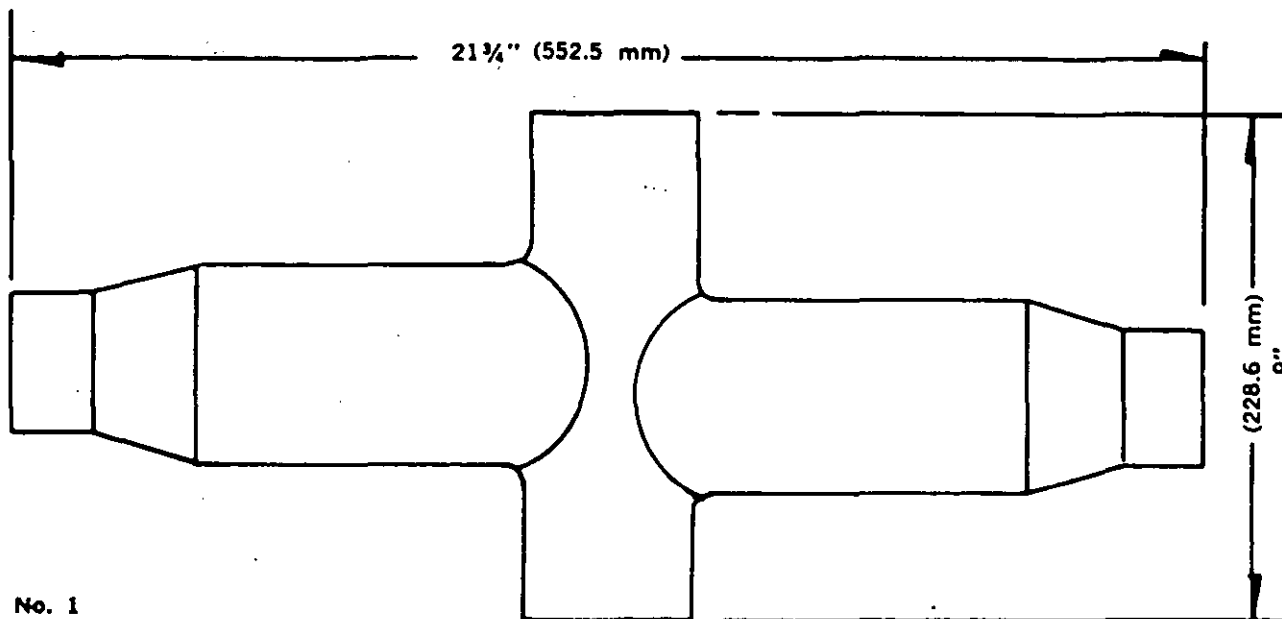
Cuando se requieran de arreglos modulares utilizando componentes para 600 A y 200 A, en las figuras 15.11 a 15.16 se indican qué tipo de componentes forman parte de cada uno de los arreglos mostrados.

Instalación

Cada uno de los componentes o arreglos del CAS contiene su instructivo de instalación ampliamente detallado; como observaciones generales se encuentran las siguientes:

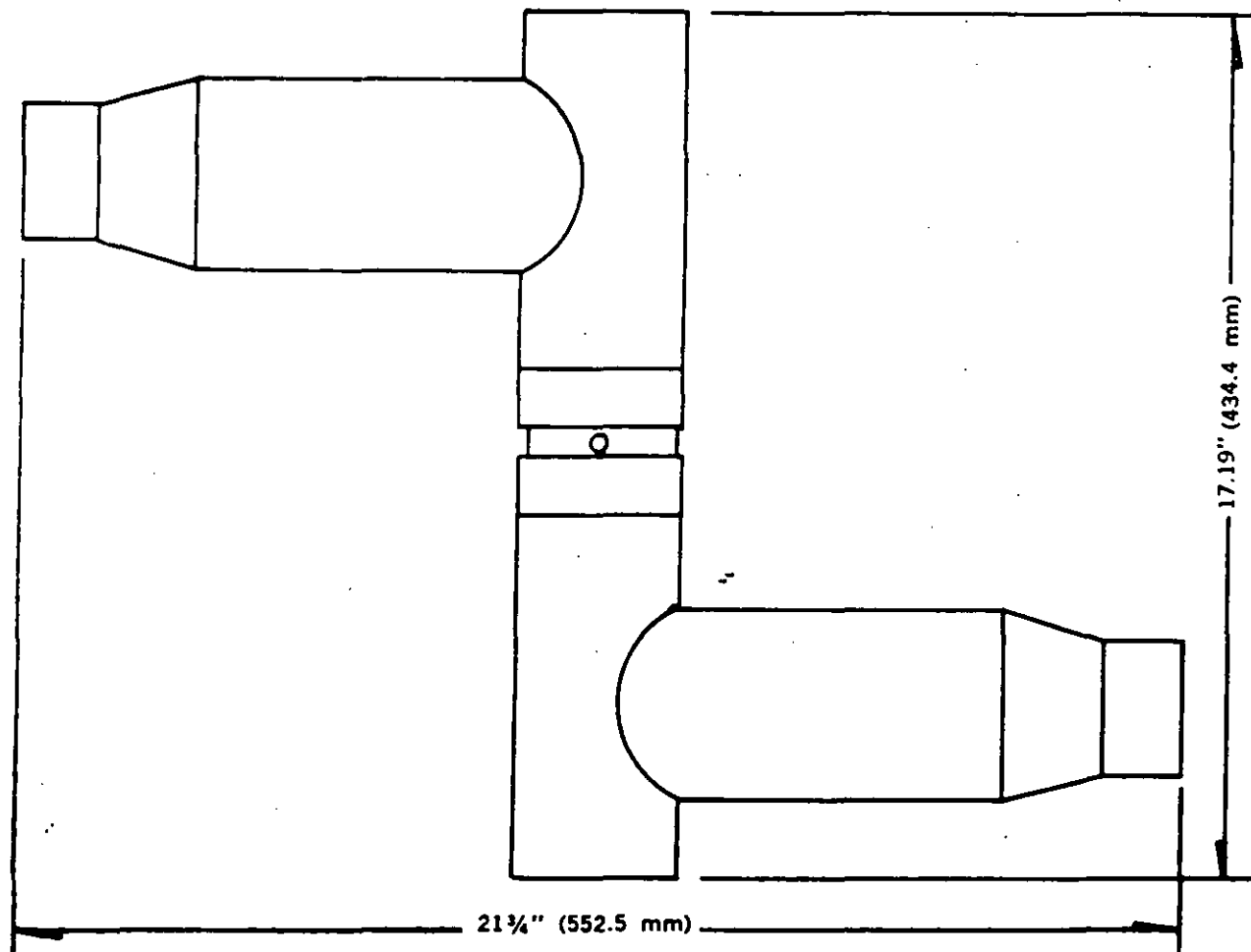
1. Léase el instructivo antes de iniciar la instalación y compruébese que se cuenta con todos los elementos del CAS necesarios y las herramientas adecuadas para llevar a cabo la instalación
2. Todas las partes deben estar limpias y será necesario lubricar las interfaces operativas antes de hacer el ensamble
3. En el caso de preparaciones de cable, se deben hacer siguiendo las dimensiones indicadas en el instructivo
4. Opérense los conjuntos del CAS exactamente en las condiciones para las cuales fueron fabricados; esto es, no deben utilizarse los accesorios de características sin voltaje, en condiciones de carga, porque puede traer como consecuencia un accidente lamentable.

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES



No. 1

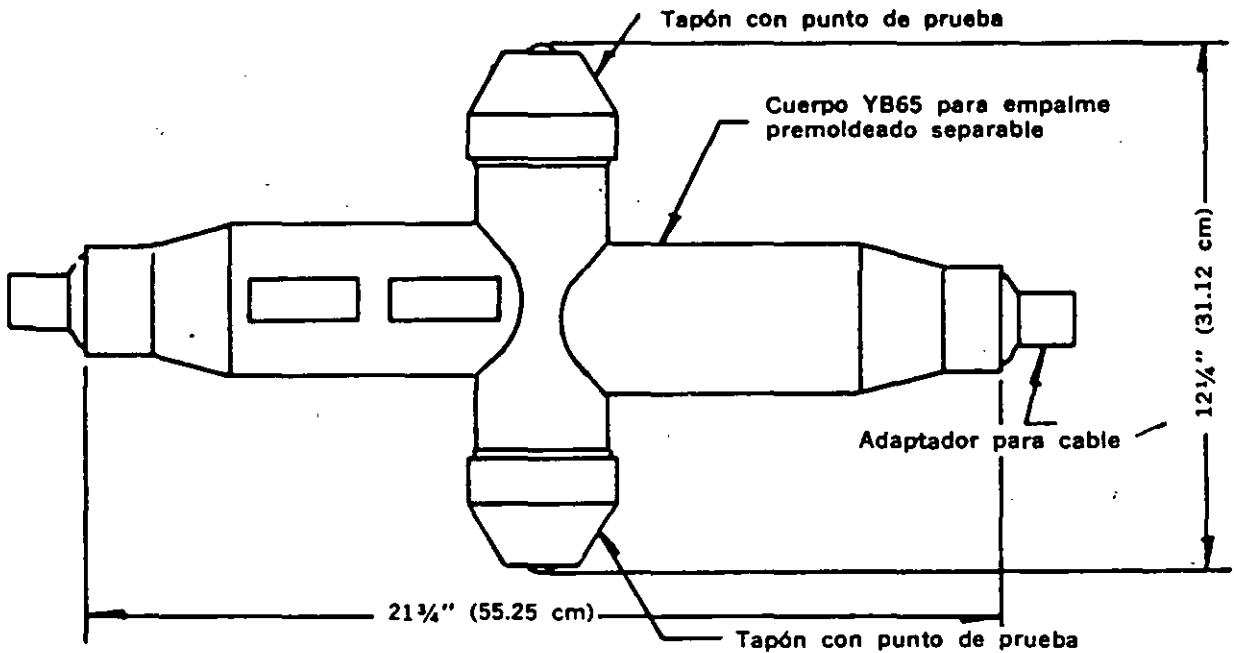
Cuerpo para empalme separable catálogo YB65
para clase 15 kV: YB65B
para clase 25 kV: YB65C



No. 2

2 cuerpos tipo codo catálogo TB65: 15 kV: TB65B; 25 kV: TB65C ensamblados con un conector de unión. Catálogo TC6 TC6B: 15 kV TC6C: 25 D TC6C: 25 kV

Fig. 15.11 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalmes separables modulares 600 A, tipo 65.



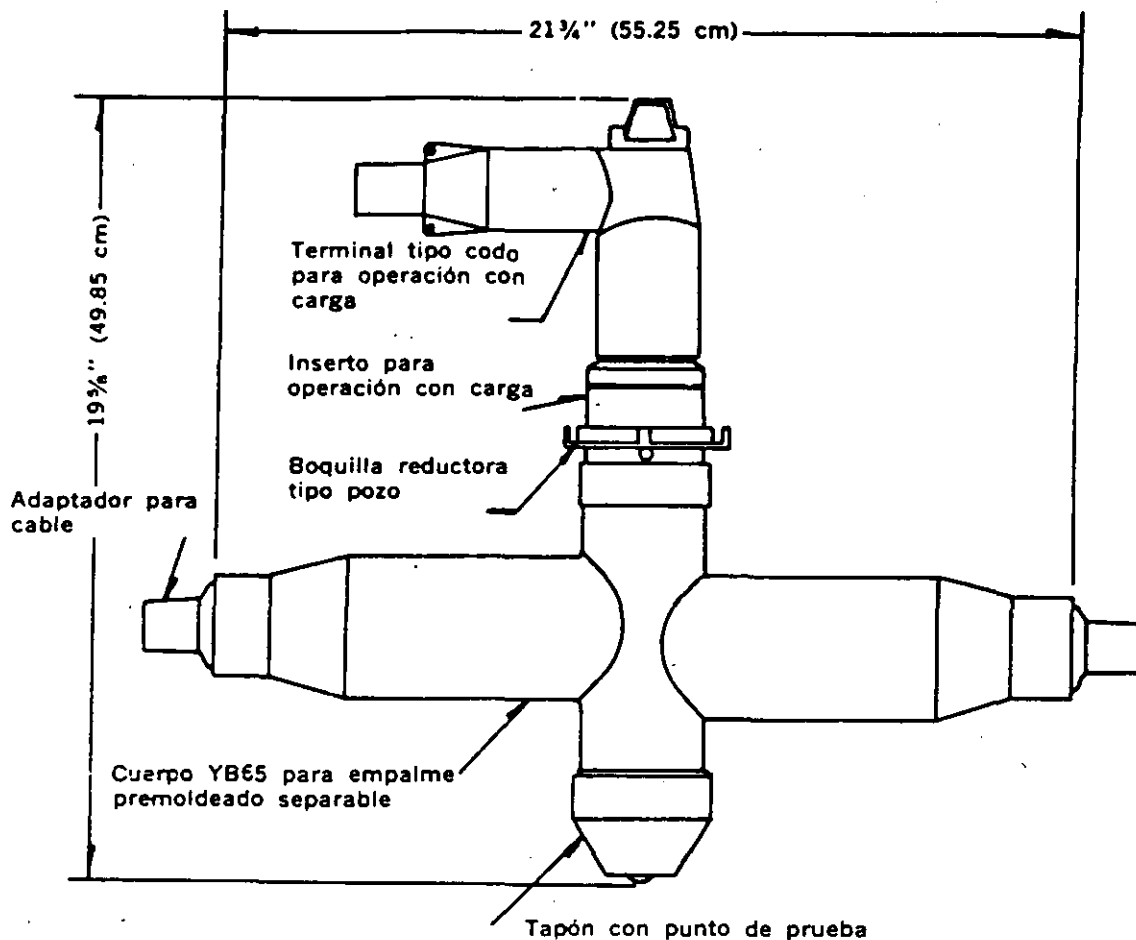
Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	2
	(Ordenar por separado)			
3	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
4	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2

Fig. 15.12 Conectores aislados separables Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalme separable 600 A, 2 vías Y65B-L2 y Y65C-L2.

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

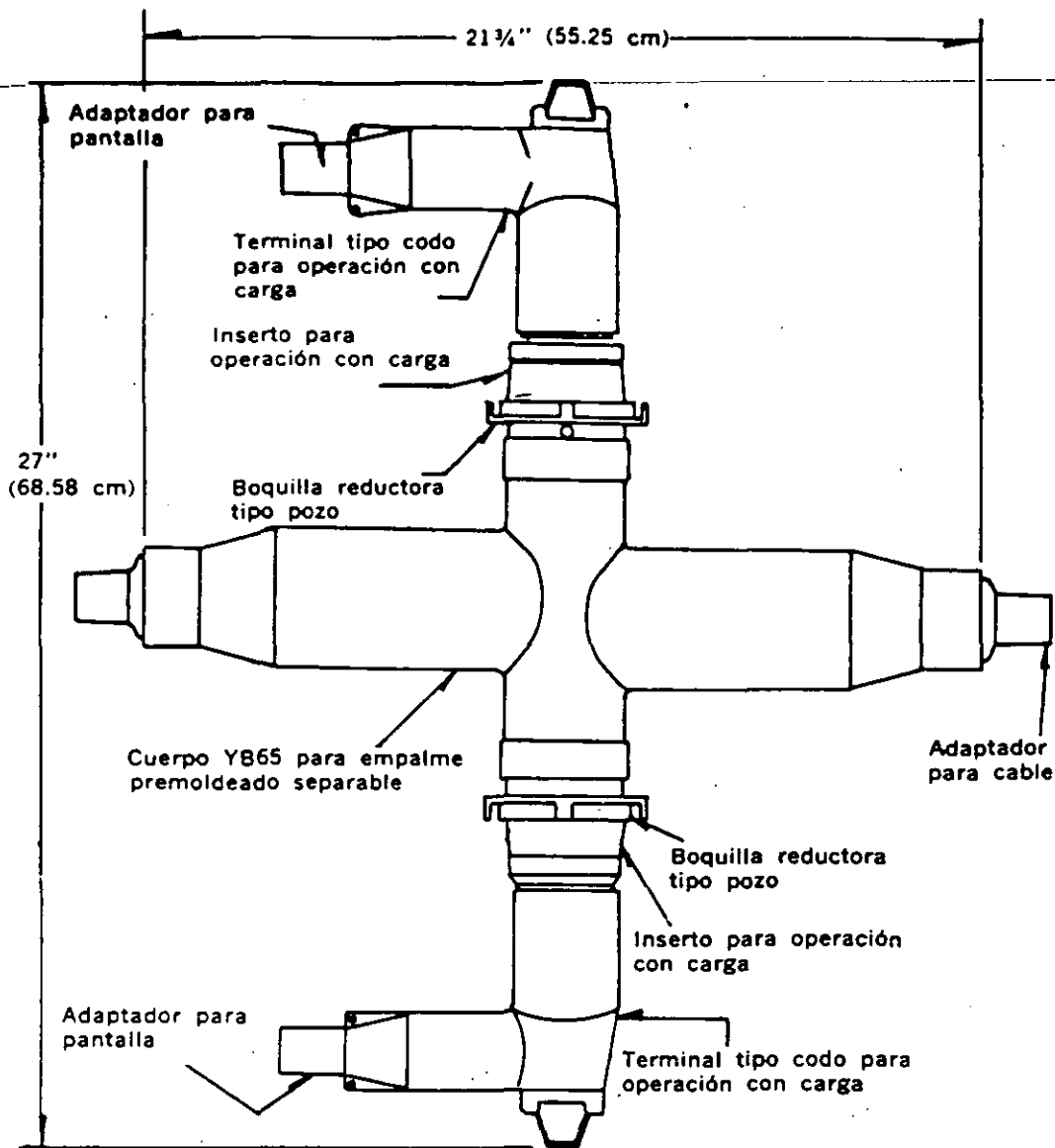


Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	1
3	Boquilla reductora	RW16B	RW16C	1
	(Ordenar por separado)			
4	Inserto operación con carga	LB2B	LB2C	1
5	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
6	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2
7	Terminal tipo codo	T2B	T2C	1

Fig. 15.13 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Derivación operación con carga, Y65B-L12 y Y65C-L12.



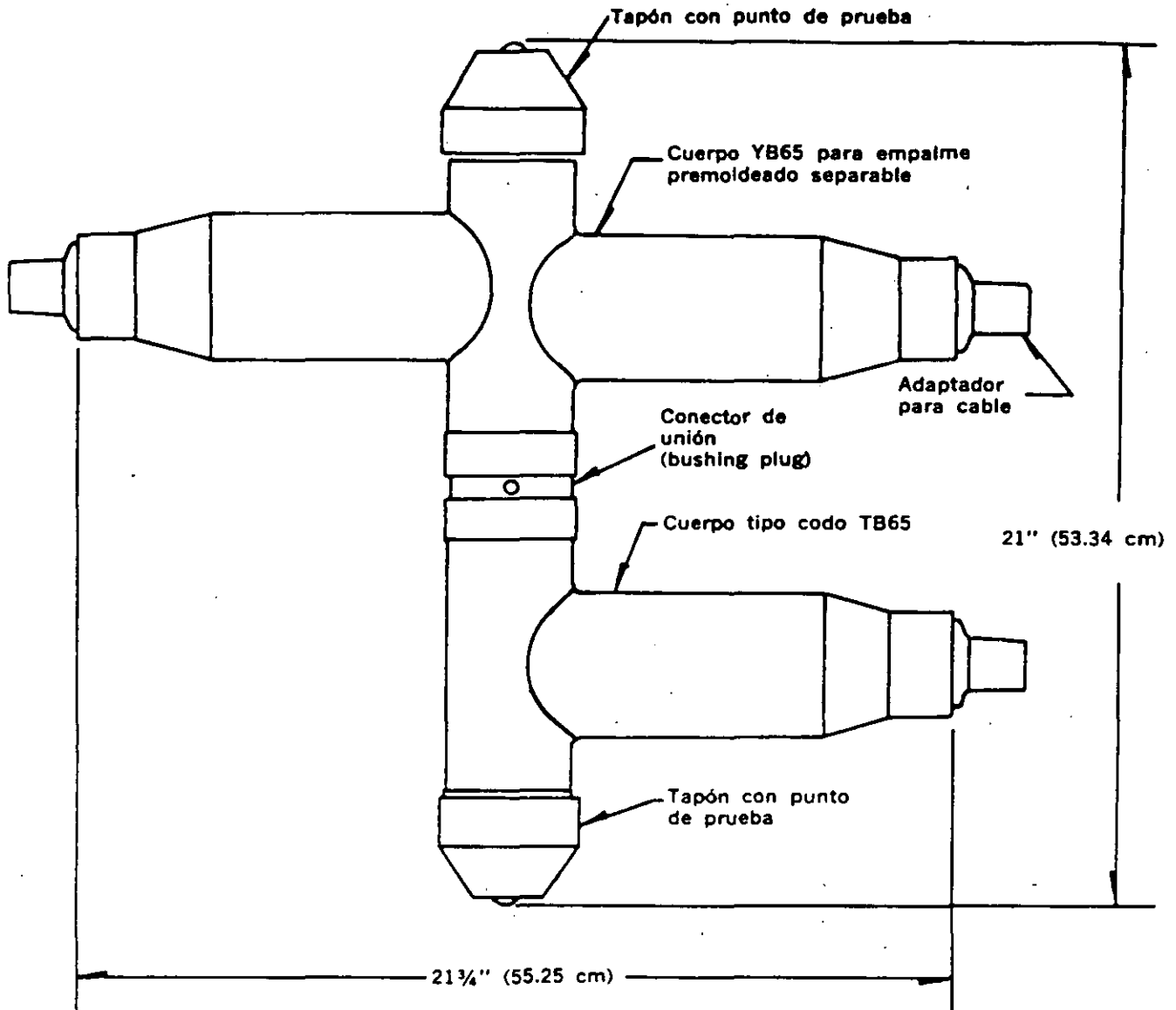
Diseñado y aprobado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Boquilla reductora	RW16B	RW16C	2
	(Ordenar por separado)			
3	Inserto operación con carga	LB2B	LB2C	2
4	Conector con compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	2
5	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	2
6	Terminal tipo codo	T2B	T2C	2
7	Adaptador para pantalla	20CA	312CA	2

Fig. 15.14 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Dos derivaciones, operación con carga, YB65B-L13 y YB65C-L13.

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES

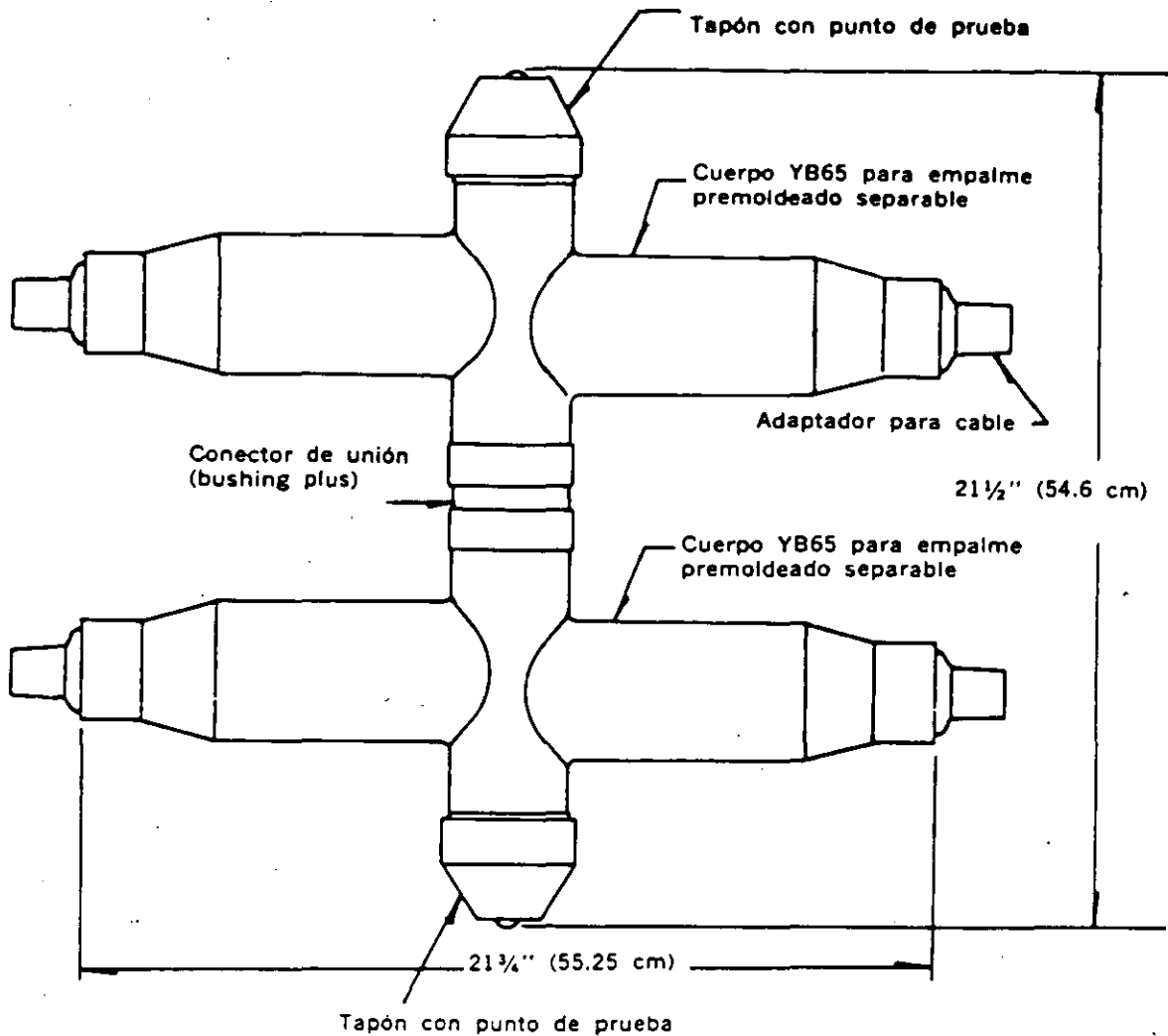


Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	1
2	Cuerpo para codo con perno	TB65B-S	TB65C-S	1
3	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	2
4	Conector de unión	TC16B	TC16C	1
	(Ordenar por separado)			
5	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	3
6	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	3

Fig. 15.15 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalme separable 600 A. 3 vías. Y65B-L3 v Y65C-L3.



Diseñado y probado según las secciones aplicables de las normas siguientes: NEMA CC-P2-1971, EEI-NEMA TDJ162, ANSI C119.2

Lista de materiales

	Descripción	8.3 kV a tierra	15.2 kV a tierra	Cantidad
1	Cuerpo para empalme separable, con perno	YB65B-S	YB65C-S	2
2	Tapón con punto de prueba	T16B	T16C	2
3	Conector de unión	TC16B	TC16C	1
	(Ordenar por separado)			
4	Conector de compresión	TC65 'Y'	TC65 'Y'	4
5	Adaptador para cable	TA65B 'X'	TA65C 'X'	4

Fig. 15.16 Conectores aislados separables. Conjuntos modulares 600-200 amperes. Empalmes separables 600 A, 4 vías, Y65B-L4 y Y65C-L4.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 6

CALCULO DE FALLAS

ING. ANDRES D.CHAVEZ SANUDO

JUNIO 1995

1.- CORTO CIRCUITO.

1.1 FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA Y REACTANCIA DE MAQUINAS ROTATORIAS.

LAS FUENTES DE LA CORRIENTE DE C. C., PUEDEN CLASIFICARSE EN 4 CATEGORIAS :

- a) GENERADORES SINCRONOS
- b) MOTORES Y CONDENSADORES SINCRONOS
- c) MOTORES DE INDUCCION
- d) COMPANIA SUMINISTRADORA

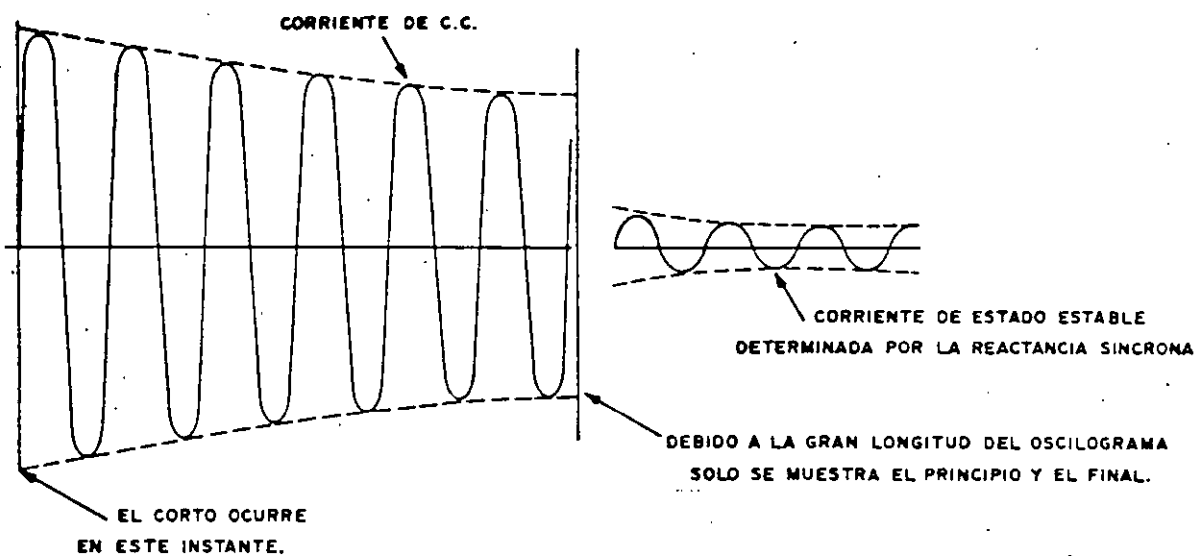
LAS CORRIENTES DE ESTAS FUENTES, QUE ALIMENTAN A LA FALLA, SON LIMITADAS POR LAS IMPEDANCIAS DEL SISTEMA LOS CUALES EN CABLES Y TRANSFORMADORES SON DE UN VALOR FIJO Y EN MOTORES Y GENERADORES SON VARIABLES CON EL TIEMPO.

(X''d).- REACTANCIA SUBTRANSITORIA.- ES LA REACTANCIA APARENTE DEL ESTATOR EN EL INSTANTE EN QUE SE PRODUCE EL CORTO CIRCUITO Y DETERMINA EL -- FLUJO DE CORRIENTE DURANTE LOS PRIMEROS CICLOS. (HASTA 0.1 SEG.).

(X'd).- REACTANCIA TRANSITORIA.- ES LA REACTANCIA INICIAL APARENTE - DEL ESTATOR, SI SE DESPRECIAN LOS EFECTOS DE TODOS LOS ARROLLAMIENTOS AMOR TIGUADORES Y SE CONSIDERA SOLAMENTE LOS EFECTOS DEL ARROLLAMIENTO DEL CAMPO INDUCTOR. ESTA REACTANCIA DETERMINA LA CORRIENTE QUE CIRCULA DURANTE EL PERIODO SIGUIENTE CUANDO LA X''d ACTUO. (DESDE 1/2 A 2 SEG.)

(X d).- REACTANCIA SINCRONA.- ES LA REACTANCIA QUE DETERMINA EL FLUJO DE CORRIENTE CUANDO LAS CONDICIONES SE HAN ESTACIONADO Y ES EFECTIVA --- HASTA ALGUNOS SEGUNDOS DESPUES DE OCURRIR EL C. C.

EN LOS GENERADORES Y MOTORES SINCRONOS SE PRESENTAN LOS 3 TIPOS DE REACTANCIAS ANTERIORES, EN EL MOTOR DE INDUCCION SOLAMENTE LA SUBTRANSITORIA Y EN LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA QUE CONTRIBUYE EN FORMA CONSTANTE AL CORTO CIRCUITO SE REPRESENTA SU IMPEDANCIA POR UN VALOR UNICO REFERIDO AL PUNTO DE ACOMETIDA.



TRAZO DE UN OSCILOGRAMA DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO PRODUCIDA POR UN GENERADOR.

FIG. 1.

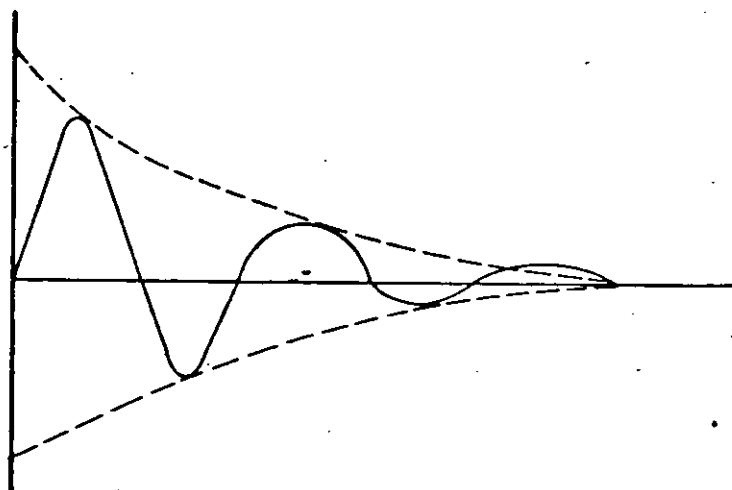
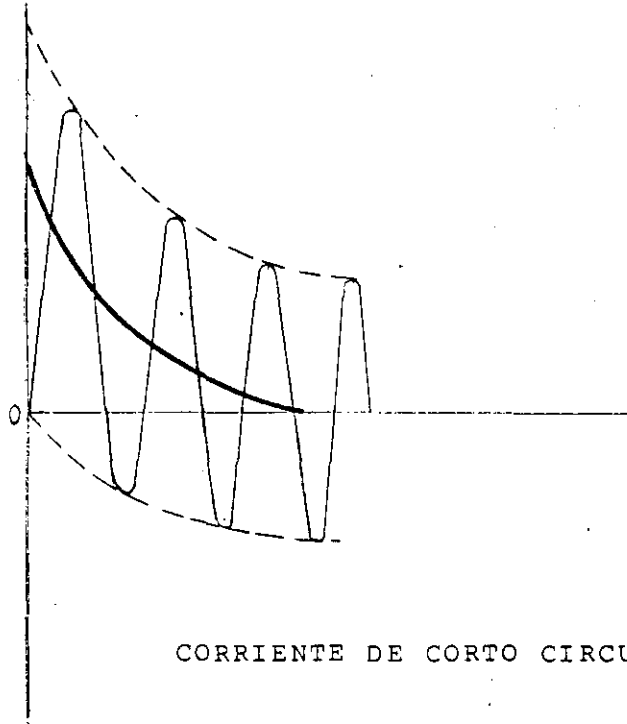
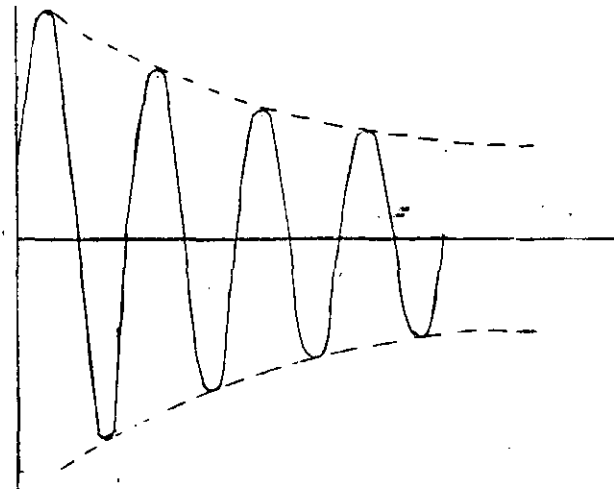


FIG. 2.



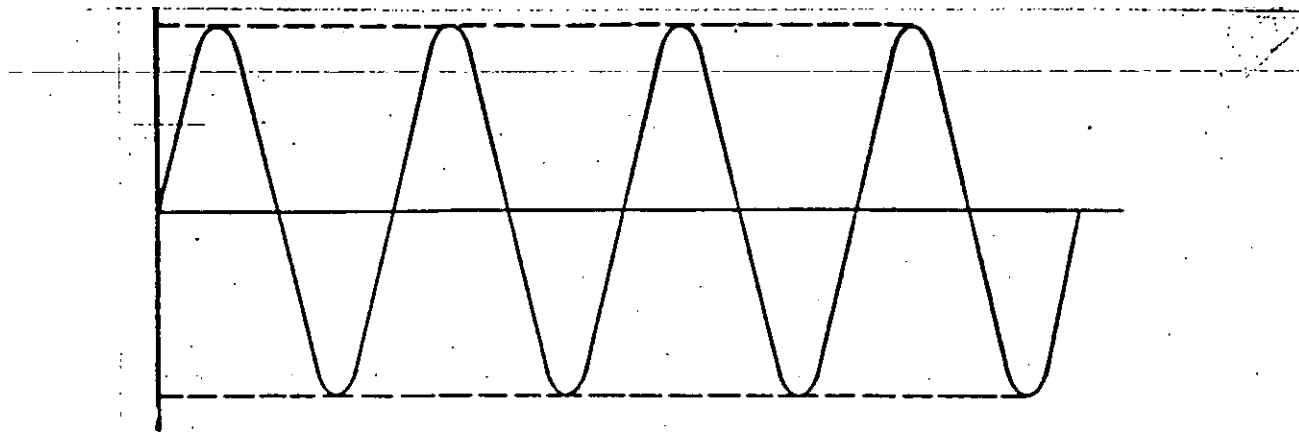
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, ASIMETRICA

FIG. 5.



CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, SIMETRICA.

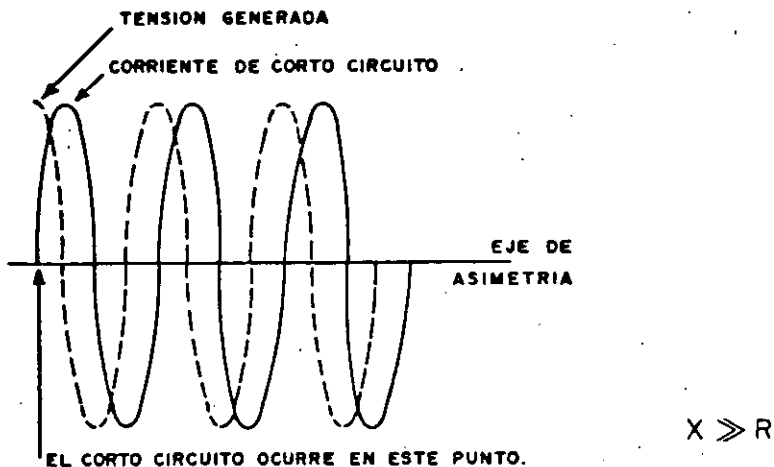
FIG. 4.



CORRIENTE DE C.C. QUE PROPORCIONA LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DE ENERGIA ELECTRICA.

FIG. 3.

4.2.- SIMETRIA Y ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.



ONDA DE TENSION Y CORRIENTE SIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE F.P.=0

FIG. 6.

EL FACTOR DE POTENCIA DE C. C. SE DETERMINA POR LA RELACION ENTRE RESISTENCIA Y REACTANCIA EXISTENTE EN LA TRAYECTORIA DEL C. C.

EN LA FIGURA EL C. C. OCURRE EN EL INSTANTE DEL VALOR MAXIMO DE LA ONDA DE TENSION Y LA CORRIENTE DE C. C. INICIA DE CERO, DANDO ORIGEN A UNA ONDA TOTALMENTE SIMETRICA.

SI EL C. C. OCURRE CUANDO LA ONDA DE TENSION ESTA EN CERO, SE PRESEN-
 TA LA MAXIMA ASIMETRIA EN LA ONDA DE CORRIENTE LA CUAL SE ATRASA 90º RES-
 PECTO A LA DEL VOLTAJE.

SI EL C. C. OCURRE EN CUALQUIER OTRO PUNTO (ESTO ES LO MAS COMUN),
 EXCEPTO EN LOS ANALIZADOS, HABRA UN DESPLAZAMIENTO DE LA ONDA DE CORRIENTE
 QUE DEPENDERA DEL PUNTO EN QUE OCURRA LA FALLA EN LA ONDA DE TENSION.

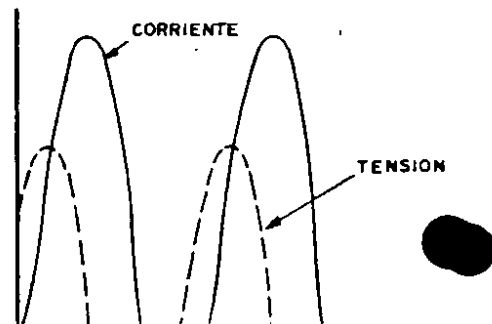
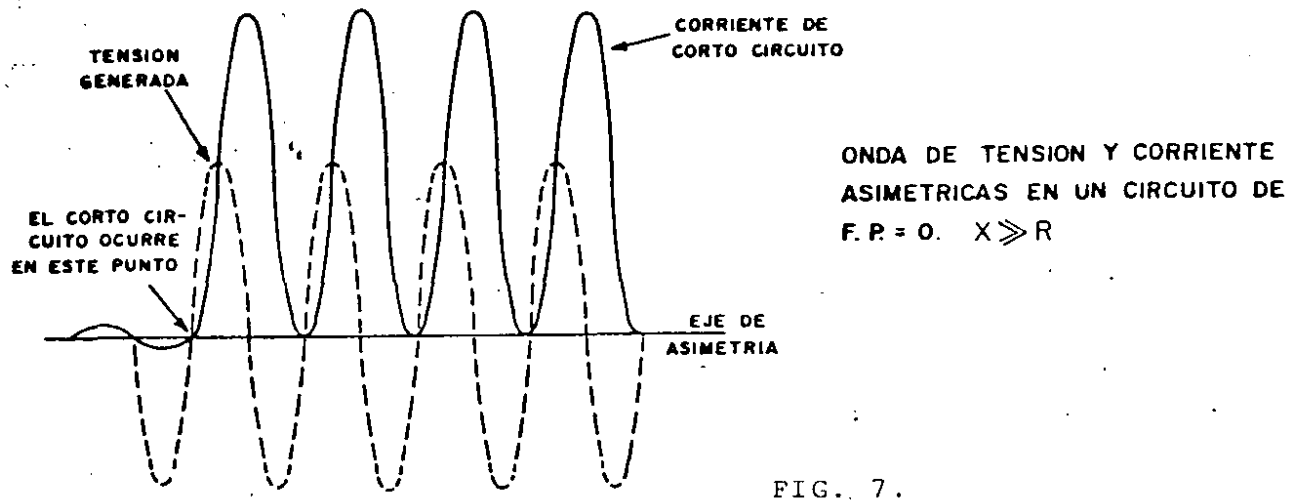


FIG. 7.

LA EXPLICACION DE LO ANTERIOR SE PUEDE ENCONTRAR EN LAS SIGUIENTES FIGURAS:

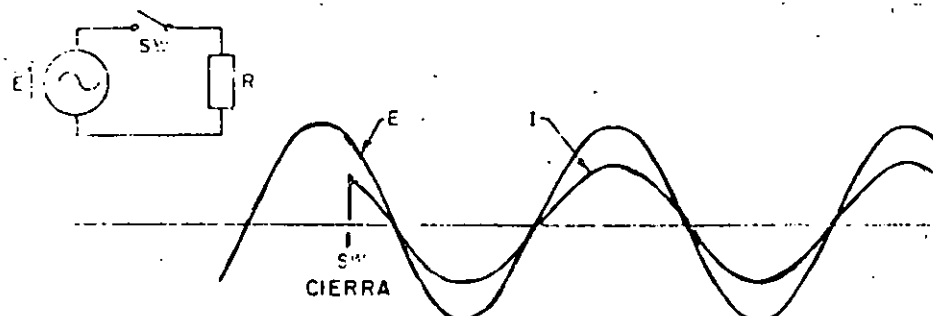
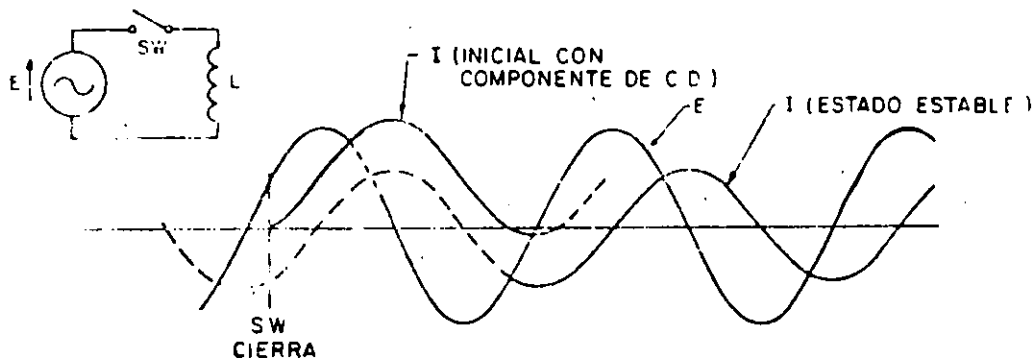


FIG. 9.

TRANSITORIO POR CONMUTACION R



TRANSITORIO POR CONMUTACION L

FIG. 10.

EN EL CASO DE UNA RESISTENCIA "R", EL CIERRE DEL SWITCH LLEVA A LA CORRIENTE A ASUMIR INMEDIATAMENTE EL VALOR QUE EXISTIRA EN EL ESTADO ESTABLE.

EN EL CASO DE LA INDUCTANCIA "L", EL FENOMENO SE COMPRENDE MEJOR MEDIANTE LA ECUACION:

$$E = L \frac{dI}{dt}$$

$$\frac{dI}{dt} = \frac{E}{L}$$

ESTA EXPRESION NOS DICE QUE LA APLICACION DE UNA F.E.M (VOLTAJE) A UNA INDUCTANCIA, CREARA UNA RAZON DE CAMBIO DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE CON RESPECTO AL TIEMPO, CON PENDIENTE E/L.

EN EL EXTREMO DERECHO DE LA FIGURA ANTERIOR, APARECE LA CORRIENTE DE ESTADO ESTABLE. ESTA ESTÁ ATRASADA 90° CON RESPECTO AL VOLTAJE Y TIENE, LA MAXIMA PENDIENTE POSITIVA -- CUANDO LA TENSION ESTA EN SU MAXIMO VALOR POSITIVO; TIENE UN VALOR FIJO CUANDO LA TENSION ES CERO. REGRESANDO A LA CURVA AL MOMENTO DEL CIERRE DEL INTERRUPTOR (LINEA PUNTEADA) NOTE SE QUE LA CORRIENTE DEBERIA ESTAR A UN 90% DEL PICO NEGATIVO, PERO COMO ES SWITCH ESTA ABIERTO, ESTA CORRIENTE PARTIRA DE CERO AL CERRAR DESARROLLARA LA MISMA PENDIENTE QUE TENDRIA EN SU ESTADO ESTABLE (LINEA LLENA DE LA FIGURA) Y ESTO SE LOGRA DESPLAZANDO LA CURVA HACIA ARRIBA, COMO SI TUVIERA UNA COMPONENTE DE C.D. Y UNA DE C.A.

¹
desarrollar

COMPONENTE DE C. D. DE LAS CORRIENTES DE C. C. ASIMETRICAS

LA DIFICULTAD PARA ANALIZARLAS, HA LLEVADO A DESCOMPONERLAS EN DOS COMPONENTES SIMPLES :

- a) COMPONENTE DE C. A. SIMETRICA
- b) COMPONENTE DE C. D.

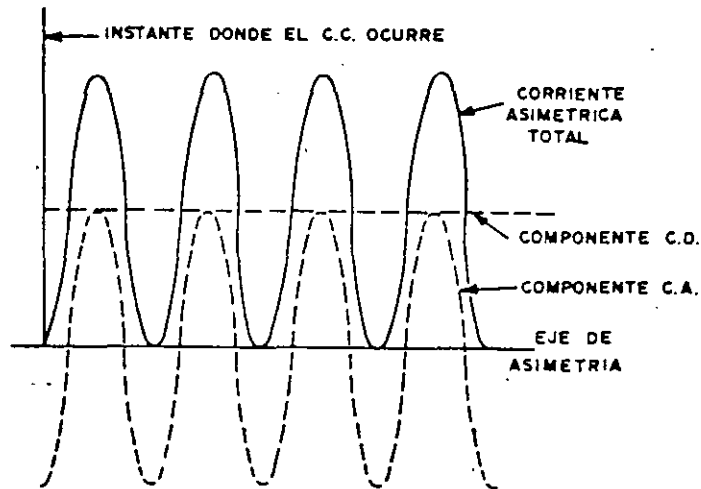


FIG. 11.

COMPONENTES DE LA CORRIENTE MOSTRADA EN LA FIGURA 11.

LA MAGNITUD INICIAL DE LA COMPONENTE DE C. D., VARIA DESDE CERO A UN MAXIMO VALOR IGUAL AL PICO DE LA COMPONENTE SIMETRICA DE C. A., DEPENDIENDO DEL INSTANTE EN QUE OCURRE EL C. C.

RELACION $\frac{X}{R}$.-- ESTA RELACION, MEDIDA A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA DEL C. C., AFECTA EL COMPORTAMIENTO DE LA COMPONENTE DE C. D., SI $\frac{X}{R} = \infty$, LA COMPONENTE DE C. D. NUNCA DECAERIA, SI $\frac{X}{R} = 0$, ENTONCES LA CAIDA ES INSTANTANEA. CUALQUIER OTRO VALOR PUEDE PRESENTARSE COMO SE OBSERVA EN LA FIG. 8.

LA MAYORIA DE LOS SISTEMAS TIENEN UNA CONSTANTE DE TIEMPO Y ES EL TIEMPO REQUERIDO POR LA COMPONENTE DE C. D. PARA REDUCIRSE APROXIMADAMENTE A UN 37 % DE SU VALOR ORIGINAL.

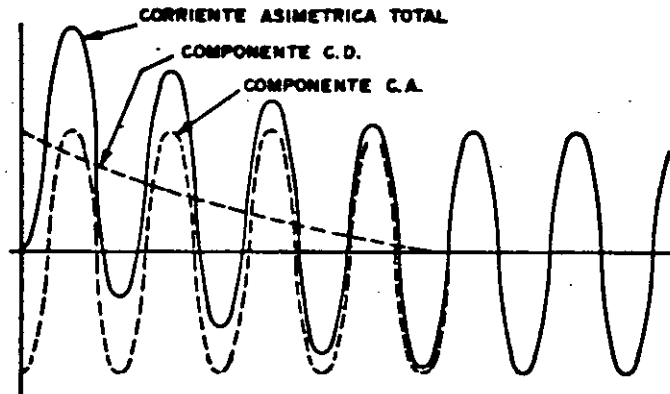


FIG. 12.

OSCILOGRAMA MOSTRANDO EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D. Y SU EFECTO EN LA ASIMETRIA DE CORRIENTE.

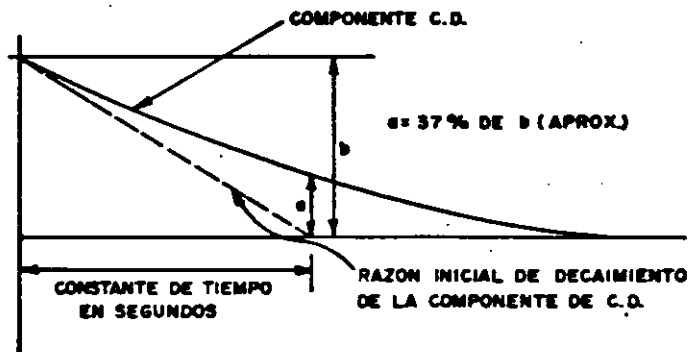


FIG. 13.

ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO.

1.3.- FACTORES DE MULTIPLICACION

PARA CALCULAR LA COMPONENTE DE C. D., SE HAN DESARROLLADO METODOS SIMPLIFICADOS MEDIANTE EL USO DE FACTORES DE MULTIPLICACION QUE CONVIERTEN EL VALOR RMS DE CORRIENTE ALTERNA SIMETRICA A VALORES RMS DE UNA ONDA ASIMETRICA QUE INCLUYE LA COMPONENTE DE C. D.

LOS FACTORES DE MULTIPLICACION SON SEMEJANTES A LOS MOSTRADOS EN LA SIGUIENTE GRAFICA, OBSERVESE QUE EL MAXIMO VALOR QUE PUEDE ALCANZAR LA COMPONENTE DE C.D. ES 1.732 VECES EL VALOR RMS DE LA COMPONENTE DE C.A.

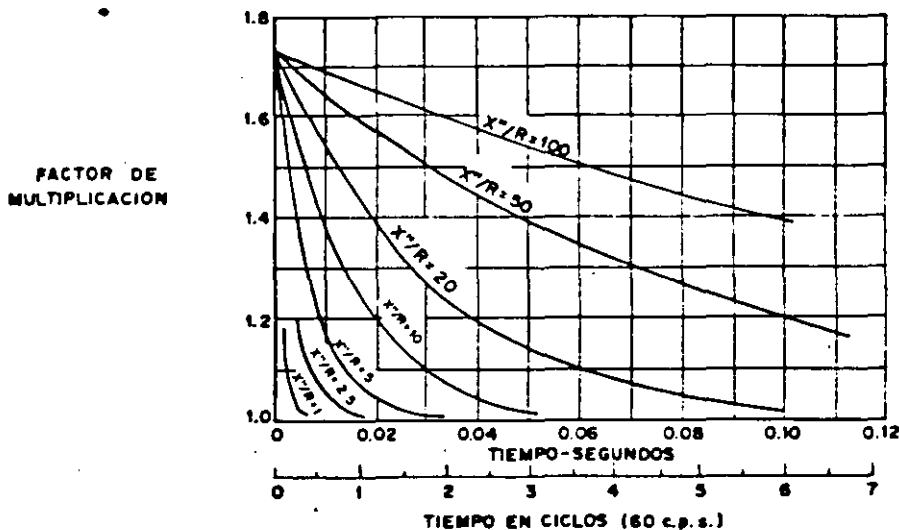


FIG. 14.

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D.

TABLA 1 REACTANCIAS DE MAQUINAS Y FACTORES DE MULTIPLICACION USADOS EN CALCULOS SIMPLIFICADOS DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE CORTO CIRCUITO EN EQUIPO.

TIPO DE DESIGNACION NOMINAL DE CORTO CIRCUITO Y CLASE DE EQUIPO	REACTANCIAS DE MAQUINA A USAR			FACTORES DE MULTIPLICACION A SER APLICAD AL VALOR SIMETRICO CALCULADO	
	GENERADOR SINCRONO	MOTOR SINCRONO	MOTOR DE INDUCCION	CASO GENERAL *	CASO ESPECIAL *
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA CON LOS SIGUIENTES TIEMPOS DE INTERRUPCION. 8 CICLOS 5 CICLOS 3 CICLOS 2 CICLOS	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.0	1.1
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.1	1.2
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.2	1.3
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.4	1.5
CAPACIDAD MOMENTANEA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	CASO GENERAL 1.6 **	CASO ESPECIAL 1.5 **
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA EN BAJA TENSION	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA FUSIBLES (ARRIBA DE 1500 VOLTS)	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	CASO GENERAL 1.6 ***	CASO ESPECIAL 1.2 ***
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA FUSIBLES EN BAJA TENSION (600 VOLTS O MENOS)	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA COMBINACIONES ARRANCADOR FUSIBLE O TERMOMAGNETICO PARA MOTORES	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.25	

NOTAS— EL VALOR DE CORRIENTE SIMETRICA AL QUE SE APLICA AL MULTIPLICADOR DEBE SER RMS

* USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SOLO SI EL VALOR SIMETRICO EXCEDE 500 MVA Y SI EL CIRCUITO ES ALIMENTADO DIRECTAMENTE POR GENERADORES

** USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SI LA TENSION DE OPERACION ES 500V O MENOS Y SI EL CIRCUITO NO ES ALIMENTADO DIRECTAMENTE POR GENERADORES

*** USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SI LA TENSION DE OPERACION ES 1500 O MENOR Y SI LOS FUSIBLES NO SON DEL TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE Y SI LA RELACION X/R DEL SUMINISTRO ES MENOR A 4

PARA CONSULTAR ACERCA DE LOS FACTORES DE MULTIPLICACION Y LAS NORMAS PARA LA APLICACION DE INTERRUPTORES SE PUEDEN CONSULTAR LAS SIGUIENTES NORMAS:

ANSI/IEEE C 37.13.1980 "IEEE STANDARD FOR LOW VOLTAGE AC - POWER CIRCUIT BREAKERS USED IN ENCLOSURES"

ANSI/IEEE C 37.010.1979, "IEEE APPLICATION GUIDE FOR AC - HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT -- BASIS (CONSOLIDATED EDITION)"

ANSI/IEEE C 37.5.1979, "IEEE GUIDE FOR CALCULATION OF FAULT CURRENTS FOR APPLICATION OF AC HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A TOTAL CURRENT BASIS"

ANSI C 37.41.1969 (R-1974) "DESIGN TEST FOR DISTRIBUTION CUT OUTS AND FUSE LINKS, SECONDARY FUSES, DISTRIBUTION ENCLOSED SINGLE POLE AIR SWITCHES, POWER FUSES, FUSE DISCONNECTING SWITCHES AND ACCESORIES".

1.4 CONCEPTOS DE COMPONENTES SIMETRICAS, CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y FASE A TIERRA.

ANALISIS DE CIRCUITOS DESBALANCEADOS.

UNA APROXIMACION PARA UN PROCEDIMIENTO ADECUADO PARA CALCULAR LA CORRIENTE DE LA FASE "A" EN UN SISTEMA TRIFASICO SE OBSERVA EN LA FIGURA SIGUIENTE:

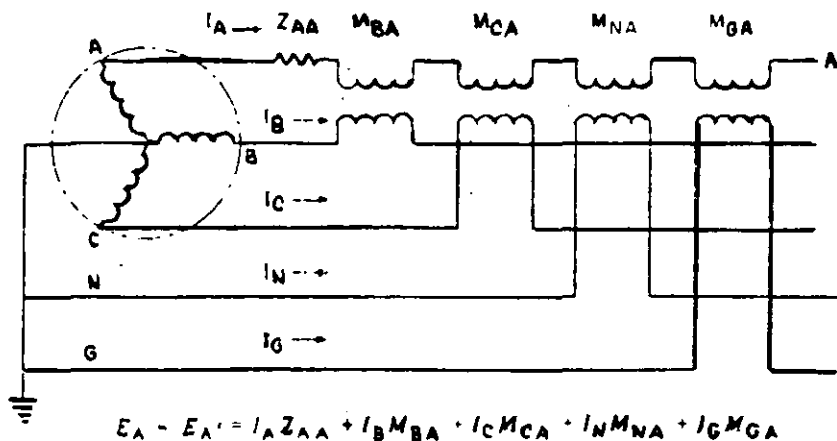


FIG. 15.

CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CARGA DESBALANCEADA

PARA CADA CIRCUITO FISICO CONDUCTOR LA CAIDA DE TENSION TOTAL SE REPRESENTA COMO LA SUMA DE LAS CAIDAS DE TENSION POR LA IMPEDANCIA PROPIA MAS LA CAUSADA POR LAS IMPEDANCIAS MUTUAS DE LA FASE CON LOS OTROS ELEMENTOS (FASE B,C;NEUTRO Y TIERRA).

COMO EL DE LINEA A LINEA O EL DE LINEA A TIERRA.

PARA ESTOS PROBLEMAS DE CORTO CIRCUITO DESBALANCEADOS, USAMOS EL METODO DE COMPONENTES SIMETRICAS.

METODO DE COMPONENTES SIMETRICAS

ESTE CONCEPTO SE BASA EN QUE CUALQUIER CONDICION CONCEBIBLE DE DESBALANCEO PUEDE SER CORRECTAMENTE SINTETIZADA POR EL USO DE VARIOS SISTEMAS SIMETRICOS BALANCEADOS APROPIADOS EN MAGNITUD Y EN ANGULO DE FASE.

EN UN SISTEMA TRIFASICO, SON SEPARACION DE FASES DE 120° EXISTEN TRES POSIBLES SISTEMAS SIMETRICOS Y PUEDEN SER IDENTIFICADOS EN LA FIGURA SIGUIENTE:

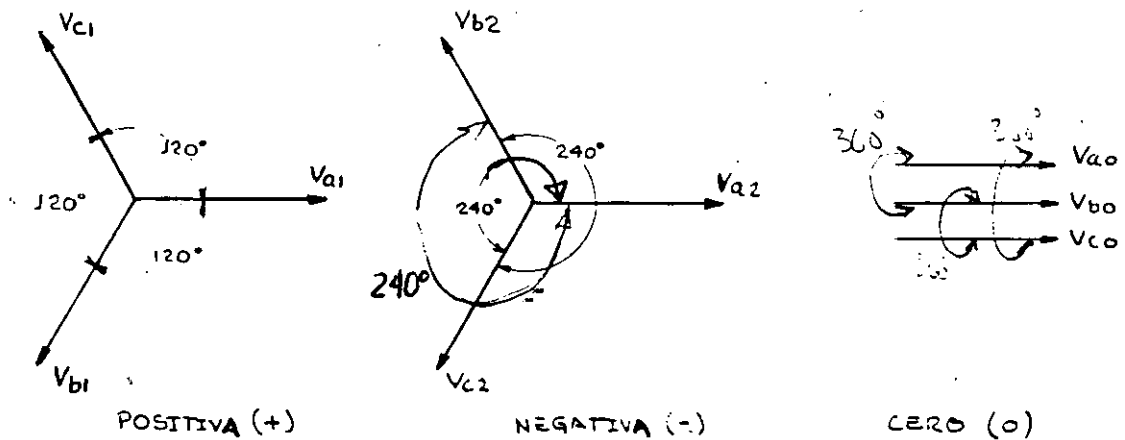


FIG. 17.

COMPONENTES DE SECUENCIA DE VOLTAJES.

ESTOS SISTEMAS BALANCEADOS SIMETRICOS SON EL DE SECUENCIA POSITIVA, SECUENCIA NEGATIVA Y SECUENCIA CERO. ESTOS SISTEMAS PUEDEN REFERIRSE EN TERMINOS DE CORRIENTE VOLTAJE E IMPEDANCIA.

LOS COMPONENTES DE SECUENCIA POSITIVA CONSISTEN EN TRES FASORES IGUALES EN MAGNITUD, DEFASADOS 120° , CON LA MISMA SECUENCIA DE FASES O ROTACION QUE LA DE LOS GENERADORES. SE ASUME QUE LA SECUENCIA POSITIVA ES ABC, PERO SERA SECUENCIA POSITIVA ACB EN UN SISTEMA DE GENERACION ACB. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA NEGATIVA SON 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD, DESPLAZADOS 240° , CON UNA SECUENCIA DE FASES OPUESTA A LA SECUENCIA POSITIVA. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA CERO CONSISTEN EN 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD Y EN FASE COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA ANTERIOR, DEFASADOS 240

EL SUBINDICE 1 SE USA PARA IDENTIFICAR UN COMPONENTE DE SECUENCIA POSITIVA, EL SUBINDICE 2 PARA UN COMPONENTE DE SECUENCIA NEGATIVA Y EL 0 PARA LA SECUENCIA CERO.

DADO QUE LOS TRES FASORES EN CUALQUIER SECUENCIA SON SIEMPRE IGUALES EN MAGNITUD, LOS TRES GRUPOS PUEDEN EXPRESARSE EN TERMINOS DE UN FASOR. POR CONVENIENCIA, SE PUEDE USAR EL FASOR DE LA FASE "A".

SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA NEGATIVA	SECUENCIA CERO
$\dot{V}_{a1} = \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{a2} = \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{a0} = \dot{V}_{a0}$
$\dot{V}_{b1} = a^2 \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{b2} = a \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{b0} = \dot{V}_{a0}$
$\dot{V}_{c1} = a \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{c2} = a^2 \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{c0} = \dot{V}_{a0}$

LOS COEFICIENTES a Y a^2 SON FASORES UNITARIOS QUE CUANDO SE MULTIPLICAN CON UN FASOR, CAUSAN UN DESPLAZAMIENTO ANGULAR DE 120° Y 240° RESPECTIVAMENTE.

ASI :

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j 0.866 \dots \textcircled{1}$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j 0.866 \dots \textcircled{2}$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ \dots \textcircled{3}$$

PUEDEN DERIVARSE DE LAS ECUACIONES ANTERIORES ALGUNAS COMBINACIONES UTILES :

$$1 + a + a^2 = 0 \dots \textcircled{4}$$

$$\begin{matrix} 1 - a^2 = \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ \text{o} \\ a^2 - 1 = \sqrt{3} \angle 210^\circ \end{matrix} \dots \textcircled{5}$$

$$\begin{matrix} a - 1 = \sqrt{3} \angle 150^\circ \\ \text{o} \\ 1 - a = \sqrt{3} \angle -30^\circ \end{matrix} \dots \textcircled{6}$$

$$\begin{matrix} a^2 - a = \sqrt{3} \angle 270^\circ \\ \text{o} \\ a - a^2 = \sqrt{3} \angle 90^\circ \end{matrix} \dots \textcircled{7}$$

CUALQUIER SISTEMA TRIFASICO DE FASORES SERA SIEMPRE LA SUMA DE LOS TRES COMPONENTES :

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \dots\dots\dots \textcircled{8}$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_b &= \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} + \dot{V}_{b0} \\ &= a^2 \dot{V}_{a1} + a \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \dots\dots\dots \textcircled{9} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_c &= \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2} + \dot{V}_{c0} \\ &= a \dot{V}_{a1} + a^2 \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \dots\dots\dots \textcircled{10} \end{aligned}$$

ADEMAS :

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} + \dot{I}_0 \dots\dots\dots \textcircled{11}$$

$$\dot{I}_b = a^2 \dot{I}_{a1} + a \dot{I}_{a2} + \dot{I}_0 \dots\dots\dots \textcircled{12}$$

$$\dot{I}_c = a \dot{I}_{a1} + a^2 \dot{I}_{a2} + \dot{I}_0 \dots\dots\dots \textcircled{13}$$

RESOLVIENDO LAS ECUACIONES 8, 9, 10, 11, 12 y 13 SE TIENE QUE :

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_{a1} &= \frac{1}{3} (\dot{V}_a + a \dot{V}_b + a^2 \dot{V}_c) \\ \dot{I}_{a1} &= \frac{1}{3} (\dot{I}_a + a \dot{I}_b + a^2 \dot{I}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots \textcircled{14}$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_{a2} &= \frac{1}{3} (\dot{V}_a + a^2 \dot{V}_b + a \dot{V}_c) \\ \dot{I}_{a2} &= \frac{1}{3} (\dot{I}_a + a^2 \dot{I}_b + a \dot{I}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots \textcircled{15}$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_0 &= \frac{1}{3} (\dot{V}_a + \dot{V}_b + \dot{V}_c) \\ \dot{I}_0 &= \frac{1}{3} (\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots \textcircled{16}$$

UN COMPONENTE DE SECUENCIA NO PUEDE EXISTIR SOLO EN UNA FASE. SI POR CALCULO O POR MEDICION SE DEDUCE QUE EXISTE CUALQUIER COMPONENTE EN UNA FASE, EXISTIRA EN LOS TRES FASES.

SECUENCIAS EN UN SISTEMA TRIFASICO DE POTENCIA
=====

EN CUALQUIER PARTE BALANCEADA O SIMETRICA DE UN SISTEMA:

- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA PRODUCEN SOLO CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA.
- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA O CERO PRODUCEN SOLO CAIDAS DE TENSION DE LA MISMA SECUENCIA.

EN CUALQUIER PARTE BALANCEADA O SIMETRICA LAS TENSIONES GENERADAS POR LA MAQUINA ROTATORIA SON IGUALES EN FASE Y DESPLAZADAS 120° Y LAS IMPEDANCIAS SON IGUALES EN LAS TRES FASES.

EN CUALQUIER PARTE DESBALANCEADA O ASIMETRICA DE UN SISTEMA:

- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA PRODUCEN CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA Y POSIBLEMENTE DE SECUENCIA CERO.
- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA PRODUCEN CAIDAS DE TENSION DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y POSIBLEMENTE DE SECUENCIA CERO.
- LAS CORRIENTES DE SECUENCIA CERO PRODUCEN CAIDAS DE TENSION POSITIVA, NEGATIVA Y DE SECUENCIA CERO.

DADO QUE SE PRESUME QUE LOS SISTEMAS TRIFASICOS ESTAN
BALANCEADOS HASTA EL PUNTO DE FALLA O DE DESBALANCEO, NO -
SE CONSIDERA UNA INTERACCION ENTRE LAS TRES SECUENCIAS HAS
TA ESE PUNTO.
CADA CONJUNTO DE SECUENCIAS PUEDE SER TRATADO SEPARADAMENTE.

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

LAS CANTIDADES z_1 , z_2 Y z_0 SON LAS IMPEDANCIAS DEL SISTE
MA AL FLUJO DE LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATI
VA Y CERO, RESPECTIVAMENTE.

CON EXCEPCION DEL AREA DE FALLA O DE DESBALANCE CADA IMPEDAN
CIA DE SECUENCIA SE CONSIDERA IGUAL EN LAS TRES FASES DE UN
SISTEMA SIMETRICO. ENSEGUIDA SE PRESENTA UNA BREVE REVISION
DE ESTAS CANTIDADES EN LOS DIFERENTES COMPONENTES DE UN SIS
TEMA.

MAQUINAS SINCRONAS

- x_d - REACTANCIA SUBTRANSITORA
- x_d' - REACTANCIA TRANSITORIA
- x_d - REACTANCIA SINCRONA

x_d Y x_d' SON REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA. LAS DE SECUEN
CIA NEGATIVA SE CONSIDERAN APROXIMADAMENTE IGUALES Y COMO LA
DE SECUENCIA CERO ES MENOR QUE ESTAS, NO SE ACOSTUMBRA ATERRI
ZAR SOLIDAMENTE EL GENERADOR.

TRANSFORMADORES

EN LOS TRANSFORMADORES LOS VALORES DE SECUENCIA NEGATIVA Y POSITIVA DE SUS REACTANCIAS SON IDENTICOS, EL VALOR DE SECUENCIA CERO ES TAMBIEN IGUAL A LOS OTROS VALORES DE SECUENCIA, O ES INFINITO.

LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA UN NUMERO DE BANCO DE TRANSFORMADORES SE MUESTRAN EN LA FIGURA ANEXA.

LINEAS DE TRANSMISION

EN LINEAS DE TRANSMISION, LAS REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA SON LAS MISMAS. LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO SIEMPRE ES DIFERENTE DE LAS OTRAS DOS PUEDE VARIAR DE 2 A 6 VECES X_1 , UNA APROXIMACION GRUESA ES 3 A 3.5 VECES X_1 .

REDES DE SECUENCIA

ASUMIENDO QUE EL SISTEMA ESTA BALANCEADO O SIMETRICO AL PUNTO DE DESBALANCE O FALLA, LOS TRES COMPONENTES DE SECUENCIA SON INDEPENDIENTES Y NO REACCIONAN UNA CON OTRO. - ASI, SE REQUIEREN 3 REDES DE SECUENCIA PARA SEPARAR LOS TRES COMPONENTES DE SECUENCIA PARA CONSIDERACION INDIVIDUAL: UNA PARA SECUENCIA POSITIVA, OTRA PARA LA NEGATIVA Y LA DE SECUENCIA CERO. ESTAS REDES DE SECUENCIA CONSISTEN EN UNA FASE A NEUTRO DEL SISTEMA DE POTENCIA, MOSTRANDO TODOS LOS COMPONENTES RELEVANTES DEL PROBLEMA BAJO CONSIDERACION.

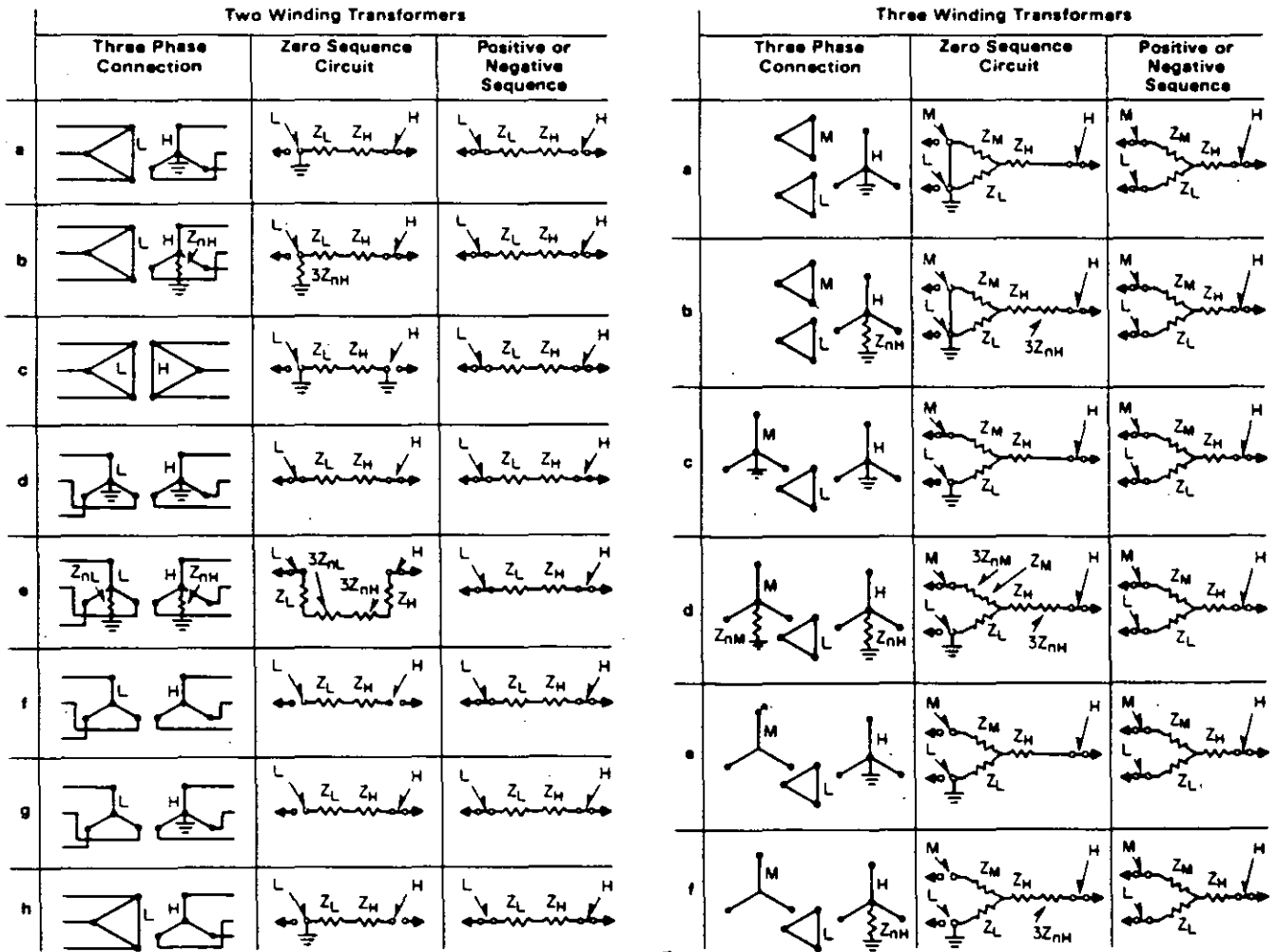


Figure 2-22: Equivalent Positive, Negative and Zero Sequence Circuits for Some Common and Theoretical Connections for Two and Three Winding Transformers.

CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA TRANSFORMADORES.

LOS DIAGRAMAS TIPO SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS SIGUIENTES:

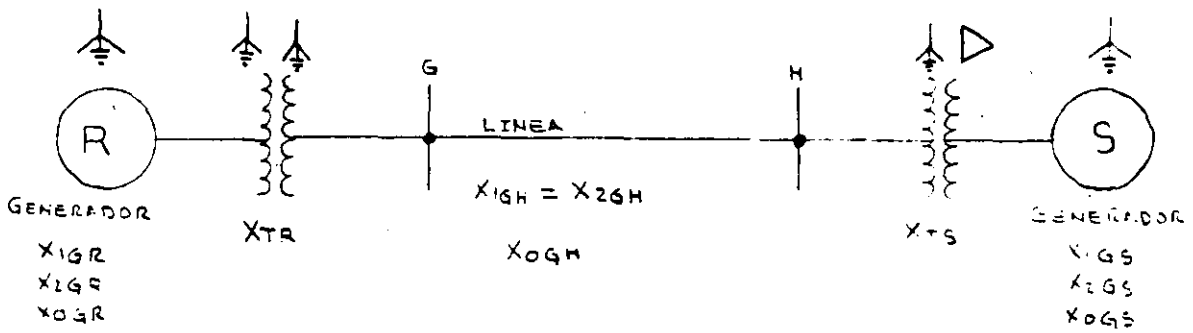


FIG. 18.

RED DE SECUENCIA POSITIVA

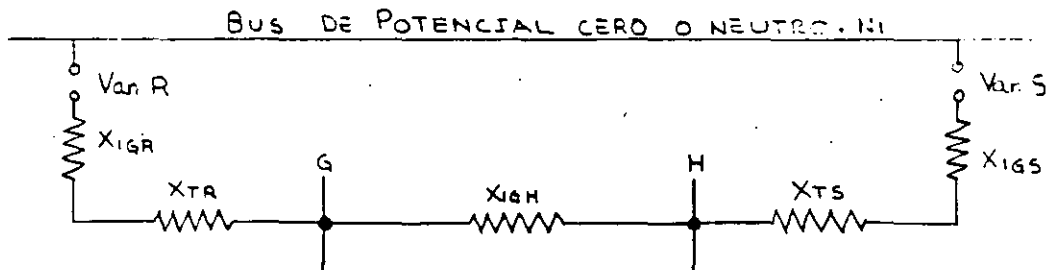


FIG. 19.

RED DE SECUENCIA NEGATIVA

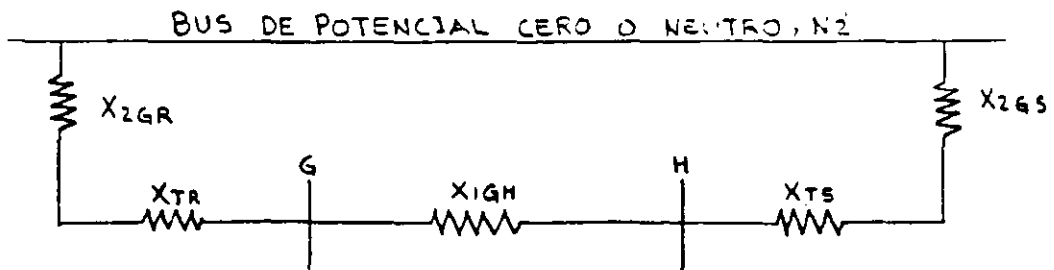


FIG. 20.

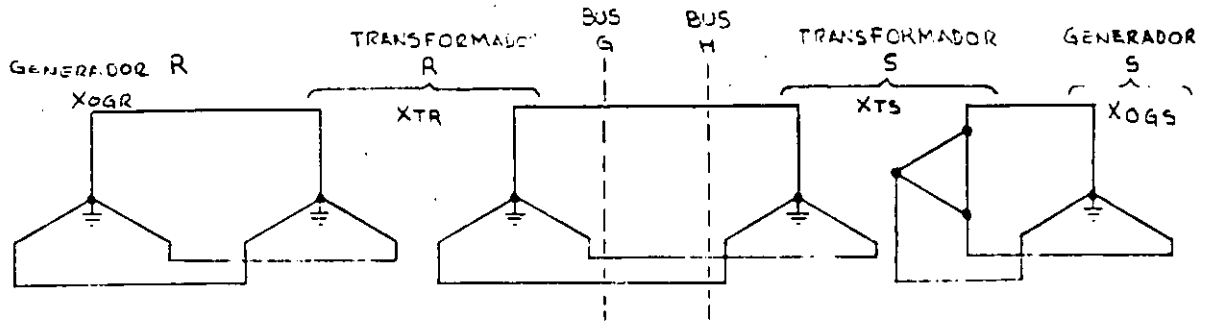


FIG. 21.

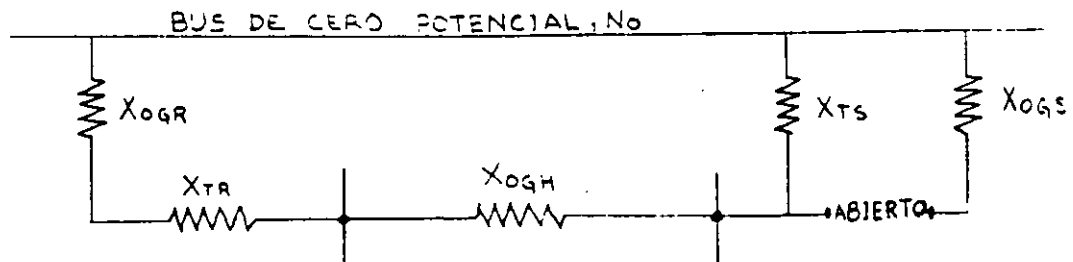


FIG. 22.

LA RED DE SECUENCIA POSITIVA DEBE MOSTRAR LOS VOLTAJES DE LOS GENERADORES Y LAS IMPEDANCIAS DE GENERADORES, TRANSFORMADORES Y LINEAS, LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA ES IGUAL A LA PRIMERA, CON DOS EXCEPCIONES: 1) NO EXISTIRAN VOLTAJES DE GENERADORES, DADO QUE LAS MAQUINAS SINCRONAS PRODUCEN SECUENCIA POSITIVA SOLAMENTE; 2) LA REACTANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA PUEDE SER DIFERENTE, AUNQUE PARA EFECTOS PRACTICOS SE CONSIDERAN IGUALES X_1 y X_2 .

LA RED DE SECUENCIA CERO ES ALGO DIFERENTE A LAS OTRAS DOS: - ANTES QUE TODO NO TIENE VOLTAJE: LA MAQUINARIA ROTATORIA NO PRODUCE VOLTAJE DE SECUENCIA CERO. TAMBIEN, LAS CONEXIONES DE TRANSFORMADORES REQUIEREN CONSIDERACION ESPECIAL Y LAS IMPEDANCIAS DE ATERRIZAMIENTO DEBEN INCLUIRSE. EN LA TABLA ANEXA SE MUESTRAN LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA CERO PARA VARIOS TRANSFORMADORES.

CONEXIONES EN REDES DE SECUENCIA Y VOLTAJES

LA DIRECCION DEL FLUJO DE CORRIENTE Y LAS CONEXIONES DE VOLTAJE SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS SIGUIENTES:

LA CAIDA DE TENSION EN CUALQUIER PUNTO DE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA ES:

$$\dot{V}_i = \dot{V}_{an} - \sum \dot{I}_i \dot{Z}_i$$

DONDE $\sum I, Z$, ES LA SUMA FASORIAL DE LAS CAIDAS I, Z , DES_ DE EL BUS DE CERO POTENCIAL (N_1) HASTA EL PUNTO DONDE SE RE QUIERE DETERMINAR EL VOLTAJE:

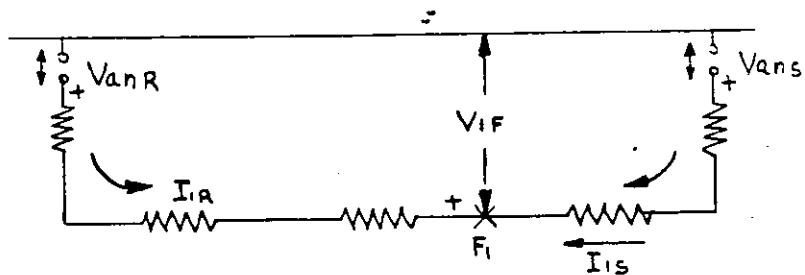


FIG. 23.

LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA :

$$\dot{V}_2 = 0 - \sum \dot{I}_2 \dot{Z}_2$$

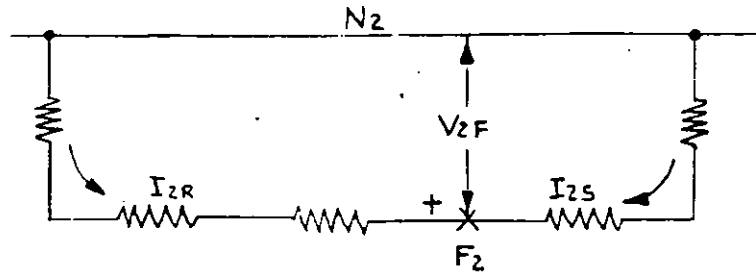


FIG. 24.

EN LA RED DE SECUENCIA CERO :

$$\dot{V}_0 = 0 - \sum \dot{I}_0 \dot{Z}_0$$

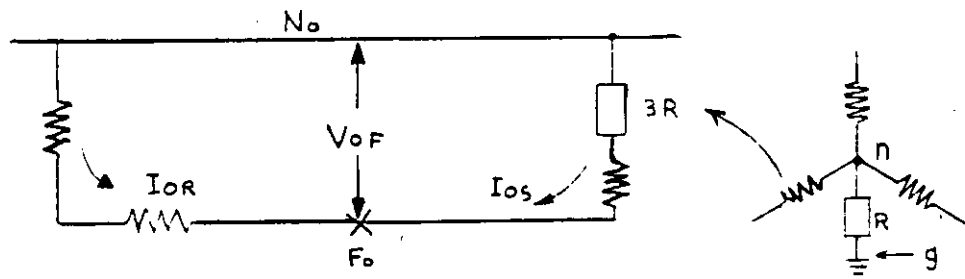


FIG. 25.

CADA RED DE SECUENCIA ESTA EN POR UNIDAD, REPRESENTANDO UNA DE LAS TRES FASES DEL SISTEMA DE POTENCIA SIMETRICO. POR LA RESISTENCIA R CIRCULA $3I_0$; PERO COMO EN EL DIAGRAMA FLUYE I_0 , SE TIENE UNA TENSION EQUIVALENTE CON LA MULTIPLICACION DE $3R$ POR I_0 .

CONEXIONES DE REDES EN CASO DE FALLA O DESBALAN_ CEO GENERAL.

=====

LAS REDES DE SECUENCIA PUEDEN SER INTERCONECTADAS EN UNA AREA DE DESBALANCE, TAL COMO UNA FALLA. ENSEGUIDA SE MUESTRAN LAS CONEXIONES DE REDES DE SECUENCIA PARA VARIOS TIPOS DE FALLAS COMUNES.

FALLA TRIFASICA

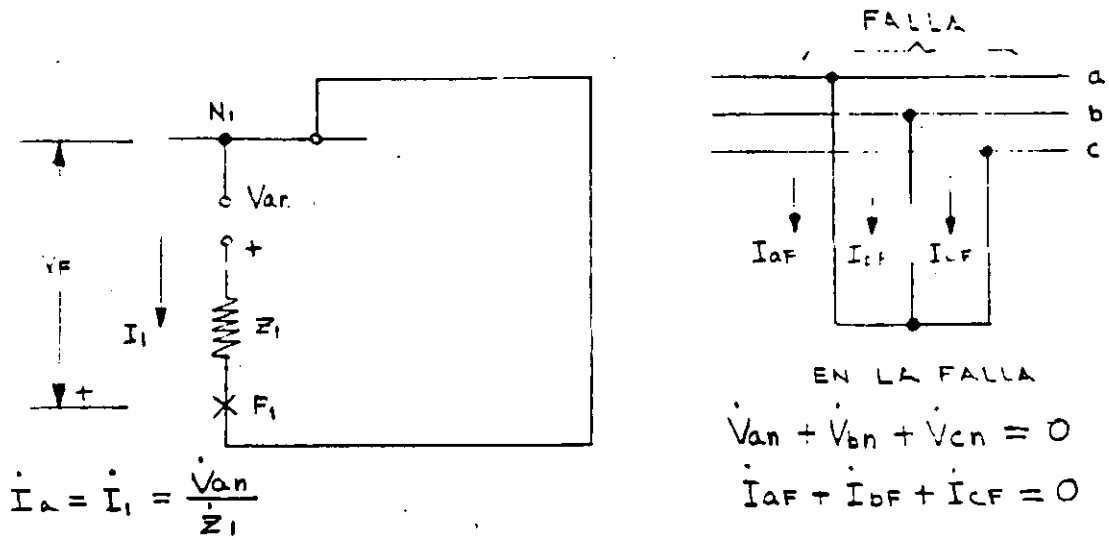
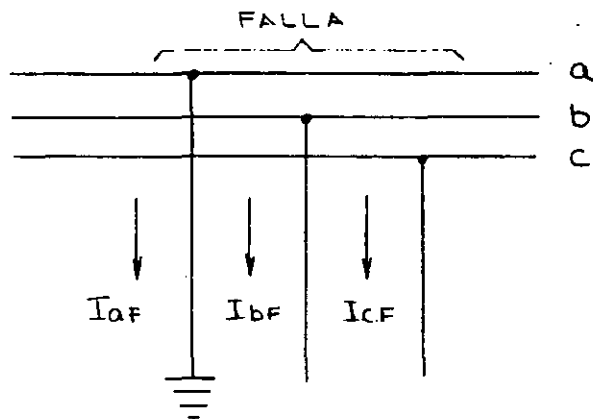


FIG. 26.

DADO QUE LA FALLA TRIFASICA ES SIMETRICA, NO SE REQUIEREN COMPONENTES SIMETRICOS PARA ESTE CALCULO. SIN EMBARGO, DADO QUE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA REPRESENTA EL SISTEMA, LA RED PUEDE SER CONECTADA COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA ANTERIOR.

FALLA DE UNA FASE A TIERRA.



EN LA FALLA :

$$V_{ag} = 0$$

$$I_{bF} = I_{cF} = 0$$

FIG. 27.

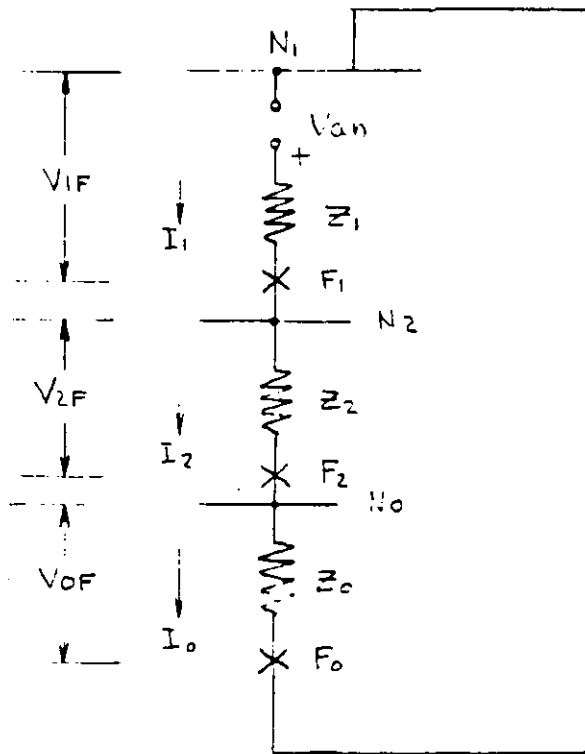
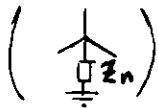


FIG. 28.

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0 = \frac{\dot{V}_{an}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

EN EL CASO DE QUE EXISTA UNA IMPEDANCIA AL NEUTRO DEL SISTEMA

SE TENDRIA:



$$I_{af} = i_{a_1} + i_{a_2} + i_{a_0} = 3 i_{a_1} =$$

$$I_{af} = \frac{3 \dot{V}_{an}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n}$$

FALLA DE FASE A FASE

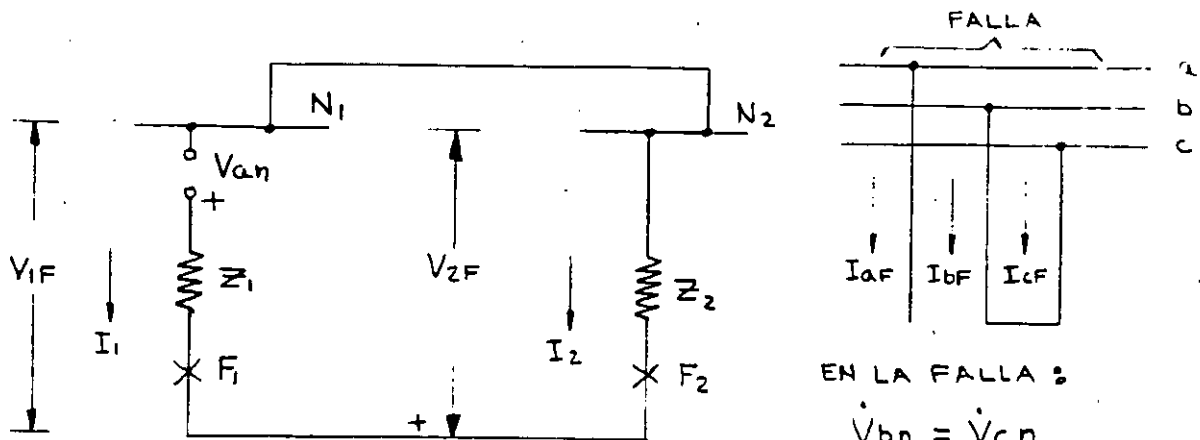


FIG. 29.

EN LA FALLA :

$$\dot{V}_{bn} = \dot{V}_{cn}$$

$$\dot{I}_{aF} = 0$$

$$\dot{I}_{bF} = -\dot{I}_{cF}$$

$$\dot{I}_1 = -\dot{I}_2 \frac{\dot{V}_{an}}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2}$$

$$I_{bF} = -I_{cF} = I_{b1} + I_{b2} = (a^2 - a) I_{a1} = \sqrt{3} \angle 270^\circ I_{a1}$$

$$I_{bF} = -I_{cF} = \sqrt{3} \angle 270^\circ \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2}$$

LOS ESTUDIOS DE FALLA NORMALMENTE INCLUYEN LA FALLA TRIFASICA Y LA FALLA MONOFASICA A TIERRA.

LAS FALLAS TRIFASICAS SON DE LAS MAS SEVERAS, MIENTRAS QUE LAS FALLAS MONOFASICAS SON LAS MAS COMUNES; LOS ESTUDIOS DE ESTAS ULTIMAS PROVEEN INFORMACION UTIL PARA AJUSTES DE RELEVADORES DE TIERRA.

LA FALLA DE LINEA A LINEA ES 87% DE LA FALLA TRIFASICA.

REDUCCION DE REDES DE SECUENCIA

CUANDO SE REALIZAN CALCULOS MANUALES LA RED COMPLETA DEL SISTEMA SE REDUCE A UN UNICO VALOR DE IMPEDANCIA EN CADA SECUENCIA. PARA SIMPLIFICAR ESTA REDUCCION SE ASUME LO SIGUIENTE:

- TODOS LOS VOLTAJES GENERADOS SON IGUALES Y EN FASE.
- EN MEDIA Y EN ALTA TENSION LAS RESISTENCIAS SE DESPRECIAN, NO SIENDO ASI EN BAJA TENSION (COMO SE VERA MAS ADELANTE)
- SE DESPRECIAN TODAS LAS REACTANCIAS EN DERIVACION, INCLUYENDO CARGAS, REACTANCIAS DE MAGNETIZACION, ETC.
- TODAS LAS REACTANCIAS MUTUAS SE DESPRECIAN CON EXCEPCION DE LINEAS PARALELAS.

USANDO ESTAS CONSIDERACIONES, LA RED DE SECUENCIA POSITIVA PUEDE SER DIBUJADA CON UNA FUENTE SENCILLA DE TENSION V_{an} , CONECTADA A LAS IMPEDANCIAS DEL GENERADOR POR UN BUS (ES DECIR, TODAS LAS FUENTES DE VOLTAJE SE REDUCEN A UNA SOLA, CON IMPEDANCIAS EN PARALELO).

EN EL CALCULO DE LA MAXIMA CORRIENTE SIEMPRE SE ASUME QUE LA FALLA TIENE IMPEDANCIA CERO EN EL PUNTO DE FALLA (NO SE CONSIDERA LA IMPEDANCIA DE ARCO), PERO DEBE RECONOCERSE SIN EMBARGO, QUE LAS FALLAS REALES CON FRECUENCIA INVOLUCRAN ARQUEO, QUE REDUCE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE FALLA.

EN LOS SISTEMAS DE BAJA TENSION, SI SE DEBE TOMAR EN CONSIDERACION ESTE EFECTO; CON RELACION A LA FALLA - SOLIDA LOS VALORES TIPICOS DE LA FALLA DE ARQUEO SON:

+ 0.89 p.u. A 480 V Y 0.12 A 220 V. PARA ARQUEO TRI_FASICO

+ 0.74 A 480 V Y 0.02 A 220 V PARA ARQUEO DE LINEA - A LINEA"

+ 0.38 A 277 V Y 0.01 A 120 V PARA TENSIONES DE FASE A NEUTRO EN LA FALLA DE ARQUEO A TIERRA.

SI LOS VOLTAJES SON DIFERENTES, EL TEOREMA DE THEVENIN O EL DE SUPERPOSICION PUEDE SER USADO PARA REDUCIR LA RED Y CALCULAR LAS FALLAS.

LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA (+) (-) Y (0) SERAN DIFERENTES PARA CADA LOCALIZACION DIFERENTE DE LA FALLA, REQUIRIENDO CADA UNA DE ESTAS UNA TAMBIEN DIFERENTE REDUCCION DE LA RED. DURANTE LA REDUCCION DE LA RED, LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN LAS DIFERENTES RAMAS DEBERIA DE SER CALCULADA TANTO COMO UNA COMPROBACION COMO PARA DETERMINAR EL FLUJO DE CORRIENTE A TRAVES DE LOS RELEVADORES INVOLUCRADOS EN UNA FALLA.

CON RELACION A EL SISTEMA ILUSTRADO EN LAS PAGINAS Y , SE MUESTRAN A CONTINUACION LA REDUCCION DE LA RED. SE CONSIDERA UNA FALLA EN EL BUS "G", Y SE REDUCIRAN LAS DISTINTAS IMPEDANCIAS A UNOS VALORES UNICOS DE X_1 , X_2 , X_0 .

SE ASUME QUE LAS CORRIENTES I_1 , I_2 , e I_0 TIENEN UN VALOR DE 1.0 (POR UNIDAD) (p.u.) Y QUE LAS CORRIENTES I_R E I_L SUMADAS NOS DARAN 1.0 P.U. OSEA EL VALOR DE I ; LO MISMO ES APLICABLE A LAS OTRAS SECUENCIAS.

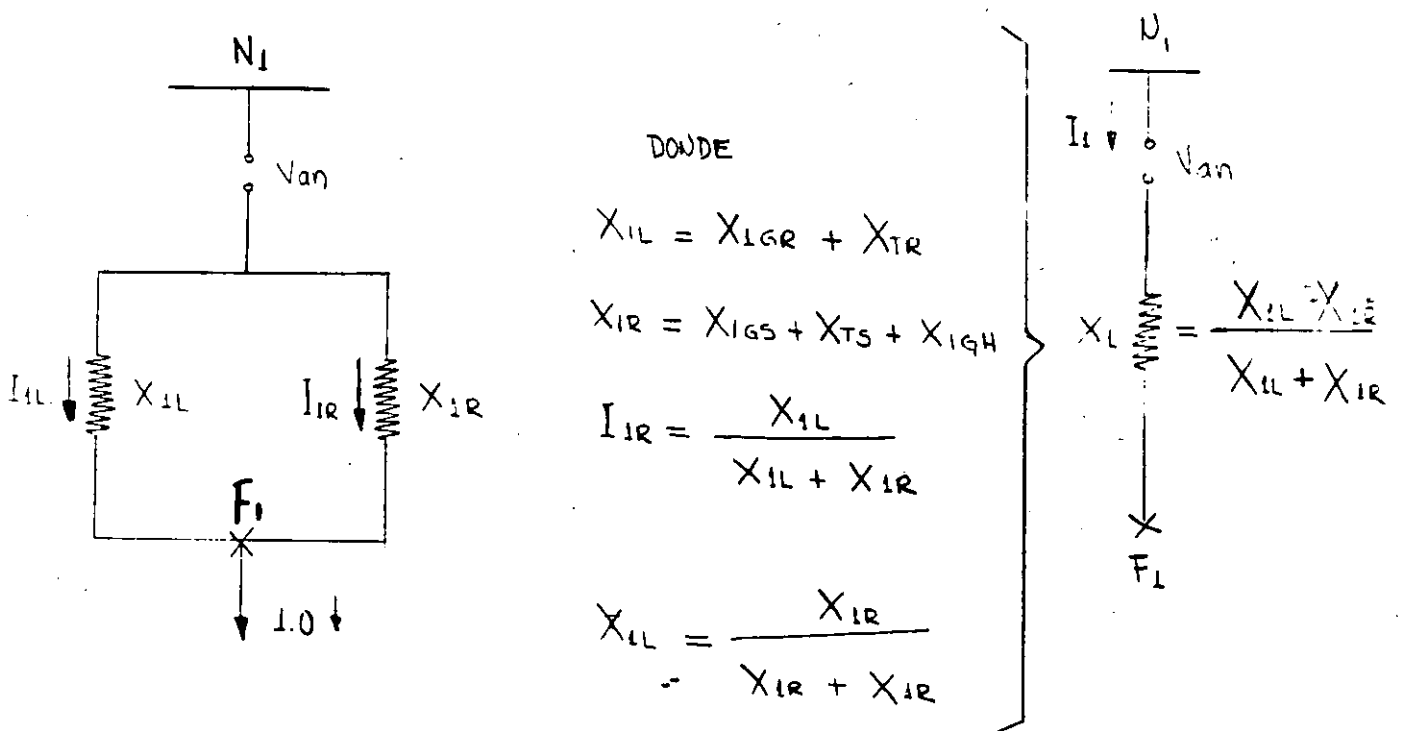
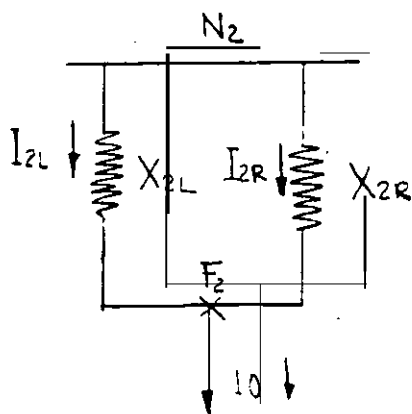


FIG. 30.

REDUCCION DE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"



DONDE

$$X_{2L} = X_{2GR} + X_{TR}$$

$$X_{2R} = X_{2GE} + X_{TS} + X_{IGH}$$

$$I_{2L} = \frac{X_{2R}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

$$I_{2R} = \frac{X_{2L}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

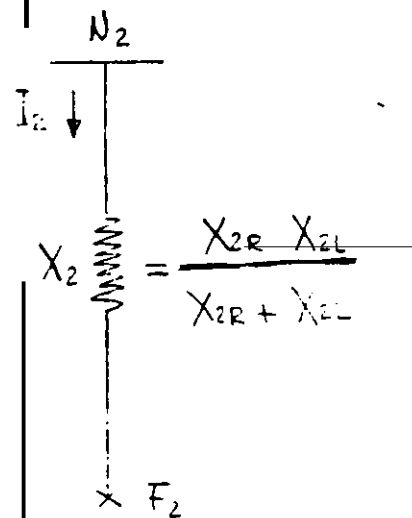
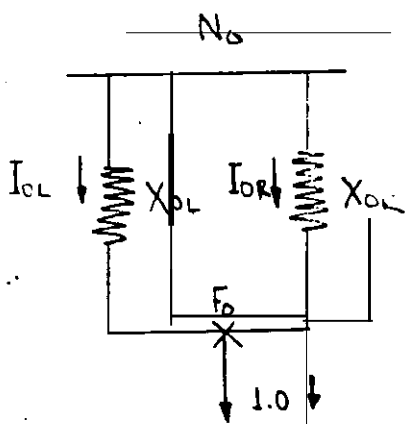


FIG. 31.

REDUCCION DE LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"



DONDE

$$X_{0L} = X_{0GR} + X_{TR}$$

$$X_{0R} = X_{TS} + X_{0GH}$$

$$I_{0L} = \frac{X_{0R}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

$$I_{0R} = \frac{X_{0L}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

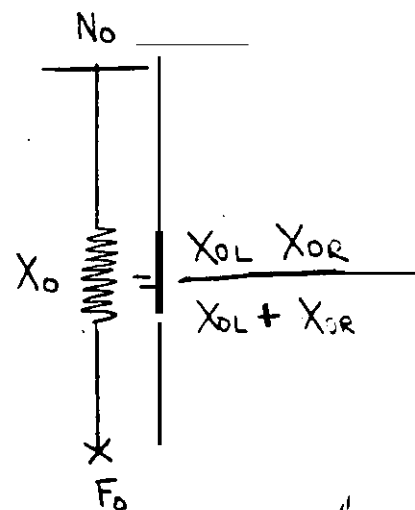


FIG. 32.

REDUCCION DE LA RED DE SECUENCIA CERO PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"

1.5 PROCEDIMIENTO PARA CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL.

PROCEDIMIENTOS PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE FALLA (EN CUALQUIER SISTEMA ELECTRICO).

- A) ANTES QUE OTRA COSA, SE DEBEN CONOCER LAS CONDICIONES DE OPERACION DE LA RED. QUE INTERRUPTORES ESTAN ABIERTOS Y CUALES CERRADOS; MAXIMA Y MINIMA GENERACION ETC.
- B) HAGA UN DIAGRAMA UNIFILAR COMPLETO PARA EL SISTEMA, INCLUYENDO GENERADORES, TRANSFORMADORES, LINEAS, MOTORES SINCRONOS Y DE INDUCCION, CABLES, BUSES; SE DEBERAN ANOTAR LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA (+), (-), Y (0) DE CADA COMPONENTE.
- C) PREPARE A PARTIR DEL DIAGRAMA DEL SISTEMA UN DIAGRAMA UNIFILAR PARA CADA RED DE SECUENCIA (+, -, 0).
- D) REDUZCA LOS VALORES DE IMPEDANCIAS A UNA BASE COMUN. LOS VALORES PUEDEN EXPRESARSE COMO UN PORCENTAJE EN UNA BASE COMUN EN KVA. O COMO IMPEDANCIA EN OHMS EN UNA BASE COMUN DE VOLTAJE.

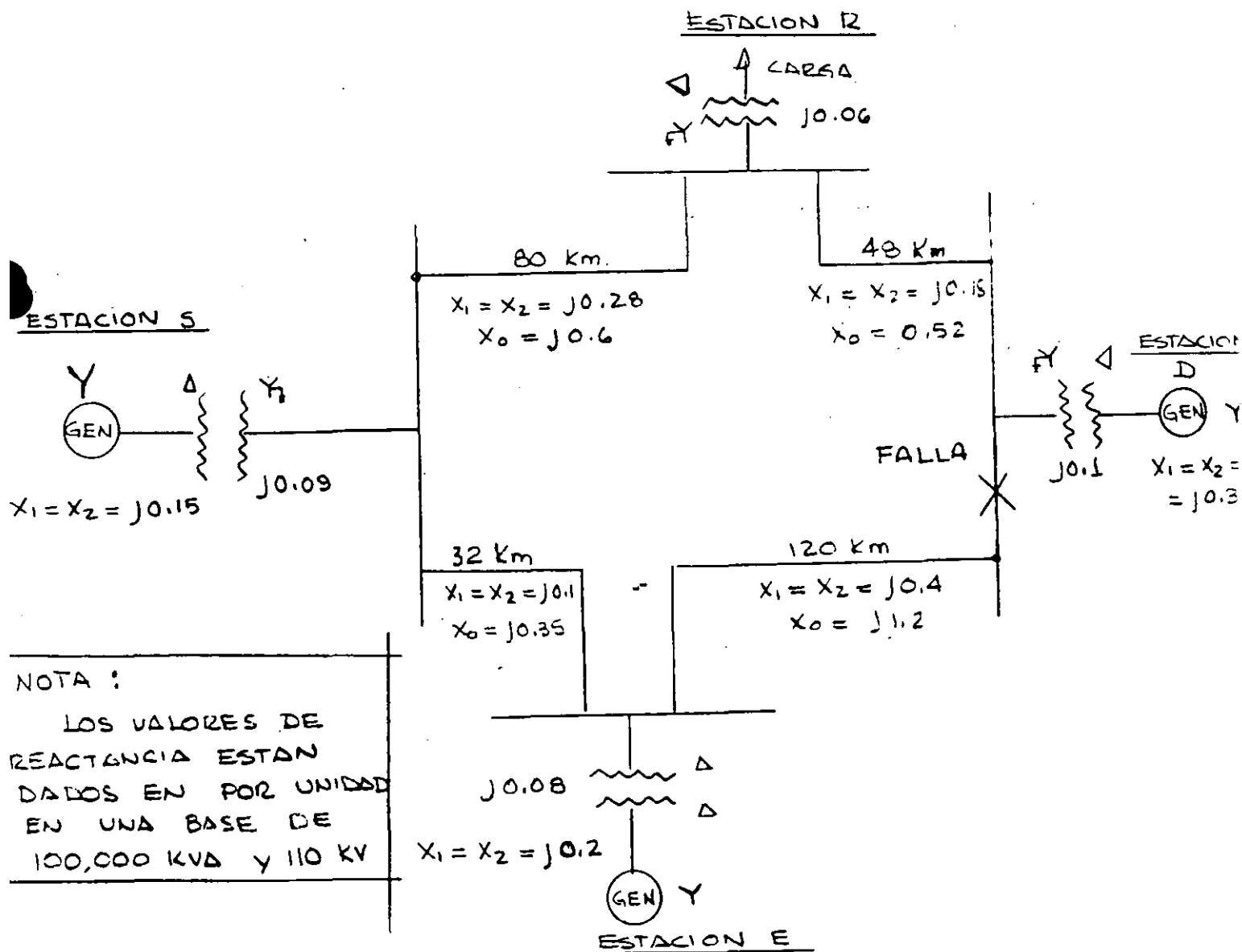
- E) OBTENGA LA IMPEDANCIA UNICA EQUIVALENTE DE CADA RED - DE SECUENCIA, LOS FACTORES DE DISTRIBUCION DE CORRIENTES Y SI SE DESEA, LOS VOLTAJES EQUIVALENTES PARA LA RED DE SECUENCIA POSITIVA.

- F) INTERCONECTE LAS REDES REPRESENTANDO LA FALLA INVOLUCRADA Y CALCULE LA CORRIENTE TOTAL EN LA FALLA.

- G) DETERMINE LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES Y VOLTAJES COMO SE REQUIERA EN EL SISTEMA.

EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA DE POTENCIA.

ESTE EJEMPLO AUNQUE NO ES TIPICO DE UN SISTEMA INDUSTRIAL, SIRVE PARA EJEMPLIFICAR LA APLICACION DE COMPONENTES SIMETRICAS. TODAS LAS IMPEDANCIAS HAS SIDO REDUCIDAS A UNA BASE COMUN, COMO SE INDICA EN EL DIAGRAMA.



NOTA :

LOS VALORES DE REACTANCIA ESTAN DADOS EN POR UNIDAD EN UNA BASE DE 100,000 KVA Y 110 KV

FIG. 33.

RED DE SECUENCIA POSITIVA

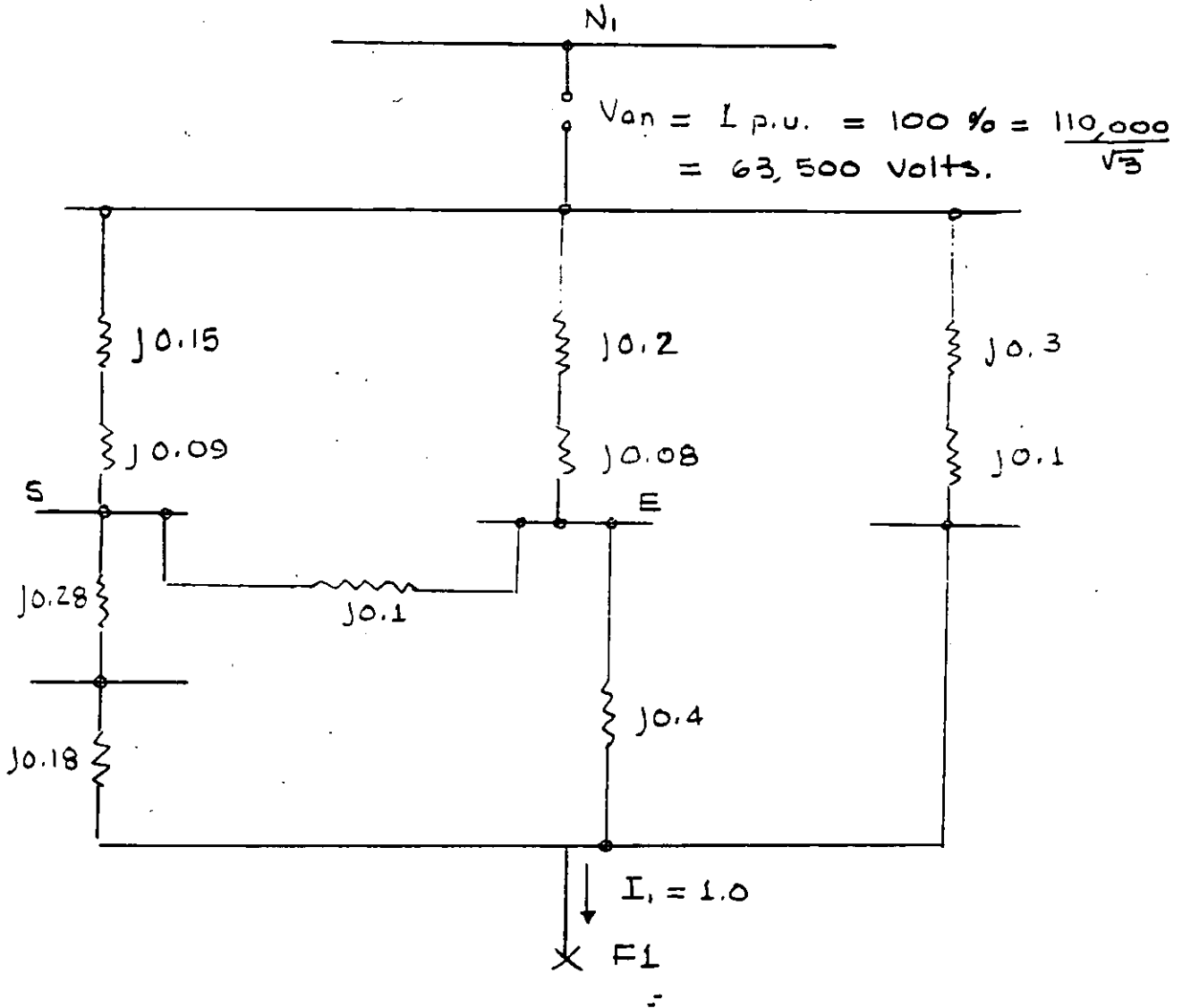


FIG. 34.

LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA ES IGUAL A LA DE SECUENCIA POSITIVA, EXCEPTO QUE NO TIENE EL VOLTAJE V_{an} .

RED DE SECUENCIA CERO

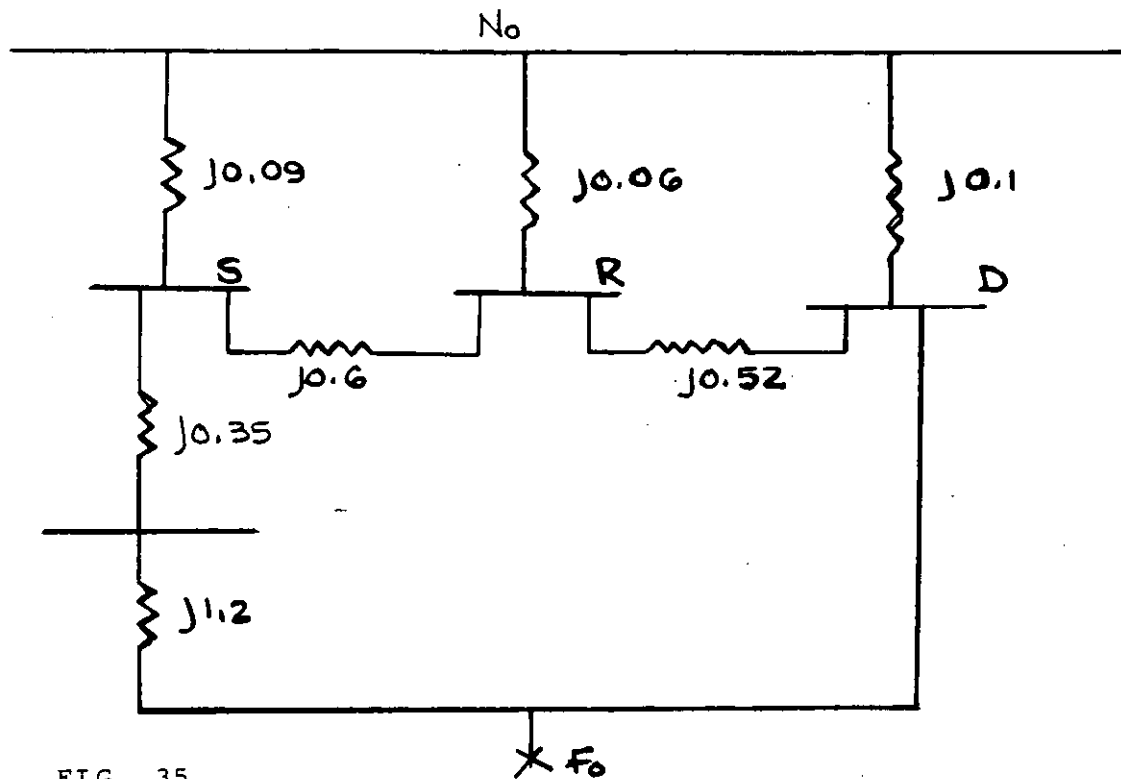


FIG. 35.

REDUCIENDO LAS REDES :

RED DE SECUENCIA POSITIVA

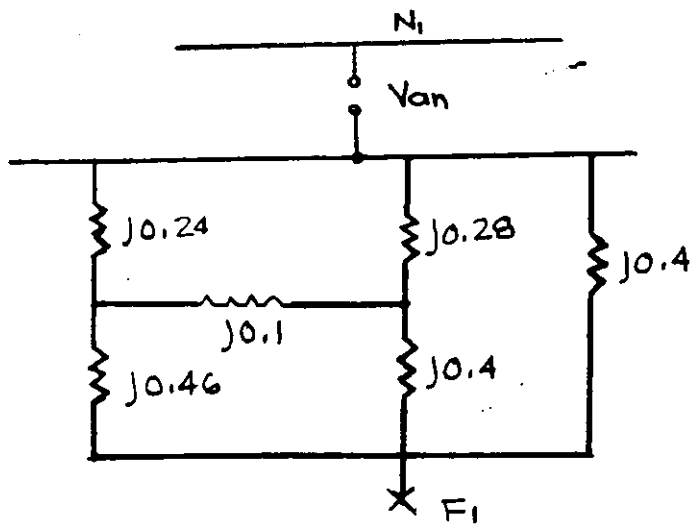
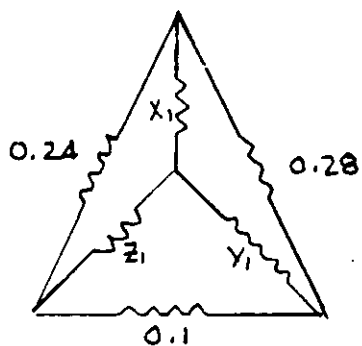


FIG. 36.

LAS IMPEDANCIAS DE LA DELTA (0.24, 0.1 Y 0.28) SE CONVIERTEN A ESTRELLA PARA SU REDUCCION.



$$X_1 = \frac{0.24 \times 0.28}{0.62} = 0.1084$$

$$Y_1 = \frac{0.28 \times 0.1}{0.62} = 0.0452$$

$$Z_1 = \frac{0.24 \times 0.1}{0.62} = 0.0387$$

FIG. 37.

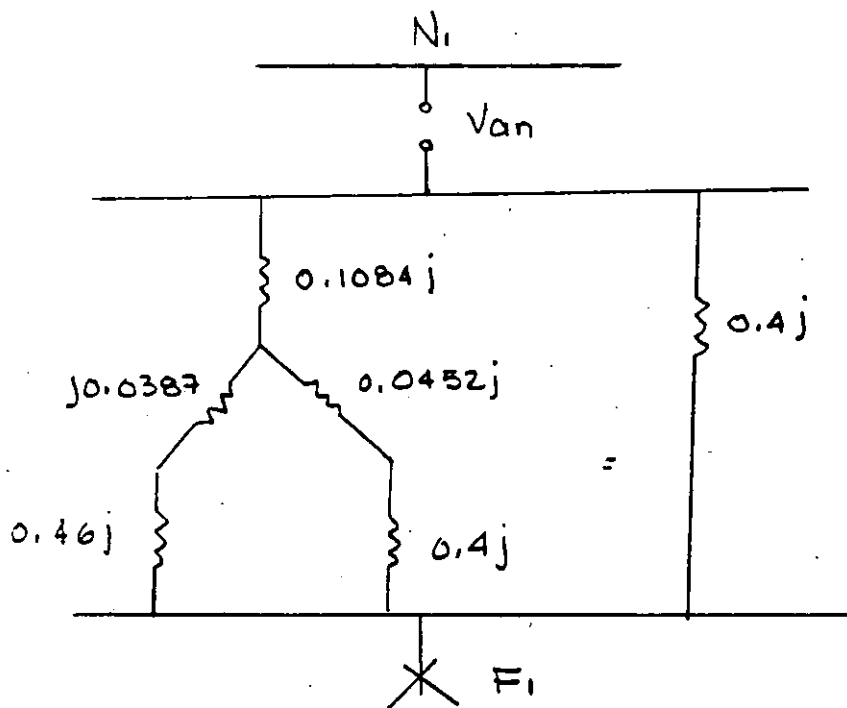


FIG. 38.

OPERANDO Y REDUCIENDO LA RED:

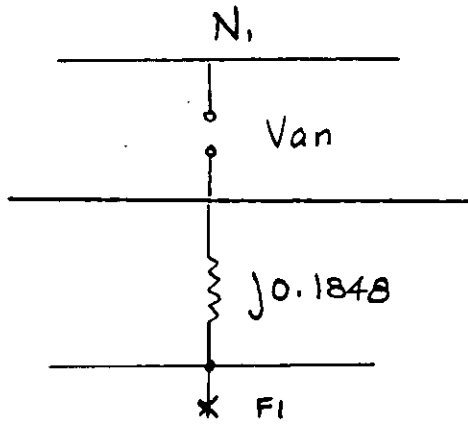


FIG. 39

LA RED DE SECUENCIA CERO

OPERANDO CON LA RED DE SECUENCIA CERO EN LA MISMA FORMA QUE LA DE SECUENCIA POSITIVA.

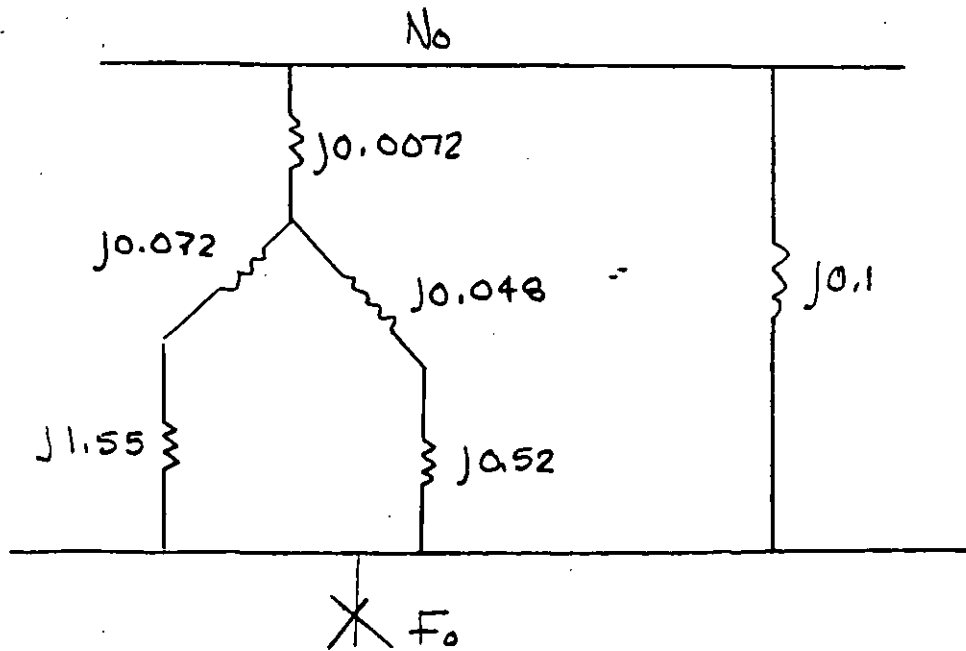


FIG. 40.

REDUCIENDO

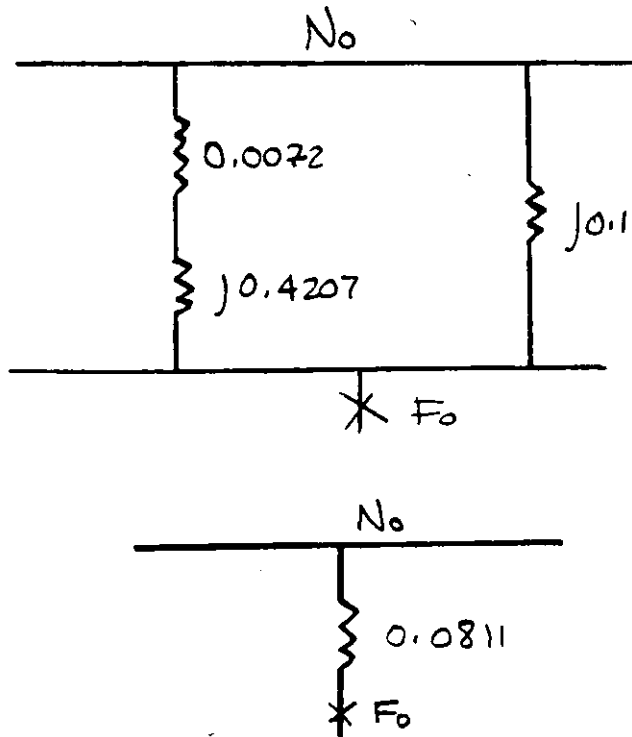


FIG. 41

PARA FALLA TRIFASICA, EL VALOR DE CORRIENTE SERA :

$$I_{3\phi} = \frac{1.0}{0.1848} = 5.41 \text{ p.u.}$$

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{BASE}}{\sqrt{3} KV_{BASE}} = \frac{100,000}{\sqrt{3} 110} = 524.86 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 5.41 \times 524.86$$

$I_{3\phi} = 2839 \text{ A}$

a 110 KVOLTS.

PARA LA FALLA MONOFASICA A TIERRA SE
 CONECTAN LAS TRES REDES DE SECUENCIA :

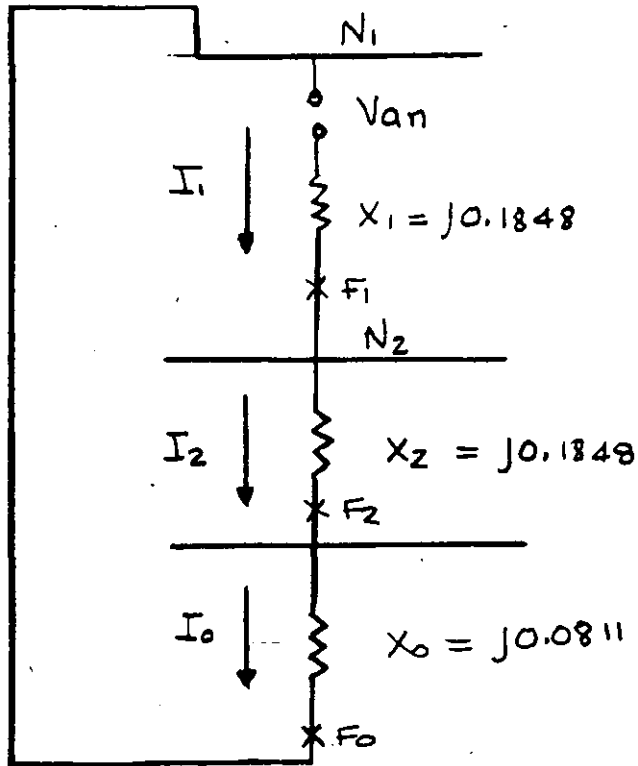


FIGURA 42.

$$I_{\phi-T} = \frac{3 \text{ p.u.}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3}{0.1848 + 0.1848 + 0.0811}$$

$$I_{\phi-T} = \frac{3}{0.4507} = 6.656 \text{ p.u.}$$

$$I_{\phi-T} = 6.656 \times 524.86 =$$

$I_{\phi-T} = 3493.6 \text{ A}$

CALCULO DE CORRIENTES DE C. C., PASO A PASO.

CONOCIENDO LAS IMPEDANCIAS DE LOS DISPOSITIVOS O EQUIPO QUE SE ENCUENTRA EN EL SISTEMA, SE PROCEDE DE LA SIGUIENTE FORMA :

- a) ELABORAR EL DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA.
- b) ELABORAR EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS CON TODOS LOS DATOS NECESARIOS.
- c) SELECCIONAR LOS PUNTOS CRITICOS DE FALLA EN EL DIAGRAMA UNIFILAR.
- d) PARA CADA PUNTO DE FALLA, RESOLVER LA RED DE IMPEDANCIAS Y CALCULAR LA CORRIENTE SIMETRICA A PARTIR DE LA RELACION $\frac{E}{Z}$
- e) APLICAR LOS FACTORES DE MULTIPLICACION APROPIADOS PARA SER UTILES EN LA SELECCION DEL EQUIPO DE INTERRUPCION DEL C. C.
- f) HACER CUALQUIER CALCULO SUPLEMENTARIO PARA CONOCER OTROS VALORES DE CORRIENTES DE C. C., TALES COMO VALOR INSTANTANEO, DE TIEMPO CORTO Y LARGO PARA SELECCION DE EQUIPO Y PROTECCIONES.

LOS DATOS DE IMPEDANCIA DE LOS GENERADORES, MOTORES Y TRANSFORMADORES SON DADOS POR EL FABRICANTE. (VER PANFLETO ANEXO)

LA IMPEDANCIA DE CABLES POR LA TABLA No. 2. (VER PANFLETO ANEXO)

LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA QUEDA FIJADO POR LA CIA. SUMINISTRADORA O BIEN POR LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR QUE ALIMENTA AL CIRCUITO ANALIZADO.

LA IMPEDANCIA DE LOS MOTORES QUE PUEDEN CONTRIBUIR A ALIMENTAR LA FALLA, CONSIDERANDOSE DE LA SIGUIENTE FORMA :

GENERALMENTE PARA MOTORES DE INDUCCION MENORES DE 50 H. P. Y DADO QUE ES
IMPRACTICO ELABORAR EL DIAGRAMA DE REACTANCIAS CON TODOS ELLOS, SE CALCULA
RA LOS H. P. DE UN MOTOR EQUIVALENTE TOMANDO EL VALOR DE REACTANCIA DE LA
SIGUIENTE TABLA :

REACTANCIAS TIFICAS DE MOTORES DE INDUCCION
EN F. U., BASE KVA DE LA MAQUINA

	X "	X '
ARREIA DE 600 V	0.17	-----
600 V O MENOS	0.25	-----

- EL VALOR DE X" PARA MOTORES DE 600 V O MENOS HA SIDO INCREMENTADO LIGERAMENTE PARA COMPENSAR EL RAPIDO DECREMENTO DE LA CORRIENTE DE C. C. EN ESTOS PEQUEÑOS MOTORES.

TABLA 2 RESISTENCIA APROXIMADA REACTANCIA E IMPEDANCIA DE CABLES DE 600 VOLTS EN DUCTOS MAGNETICOS PARA 100 PIES

TAMARO DE CABLE	TRES CONDUCTORES SENCILLOS POR DUCTO, OHMS POR 100PIES		
	R*	X	Z
No. 14 AWG.	0.31350	0.00769	0.31350
No. 12 AWG.	0.1972	0.00710	0.1972
No. 10 AWG.	0.1240	0.00687	0.1240
No. 8 AWG.	0.0779	0.00638	0.0762
No. 6 AWG.	0.0498	0.00598	0.0500
No. 4 AWG.	0.0318	0.00551	0.0322
No. 2 AWG.	0.0203	0.00513	0.0209
No. 1 AWG.	0.0163	0.00500	0.0171
No. 1/0 AWG.	0.0131	0.00495	0.0140
No. 2/0 AWG.	0.0106	0.00490	0.0117
No. 3/0 AWG.	0.00860	0.00486	0.00986
No. 4/0 AWG.	0.00700	0.00482	0.00850
250 MCM.	0.00808	0.00480	0.00778
300 MCM.	0.00520	0.00474	0.00704
350 MCM.	0.00461	0.00469	0.00658
400 MCM.*	0.00419	0.00462	0.00625
500 MCM.	0.00359	0.00450	0.00573
750 MCM.	0.00280	0.00438	0.00520

* BASADA EN 75°C

TABLA 3 FACTORES DE CORRECCION PARA DUCTOS NO MAGNETICOS

FACTORES DE CORRECCION DE REACTANCIAS TODOS LOS TAMA- ROS DE CABLE	FACTOR DE CORRECCION DE RESISTENCIAS				
	No.14 e No.8 AWG	No.6 e No.0 AWG	No.00 e 250 MCM	300 e 500 MCM	750 MCM
0.8	1.0	0.96	0.93	0.83	0.72

1.6. VALORES POR UNIDAD

$$\text{POR UNIDAD} = \frac{\text{UN NUMERO}}{\text{NUMERO BASE}}$$

UN NUMERO BASE ES TAMBIEN LLAMADO VALOR UNIDAD, FRECUENTEMENTE EN EL SISTEMA POR UNIDAD TIENE UN VALOR DE 1 UNITARIO, POR LO TANTO EL VOLTAJE BASE PUEDE SER DENOMINADO VOLTAJE UNIDAD.

SIMBOLO : TAL COMO EN UN SISTEMA CUYOS VALORES SE EXPRESAN EN PORCIENTO Y TIENE EL SIMBOLO (%), TAMBIEN EN LOS SISTEMAS POR UNIDAD SE EMPLEA EL SIMBOLO (o/1) PARA REPRESENTAR SUS VALORES.

SELECCION DEL NUMERO BASE.- EN UN SISTEMA EN POR UNIDAD, USADO PARA EXPRESAR PARAMETROS DE VOLTAJE, CORRIENTE E IMPEDANCIA, ES NECESARIO SELECCIONAR UN NUMERO ARBITRARIO PARA :

VOLTS BASE

AMPERES BASE

CON LO ANTERIOR, QUEDAN FIJADOS LOS SIGUIENTES TERMINOS :

$$\text{OHMS BASE} = \frac{\text{VOLTS BASE}}{\text{AMPERES BASE}}$$

$$\text{VOLTS (o/1)} = \frac{\text{VOLTS}}{\text{VOLTS BASE}}$$

$$\text{AMPERES (} \circ / 1 \text{)} = \frac{\text{AMPERES}}{\text{AMPERES BASE}}$$

$$\text{OHMS (} \circ / 1 \text{)} = \frac{\text{OHMS}}{\text{OHMS BASE}}$$

EN LA PRÁCTICA ES MAS CONVENIENTE SELECCIONAR

- VOLTS BASE
- KVA BASE

CON ELLO AUTOMATICAMENTE QUEDAN FIJOS LOS SIGUIENTES VALORES :

PARA SISTEMAS MONOFASICOS

$$\text{AMPERES BASE} = \frac{\text{KVA BASE} \times 1000}{\text{VOLTS BASE}} = \frac{\text{KVA BASE}}{\text{KV BASE}}$$

$$\text{OHMS BASE} = \frac{\text{VOLTS BASE}}{\text{AMPERES BASE}} = \frac{(\text{VOLTS B})^2}{\text{KVA}_B \times 1000} = \frac{(\text{KVB})^2 \times 1000}{\text{KVA}_B}$$

$$\text{OHMS (} \circ / 1 \text{)} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA}_B \times 1000}{(\text{VOLTS B})^2} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA}_B}{(\text{KVB})^2 \times 1000}$$

DONDE LOS KVA BASE Y VOLTS BASE SON MONOFASICOS

ES DECIR KVA_B SON DE 1 SOLA FASE Y VOLTS_B DE LINEA A NEUTRO.

PARA SISTEMAS TRIFASICOS SE TIENE :

$$I \text{ BASE} = \frac{\text{KVA}_B \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{VOLTS}} = \frac{\text{KVA}_B}{\sqrt{3} \text{ KV}_B}$$

$$\text{OHMS B} = \frac{\text{VOLTS B}}{\sqrt{3} I_B}$$

*desarrollo
formulas*

$$\text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA}_B \times 1000}{(\text{VOLTS } B)^2} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA}_B}{(\text{KV}_B)^2 \times 1000}$$

DONDE LOS KVA_B SON TRIFASICOS, LOS VOLTS B DE LINEA A LINEA Y LOS OHMS SON POR FASE.

FRECUEMENTE LA IMPEDANCIA DE UN CIRCUITO PUEDE ESTAR EMPRECADE EN -- TERMINOS DE LOS KVA_B PARTICULAR Y ES DESEABLE EXPRESARLOS EN TERMINOS DE -- KVA_B DIFERENTE QUE SEA COMUN ENTONCES.

$$\text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) \text{ DE } \text{KVA}_{B2} = \frac{\text{KVA}_{B2}}{\text{KVA}_{B1}} \times \text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) \text{ DE } \text{KVA}_{B1}$$

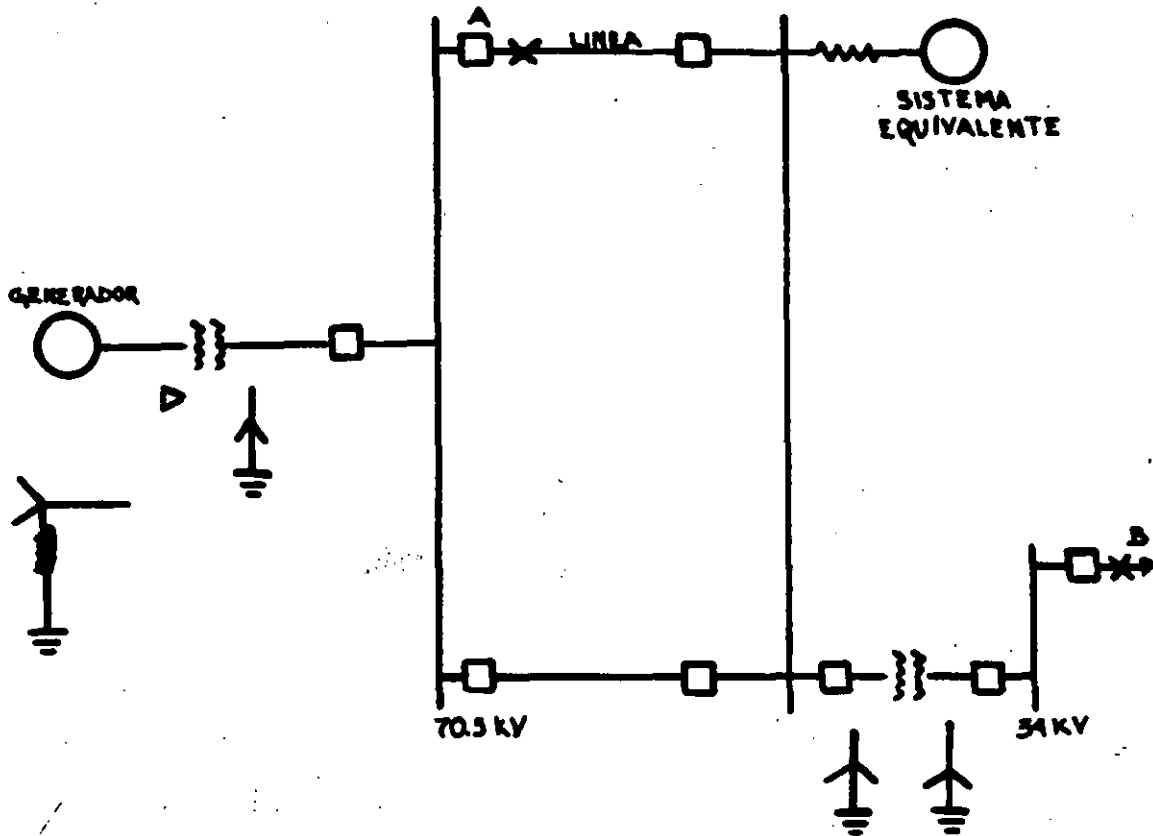
$$\frac{\text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) \text{ PARA VOLTS } B2}{\text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) \text{ PARA VOLTS } B1} = \frac{(\text{VOLTS } B1)^2}{(\text{VOLTS } B2)^2}$$

$$\text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) \text{ PARA VOLTS } B2 = \text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1) \text{ SOBRE PARA } B1 \times \frac{(\text{VOLTS}_{B1})^2}{(\text{VOLTS}_{B2})^2}$$

$$\text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1)_{B2} = \text{OHMS } (\text{ }^{\circ}/1)_{B1} \frac{\text{KV}_{B1}}{\text{KV}_{B2}} \times \frac{\text{KVA}_{B2}}{\text{KVA}_{B1}}$$

EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO DESTINADO A LA SELECCION DE INTERRUPTORES DE POTENCIA. BASADO EN - NORMA ANSI-IEEE C37.5-1979

SE PROPONE EL SISTEMA:

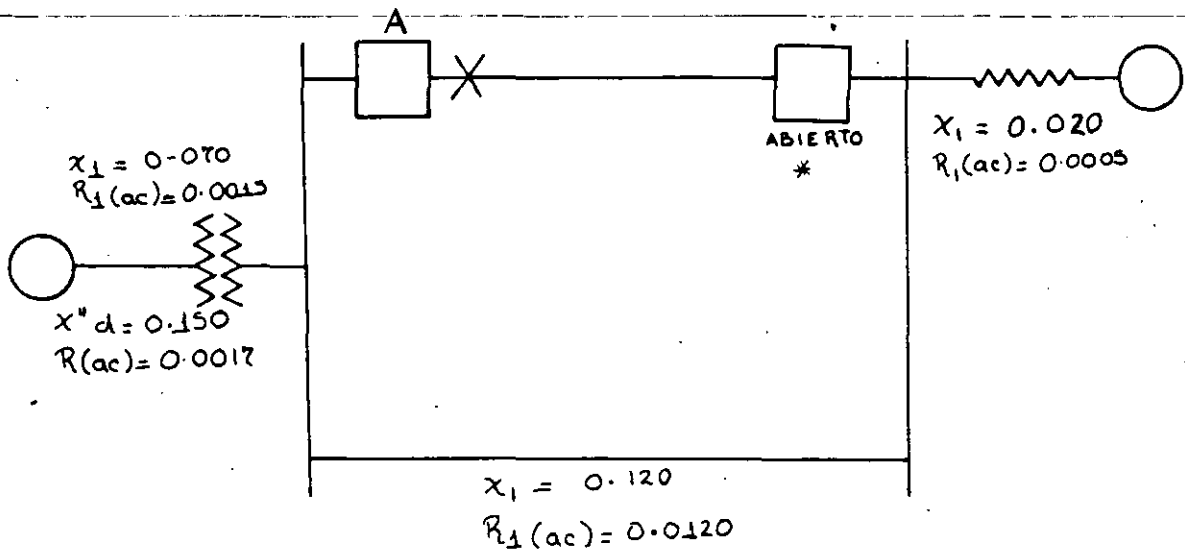


ENSEGUIDA SE PRESENTA LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA (Y NEGATIVA TAMBIEN)- INCLUYE RESISTENCIAS Y -- REACTANCIAS. LAS BASES SON:

POTENCIA BASE = 100 000 KVA

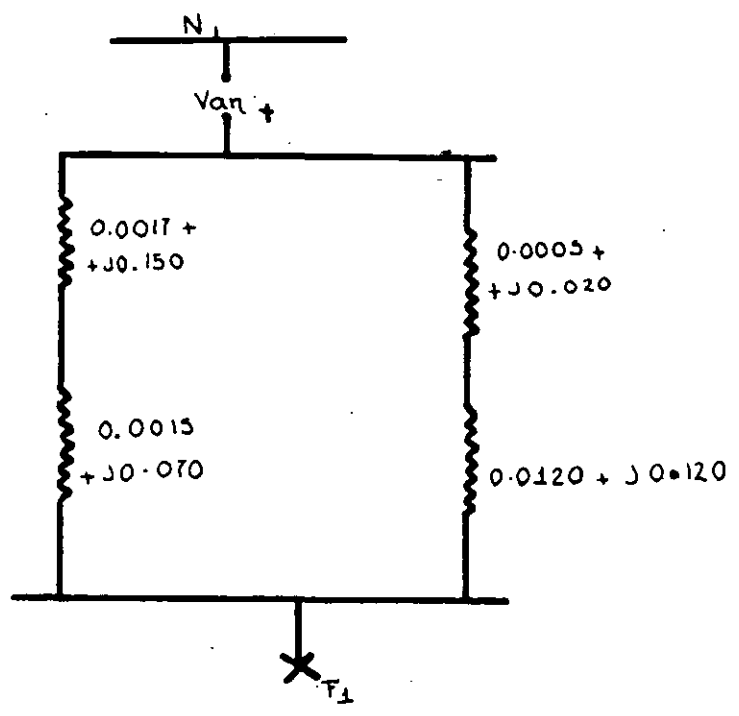
VOLTAJE BASE = 69 KV

CORRIENTE BASE = $\frac{100\ 000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 837$ AMPS.



* CON ESTE INTERRUPTOR ABIERTO SE TIENE LA PEOR CONDICION PARA EVALUAR EL INTERRUPTOR "A"

DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA.



UNA APROXIMACION PRACTICA CONSISTE EN CALCULAR LA RESISTENCIA TOTAL DE LA MALLA, ASUMIENDO QUE LA REACTANCIA ES CERO Y CALCULAR LUEGO LA REACTANCIA TOTAL - (OPERANDO LOS CIRCUITOS SERIE, PARALELO O DELTA-ESTRELLA) CONSIDERANDO QUE LAS RESISTENCIAS SON CERO. ESTO DA UNA APROXIMACION CARGADA DEL LADO ~~CONSERVADOR~~ DEL CALCULO.

$$X_1 \text{ TOTAL} = \frac{(0.150 + 0.070) (0.020 + 0.120)}{(0.150 + 0.070) + 0.020 + 0.120}$$

$$X_1 \text{ TOTAL} = 0.0856$$

$$R_1 \text{ TOTAL} = \frac{(0.0017 + 0.0015) (0.0005 + 0.0120)}{(0.0017 + 0.0015 + 0.0005 + 0.0120)}$$

$$R_1 \text{ TOTAL} = 0.00255$$

POR QUE

PARA SABER EL VALOR DEL CORTO CIRCUITO TRIFASICO SE UTILIZA LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA. EL VOLTAJE MAXIMO EN EL PUNTO DE FALLA ES 70.5. KV LINEA-LINEA, POR LO QUE EN POR UNIDAD ES

$$E_{p.N} = \frac{70.5}{69} = 1.022$$

LA CORRIENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA:

$$I_{3\phi} = \frac{1.022}{0.0856} \times 837 = \underline{9990 \text{ A}}$$

SE CONSIDERA AQUI UN INTERRUPTOR DE 5 CICLOS DE TIEMPO TOTAL DE APERTURA Y UN TIEMPO DE ~~SEPARACION~~ DE CONTACTOS (CONTACT PARTING TIME) DE 3 CICLOS (BASE DE 60 CICLOS). DADO QUE EL INTERRUPTOR SE ENCUENTRA A SOLO UNA TRANSFORMACION DE LA GENERACION, EL VALOR DE CORRIENTE ENCONTRADO DEBE DE MULTIPLICARSE POR UN FACTOR QUE SE OBTIENE DE LA FIGURA 1. ANEXA.

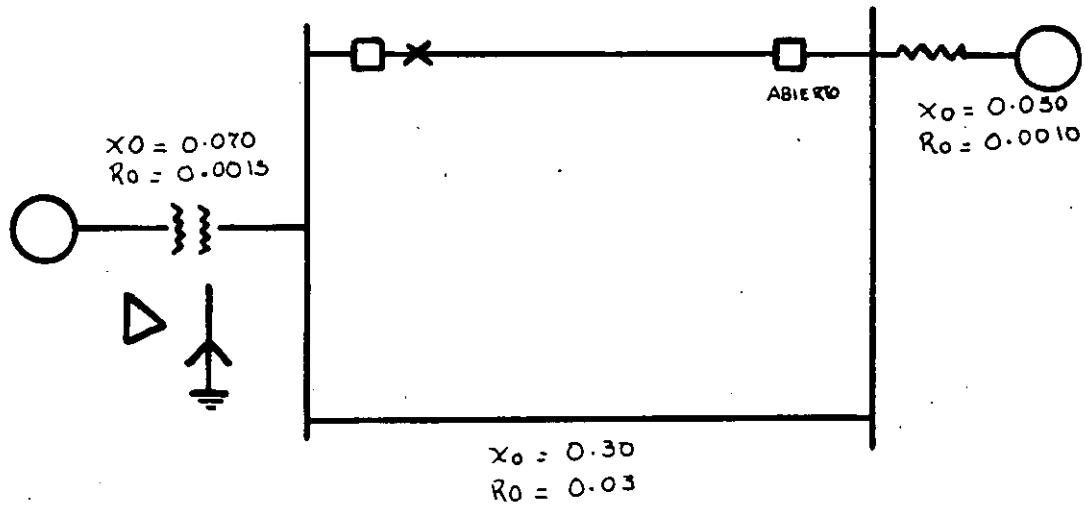
$$\text{RELACION } \frac{X}{R} = \frac{0.0856}{0.00255} = 33.6$$

EL FACTOR QUE SE OBTIENE ES 1.14, POR LO QUE LA CORRIENTE A EVALUAR ES:

$$9990 \times 1.14 = \underline{11,400 \text{ A}}$$

ANTES DE COMPARAR ESTA CORRIENTE CON LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR, SE CALCULA LA FALLA DE LINEA A TIERRA PARA VER SI ES MAYOR O MENOR (RECORDEMOS QUE SE TRATA DE UN SISTEMA DE ALTA TENSION, NO INDUSTRIAL)

SE PLANTEA EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO.



$$X_0 \text{ TOTAL} = \frac{(0.070) (0.030 + 0.300)}{(0.070 + 0.030 + 0.300)}$$

$$X_0 \text{ TOTAL} = 0.0578$$

$$R_0 \text{ TOTAL} = \frac{(0.0015) (0.0010 + 0.0300)}{(0.0015 + 0.0010 + 0.0300)}$$

$$R_0 \text{ TOTAL} = 0.00143.$$

$$\text{RELACION } \frac{X}{R} = \frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0} = \frac{2 \times 0.0856 + 0.0578}{2 \times 0.00255 + 0.00143}$$

$$\text{RELACION } \frac{X}{R} = 35.1$$

$$I \phi\text{-T} = \frac{3 \times 1.022}{2 \times (0.0856) + 0.0578} \times 837 = 11,200 \text{ A.}$$

DE ACUERDO A LA FIGURA 2 ANEXA, LA CORRIENTE $I_{\phi-T}$ CALCULADA DEBE MULTIPLICARSE POR UN FACTOR DE 1.25 PARA OBTENER LA CORRIENTE DE FALLA TOTAL AL TIEMPO EN QUE LOS CONTACTOS DEL INTERRUPTOR ESTAN PARTIENDO. LA CORRIENTE QUE DEBERA SER COMPARADA CON LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA - DEL INTERRUPTOR A ES:

$$\underline{11,200 \times 1.25 = 14,000A}$$

ESTA EXCEDE A LA DE LA FALLA TRIFASICA, POR LO QUE ESTE ULTIMO VALOR ES EL QUE DEBE TOMARSE EN CUENTA PARA LA SELECCION DEL INTERRUPTOR.

CALCULO DE FALLA PARA "CAPACIDAD INSTANTANEA"

= = = = =

EL VALOR MAS ALTO QUE SE DEBE TOMAR COMO BASE ES EL DE LA FALLA MONOFASICA.:

$$I_{\phi-T} = 11,200 A$$

UN MULTIPLICADOR DE 1.6 DA LA CAPACIDAD MOMENTANEA A SER COMPARADA CON LA DEL INTERRUPTOR. ASI, EL VALOR - DE $1.6 \times 11,200 = \underline{17,900}$ A ES EL QUE DEBE COMPARARSE CON EL DEL INTERRUPTOR A SELECCIONAR.

EL FACTOR DE 1.6 A APLICAR PARA SELECCIONAR LA CAPACIDAD MOMENTANEA, ES GENERAL PARA TODOS LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA EN ALTA Y MEDIA TENSION)

SELECCION DEL INTERRUPTOR "A"

EL INTERRUPTOR SE SELECCIONARA A PARTIR DE LOS VALORES NOMINALES NORMALIZADOS DE LA NORMA ANSI C37.6 -1971 "SCHEDULES OF PREFERRED RATINGS FOR A.C. HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A TOTAL CURRENT BASIS"

EL INTERRUPTOR DE 69 KV EN ACEITE TIPO EXTERIOR MENCIONADO EN LAS NORMAS TIENE UNA CAPACIDAD INTERRUPTIVA TRIFASICA DE 5000 MVA, EL MAXIMO VOLTAJE DE DISEÑO ES -- 72.5 KV Y EL MINIMO ES DE 66 KV Y EL TIEMPO DE INTERRUPTOR ES DE 5 CICLOS. LA CORRIENTE NOMINAL ES DE 2000 A.

EL INTERRUPTOR TIENE 42000A DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA A VOLTAJE NOMINAL. LA MAXIMA CAPACIDAD INTERRUPTIVA A 66 KV ES 44000 A. LA CAPCIDAD A 70.5 KV ES 41000 A Y SE ENCUENTRA A PARTIR DE MULTIPLICAR 42000 A POR LA RELACION DE VOLTAJE NOMINAL (69KV) AL MAXIMO VOLTAJE DE OPERACION (70.5 KV)

LA CAPACIDAD MOMENTANEA DE ACUERDO A NORMAS DE ESTE INTERRUPTOR ES 70000 A, LA QUE SOBREPASA CON MUCHO QUE - LA MINIMA CORRIENTE MOMENTANEA DE 17,900 A.

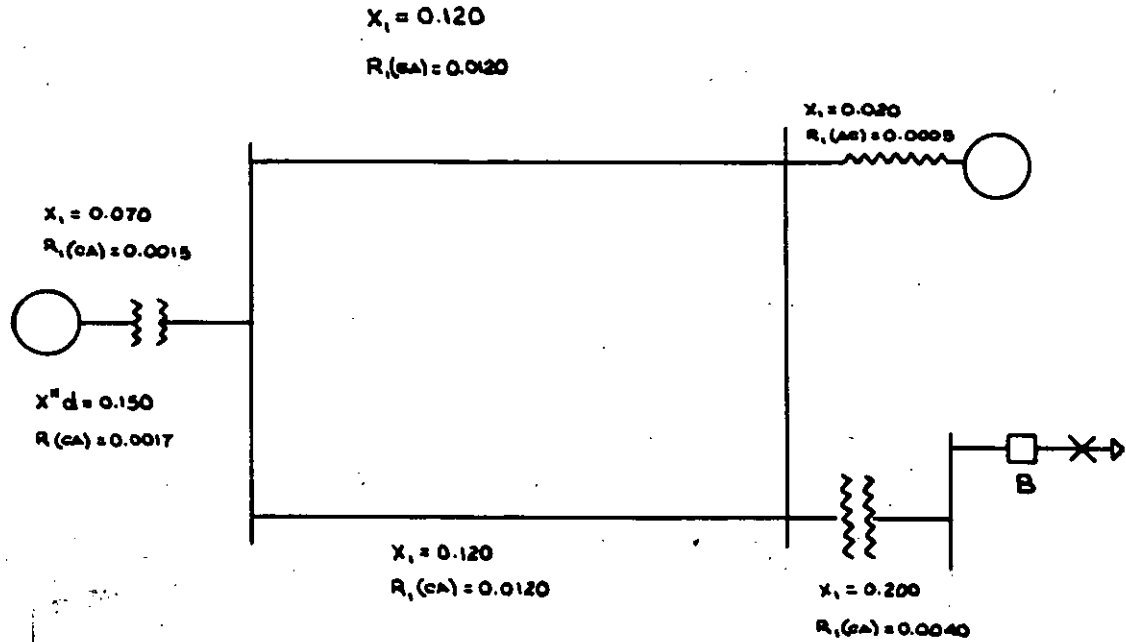
LA SIGUIENTE TABLA MUESTRA LA COMPARACION DE LA CO_RRIENTE DE CORTO CIRCUITO CALCULADA CONTRA LAS CAPACIDA_DES DEL INTERRUPTOR, MOSTRANDO QUE ESTAS SON MAYORES QUE LAS CORRIENTES CALCULADAS.

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CALCULADAS (KA)				CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR (KA)	
FALLA	E/X	FACTOR X/R	E/X AJUSTADA	A VOLTAJE NOMINAL	A VOLTAJE DE OPERACION.
TRIFA SICA.	9.99	1.14	11.40	40	41
MONO FASI CA. A TIERRA.	11.20	1.25	14.00	40	41

INTERRUPTOR "B"

CALCULO DE FALLA TRIFASICA.

EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS.



$$X_1 = \frac{(0.150 + 0.070 + \frac{0.120}{2}) (0.20) + 0.200}{(0.150 + 0.070 + \frac{0.120}{2} + 0.020)}$$

$$\underline{X_1 = 0.219}$$

$$R_1 = \frac{(0.0017 + 0.0015 + \frac{0.0120}{2}) (0.0005) + 0.0040}{(0.0017 + 0.0015 + \frac{0.0120}{2} + 0.0005)}$$

$$\underline{R_1 = 0.00447}$$

KV BASE = 34.5

A BASE = 1670

EL VALOR DE VOLTAJE EN EL PUNTO DE OPERACION ES 34 KV LINEA-LINEA, POR LO QUE ESTE VALOR EN POR UNIDAD SERA:

$$E.p.u. = \frac{34}{34.5} = 0.986$$

Y LA FALLA TRIFASICA:

$$I_{3\phi} = \frac{0.986}{0.219} \times 1670 = 7520 \text{ A.}$$

LA RELACION X/R.

$$\frac{X_1}{R_1} = \frac{0.219}{0.00447} = 49.0$$

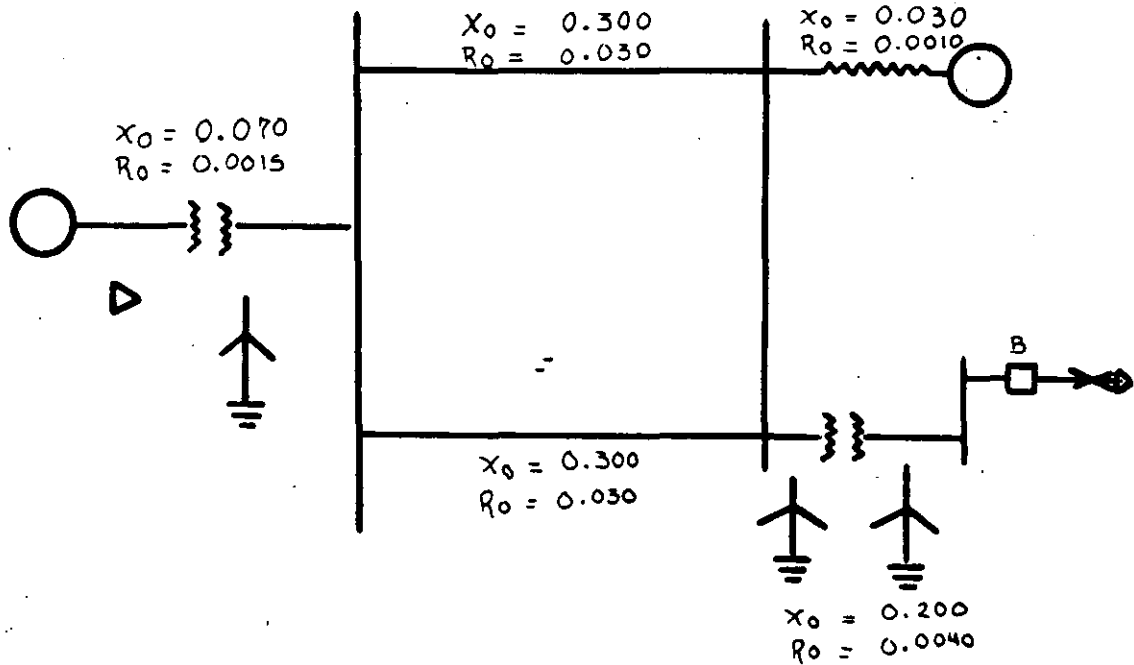
CONSIDERANDO UN INTERRUPTOR DE 8 CICLOS CON UN TIEMPO MINIMO DE ~~SEPARACION~~ DE CONTACTOS DE 4 CICLOS Y DADO QUE EL INTERRUPTOR SE ENCUENTRA REMOTAMENTE DEL LUGAR DE GENERACION CON MAS DE UNA TRANSFORMACION DE POR MEDIO, LA RELACION (E/X) CALCULADA DEBERA DE SER MULTIPLICADA POR UN

FACTOR SACADO DE LA FIGURA No. 3, DE 1.31 LA CORRIEN_
TE RESULTANTE ES:

$$7520 \times 1.31 = 9850.$$

FALLA DE LINEA A TIERRA, INTERRUPTOR "B"

SE NECESITA EL DIAGRAMA DE LAS REACTANCIAS DE SECUENCIA
CERO.



$$R_0 = \frac{(0.0015 + \frac{0.0300}{2}) (0.0010)}{(0.0015 + \frac{0.0300}{2} + 0.0010)} + 0.0040$$

$$R_0 = 0.00494$$

LA CORRIENTE DE FALLA:

$$I_{\phi-T} = \frac{3 \times 0.986}{2 (0.219) + 0.226} \times 1670$$

$$I_{\phi-T} = 7440$$

LA RELACION (X/R):

$$\frac{2 X_1 + X_0}{2 R_1 + R_0} = \frac{2 \times 0.219 + 0.226}{2 \times 0.00447 + 0.00494} = 47.8$$

DE LA FIGURA No. 3 ANEXA, EL FACTOR DE MULTIPLICACION ES 1.30 PARA OBTENER LA CORRIENTE TOTAL AL MOMENTO QUE LOS CONTACTOS COMIENZAN A SEPARARSE, LA CORRIENTE QUE SE DEBERA DE COMPARAR CON LA DEL INTERRUPTOR ES:

$$7440 \times 1.3 = \underline{9670 \text{ A}}$$

PARA LA LOCALIZACION "B", LA FALLA TRIFASICA EXCEDE A LA FALLA MONOFASICA A TIERRA, POR LO QUE LOS VALORES - DE LA FALLA TRIFASICA DEBERAN EMPLEARSE PARA VERIFICAR - LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA Y MOMENTANEA DEL INTERRUPTOR - EN "B"

CAPACIDAD MOMENTANEA

APLICANDO EL VALOR DE LA FALLA TRIFASICA Y USANDO - UN MULTIPLICADOR DE 1.6, UNA CORRIENTE CALCULADA DE 7520 x 1.6 = 12,030 A. ES LA QUE DEBERA COMPARARSE CON EL VALOR NOMINAL DE CORRIENTE MOMENTANEA DEL INTERRUPTOR.

SELECCION DEL INTERRUPTOR "B"

SE APLICA LA NORMA ANSI C 37.6-1971; PARA UN INTE_RRUPTOR DE 34.5 KV TIPO EXTERIOR LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA NOMINAL ES 2500 MVA EL M_AXIMO VOLTAJE DE DISEÑO ES 38 KV Y EL VOLTAJE MINIMO PARA LA CAPACIDAD INTERRUPTI_VA NOMINAL ES 24 KV, Y EL TIEMPO DE INTERRUPCION ES 8 - CICLOS; LA CORRIENTE NOMINAL ES 2000 A.

EL INTERRUPTOR TIENE UNA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE CORRIENTE DE 42000 A. A VOLTAJE NOMINAL Y A 24 KV ESA CAPACIDAD DE CORRIENTE ES:

$$\frac{2500}{24} = \underline{60 \text{ KA}}$$

A LA TENSION DE OPERACION DE 34 KV ESTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE CORRIENTE ES:

$$\frac{34.5}{24} \times 42 = 42.6 \text{ KA.}$$

LA TABLA SIGUIENTE MUESTRA LA COMPARACION ENTRE LAS CAPACIDADES DEL INTERRUPTOR Y LA DEL CORTO CIRCUITO. EN CUANTO A LA CAPACIDAD MOMENTANEA, EL INTERRUPTOR TIENE UNA DE 96 KA QUE ES MUCHO MAYOR QUE LA DE 12.0 KA.

CORTO CIRCUITO CALCULADO (KA)				CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR (KA)	
FALLA	(E/R)	FACTOR (X/R)	(E/R) CORREGIDO	A VOLTAJE NOMINAL MAXIMO.	A VOLTAJE DE OPERACION
TRIFASICA.	7.52	1.31	9.85	38	42.6
MONOFASICA A TIERRA.	7.44	1.30	9.67	38	42.6

EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO
 EN UN SISTEMA INDUSTRIAL.

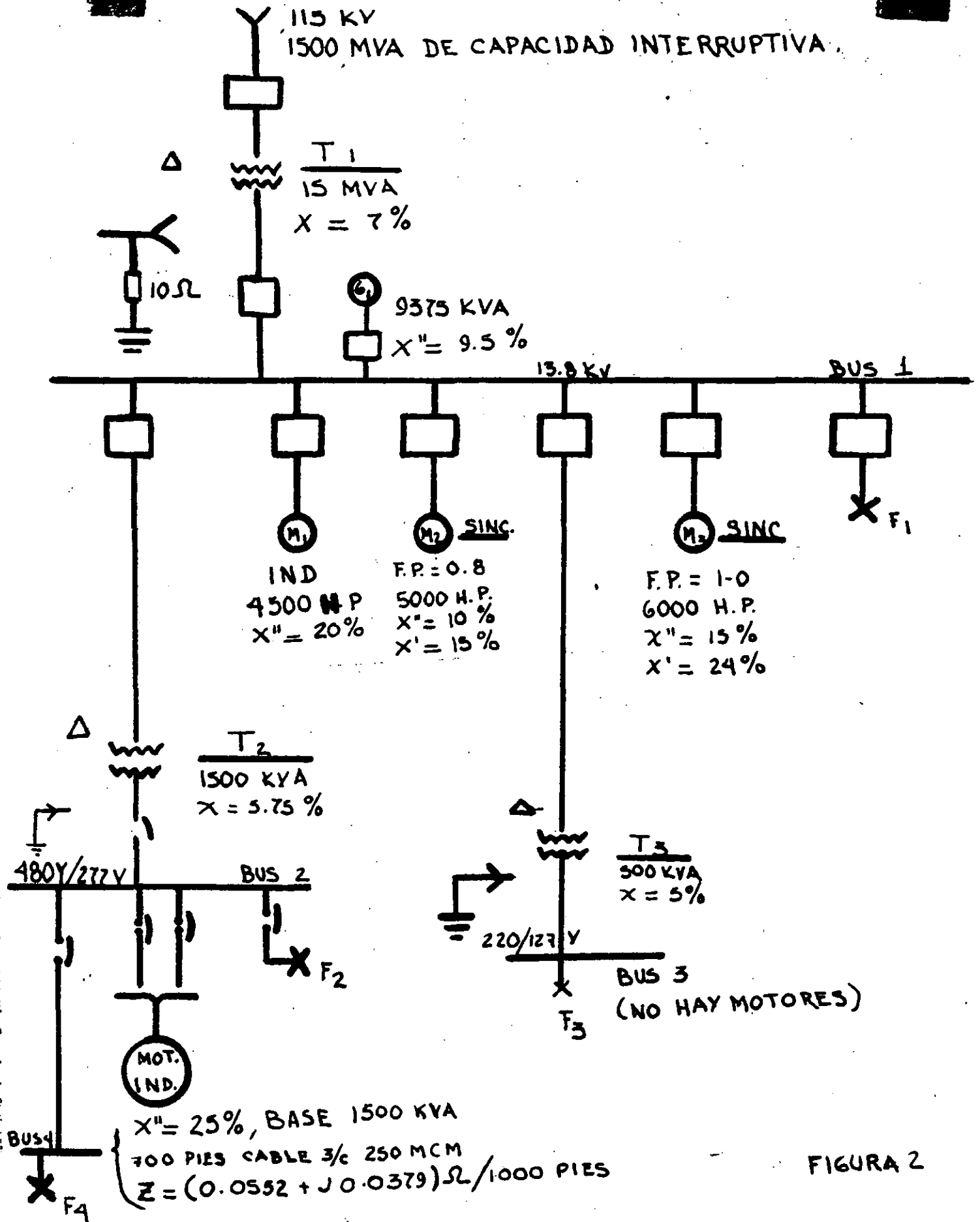


FIGURA 2

CALCULO DE IMPEDANCIAS

KVA BASE	KV BASE	I BASE	Z BASE
15,000	13.8	627	12.7
15,000	0.48	18,040	0.0154
15,000	0.220	39,365	0.0032

SE UTILIZAN LAS REACTANCIAS SUBTRANSITORIAS (X'') PARA CALCULAR LA CAPACIDAD MOMENTANEA EN INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION (F_1) Y LA CORRIENTE SIMETRICA EN F_2 , F_3 Y F_4 .

$$X_{CFE} = \frac{15,000}{1,500,000} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = \frac{7 (15000)}{100 (15000)} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = \frac{9.5 (15,000)}{100 (9,375)} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M1} = \frac{20 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.666 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{10 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.3 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{15 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.468 \text{ p.u.}$$

$$X_{M480V} = \frac{25 (15,000)}{100 (1,500)} = 2.5 \text{ p.u.}$$

$$X_{T2} = \frac{5.75 (15,000)}{100 (1,500)} = 0.575 \text{ p.u.}$$

$$X_{T3} = \frac{5}{100} \frac{15,000}{500} = 1.5 \text{ p.u.}$$

EL CABLE ENTRE LOS BUSES 2 y 4:

$$Z \text{ (700 pies)} = 0.7 (0.0552 + j0.0379) = 0.0386 + j0.0265 \\ \text{ohm/FASE}$$

$$R = \frac{0.0386 (15,000)}{1000 (0.48^2)} = 2.51 \text{ p.u.}$$

$$X = \frac{0.0265 (15,000)}{1000 (0.48)^2} = 1.73 \text{ p.u.}$$

DIAGRAMA DE IMPEDANCIA

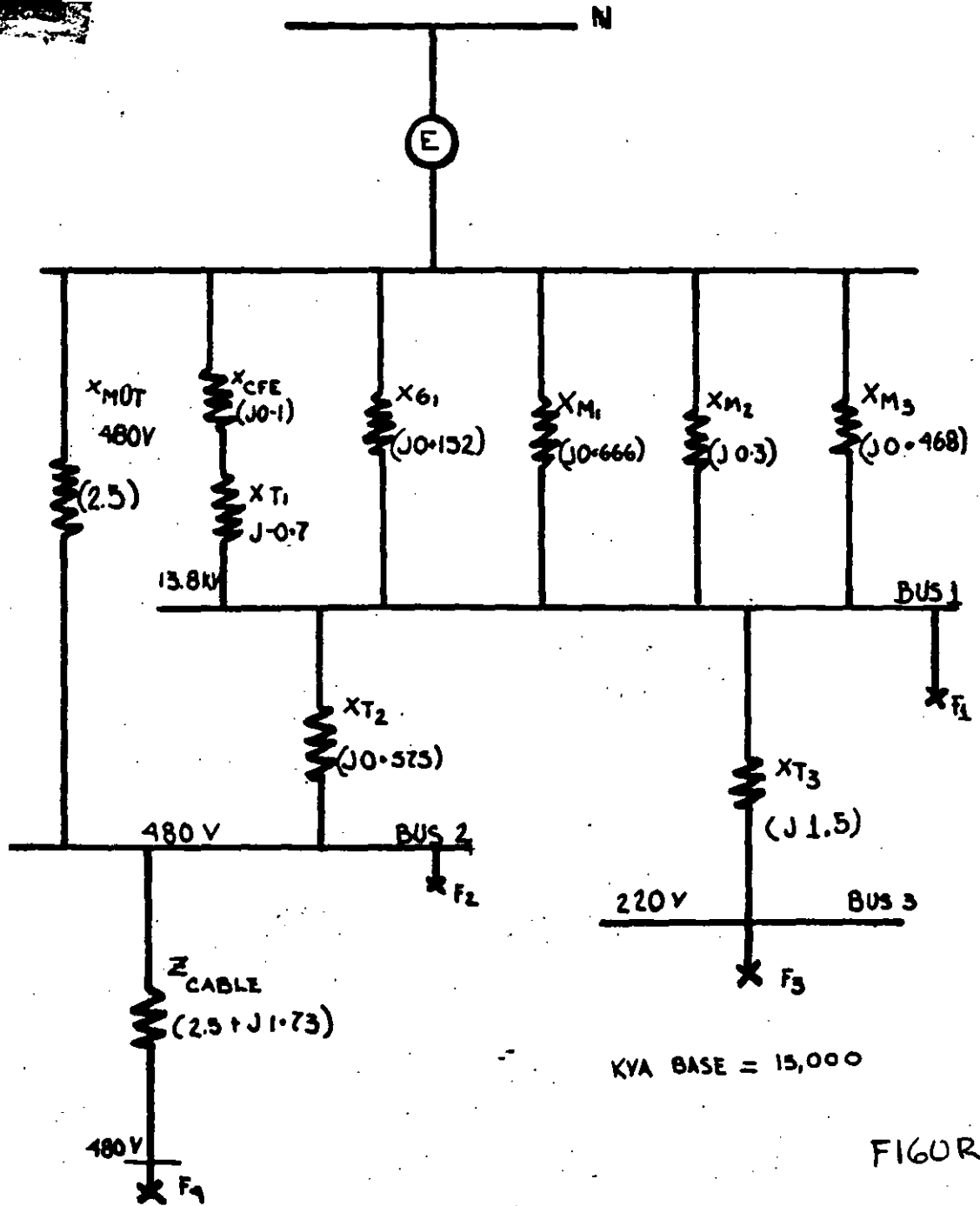


FIGURA 2

PARA CALCULAR LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE LOS INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION EN EL PUNTO DE FALLA F_1 , SE PLANTEA UN DIAGRAMA COMO EL QUE SIGUE. NOTESE DE QUE CONTIENE REACTANCIAS TRANSITORIAS (X') PARA LOS MOTORES SINCRONOS M_1 Y M_3 Y NO INCLUYE LOS MOTORES DE INDUCCION. SE OMITEN LOS TRANSFORMADORES T_2 Y T_3 Y EL ALIMENTADOR DE 480 V POR NO ESTAR INVOLUCRADO EN EL CALCULO.

$$X_{CFE} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{15}{100} \frac{(15,000)}{(5,000)} = 0.45 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{24}{100} \frac{(15,000)}{(6000 \times 0.8)} = 0.75 \text{ p.u.}$$

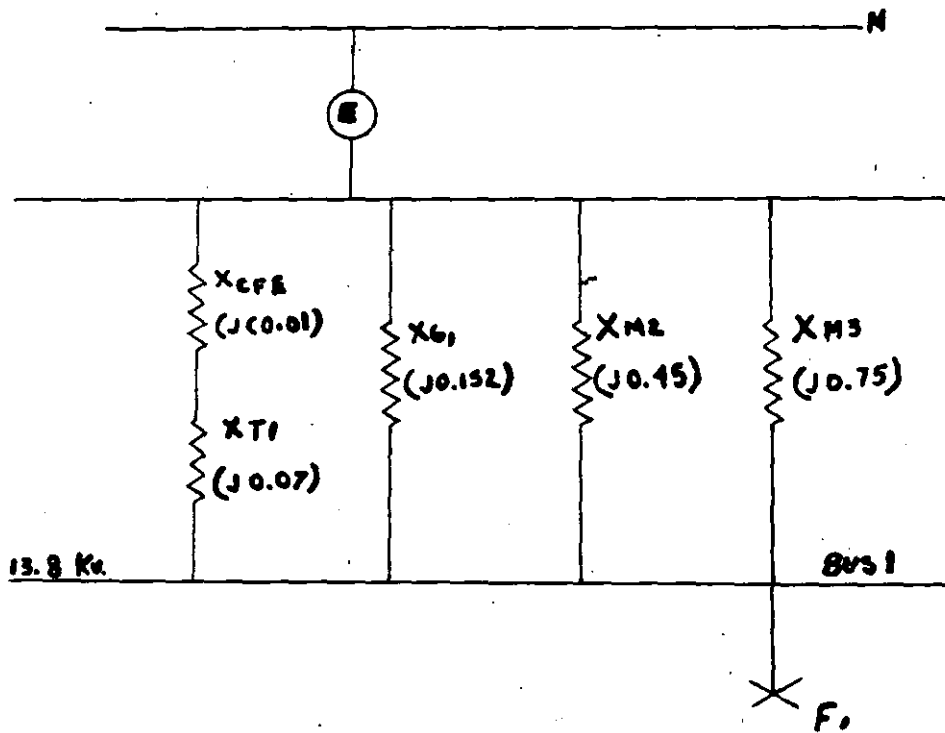


FIGURA 3

CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA

FALLA EN F₁ PARA EL CALCULO DE LA CORRIENTE MOMENTANEA

DE LA FIGURA 2, SE CONSIDERAN LAS IMPEDANCIAS QUE LIGAN EL BUS INFINITO CON EL PUNTO DE FALLA F₁. LA MALLA SE RESUELVE MEDIANTE CIRCUITOS SERIE-PARALELO.

RAMA	1/X
CFE + T1.	1/(0.01 + 0.07) = 12.50
G1.	1/0.152 = 6.58
M1.	1/0.666 = 1.50
M2.	1/0.3 = 3.33
M3.	1/0.468 = 2.13
MOT480 + T2.	1/(2.5 + 0.575) = 0.33

	26.37

$$X_{F1} = \frac{1}{26.37} = 0.0379 \text{ p.u.}$$

$$I = \frac{E}{X_{F1}} = \frac{1.0}{0.0379} = 26.37 \text{ p.u. (SIMETRICA)}$$

$$I = (26.37) (I_b) = (26.37) (627) = 16,537 \text{ amps. (SIMETRICA)}$$

LA CAPACIDAD MOMENTANEA DEL INTERRUPTOR PUEDE DARSE EN AMPERES ASIMETRICOS Y ESTE VALOR SE DETERMINA MULTIPLICANDO EL VALOR DE CORRIENTE SIMETRICA POR 1.6

$$I = (16,537) (1.6) = 26,460 \text{ amps. (ASIMETRICA)}$$

ESTE VALOR DEBE COMPARARSE CON LA CAPACIDAD MOMENTANEA MONIMAL DE LOS INTERRUPTORES DE 13.8 KV.

FALLA EN F_1 PARA EL CALCULO DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA

SE CONSIDERAN LAS IMPEDANCIAS DE LA FIGURA 3, Y SE RESUELVE EN FORMA SIMILAR AL CASO ANTERIOR.

RAMA	1/X
CFE + T1.	$1/(0.01 + 0.07) = 12.50$
G1.	$1/0.152 = 6.58$
M2.	$1/0.45 = 2.22$
M3.	$1/0.75 = 1.33$

	22.63

$$X_{f1} = \frac{1}{22.63} = 0.0441 \text{ p.u.}$$

SE CONSIDERA UN INTERRUPTOR DE 8 CICLOS Y SE CALCULA EL VALOR DE LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SIMETRICA:

$$I = \frac{I_b}{X_{F1}} = \frac{627}{0.0441} = 14,190 \text{ (amps.) (SIMETRICA)}$$

$$KVA = \frac{KVAb}{X_{F1}} = \frac{15,000}{0.0441} = 339,000 \text{ KVA (SIMETRICOS)}$$

FALLA EN EL BUS 2 DE 480 V. (F₂)

SE UTILIZA LA RED DE LA FIGURA 2, RESOLVIENDOSE IGUAL QUE LOS CASOS ANTERIORES.

RAMA		1/x
CFE +	T1.	12.50
	G1.	6,58
	M1.	1.50
	M2.	3.33
	M3	2.13
	1/X1.	= <u>26.04</u>
	X1.	= 0.0384

$$X_1 + X_{T2} = 0.0384 + 0.575 = 0.6134$$

$$X_{F2} = \frac{(X \text{ MOT } 480) (X_1 + X_{T2})}{X \text{ MOT } 480 + (X_1 + X_{T2})} = \frac{(2.5) (0.6134)}{2.5 + 0.6134} = 0.4925$$

$$I = \frac{I_b}{X_{F2}} = \frac{18,040}{0.4925} = 36,600 \text{ (amps.) (SIMETRICO)}$$

LOS INTERRUPTORES DE BAJA TENSION SE SELECCIONAN EN BASE A SU CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTO SIMETRICA.

FALLA EN EL BUS 3 DE 220 V. (F₃)

EN LA FIGURA 2 SE OBSERVA QUE A LA IMPEDANCIA EN EL PUNTO DE FALLA F₁ SE LE SUMA LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR T₃ Y CON ELLO SE OBTIENE LA IMPEDANCIA AL PUNTO DE FALLA F₃.

$$X_{F3} = X_{F1} + X_{T3} = 0.00379 + 1.5 = 1.5379$$

$$I = \frac{I_b}{X_{F3}} = \frac{39,365}{1.5379} = 25,596 \text{ (amps.) (SIMETRICO)}$$

FALLA EN EL BUS 4 (F_4)

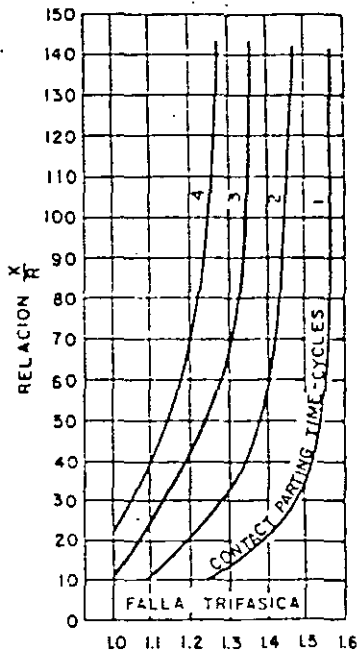
DE LA FIGURA 2, SE OBSERVA QUE CALCULANDO LA IMPEDAN_ CIA HASTA EL BUS 2 (X_{F2}), SE LE SUMA LA IMPEDANCIA DEL CA_ BLE Y CON ELLO SE OBTIENE LA IMPEDANCIA AL PUNTO DE FALLA F_4 .

$$X_{F3} = j0.4925$$

$$Z_c = \underline{2.5 + j 1.73}$$

$$Z_{F4} = 2.5 + j2.22$$

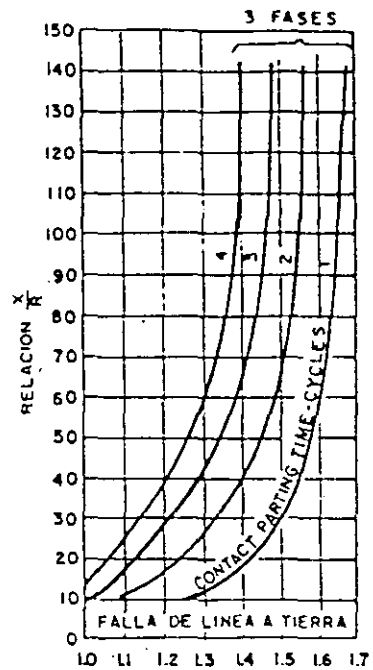
$$I = \frac{I_b}{Z_{F4}} = \frac{18,040}{2.5 + j2.22} = \underline{5396 \text{ (amps.)}} \quad (\text{SIMETRICA})$$



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA E/X AMP.

FIG. 1

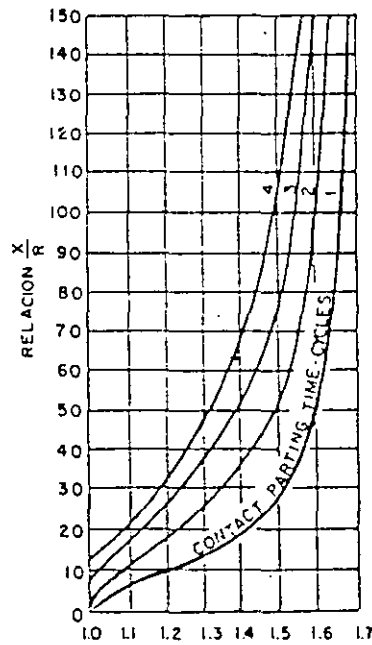
FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D.



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA E/X AMP.

FIG. 2

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLAS DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A Y C.D.



FACTORES DE MULTIPLICACION PARA E/X AMP.

FIG. 3

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA Y DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D. **SOLAMENTE**

CONTACT PARTING TIME
APERTURA + 0.5 CICL
DE DISI
X RILE



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 8

SISTEMA DE TIERRAS

(PARTE I)

ING.D. ENRIQUE OROZCO LOPEZ

JUNIO 1995

Generalidades:

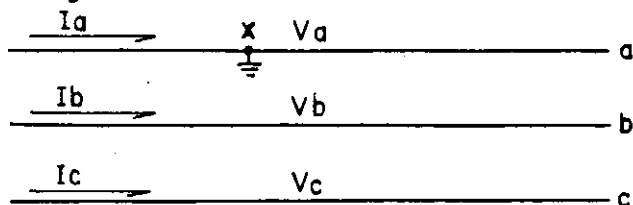
Al proyectar un sistema eléctrico de distribución, se pone especial énfasis en los métodos mejores para conducir el fluido eléctrico, como en la mejor manera de aislarlos del medio ambiente y entre sí. Se aplican los conocimientos tecnológicos de modo de tener el mejor control y la mejor protección para los circuitos eléctricos de control. Se busca la mejor -- coordinación tanto de aislamientos como de protecciones para lograr que el sistema eléctrico resulte eficiente, confiable, seguro y versátil.

Todo el conjunto de elementos constituyentes del sistema eléctrico, está prácticamente a la vista y es de fácil acceso, pero existe una sección de las redes eléctricas del sistema de distribución (nos referimos al sistema de tierras) a la cual es muy conveniente dirigir nuestra atención. Es necesario aplicar nuestros conocimientos teórico-prácticos para seleccionar el mejor sistema para poder descargar segura y adecuadamente las corrientes resultantes de una falla a tierra, y no permitir sobretensiones peligrosas para el personal y los equipos de las instalaciones eléctricas.

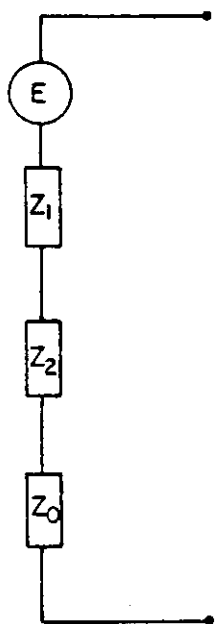
Existen varias formas de referir el neutro de un sistema eléctrico a tierra: aterrizaje directo, por medio de reactancias, por resistencias y también el de neutro aislado de tierra (neutro flotante ó distribución del ta).

7.1 TIPOS DE SISTEMAS ATERRIZADOS Y NO ATERRIZADOS.

Supongamos un sistema trifásico con una falla de línea a tierra como se indica en la figura:



Utilizando la técnica de componentes simétricas podemos resolver el circuito como se indica a continuación:



E .- Tensión de la Fuente

Z_1 .- Impedancia de secuencia positiva, vis desde el punto de falla X.

Z_2 .- Impedancia de secuencia negativa, vista desde el punto de falla X.

Z_0 .- Impedancia de secuencia cero, vista des de el punto de falla X.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E \left(1 - \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$E_2 = -E \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$E_0 = -E \frac{Z_0}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$V_a = 0$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2$$

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_b = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P.U.})$$

$$V_c = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P.U.})$$

$$Z_1 = R_1 + j X_1$$

$$Z_0 = R_0 + j X_0$$

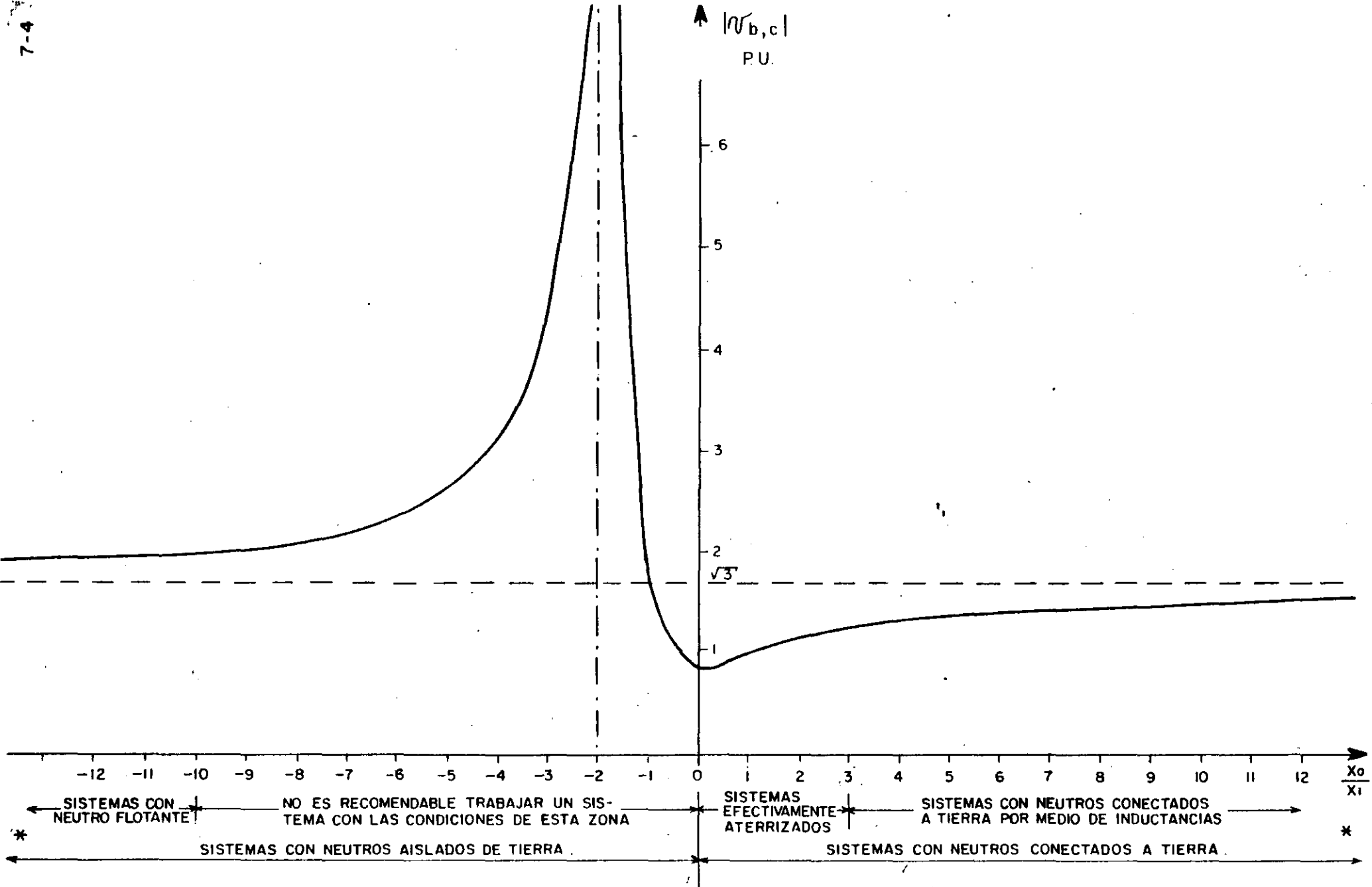
Si para simplificar despreciamos R_1 y R_0 podemos generalizar las ecuaciones anteriores:

$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} \mp j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2}$$

Dando valores a la relación X_0/X_1 podemos encontrar las tensiones que aparecen en las líneas (b,c) no falladas:

$\frac{X_0}{X_1}$	$ V_{b,c} $ (P.U.)	OBSERVACIONES
0	$\sqrt{3}/2 = 0.866$	La reactancia en secuencia positiva es función de la inductancia del circuito de potencia y siempre el de valor positivo. La reactancia en secuencia cero, corresponde a la que tiene el retorno por tierra, en este caso es de valor positivo y significa que los neutros están conectados a tierra.
1	1	
3	1.25	
10	1.5	
∞	$\sqrt{3}$	
-1	$\sqrt{3}$	La reactancia en secuencia positiva no puede tener valor negativo. Si la reactancia en secuencia cero es de valor negativo, significa que los neutros del sistema están conectados a tierra con capacidades, y estamos por lo tanto en el caso de neutros flotantes.
-1.5	4.51	
-2	∞	
-3	4.51	
-4	3.12	
-6	2.41	
-10	2.02	
-40	1.8	
$-\infty$	$\sqrt{3}$	

Graficando la Información anterior obtenemos:



* LOS PUNTOS EN DONDE $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$ CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN

Analizando la gráfica anterior podemos apreciar que el tipo de aterrizamiento de un sistema eléctrico depende fundamentalmente de las sobretensiones a la frecuencia de generación que aparecen cuando una línea se pone a tierra. Podemos conocer por lo tanto, el grado de aterrizamiento de un sistema por medio de sus parámetros de diseño X_0 , X_1 y R_0 , como veremos a continuación:

- SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO.

Es el que tiene la mayor parte de sus neutros conectados directamente a una tierra de baja impedancia y que es capaz de conducir la corriente máxima de corto circuito.

Las condiciones para que el sistema se considere efectivamente aterrizado, son que para cualquier condición de operación y cualquier capacidad de generación se cumplan las siguientes relaciones.

$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$
$$0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

Con estas condiciones las sobretensiones a la frecuencia del sistema nunca podrán ser mayores de 1.4 p.u., y el factor de aterrizamiento siempre será menor de $1.4 / \sqrt{3} = 0.81$

Prácticamente todos los sistemas de potencia y distribución están efectivamente aterrizados.

La mayoría de las instalaciones industriales nacionales, también caen dentro de esta categoría de aterrizamiento.

- SISTEMA ATERRIZADO POR RECTANCIA

Como su nombre lo indica, implica la inserción de una bobina entre el neutro y la red de tierras. Esta reactancia debe tener un valor tal que se cumplan las siguientes condiciones:

$$3 < \frac{X_0}{X_1} < \infty$$

$$3 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

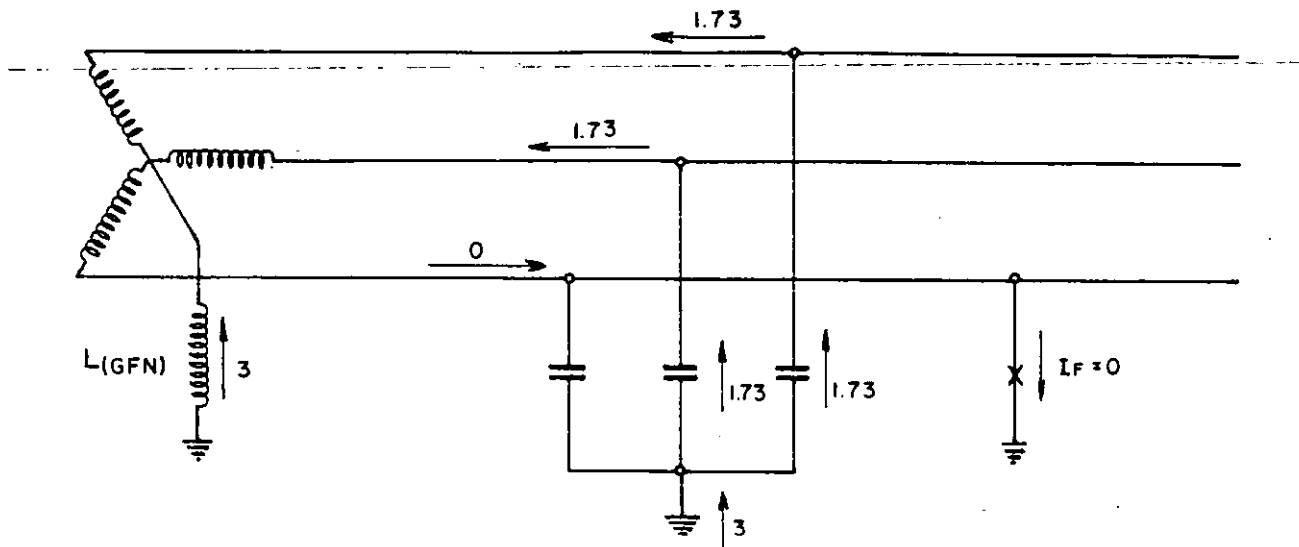
La red de tierras y la reactancia inductiva deben de poder conducir adecuadamente las corrientes de corto circuito del sistema.

Este sistema de aterrizamiento puede originar sobretensiones a la frecuencia del sistema de más de 1.4 p.u. pero menores de 1.73 p.u., lo que nos da un factor de aterrizamiento entre 0.81 y 1.00.

Este sistema de aterrizamiento se emplea cuando por alguna razón se desea limitar la corriente de corto circuito de fase a tierra del sistema, y se pueden aceptar las sobretensiones que aparecen cuando existen disturbios. (Sobretensión transitoria 2.73 p.u. max.)

- SISTEMA ATERRIZADO POR BOBINA DE PETERSEN

Es un sistema con el neutro aterrizado por una bobina (GFN) de magnitud adecuada para formar un circuito resonante en paralelo, a la frecuencia de generación, con la capacitancia a tierra del sistema, de tal manera que la corriente de falla de una línea a tierra sea cero.



$$X_0 = \frac{(jWL) (-j \frac{1}{WC})}{(jWL) - (j \frac{1}{WC})} = + \infty$$

El método de cálculo detallado se puede encontrar en "JOINT EEI — BELL TELEPHONE SYSTEM REPORT VOL IV REPORTS 26 - 38".

Las sobretensiones a la frecuencia de generación son de 1.73 p.u.- y el factor de aterrizamiento es de 1.0.

Esta forma de aterrizamiento se usa en industrias en donde la continuidad de servicio es vital. El sistema puede seguir trabajando aún con una fase a tierra.

No se debe olvidar que el sistema debe estar convenientemente aislado para aguantar las sobretensiones que aparecen en éste sistema en caso de disturbios.

- SISTEMA CON NEUTRO FLOTANTE

Los neutros del sistema se dejan desconectados de tierra. Las sobretensiones a la frecuencia del sistema siempre serán mayores a 1.73 p.u.-

y para limitarlas a 2.0 p.u. (Factor de aterrizamiento de 1.1)

Se establece la condición $X_0/X_1 \leq 10$. Para sistemas de gran capacitancia a tierra, en donde no se cumple la condición anterior, no es recomendable trabajarlos con neutro flotante ya que no es posible resolver satisfactoriamente el problema del aislamiento.

Los sistemas con neutro flotante se utilizan en instalaciones industriales en donde la continuidad del servicio es necesaria, ya que pueden seguir trabajando aún con una fase fallada a tierra.

Las sobretensiones transitorias pueden ser muy altas especialmente las debidas a cargas atrapadas en las capacitancias a tierra. Es necesario asegurarse que no existe la posibilidad de que ocurran éstos fenómenos indeseables en un sistema, antes de decidir el uso del neutro flotante.

- SISTEMAS ATERRIZADOS POR RESISTENCIA.

Se utiliza en sistemas eléctricos de potencia y distribución en donde lo más común es aterrizar el neutro con una resistencia pequeña, para limitar la corriente de corto circuito de fase a tierra. En éstos casos las sobretensiones a la frecuencia nominal siempre serán menores a 1.73 p.u., factor de aterrizamiento no mayores a 1.00. Las sobretensiones transitorias quedan muy amortiguadas y se tiene ventaja con respecto a los sistemas aterrizados por reactancia, aunque la resistencia es voluminosa ya que debe disipar gran cantidad de energía durante las fallas de línea a tierra.

Cuando la resistencia es muy grande para limitar la corriente de falla de fase a tierra a valores muy bajos que permitan seguir operando la instalación industrial, aún con éste tipo de falla y sin los problemas de sobretensiones transitorias de los sistemas con neutro flotante, se recomienda-

dimensionar la resistencia de tal manera que Z_0 / X_1 no se haga negativo.

$$Z_0 = \frac{R(-j \frac{1}{\omega C})}{R - j \frac{1}{\omega C}}$$

De sign-
cada
de la

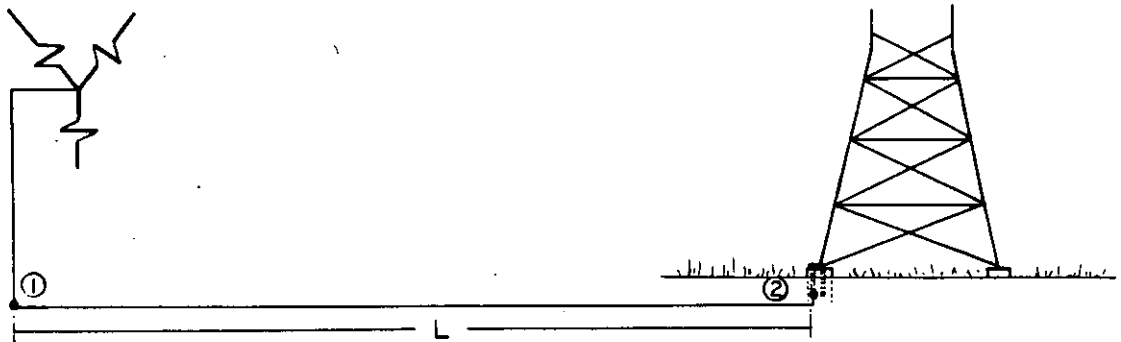
En el pasado, prevalecía el criterio de que cualquier objeto aterrizado ya fuera que formara parte de un sistema de tierras o que por opinión propia era parte de una "buena tierra" podría ser tocado con toda seguridad. Aparentemente éste punto de vista era sólido, ya que si una estructura metálica, estaba conectada mecánicamente a una red hidráulica en amplio contacto con el terreno, uno podría con plena seguridad apoyarse en ella, ya que cualquier línea de cualquier tensión que cayera sobre ella automáticamente igualaría su nivel de potencial al de tierra, es decir cero y el ser humano estaba a salvo de diferencias de potenciales peligrosos.

La experiencia de varios años, arrojó un resultado fatal, muchas vidas fueron segadas en forma totalmente extraña; caminando en un terreno abierto con una "buena red de tierras" a sus pies, caían fulminadas, recargadas en una estructura metálica, morían electrocutados; ¿que pasaba con las tierras ?

Se había solamente analizado el peligro de tensiones peligrosas de línea a tierra ya fueran transitorias por descargas atmosféricas ó por caídas de líneas más no se habían analizado los efectos secundarios de tales circunstancias; no se había contemplado el efecto de la corriente de falla al circular por el terreno.

¿Que pasa cuando ocurre una falla a tierra en un sistema debidamente aterrizado?

Supongamos que tenemos un conductor enterrado conectado al neutro de un transformador y una línea cayendo a tierra a una distancia L .



La corriente de falla se distribuirá en el terreno circundante y tratará de cerrar el circuito a través de los puntos ① y ②, ocasionando una curva de niveles de tensión debidos al paso de la corriente de falla por una resistividad del terreno (ρ) en una longitud (L) lo que por ley de ohm -- $dv = \rho L d_{acc}$, que nos arrojará una superficie equipotencial desarrollada de la siguiente forma simplificada.



Se observa que los decrementos de tensión son sumamente importantes en las proximidades del punto de falla ya que a pequeños incrementos de longitud, ocurren grandes incrementos de potencial, que pueden resultar de varios miles de volts.

¿ Cual es el circuito eléctrico equivalente del cuerpo humano ?

Según reportes del IEEE, el umbral de percepción de la corriente eléctrica en un ser humano es del orden de 1 ma, ya en niveles de 9-25 ma, resulta un efecto doloroso y se empieza a presentar el fenómeno de contracción muscular que -

ocasiona el efecto de aferrarse a los objetos electrizados, 50-100 ma, se presenta el umbral de la fibrilación ventricular, que es un fenómeno de daño irreversible en el corazón, para terminar en valores superiores con el daño total del mismo y la muerte por ausencia total de actividad palpitatoria combinada con la asfixia,

Se puede considerar que un valor seguro para un corazón sano es de 25 ma, a través de él. Naturalmente es muy importante el tiempo de duración de dicha corriente.

Se ha comprobado que si el tiempo es menor, el cuerpo puede soportar corrientes mucho mayores determinándose una relación empírico-matemático - por la fórmula de Charles Dalziel, como sigue:

$$I_k^2 t = 0.0135$$

de donde:

I_k : corriente en amperes a través del cuerpo

t : duración de la falla en segundos

0.0135: factor empírico basado en el concepto de constante de energía.

De la fórmula anterior:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

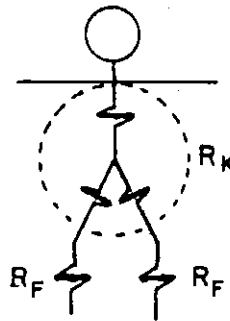
Con respecto a la resistencia del cuerpo, es pertinente anotar que según las experiencias en la Universidad de Columbia, se ha obtenido el valor-

promedio de 2300 ohms entre mano y mano y 1100 ohms entre una mano y un pie.

Como seguridad se emplea el valor de 1000 ohms en ambos casos -
(R_K).

Además se ha determinado que siendo la resistividad del terreno ρ_s , la resistencia de un pie (R_F) será $3 \rho_s$ ohms, por lo tanto entre dos pies en serie (un paso) será $6 \rho_s$ ohms y los dos pies en paralelo (tocando con una mano el objeto energizado) será de $1.5 \rho_s$.

El circuito equivalente de un cuerpo humano promedio será

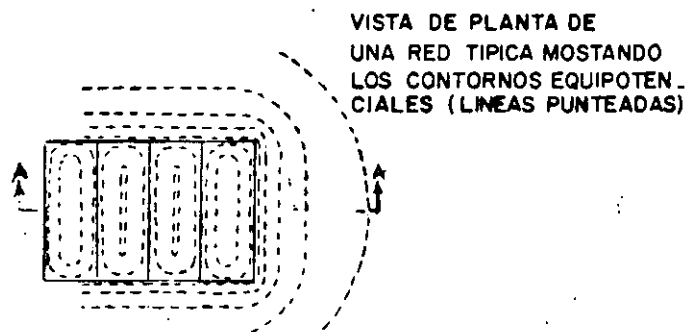


¿ Como se comporta una malla de tierra bajo condiciones de falla?

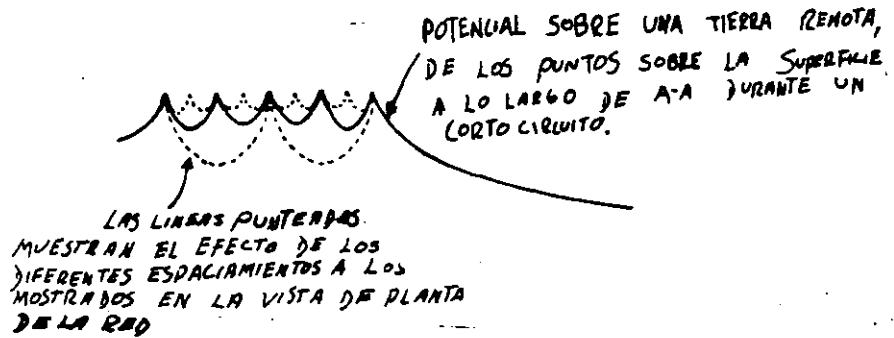
Por lo que respecta a la dispersión de corrientes en el terreno, como se muestra a continuación.



Por lo que respecta a los niveles de tensión, pueden trazarse superficies equipotenciales como se puede apreciar.

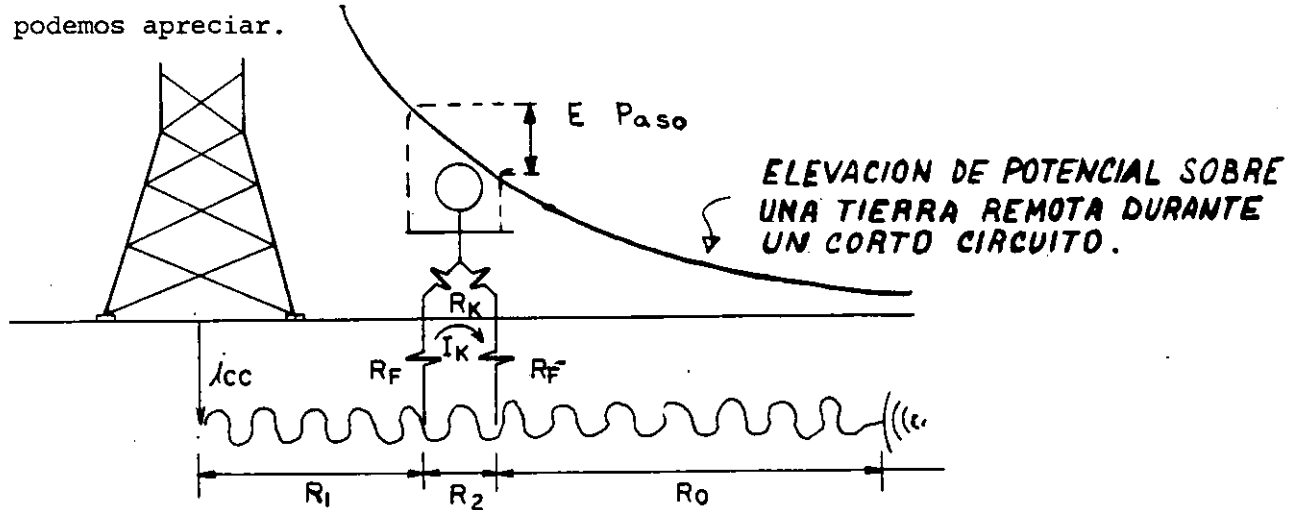


Las tensiones que aparecen en el nivel de piso terminado son:

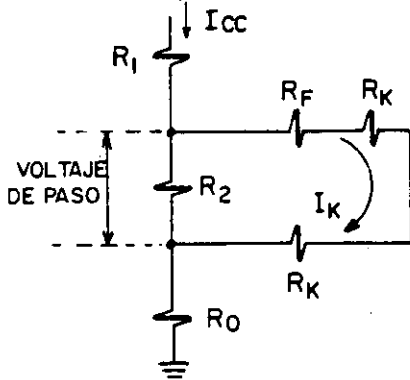


4.- Diferentes posibilidades de accidentes.

La primera posibilidad es que el individuo al dar un paso en -- una superficie bajo tensiones transitorias puede estar sometido a potencia -- les peligrosos debido a una falla de fase a tierra (voltaje de paso) como podemos apreciar.



Circuito equivalente :



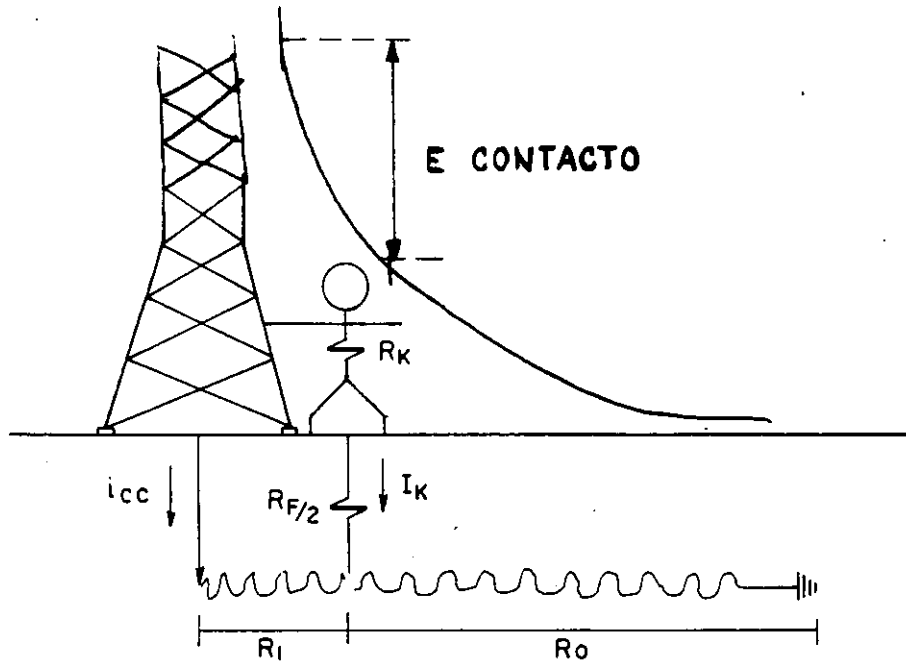
$$V_p = (R_k + 2R_f) \times I_k$$

$$= (1000 + 6 \rho_s) \times \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

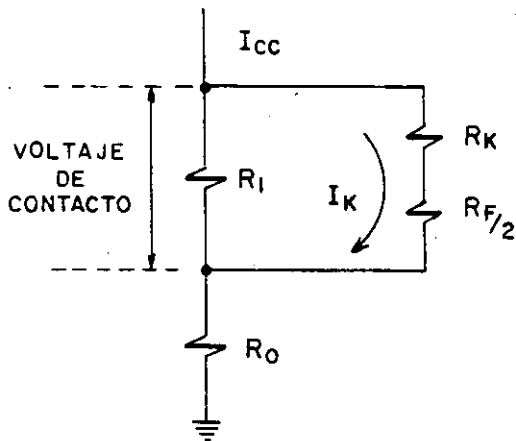
$$= \frac{116 + 0.7 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

QUE VALORES INDICA CADA LETRA.

La segunda posibilidad existe cuando una persona está parada -
 junto a una estructura aterrizada y hace contacto manuealmente con ella y -
 ocurre una falla a tierra (voltaje de contacto) como se muestra:



Circuito equivalente :



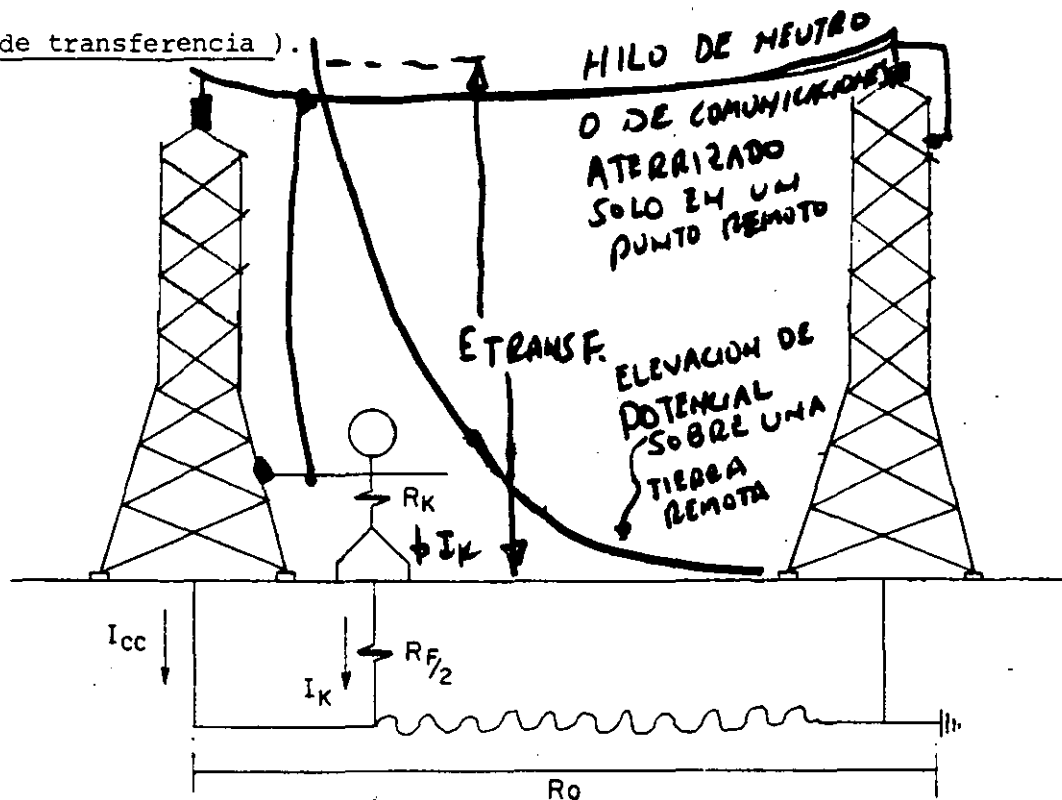
$$V_c = (R + R_{f/2}) I_k$$

$$= (1000 + 1.5 \text{ } \Omega) \frac{0.116}{\sqrt{E}}$$

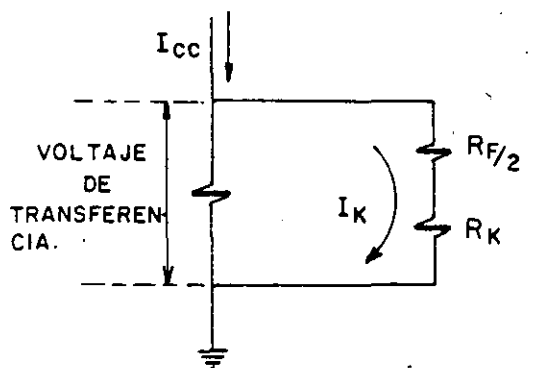
$$= \frac{116 + 0.17 \text{ } \Omega}{\sqrt{E}}$$

QUE VALORES
 INDICA CADA
 LETRA.

La tercera posibilidad es cuando existe un elemento metálico - aterrizado en un punto de falla y su longitud es tal que puede hacerse contacto simultáneamente con él y otra superficie también aterrizada (voltaje de transferencia).



Circuito equivalente



$$\begin{aligned}
 V_t &= (R_{f/2} + R_k) I_k \\
 &= (1000 + 1.5 \text{ } \Omega) \frac{0.116}{\sqrt{t}} \\
 &= \frac{116 + 0.174 \text{ } \Omega}{\sqrt{t}}
 \end{aligned}$$

QUE VALORE INDICA CADA LETRA.

Tanto los voltajes de paso como los de contacto y transferencia han sido fijados en un máximo de 150 V , y la duración máxima será de 1.2 - seg.

La secuencia de cálculo para proyectar una red de tierras con capacidad de conducir las corrientes de corto circuito y que presente seguridad al personal y equipos se indica a continuación:

CALCULO DE REDES DE TIERRA

- 1.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra IG.
- 2.- Determinación del calibre mínimo para evitar fusión mediante table de ONDERDONK.

DURACION DE LA FALLA SEG.	CM / A		
	CABLE	CONEXIONES SOLDADAS.	CONEXIONES MECANICAS.
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

$$S = (CM / A) \times IG$$

- 3.- Resistividad del terreno.

Fórmula de D.F. WENNER

$$\rho_s = \frac{4 \pi A R}{1 + \frac{2 A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2 A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

- ρ_s = Resistividad el terreno en (ohm - m)
 R = Resistencia medida con Megger en (ohms)
 A = Distancia entre electrodos adyacentes en (m)
 B = Profundidad de enterramiento de los electrodos en (m)

VALORES TIPICOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD (ohm - m)
Tierra Orgánica mojada.	10
Suelo húmedo.	10^2
Suelo seco.	10^3
Concreto armado.	10^3
Cama rocosa.	10^4

4.- Diseño preliminar de la red de tierras.

$$L = \frac{K_m K_i \rho_{si} I_{cc} \sqrt{T}}{\lambda}$$

$0.116 + 0.17 \rho_{se}$

L - Longitud mínima del conductor enterrado en metros incluyendo las --- varillas.

K_m - Coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a número, calibre y disposición

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

$(n-2)$ términos \longrightarrow

D - Separación entre conductores de la malla (m)

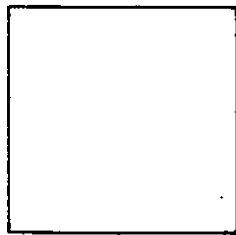
d - Diámetro de los conductores que forman la malla en (m)

h - Profundidad a la que se entierra la red en (m)

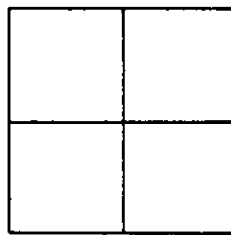
n - Espaciamientos de la malla.

K_j .- Factor de corrección por irregularidades, tomando en cuenta la distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.

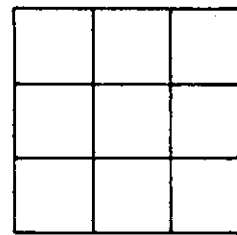
(factores K_j sugeridos por Walter Koch.)



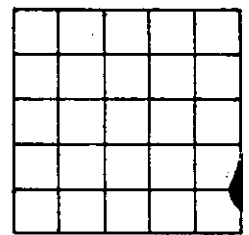
$K_j = 1$



$K_j = 1.16$



$K_j = 1.47$



$K_j = 2.21$

ρ_{s1} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

ρ_{s2} - Resistividad del terreno que tocan los pies en (ohms - m)

I_{cc} - Corriente eficaz máxima que fluirá de la red en conjunto hacia la tierra en (AMP)

$$I_{cc} = I_G \times A \times D$$

A = Factor de Ampliación

D = Factor de Decremento

DURACION DE LA FALLA		FACTOR DE DECREMENTO
CICLOS A 60 Hz	SEG.	D
0.5	0.008	1.65
6	0.10	1.25
15	0.25	1.10
30 ó más	0.5 ó más	1.00

Para cálculos más precisos del Factor de decremento se puede emplear la siguiente fórmula

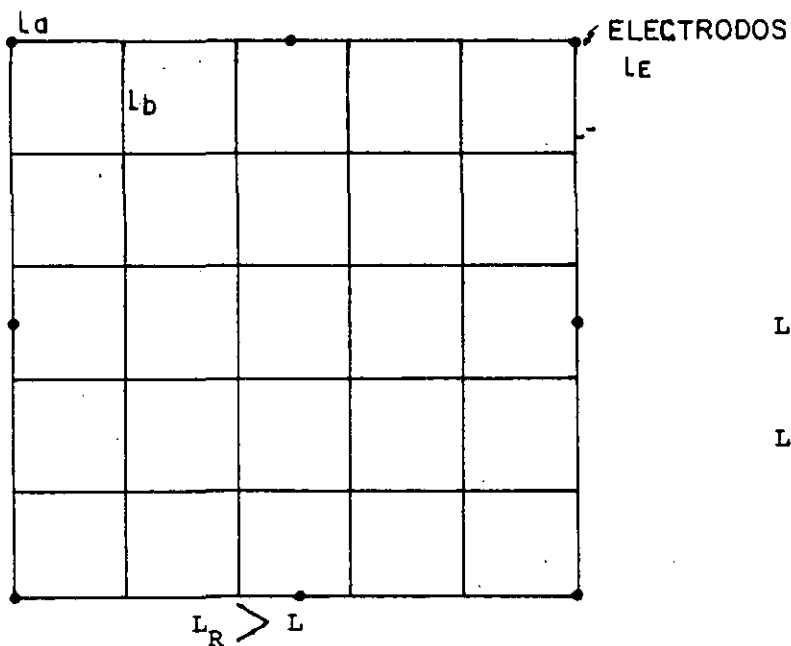
$$D = \sqrt{\frac{1}{T} \left[T + \frac{1}{\omega} \frac{X}{R} \left(1 - e^{-\frac{2\omega T}{X/R}} \right) \right]}$$

T - Duración de la falla en (seg)

$$\omega = 2 \pi f$$

X - Reactancia total del sistema en (ohms)

R - Resistencia total del sistema en (ohms)



$$L_R = \sum L_a + \sum L_b + \sum L_E$$

L_R = Longitud real del conductor enterrado, incluyendo varillas en (m).

En caso contrario rediseñar la red hasta cumplir la condición.

5.- Cálculo de la resistencia de la red de tierras.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

r - Radio equivalente de la superficie de la red de tierras en (m)

A - Area de la red de tierras en (m²).

$$R = \frac{\rho_s}{4r} + \frac{\rho_s}{L_R}$$

R - Resistencia entre la red y tierra en (ohms)

6.- Cálculo del máximo aumento de potencial de la red en caso de falla.

$$E = I_0 R$$

7.- Cálculo del potencial de paso en el piso adyacente a la red.

$$E_s = K_s K_d \rho_{SI} \frac{I_0}{L_R}$$

E_s = Potencial entre los pies de una persona al dar un paso cuando está circulando la corriente máxima de falla de la red hacia la tierra en (Volts)

K_s = Coeficiente que considera la profundidad de enterrado de la red de tierra y el número de conductores transversales de la red.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots + \frac{1}{13D} \right]$$

Hasta el número de espacios transversales.

K_i - Factor de corrección por irregularidad..

ρ_{SI} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

$$E_s < E'_s = \frac{116 + 0.7\rho_{s2}}{\sqrt{t}}$$

En caso contrario rediseñar la red para que ésta condición se cumpla.

8.- Cálculo de potencial entre piso y elementos conectados a tierra.

Si $L_R \geq L$ se considera que el potencial entre el piso y puntos tocados con la mano están dentro de los límites aceptables.

Como un ejemplo de aplicación presentamos el cálculo de la red de tierra de la unidad 4 de Salamanca.

1.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra.

a) Características del equipo:

Generador.- 344.44 MVA , 20 KV , F.P. = 0.8 , 3 ϕ

60 cps , 3600 R.P.M.

x_d = reactancia sincrónica = 157.0 %

$x'd$ = reactancia transitoria = 28.0 %

x_1 = $x''d$ = reactancia subtransitoria = 20.5 %

X_2 = Reactancia de secuencia negativa = 18.0 %

x_0 = Reactancia de secuencia cero = 8.5 %

Transformadores Principales.- Tres de 107 MVA c/u.

20 / 230 Kv . 1 ϕ , 60 cps.

% Z = 10.4

Sistema.- En el bus de 230 Kv. La capacidad interruptiva del mismo se considera de 15,000 MVA.

b) Corriente de falla a tierra en el lado de 230 Kv

BASE: 1 MVA.

Reactancias del Sistema:

$$X_{1S} = X_{2S} = X_{0S} = \frac{1 \times 10^7}{15,000} = 0.000\ 066 \%$$

Reactancias de Transformadores Principales:

$$X_{1T} = X_{2T} = X_{0T} = \frac{0.104}{3 \times 10^7} = 0.000\ 324 \%$$

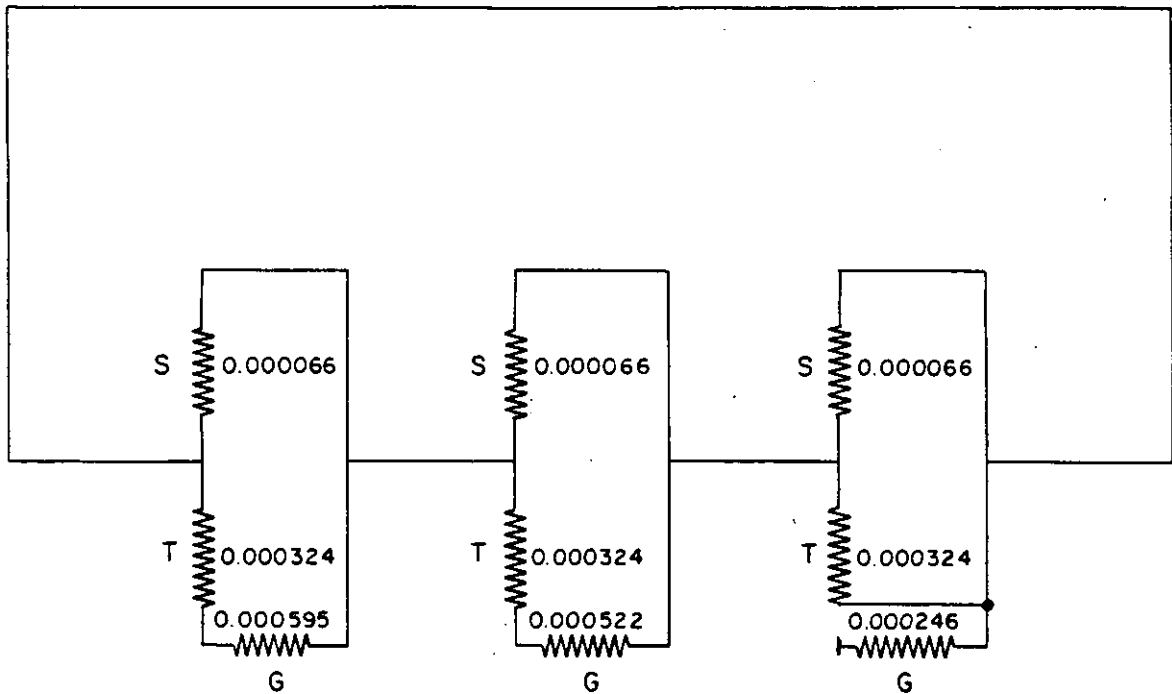
Reactancias del Generador:

$$X_{1G} = X''_d = \frac{0.205 \times 1}{344.44} = 0.000\ 595 \%$$

$$X_{2G} = \frac{0.18 \times 1}{344.44} = 0.000\ 522 \%$$

$$X_{0G} = \frac{0.085 \times 1}{344.44} = 0.000\ 246 \%$$

REFERENCIA



Cálculo de X_{1R} , X_{2R} , X_{OR}

$$0.000\ 324 + 0.000\ 595 = 0.000\ 919$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 919 \times 0.000\ 066}{0.000\ 919 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0615$$

$$0.000\ 324 + 0.000\ 522 = 0.000\ 846$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 846 \times 0.000\ 066}{0.000\ 846 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0612$$

$$X_{OR} = \frac{0.000\ 324 \times 0.000\ 066}{0.000\ 324 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0548$$

Fórmula para determinar la corriente de falla a tierra:

$$I_G = \frac{3}{X_{1R} + X_{2R} + X_{OR}}$$

Sustituyendo:

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 0615 + 0.000\ 0612 + 0.000\ 0548} = 16901.4 \%$$

$$I_G = \frac{16901.4 \times 1000}{\sqrt{3} \times 230} = 42426.2 \text{ Amp}$$

Determinación de la sección del conductor según la siguiente tabla ONDERDONK:

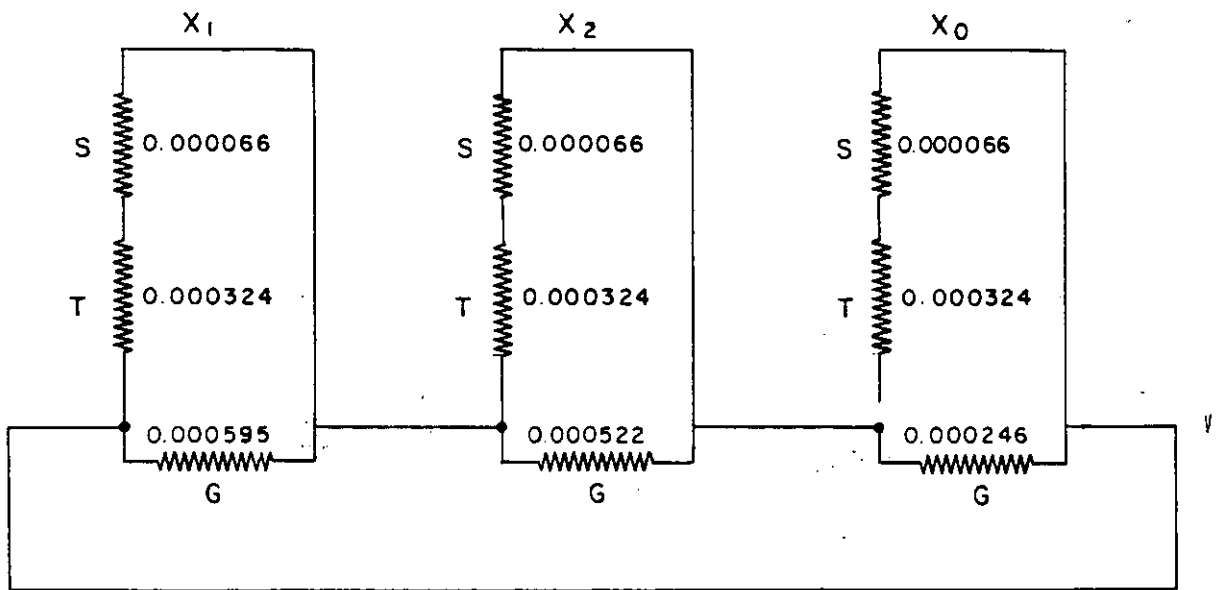
Calibres mínimos para evitar fusión.

DURACION DE LA FALLA EN SEG.	CM / A		
	CABLE	CONEXIONES SOLDADAS.	CONEXIONES MECANICAS.
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

Como se recomendaron juntas soldadas y un tiempo de falla de 0.5-seg., se determinará la sección del conductor con la constante 6.5 CM / A lo que nos da:

$$42426.2 \text{ A} \times 6.5 \frac{\text{CM}}{\text{A}} = 275770 \text{ CM}$$

c) Corriente de falla a tierra en el lado de 20 Kv.



Cálculo de X_{1R} , X_{2R}

$$0.000066 + 0.000324 = 0.00039$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 595}{0.000\ 39 + 0.000\ 595} = 0.000\ 2355$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 522}{0.000\ 39 + 0.000\ 522} = 0.000\ 2232$$

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 2355 + 0.000\ 2232 + 0.000\ 246} = 4257.13 \%$$

$$I_G = \frac{4257.13 \times 1000}{3 \times 20} = 122\ 892.76\ A$$

Como ésta corriente es mayor que la calculada en el lado de 230 Kv, será la que tomaremos en cuenta para el cálculo de nuestro sistema de tierra.

Para determinar el valor de la resistividad emplearemos la siguiente fórmula del D F. WENNER,

$$\rho_s = \frac{4 \pi A R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

en donde

ρ_s = resistividad del terreno en Ω -m

R = resistencia por medición en (se obtiene con el Megger)

A = distancia entre electrodos ayacentes en M.

B = profundidad de enterramiento de los electrodos en M.

Dado que se carece de datos se tomó el valor de la resistividad-
 igual que el de la Unidad 3 que fué de $6 \Omega - m$

2.- Diseño Preliminar de la Red de Tierras

De acuerdo con la tabla anterior se toma 6.5 CM / A para deter-
 minar el calibre

$$S = 6.5 \frac{CM}{A} \times 122892 = 798802 \quad \begin{array}{l} \text{Calibre inmediata-} \\ \text{C.M. mente superior.} \\ 1000 \text{ MCM } d= 0.029 \end{array}$$

Residencia de Salamanca pidió un calibre de 750 M.C.M. con el --
 propósito de utilizar el material existente,

Por lo tanto se tiene un diámetro de 0.0253 m. (0.997").

El diámetro está en función con la longitud del conductor (L) y -
 del coeficiente que toma en cuenta conductores de la malla en cuanto a número
 ro, calibre, y disposición (km) tenemos que diseñar un arreglo tal que cum --
 pla con éstas condiciones.

Tenemos:

$$L = \frac{K_m \times K_i \times \rho_o \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{116 + 0.1783} \quad (M)$$

En donde:

L : longitud total del conductor enterrado en metros, -
 incluyendo varillas.

Km : coeficiente que toma en cuenta los conductores de la
 malla en cuanto a números, calibre y disposición.

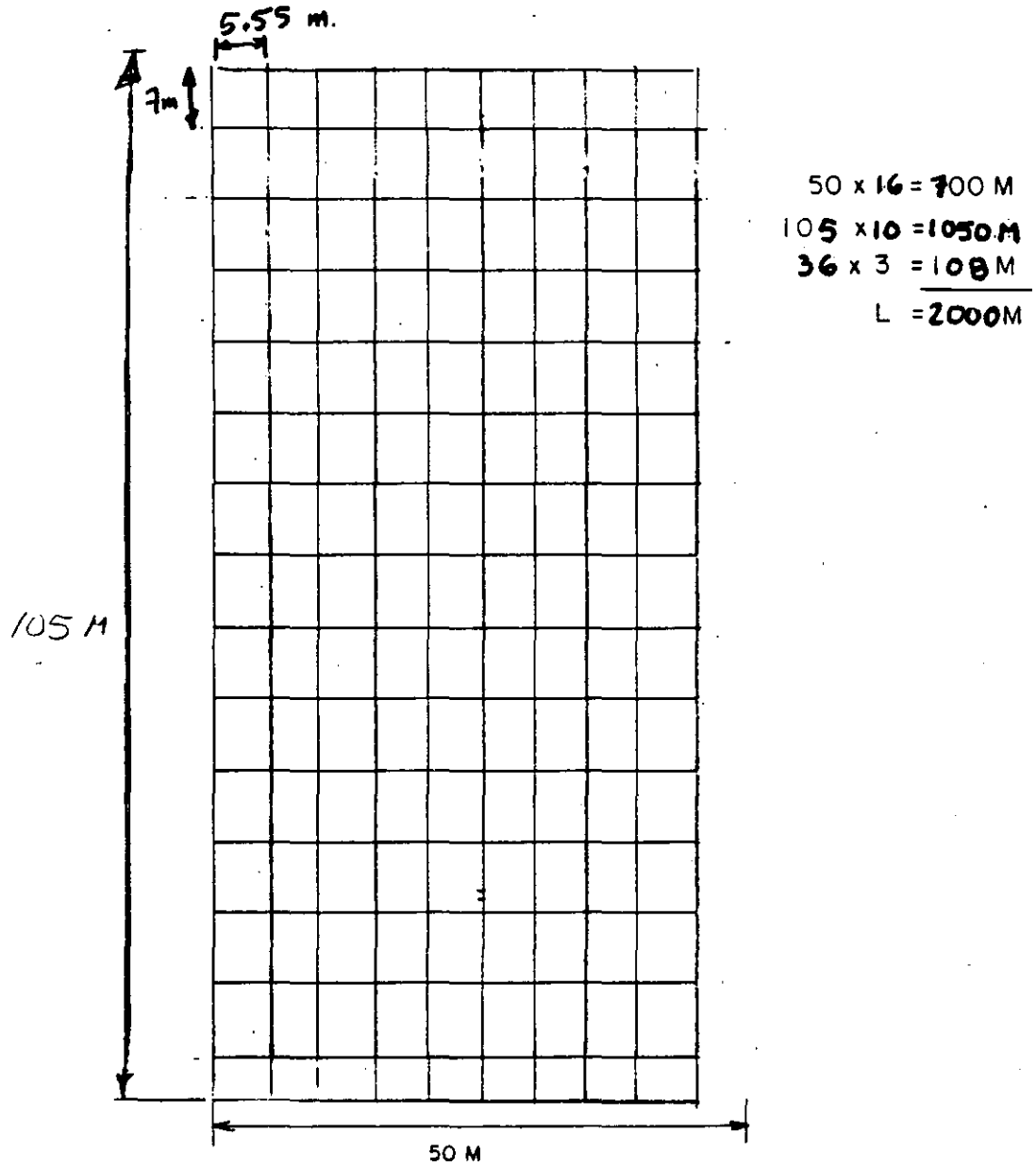
$$K_m = \frac{1}{2\pi} L_n \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right) \dots$$

En donde:

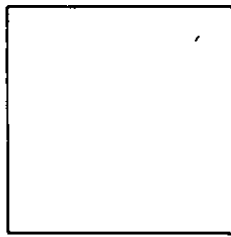
D : separación entre conductores de la malla en metros (8 metros).

d : diámetro de los conductores que forman la malla = 0.0253 metros

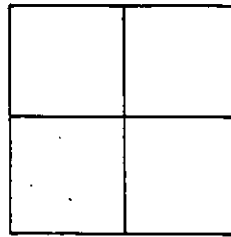
h : profundidad a la que se entierra la red = 0.60 metros.



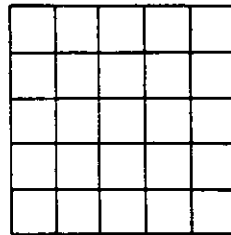
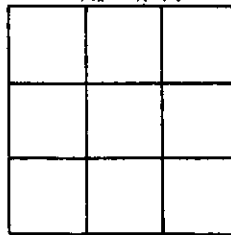
K_i : Factor de corrección por irregularidades, toma en cuenta la -
distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.



$K_i = 1.00$
 $K_i = 1.47$



$K_i = 1.16$
 $K_i = 2.21$



Factor K_i sugerido por
Walter Koch.

ρ : resistividad promedio del terreno = $6 \Omega \cdot M$

I_{cc} : corriente eficaz máxima que fluirá de la red en conjunto, hacia la tierra,
afectada por el factor de decremento D y el factor de ampliación A .

$$I_{cc} = I \times A \times D.$$

Factor de ampliación $A = 1.00$

Factor de decremento D :

Duración de la falla en ciclos	D
$\frac{1}{2}$	1.65
6	1.25
15	1.10
30 ó más	1.00

$$I_{cc} = 122\ 892.76 \times 1 \times 1 = 122\ 892.76 \text{ A.}$$

ρ_s = Resistividad del terreno que tocan los pies.
 = 1000 Ω -M (para concreto armado).

Como la malla tiene un espaciamiento uniforme, se puede hacer la determinación empírica del número de términos de la fórmula de Km.

$$n = 16 - 2 = 14 \text{ términos.}$$

Por lo tanto:

$$K_m = 0.1591549 L_n \frac{3^2}{16 (0.6) (0.0253)} + 0.3183099 L_n \left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{4}\right) \left(\frac{7}{8}\right) \left(\frac{9}{10}\right) \left(\frac{11}{12}\right) \dots \left(\frac{29}{30}\right)$$

(14 términos)

$$K_m = 0.159154 \times 5.5740709 + 0.3183099 L_n \mathbf{0.2889}$$

$$K_m = \mathbf{0.4919}$$

El tiempo $t = 0.5$ seg.

$$K_i = 2.21$$

Por lo tanto

$$L = \frac{\mathbf{0.4919} \times 2.21 \times 6 \times 122\ 892.76 \times \sqrt{0.5'}}{\mathbf{116 + 0.17} \times 1000}$$

$$L = \mathbf{1981} \text{ M.}$$

La longitud obtenida debe ser menor que la indicada en el arreglo

$$\mathbf{1981 < 2000 \text{ m.}}$$

En los cálculos anteriores, podemos ver que el diámetro que se utilizó (0.0253) el cual corresponde a 750 MCM, cumplen con todas las condiciones para nuestro arreglo en cuanto a longitud y separación entre conductores.

4.- CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS.

Para éste cálculo se determinará primero el radio de un círculo cuya superficie sea igual a la superficie total encerrada por la red.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

en donde

r : radio del círculo

A : superficie encerrada por la malla

$$50 \times 105 = 5250 \text{ m}^2$$

$$r = \sqrt{\frac{5250}{3.14}} = 40.88 \text{ M}$$

Para el cálculo de la resistencia de la red, se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho \cdot L}{L}$$

└──────────┘ Longitud

Sustituyendo:

$$R = \frac{6}{4 \times 40.88} + \frac{6}{2000} = 0.0397 \text{ (ohms)}$$

CALCULO DEL MAXIMO AUMENTO DE POTENCIAL DE LA RED EN CASO DE FALLA,

Aplicando la fórmula

$$E = IR$$

y teniendo $I = 122\ 892.76$ Amp.

$$R = 0.0397 \text{ ohms.}$$

resulta $E = 122892.76 \times 0.0397 = 4878$ Volts.

6.- CALCULO DEL POTENCIAL DE PASO EN EL PISO ADYACENTE A LA RED.

Esté cálculo se hará con la siguiente fórmula

$$E_s = K_s \times K_i \times \rho \times \frac{I}{L}$$

en donde

E_s : Potencial entre los pies de una persona al dar un paso cuando está circulando la corriente máxima de la falla de la red hacia la tierra.

K_s : Coeficiente que considera a que profundidad está enterrada la red, en metros y el número de conductores transversales de la red (n).

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} \dots \frac{1}{15D} \right]$$

hasta el número de espacios transversales.

donde h : profundidad de enterramiento (0.60 mts.)

D : espacio longitudinal (7 mts.)

Sustituyendo valores

$$K_s = \frac{1}{3.14} \left[\frac{1}{2 \times 0.60} + \frac{1}{7 + 0.60} + \frac{1}{2 \times 7} + \frac{1}{3 \times 7} \dots \frac{1}{15 \times 7} \right]$$
$$= 0.41256 \quad (0.041256)$$

Por lo tanto

$$E_s = 0.4183176 \times 2.21 \times 6 \times \frac{122892.76}{2000} = 336 \text{ volts.}$$

Voltaje máximo permisible entre pies sobre el piso.

Para concreto armado

$$E'_s = \frac{116 + 0.2 E_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ volts.}$$

$$E_s < E'_s$$

si $E_s > E'_s$ se rediseña la red aumentando (L)

7.- CALCULO DE POTENCIAL ENTRE PISOS Y ELEMENTO CONECTADO A TIERRA.

Si la longitud del cable usado es igual ó mayor que la calculada, se considera que los voltajes entre el piso y el punto tocado con la mano esta dentro de los límites aceptables.

De acuerdo con la figura del terreno, tenemos que $(L) = 2000$ Mts.
(2000 m)

Se incluyen 50 varillas de 3.0 mts. cada una:

Esta longitud es mayor que la calculada, por lo tanto cumple con lo anotado al principio de éste inciso.

8.- Verificación de las condiciones de seguridad.

Para que la red diseñada sea considerada como segura, se deberá cumplir la siguiente fórmula

$$\frac{K_m \times K_i \times P \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{L} - 0.17 P_s < 116$$

Sustituyendo valores, tenemos:

$$\frac{0.4919 \times 2.21 \times 6 \times 122892.76 \times \sqrt{0.5}}{2000} - 0.17 \times 1000 = 113.4$$

$$113.4 < 116$$

Al cumplirse la fórmula podemos decir que la red diseñada está dentro de los límites de seguridad.

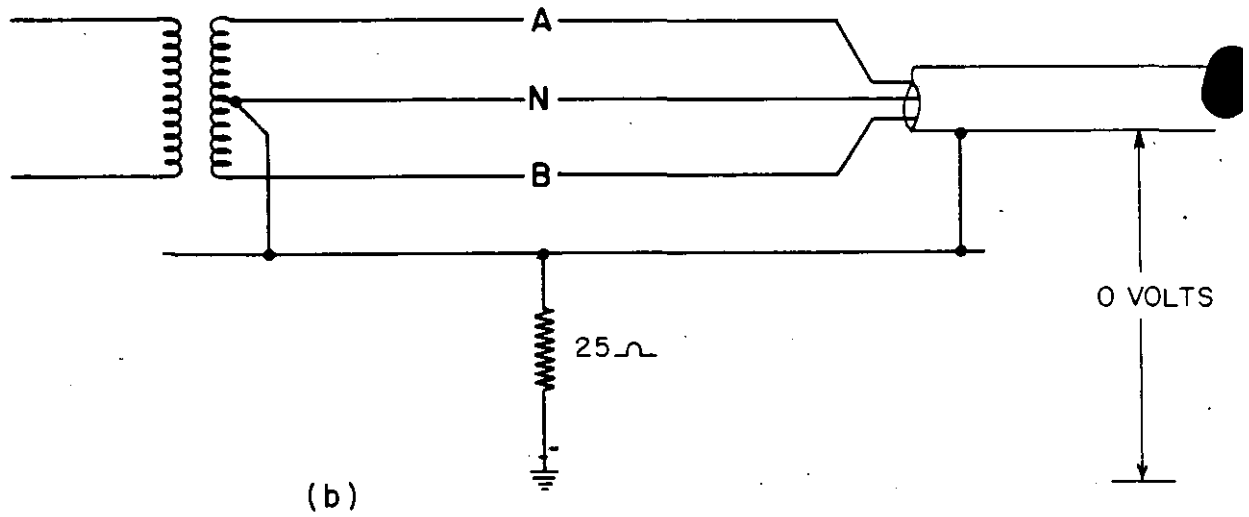
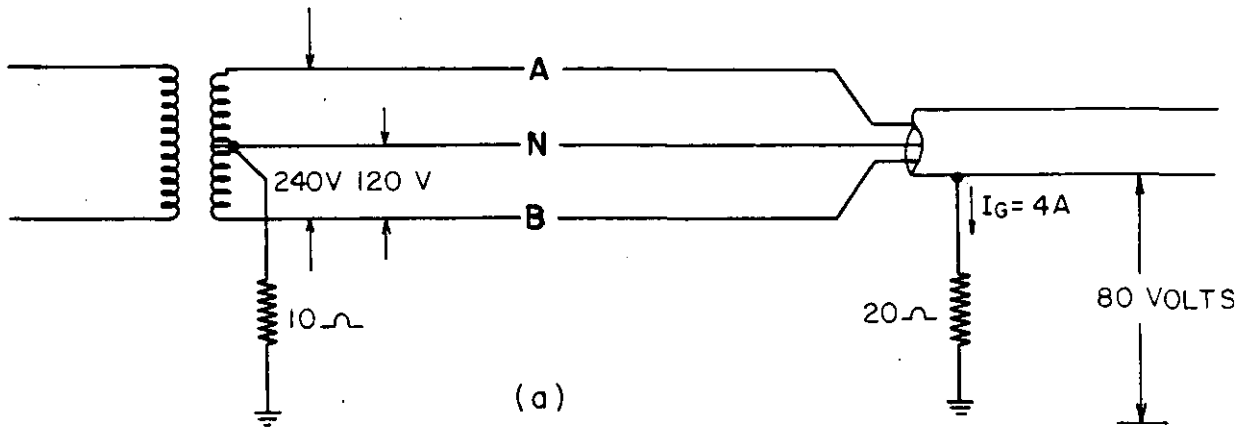
7.3 ATERRIZAMIENTO DE EQUIPO

Los propósitos principales por los que las canalizaciones o -- estructuras metálicas que conducen conductos energizados deben estar inter conectadas a un sistema de tierras son:

- 1.- Mantener una diferencia de potencial baja entre las partes metálicas cercanas dentro de una determinada área y asegurar que el personal que allí se encuentre no corra peligro de sufrir descargas eléctricas.
- 2.- Proveer de un camino efectivo las corrientes de falla a - tierra las cuales deberán fluir sin evidencia de los esfuerzos térmicos, los cuales son peligrosos y pueden ocasionar incendios de material combustible o por presencia de gases en la atmósfera.

Por lo tanto, Todas las canalizaciones y cubiertas metálicas - de conductores o equipos, armazones de motores, et, Deberán ser puestos a tierra para satisfacer los requerimientos anteriores.

En caso de una falla de aislamiento a lo largo de un conductor de un circuito eléctrico, entre el conductor energizado y alguna porción metálica (Tubo, Conduit o Charola), si la parte metálica no fué apropiadamente aterrizada, podría existir un potencial de suficiente magnitud tal que genere daños por descargas eléctricas a quienquiera que toque dichas - partes.



La importancia de un circuito metálico continuo de baja resistencia para canalizar las corrientes de falla, se explica en la figura anterior (A). En ella se muestra el neutro del transformador conectado a tierra -- por medio de un electrodo que tiene una resistencia de $10\ \Omega$ a tierra, el tubo conduit está conectado a otro electródo separado, el cual tiene $20\ \Omega$ a tierra. Una falla ocurre entre el conductor B y el Conduit

$$\text{Corriente de falla} = \frac{120}{20 + 10} = 4 \text{ A}$$

Caída de potencial de Conduit a tierra será:

$$4 \times 20 = V = 80 \text{ Volts.}$$

En cambio en la figura (B), tanto el neutro del transformador como el tubo conduit, están conectados a una red de tierra común, la que es conectada a tierra a través de un electródo que tiene $25\ \Omega$ de resistencia.

Lo anterior no infiere que un potencial de 80 volts necesariamente sea fatal, sino que como ejemplo se ilustra el hecho de una inadecuada puesta a tierra puede ocasionar diferencias de potencial que provocarían daños funestos, sobre todo a las personas.

De acuerdo a estadísticas, los accidentes en la Industria Eléctrica, indican que un gran número de personas se han lesionado como resultado de recibir "SHOCK" eléctrico al entrar en contacto con partes metálicas que normalmente no están energizadas o se suponía que estaban desenergizadas.

Así mismo, uno de cada siete incendios en diferentes establecimientos fueron originados en el sistema eléctrico, por ello, un desarrollo y adopción de prácticas más efectivas en el aterrizamiento de equipo harían disminuir los riesgos por incendio.

" Factor de suma importancia para la seguridad del personal en plantas industriales, es el aterrizamiento adecuado del propio equipo".

" Conecte a una misma red de tierras, todas las partes metálicas por donde pasan conductores energizados, tubo coduit, charolas, cables con armadura metálica, cajas de conexiones, gabinetes, carcasa de motores, del transformador, etc. Todo aquello que encierre equipo eléctrico o sirva para operar eléctricamente un equipo".

DEFINICIONES:

Electrúdo de Tierra.- es un conductor embebido en tierra, usado para mantener al potencial de tierra, los conductores conectados al electrúdo, y para disipar en la tierra todas las corrientes a ella conducidas.

Red de Tierras.- es una red de conductores desnudos enterrados, usada para establecer un potencial uniforme dentro y alrededor de un establecimiento cualquiera. Debe quedar ligado sólidamente a los electrúdos de tierra.

Conductor de tierra.- es usado para conectar a la red de tierra las carcasas de los equipos, canalizaciones o partes metálicas por donde pasan circuitos energizados.

Cálculo de los conductores de tierra por corriente.- queda determinado por la magnitud de la corriente y el equipo de falla, empleándose las siguientes fórmulas.

Cuando el BUS tenga conexiones ensambladas o empalmadas, considerando una temperatura inicial de 26°C

$$A = 10.6 \sqrt{I^2 S}$$

Si las conexiones son soldadas a temp. inicial de 26 °C

$$A = 8.7 \sqrt{I^2 S}$$

A = sección del conductor en CM

I = corriente de falla en A

S = tiempo de flujo en seg.

En sistemas con neutro aterrizado, la corriente y el tiempo de flujo queda determinado por la impedancia. Normalmente el tiempo está entre 10 y 60 seg.

En sistemas no aterrizados la corriente de falla es aproximadamente igual a la corriente de línea a línea.

En sistemas sólidamente aterrizados, la corriente de falla es - aproximadamente igual a la corriente de falla trifásica.

Además de las consideraciones teóricas existen limitaciones -- prácticas que finalmente pueden determinar el tamaño máximo o mínimo de la red de tierra, ya que por esfuerzos mecánicos no debe ser menor a un conductor de No. 2 / 0 AWG y usualmente no es necesario que sea mayor de 500 - MCM, para grandes estaciones, y del No. 4 / 0 AWG, para pequeñas estaciones o plantas industriales.

RESISTENCIA DE LA RED A LA TIERRA FISICA.

En grandes estaciones no debe exceder de 1Ω

En pequeñas estaciones o plantas industriales no debe ser mayor de 5Ω

Para clientes residenciales debe aterrizar el neutro a tubería de agua, la cual proporciona una conexión a tierra de baja resistencia (aproximadamente 3) y donde ello no sea posible, utilizar un electródo, pero la resistencia a tierra no exceda 25.

Aterrizamiento de equipo en tableros eléctricos.

Deberá ser instalado en los tableros, un BUS de tierra como complemento de los mismos.

Los tableros o estructuras que contengan equipos primarios tales como:

Transformadores de corriente, transformadores de potencial, interruptores de potencia, desconectores, relevadores, instrumentos de medición, et., tal que todos ellos requieren aterrizarse, y que son considerados adecuadamente aterrizados a través de su montaje sobre la estructura, siempre y cuando cada una de éstas estructuras, paneles o soportes metálicos estén conectados al BUS de tierras en forma individual. El BUS de tierra, por lo menos será capaz de conducir un 25 % de la más alta corriente nominal en el tablero, generalmente es usada una barra de cobre de 2" x 1/4 " , éste BUS por supuesto estará interconectado adecuadamente al BUS general de tierras.

Consideraciones Generales.

- 10.- Los conductores de tierra deben protegerse cuando estén expuestos a daño mecánico, deben tener continuidad, desde el equipo por aterrizar hasta el BUS de tierra.
- 20.- El calibre del BUS de tierra en corriente alterna, no será menor que a los que a continuación se indican en la siguiente tabla.

TABLA : Calibre de la red principal de tierras (para acometidas)

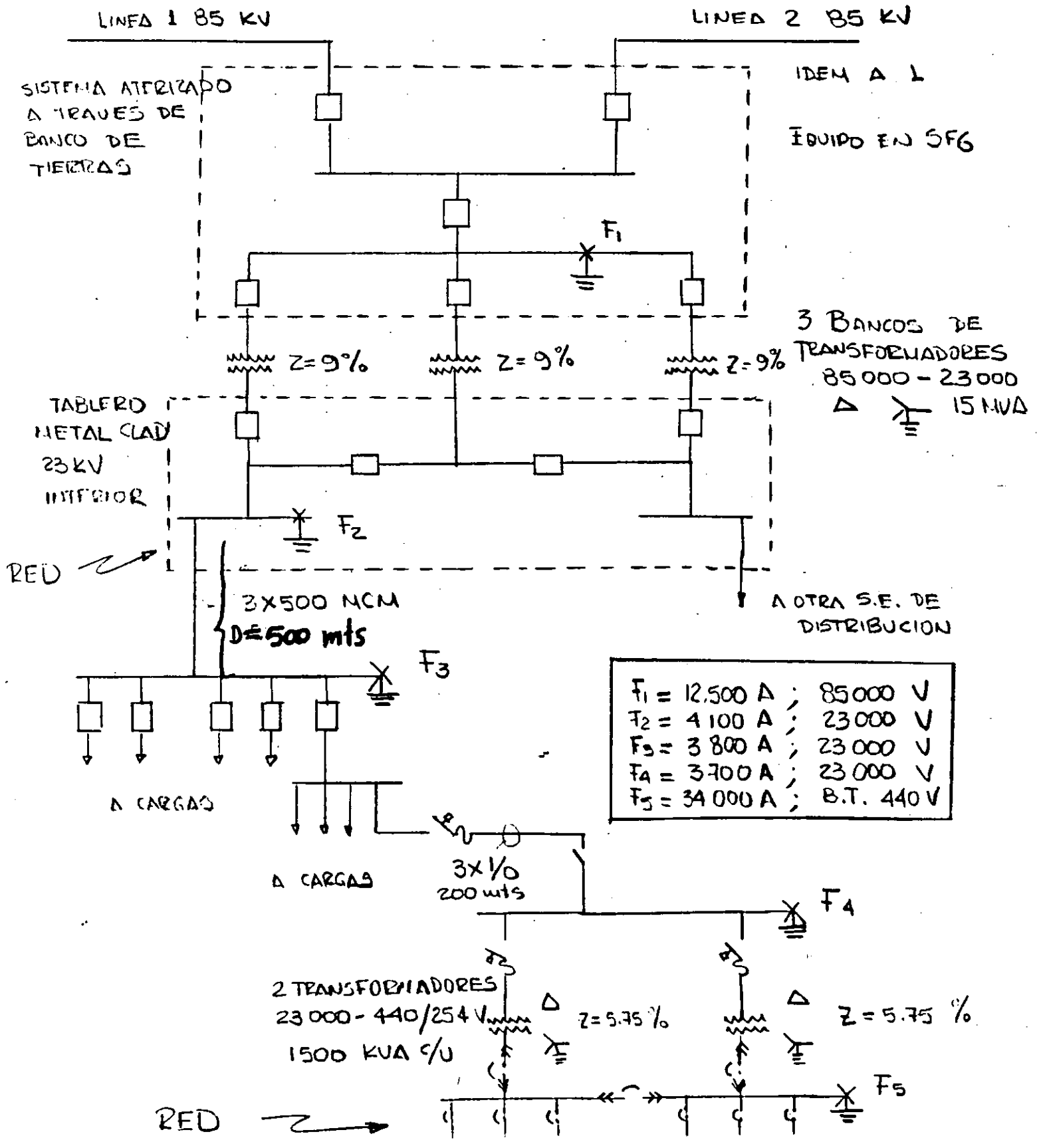
ACOMETIDA * (AWG O MCM) MATERIAL COBRE.	BUS DE TIERRA (AWG O MCM) MATERIAL COBRE.
2 o menor	8
1 / 0	6
2 / 0 a 3/0	4
4/0 a 350	2
400 a 600	1 / 0
600 a 1100	2 / 0
1100 a más	3 / 0

* 0 Alimentador Principal.

Calibre de los conductores para puesta a tierra de
equipos y canalizaciones interiores.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección con- tra sobrecorriente ubicado an- tes del equipo, conductor, etc.	Calibre del conductor a tierra. (AWG o MCM)	
	Cobre	Aluminio
No mayor de (amperes)		
15	14	12
20	14	12
30	12	10
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
400	4	2
600	2	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 MCM
1600	4/0	350 "
2000	250 MCM	400 "
2500	350 "	500 "
3000	400 "	600 "
4000	500 "	800 "
5000	700 "	1000 "
6000	800 "	1200 "

DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO DE CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

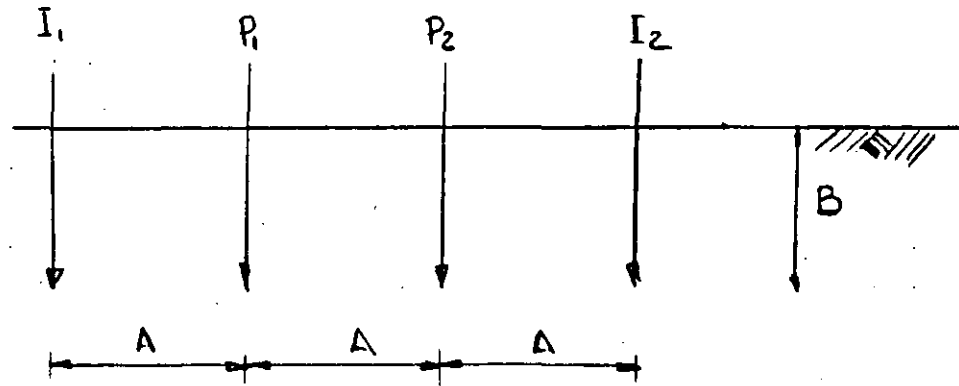


7-12

DATOS GENERALES PARA EL EJEMPLO DE CALCULO DE
LA RED DE TIERRAS

- RESISTIVIDAD DEL TERRENO : VER TABLA ANEXA; LOS RESULTADOS DE ELLA PUEDEN GENERALIZARSE PARA TODA LA PLANTA
- RESISTIVIDAD DEL CONCRETO: 1000Ω -mto.
- PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO DE LA RED : 0.5 mto.
- CONFIGURACION DE LA RED EN S.E. 85/23 KV (VER PLANO ANEXO) AREA PROPUESTA DE 350 m^2
- DISTRIBUCION DE PLANTA EN S.E. 23000/440 V. VER CROWIS ANEXO
- TIEMPO EN QUE SE LIBRA LA TALLA : 0.5 seg PARA 85, 23 y B.T (POR SIMPLICIDAD)
- FACTOR DE AMPLIACION DEL SISTEMA : 1.0
- SE PROPONE :
 - 1° EVALUAR LA RED PRINCIPAL EN LA S.E. DE 85/23 KV
 - 2° PROPONER Y EVALUAR UNA RED EN LA S.E. DE 23000/440 V

LECTURAS DE RESISTIVIDAD



FORMULA CON LA QUE SE CALCULO LA RESISTIVIDAD

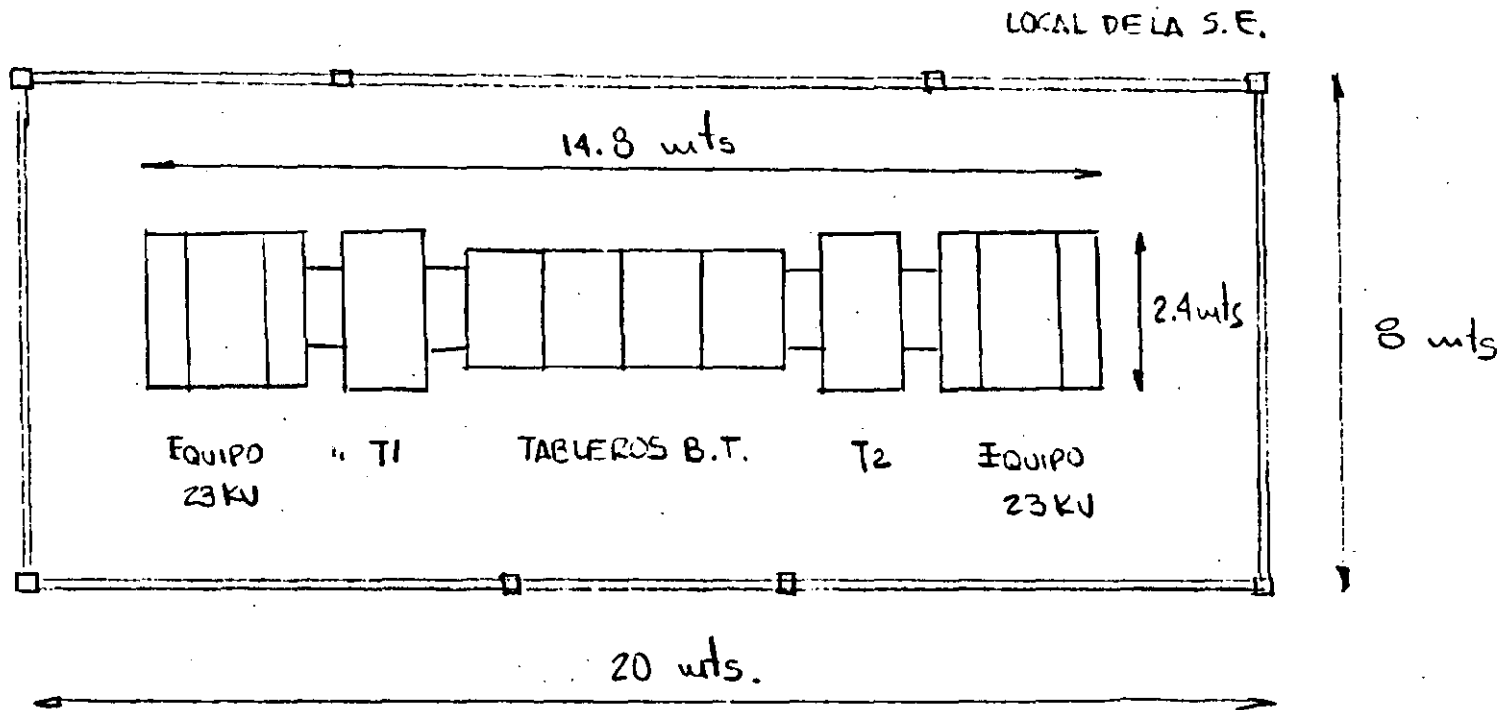
$$\rho = \frac{4 \pi A R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

7-49

LEVANTAMIENTO DE RESISTIVIDAD EN LA PLANTA
DEL EJEMPLO (VER PLANO ADJUNTO PARA UBICACION DE LA LECTURA)

SEPARACION A (m)	PROFUNDIDAD B (m)	LECTURAS N° 1		LECTURAS N° 2		LECTURAS N° 3		LECTURAS N° 4	
		R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m
1.0	0.25	1.6	11.05	2.4	16.58	2.2	15.73	2.2	15.73
1.5	0.25	0.8	7.89	1.3	12.82	0.89	8.94	1.0	10.0
2.0	0.25	0.6	7.74	0.77	9.93	0.6	7.82	0.65	8.47
2.5	0.25	0.5	7.989	0.48	7.66	0.4	6.438	0.45	7.24
3.0	0.25	0.4	7.63	0.38	7.24	0.27	5.32	0.33	6.32

CROQUIS DE LA S.E. DE 23 000 - 440/251 V



ESCALA 1:100

EJEMPLO SISTEMA DE TIERRAS

A- SUBESTACION PRINCIPAL 85/23 KV

1° $I_{cc} = 12\ 500\ A$ (LADO 85 KV)

2° CONEXION SOLDADA
DURACION FALLA 0.5 SEG. $\left. \vphantom{\begin{matrix} \text{CONEXION SOLDADA} \\ \text{DURACION FALLA 0.5 SEG.} \end{matrix}} \right\} CM/A = 6.5$

$$S = 6.5 \times 12\ 500 = 81\ 250\ CM$$

$$81\ 250 \times 0.00051 = 41.44\ mm^2 \quad \text{CALIBRE 1}$$

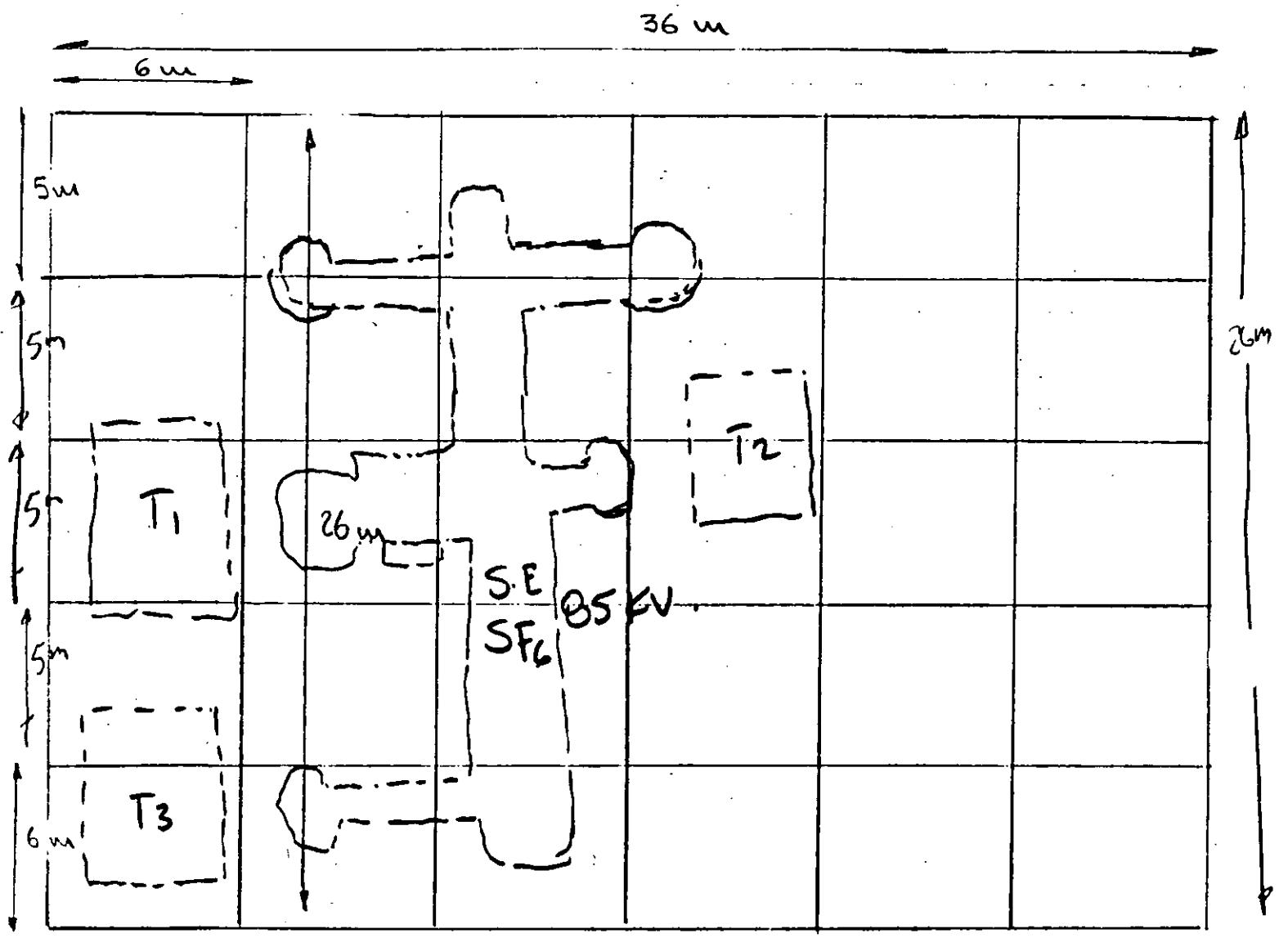
POR NORMAS SE USARA CALIBRE 4/0

3° $P_{s1} = 16.58\ \Omega - m$

$$P_{s2} = 1000\ \Omega - m$$

4° SE PROPONE EVALUAR LA SIGUIENTE RED:

7-52



$$\text{AREA} = 36 \times 26 = 936 \text{ m}^2$$

$$\text{LR} = 6 \times 36 + 7 \times 36 + 42 \times 3 = 524 \text{ m}$$

$$L = \frac{K_m K_i P_{s1} I_{cc} \sqrt{t}}{116 + 0.17 P_{s2}}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

$$D' = 6 \text{ m}$$

$$N^{\circ} \text{ DE FACTORES} = 7 - 2 = 5$$

$$h = 0.5 \text{ m}$$

$$d = 1.33 \times 10^{-2} \text{ m} \quad (\text{CABLE } 4/0)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{6^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \left(\frac{9}{10} \right) \left(\frac{11}{12} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 338 + \frac{1}{\pi} \ln 0.4511$$

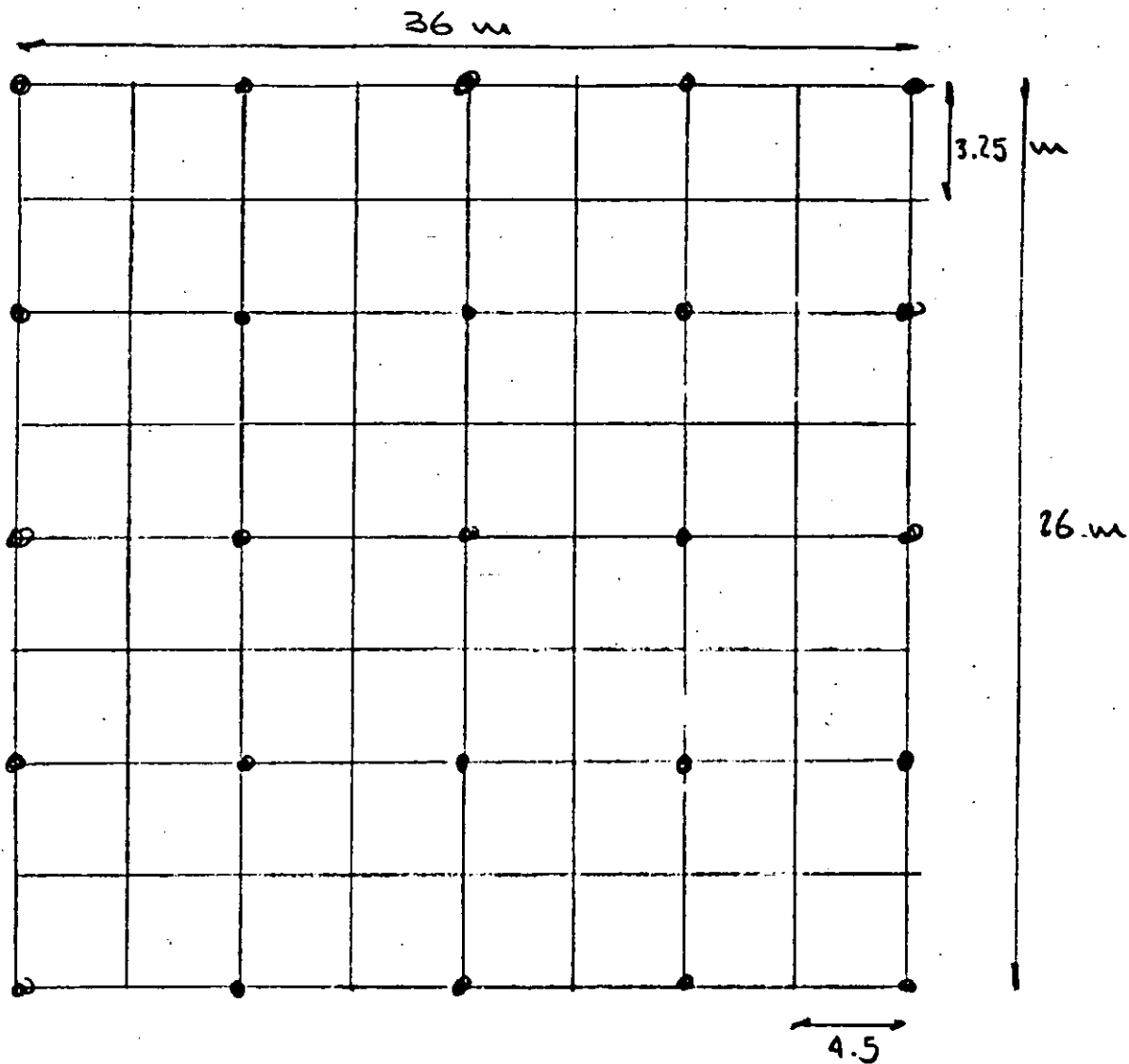
$$K_m = 0.926 - 0.2533 = 0.673$$

SE ASUME UN VALOR DE $K_i = 2.21$

$$L = \frac{(0.673)(2.21) \times (16.58)(12,500)(\sqrt{0.5})}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 762 \text{ m}$$

$L_R < L \Rightarrow$ LA RED DEBE REDISEÑARSE



$$L_R = 36 \times 9 + 26 \times 9 + 25 \times 3 = 633 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(4.5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \left(\frac{9}{10} \right) \left(\frac{11}{12} \right) \left(\frac{13}{14} \right) \left(\frac{15}{16} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 190.3 + \frac{1}{\pi} \ln 0.3928$$

$$K_m = 0.5379$$

$$K_i = 2.21$$

$$L = \frac{(0.5379)(2.21)(16.58)(12.500)(\sqrt{10.5})}{116 + 0.17 \times 1000} = 609 \text{ m}$$

$$L_R > L \quad (633 > 609 \text{ m})$$

LA RED ES ADECUADA

$$5^\circ \quad r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{936}{\pi}} = 17.26 \text{ m}$$

$$R = \frac{P_{s1}}{4r} + \frac{P_{s1}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times 17.26} + \frac{16.58}{633}$$

$$R = 0.266 \text{ } \Omega$$

$$6^\circ \quad E = I_{cc} \times R = 12500 \times 0.266$$

$$E = 3325 \text{ VOLTS}$$

$$7^\circ \quad E_s = K_s K_i P_{s1} \frac{I_{cc}}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \frac{1}{5D} + \frac{1}{6D} + \frac{1}{7D} + \frac{1}{8D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{4.5 + 0.5} + \frac{1}{2 \times 4.5} + \dots + \frac{1}{8 \times 4.5} \right]$$

$$K_s = 0.5035$$

$$K_i = 2.21$$

$$E_s = 0.5035 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{12500}{633}$$

$$E_s = 364.3 \text{ VOLTS}$$

$$E_s' = \frac{116 + 0.7 P_{s2}}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ VOLTS}$$

$$E_s < E_s' \quad (\text{LA RED ES SEGURA EN LA PERIFERIA})$$

B. - SUBESTACION DE DISTRIBUCION 23000/440 V

$$1^{\circ} \quad I_G = 3700 \text{ A} \quad (\text{LADO } 23 \text{ KV})$$

$$I_G = 34000 \text{ A} \quad (\text{LADO } 440 \text{ V})$$

$$2^{\circ} \quad \left. \begin{array}{l} \text{CONEXION SOLDADA} \\ \text{DURACION FALLA } 0.5 \text{ seg} \end{array} \right\} \text{ CM/A} = 6.5$$

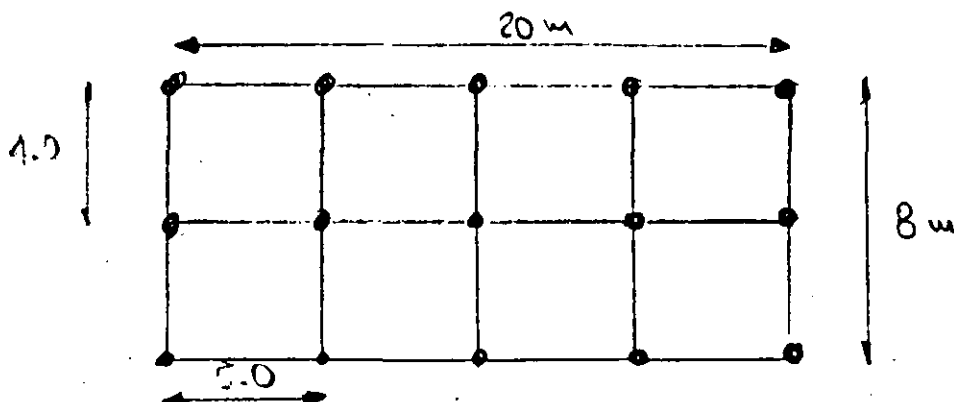
$$S = 6.5 \times 34000 = 221000 \text{ CM} \quad (112.71 \text{ mm}^2)$$

SE PUEDE USAR CONDUCTOR 4/0 (211,600 CM 5% MENOS DE LO CALCULADO)

$$3^{\circ} \quad P_{s1} = 16.58 \text{ } \Omega\text{-m}$$

$$P_{s2} = 1000 \text{ } \Omega\text{-m}$$

4^o RED SUGERIDA . SE EVALUA A CONTINUACION



$$ARFA = 8 \times 20 = 160 \text{ m}^2$$

$$LR = 20 \times 3 + 5 \times 3 + 15 \times 3 = 145 \text{ m}$$

$$L = \frac{K_m K_i P_{s1} I_{cc} \sqrt{T}}{116 + 0.17 P_{s2}}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots n \text{ terminos}$$

$$D = 5 \text{ m}$$

$$d = 1.33 \times 10^{-2} \text{ m} \quad (\text{CABLE } 4/0)$$

$$h = 0.5 \text{ m} \quad (\text{PROFUNDIDAD})$$

$$n = 5 - 2 = 3 \text{ FACTORES}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right)$$

$$K_m = 0.869 + (-0.192)$$

$$K_m = 0.677$$

$$k_i = 1.47$$

$$L = \frac{0.677 \times 1.47 \times 16.58 \times 3700 \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 151 \text{ m}$$

SE SUGIERE AGREGAR 3 VARILLAS MAS A LA RED PROPUESTA (SE PODRIAN AGREGAR EN EL PUNTO DE ATERIZAJAMIENTO DE LOS EQUIPOS), ASI LR SERIA

$$L_R = 145 + 3 \times 3 = 154 \text{ m}$$

Y SE CUMPLIRA QUE :

$$L < L_R \quad (151 < 154 \text{ m})$$

$$5^\circ \quad r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{160}{\pi}} = 7.14 \text{ m}$$

$$R = \frac{P_{s1}}{4r} + \frac{P_{s1}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times (7.14)} + \frac{16.58}{154}$$

$$R = 5.688 \ \Omega$$

$$6^\circ \quad E = I_{cc} R = 3700 \times 0.688 = 2546 \text{ VOLTS}$$

$$7^\circ \quad E_s = K_s K_i P_{s1} \frac{I_{cc}}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{5+0.5} + \frac{1}{2 \times 5} + \frac{1}{3 \times 5} + \frac{1}{4 \times 5} \right]$$

$$K_s = 0.445 \quad K_i = 2.21 \quad (\text{SUGERIDO PARA VOLTAGE DE PASE})$$

$$E_s = 0.445 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{3700}{154}$$

$$E_s = 392 \text{ VOLTS}$$

$$E_s' = \frac{116 + 0.7 P_{s2}}{\sqrt{L}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} =$$

$$E_s' = 1154 \text{ VOLTS}$$

$$E_s < E_s' \quad (392 < 1154 \text{ VOLTS}) \Rightarrow \text{LA RED ES}$$

SEGURA EN LA PERIFERIA



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 8

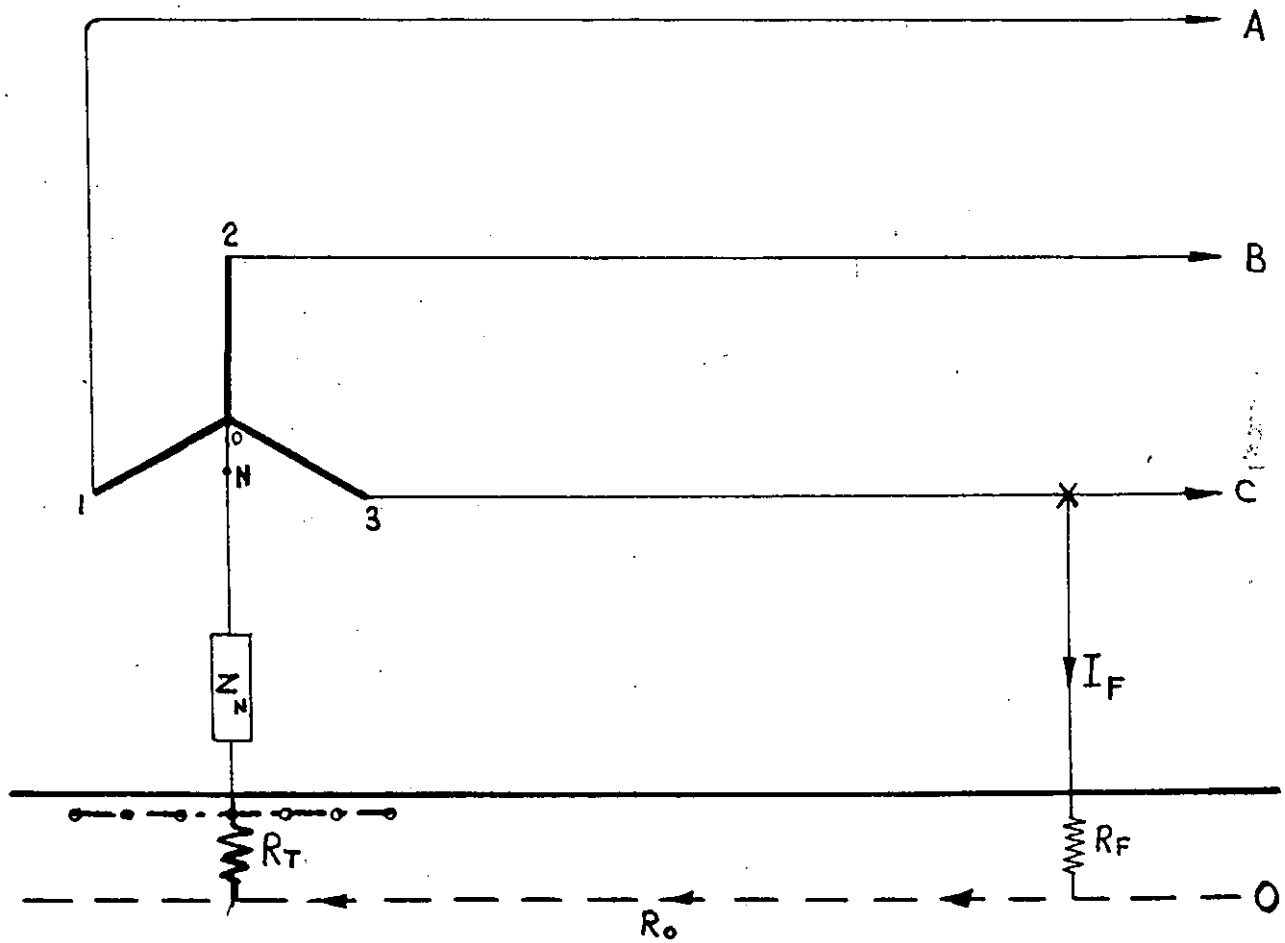
SISTEMA DE TIERRAS

(PARTE II)

ING. D.ENRIQUE OROZCO LOPEZ

JUNIO 1995

SISTEMA ACTIVO.

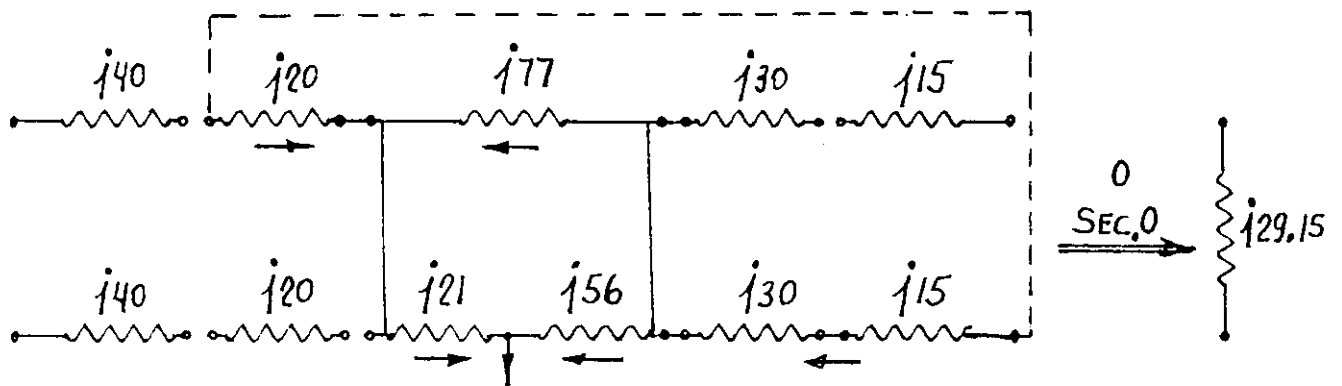
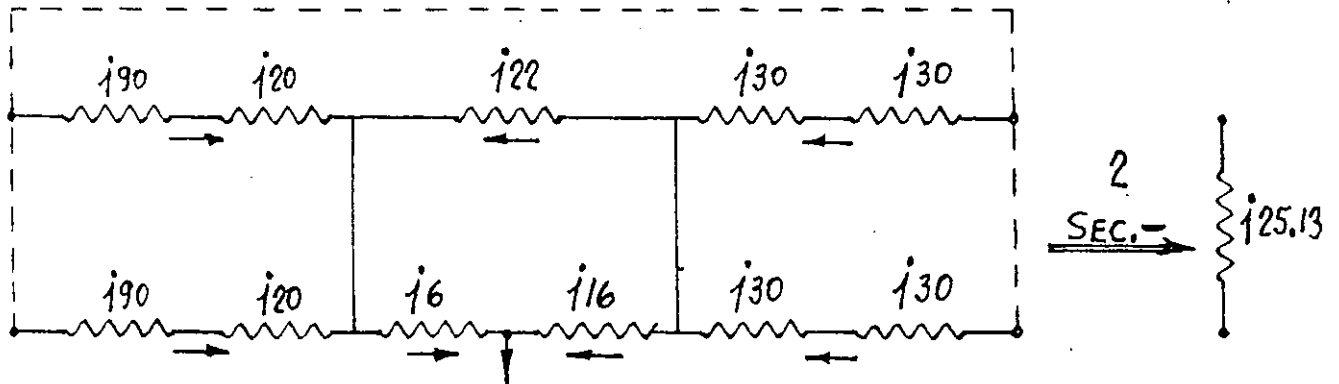
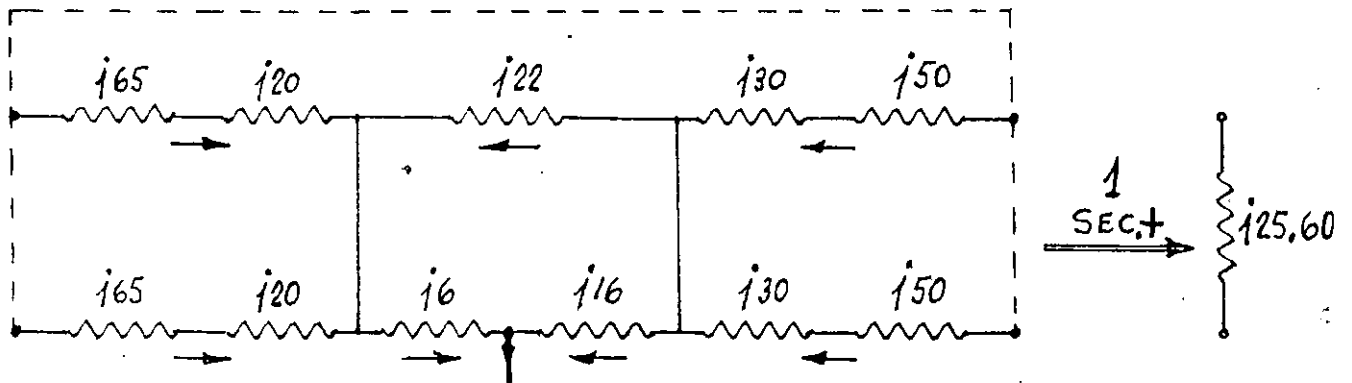
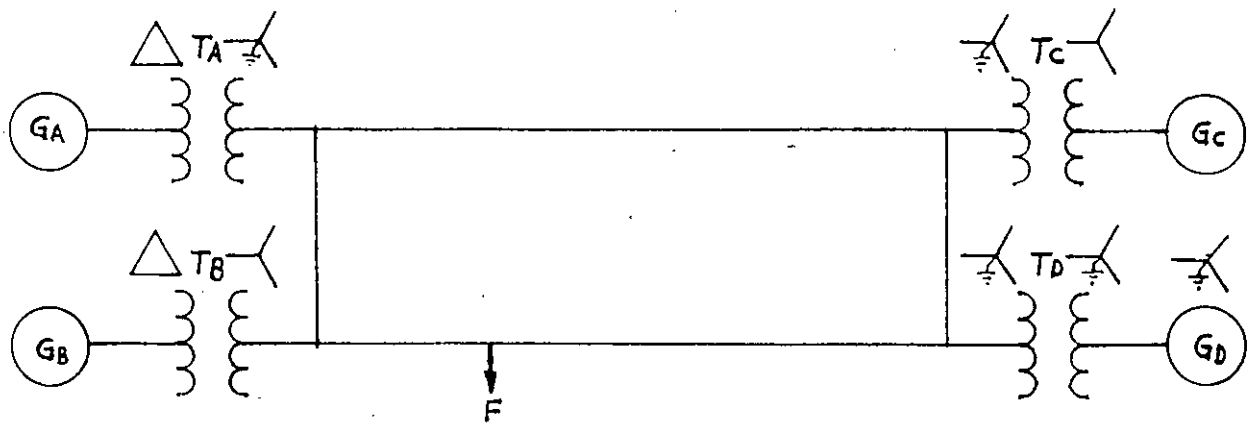


SISTEMA
DE
TIERRAS

¿PORQUE SE DEBE ATERRIZAR UN SISTEMA ?

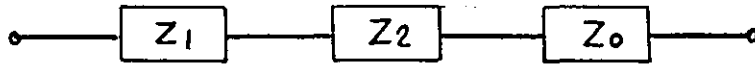
- 1_ TENER BAJO CONTROL LAS SOBRETENSIONES RESULTANTES A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA.
- 2_ PERMITIR QUE LAS CORRIENTES DE FALLA TENGAN UN CAMINO CONTROLADO DE RETORNO.
- 3_ LIMITAR LAS TENSIONES DE TIERRA A VALORES SEGUROS PARA EL PERSONAL.
- 4_ CANALIZAR A TIERRA LAS CORRIENTES ORIGINADAS POR LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.

ILUSTRACION DE LA DETERMINACION DE LOS DIAGRAMAS DE SECUENCIA

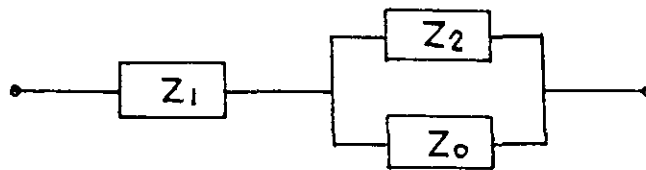


SOLUCIONES A FALLAS TÍPICAS

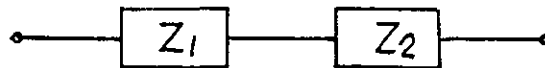
1. FALLA DE LINEA A TIERRA.



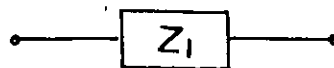
2. FALLA DE DOS LINEAS A TIERRA.



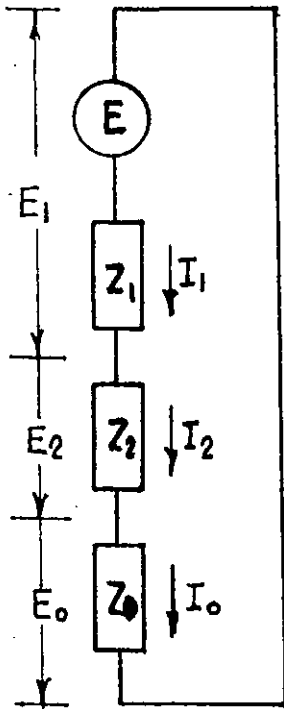
3. FALLA DE LINEA A LINEA.



4. FALLA DE TRES LINEAS.



SOLUCION A LA FALLA DE LINEA A TIERRA



$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E - I_1 Z_1 = E \left(1 - \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right)$$

$$E_2 = -I_2 Z_2 = -E \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_0 = -I_0 Z_0 = -E \frac{Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

EN UN CIRCUITO COMPLEJO DE POTENCIA $Z_1 \approx Z_2$

$$V_a = E_0 + E_1 + E_2 = 0 \quad \text{FALLA FASE } a \downarrow$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 = E \left(a^2 - \frac{a^2 Z_1 + a Z_1 + Z_0}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 = E \left(a - \frac{a Z_1 + a^2 Z_1 + Z_0}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

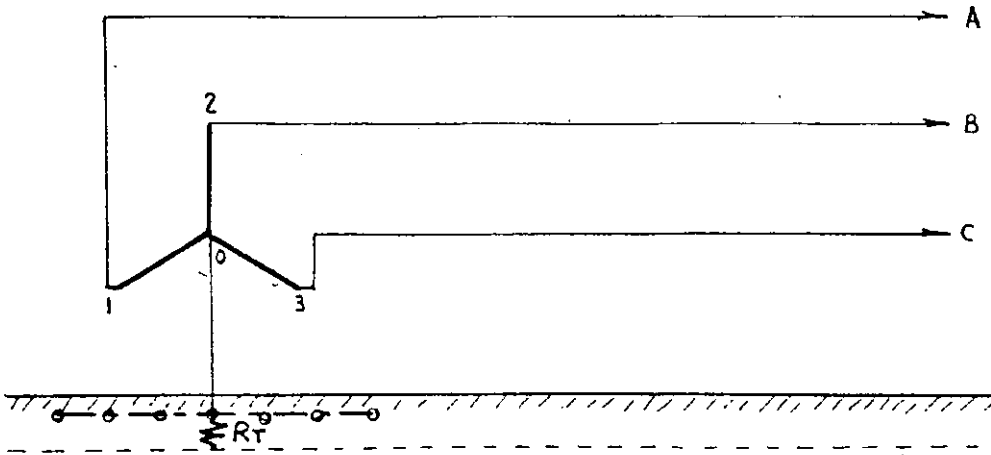
$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \approx jX_1$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0 \approx jX_0$$

SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO



$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

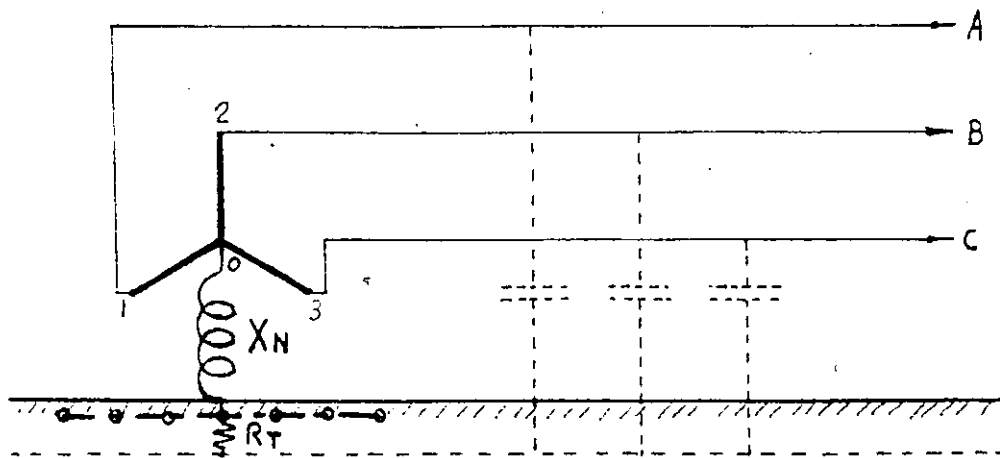
$$0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.4 P.U

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 0.8

- TODOS LOS SISTEMAS DEL SECTOR ELECTRICO TIENEN ESTAS CONDICIONES DE ATERRIZAMIENTO.
- LA MAYORIA DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES SON DE ESTA CATEGORIA DE ATERRIZAMIENTO.

SISTEMA ATERRIZADO POR REACTANCIA



$$3 < \frac{X_0}{X_1} < 10 \quad 0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

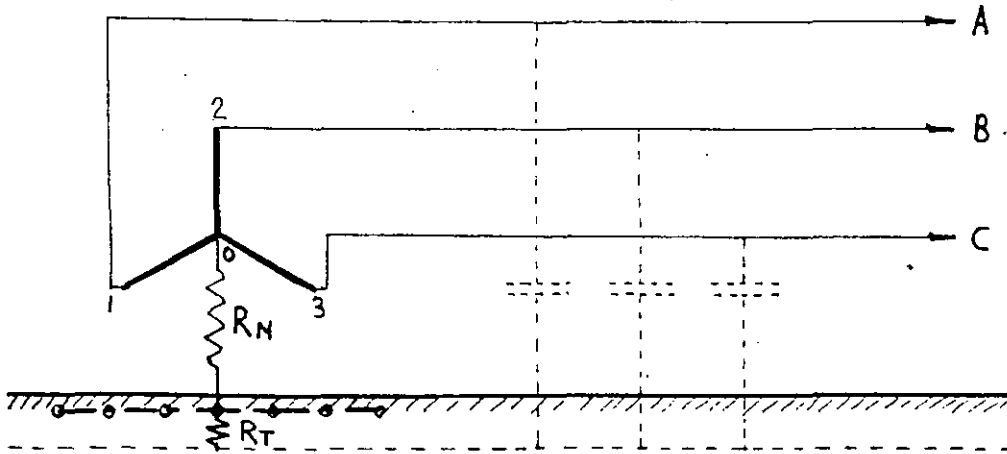
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.67 p.u.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 0.95

- SE UTILIZA PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE FASE A TIERRA A NIVEL DE BANCO O SUBESTACION.

NOTA: LAS OSCILACIONES DE LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS PUEDEN SER PELIGROSAS 2.7 P.U.

SISTEMA ATERRIZADO POR RESISTENCIA



$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

$$1 < \frac{R_0}{X_1} < \frac{0.3}{\omega C_0} X_1 \text{ A } 2X_1$$

SIEMPRE DEBE SER + $\rightarrow Z_N = \frac{R(-j\frac{1}{\omega C_0})}{R - j\frac{1}{\omega C_0}}$

$$R = R_N + R_T$$

$C_0 = \text{CAPACITANCIA EN SECUENCIA CERO}$

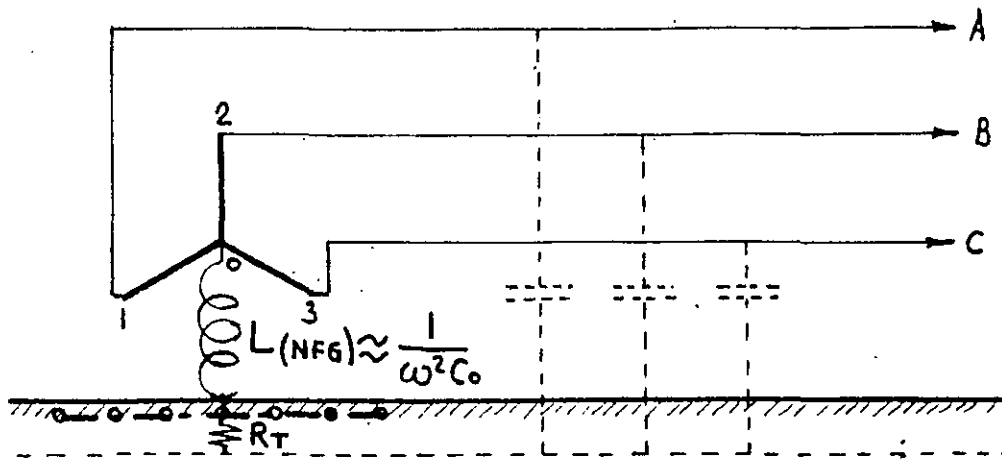
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz < 1.73

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO < 1

SE UTILIZA PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE FASE A TIERRA A NIVEL BANCO.

NOTA: LA RESISTENCIA ATENUA LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.

SISTEMA ATERRIZADO POR BOBINA DE PETERSEN



$$X_{(NFG)} = \frac{j\omega L \left(-\frac{1}{\omega C_0}\right)}{j\omega L - \frac{1}{\omega C_0}} \approx \infty$$

C_0 = CAPACITANCIA EQUIVALENTE EN SECUENCIA CERO

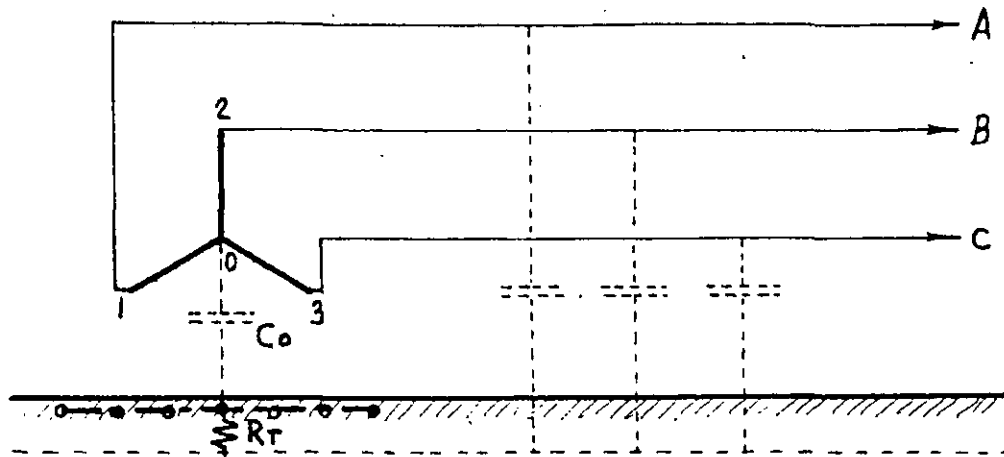
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.73 P.U.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 1

- SOLAMENTE SE USA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES QUE REQUIERAN PROCESOS CONTINUOS. PREVIA JUSTIFICACION ECONOMICA.

$$I_{CC} \text{ FASE A TIERRA} = 0$$

SISTEMA CON NEUTRO FLOTANTE



EL NEUTRO QUEDA ACOPLADO AL SISTEMA DE TIERRAS CON LA CAPACITANCIA EQUIVALENTE NATURAL EN SECUENCIA CERO DEL SISTEMA.

$$\frac{X_0}{X_1} \leq -10 \quad X_0 \text{ ES NEGATIVO.}$$

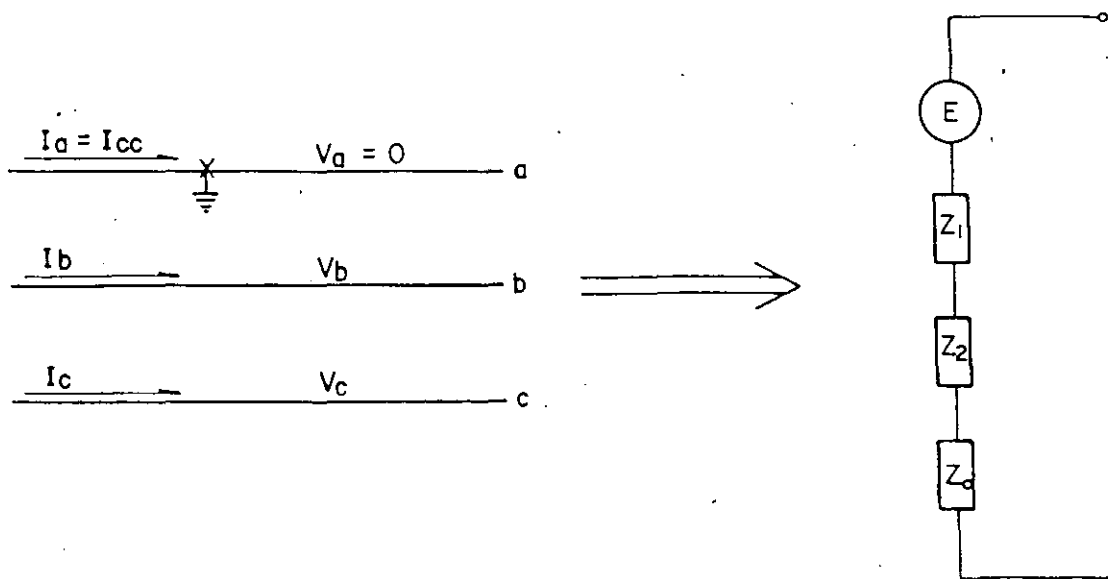
SOBRETENSION A 60 Hz 2 P.U.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 1.1

- SOLAMENTE SE USA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES QUE REQUIERAN PROCESOS CONTINUOS. PREVIA JUSTIFICACION ECONOMICA.

$$I_{CC} \text{ FASE A TIERRA} = 0$$

FALLA DE LINEA A TIERRA



RESOLVIENDO EN FUNCION DE LAS TENSIONES QUE APARECEN EN LAS FASES NO FALLADAS.

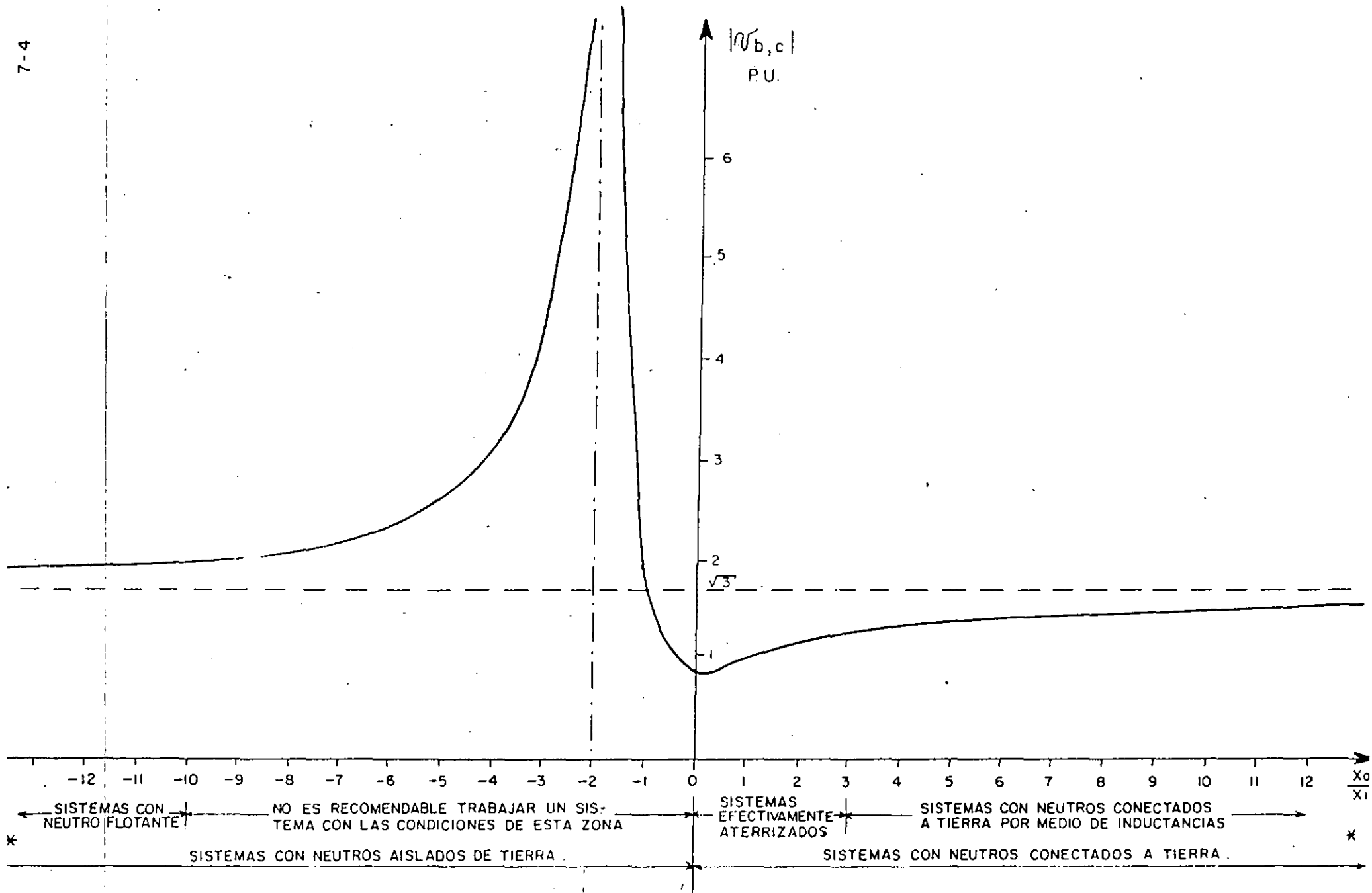
$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_2} + 2}$$

$\frac{X_0}{X_1}$	$ \mathcal{V}_{b,c} $ P.U.
0	$\frac{\sqrt{3}}{2}$
1.0	1.0
3.3	1.25
10	1.5
∞	$\sqrt{3}$

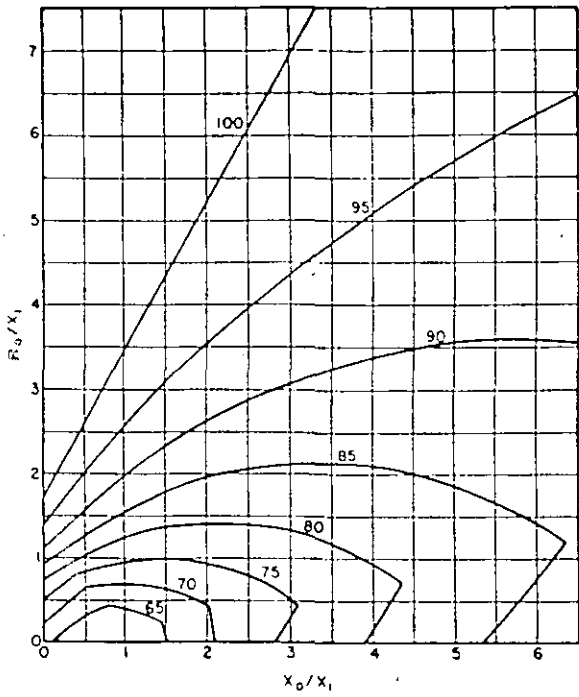
SISTEMAS ATERRIZADOS

-1	$\sqrt{3}$
-1.5	4.51
-2.0	∞
-3.0	4.51
-4.0	3.12
-6.0	2.41
-10	2.02
-40	1.8
$-\infty$	$\sqrt{3}$

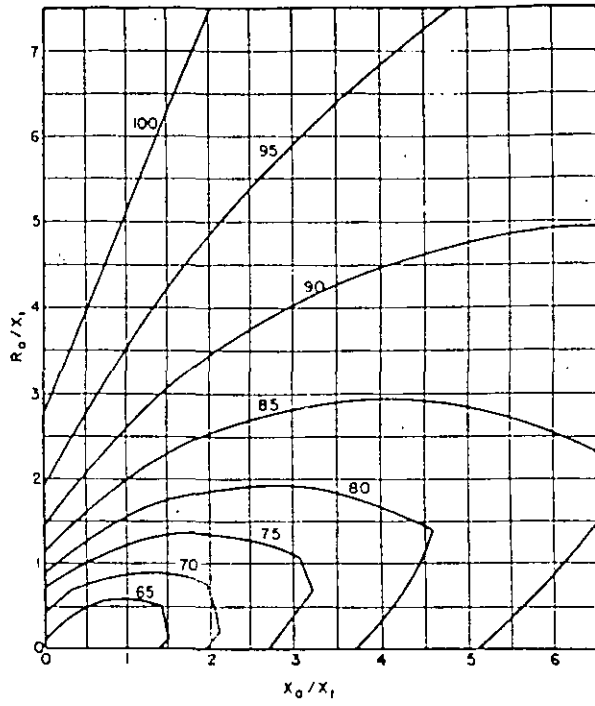
SISTEMA CON NEUTRO FLOTANTE



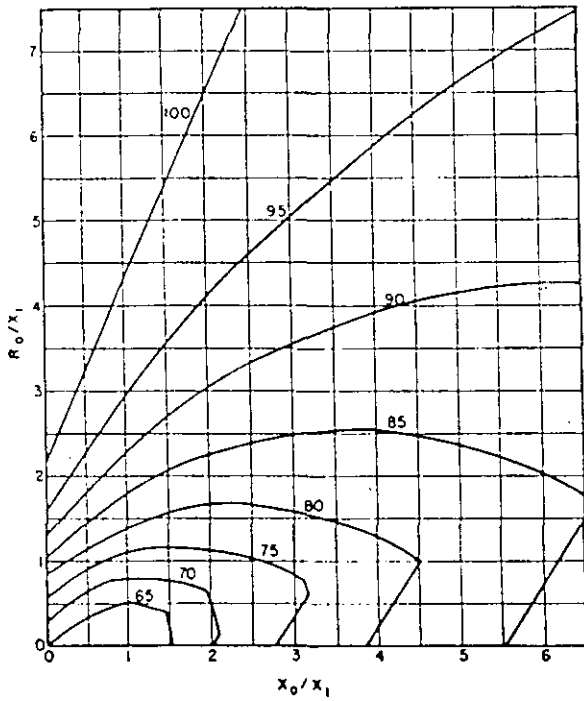
* LOS PUNTOS EN DONDE $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$ CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$.



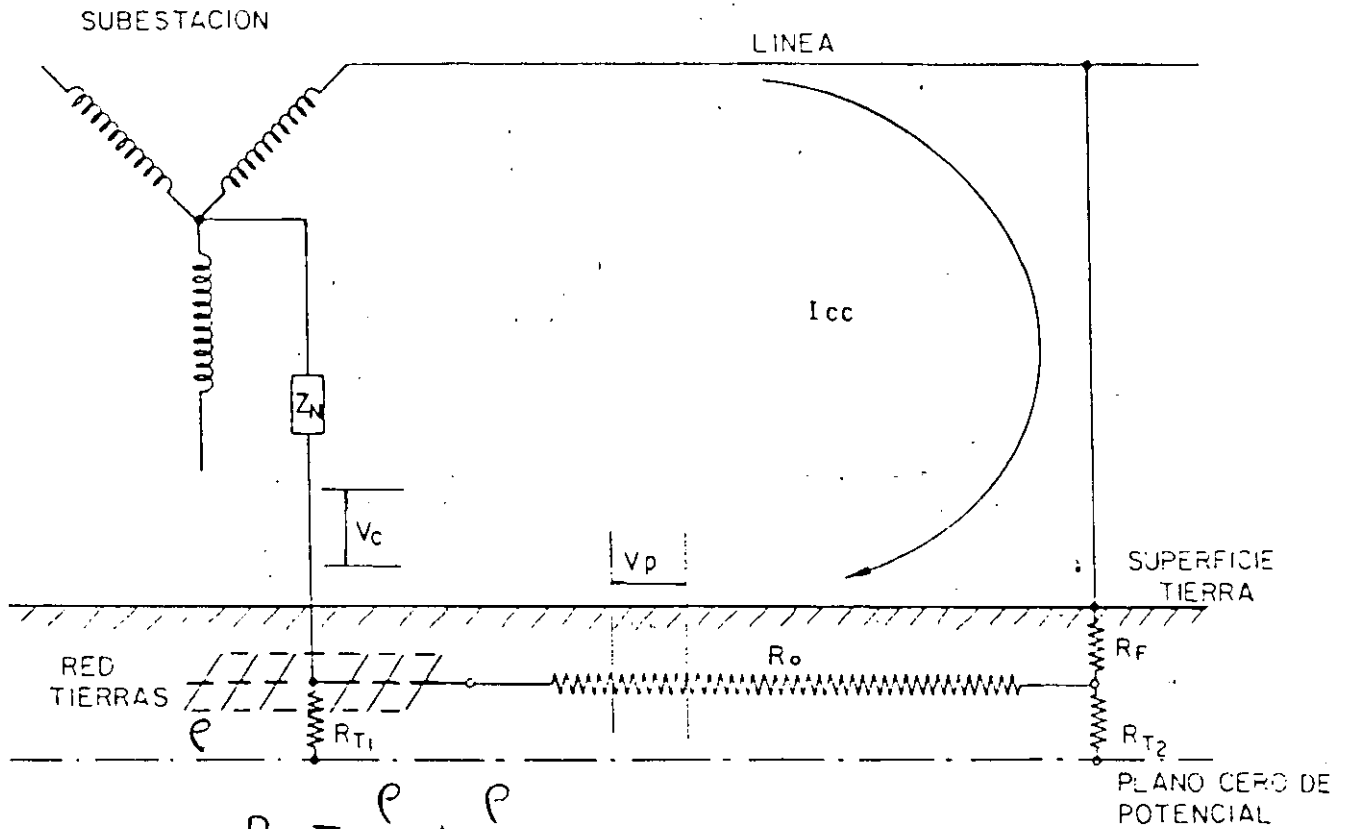
(c) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$.



(b) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$.

Figure 5-3
Maximum Line-to-ground Voltage at Fault Location for Grounded Neutral System Under Fault Condition.

CAIDA DE TENSION EN LA TIERRA



$$R_{T1} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

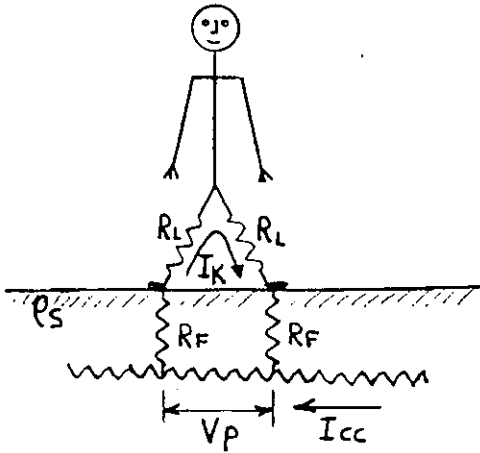
EFECTO DE LA CORRIENTE EN EL SER HUMANO

<u>m A.</u>	<u>EFECTO</u>
1	UMBRAL DE PERCEPCION
9 - 25	DOLOR Y CONTRACCION MUSCULAR
25 - 50	SEVERA CONTRACCION MUSCULAR
50 - 100	FIBRILACION VENTRICULAR

RELACION DE CHARLES DALZIEL.

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

TENSION DE PASO



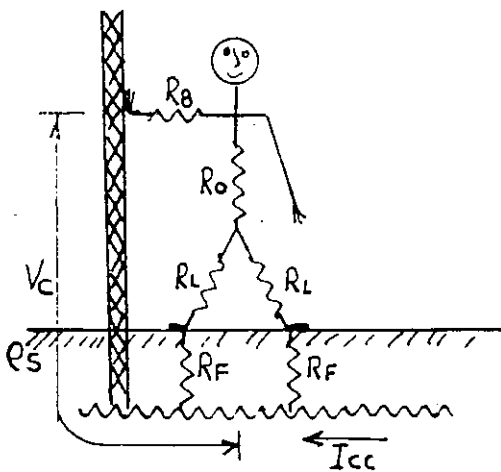
$$V_P = (2R_L + 2R_F) \times I_K$$

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$2R_L \approx R_K = 1000 \Omega$$

$$2R_F = 6 P_S$$

TENSION DE CONTACTO



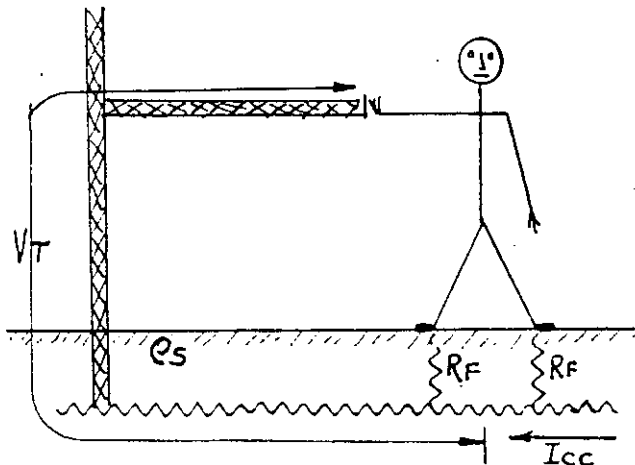
$$V_C = (R_B + R_O + \frac{1}{2}R_L + \frac{1}{2}R_F) I_K$$

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$(R_B + R_O + \frac{1}{2}R_L) \approx R_K = 1000 \Omega$$

$$\frac{1}{2}R_F = 1.5 P_S$$

TENSION DE TRANSFERENCIA



• SE DEBEN EVITAR ESTAS CONDICIONES

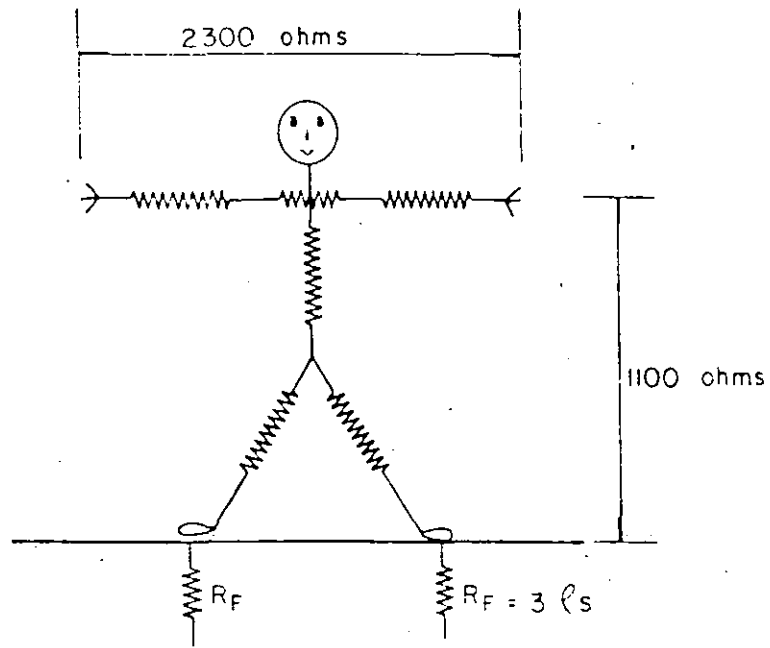
• TRATAMIENTO ESPECIAL

- AISLAR PARTES PELIGROSAS

- NORMAS DE SEGURIDAD

- INDICACIONES.

RESISTENCIA DEL CUERPO HUMANO



$R_k = 1000 \text{ ohms}$
$R_{\text{UN PASO}} = 6 \ell s$
$R_{\text{PARADO}} = 1.5 \ell s$

$$V_p = \frac{116 + 0.7 \ell s}{\sqrt{t}} ; \quad V_c = \frac{116 + 0.17 \ell s}{\sqrt{t}}$$

ELEMENTOS DE LA MALLA DE TIERRA

CONDUCTORES

- SE UTILIZA EL CU POR SU BUENA CONDUCTIVIDAD Y RESISTENCIA A LA CORROSION.
- POR RAZONES MECANICAS EL CALIBRE MINIMO EMPLEADO ES DE 4/0.
- ES RECOMENDABLE SOLDAR TODOS LOS NODOS CON EL SISTEMA "CADWELD".

ELECTRODOS

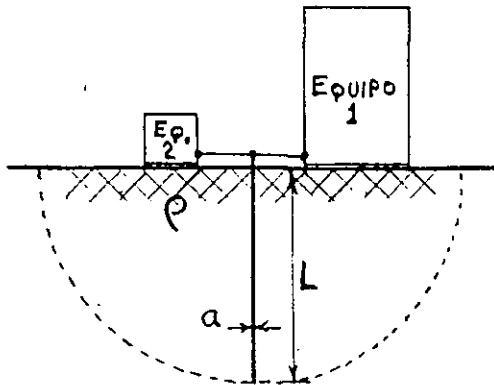
- EN TERRENOS CON BAJA ACTIVIDAD QUIMICA SE PUEDEN USAR TRAMOS DE 3 M DE TURO GALVANIZADO DE $\frac{1}{2}$ ó $\frac{3}{4}$ " DE DIAMETRO.
- EN TERRENOS CORROSIVOS SE DEBEN USAR VARILLAS DE "COPPERWELD".

CONECTORES Y ACCESORIOS.

- ATORNILLADOS
- PRENSADOS
- SOLDADOS

DISPOSICIONES BASICAS DE LAS REDES DE TIERRAS

I. RADIAL



- ECONOMICO
- GRADIENTES DE POTENCIAL ELEVADOS
- APLICABLE SOLAMENTE PARA BAJAS CORRIENTES DE TIERRA.

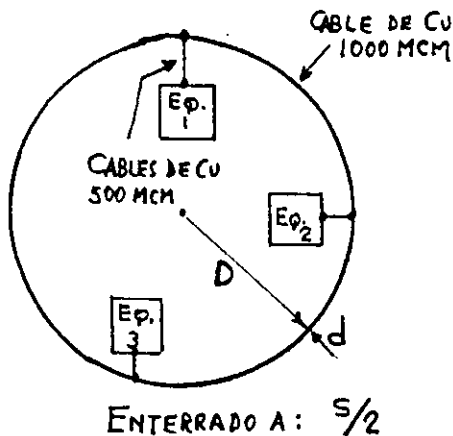
$$R_T = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

DOS ELECTRODOS

$$S > L \quad R_T = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi S} \left(1 - \frac{L^2}{3S^2} + \frac{2L^4}{5S^4} + \dots \right)$$

$$S < L \quad R_T = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{S} - 2 + \frac{S}{2L} + \frac{S^2}{16L^2} + \frac{S^4}{512L^4} + \dots \right)$$

II. ANILLO




- ECONOMICO
- GRADIENTES DE POTENCIAL MODERADOS
- APLICABLE PARA CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO BAJAS.

$$R_T = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{S} \right)$$

III. MALLA

- RECOMENDADO PARA TODOS LOS CASOS.

Table 10
Formulas for Calculation of Resistances to Ground*†

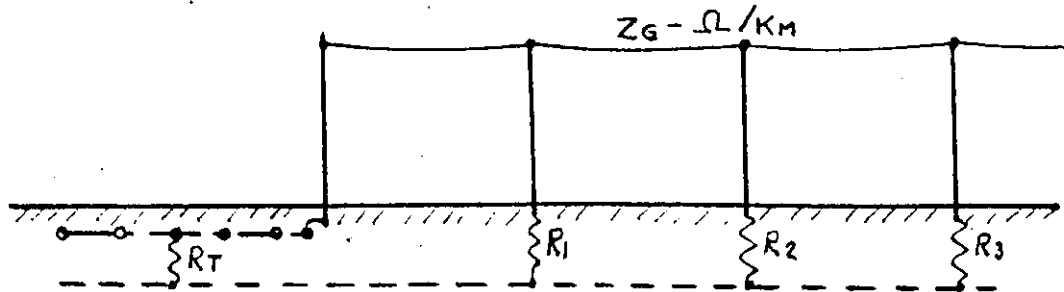
	Hemisphere radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
•	One ground rod length L , radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
• •	Two ground rods $s > L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^3} + \frac{2L^4}{5s^5} \dots \right)$
• •	Two ground rods $s < L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
—	Buried horizontal wire length $2L$, depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
└	Right-angle turn of wire length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
⋈	Three-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^3}{L^3} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
+	Four-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
✳	Six-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
✳	Eight-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^2}{L^2} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
○	Ring of wire diameter of ring D , diameter of wire d , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
—	Buried horizontal strip length $2L$, section a by b , depth $s/2$, $b < a/8$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
⊙	Buried horizontal round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{7}{12} \frac{a^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$
	Buried vertical round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 + \frac{7}{24} \frac{a^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$

*See Ref 1.

†Approximate formulas including effects of images. Dimensions must be in centimeters to give resistance in ohms.
 ρ = resistivity of earth in ohms per cm^3 ($\text{M}\Omega/\text{m}^3$).

FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO

I. EFECTO DEL HILO DE GUARDA.



$$R_T = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$Z_S = \sqrt{Z_G \cdot R_G}$$

$$R_T' = \frac{R_T Z_S}{R_T + Z_S}$$

$$\frac{1}{R_G} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} \quad n = \text{TORRES/Km.}$$

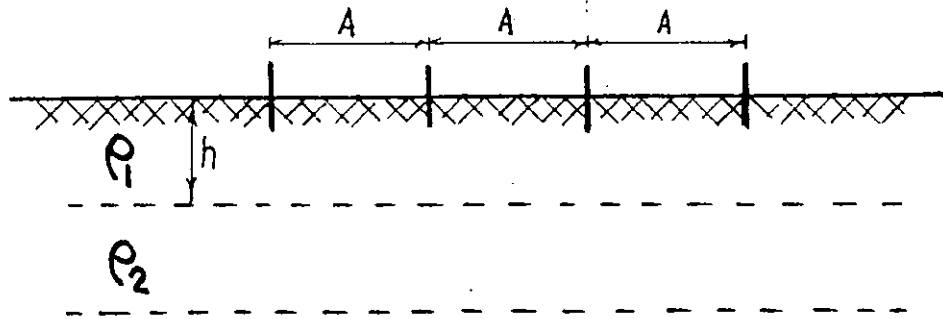
II. CARACTERISTICAS DEL TERRENO

VALORES TÍPICOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD OHM-M
AGUA DE MAR	1
TIERRA ORGÁNICA HUMEDA	10
SUELO HUMEDO	10^2
SUELO SECO	10^3
CONCRETO	10^3
CAHA ROCOSA	10^4
GRANITO	10^7
ROCA ARENISCA	10^8

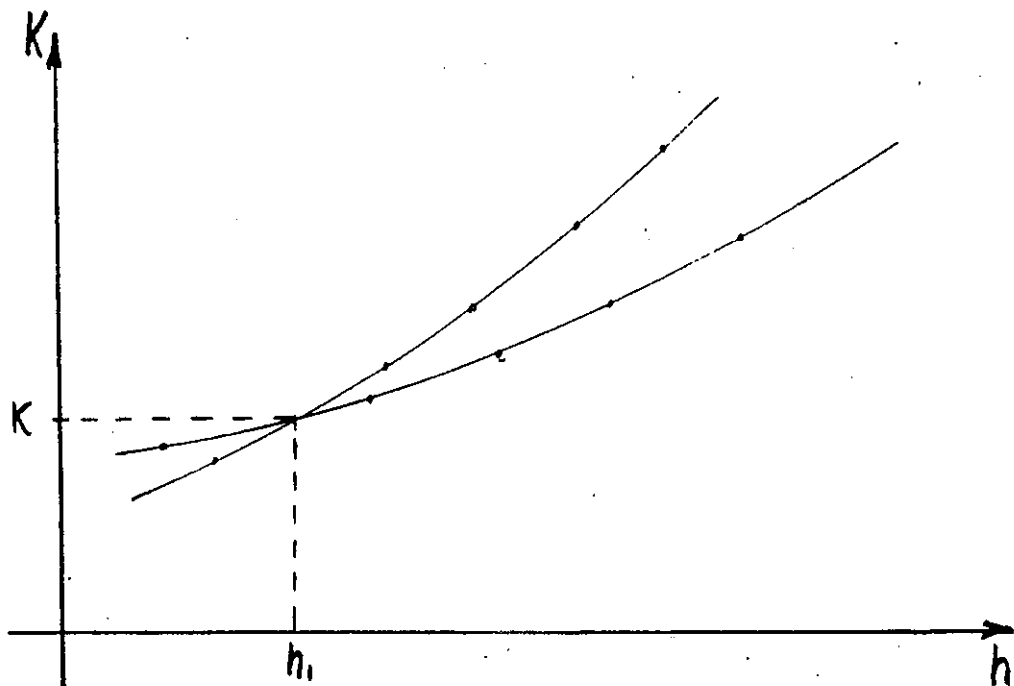
III. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO (AT-BT)

- FACTOR DE ASIMETRÍA
- FACTOR DE CRECIMIENTO
- EFECTO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA EN EL SISTEMA.

CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO CON DOS CAPAS



$$\frac{\rho_{mA}}{\rho_A} = \frac{1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} K^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{mA}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{mA}\right)^2}} \right\}}{1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} K^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{A}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{A}\right)^2}} \right\}}$$



$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

TRATAMIENTO DEL TERRENO

I - SALES MINERALES

CLORURO DE SODIO

SULFATO DE MAGNESIO

SULFATO DE COBRE

II - MINERALES

CARBON

GRAFITO EN POLVO

III - PRODUCTOS COMERCIALES

BENTONITA

SOLUCIONES PRECIPITABLES

MASAS GELATINOSAS

ANALISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

SISTEMA

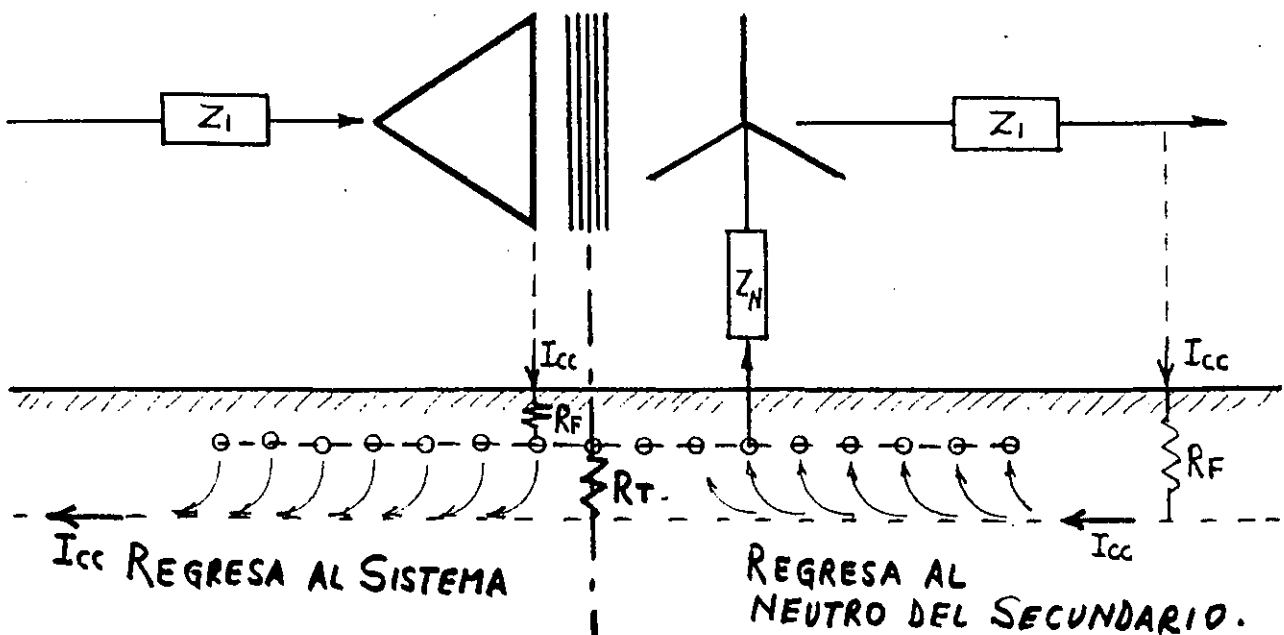
$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3; 0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

$$Z_1 = \frac{KV_{LL}^2}{MVA_{cc}} \approx Z_2$$

CARGA

$$I_{cc} = 1000 \frac{KV_{LL}}{\sqrt{3} Z_1}$$

$$I_{cc} = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0 + 3(R_F + R_T + Z_N)}$$



CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

- PREVER QUE LOS CONDUCTORES NO SE FUNDAN Y LAS UNIONES ELECTRICAS NO SE DETERIOREM CON LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO
- TENER RESISTENCIA MECANICA (MINIMO 4/0 AWG)
- TENER ALTA CONDUCTIVIDAD (COBRE)

ECUACION DE ONDERDONK

$$I_G = S \sqrt{\frac{\text{LOG}_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T_G}}$$

I_G - CORRIENTE QUE CIRCULA POR LA RED DE TIERRAS. (AMP)

T_G - TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA (SEG.)

S - SECCION MINIMA DEL CONDUCTOR (CIRCULAR-MILLS)

T_a - TEMPERATURA AMBIENTE (40°C)

T_m - TEMPERATURA PERMISIBLE EN LA RED, SIN DETERIORO:

(CABLE - 1083°C, JUNTAS SOLDADAS - 450°C

JUNTAS ATORNILLADAS - 250°C)

$$S = (CM/A) I_G$$

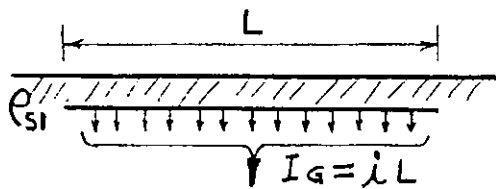
T_G (SEG)	CM/A		
	CABLE (Cu)	TIPO DE CONEXION	
		SOLDADA	ATORNILLADA
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED DE TIERRAS

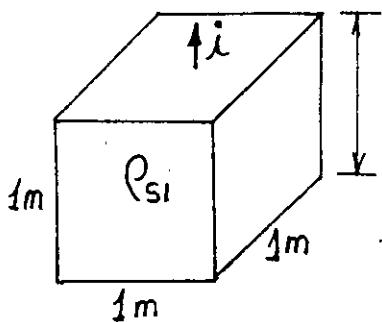
+ LAYOUT.

+ DEFINIR AREA Y RODEARLA CON UN CONDUCTOR.

+ TRAZAR LA MALLA DE TAL MANERA QUE TODOS LOS NEUTROS, EQUIPOS, APARATOS, GABINETES, ESTRUCTURAS ETC. TENGAN UNA CONEXION CORTA.



i - amp/m DE MALLA.



$$V_{MALLA} = \rho_{si} i_m = K_m K_i \rho_{si} \frac{I_G}{L}$$

K_m - COEFICIENTE QUE TOMA EN CUENTA LOS PARAMETROS DE DISEÑO DE LA RED Y SU PORCION ACTIVA $(n-2)$

K_i - FACTOR DE CORRECCION QUE TOMA EN CUENTA LA DISTRIBUCION IRREGULAR DE LA CORRIENTE ($K_i \approx 0.65 + 0.172n$)

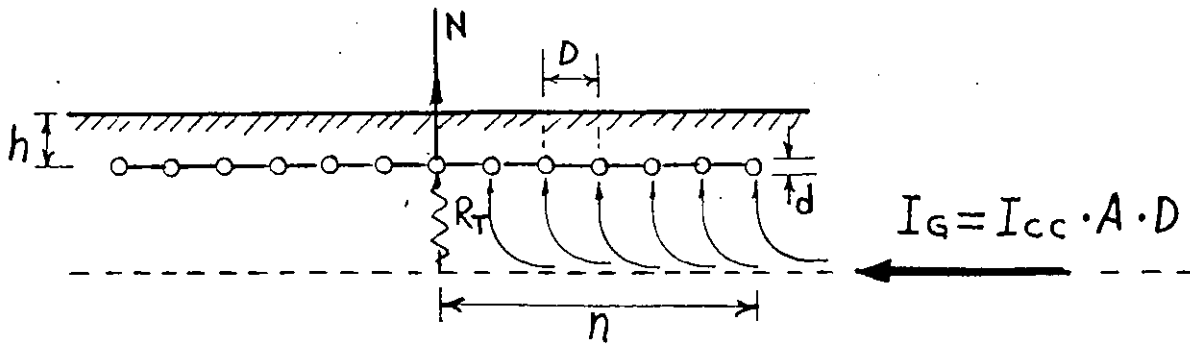
IGUALANDO $V_{MALLA} = V_{CONTACTO}$

$$K_m K_i \rho_{si} \frac{I_G}{L} = \frac{116 + 0.17 \rho_{s2}}{\sqrt{T}}$$

$$L = \frac{K_m K_i \rho_{si} I_G \sqrt{T}}{116 + 0.17 \rho_{s2}}$$

$L \geq$ LONGITUD REAL DE LOS CONDUCTORES ENTERRADOS, TRANSVERSALES LONGITUDINALES Y VARILLAS DE TIERRA. (M).

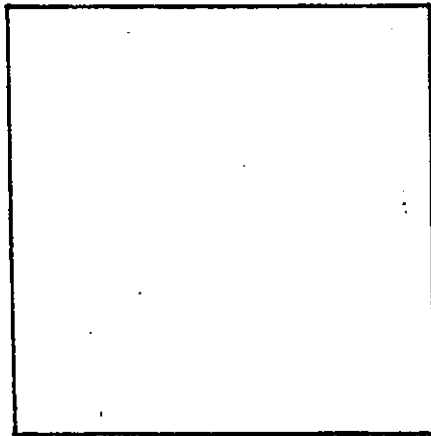
COEFICIENTE K_m



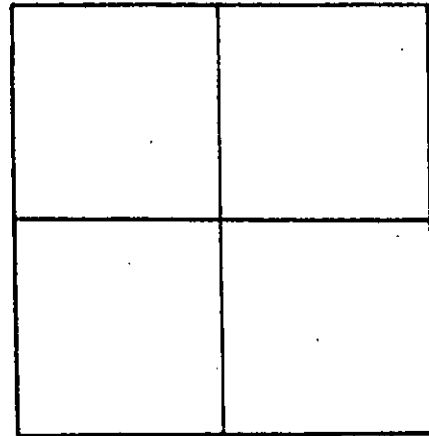
(n-2) TERMINOS

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{9}{10} \cdot \frac{11}{12} \cdot \frac{13}{14} \dots \right)$$

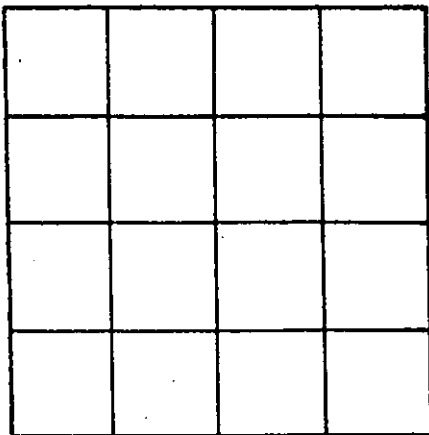
COEFICIENTE $K_i \approx 0.65 + 0.172n$



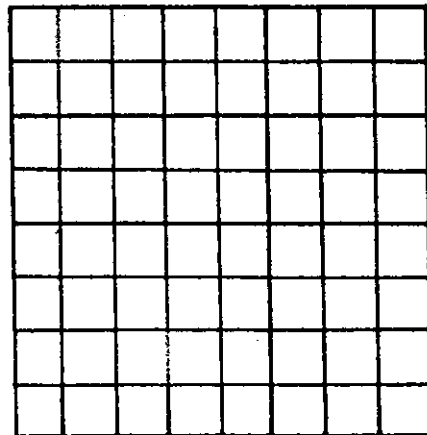
$n=2$
← $K_i=1$ I_G



$n=3$
← $K_i=1.16$ I_G



$n=5$
← $K_i=1.47$ I_G



$n=9$
← $K_i=2.21$ I_G

CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS.

$$R_T = \frac{\rho_{s1}}{4 \sqrt{\frac{A}{\pi}}} + \frac{\rho_{s1}}{L_R}$$

ELEVACION MAXIMA DE POTENCIAL DE LA RED CON RESPECTO A UNA TIERRA REMOTA.

$$E_{MAX} = R_T \cdot I_G \quad \left[\text{REPRESENTA TAMBIEN LA TENSION MAXIMA DE TRANSFERENCIA} \right]$$

TENSION DE PASO EN EL PISO ADYACENTE A LA RED

$$E_s = K_s \cdot K_i \cdot \rho_{s1} \cdot \frac{I_G}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots \right) \quad n\text{-TERMINOS}$$

$$E_s < V_s = \frac{116 + 0.7 \rho_{s2}}{\sqrt{T}}$$

SI NO SE CUMPLE LA CONDICION SE RECOMIENDA:

- RODEAR LA PERIFERIA CON UN CONDUCTOR EXTRA.
- AGREGAR UNA \perp EN LAS ESQUINAS SALIENTES DE LA RED.
- CUBRIR LA SUPERFICIE DE LA PERIFERIA CON GRAVA.
- RECALCULAR.

INVESTIGACION DE LOS POTENCIALES DE TRANSFERENCIA.

CIRCUITOS DE COMUNICACION

VARISTORES.

TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO.

RIELES

ATERRIZAMIENTO EN VARIOS PUNTOS.

JUNTAS AISLADAS.

TRAMOS REMOVIBLES.

PLACAS DE TIERRA.

CIRCUITOS AUXILIARES.

NEUTRO AISLADO (TRATADO COMO VIVO).

TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO.

TRANSFORMADOR PARA SERVICIOS DE ESTACION.

TUBERIAS

ATERRIZAMIENTO EN VARIOS PUNTOS.

INSERTAR SECCIONES AISLADAS.

EDIFICIOS AUXILIARES

CERCANOS, SE USA LA MISMA RED.

ALEJADOS, SE USA UNA RED INDEPENDIENTE.

ZONAS PELIGROSAS.

PALANCAS Y MANIJAS DE OPERACION.

AGREGAR + EN EL SITIO DEL OPERADOR
PLACAS DE TIERRA
GRAVA EN LA SUPERFICIE.

CERCAS

Si $E_s < V_s$ LA CERCA SE PUEDE CONECTAR
A LA RED DE TIERRAS EN VARIOS PUNTOS

EN CASO CONTRARIO LA CERCA DEBE QUEDAR
FUERA DEL PERIMETRO DE LA RED Y SIN CONEXION.

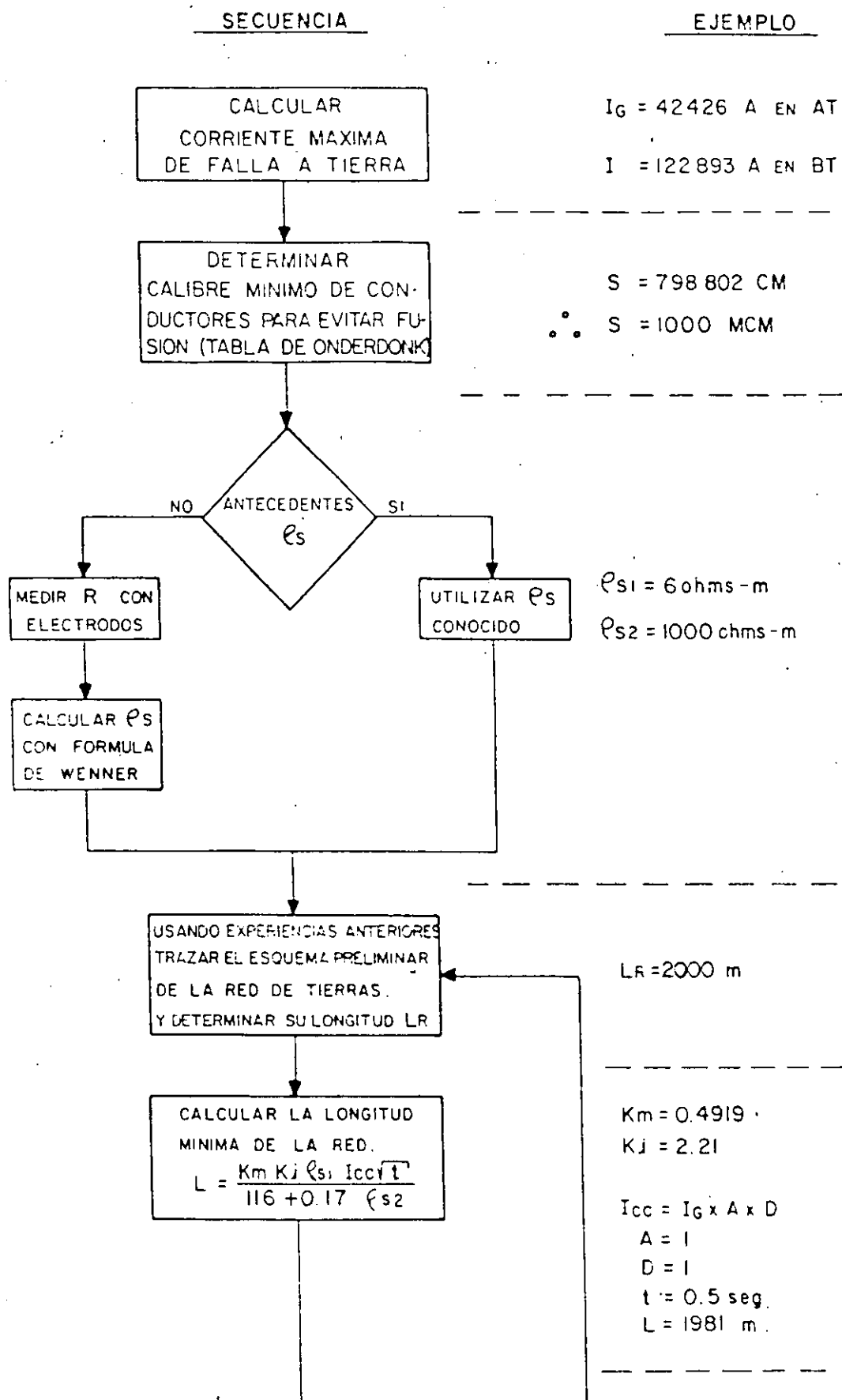
CONDUITS

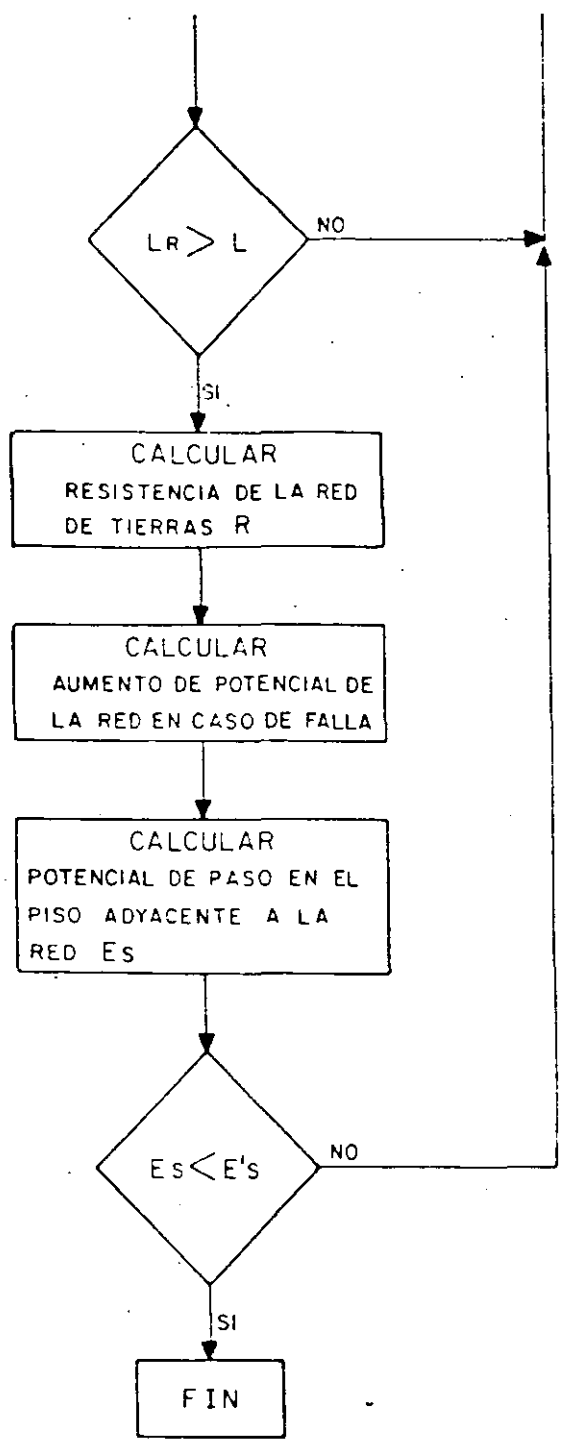
AISLADOS Y ATERRIZADOS EN UN PUNTO (TRAMOS CORTOS)
JUNTAS AISLADAS (TRAMOS LARGOS).

APARTARRAYOS

BAJADAS DE CABLE 4/0 AWG AISLADAS

SECUENCIA DE CALCULO DE REDES DE TIERRA





R = 0.0397 ohms

E = 4878 volts

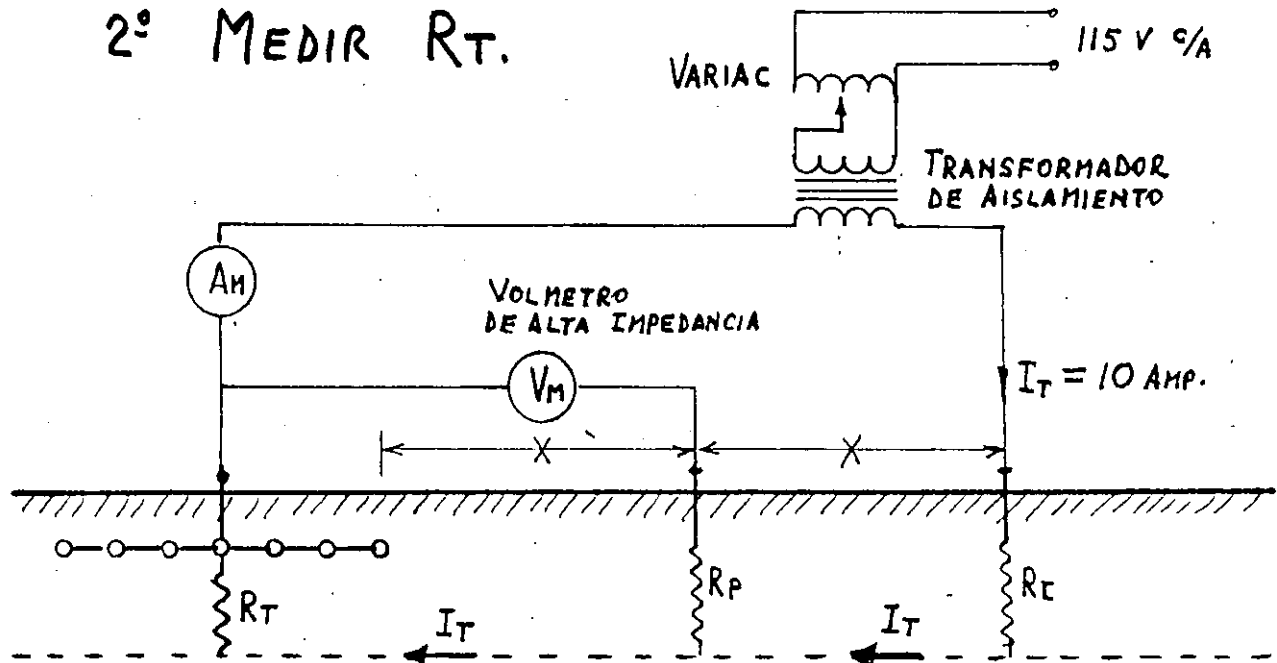
Ks = 0.412
Es = 336 volts
E's = 1153 volts

LA RED DE TIERRAS ESTIMADA ES ADECUADA.

MEDICION DE LAS REDES DE TIERRAS

1º MEDIR CONTINUIDAD DE LA MALLA DE REGISTRO A REGISTRO.

2º MEDIR R_T .



$$R_T = \frac{V_M}{I_T}$$

X - DE 10 A 20 m.

BIBLIOGRAFIA

1. IEEE GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING.. IEEE STD. 80 - 1976.
2. IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS. IEEE STD. 142-1972 "THE IEEE GREEN BOOK".
3. ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. WESTINGHOUSE
4. INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK. D.L. BEEMAN
5. SYMMETRICAL COMPONENTS. WAGNER AND EVANS.
6. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS. JOSE RAULL
7. NORMAS TECNICAS DEL REGLAMENTO DE OBRAS.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA 9.2

SELECCION DE TRANSFORMADORES

ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO

JUNIO, 1995

SELECCION ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

POR ING. SERGIO MARTÍNEZ NAVARRO

I- ANTECEDENTES HISTORICOS

LA BOBINA DE INDUCCIÓN, DESCUBIERTA EN EL AÑO 1831 POR MICHAEL FARAFAY, FUÉ EL PRECEDENTE PARA LA CREACIÓN DEL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO.

EN SUS PRIMEROS EXPERIMENTOS OBTENÍA CORRIENTES INDUCIDAS EN UN CIRCUITO CERRADO MEDIANTE SUCEVAS INTERRUPTIONES DE LA CORRIENTE EN UN CIRCUITO INDUCTOR E INDEPENDIENTE DEL PRIMERO. TAMBIÉN OBSERVÓ LA IMPORTANTE INFLUENCIA DEL HIERRO AL CONSTITUIR UN ANILLO EN FORMA DE NÚCLEO, QUE TENÍA DE UN LADO EL CIRCUITO PRIMARIO ALIMENTADO POR UNA PILA Y DE OTRO LADO EL CIRCUITO SECUNDARIO INDUCIDO.

HACIA EL AÑO 1839, PAGE HIZO CONSTRUIR EN WASHINGTON UNA BOBINA DE CIRCUITO MAGNÉTICO PARTIDO, EMPLEANDO UN HAZ DE ALAMBRES DE HIERRO ABANDONANDO EL CIRCUITO MAGNÉTICO CERRADO. AL IGUAL QUE OTROS INVESTIGADORES DE DIVERSOS PAÍSES, COMPRENDIÓ LA NECESIDAD DE ENTRELAZAR LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO PARA REDUCIR AL MÍNIMO LA DISPERSIÓN DEL FLUJO MAGNÉTICO. POCOS AÑOS DESPUÉS REALIZARON MASSON Y BREGUET INTERESANTES TRABAJOS HASTA QUE RUHM KORFF CONSTRUYÓ SU PRIMER CARRETE EN 1851, COMPLETADO POR FOUCAULT EN 1856 CON SU FAMOSO INTERRUPTOR DE MARTILLO.

DURANTE LA EXPOSICIÓN UNIVERSAL DE PARIS, EN 1878, PRESENTABA JABLOCKOFF UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA CON UNA BOBINA DE INDUCCIÓN, CUYO CIRCUITO PRIMARIO ESTABA ALIMENTADO POR UN

ALTERNADOR, ASÍ DESAPARECERÍA POR PRIMERA VEZ LA CORRIENTE PULSATORIA DEL PRIMARIO, PARA SER SUSTITUIDA POR UNA CORRIENTE ALTERNATIVA (ALTERNA).

EL CIRCUITO MAGNÉTICO ERA CERRADO DE ACUERDO AL PRINCIPIO DE VARLEY QUE YA EN 1856 EMPLEABA ALAMBRES DE HIERRO ENROLLADOS EN FORMA CIRCULAR.

PERO TODAVÍA NO SE VISLUMBRABA EL INTERÉS DEL TRANSFORMADOR EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA NI LAS VENTAJAS DE LA ALTA TENSIÓN PARA EL TRANSPORTE DE LA MISMA, HASTA QUE GAULARD Y GIBBS CREARON UN APARATO CUYO ASPECTO NO DIFERÍA MUCHO DEL TRANSFORMADOR ACTUAL

UN NUEVO MEDIO AUXILIAR PARA EL TRANSPORTE DE CORRIENTES ELÉCTRICAS A LARGA DISTANCIA APORTARON LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ALTERNA, INVENTADO POR GAULARD, PERMITIENDO ESTOS OBTENER CUALQUIER TENSIÓN ELEVADA Y TRANSMITIR LA CORRIENTE A GRANDES DISTANCIAS. CON ESTE SISTEMA SE PUSO EN PRÁCTICA. DURANTE LA EXPOSICIÓN DE TURÍN DEL AÑO 1884, UNA INSTALCIÓN DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA PARA ALUMBRADO Y FUERZA MOTRIZ A 40 KM. DE DISTANCIA, CON UNA TENSIÓN DE 2000 VOLTS.

MEJORAS SUSTANCIALES EN ESTE SISTEMA FUERON APORTADAS POR ZIPERNOWSKY Y SUS COLEGAS BLATHY Y DÉRI, QUIENES PROYECTARON EN 1890 UNA INSTALACIÓN TRANSMISORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CORRIENTE ALTERNA A 3000 VOLTS, DESDE

TIVOLI HASTA ROMA RECORRIENDO UNA DISTANCIA DE 27 KM. PROYECTO QUE SE REALIZO EN 1892.

LOS PRIMEROS TRANSFORMADORES QUE FUERON LANZADOS AL MERCADO TAL COMO LOS CONOCEMOS EN LA ACTUALIDAD, FUERON FABRICADOS POR LA CASA "GANZ Y CIA. DE BUDAPEST (HUNGRIA) CON EL DISEÑO DE ZIPERNOWSKY, BLATHY Y DÉRI.

EN SEGUIDA SALIERON AL MERCADO LOS WESTINGHOUSE CON DISEÑOS DE STANLEY Y LUEGO LOS FERRANTI, SWINBURNE ETC.

LOS TRANSFORMADORES DE LA CASA GANZ, SE COMPONÍAN DE UN NÚCLEO DE HIERRO, CONSTRUIDOS POR DISCOS DE CHAPA AISLADOS Y SUPERPUESTOS QUE RECIBÍA LAS DOS BOBINAS, (ENROLLAMIENTOS), A MODO DE ANILLO GRAMME, POR EL CONTRARIO CON LOS TRANSFORMADORES WESTINGHOUSE LAS CHAPAS ERAN EN FORMA DE "E" Y LAS BOBINAS IBAN MONTADAS SOBRE EL TRAZO HORIZONTAL DEL MEDIO, CERRÁNDOSE EL CIRCUITO MAGNÉTICO CON UNA BARRA VERTICAL, (HOY CONOCIDO COMO YUGO).

CON LAS CORRIENTES POLIFÁSICAS, UNOS AÑOS MÁS TARDE, APARECIÓ LA NECESIDAD DE TRANSFORMADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS, GENERALMENTE MÁS ECONÓMICOS QUE LA COMBINACIÓN DE VARIOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EQUIVALENTES. EN 1891 PRESENTARON MODELOS EN LA EXPOSICIÓN DE FRANCFURT LAS CONOCIDAS FIRMAS BROWN BOVERI, SIEMENS SCHUCKERT ETC.

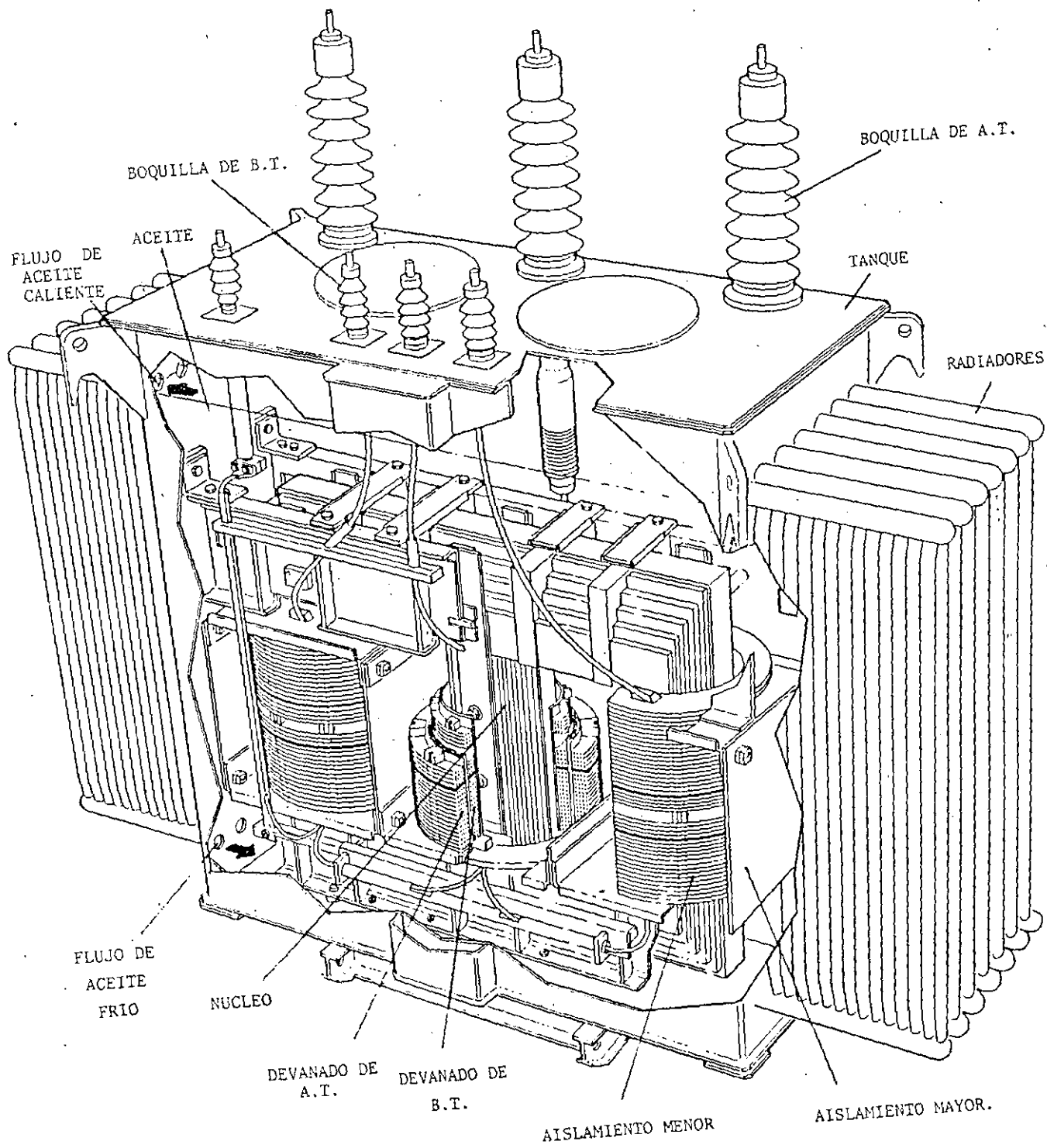
CABE MENCIONAR QUE LOS PRIMEROS TRANSFORMADORES ERAN DE PEQUEÑA POTENCIA Y DE TENSIONES HASTA 300 VOLTS COMO MÁXIMO

AL AUMENTAR PROGRESIVAMENTE LA CAPACIDAD Y EL VOLTAJE DE LOS TRANSFORMADORES SE HAN PRESENTADO NUEVOS PROBLEMAS RELATIVOS AL AISLAMIENTO, VENTILACIÓN, ENFRIAMIENTO, REGULACIÓN, ETC.

EL TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE APARECE EN LA MISMA ÉPOCA QUE EL VENTILADO, AVENTAJÁNDOLO POR DOBLE FUNCIÓN DEL ACEITE MINERAL, COMO ELEMENTO DE TRANSMISIÓN DEL CALOR Y COMO AISLANTE ELÉCTRICO.

DESDE QUE APARECIERON LOS PRIMEROS EQUIPOS, SE HAN REALIZADO PROGRESOS ININTERRUMPIDOS EN LOS MATERIALES CONSTRUCTIVOS, CON VISTA A PROLONGAR LA VIDA UTIL DEL EQUIPO, PRINCIPALMENTE EN EL COMPO DE LOS AISLAMIENTOS Y CHAPAS MAGNÉTICAS. Y A FUTURO ME ATREVERÍA A AFIRMAR, QUE EN ESTOS MISMOS MATERIALES SE TRABAJARÁ CON OBJETO DE TENER AISLAMIENTO QUE SOPORTEN TEMPERATURAS MÁS ELEVADAS, DANDO POR CONSIGUIENTE DISEÑOS CON CONDUCTORES TRABAJADOS A DENSIDADES DE CORRIENTE MÁS ELEVADAS Y POR TANTO USAR MENOS CANTIDAD DE COBRE O ALUMINIO EN LOS DEVANADOS, POR LO QUE RESPECTA A LAS CHAPAS MAGNÉTICAS, LOS FABRICANTES ESTÁN OBTENIENDO CHAPAS DE ACERO AL SILICIO Y/O OTROS ELEMENTOS, ASÍ COMO PROCESOS TÉRMICOS QUE PERMITEN TRABAJAR A DENSIDADES DE FLUJO MAGNÉTICO ELEVADAS, DANDO COMO RESULTADO MENOR PESO EN LOS NUCLEOS Y POR TANTO MEJORES COSTOS.

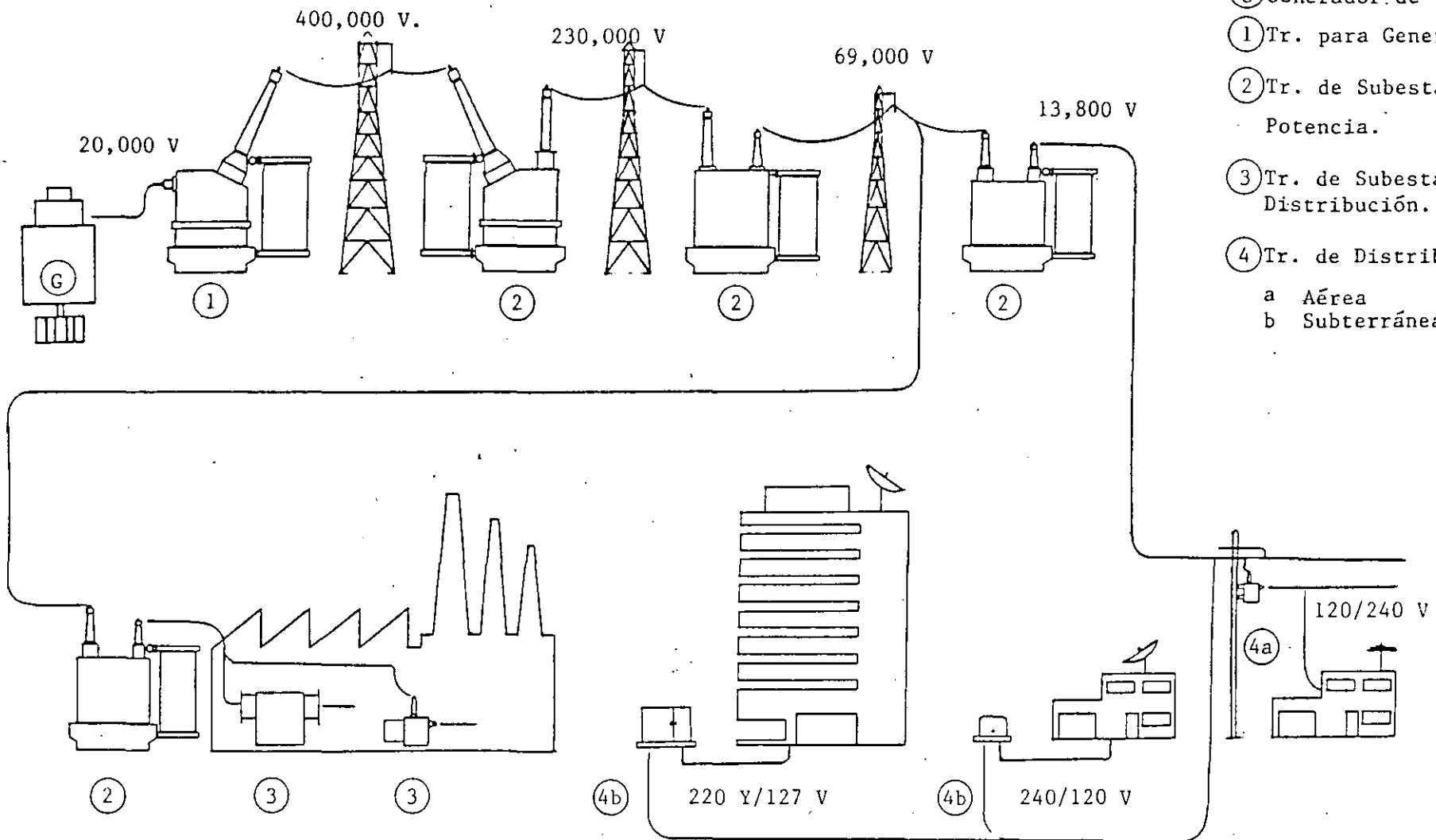
LO ANTERIOR TRABAJA EN CONTRA DE LAS PÉRDIDAS (WATTS/KG), DE LOS DEVANADOS Y DE LAS PÉRDIDAS EN LOS NUCLEOS, POR LO QUE SE DEBE HACER UN BLANCE ECONÓMICO ADECUADO EN LOS DISEÑOS.



CORTE DE UN TRANSFORMADOR.

DESCRIPCION .

- ⓐ Generador de C.A.
- ① Tr. para Generador.
- ② Tr. de Subestación de Potencia.
- ③ Tr. de Subestación de Distribución.
- ④ Tr. de Distribución
 - a Aérea
 - b Subterránea.



SISTEMA GENERACION TRANSMISION DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

II CLASIFICACION DE TRANSFORMADOES

CLASIFICACIÓN SEGÚN NORMAS ANSI Y NACIONALES NOM

A. POR SU CAPACIDAD

POR SU CAPACIDAD SE DIVIDEN EN:

✦ TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CAPACIDAD HASTA 500 KVA, HASTA 67 KV. EN A.T. HASTA 1500 V EN BT (NUEVA NORMA NOM-J-116-1989)

✦ TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MAYORES DE 500 KVA, ARRIBA DE 67 KV. EN AT

LA CAPACIDAD ESTÁ DADA EN VOLTAMPERS O VOLTAMPERIOS Y LO USUAL ES MANEJAR MILES DE VOLTAMPERIO O **KVA** O BIEN MILLONES DE VOLTAMPERIOS O **MVA**, (DE KILO Y MEGA).

LAS CAPACIDADES A TRAVÉS DEL TIEMPO SE HAN ESTANDARIZADO Y TENEMOS LO SIGUIENTE:

TRIFASICOS

DISTRIBUCION: 15, 25, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 Y 500 KVA.

POTENCIA: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7500, 10000, 12000, 15000, 16000, 18000, 20000, 24000, 25000, 30000, 40000, 50000, 75000, 100000, 150000 KVA ETC.

MONOFASICOS

5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500 KVA.

LOS SUBRAYADOS SON LOS MAS USUALES.

B. POR SU ENFRIAMIENTO.

POR EL MEDIO QUE LOS ENFRIA, LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN:

1.- SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS (OA)

2.- TIPO SECO. (AA)

EN LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS, (ACEITE, AZKAREI, LÍQUIDOS SILICONES, RTEMP; ETC.), LAS NORMAS INTERNACIONALES Y NACIONALES LOS DENOMINAN:

OA (SUMERGIDOS EN ACEITE, AUTOENFRIADOS)

FA (ENFRIADOS POR AIRE FORZADO)

OW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR AGUA)

FOW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR ACEITE FORZADO Y ENFRIADOS POR AGUA)

UN TRANSFORMADOR OA/FA1/FA2, ES UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE, ENFRIADO POR AIRE FORZADO EN DOS PASOS, ESTO ES, AL UTILIZAR UN ENFRIAMIENTO POR AIRE FORZADO INCREMENTA LA CAPACIDAD DEL EQUIPO, DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

✦ PARA 2,500 KVA Y MENORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 15%

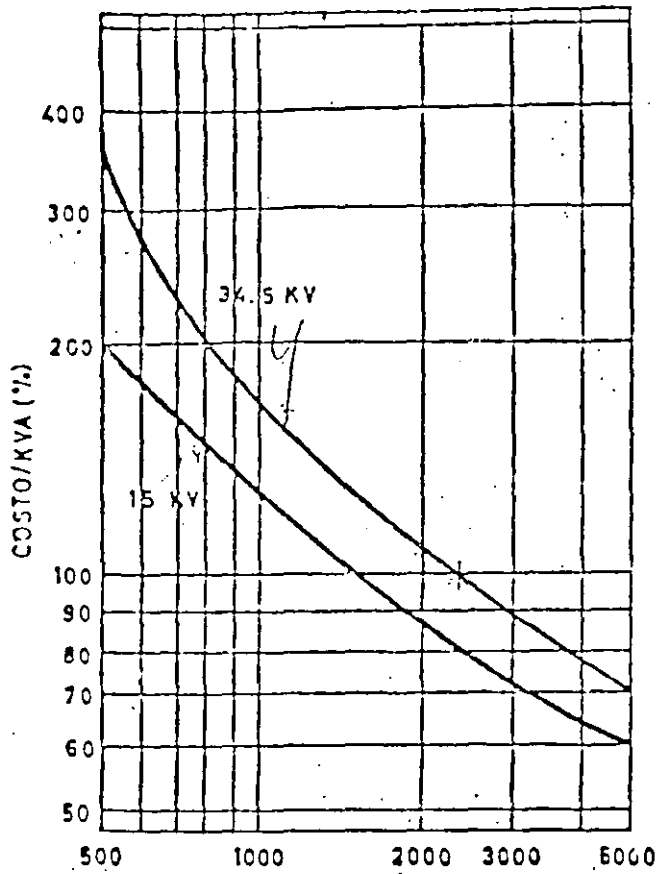


FIG. 1A

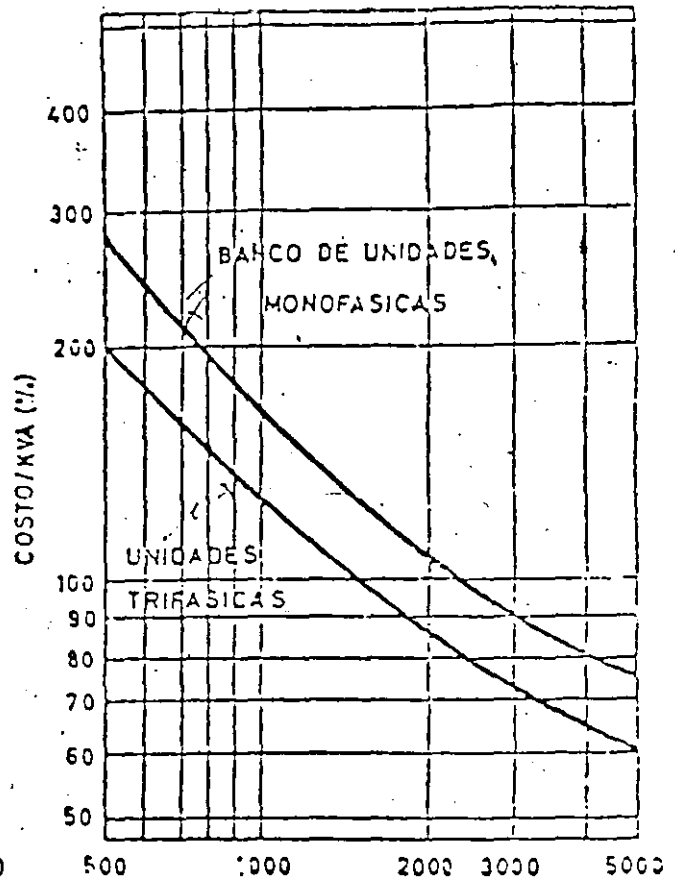


FIG. 1B

Costo comparativo por KVA de transformadores trifásicos de 15 y 34.5 KV.

Costo comparativo de transformadores trifásicos vs. bancos monofásicos de 15 KV.

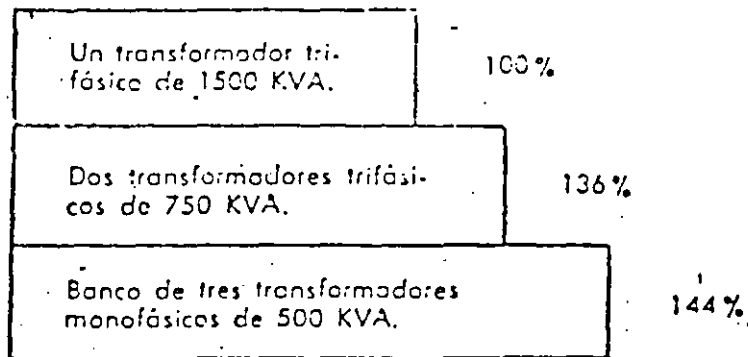


FIG. 1C

	69	350	350
✦ <u>PARA 2,501 A 9,999 KVA MONOFÁSICOS Y 11,999 KVA TRIFÁSICOS, LA CAPACIDAD CON FA SE INCREMENTA UN 25%</u>	115		550
	230		1050
	400		1550
✦ <u>PARA 10,000 KVA MONOFÁSICOS Y 12,000 KVA TRIFÁSICOS Y MAYORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 33.33%</u>			
	BIL DIST:	30 45 60 75 95 150 200 210 350	
	BIL POT:	45 75 95 110 150 200 250 350	
		400 550 650 1050 1800	
	BIL (NIVEL BÁSICO DE IMPULSO)		

C. POR LA TEMPERATURA DE SUS AISLAMIENTOS

POR EL AISLAMIENTO QUE UTILIZAN EN SU CONSTRUCCIÓN SE CLASIFICAN EN 55°C Y 65°C PARA LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS Y DE 80°C 115°C, 150°C, 180°C, 200°C PARA LOS TIPO SECO.

D. POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)

POR EL LUGAR DONDE SE INSTALAN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN INTERIORES E INTEMPERIE, PUDIENDO SER ESTO ÚLTIMOS: TIPO POSTE, TIPO SUBESTACIÓN, TIPO BÓVEDA O SUMERGIBLE, TIPO PEDESTAL (PAD MOUNTED O TIPO JARDÍN)

E- POR SU TENSION (VOLTAJE)

POR EL VOLTAJE NOMINAL DE OPERACIÓN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

KV	BIL (DIST.)	BIL (POT)	BIL (SECOS)
1.2	30	45	10
2.5	45	60	20
5	60	75	25
8.7	75	95	35
15	95	110	50
25	150	150	110
34.5	200	200	

III SELECCION DE TRANSFORMADORES

EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES INTERVIENEN VARIOS ASPECTOS QUE NO NECESARIAMENTE SON DEL TIPO ECONÓMICO COMO SON:

- ✦ NORMAS DE SEGURIDAD (SECOS O LÍQUIDOS ESPECIALES)
- ✦ LIMITACIONES DE DIMENSIONES O PESO.
- ✦ INSTALACIÓN CON OTROS EQUIPOS EXISTENTES
- ✦ CONFIABILIDAD, (CONTINUIDAD DEL SERVICIO).

ASÍ COMO:

- ✦ VALOR TOTAL DE LA CARGA QUE SE PRETENDE ABASTECER
- ✦ DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA A TRAVÉS DEL TIEMPO (CURVAS DE CARGA).
- ✦ INCREMENTOS PREVISIBLES DE LA CARGA FUTURA.
- ✦ VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (ESTIMADA), Y FECHA PROBABLE DE REPOSICIÓN. 800 A 1000 SEMANAS (15 A 20 AÑOS)
- ✦ PROBABILIDAD DE TENER QUE SOBRECARGAR POR PERÍODOS CORTOS O PROLONGADOS UNO O MAS TRANSFORMADORES.

COSTOS

EL COSTO TOTAL DE UN TRANSFORMADOR ESTÁ DADO POR LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:

- ✦ **COSTO INICIAL**, (PRECIO DE COMPRA, COSTO DE LA INSTALACIÓN Y EL PRECIO DEL EQUIPO ADICIONAL QUE SE REQUIERA).
- ✦ **COSTO DE OPERACIÓN**, (CONSIDERANDO EL COSTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO Y EN LOS DEVANADOS, CONSUMO DE ENERGÍA PARA LOS AUXILIARES, MANTENIMIENTO, COSTO DEL INVENTARIO DE REPUESTOS ETC.)
- ✦ **COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES**, (EQUIPOS DE EMERGENCIA, REPOSICIÓN DE EQUIPOS, ETC.)

COSTO INICIAL

NO OBSTANTE QUE EL COSTO INICIAL DE UN TRANSFORMADOR YA ESPECIFICADO, DEPENDE DEL FABRICANTE DENTRO DE CIERTOS PARÁMETROS, UNA BUENA SELECCIÓN Y UNA ESPECIFICACIÓN ADECUADA PUEDE CONTRIBUIR A REDUCIRLO. ALGUNOS ELEMENTOS PARA UNA BUENA SELECCIÓN SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

A) NUMERO DE UNIDADES

DONDE NO SE REQUIERA OTRA COSA POR RAZONES DE LOCALIZACIÓN DE LA CARGA, CONFIABILIDAD O FLEXIBILIDAD EN LA OPERACIÓN, LO MÁS ECONÓMICO ES TENER UNA SOLA UNIDAD TRIFÁSICA. LA GRÁFICA DE LA FIGURA 1A ILUSTRAS LAS VARIACIONES DEL PRECIO DE KVA PARA TRANSFORMADORES DE DISTINTAS CAPACIDADES, EN LA FIGURA 1B SE MUESTRA LA RELACIÓN ENTRE EL PRECIO POR KVA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y LOS PRECIOS DE LOS BANCOS CORRESPONDIENTES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

EN LA FIGURA 1C SE MUESTRA EL COSTO COMPARATIVO PARA UNA CAPACIDAD DE 1,500KVA UTILIZANDO:

- ✦ UN SOLO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 1,500 KVA.
- ✦ DOS TRANSFORMADORES DE 750 KVA
- ✦ TRES TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 500 KVA.

B) CAPACIDAD

CUANDO SE HABLA DE CAPACIDAD, ÉSTA VA VINCULADA A LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN LA QUE ESTÁ BASADA. LOS AISLAMIENTOS QUE SE UTILIZAN PERMITEN UNA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DE 15 A 20 AÑOS A UNA TEMPERATURA DE 55°C/40°C MAX Ó 65°C/40°C MAX).

APLICACIONES

LOS TRANSFORMADORES QUE SE FABRICAN PUEDEN UTILIZAR LA VENTAJA DE ESTOS AISLAMIENTOS DE TRES FORMAS DIFERENTES.

- A) PARA ALARGAR LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (SIN EXCEDER 55°C DE ELEVACIÓN, SOBRE UN AMBIENTE MEDIO DE 30°C (ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE EVALUACIÓN Y FABRICADO CON AISLAMIENTO DE 65°C.
- B) PARA DISPONER DE UN MARGEN DE SOBRE CARGA PERMANENTE, (12%) ESTO ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACIÓN Y FABRICARLO CON AISLAMIENTO DE 65°C, SOBRE CARGÁNDOLO, HASTA DARNOS UNA CAPACIDAD 12% MAYOR QUE LA NORMAL.
- C) PARA ADQUIRIR EL TRANSFORMADOR A MENOR PRECIO, (-10%)

LA FIGURA 2, ILUSTRAS LAS CARACTERÍSTICAS DE ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DE 55°C Y LOS DE 65°C.

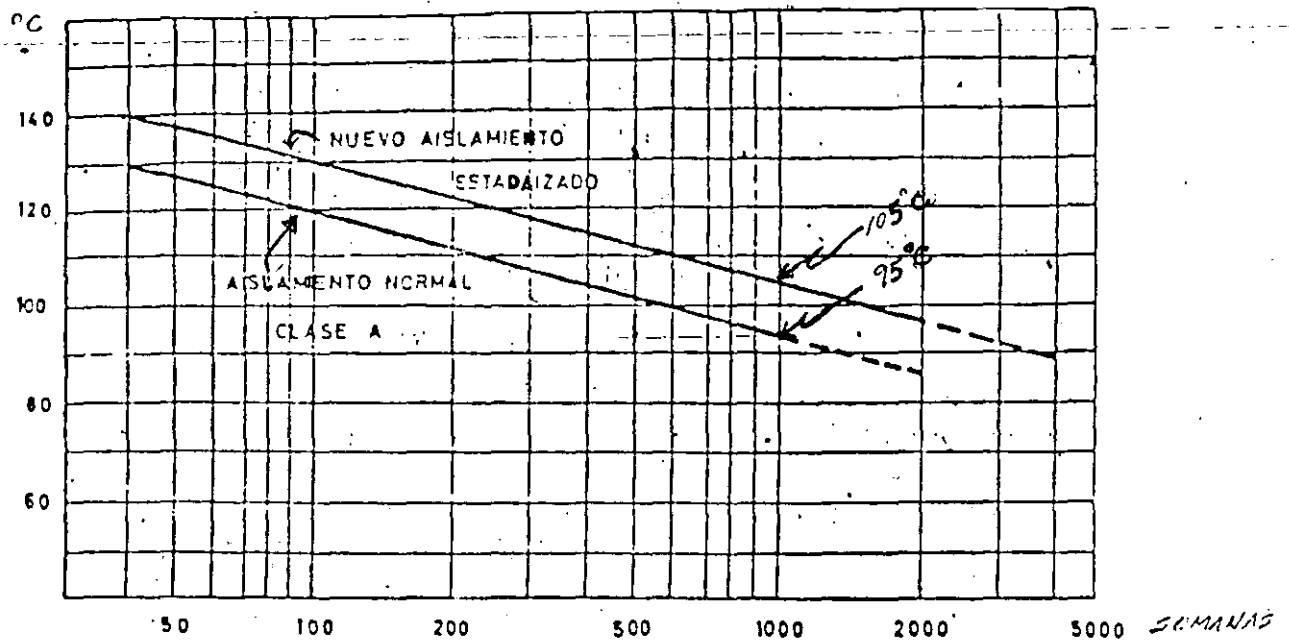


FIG. 2—Tiempo necesario para causar el envejecimiento total de los aislamientos.

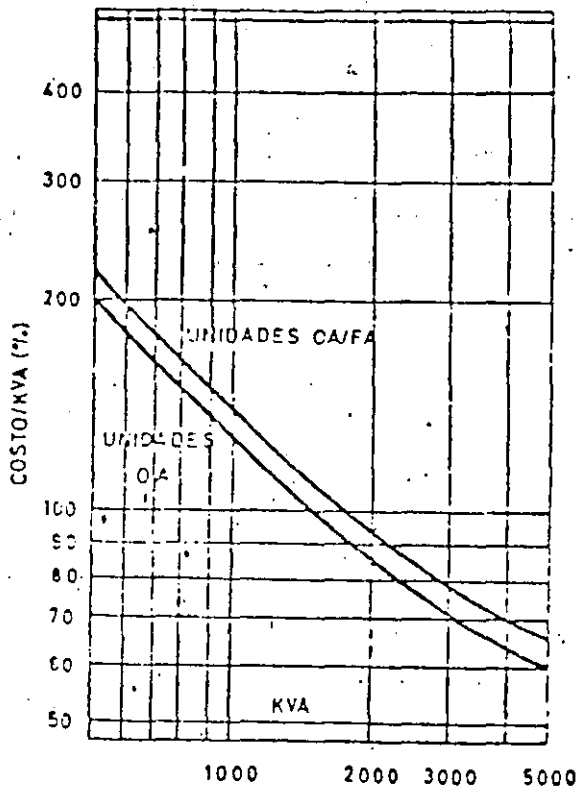


FIG. 3A

Costo comparativo de unidades OA y las mismas unidades con equipo para FA.

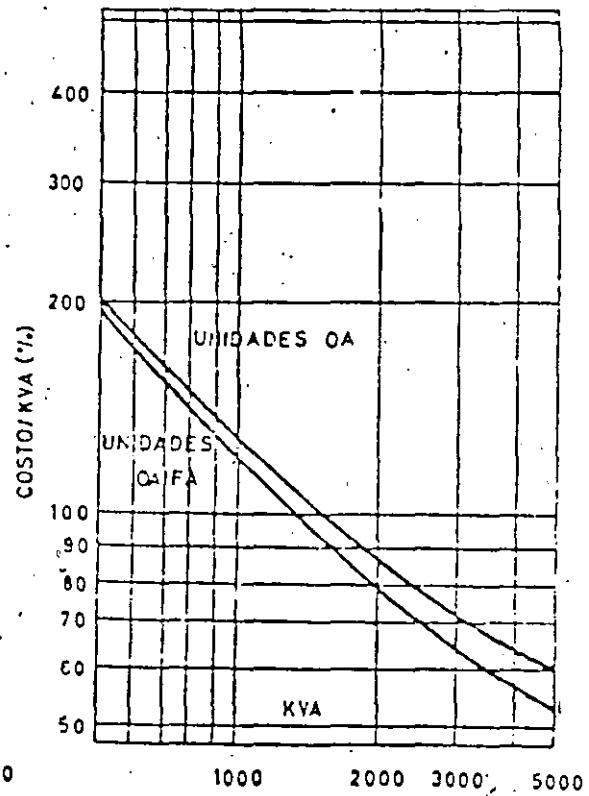


FIG. 3B

Costo comparativo por KVA de unidades OA vs. las mismas unidades con equipo para FA.

CLASE DE ENFRIAMIENTO

CUANDO LOS INCREMENTOS PREVISIBLES DE CARGA EN UN MISMO CENTRO SON PEQUEÑOS EN COMPARACIÓN CON LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR O SE PRESENTAN CON FRECUENCIA SOBRE CARGAS PEQUEÑAS O DE CORTA DURACIÓN, SE PUEDE OPTAR POR LO SIGUIENTE.

1. ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR DE MAYOR CAPACIDAD.
2. SOBRE CARGAR EL TRANSFORMADOR, REDUCIENDOLE LA VIDA ÚTIL DEL MISMO, (POR CADA 8°C DE INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DE LOS AISLAMIENTOS, SE REDUCE A LA MITAD LA VIDA DEL TRANSFORMADOR).

EN LA FIGURA 3A, SE COMPARAN LOS COSTOS DE TRANSFORMADORES CON ENFRIAMIENTO NATURAL Y LOS COSTOS DE LOS MISMOS, DOTADOS DEL EQUIPO NECESARIO PARA INCREMENTAR SU CAPACIDAD.

EN LA FIGURA 3B SE COMPARA EL COSTO DE AMBAS OPCIONES POR KVA DISPONIBLE..

LIQUIDO REFRIGERANTE

EN GENERAL, SIEMPRE QUE NO SE INDIQUE LO CONTRARIO POR RAZONES DE SEGURIDAD EN LOS REGLAMENTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, LA ALTERNATIVA MÁS ECONÓMICA, ES EL TRANSFORMADOR EN ACEITE MINERAL, (OA).

SIN EMBARGO, PARA INSTALACIONES INTERIORES, EL TRANSFORMADOR EN ACEITE REQUIERE UN CUARTO ESPECIAL, VENTILADO ADECUADAMENTE, SISTEMA DE DRENAJE, EQUIPO DE SEGURIDAD. ALTAS PRIMAS EN LOS SEGUROS CONTRA INCENDIOS, QUE LO HACEN MENOS ECONÓMICO CUANDO SE CONSIDERA EL COSTO DE LA INSTALACIÓN COMPLETA. EN ESTOS CASOS, CONVENDRÍA ANALIZAR LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR TRANSFORMADORES EN LÍQUIDOS NO INFLAMABLES TALES COMO LOS SILICONES (LOS ANTIGUOS AZKARELES, ESTÁN PROHIBIDOS). ASÍ COMO LA MÁS

MODERNA ALTERNATIVA COMO SON LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO, ENCAPSULADOS EN RESINA EPÓXICA, CUYO PRECIO DE VENTA ES DE 40 A 50% MAYOR, PERO QUE OFRECEN MÁXIMA SEGURIDAD Y LARGA VIDA.

DIMENSIONES

CON FRECUENCIA EL ESPACIO DISPONIBLE PARA SUBESTACIONES INDUSTRIALES ES RELATIVAMENTE REDUCIDO, EL COSTO DEL TERRENO, LAS DIMENSIONES DE LOS CUARTOS O UMBRALES PARA LA INSTALACIÓN DE ESTOS, LA NECESIDAD DE PREVEER ESPACIO PARA FUTURAS AMPLIACIONES, HACEN POR TANTO REDUCIR AL MÍNIMO LAS DIMENSIONES DEL EQUIPO DE LAS SUBESTACIONES.

LOS TRANSFORMADORES MODERNOS SE CONSTRUYEN CON NÚCLEOS Y BOBINAS DE SECCIÓN RECTANGULAR (PARA SUBESTACIONES COMPACTAS INDUSTRIALES), LO CUAL ADEMÁS DE OTRAS VENTAJAS PERMITEN REDUCIR EL ESPACIO EN 15 A 20% EN EL LARGO DEL TRANSFORMADOR.

LAS FIGURAS 4A Y 4B ILUSTRAN GRÁFICAMENTE ESTE PRINCIPIO PARA MAYOR CLARIDAD.

NORMALIZACION

EN CADA LOCALIDAD, DIVERSOS USUARIOS ESPECIFICAN CASI SIEMPRE, TRANSFORMADORES MUY SIMILARES ENTRE SI CON PEQUEÑAS DIFERENCIAS QUE MUCHAS VECES NO SON ESENCIALES, ESTE HECHO TIENDE A ACENTUARSE CADA VEZ MÁS A MEDIDA QUE SE TRABAJA EN LA NORMALIZACIÓN EN ESCALA NACIONAL, DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

DE ACUERDO A LO ANTERIOR, LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES HAN DESARROLLADO EQUIPOS QUE SE APEGAN A DICHA NORMALIZACIÓN Y LOS PRODUCEN EN MAYOR ESCALA SATISFACIENDO LOS REQUERIMIENTOS DE LOS USUARIOS.

LO ANTERIOR TRAE COMO CONSECUENCIA:

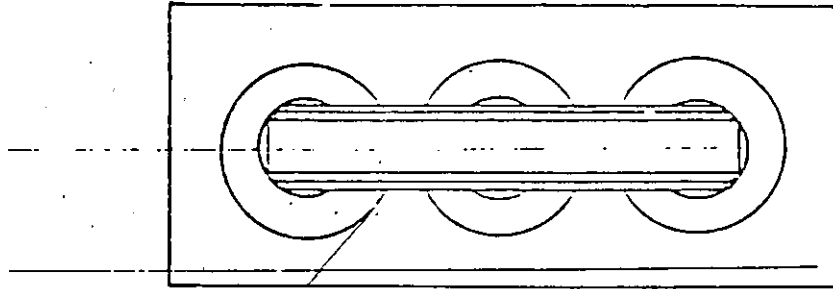


FIG. 4 A

Vista de planta de transformador de columnas cruciformes, centro de su tanque.

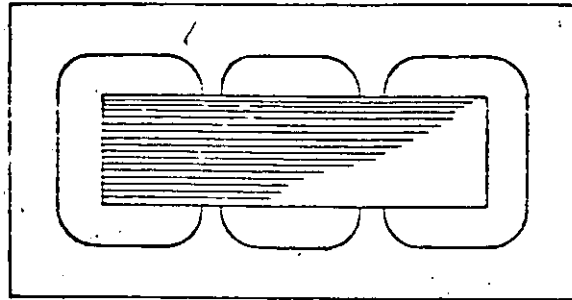


FIG. 4 B

Vista de planta de transformador de columnas rectangulares, centro de su tanque.

- ✦ MENOR COSTO DE PRODUCCIÓN SIMPLIFICADA.
- ✦ MENOR COSTO DE PARTES PARA EXISTENCIAS.
- ✦ MENOR COSTO POR MATERIALES NORMALIZADOS EN EXISTENCIA.

UTILIZACION DE LOS AVANCES TECNICOS

LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES INVIERTEN CONSTANTEMENTE GRANDES SUMAS DE DINERO EN EL DESARROLLO DE MEJORAS PARA SUS EQUIPOS. PRINCIPALMENTE EN DOS TERRENOS.

- ✦ INCREMENTAR LA CALIDAD DEL PRODUCTO.
- ✦ REDUCIR COSTOS.

DE AQUÍ LA IMPORTANCIA DE QUE LOS TÉCNICOS QUE SELECCIONAN LOS EQUIPOS, SE ENCUENTREN BIEN INFORMADOS DE LOS PROGRESOS QUE SE REALIZAN EN ESTA ESPECIALIDAD.

ALGUNOS DE ESTOS PROGRESOS RECIENTES SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

NUCLEOS: NUEVOS ACEROS ORIENTADOS DE BAJAS PÉRDIDAS Y NUEVOS MATERIALES COMO EL ACERO AMORFO DE GENERAL ELECTRIC.

BOBINAS: UTILIZACIÓN DEL ALUMINIO EN LÁMINAS CON ESPESORES PEQUEÑOS, DANDO CON ELLO ALTA RESISTENCIA MECÁNICA A CORTOS CIRCUITOS RIGUROSOS, UTILIZÁNDOLAS EN BOBINAS RECTANGULARES PARA MEJORAR EL FACTOR DE ESPACIO.

AISLAMIENTOS: CARTONES Y PAPELES AISLANTES ESTABILIZADOS (65°C), LO QUE PERMITE UTILIZAR MAYORES

DENSIDADES DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES Y OBTENER COSTOS MÁS BAJOS.

BOQUILLAS: (BUSHINGS).

UTILIZACIÓN DE NUEVOS MATERIALES COMO LAS RESINAS EPÓXICAS.

EN LOS VOLTAJES DE 1.2KV SE FABRICAN BLOQUES UNITARIOS CONTENIENDO VARIAS BARRAS DE COBRE ENCAPSULADAS EN RESINA EPOXI.

RADIADORES: UTILIZACIÓN DE RADIADORES DE OBLEAS PLANAS ARREGLADAS EN BANCOS, DESPLAZANDO A LOS ANTIGUOS RADIADORES DE TUBOS REDONDOS U OVALADOS.

TRANSFORMADORES TIPO SECO

FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO SECO EN BOBINAS ENCAPSULADAS EN RESINA EPÓXICA PARA VOLTAJES EN CLASE 5 Kv, 8.7 Kv, 15 Kv, 25 Kv, Y 34.5 Kv. DESPLAZANDO LOS LÍQUIDOS NO INFLAMABLES CONOCIDOS COMO AZKARELES, LOS CUALES HAN SIDO PROHIBIDOS EN VARIOS PAÍSES, DEBIDO A SU ALTA CONTAMINACIÓN.

LOS TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS EN RESINA SE UTILIZAN EN ÁREAS DONDE UN INCENDIO PUEDE CAUSAR GRANDES PÉRDIDAS, TANTO HUMANAS COMO MATERIALES.

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS ESPECIALES.

SE HAN DESARROLLADO LÍQUIDOS NO INFLAMABLES, QUE HAN DESPLAZADO A LOS AZKARELES, DENTRO DE LOS MÁS CONOCIDOS ESTÁN:

- ✦ LÍQUIDO SILICÓN (DOW CORNING)
- ✦ LÍQUIDO RTEMP, (RTE).

COSTO DE OPERACION (EVALUACION DE PERDIDAS)

CONSIDERANDO EL COSTO DEL TRANSFORMADOR COMO LA SUMA DE SU COSTO INICIAL, MÁS TODOS LOS GASTOS QUE ES NECESARIO HACER PARA MANTENERLOS EN OPERACIÓN A LO LARGO DE SU VIDA ÚTIL, PUEDE DECIRSE SIN EXAGERACIÓN QUE EL COSTO INICIAL ES DE IMPORTANCIA SECUNDARIA.

EN EFECTO, EN VISTA DE LAS LIMITACIONES DE LOS MATERIALES EMPLEADOS, LA TRANSFERENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL TRANSFORMADOR NO ES COMPLETA SINO QUE SE REALIZA CONSUMIENDO UNA PEQUEÑA PORCIÓN DE DICHA ENERGÍA, QUE SE DISIPA EN FORMA DE CALOR.

ESTA PÉRDIDA ESTÁ COMPUESTA EN TRES COMPONENTES BÁSICOS:

- A) LA ENERGÍA CONSUMIDA PARA EXCITAR EL NÚCLEO, QUE APARECE SIEMPRE QUE EL TRANSFORMADOR ESTÉ CONECTADO A LA LÍNEA, AUNQUE NO ESTÉ CARGADO. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA EN EL NÚCLEO, SE LE CONOCE COMO "PÉRDIDAS EN VACÍO" O BIEN "PERDIDAS EN EL NÚCLEO".
- B) LA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA QUE OPONE EL DEVANADO EN LAS BOBINAS (I^2R) Y TAMBIÉN PARCIALMENTE POR DISPERSIÓN A ELEMENTOS METÁLICOS CERCANOS. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA DE LAS BOBINAS, SE LE CONOCE COMO "PERDIDAS CON CARGA", O BIEN "PERDIDAS EN LOS DEVANADOS".

LA SUMA DE LAS PÉRDIDAS EN VACÍO MÁS LAS "PERDIDAS CON CARGA" SE LE DENOMINAN "PERDIDAS TOTALES".

- C) LA ENERGÍA CONSUMIDA, EN CIERTOS EQUIPOS CON ENFRIAMIENTO FORZADO, PARA MOVER VENTILADORES, BOMBAS, CON OBJETO DE AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LA DISIPACIÓN DEL

CALOR AL AMBIENTE Y CON ELLO INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL EQUIPO

UNA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE ESTAS PÉRDIDAS, SOBRE EL COSTO DEL TRANSFORMADOR, (COSTO COMPENSADO), CALCULADO A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL EQUIPO, (800 A 1000 SEMANAS). NOS DETERMINARÁ EL COSTO DEL APARATO A LO LARGO DE LA VIDA DEL MISMO, USANDO EL PRECIO DEL KILOWATT/HORA AL CUAL SE COMPRA LA ENERGÍA DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.

PARA ELLO SE PUEDE PRESUMIR LAS CURVAS DE DEMANDA Y A PARTIR DE ELLAS HACER ESTRIMACIÓN CERCANA DEL CONSUMO PARA ESTE CONCEPTO Y DETERMINAR SU COSTO.

SE ANEXAN EL MÉTODO QUE UTILIZA LA EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, (EEE) DE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD. PARA EVALUAR EL PRECIO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

ESPECIFICACION CFE K0000-06

FABRICACIÓN MEXICANA

EN LA EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS SE TOMAN EN CUENTA LA FABRICACIÓN MEXICANA SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA ESPECIFICACIÓN CFE L0000-03 COMERCIAL GENERAL (PÁRRAFO 6.4)

FACTORES DE EVALUCIÓN

LAS COTIZACIONES. PRESENTADAS POR LOS CONCURSANTES SON EVALUADAS DE ACUERDO CON LA SIGUIENTE FÓRMULA:

$$CA [C + K_{FE} + K_1(P_C + P_V) + K_2(Z.P.U. + I.P.U.)(KVA)] Q$$

EN DONDE:

CA = PRECIO EVALUADO, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS DE ORIGEN

C = PRECIO COTIZADO POR TRANSFORMADOR, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS

C_{FE} = PÉRDIDAS EN EL HIERRO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

PC= PÉRDIDAS EN EL COBRE, POR TRANSFORMADOR, EN KW
PV= PÉRDIDAS POR ENFRIAMIENTO FORZADO, POR TRANSFORMADOR, EN KW
ZP.U IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (POR UNIDAD)
IP.U.= CORRIENTE DE EXCITACIÓN (POR UNIDAD)
KVA= CAPACIDAD NOMINAL EN EL ÚLTIMO PASO DE ENFRIAMIENTO, EN KVA
Q = CANTIDAD DE UNIDADES

PARA TRANSFORMADORES ELEVADORES

K = 9,570.00 N\$/KW DE PÉRDIDAS
K₁ = 9,201.00 N\$/KW DE PÉRDIDAS
K₂ = 51.00 N\$/KVAR

PARA TRANSFORMADORES DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

K = 11,050.00 N\$/KW DE PÉRDIDAS
K₁ = 8,350.00 N\$/KW DE PÉRDIDAS
K₂ = 51.00 N\$/KVAR

COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES

EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES MÁS QUE EN NINGUNAS OTRAS, ES PRECISO DISPONER DE ELEMENTOS QUE GARANTICEN LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO. CUANDO LAS CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE UNA SOLA INTERRUPCIÓN SON DE GRAN IMPORTANCIA, ESTE ELEMENTO DEBE SIN DUDA VALUARSE ANTES DE HACER LA SELECCIÓN DEFINITIVA DEL EQUIPO Y AÑADIRSE AL COSTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN UN CARGO PARA PREVER:

- ✦ EL COSTO DE SOBRECARGAR OTROS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DURANTE EL TIEMPO NECESARIO.
- ✦ EL COSTO DE ESPECIFICAR CAPACIDAD ADICIONAL EN PREVISIÓN DE ALGUNA FALLA.
- ✦ EL COSTO DE INTERRUMPIR LA PRODUCCIÓN O TENER QUE REDUCIRLA.

- ✦ EL COSTO DE PONER EN OPERACIÓN DE EMERGENCIA EQUIPO MENOS ADECUADO O EFICIENTE.

ESTOS COSTOS ESTÁN BASADOS EN LA CONFIABILIDAD DEL TRANSFORMADOR, QUE ES LA PROBABILIDAD DE MANTENERSE EN OPERACIÓN NORMAL DURANTE UN TIEMPO DETERMINADO.

POR SUPUESTO, LA CONFIABILIDAD ES MUY DIFÍCIL DE EVALUAR, SOBRE TODO SI SE PRETENDE USARLA COMO ELEMENTO DE DECISIÓN, PERO CONSIDERAMOS QUE ES INDISPENSABLE TOMARLA EN CUENTA, SOBRE TODO EN LOS CASOS EN QUE LAS INTERRUPCIONES, TENGAN CONSECUENCIAS IMPORTANTES EN ALGUNO DE LOS ASPECTOS ANOTADOS ARRIBA.

MANTENIMIENTO

LO IMPORTANTE EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL NO ES "QUE OPERE", SINO QUE SIGA OPERANDO. ESTO IMPLICA LA NECESIDAD DEL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO.

DOS SOLUCIONES APARENTEMENTE COMPARABLES AL MISMO PROBLEMA PUEDEN REQUERIR MUY DISTINTAS PROPORCIONES DE MANTENIMIENTO Y ESTO DEBE PREVERSE AL MOMENTO DE HACER LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR. ELEMENTOS DE GRAN IMPORTANCIA DE ESTA PARTIDA SON LOS SIGUIENTES.

- ✦ LA SIMPLICIDAD DE LOS ELEMENTOS BÁSICOS Y EL NÚMERO DE PARTES QUE LAS COMPONEN.
- ✦ EL COSTO Y NÚMERO DE PARTES CRÍTICAS QUE SE DEBEN TENER DE EXISTENCIA.
- ✦ LA CANTIDAD DE LÍQUIDO QUE EL TRANSFORMADOR CONTIENE Y QUE PUEDE SER NECESARIO PROCESAR O REPONER EN CASO DADO.

AMPLIACIONES Y REPOSICIONES

UNA DE LAS CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UNA BUENA SELECCIÓN DE EQUIPO ES QUE SIGA SIENDO LA MÁS ECONÓMICA AÚN EN EL CASO DE

QUE HAYA LA NECESIDAD DE INCREMENTAR LA CAPACIDAD O DE REPONER PARCIAL O TOTALMENTE EL EQUIPO.

DOS ALTERNATIVAS COMPARABLES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COSTO INICIAL Y DE OPERACIÓN EXCLUSIVAMENTE, PUEDE DIFERIR GRANDEMENTE DE LA FLEXIBILIDAD PARA MANEJAR FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

POR ESTO, EN LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR, DEBEN TOMARSE EN CUENTA TODAS LAS VARIACIONES PREVISIBLES EN LA CARGA QUE PUEDAN REQUERIR NUEVAS INVERSIONES EN EL FUTURO Y VALUAR TODAS LAS ALTERNATIVAS PARA SATISFACERLAS.

IV. CONCLUSIONES

1. LA SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES ES UN PROBLEMA COMPLEJO QUE DEBE ESTUDIARSE DESDE TRES PUNTOS DE VISTA BÁSICOS

- ✦ EL COSTO INICIAL, INCLUYENDO EL COSTO DE INSTALACIÓN.
- ✦ EL COSTO DE OPERACIÓN, (COSTO DE LAS PÉRDIDAS), Y MANTENIMIENTO A LO LARGO DE SU VIDA PROBABLE,

INCLUYENDO LA CONSIDERACIÓN DE SU PROBABILIDAD DE FALLA

- ✦ EL COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

2. CON EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TÉCNICAS DE DISEÑO, NUEVOS MATERIALES Y PROCESOS DE FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES, LA EVALUACIÓN DE SOLUCIONES Y COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS AL MISMO PROBLEMA, DEBE TOMAR EN CUENTA, TODOS LOS ELEMENTOS MENCIONADOS, SI SE DESEA ASEGURAR QUE SE HARÁ LA SELECCIÓN MÁS ECONÓMICA.

LA SELECCIÓN BASADA EXCLUSIVAMENTE POR EL COSTO INICIAL MÁS BAJO, ES MUY COSTOSA.

3. LA MAYOR PARTE DE LOS ELEMENTOS QUE AFECTAN AL COSTO TOTAL DE LAS INSTALACIONES A LO LARGO DE SU VIDA, SE PUEDEN EVALUAR PARA UNA APLICACIÓN DETERMINADA. NO SE PUEDEN ESTABLECER REGLAS FIJAS RESPECTO AL VALOR ABSOLUTO Y RELATIVO DE CADA ELEMENTO, YA QUE ÉSTA VARÍA DE UN CASO A OTRO, PERO ES INDISPENSABLE QUE SE ANALICEN TODOS PARA BASAR UNA DECISIÓN FIRME, QUE LUEGO PUEDA SERVIR DE FUNDAMENTO PARA OTRAS DECISIONES.

2.0 NORMAS APLICABLES.

GENERAL.

Los Transformadores manufacturados son diseñados, fabricados y probados para cumplir con las siguientes normas y especificaciones, en su última revisión.

NORMAS NACIONALES

NOM (Norma Oficial Mexicana).

- NOM-J-116 Transformadores de Distribución Tipo Poste y Tipo Subestación.
- NOM-J-285 Transformadores de Distribución Subterránea Tipo Pedestal - - Monofásicos y Trifásicos.
- NOM-J-284 Transformadores de Potencia.
- NOM-J-271 Técnicas de Prueba en Alta Tensión.
- NOM-J-123 Aceite aislante No inhibido para Transformadores.
- NOM-J-153 Clasificación de Materiales aislantes.

CFE K-0000 (Especificaciones de Comisión Federal de Electricidad)

- K-0000-01 Transformadores de Distribución Tipo Poste.
- K-0000-02 Inspección por muestreo de Transformadores de Distribución.
- K-0000-03 Criterios de evaluación de pérdidas para Concursos y Penalizaciones.
- K-0000-04 Transformadores Monofásicos Tipo Pedestal para Distribución - Residencial Subterránea.
- K-0000-08 Transformadores Trifásicos Tipo Pedestal para Distribución -- Residencial Subterránea (75, 112.5, 150 y 225 KVA)
- K-0000-07 Transformadores Trifásicos Tipo Pedestal para Distribución - Residencial Subterránea (300 y 500 KVA)
- K-0000-06 Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores.
- K-0000-10 Reparación de Transformadores de Potencia.

NORMAS INTERNACIONALES

ANSI (American National Standard Institute)

- C57.12.00 General Requirements for Distribution, Power and Regulating Transformers.
- C57.12.00 a, b Thermal and Short Circuit Requirement Supplement to - ANSI C57.12.00.
- C57.12.10 Requirements For Transformers 230 000 Volts, and below - - 833/958 Through 83 333/10417 KVA, single phase, and 750/862 through 60 000/80 000/ 100 000 KVA, three Phase.
- C57.12.90 Test Code for Distribution, Power and Regulating Transformers.
- C57.13 Requirements for Instrument Transformers.
- C62.1 Surge Arresters for Alternating Current Power Circuits.
- C76.1 Requirements and Test Code for Outdoor Apparatus. Bushings.
- C76.2 Electrical Dimensional and Related Requirements for Outdoor Apparatus Bushings.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 1 0

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPO

ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS

JUNIO 1995

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.

INDICE

1.-INTRODUCCION

2.- TEORIA DE PRUEBAS

2.1-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

2.2-INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION

2.3-FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

2.4-INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGAOHMETRO

2.5-USO DE LA GUARDA

2.6-VOLTAJES RECOMENDADOS PARA LAS PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

2.7-CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

2.8-METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

3.- PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA

3.1-PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU

3.2-VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA CON LA TEMPERATURA

3.3-MEDICION DE CAPACITANCIA Y RESISTENCIA

3.4-PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

4.1-TEORIA DE RELACION DE TRANSFORMACION

4.2-DESCRIPCION DEL TTR

4.3-EVALUACION E INTERPRETACION DE RESULTADOS

5.- PRUEBAS AL SISTEMA DE TIERRAS

5.1-RESISTENCIA DE ELECTRODOS ARTIFICIALES

5.2-ANALISIS DE RESULTADOS

6.- PRUEBAS DE ACEITE

6.1-INTRODUCCION

6.2-PRUEBAS DE LABORATORIO

6.3-PRUEBAS EN CAMPO

7- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

7.1-PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

7.2-PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

7.3-ANALISIS DE RESULTADOS

8.- PRUEBAS DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE

8.1- FAVAG

8.2- MILLIGRAPH

8.3- ANALIZADOR CINCINNATI

8.4- ANALIZADOR TR-3000

9.- PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD

9.1- HIGROMETRO DE HIELO SECO

9.2- HIGROMETRO ALNOR

9.3- HIGROMETRO PANAMETRIC

10- APLICACIONES Y PRUEBAS

11- RECOMENDACIONES Y TECNICAS PARA PRUEBAS

11.1-PRUEBAS A SUBESTACIONES COMPACTAS

11.2-PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

11.3-PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES

11.4-PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

11.5-PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

12.-CRITERIOS DE ACEPTACION

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

1.- INTRODUCCION

Las pruebas en campo son necesarias en varias etapas de una construcción o para mantenimiento eléctrico.

Todo equipo eléctrico es probado en fabrica , lo cual da una garantía al comprador, pero frecuentemente es necesario desarmar parte del equipo para su transporte al lugar de la instalación, y por tanto las condiciones de los aislamientos cambian a los prestablecidos en fabrica por lo cual todo equipo eléctrico deberá ser revisado al llegar al sitio de instalación y realizarse las pruebas necesarias, sobre todo en los aislamientos a los cuales les afecta directamente la humedad y algunos no deben se expuestos directamente al ambiente.

Conforme se está ensamblando el equipo se van realizando pruebas hasta el termino del ensamblado , al termino se realizan pruebas finales para la puesta en servicio y con esto tendremos la seguridad de que al momento de la energización el equipo no sufrirá ningún daño .

Todos los valores de las pruebas con los cuales entro en servicio el equipo son registrados y entregados al departamento de mantenimiento, para que al realizar las pruebas periódicas se compare los resultados y así se pueda detectar una falla en los aislamientos antes de que ocurra y poder corregirla.

Normalmente en todas las fabricas no se realizan mantenimientos predictivos , por no conocer los alcances de las pruebas necesarias a cada equipo y de sus componentes eléctricos.

Es por esto que se recomienda realizar pruebas al equipo eléctrico una o dos veces por año para asegurar que no habrá fallas eléctricas.

Para realizar un mantenimiento eléctrico predictivo y preventivo es necesario realizar las pruebas mas importantes con el equipo adecuado; para cada uno de los componentes eléctricos de una instalación industrial. (ver figura 1)

Los equipos necesarios para realizar las pruebas son:

- a) MULTIMETRO
- b) AMPERMETRO DE GANCHO

c) MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

HOJA-2

d) MEDIDOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

e) MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA

f) MEDIDOR DE RELACION DE TRANSFORMACION

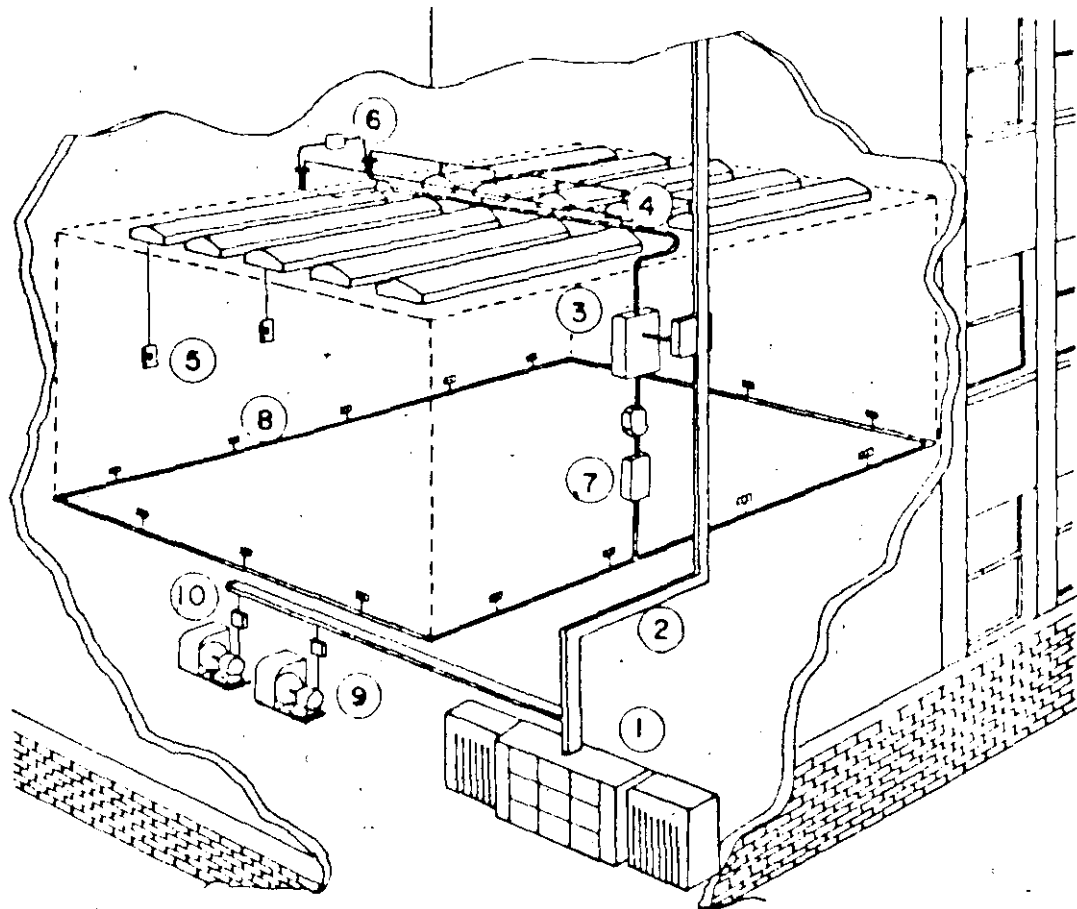
g) MEDIDOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

h) MEDIDOR DE TIEMPOS DE OPERACION

Los beneficios que alcanzamos con un programa planeado de inspección y pruebas son :

- 1) Ahorro económico debido a que se provocan incendios por fallas eléctricas.
- 2) Productividad en la empresa, ya que al detectarse con anticipación cualquier posible falla , la producción no se interrumpe.
- 3) Continuidad en el servicio eléctrico.
- 4) Ahorro de energía eléctrica .

EQUIPO ELECTRICO EN UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL



- 1.- SUBESTACION COMPACTA.
- 2.- DUCTOS O BARRAS AISLADAS.
- 3.- TABLEROS DE ALUMBRADO.
- 4.- LAMPARAS PARA ALUMBRADO GENERAL.
- 5.- APAGADORES.
- 6.- TUBERIAS CANALIZACIONES Y ACCESORIOS.
- 7.- TABLEROS DE DISTRIBUCION
- 8.- CONTACTOS
- 9.- MOTORES
- 10.- ARRANCADORES Y SEÑALIZACION

2.-TEORIA DE PRUEBAS

2.1- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento determina en forma aproximada el estado que se encuentran los aislamientos.

DEFINICION.- Es la resistencia en megohms que presenta un aislamiento al aplicarse un voltaje de C.D. durante un tiempo determinado .

A la corriente que resulta de la aplicación del voltaje de C.D.se conoce como corriente de aislamiento y consta de dos componentes :

- 1) La corriente que fluye dentro del aislamiento.
- 2) La corriente que fluye sobre la superficie.

1)La corriente que fluye dentro del aislamiento esta formada por :

- a) La corriente capacitiva que inicialmente tiene un valor elevado y disminuye con el tiempo.
- b) La corriente de absorción dielectrica la cual inicia con un valor bajo de resistencia de aislamiento y disminuye con el tiempo.
- c) La corriente de conducción , esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante.

2)La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento.-

A esta componente se le conoce como corriente de fuga, esta corriente permanece constante al igual de la corriente de conducción y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

2.2- INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION

La resistencia de aislamiento varia con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento , la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante 10 minutos , tomando lecturas a los 15 , 30 , 45 y 60 segundos y después cada minuto.

Dado que la pendiente de la curva de absorción dielectrica nos indica las condiciones del aislamiento , esta pendiente puede ser expresada por el índice de absorción y polarización.

$$I \text{ absorción} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 60 seg.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.}}$$

$$I \text{ polarizac} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 10 min.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 min.}}$$

La prueba de índices de absorción y polarización se utiliza normalmente cuando se tienen dudas en los valores de prueba de resistencia de aislamiento en equipos con gran cantidad de aislamiento.

2.3- FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

- 1) Condición de la superficie del aislamiento tales como carbón , polvo y aceite
- 2) Efecto de la humedad : Gran parte de los aislamientos son higroscopicos y por lo tanto absorben humedad ocasionando una reducción en la resistencia de aislamiento.
- 3) Efecto de la temperatura : la resistencia de aislamiento varia inversamente con la temperatura para mayor parte de los materiales aislantes.
Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento , es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura o convertir cada medición a la misma base.
Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación
$$R_c = K_t \times R_t$$

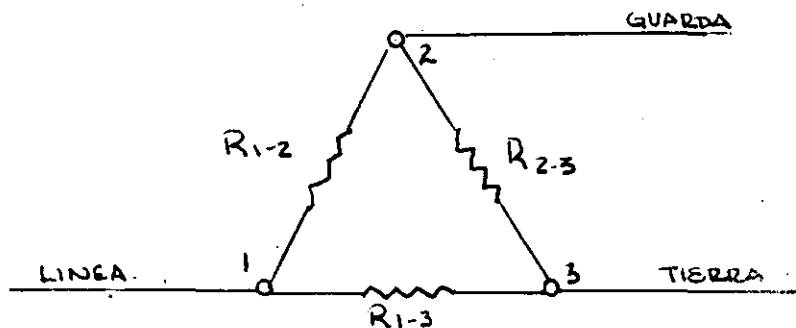
Rc= Resistencia de aislamiento en megaohms corregida a la temperatura base.
Rt= Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba.
Kt= Coeficiente de corrección por temperatura.

2.4- INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGAOHMETRO

- 1) Coloque el aparato en una base bien nivelada
- 2) Seleccione el voltaje de prueba a utilizar
- 3) Verifique el aparato con las pruebas de cero e infinito
- 4) Aterrice el equipo a probar para eliminar toda carga capacitiva.
- 5) Para evitar errores en la medición, utilice puentes de cobre desnudo.
- 6) Tome la lectura en el tiempo requerido.
- 7) Registre la temperatura de prueba.
- 8) Descargue el equipo probado

2.5- USO DE LA GUARDA

El propósito de esta terminal es contar con un medio para efectuar las mediciones en mayas de tres terminales, en tal forma de que pueda discriminarse el valor de una de las dos trayectorias.



Así en el caso de la figura anterior, utilizando las conexiones indicadas, se medirá la resistencia R_{1-2} directamente ya que las otras dos no entran en la medición por estar conectada la terminal tres a guarda.

2.6 VOLTAJES RECOMENDADOS PARA PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

La medición de resistencia de aislamiento es una prueba donde se aplica potencial de c.d y por lo tanto se debe restringirse a valores apropiados, dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones que se encuentre su aislamiento ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales usuales en los equipos de resistencia de aislamiento son de 100, 500, 1000, 2500 y 5000 VCD.

Las lecturas de resistencia de aislamiento , disminuyen al utilizar potenciales más altos, sin embargo para aislamientos en buenas condiciones y perfectamente secos se obtendrán valores muy próximos para diferentes tensiones de prueba, siempre y cuando no sobrepasen el valor nominal de operación del equipo que se esta probando.

VOLTAJES DE PRUEBA RECOMENDADOS

VOLTAJE DEL EQUIPO DE PRUEBA	VOLTAJE NOMINAL DE C.A DEL EQUIPO A PROBAR
100 Y 250 VCD	HASTA 125 V. INCLUYENDO EQUIPOS Y CIRCUITOS DE CONTROL
500 V	DE 125 A 400 V
1000 V	DE 400 EN ADELANTE
2500 A 5000 V	DE 1000 V EN ADELANTE

2.7- CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

INDICE DE ABSORCION	INDICE DE POLARIZACION	CLASIFICACION DEL AISLAMIENTO
MENOR DE 1	MENOR DE 1	PELIGROSO
DE 1 A 1.1	DE 1 A 1.5	POBRE
DE 1.1 A 1.25	DE 1.5 A 2 .	DUDOSO
DE 1.25 A 1.4	DE 2 A 3	REGULAR
DE 1.4 A 1.6	DE 3 A 4	BUENO
MAYOR DE 1.6	MAYOR DE 4	EXCELENTE

2.8- METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento ;

1) Método de tiempo corto.- Este método es el normalizado y consiste en aplicar el voltaje durante 1 minuto , con objeto de

efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros .

2) Método de tiempo-resistencia o Absorción Dieléctrica.- Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un período de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto.

El método proporciona una mejor referencia para evaluar el estado de los aislamientos , en aquellos equipos con características de absorción notable, como son las grandes maquinas rotatorias y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existen valores de referencia de pruebas anteriores.

3) Método de Voltajes Múltiples.- Este método tiene su principal aplicación en la evaluación de aislamientos de maquinas rotatorias y transformadores.

Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos , por ejemplo; 500 V y después con 1000 V .

Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba, se aumentan los esfuerzos dielectricos sobre el aislamiento , al aproximarse a superar las condiciones de operación.

La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de la resistencia adquirirá mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto limite, cuando esto ocurre se tendrá una caída pronunciada en el valor de resistencia de aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra el voltaje aplicado.

De preferencia los voltajes aplicados deben estar en la relación de 1 a 5 o mayor. (por ejemplo 500 y 2500 V).

3.-PRUEBAS DE FACTOR DE FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia en la actualidad es la principal herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos de equipo eléctrico.

Con estas pruebas podemos detectar :

- Degradación
- Envejecimiento
- Contaminación
- Humedad

Definición.- El factor de potencia de un aislamiento es el coseno del ángulo del voltaje aplicado y la corriente de carga.

En cualquier circuito de corriente alterna el factor de potencia de un dielectrico es :

$$F.P = \frac{P}{ExI} = \cos \theta$$

Para realizar la prueba de factor de potencia existen equipos de la marca Doble Engineering en sus dos modelos tipo MEU y M2H con voltajes de prueba 2.5 KV y 10 KV respectivamente .

De estos equipos se obtienen las mediciones de Watts , Volts , y Amperes .

Con estos instrumentos de prueba se pueden realizar las mediciones en tres formas diferentes para determinar las características de un aislamiento y de esta manera analizar con exactitud la localización de un aislamiento deteriorado, las mediciones que pueden ser seleccionadas son . GROUND , GUARD , Y UST.

Las expresiones empleadas para calcular el % factor de potencia:

$$\text{Para 2.5 KV} \quad \% \text{ F.P} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \times 100$$

$$\text{Para 10 KV} \quad \% \text{ F.P} = \frac{\text{WATTS}}{\text{MILIAMP}} \times 10$$

El equipo de la Doble , puede realizar las mediciones de factor de potencia a voltajes menores de 2.5 KV y utilizamos las siguientes expresiones :

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MVA leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MW leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

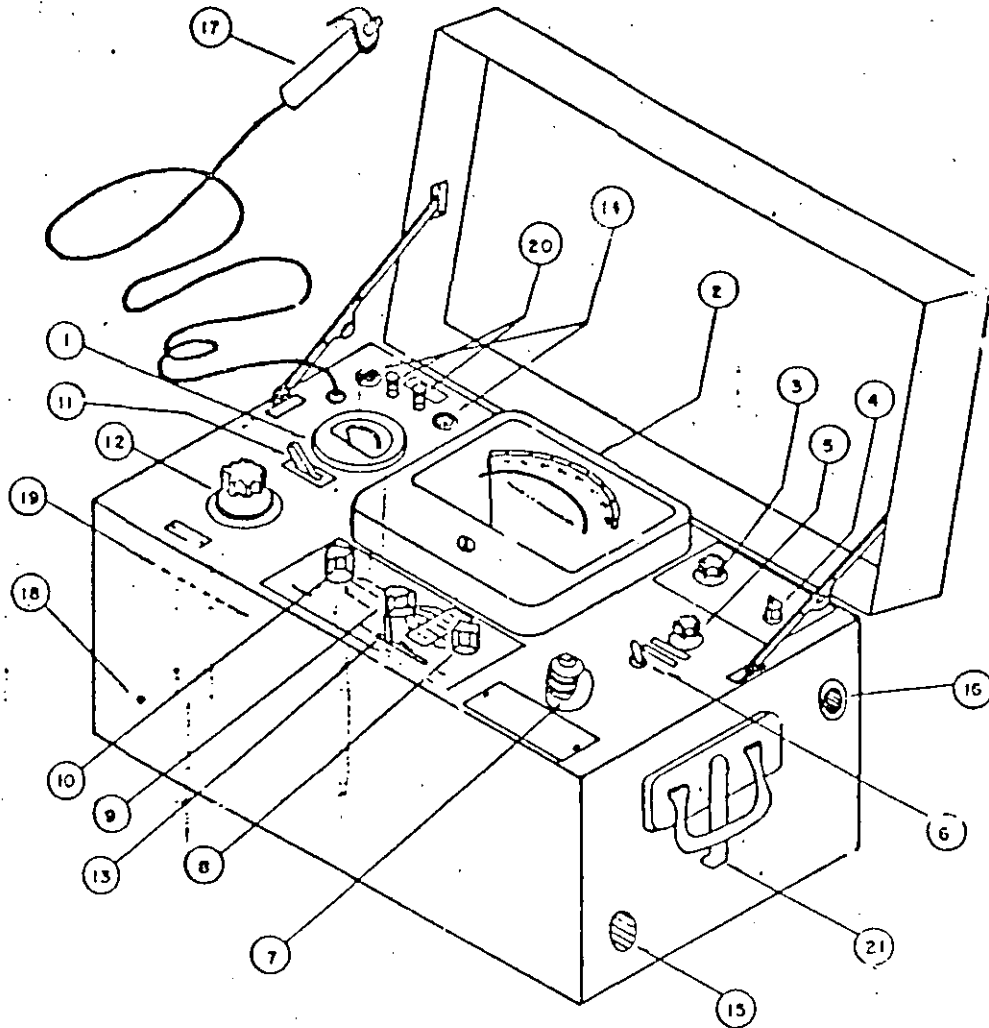
3.1- PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU.

Por seguridad el equipo siempre debe estar aterrizado con una tierra firme con la cual el equipo cuenta.

Se procede a conectar los cables de alta y baja tensión del equipo de prueba al equipo a probar.

Antes de operar el interruptor general, debe verificarse que el reostato para elevar la tensión este en cero , el selector en posición check, los rangos de las escalas en los más altos para MVA y MW , y el interruptor reversible en posición "ON".

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA



PARTES PRINCIPALES DEL MEU

- | | |
|---|--|
| 1.- VOLTMETRO | 18.-ENTRADA PARA CONECTAR SWITCH DE SEGURIDAD. |
| 2.- INDICADOR DE mVA y mW. | 19.- CLAVIJA PARA ALIMENTACION DE C.A. |
| 3.- PERILLA PARA AJUSTE DE MEDICION | 20.- FUSIBLES DE PROTECCION. |
| 4.- L.V. SWITCH. (GROUND, GUARD Y UST) | 21.- PUNTO PARA CONEXION A TIERRA DEL APARATO. |
| 5.- PERILLA DE POLARIDAD. | |
| 6.- REV. SWITCH PARA COMPROBACION DE LECTURAS (DIRECTA - FUERA - INVERSA) | |
| 7.- AJUSTE DE MILIWATTS (mW ADJ). | |
| 8.- PERILLA PARA RANGOS DE mW (MILI-WATTS). | |
| 9.- PERILLA PARA RANGOS DE mVA. (MILI-VOLTAMPERES) | |
| 10.- PERILLA PARA RANGOS DE MEDIDA. (HIG, MED Y LOW) | |
| 11.- SWITCH DE ENCENDIDO (ON - OFF) | |
| 12.- PERILLA PARA RANGOS DE VOLTAJE | |
| 13.- SWITCH SELECTOR (mVA, CHECAR Y mW) | |
| 14.- FOCOS PILOTO VERDE Y ROJO. | |
| 15.- ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA DE ALTA TENSION. | |
| 16.- ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA, GUARDA O BAJO VOLTAJE | |
| 17.- SWITCH DE SEGURIDAD. | |

Comprobando lo anterior se procede a energizar el equipo a probar para lo cual es necesario cerrar los interruptores de seguridad de mano , al hacer esto la luz verde se apaga y prende la luz roja . Si esto no sucede significa que la polaridad de alimentación de c.a de 127 V , se encuentra invertida , por lo tanto se debe invertir la clavija de alimentación.

Por medio del reostato de tensión se va elevando el voltaje hasta obtener el voltaje requerido , ajustando al mismo tiempo la escala del medidor de MVA y MW por medio de su perilla de ajuste (Meter Adjustment).

El selector se coloca en la posición de MVA y se selecciona el rango más legible y se toma la lectura obtenida , esta se comprueba con el interruptor reversible (Reversin Switch).

El siguiente paso es colocar el sw en la posición de MW y se selecciona el rango más legible, se registra y se comprueba con el interruptor reversible en ambas posiciones, con esto se queda terminada la medición debiéndose regresarse todos los controles a su posición inicial.

3.2- VARIACION DEL F.P CON LA TEMPERATURA

Como el factor de potencia de cualquier equipo varia con la temperatura , es importante que los valores de factor de potencia sean ajustados a una base común para propósitos de comparación , en la siguiente tabla proporcionada por la doble se muestran los valores de corrección por temperatura .

3.3- MEDICION DE CAPACITANCIA Y RESISTENCIA

El equipo de prueba cuenta con la capacidad de realizar las mediciones de capacitancia , cuando el factor de potencia es menor del 15% y puede ser calculado con la siguiente expresión :

$$C = 0.425 \times \text{MVA} \quad (\text{pf a } 2.5 \text{ KV})$$

Otra característica que puede medir el equipo de prueba es la resistencia equivalente en C.A. a través de la siguiente expresión

$$R = \frac{6250}{\text{MW}} \quad \text{Megaohm a } 2.5 \text{ KV}$$



TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS
AT TEST TEMPERATURE TO POWER FACTORS AT 20°C

BUSHINGS

ABB	ASEA	BROWN BOVERI		TEST TEMPERATURES		GENERAL ELECTRIC						HAEFELY
Type O + C	All GO Types 25-765 kV	Types CTF, CTKF 20-60 kV	Types CTF, CTKF 85-330 kV	°C	°F	Type B	Type F	Types L, LC, LI, LM	Types OF, OFI, OFM	Types S, SI, SIM (Cpd.-Filled)	Types TandU	Types COT, COS, SOT
.87	.79	1.24	1.00	0	32.0	1.09	.93	1.00	1.18	1.26	1.02	-
.89	.81	1.22	↑	2	35.6	1.09	.95	1.00	1.16	1.24	1.02	-
.91	.83	1.20	↑	4	39.2	1.09	.97	1.00	1.15	1.21	1.02	-
.92	.85	1.17	↑	6	42.8	1.08	.98	1.00	1.13	1.19	1.02	-
.93	.87	1.15	↑	8	46.4	1.08	.99	1.00	1.11	1.16	1.01	-
.94	.89	1.12	↑	10	50.0	1.07	.99	1.00	1.10	1.14	1.01	-
.95	.92	1.10	↑	12	53.6	1.06	.99	1.00	1.08	1.11	1.01	0.88
.96	.94	1.06	↑	14	57.2	1.05	1.00	1.00	1.06	1.08	1.01	0.90
.98	.95	1.05	↑	16	60.8	1.04	1.00	1.00	1.04	1.06	1.01	0.93
.99	.98	1.03	↑	18	64.4	1.02	1.00	1.00	1.02	1.03	1.00	0.95
1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.98
1.01	1.03	.98	↓	22	71.6	.97	.99	.99	.97	.97	1.00	1.02
1.02	1.05	.96	↓	24	75.2	.93	.97	.99	.94	.93	1.00	1.04
1.03	1.07	.94	↓	26	78.8	.90	.96	.98	.91	.90	.99	1.07
1.04	1.09	.91	↓	28	82.4	.85	.94	.97	.88	.87	.99	1.09
1.05	1.12	.88	↓	30	86.0	.81	.92	.96	.86	.84	.98	1.11
1.06	1.14	.86	↓	32	89.6	.77	.89	.95	.83	.81	.97	1.13
1.07	1.17	.84	↓	34	93.2	.73	.87	.94	.80	.77	.97	1.15
1.07	1.19	.82	↓	36	96.8	.69	.84	.93	.77	.74	.96	1.17
1.08	1.21	.80	↓	38	100.4	.65	.81	.91	.74	.70	.95	1.19
1.08	1.23	.78	↓	40	104.0	.61	.78	.89	.70	.67	.94	1.21
1.09	1.26	.76	↓	42	107.6	-	.74	.87	.67	.63	.93	1.22
1.10	1.30	.74	↓	44	111.2	-	.70	.85	.63	.60	.91	1.24
1.10	1.30	.72	↓	46	114.8	-	.64	.83	.61	.56	.89	1.25
1.11	1.31	.70	↓	48	118.4	-	.58	.82	.58	.53	.87	1.26
1.11	1.33	.68	↓	50	122.0	-	.52	.80	.56	.50	.86	1.27
1.11	1.34	.66	↓	52	125.6	-	-	.79	.53	.47	.84	1.28
1.11	1.36	.64	↓	54	129.2	-	-	.78	.51	.44	.82	1.29
1.11	1.37	.62	↓	56	132.8	-	-	.77	.49	.41	.79	1.30
1.12	1.37	.60	↓	58	136.4	-	-	.76	.46	.38	.77	1.29
1.12	1.38	.58	1.00	60	140.0	-	-	.74	.44	.36	.75	1.27



TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS
AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C (BUSHINGS - continued)

LAPP			McGRAW-EDISON	MICAFIL	MICANITE AND INSULATORS CO.		TEST TEMPERATURES		OHIO BRASS				PASSONI VILLA	WESTINGHOUSE		
Class ¹ ERC 15-23 kV	Class PRC 15-69 kV	Class POC 15-765 kV	Types P, PA, PB	Types WTxF	25-69 kV	Above 69 kV	°C	°F	Class G or L 46- 138 kV	Class L 7.5- 34.5 kV	Class GK 15- 500 kV	Class LK 15- 69 kV	Types PTAO, 3 PV.F 25-230 kV	Con- denser, except Type O	Types O O-AI OC	Types O + and O + C
.90	.81	1.00	.68	--	1.55	1.13	0	32.0	1.54	1.29	.90	.85	.65	1.61	.88	.87
.91	.83	↑	.70	--	1.49	1.11	2	35.6	1.47	1.26	.91	.86	.69	1.52	.89	.89
.92	.86	↑	.72	--	1.43	1.10	4	39.2	1.40	1.24	.91	.87	.74	1.44	.90	.91
.93	.88	↑	.76	--	1.37	1.08	6	42.8	1.34	1.21	.92	.89	.78	1.36	.91	.92
.94	.89	↑	.79	--	1.31	1.07	8	46.4	1.29	1.19	.92	.90	.82	1.30	.93	.93
.95	.92	↑	.82	--	1.25	1.06	10	50.0	1.24	1.16	.93	.92	.86	1.23	.94	.94
.96	.94	↑	.85	--	1.20	1.05	12	53.6	1.18	1.12	.94	.93	.89	1.18	.95	.95
.97	.95	↑	.87	1.00	1.15	1.04	14	57.2	1.14	1.09	.95	.95	.92	1.13	.96	.96
.98	.97	↑	.93	1.00	1.10	1.02	16	60.8	1.09	1.06	.97	.96	.95	1.09	.98	.98
.99	.98	↑	.96	1.00	1.05	1.01	18	64.4	1.04	1.03	.98	.98	.97	1.04	.99	.99
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.00	1.00	↓	1.02	↓	.96	.99	22	71.6	.95	.97	1.02	1.02	1.02	.96	1.01	1.01
1.01	1.03	↓	1.10	↓	.91	.98	24	75.2	.91	.94	1.04	1.04	1.05	.92	1.02	1.02
1.02	1.05	↓	1.14	↓	.87	.96	26	78.8	.88	.91	1.06	1.06	1.07	.88	1.04	1.03
1.02	1.07	↓	1.18	↓	.84	.95	28	82.4	.84	.88	1.09	1.08	1.09	.84	1.05	1.04
1.03	1.10	↓	1.24	↓	.80	.94	30	86.0	.80	.86	1.11	1.10	1.11	.81	1.06	1.05
1.03	1.11	↓	1.29	↓	.77	.93	32	89.6	.77	.83	1.13	1.12	1.13	.77	1.07	1.06
1.04	1.12	↓	1.32	↓	.74	.92	34	93.2	.74	.80	1.15	1.14	1.16	.74	1.08	1.07
1.04	1.13	↓	1.36	1.00	.70	.90	36	96.8	.71	.78	1.17	1.15	1.17	.70	1.08	1.07
1.05	1.14	↓	1.41	.99	.67	.89	38	100.4	.68	.75	1.19	1.17	1.18	.67	1.09	1.08
1.05	1.15	↓	1.45	.98	.64	.88	40	104.0	.65	.72	1.21	1.18	1.18	.64	1.09	1.08
1.05	1.15	↓	1.50	.98	.61	.87	42	107.6	--	--	1.22	1.19	1.20	.62	1.10	1.09
1.06	1.15	↓	1.55	.97	.58	.86	44	111.2	--	--	1.24	1.20	1.22	.59	1.11	1.10
1.06	1.15	↓	1.58	.97	.55	.85	46	114.8	--	--	1.26	1.21	1.24	.56	1.11	1.10
1.07	1.14	↓	1.61	.96	.52	.84	48	118.4	--	--	1.27	1.21	1.24	.53	1.10	1.11
1.07	1.13	↓	1.65	.95	.50	.83	50	122.0	--	--	1.29	1.22	1.25	.51	1.10	1.11
1.07	1.11	↓	1.67	.94	--	--	52	125.6	--	--	1.30	1.22	1.26	.50	1.10	1.11
1.08	1.09	↓	1.67	.94	--	--	54	129.2	--	--	1.31	1.22	1.26	.48	1.09	1.11
1.08	1.07	↓	1.67	.90	--	--	56	132.8	--	--	1.33	1.22	1.26	.47	1.08	1.11
1.07	1.06	↓	1.68	.90	--	--	58	136.4	--	--	1.34	1.21	1.26	.46	1.07	1.12
1.07	1.05	1.00	1.68	.92	--	--	60	140.0	--	--	1.35	1.21	1.25	.45	1.06	1.12

¹This curve is applicable to those ERC bushings which were manufactured after March 1967 (S/N 3530 or higher).



TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS
AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C

TEST TEMPERATURES		INSULATING FLUIDS			
°C	°F	ASKAREL	CONVENTIONAL INSULATING OIL	SILICONE OILS	
				New	Service Aged
0	32.0	—	1.56	—	—
2	35.6	—	1.52	—	—
4	39.2	—	1.48	—	—
6	42.8	—	1.45	—	—
8	46.4	—	1.43	—	—
10	50.0	—	1.38	—	—
12	53.6	—	1.31	—	—
14	57.2	—	1.24	—	—
16	60.8	—	1.16	—	—
18	64.4	—	1.08	—	—
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
22	71.6	.90	.91	0.81	0.76
24	75.2	.81	.83	0.66	0.57
26	78.8	.72	.76	0.65	0.50
28	82.4	.64	.70	0.62	0.45
30	86.0	.56	.63	0.54	0.40
32	89.6	.51	.58	0.52	0.37
34	93.2	.46	.53	0.45	0.34
36	96.8	.42	.49	0.42	0.31
38	100.4	.39	.45	0.36	0.29
40	104.0	.35	.42	0.30	0.26
42	107.6	.33	.38	0.26	0.25
44	111.2	.30	.36	0.24	0.23
46	114.8	.28	.33	0.18	0.21
48	118.4	.26	.30	0.16	0.19
50	122.0	.24	.28	0.13	0.18
52	125.6	.22	.26	0.11	0.16
54	129.2	.21	.23	—	—
56	132.8	.19	.21	—	—
58	136.4	.18	.19	—	—
60	140.0	.16	.17	—	—

TMCF-3960

GRADING-CAPACITOR ASSEMBLIES FOR GENERAL ELECTRIC 115/230/345-kV ATB BREAKERS			
TEST TEMPERATURES		POWER FACTOR	CAPACITANCE
°C	°F		
17.8	0	.09	.80
15.0	5	.10	.80
12.2	10	.11	.80
9.4	15	.12	.80
6.7	20	.14	.80
4.0	25	.17	.80
1.1	30	.21	.82
1.7	35	.27	
4.5	40	.32	
7.2	45	.40	.86
10.0	50	.47	.90
12.8	55	.61	.92
15.5	60	.80	.94
18.3	65	.89	.98
20.0	68	1.00	1.00
21.1	70		1.01
23.9	75		1.04
26.7	80		1.06
29.4	85		1.10
32.2	90		1.12
35.0	95		1.15
37.8	100		1.19
43.3	110		1.25
48.9	120		1.32
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—
—	—		—

©1993 Doble Engineering Company
All rights reserved.



TABLE OF MULTIPLIER FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS
AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C

LIQUID-FILLED TRANSFORMERS, SHUNT REACTORS, AND VOLTAGE REGULATORS															
POWER TRANSFORMERS (Above 500 kVA)				DISTRIBUTION TRANSFORMERS (500 kVA and Below)							PTs/VTs, CTs, and MOs				
Askarel-Filled Trans.	Oil-Filled Transformers			Silicone	Askarel	Oil-Filled		Silicone	TEST TEMPERATURES		HV/EHV Shunt Reactors (Oil-Filled)	Voltage Regulators (Oil-Filled)	Askarel	Oil-Filled	
	Free Breathing and Older Conservator Types	Sealed, Gas-blanketed and Modern Conservator Types				Prior to 1950	Modern		°C	°F				Modern, Rated 220 kV and Above	All Others
		≤161 kV	≥161 kV												
—	1.56	1.57	.95	—	—	1.56	1.57	—	0	32.0	.95	1.56	—	1.57	1.67
—	1.52	1.50	.96	—	—	1.52	1.50	—	2	35.6	.96	1.52	—	1.50	1.61
—	1.48	1.44	.98	—	—	1.48	1.44	—	4	39.2	.98	1.48	—	1.44	1.55
—	1.45	1.37	.98	—	—	1.45	1.37	—	6	42.8	.98	1.45	—	1.37	1.49
—	1.43	1.31	.99	—	—	1.43	1.31	—	8	46.4	.99	1.43	—	1.31	1.43
—	1.38	1.25	.99	—	—	1.38	1.25	—	10	50.0	.99	1.38	—	1.25	1.36
—	1.31	1.19	1.00	—	—	1.31	1.19	—	12	53.6	1.00	1.31	—	1.19	1.30
—	1.24	1.14	1.01	—	—	1.24	1.14	—	14	57.2	1.01	1.24	—	1.14	1.23
—	1.16	1.09	1.01	—	—	1.16	1.09	—	16	60.8	1.01	1.16	—	1.09	1.16
—	1.08	1.05	1.00	—	—	1.08	1.05	—	18	64.4	1.00	1.08	—	1.05	1.08
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
.90	.91	.96	.99	.96	.90	.91	.96	.96	22	71.6	.99	.91	.90	.96	.93
.81	.83	.92	.98	.92	.81	.83	.92	.92	24	75.2	.98	.83	.81	.92	.86
.72	.76	.88	.97	.88	.72	.76	.88	.88	26	78.8	.97	.76	.72	.88	.80
.64	.70	.84	.96	.84	.64	.70	.84	.84	28	82.4	.96	.70	.64	.84	.74
.56	.63	.80	.95	.80	.56	.63	.80	.80	30	86.0	.95	.63	.56	.80	.69
.51	.58	.76	.94	.76	.51	.58	.76	.76	32	89.6	.94	.58	.51	.76	.65
.46	.53	.73	.93	.73	.46	.53	.73	.73	34	93.2	.93	.53	.46	.73	.60
.42	.49	.70	.91	.70	.42	.49	.70	.70	36	96.8	.91	.49	.42	.70	.56
.39	.45	.67	.90	.67	.39	.45	.67	.67	38	100.4	.90	.45	.39	.67	.52
.35	.42	.65	.89	.65	.35	.42	.65	.65	40	104.0	.89	.42	.35	.65	.48
.33	.38	.62	.87	.62	.33	.38	.62	.62	42	107.6	.87	.38	.33	.62	.45
.30	.36	.59	.86	.59	.30	.36	.59	.59	44	111.2	.86	.36	.30	.59	.42
.28	.33	.56	.84	.56	.28	.33	.56	.56	46	114.8	.84	.33	.28	.56	—
.26	.30	.54	.83	.54	.26	.30	.54	.54	48	118.4	.83	.30	.26	.54	—
.24	.28	.51	.81	.51	.24	.28	.51	.51	50	122.0	.81	.28	.24	.51	—
.22	.26	.49	.79	.49	.22	.26	.49	.49	52	125.6	.79	.26	.22	.49	—
.21	.23	.47	.77	.47	.21	.23	.47	.47	54	129.2	.77	.23	.21	.47	—
.19	.21	.45	.75	.45	.19	.21	.45	.45	56	132.8	.75	.21	.19	.45	—
.18	.19	.43	.72	.43	.18	.19	.43	.43	58	136.4	.72	.19	.18	.43	—
.16	.17	.41	.70	.41	.16	.17	.41	.41	60	140.0	.70	.17	.16	.41	—

Para realizar un analisis de cada una de estas mediciones que realiza el equipo de factor de potencia nos referimos a la siguiente figura , en donde se representan los diferentes circuitos simplificados para cada caso :

EN LA POSICION GROUND (TIERRA).-

Se mide la suma del total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y por tierra , es decir $G + T$

La resistencia de rango R limita a un valor despreciable la corriente que no pasa por el circuito de medición.

EN LA POSICION GUARD. (GUARDA).-

La corriente del cable de guarda es discriminada la derivarse sin pasar por el cicuito de medición y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a tierra , solo mide T .

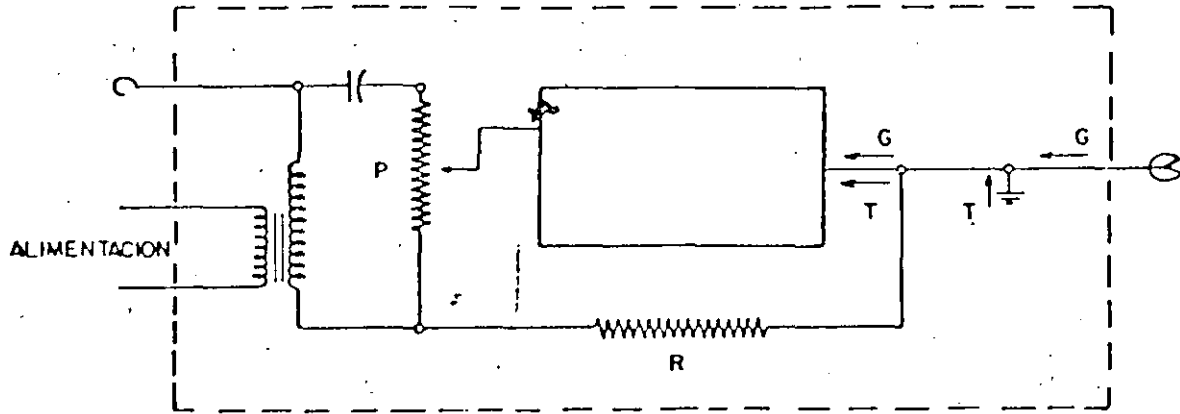
EN LA POSICION UST (MUESTRA SIN CONEXION A TIERRA).-

Se mide solamente la corriente que regresa al aparato por el cable de guarda y queda derivada sin pasar por el circuito de medición la corriente que regresa por tierra .

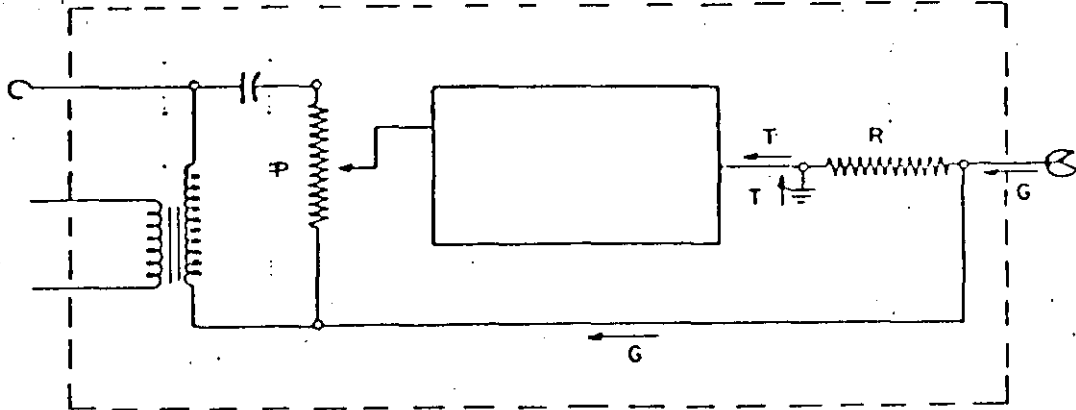
PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

MEDICIONES DEL MEU

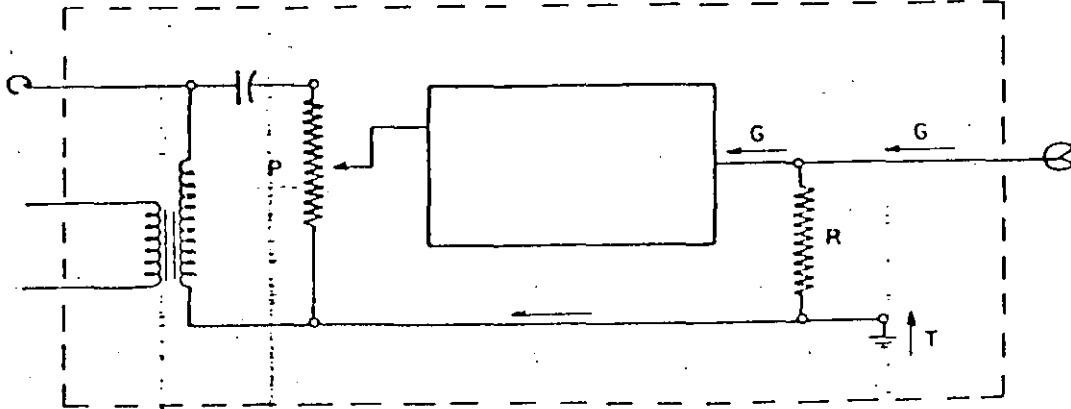
MEDICION EN GROUND



MEDICION EN GUARD



MEDICION EN UST



3.4- PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

HOJA-10

Sabemos que la porcelana es uno de los principales aislamientos en el equipo electrico.

A través del equipo de factor de potencia podemos realizar la prueba de collar caliente la cual nos puede detectar :

HUMEDAD
CONTAMINACION
FISURAS (DAÑOS A LA PORCELANA)

PRUEBA DE COLLAR SIMPLE.-

En las pruebas de collar simple , el collar es energizado por el equipo de prueba y el centro del conductor es aterrizado.

La prueba es usualmente realizada con un collar enredado en la superficie de la porcelana.

Si las perdidas o la corriente son apreciablemente altas , entonces una segunda prueba deberá realizarse ,removiendo el collar y teniendo la precaución de que el collar este bien ajustado a la porcelana .

Esta prueba se realiza para poder detectar el punto donde se encuentra la porcelana dañada .

PRUEBAS DE COLLAR MULTIPLE.-

La prueba de collar multiple realiza , uniendo varios collares los cuales son enredados en la porcelana .

La prueba se realiza de la misma manera que la prueba de collar simple , con esta prueba detectamos la condición total de la porcelana .

CRITERIOS DE ACEPTACION DE COLLAR CALIENTE.-

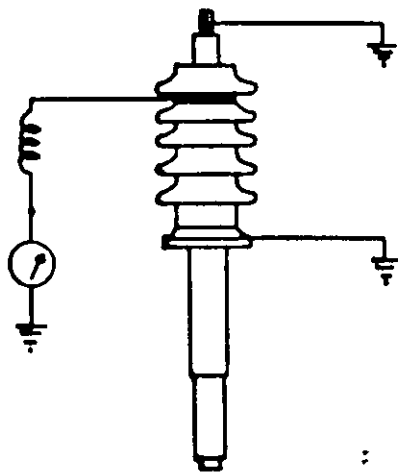
El fabricante del equipo de prueba marca Doble recomienda :

Con voltaje de prueba de 2.5 KV las pérdidas dieléctricas deben ser menores a 9 miliwatts.

Con voltaje de prueba de 10 KV las pérdidas dieléctricas deben ser menores a 0.15 W.

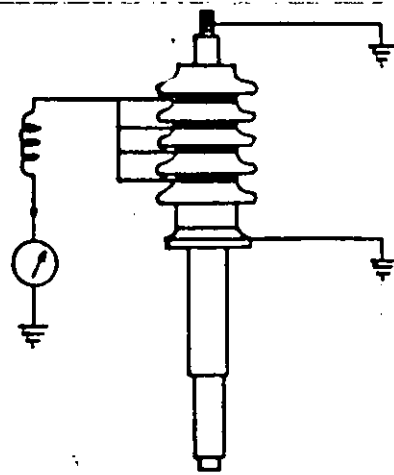
4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

Para conocer la relación de espiras primarias o secundarias en un transformador ,se utiliza el aparato llamado TTR y la forma más satisfactoria de medir la relación de transformador de potencia

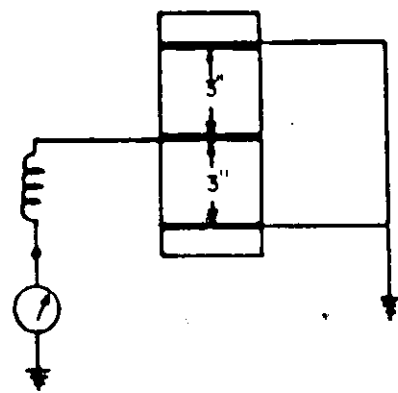


PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

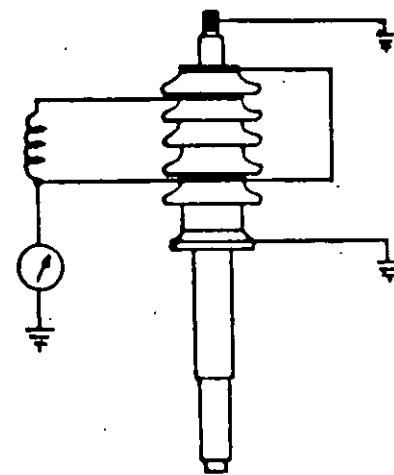
FIGURA 1



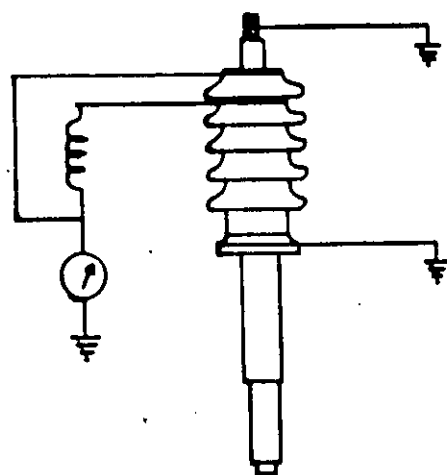
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE MULTIPLE
FIGURA 2



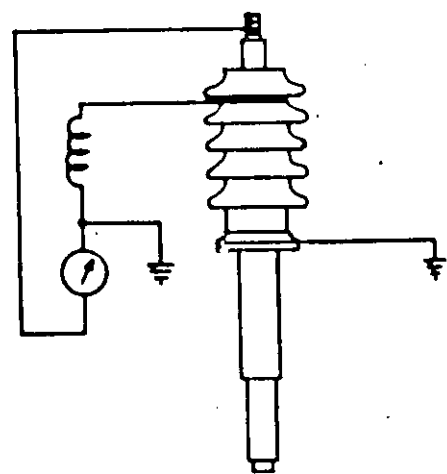
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA TRES ELECTRODOS
FIGURA 3



PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE
DOBLE GUARDA
FIGURA 4(a)



PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE
CON UNA GUARDA
FIGURA 4(b)



METODO DE UST PARA LA PRUEBA
DE COLLAR CALIENTE SIMPLE
FIGURA 5

o de distribución , es paralelandolo con un transformador patrón de polaridad conocida o sea el TTR .

4.1- RELACION DE TRANSFORMACION

Se define a la relación de transformación como el resultado de dividir el número de espiras de un devanado primario entre el número de espiras del devanado secundario.

Esta relación también se puede expresar como el cociente del voltaje primario entre el voltaje secundario.

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{N1}{N2}$$

donde a = relación de transformación
 V1 = voltaje del devanado primario
 V2 = voltaje del devanado secundario
 N1 = numero de espiras del devanado primario
 N2 = numero de espiras del devanado secundario

4.2- T.T.R. (TRANSFORMER TEST RATIO)

El T.T.R es el equipo que se utiliza para determinar la relación de transformación. El equipo esta dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación variable están excitados por la misma fuente

El aparato esta diseñado para medir una relación de espiras de transformadores cuya relación sea menor o igual a 130 .

Además de permitir conocer la relación de transformación , nos permite conocer la polaridad .-

El TTR consta principalmente de :

- 1) Generador de corriente alterna con excitación
- 2) Cuatro conmutadores conectados en derivación
- 3) Punto decimal
- 4) Detector nulo (D) consistente en un rectificador sincrono y un microamperimetro de c.d con cero central.
- 5) Volmetro de c.a , indicador de tensión de excitación
- 6) Ampermetro de c.a , indicador de la corriente de salida del generador.
- 7) Prensas negra y roja (X1,X2).

- 8) Caimán negro y rojo (H1 y H2)
- 9) Palanca de excitación.

PRUEBAS PARA COMPROBAR LA OPERACION DEL TTR

Comprobación de relación cero :

- 1) Cerrar los tornillos de las prensas contra los cuerpos.
- 2) Cortocircuitar caimanes (H1 y H2)
- 3) Dejar los cuadrantes en cero (00.00)
- 4) Aplicar 8 volts mediante la palanca de excitación
- 5) El detector (D) debe leer al centro.

Comprobación de relación unitaria:

- 1) Atornillar las prensas con sus propios cuerpos.
- 2) Conectar H1 con X1 negras.
- 3) Conectar H2 con X2 rojas.
- 4) Ajustar cuadrantes para leer (1.00)
- 5) Aplicar 8 volts con la palanca de excitación del generador.
- 6) El detector (D) debe leer al centro.

PRINCIPIO DE OPERACION.-

El TTR esta dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación ajustable estén excitados de la misma fuente .Cuando la relación de transformación de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario se cumplen las siguientes dos condiciones :

- 1) La relación de tensiones de los dos transformadores son iguales.
- 2) No hay corriente de carga en ninguno de los secundarios.

4.3- EVALUACION E INTERPRETACION DE RESULTADOS

El TTR proporciona la siguiente información :

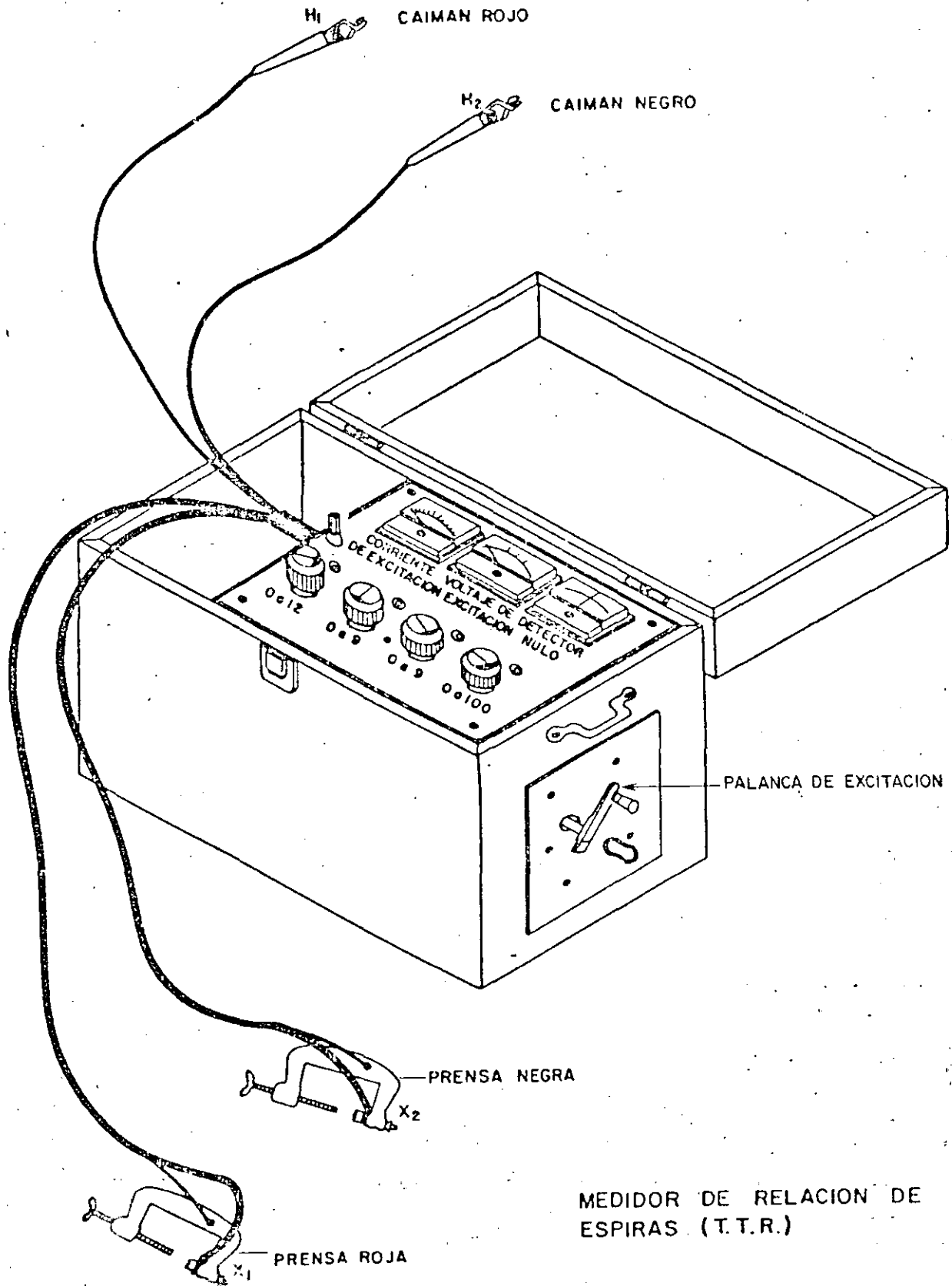
- a) Relación de transformación
- b) Polaridad
- c) Devanados en circuito abierto
- d) Devanados en circuito corto

a) Relación de Transformación: Es leída directamente en los indicadores que varían conforme se va ajustando la relación del transformador de referencia .La relación es directa cuando el devanado de baja tensión es el primario durante la prueba.

Para determinar si el valor obtenido de la relación de transformación es aceptable , se establecen unos limites del valor de relación teórica previamente conocida.

- limite superior = relación teórica x 1.005
 limite inferior = relación teórica x 0.995

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION



PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

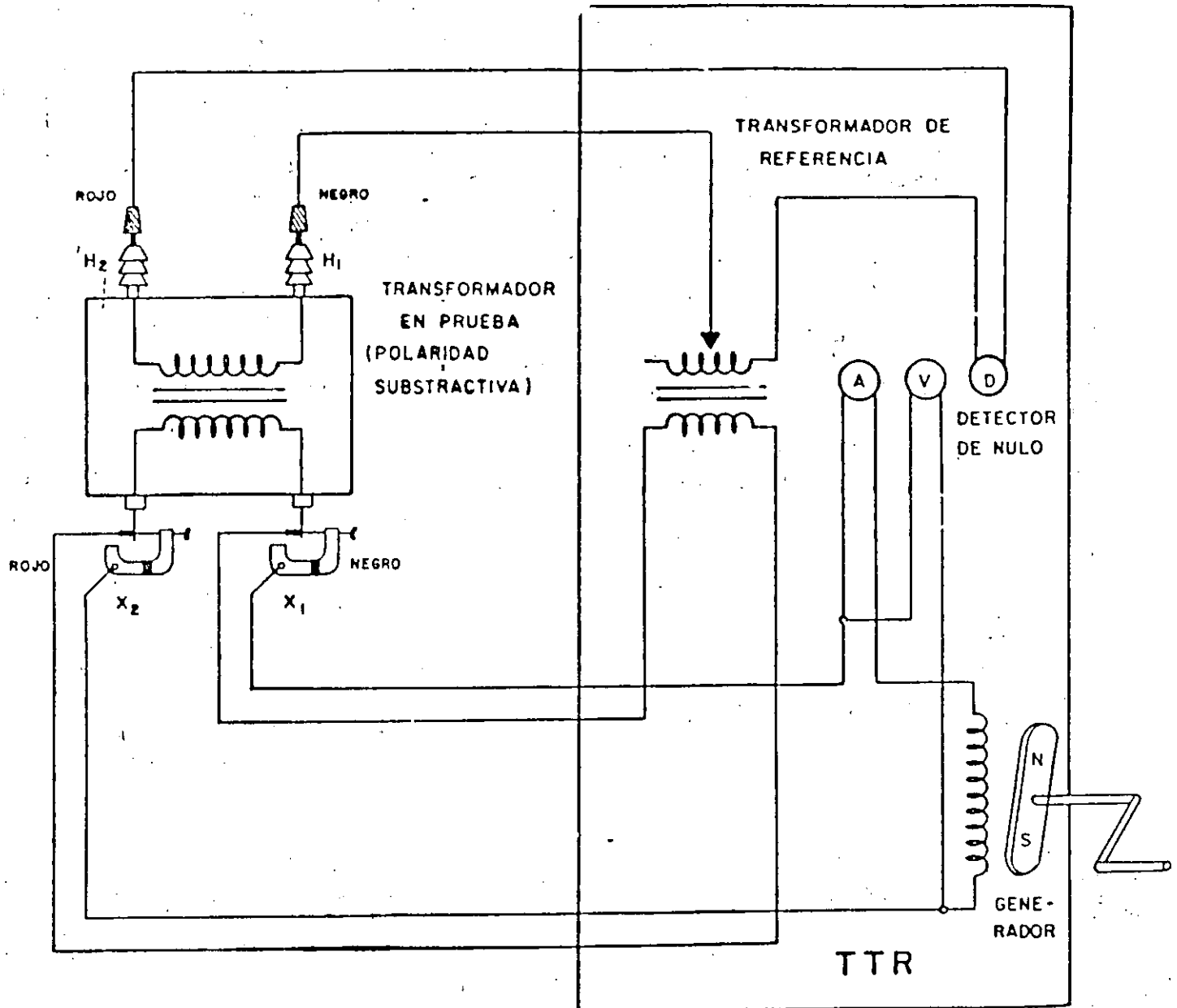


DIAGRAMA ESQUEMATICO SIMPLIFICADO DEL TTR.
(TRANSFORMER RATIO TEST.)

El valor de la relación medida deberá estar dentro de los dos límites antes mencionados.

b) Polaridad.-Se detecta conectando el TTR al transformador bajo prueba normalmente , se ajustan los conmutadores a cero y se gira la manivela un cuarto de vuelta y si el detector nulo se mueve hacia :

izquierda : polaridad sustractiva
derecha : polaridad aditiva

c) Devanados en circuito abierto.

Si durante la prueba para determinar la relación se presentan las siguientes condiciones :

- 1) Excitación normal
- 2) Voltaje normal
- 3) Ausencia de defeción del detector.

Esto es indicativo que en algún punto , un devanado se encuentra abierto.

d) Devanados en corto circuito.

Si durante la prueba para determinar la relación de transformación se presentan las siguientes condiciones :

- 1) Alta corriente de excitación.
- 2) Baja tensión del generador.

Esto es indicativo de que alguno de los devanados se encuentran en corto circuito.

El TTR descrito y en general la información presentada ,esta enfocada hacia transformadores de dos devanados , por lo que se deberán tomar en cuenta las consideraciones adecuadas para transformadores trifasicos con taps o links.

5.- PRUEBAS A SISTEMAS DE TIERRAS

Las instalaciones eléctricas deben de contar con medios efectivos para conectar a tierra todas aquellas partes metálicas del equipo electrico a otros elementos que normalmente no conduzcan corriente y estén expuestos a energizarse si ocurre un deterioro en el aislamiento.

También tiene como objeto limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas y fenómenos transitorios en el propio circuito, así como limitar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal.

Una conexión solida a tierra facilita también la operación de dispositivos de protección , como la protección de sobrecorriente

en caso de fallas a tierra.

Las canalizaciones y cubiertas metálicas de conductores o equipos son conectados a tierra con el objeto de evitar que estas tengan un potencial mayor y presenten riesgos al personal.

Una tierra es un conductor de metal enterrada en el suelo y es utilizada para mantener un potencial a tierra sobre los conductores conectados a esta y para disipar cualquier corriente.

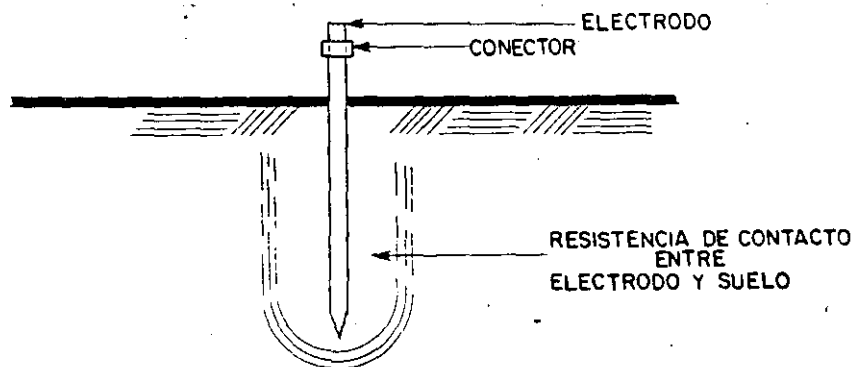
La tierra proporciona :

- Conduce las corrientes de corto circuito
- Previene daños a líneas de potencia
- Mantiene un potencial de referencia para instrumentos de seguridad
- Previene contra la electricidad estática.
- Proporciona seguridad al personal.

5.1- RESISTENCIA DE ELECTRODOS ARTIFICIALES

La resistencia de un electrodo contiene los siguientes componentes

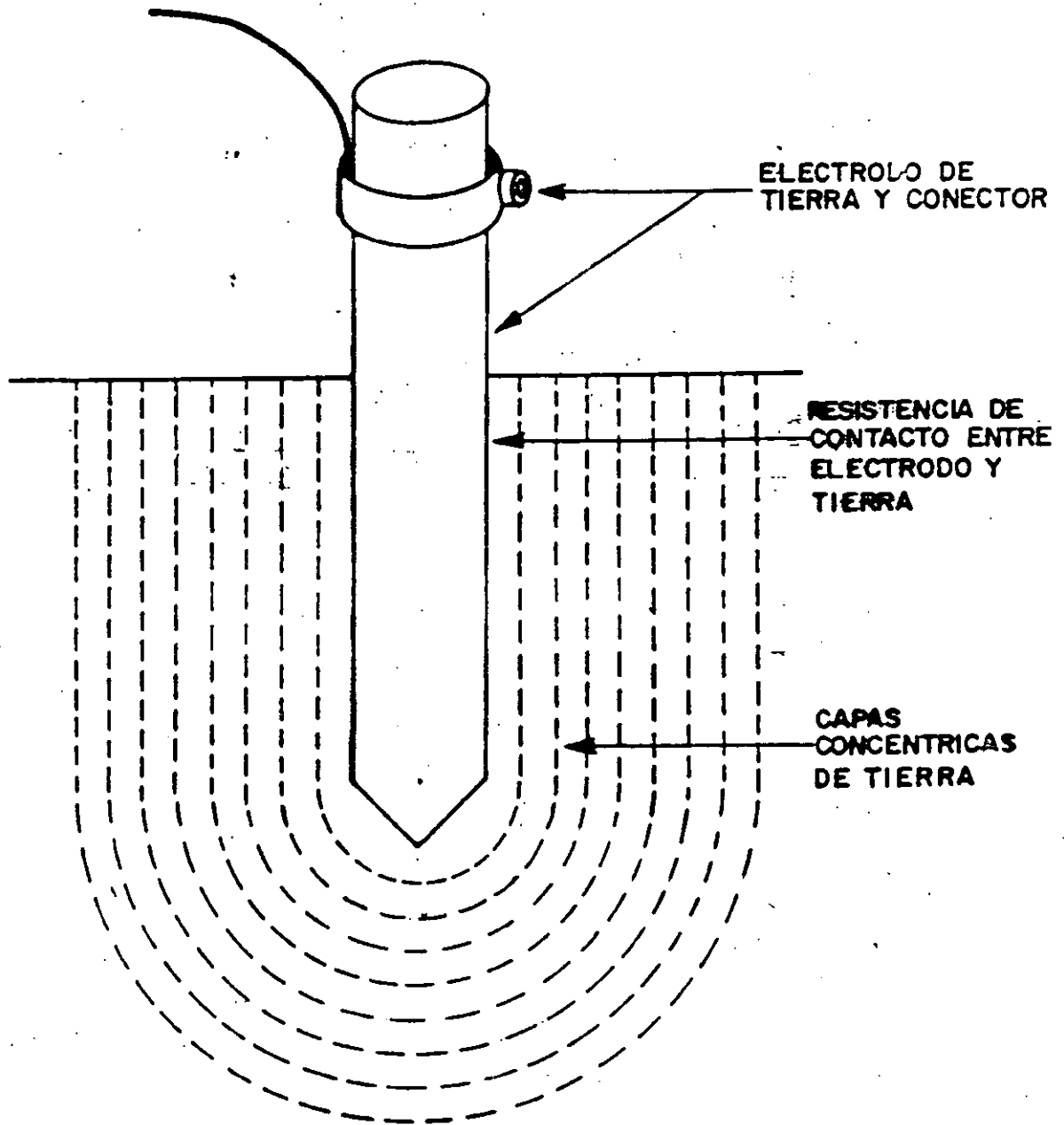
- a) La resistencia del metal y las conexiones a este
- b) La resistencia de contacto del electrodo y el suelo
- c) La resistencia del terreno



a) Los electrodos son usualmente de un material conductor , de un diámetro adecuado y una resistencia despreciable.

b) La resistencia entre electrodo y suelo debe ser despreciable , para esto electrodo debe estar libre de pintura , grasa o cualquier contaminante, el terreno debe estar firmemente compactado.

c) El único componente que permanece constante es la resistencia del terreno. El electrodo puede ser introducido con mayor profundidad para buscar mejores valores de resistencia del terreno.



En teoría la resistencia de tierra se deriva de la siguiente expresión :

$$R = \frac{\rho L}{A}$$

donde :
R = resistencia
 ρ = resistividad
L = longitud
A = área

Existen varios tipos de megger de tierras para medir la resistencia del sistema de tierras , por su funcionamiento puede ser manual o electrónico.

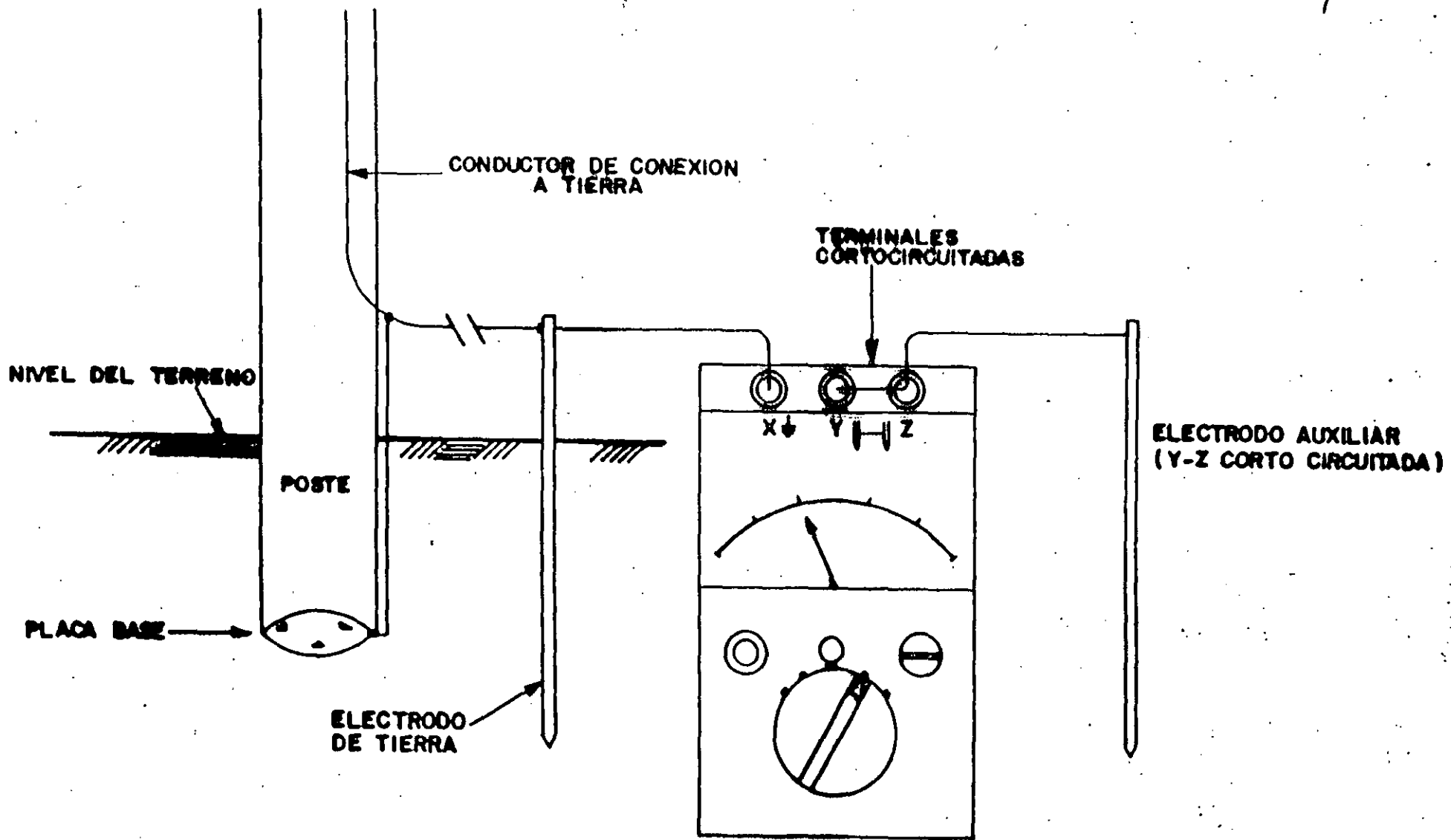
PRINCIPIO GENERAL.-El probador contiene un generador de c.a., impulsado a mano , el cual hace circular una corriente a través de la resistencia bajo prueba conectada entre las terminales C1 y C2 .

La caída de potencial en la resistencia se aplica a las terminales P1 y P2 , provocando una deflección del galvanometro. Esta caída de potencial se contrarresta con otra igual y opuesta que se produce en una resistencia variable contenida en el aparato de manera que en las condiciones de balance no fluye corriente en el circuito de potencial.

MODO DE PRUEBA .-

El aparato tiene cuatro bornes C1 , P1 y C2 , P2 conectandose de la siguiente manera :

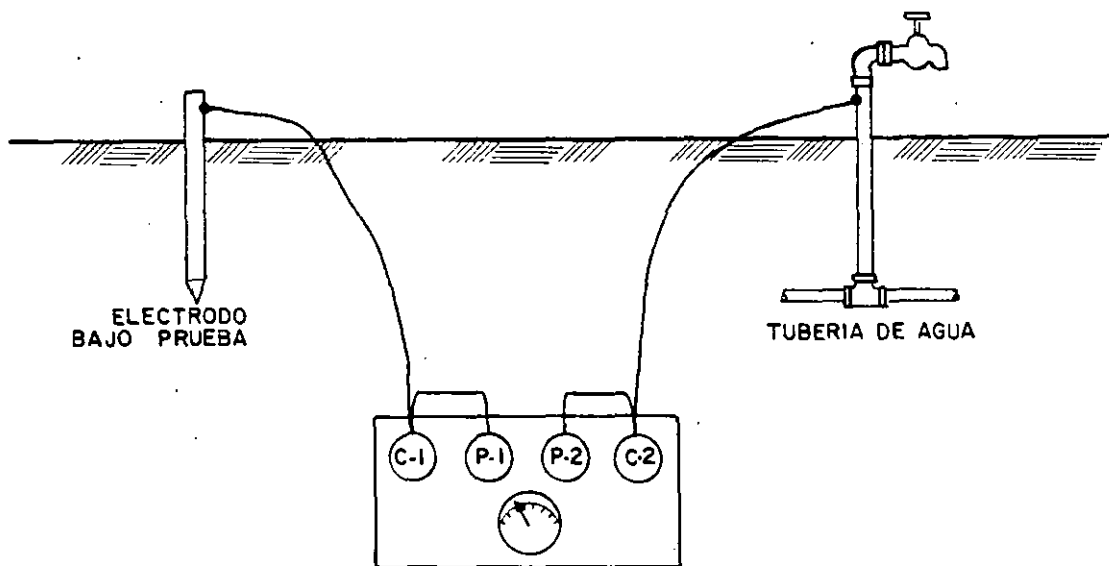
Conectando los electrodos cortos a las terminales P1 y C2 como se muestra en la figura anterior el aparato deberá conectarse a una distancia media entre C1 y P2 .



Para una medición de un sistema de tierras más complejo se deberá aumentar bastante las distancias marcadas anteriormente cuando se dispone de tierras muertas.

En áreas construidas en donde no es posible colocar los electrodos P2 y C2 , se utiliza alguna tierra de baja resistencia , por ejemplo una tubería de agua como se indica en la siguiente figura.

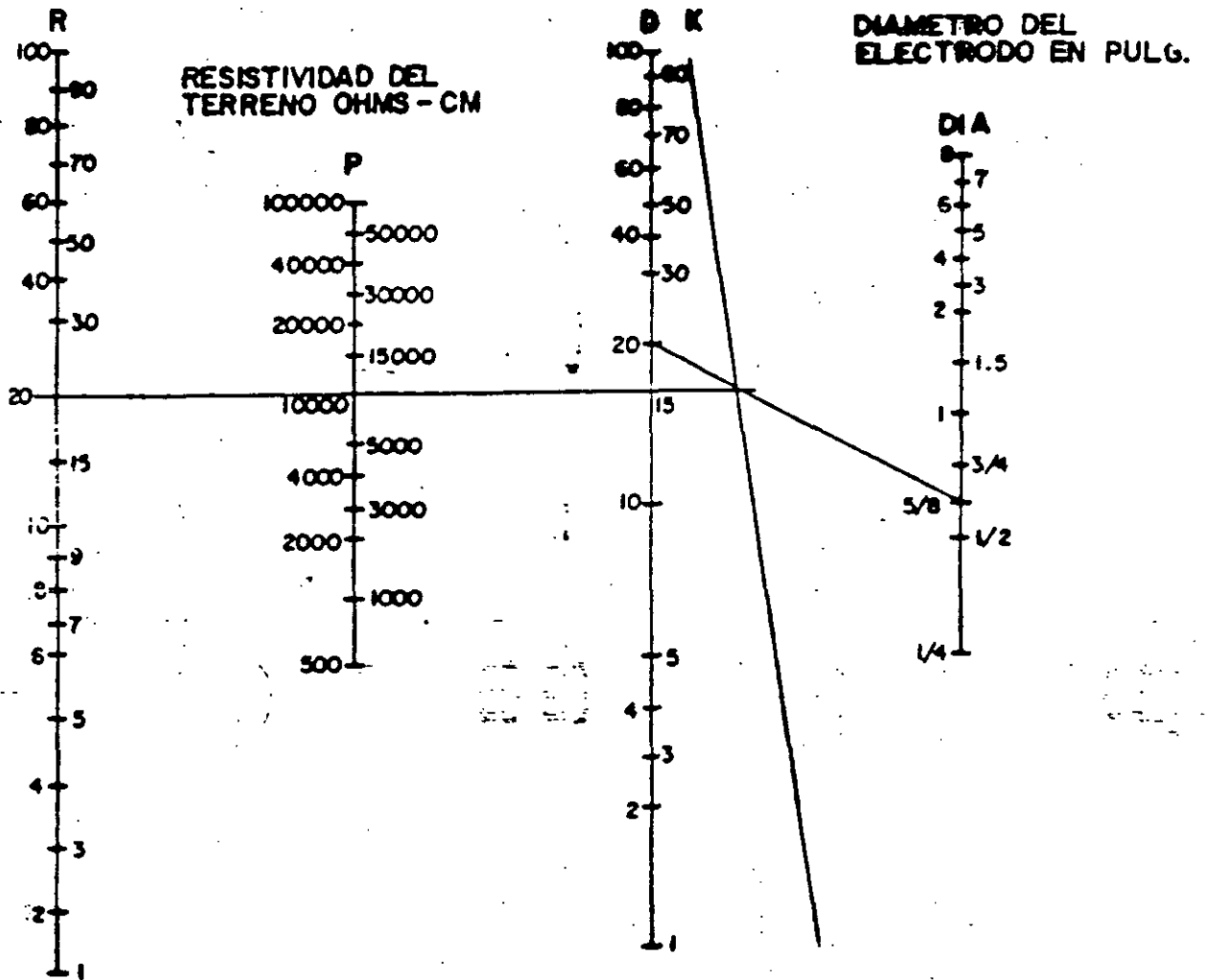
Esta prueba nos da la resistencia de tierra del electrodo de prueba mas la resistencia de la tubería y si esta ultima es despreciable entonces las lecturas se toman como la de resistencia a tierra del electrodo.



Si la tubería está muy cerca del electrodo de prueba , los resultados no son muy buenos por lo cual es más conveniente el método anterior.

RESISTENCIA DEL ELECTRODO DE TIERRA EN OHMS

PROFUNDIDAD DEL ELECTRODO EN PIES



NOMOGRAMA DE CONEXION A TIERRA

5.2- ANALISIS DE RESULTADOS

El valor de resistencia de tierra de los electrodos artificiales no deben ser mayor de 25 ohms (NEC).

Los sistemas de tubería metálica continua y subterráneo para conducción de agua , tienen en general una resistencia a tierra menor a 3 ohms.

Se recomienda probar la resistencia a tierra de los electrodos al instalarlos y repetir pruebas periódicamente.

En subestaciones la resistencia total del sistema de tierras deberá conservar el valor mas bajo posible : los valores aceptables van desde 10 ohms hasta 1 ohm.

Cuando se encuentran valores de resistencia altos se puede mejorar de la siguiente manera :

- 1) Proporcionar más profundidad a electrodos
- 2) Aumentar numeros de electrodos
- 3) Tratamiento del suelo

6.- PRUEBAS DE ACEITE

6.1- Introducción.-

Las cualidades del aceite aislante , utilizados en equipo eléctrico ya sean transformadores de distribución , potencia , interruptores y TCs y TPS es proporcionar :

- a) Aislamiento eléctrico adecuado.
- b) Medio refrigerante
- c) Conductor de calor generado por el aparato
- d) Medio de arrastre de partículas que se forman durante el arqueo.

Para obtener resultados correctos en las pruebas de campo o de laboratorio es necesario realizar un buen muestreo , ya que la influencia de temperatura , humedad y otros contaminantes son decisivas en los resultados .

El muestreo deberá efectuarse en un día soleado , siempre que la temperatura del aceite sea igual o mayor ala del ambiente , con esto se evita la condensación de humedad en el aceite.

Cuando el tiempo se encuentra nublado o esté lloviendo , siendo la humedad relativa superior al 75% lo mas conveniente es no muestrear.

En la mayoría de los casos los contaminantes no están uniformemente dispersos a través del aceite , por tal motivo se recomienda tomar al muestra del sitio que se presume más contaminado por ejemplo el punto mas bajo del recipiente que contiene al aceite. Debido a que el agua y algunas otras impurezas tienen mayor densidad que el aceite y por tanto existe mayor probabilidad de encontrarse en el fondo del recipiente que los contiene.

Los recipientes de muestreo deben ser botellas de vidrio claro para hacer una mejor inspección visual de impurezas tales como agua y partículas solidas ,los tapones de las botellas de vidrio pueden ser de corcho , vidrio , o tapones de rosca .

Los recipientes de vidrio deben estar completamente limpios, aun así deben enjugarse con el aceite que se va a analizar, antes de tomar la muestra definitiva para realizar las pruebas.

Para realizar el muestreo de aceite en equipo electrico se deben tomar las siguientes precauciones:

- 1) Se limpia perfectamente la válvula de muestreo del equipo cuidando de no dejar residuos.
- 2) Cuando exista tubería en el punto de muestreo , debe de retirarse un volumen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.
- 3) El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado para evitar contaminación y humedad.
- 4) El recipiente de muestreo debe enjugarse con el aceite que se le va a realizar la prueba
- 5) Se debe evitar la existencia de burbujas en el aceite muestreado , para lograr esto se coloca el recipiente lo más cerca posible de la válvula de muestreo dejando resbalar el aceite por las paredes del recipiente.

Las pruebas que se realizan al aceite básicamente se dividen en pruebas de laboratorio y pruebas en campo.

6.2- PRUEBAS DE LABORATORIO

1) DENSIDAD.- Es una característica inherente al aceite aislante y se define como la relación de los pesos de igual volumen del aceite aislante y agua destilada. La densidad del aceite varía en función de la temperatura , siendo el rango de variación de 0.860 a 0.900.

2) VISCOSIDAD.-La viscosidad es la resistencia que opone el flujo continuo y uniforme , sin turbulencia , inherencia y otros esfuerzos.

Esta característica es necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y de esta forma actuar como refrigerante

La viscosidad tiene como máximo 60 SSU , un aceite con muy baja viscosidad contiene constituyentes volátiles y por ello el punto de inflamación será bajo.

3) APARIENCIA VISUAL.- Esta es una prueba sencilla pero puede ser de gran ayuda , ya que fácilmente se determina el estado de un aceite , este debe ser limpio , transparente y libre de sedimentos.

4) TENSION INTERFACIAL.- Es la medida de fuerza molecular existente entre el aceite aislante y el agua destilada . en un aceite aislante nuevo el valor de tensión interfacial depende del grado de purificación y en un aceite usado indica contaminación

El valor limite mínimo aceptable a 25° C es de 36 dinas-sm.

5) TEMPERATURA DE INFLAMCION E IGNICION.- La temperatura de inflamación del aceite aislante es la temperatura a la cual debe ser calentado para emitir vapores suficientes para formar una mezcla inflamable bajo prueba .

La temperatura de ignición del aceite aislante es la temperatura a la cual debe ser calentado de tal modo que el aceite se encienda y continúe ardiendo , la especificación es de 145° C como mínimo.

Una temperatura de ignición alta con una temperatura de inflamación baja en un aceite usado indicara arqueo dentro del equipo.

6.- TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO.- La temperatura de escurrimiento de un aceite aislante es la temperatura a la cual apenas fluye .

El aceite tiende a solidificarse si la temperatura baja considerablemente.

Esta característica indica la cantidad de parafina existente en un aceite aislante dado que si se presenta en grandes cantidades puede presentar huecos ,el valor limite máximo es de -26 C .

7) COLOR.- El color es un valor numérico basado en la comparación de una serie de colores patrones con luz transmitida bajo condiciones de prueba .

El color de un aceite aislante nuevo generalmente se interpreta como un índice del grado de refinación . Un cambio de color para un aceite en servicio puede indicar contaminación y envejecimiento,el valor máximo es 1.0 .

8) NUMERO DE NEUTRALIZACION .- El número de neutralización es la cantidad en miligramos de hidrógeno de potasio (KOH) requeridos para reaccionar con un gramo de aceite aislante . El número de neutralización indica la presencia de ácidos minerales y ácidos orgánicos . Un número de neutralización alto en un aceite usado indica envejecimiento o contaminación con barnices u otros materiales que constituyen el equipo eléctrico. El valor máximo aceptable es de 0.03 mg.

9) CONTENIDO DE HUMEDAD.- Esta prueba determina el contenido total de agua que se encuentra tanto mezclada como en suspensión en el aceite aislante .El valor máximo aceptable es de 35 ppm.

10) TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA .-Esta prueba es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin que suceda falla.

Este valor esta en función de los agentes contaminantes tales como : agua , suciedad , partículas conductoras .

Un valor alto de la tensión de ruptura no indica necesariamente que el aceite no este contaminado o degradado.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad , por esta razón se utilizan varios tipos de electrodos para realizar la tensión de ruptura .

Los electrodos planos se utilizan frecuentemente para evaluar aceites nuevos y en servicio .

Los electrodos semiesfericos debido a su mayor uniformidad de campo electrico son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes , por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar los aceites deshidratados y desgasificados .

El valor limite mínimo aceptable :

Electrodos planos .- 30 KV

Electrodos semiesfericos .- 20 KV

11) FACTOR DE POTENCIA .- El factor de potencia del aceite aislante es la relación de la potencia disipada en Watts al producto del voltaje y corriente efectiva en volts amperes.

El factor de potencia indica pérdidas dielectricas en el aceite aislante , por tanto es necesario mantener las perdidas dielectricas al mínimo .

Un valor alto de factor de potencia indica presencia de contaminantes o productos de deterioro tales como :
agua , productos de oxidación , partículas conductoras , partículas coloidales , carbón , barniz , etc.

La prueba de factor de potencia se realiza a 25 C y a 100 C , el valor de factor de potencia a 25 C indicara contaminación por humedad y presencia de algunas impurezas que se disuelven en el aceite a esta temperatura su valor máximo aceptable es de 0.05 %

y el valor a 100 C indica otros contaminantes que se van disolviendo en el aceite con el aumento de temperatura su valor máximo aceptable es 0.5% .

6.3.- PRUEBAS EN CAMPO.-

De las pruebas mencionadas, únicamente se realizan en campo las pruebas de tensión de ruptura y factor de potencia al aceite aislante .

Tensión de ruptura.-

a) La toma de la muestra se realiza tomando las precauciones antes mencionadas.

b) Ya tomada la muestra se deja reposar de 3 a 5 minutos , para eliminar posibles burbujas.

c) Se realizan 5 pruebas dando un minuto de reposo entre prueba y se calcula el promedio .

En la evaluación final de un aceite en términos de resultados de pruebas de tensión de ruptura para un equipo de prueba de electrodos planos la especificación para aceite indica un valor de 30 KV .

Para el uso de electrodos semiesfericos la especificación indica 20 KV como mínimo .

FACTOR DE POTENCIA.-

Uno de los requisitos con la que debe cumplir un buen aislante es la ausencia de agua . Debe evitarse también otros compuestos de baja resistividad para evitar la degradación y la falla del aislante .

El factor de potencia es una prueba de mucha importancia para evaluar la condición de un aceite desde el punto de vista eléctrico el tip , es la medición del coseno de la fase angular o el seno de la perdida del ángulo , para un químico es la medición de la perdida de corriente a través del aceite , el cual mide la contaminación o deterioro del mismo .

La especificación de la Doble indica los valores limite de factor de potencia :

Aceite nuevo .- 0.05%

Aceite usado .- 0.5%

RIGIDEZ. DIELECTRICA DEL ACEITE.

NORMA	FORMA Y DIMENSION DE ELECTRODOS	SEPARACION ENTRE ELECTRODOS mm(inch)	ELEVACION DE TENSION KV/seg	REPOSO ENTRE LLENADO Y 1ª PRUEBA	NUMERO DE PRUEBAS EFECTUADAS	REPOSO ENTRE PRUEBA Y PRUEBA	TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA	TEMPERATURA MINIMA DE LA MUESTRA
ASTM 877	TIPO DISCO DE 1" DE DIAMETRO	2.54 mm. (0.099)	3 KV \pm 20%	3 MINUTOS	5	1 MINUTO	30 KV MIN.	20°C, 68°F.
ASTM 1816	SEMIESFERICOS 25 mm RADIO	2.04 mm. (0.081) 1.02 mm (0.04)	0.5 KV \pm 20%	3 MINUTOS	6 LA 1ª NO CUENTA	1 MINUTO	35 KV MIN. 20 KV MIN.	20°C, 68°F.
CCCNIE 8.8.1.	CONTEMPLA	LAS DOS NORMAS ANTERIORES						

Es importante corregir por temperatura los valores obtenidos . La siguiente tabla se muestran las características principales de las normas ASTM-877 Y 1816 en la cual se basa la norma nacional CCONNIE 8.8.1.

7.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS.-

La medición de resistencia de contactos esta basado en la ley de ohm que nos dice que la corriente que fluye entre dos puntos a los que se aplica una diferencia de potencial es directamente proporcional a dicha diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia .

$$R = \frac{E}{I} \quad (\text{OHMS})$$

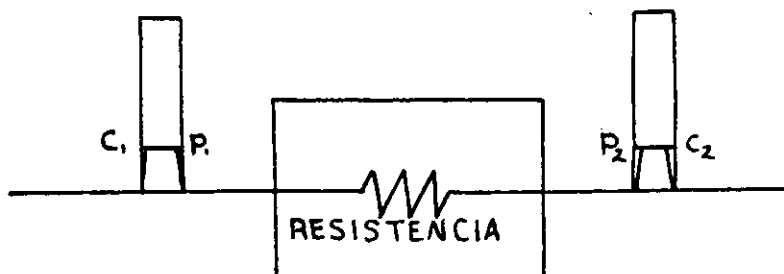
En general , la resistencia óhmica de cualquier circuito eléctrico es la oposición que presenta éste al paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial.

Para efectuar la medición de resistencia óhmica de cualquier circuito se pueden aplicar varios métodos por ejemplo :

Con un volmetro y un ampermetro se pueden medir la tensión aplicada y la corriente que circula por el circuito , con estos datos se puede calcular la resistencia de una parte de cualquier circuito eléctrico.

Bajo el principio anterior se tienen diferentes aparatos para medir la resistencia ohmica , en los cuales se tiene una fuente de alimentación de c.d. constante , con lo que la lectura del ampermetro es entonces inversamente proporcional a la resistencia total del circuito y puede establecerse su escala en unidades de resistencia en vez de unidades de intensidad de corriente .

Esta medición como prueba de campo en la recepción de equipo nuevo se utiliza para medir la resistencia ohmica entre los contactos principales de los interruptores , así como para verificar los ajustes de los contactos de las cuchillas desconectadoras y de esta manera detectar de conexiones holgadas, desajustes de puntos de contacto, suciedad entre partes conductoras.



7.1.- PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

El probador de resistencia de contactos tipo ducter es un aparato de prueba portátil que opera sobre cinco rangos y mide resistencias entre 0-20 ohms, y que cuenta con sus accesorios auxiliares para efectuar las pruebas con base al principio de funcionamiento del puente de Kelvin .

El equipo cuenta con una fuente de energía interna , que es una batería adaptada para proporcionar la plena corriente requerida y esta puede ser recargada empleando un cargador el cual puede adaptarse al ducter .

Cabe hacer notar que existe una gran variedad de marcas de equipos par realizar la prueba de resistencia de contactos .

7.2-PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

- 1.-Los circuitos deben estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.
- 2.-Colocar el ducter sobre una base bien nivelada , impidiendo que el instrumento quede cerca de inducciones electrostáticas.
- 3.-Revisar que las terminales duplex estén correctamente conectadas las terminales negras a las terminales de corriente (C1 y C2) , y las terminales rojas a las terminales de potencial (P1 y P2) .
- 4.-Con las terminales de prueba conectadas , conectar el ducter al equipo a probar y verificar la lectura de cero y al carga de la batería.
- 5.-A menos que el valor aproximado de la resistencia bajo prueba se conozca , comenzar con la perilla selectora de rango en la posición de 20 ohms , si la lectura es menor de 20 ohms , ajustar la perilla para seleccionar un rango menor .
- 6.-Colocar la perilla de función en posición de prueba a la resistencia que se va a medir , y tomar las lecturas y anotarlas.

Existen varios equipos de prueba para realizar la medición de resistencia de contactos :

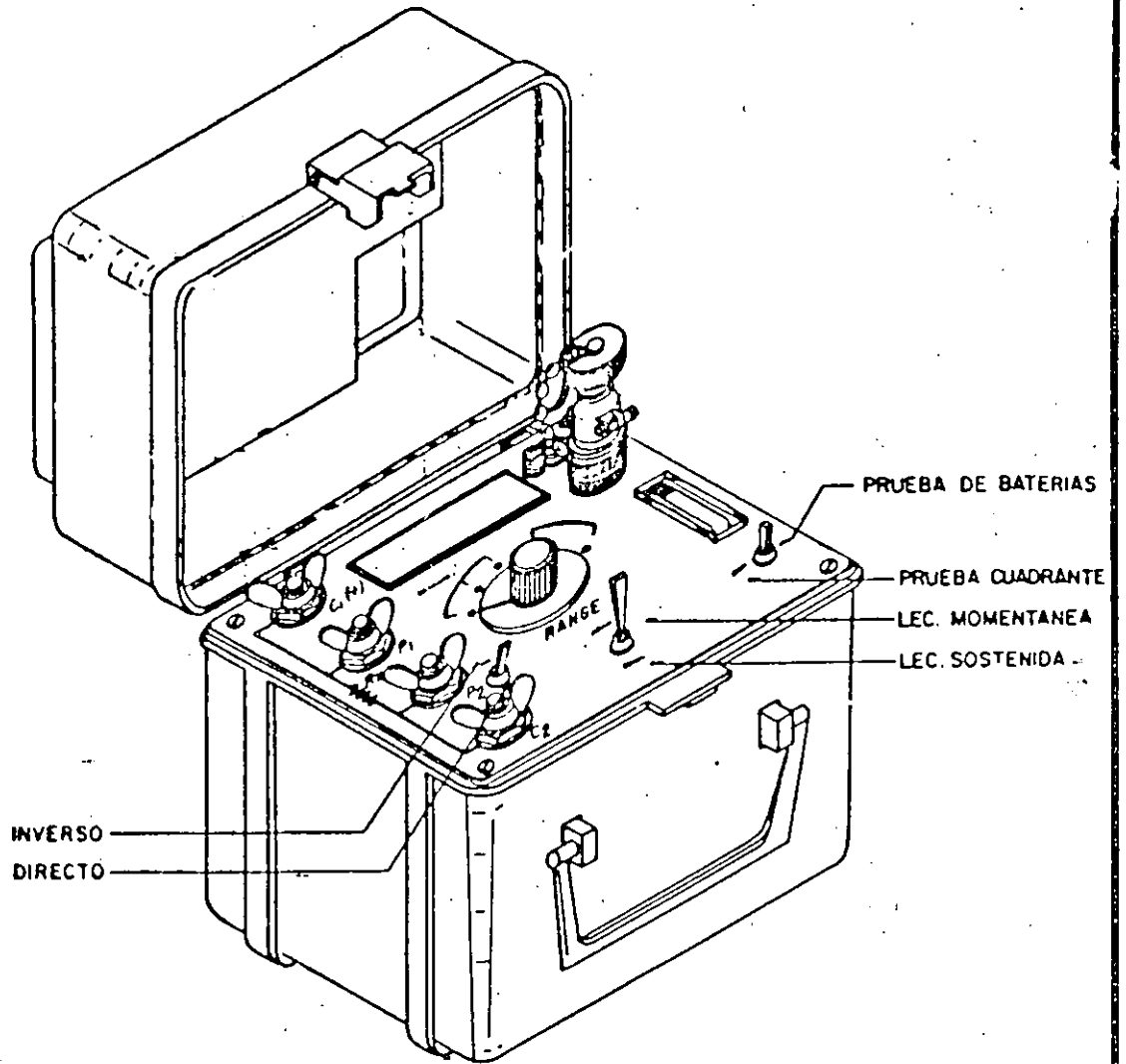
- a) Equipo Delle Alsthom
- b) Planta de soldar

Dicho equipo se muestran en las siguientes figuras .

7.3.-ANALISIS DE RESULTADOS

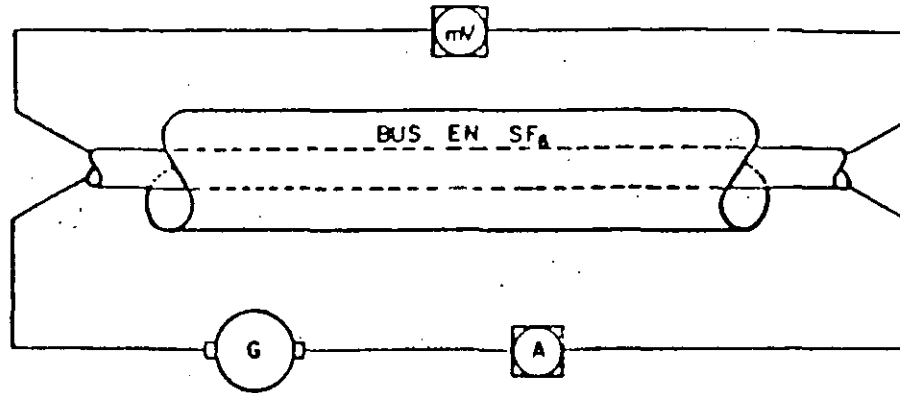
En general al realizar las pruebas de resistencia de contactos tanto en interruptores como en cuchillas desconectadoras no existen normas de las cuales nos indiquen los valores máximos

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



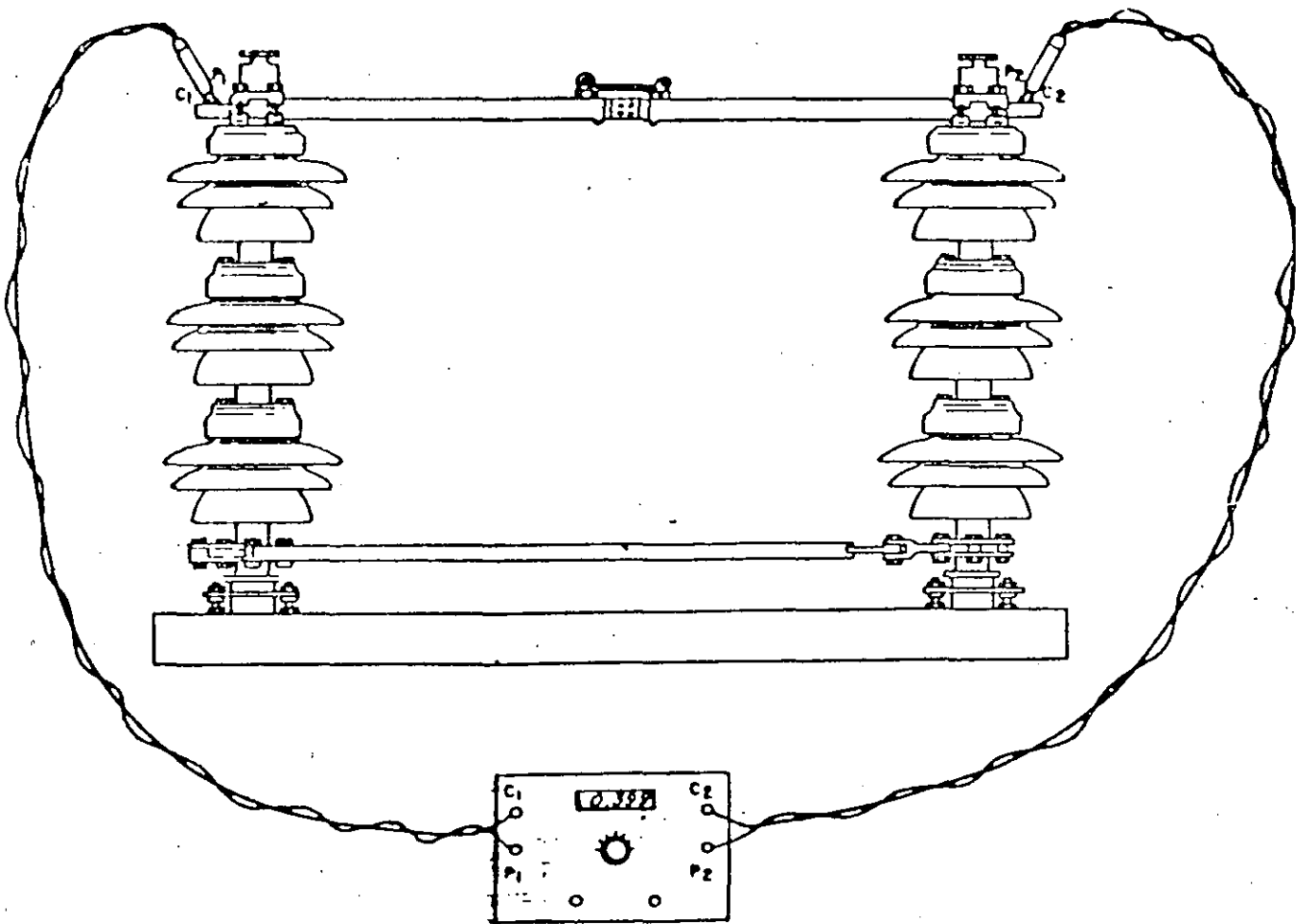
OHMETRO DIGITAL DE BAJAS RESISTENCIAS O DUCTER MARCA BIDDLE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



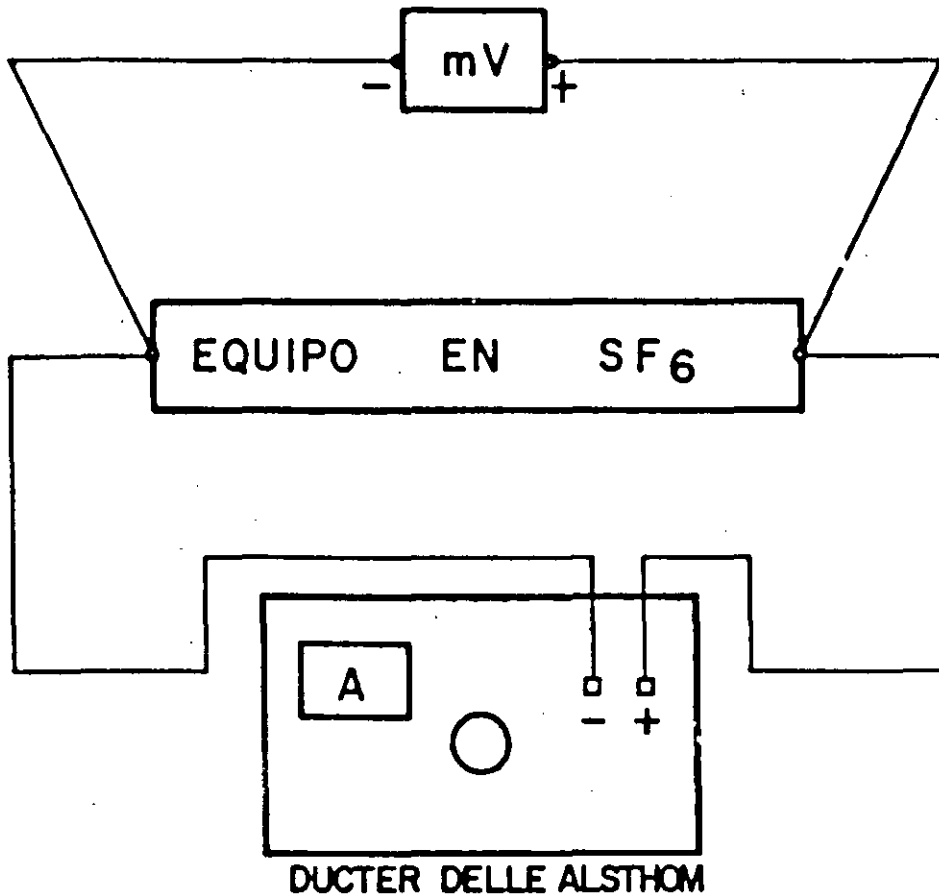
$$R = \frac{V}{I}$$

a).- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UN BUS EN SF₆ CON PLANTA DE SOLDAR .



b).- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UNA CUCHILLA DES-
CONECTADORA.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS
CON DUCTER DELLE ALSTHOM



PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

- 1: SE CONECTA EL CIRCUITO ELECTRICO COMO SE INDICA EN LA FIG.
- 2: SE PROCEDE A AJUSTAR EL DUCTER A 100 AMPS.
- 3: SE TOMA LA LECTURA DE LOS mV. (CON MILIVOLTMETRO INDEPENDIENTE)
- 4: SE CALCULA $R = \frac{V}{I}$

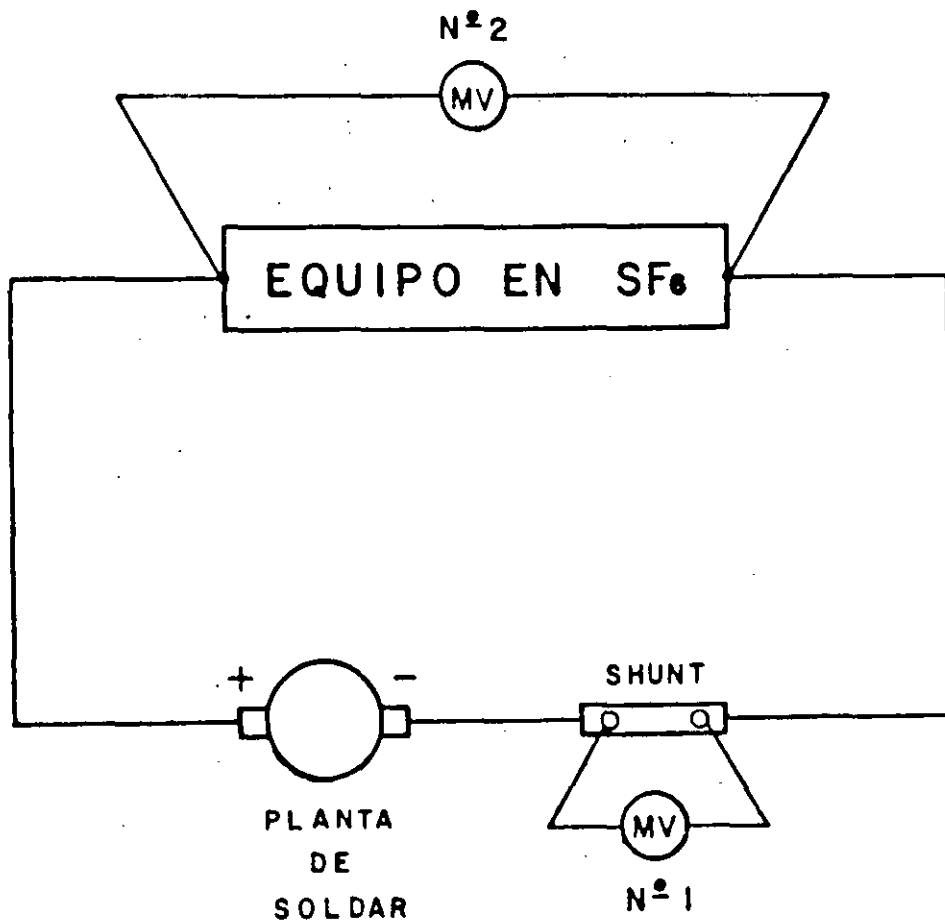
EJEMPLO:

VALORES: A = 100, mV. = 14.1 (LEIDOS)

$$R = \frac{V}{I}$$

$$R = \frac{14.1 \text{ mV}}{100,000 \text{ mA}} = 0.000141 \Omega \quad R = 141 \mu\Omega .$$

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS CON PLANTA DE SOLDAR.



PASOS A SEGUIR

- 1.- SE CONECTA LA PLANTA DE SOLDAR, SHUNT, 2 VOLMETRO - AL EQUIPO A PROBAR, COMO SE INDICA EN LA FIGURA.
- 2.- SE ALIMENTA LA C.D. CON LA PLANTA DE SOLDAR AL EQUIPO A PROBAR.
- 3.- DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS DE SHUNT, SE MIDEN LOS MILIVOLTS EN EL VOLMETRO N° 1.
- 4.- SE MIDE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL VOLMETRO N° 2 - Y SE CALCULA LA RESISTENCIA.

permisibles , debido a esto el fabricante proporcionara sus valores limite , dependiendo de su diseño .

Por esta razón siempre se deberá contar con el protocolo de pruebas de cada fabricante para determinar si los resultados obtenidos son los correctos.

Pero en caso de que esto no suceda de acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas en campo se puede aceptar un valor máximo permisible de 30 micro-ohms por punto de contacto en cuchillas únicamente.

8.-PRUEBAS DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE.

La prueba para determinar los tiempos de operación de los interruptores se realiza en todos los tipos de acuerdo a las diferentes tensiones de trabajo , estos resultados son importantes puesto que nos permite conocer el tiempo que tardan en realizarse las operaciones de cierre y apertura para que de esta manera se verifique si dichos interruptores cumplen con las especificaciones solicitadas y las cuales generalmente se indican en los reportes de prueba y montaje proporcionados por el fabricante .

Tiempos de apertura.- Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo , hasta el instante que los contactos de arqueo se han separado en todos los polos .

Tiempos de cierre.- Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre , hasta el instante que tocan los contactos principales en todos los polos .

Estas pruebas son de primordial importancia , fundamentalmente en lo que se refiere a los tiempos de apertura ya que es necesario de que esta operación se realice en el menor tiempo posible , para que en condiciones de falla el circuito en cuestión sea aislado del sistema lo más rápido .

En general en todos los interruptores de potencia al aumentar la tensión nominal de trabajo se incrementa la capacidad interruptiva y en consecuencia se procura que se tengan tiempos de apertura y cierre mucho menores con relación de los tiempos que utilizan los interruptores de menor capacidad.

Así mismo en coordinación con las pruebas de los tiempos de cierre y apertura es importante analizar si dichas funciones se realizan sin asincronismo entre fases. Una condición de asincronismo fuera de los limites establecidos por cada fabricante

originara daños en los interruptores tanto en la apertura en condiciones de falla , como para el cierre .

Para realizar las pruebas de tiempos de operación , se puede utilizar el siguiente equipo :

- 1) FAVAG
- 2) MILLIGRAPH
- 3) ANALIZADOR CINCINNATI
- 4) TR-3000

8.1) FAVAG.- El equipo de registrador de operaciones llamado favag es de operación electromecánica y esta diseñado para registrar los tiempos de operación de las tres fases y la operación de la bobina, así como registrar el asincronismo .

El Favag requiere de 125 VCD para realizar sus funciones , en tanto que para poder efectuar la medición del tiempo empleado de dichas operaciones , este aparato consta de un motor sincrónico de c.a a 220 V , que genera en base a la frecuencia de operación de 60 ciclos -segundo y una velocidad de desplazamiento del papel constante a razón de 300 mm por segundo , en donde además se tiene una plumilla que genera pulsos que quedan registrados en el papel en donde se tiene la siguiente representación :

Por lo tanto , las mediciones de los tiempos de operación se efectúan en base a :

$$1 \text{ ciclo} = 16.66 \text{ milisegundos} = 5 \text{ mm}$$

8.2) MILLIGRAPH.- El registrador milligraph esta diseñado para registrar tiempos de operación simultáneamente con una precisión de 0.5 milisegundos .

El registrador cuenta con 10 canales y además cuenta con un canal para registrar el momento que se energiza la bobina de operación. Todos los registradores cuentan con un circuito interno que opera a control remoto el cierre y la apertura .

El registrador esta equipado con un rollo de papel metalizado , después de hacer los preparativos de conexión del registrador hacia el interruptor bajo prueba , es necesario oprimir un push-boton y entonces con la otra mano jalar el papel mientras se realiza la operación del interruptor .

La siguiente figura muestra una gráfica que se obtiene del registrador Milligraph .

8.3) ANALIZADOR CINCINNATI.- Este aparato analizador consiste esencialmente en dos elementos : Un tambor vertical que lleva un papel para graficar y es accionado por un motor sincrónico a través de un engranaje adecuado , y el dispositivo registrador propiamente dicho, accionado mediante un mecanismo reductor por el bastón de operación del interruptor .

El movimiento de rotación del tambor da el tiempo en ciclos , como la abscisa de la gráfica en tanto que la ordenada esta representada por el movimiento del mecanismo de los contactos del interruptor .

Al probar un interruptor el aparato debe ser montado de tal manera que el movimiento del bastón de operación se transmita al deslizador principal de la cabeza reductora.

El analizador registrara las condiciones de operación del mecanismo de contactos del interruptor , los fabricantes de interruptores generalmente hacen recomendaciones tales como : tiempo comprendido entre accionamientos de disparo o cierre , tiempo requerido para extinguir el arco , tiempo que toma el interruptor para llegar a su posición de apertura o cierre completo, velocidad de contactos en la zona de arco.

8.4)ANALIZADOR TR-3000.-El analizador TR-3000 es un sistema modular que incluye dos instrumentos :

- 1) El TR-3100 MAESTRO
- 2) EL TR-3300 ESCLAVO

Las funciones que realiza el analizador son :

- a)Tiempos de contactos principales y contactos auxiliares
- b)Velocidad y Movimiento
- c)Valor de la resistencia de inserción
- d)Valores de los gradientes de los capacitores
- e)Rebotes

Operación manual.-

Opera para cada prueba y los resultados son automáticamente almacenados en su computadora interna.

Imprime los resultados en cualquier hoja.

Operación automática.-

Cuando se usa automáticamente , el equipo almacena toda la información , esto incluye los comandos de todas las pruebas y los datos de identificación del interruptor.

Los resultados son automáticamente almacenados en su memoria y compara contra los resultados medidos en otras pruebas realizadas.

9.- PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD

Después del oxígeno y nitrógeno el vapor de agua es mas abundante en la atmósfera. La superficie de nuestro planeta esta cubierta en un 70% de agua. Es por esto que es importante desarrollar métodos de medición de concentración de agua.

VAPOR.- Es definido como la fase gaseosa de una sustancia la cual esta en forma liquida a una temperatura ambiente.

Entonces por definición un vapor puede condensarse rápidamente y por esto tiende a adherirse sobre la superficie de cualquier material.

El parámetro presión esta asociado a cualquier gas o vapor y podemos definir a la presión como la fuerza que actúa sobre un recipiente por unidad de área .

DEW POINT (PUNTO DE ROCIO).- Es la temperatura a la cual las moléculas de agua entran en la fase gaseosa..

Para poder determinar el punto de rocío se puede utilizar los siguientes métodos :

- A) HIGROMETRO DE HIELO SECO
- B) HIGROMETRO ALNOR
- C) HIGROMETRO PANAMETRIC

9.1) HIGROMETRO DE HIELO SECO.- Este método determina el contenido de vapor de agua de gases por la medición del punto de rocío.

PROCEDIMIENTO

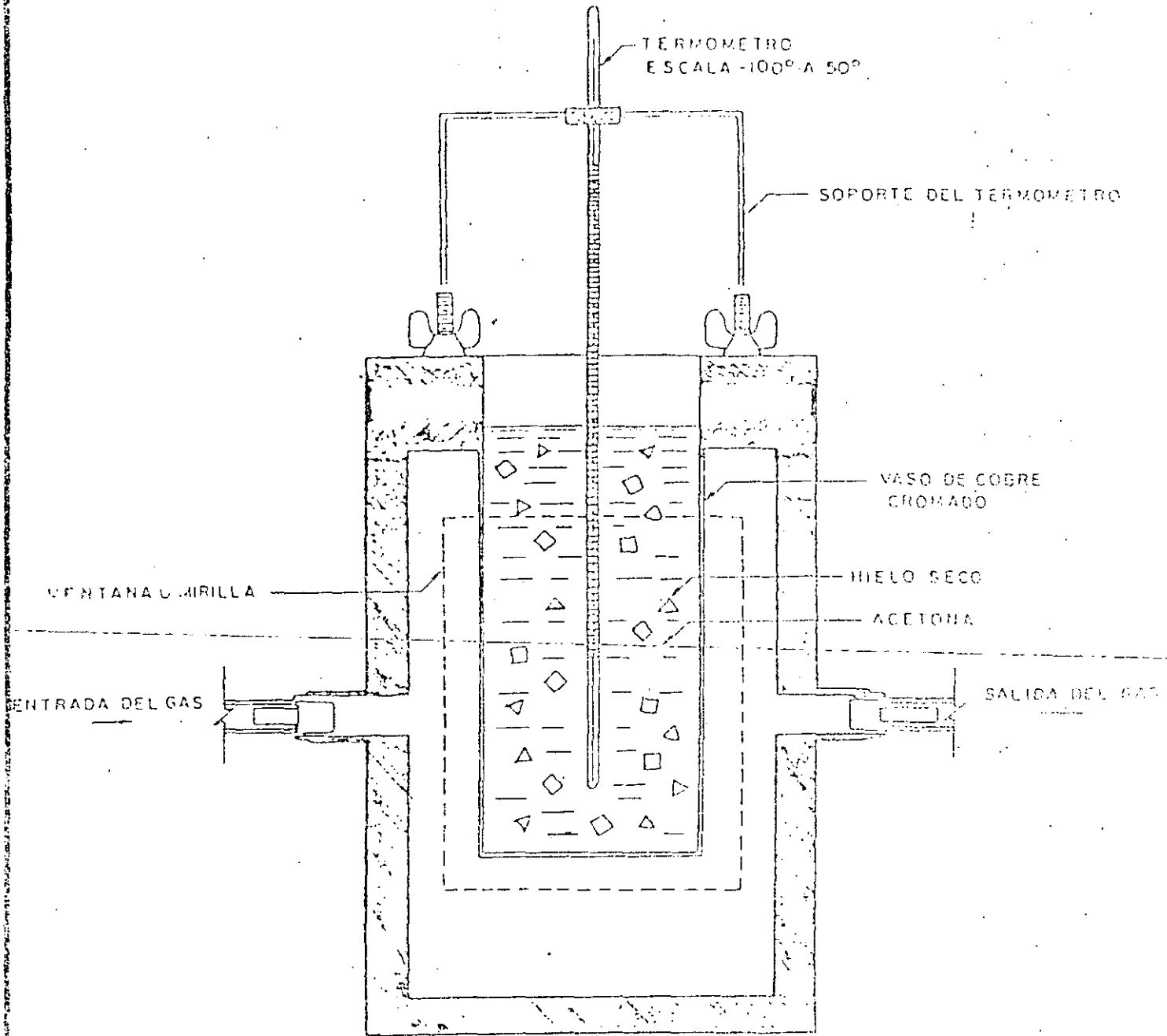
- 1) Inyectar un flujo de gas a través del higrometro hacia la atmósfera.
- 2) Dentro del vaso se coloca un termómetro con escala de 50 a -100 °C
- 3) Se vierte acetona pura hasta la mitad del vaso , cuidando que el bulbo del termómetro este completamente sumergido en la acetona.
- 4) Se van agregando trozos de hielo seco hasta el momento de la condensación (opaca el vaso).
- 5) Se anota la temperatura del punto de rocío .

PROBLEMAS PRINCIPALES.-

- A) ERROR DEL OPERADOR
- B) OBSERVACION DEL MOMENTO EXACTO DE LA LECTURA DE LA TEMPERATURA EN EL MOMENTO DE LA CONDENSACION.
- C) PRESICION DEL TERMOMETRO .
- D) LA PRUEBA SE REALIZA A PRESION ATMOSFERICA

La siguiente figura muestra el higrometro de hielo seco.

PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



HIGROMETRO DE HIELO SECO

9.2) HIGROMETRO ALNOR

El higrometro alnor es un equipo que se utiliza para la medición de contenido de humedad :

PROCEDIMIENTO DE AJUSTE .-

- 1) Coloque la válvula de operación fuera.
- 2) Abra la válvula de purga para asegurarse de que no exista presión en el aparato.
- 3) Con la válvula del medidor y la válvula de ajuste ponga el nivel de aceite a nivel 1.
- 4) Cierre la válvula de purga y bombear hasta que el medidor alcance 0.5
- 5) Oprima la válvula de operación y el aceite deberá regresar al nivel 1 de la escala .
- 6) En caso de no hacerlo repita el ajuste .

Después de realizar el ajuste del equipo , se procede a bombear el gas al aparato de prueba hasta cualquier valor del medidor de presión.

Se opera la válvula de operación , observando la cámara de niebla si se observa niebla se procede a bombear gas al equipo de prueba a un valor menor del medidor de presión en el momento de que desaparezca y aparezca la niebla se anota el valor del medidor de presión y se procede a calcular el punto de rocío con la siguiente expresión:

$$T_{pr} = (T_1 + 460) RP - 460$$

donde :

T_{pr}.- Temperatura del punto de rocío en °F

T₁.- Temperatura de prueba °F

RP.- Valor de presión

Q.- Constante del gas

La siguiente figura muestra el higrometro alnor.

PRINCIPALES PROBLEMAS.-

- 1) La medición depende del observador.
- 2) La temperatura que sensa el equipo es la del ambiente.
- 3) La presión de prueba es regulada.

9.3) HIGROMETRO PANAMETRIC

El equipo se utiliza para medir presión de vapor de agua en un rango de +20 a -110 °C , de punto de rocío , este rango representa una concentración de humedad de 20,000 ppmv a 0.001 ppmv.

El equipo utiliza un bulbo sensor , el cual esta construido con una banda de aluminio anodizada y una cubierta de oro en su estructura.

El numero de moléculas de agua absorbidas por la estructura determina la conductividad de las paredes porosas.

Cada valor de estas paredes provee un valor distinto de impedancia la cual es convertida a una medición directa de presión de vapor de agua .

El bulbo sensor puede ser utilizado con presión positiva y negativa (vacío).

Las pruebas de contenido de humedad pueden expresarse en :

ppm peso
ppm volumen
punto de rocío

Para calcular el contenido de humedad es necesario conocer :

El punto de rocío
Presión del sistema

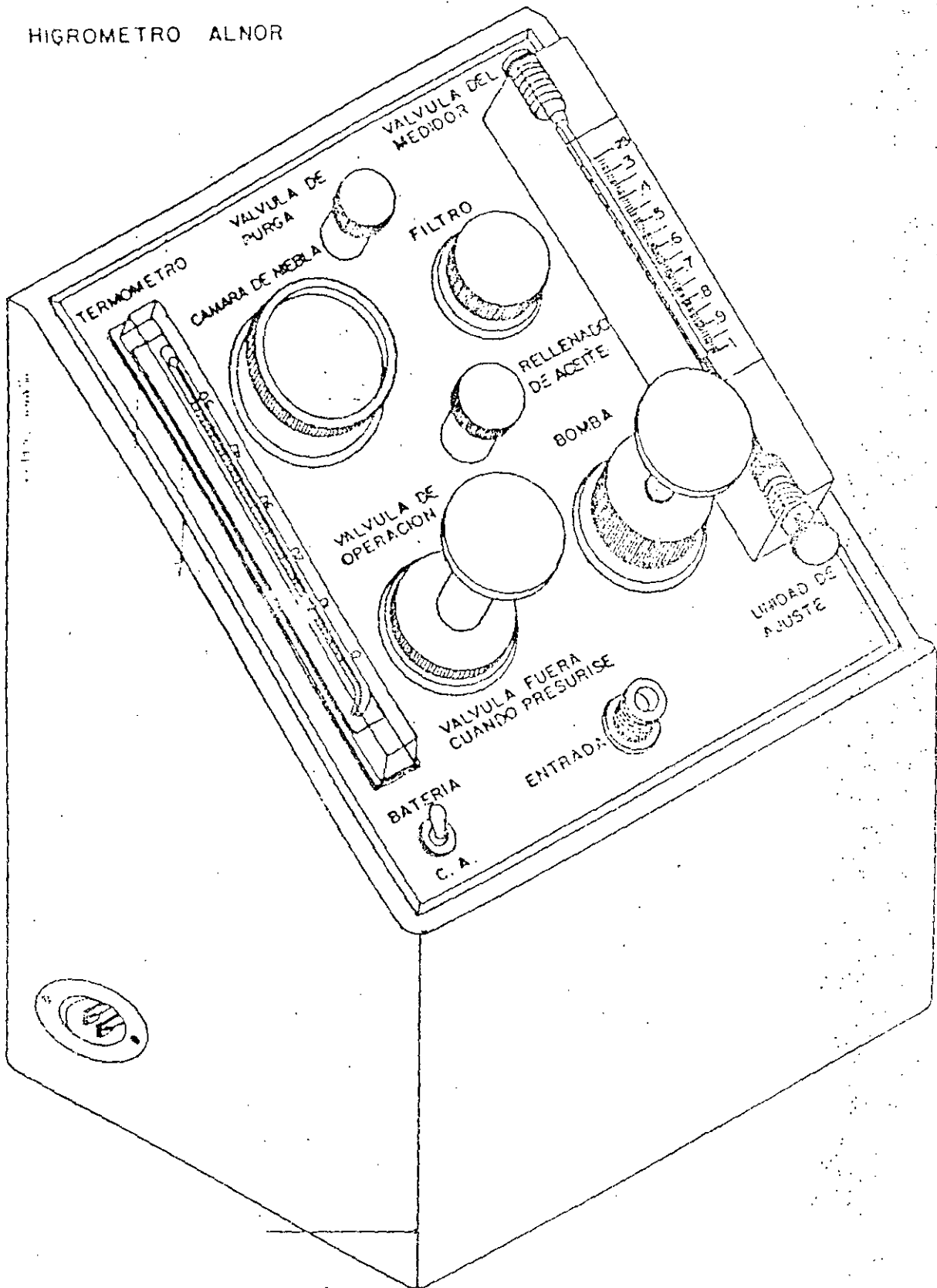
Para emplear la siguiente expresión :

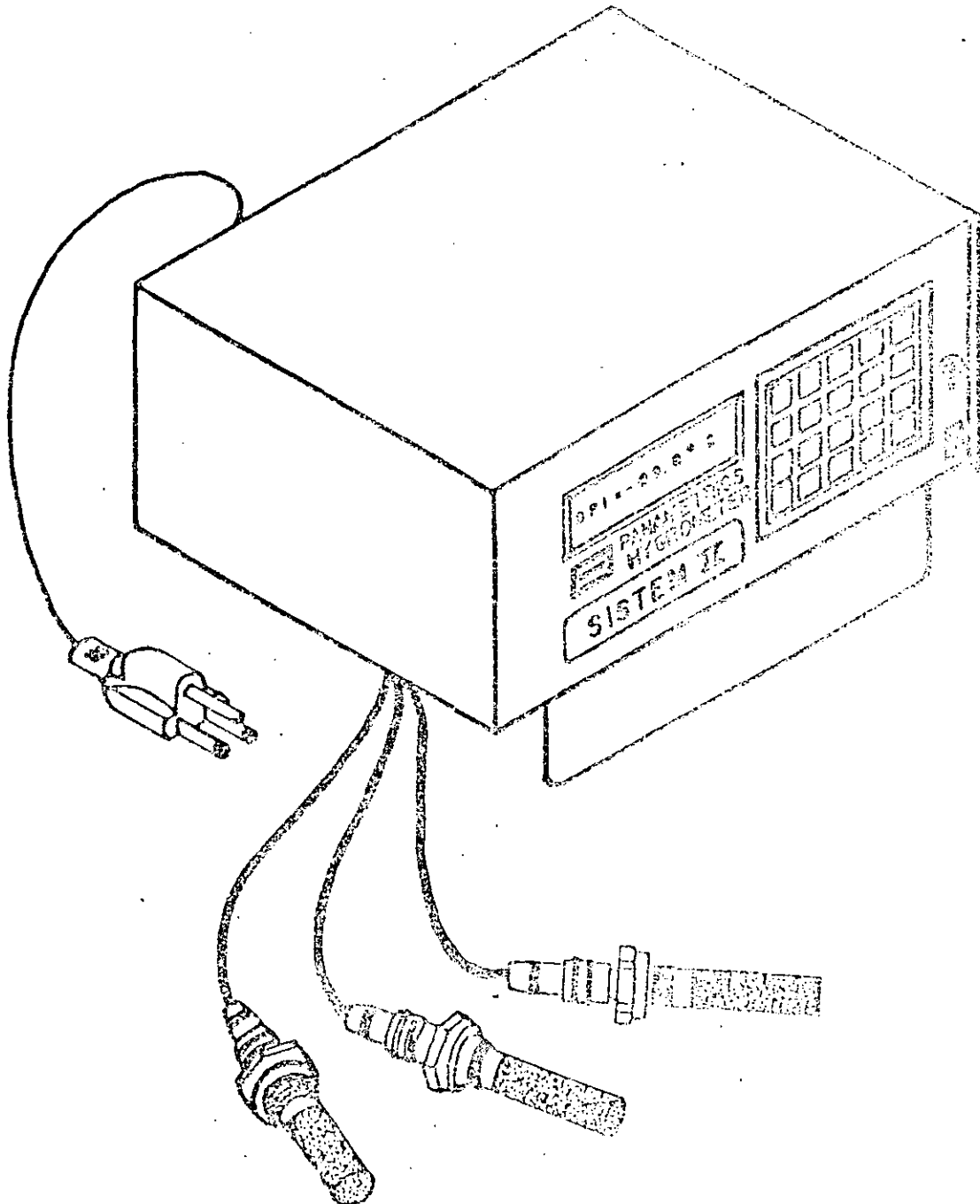
$$P.P.M.V. = \frac{\text{PRESION DE SATURACION DE VAPOR EN mm Hg} \times 10^6}{\text{PRES. ABSOL. EN CD. MEX. mm Hg} + \text{PRES. MEDIDA mm Hg}}$$

PRESION ABSOLUTA = presión al nivel del mar + presión medida
PRESION ABSOLUTA DE CD. MEX.= 583 mm Hg

1 BAR = 14.5 LB/PULG²
1 KG/CM² = 14.22 LB/PULG²
1 KG/CM² = 735.5 mm Hg
1 LB/PULG² = 51.7 mm Hg

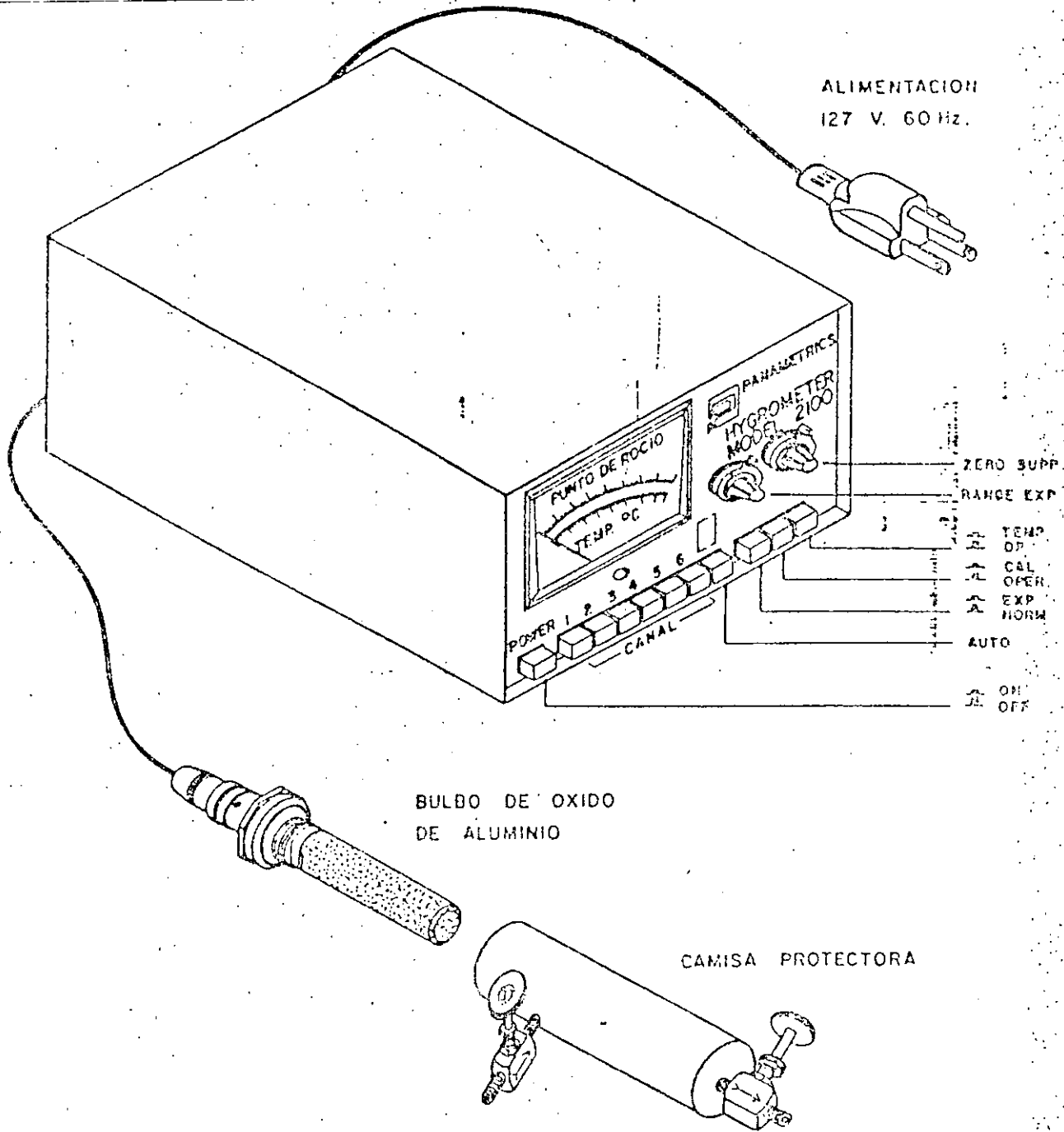
HIGROMETRO ALNOR





HIGROMETRO PARAMETRICOS SISTEMA II

PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



HIGROMETRO PANAMETRICS MODELO 2100

2

14.7 LB/PULG = 760 mm Hg

La siguiente figura muestra el equipo panametrics

10.- APLICACIONES Y PRUEBAS.**10.1.- Pruebas a equipo eléctrico.-**

A continuación se dará un listado de las principales pruebas que se efectúan a cada uno de los elementos o equipos eléctricos :

BATERIAS Y CARGADORES .-

- a) Pruebas al alumbrado de emergencia
- b) Pruebas de resistencia de aislamiento al cargador
- c) Pruebas de control al circuito del cargador
- d) Pruebas al electrolito de las baterías
- e) Pruebas al detector de tierras
- f) Prueba de operación a la protección del banco de baterías

INTERRUPTORES DE BAJA TENSION

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de resistencia de contactos
- c) Prueba de High Pot.(únicamente a int's de media tensión)

CABLES DE BAJA TENSION.

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de continuidad

CABLES DE ALTA TENSION.

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de continuidad
- c) Prueba de High Pot.
- d) Prueba de factor de potencia

TABLEROS .

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de High Pot

RELEVADORES.

- a) Pruebas de operación manual
- b) Pruebas de operación y ajuste eléctricas.
- c) Verificación de calibración y ajuste.

En la siguiente tabla se muestran las pruebas eléctricas que se realizan a los elementos de una subestación normalizada.

11.-.RECOMENDACIONES TECNICAS PARA PRUEBAS.

11.1.- Pruebas a subestaciones compactas.-

Una subestación compacta tipo cliente , esta formada por 3 gabinetes principales donde se alojan los siguientes equipos :

- 1) Equipo de medición de la Cía suministradora.
- 2) Cuchillas desconectadoras operadas en grupo.
- 3) Interruptor o seccionador de operación con carga

Las tres secciones están interconectadas por medio de un bus de cobre montado sobre aislador soporte.(ver siguiente figura)

Las pruebas que se realizan en campo son para comprobar que durante el transporte de fabrica al lugar de la instalación no sufrieron daños o para verificar el estado en que se encuentra después de estar trabajando en condiciones normales , como mantenimiento predictivo.

a) BUS.-

Prueba de resistencia de aislamiento.- La prueba se realiza desconectando ambos extremos de la subestación y aplicando el voltaje de prueba contra tierra fase por fase , con esta prueba se detectara las condiciones en que se encuentran los aisladores soporte del bus , los valores de resistencia de aislamiento deberán ser mayor a 2500 megaohms , en caso de obtener valores menores es necesario probar aislador por aislador .

b) CUCHILLAS DESCONECTADORAS OPERADAS EN GRUPO.-

Además de estar involucradas en la prueba de resistencia de aislamiento , se deberá probar su resistencia de contactos y como ya se menciona anteriormente no debe ser mayor de 30 micro-ohms por punto de contacto.

c) APARTARRAYOS.-

Las pruebas que se realizan a los apartarrayos son las de resistencia de aislamiento y factor de potencia.

Los valores esperados en estas pruebas son :

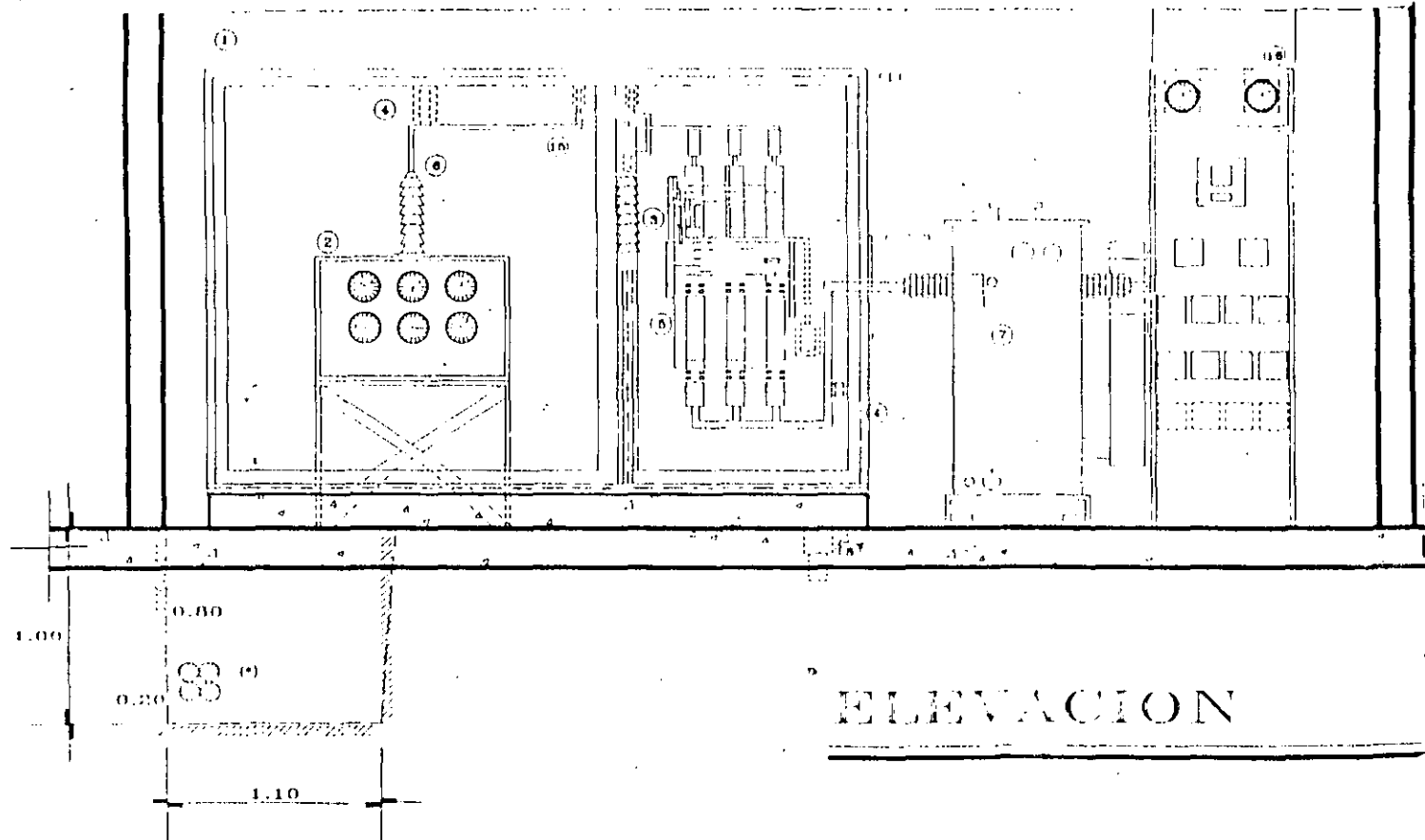
Resistencia de aislamiento = mayor de 10,000 mega-ohms

Factor de potencia = menor al 10%

d) DESCONECTADOR CON CARGA.-

Las pruebas que se realizan a este equipo son las de resistencia de aislamiento y resistencia de contacto , los valores considerados como aceptables , como resistencia de aislamiento debe ser mayor a 10,000 Mega-ohms y de resistencia de contacto menor a 30 micro-ohms por punto de contacto.

SUBESTACION ELECTRICA

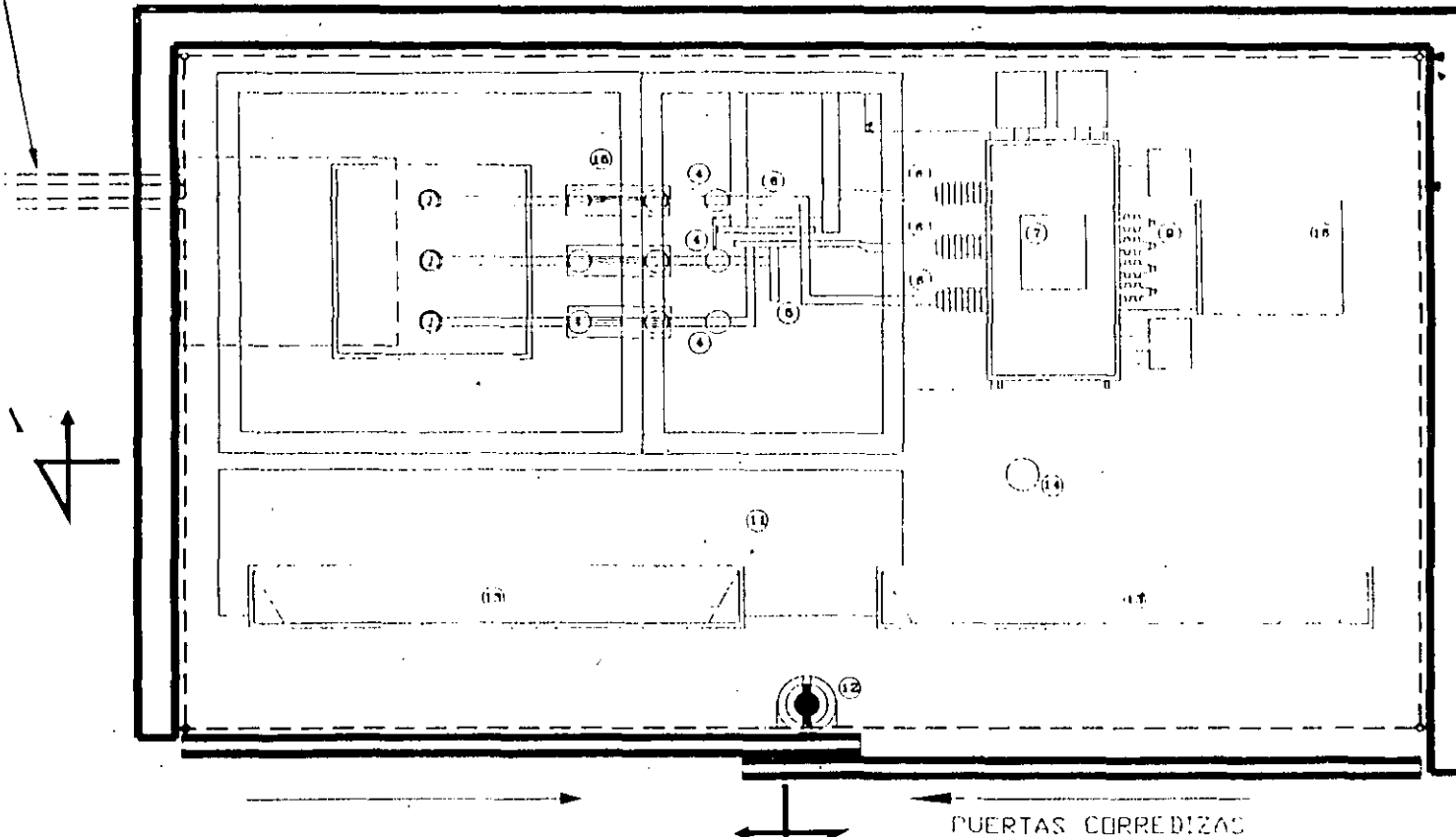


(c)
 4 DUCTOS DE ASBESTO CEMENTO
 10cms. DE DIAMETRO A 80cms.
 AJUJO DEL NIVEL DE BANQUETA
 Y HASTA 1m FUERA DEL MURO
 EXTERIOR DEL LOCAL DE LA SUB-
 ESTACION PARA CABLES DE A.T.
 DE C.L.F.

B ↗

VARILLA COPPERWELL
 3.05 x 1.50cms ø
 VER DETALLE No 1

CALIBRE 4/0
 ENTERRADO A
 50cms DE N.P.T.



PLANTA

RELACION DE EQUIPO Y MATERIAL COMPLEMENTO

No.	DESCRIPCION	MARCA	No.DGE
1	GABINETE METALICO FORMADO POR 3 SECCIONES	ELMEX	
2	EQUIPO DE MEDICION A. T.		
3	APARTARRAYOS AUTOVALVULARES CON SISTEMA DE NEUTRO A TIERRA PARA 23 KV CAT M-21	IUSA	5175
4	AISLADORES DE RESINA EPOXI RB 24 PARA 23 KV	BALTEAU	4313
5	INTERRUPTOR DE A.T. MOD. H-251-20N/630. 3 FASES 630 AMPS. 23KW EQUIPADO CON FUSIBLES DE ALTA CAP. INTERRUPTIVA 1000 MVA SIMETRICOS, CON MECANISMO DE OPERACION A BASE DE PALANCA EN FORMA DE ESTRIBO Y DISPOSITIVO DE DISPARO MECANICO SIMULTANEO. OPERADO POR FUSION DE LOS FUSIBLES DR 20/16S 16 AMPS.	ELMEX	6141
6	LINEA A.T. FORMADA POR SOLERA DE 15 X 8 mm		
7	TRANSFORMADOR EN ACEITE DE 500 KVA 20-23 KV 220-127 V 3 FASES 60 c.p.s. X- 5%	VOLTRAN	2938
8	SISTEMA DE TIERRAS FORMADO POR CABLES DE COBRE DESNUDO 1/0 Y SOLERA DE 38.1 X 8.35 mm A LO LARGO DE GABINETE Y DOS VARILLAS DE COBRE TIPO COPPERWELLD DE 3MTS DE LONG. DE 16 mm. DE DIAMETRO CONECTADA A TODAS LAS PARTES METALICAS NO CONDUCTORAS DE CORRIENTE	CONDUMEX	2824
9	LINEA DE B.T. FORMADA POR 7 CABLES DE COBRE DE 4/0 POR FASE UN CONDUCTOR NEUTRO DEL MISMO CALIBRE	CONDUMEX	2824
10	INTERRUPTOR TERMO MAGNETICO DE 1.800 A CON CAPACIDAD INTERRUPTIVA = 50,000 AMP.	SQUARE-D	3031
11	TARIMA AISLANTE CON PISO DE HULE ESTRAIDO AISLADA PARA 23 KV		
12	EXTINGUIDOR DE INCENDIOS. POLVO QUIMICO SECO CO ₂		
13	LAMPARA FLUORESCENTE 2 X 74 WATTS	QUINZANO	1428
14	DRENAJE		
15	CUCHILLAS SECCIONADORAS DE SERVICIO 3ø 200 AMPS. OPERADAS EN GRUPO	ELMEX	55 58
16	TABLERO GENERAL DE DISTRIBUCION		

NOTAS :

- LAS PUERTAS CUENTAN CON UN DISPOSITIVO QUE IMPIDE QUE ESTAS SE ABRAN CUANDO SE ENCUENTRAN EN SERVICIO.
- SE OMITEN LAS PUERTAS DE LOS GABINETES PARA MAYOR CLARIDAD DEL DIBUJO.
- ACOTACION EN CENTIMETROS.

11.2- PRUEBA A TRANSFORMADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Dentro de una instalación eléctrica , el equipo de mayor importancia es el transformador por lo cual se hacen muy importantes sus pruebas .-

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.-

Para un transformador de dos devanados se realizan las siguientes pruebas :

H - X
H - X + T
X - H + T

En caso de haber duda en los valores obtenidos se recomienda realizar las siguientes pruebas :

H - T
X - T

La prueba de resistencia de aislamiento debe corregirse a una temperatura de 20 grados centígrados.

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA

TEMPERATURA °C	MAQUINAS ROTATORIAS		TRANSFORMADORES CON ACEITE
	CLASE- A	CLASE - B	
0	0.21	0.40	0.3
5	0.31	0.50	0.4
10	0.45	0.63	0.54
15	0.71	0.81	0.73
20	1.00	1.00	1.00
25	1.48	1.25	1.3
30	2.20	1.58	1.8
35	3.24	2.00	2.5
40	4.8	2.50	3.3
45	7.1	3.15	4.5
50	10.45	3.99	6.0
60	22.80	6.30	11.0
65	34.00	7.90	14.8
70	50.00	10.00	20.0
75	74.00	12.60	26.8

La siguiente tabla nos muestra los valores promedio , tomados en experiencias en pruebas a diferentes clases de aislamiento.

RESISTENCIA MINIMA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES EN ACEITE A 20 ° C .

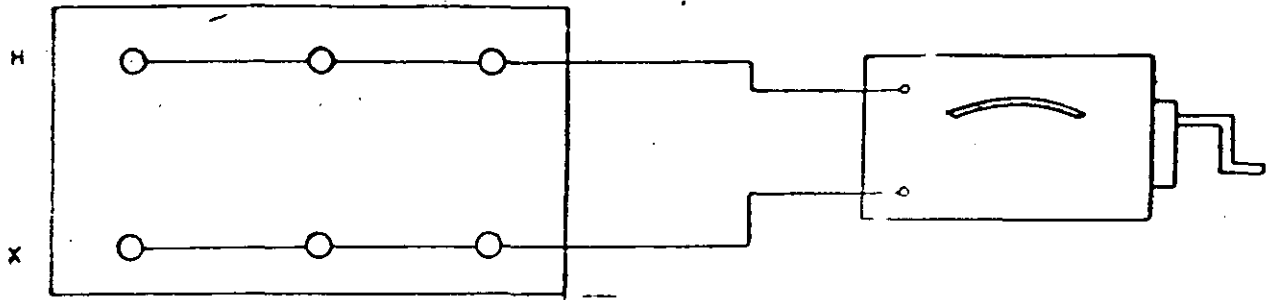
CLASE DE AISLAMIENTO EN K.V.	MEGA-OHMS
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15.0	410
25.0	670
34.5	930
46.0	1240
69.0	1860
92.0	2480
115.0	3100
138.0	3720
161.0	4350
196.0	5300
230.0	6200
287.0	7750
345.0	9300
400.0	10800

La resistencia de aislamiento de un transformador sin aceite , pero con aislamientos solidos impregnados , es 20 veces mayor que los valores indicados en la tabla.

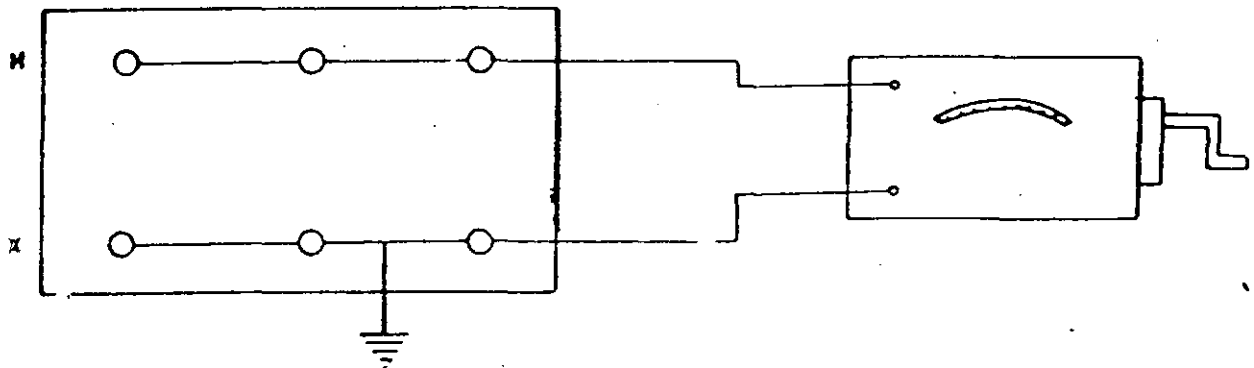
Otra consideración que se debe tomarse en cuenta es el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador decrece al aumentar la temperatura, se recomienda hacer las mediciones en un rango de 0 a 40 grados centígrados .

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

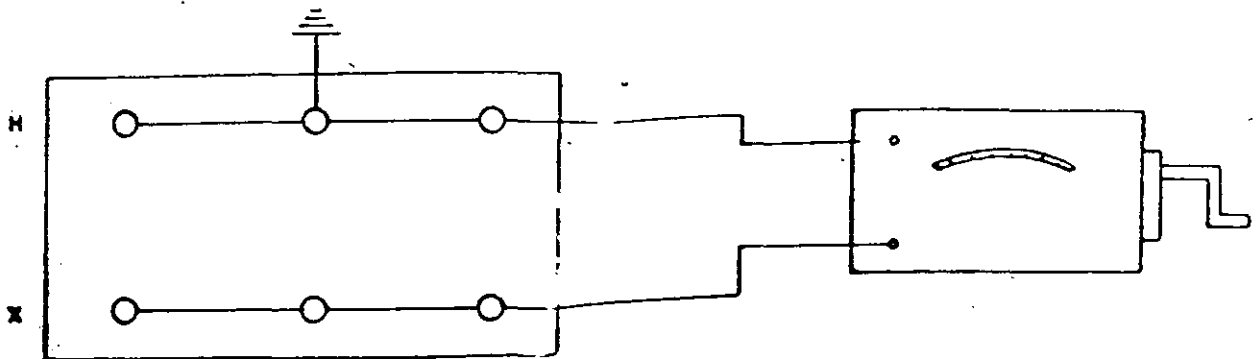
TRANSFORMADOR



DEVANADO DE ALTO VOLTAJE vs. DEVANADO DE BAJO VOLTAJE

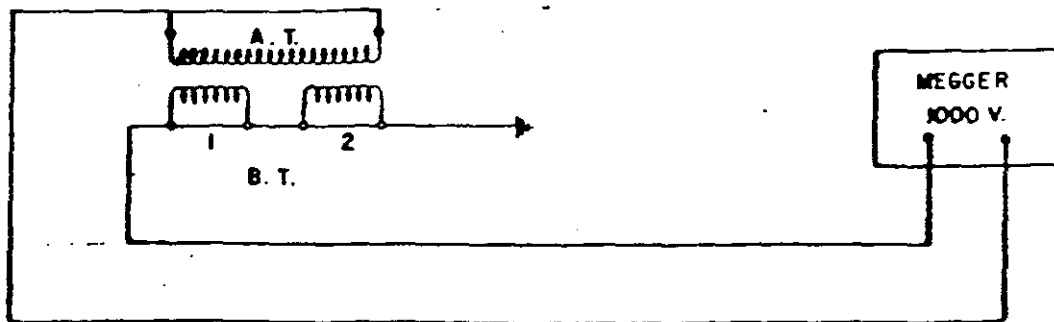
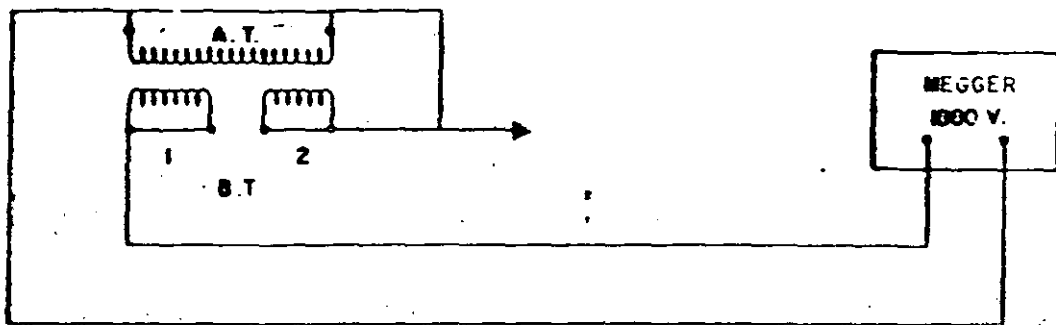
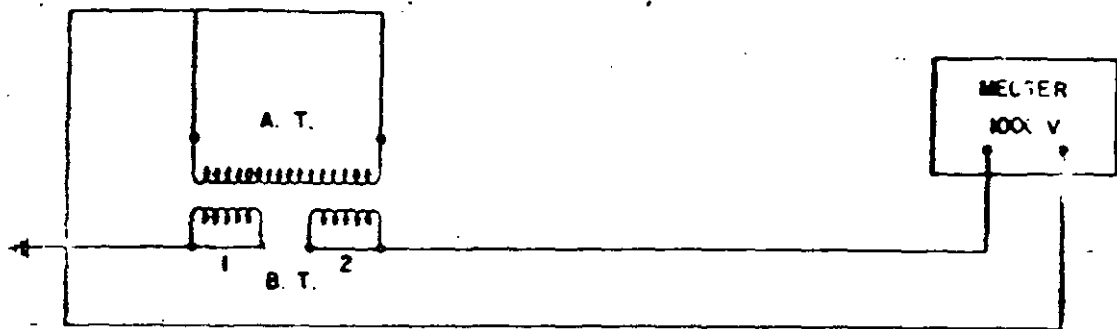


ALTO VOLTAJE vs. BAJO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA

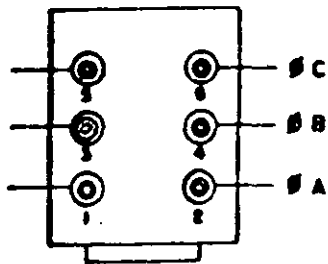
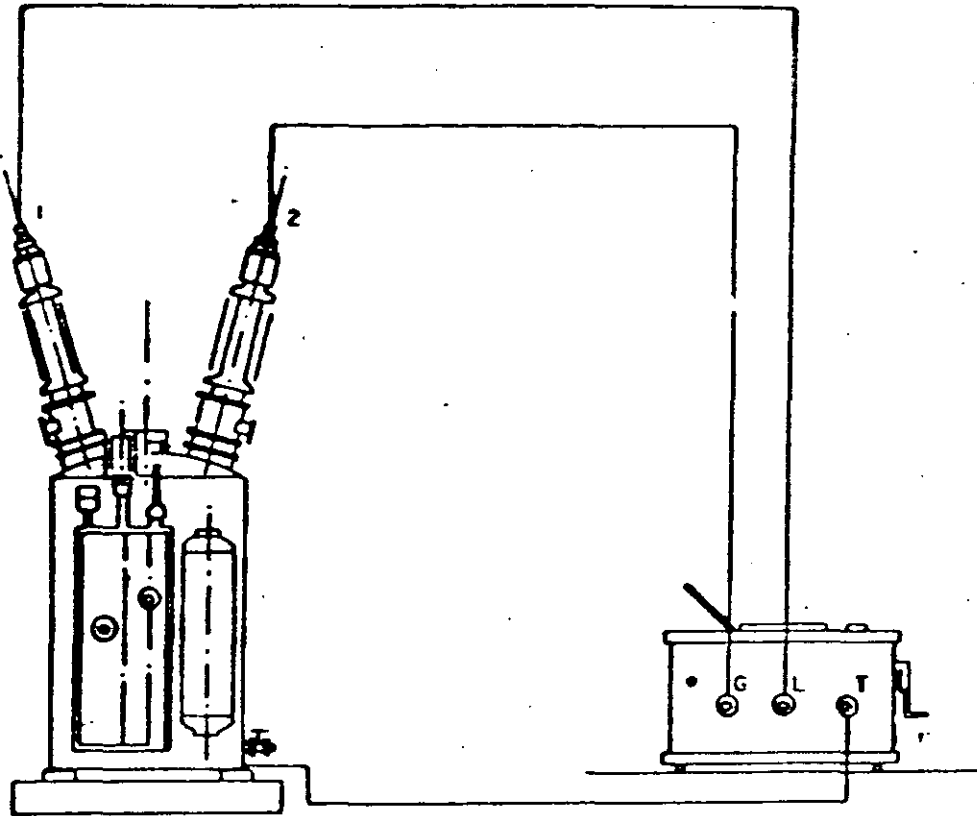


ALTO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA vs. BAJO VOLTAJE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TC's



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES



VISTA DE PLANTA DEL INTERRUPTOR

PRUEBA	POSICION	CONEXIONES			MIDE
		L	T	G	
1	ABIERTO	1	TANQUE	2	BOQ. 1
2	"	2	"	1	" 2
3	"	3	"	4	" 3
4	"	4	"	3	" 4
5	"	5	"	6	" 5
6	"	6	"	5	" 6
7	CERRADO	1-2	"	—	FASE "A"
8	"	3-4	"	—	FASE "B"
9	"	5-6	"	—	FASE "C"

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES EN ACEITE

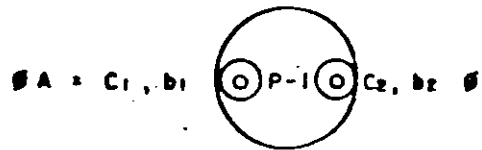
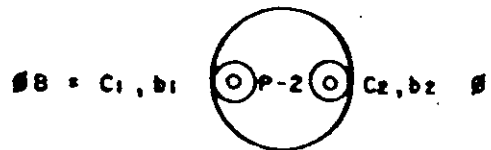
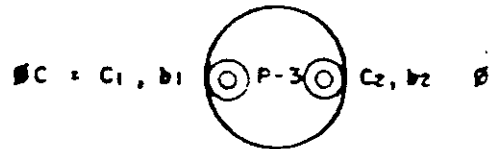
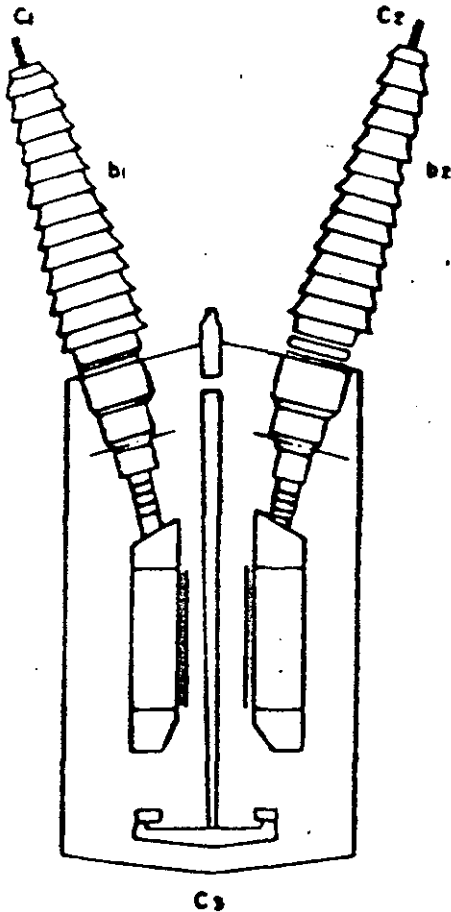
NOMENCLATURA

C₁ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 1
 C₂ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 2
 $C = C_1 + C_2 + C_3$

b₁ PORCELANA DE LA BOQUILLA 1
 b₂ PORCELANA DE LA BOQUILLA 2

SE SEGUIRA LA SIGUIENTE CONVENCION PARA EL REGISTRO DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LAS TARJETAS:

VISTO EL INTERRUPTOR DESDE SU MECANISMO DE OPERACION SE TENDRAN LOS POLOS 1, 2 Y 3. DE IZQUIERDA O DERECHA TENDREMOS C₁, b₁, C₂, b₂, Y C₃ DEL TANQUE 1, C₁, b₁, C₂, b₂, Y C₃ DEL TANQUE 2 Y LO MISMO PARA EL TANQUE 3.



C-3 MECANISMO

PRUEBAS CON MEGGER						
POSICION INTERRUPTOR	PARA MEDIR.	CONECTAR			KV DE PRUEBA	DURACION
		LINEA	TIERRA	GUARDA		
ABIERTO	C ₁	C ₁	TANQUE	b ₁ , b ₂ y C ₂	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	b ₁	b ₁	TANQUE	b ₂ , C ₁ y C ₂	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	C ₂	C ₂	TANQUE	b ₁ , b ₂ y C ₁	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	b ₂	b ₂	TANQUE	b ₁ , C ₁ y C ₂	2.5	1 MINUTO
CERRADO	CADA FASE	C ₁ y C ₂	TANQUE	b ₁ y b ₂	2.5	1 MINUTO

11.3.- PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES.

La prueba de perdidas dielectricas y de factor de potencia aplicada a transformadores es sumamente completa , pues permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otros tipos de contaminación del aislante de devanados , boquillas y del aislante liquido en transformadores.

Las deformaciones de los devanados se descubren por un cambio en la capacitancia , valor que se mide durante la prueba de factor de potencia .

Las espiras en corto circuito o parcialmente en corto circuito se manifiestan en un valor de corriente elevado que se obtiene con la prueba adicional de corriente de excitación.

La detección de deterioro en el aislamiento de devanados , boquillas , o líquidos aislantes puede localizarse mediante pruebas independientes a cada uno de sus componentes , para proporcionar un análisis más eficaz de los resultados de prueba .

Al realizar las pruebas de transformadores deben cumplirse las siguientes condiciones :

- 1) El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía .
- 2) El tanque del transformador debe estar debidamente conectado a tierra.
- 3) Todas las boquillas de cada devanado inclusive los neutros , deben conectarse entre si con objeto de poner cada devanado en corto circuito , para eliminar los efectos de la inductancia del devanado , los puntos neutros deben estar desconectados de tierra.

TENSIONES DE PRUEBA.-

Las tensiones de prueba recomendados por DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución con liquido aislante :

CAPACIDAD NOMINAL DE LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE PRUEBA (KV)
12 o más	10
4.04 a 8.72	5
2.4 a 4.8	2
menor de 2.4	1

En caso de alguna anomalía en los resultados , puede resultar interesante efectuar una serie de pruebas a varias tensiones distintas , a fin de determinar si el factor causante de la anomalía es alineal o dependiente de la tensión , dentro de los límites de variación de tensión indicados para las pruebas de la DOBLE.

Entre otras cosas , se podría aumentar la tensión de prueba a un valor superior a la norma por ejemplo llegar a 12 KV en los casos de los devanados que normalmente se prueban a 10 KV.

Las tensiones de prueba recomendados por la DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución con aislante líquido , previa extracción de dicho líquido aislante y a presión atmosférica de aire -gas (no al vacío).

CAPACIDAD NOMINAL DE DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE PRUEBA (KV)
--	---------------------------

DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA

161 o más	10
115 a 138	5
34 a 69	2
12 a 25	1
menos de 12	0.5

DEVANADOS CONECTADOS EN ESTRELLA

12 o más	1
menos de 12	0.5

Las pruebas pueden realizarse a presión atmosférica o superior , con aire o con nitrógeno , nunca deben aplicarse las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE a un transformador cuyos devanados se encuentren parcialmente en vacío .

Las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución tipo seco

CAPACIDAD NOMINAL DE DEVANADOS PRUEBA DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE (KV)
--	--------------------

DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA
Y ESTRELLA SIN CONEXION A TIERRA

Más de 14.4	2 y 10
12 a 14.4	2 y 10
5.04 a 8.72	2 y 5
2.40 a 4.8	2
Menos de 2.4	1

DEVANADOS CONECTADOS EN ESTRELLA
CON CONEXION A TIERRA.

2.4 o más	2
menos de 2.4	1

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.-

El procedimiento de prueba para transformadores de dos devanados se sintetiza en la siguiente tabla :

No- PRUEBA CAPACIDAD	ENERGIZADO	PUESTO A		CIRCUITO DE MEDIDA
		TIERRA	GUARDA	
1	ALTA	BAJA	-----	CH+CHL
2	ALTA	----	BAJA	CH
3	BAJA	ALTA	-----	CL+CHL
4	BAJA	---	ALTA	CL

ANALISIS DE RESULTADOS.-

El aislamiento de los transformadores de potencia así como los transformadores de distribución en baño de aceite y transformadores de potencia y distribución del tipo seco , pueden presentar factores de potencia superiores al 0.5% .

Los datos deben analizarse en base a las comparaciones con resultados de prueba de equipos similares.

La CAPACITANCIA de CH , CL , CHL deben de compararse con los datos de fabrica o con los resultados anteriores .
La capacitancia es una función de la geometría de los devanados y normalmente debe permanecer estable .

Un cambio en la capacitancia indica que se ha producido un movimiento del devanado , tal como el que provocaría un fallo de perforación , lo más probable es que estos cambios tengan lugar en los aislantes CL y CHL .

La investigación de resultados anormales debe incluir la realización de pruebas adicionales a varias tensiones distintas.

11.4.- PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

Como ya se menciona anteriormente las pruebas en campo al aceite del transformador son :

- a) RIGIDEZ DIELECTRICA .- Basada en el procedimiento y la norma detalladas en el capítulo 10.
- b) FACTOR DE POTENCIA.- Basado en los procedimiento y la norma detalladas en el capítulo 10.

Cuando por ningún medio se logre subir el valor de la rigidez dielectrica de un aceite se puede considerar que dicho aceite esta envejeciendo .

Un valor alto de F.P en un aceite , indica degradamiento , contaminación , humedad , carbón o algunas partículas conductoras
Los valores aceptables son:
aceite nuevo menor a 0.05%
aceite usado menor a 0.5%

11.5.- RELACION DE TRANSFORMACION.-

La relación de transformación deberá de realizarse en todas las posiciones del cambiador de posiciones.

La relación medida , deberá estar dentro de los límites con respecto a la relación teórica con un margen de 0.5% .

12.- CRITERIOS DE ACEPTACION .-

Los criterios de aceptación para valores de prueba de diferentes equipos , se pueden analizar en función a los valores que indica cada fabricante y valores estadísticos de pruebas realizadas .

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO .-

CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	REGLA DE 1 M /KV A 75 C	VALORES DE FABRICANTE	LyF
0.220	11	6	37
6	288	162	300
23	1104	621	1000
85	4080	2295	3100
230	11040	6210	8500
400	19200	10800	15000
	K=48	K=27	K=37.5

CORRECCION POR TEMPERATURA

$$R_c = K_t \times R_t$$

DONDE.-

Rc.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDA

Kt.- COEFICIENTE DE CORRECCION POR TEMPERATURA

Rt.- RESISTENCIA MEDIDA A UNA TEMPERATURA

FACTOR DE POTENCIA .-

Los valores minimos aceptables para la prueba de factor de potencia a diferentes equipos son :

ACEITE DE TRASFOMADOR NUEVO .- 0.05 %
ACEITE DE TRANSFORMADOR USADO.- 0.5 %

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NUEVOS .- 1.5 %
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION USADOS .- 2.5 %

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE PORCELANA .- 1.0%
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE RESINA .- 2.0%

CABLES DE ENERGIA NUEVOS .- 0.5 %
CABLES DE ENERGIA USADOS .- 1.0 %

PERDIDAS DIELECTRICAS A PORCELANA .- 0.15 WATTS A 10 KV .
9.0 MILIWATTS A 2.5 KV.

RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE .-

ASTM- 877 ----- 30 KV CON ELECTRODOS PLANOS
ASTM-1816 ----- 35 KV CON ELECTRODOS ESFERICOS
LUZ Y FUERZA----- 40 KV CON ELECTRODOS PLANOS

RELACION DE TRANSFORMACION.-

Los valores obtenidos en la prueba de relacion de transformaci3n deberan estar dentro de los siguientes limites :

LIMITE SUPERIOR = RELACION TEORICA X 1.005

LIMITE INFERIOR = RELACION TEORICA X 0.995

RESISTENCIA DE CONTACTOS.-

Los valores estadisticos de pruebas , obtenidos en la prueba de resistencia de contactos nos indican un valor aceptable de 30 micro-ohms por punto de contacto .

TRANSFORMADORES

IEPSA

1 DE 3

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Tension Nominal _____

Potencia _____

Enfriamiento _____

Tipo _____

% Impedancia _____

No. Serie _____

Peso Total _____ Kg.

Aceite _____ LTS.

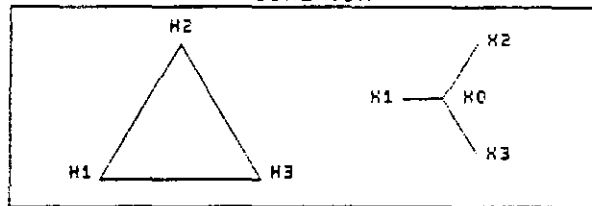
Nuevo

Usado

Pruebas Preliminares

Pruebas Finales

CONEXION



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA

No. de Serie _____

Tension de Prueba 1000 V

Temp. Ambiente _____ °C

Tiempo de Prueba 1 MINUTO

Temp. Aceite _____ °C

PRUEBAS	LECTURAS EN M		RESULTADO DE LA PRUEBA
	ANTES DEL REFIL.	DESPUES DEL REFIL.	
H - X			B I E N
H - X + T			"
X - H + T			"
H - T			"
X - T			"

OBSERVACIONES : _____

EFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca BIDDLE

No. Serie _____

Fecha _____

POS. CAM DER	ALTA TENSION TENSION	BAJA TENSION TENSION	RELACION TEORICA	RELACION MEDIDA			LIMITES	
				FASE A	FASE B	FASE C	RELACION TEORICA POR 0.995	RELACION TEORICA POR 1.005
1								
2								
3								
4								
5								

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre y Firma

Nombre y Firma

TRANSFORMADORES

IEPSA

3 DE 3

PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA CON ACEITE Y BOQUILLAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE
 Tension de Prueba 2.5 KV.
 Fecha _____

No. Serie _____
 Temp. Ambiente _____ °C
 Temp. Aceite _____ °C

P R U E B A	CONEXIONES PARA LA PRUEBA				LECTURAS EQUIVALENTES <u>2.5</u> KV.						% FACTOR DE POTENCIA		F I S M L E R D M	RESULTADO DE LA PRUEBA
	DEVANADO				MV AMPERES			M WATTS			MEDIDO	20 C		
	ENERG.	GROUND	GUARD	UST	LECTURA	MULTIPLI.	MV AMP.	LECTURA	MULTIPLI.	M WATT				
1	ALTA	BAJA												B I E N
2	ALTA		BAJA											CH
3	ALTA			BAJA										"
	CALCULOS		PRUEBAMENDOS PRUEBA2										CHX	"
4	MUESTRA DE ACEITE													"

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca RESEARCH
 Temp. Aceite _____ °C

No. Serie _____
 Temp. Ambiente _____ °C

MUESTRA No.	VALORES DE RUPTURA EN KV.					KV PROMEDIO	NORMA DE LA PRUEBA	ACEITE		RESULTADO DE LA PRUEBA
	1	2	3	4	5			NUEVO	USADO	
							ASTM		X	B I E N

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre y Firma

Nombre y Firma

CUCHILLAS DESCONECTORAS

IEPSA

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Tension Nominal _____

Corriente nominal _____

Tipo _____

Mecanismo _____

No. Serie _____

Nuevo

Usado

Pruebas Preliminares

Pruebas Finales

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca _____

No. de Serie _____

MICRO OHMS ENTRE DOS TERMINALES DEL POLO			RESULTADO DE LA PRUEBA
1	2	3	

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

1 DE 4

S.E. _____ CIRCUITO _____ FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____ Nuevo
 Tension Nominal _____ Usado
 Corriente nominal _____ Pruebas Preliminares
 Tipo _____ Pruebas Finales
 Mecanismo _____
 No. Serie _____

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA No. de Serie _____
 Tension de Prueba 1000 V Temp. Ambiente _____ °C
 Tiempo de Prueba 1 MINUTO Temp. Aceite _____ °C

# PRSE	PRUEBAS	LECTURAS EN MΩ		RESULTADO DE LA PRUEBA
		ANTES DEL REFIL.	CORREGIDAS A 20 °C	
A	H - T			
B	H - T			
C	H - T			

* INT. CERRADO

OBSERVACIONES : _____

EFECTUO LA PRUEBA
 ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

 Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR
 ING. _____

 Nombre y Firma

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca _____

No. de Serie _____

Temp. Ambiente _____ °C

VALORES DE RUPTURA EN K.V.					K.V. PROMEDIO	NORMA DE LA PRUEBA	RESULTADO DE LA PRUEBA
1	2	3	4	5			

PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL GAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA : Marca _____ No. de Serie _____ No. Bulbo _____

Presion del Sist. _____

Temp. Ambiente _____ °C

Tipo de gas _____

Temp. Gas _____ °C

LECTURA DEL PUNTO DE ROCIO	PRESION DE VAPOR EN MICRONES	CONTENIDO DE HUMEDAD EN P.P.M.V.	RESULTADO DE LA PRUEBA

PRUEBAS DE VOLTAJES MINIMOS DE OPERACION

BOBINA	LECTURAS EN VOLTS	RESULTADO DE LA PRUEBA
CIERRE		
DISPARO No. 1		
DISPARO No. 2		

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

3 DE 4

PRUEBA DE PERDIDAS DIELECTRICAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE

Fecha _____

No. de Serie _____

Temp. Ambiente _____ °C

Tension de Prueba _____ KV

POSICION DEL INTERRUPTOR	FASE	CAMARA No.	LECTURAS EQUIVALENTES _____ KV						% F.P.
			_____ m AMPERES			_____ WATTS			
			LECTURA	MULTIPL.	m AMP.	LECTURA	MULTIPL.	WATTS	
ABIERTO		1							
		2							
		3							
		4							
		5							
		6							
CERRADO		1 - 2							
		3 - 4							
		5 - 6							

CALCULO DE LAS PERDIDAS POR FASE		RESULTADO DE LA PRUEBA
FASE	ABIERTO - CERRADO	
A		
B		
C		

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR

ING.

Nombre y Firma

BIBLIOGRAFIA:

- 1.- Procedimientos para pruebas de Resistencia de Aislamiento en equipo eléctrico "MEGGER"., C F E
- 2.- Inspection and Test of Electrical Equipment
Westinghouse Electric Service Division.
- 3.- Instalation Maintenance of Power Transformers.
Westinghouse Electric Co
- 4.- Annual Book of ASTM Standards
Electrical insulating Materials
- 5.- Normas Técnicas para instalaciones Electricas
Secretaria de patrimonio y fomento Industrial
Directorio general de Normas
- 6.- National Electrical Code 1978
National Fire Protection Associa
- 7.- Testing and Maintenance of Molded case circuit Breakers
General Electric
- 8.- Instructivo "TTR" Biddle. (transformer Turn Ratio Test Sets)
James G. Biddle Co.
- 9.- Instruction Book MEU
Doble Electrical Equipment.
- 10.- Instalation and Maintenance Instructions
AV-Line. SWITCHBOARDS GENERAL ELECTRIC
- 11.- Capacitores de Potencia
Balmeo S. A.
- 12.- IEEE standart test Code For Distribution, Power and Regulating Transformer
C57-90 1973.

NORMAS CONNIE DE CONSULTA.

NUMERO	DESCRIPCION
2.1.3	Métodos de pruebas de transformadores de Distribución y Potencia.
2.1.4	Transformadores de Distribución Subterránea tipo pedestal.
4.2.1	Métodos de prueba y funcionamiento de acumuladores Eléctricos Industriales tipo plomo ácido.
5.6.1	Definición de con Vocablos y Técnicos usados en interruptores de Potencia
5.6.2	Características Nominales de Interruptores de Alta tensión para C.A.
6.3.1	Métodos de pruebas y fusibles y cortos circuitos.
8.3.4	Aisladores de porcelana tipo alfiler para media y baja tensión
8.4.2	Métodos de pruebas para determinación de la Rigidez Dieléctrica de Materiales aislantes Eléctricos.
8.8.1	Aceite aislante no inhibido para transformadores.
14.1.1	Norma de calidad para Tableros Eléctricos de Distribución.
14.1.3	Norma de Nomenclaturas, abreviaturas, números y símbolos usados en planos y diagramas eléctricos
14.1.7	Métodos de pruebas para tableros eléctricos.
14.2.1	Tableros de alta tensión.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 1.1

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ

JUNIO 1995

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Ing. Enrique Orozco López
Ing. Raúl Méndez Albores
Cía de Luz y Fuerza del Centro
Departamento Laboratorio
Area de Investigación Aplicada

1.- INTRODUCCION

La protección de los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, impone la necesidad de utilizar dispositivos de protección adecuados para limitar la magnitud de las sobretensiones (sobrecorrientes) y de esta manera definir niveles de aislamiento más bajos, que sean capaces de soportar este límite de sobretensión durante la vida útil de los equipos eléctricos.

El apartarrayos, es sin lugar a dudas, uno de los dispositivos de protección más importantes que se utiliza en los sistemas eléctricos, para asegurar la continuidad de servicio, a pesar de la frecuente aparición de sobretensiones originadas por la presencia de descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones de tipo externo en los sistemas eléctricos, dichas sobretensiones se deben básicamente a la acumulación de grandes cantidades de carga eléctrica en las líneas aéreas, por la ocurrencia de los rayos. Las descargas atmosféricas pueden caer directamente a las líneas (siendo un caso poco frecuente debido a que las líneas normalmente poseen protección con hilos de guarda) y cuando esto sucede, la carga eléctrica se acumula directamente sobre dicha línea. La acumulación de carga también puede originarse por el fenómeno de inducción electrostática, debido a la presencia de campos eléctricos entre las nubes y tierra durante una tormenta o por descarga directa sobre el hiló de guarda.

Existen varias teorías que tratan de explicar el mecanismo de cargas eléctricas de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de hielo o agua que forman la nube, constituye una máquina electrostática gigante que carga la nube.

Cabe mencionar que en el momento que acontece una descarga atmosférica (ya sea directa o por inducción), la onda de sobretensión resultante se divide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones, a una velocidad cercana a la luz; tal como se muestra en la Fig. 1 y se puede expresar de la forma siguiente:

$$V = 1/2 \int I_c$$

donde I_c , es el valor de cresta de la corriente del rayo y $Z = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

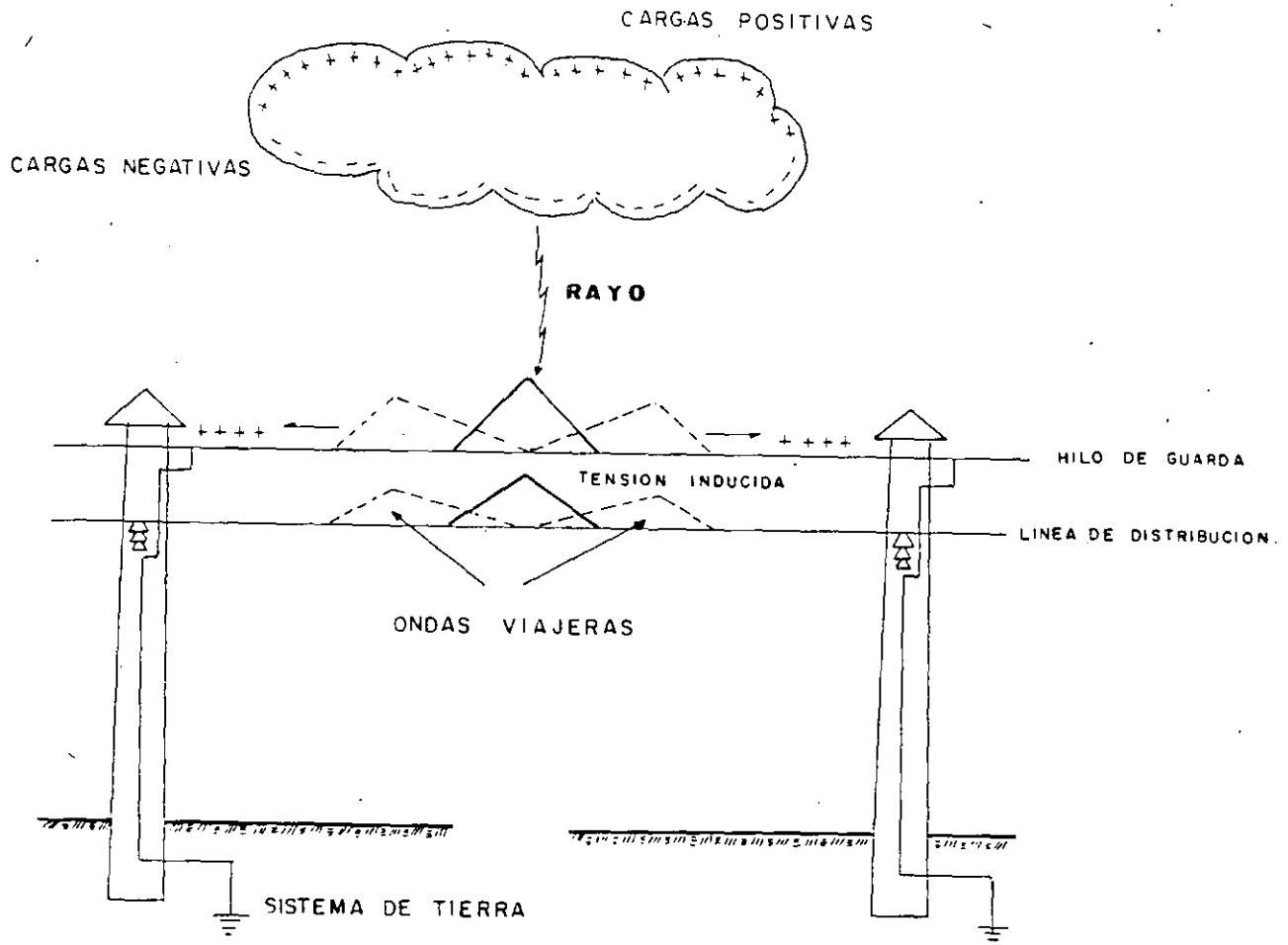


FIG. 1.- ONDA DE SOBRETENSION RESULTANTE, DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SOBRE EL HILO DE GUARDA.

La cantidad de carga que viaja a lo largo de la línea constituye una onda viajera de corriente y voltaje, dicha onda se ve distorsionada por pérdidas de energía, debido básicamente a: pérdidas en el conductor, pérdidas por conducción a tierra, pérdidas dieléctricas en los aisladores, radiación electromagnética y efecto corona.

La distribución de la carga eléctrica y su velocidad de propagación, son de tal magnitud que la onda de tensión puede llegar a tener frentes demasiados escarpados; siendo el tiempo de frente para una onda completa de descarga del orden de 1 a 20 μs . Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir sobretensiones del orden de muchos millones de Volts con corrientes de

ESCALA
PROBABILISTICA

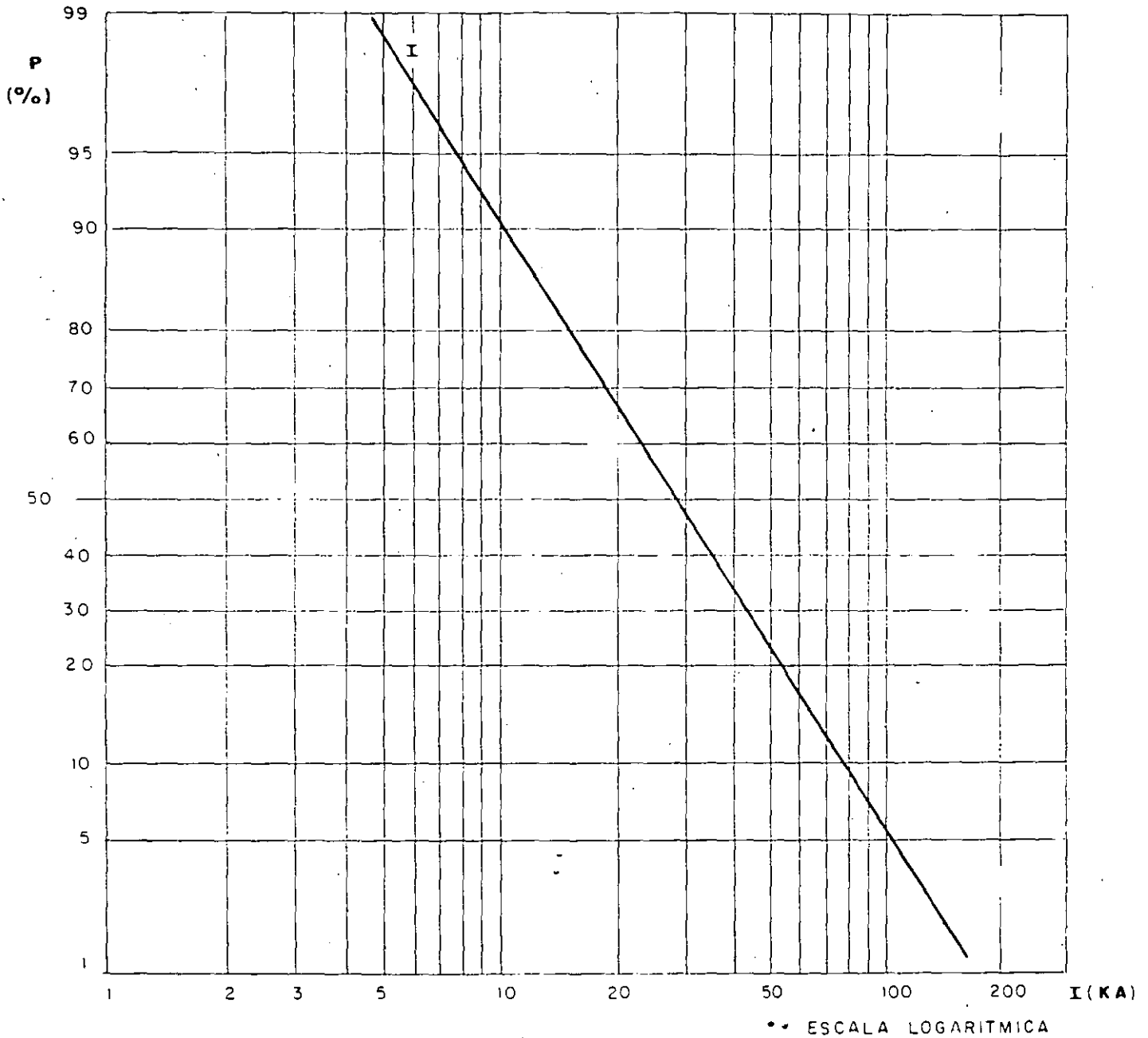


FIG. 2.- CURVA TIPICA DE PROBABILIDAD DE QUE CAIGA UN RAYO CON DETERMINADO VALOR DE CORRIENTE.

descargas de muchos miles de Amperes (A); experimentalmente se ha encontrado que el valor medio de la distribución de la corriente medida es alrededor de 30 kA, tal como se muestra en la Fig.2. Para el caso de sobretensiones por inducción, producen solamente algunos cientos de miles de Volts con corrientes de descargas del orden de 50 a 2000 A.

La forma normalizada de la onda de tensión se expresa como $1.2/50 \mu s$, donde $1.2 \mu s$ es el tiempo de frente y $50 \mu s$ es el tiempo de cola, tal como se muestra en la Fig. 3.

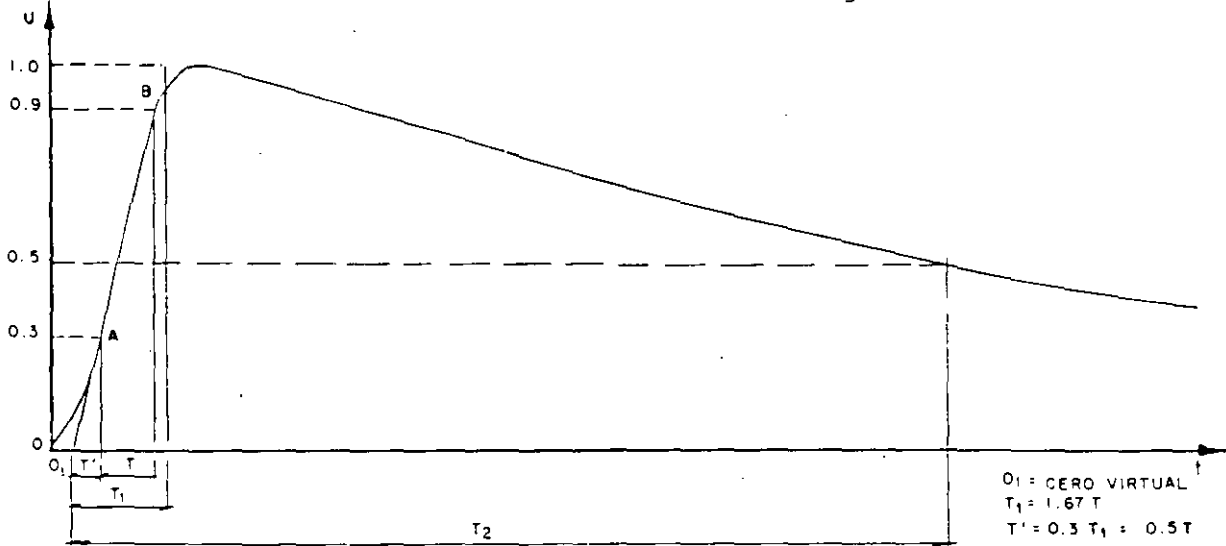


FIG. 3.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE TENSION DE IMPULSO

$$T_1 = 1.2 \mu s / T_2 = 50 \mu s$$

La forma normalizada de la onda de corriente, se expresa como $8/20 \mu s$ donde $8 \mu s$ es el tiempo de frente y $20 \mu s$ es el tiempo de cola; tal como se observa en la Fig. 4.

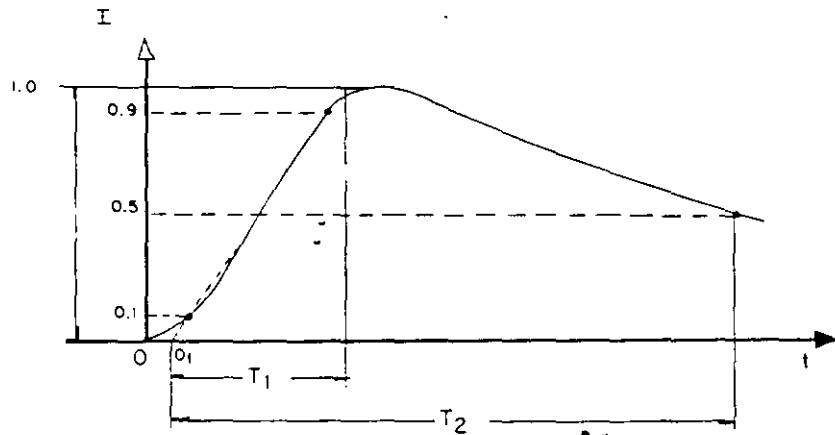


FIG.4.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE CORRIENTE DE IMPULSO

$$T_1 = 8 \mu s / T_2 = 20 \mu s$$

Cuando una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es como si fuera un circuito

abierto, debido a la alta reactancia inductiva del transformador y a la muy alta frecuencia de la onda; como consecuencia, la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega, obteniéndose como resultante una onda que tiende a duplicarse si el frente de la onda incidente es muy pronunciada.

2.- FUNCIONAMIENTO DEL APARTARRAYOS

Antes de explicar el funcionamiento del apartarrayos, conviene hacer énfasis sobre el comportamiento de sus componentes principales como son: cuernos de arqueo y resistencia limitadora de corriente, y finalmente la integración de ambos (apartarrayos).

2.1 Cuernos de arqueo

Los cuernos de arqueo son un dispositivo de protección contra sobretensiones, que consiste de una distancia dieléctrica de aire entre un electrodo energizado y otro --- aterrizado.

Este tipo de protección es adecuado para instalaciones en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y -- las sobretensiones de tipo interno sean de valores bajos.

Los cuernos de arqueo normalmente se encuentran instalados entre la boquilla del transformador y tierra, de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no -- dañe la superficie del aislador u otro equipo cercano, -- incluso bajo condiciones extremas de lluvia o contaminación; para lograr condiciones seguras de trabajo es normal tener distancias dieléctricas de $0.75 d$ para tensiones bajas, $0.3 d$ para las más altas; "d" es la separación entre electrodos.

La separación de los electrodos se selecciona de tal forma que exista un margen adecuado (25%) entre el nivel de aislamiento de la máquina y el nivel de protección.

Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los factores siguientes:

- . Separación de los electrodos
- . Densidad relativa del aire
- . Forma de los electrodos
- . Material de los electrodos
- . Polaridad de la onda
- . Posición de los electrodos con respecto a sus soportes y objetos conductores o aislantes en su alrededor
- . Proximidad de partes aterrizadas
- . Número de operaciones sin que se afecte su forma y su respuesta, tomando en cuenta la magnitud y duración -- de la corriente de descarga.

En realidad, los cuernos de arqueo presentan una serie de desventajas que hacen verdaderamente restringido su campo de aplicación, siendo su uso no recomendable para proteger transformadores, por las razones siguientes:

- a) No protegen aislamientos reducidos
- b) Permite un cortocircuito en el sistema
- c) El interruptor debe librar falla
- d) Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para el aislamiento.

En las Fig. 5 y 6, se muestran dos casos típicos de -- cuernos de arqueo para transformadores.

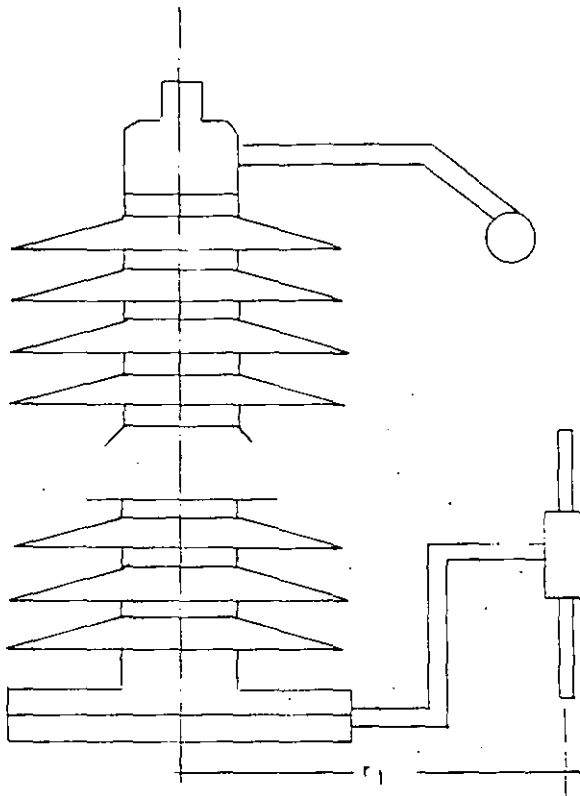


FIG. 5

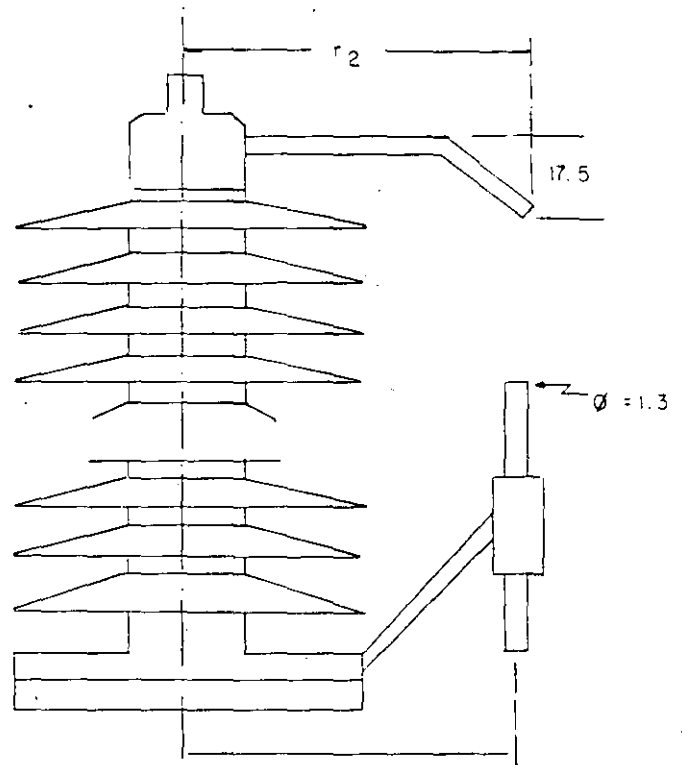


FIG. 6

FIG. 5 y 6.- CASOS TÍPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL (kV cresta) EQUIPO	Fig No.	\bar{d} cm	r_1 cm	r_2 cm
24	125	5	10 ÷ 11.5	18	12
36	170	5	14 ÷ 16.5	25	13
52	250	5	22 ÷ 26	32	18
72.5	325	6	30 ÷ 34	38	23

Valores referidos a 760 Hg y 20°C

No obstante que los explosores se coloquen dentro de un recipiente hermético de porcelana y que como consecuencia sean más controlables las características de disparo, se tienen las desventajas mencionadas anteriormente.

2.2. Resistencia no lineal limitadora de corriente

Con la finalidad de eliminar la necesidad de que los electrodos sean robustos y el hecho de que el interruptor libre la falla, se requiere el uso en forma adicional de una resistencia con características no lineales en serie con los explosores encerrados en un recipiente hermético.

La resistencia no lineal tiene por un lado la función de presentar una alta resistencia para limitar a valores aceptables, la corriente después de la descarga y por otro la de oponer una baja resistencia para que la corriente de la descarga atmosférica (rayo), no provoque una onda de tensión elevada que pueda ser perjudicial al equipo eléctrico.

3.3 Apartarrayos

Un apartarrayos debe actuar como un interruptor muy rápido, de manera casi instantánea para proteger los aislamientos de un equipo eléctrico, el cual se encuentra normalmente abierto, pero dispuesto a cerrar en el momento que aparezca una sobretensión transitoria de un valor prefijado y a reabrir rápidamente en cuanto el transitorio desaparece.

El apartarrayos se define como un dispositivo de protección que sirve para limitar una sobretensión transitoria en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de tensión.

Un apartarrayos está constituido básicamente por los componentes siguientes, tal como se muestra en la Fig.7.

- a) Explosores de arco
- b) Sistema de extinción del arco
- c) Resistencia no lineal limitadora de corriente
($I = kE^n$)
- d) Resistencia en derivación no lineal.

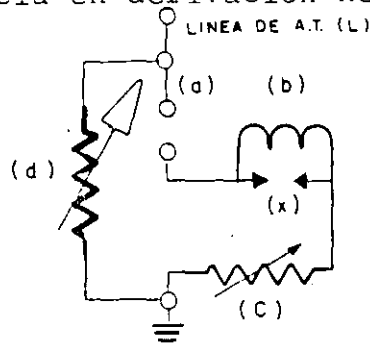


FIG. 7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS

Suponiendo que como consecuencia de una descarga atmosférica llega una onda transitoria de tensión (E_1) entre la terminal de AT (L) y tierra, de tal magnitud, que es capaz de flamear los explosores (a), la onda (E_1), se cortará en algún punto y se establecerá una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión original (E_1) tendrá un nuevo valor (E_2), tal que:

$$I_2 Z_2 = E_2 < E_1$$

La energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la operación continua del apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.

En la Fig. 8 se observa una onda modificada después de la operación del apartarrayos.

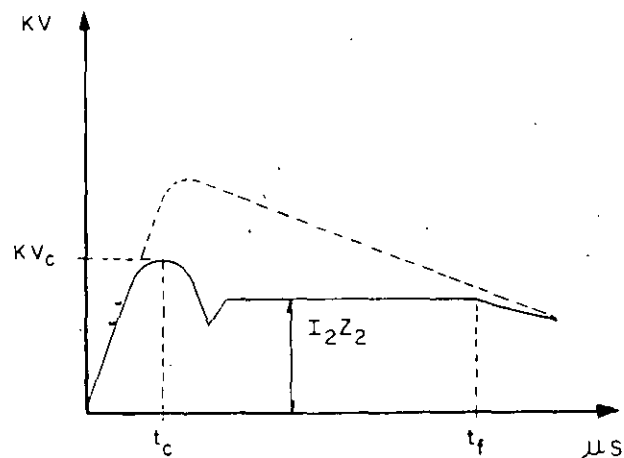


FIG. 8.- ONDA MODIFICADA DESPUÉS DE LA OPERACIÓN DEL APARTARRAYOS

- El valor de cresta (kV_C) y el tiempo (t_c) depende de la respuesta de los explosores (a).
- El valor $I_2 Z_2$ depende de la resistencia serie no lineal (c).
- El tiempo final (t_f) de operación del apartarrayos, depende del dispositivo de extinción del arco.

3.- TIPOS DE APARTARRAYOS

Básicamente existen dos tipos de apartarrayos, siendo los siguientes:

- a) Expulsión
- b) Autovalvulares

El apartarrayos de expulsión consiste de un entrehierro o explosor externo en serie con contacto que genera gases al producirse calentamiento, en los extremos se encuentran montadas dos piezas metálicas que sirven como terminales para conectar el explosor y para la conexión a tierra del apartarrayos. Este tipo de apartarrayos actúa en forma semejante a una cuchilla fusible pero sin fusible, esto es, cuando ocurre una sobretensión elevada existe arqueo en las terminales del explosor exterior e interior con lo cual se forma una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo; una vez que desaparece la tensión del rayo, solamente queda la tensión, debido a la caída en el arco (tensión residual) dentro de la cámara de arqueo, causada por la corriente después de la descarga. Cuando la corriente, después de la descarga pasa por cero, el apartarrayos la interrumpe en forma efectiva en la cámara de arqueo, debido a la expulsión de los gases calientes que se forman al paso de la corriente de arqueo.

El apartarrayos autovalvular igual que el de expulsión tiene un explosor que cierra cuando arquea, debido a la presencia de una sobretensión elevada (tensión de disparo del apartarrayos) entre sus terminales y que reanuda el circuito para interrumpir la corriente después de la descarga; dado que el explosor no es capaz de interrumpir corrientes elevadas, es necesario utilizar una resistencia no lineal en serie con dicho explosor para limitar la magnitud de la corriente.

4.- SELECCIÓN Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico, en donde se debe hacer un compromiso, para optimizar los costos, el nivel de sobretensiones, el nivel de aislamiento de los elementos aislantes y equipos, y los dispositivos de protección.

La selección del apartarrayos para proteger transformadores de distribución normalmente se hace en base a la experiencia, sin embargo, para tener una idea más amplia sobre el criterio de selección, en seguida se mencionan las consideraciones principales:

- a) Aterrizamiento
- b) Tensión nominal
- c) Corriente de descarga
- d) Coordinación de aislamiento

a) Aterrizamiento

Con la finalidad de seleccionar adecuadamente la tensión nominal del apartarrayos, los sistemas trifásicos se pueden clasificar en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 , tal como se muestra en el cuadro 1.

CUADRO 1 - CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES DE CONEXION A TIERRA DEL NEUTRO

TIPO DE SISTEMA		LIMITE DE LOS VALORES X_0/X_1	LIMITE DE LOS VALORES R_0/X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO (C_a)
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	-
	B	3	≤ 1	0.8
	C	> 3	> 1	1.0
AISLADO	D	- 40 a - ∞	-	1.1
	E	0 a - 40	-	Requiere tensión nominal especial

Donde:

- X_0 - Reactancia de secuencia cero
- X_1 - Reactancia de secuencia positiva
- R_0 - Resistencia de secuencia cero
- C_a - Relación de tensión del apartarrayos/tensión del sistema

- Tipo A - Este sistema tiene su neutro conectada en forma efectiva a tierra.
- Tipo B - Este sistema tiene su neutro sólidamente conectado a tierra.
- Tipo C - Este sistema tiene su neutro conectado a través de una resistencia limitadora, reactor, neutralizador de corriente de falla o transformador de tierra.
- Tipo D - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud usual.
- Tipo E - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud no usual.

Como se puede observar en el Cuadro 1, se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra y como consecuencia la tensión de las fases sanas pueden ser mayor que la normal, dependiendo del tipo de sistema.

En la Fig. 9 se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla de una fase a tierra contra relación X_0/X_1 para diferentes valores de R_0/X_1 .

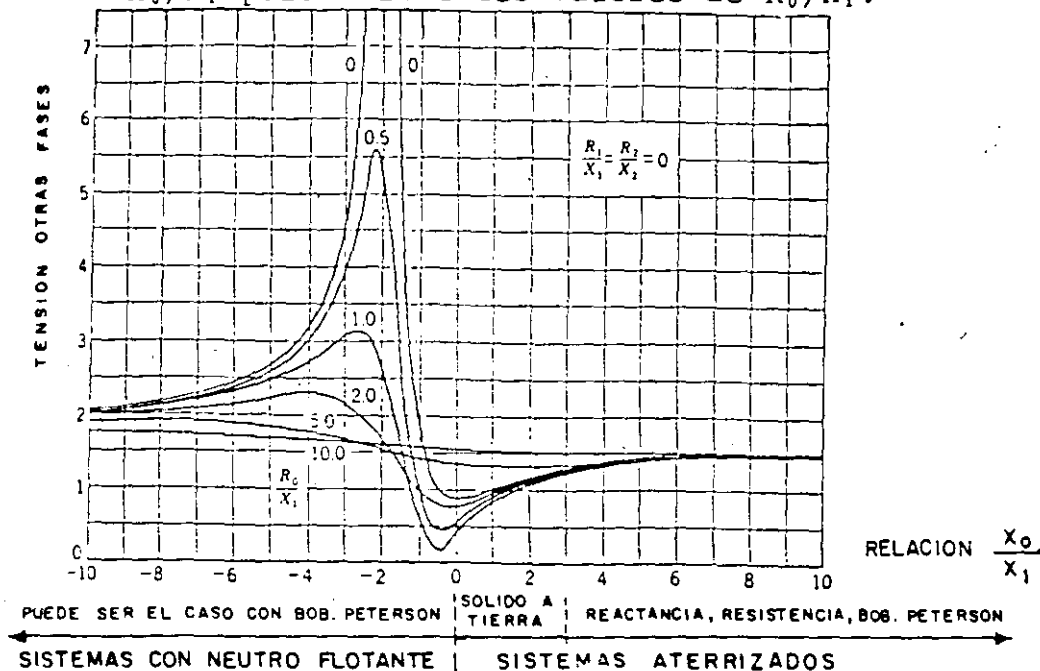


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1 .

Suponiendo que $R_1 = R_2 = 0$ entonces $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para la relación $\frac{R_0}{X_1} = 0$, el cuadro siguiente:

$\frac{X_0}{X_1}$	Vbc
0	$\sqrt{3}/2$
1	1
3	1.25
10	1.5
-2	∞
-10	2.02
$\pm \infty$	$\sqrt{3}$

b) Tensión nominal (rating voltage)

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado el neutro del sistema (coeficiente de aterrizamiento), se debe seleccionar la tensión nominal del apartarrayos; de tal forma que no opere cuando haya una falla de una --

fase a tierra, sino solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisibles.

La tensión nominal de apartarrayos se obtiene de acuerdo a la expresión siguiente:

$$kVt = Ca \cdot kV_{LL}$$

kVt = Tensión nominal mínima de línea a tierra del apartarrayos
Ca = Coeficiente de aterrizamiento
kV_{LL} = Tensión nominal línea a línea del sistema.

Si la verificación de coordinación de aislamientos permite subir el nivel de protección sin sacrificar su margen, esto es más seguro, ya que el apartarrayos operará menos veces con sobretensiones no perjudiciales y se eliminará el riesgo de descargas a 60 Hz.

c) Corriente de descarga

La presencia de una magnitud de corriente de descarga excesiva puede ser una de las principales causas de falla del apartarrayos, por tal motivo es conveniente conocer la forma de corriente (8/20 µs) y su magnitud, para seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.

La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas que se tengan en las instalaciones eléctricas, tales como: líneas, subestaciones y transformadores de distribución. Estas instalaciones se pueden clasificar en dos grupos:

- a) Blindadas efectivamente
- b) No blindadas efectivamente

Para el caso de las instalaciones blindadas efectivamente, el valor de cresta de la corriente de descarga depende del nivel de aislamiento del sistema (BIL), de la característica de las resistencias del apartarrayos (V_R), de la impedancia característica de la línea (Z_0) y de la instalación física del apartarrayos; en forma aproximada se puede calcular su magnitud con la expresión siguiente:

$$\hat{I}_{descarga} = \frac{2.4 (BIL) - V_R}{Z_0}$$

donde BIL = Nivel básico de aislamiento de la línea, V_R = tensión residual del apartarrayos y Z_0 = Impedancia característica de la línea.

Generalmente los sistemas de distribución pertenecen a las instalaciones no blindadas efectivamente y la selección de la corriente de descarga depende de

- a) - De la importancia de la instalación
- b) - De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- c) - Del nivel de aislamiento de la línea.

Un criterio conservativo consiste en considerar una corriente de descarga de 20 kA. Existe otro menos conservativo que considera una corriente de 10 kA.

Para facilitar la selección de un apartarrayos, en el Cuadro 2 se dan las características típicas de los apartarrayos de distribución.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA	MAXIMA DESCARGA ONDA	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 μ S					
	C62.1 1971	C62.1 1974	1.2/50 μ s kV cresta	250/2500 μ s kV cresta		1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40.0 kA
	3	11	11	10		8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15.0
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	19.0
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	24.0
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	29.0
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	39.0
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48.0
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58.0
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	68.0
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	77.0
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	87.0
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	96.0

d) Coordinación de aislamientos

En la práctica por razones de tipo económico en los sistemas eléctricos, siempre se tiene el riesgo de que presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos de los componentes del circuito y como consecuencia ocasionar una interrupción en el servicio.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

Para una instalación de distribución, es suficiente la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas (frente de onda y tensión residual), de acuerdo al criterio siguiente:

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga Impulso
Ti
+ 0.15 p.u.

Descarga Corriente
TD
+ 0.20 p.u.

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$Ci = \frac{BIL}{kVi (1+0.66 Ti)} = \frac{BIL}{1.1 kVi}$$

$$CD = \frac{BIL}{kV_D (1+0.66 TD)} = \frac{BIL}{1.3 kVD}$$

$$1.2 \leq Ci \leq 1.4$$

$$1.2 \leq CD \leq 1.4$$

BIL - Nivel básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger.

kVi - Tensión de descarga al impulso onda 1.2/50µs del apartarrayos.

kVD - Tensión de descarga del apartarrayos para onda de corriente de 8/20µs.

5. BIBLIOGRAFIA

- a) - APUNTES SOBRE TECNICAS DE LAS ALTAS TENSIONES II
Ing. Enrique Orozco L.
ESIME (1979)
- b) - APUNTES SOBRE PROTECCION DE EQUIPO ELECTRICO CONTRA SOBREVOLTAJES
Ing. Armando Valero A.
ESIME (1973)
- c) - LIGHTNING ARRESTER SEMINAR
General Electric Co.
1970
- d) - A REVIEW OF LIGHTNING PROTECTION AND GROUNDING PRACTICES
George W. Walsh
IEEE Paper TOD 72-146 (1972)

e) - SURGE ARRESTERS, STATION, INTERMEDIATE AND DISTRIBUTION
SELECTION OF VOLTAGE-RATINGS-----
Reference Data R235-90-2
McGraw - Edison Co. (1969)

f) - NORMA ANSI C62.2 (1969) - GUIDE FOR APPLICATION OF VALVE
TYPE LIGHTING ARRESTERS FOR ALTERNATING-CURRENT-SYSTEMS.

8.1.- DESCARGAS ATMOSFERICAS Y OTRAS SOBRETENSIONES CARACTERISTICAS.

Los sistemas eléctricos, junto con sus equipos componentes, están expuestos siempre al riesgo de recibir sobretensiones cuyo origen puede ser externo al sistema eléctrico como las descargas atmosféricas, o interno, producidas por el propio sistema al cambiar subitamente de una condición de operación a otra o durante condiciones transitorias anormales de servicio.

a).- Sobretensiones de origen externo.

Las sobretensiones de origen externo en un sistema eléctrico se deben principalmente a los efectos de las descargas atmosféricas.

Existen varias teorías para tratar de explicar el mecanismo de carga eléctrica de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de agua o hielo que forman las nubes constituyen una gigantesca máquina electrostática que las polariza.

Durante el proceso de carga de una nube las partículas que la componen están separadas y por lo tanto aisladas entre ellas, así que podemos subdividir las nubes en varias regiones irregulares cada una de ellas con un potencial y una capacitancia a tierra diferentes, estas regiones no son estables, cambian sus condiciones debido a la movilidad de las partículas cargadas o a alguna eventual descarga entre regiones cuando se excede la rigidez dieléctrica del espacio.

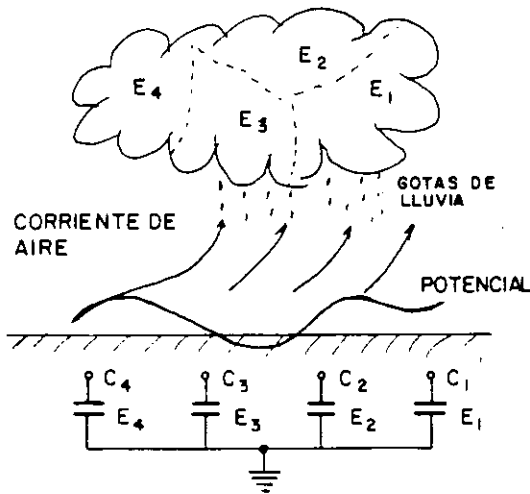
Este reacomodo de cargas pueden ocasionar que la intensidad de campo eléctrico nube tierra exceda en algún punto la rigidez dieléctrica atmosférica, con lo que se inicia una descarga a tierra.

El hecho de que algunas zonas de la nube descarguen a tierra, trae como consecuencia que se altere la carga total de la nube y que la intensidad de campo eléctrico entre regiones de la nube pueda alcanzar el valor crítico de ruptura entre ellas y transfiera sus car

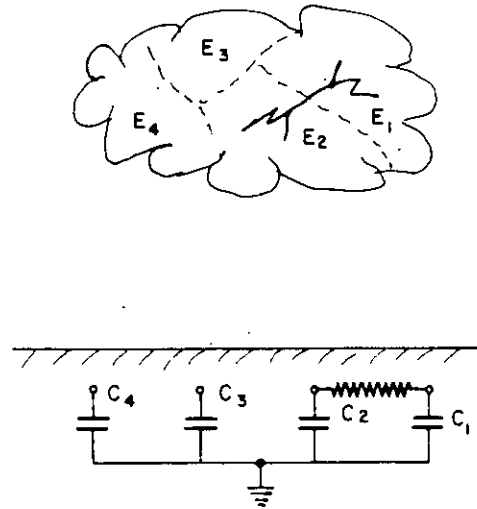
gas de una region a otra hacia la zona y el canal de descarga a tierra ya formado.

En la siguiente figura se ilustra lo explicado anteriormente y se incluye el circuito equivalente correspondiente a cada etapa del fenomeno.

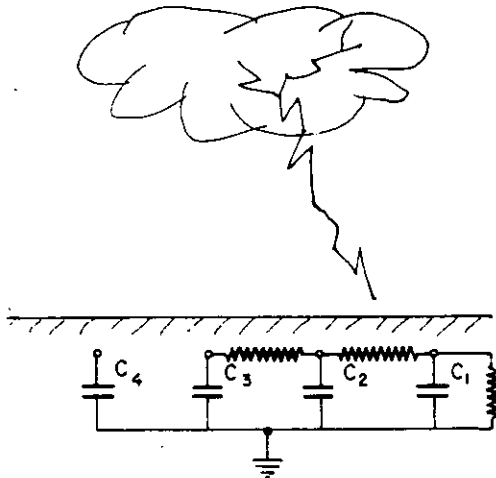
a). - PROCESO DE CARGA



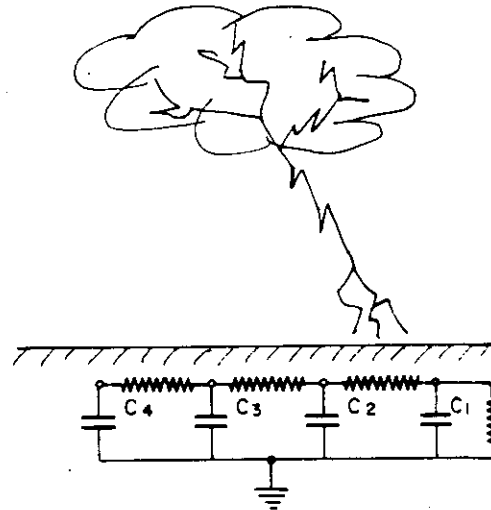
b). - IGUALACION DE TENSIONES



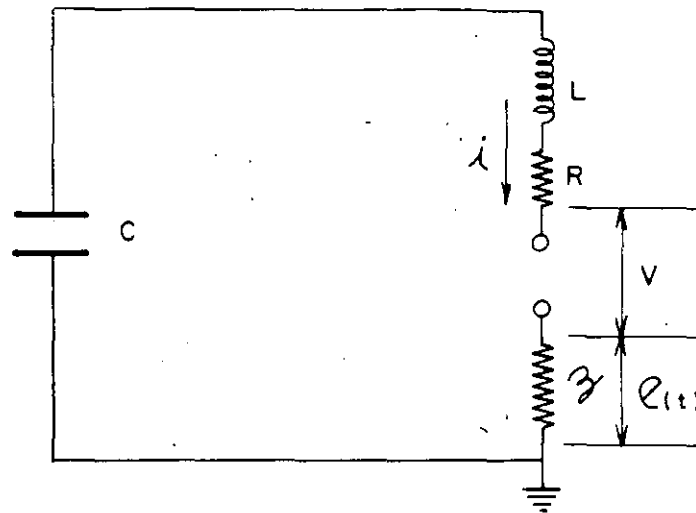
c). - DESCARGA PARCIAL A TIERRA
CUANDO SE ALCANZA EL VALOR DE RIGIDES DIELECTRICA DEL AIRE.



d). - DESCARGA TOTAL A TIERRA



El circuito de descarga nube tierra simplificado lo podemos representar como sigue:



C- Capacitancia equivalente nube tierra.

L- Inductancia de la trayectoria del rayo.

R- Resistencia de la trayectoria del rayo.

Z- Impedancia surge del objeto en donde incide el rayo.

V- Potencial nube tierra.

$e(t)$ - Potencial en donde incide el rayo (Onda de tensión, producida por la descarga atmosférica).

La solución de este circuito en el plano de Laplace es:

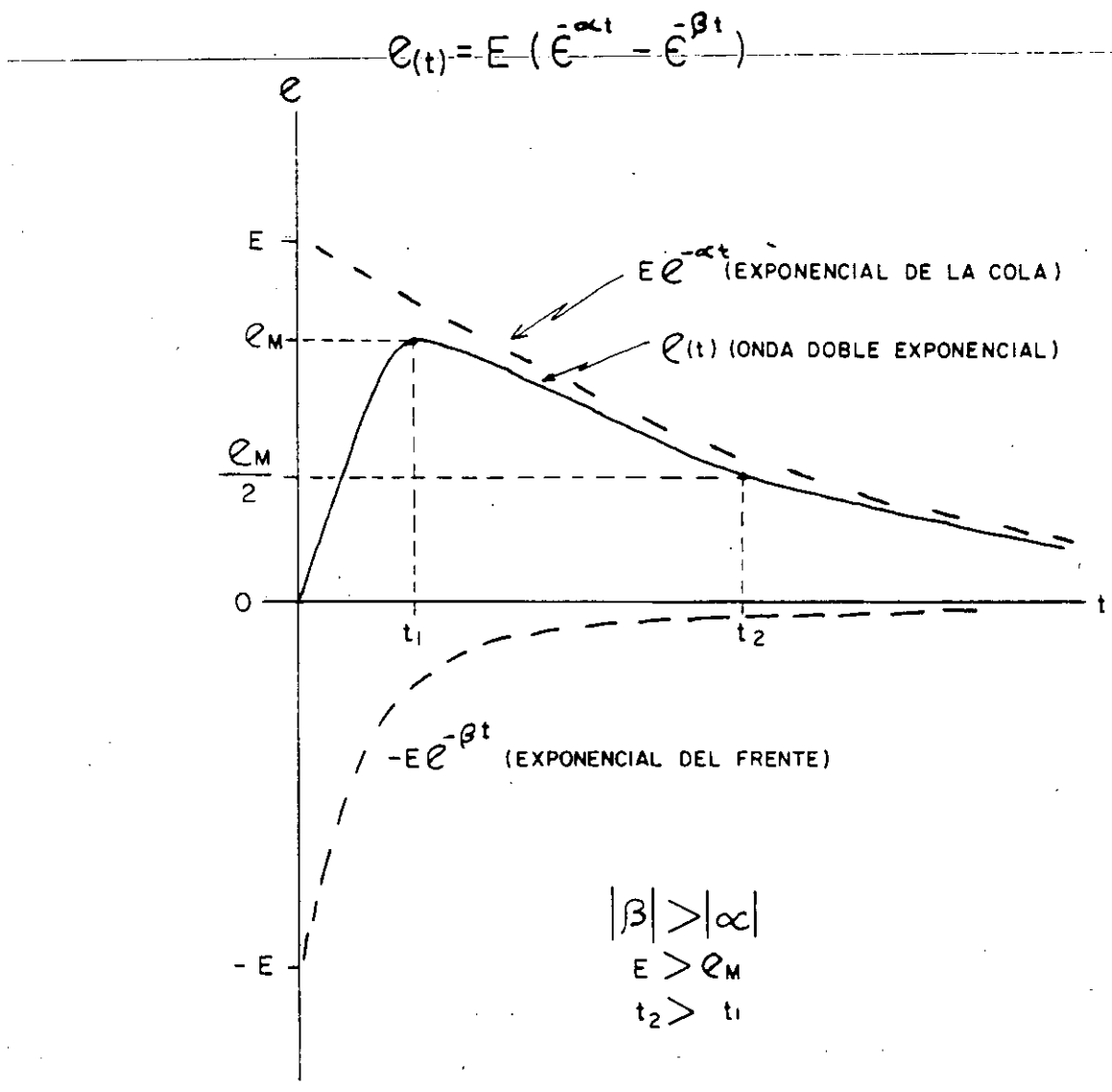
$$E(s) = \frac{V Z}{L} \frac{1}{s^2 + \frac{R+Z}{L}s + \frac{1}{LC}}$$

Cuya solución en el dominio del tiempo nos da como resultado una onda doble exponencial.

$$e(t) = \frac{V Z}{L(m_1 - m_2)} (e^{m_1 t} - e^{m_2 t})$$

$$m_{1,2} = -\frac{R+Z}{2L} \pm \sqrt{\left(\frac{R+Z}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

$$E = \frac{V Z}{L(m_1 - m_2)}$$



La onda de tensión doble exponencial es el efecto de las descargas atmosféricas en los objetos (Sistemas Eléctricos) instalados en la tierra.

La notación simplificada para identificar estas ondas es como sigue:

$$e_M / t_1 / t_2$$

En donde:

E_M - Tensión máxima de cresta de la onda en (KV.)

t_1 - Tiempo para alcanzar la tensión E_M en (μS)

t_2 - Tiempo para alcanzar el 50 % de E_M en la cola en (μS)

La parte de la onda comprendida entre 0 y $t_1 \mu S$ es el frente de la onda y la parte siguiente se denomina cola de la onda.

La magnitud de la corriente del rayo es practicamente independiente de la impedancia del objeto en donde incide el rayo debido a que la impedancia de la trayectoria del rayo (SL+R) es mucho mayor que Z .

La medición de la corriente máxima de miles de descargas atmosféricas en líneas de transmisión y edificios mostraron los siguientes resultados.

<u>PROBABILIDAD %</u>	<u>LA DESCARGA EXCEDE EL VALOR DE</u>
99	3 KA
50	15 KA
5	60 KA
1	100 KA
0.1	200 KA

La sobretensión producida por una descarga atmosférica se puede estimar con el producto IZ y sabiendo que el nivel isoceraunico de 30 representa una densidad de descarga atmosféricas de 5.29 descargas /Km²/ año es posible determinar la frecuencia y probabilidad de que un sistema eléctrico pueda ser alcanzado por un rayo.

Basados en la experiencia se normalizo la forma de onda de tensión de BIL/1.2/50 como representativa del efecto de las descargas atmosféricas en los sistemas eléctricos.

B.- Sobretensiones de origen interno.

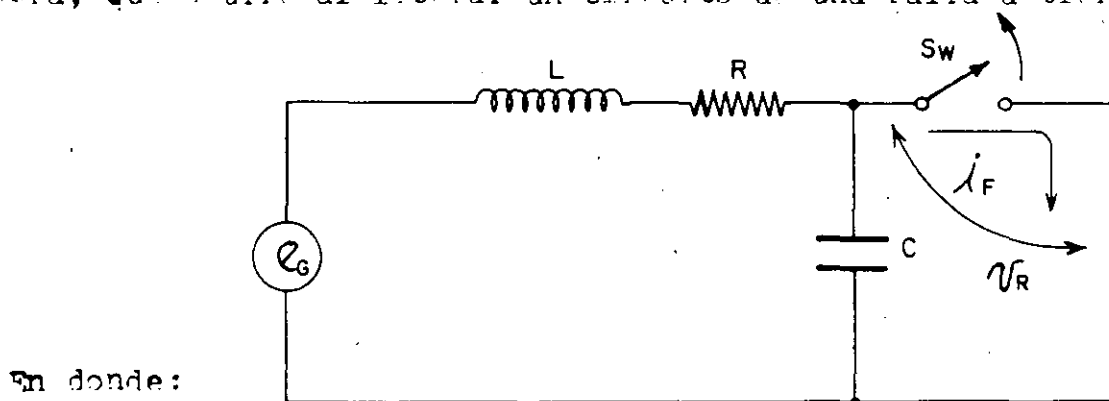
Estas sobretensiones se producen dentro de un sistema eléctrico

cuando se cambia subitamente la configuración de una red debido a operaciones de maniobra o durante condiciones transitorias anormales de servicio.

Estas sobretensiones se pueden presentar a la frecuencia del sistema durante varios ciclos (Larga duración) o a la frecuencia natural de resonancia de los circuitos L-C afectados durante las maniobras o anomalías. (Transitorios).

Los estudios de sobretensiones de maniobra en un sistema eléctricos son complejos y deben ser realizados para cada red en particular con sus propios parámetros y condiciones de servicio.

Un caso de sobretensiones de larga duración a la frecuencia del sistema fue analizado en el capítulo 7. A manera de ilustración veremos, en seguida, un caso típico de sobretensión transitoria de maniobra, que ocurre al liberar un circuito de una falla a tierra.



$$E_G = E \sin \omega t \quad \text{Tensión de Generación.}$$

$$I_F = \frac{E}{j\omega L + R} \sin \omega t \quad \text{Corriente de Falla.}$$

L - Inductancia de la línea de transmisión.

R - Resistencia de la línea de transmisión.

C - Capacitancia a tierra de la línea de transmisión.

Sw - Interruptor.

V_R - Sobretensión de restablecimiento al abrir el Interruptor.

El problema se plantea en el dominio de Laplace despreciando la resistencia como sigue:

$$V_{R(s)} = I_{F(s)} \times Z_{SW(s)}$$

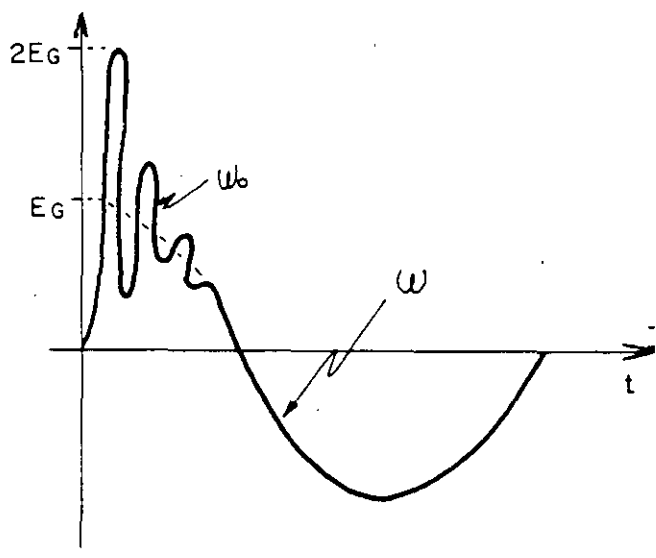
$$I_{F(s)} = \frac{E_g}{\omega L} \times \frac{\omega}{s^2 + \omega^2}$$

$$Z_{SW(s)} = \frac{SL \times \frac{1}{SC}}{SL + \frac{1}{SC}} = \frac{S}{C} \times \frac{1}{s^2 + \frac{1}{LC}}$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ (Frecuencia natural de resonancia del circuito).}$$

La solución de la ecuación en el dominio del tiempo es:

$$V_{R(t)} = \frac{E_g}{1 - (\frac{\omega}{\omega_0})^2} \times (\cos \omega t - \cos \omega_0 t)$$



La tensión de restablecimiento se duplica 2p.u. y tiene dos componentes una a la frecuencia del sistema y otra a la frecuencia natural de resonancia del circuito.

Para fines de normalización y basados en muchas experiencias se ha determinado que las ondas representativas de las sobretensiones de maniobra tienen las siguientes características.

B S L / 250 / 2500.

8.2- Niveles de aislamientos en equipos.

Los sistemas eléctricos y los equipos que los forman están sujetos a sobretensiones de diferentes magnitudes y tiempos de duración cuyas características dependen de su origen, los cuales enunciaremos a continuación.

<u>SOBRETENSIONES</u>	<u>FORMA</u>	<u>ORIGEN</u>
Frente de Onda	Rampa. Tiempo de duración menor - a 1.5 μ s.	Descarga atmosférica de gran magnitud, -- cortada en el frente.
Onda Cortada	Trapezio. Tiempo de duración 1.2 a 3 μ s.	Descarga atmosférica de mediana magnitud cortada en la cola.
Impulso de Rayo (BIL)	Onda completa -- exponencial de - 1.2/50 μ s.	Descarga atmosférica soportada por los -- aislamientos del sistema.
Impulso de maniobra (BSL).	Onda completa doble exponencial de 250/2500	Sobretension producida por maniobras en un sistema.
Baja frecuencia	Senoidal a la -- frecuencia de -- generación del sistema tiempo - de duración de 4 ciclos a 1 minuto	Corto circuito de falla a tierra, líneas en vacío, ferro.resonancia, etc.

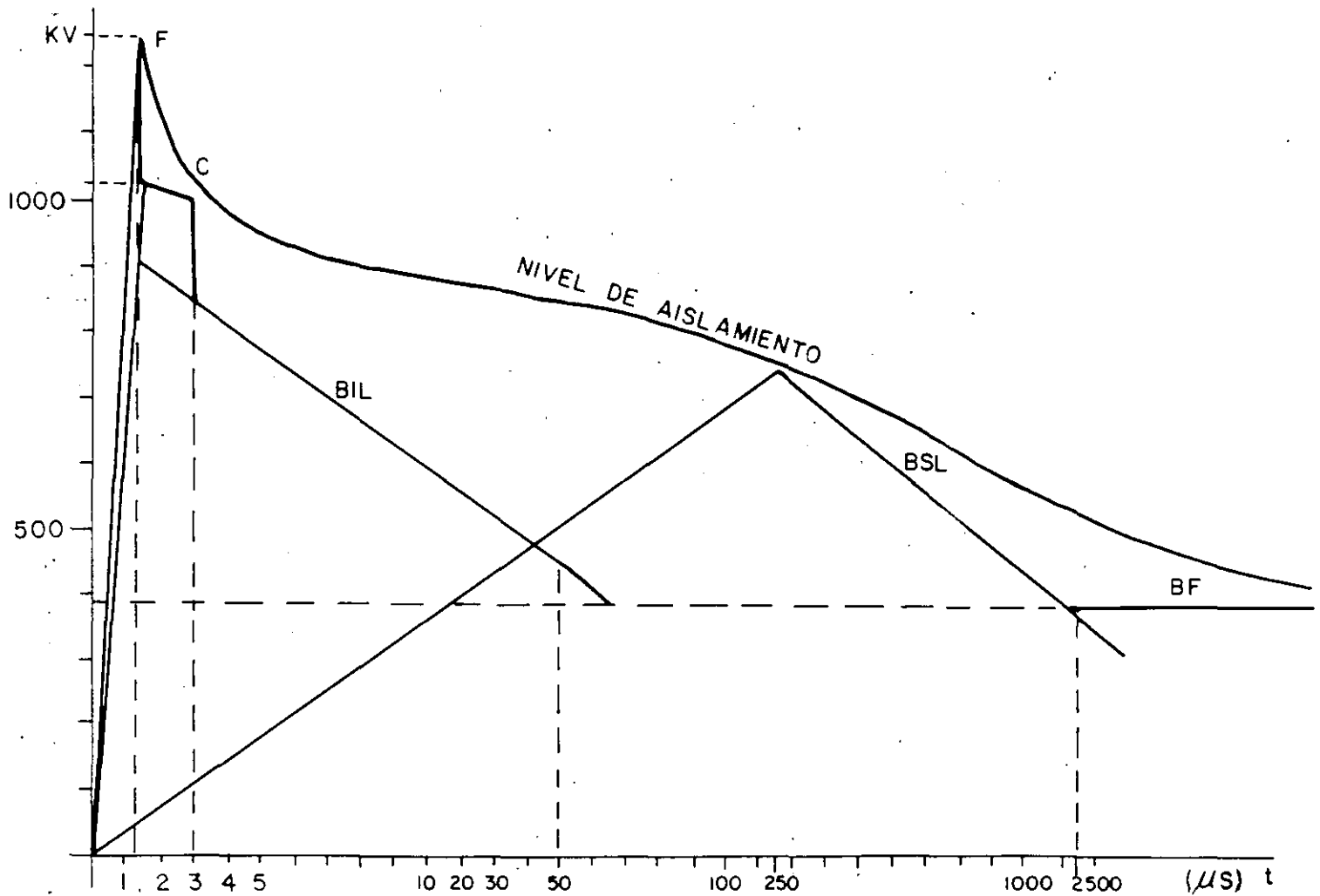
El conjunto de sollicitaciones dieléctricas que debe soportar -- los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina NIVEL DE AISLAMIENTO.

Por ejemplo un transformador sumergido en aceite de 230 KV en AT, conectado en delta con nivel básico de impulso de 900 KV sus devanados de alta tensión deben poder soportar sin dañarse las siguientes sobretensiones, de acuerdo a las normas ANSI-C57-12-00.

- Ⓕ Frente de onda 1240 KV cortada en 1.24 μ s
- Ⓒ Onda cortada 1035 KV cortada en 3 μ s
- Ⓑ Onda completa (BIL) 900/1.2/50
- Ⓓ Onda maniobra (BSL) 750/250/2500
- Ⓕ Baja frecuencia 395 KV a 60 Hz 1 minuto.

El perfil de las sobretensiones de aguante representan el nivel de aislamiento de los devanados del transformador antes mencionado.

Y graficamente se veria como sigue:



La información particular de cada clase de tensión y sus niveles de aislamiento se pueden encontrar en forma detallada en las normas correspondientes para cada tipo de equipo, aparato ó componente eléctrico.

Para ilustrar presentamos algunos valores típicos de los niveles de tensión de equipos de distribución en la tabla I.

9.3- Equipos de protección contra sobretensiones.

Nos vamos a referir solamente a los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen externo utilizados para proteger los equipos, principalmente transformadores, instalados en un sistema eléctrico.

TABLA I

VOLTAJE CLASE (KV)	60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO (KV)			1.2 X 50 μS PRUEBA DE IMPULSO (KV CRESTA, ONDA COMPLETA)				
	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO
1.2	14.4	14.4	5.66		45	30	10	
2.4							20	45
2.7	21.2	21.2	14.4		60	45		
4.16				26.9				60
4.8							25	
5.0	26.9	26.9	16.9		75	60		
7.2				51				75(95)*
8.32							35(65, 75)*	
8.7	36.8	36.8	26.9		95	75		
13.8				51				95
14.4							50(65, 95)*	110
15.0	48.1	48.1	43.9		110	95		
25.0	70.8	70.8			150	150		
34.5	99	99			200	200		

ANSI C37.4a-1958 (R 1971); ANSI C37.6-1971; ANSI C37.41-1969(R 1974); IEEE Std 20-1973 (ANSI C37.13-1973) IEEE Std 462-1973 (ANSI C57.12.00-1973).

* LOS VOLTAJES ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEMENTE DISPONIBLES COMO OPCIONES

A.- Cuernos de Arqueo.

Consisten en dos electrodos, uno vivo y el otro aterrizado, aislados y separados entre sí una distancia tal que es aislante a tensión nominal y con sobretensiones a la frecuencia del sistema, pero que se rompe con sobretensiones de impulso por rayo peligrosas para los equipos eléctricos.

Este tipo de protección puede ser empleada en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y no sea indispensable la continuidad del servicio ya que en caso de operar, el sistema se pone en corto circuito con el arco formado entre los electrodos, haciendo operar los sistemas de protección contra sobrecorriente (fusibles interruptores) e interrumpiendo el servicio.

Además del inconveniente anterior la respuesta dieléctrica de los cuernos de arqueo es muy inestable por depender grandemente del medio ambiente.

Los cuernos de arqueo normalmente se instalan directamente en las boquillas de los aparatos que deben ser protegidos y de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no dañe la superficie de los aisladores o algún otro equipo próximo.

La distancia entre los electrodos de los cuernos de arqueo se puede estimar como sigue:

$$d = \frac{BIL}{K} \times \frac{273+t}{0.392b}$$

d = Distancia entre electrodos de cuernos de arqueo en (m)

BIL= Nivel básico de aislamiento del aparato a proteger en KV

K = 1200 para niveles de distribución, 950 para niveles de Potencia

t = Temperatura ambiente en °C

b = Presión barométrica del lugar en mmHg.

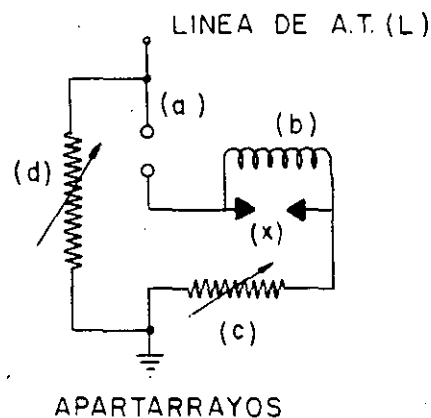
Siempre es conveniente comprobar en el laboratorio la respuesta de los cuernos de arqueo al impulso.

B- Apartarrayos.

Un apartarrayos se define como un elemento de protección, que sirve para limitar un sobrepotencial transitorio, en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de potencial.

Un apartarrayo está constituido por:

- (a) Un electrodo de arqueo
- (b) Un sistema de extinción del arco
- (c) Una resistencia serie no lineal ($I = K \varphi^n$)
- (d) Una resistencia en derivación no lineal

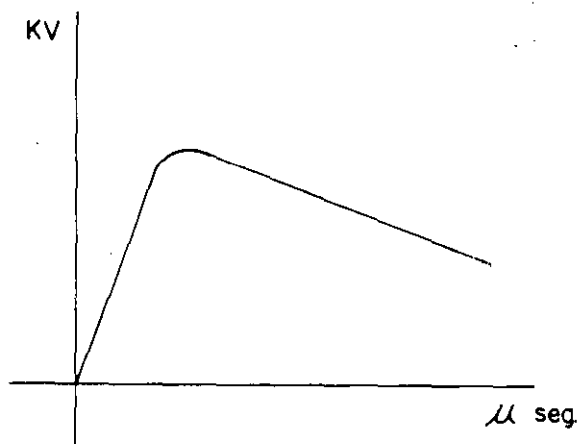


(e) Si suponemos que se aplica una onda de tensión entre la terminal L y tierra capaz de flamear los electrodos (a) la onda (e) se en algún punto y se establecerá cortará una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión (e) original tendrá un nuevo valor $I_2 \approx e_2 < e_1$. Y la energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

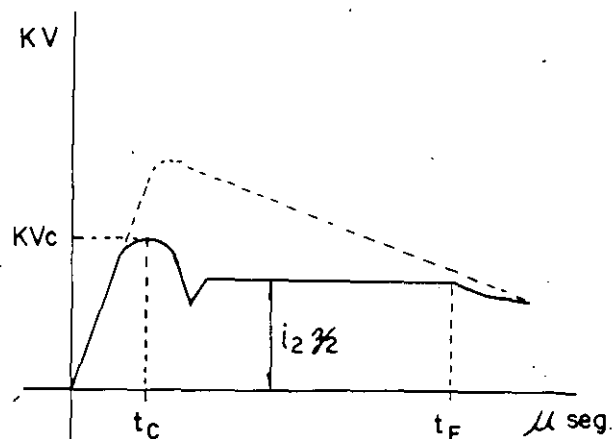
La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los electrodos (a) una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina es alta también y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la --

operación continua del apartarrayos a lo largo de un transitorio - de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico - externo al apartarrayos durante su operación.



ONDA ORIGINAL



ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS.

* El valor de cresta (KVc) y el tiempo (tc) dependen de la respuesta de los electrodos.

- El valor $t_{2/2}$ depende de la resistencia serie no lineal.

- El tiempo final (tf) de operación del apartarrayo depende del dispositivo de extinción del arco.

En la tabla siguiente se muestra la respuesta típica de apartarrayos autovalvulares de distribución de un fabricante de EEUU.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL ①	DESCARGA A 60 Hz	DESCARGA ONDA 1.2/50 ②	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 ③					
			1.5 KA	3 KA	5 KA	10KA	20KA	65 KA
KV RMS	KV RMS	KVCRESTA	KV CRESTA	KV CRESTA	KVCRESTA	KVCRESTA	KVCRESTA	KV CRESTA
3	11	19	9	11	12	13	15	18
5	22	33	19	22	24	26	30	36
10	27	43	29	33	36	39	44	54
12	36	57	39	44	48	52	59	72
15 /	44	65	48	55	60	65	74	90
18	50	76	58	65	72	78	88	108
21	56	78	68	75	80	90	103	126

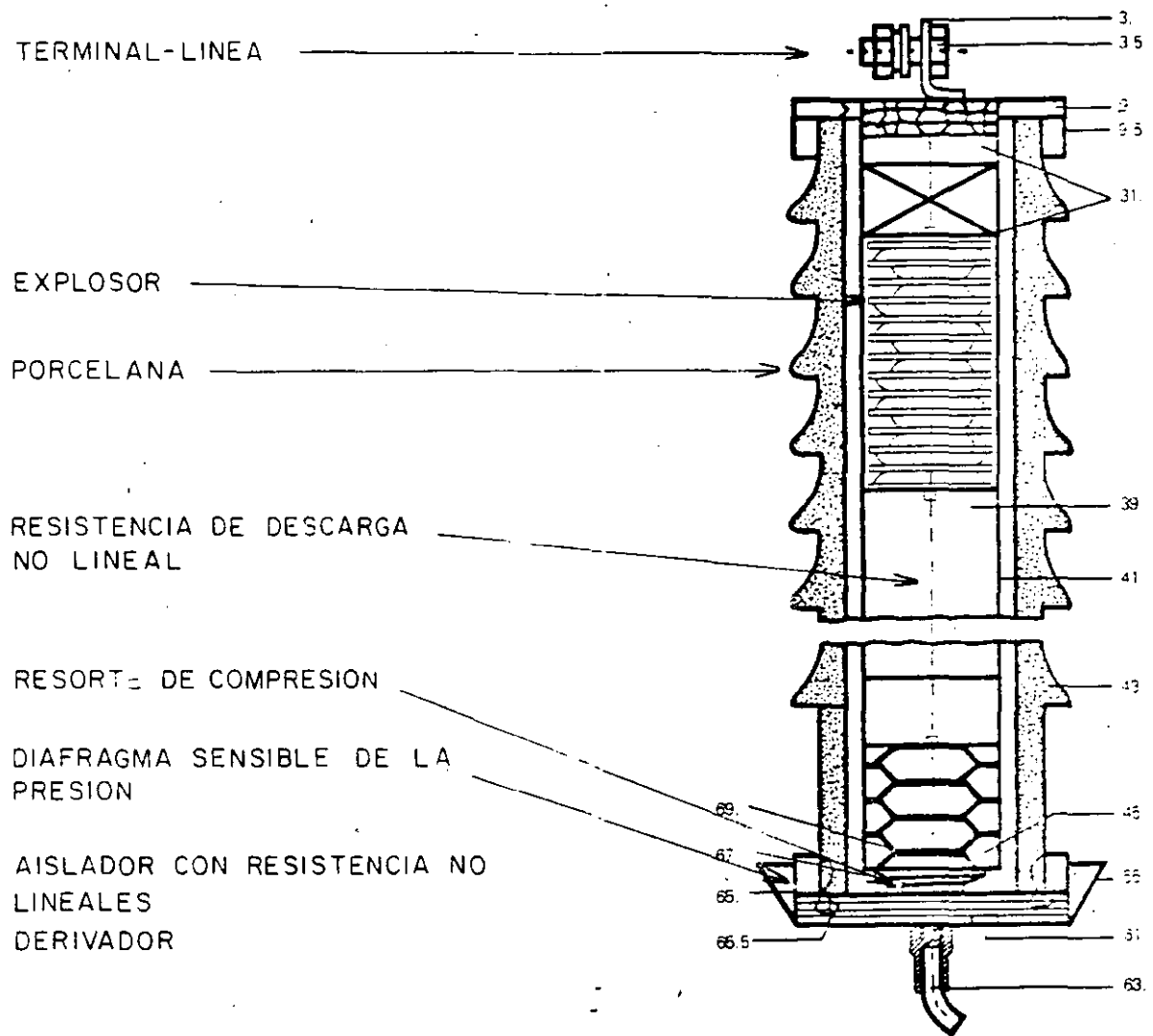


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

① La tensión nominal del apartarrayos siempre debe de ser mayor que la sobretensión que aparece en las líneas vivas cuando -- una fase falla a tierra (Ref, capítulo 7).

Esta tensión es la base de partida para seleccionar el apartarrayos, en función de la clase de aterrizamiento del sistema.

$$KV_{RMS①} = C_e KV_{LL}$$

En donde:

$KV_{RMS①}$ = Tensión nominal del apartarrayos. En KV.

C_e - Factor de aterrizamiento y tiene los siguientes valores

0.7 a 0.9	Para sistemas efectivamente aterrizados	} VER CURVAS II
0.9 a 1.0	Para sistemas aterrizados por reactancia	
1.1	Para sistemas con neutro flotante	

KV_{LL} - Tensión nominal de fase a fase del sistema en KV

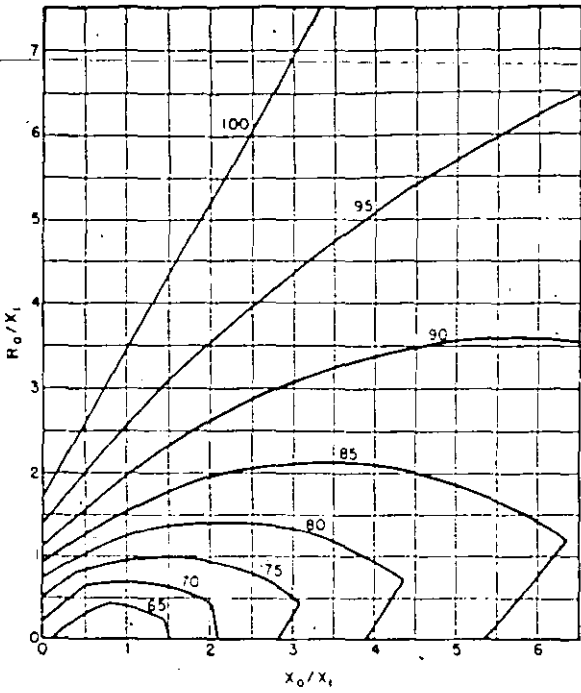
② Características de respuesta de los electrodos del apartarrayos.

③ Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

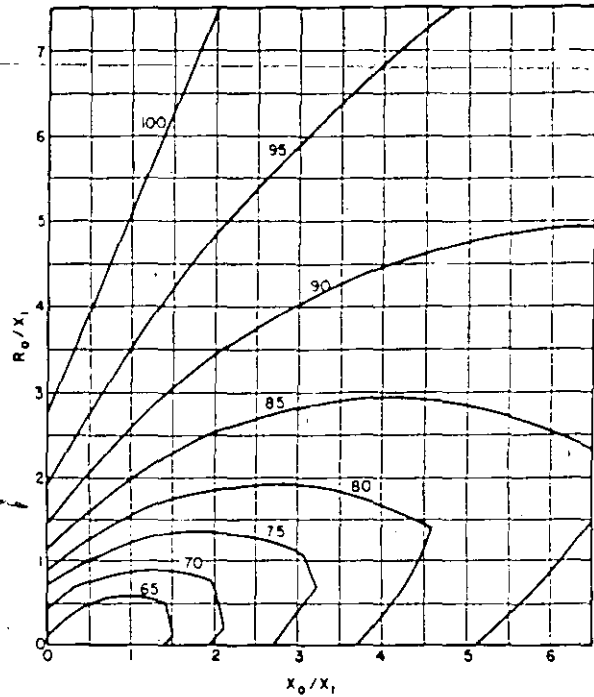
Una vez seleccionado el apartarrayos de acuerdo al criterio -- indicado en ① se recomienda verificar los márgenes de protección -- como sigue:

$$M = \frac{BIL}{KV_{AP}(1+0.66T)}$$

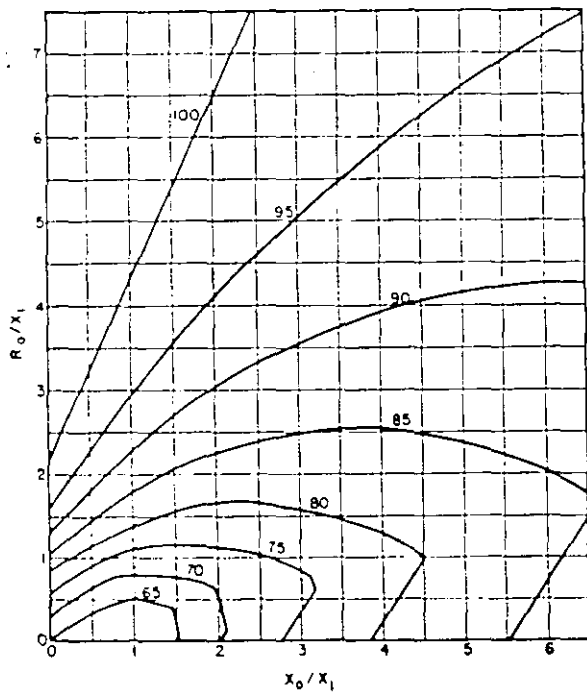
CURVAS II



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$.



(c) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$.



(b) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$.

Figure
Maximum Line-to-ground Voltage at
Fault Location for Grounded Neu-
tral System Under Fault Condition.

En donde:

M - Margen de Protección $1.2 \leq M \leq 1.4$

BIL - Nivel básico de impulso del equipo por proteger

KV_{AP} - Tensión de cresta de respuesta del apartarrayos

KV^② Para encontrar el margen de protección ofrecido por los electrodos del apartarrayos.

KV^③ Para encontrar el margen de protección que dan las resistencias no lineales del apartarrayos.

T - Tolerancias de respuesta de los apartarrayos.

Tolerancias P.U.

Tipo de pararrayo	Descarga al impulso onda 1.2/50	Descarga de corriente onda 3/20
Distribución	0.15	0.20
Estación	0.10	0.15

Los apartarrayos se deben instalar lo más próximo posible a los aparatos que van a proteger. Pero para mantener el margen de protección no deben ser instalados a una distancia mayor que.

$$S = 150 \frac{KV_{AP}^{②}}{n}$$

En donde:

S - Distancia máxima permisible de instalación del apartarrayos con relación al aparato protegido en (m)

KV_{AP}^② - Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda, de operación del apartarrayos.

n - Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarrayos en KV/μs

8.4 SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS.

PARA LA PROTECCION DE EDIFICIOS SE CONSIDERA UN NIVEL -
BASICO DE IMPULSO DE 1400 KV.

EL CRITERIO PARA PROTECCION DE EDIFICIOS TRATADO AQUI,
SE BASA EN UN ESTUDIO REALIZADO POR EL ILLINOIS INSTITUTE OF TECH-
NOLOGY.

EL ESTUDIO MENCIONADO ARROJO LOS DATOS QUE SE ENCUENTRAN
EN LA TABLA I.

TABLA I
ANGULOS DE PROTECCION PARA ASEGURAR 99.5% DE PROTECCION

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL PISO (METROS)	ANGULO DE PROTECCION (GRADOS)
7.5	60
15.0	47
22.5	33
30.0	20
37.5	10
45.0	0
52.5	-10
60.0	-20

DIBUJANDO LOS DATOS DE ESTA TABLA SE LLEGA A LA FIGURA I.

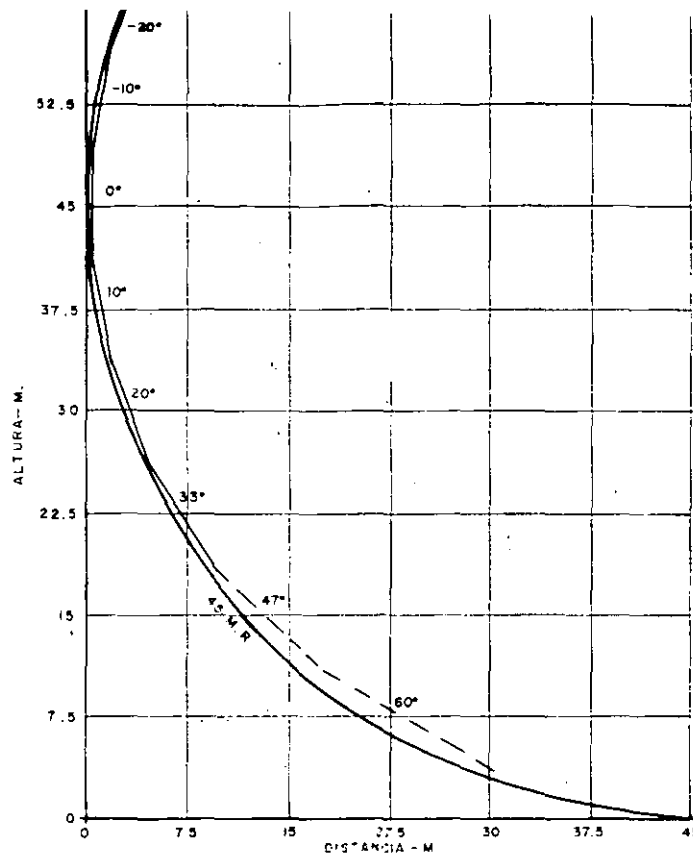
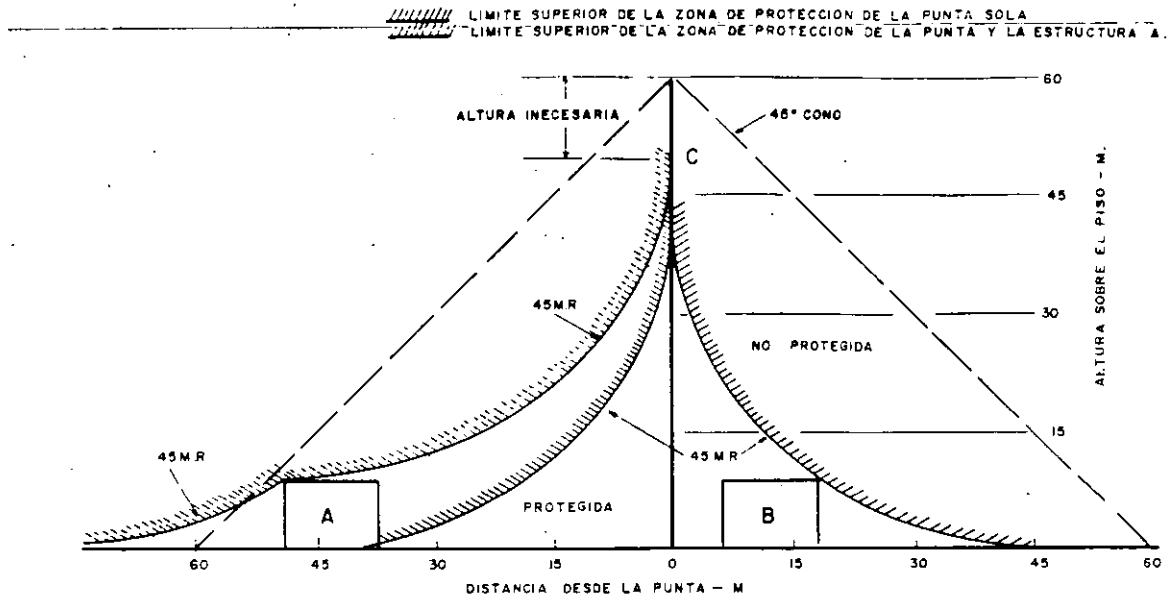


FIG. 1 GRAFICA DE LOS DATOS DE LA TABLA 1
CON UN CIRCULO INSCRITO DE 45m DE RADIO.

ESTE CRITERIO DEL RADIO DE 45m ES UNA HERRAMIENTA CONFIABLE PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS CON PUNTAS APARTARRAYOS.

UN OBJETO QUE SE ENCUENTRE ARRIBA DEL NIVEL DE PISO - ESTARA PROTEGIDO CONTRA RAYOS SI NINGUNA PARTE DE ESTE ESTA ARRIBA DE LA SUPERFICIE DEL ARCO DE UN CIRCULO DE 45m DE RADIO (VER ESTRUCTURA B DE LA FIGURA 2). CON EL RADIO DE 45m SE CONSIDERA QUE SE TIENE UN 99.5% DE PROTECCION, SE PUEDE AUMENTAR EL % DE PROTECCION A 99.9 SI SE REDUCE EL RADIO A 37.5 m.



OTRA FORMA DE VISUALIZAR ESTE CONCEPTO ES IMAGINANDO --
UNA ESFERA DE 45m DE RADIO (90m DE DIAMETRO) RODANDO SOBRE LA SU-
PERFICIE DE LA TIERRA. TODOS LOS OBJETOS TOCADOS POR LA ESFERA --
 SON SUCEPTIBLES DE SUFRIR DESCARGAS DIRECTAS MIENTRAS QUE LOS QUE
 NO ESTAN TOCADOS POR LA ESFERA, DEBIDO A QUE ESTAN ABAJO DE OBJE--
 TOS MAS ALTOS YA PROTEGIDOS, NO LO SON.

SE VE FACILMENTE QUE CUALQUIER OBJETO QUE ESTE SEPARADO
MAS DE 45m DE CUALQUIER ESTRUCTURA, AUN DE ALGUNA MUY ALTA, RECI-
BE MUY Poca O NINGUNA PROTECCION DE ESA ESTRUCTURA.

EN LA FIGURA 2 SE OBSERVA QUE LOS PUNTOS ABAJO DE LA --
CURVA DE RADIO DE 45m Y TOCANDO LA PUNTA PARARRAYOS, COMO LA ES---
TRUCTURA B, ESTAN PROTEGIDOS. LA ESTRUCTURA A, A PESAR DE SER DE_
 LAS MISMAS DIMENSIONES, ESTA SUJETA A DESCARGAS DIRECTAS, YA QUE -
ESTA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA QUE PROTEGE A B.

LA NUEVA CURVA DE PROTECCION PARA A ES UNA COMBINACION_
 DE LAS CURVAS DE 45m DE RADIO QUE SE INTERSECTAN EN LA ESTRUCTURA_
 A, UNA DE LAS CURVAS SE LOCALIZA DEL PISO A LA PARTE SUPERIOR DE A
 Y LA OTRA DE AHI MISMO HASTA EL PUNTO QUE TOCA UNA PUNTA PARARRA--
 YOS DE ALTURA C.

EN LA TABLA II SE DA UN EJEMPLO DE UN OBJETO QUE TIENE_
UNA ALTURA DE 11.25m Y SE OBSERVA LA DISTANCIA (HORIZONTAL) QUE --
 QUEDA PROTEGIDA DE ACUERDO A LA LONGITUD DE LA PUNTA APARTARRAYOS.

TABLA II
 PROTECCION PARA UN OBJETO DE 11.25m DE ALTURA
 UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS:

ALTURA DE LA PUNTA (METROS)	ALTURA TOTAL (METROS)	DISTANCIA CUBIERTA (METROS)
1.5	12.75	1.5
3.75	15.0	3.75
9.0	20.25	7.5
15.3	26.55	11.25
33.75	45.0	15.0

ESTA TABLA PUEDE SER REDUCIDA OBSERVANDO LA FIGURA 1.

PROTECCION UTILIZANDO 2 O MAS PUNTAS PARARRAYOS.

UNA FORMA DE VISUALIZAR LA ZONA PROTEGIDA POR 2 PUNTAS APARTARRAYOS ES IMAGINANDOSE UNA ESFERA DE 90M. DE DIAMETRO QUE RUEDE SOBRE DOS OBJETOS ELEVADOS, POR EJEMPLO, LOS DOS HILOS DE GUARDA DE UNA LINEA DE TRANSMISION, LA ESFERA PENETRA ENTRE ELLOS SOLO HASTA EL PUNTO EN QUE EL DIAMETRO Y LA SEPARACION DE LOS OBJETOS LO PERMITE. EN ESTE CASO, CUALQUIER OBJETO QUE PERMANEZCA BAJO LA SUPERFICIE DE LA ESFERA PERMANECE PROTEGIDO.

LA FIGURA 3 (A) ILUSTRA EL GRADO DE PROTECCION DE UN TANQUE DE 18M. DE ALTURA Y 30M. DE DIAMETRO UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS Y UTILIZANDO EL CRITERIO DEL ANGULO DE PROTECCION DE 45° RECOMENDADO POR LA NFPA 78. PARA PODER DAR ESTE ANGULO SE REQUIERE QUE LA ALTURA DE LA PUNTA SEA DE 33M. SE MUESTRAN TAMBIEN LOS ARCOS DE 45M. DE RADIO, TANGENTES A LA TIERRA, CON LO CUAL SE VE QUE EL CONO DE 45° NO SERIA EFECTIVO.

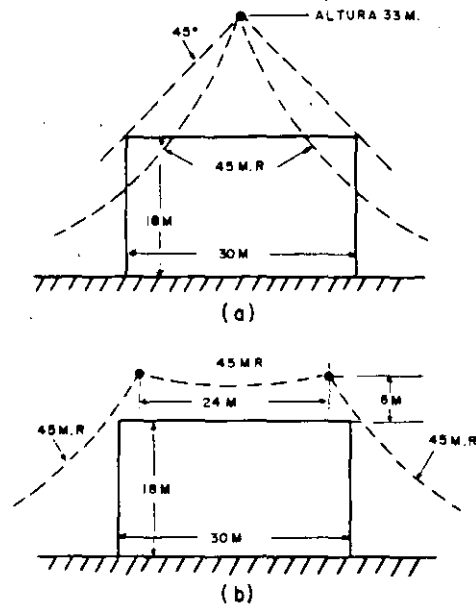
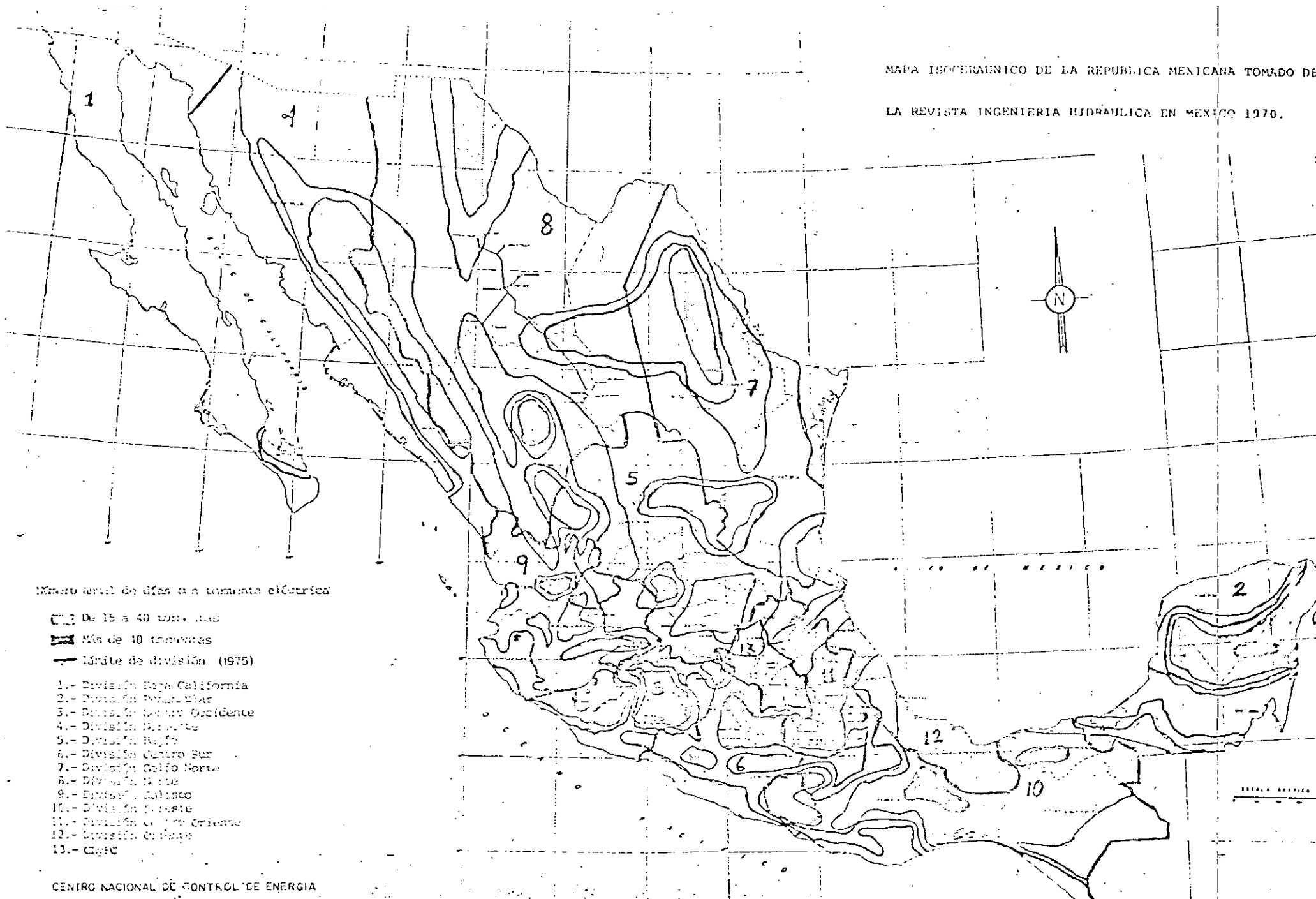


FIG. 3 PROTECCION DE UN TANQUE A) PUNTA PARARRAYOS CONSIDERANDO UN ANGULO DE 45° . INEFECTIVA.
 B) DOS PUNTAS CONSIDERANDO UNA ZONA DE 45M. DE RADIO. EFECTIVA.

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



Número anual de días con tormenta eléctrica

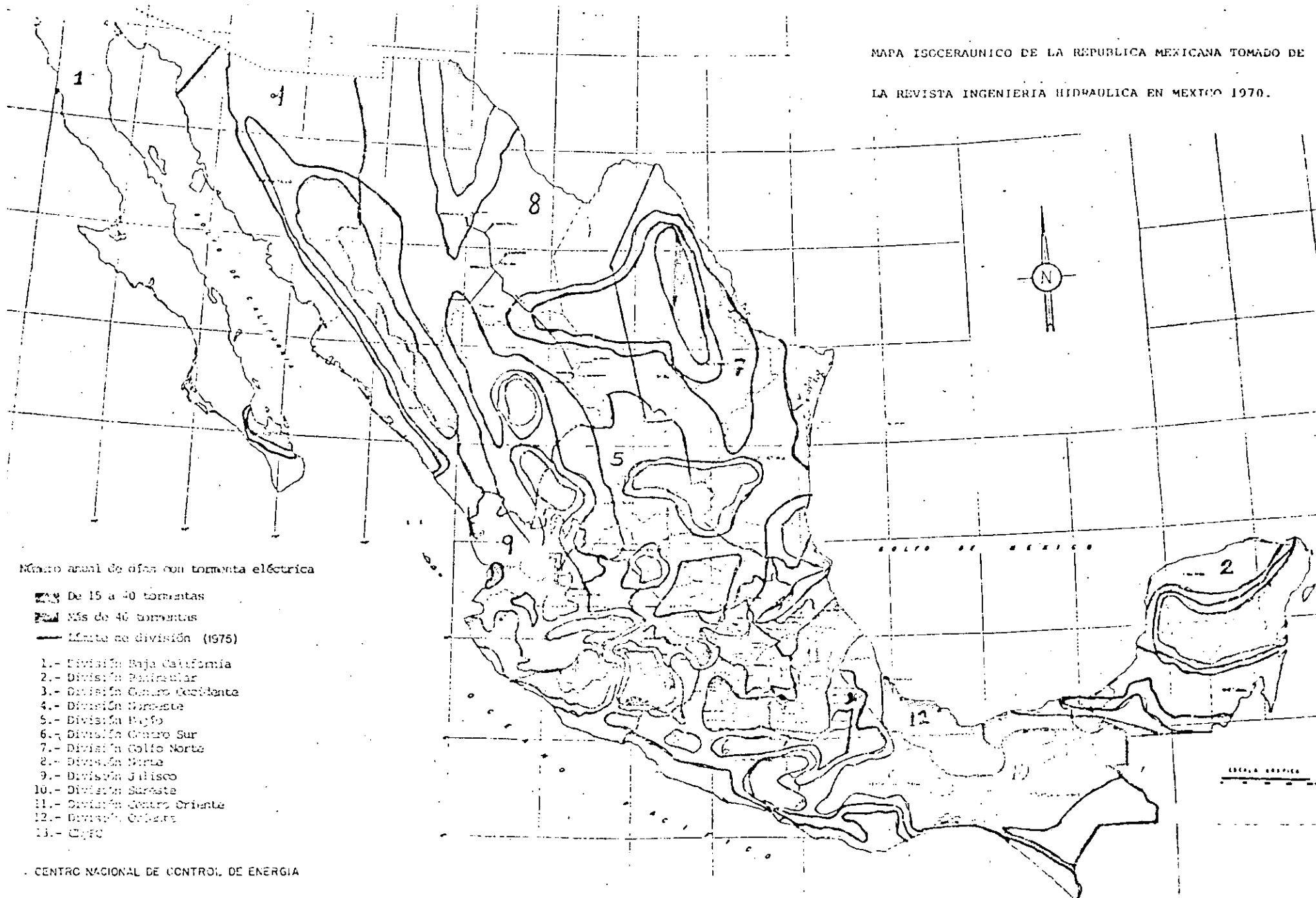
De 15 a 40 tormentas

Más de 40 tormentas




Límite de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Baja Sur
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Nariño
- 5.- División Norte
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Este
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Suroeste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Chiapas
- 13.- CIGEC

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA



Número anual de días con tormenta eléctrica

-  De 15 a 40 tormentas
-  Más de 40 tormentas
-  Límite de división (1975)
- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Pajón
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Océano
- 13.- Golfo



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 1 2

SISTEMAS DE GENERACION DE EMERGENCIA Y NO INTERRUMPIBLES

ING. JUAN JOSE QUEZADA RAMIREZ

JUNIO 1995

SISTEMA DE EMERGENCIA

<u>INDICE</u>	<u>PAGINA</u>
1.- DEFINICION DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA.....	1
2.- APLICACION DE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA Y SU JUSTIFICACION.	1
2.1.- ALUMBRADO EN LUGARES PUBLICOS Y PLANTAS INDUSTRIALES.....	4
2.2.- PUESTA EN MARCHA DEL EQUIPO DE SUMINISTRO DE SERVICIOS EN -- PLANTAS.....	5
2.3.- TRANSPORTACION EN EDIFICIOS Y LUGARES PUBLICOS (ELEVADORES, ESCALERAS, ETC.).....	5
2.4.- SISTEMAS DE SERVICIOS VITALES EN PROCESOS INDUSTRIALES.....	6
2.4.1.- SISTEMAS DE CALEFACCION.....	6
2.4.2.- SISTEMAS DE REFRIGERACION.....	6
2.4.3.- PRODUCCION.....	7
2.5.- AIRE ACONDICIONADO.....	8
2.6.- PROTECCION CONTRA INCENDIO.....	9
2.7.- SUMINISTRO DE ENERGIA PARA SISTEMAS DE COMPUTO.....	10
2.8.- SISTEMAS DE COMUNICACION.....	12
2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION.....	12
3.- SISTEMAS TIPICOS DE EMERGENCIA.....	14
3.1.- GENERACION POR MOTORES DE COMBUSTION INTERNA.....	17
3.1.1.- MOTORES DE FISTONES DE CUATRO TIEMPOS DE GASOLINA, DIESEL Y GAS.....	17
3.1.2.- GENERACION POR TURBINAS.....	17
3.2.- SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MECANICA.....	24
3.2.1.- SISTEMA INERCIAL SIMPLE.....	24
3.2.2.- SISTEMA INERCIAL DE FRECUENCIA CONSTANTE.....	24
3.2.3.- SISTEMA INERCIAL SOPORTADO POR-BATERIAS.....	25
3.3.- SISTEMAS DE BATERIAS.....	27
3.4.- SISTEMAS ININTERRUMPIBLES (UPS).....	30
4.- PROTECCION.....	43
4.1.- PROTECCION CONTRA SOBRECARGAS EN LOS SISTEMAS.....	43
4.2.- EQUIPO DE TRANSFERENCIA.....	43
4.3.- GENERACION.....	47
4.4.- PRIMOTOR.....	48
4.5.- SISTEMAS ININTERRUMPIBLES (UPS).....	49
4.6.- SISTEMAS DE TIERRA.....	51
5.- EVALUACION TECNICO - ECONOMICA DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA..	59

S I S T E M A D E E M E R G E N C I A

1.- DEFINICION DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA.

Un Sistema de Emergencia consiste en equipo y Circuitos destinados a proporcionar, distribuir y controlar la Energía Eléctrica de la Iluminación y/o la Energía que requieren las maniobras cuando el Suministro Normal de Energía se interrumpe.

Los Sistemas de Emergencia generalmente se instalan en lugares de reunión de personas donde se requiere Iluminación Artificial para la Seguridad y el Control del Pánico. En Edificios sujetos a la ocupación de un gran número de personas, como son : Hoteles, Teatros, Auditorios, Estadios, Hospitales e Instituciones similares. Los Sistemas de Emergencia también pueden proporcionar Energía Eléctrica para funciones tales, como : Ventilación, cuando es necesaria para el Mantenimiento de la vida, La Detención de Fuego, Sistemas de Alarma, Los Elevadores, Las Bombas de Agua contra Incendio, Los Sistemas de Comunicación y los Procesos Industriales.

2.- APLICACION DE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA Y SU JUSTIFICACION.

Debido al Crecimiento y Complejidad de los Sistemas de Suministro y utilización de la Energía Eléctrica, y consecuentemente de la necesidad de una mayor Confiabilidad y Disponibilidad de la Energía. Es importante entender los principios básicos de la aplicación y selección de los Sistemas de Emergencia.

Los factores principales que determinan la aplicación de los Sistemas de Emergencia son :

A).- El hacer frente a los Reglamentos, Códigos y Leyes que regulan estas necesidades.

B).- El mantener la Seguridad y la Salud de las personas presentes durante la falla de los Sistemas de Suministro.

C).- La Reducción de las pérdidas al mantener la Energía en los Procesos de : Manufacturera, Computación, Servicios, Etc., Cuando el Suministro Normal de Energía Falla.

Los Puntos "B" y "C" requieren de un Estudio de Evaluación de cargas para poder determinar las necesidades particulares de cada usuario. Para tal cometido posteriormente se ofrece una guía de aplicaciones.

Los factores principales que deben considerarse en la Selección de los Sistemas de Emergencia son :

A).- Las características y la importancia relativa de las Cargas -- Conectadas.

B).- Las Tolerancias en tiempo de fuera de servicio de las cargas.

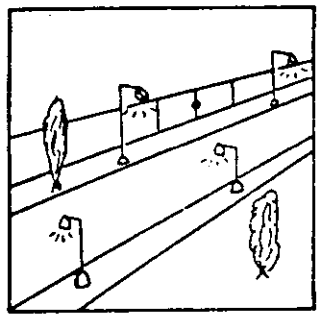
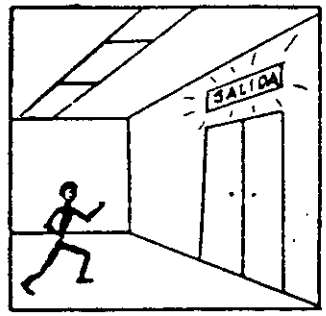
C).- La facilidad de Instalación y Mantenimiento de los Sistemas, - (Incluyendo su Capacidad de Incremento).

D).- Sus Ventajas Económicas.

2.1.-ALUMBRADO DE EMERGENCIA EN LUGARES PUBLICOS Y PLANTAS INDUSTRIALES

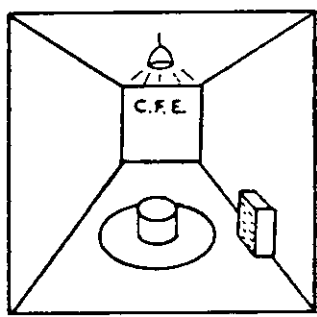
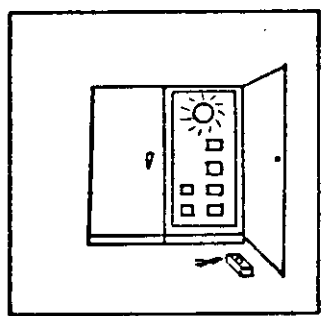
4

1.-ALUMBRADO DE EVACUACION DE PERSONAL.



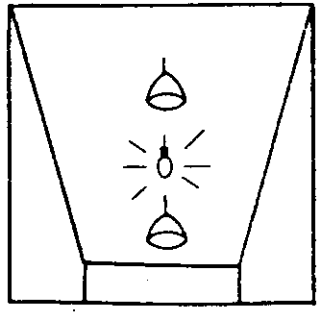
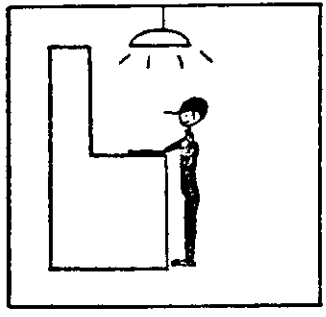
2.-ALUMBRADO PERIMETRAL Y DE SEGURIDAD.

3.-ALUMBRADO DE RESPALDO PARA REPARACION DE EQUIPO.



4.-ALUMBRADO PARA PRODUCCION.

5.-ALUMBRADO PARA REDUCIR RIESGOS AL OPERAR LAS MAQUINAS.



6.-ALUMBRADO SUPLEMENTARIO PARA LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD.

2.1.- Alumbrado en lugares Públicos y Plantas Industriales. La Evaluación de la Calidad y Cantidad, del Tipo y de la duración de la Energía de Emergencia para el Alumbrado, es necesaria para cada Aplicación en particular. Fig. 2.1-2

2.1.1.- Alumbrado de Evacuación de Personal. El Propósito del Alumbrado de Emergencia para la evaluación es la de evitar Lesiones o Pérdidas de Vida, por lo que debe entrar automáticamente al fallar el Suministro Normal. El Alumbrado de Emergencia para la Evaluación debe suministrar la suficiente Iluminación para permitir una fácil y segura salida del área en Consideración.

2.1.2.- Alumbrado Perimetral y de seguridad. El Alumbrado Perimetral y para la Seguridad debe ser el necesario para reducir : El Riesgo de Lesiones, Robos y Daños a la Propiedad. Este puede no requerirse hasta unos minutos después de ocurrida la falla. Es necesario mantener el Alumbrado Perimetral por todo el tiempo que dura la Oscuridad.

2.1.3.- Alumbrado de Respaldo para reparación del Equipo, la Iluminación para reparación debe instalarse en áreas donde sea más probable que existan fallas en el Sistema y en el Interruptor principal. Este requisito se Justifica por la necesidad de tener la suficiente luz para reparar el equipo cuya falla causo la pérdida del Alumbrado Normal.

2.1.4.- Alumbrado para la Producción. La interrupción del Alumbrado normal puede causar serios cortes en la Producción o la pérdida total de ella. Donde no exista riesgo de la Seguridad Humana o daños en la propiedad, la decisión de su instalación se debe basar en la Evaluación Económica de cada caso en particular. El Nivel de Iluminación debe permitir que la producción continúe ininterrumpidamente.

2.1.5.- Alumbrado para reducir riesgos al operar la Maquinaria. El Operador de una máquina puede estar expuesto a un alto riesgo en los primeros segundos después de haber ocurrido la falla del Alumbrado Normal.

2.1.6.- Alumbrado Suplementario para Sistemas con lámparas de descarga de alta intensidad. Si se utilizan lámparas de mercurio en el Sistema de Alumbrado Normal, se deben considerar lámparas incandescentes o fluorescentes para el Alumbrado de Emergencia debido a que algunas lámparas de descarga de alta intensidad requieren un periodo de enfriamiento antes de poder restablecer el arco y un periodo de calentamiento antes de alcanzar su completa luminosidad.

2.2.- Puesta en marcha del Equipo de Suministros de Servicios en Plantas.

2.2.1.- Introducción. Piense ¿ qué pasaría con una caldera "FRÍA" o con una planta "MUERTA", sin Energía Eléctrica o vapor ? Esta premisa indica algunas preguntas muy importantes que deben contestarse al estar diseñando los Sistemas de Emergencia. Otras preguntas similares serían :

(1).- Un Generador de Turbina de Gas ha sido instalado pero ¿ Cómo puede Arrancar sin una turbina de vapor, un motor eléctrico u otro primotor que lo lleve a su velocidad de puesta en Operación ?

(2).- Un Generador de vapor de arranque manual, pero sin aspiración mecánica de control, ¿ cómo puede Arrancarse ?

(3).- Si los impulsores, de vapor o Eléctricos, de las Bombas contra incendio están fuera de servicio, no pueden ofrecer mayor protección hasta que la Energía Eléctrica haya sido restablecida.

Estas declaraciones ilustran que la Energía de Emergencia para puesta en Operación es una de las consideraciones más importantes en el Diseño de una Planta. (Fig. 2.2-1)

2.3.- Transportación en Edificios y Lugares Públicos.

Elevadores.- Cuando existen dos o más elevadores en edificios de tres o más pisos, estos deben conectarse a fuentes separadas. En caso de presentarse situaciones donde se requiera energía de respaldo para todos los elevado--

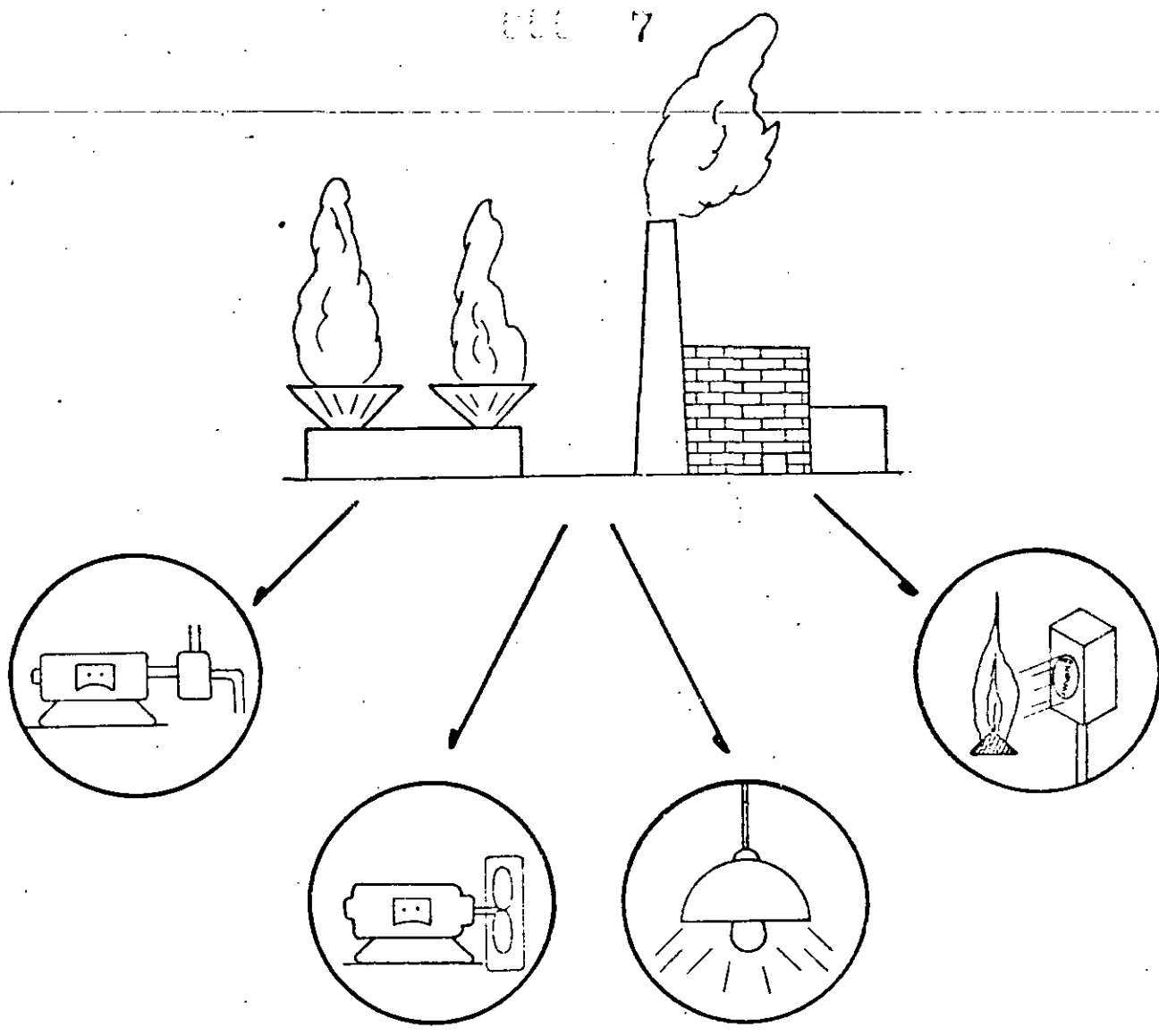


FIG. 2.2.1

2.2.-ENERGIA DE EMERGENCIA PARA PUESTA EN MARCHA DEL EQUIPO DE SUMINISTRO EN LAS PLANTAS.

8

res es necesario poder suministrársela en 15 segundos.

Se pueden lograr ahorros de energía durante una falla conectando a la fuente la mitad de los elevadores, si se ha previsto que el tránsito de personas pueda ser desviado y la capacidad de los elevadores es la adecuada. La energía debe transferirse al transformador de respaldo un minuto después de la falla del suministro para poder desalojarlo. Una vez desalojado puede dejar de utilizarse hasta que retorne la energía normal.

Cuando el servicio de elevadores es crítico para el personal y los pacientes de un hospital, se debe tener un interruptor de transferencia automática con supervisión manual.

2.3.2.- Escaleras Eléctricas.- Las escaleras eléctricas no requieren energía de emergencia.

2.4 SISTEMAS DE SERVICIOS VITALES EN LOS PROCESOS INDUSTRIALES.

2.4.1.- Sistema de Calefacción.- Los procesos continuos de las plantas industriales necesitan con frecuencia una producción continua de vapor. Los requisitos para la producción continua de vapor son: aire suficiente para la combustión, aire para los instrumentos actuadores, suministro de agua y combustible y suministro continuo de energía eléctrica para la supervisión de la flama. La mínima interrupción de energía tolerable es: El tiempo en que la inercia de los ventiladores o equipo de bombeo puede mantener el flujo o presión del sistema por arriba de los límites mínimos.

Los procesos de calentamiento no críticos debido a necesidades inherentes de tales sistemas, pueden resistir interrupciones de energía de 5 minutos a un máximo de algunas horas.

Otros procesos de calentamiento, como los utilizados en la industria textil, son de tal naturaleza que las pérdidas de calor del orden de 10 segundos, cause que el producto quede fuera de especificación. Cabe mencionar que los quemadores de gas y detectores de flama, continúan siendo sensibles a caídas de tensión del orden de 10% o mayores durante períodos de hasta un segundo o menos.

2.4.2.- Sistemas de Refrigeración.- Las necesidades de refrigeración usualmente no son críticas para interrupciones de energía de minutos a algunas horas. Sin embargo, estas necesidades pueden ser críticas conforme dure la falla. En general puede considerarse un sistema de emergencia en:

(1) Los alimentos al congelador es restringidos que requieren refrigeración y que pueden verse afectados si la pérdida de energía se prolonga.

~~(2) La producción de helados o comida congelada no puede quedar a la mitad de su proceso, debido a que la producción puede cesar durante la falla, o en su defecto, retrasarse.~~

(3) Las pruebas científicas de la regulación que requieren una continuidad para obtenerlas.

(4) Cuando en ciertos procesos químicos los aumentos de temperatura pueden causar daños severos o explosiones.

En las plantas eléctricas se requiere que los generadores de energía sean arrancados solo a mano de manera manual y supervisada por un sistema de alarmas que notifique a la persona responsable la falla de la generación.

2.4.3.- PREVENCIÓN.- La prevención de pérdidas en la producción debidas a fallas en los voltajes de suministro se justifican con la suma total de los ahorros o beneficios al no suspender la producción.

A continuación se dan algunos puntos a considerar en la aplicación de fuentes de emergencia o respaldo.

(1) La pérdida por el pago de salarios no levantados en la producción durante el tiempo de falla.

(2) Las pérdidas monetarias y en prestigio ante los clientes que no reciben el producto o lo reciben tarde.

(3) Los costos de los materiales arruinados.

(4) Tiempo perdido por el retraso en la producción.

(5) Tiempo de restitución o puesta en marcha nuevamente del proceso productivo hasta alcanzar lo que se tenía antes de la falla.

A menudo en las plantas industriales grandes, se requiere energía eléctrica confiable para:

- a) Las compresoras de aire ^{para} la energía neumática.
- b) Bombas de agua de pozos y u otras fuentes para procesos industriales, sistemas contra incendio, maniobras del personal obrero, etc.
- c) Sistemas de suministro de combustible y aire para la continuación.

- d) Sistemas de suministro de vapor
- e) Sistemas de ventilación
- f) Transportadores de materias primas en sus procesos de---
acabado.

2.5 AIRE ACONDICIONADO.

El acondicionamiento del espacio es el control del medio ambiente para mantener las condiciones estándar o alterar artificialmente los estándares del ambiente en edificios, habitaciones u otros lugares cerrados. El control del medio ambiente puede incluir cualquiera de las siguientes variables.

- a) Temperatura
- b) Contenido de vapor
- c) Ventilación
- d) Iluminación
- e) Sonido
- f) Olor
- g) Gas
- h) Polvo
- i) Organismos.

Las cargas de aire acondicionado para el confort del personal normalmente no se consideran como críticas. Sin embargo, donde el equipo instalado es sensible a la temperatura, tal es el caso de equipos con componentes de estado sólido, el acondicionamiento de aire puede ser crítico. No se requiere una fuente ininterrumpible para este propósito debido a que la pérdida de energía no causa cambios instantáneos de temperatura. A menudo la energía necesaria para el acondicionamiento ambiental, es importante para definir los requisitos de potencia de las fuentes de emergencia y el usuario debe evaluar hasta sus últimas consecuencias la pérdida de energía.

Ejemplos donde el acondicionamiento de aire puede justificarse son los siguientes:

(1) En las instalaciones de comercio o laboratorios de horticultura con un ciclo programado de temperatura, humedad e iluminación para obtener el rendimiento de la cosecha o los resultados -- deseables de experimentación.

(2) Donde los cambios de temperatura e iluminación de los ciclos establecidos pueden inducir periodos de reproducción no esperados como en el caso de la industria avícola.

(3) Los criaderos de animales tropicales que requieren control de temperatura, ventilación, humedad e iluminación especiales.

(4) Las operaciones finales y empaquetamiento de material ----- susceptible de contaminación en "cuartos limpios"; donde la interrupción de energía para la producción industrial o bien la operación del equipo de control de contaminación, se pueden ver afectados y provocar salida del personal.

(5) En las construcciones sin ventanas o en cuartos donde pueda haber peligro para los ocupantes durante una falla prolongada.

2.6.- PROTECCION CONTRA INCENDIO.

Existen normas, reglamentos y leyes que regulan los usos de los sistemas de emergencia para sistemas contra incendio. Pero la meta real es la de abolir un fuego destructivo bajo el hecho de que el fuego que empieza pueda ser confinado en el área con un mínimo de daños al personal y la propiedad. En tales casos los conocimientos de los jefes de planta respecto a los riesgos y facilidades que ofrecen los procesos y distintas áreas a los incendios; puede ser de gran ayuda a fin de reducir las probabilidades de fuego y la extensión de los daños.

Las necesidades eléctricas específicas de los sistemas -- contra incendio podrían resumirse como sigue:

(1) Energía Eléctrica (generalmente baterías) para poder -- arrancar los sistemas de control de las bombas.

(2) Sistemas de alarma y rociadores de flujo.

(3) Energía para los sistemas de comunicación a fin de no tificar a los departamentos implicados con los incendios (bomberos, auxilios médicos, policía, etc.), como guías de asistencia en estos -- siniestros.

(4) Iluminación para facilitar las actividades, en los edi ficios y áreas circundantes durante el incendio.

(5) Energía para las bombas de pozos o tanques de agua.

(6) Compresores de aire asociados con tanques de agua a presión para sistemas contra incendio del tipo hidroneumático.

(7) Comunicación para desalojo del lugar (altavoces).

(8) Detectores de fuego, gases, calor o humo.

(9) Alarmas.

(10) Válvulas de diluvio.

(11) Compuertas, puertas, etc, operadas eléctricamente,

Un conato de incendio casi siempre garantiza el inicio del paro de actividades en el lugar en que se presente y es por esto que los requerimientos de energía son obviamente críticos especialmente en los circuitos de los sistemas contra incendio y en las vitales comunicaciones para la seguridad de las personas. Por estas razones se hace indispensable el considerar las demandas de energía bajo un sistema de emergencia.

2.7.- SUMINISTRO DE ENERGIA PARA SISTEMAS DE COMPUTO.

Computadoras, equipos de procesamiento de datos, bancos de memoria de datos y una variedad de modernos equipos de estado sólido son sensibles a mínimas variaciones de voltaje y frecuencia. Estos sistemas requieren de un suministro continuo de energía-usualmente ésta se satisface mediante una fuente de emergencia en el caso de que la alimentación normal falle.

Para satisfacer las necesidades de los sistemas de cómputo, se dispone de una amplia variedad de equipo como son:

Aisladores de ruido.- Son dispositivos que emplean técnicas de aislamiento para suprimir el ruido en la línea.

Reguladores de C.A.- Son esencialmente reguladores de tensión diseñados para proporcionar una baja distorsión y una rápida respuesta en la salida.

Centros de Distribución de Energía.- Son consolas modulares que centralizan la energía y el control del equipo del centro de cómputo. Pueden incluir uno o más acondicionadores de línea. Estos centros están usualmente provistos con un cable principal de entrada y llevan paneles de protección, monitores, interruptores y cables de salida.

Las unidades están normalmente construidas en una configuración modular y el rango de capacidades es desde pequeñas unidades portátiles de aproximadamente 1 KVA hasta unidades de 100 a 125 KVA. Fig. 2.7-1.

Sistema Ininterrumpible de Energía(UPS).- Están contruidos en módulos y son de capacidad limitada, generalmente entre los 200 VA hasta 500 KVA . Durante interrupciones del suministro de energía son capaces de proporcionar continuidad generalmente 15 minutos dependiendo de la carga conectada. La capacidad debe ser determinada en función del tiempo en que se requiera y la demanda del equipo que alimente.

Un equipo de esta naturaleza deberá proporcionar e-

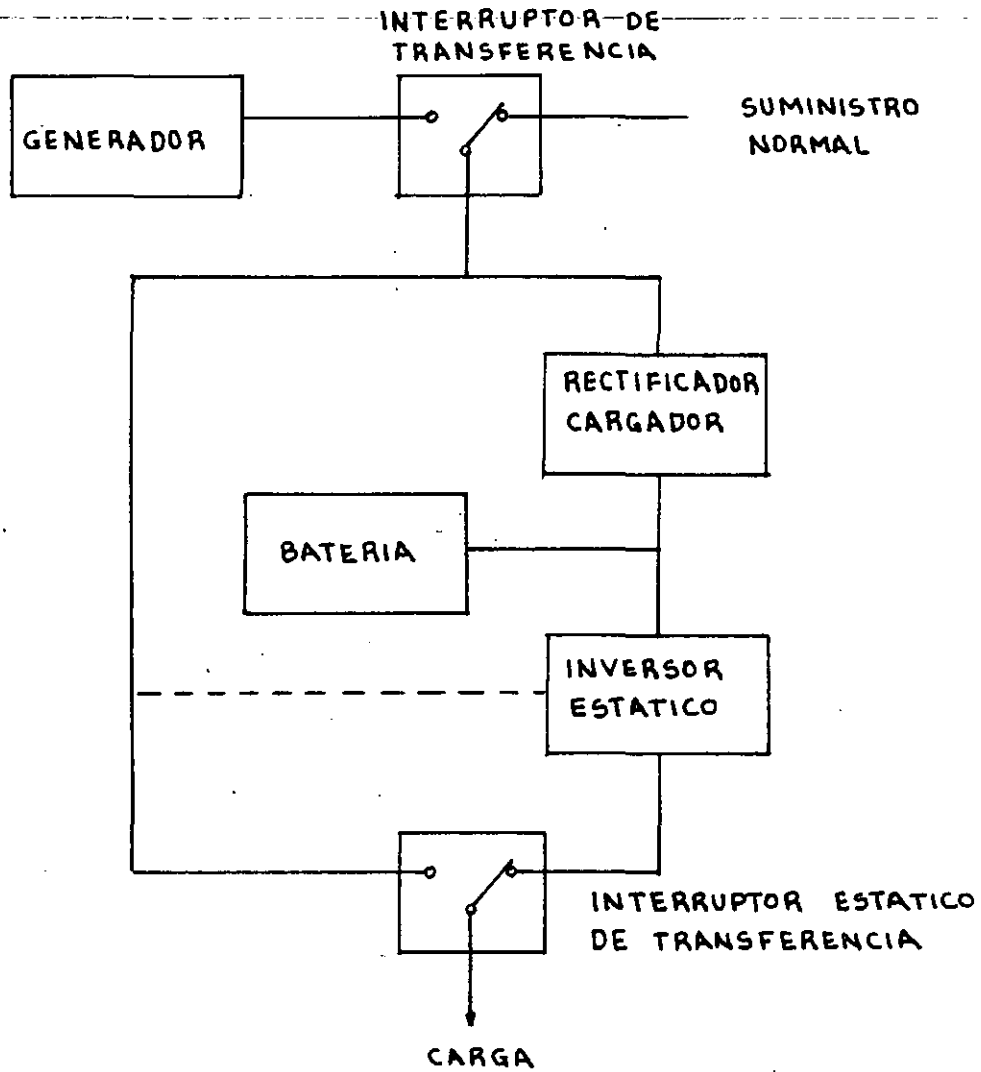


FIG. 2.7-1 DIAGRAMA UPS (UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY). EL SISTEMA ININTERRUPTIBLE DE ENERGIA ASEGURA EL SUMINISTRO CONTINUO DE ENERGIA A COMPUTADORAS Y A OTRAS CARGAS CRITICAS.

nergía de manera ininterrumpida a computadoras y otras cargas críticas sin afectar el funcionamiento normal de estos equipos. El funcionamiento y arreglos principales se tratan en el inciso 3.4 del presente trabajo.

2.6.- SISTEMAS DE COMUNICACION.

Los sistemas de comunicación son aquellos medios que requieren energía para la transmisión y/o recepción de información verbal, escrita o de producción de imágenes. Los sistemas más comunes de este tipo son:

- (1) Teléfonos
- (2) Teletipos
- (3) Radio
- (4) Televisión

Las necesidades de uno o de todos los sistemas de comunicación arriba enlistados, durante una falla de energía pueden justificar el costo del sistema de energía de emergencia. La necesidad de un sistema de emergencia para las comunicaciones es indispensable cuando se dan respuestas satisfactorias a las siguientes preguntas:

- (1) ¿ Se necesita un equipo de comunicación para: ?
 - (a) Dar ordenes para salidas de procesos o equipos.
 - (b) Para pedir ayuda, advertir y coordinar las maniobras en caso de fuego, disturbios, vandalismo u otras tareas para seguridad del personal de la planta.
- (2) ¿ Cómo pueden enviarse o recibirse mensajes vitales a una planta remota concernientes a la producción,
- (3) ¿Cómo puede encontrarse a la persona clave, o darle instrucciones?, ¿Cómo ese personal reporta las condiciones a la central de control responsable?.

Muchas preguntas mas pueden hacerse acerca del mantenimiento de las comunicaciones en condiciones de emergencia, las cuales pueden ahorrar tiempos vitales y acelerar el retorno a las condiciones normales con un mínimo de confusión.

2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION

Los circuitos de señalización en comercios e industrias que requieren energía continua en menos de 1 minuto después de ocurrida la falla de suministro son:

- (1) Sistemas de alarma contra fuego
- (2) Sistemas de iluminación para vigilancia.
- (3) Sistemas de señalización en elevadores.

(4) Señales en puertas (de áreas de restricción como son las de calderas, laboratorios, etc., con cerraduras eléctricas).

(5) Indicadores remotos y locales de niveles de líquidos, de presión, de temperatura, etc. Fig. 2.9-1.

Muchos de los circuitos de señalización operan con caídas de voltaje de hasta un 70%, por lo tanto no requieren de relevadores especiales para su transferencia. Es recomendable que una fuente de energía suministre energía a todas las alarmas contra incendio y a los sistemas de seguridad.

3.- SISTEMAS TIPICOS DE EMERGENCIA.

Los sistemas eléctricos de emergencia son de dos tipos básicos: (1) una fuente de energía eléctrica separada de la fuente primaria operando en paralelo con el suministro, mantiene la energía de las cargas en emergencia o críticas cuando la fuente primaria falla ó (2) una fuente de energía confiable en la cual las cargas críticas son rápida y automáticamente transferidas en el momento de la falla. (ver Figs. 3.0.1 y 3.0.2).

Los sistemas de emergencia se caracterizan por su rápida disponibilidad de energía eléctrica, pero esta es generalmente limitada y se distribuye en circuitos separados. Existen además -- sistemas que cuentan con otro de respaldo, sobre todo en los casos: en que los tiempos de interrupción del suministro son muy prolongados. Esto es especialmente recomendable sobre todo en lugares muy aislados y con una alimentación radial de la compañía de suministro -- eléctrico.

Los sistemas de emergencia constan en general, de los siguientes componentes principales:

(1) Una fuente de energía eléctrica confiable y separada de la fuente primaria o principal.-

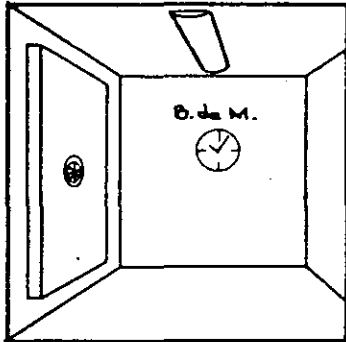
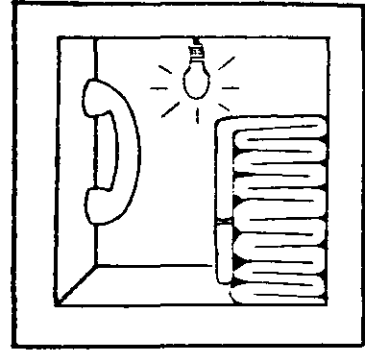
(2) Un control de arranque y regulación en caso de seleccionarse como fuente de respaldo un conjunto de generación propio e instalado en el lugar donde se va a utilizar.

(3) Controles que transfieran la carga de la fuente de emergencia a la primaria y viceversa. Fig. 3.0.3.

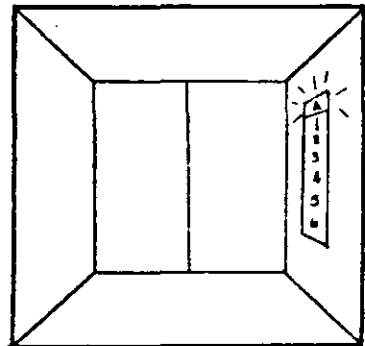
El equipo de generación propio generalmente está formado por un generador de C.A. impulsado por un primotor, el cual puede ser una máquina de combustión interna o una turbina de gas o vapor.

2.9. SISTEMAS DE SEÑALIZACION

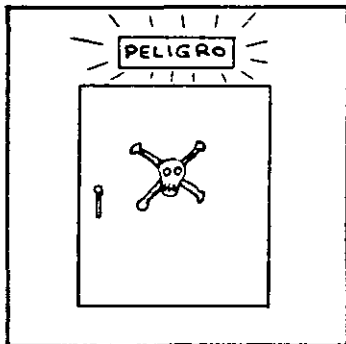
1- SISTEMAS DE ALARMA
CONTRA FUEGO.



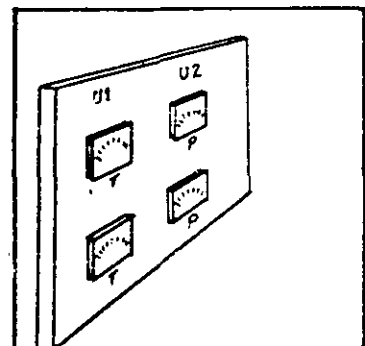
2- SISTEMAS DE ILUMI
NACION PARA VIGILAN
CIA.



3- SISTEMAS DE SEÑALI
ZACION EN ELEVADORES.



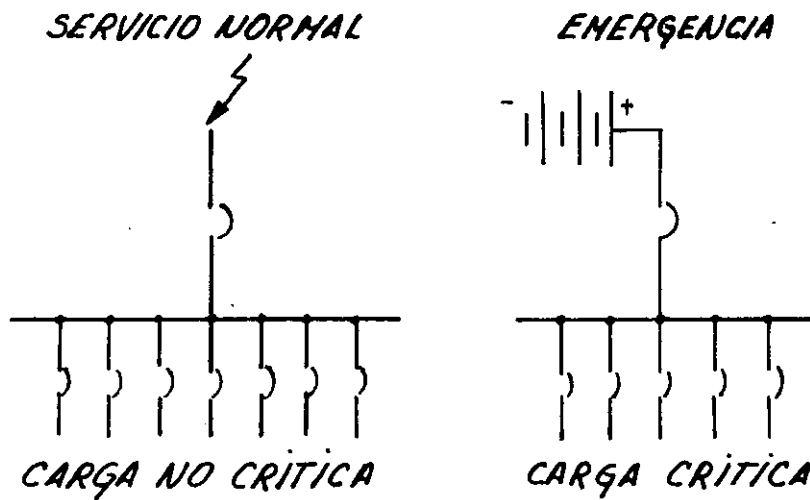
4- SEÑALES EN PUERTAS.



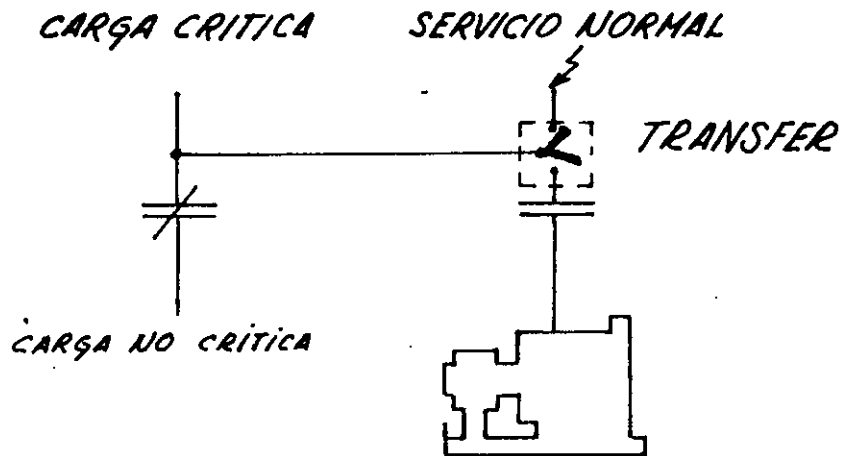
5- INDICADORES REMOTOS
DE NIVELES DE LIQUIDOS,
PRESION, TEMPERATURA,
ETC.

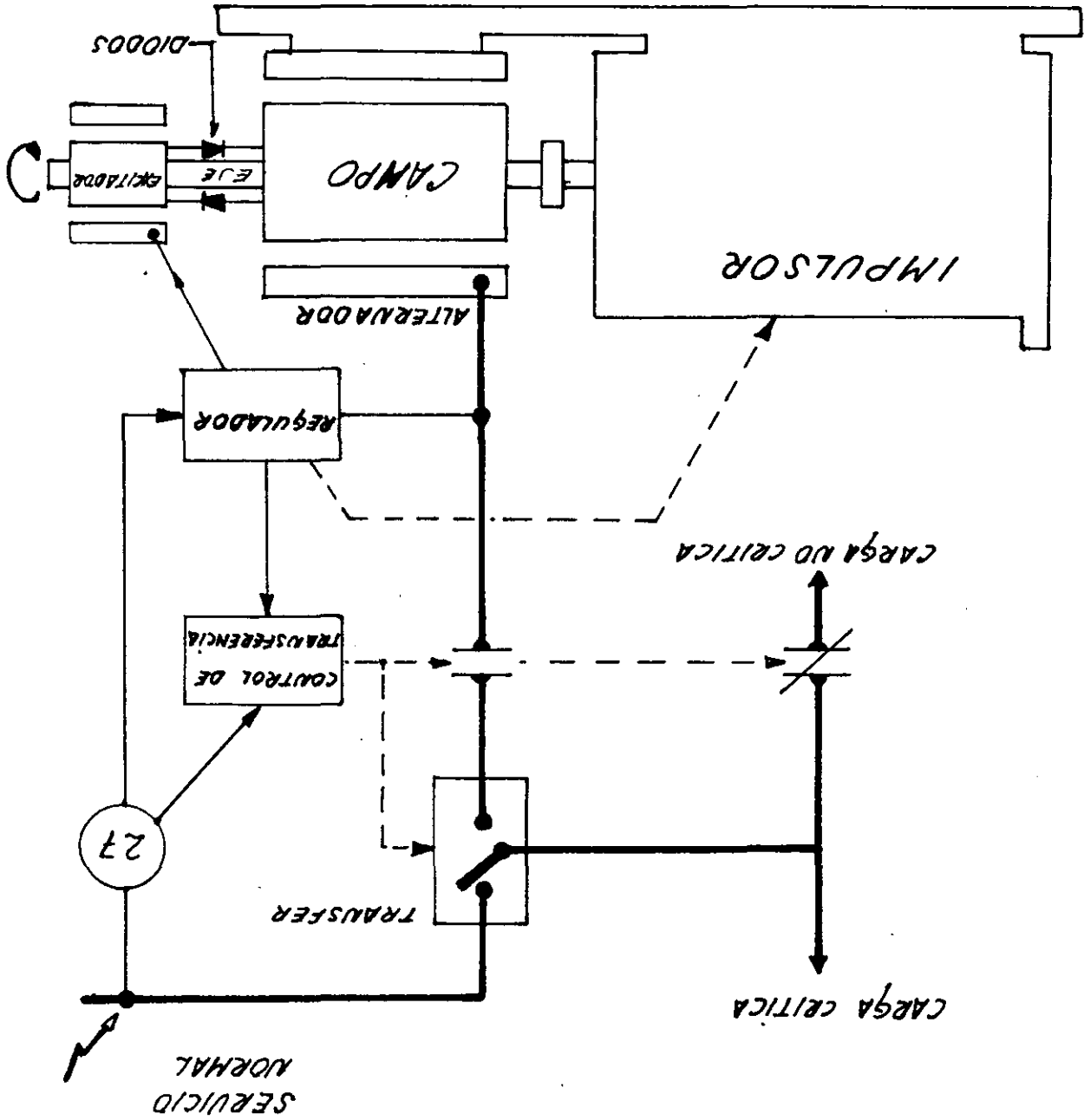
SISTEMAS TÍPICOS DE EMERGENCIA

LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA SON DE DOS TIPOS
TIPO 1 FIG. 3.0.1



TIPO 2 FIG. 3.0.2





COMPONENTES DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA

3.1.- Generación por Motores de Combustión Interna.- El conjunto motor-generador acoplados a motores de combustión interna se fabrican desde 1 KVA hasta 1,000 KVA y pueden ser paralelados para proporcionar gran capacidad de energía. Regularmente son de motores de cuatro tiempos con combustibles de gasolina, diesel o gas.

Los motores de gasolina son satisfactorios para instalaciones pequeñas hasta 150 KVA. Arrancan rápidamente y tienen bajos costos iniciales. Sus desventajas son: altos costos de operación, grandes peligros asociados con el almacenamiento y manejo de gasolina y su necesidad de inspección y mantenimiento frecuente.

Los motores de gas natural y licuado de petróleo (L.P.),- tienen los mismos costos que los de gasolina aproximadamente y están disponibles hasta capacidades de 600 KVA. Pueden arrancar rápidamente después de un período prolongado de paro, debido a su combustible limpio. La vida del motor es más alta y requieren menos mantenimiento que el de gasolina.

Los motores diesel son un poco más costosos pero a la vez más robustos y confiables. El costo del combustible es menor y el peligro de explosión o incendio es muy reducido, en relación al de gasolina. Ver Tablas 3.1-1 y 3.1-2.

3.1.2.- Generación por Turbinas.- Las turbinas de gas empiezan a tener una mayor aceptación como primotores para unidades de soporte de energía. Son considerablemente más pequeñas y ligeras que los motores de pistones de potencia equivalente. No requieren agua para su enfriamiento, están virtualmente libres de vibraciones y pueden responder rápidamente a los cambios de carga. Su arranque puede ser automático o manual (por un motor eléctrico energizado por baterías ó bien por un sistema de aire comprimido ó por un pequeño motor diesel).

Las turbinas de gas impulsoras de los generadores tardan de 40 segundos a varios minutos en poder tomar carga y se utilizan cuando se necesita energía por varias horas o días. Una alta temperatura de aire en la entrada así como la altitud a la que operen, puede reducir sustancialmente la potencia de salida y con esto su eficiencia; razón por la cual se deben de tomar en cuenta estas limitaciones al hacer el balance de las diferentes opciones de compra. A fin de ampliar los criterios de selección de las turbinas de gas, como impulsores, la tabla 3.1.2-1 nos ofrece una comparación de las ventajas y desventajas de las turbinas de gas Vs. los motores Diesel.

IMPULSORES DE COMBUSTION INTERNA

COMBUSTIBLE	K cal.	B.T.U.
Gasolina	7 654 / litro	115 000 / galón
Gas	22.3 / litro	2 500 / pie cub.
Diesel	9 319 / litro	140 000 / galón

K cal (Kilocaloría) = Cantidad de calor para elevar la temperatura de un Kilogramo de agua en un grado centígrado.

B.T.U. (British Thermal Unit) = Cantidad de calor para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

Factores para Conversión.

1 galón = 3.786 litros = 0.134 pies cúbicos.

1 libra = 0.454 Kg.

1 B.T.U. = 0.252 K cal.

1 K cal. = 3.968 B.T.U.

1 K cal./seg = 4.18 KW = 5.60 CF (o HP)

TABLA 3.1-1

COMPARACION ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE MOTORES
COMBUSTION INTERNA

		GASOLINA	DIESEL	GAS
V E N T A J A S	1	* SATISFACTORIO EN INSTALACIONES PEQUEÑAS * BAJO COSTO INICIAL	* MAS COSTOSO PERO MAS ROBUSTO Y CONFIABLE	* COSTOS SIMILARES AL MOTOR DE GASOLINA
	2	* ARRANQUE RAPIDO	* MENOR COSTO DE OPERACION * EL MANEJO Y ALMACENAMIENT TO DE SU COMBUSTIBLES ME- NOS PELIGROSO	* ARRANQUE RAPIDO DESPUES DE UN PERIODO DE PARO PRO- LONGADO * MAYOR TIEMPO DE VIDA QUE EL DE GASOLINA
	3	* BAJO COSTO DE PIEZAS DE REPUESTO		* REQUIERE MENOS MANTE- NIMIENTO QUE EL MOTOR DE GASOLINA
	4		* DISPONIBLE EN CAPACI- DADES DE 2.5 A 1000 KVA.	* DISPONIBLE EN CAPACI- DADES HASTA 600 KVA.
D E S V E N T A J A S	1		* ALTO COSTO EN TAMAÑOS PEQUEÑOS	
	2	* ALTO COSTO DE OPERACION * GRANDES PELIGROS ASSO- CIADOS CON EL MANEJO U ALMACENAMIENTO DE LA GASOLINA		* LA SELECCION DE ESTE MOTOR DEPENDE DE LA DISPONIBILIDAD DE SU COMBUSTIBLE
	3	* INSPECCION Y MANTE- NIMIENTO FRECUENTES		
	4	* DISPONIBLES SOLO HASTA 150 KVA.		

1. COSTO INICIAL 2. OPERACION 3. MANTENIMIENTO 4. TAMAÑOS DISPONIBLES

TABLA 3.1-2

FACTORES DE CORRECCION POR ALTITUD Y TEMPERATURA PARA MOTORES

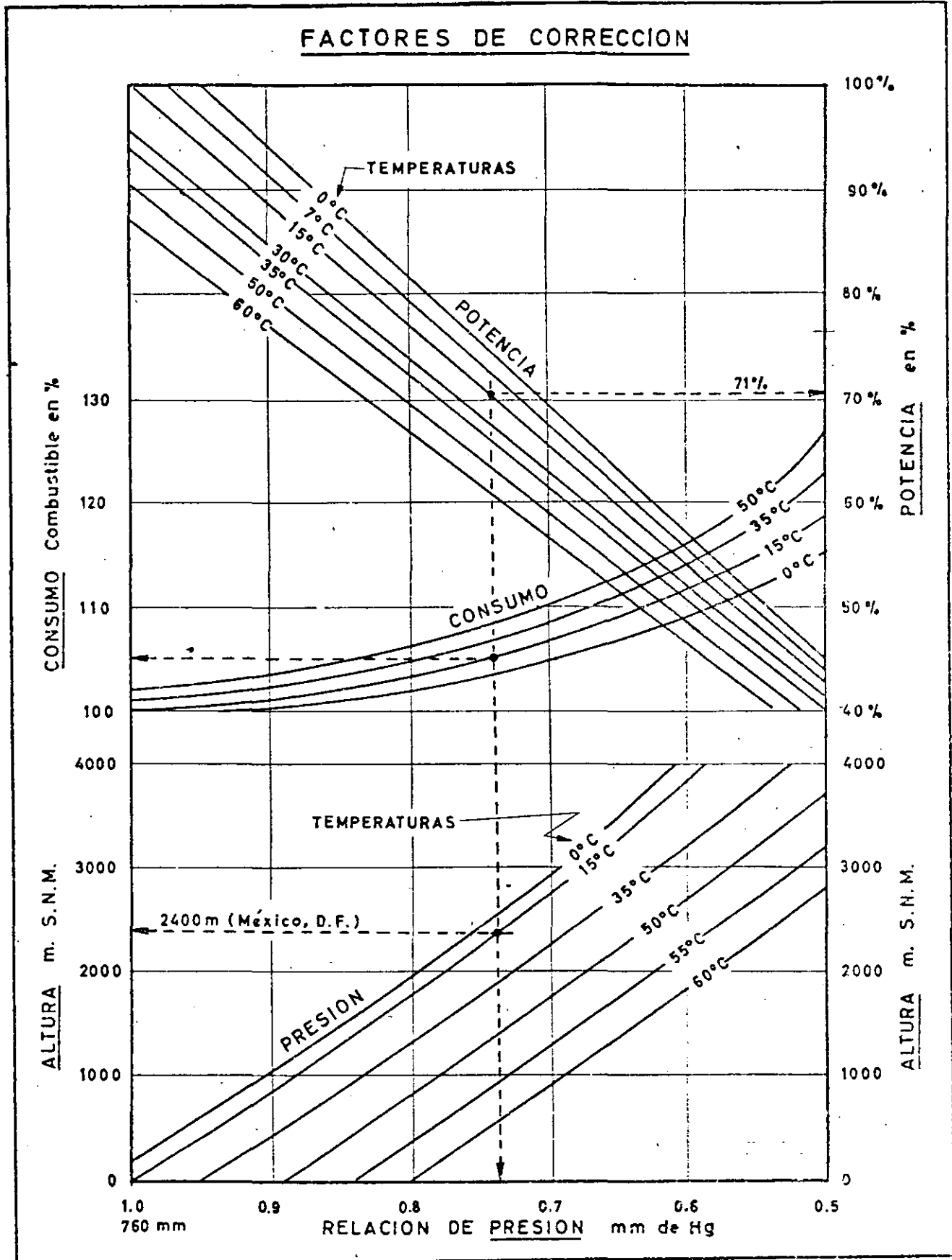


Fig. 2.5

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MOTORES

DIESEL VS TURBINAS DE GAS

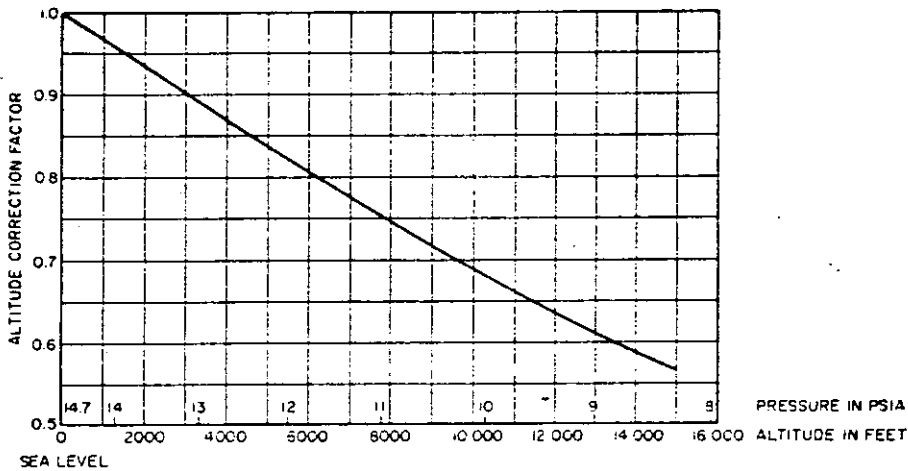
1	COMBUSTIBLE	AMBOS PUEDEN QUEMAR EL MISMO COMBUSTIBLE	
2	ARRANQUE	AMBOS TIENEN ALTA CONFIABILIDAD DE ARRANQUE. SIN EMBARGO, EL MOTOR DIESEL ACEPTA CARGA PLENA EN 10 SEG. MIENTRAS QUE LAS TURBINAS NORMALMENTE REQUIEREN DE 30 A 90 SEG.	DIESEL
3	RUIDO	LAS TURBINAS DE GAS SON MAS SILENCIOSAS Y PRODUCEN MENOS VIBRACIONES.	GAS
4	CAPACIDAD	NO SE DISPONEN DE TURBINAS DE GAS MENORES DE 500 KW, MIENTRAS QUE LAS UNIDADES DIESEL EXISTEN DESDE 16 KW EN ADELANTE	DIESEL
5	ENFRIAMIENTO	LOS MOTORES DIESEL EN ALTAS CAPACIDADES NORMALMENTE REQUIEREN DE AGUA PARA SU ENFRIAMIENTO, Y LAS TURBINAS SOLO REQUIEREN DE AIRE PARA SU ENFRIAMIENTO.	GAS
6	INSTALACION	EL TAMAÑO DE LAS TURBINAS DE GAS ES CONSIDERABLEMENTE MENOR, REQUIEREN POCO ENFRIAMIENTO Y PRODUCEN POCAS VIBRACIONES, POR TANTO EL COSTO DE SU INSTALACION ES BAJO.	
7	COSTO	LOS MOTORES DIESEL SON MAS BARATOS, PERO EN INVERSION TOTAL LA TURBINA ES COMPETITIVA DEBIDO A SU BAJO COSTO DE INSTALACION.	
8	FUNCIONAMIENTO	LAS TURBINAS DE GAS RESPONDEN RAPIDAMENTE A LOS CAMBIOS BRUSCOS DE CARGA.	GAS

TABLA 3.1.2-1

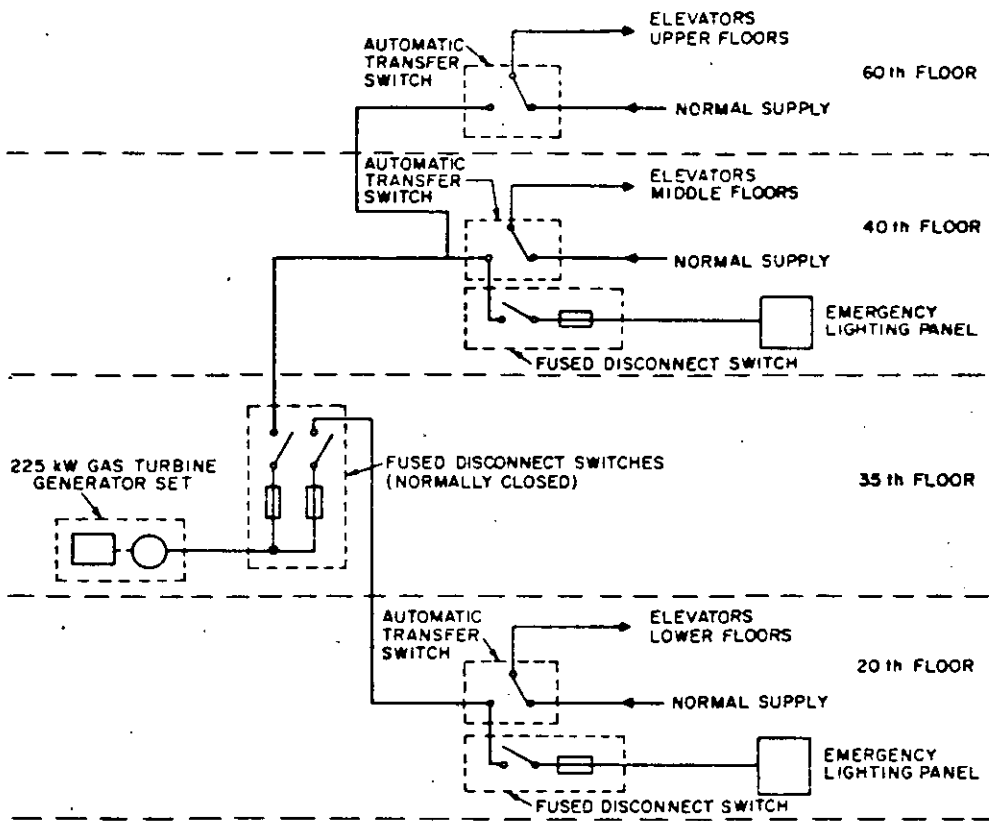
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MOTORES
DIESEL Vs TURBINAS DE GAS

9	MANTENIMIENTO	LA TURBINA DE GAS ES MECANICAMENTE MAS SIMPLE QUE LOS MOTORES DIESEL, SIN EMBARGO, EL SERVICIO DE REPARACION Y PIEZAS DE REPOSICION ES MAS COMUN PARA LOS MOTORES DIESEL.	DIESEL
10	EFICIENCIA	LOS MOTORES DIESEL SON MAS EFICIENTES QUE LAS TURBINAS, PERO EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN LOS CAMBIOS BRUSCOS DE CARGA ES MUCHO MENOR EN LAS TURBINAS	

TABLA 3.1.2-1 (CONTINUACION)



FACTOR DE CORRECCION POR ALTITUD PARA
TURBINAS DE GAS



ARREGLO TIPICO DE UN SISTEMA DE GENERACION CON TURBINA DE GAS

3.2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MECANICA

Los sistemas que se consideran en esta clasificación entregan energía ininterrumpible mediante la conversión de energía cinética (EC) contenida en una masa rotatoria a energía eléctrica:

$$EC = \frac{(WR^2) (\text{rpm})^2}{3.23 \times 10^6}$$

donde W es el peso en libras y R el radio de giro en pies.

Estos Sistemas proporcionan un excelente amortiguamiento entre la fuente que alimenta al primotor y las cargas que no toleran transitorios de voltaje y frecuencia.

Mediante la transferencia a Sistemas de emergencia durante el tiempo en el que se entrega la reserva de energía de estos Sistemas, se puede asegurar un suministro ininterrumpible de energía durante cualquier período de tiempo.

En los siguientes Subincisos se describen tres de los Sistemas que han sido comunmente utilizados.

3.2.1 Sistema Inercial Simple.

Este Sistema esta compuesto de un motor de inducción de bajo deslizamiento, un voltaje o masa de alta inercia y un generador síncrono. La frecuencia de salida del generador a plena carga es de 59.8 Hz. Cuando se interrumpe la alimentación al motor, la energía almacenada en el volante es entregada al generador. La frecuencia de salida del generador se mantiene arriba de 59.5 Hz. en un intervalo de tiempo de hasta 0.5 segundos.

Este sistema tiene relativamente un bajo costo pero provee una mínima protección para cargas que no toleren 59.5 Hz. durante 0.5 segundos.

3.2.2. Sistema Inercial de Frecuencia Constante.

En este Sistema se tiene el mismo equipo del anterior pero ademas, se tiene un control de frecuencia mediante un Clutch que trabaja con corrientes de Eddy. La frecuencia se mantiene a 60 Hz \pm 0.25 Hz. mediante este control.

La energía a cargas críticas se mantiene hasta 15 segundos después de la interrupción del suministro de energía al motor. En este tiempo es posible arrancar la fuente de emergencia y transferir la alimentación del motor a ésta.

La fuente de emergencia usualmente es un motor de combustión interna acoplado a un generador. Las eficiencias son pobres, usualmente menos de 55 por ciento a plena carga.

3.2.3. SISTEMA INERCIAL SOPORTADO POR BATERIAS

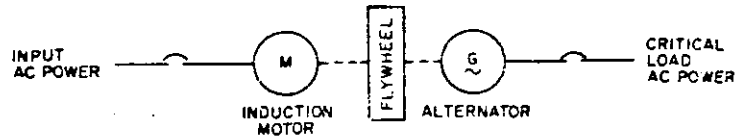
Este Sistema está constituido por un motor de inducción, un generador de C.D., un banco de baterías, un volante, y un generador de C.A.

En operación normal, el motor de inducción mueve al generador de C.A. para alimentar la carga. En este arreglo se tiene la opción en la que la máquina de C.D., actúa como generador para recargar baterías. En condiciones de falta de suministro de energía, se cierra un contactor de C.D., aplicando voltaje de las baterías a la máquina de C.D., es entonces cuando esta opera como motor para mover el generador. La inercia del volante y de las máquinas rotatorias amortiguan la transición entre la operación normal y la de emergencia.

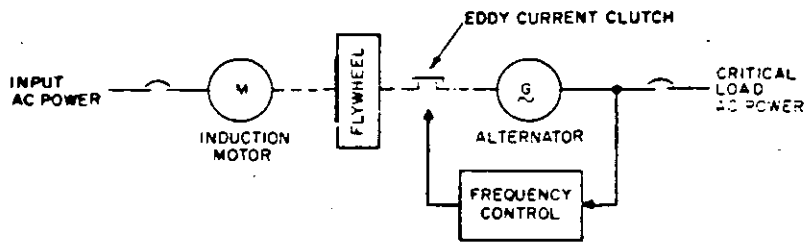
La capacidad de las baterías puede ser seleccionada con base en el tiempo requerido para arrancar y sincronizar un generador de emergencia.

Los diagramas esquemáticos así como una tabla comparativa de los Sistemas anteriores se muestran a continuación.

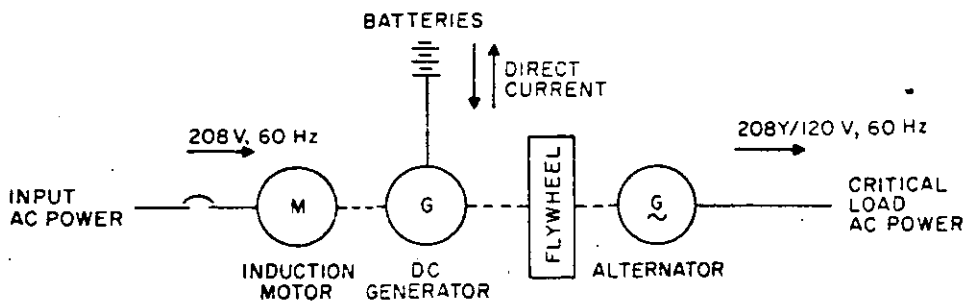
COMPARACION ENTRE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MECANICA



1 SISTEMA INERCIAL SIMPLE



2 SISTEMA INERCIAL DE FRECUENCIA CONSTANTE



3 SISTEMA INERCIAL SOPORTADO POR BATERIAS

	Motor Generator and Flywheel <i>1</i>	Motor/Flywheel/Clutch/Generator <i>2</i>	AC Motor/Flywheel Battery/DC Motor/AC Generator <i>3</i>
Duration of emergency source	Up to 0.5 s	Up to 15 s	For length of battery supply purchased
Voltage regulation	208Y/120V ac $\pm 1\%$	208Y/120V ac $\pm 1\%$	208 Y/120 V ac $\pm 2\%$
Voltage drop or rise for 33 percent load step change from full load	$\pm 8\%$	$\pm 8\%$	$\pm 10\%$ (50% step)
Voltage transient	0.5 s	0.5 s	—
Frequency regulation	60 Hz + 0, -0.5	60 Hz ± 0.5	59.7 Hz ac drive/60 Hz ± 0.5 Hz dc drive
Frequency transient	± 0.5 Hz	± 0.5 Hz	—
Frequency transient recovery time	0.5 s	0.5 s	—
Phase angles, unbalanced loads up to 20 percent	120° $\pm 5^\circ$	120° + 5°	—
Harmonic voltage	5% rms maximum	5% rms maximum	3% rms maximum
Electromagnetic interference	MIL-1-16910 or better	MIL-1-16910 or better	—

TABLA COMPARATIVA

3.3.- SISTEMAS DE BATERIAS. 29

La batería es la fuente más confiable para situaciones de emergencia o respaldo y aplicada con otros equipos puede aún configurarse un sistema superior. Las baterías se instalan mediante conexiones en serie de celdas individuales para alcanzar los voltajes requeridos.

Existen básicamente dos tipos de baterías: las baterías de ácido-plomo y las de níquel cadmio(alcalinas).Las ácidas son --- más económicas que las alcalinas en su costo inicial, sin embargo-- este ahorro de capital puede ser compensado en las alcalinas debido a que tienen mayor vida, son de construcción más robusta y requieren menos mantenimiento, sin embargo, esto puede ser rebatido por la necesidad de ocupar más celdas alcalinas con 1.2 v/celda contra 2v/celda de las ácidas. Ver Tabla 3.2.2.

El número de celdas en una batería de un sistema específico es función del voltaje disponible para cargar la batería y del nivel requerido en el voltaje al final del período de descarga.Estos parámetros se ilustran en la tabla 3.2.1 siguiente.

Tabla 3.2.1.- Número de Celdas para Diversos Voltajes.

Voltaje nominal.....120	48	24	12
Número de celdas (ácidas) 60	24	12	6
Número de celdas (alcalinas)..... 92	37	19	10
Voltaje de recarga... 143	58	30	15.5
Voltaje de flotación. 129	51	26	13
Voltaje final..... 105	42	21	10.5

Ciclo de recarga/igualación/descarga.- En las baterías ácidas, aún sin descargarlas externamente el voltaje de las celdas tiende a bajar al mínimo en aproximadamente 60 a 90 días. Este bajo voltaje de celdas hace necesario un incremento del 10% al voltaje nominal durante 25 o 30 horas. Las baterías alcalinas tienen menos descargas "propias", ya que si no son descargadas por circuitos externos, mantienen 1.2 v/celda por muchos meses. Ambos tipos de baterías necesitan aproximadamente el 110 % de su voltaje nominal para poder llegar al estado de carga completa.

Para dimensionar apropiadamente cualquier batería su ciclo de trabajo debe contemplarse en base a:

- (1) La cantidad de amperes-hora que entrega.
- (2) El tiempo que se requiere para la descarga, esto es, el tiempo que durará conectada en condición de emergencia.

TIPOS DE BATERIAS

30

	ACIDO PLOMO (ACIDAS)		NIQUEL - CADMIO (ALCALINAS)
	PLOMO/CALCIO	PLOMO/ANTIMONIO	
COMPONENTES: PLACA POSITIVO PLACA NEGATIVO ELECTROLITO	PLOMO-CALCIO PLOMO ACIDO SULFURICO	PLOMO ANTIMONIO PLOMO ACIDO SULFURICO	NIQUEL CADMIO HIDROXIDO DE POTASIO EN AGUA
OPERACION	- POBRE A ALTAS TEMPERATURAS - ALTAS DESCARGAS PROPIAS - POLO CONFIABLE EN OPERACIONES CICLICAS - POBRE EN DESCARGAS RAPIDAS	- BUENA PARA OPERACIONES CICLICAS	- SATISFACTORIA A CUALQUIER TEM- PERATURA - SIN DESCARGAS PROPIAS - LA MEJOR EN OPERACIONES CICLICAS - BUENO EN DESCARGAS RAPIDAS
COSTO	BAJO	MEDIANO	ALTO
VIDA UTIL	12-15 AÑOS	10-A 12 AÑOS	MAYOR TIEMPO DE VIDA UTIL 20 A 23 AÑOS
VOLTAJE NOMINAL P/UN SISTEMA DE 120V	2 V / CELDA * 60 CELDAS	2 V / CELDA * 60 CELDAS	1.2 V / CELDA * 92 CELDAS
VOLTAJE DE RECARGA * PARA UN SIS- TEMA DE 120V.	120 % DEL VOLTAJE NOMINAL * 143 V		
VOLTAJE DE FLOTACION * PARA UN SISTE- MA DE 120V	107.5 % DEL VOLTAJE NOMINAL * 129 V		
VOLTAJE FINAL * PARA UN SISTE- MA DE 120V	87.5 % DEL VOLTAJE NOMINAL * 105 V		

TABLA 3.2.2.

- (3) El voltaje final del ciclo de descarga.
- (4) La temperatura de operación.
- (5) La secuencia de conexión de cargas.

Las dimensiones de la batería, en cuanto a capacidad se refiere, deberá ser la adecuada para soportar la carga crítica hasta que pueda ser retirada o desconectada ordenadamente o bien hasta que la energía retorne o una fuente de respaldo pueda ser arrancada y conectada.

Su aplicación se ha extendido mucho en sistemas de comunicación, alumbrados de emergencia, arranque y alarmas de sistemas contra incendio, maniobras de operación en interruptores de potencia en subestaciones eléctricas y arranque de los motores de plantas de emergencia.

El desarrollo tecnológico que la electrónica ha tenido en los últimos años, permite disponer en la actualidad de equipos de su ministro de energía eléctrica en base al componentes de estado sólido (transistores, circuitos integrados, tiristores de potencia, etc).- En México ya tienen aplicación en sistemas de emergencia y en muchos casos como suministro de energía continua. Su utilización se ha generalizado en sistemas de cómputo, comunicaciones, funciones de control que sean críticas y apoyo en sistemas de soporte de la vida en hospitales.

3.4.1.- DESCRIPCION BASICA DE SUS COMPONENTES.- El sistema no interrumpible se ilustra en el diagrama unifilar de la Fig. 3.4.1 y consiste básicamente de:

1.- Rectificador.- Convierte la corriente alterna proveniente de la línea en energía de corriente directa para mantener la alimentación de plena carga del inversor(3) y la corriente de flotación de la batería (4).

2.- Barras Colectoras de Corriente Directa.- Interconectan los terminales de suministro de corriente directa del rectificador (1) a la batería (4) así como la alimentación del inversor(3).

3.- Inversor.- Convierte la energía de corriente directa proveniente del rectificador o de la batería en energía de corriente alterna mediante el empleo de puentes inversores electrónicos a base de tiristores de potencia y filtros capacitivo-inductivos.

4.- Batería.- Proporciona energía de corriente directa al inversor durante los tiempos de falla del suministro principal - de la línea de alimentación, o bien, si fuera el caso, durante las fallas que se presenten en el rectificador(1).

5.- Interruptor estático.- Bajo condiciones de falla en el inversor(3), transfiere la energía eléctrica del UPS a la línea de alimentación con la que está permanentemente sincronizada. El tiempo que emplea es prácticamente instantáneo (5 a 10 msec.); con lo cual no se ve afectada la operación del equipo crítico de la carga.

6.- Interruptor de "bypass".- Cierra en forma automática después de que la carga crítica ha sido transferida del sistema no interrumpible a la línea por el interruptor estático, sustituyendo a este último de manera permanente.

3.4.2.-FUNCIONAMIENTO DE UN EQUIPO NO INTERRUMPIBLE.

Operación Normal.- Durante la operación del equipo-- no interrumpible, la corriente alterna proveniente de la línea alimenta el rectificador para convertirla en corriente directa; esta es aplicada al inversor electrónico (el cual mediante el empleo de tiristores y filtros capacitivo-inductivos; convierte la energía de corriente directa en energía de corriente alterna que es proporcionada a la carga crítica. Una pequeña parte de la energía es utilizada para mantener en flotación la batería. Bajo esta condición de operación, el equipo no interrumpible actúa como un excelente regulador de energía de corriente alterna, amortiguando considerablemente las sobretensiones producidas en la línea de suministro por las maniobras de apertura y cierre de interruptores ("switches"); así como transitorios de rayos en líneas de alta tensión que puedan afectar el voltaje secundario de los transformadores de alimentación principal. (ver Fig. 3.4.2).

Operación con Baterías.- La Fig. 3.4.3 ilustra la condición de falla de alimentación de C.A. en la línea. Cuando esto ocurre, el rectificador entra en una condición de apagado y por lo tanto se desconecta. La batería proporciona entonces la energía que requiere el inversor para seguir alimentando la carga crítica, quedando el control de frecuencia a cargo de un oscilador local a base de cristal, perdiéndose así la función de sincronismo con la línea en virtud de no tener potencial en la alimentación. Cabe mencionar que en ningún momento se pierde el flujo de energía hacia la carga debido a que la batería está permanentemente conectada a las barras colectoras de corriente directa.

El tiempo de alimentación de energía que regularmente se prevee para la batería, es del orden de 15 minutos, aunque si se requiere, puede hacerse el diseño para que soporte tiempos mayores; pero esto implica por supuesto mayor costo. Existen alarmas de bajo voltaje cuando la energía de la batería está siendo cedida a la carga y de continuarse la demanda, entonces se efectúa un disparo automático del sistema, por esta razón, entre otras, es necesario estimar el tiempo requerido para salvaguardar los sistemas de la carga crítica conectada al equipo no interrumpible.

Operación de Recarga de Baterías.- Si antes de que se presente el disparo del sistema por bajo voltaje en la batería se restituye la alimentación de C.A.; el rectificador se conecta automáticamente y proporciona una corriente para mantener la operación del inversor y otra para restituir la energía cedida por la batería durante el tiempo que duró la falla en la línea. El rectificador es diseñado para soportar la corriente total que demandan el inversor y la batería. (ver Fig. 3.4.4).

Operación de Transferencia a la Línea.- El equipo no interrumpible puede ser transferido a la fuente de alimentación cuando ocurre una sobrecarga del inversor o bien cuando exista falla en el mismo. Bajo cualquiera de estas dos condiciones se genera una señal de comando sobre el interruptor de salida del inversor, sobre el interruptor estático y sobre el interruptor de "bypass". Estos tres elementos tienen tiempos de operación diferentes y ocurren en tres diferentes pasos que se ilustran en la Fig. 3.4.5 a, b y c.

El más rápido de estos elementos es el interruptor estático que consiste en 3 interruptores de estado sólido (tiristores), uno por cada fase. La conducción se inicia aproximadamente 1/4 de ciclo después de haber recibido la señal de disparo en las compuertas de los tiristores, quedando así conectada la carga, tanto al equipo no interrumpible como a la línea.

Aproximadamente 2 ó 3 ciclos después se abre el interruptor de salida del inversor y la carga es ahora soportada por la línea a través del interruptor estático.

El paso final de la secuencia de transferencia se efectúa aproximadamente entre los 8 y 10 ciclos, cuando el interruptor de "bypass" cierra y "puentea" la corriente que circulaba a través del interruptor estático.

La secuencia descrita anteriormente es comúnmente conocida como "make-before-break", cuya interpretación en este caso sería la de "conectar-antes de-desconectar", refiriéndonos a conectar la línea antes de desconectar el equipo no interrumpible, haciéndose la transferencia sin ocasionar trastornos a la carga crítica.

Transferencia de la Línea al Equipo no Interrumpible.--- (referido a la Fig. 3.4.6). Para transferir la carga de la línea de alimentación al equipo no interrumpible, se cierra el interruptor de salida del inversor quedando así conectada la carga a través del interruptor de "bypass" en paralelo. Cuando el equipo no interrumpible soporta la mayor parte de la carga se abre el interruptor de "bypass" separándose así la línea. El tiempo que dura esta transferencia es de aproximadamente 1/2 segundo y aquí también se establece una vez más el modo de operación "make-before-break".

3.4 SISTEMAS ININTERRUMPIBLES

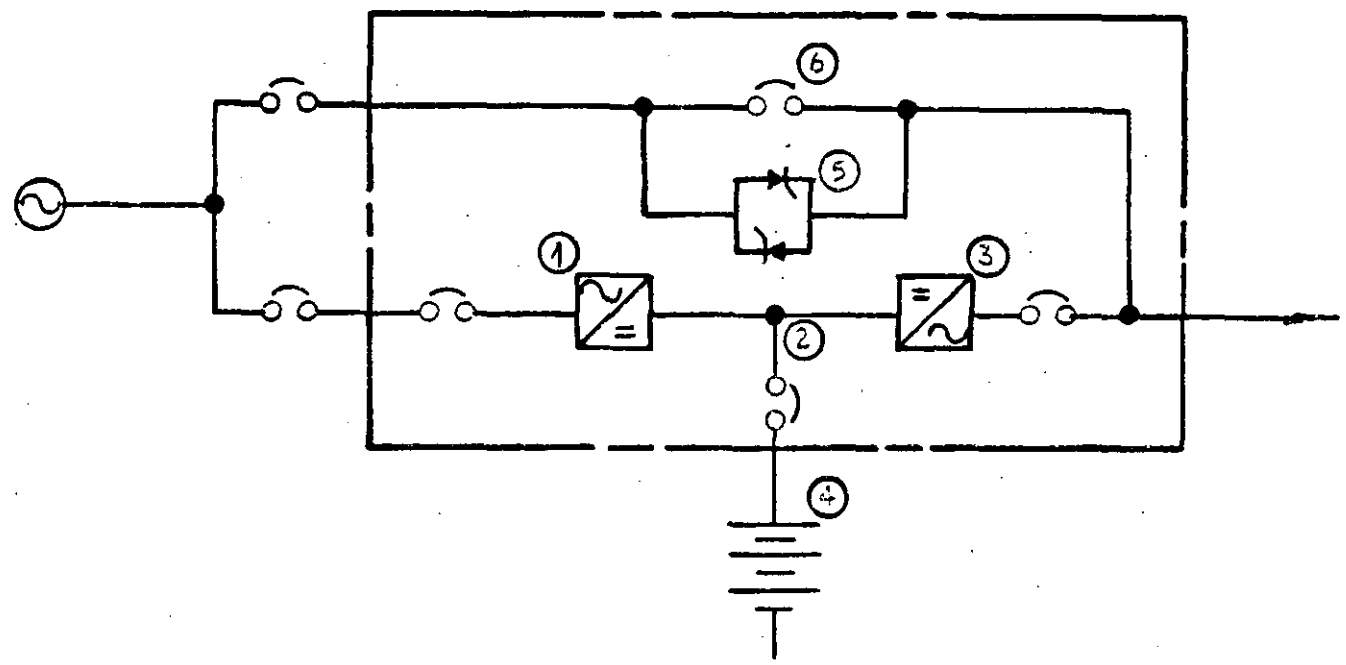


FIGURA 3.4.1

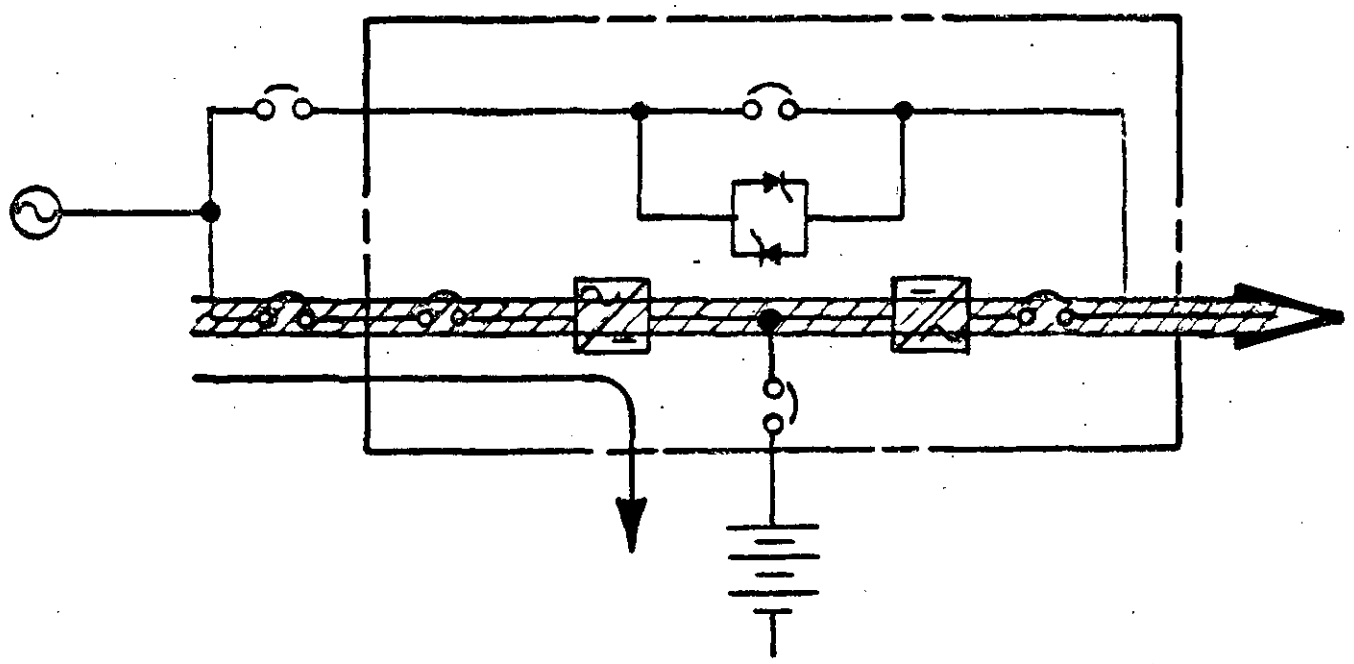


FIGURA 3.4.2

FIGURE 3.4.4

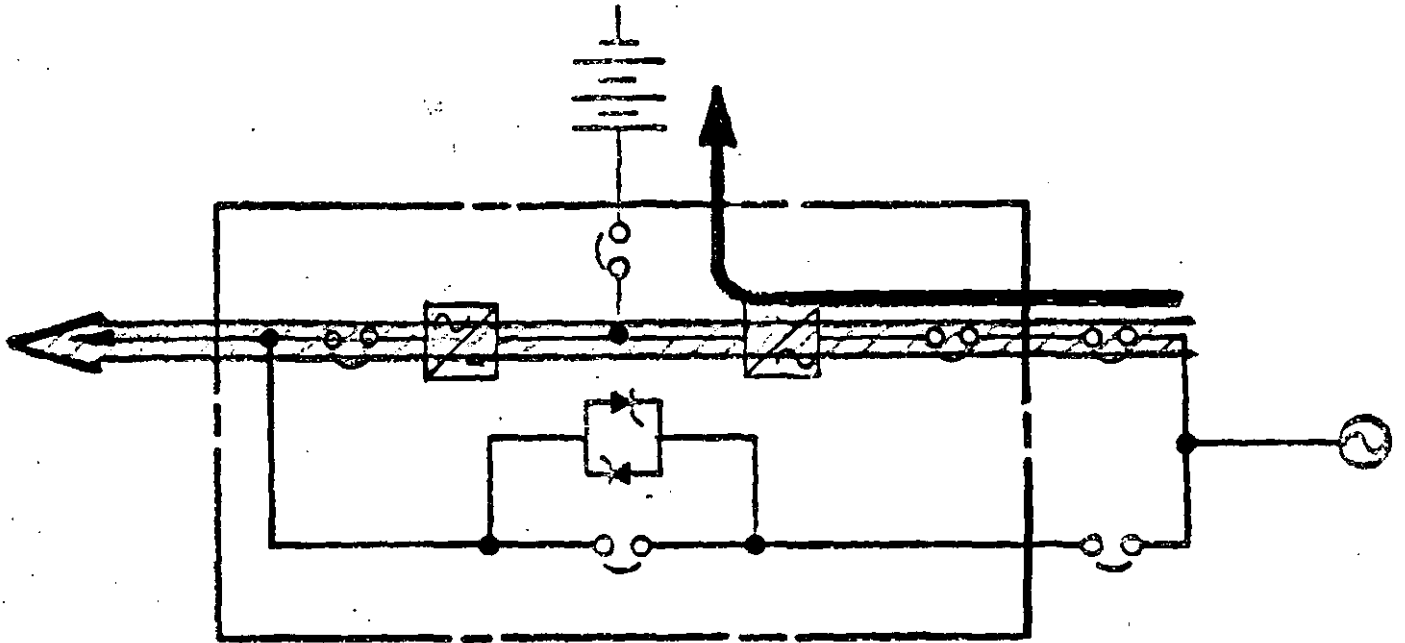
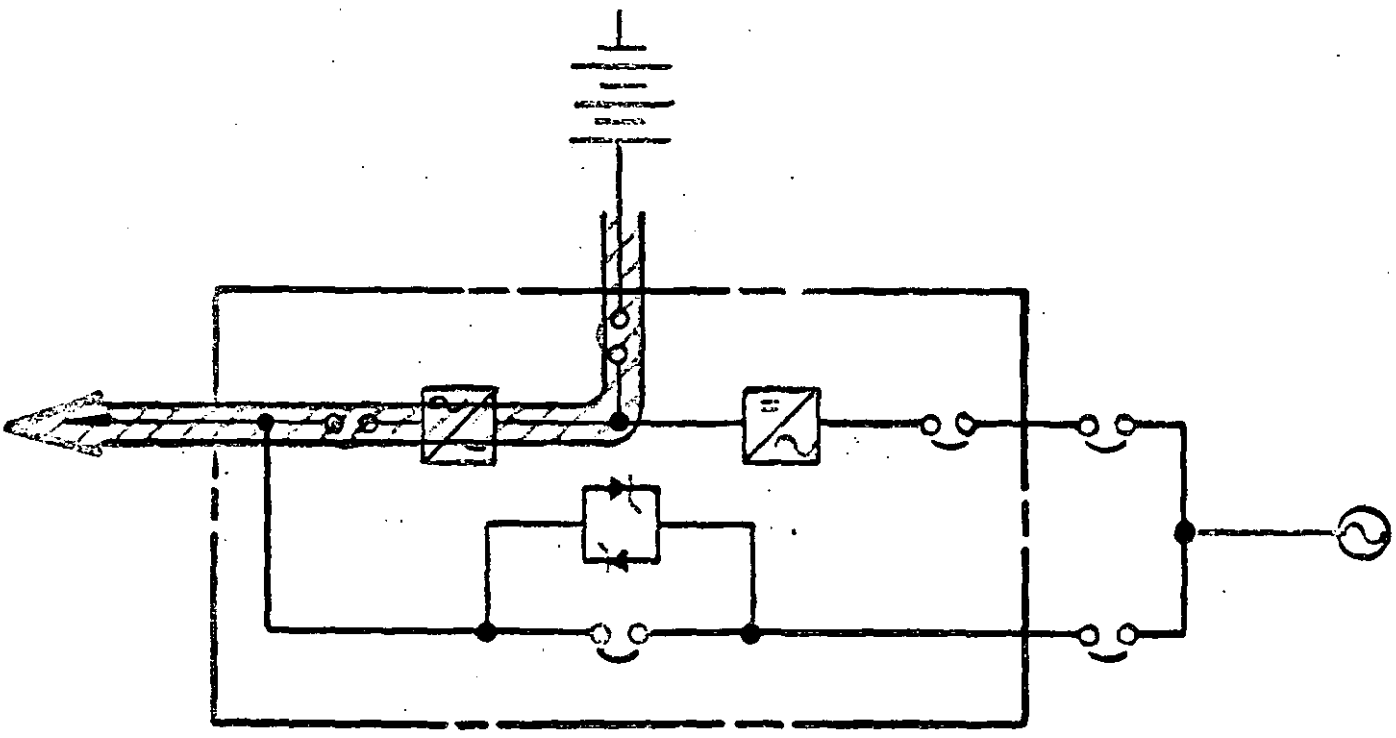


FIGURE 3.4.3



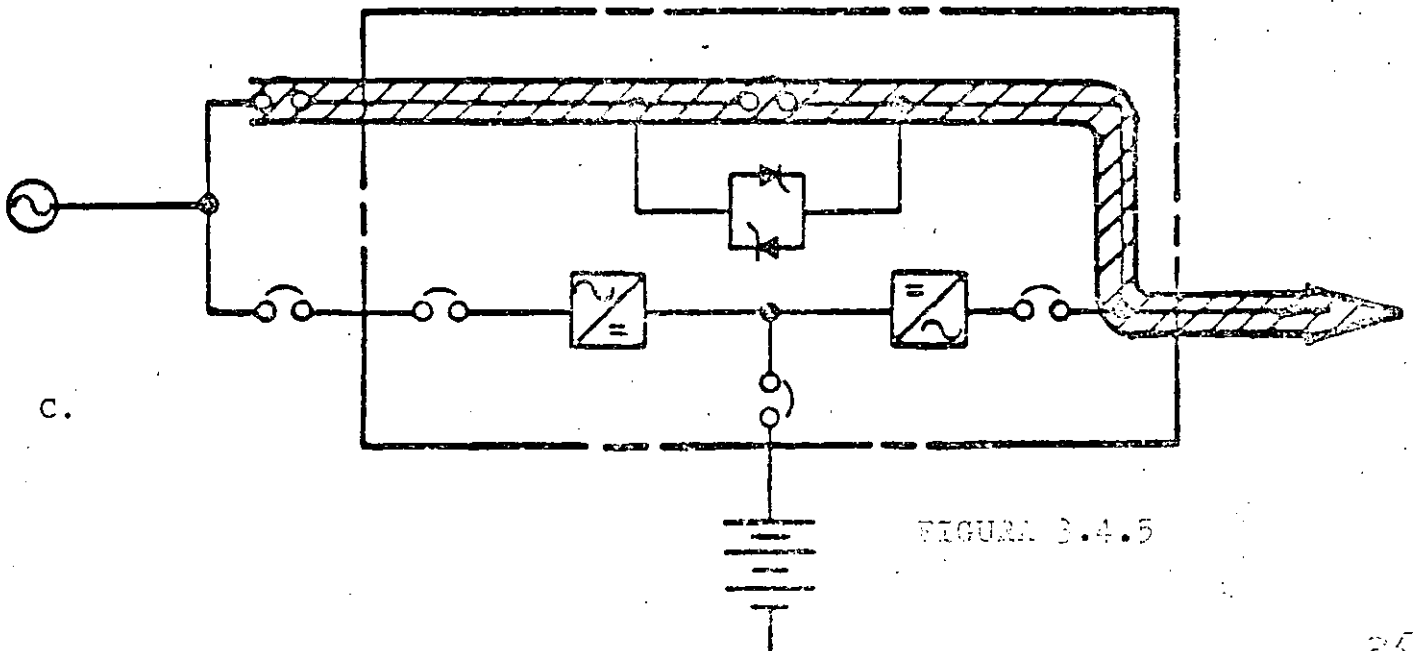
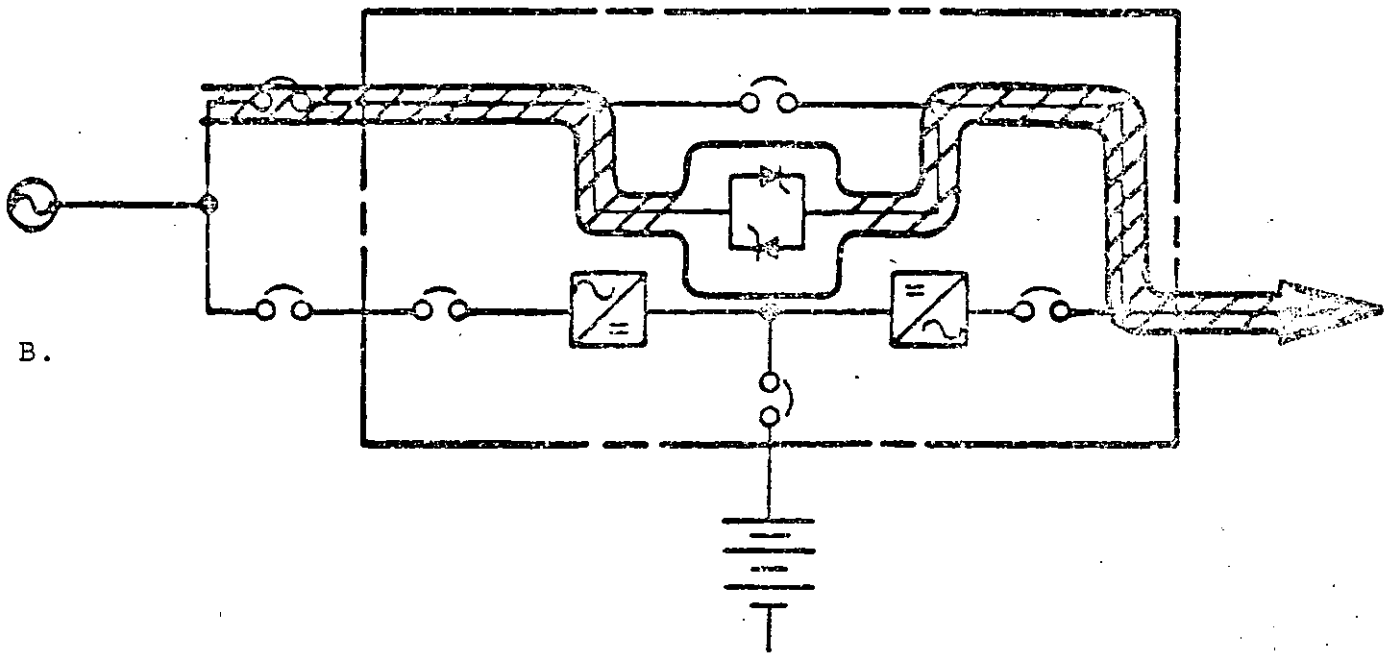
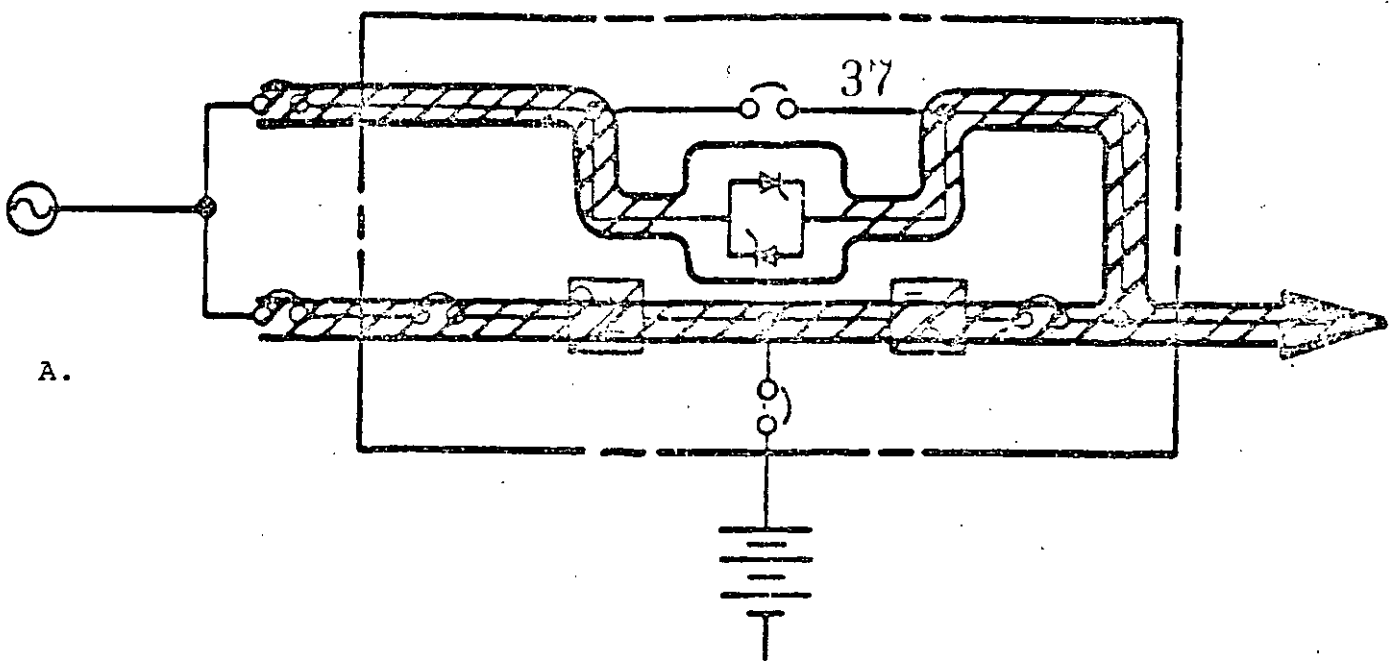


FIGURE 3.4.5

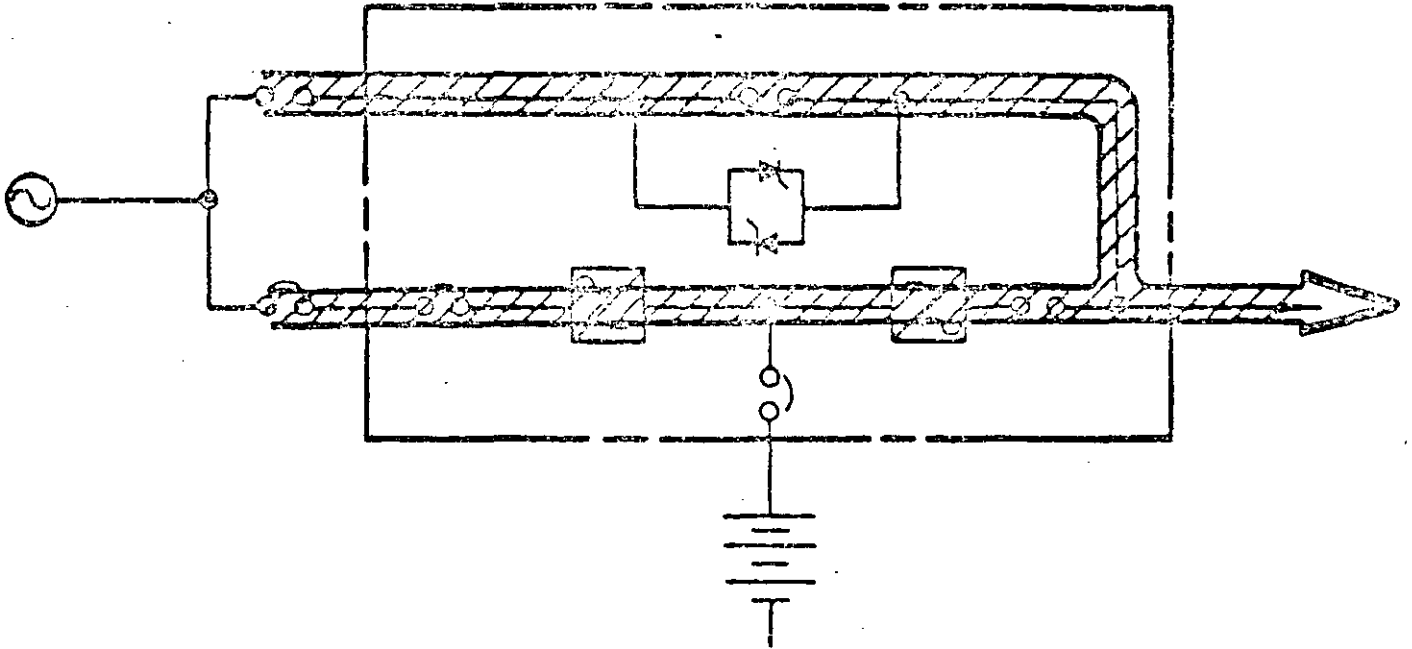


FIGURA 3.4.6

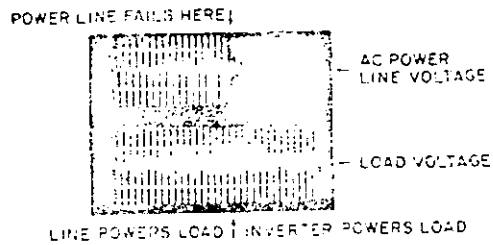
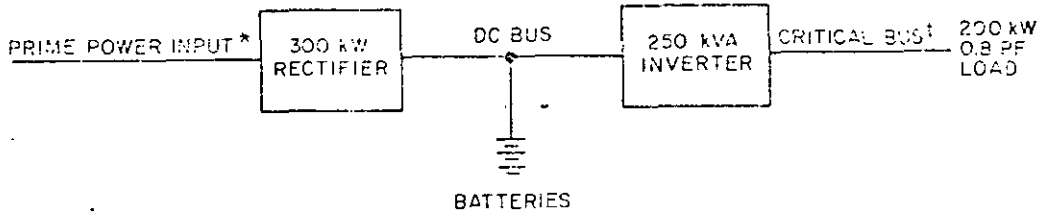


FIG. 3.4.7.- WITHIN NO TRANSIENTS.

3.4.3.- CONFIGURACIONES TÍPICAS DE EQUIPOS NO INTERRUMPIBLES

Existen diferentes y variadas configuraciones de -- equipos no interrumpibles, los que a continuación se explican con algunos de los más usuales. Es importante mencionar que la aplicación de ellos dependerá fundamentalmente de las condiciones técnico-económicas que en cada caso prevalezcan.

Sistema No Redundante.-- La configuración básica consiste en un solo rectificador, una batería y un inversor operando continúaente en la línea de alimentación de C.A. Se fabrican en potencias que van desde los 250 VA hasta 500 KVA. El diagrama unifilar se ilustra en la Fig. 3.4.7. El sistema rectifica la C.A. y sealimenta al inversor manteniendo en flotación la batería. No se ---cuenta con opción de transferencia de ningún tipo y sólo se depende del tiempo que duren las baterías para alimentar la carga crítica durante fallas de la línea. En caso de ser breves las fallas (generalmente menor a 15 min.) el rectificador restituye la carga de las ---baterías.

El sistema proporciona además:

- (1) Energía eléctrica ininterrumpible.
- (2) Bajo mantenimiento debido a no existir partes en movimiento.
- (3) Buena eficiencia en la conversión de energía mediante el empleo de componentes de estado sólido.

La disponibilidad del equipo del sistema para el servicio normal es generalmente alta y puede ser calculada mediante el uso de la siguiente fórmula:

$$A = \frac{TFE}{TFE+TPR}$$

Donde:

A= Disponibilidad del equipo

TFE= Tiempo promedio entre fallas(horas o días)

TPR= Tiempo promedio de reparación(horas o días).

El sistema tiene la ventaja de ser muy simple y de bajo costo y como desventaja; el quedar totalmente fuera cuando su ---inversor falla. Su selección dependerá fundamentalmente del aspecto económico y del tiempo permitido para permanecer con la carga ---crítica fuera de servicio en caso de falla.

Este último inconveniente se supera si se incluye un interruptor estático para efectuar la transferencia de carga a la ---línea; realizándose de acuerdo al esquema que se explicó en el in--

ciso 3.4.2 anterior; aclarando que, de seleccionarse este arreglo, se deberá estar seguro que la fuente de alimentación tenga características de muy buena estabilidad en voltaje y tensión con el fin de poder efectuar una transferencia satisfactoria. La inclusión del interruptor estático incrementa el costo aproximadamente en un 10.5% respecto al sistema no redundante.

Sistema redundante.— La figura 3.4.8 muestra un sistema con dos unidades no interrumpibles operando en paralelo redundante. Cada una de las unidades deberá ser seleccionada a la capacidad total de la carga crítica con el fin de que en caso de falla de uno de ellos, el otro pueda sustituirlo sin afectación al equipo conectado en la salida del sistema. Es posible agregar más unidades pero siempre con servando el criterio de que cuando falla uno de ellos el resto pueda tomar la carga total. Usualmente se duplican los circuitos del rectificador, inversor, control de frecuencia e interruptores de salida, no siendo necesario hacer lo mismo con las baterías; sin embargo, el arreglo permite tener una mayor disponibilidad del sistema y obviamente mejores condiciones de operación respecto al no redundante.

La redundancia del sistema consiste básicamente en tener el menor número de equipos en paralelo para soportar los requerimientos de la carga crítica más uno adicional para tener la redundancia. Un número grande de equipos en paralelo no necesariamente incrementan la disponibilidad del sistema debido a que se tiene un mayor número de componentes sujetas a falla.

El costo de un sistema redundante es aproximadamente:

$$S = (N+1)/N$$

Como puede apreciarse es mayor que en un sistema no redundante, donde N es igual al número de equipos correspondientes al sistema no redundante.

Sistema paralelo, cada uno con su propio control.— La figura 3.4.9 muestra un sistema paralelo redundante de equipos no interrumpibles. La confiabilidad del arreglo mostrado es verdaderamente monstruosa y generalmente se utiliza para sistemas con una gran demanda de energía en la carga, misma que no puede ser suspendida durante las 24 horas, como ejemplo podría citarse el Sistema Bancario que requiere atención continua al público, como es el caso de los llamados cajeros automáticos que operan inclusive los sábados y domingos. La característica de carga compartida se aplica tanto a la alimentación de la línea con la planta de emergencia de combustión interna como en los rectificadores e inversores de los equipos ininterrumpibles. Es muy recomendable cuando el arreglo con interruptor estático de transferencia a la línea no puede aplicarse, de-

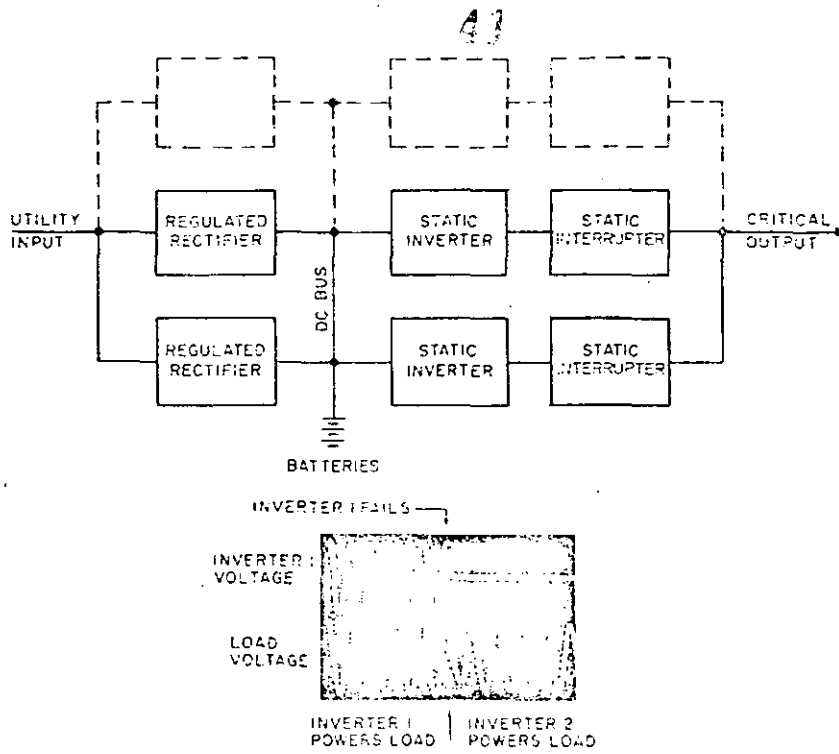


FIG. 3.4.8.- SISTEMA REDUNDANTE.

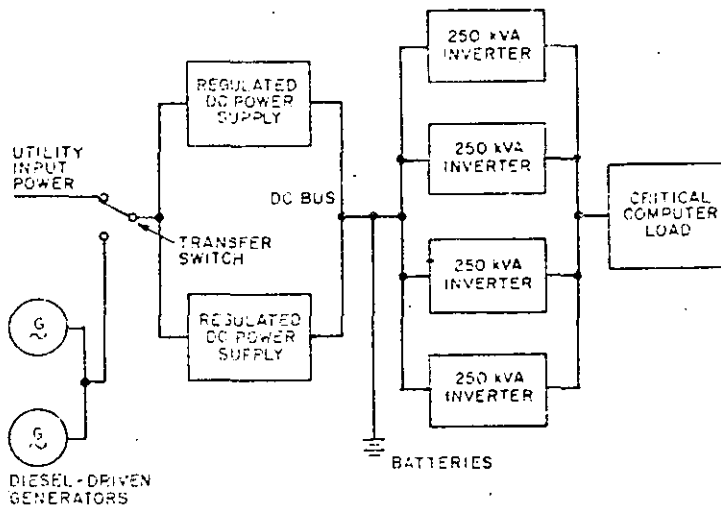


FIG. 3.4.9.- SISTEMA PARALELO-REDUNDANTE DE CARGA COMPARTIDA.

bido a que los parámetros de frecuencia y voltaje en la línea son inestables.

3.4.4.- ESPECIFICACION DE UN EQUIPO NO INTERRUMPIBLE.

La tabla 3.4.1 es una guía para especificar un equipo no interrumpible y fué tomada como referencia del "Orange Book" (Recomendaciones para Sistemas de Emergencia y Respaldo en Aplicaciones Industriales y Comerciales (IEEE): Se proporciona en el idioma original (ingles) para evitar confusiones en la traducción. Es conveniente insistir que sirve como guía y en cada caso será necesario considerar las necesidades específicas del problema que se esté analizando.

TABLE 3.4.1.- ESPECIFICACION DE UN EQUIPO NO
INTERRUMPIBLE.

Input (Rectifier/Charger)	
Voltage	208 V or 480 V, $\pm 10\%$, 3 phase
Power factor	Minimum 0.8 at rated load
Frequency	50 or 60 Hz, $\pm 5\%$
Harmonic content of current	10% (5% preferred)
Startup current limiting	Maximum 25% of full load current (energizing rectifier transformer with inverter at no load)
Startup "walk in"	15 to 30 s to full load
Steady-state current limiting	Adjustable, with two standard settings: 1) For utility power, 125% rated load 2) For emergency power, 100% rated load plus 5 kVA
Output (Inverter)	
Voltage	208 V or 480 V, 3 phase, 3 or 4 wire
Regulation	1) $\pm 2\%$ for balanced load 2) $\pm 3\%$ for 20% unbalanced load (100%, 80%, 80% or 100%, 100%, 80%)
Line drop compensation	0 to 5%, adjustable
Transient response	1) $\pm 5\%$ for loss or return of ac input power 2) $\pm 8\%$ for 50% load step 3) $\pm 10\%$ for bypass or return from bypass
Transient recovery	Return to steady-state conditions within 100 ms after a disturbance
Harmonic content of voltage	4% total, 3% any single harmonic
Phase displacement	1) $120^\circ \pm 1^\circ$ for balanced load 2) $120^\circ \pm 3^\circ$ for 20% unbalanced load
Frequency	50 or 60 Hz
Regulation	± 0.1 Hz
Line sync range	± 0.5 to 1.0 Hz, adjustable
Slew rate	Maximum 1 Hz/s
Current capability	
Overload	125% for 10 m and 150% for 10 s
Fault clearing	150% to 300% for 10 cycles, maximum limited for self-protection
DC Link (Battery)	
Battery type	Lead acid or nickel cadmium (NICAD)
Float voltage	Lead acid 2.2-2.25 V/cell NICAD 1.4-1.42 V/cell
Equalize voltage	Lead acid 2.35 V/cell NICAD 1.6 V/cell
End voltage	Lead acid, minimum 1.6 V/cell NICAD minimum 1.1 V/cell (setting also determined by inverter input voltage window)
Recharge time	10 times discharge time
Energy storage capacity	Sized to requirement (normally 15 min)
General Characteristics and Requirements	
3 ϕ Output ratings	32.5 to 600 kVA at 0.8 power factor
Efficiency	77% to 90% (improves as kVA rating increases)

TABLE 3.4.1.

Dimensions and weight	Depends on kVA rating
Controls	Startup, emergency shutdown, synchronous transfer to bypass and all adjustment functions required for operation and maintenance
Meters	AC volt and ammeters with phase selector switches for both input and output, DC volt meter and charge/discharge ammeter
Alarms	Indicating 10 to 20 special conditions or malfunctions such as output over- and undervoltage, battery discharge, fan failure, auto bypass, etc
Environmental	
Ambient temperature	Within 0° to 40°C operating and -20° to 70°C nonoperating
Relative humidity	0 to 95% at any operating temperature
Reliability	MTBF 200 000 h minimum (includes available utility power via bypass)
Maintainability	MTTR 40 min maximum (when parts are on site)
Available Options	
Frequency conversion	50 to 60 Hz or 60 to 50 Hz (only for redundant type UPS without bypass)
Expandability	Can be paralleled with like UPS modules
Electromagnetic interference suppression	Suppression of radiated on all sides and conducted on input, output, and control cables
Acoustical noise suppression	Maximum 75 dB at 5 ft from surface
Extended operating temperature capability	From 40°C to 50°C
Automatic battery equalizing charge	Activated and timed after each battery discharge
Circuit breaker motor operators	For input, output, and battery circuit breakers
Mimic bus	An illuminated one-line diagram indicating operational status
Remote status monitoring and alarm panel	Monitors special conditions and malfunctions up to 500 ft away
Additional meters	Input and output wattmeters, elapsed time and frequency meters rectifier output dc ammeter
Special conditions to be identified by user	Damaging fumes Excessive moisture Excessive dust Abrasive dust Steam Oil vapor Explosive mixtures of dust or gases Salt air Abnormal vibration, shocks, or tilting Weather or dripping water Special transportation or storage conditions (user to identify method of handling equipment) Extreme or sudden changes in temperature Unusual space and weight limitations Unusual operating duty Unusually high system impedance Seismic considerations Electromagnetic fields Radioactive levels above natural background Abnormally high system voltages to ground Nonlinear load or one generating excessive harmonic or ripple current Inability for the dc source to accept a current in the reverse direction Acoustical noise limitations Type of battery or power supply provided by user

4.1.- Protección contra Sobrecorrientes en los Sistemas.-

En la protección del equipo contra sobrecorrientes se debe determinar la magnitud de las corrientes de falla en los sistemas de emergencia de respaldo y suministro normal, así como en los equipos de transferencia e interrupción. Por lo regular los sistemas de emergencia y respaldo no tienen corrientes de falla tan altas como las del suministro normal, de tal suerte que la corriente que determina la capacidad interruptiva de los equipos es la de corto circuito disponible en el sistema de suministro normal. La evaluación de las corrientes de falla de los generadores de emergencia y respaldo, servirá para asegurarnos de que sea la suficiente para operar el equipo de protección de los equipos derivados que se encuentran coordinados con el equipo de sobrecarga de la alimentación normal. Las corrientes subtransitorias y la velocidad de amortiguación de la corriente de falla pueden ser muy importantes en estos casos, ya que ellas determinan la clase (o bonidad) de coordinación que es necesaria entre los equipos que se utilizan para obtener la coordinación y selectividad apropiadas.

En el estudio de protección y coordinación que se haga, es necesario obtener las características de cortocircuito específicas del generador, directamente del fabricante; así como las curvas tiempo corriente de los fusibles, interruptores y relevadores a utilizar.

4.2.- Equipo de Transferencia.- Se debe dar mayor atención a los interruptores de transferencia debido a que la capacidad de corriente de falla y normal de diseño de los interruptores, es una parte muy importante en la aplicación de proyectos de protección, en virtud de que deben ser capaces de cerrar con altas corrientes de "inrush", soportar corrientes de falla sin daño de sus contactos y ser apto para severos ciclos de trabajo con corrientes de plena carga.

En la aplicación de la protección es necesario consultar a los fabricantes sobre los métodos de prueba aplicados a los interruptores de transferencia, fusibles e interruptores termomagnéticos. La coordinación de aparatos de protección debe hacerse con capacidades de corrientes en amperes RMS simétricos. Si un fusible o un interruptor van a ser empleados, la relación X/R de la corriente de prueba puede ser un gran auxiliar para determinar la mejor protección. La relación X/R de los circuitos determina la máxima corriente pico disponible e indirectamente los esfuerzos magnéticos que pueden ocurrir.

4.2.1.- Protección con Interruptores.- (ver Fig. 4.2.1).- Usualmente se requiere un retardo de tiempo en el interruptor principal de alimentación al equipo de transferencia, que se ilustra en la figura como interruptor "B", con el objeto de proporcionar una selectividad adecuada. Esto se obtiene mediante el empleo de interruptores electromagnéticos o termomagnéticos con características de tiempo corto que además protegen adecuadamente el equipo de transferencia, contra los daños ocasionados por la energía térmica I^2t . La coordinación se deberá efectuar también con el interruptor general de la subestación de servicio así como con el interruptor de mayor capacidad que tenga conectada la carga del sistema de emergencia, mostrados en la figura como interruptores "A" y "C" respectivamente.

4.2.2.- Protección con fusibles.- Los fusibles pueden interrumpir sin peligro altas corrientes de corto circuito de manera más rápida que los interruptores termomagnéticos, sin embargo una ventaja de estos últimos sobre los fusibles, es la posibilidad de operación múltiple de los polos para eliminar la operación monofásica. La corriente pico que deja pasar el fusible y la energía I^2t que pasa a través de él debe coordinarse con las características del equipo de transferencia a fin de evitar daños que puedan destruirlo.-

4.2.3.- Protección de Interruptor de Transferencia Estático.- La corriente de corto circuito disponible es especialmente crítica en la aplicación de los interruptores de transferencia estáticos, por lo que se debe coordinar apropiadamente el tiempo en que el fusible libera la falla y la capacidad del interruptor estático para minimizar los efectos sobre este último. Los interruptores termomagnéticos son considerados como lentos comparados con los fusibles cuando se trata de proteger los equipos estáticos, razón por la cual, siempre se utilizan fusibles. Como en todos los equipos de estado sólido deberá considerarse también una protección de transitorios de voltaje a fin de que no afecten los tiristores del interruptor estático.

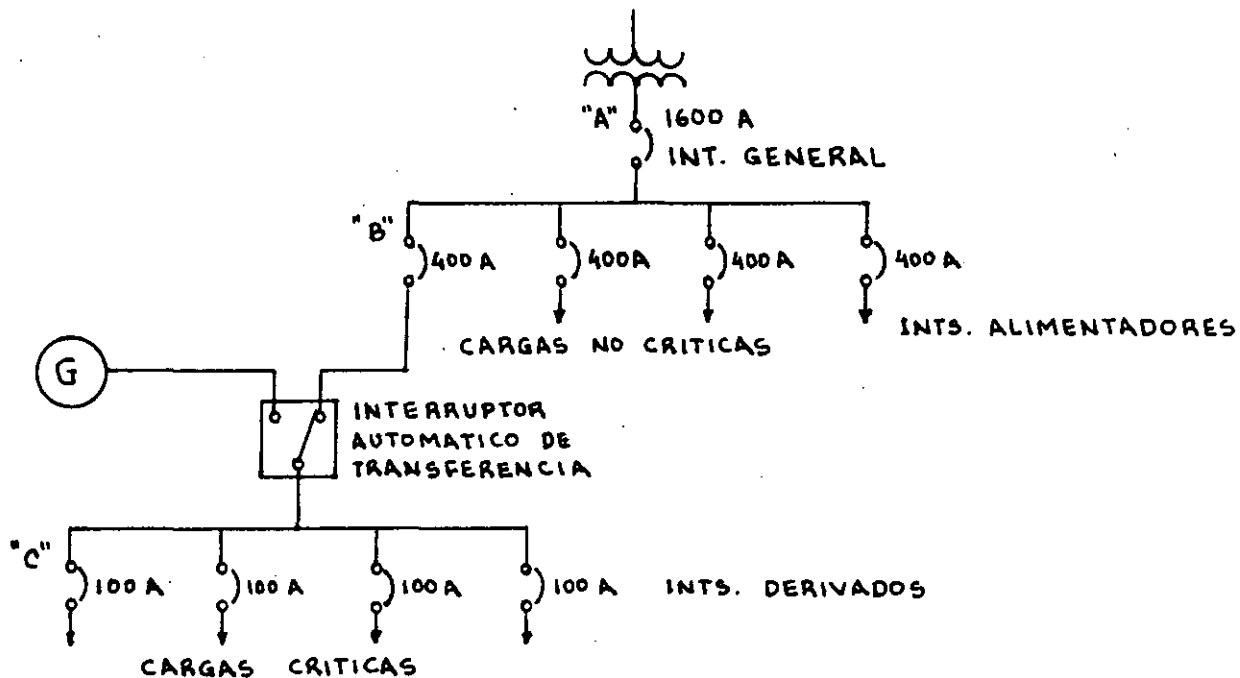


FIG. 4.2.1 DIAGRAMA UNIFILAR

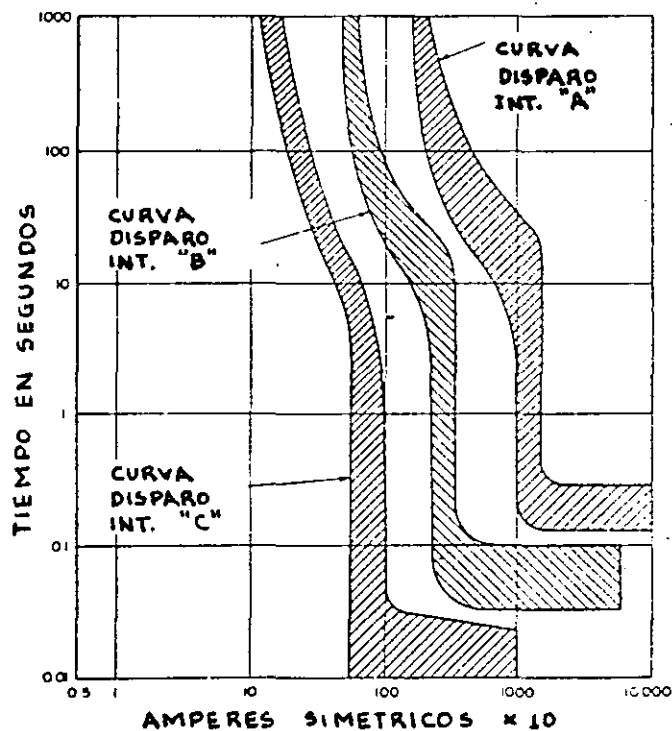
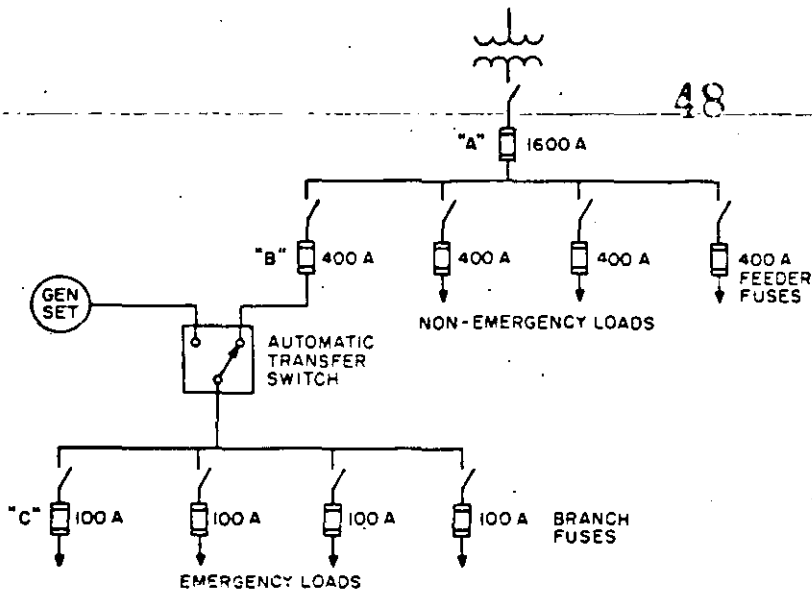


FIG. 4.2.2 COORDINACION DE PROTECCIONES



PLANTA DE EMERGENCIA CON PROTECCION POR FUSIBLES

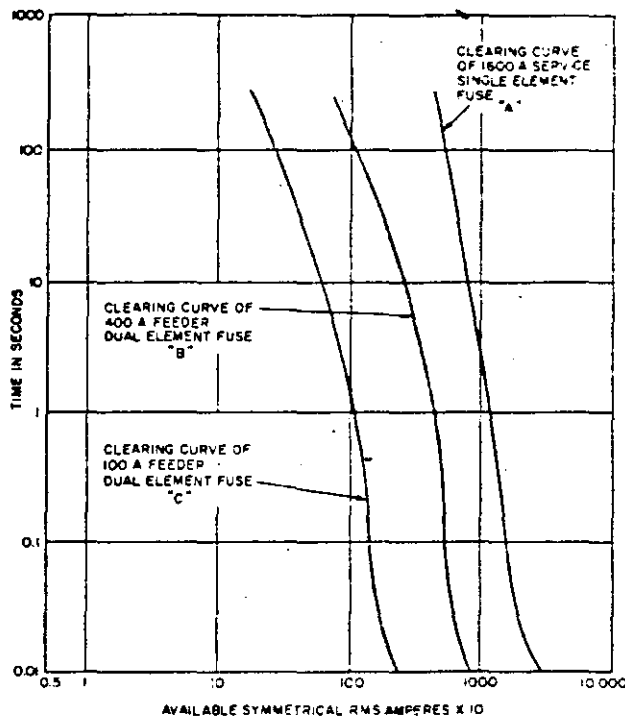


FIG. 4.2.3 CARTA DE COORDINACION

4.3.- GENERACION

Cuando se esta utilizando el sistema de emergencia el generador es la parte mas crítica. Por tal razón su diseño de protección debe asegurar su confiabilidad.

El diseño de protección debe basarse en la evaluación de los costos de las pérdidas de las cargas crítica y la de la destrucción de las fuentes de emergencia.

4.3.1.- PROTECCION DE LAS BOBINAS PRINCIPALES.

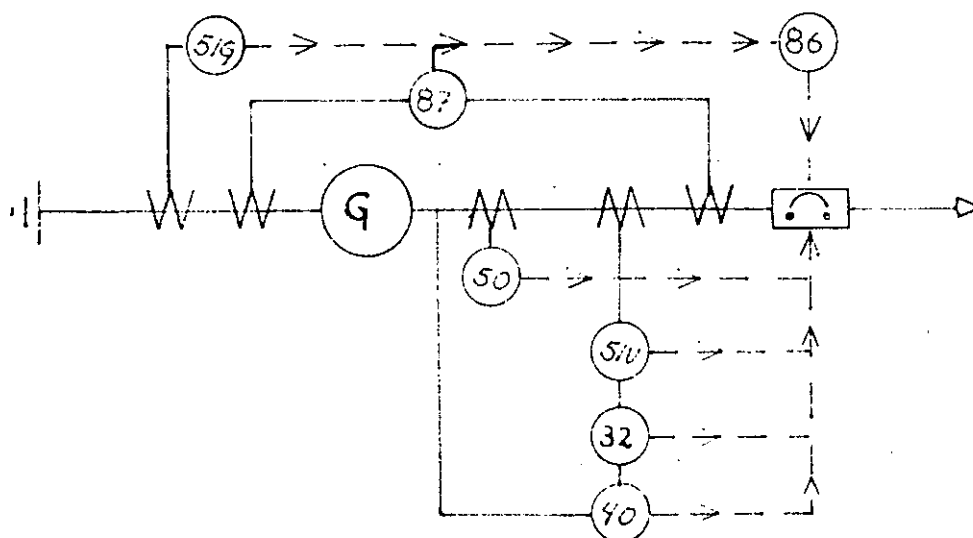
La protección de las bobinas principales con interruptores - electromagnéticos de características ajustables en tiempo ofrecen una mayor flexibilidad de coordinación. Los interruptores termomagnéticos son más económicos y pequeños pero más difíciles de coordinar con otros aparatos de sobrecorriente, los fusibles, por supuesto, son los equipos más simples y económicos, tienen alta confiabilidad cuando se aplican apropiadamente pero no ofrecen la flexibilidad de los interruptores.

En los generadores pequeños la operación selectiva puede causar problemas cuando se dispone de corriente de corto-circuito limitada y es necesario ajustar el regulador de voltaje para lograr una corriente de falla apropiada para la selectividad necesaria. El colapso del generador debido a la lenta operación de un equipo de sobrecorriente puede desenergizar toda la carga crítica negando la inherente confiabilidad de la coordinación apropiada del sistema.

La protección de los generadores grandes puede variar de un simple termomagnético a un electromagnético con un sistema complejo de relevadores para iniciar el disparo.

Los cuales pueden ser:

- 50 Relevador de sobrecorriente instantáneo.
- 51V Relevador de sobrecorriente de tiempo de línea.
- 51G Relevador de sobrecorriente de tiempo de tierra.
- 32 Relevador direccional de potencia.
- 40 Relevador de campo.
- 46 Relevador de corriente para secuencia de fases.



4.3.2.- PROTECCION DEL ROTOR.

Un interruptor de campo es un medio positivo de protección del rotor de los daños por sobrecorrientes debidas a la mala aplicación ó falla de los componentes del sistema de excitación. Pero no se debe asumir que un interruptor de campo proporcione la protección adecuada a las bobinas principales.

4.3.3.- OPERACION EN PARALELO.

La protección de generadores cuando dos ó más se operan en paralelo, es necesariamente más refinada que la de un solo generador, debido a que se necesita aumentar protección para: flujo inverso de potencia, inspección de sincronismo y desconexión de carga. La aplicación de relevadores direccionales de potencia debe ser cuidadosamente realizada ya que la sensibilidad de los relevadores puede causar disparos indeseables ó daños a los generadores.

4.4.- PRIMCTOR.

La forma más directa de protección de sobrecarga manteniendo cierto grado de confiabilidad, es la desconexión de carga. Dependiendo de la severidad del problema de estabilidad se puede

emplear la interrupción total ó por medio de la supervisión de frecuencia iniciar la desconexión parcial de la carga. Por ejemplo - cuando se esta utilizando generación múltiple es necesario utilizar desconexión automática instantánea para compensar la necesidad de - generación en la pérdida de un generador para poder asegurar la disponibilidad de energía remanente.

En generadores con cargas importantes es práctica común la combinación de la interrupción instantánea de parte de carga y la utilización de relevadores de baja frecuencia para desconexiones múltiples. Este tipo de protecciones requiere un estudio de estabilidad que determine la frecuencia de cada paso de desconexión, así como, su tiempo y la cantidad de carga a desconectar. La salida de voltaje del conjunto de generación decrece en forma proporcional a la frecuencia (velocidad del primotor) por lo que, en algunos casos, se utilizan relevadores de voltaje que por reducción de hasta el 50% de la carga permiten el retorno de los primotores a su velocidad de régimen.

La protección del primotor por medio de la supervisión del voltaje y de la frecuencia, no deben eclipsar la importancia del acoplamiento con el generador apropiado o de las características del par del primotor.

La aplicación de los relevadores direccionales de potencia es una forma de protección de primotores, ellos deben preveer la motorización de los generadores, cuando dos o más generadores operan en paralelo, y en otras aplicaciones protegen contra sobrecargas a el conjunto de generación por medio de una rápida operación impiden que la energía fluya en el sistema de suministro.

Para prevenir disparos molestos en la sincronización de generadores, se debe proporcionar un tiempo de retardo en la operación de los transitorios de flujos de energía en reversa presentes cuando el primotor está en condición de girar en sincronismo.

4.5.- SISTEMAS ININTERRUMPIBLES (UPS).

4.5.1.- PROTECCION DE BATERIAS.

Las baterías aportan la confiabilidad inherente en un UPS y la protección deberá ser de primordial importancia. Algunas importantes áreas son sobrecarga, régimen de descarga y sus límites, temperatura ambiente, y detección de tierras.

Las sobrecargas causan gasificación y degradación de las baterías ácidas. Los gases pueden también ocasionar corrosión de las terminales. Una operación sostenida a altas temperaturas causa corrosión interna de las rejillas y de las placas de las baterías. Una alarma y disparo por bajo voltaje, puede prevenir la descarga innecesaria de las baterías y el daño consecuente.

Polongadas corrientes de sobrecarga pueden causar gasificación en las celdas ventiladas y calentamiento en las cerradas. En algunas celdas se protege contra las sobrecargas mediante desviaciones de las corrientes de carga.

El incremento de la temperatura ambiente afecta directamente algunas baterías ácidas mediante el incremento del consumo de agua: corrosión en las rejillas, y producción de hidróxido. Esto es para decir que la operación a temperaturas mayores que las recomendadas acorta la vida de las baterías.

4.5.2.- PROTECCION DEL CARGADOR DE BATERIAS.

Diversos dispositivos de protección para cargadores de baterías incluyen limitadores de corriente de salida, supresores de sobretensiones, y fusibles e interruptores. Un limitador de corriente de salida proporciona una protección contra sobrecarga del cargador. Un límite típico puede estar 125% del régimen de carga y para cortos periodos de tiempo la batería puede suministrar mayor carga si ésta es requerida. Algunos dispositivos limitadores de corriente proporcionan una interrupción automática del cargador cuando existen corrientes de corto-circuito. Los supresores de sobretensiones pueden estar provistos por el fabricante en la entrada y salida del cargador para protegerse contra transitorios en la línea. Interruptores de entrada y salida agregan protección contra sobrecarga así como proporcionan flexibilidad.

Dispositivos opcionales para cargadores de baterías incluir - voltmetro detector de tierras ó luces detectoras de tierras, desco-

nexión • alarma por falla en el suministro y relevadores de sobre y bajo voltaje de C.D. Un relevador de C.A. para falla en el suministro protege la batería contra descargas innecesarias a través del cargador.

4.5.3.- PROTECCION DEL INVERSOR.

Los inversores son comunmente protegidos a la entrada y a la salida con interruptores o fusibles. Las prolongadas condiciones de corto circuito, switcheos fuera de fase, y conexiones equivocadas - de polaridad en forma accidental son ejemplos de las condiciones que se protegen mediante interruptores y fusibles. Los limitadores de corriente en circuitos de salida, como con cargadores de baterías, son proporcionados por la mayoría de fabricantes.

Los inversores pueden estar diseñados para suministrar alguna capacidad de sobrecarga extra. Valores típicos de capacidad de sobrecarga pueden ser 125% para 10 minutos y 150% para 10 seg. Sensores de bajo voltaje pueden estar previstos para desconectar el inversor si el voltaje de la batería cae abajo de un valor predeterminado.

Un aspecto importante para la adecuación de la aplicación de inversores es una ventilación adecuada. Bajo condiciones de operación normal, los inversores pueden desprender una considerable cantidad de calor. Se debera tener cuidado no sólo de proveer la adecuada ventilación, sino tambien de prevenir bloqueos de esta ventilación

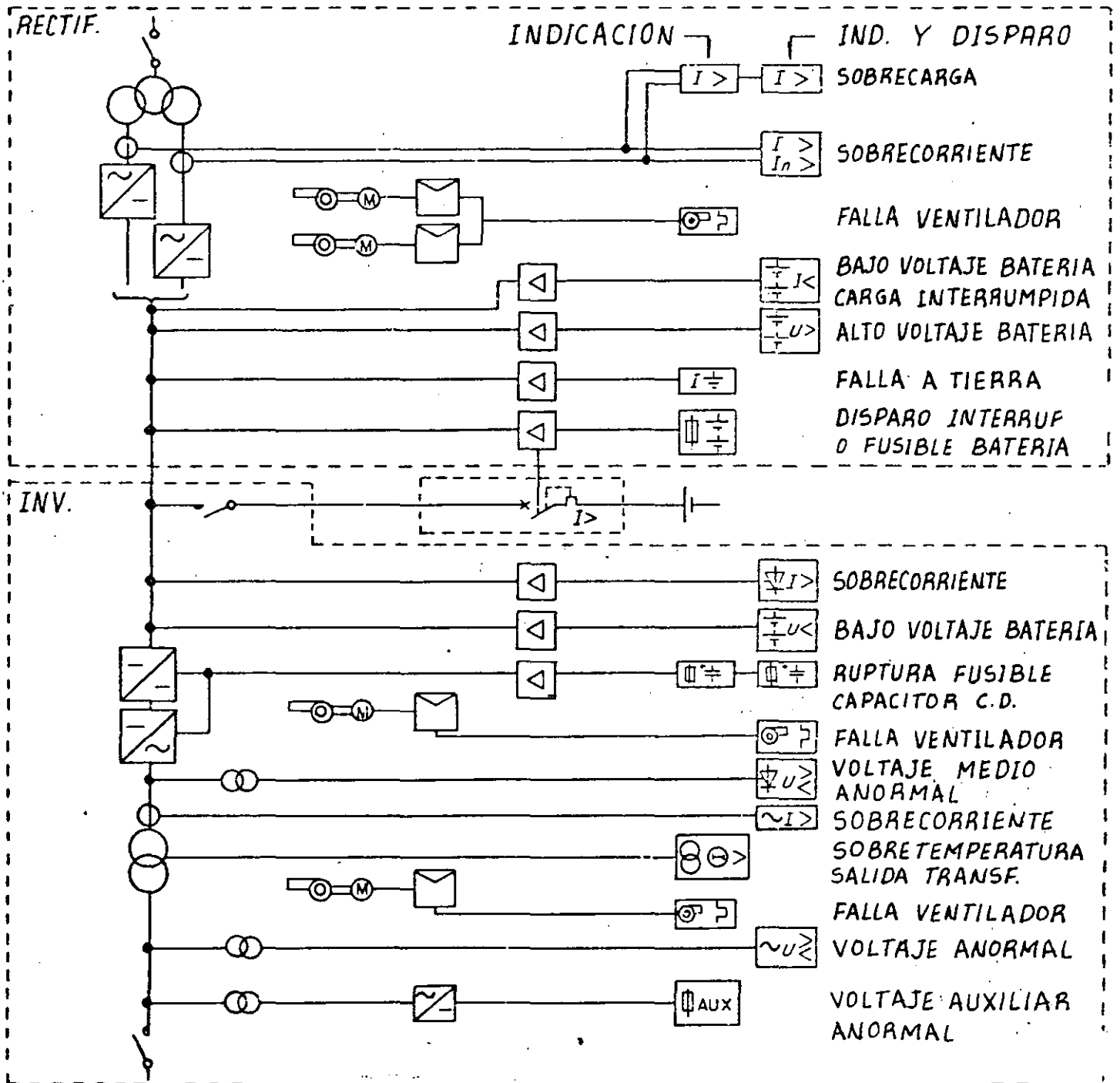
4.6.- SISTEMAS DE TIERRAS.

La primer consideración de diseño de los sistemas de emergencia es la satisfacción de la continuidad del servicio. El sistema de tierras emleado y el arreglo de su equipo pueden afectar la continuidad del servicio.

Los conductores de tierras y sus conexiones deberán arreglarse en forma tal, que eviten la dispersión de corriente de neutro, y que la corriente de falla a tierra pueda fluir por los caminos predichos de baja impedancia; los cuales deben proteger al personal de choques eléctricos y asegurar la operación de los circuitos y equipo de protección. Donde las cargas entre fase y neutro sean grandes ,los sis-

4.5.- PROTECCION SISTEMAS ININTERRUMPIBLES

UPS'S



-- temas requieren aterrizzarse sólidamente. Sin embargo, los sistemas de 600V. y 480V. donde las cargas son de fase a fase y el neutro no se utiliza, se puede utilizar los sistemas con alta resistencia de neutro a tierra ó los sistemas no aterrizados para proveer un alto grado de continuidad de servicio.

4.6.1.- SISTEMAS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS CON NEUTRO

INTERCONECTADO

Un sistema con neutro aterrizado (Fig. 4.6-1) y sólidamente conectado en el switch de transferencia (no switchado) para interconectar el suministro normal con el generador de emergencia y aterrizado del lado de carga del medio desconector de servicio, NO ES RECOMENDADO, debido a que la corriente de dispersión fluyendo através de los circuitos de baja impedancia de tierra puede afectar la operación de los equipos de protección de falla a tierra.

4.6.2.- SISTEMAS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS CON NEUTRO

TRANSFERIDO

Donde el neutro del sistema es transferido del suministro normal al sistema de emergencia se crean dos sistemas radiales separados. Los sistemas creados deberan aterrizzarse en o despues del equipo de desconexión (Fig.4.6-2)

En los sistemas radiales el aterrizaje no intencional del neutro puede causar corrientes circulantes (que operen los equipos de protección de falla a tierra), por lo que se debe tomar precauciones para mantener al sistema libre de contactos de neutro a tierra.

4.6.3.- SISTEMAS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS CON TRANSFORMADOR

DE AISLAMIENTO PARA CARGA TRANSFERIBLE.

Donde una carga transferible es alimentada por un sis

tema derivado de un transformador de aislamiento y del equipo de transferencia localizado antes del transformador de aislamiento, como se ilustra en la Fig. 4.6-3. El transformador de aislamiento permite que las cargas (transferibles) de fase a neutro sean alimentadas sin neutro aterrizado en los alimentadores.

El neutro de la carga es proporcionado por el secundario del transformador.

Cualquier corriente de neutro o de falla a tierra en el secundario del transformador no tienen efecto en el equipo de protección de falla a tierra en el servicio ó en el generador de emergencia.

4.6.4.- SISTEMAS CON NEUTRO ATERRIZADO ATRAVES DE UNA RESISTENCIA.

Quando no se requieren conductores de neutro, debido a que las cargas se conectan entre fases, se puede conectar éste (el neutro) a tierra por medio de una alta resistencia para limitar la corriente de falla a tierra. Este tipo de conexión por lo regular se utiliza en generadores de emergencia (a 480V ó 600V.) donde las cargas críticas de 3 fases, 3 hilos son permanentemente conectadas. Los sistemas con neutro aterrizado através de alta resistencia proporcionan un alto grado de continuidad de servicio, debido a que el equipo de protección no es disparado por una primer falla a tierra.

Donde la carga crítica de 3 fases, 3 hilos es relativamente grande comparada con las cargas que necesitan aterrizaje sólido, se puede utilizar tanto el servicio de suministro normal como el generador de emergencia con neutros aterrizados através de una resistencia (Fig. 4.6-4), cuando las cargas que requieren neutro sólidamente aterrizado se alimentan por medio de un transformador de aislamiento switchado del servicio normal al generador de emergencia por medio de un transfer (no mostrado en la Fig. 4.6.4).

Los sistemas con neutro aterrizado através de una re-

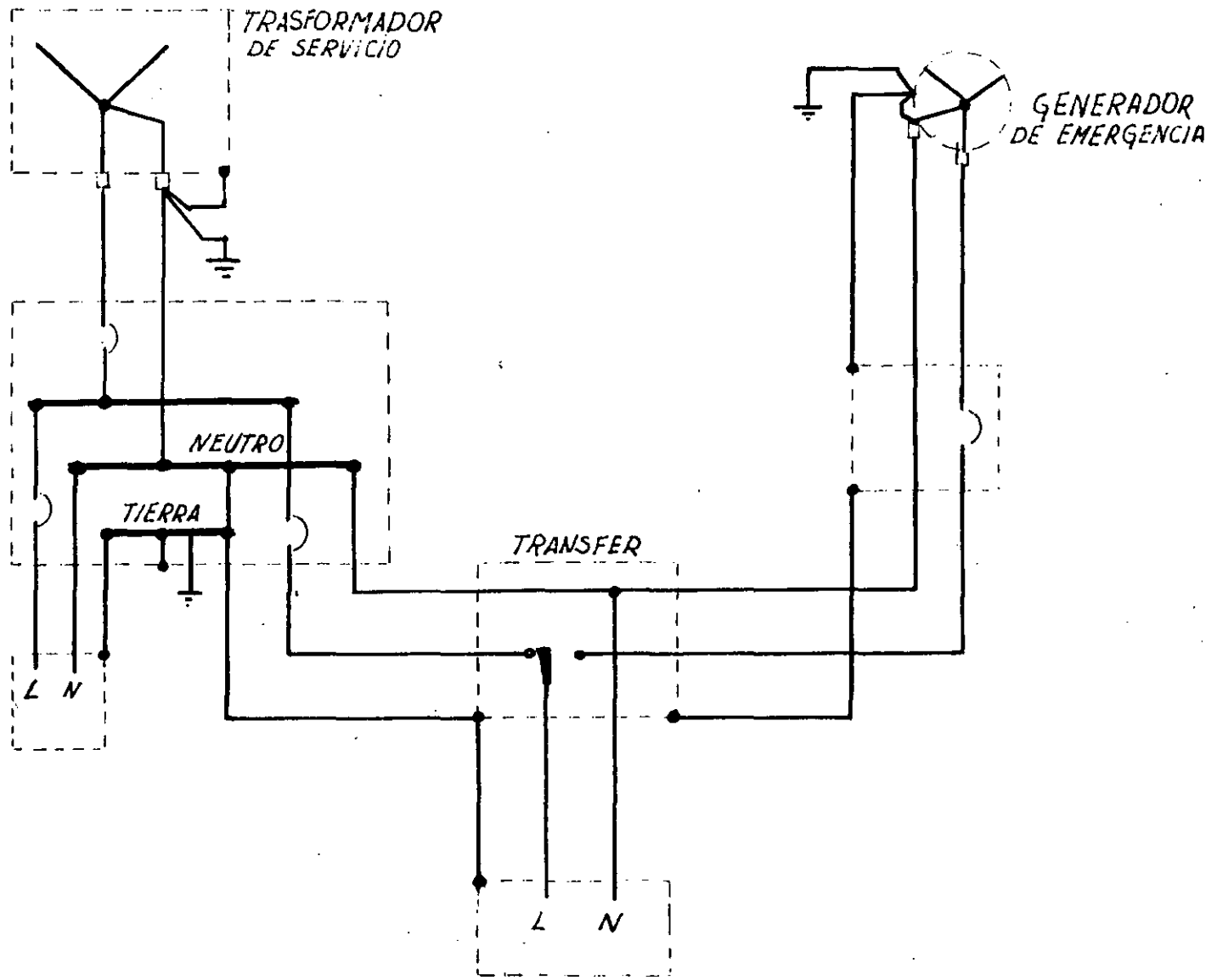


FIG 4.6-1
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON NEUTRO INTERCONECTADO

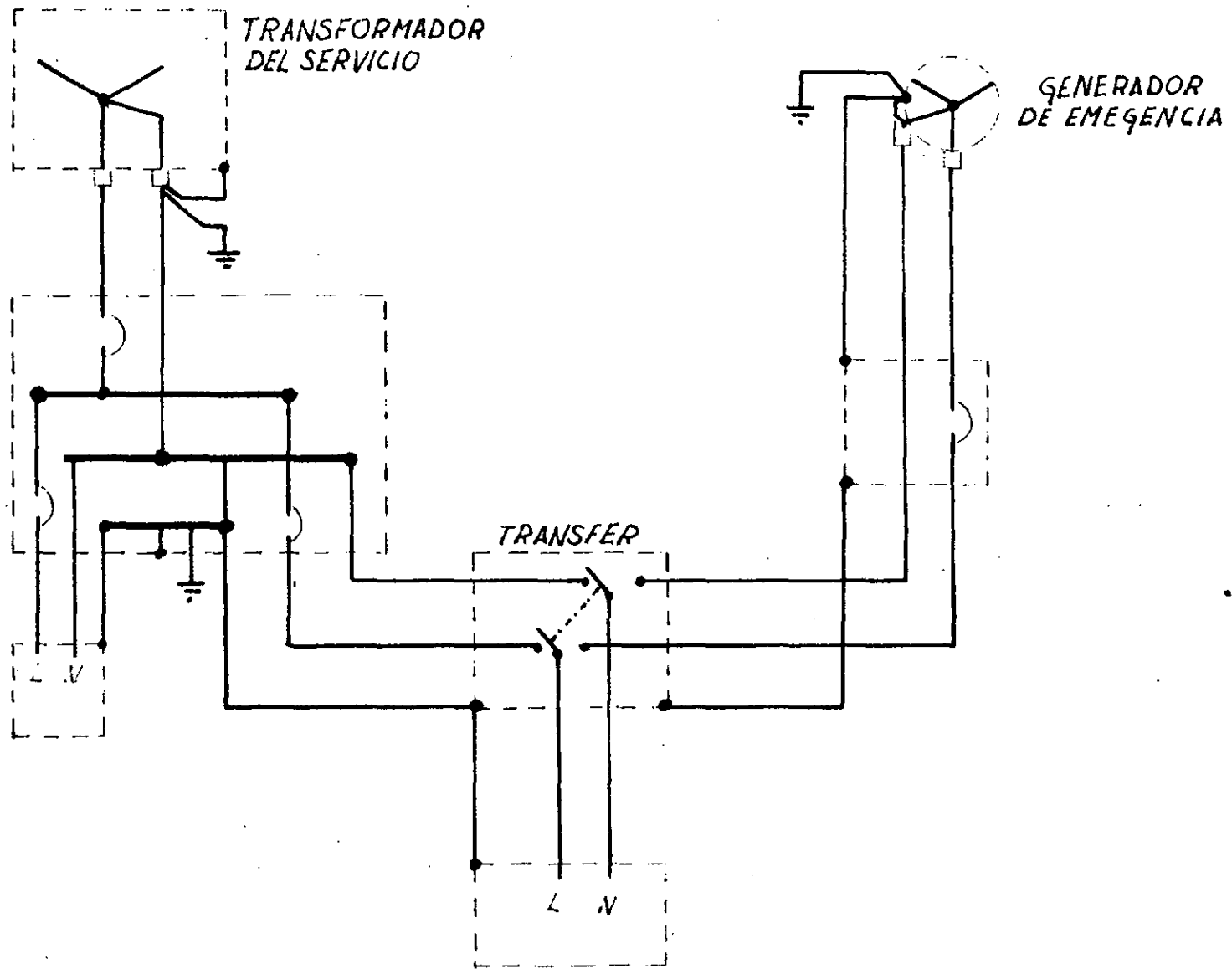


FIG 4.6-2
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON NEUTRO TRANSFERIDO

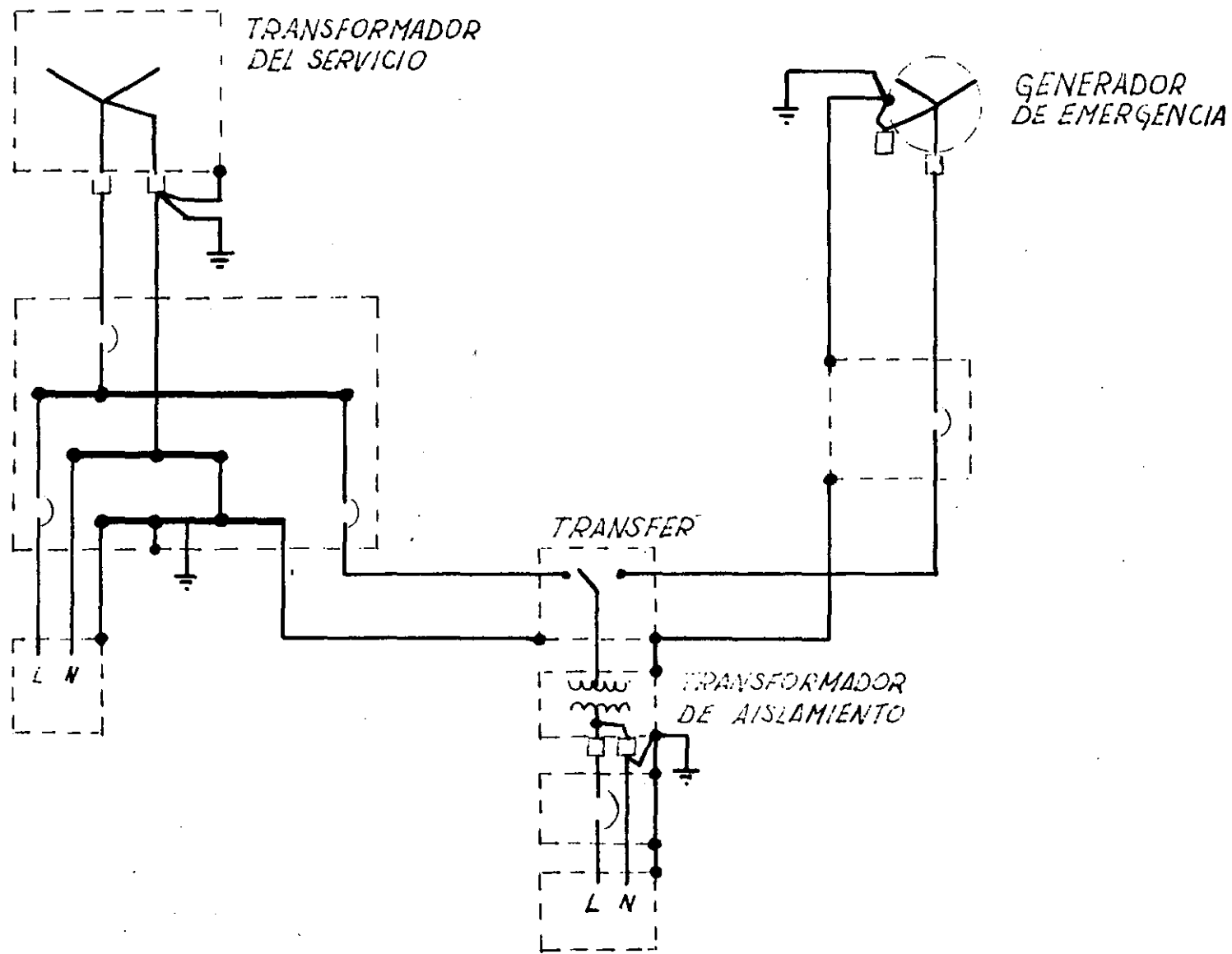


FIG 4.6-3
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO
 PARA CARGA TRANSFERIBLE.

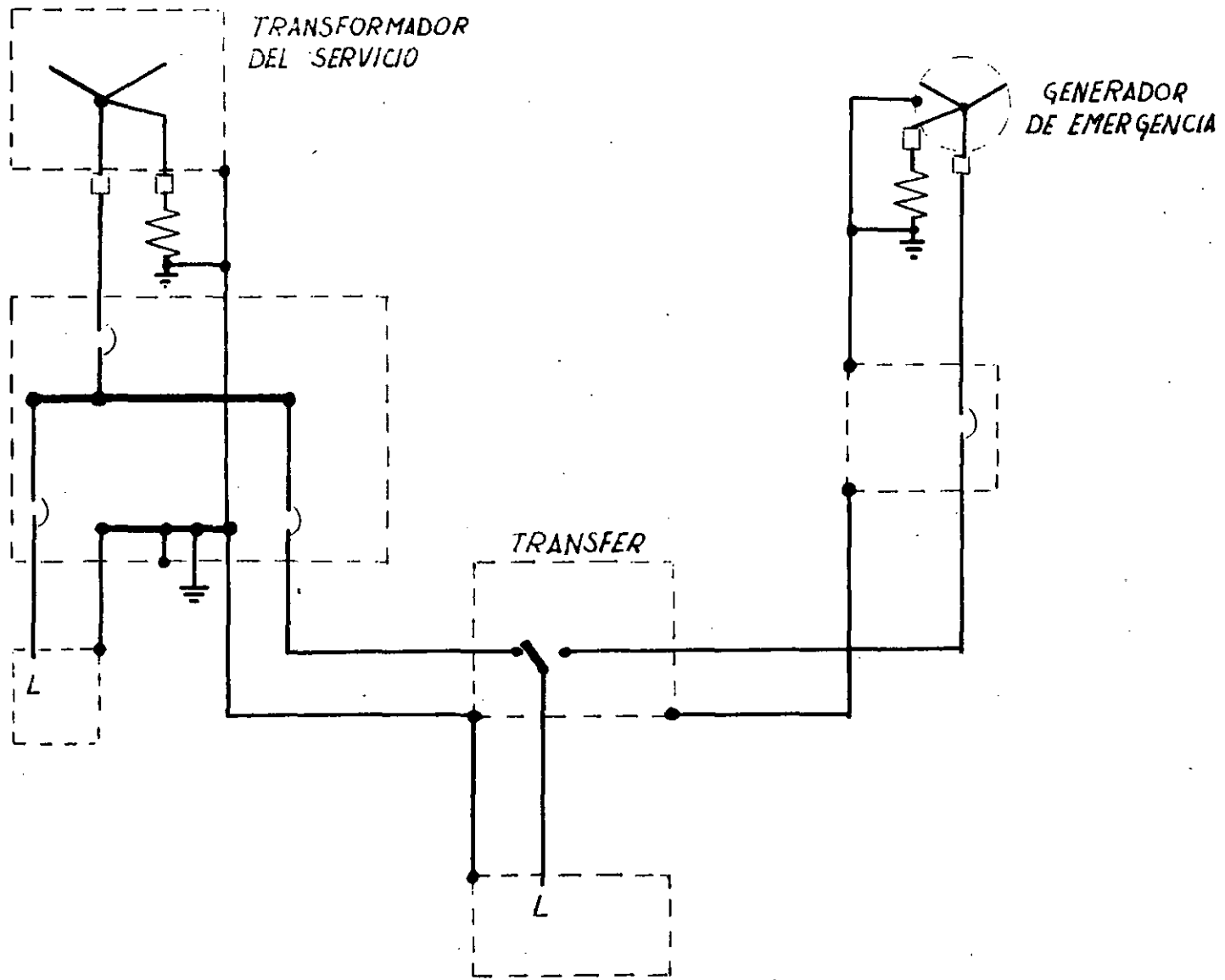


FIG 4.6-4
 SISTEMA CON NEUTRO ATERRIZADO ATRAVES DE UNA RESISTENCIA

sistencia alta, no deben ser utilizados a menos que, los sistemas sean equipados con indicadores y alarmas de falla a tierra y que personal calificado esté siempre disponible para localizar y remover rápidamente la falla.

5.- EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA

Costos, pérdidas reales y potenciales deben ser calculadas ó estimadas para justificar un sistema de emergencia en establecimientos industriales, comerciales y de servicio.

Una estimación de los costos asociados con cada suspensión en el suministro de energía deberá ser calculado y registrado en una bitácora con la fecha ,duración y condiciones existentes en ese momento.

5.1.- ECUACIONES PARA DETERMINAR EL COSTO DE INTERRUPCIONES DEL SUMINISTRO.

Una estimación del costo de una interrupción del suministro de energía desde el punto de vista de "dinero constante" puede ser calculado como sigue:

$$\text{COSTO TOTAL DE FALLA} = E + H + I$$

Donde:

E = Costo de labor por los empleados afectados, en pesos.

H = Costo de material afectado por la interrupción en pesos.

I = Costo para restablecer la eficiencia que se tenía previa a la interrupción, en pesos.

El valor de E, H e I puede ser calculado como sigue:

$$E = AD (B + C)$$

$$H = FG$$

$$I = JK (B + C) + LG$$

Donde:

- A = Número de empleados productivos afectados.
- B = Salario promedio por hora de los empleados afectados, en pesos.
- C = Gastos generales por hora de los empleados afectados, en pesos (Ejem. jornadas especiales, horas extra, etc.)
- D = Duración de la interrupción de energía, en horas.
- F = Unidades de material desperdiciado debido a la interrupción de energía.
- G = Costo por unidad de material desperdiciado debido a la interrupción, en pesos.
- J = Tiempo de reinicio hasta alcanzar la eficiencia normal.
- K = Número de empleados involucrados en el reinicio.
- L = Unidades de material desperdiciado durante el tiempo de reinicio.

Después de haber sido calculado el costo de la interrupción se le debe restar cuando sea el caso el ahorro debido a las utilidades inherentes al producto, para llegar a un costo total ocasionado únicamente por la suspensión del suministro de energía eléctrica.

5.2.- EDIFICIOS COMERCIALES.

Para establecimientos comerciales un cálculo similar puede ser efectuado con base en la duración de la interrupción, costos de labor, pérdida de beneficio en ventas, pérdidas debidas a robos y costos de reinicio.

5.3.- PERDIDAS ADICIONALES DEBIDAS A INTERRUPCIONES DE ENERGIA.

En adición a las pérdidas relativas al "dinero contante" están aquellas más difíciles de calcular pero que se deben incluir cuando se disponga de información, tales son:

- (1) Depreciación prorrateada de los costos de capital
- (2) Depreciación de la calidad de los materiales en proceso.
- (3) "Costo" del dinero invertido en materiales ó máquinas no usadas.

Otras pérdidas pueden ocurrir bajo condiciones especiales ó no usuales. En una planta industrial operando al 100% de capacidad, cualquier pérdida en la producción da como resultado una pérdida del beneficio. El costo de gastos prorrateables y generales variables también representan una pérdida. El gasto para una planta de emergencia tiene una justificación adicional bajo estas condiciones.

5.4.- DETERMINACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLAS EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA.

La probabilidad de fallas en el suministro deben ser determinadas mediante un estudio estadístico de la planta o de la compañía suministradora.

Ejemplos de fallas de energía se muestran en la tabla 5.4-1.

TABLA 5.4-1

ESTADISTICA DE INTERRUPCIONES DE ENERGIA

FECHA	TIEMPO	DURACION	LINEA ALIMENTADORA
9 Marzo	09:52	10 min.	14
11 Junio	21:53	12 seg.	14
11 Junio	22:13	9 seg.	14
15 Julio	20:40	5.5 seg.	13+22
17 Julio	19:13	1-2 min.	14 (9 veces)

Ya que el costo de una falla de interrupción de suministro de energía es pagado por el usuario, es importante que él relacione la confiabilidad, duración y calidad de la energía que requiere a sus necesidades y pueda justificar una planta de emergencia en caso de requerirlo.

5.5.- FACTORES QUE INCREMENTAN LA PROBABILIDAD DE FALLAS DE SUMINISTRO.

Cuando se alcanza o se excede la carga a la cual el sistema está diseñado, la probabilidad de falla se incrementa. Existe una probabilidad similar cuando el sistema se torna más complejo y cuando el equipo envejece.

5.6.- RESERVAS DE POTENCIA.

Las reservas de potencia en el área de usuarios deberá ser investigada. Un adecuado margen de reserva arriba de las demandas de carga pico proporcionan una guía a la confiabilidad del servicio debido a que el margen está previsto para algunas contingencias.

5.7.- CONCLUSION.

La evaluación, justificación y decisión para la compra e instalación de alimentación de respaldo, planta de emergencia o un equipo ininterrumpible de energía, o una combinación de estos sistemas, debe incluir la consideración de todos los requerimientos de energía eléctrica, así como el estudio Técnico-Económico completo para todas y cada una de las necesidades involucradas en condiciones de una falla en el suministro eléctrico.

EL PRESENTE TRABAJO FUE DESARROLLADO POR:

ING. JUAN JOSE QUEZADA RAMIREZ.

ING. BERNABE TORRES HERRERA.

DEL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE INSTALACIONES ELECTRICAS
DE LA GERENCIA DE CONSTRUCCION DE C.L. y F.C.

BIBLIOGRAFIA DE CONSULTA.

+

- 1.- Orange book
IEEE Std 446-1980
Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems..
for Industrial and Commercial Applications.
- 2.- Buff book
IEEE Std 242-1975
Recommended Practice for Protection and Coordination of In-
dustrial and Commercial Power Systems
- 3.- Gray book
IEEE Std 241-1974
Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial
Buildings
- 4.- Industrial Power Systems Handbook
BEEMAN D. L.
McGraw-Hill
- 5.- Revistas tecnicas:
Electrical Construction and Maintenance
de los meses: Enero 1976
Mayo 1982
- 6.- Folletos técnicos:
E S B DE MEXICO, S.A. DE C.V. EXIDE.
Sistemas de Conversion de Energía.
- 7.- Protection of Computers against Transients, Interruptions,
and Outages. Presented at the 1967 IEEE Industry and General Appli-
cations Group Annual Meeting,
BURCH, B. F., JR.
- 8.- Lighting Handbook
KAUFMAN, J. E.
- 9.- Standard Handbook for Electrical Engineers
FINK, D. G., and CARROLL

4.9 Standards References

The following standards publications were used as references in preparing this section.

ANSI C84.1-1977, Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz)

ANSI/IEEE C37.95-1973, Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections

ANSI/IEEE Std 100-1977, Dictionary of Electrical and Electronics Terms

ANSI/IEEE Std 450-1975, Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations

EGSMA GTD2-1971, Glossary of Standard Industry Terminology and Definitions

EGSMA IMFS1-1974, Standards and Recommendations for Installation and Maintenance of Farm Standby Electric Power

EGSMA TDGS1-1972, Standard Specifications for Tractor Driven Generator Sets

EGSMA EGS1-1970, Standard Specifica-

tions for Standby Engine Driven Generator Sets

IEEE Std 141-1976, Electric Power Distribution for Industrial Plants

IEEE Std 241-1974, Electric Power Systems in Commercial Buildings

IEEE Std 387-1972, Criteria for Diesel-Generator Units Applied as Standby Power Supplies for Nuclear Power Generating Stations

IEEE Std 485-1978, Recommended Practice for Sizing Large Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations

NECA Electrical Design Library Series 17, Electrical Design Guidelines (1971)

NECA Electrical Design Library Series No 3/74, Emergency and Standby Power Generation (1974)

NFPA No 70-1978, National Electrical Code

NFPA 101-1976, Life Safety Code

4.10 References and Bibliography

4.10.1 References

[1] IEEE Committee Report. Reliability of Electrical Equipment, Pt 1. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol IA-10, Mar/Apr 1974, pp 213-235.

[2] SAWYER, J. W. Gas Turbine Emergency/Standby Power Plants. *Gas Turbine International*, Jan/Feb 1972.

[3] HEISING, C. R., and JOHNSTON, J. F., JR. Reliability Considerations in Systems Applications of Uninterruptible Power Supplies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol IA-8, Mar/Apr 1972, pp 104-107.

4.10.2 Bibliography

[4] KUSKO, A., and GILMORE, F. E. Concept of a Modular Static Uninterruptible Power System. *Conference Record of the 1967 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 34C62, pp 147-153.

[5] LAWSON, L. J. A True No-Break, Off-Line Uninterrupted Power Supply. *Conference Record of the 1967 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 34C62, pp 154-158.

[6] GRIFFITH, D.C., and YUEN, M. H. Static No-Break Power for Critical Loads in a Modern Oil Refinery. *Conference Record of the 1967 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*. IEEE 34C62, pp 643-652.

[7] KUSKO, A., and GILMORE, F. E. Application of Static Uninterruptible Power Systems to Computer Loads. *Conference Record of the 1969 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 69-C5 IGA, pp 635-639.

[8] RELATION, A.E. UPS Systems for Critical Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 877-884.

[9] WALKER, L. H. Inverter for UPS with Subcycle Fault Clearing Capabilities. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 361-370.

[10] WOLPERT, T. Uninterruptible Power Supply for Critical AC Loads—A New Approach. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 595-602.

- [11] GROSS, S. Rapid Charging of Lead Acid Batteries. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 905-912.
- [12] HAUCK, T. A. Motor Reclosing and Bus Transfer. *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, vol IGA-6, May/June 1970, pp 266-271.
- [13] HELMICK, C. G. Designing for System Reliability in Large Uninterruptible Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 371-384.
- [14] HELMICK, C. G. Uninterruptible Power Supply Systems—What, Why, Where, and When? Presented at the 34th American Power Conference, Chicago, IL, Apr 18-20, 1972.
- [15] KATZAROFF, P. A Base Guide to Uninterruptible Power Systems. *IEEE Conference Record of the 1974 26th Annual Conference of Electrical Engineering Problems in the Rubber and Plastics Industries*, IEEE 74CHO831-8IA, pp 1-6.
- [16] KENNY, R. W., McGOVERN, M. J., and TORPEY, P. J. Development of a Gas Turbine-Alternator System for Emergency Power Applications. *IEEE Transactions on Industry and General Applications*, vol IGA-1, Jan/Feb 1965, pp 3-8.
- [17] LAWSON, L. J. New Uninterruptible Power System Alternatives Using High Capacity Kinetic Energy Wheels. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 151-156.
- [18] PALKO, E. Standby Generator Specification Chart. *Plant Engineering*, Feb 18, 1971, pp 65-70.
- [19] RELATION, A. E. UPS Systems for Critical Power Supplies. *Conference Record of the 1971 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 71C1-IGA, pp 877-884.
- [20] RELATION, E. A., WINPISINGER, J. L., and MITCHELL, J. T. Uninterruptible Power System Using an Improved Magnetic Voltage Stabilizer. *Conference Record of the 1973 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, IEEE 73CHO763-3IA, pp 17-23.
- [21] RENFREW, R. M. Successful Uninterruptible Power Systems for Computers. *Conference Record of the 1968 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 68C27-IGA, pp 787-792.
- [22] ROBERTS, A. M. Power Failure Ride-Through for an Inverter System Using Its Own Induction Motor Load as the Energy Source. *Conference Record of the 1968 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting*, IEEE 68C27-IGA, pp 737-742.
- [23] SCHWARM, E. G., and LITTLE, A. D. Computer Uninterruptible Power System with High Speed Static Bypass. Presented at the Summer Power Meeting and International Symposium of High Power Testing of the IEEE Power Engineering Society, Portland, OR, J 18-23, 1971.
- [24] SUMMERS, G. E. Providing Flexible Power for Computer Systems. *Engineering*, Jan 7, 1971.
- [25] SWENSON, E. C. How to and Install Standby Electric Plant. *Practical Construction and Maintenance* 1963.
- [26] The Exciting World of Standby Batteries. *Factory*, Apr 84-87.

- [27] System for Orderly Emergency Shutdown. *Modern Manufacturing*, Dec 1969.
- [28] Uninterruptible Power System Prevents Computer Downtime. *Rubber World*, Nov 1970, pp 58-60.
- [29] The Electric Way to Standby Power. *Plant Operating Management*, Feb 1970, pp 62-65.
- [30] Emergency and Standby Power Systems. *Electrical Consultant*, Oct 1971.
- [31] The Automatic Transfer Switch Heart of Emergency Power. A Reliability Study of a Power Supply System. The Battery World. *Electrical Consultant*, vol 88, Nov 1972.
- [32] Rating Factors for Generating Plants. Tech Bull T-917. ONAN Company, 1400 73rd Avenue NE, Minneapolis, MN 55432.
- [33] TERVAY, J. C. Nickel Cadmium Pocket Plate Batteries for Standby Power Applications and Systems. Nife, Inc, 23 Dixon Avenue, Copiague, NY 11726.
- [34] Standby Gas Turbine Alternator Package. Publ SD1984. International Harvester Company, 2200 Pacific Highway, San Diego, CA 92112.
- [35] Synchronizer. Publ 200-Syn-68 (Gas Turbine). Electric Machinery Manufacturing Company, Minneapolis, MN 55413.
- [36] Emergency Lighting Handbook. Radiant Industries, Inc, 10900 Burbank Boulevard, North Hollywood, CA 91601.
- [37] GILL, J. D. Transfer of Motor Loads Between Out-of-Phase Sources. *Conference Record of the 1978 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pp 1182-1189.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 2

PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

ING. LUIS MUROW ITQUIN

JUNIO 1995

1.- PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

INTRODUCCIÓN

LA CONTINUIDAD DE PRODUCCIÓN EN UNA PLANTA INDUSTRIAL ES TAN CONFIABLE... COMO LO ES SU SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO.

DOS PLANTAS RARAMENTE TIENEN LAS MISMAS NECESIDADES, POR LO QUE NO SE PUEDE USAR EL MISMO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SIN EMBARGO SE DEBE SEGUIR LAS MISMAS RECOMENDACIONES, CÓDIGOS, Y NORMAS DE INGENIERÍA.

FRECUENTEMENTE SE PROYECTA EN BASE AL MENOR COSTO INICIAL ESTO:

PUEDE ORIGINAR

PROBLEMAS DE CALIDAD. FALLAS

PROBLEMAS DE OPERACION POCA FLEXIBILIDAD.

PROBLEMAS DEL MANTENIMIENTO.

CORTO CIRCUITO
DESASTRES FÍSICOS

PERDIDAS DE PRODUCCIÓN O ACCIDENTES

LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA BIEN PLANEADO Y UNA INSTALACIÓN MEDIOCRE ES GENERALMENTE PEQUEÑA. TÓMESE UN CUENTA QUE EL SISTEMA ELÉCTRICO, EN GENERAL, SERÁ DE ALREDEDOR DEL 2 AL 10% DEL COSTO GLOBAL DE LA PLANTA.

MOTIVO POR EL CUAL:

- +EL SISTEMA NO ESTARÁ BIEN DISEÑADO.
- +LOS COSTOS INICIALES SE ELEVARAN.
- +SE VERA AFECTADA SERIAMENTE TODA SU PLANEACIÓN.

SI NO PUEDE PONERSE EN CONTACTO CON ESTAS PERSONAS, TRATE AUNQUE SEA INDIRECTAMENTE DE OBTENER DATOS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA.

CONSIDERACIONES BÁSICAS DE DISEÑO

SEGURIDAD

EN VIDAS NO HAY ALTERNATIVA.
SOLO LA OPCIÓN SEGURA ES LA
VIABLE.

EN LA PROPIEDAD PUEDE EVALUAR-
SE ECONÓMICAMENTE.

CONFIABILIDAD. DEPENDE DEL TIPO DE PROCESO. ALGUNAS PLANTAS TOLERAN INTERRUPCIONES, OTRAS NO. EL SISTEMA SE DEBE DISEÑAR PARA PODER AISLAR LAS FALLAS CON UN MÍNIMO DE DAÑO AL EQUIPO FALLADO Y UN MÍNIMO DE DISTURBIO (INTERRUPCION DEL RESTO DE LOS EQUIPOS).

GUÍA PARA LA PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO PODRÁ GUIAR AL INGENIERO EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL.

- +LEVANTAMIENTO DE CARGAS.
- +INFORMACIÓN SOBRE LOS PROCESOS EN LA PLANTA.
- +DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA.
- +ARREGLO ELÉCTRICO.
- +LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO.
- +SOLUCIÓN DE TENSIONES.
- +COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.
- +GENERACIÓN.
- +DIAGRAMA UNIFILAR.
- +ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.
- +PROTECCIÓN.
- +EXPANSIÓN FUTURA.
- +OTROS REQUERIMIENTOS.

LEVANTAMIENTO DE CARGAS.

OBTENGA UNA DISTRIBUCIÓN DE PLANTA GENERAL CON LA LOCALIZACIÓN DE EQUIPO Y SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS; (POTENCIA, TENSIÓN, FASES, ETC.). ASÍ MISMO TRATE DE INVESTIGAR Y CONOZCA LOS PROCESOS DE PRODUCTIVIDAD DE LA PLANTA.

DENSIDADES DE CARGAS ESTIMADAS EN VARIAS INDUSTRIAS**INDUSTRIAS (E.U.) (ALUMBRADO Y FUERZA)**

<i>TIPO DE PLANTA</i>	<i>VOLT-AMPERES DEMANDADOS VA/M2</i>
FABRICA DE AEROPLANOS	162-270
FABRICA AZÚCAR REMOLACHA	200
FABRICA DE PAPEL	150
FABRICA TEXTIL	130
MANUFACTURERA DE CIGARRILLOS MANUFACTURA EN GENERAL, QUÍMICOS, EQUIPO ELÉCTRICO	108
TALLER DE REPARACIÓN DE MAQUINAS, FABRICACIÓN DE PEQUEÑOS APARATOS	80
MANUFACTURA DE LÁMPARAS	54
MANUFACTURA DE PEQUEÑOS COMPONENTES	38

LIBRO ROJO, EDICIÓN 1969

PARA LAS CARGAS DE ALUMBRADO EN SI, SE PUEDE CONSULTAR LA SECCIÓN 4 DEL VOLUMEN "APPLICATION VOLUME" DEL IES LIGHTING HANDBOOK, EDICIÓN 1981.

INDIVIDUALES MÁXIMAS DE LAS SUBDIVISIONES DE UN SISTEMA A LA DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA TOTAL.

FACTOR DE DEMANDA. ES LA RAZÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE UN SISTEMA, A SU CARGA TOTAL.

FACTOR DE DIVERSIDAD. ES LA SUMA DE LAS DEMANDAS SUBDIVISIONALES MÁXIMAS DE UN SISTEMA, A SU DEMANDA MÁXIMA. (TOTAL).

FACTOR DE CARGA. LA RAZÓN DE LA CARGA PROMEDIADA SOBRE UN CIERTO PERÍODO DE TIEMPO A LA CARGA PICO OCURRIDA EN ESE PERÍODO.

PARA EFECTOS PRÁCTICOS SE ASUME UN FACTOR DE DIVERSIDAD DE 1.0 Y FACTORES DE DEMANDA SIMILARES A LOS SIGUIENTES:

FACTORES DE DEMANDA

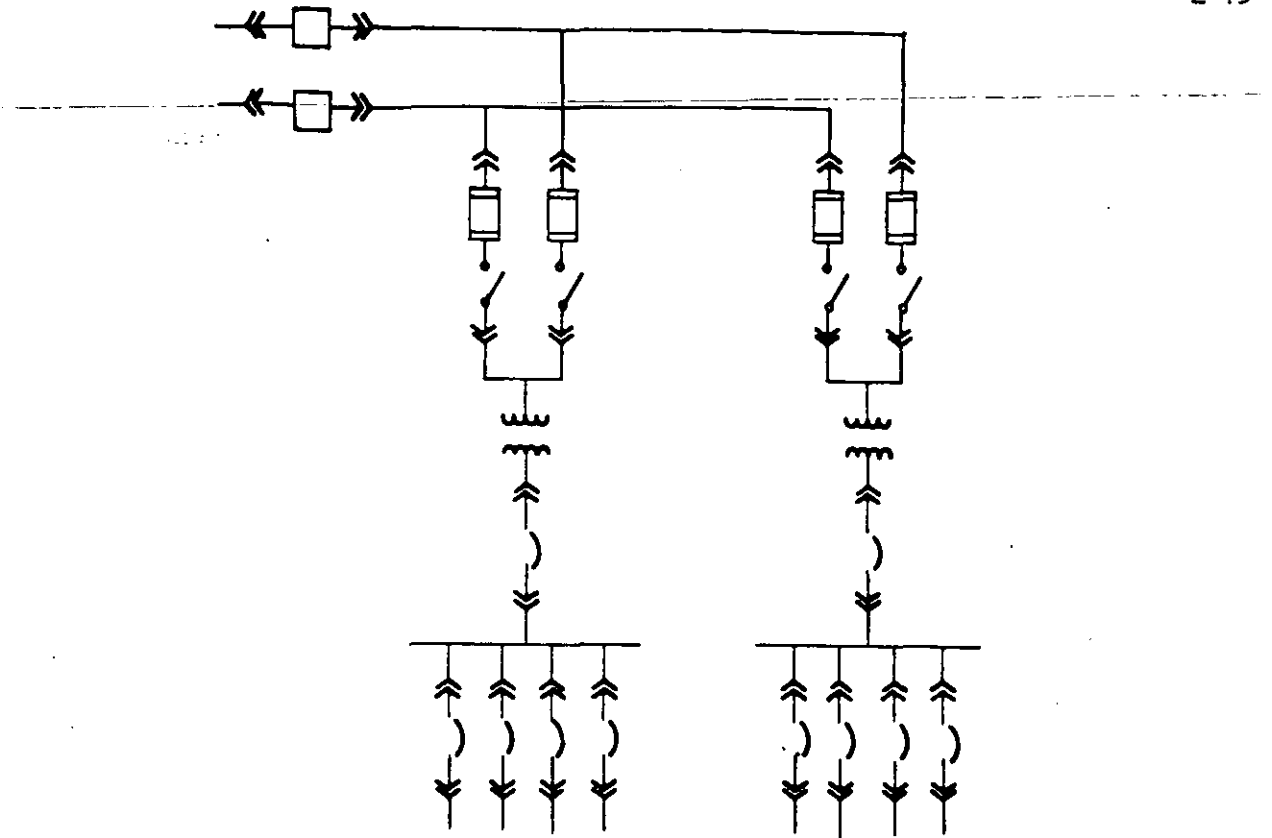
SISTEMAS O ARREGLOS ELÉCTRICOS

INVESTIGUE LOS DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SELECCIONE EL MAS ADECUADO A LOS REQUERIMIENTOS DE SU PLANTA.

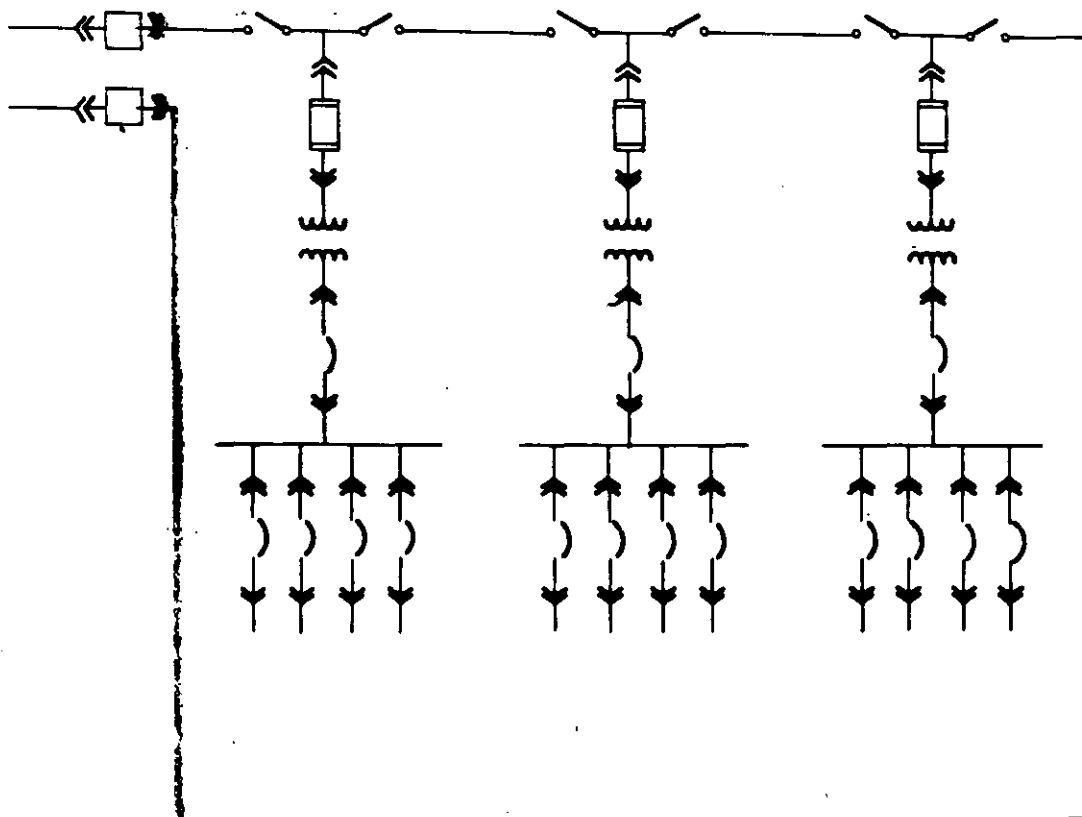
ESTO DEPENDE DEL PROCESO DE MANUFACTURA, EN GENERAL, MIENTRAS MAS CONFIABLE ES UN SISTEMA, ES MAS COSTOSO.

ALGUNOS PROCESOS NO SE VEN AFECTADOS POR LAS INTERRUPCIONES. EN ESTE CASO SE PUEDE APLICAR EL SISTEMA RADIAL, OTROS PROCESOS NO TOLERAN INTERRUPCIONES (CEMENTERAS, FUNDICIONES, GENERACIÓN ELÉCTRICA, ETC.) Y SE REQUIERE UN SISTEMA LO MAS CONFIABLE POSIBLE; CON PLANTAS DE EMERGENCIA.

PARA DAR MANTENIMIENTO A LOS SISTEMAS QUE ALIMENTAN A PROCESOS CONTINUOS REQUIEREN DE EQUIPOS DUPLICADOS, DISEÑADOS PARA TRABAJAR EN ELLOS CON SEGURIDAD. UN SISTEMA QUE NO PUEDE SER MANTENIDO POR RAZONES DE CONTINUIDAD EN EL PROCESO, ES UN MAL SISTEMA.



SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO

ALIMENTADORES
PRIMARIOS

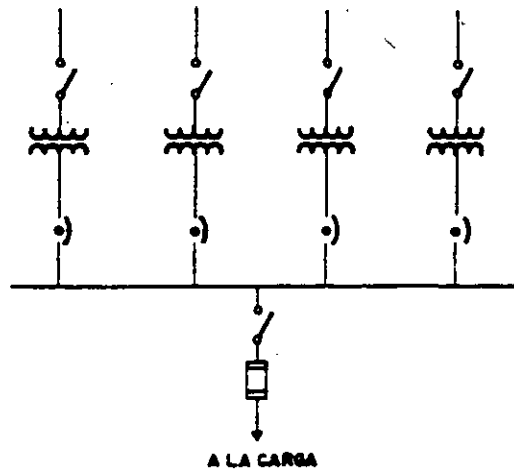
DESCONECTOR

TRANSFORMADOR
DE DISTRIBUCION

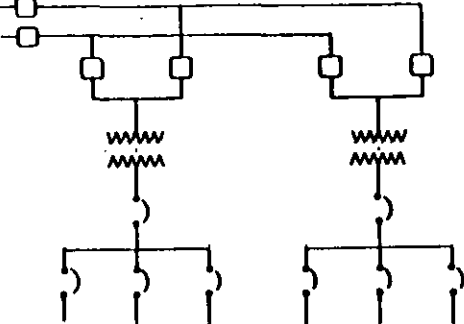
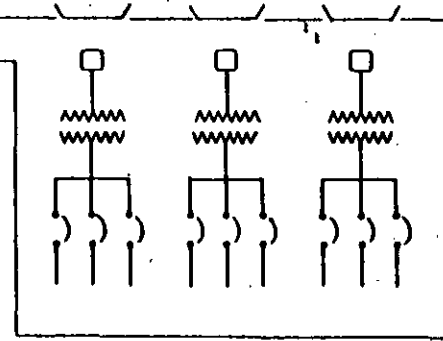
PROTECTOR DE
RED

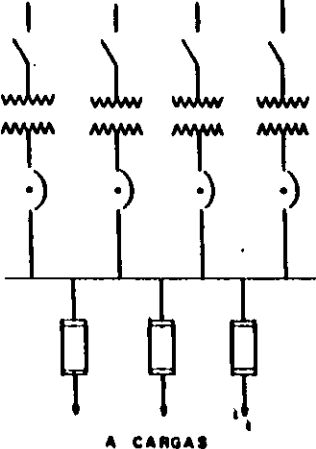
BARRA
SECUNDARIA

ALIMENTADORES
SECUNDARIOS



RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p data-bbox="369 277 720 302">3.-SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO</p> 	<p data-bbox="888 285 1167 643">SE MANTIENEN DOS FUENTES DISTINTAS DE ALIMENTACIÓN EN EL PRIMARIO. SE PUEDE DAR UN MEJOR MANTENIMIENTO AL EQUIPO PRIMARIO DE BUSES E INTERRUPTORES</p>	<p data-bbox="1413 285 1692 699">MÁS COSTOSO QUE EL RADIAL. DESVENTAJA DE FALLA EN TRANSFORMADOR O EN TABLERO SECUNDARIO, INTERRUPCIONES AL TRANSFERIR LA ALIMENTACIÓN</p>
<p data-bbox="369 781 621 805">4.-PRIMARIO EN ANILLO</p> 	<p data-bbox="888 789 1178 1146">OPRECE LAS MISMAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO LIGERAMENTE MÁS ECONÓMICO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO</p>	<p data-bbox="1413 789 1692 1146">ENCONTRAR UNA FALLA EN UN CABLE DEL ANILLO ES DIFÍCIL. ES PELIGROSO PORQUE SE PUEDE ENERGIZAR UN PUNTO POR LOS DOS LADOS.</p>

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
<p data-bbox="359 310 779 331">6.-RED SECUNDARIA CON PROTECTORES</p>  <p data-bbox="562 873 667 894">A CARGAS</p>	<p data-bbox="884 321 1104 342">MUY CONFIABLE NO HAY</p> <p data-bbox="884 375 1163 396">INTERRUPCIONES DE NINGUNA</p> <p data-bbox="884 428 1157 449">ESPECIE, A MENOS QUE FALLE</p> <p data-bbox="884 482 1031 503">ALGUNO DE LOS</p> <p data-bbox="884 535 1146 557">ALIMENTADORES PRIMARIOS.</p> <p data-bbox="884 589 1108 610">ADECUADO PARA CARGAS</p> <p data-bbox="884 643 974 664">GRANDES.</p>	<p data-bbox="1409 321 1499 342">COSTOSO</p> <p data-bbox="1409 428 1604 449">SI FALLA EL TABLERO</p> <p data-bbox="1409 482 1619 503">SECUNDARIO, FALLA EL</p> <p data-bbox="1409 535 1499 557">SISTEMA.</p> <p data-bbox="1409 589 1650 610">ELEVADAS CORRIENTES DE</p> <p data-bbox="1409 643 1562 664">CORTO CIRCUITO.</p>

ACOMETIDA).

~~+ARREGLO ELÉCTRICO QUE SE DESEA PROPORCIONE LA COMPAÑIA~~
SUMINISTRADORA.

+PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN Y DE PUESTA EN SERVICIO.

+MOTORES MUY GRANDES, FUERA DE LO USUAL QUE SE TENGAN.

+FACTOR DE POTENCIA ESPERADO.

+DESCRIPCIÓN DE LA CARGA CONECTADA.

LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DEBE PROPORCIONAR:

+TENSIÓN DE SUMINISTROS O TENSIONES DISPONIBLES APROPIADAS PARA EL
CLIENTE.

+RUTA DE LA LÍNEA Y PUNTO DE SUMINISTRO.

+TARIFAS.

+OPCIONES EN EL SUMINISTRO CON SUBESTACIÓN.

+ESPACIO PARA LA SUBESTACIÓN SI LA PROVEE LA COMPAÑIA.

+CORTO CIRCUITO Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EN EL PUNTO DE
SUMINISTRO.

+REQUERIMIENTOS PARA MEDICIÓN.

+TIPO DE ATERRIZADO EN EL SISTEMA DE SUMINISTRO.

DIAGRAMA UNIFILAR

+ES UN ELEMENTO MUY IMPORTANTE EN LA PLANEACIÓN.

+LOS SÍMBOLOS ESTÁN DEFINIDOS EN EL *IEEE STANDARD 315-1975 "GRAPHIC SYMBOLS FOR ELECTRICAL AND ELECTRONICS DIAGRAMS"* (ANSI Y 32.2-1975).

EL DIAGRAMA UNIFILAR DEBE CONTENER LO SIGUIENTE:

+FUENTE DE POTENCIA, TENSIONES Y CORRIENTE DE C.C.

+TIPO, TAMAÑO, CAPACIDADES Y NÚMERO DE CONDUCTORES.

+CARACTERÍSTICAS DE TRANSFORMADORES (*RVA, TENSIONES, IMPEDANCIA, CONEXIONES Y MÉTODO DE PUESTA A TIERRA*).

+IDENTIFICACIÓN DE LOS APARATOS DE PROTECCIÓN, (RELEVADORES, FUSIBLES, INTERRUPTORES).

+RELACIONES DE *TP'S* y *TC'S*.

+CARGAS.

+OTROS EQUIPOS CONECTADOS.

ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO Y PROTECCIÓN.

-CALCULE EL CORTO CIRCUITO DISPONIBLE EN LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA.

VERIFIQUE DE QUE SE USEN DISPOSITIVOS ADECUADOS DE SEGURIDAD EN TODAS LAS PARTES DEL SISTEMA.

VERIFIQUE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

COMUNICACIONES

DENTRO DE LA PLANEACION DE LA PLANTA SE DEBE INCLUIR UN SISTEMA CONFIABLE DE COMUNICACIONES: TELEFONO, SONIDO, CIRCUITOS CERRADOS DE TELEVISION, INTERCOMUNICACIONES.

MANTENIMIENTO

DEBE PLANEARSE EL SISTEMA DE TAL FORMA QUE SE PUEDA EFECTUAR EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PROPORCIONANDO ESPACIO PARA TRABAJAR EN LOS LOCALES, ACCESO FACIL A INSPECCION, FACILIDADES PARA PROBAR O TOMAR MUESTRAS DE MATERIALES, MEDIOS DE DESCONEXION PARA CUANDO SE TRABAJA EN EL EQUIPO.

EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DEBE TAMBIER PLANEARSE Y PUEDE INCLUIR LOS SIGUIENTES OBJETIVOS:

- LIMPIEZA**
- CONTROL DE HUMEDAD**
- VENTILACION ADECUADA**
- REDUCIR CORROSION**
- MANTENIMIENTO DE CONDUCTORES**
- INSPECCIONES Y PRUEBAS RUTINARIAS**
- MANEJO DE RECORD'S**
- APLICACION DE CODIGOS Y NORMAS.**



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA 3

CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA

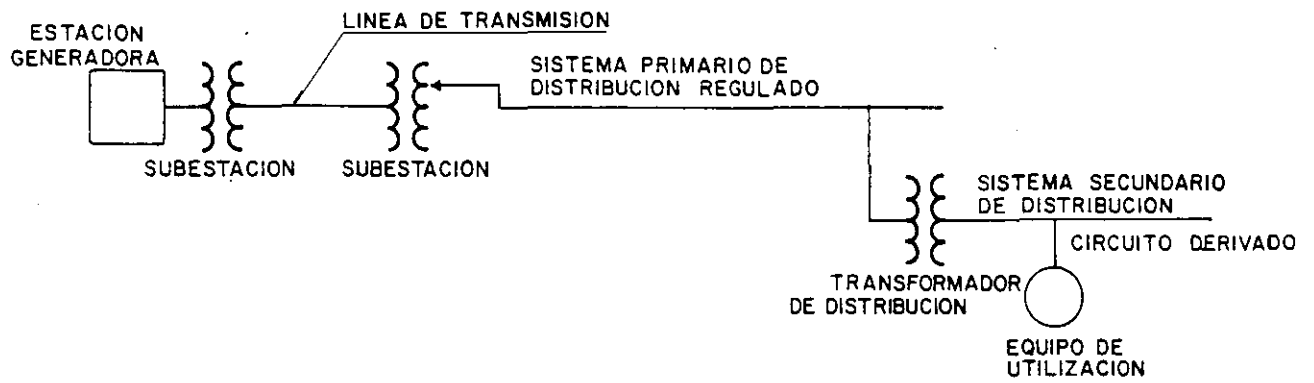
ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

JUNIO 1995

TEMA: "CONSIDERACIONES SOBRE LA
TENSION EN EL SISTEMA".

RESUMEN DE NIVELES CRITICOS DE TENSION EN EL
SISTEMA CUANDO SE ARRANCAN MOTORES.

LOCALIZACION DE LA CAIDA DE TENSION	VOLTAJE MINIMO ACEPTABLE
Terminales del motor	80 %
Otros motores por reaccelerar	71 %
Contactores (Cierre de Bobina)	85 %
Contactores (Retención de bobina)	80 %
Controles Estáticos	90 %
Cambios notados en el alumbrado	3 % de variación de voltaje



SISTEMA TIPICO DE UNA COMPAÑIA ELECTRICA EN GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION .

2.1.- TENSIONES NORMALIZADAS

TENSIONES MAS USUALES EN MEXICO

TRANSMISION (C.F.E.) (VOLTS)	DISTRIBUCION PRIMARIA		DISTRIBUCION SECUNDARIA	
	C.F.E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)	C.F.E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">EXTRA ALTA TENSION 400 000 v</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">ALTA TENSION (230 KV.)</div> 230,000 115,000 85,000 69,000				
	MEDIA TENSION (34.5KV) 34,500(1) 23,000 13,800			
		23000 13800 4160 2400 =		
			BAJA TENSION (1000 V) 220-127 480-277 440 + 220-127	
NOTAS: (1) TENSION DE SUBTRANSMISION (+) TIENDE A DESAPARECER				

DEPENDIENDO DEL TAMAÑO DE LA PLANTA, DE LAS
COMPAÑIAS DE SERVICIO ELECTRICO Y DE EVALUACIONES ECONOMICAS ___
QUE CONSIDEREN LAS TARIFAS Y LOS COSTOS DE EQUIPO, LA PLANTA ___
INDUSTRIAL PODRIA CONECTARSE A CUALQUIERA DE LAS TENSIONES DEL
SISTEMA:

PLANTAS PEQUEÑAS, O DE ALGUNOS
CIENTOS DE KVA. COMO MAXIMO

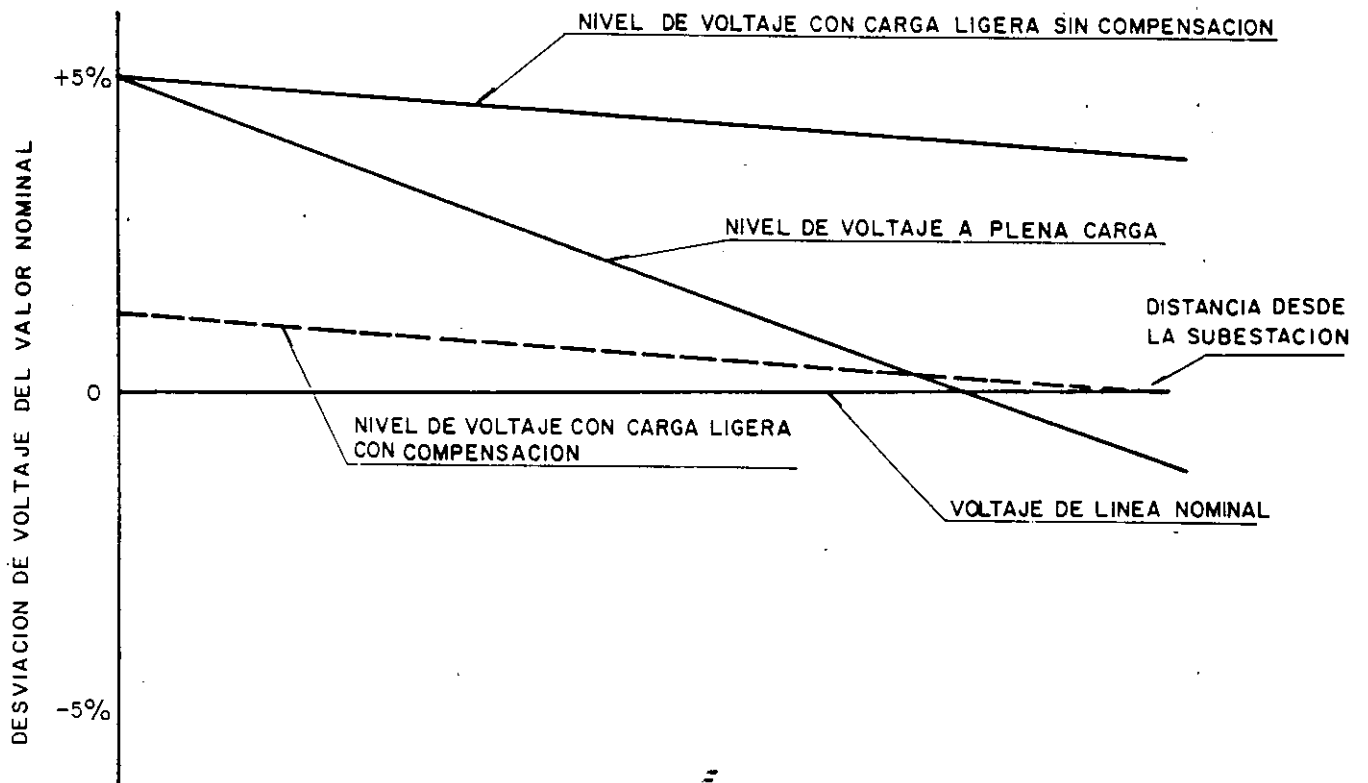
SE PUEDEN CONECTAR A LA RED
DE BAJA TENSION, O A UN TRANS-
FORMADOR ESPECIAL DE LA ____
COMPAÑIA ELECTRICA, O TENER
SU PROPIO TRANSFORMADOR Y ___
RED SECUNDARIA.

PLANTAS MEDIANAS DE ALGUNOS
MILES DE KVA.

SE PUEDEN CONECTAR A LA RED
PRIMARIA DE DISTRIBUCION Y _
ESTA RED DE MEDIA TENSION ___
PUEDE EXTENDERSE DENTRO DE _
LA FABRICA. LA PLANTA PRO--
PORCIONA LOS TRANSFORMADORES
--DE MT/BT Y LA RED DE DISTRI-
BUCION SECUNDARIA.

PLANTAS GRANDES DE VARIOS MI-
LES DE KVA.

SE PUEDEN CONECTAR AL SISTE-
MA DE M.T. O AL SISTEMA DE _
TRANSMISION Y PUEDEN PROPOR-
CIONAR LA SUBESTACION REDUC-
TORA, LA RED DE DISTRIBUCION
PRIMARIA, LOS TRANSFORMADO--
RES MT/BT Y LAS REDES SECUN-
DARIAS.



EFFECTO DE COMPENSACION POR REGULACION EN SISTEMAS DE VOLTAJE DE DISTRIBUCION PRIMARIA
CASO IDEAL

2.2.- LIMITES DE TOLERANCIA EN TENSIONES

- SE INTENTARA EXPLICAR LA NORMA ANSI C84.1-1970 QUE ESTABLECE LOS LIMITES DE TOLERANCIA EN VOLTAJES EN E.U.
- ESTA NORMA TIENE ORIGEN EN LAS TOLERANCIAS DE $\pm 10\%$ PERMITIDAS PARA MOTORES; DADO QUE INTEGRAN LAS CARGAS MAS IMPORTANTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL.
- SE USA LA TENSION BASE DE 120 VOLTS. POR EJEMPLO, UN MOTOR EN UN SISTEMA A 480 V. TIENE UNA TENSION DE PLACA DE 460, O SEA

$$\frac{480}{120} = 4$$

$$\frac{460}{4} = 115$$

..... QUE REFERIDO AL VALOR BASE SERIA 115V.

- CONSIDERANDO EL 10% ARRIBA Y 10% ABAJO SE ESTABLECIO EL RANGO DE TOLERANCIA "B" DE LA NORMA ANSI MENCIONADA.

$$115 + (0.1) (115) = 126.5 \quad 127$$

$$115 - (0.1) (115) = 103.5 \quad 104 \text{ V}$$

- ESTA TOLERANCIA DE 23 V TIENE QUE DIVIDIRSE ENTRE:
 - + EL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO: 13V
 - + TRANSFORMADOR MT/BT: 4V
 - + RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA: 6V (5%)

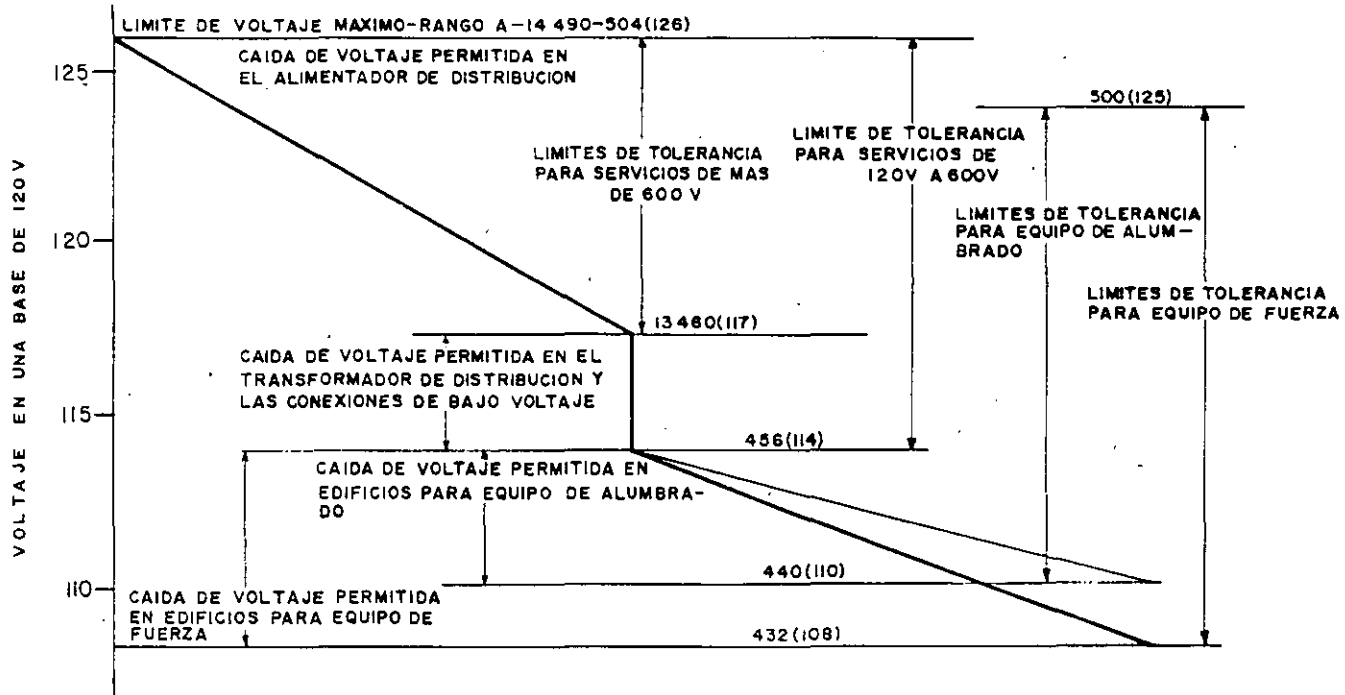
- EL SISTEMA ANTERIOR ES EL RANGO "B". EL RANGO "A" LIMITA DE 126 A 108V, SEGUN SE VE EN LA TABLA ANEXA. ESTE RANGO ES EL QUE SE TIENDE A USAR. PARA CARGAS DE ALUMBRADO LOS LIMITES INFERIORES ESTAN LIGERAMENTE MAS ARRIBA QUE EN LOS MOTORES, POR CONSIDERARSE QUE NO ADMITEN UN VOLTAJE INFERIOR.

PERFIL NORMALIZADO PARA UN SISTEMA REGULADO DE DISTRIBUCION
DE POTENCIA, BASE 120 VOLTS.

MAXIMA TENSION PERMITIDA	RANGO A (VOLTS) 126 (125*)	RANGO B (VOLTS) 127
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION EN LINEA PRIMARIA DE DISTRIBUCION	9	13
MINIMA TENSION PRIMARIA DE SERVICIO.	117	114
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION EN EL TRANSFORMADOR	3	4
MINIMA TENSION SECUNDARIA DE SERVICIO	114	110
TOLERANCIA PARA EL ALAMBRADO SECUNDARIO	6(4+)	6(4+)
MINIMA TENSION DE UTILIZACION	108(110+)	104(106+)

* PARA TENSION DE UTILIZACION DE 120 A 600 V

+ PARA CIRCUITOS DE ALUMBRADO

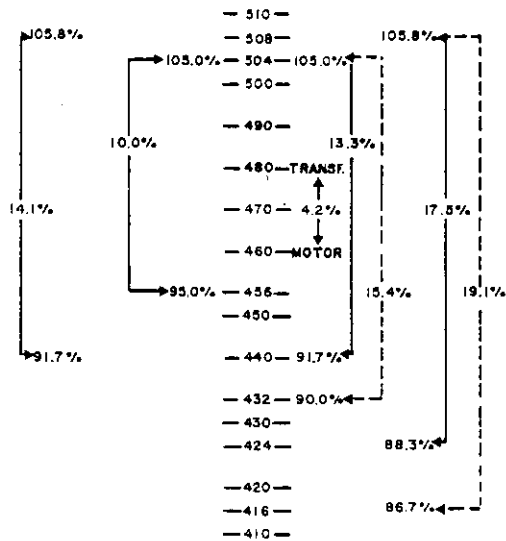


PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO A, ANSI C84.1-1970

TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO ;
MEDIA TENSION ——— 13800 V.
BAJA TENSION ——— 480 V.

SISTEMAS TRIFASICOS DE 480 V.

VOLTAJE EN EL PUNTO DE ENTRADA AL SERVICIO		VOLTAJE EN EL PUNTO DEL EQUIPO DE UTILIZACION	
RANGO B	RANGO A	VOLTAJE	RANGO A RANGO B



———— CIRCUITO DE ALUMBRADO O COMBINACION DE ALUMBRADO Y FUERZA
 - - - - - CIRCUIOS DE FUERZA.

RELACIONES DE VOLTAJES BASADAS EN RANGOS DE VOLTAJE EN ANSI C84.1-1970

USO DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DEL TRANSFORMADOR

- NORMALMENTE ESTE ES DE 2 DERIVACIONES ARRIBA DE 2.5% Y DOS ABAJO DE 2.5% SU USO POR LO GENERAL ES CUANDO:
- + CUANDO EL "ANCHO DE BANDA" DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION ESTA ARRIBA O ABAJO DE LOS LIMITES REQUERIDOS PARA PROPORCIONAR UN ADECUADO "ANCHO DE BANDA" SECUNDARIO.

EJEMPLO: TRANSFORMADOR 13200-480 V CONECTADO A UN SISTEMA DE 13800V, SE TENDRIA UNA TENSION SECUNDARIA DE 502V. SI SE USA TAP DE +5% SE TENDRIA UNA TENSION DE 482 V MAS ADECUADA.

EJEMPLO: TRANSFORMADOR 13200-480 V CONECTADO A UN SISTEMA DE 13200 V, PERO LOCALIZADO CERCA DE LA SUBESTACION, POR LO QUE PODRIA VARIAR LA TENSION DE LA RED, ENTRE LOS SIGUIENTES VALORES:

13200 V A 13860 V (+5%) Y LA TENSION SECUNDARIA VARIARA POR LO TANTO DE:
480V A 504 V

SI SE USA EL TAP DE +2.5% SE TENDRAN:

468 V A 491 V (MAS ADECUADO).

- + PARA PROPORCIONAR "ANCHOS DE BANDA" ADECUADOS A LA TENSION NOMINAL DEL EQUIPO DE UTILIZACION.

EJEMPLO: SISTEMA DE 480 V. SI LOS MOTORES TIENEN UNA TENSION DE PLACA DE 460 V, USANDO EL TAP NORMAL LA TENSION ___ PODRÁ VARIAR: 440-500 V (DENTRO DE LIMITES)

PERO SI LOS MOTORES ESTAN A 440V, CONVIENE USAR EL TAP ___ +5% PARA QUE LA TENSION VARIE DE: 418 ---- 475 V

QUE ES "ANCHO DE BANDA" MAS ADECUADO PARA EL MOTOR DE 440V.

- CABE HACER NOTAR QUE LOS TAP DE UN TRANSFORMADOR NO DEBEN _ USARSE PARA CORREGIR CAIDAS EXCESIVAS EN EL SISTEMA SECUNDA RIO DE DISTRIBUCION (MAS DE 5%) NI UN VOLTAJE ABAJO DE LOS LIMITES FIJADOS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO

2.3.- SELECCION DE TENSIONES

- ESTE ES UNO DE LOS ASPECTOS MAS IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE FUERZA.
- LOS NIVELES DE TENSION PRIMARIOS SON DETERMINADOS POR LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA. ESTAS TENSIONES PUEDEN USARSE INTERNAMENTE EN LA PLANTA.
- DADO QUE LOS NIVELES DE TENSION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION SE HAN ESTADO INCREMENTANDO, LOS EQUIPOS SE HAN VENIDO ADECUANDO A ELLO. ASI ES POSIBLE TENER DENTRO DE UN EDIFICIO INDUSTRIAL, LAS SIGUIENTES TENSIONES:

15 - 25 KV SIN PROBLEMAS

25 - 35 KV HACER ESTUDIO ECONOMICO PARA DECIDIR SU USO

35 KV HACIA ARRIBA DEBE REDUCIRSE A UNA TENSION MENOR.

FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCION DE LA TENSION

- 1.- TENSION NOMINAL DE LOS DISPOSITIVOS O APARATOS.
- 2.- TENSION PRIMARIA DISPONIBLE EN COMPAÑIA ELECTRICA. ESTE VOLTAJE NO SIEMPRE ES EL MAS ADECUADO, PARA CONECTAR CARGAS DIRECTAMENTE A EL, PERO PUEDE USARSE PARA ALIMENTAR A SUBESTACIONES DENTRO DE LA FABRICA.
- 3.- LA DISTANCIA A LA CUAL SE LLEVA LA ENERGIA. HACER ESTUDIOS TECNICO-ECONOMICOS.

- EN PLANTAS GRANDES ES COMUN TENER TRES O MAS NIVELES DE TENSION:
- + 480 V PARA UTILIZACION
- + 2.4 & 4.16 KV PARA MOTORES GRANDES O COMO TENSION DE DISTRIBUCION DE LA PLANTA.
- + 13.8 & 23 KV. COMO TENSION DE DISTRIBUCION DE LA PLANTA O COMO ALIMENTACION GENERAL DE LA COMPAÑIA ELECTRICA.

480 VS 220:

A MENUDO NOS HACEMOS LA PREGUNTA ¿ CUAL ES MAS ECONOMICO, 220/127 & 480/277? EN GENERAL 220/127 ES MAS ECONOMICO SI:

- + EL 70% DE LA CARGA ES A 127
- + LA CARGA NO EXCEDE 300 KVA (TIENDAS, TALLERES, FABRICAS PEQUEÑAS)

GUIA PARA SELECCIONAR LA TENSION EN TERMINOS DE LA MAGNITUD DE LA CARGA. ESTA GUIA ES SOLO REPRESENTATIVA Y PUEDE VARIAR CONSIDERABLEMENTE EN CASOS PARTICULARES.

VOLTS DEL SISTEMA:

480
2400
4160
6900
4160 & 13800 (3)
13800

KVA. DEL SISTEMA

750 - 1500 KVA.
HASTA 3000 KVA (1)
DE 1500 A 10000 KVA
(2)
10000 a 20000 KVA
MAYORES DE 20000 KVA

(1) ES POCO USUAL QUE 2400 V. SE UTILICE COMO TENSION DE DISTRIBUCION PRINCIPAL, PERO PUEDEN EXISTIR MOTORES A ESTA TENSION.

(2) POCO USUAL

(3) HACER ESTUDIO COMPARATIVO CUALQUERA PUEDE FUNCIONAR.

- OTRA GUIA, BASADA EN LOS MOTORES PUEDE SER:

VOLTS DEL SISTEMA	VOLTAJE DEL MOTOR	HP DEL MOTOR
220		125 HP
480	460	HASTA 250 HP
2400	2300	200-1000 HP
4160	4000	300-4000 HP
13800	13200	5000 HP 6 MAS

2.4.- EFFECTO DE LA VARIACION DE TENSION EN LOS EQUIPOS

MOTORES DE INDUCCION . VER TABLA ANEXA. EN GENERAL, LOS AFECTA MAS UNA TENSION LIGERAMENTE MENOR QUE UNA MAYOR.

MOTORES SINCRONOS. SE AFECTAN EN IGUAL FORMA QUE ___ LOS DE INDUCCION EXCEPTO EN LA VELOCIDAD (QUE DEPENDE DE F) Y EN EL PAR DE ARRANQUE QUE VARIA DIRECTAMENTE CON LA TENSION.

LAMPARAS INCANDESCENTES. VER TABLA ANEXA. LOS EFECTOS SON CRITICOS.

LAMPARAS FLUORESCENTES. SE AFECTA MENOS QUE LAS ___ INCANDESCENTES, PUEDEN OPERAR SATISFACTORIAMENTE EN UN RANGO DE $\pm 10\%$. APROXIMADAMENTE UNA VARIACION DE $\pm 1\%$ AFECTARA EN IGUAL FORMA LA PRODUCCION LUMINOSA.

LAMPARAS DE ALTA INTENSIDAD DE DESCARGA. SI NO SE ___ USAN BALASTRAS REGULADAS, Y SI LA TENSION VARIA EN $\pm 10\%$, LA LUZ VARIARA EN -30% SI SE USAN BALASTRAS DE POTENCIA CONSTANTE, CON UNA TENSION 10% MENOR, LA ___ LUZ SERA 98% .

AL EXISTIR UN 20% DE BAJO VOLTAJE EL ARCO SE EXTINGUE SI ESTO SUCEDE FRECUENTEMENTE, SE DISMINUYE SENSIBLEMENTE LA VIDA DE LA LAMPARA.

PROCESOS DE CALOR CON LAMPARAS INFRAROJAS O RESISTENCIAS.

EN EL CASO DE LAS RESISTENCIAS SE VE AFECTADO EL PROCESO EN FUNCION DEL CUADRADO DE LA TENSION. EN EL CASO DE LAS LAMPARAS, COMO SU RESISTENCIA VARIA CON EL CALOR, SE AFECTA LIGERAMENTE MENOR AL CUADRADO DE LA TENSION.

CAPACITORES. LA POTENCIA REACTIVA VARIA CON V^2 , UNA CAIDA DEL 10% REDUCE EN 19% LA POTENCIA REACTIVA LO QUE A SU VEZ REDUCE EN ESE POR CIENTO LOS BENEFICIOS.

DISPOSITIVOS OPERADOS POR SOLENOIDE. LA FUERZA DE ATRACCION VARIA CON V^2 , PERO EN GENERAL ESTAN DISEÑADOS PARA OPERAR EN + 10% Y -15% DE V.

DESBALANCE EN LA TENSION ENTRE FASES. SUCEDE CUANDO EXISTEN CARGAS MONOFASICAS Y NO ESTAN BIEN DISTRIBUIDAS. SE EXPRESA:

DESBALANCEO DE LA TENSION ENTRE FASES =

DESVIACION MAXIMA RESPECTO AL VOLTAJE PROMEDIO

VOLTAJE PROMEDIO ENTRE FASES.

DADAS LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA QUE CIRCULAN INTERNAMENTE EN EL MOTOR, ESTAS PRODUCEN UN CALENTAMIENTO COMO SE OBSERVA EN LA SIGUIENTE TABLA:

TIPO DE MOTOR	CARGA	% DE DESBALANCE EN TENSION	% DE CALENTAMIENTO EXTRA	CLASE DE AISLAMIENTO	ELEVACION DE TEMPERATURA(°C) OPERACION
MARCO "U"	NOMINAL	0	0	A	60
	NOMINAL	2	8	A	65
	NOMINAL	3 1/2	25	A	75
MARCO "T"	NOMINAL	0	0	B	80
	NOMINAL	2	8	B	86.4
	NOMINAL	3 1/2	25	B	100

EFFECTO GENERAL DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAS CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION.

(a) MOTORES DE ARMAZON U

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110% DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y MAXIMO DE TRABAJO.	$(VOLTAJE)^2$	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
VELOCIDAD SINCRONA	CONSTANTE	NO CAMBIA	NO CAMBIA
POR CIENTO DE DESLIZAMIENTO	$(VOLTAJE)^{-2}$	AUMENTA 23%	DISMINUYE 17%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE LA VELOCIDAD SINCRONA	DISMINUYE 1.5%	AUMENTA 1%
EFICIENCIA A:			
PLENA CARGA	- - - - -	DISMINUYE 2%	AUMENTA .5-1%
3/4 DE CARGA	- - - - -	PRACTICAMENTE NO CAMBIA	PRACTICAMENTE NO CAMBIA
1/2 DE CARGA	- - - - -	AUMENTA 1-2%	DISMINUYE 1-2%

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110% DEL VOLTAJE
FACTOR DE POTENCIA A:			
PLENA CARGA	-----	AUMENTA 1%	DISMINUYE 3%
3/4 DE CARGA	-----	AUMENTA 2-3%	DISMINUYE 4%
1/2 DE CARGA	-----	AUMENTA 4-5%	DISMINUYE 5-6%
CORRIENTE A PLENA CARGA	-----	AUMENTA 11%	DISMINUYE 7%
CORRIENTE DE ARRANQUE	VOLTAJE	DISMINUYE 10-12%	DISMINUYE 10-12%
ELEVACION DE TEMPERATURA A PLENA CARGA	-----	AUMENTA 6-7 °C	DISMINUYE 1-2°C
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	(VOLTAJE) ²	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO -SIN CARGA ESPECIFICA	-----	DISMINUYE <u>LIGERA</u> MENTE	AUMENTA <u>LIGERA</u> - MENTE.

TABLA 7 (CONTINUACION)

(b) MOTORES DE ARMAZON T

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110% DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y DE TRABAJO MAXIMO	(VOLTAJE) ²	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
POR CIENTO DE DESLIZAMIENTO	(VOLTAJE) ⁻²	AUMENTA 20-30%	DISMINUYE 15-20%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE VELOCIDAD SINCRONA	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE
EFICIENCIA A:			
PLENA CARGA	- - - - -	DISMINUYE 0-2%	DISMINUYE 0-3%
3/4 CARGA	- - - - -	PRACTICAMENTE NO CAMBIA	NO CAMBIA O DECRESE LIGERAMENTE
1/2 CARGA	- - - - -	AUMENTA 0-1%	DISMINUYE 0-5%
CORRIENTE A PLENA CARGA	- - - - -	AUMENTA 5-10%	DISMINUYE LIGERAMENTE O AUMENTA HASTA 5%.

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL *VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110% DEL VOLTAJE
CORRIENTE DE ARRANQUE	VOLTAJE	DISMINUYE \approx 10%	AUMENTA \approx 10%
ELEVACION DE TEMPERATURA A PLENA CARGA	- - - -	AUMENTA 10-15%	AUMENTA 2-15%
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	(VOLTAJE) ²	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO-SIN CARGA ESPECIFICA	- - - -	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE

EFFECTOS DE VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAMPARAS INCANDESCENTES.

VOLTAJE APLICADO (VOLTS)	120 V		125 V		130 V	
	% DE VIDA	% DE EMISION LUMINICA	% DE VIDA	% DE EMISION LUMINICA	% DE VIDA	% DE EMISION LUMINICA
105	575	64	880	55	---	----
110	310	74	525	65	880	57
115	175	87	295	76	500	66
120	100	100	170	88	280	76
125	58	118	100	100	165	88
130	34	132	59	113	100	100

2.5.- CALCULOS DE CAIDA DE TENSION EN CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES.

LA FORMULA GENERAL DE LA CAIDA DE TENSION DE ACUERDO A LA SIGUIENTE FIGURA ES:

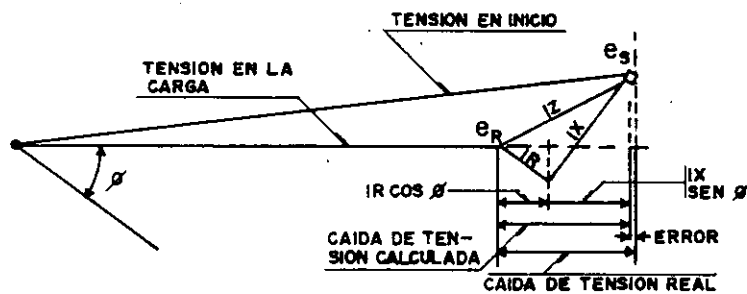


DIAGRAMA FASORIAL DE RELACION DE TENSION

$$V = IR \cos \phi + I X \sin \phi$$

EN DONDE:

V = CAIDA DE TENSION, LINEA A NEUTRO

I = CORRIENTE

R = RESISTENCIA DEL CONDUCTOR, CORREGIDA A 75° C (CARGA PROMEDIO) O 90° C (CARGA MAXIMA). DEPENDE SI SE USAN DUCTOS MAGNETICOS O NO MAGNETICOS.

X = REACTANCIA, DEPENDE DEL TAMAÑO DEL CONDUCTOR, SI ESTA EN DUCTOS MAGNETICOS O NO MAGNETICOS Y DE LA SEPARACION ENTRE CONDUCTORES.

ϕ = ANGULO ENTRE LA CORRIENTE Y LA TENSION DE LA CARGA (AL NEUTRO)

USO DE TABLAS Y CARTAS

LAS TABLAS Y CARTAS SON SUFICIENTEMENTE PRECISAS. EN LA TABLA DE CALCULO DE CAIDAS DE TENSION ANEXA, SE PRESENTAN CUATRO SECCIONES PARA EL CALCULO DE CAIDAS DE TENSION EN CONDUCTORES: PARA CONDUCTORES DE COBRE EN DUCTOS MAGNETICOS Y NO MAGNETICOS Y PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO EN DUCTOS MAGNETICOS O NO. LOS VALORES ESTAN DADOS PARA LA CAIDA QUE SE PRODUCE EN LOS CONDUCTORES DE DIFERENTES CALIBRES CON 10000 AMPERS Y UN METRO DE LONGITUD.

EJEMPLO SEA UN CIRCUITO CON CONDUCTORES DE COBRE CALIBRE 500 MCM EN TUBERIA CONDUIT (MAGNETICA), LA LONGITUD DEL CIRCUITO ES DE 60 METROS Y LA CARGA DE 800 AMPERS A UN FACTOR DE POTENCIA DE 80%. ¿ CUAL ES LA CAIDA DE TENSION AL NEUTRO?

SE CALCULAN LOS AMPERS-METRO DEL CIRCUITO:

$$300 \text{ A} \times 60\text{m} = 18,000 \text{ A-M}$$

DE ACUERDO A LA TABLA, LA CAIDA DE TENSION PARA 10000 A-M, UN CALIBRE DE 500 MCM, FACTOR DE POTENCIA DE 0.8 Y DUCTO MAGNETICO ES: 2.79 VOLTS, POR LO QUE PARA

18000 A-M SE TIENE.

$$\frac{18,000}{10,000} \times 2.79 = 5 \text{ VOLTS (ENTRE FASES)}$$

Y AL NEUTRO

$$V = 5/1.732 = 2.89 \text{ VOLTS.}$$

CAIDA DE TENSION EN TRANSFORMADORES

SE USA LAS TABLAS ANEXAS Y SIRVEN PARA TRANSFORMADORES DE TENSIONES PRIMARIAS DE 5 a 25 KV Y DE 34.5 KV, DE LOS TIPOS ACEITE Y SECO, TRIFASICOS O MONOFASICOS. PARA EL CASO DE UN TRANSFORMADOR MONOFASICO, MULTIPLIQUE LOS KVA POR 3 Y ENTRE A LA TABLA.

EJEMPLO. SEA UN TRANSFORMADOR TRIFASICO DE RELACION 4160/480V, 2000 KVA DE CAPACIDAD. LA CARGA ES DE 1500 KVA A 0.85 DE F.P.

SOLUCION

ENTRE A LA CARTA (PARA TRANSFORMADORES DE 5 A 25 KV) CON EL VALOR DE 2000 KVA. SUBA A INTERSECTAR LA CURVA DE 0.85 F.P. Y BUSQUE EL % DE CAIDA EN EL EJE VERTICAL DE LA CARTA ESTE ES:

$$\begin{aligned} \text{PORCIENTO DE CAIDA} \\ \text{A PLENA CARGA} &= 3.67 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{PORCIENTO DE CAIDA} &= 3.67 \times \frac{1500}{2000} \\ \text{A 1500 KVA} & \\ &= 2.75 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{CAIDA DE TENSION REAL} &= 0.0275 \times 480 \\ &= 13.2 \text{ VOLTS} \end{aligned}$$

CAIDA DE TENSION DE LINEA A LINEA EN SISTEMA TRIFASICO POR 10000 A·M
CON UNA TEMPERATURA DE 60°C EN EL CONDUCTOR Y A UNA FRECUENCIA DE 60 Hz.

FACTOR DE POTENCIA (DE LA CARGA ATRASADO)	CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG ó Kcmil)																						
	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	4/0	3/0	2/0	1/0	1	2	4	6	8*	10*	12*	14*
Sección 1: Conductores de Cobre en Conduit Magnético.																							
1.00	0.92	1.01	1.11	1.15	1.21	1.38	1.64	1.97	2.23	2.56	3.02	3.61	4.60	5.59	6.90	8.55	11.18	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.64	1.71	1.80	1.87	1.94	2.10	2.33	2.66	2.89	3.29	3.61	4.27	4.93	6.25	7.56	9.21	11.51	17.43	26.97	42.77	65.8	105.28	164.5
0.90	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.33	2.56	2.89	3.12	3.61	3.94	4.27	5.26	6.25	7.56	9.21	11.18	17.10	26.32	39.48	62.51	96.7	157.92
0.80	2.17	2.23	2.33	2.40	2.43	2.63	2.79	3.12	3.29	3.61	3.94	4.60	5.26	6.25	7.56	8.55	10.52	15.79	24.01	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	2.33	2.40	2.50	2.56	2.63	2.73	2.89	3.19	3.29	3.61	3.94	4.27	4.93	5.92	6.90	8.22	9.87	14.47	21.71	32.57	49.35	78.96	125.02
Sección 2: Conductores de Cobre en Conduit no Magnético.																							
1.00	0.75	0.85	0.92	0.95	1.08	1.25	1.48	1.80	2.03	2.40	2.89	3.29	4.27	5.26	6.90	8.55	10.85	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.31	1.41	1.48	1.54	1.64	1.77	2.03	2.33	2.63	3.02	3.29	3.61	4.93	5.92	7.23	8.88	11.18	17.43	26.47	42.77	65.80	105.28	164.50
0.90	1.54	1.57	1.71	1.77	1.80	1.94	2.23	2.50	2.79	3.12	3.61	3.61	4.93	5.92	7.23	8.88	10.85	16.77	25.99	39.48	62.51	96.70	157.92
0.80	1.77	1.80	1.87	1.94	2.03	2.17	2.40	2.66	2.89	3.19	3.61	3.61	4.80	5.89	6.90	8.22	10.19	15.46	23.68	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.27	2.43	2.73	2.89	3.19	3.61	3.61	4.60	5.26	6.58	7.89	9.21	14.14	21.05	31.91	49.35	78.96	125.02
Sección 3: Conductores de Aluminio en Conduit Magnético.																							
1.00	1.38	1.48	1.61	1.71	1.80	2.07	2.43	2.99	3.29	3.94	4.60	5.59	6.90	8.55	10.85	13.81	17.10	27.63	42.77	69.09	108.57	171.08	—
0.95	2.02	2.13	2.30	2.40	2.50	2.73	3.09	3.61	3.94	4.60	5.26	5.92	7.56	8.88	11.18	13.81	17.43	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50	—
0.90	2.27	2.36	2.50	2.59	2.69	2.89	3.25	3.94	4.27	4.60	5.26	6.25	7.56	8.88	11.18	13.48	16.77	25.99	39.48	62.51	96.70	157.92	—
0.80	2.50	2.63	2.73	2.79	2.89	3.12	3.29	3.94	4.27	4.60	5.26	5.92	7.23	8.55	10.52	12.83	15.46	24.01	36.19	55.93	88.87	141.47	—
0.70	2.63	2.73	2.86	2.92	3.02	3.22	3.61	3.94	4.27	4.60	5.26	5.59	6.90	7.89	9.54	11.84	14.14	21.38	32.90	49.35	78.96	121.73	—
Sección 4: Conductores de Aluminio en Conduit no Magnético.																							
1.00	1.18	1.28	1.44	1.54	1.67	1.94	2.30	2.89	3.29	3.94	4.60	5.59	6.90	8.55	10.85	13.81	17.10	27.63	42.77	69.09	108.57	171.08	—
0.95	1.71	1.84	1.97	2.07	2.20	2.43	2.79	3.29	3.61	4.27	4.93	5.92	7.23	8.88	11.18	13.81	17.10	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50	—
0.90	1.87	2.00	2.13	2.23	2.33	2.59	2.92	3.61	3.94	4.27	4.93	5.92	7.23	8.55	10.85	13.48	16.45	25.99	39.48	62.51	96.70	157.92	—
0.80	2.07	2.17	2.33	2.40	2.50	2.73	3.02	3.61	3.94	4.27	4.93	5.59	6.90	8.22	10.19	12.50	15.13	23.68	36.19	55.93	88.87	138.18	—
0.70	2.17	2.27	2.40	2.46	2.56	2.73	3.02	3.61	3.61	4.27	4.60	5.26	5.59	7.56	9.21	11.18	13.81	21.05	32.57	49.35	78.96	121.73	—

† Conductor Solido.

PARA CONVERTIR LA CAIDA DE TENSION A	MULTIPLIQUE POR
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A LINEA	1.18
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A NEUTRO	0.577
TRES FASES, LINEA A NEUTRO	0.577

TABLA 2-12

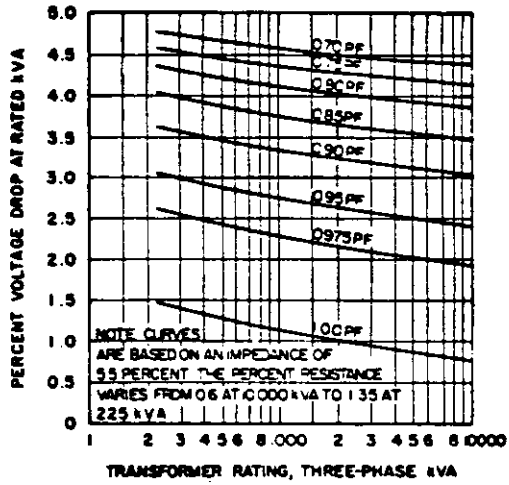


Fig 13
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 225-10 000 kVA, 5-25 kV

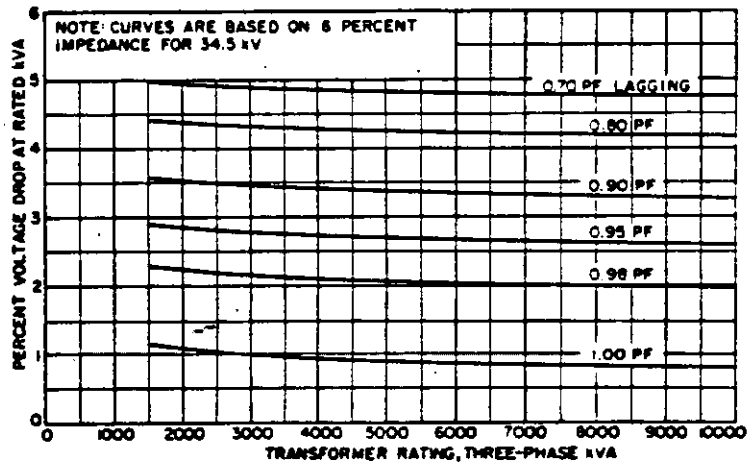


Fig 14
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 1500-10 000 kVA, 34.5 kV

EFFECTOS DEL ARRANQUE DE MOTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRI- BUCCION ELECTRICA

LA CORRIENTE DE ARRANQUE DE LOS MOTORES ESTAN DADAS DE ACUERDO A LAS LETRAS DE CODIGO EN EL ARTICULO 430 DEL "NATIONAL ELECTRICAL CODE", ESTA ES POR LO GENERAL DE 5 A 7 VECES LA CORRIENTE NOMINAL.

ESTA CORRIENTE ELEVARA LA CAIDA DE TENSION EN LOS CONDUCTORES Y EN LOS TRANSFORMADORES, CAUSANDO PERTURBACIONES A OTROS EQUIPOS, ESPECIALMENTE AL ALUMBRADO.

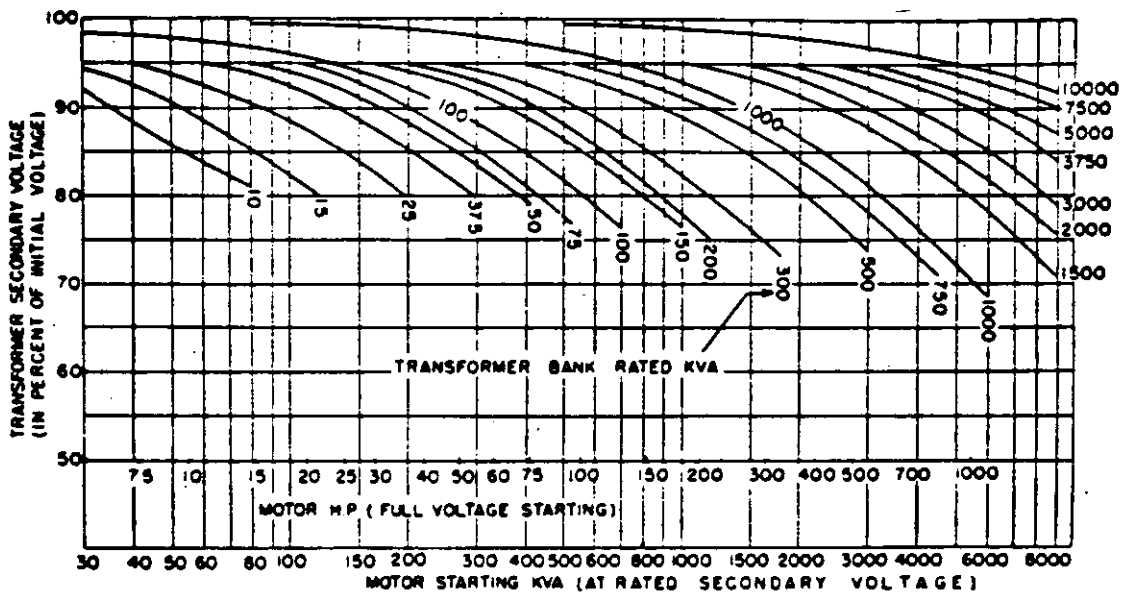
LA CAIDA DE TENSION MAS IMPORTANTE DEL SISTEMA SE DA EN LOS TRANSFORMADORES Y UNA FORMA DE CALCULARLA ES USANDO LA GRAFICA ANEXA.

SI SE DESEAN CALCULOS MAS EXACTOS, HABRIA QUE CONSIDERAR LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR Y LA DE LOS CABLES; DE AHI SE DETERMINARA SI ES PROBLEMATICA O NO PARA EL SISTEMA.

LA SECUENCIA DE ARRANQUE DE VARIOS MOTORES ES IMPORTANTE. SI SE DESEA REDUCIR LA CORRIENTE DE ARRANQUE, EXISTEN VARIOS METODOS, CUYOS RESULTADOS SE RESUMEN A CONTINUACION.

COMPARACION ENTRE METODOS DE ARRANQUE

TIPO DE ARRANCADOR	TENSION EN EL MOTOR (% V DE LINEA)	PAR DE ARRANQUE (% DE PAR A TENSION PLENA)	CORRIENTE DE LINEA (% DE CORRIENTE A TENSION PLENA)
TENSION PLENA	100	100	100
AUTO TRANSFORMADOR			
TAP A 80%	80	64	68
TAP A 65%	65	42	46
TAP A 50%	50	25	30
TIPO RESISTENCIA AJUSTADO A 80%			
	80	64	80
REACTOR			
50%	50	25	50
45%	45	20	45
37.5%	37.5	14	37.5



NOTES

SCALE OF MOTOR HP BASED ON STARTING CURRENT BEING EQUAL TO APPROXIMATELY 5.5 TIMES NORMAL

2. SHORT-CIRCUIT KVA OF PRIMARY SUPPLY IS ASSUMED TO BE AS FOLLOWS:

BANK KVA	PRIMARY SHORT-CIRCUIT KVA
10-300	25,000
500-1000	50,000
1500-3000	100,000
3750-10000	250,000

3. TRANSFORMER IMPEDANCES ARE ASSUMED TO BE AS FOLLOWS

BANK KVA	BANK IMPEDANCE
10-50	3%
75-150	4%
200-500	5%
750-2000	5.5%
3000-10000	6.0%

4. REPRESENTATIVE VALUES OF PRIMARY SYSTEM VOLTAGE DROP AS A FRACTION OF TOTAL DROP ARE AS FOLLOWS, FOR THE ASSUMED CONDITIONS

BANK KVA	SYSTEM DROP/TOTAL DROP
100	0.09
1000	.25
10000	.44

Figure 2.21
Voltage drop in a transformer due to starting a motor
(for estimating purposes only)

EJEMPLO SIMPLIFICADO DEL CALCULO DE PERFIL DE
TENSIONES EN UNA PEQUEÑA INDUSTRIA.

En la figura anexa se muestra un ejemplo de cual ---
podría ser un perfil de tensiones para una planta en
la zona centro del país.

Los tres puntos a considerar son:

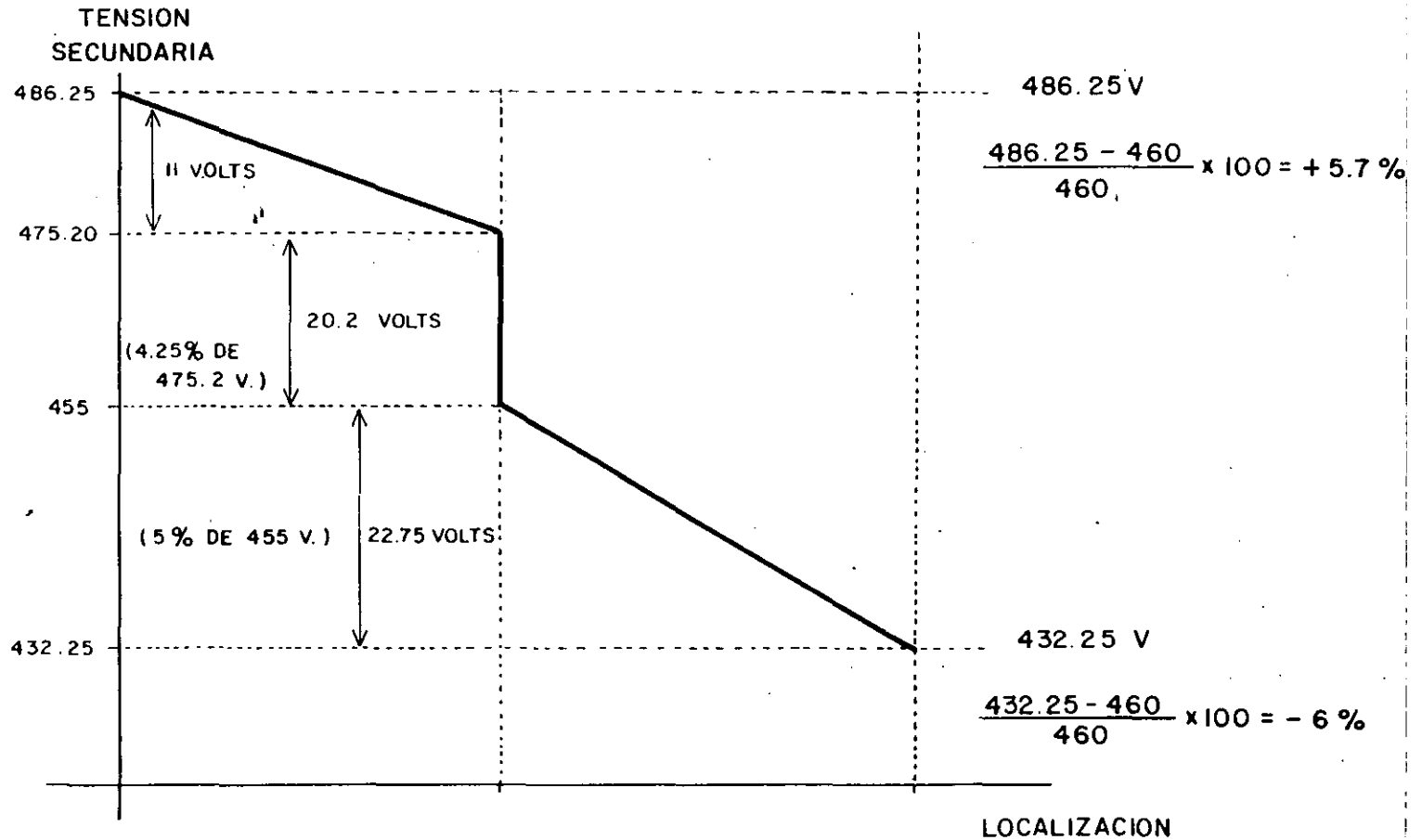
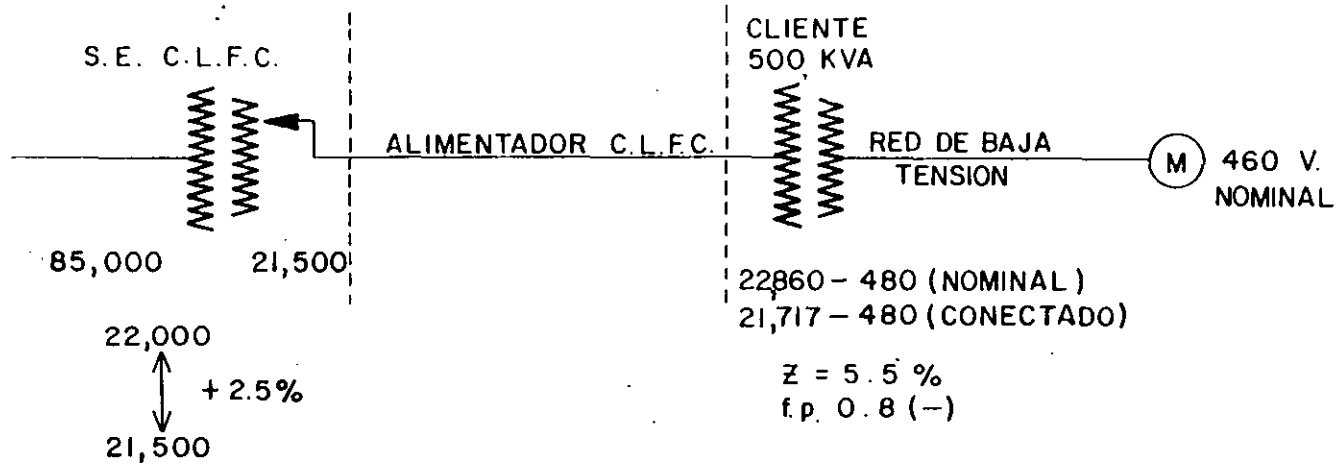
- a) La S. E. reductora de 85 - 23 KV. de la Compañía -
Suministradora y su red de distribución en 23 KV.
- b) El transformador de distribución del cliente indus
trial.
- c) La red de distribución en baja tensión dentro de -
la Fábrica.

a).- Compañía Suministradora.

Para compensar la caída de tensión en la línea de
distribución de media tensión (alimentador) ,
la CLFC en sus subestaciones eleva la tensión de
21,500 a 22,037 Volts, en la hora de mayor carga
haciéndose esto de manera automática .

Por el propio desarrollo que ha tenido la red de
distribución en media tensión en la CLFC, se tra
baja en el 80% de las subestaciones con una ten-
sión nominal de 21,500 volts, elevándose ésta -
hasta un 2.5% arriba para compensar la caída de
la línea.

TEMA: "CONSIDERACIONES, SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA"
 PERFIL DE CAIDA DE TENSION PARA UNA PLANTA INDUSTRIAL.



En las horas de poca carga, esta tensión baja -- en forma automática al valor de 21,500 o ligeramente arriba de él.

b).- Transformador de Media - Baja tensión.

Se pone como ejemplo un transformador de las siguientes características:

Transformador Trifásico, con conexión delta-estrella, capacidad 500 KVA, tensión nominal de ---- 22860-480/277 V, con cambiador de derivaciones en 4 pasos de 2.5% cada uno, dos arriba y dos -- abajo; impedancia 5.5%.

Dada la tensión nominal de la red de 21,500 --- volts conviene operar el transformador con el -- cambiador de derivaciones dos pasos abajo, o sea -5%, por lo que la relación de transformación -- queda:

$$n = \frac{22\ 860 \times 0.95}{480} = \frac{21,717}{480} = 45.244$$

La caída de tensión en el transformador la calculamos a partir de la gráfica de la página II-28.

Se supone que el transformador está trabajando a plena carga con el factor de potencia de (-) 0.8

El porcentaje de caída de tensión es de 4.25% .

c).- Red en baja tensión.

De acuerdo con las Normas Técnicas del Reglamento de Instalaciones Eléctricas, el calculo de la caída de tensión puede hacerse hasta el 5%.

El perfil de tensión de la figura se hace referido al valor en baja tensión que se tendría en el punto de suministro: El motor.

La variación en la línea de 21,500 a 22,000 se refleja en baja tensión:

$$\frac{22\,000}{n} = \frac{22,000}{45,244} = 486.20 \text{ (volts)}$$

$$\frac{21,500}{n} = \frac{21,500}{45,244} = 475.20 \text{ (volts)}$$

La caída de tensión en el transformador de 500 - KVA, se aplica a la tensión de 475.20 volts:

$$e_t = (0.0425) \times (475.20) = 20.2 \text{ (volts)}$$

Por lo tanto, la tensión en el secundario del transformador será:

$$V_{st} = 475.20 - 20.2 = 455 \text{ (volts)}$$

Al valor anterior se le aplica el 5% de la caída de tensión en la red de baja tensión:

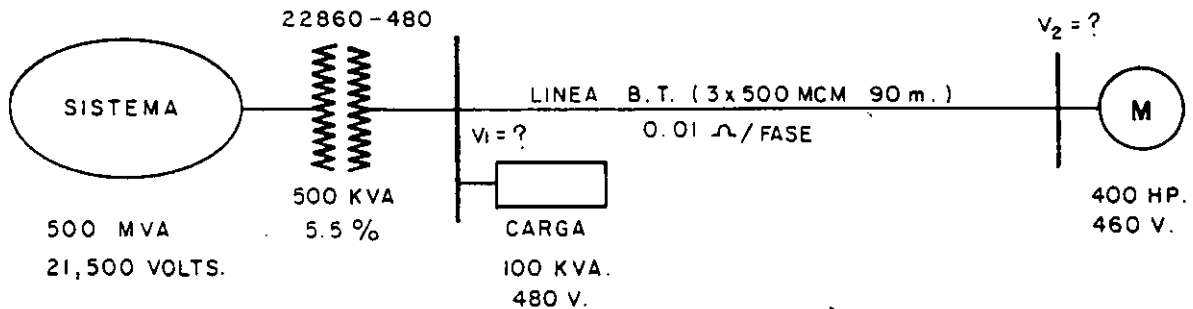
$$e_{bt} = (455) (0.05) = 22.75 \text{ volts.}$$

La tensión mas baja que podría haber en el motor será:

$$V_m = 455 - 22.75 = 432.25 \text{ (volts)}$$

que es un 6% abajo de la tensión nominal de 460 volts, lo cual es aceptable.

EJEMPLO DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA DE ARRANQUE DE MOTORES.



Se pregunta ¿ Cual será la tensión V_1 en la carga --
adyacente al transformador de 500 KVA durante el --
arranque del motor de 400 H P ? .

¿ Cual será la tensión V_2 en el propio motor durante
su arranque ? .

SOLUCION

Se tratará el problema en forma muy parecida a un es-
tudio de cierto circuito. Se usará el método de " por
unidad" para reducir las impedancias del sistema a --
una sola base.

DATOS BASE

POTENCIA BASE : 500 KVA

TENSION BASE: 0.48 KV

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS.

Por simplificación del ejemplo, los valores de impedancia que se consideran están dados en VALOR ABSOLUTO. Así se pueden sumar aritmeticamente haciendo caso omiso del ángulo. En un caso real se recomienda tomar en cuenta los valores vectoriales para mayor exactitud.

Sistema

Transformador ; $Z_{sist} = \frac{500}{500\ 000} = 0.001 \text{ p.u.}$

$Z_t = 0.055$

Carga adyacente al transformador

$$I = \frac{100}{\sqrt{3} \times 0.48} = 120 \text{ amps}$$

$$Z_c = \frac{V}{I} = \frac{480 / \sqrt{3}}{120} = 2.3 \text{ (ohms)}$$

Motor de 400 H.P. al arranque:

Se considera que 1 H.P $\hat{=}$ 1 KVA y una corriente de --
arranque de 6 veces la nominal. La tensión nominal del
motor es de 460 volts.

$$I_{NOM} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 0.46}$$

$$Z_{MA} = \frac{V_{L-N}}{I_{nom} \times 6} = \frac{460 / \sqrt{3}}{\frac{400}{\sqrt{3} \times 0.46} \times 6}$$

$$Z_{MA} = 0.088 \text{ (ohms)}$$

$$Z_{MA} (\% / 1) = \frac{0.088 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000}$$

$Z_{MA} (\% / 1) = 0.191$

En por unidad .

$$Z (\%/1) = \frac{Z_{\text{ohms}} \times \text{KVA}_B}{(\text{KV}_B)^2 \times 1000}$$

$$Z_c (\%/1) = \frac{2.3 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 5 (\%/1)$$

$$\boxed{Z_c (\%/1) = 5}$$

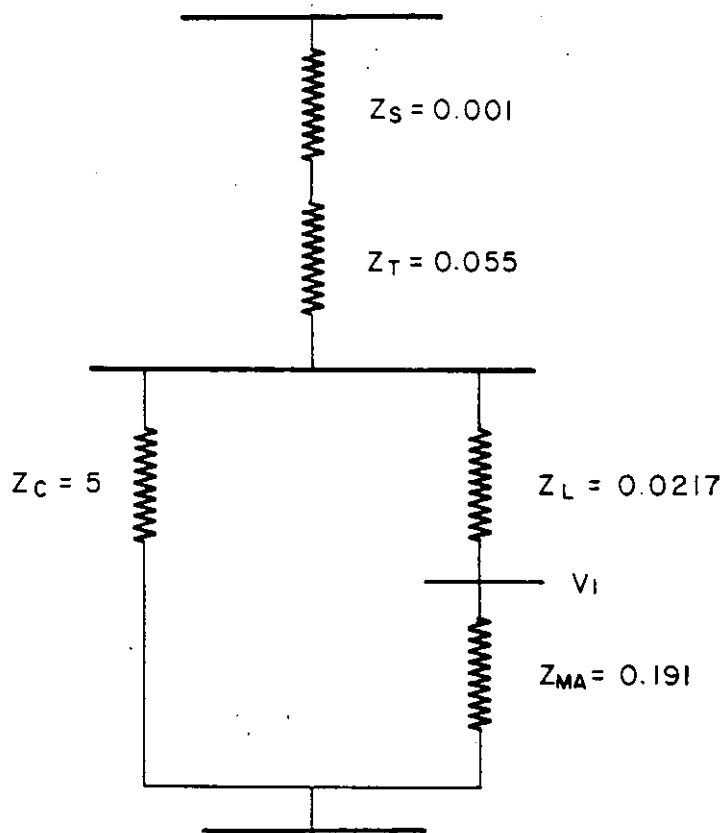
Línea en baja tensión .

$$Z_L = 0.01 \text{ (ohms)}$$

$$Z_L (\%/1) = \frac{0.01 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 0.0217 \text{ p.u.}$$

$$\boxed{Z_L (\%/1) = 0.0217}$$

El diagrama de impedancias resultante:



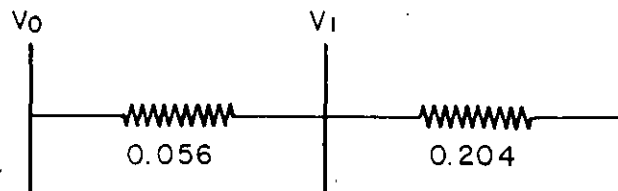
Reduciendo el diagrama:

$$Z_S + Z_T = 0.001 + 0.055 = 0.056$$

$$Z_L + Z_{MA} = 0.0217 + 0.191 = 0.2127$$

$$Z_C \parallel (Z_L + Z_{MA}) = \frac{5 \times 0.2127}{5 + 0.2127} = 0.204$$

El diagrama queda reducido:



$$Z_{TOT} = \boxed{0.26} \text{ (p.u.)}$$

$$I_{TOT} = \frac{1}{Z_{TOT}} = \boxed{3.846} \text{ (p.u.)}$$

La tensión V_1 :

$$V_1 = V_0 - I_T (Z_S + Z_T)$$

$$V_1 = 1.0 - 3.846 (0.056)$$

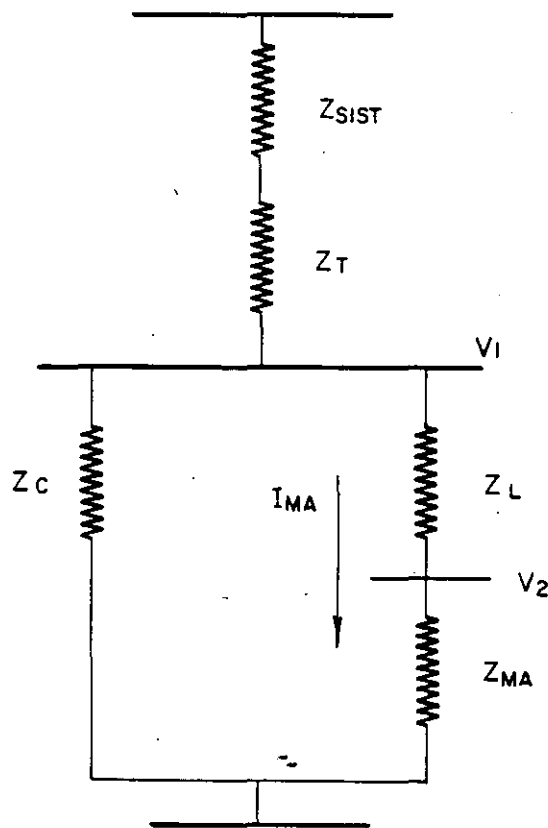
$$\boxed{V_1 = 0.785} \text{ p.u.}$$

$$V_1 = (0.785) V_B = (0.785) (480)$$

$$\boxed{V_1 = 376.8} \text{ volts}$$

Cálculo de la tensión V_2 :

Primero se calcula el valor real de la corriente de --
arranque del motor, considerando que al mismo arranque,
la tensión en V_1 es 0.785 p.u. (376.8 volts).



$$I_{MA} = \frac{V_1}{Z_L + Z_{MA}} = \frac{0.785}{0.0217 + 0.191}$$

$$I_{MA} = \frac{0.785}{0.2127} = \boxed{3.69} \text{ (°/1)}$$

La tensión V_2 :

$$V_2 = V_1 - Z_L I_{MA} = 0.785 - (0.0217) (3.69)$$

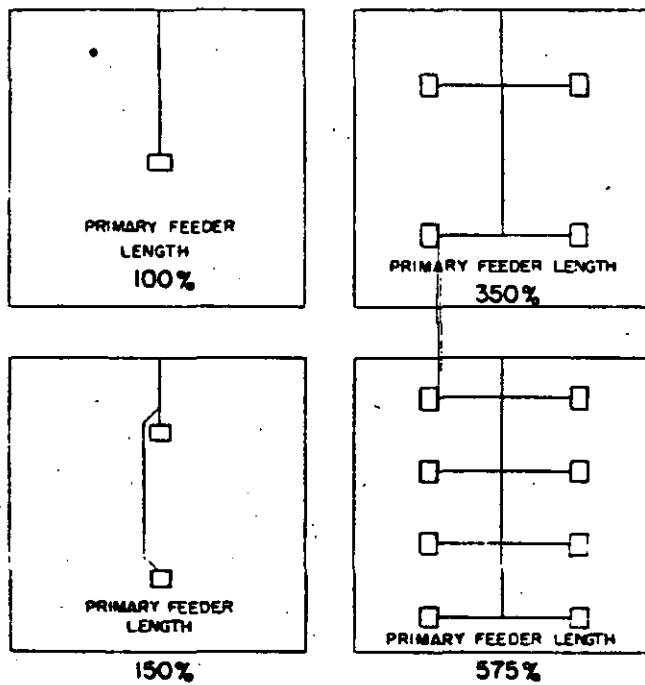
$$\boxed{V_2 = 0.7049} \text{ p.u.}$$

$$V_2 = 0.7049 \times 480 = \boxed{338} \text{ volts}$$

Con relación a la tensión nominal de 460 volts, el decaimiento es del orden:

$$\% e = \frac{460 - 338}{460} \times 100$$

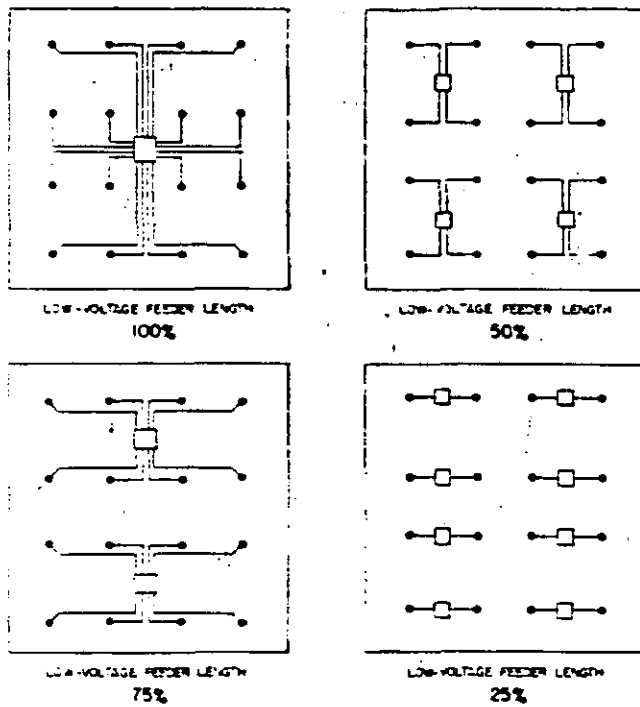
$$\boxed{\% e = 26 \%} \quad (\text{caída de tensión})$$



① 44

(Photo A112915)

Fig. 1. One-line diagram showing how primary feeder cable length increases as number of substations in an area increases
 *Changed since Jan. 2, 1951 issue.



(Photo A112920)

Fig. 2. One-line diagram showing how the amount of secondary feeder cable decreases as number of substations in an area increases

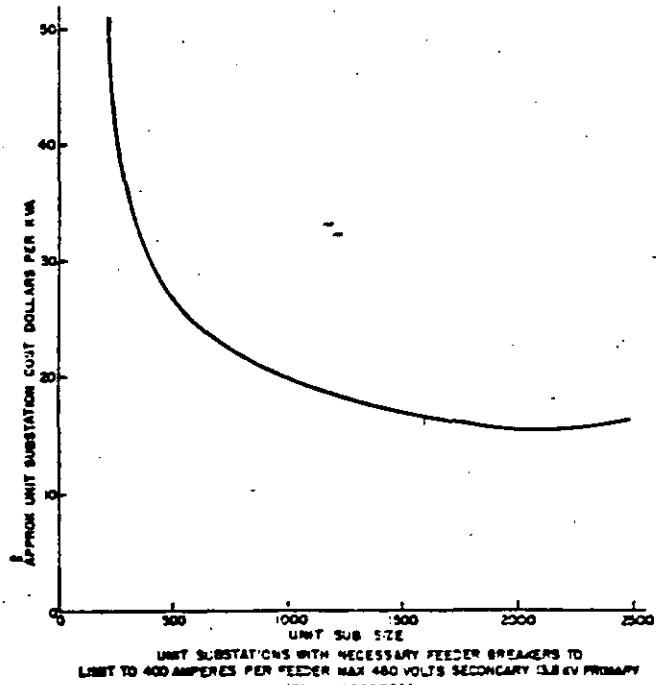


Fig. 3. Typical pattern of lead center unit substation costs vs kva rating

3

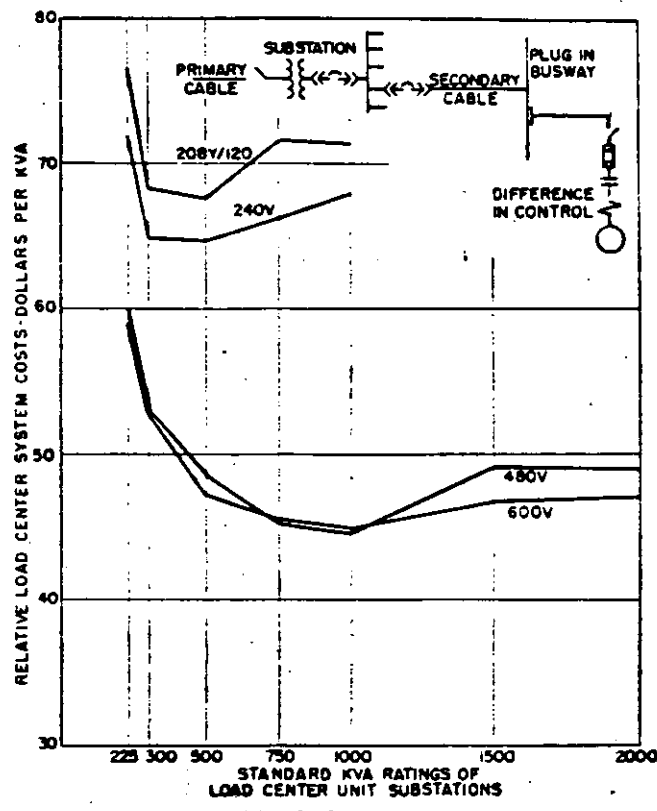


Fig. 2. Chart showing the approximate comparative costs of 208Y/120-, 240-, 480-, and 600-volt radial load center systems

FOR UTILIZATION VOLTAGE
CHOOSE 480 VOLTS

WHILE 600 VOLT SYSTEMS ARE LESS EXPENSIVE
550 VOLT, MOTORS, CONTROL, ETC NOT
AS READILY AVAILABLE AS 440 VOLT EQUIPMENT

480 VS. 240

	240V	480V
AVAILABILITY OF EQUIPMENT	SAME	
COST	135%	100%
LOSES	HIGHEST	LOWEST
VOLTAGE DROP	HIGHEST	LOWEST
SAFETY	NO PROVEN DIFFERENCE BOTH SHOULD BE WORKED ON ONLY WHEN DEENERGIZED	

(Photo 1097877)

Fig. 1. Chart showing the comparative factors in the choice of utilization voltage in the 600 volt class

VOLTAGE CONSIDERATIONS

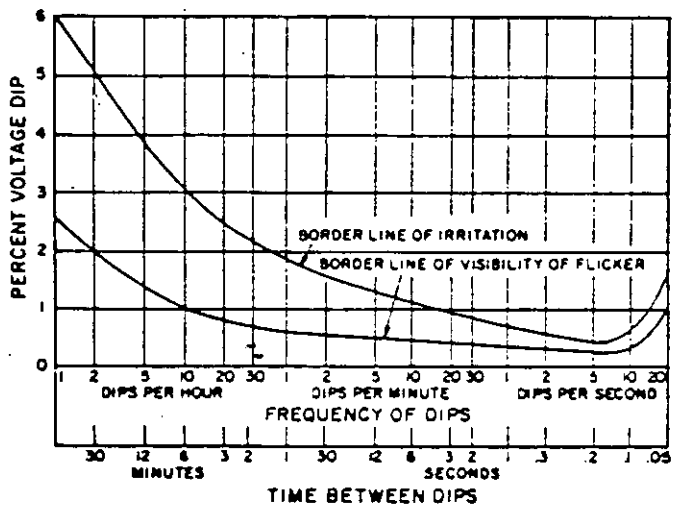


Fig 11
Effect of Recurrent Voltage Dips on Incandescent Lamps



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 5

CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA

ING. LORENZO JULIEN PAQUENTIN

JUNIO DE 1995

INDICE

- INTRODUCCIÓN 9
- I. FUNDAMENTOS SOBRE LA COMPENSACIÓN DE CORRIENTES REACTIVAS. 11
 - A. Corrientes activas y corrientes reactivas.
 - B. Factor de potencia.
 - C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores.
 - D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores.
 - E. Reducción de pérdidas por efecto Joule.
 - F. Regulación del voltaje.
 - G. Resumen.
- II. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN Y VENTAJAS DEL USO DE CAPACITORES. 19
 - A. Motores síncronos.
 - B. Condensadores síncronos.
 - C. Capacitores de potencia.
- III. CÓMO DETERMINAR EL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL. 21
 - A. A través del consumo global de energía.
 - B. Con un indicador de factor de potencia.
 - C. Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva.
 - D. Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva.
 - E. Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro.
 - F. Método de los dos vatímetros.
- IV. CÁLCULO DE LA POTENCIA REACTIVA REQUERIDA EN CAPACITORES PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA. 23
 - A. Corrección del factor de potencia medio.
 - B. Corrección del factor de potencia a plena carga.
 - C. Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectable.
- V. CONSIDERACIONES IMPORTANTES AL INSTALAR UN BANCO DE CAPACITORES. 27
 - A. Ventilación.
 - B. Frecuencia y voltaje de operación.
 - C. Corriente nominal de operación.
 - D. Perturbaciones producidas por corrientes armónicas.
 - E. Condiciones anormales de operación.
 - F. Pruebas de campo.
 - G. Mantenimiento.

- VI. DECISIÓN DE INSTALAR LOS CAPACITORES EN ALTA O EN BAJA TENSIÓN. 31
 - A. Factor económico.
 - B. Factores técnicos.

- VII. INSTALACIÓN DE CAPACITORES EN BAJA TENSIÓN. 33
 - A. Alambrado.
 - B. Puesta a tierra del bastidor.
 - C. Compensación individual.
 - D. Compensación en grupo.
 - E. Compensación mixta.
 - F. Compensación de motores de inducción.
 - G. Compensación de transformadores.

- VIII. INSTALACIÓN DE CAPACITORES EN ALTA TENSIÓN. 41
 - A. Alambrado.
 - B. Aislamiento del bastidor.
 - C. Bancos fijos y desconectables.
 - D. Resonancia con los transformadores.

- IX. CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN. 47
 - A. Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables.
 - B. Consideraciones importantes al elegir el equipo de conexión y desconexión.
 - C. Equipo de conexión y desconexión en baja tensión.
 - D. Equipo de conexión y desconexión en alta tensión.
 - E. Energización de un banco aislado.
 - F. Energización de bancos en paralelo.
 - G. Desenergización de un banco de capacitores.
 - H. Energización de capacitores a bajas temperaturas ambiente.

- X. PROTECCIÓN. 55
 - A. Por qué proteger los capacitores.
 - B. La protección por medio de fusibles. Sus objetivos.
 - C. Protección con fusibles individuales.
 - D. Protección en grupo.
 - E. Protección con relevadores.
 - F. Protección con interruptores.
 - G. Pararrayos.

- XI. CONTROL. 67
 - A. Elementos básicos de un control automático.
 - B. Controles de voltaje.
 - C. Controles de corriente.
 - D. Controles de voltaje compensado con corriente.
 - E. Controles de kilovares.
 - F. Controles de tiempo.
 - G. Controles de temperatura.
 - H. Controles de pasos múltiples.

- BIBLIOGRAFÍA. 69

Introducción

El capacitor eléctrico o condensador, fue descubierto en el año 1745 por von Kleist, en Camin in Pommern y poco después e independientemente, por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden. En su primera versión, consistió en un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como "almacenador" o "condensador" de cargas eléctricas.

En 1746, Wilson enunció la Ley de que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante interpuesto entre las laminillas metálicas y más tarde, en el año 1830 aproximadamente, Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía también del medio aislante empleado, mostrando que la "capacidad de almacenamiento específica" de sustancias tales como el azufre, la laca y el vidrio, era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concepto de "dieléctrico" y determinó las primeras constantes dieléctricas conocidas.

Sin embargo, no fue sino hasta principios del siglo veinte cuando empezó a fabricarse el capacitor en una forma industrial. De un primer periodo de demanda insignificante, el capacitor pasó rápidamente a representar un instrumento indispensable en la explosión tecnológica característica de nuestro siglo. Se utilizó inicialmente como supresor de la chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción y pronto se multiplicaron sus aplicaciones, especialmente hacia la técnica de los sistemas de comunicación.

El desarrollo acelerado de la telegrafía sin hilos y la radiodifusión, dio el impulso definitivo a la técnica del capacitor. Desde un principio se utilizaron dieléctricos de papel impregnado en laca, cera de abejas y parafina y poco más tarde, papel impregnado en aceite mineral, naftaleno, petróleo, aceite de siliconas y polybutano. Según las aplicaciones específicas, también se han venido utilizando dieléctricos de vidrio, cerámica, mica, óxidos de aluminio o tántalo, electrolitos (ácido bórico, ácido fosfórico . . . , etc.), plástico laminado e incluso aire; siempre en un esfuerzo constante de obtener un dieléctrico con las mejores características para cada aplicación concreta.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor ha sido la de corregir el factor de potencia en líneas de transmisión y distribución y en instalaciones industriales, aumentando de esta forma la capacidad de

transmitir energía de las líneas, la energía activa disponible en los generadores eléctricos, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, la regulación del voltaje en los puntos de consumo y en general, la eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Todo esto, a un costo considerablemente más bajo que el que supondría la inversión en nuevas líneas de transmisión y distribución y equipo o maquinaria necesarios para producir el mismo efecto de regulación de voltaje o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines, es el llamado capacitor de potencia.

El uso del capacitor de potencia se inició en el año 1914, aproximadamente. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932, la introducción de los askareles (hidrocarburos aromáticos clorados) como impregnantes, produjo una verdadera revolución en la técnica de los capacitores de potencia: Bajaron bruscamente los tamaños, pesos y costos de las unidades, lográndose además un gran avance en la seguridad de su uso, debido al hecho de ser incombustible el nuevo impregnante.

En el año 1937, se produjo otro avance considerable al aparecer el capacitor de potencia para uso en intemperie. Desde entonces, el uso de capacitores de potencia se ha venido incrementando año tras año, de una forma extraordinaria.

La calidad de las materias primas ha venido experimentando constantes mejoras, que han ido haciendo posible el logro de unidades cada vez más estables, más seguras y de una vida media más duradera.

Al uso de celulosa más pura y laminada con mayor precisión se ha venido agregando el uso de sustancias purificadoras y estabilizadoras: Óxidos de aluminio, ciertas resinas . . . , etc., que junto con una mejor purificación del impregnante, han venido incrementando paulatinamente la calidad de los dieléctricos.

Últimamente, la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión, ha marcado un nuevo paso adelante en la tecnología del capacitor de potencia. El nuevo sistema dieléctrico, a base de papel-plástico-askarel, ha hecho posible la aparición de unidades significativamente más compactas, más resistentes a las descargas parciales, de mayor vida media y pérdidas dieléctricas considerablemente más bajas.

I. Fundamentos sobre la compensación de corrientes reactivas

A. Corrientes activas y corrientes reactivas

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas: Cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran defasadas 90° con respecto al voltaje aplicado y por consiguiente, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto periodo de tiempo (un cuarto de ciclo) y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas tales como las ocasionadas por lámparas de incandescencia y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula, especialmente a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz.); son cargas eminentemente resistivas y por consiguiente, las corrientes que toman son prácticamente corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancia . . . , etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva, comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos

de los equipos mencionados anteriormente, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores.

En el caso particular de las instalaciones industriales, la corriente reactiva total, necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de una planta, suele ser de carácter inductivo; es decir, esta corriente se encuentra defasada 90° en atraso con respecto al voltaje. En la figura 1 se representa, de una forma esquemática, la alimentación de energía eléctrica de una planta industrial, a partir de un generador G y una línea de transmisión que empieza y acaba en unos transformadores de potencia. La carga total de la planta se ha descompuesto en su parte resistiva R y su parte reactiva, de tipo inductivo X_L .

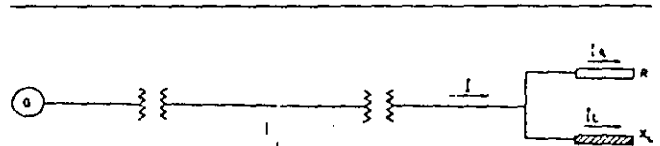


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial

En dicha figura, I_A representa la corriente activa, I_R la corriente reactiva, de tipo inductivo e I (definida sin subíndice) la corriente total consumida por la planta. En la figura 2 se representan estas magnitudes, junto con el voltaje, tanto en forma vectorial como en forma de ondas sinusoidales.

B. Factor de potencia

Al coseno del ángulo φ , que forma la corriente activa I_A con la corriente total resultante I , se le llama factor de potencia, debido a que representa la relación existente entre la potencia real consumida $I_A V = W$, o potencia activa y la potencia aparente $I V = W_0$, que llega a la planta. Es decir:

$$W = W_0 \cos \varphi$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien el factor cos φ , quedando medido el factor de potencia en tanto por ciento: Porcentaje de potencia real consumida, con relación a la potencia aparente.

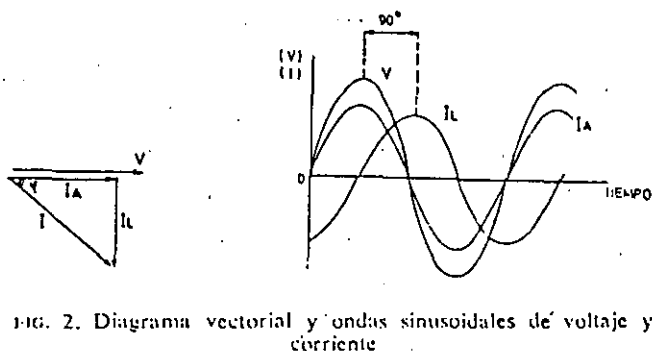


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

En la figura 2 puede verse claramente que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L , mayor será el ángulo φ y por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Es decir, que un bajo factor de potencia en una instalación industrial, implica un consumo alto de corrientes reactivas y por tanto, un riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución. Bajo el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos ya existentes.

Existe además otro factor económico muy importante: Es la penalidad pagada mensualmente a las compañías eléctricas por causa de un bajo factor de potencia. En México, el Diario Oficial de la Federación, de fecha 19 de enero de 1962, en la parte referente a Disposiciones Complementarias especifica lo siguiente:

"Factor de potencia. El consumidor procurará mantener un factor de potencia tan aproximado a 100% como sea práctico; pero en caso de que su factor de potencia durante cualquier mes tenga un promedio menor que 85% atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Industria y Comercio, el suministrador tendrá derecho a cobrar al consumidor la cantidad que resulte de multiplicar el monto del recibo correspondiente por 85 y dividir el producto entre el factor de potencia medio atrasado, en por ciento, observado durante el mes."

Según esto, si un consumidor industrial necesita mensualmente una potencia real cuyo costo es de \$ 25,000.00, por ejemplo, y opera con un factor de potencia medio de 70%, deberá pagar:

$$\frac{25,000 \times 85}{70} = \$ 30,357.10 \text{ mensuales.}$$

Lo que supone un 21.4% de pago adicional, por penalidad.

C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores

Una forma sencilla y económica de resolver estos inconvenientes y de obtener un ahorro considerable, en la mayoría de los casos, es el instalar capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión.

Los capacitores de potencia conectados en paralelo a un equipo especial o a la carga que supone una instalación industrial completa, representan una carga reactiva de carácter capacitivo, que toma corrientes desfasadas 90° , en adelanto, respecto al voltaje. Estas corrientes, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que consume la instalación eléctrica en cuestión.

La figura 3 muestra la misma planta industrial representada en la figura 1, pero con un banco de capacitores de potencia, de reactancia X_C , instalado en paralelo con la carga global de la planta.

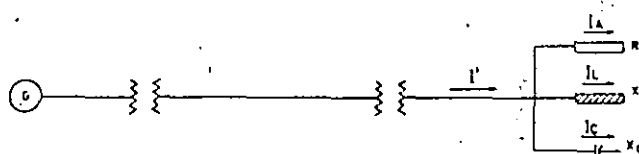


FIG. 3. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia instalados en la misma

En la figura 4 vuelve a representarse el voltaje y las corrientes en su forma vectorial y sinusoidal, mostrándose la corriente reactiva capacitiva I_C , la nueva corriente reactiva resultante I'_L , que en la figura sigue siendo de tipo inductivo y la nueva corriente total I' , resultante en la línea de alimentación. Puede verse como I_L y por tanto, también I , se han reducido considerablemente.

Físicamente no se ha anulado la corriente capacitiva I_C , ni tampoco la parte equivalente $I_L - I'_L$ de corriente inductiva. Lo que ocurre es que ahora, la corriente $I_L - I'_L = I_C$ fluye del banco de capacitores, en lugar de provenir de la línea; es decir, existe un flujo local de corriente entre los capacitores y la carga X_1 .

De la figura 4 se desprende que variando la carga capacitiva instalada X_C (o lo que es lo mismo, la potencia del banco de capacitores), el ángulo φ , convertido en φ' , puede reducirse tanto como se quiera y por consi-

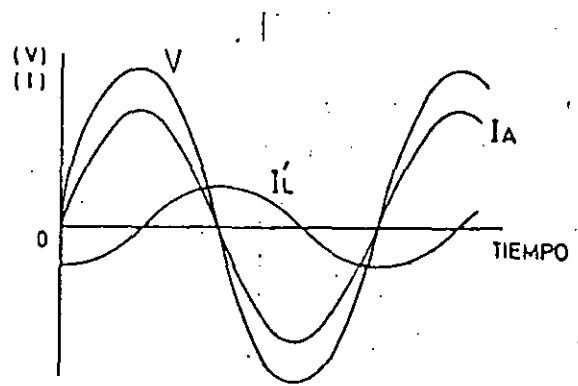
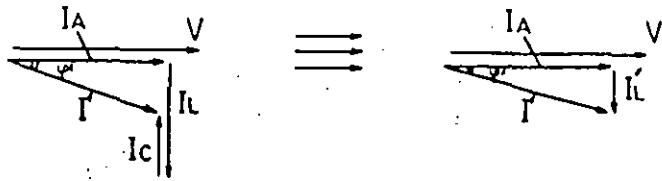


FIG. 4. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia

guiente, el factor de potencia puede aproximarse al valor de 100%, tanto como sea conveniente.

En la práctica, cuando se resuelven casos de bajo factor de potencia, suele operarse con consumos de potencia más bien que de corrientes. El producto del voltaje de operación, medido en kilovolts, por las corrientes I_A e I , medidas en amperes, determina la potencia consumida en kilowatts y en KVA, respectivamente (incluyendo el factor $\sqrt{3}$, cuando se trata de corrientes

En la figura 6, puede verse cómo añadiendo potencia reactiva de tipo capacitivo (KVAR)_c, proporcionada por un banco de capacitores de potencia conectado en paralelo, el factor de potencia puede acercarse al valor de 100%, tanto como se quiera.

Conociendo la potencia activa KW (medida en kilowatts) que se consume en una instalación industrial y el $\cos \varphi_1$ (factor de potencia) a que se opera, es fácil determinar la potencia en KVAR, del banco de capa-

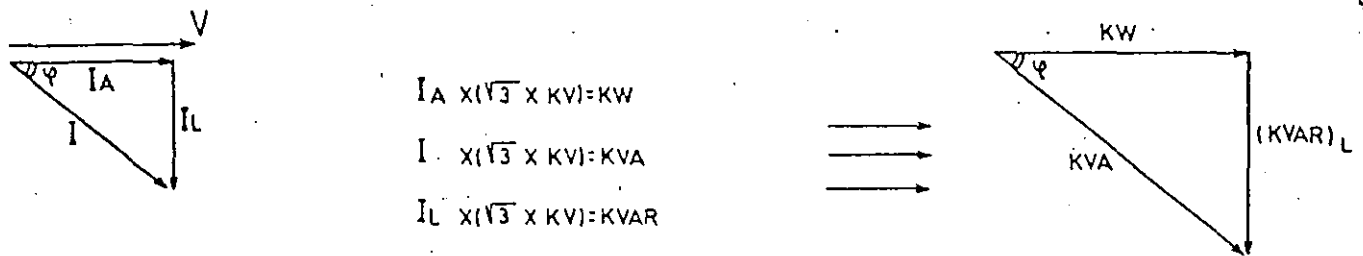


FIG. 5. Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas

trifásicas). Por definición, el producto del voltaje de operación, en kilovolts, por la corriente reactiva, en amperes, determina la llamada potencia reactiva, medida en KVAR.

En la figura 5 se muestra el paso del triángulo de corrientes al conocido triángulo de potencias, más usado en la práctica. Ambos triángulos son semejantes, puesto que el segundo se obtiene de multiplicar por un mismo número las magnitudes que forman los tres lados del primero. El subíndice L que aparece en la magnitud KVAR, indica que se trata de una potencia reactiva de tipo inductivo.

citores que es necesario instalar para aumentar el factor de potencia a un nuevo valor $\cos \varphi_2$, deseado.

En efecto, de la figura 7 se deduce la relación:

$$KVAR = KW (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) \quad [1]$$

Los valores de $tg \varphi_1$ y $tg \varphi_2$, se determinan a partir de los valores de $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$, respectivamente, por medio de unas tablas trigonométricas o por medio de la expresión:

$$tg^2 \varphi = \frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1.$$

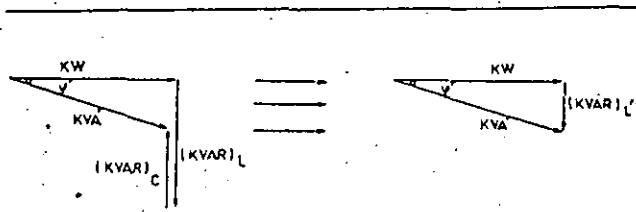


FIG. 6. Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores de potencia

Cuando en lugar de conocerse el consumo medio KW, en kilowatts, se conoce la energía consumida durante un mes KWhr, en kilowatts-hora (este es el caso más frecuente), puede calcularse la magnitud KW dividiendo los KWhr por las horas trabajadas durante el mes.

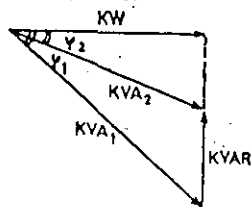


FIG. 7. Método práctico para corregir el factor de potencia

D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores

Cuando el banco, o los bancos de capacitores de potencia, se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento en capacidad de carga que se ha obtenido al pasarse de un factor de potencia $\cos \varphi_1$, a un nuevo valor $\cos \varphi_2$. Si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en kilovolts-ampers, el aumento en potencia activa disponible puede calcularse según la expresión:

$$KW_2 - KW_1 = KVA (\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) \quad [2]$$

En caso de contar con un transformador de potencia de 500 KVA y operar a un factor $\cos \varphi_1 = 0.70$ (70%), disponemos de una potencia activa de $500 \times 0.70 = 350$ kilowatts. Mejorando el factor de poten-

cia a un valor de $\cos \varphi_2 = 0.85$ (85%), obtendríamos un aumento en capacidad de carga de:

$$KW_2 - KW_1 = 500 (0.85 - 0.70) = 75 \text{ kilowatts.}$$

Es decir, un aumento en capacidad de carga de más del 20%.

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

$$\Delta KW = 100 \left(\frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1} - 1 \right) \% \quad [3]$$

En el caso de que los transformadores se encuentren ya sobrecargados y se intente corregir esta sobrecarga, a base de mejorar el factor de potencia, podemos proceder de la forma siguiente:

Supongamos que ΔKVA es el valor de la sobrecarga (diferencia entre el consumo actual de potencia aparente y la capacidad nominal de los transformadores de potencia), KVA es la capacidad nominal de los transformadores y KW representa el consumo actual (necesario) de potencia activa; con estos datos podemos calcular el factor de potencia actual

$$\cos \varphi_1 = \frac{KW}{KVA + \Delta KVA}$$

y el factor de potencia que es necesario alcanzar para operar sin sobrecarga

$$\cos \varphi_2 = \frac{KW}{KVA}$$

Conocidos $\cos \varphi_1$, y $\cos \varphi_2$, podemos calcular, por medio de la expresión [1], la potencia reactiva, en KVAR, que es necesario instalar.

Estas mismas consideraciones son aplicables al caso de un generador eléctrico, con una capacidad generadora expresada por la magnitud KVA.

E. Reducción de pérdidas por efecto Joule

Además de los beneficios mencionados anteriormente, la instalación de bancos de capacitores de potencia produce otro beneficio adicional: Es la reducción de pérdidas por efecto Joule, en los tramos de línea que van desde los generadores a los puntos donde están instalados los capacitores.

En efecto, las pérdidas por calor producidas en las líneas provienen tanto de las corrientes activas como de las reactivas que circulan por las mismas y representan una energía perdida, que el consumidor paga como si la hubiese transformado en trabajo productivo. Llamando P a estas pérdidas y R a la resistencia óhmica total de una instalación industrial, se tiene:

$$P = R I^2_A + R I^2_L$$

Teniendo en cuenta que $I^2 = I^2_A + I^2_L$ esta expresión toma la forma:

$$P = R I^2$$

Vamos a llamar P_1 a las pérdidas correspondientes al factor de potencia $\cos \varphi_1$ y P_2 a las pérdidas correspondientes al nuevo factor $\cos \varphi_2$, obtenido al instalar capacitores de potencia junto a las cargas que consumen potencia reactiva. Suponiendo que tanto la demanda de potencia activa, como el voltaje, no cambian apreciablemente después de haberse instalado los capacitores, tendremos:

$$KW = \sqrt{3} (KV) I_1 \cos \varphi_1 = \sqrt{3} (KV) I_2 \cos \varphi_2$$

Expresión que nos relaciona las corrientes totales I_1 e I_2 , antes y después de la instalación del banco, con los factores de potencia respectivos.

Llamando

$$-\Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$$

Obtenemos finalmente

$$-\Delta P = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] \% \quad [4]$$

Expresión que nos da la disminución de pérdidas por efecto Joule, en tanto por ciento, obtenidas al mejorar el factor de potencia de un valor $\cos \varphi_1$, al nuevo valor $\cos \varphi_2$.

Puede comprobarse que el paso de un factor de potencia del 70% al 85%, por ejemplo, produce una disminución de pérdidas por valor de más de 30%.

Este efecto es particularmente importante en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por razones económicas, es conveniente que en éstas, se mantenga constante la relación $\frac{P}{KW}$, independientemente de la potencia activa transportada.

Según la expresión

$$\frac{P}{KW} = \frac{R}{3(KV)^2} \frac{KW}{\cos^2 \varphi}$$

(R: resistencia óhmica de la línea)

vemos que para que esto sea posible, es necesario que la relación $\frac{KW}{\cos^2 \varphi}$ se mantenga constante.

Llamando $KW_{m\acute{a}x.}$ a la potencia activa transmitida cuando $\cos \varphi = 1$ (máxima posible), se concluye que

$$KW = KW_{m\acute{a}x.} \cos^2 \varphi \quad [5]$$

Vemos pues, que siguiendo este criterio, la potencia activa transportable es proporcional al cuadrado del factor de potencia a que se efectúa la distribución. Para un factor $\cos \varphi = 0.70$, la potencia transportable sería el 49% de la máxima posible; de donde se deduce la importancia del control del factor de potencia para lograr una distribución más económica.

F. Regulación del voltaje

Por último, vamos a tratar otro efecto importante logrado al instalar bancos de capacitores en líneas eléctricas y plantas industriales: Es la posibilidad de regular el voltaje de operación.

En la figura 8, representamos esquemáticamente una línea de distribución, que partiendo de un generador G, alimenta una carga de impedancia Z.

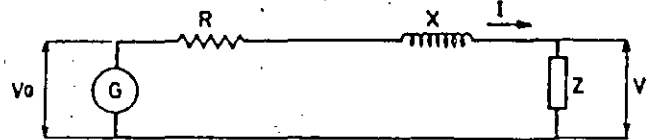


FIG. 8. Representación esquemática de una línea de distribución

Vamos a llamar V_G al voltaje de operación del generador (prácticamente constante), V al voltaje que llega a la carga Z, e I a la corriente que circula por cada fase de la línea. La resistencia y reactancia equivalentes, por fase, de la línea se representan por R y X, respectivamente, siendo esta última de carácter inductivo, en el caso más frecuente de líneas aéreas operando con una carga superior a su carga crítica.

La figura 9, muestra una representación vectorial de las caídas de tensión en la línea y en la carga.

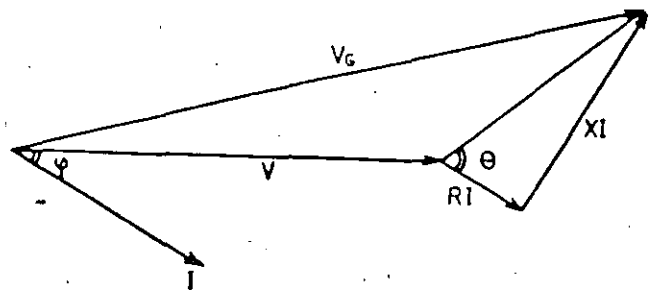


FIG. 9. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z, de la figura 8

Vemos en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores RI y XI), depende de la corriente que circula por la misma y por consiguiente

te, de la potencia solicitada por la carga Z. Vemos pues, que la configuración del diagrama vectorial de la figura 9, va a variar según varíe la demanda de potencia en KW de la carga (la demanda de potencia reactiva de las instalaciones industriales suele experimentar variaciones mucho menores que las que experimenta la demanda de potencia activa). Al aumentar la demanda de potencia KW, aumentará la corriente I y por tanto la caída de tensión total en la línea; como V_G se mantiene constante (en módulo), esto implicará una disminución de V (en módulo), siempre que los ángulos θ y φ se mantengan constantes.

La disminución incontrolada del voltaje V, puede ocasionar graves perturbaciones en los centros de consumo de energía eléctrica, que es necesario evitar por medio de una regulación adecuada. Una forma económica y eficaz de lograr esta regulación consiste en controlar el ángulo θ , o bien el ángulo φ , por medio de la instalación de bancos de capacitores en las líneas o en los centros de consumo, respectivamente. Resultan así dos procedimientos posibles de regulación de voltaje:

- Compensación de la línea.* Disminuyendo el ángulo θ , o lo que es igual, la relación $\text{tg } \theta = \frac{X}{R}$, la caída de tensión total en la línea disminuye y por consiguiente, tiende a aumentar el voltaje V.
- Compensación de la carga.* Disminuyendo el ángulo φ , es decir, aumentando el $\cos \varphi$, los vectores V_G y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando el voltaje V. Por añadidura, este efecto resulta especialmente favorecido por la reducción de corriente que los capacitores ocasionan en las líneas.

Teniendo en cuenta que, en la práctica, las magnitudes V_G y V, son mucho mayores que la caída de tensión total en la línea, es posible sustituir, a efectos de cálculo, la caída de tensión real $|V_G - V|$, por el valor aproximado:

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$$

Definiendo por $\mu = \frac{\Delta V}{V}$, la caída de tensión relativa y teniendo en cuenta que

$$KW = \sqrt{3} (KV) I \cos \varphi$$

obtenemos

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW + \frac{X}{10^3 (KV)^2} KW \text{tg } \varphi \quad [6]$$

En la práctica, debe lograrse que μ no sobrepase un valor prefijado (normalmente bastante pequeño), manteniéndose V prácticamente constante.

La máxima potencia transportable por una línea dada, sin sobrepasar este valor de μ , la obtendremos cuando se anule la componente reactiva X de la línea y al mismo tiempo, se anule el ángulo φ . Esta potencia máxima viene dada por la expresión

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW \text{máx.}$$

Eliminando el voltaje V, entre esta expresión y la anterior, e introduciendo la notación $\text{tg } \theta = \frac{X}{R}$, queda:

$$KW = \frac{KW \text{máx.}}{1 + \text{tg } \theta \text{tg } \varphi} \quad [7]$$

Esta expresión aproximada proporciona errores despreciables, siempre que se opere con valores de $\cos \varphi$ inferiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de μ del orden del 5%. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea $|V_G - V|$, en lugar del aproximado ΔV y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La expresión [7], nos permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje μ (recuérdese que $KW_{\text{máx.}}$, depende de μ), en función del factor $\text{tg } \theta$ y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

A título de ejemplo, se proporcionan en la tabla siguiente, cuatro valores máximos de potencia activa que, según este criterio, es posible transmitir contando con las combinaciones de $\text{tg } \theta$ y $\cos \varphi$, que se indican a continuación:

$\text{tg } \theta$	$\cos \varphi$	KW/KW máx.
4	0.70	19.7%
4	0.85	28.9%
4	0.95	43.5%
1	0.85	61.9%

Inversamente, de la expresión [7] podemos deducir para cada valor de la potencia activa transmitida KW, el factor $\text{tg } \theta$ a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor $\text{tg } \varphi$ y por consiguiente, el $\cos \varphi$, con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha expresión se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término $\text{tg } \theta$ (línea compensada), o bien el término $\text{tg } \varphi$ (carga compensada). Esto último implica el aumentar el $\cos \varphi$, es decir, mejorar el factor de

potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos de capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de una forma automática, por medio de controles adecuados.

De la expresión [6], se deduce fácilmente la elevación de voltaje lograda al conectar un banco de capacitores de potencia reactiva total Q , al final de una línea de distribución. Dicha elevación de voltaje puede calcularse según la expresión

$$\epsilon = \frac{X^2}{10 (KV)^2} Q \quad [8]$$

Donde ϵ es la elevación de voltaje, expresada en tanto por ciento:

Q es la potencia reactiva del banco de capacitores en KVAR.

X es la reactancia total, por fase, de la línea en ohms.

KV es el voltaje nominal de la línea, en kilovolts.

C. Resumen.

Resumiendo todo lo expuesto anteriormente, llegamos a la conclusión de que el uso de capacitores de potencia proporciona los beneficios siguientes:

- a) Aumentan la capacidad de carga de los generadores, líneas eléctricas y transformadores.
- b) Reducen las pérdidas de energía en forma de calor, mejorando notablemente el rendimiento económico de la transmisión y consumo de la energía eléctrica.
- c) Permiten elevar los niveles de voltaje y mejorar la regulación de voltaje en los centros de consumo de energía eléctrica.
- d) Corrigen el factor de potencia, evitando el pago de penalidades a las compañías eléctricas.

II. Métodos de compensación y ventajas del uso de capacitores

A. Motores síncronos.

Estos pueden proporcionar un trabajo mecánico y al mismo tiempo, actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados. De lo contrario, actuarán también como una carga inductiva. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia no constituyen una forma de compensación fácilmente controlable.

B. Condensadores síncronos

Son motores síncronos diseñados exclusivamente para cumplir con la función de controlar el factor de potencia. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejoran también la estabilidad de las líneas de transmisión, en los regímenes transitorios. Sin em-

bargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

C. Capacitores de potencia.

Proporcionan la potencia reactiva de carácter capacitiva que sea necesaria, pudiéndose instalar en bancos fijos o bancos divididos en secciones fijas y desconectables.

El uso de capacitores de potencia, comparado con el uso de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KVAR instalado, un fácil manejo y un mantenimiento sencillo y barato, que en muchos casos se hace prácticamente inexistente. Éste es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución y consumo de energía eléctrica y su demanda notablemente creciente, año tras año.

III. Cómo determinar el factor de potencia en una instalación industrial

A. A través del consumo global de energía

El factor de potencia de cualquier instalación industrial suele sufrir variaciones cuya intensidad depende de los equipos instalados en la misma y de los horarios de trabajo. Por consiguiente, es preciso que en cada caso particular, se determine claramente bajo qué condiciones es conveniente medirlo.

Cuando la carga alimentada no esté sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede ser práctico medir el factor de potencia medio, definido por la expresión

$$\cos \varphi = \frac{KWh}{\sqrt{(KWh)^2 + (KVARh)^2}} \quad [9]$$

Siendo

KWh: Kilowatts-hora consumidos durante un mes.
KVARh: Kilovares-hora consumidos durante un mes.

Las magnitudes KWh y KVARh, suelen venir especificadas en los recibos mensuales de la compañía eléctrica. Algunas veces, dichos recibos especifican directamente el $\cos \varphi$ medio.

Si durante las horas de trabajo se suelen presentar grandes variaciones de carga y especialmente, si las cargas variables proceden de equipos de distinta naturaleza, puede resultar más conveniente el medir el factor de potencia a plena carga y posteriormente, determinar los KVAR capacitivos necesarios, bajo estas mismas condiciones.

B. Con un indicador del factor de potencia

En este caso podemos medir el $\cos \varphi$, de una forma directa y simultáneamente, medir los kilowatts consumidos a plena carga. Esta segunda magnitud nos servirá después para calcular los KVAR capacitivos necesarios.

C. Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva

Se determinan los valores de potencia activa y reactiva a plena carga, tomándolos de las cintas registra-

doras. Se calcula el $\cos \varphi$, por medio de una expresión análoga a la [9].

D. Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva

Se hace una lectura simultánea de ambos instrumentos durante un cierto intervalo de tiempo, en condiciones de plena carga. El $\cos \varphi$ se determina por medio de la expresión [9] y la potencia activa, a plena carga se determina dividiendo la energía activa medida por el tiempo tomado como intervalo de lectura.

E. Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro

Se mide la potencia activa, en condiciones de plena carga, por medio del vatímetro. En las mismas condiciones, se mide el voltaje entre fases V y el amperaje por fase I. Por medio de la expresión:

$$KVA = \sqrt{3} (KV) I$$

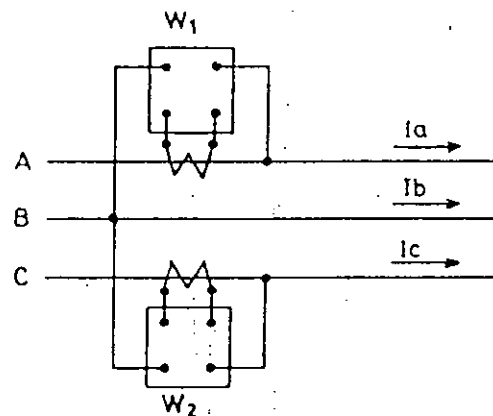


FIG. 10. Determinación del factor de potencia por el método de los dos vatímetros. Cargas balanceadas

se calculan los KVA consumidos a plena carga y por la expresión:

$$\cos \varphi = \frac{KW}{KVA}$$

se calcula el factor de potencia en estas condiciones.

F. Método de los dos vatímetros

Se conectan ambos instrumentos en la forma indicada en la figura 10 y se toman las lecturas KW_1 y KW_2 , en condiciones de plena carga. Se calcula la relación:

$$k = \frac{KW_1}{KW_2}$$

que puede resultar positiva o negativa, según sean los signos respectivos de las magnitudes KW_1 y KW_2 .

El factor de potencia se calcula por medio de la expresión:

$$\cos \varphi = \frac{1 + k}{2\sqrt{1 - k + k^2}} \quad [10]$$

La potencia activa total, a plena carga es: $KW = KW_1 + KW_2$.

IV. Cálculo de la potencia reactiva requerida en capacitores para corregir el factor de potencia

A. Corrección del factor de potencia medio.

Si tenemos un centro de carga cuyo consumo en kilowatts viene dado por la magnitud KW y su factor de potencia es $\cos \varphi_1$, la potencia del banco de capacitores que es necesario instalar para pasar a un nuevo factor de potencia $\cos \varphi_2$, viene dada por la expresión:

$$KVAR = KW (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad [1]$$

Para facilitar el cálculo, en la tabla I se da directamente el valor del multiplicador $(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2)$, en función de los parámetros $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$.

Veamos anteriormente que cuando se habla de factor de potencia de un centro de consumo, es necesario precisar bajo qué condiciones de carga se ha medido dicho factor de potencia.

En el momento de decidir cuál es la magnitud KW, que va a intervenir en la expresión [1], deben tomarse precauciones análogas.

Si la carga alimentada no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos \varphi_1$ el factor de potencia medio, definido por la expresión [9] y como consumo, en kilowatts, el consumo medio resultante de dividir los kilowatts consumidos durante un mes, por las horas de trabajo mensuales. El $\cos \varphi_2$ a alcanzar, debe estimarse algo mayor que el mínimo aceptado por la compañía eléctrica, a fin de que en los momentos de plena carga no se esté operando con un factor de potencia demasiado bajo.

En la práctica, suele corregirse hasta un $\cos \varphi_2$ de 90% o 95%.

B. Corrección del factor de potencia a plena carga

Cuando la carga alimentada esté sujeta a fluctuaciones considerables durante las horas de trabajo, puede

tomarse como $\cos \varphi_1$, el factor de potencia a plena carga, medido por alguno de los procedimientos descritos anteriormente.

Como consumo, en kilowatts, debe tomarse también el consumo medio a plena carga y como $\cos \varphi_2$ a alcanzar, puede tomarse el mínimo que permita la compañía eléctrica; puesto que si se garantiza un factor de potencia correcto en condiciones de plena carga, es muy probable que el factor de potencia se mantenga en un valor adecuado durante todas las horas de trabajo.

C. Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectables

En caso de que las fluctuaciones de carga durante las horas de trabajo sean muy grandes, debe pensarse en la conveniencia de instalar un banco desconectable, o con secciones desconectables que entren automáticamente en servicio, siguiendo las fluctuaciones de demanda de potencia reactiva del sistema.

Para determinar si es necesaria la instalación de un banco de capacitores de este tipo, puede calcularse el valor que va a tomar el factor de potencia en condiciones de carga mínima, suponiendo instalado un banco fijo que corrige el factor de potencia al 85%, en condiciones de plena carga. Si el resultado es un factor de potencia significativamente en adelanto, debe instalarse un banco desconectable, o de secciones desconectables, que sea capaz de mantener un factor de potencia próximo a la unidad, en cualquier condición de carga. Otra solución, normalmente más cara, al caso de grandes fluctuaciones de carga, consiste en instalar los capacitores junto a las cargas (compensación individual) y conectar y desconectar cada carga junto con sus capacitores correspondientes.

TABLA I. Multiplicador ($\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2$), para

	Factor de potencia deseado,									
	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89
50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220
51	.937	.962	.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175
52	.893	.919	.945	.971	.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131
53	.850	.876	.902	.928	.954	.980	1.007	1.033	1.060	1.088
54	.809	.835	.861	.887	.913	.939	.966	.992	1.019	1.047
55	.769	.795	.821	.847	.873	.899	.926	.952	.979	1.007
56	.730	.756	.782	.808	.834	.860	.887	.913	.940	.968
57	.692	.718	.744	.770	.796	.822	.849	.875	.902	.930
58	.655	.681	.707	.733	.759	.785	.812	.838	.865	.893
59	.618	.644	.670	.696	.722	.748	.775	.801	.828	.856
60	.584	.610	.636	.662	.688	.714	.741	.767	.794	.822
61	.549	.575	.601	.627	.653	.679	.706	.732	.759	.787
62	.515	.541	.567	.593	.619	.645	.672	.698	.725	.753
63	.483	.509	.535	.561	.587	.613	.640	.666	.693	.721
64	.450	.476	.502	.528	.554	.580	.607	.633	.660	.688
65	.419	.445	.471	.497	.523	.549	.576	.602	.629	.657
66	.388	.414	.440	.466	.492	.518	.545	.571	.598	.626
67	.358	.384	.410	.436	.462	.488	.515	.541	.568	.596
68	.329	.355	.381	.407	.433	.459	.486	.512	.539	.567
69	.299	.325	.351	.377	.403	.429	.456	.482	.509	.537
70	.270	.296	.322	.348	.374	.400	.427	.453	.480	.508
71	.242	.268	.294	.320	.346	.372	.399	.425	.452	.480
72	.213	.239	.265	.291	.317	.343	.370	.396	.423	.451
73	.186	.212	.238	.264	.290	.316	.343	.369	.396	.424
74	.159	.185	.211	.237	.263	.289	.316	.342	.369	.397
75	.132	.158	.184	.210	.236	.262	.289	.315	.342	.370
76	.105	.131	.157	.183	.209	.235	.262	.288	.315	.343
77	.079	.105	.131	.157	.183	.209	.236	.262	.289	.317
78	.053	.079	.105	.131	.157	.183	.210	.236	.263	.291
79	.026	.052	.078	.104	.130	.156	.183	.209	.236	.264
80	.000	.026	.052	.078	.104	.130	.157	.183	.210	.238
81000	.026	.052	.078	.104	.131	.157	.184	.212
82000	.026	.052	.078	.105	.131	.158	.186
83000	.026	.052	.079	.105	.132	.160
84000	.026	.053	.079	.106	.134
85000	.027	.053	.080	.108
86026	.053	.081
87027	.055
88028
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99

Factor de potencia existente, en tanto por ciento

calcular la potencia del banco de capacitores

en tanto por ciento

90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.442	1.481	1.529	1.590	1.732
1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
1.035	1.063	1.090	1.124	1.156	1.190	1.228	1.268	1.316	1.377	1.519
.996	1.024	1.051	1.085	1.117	1.151	1.189	1.229	1.277	1.338	1.480
.958	.986	1.013	1.047	1.079	1.113	1.151	1.191	1.239	1.300	1.442
.921	.949	.976	1.010	1.042	1.076	1.114	1.154	1.202	1.263	1.405
.884	.912	.939	.973	1.005	1.039	1.077	1.117	1.165	1.226	1.368
.850	.878	.905	.939	.971	1.005	1.043	1.083	1.131	1.192	1.334
.815	.843	.870	.904	.936	.970	1.008	1.048	1.096	1.157	1.299
.781	.809	.836	.870	.902	.936	.974	1.014	1.062	1.123	1.265
.749	.777	.804	.838	.870	.904	.942	.982	1.030	1.091	1.233
.716	.744	.771	.805	.837	.871	.909	.949	.997	1.058	1.200
.685	.713	.740	.774	.806	.840	.878	.918	.966	1.027	1.169
.654	.682	.709	.743	.775	.809	.847	.887	.935	.996	1.138
.624	.652	.679	.713	.745	.779	.817	.857	.905	.966	1.108
.595	.623	.650	.684	.716	.750	.788	.828	.876	.937	1.079
.565	.593	.620	.654	.686	.720	.758	.798	.840	.907	1.049
.536	.564	.591	.625	.657	.691	.729	.769	.811	.878	1.020
.508	.536	.563	.597	.629	.663	.701	.741	.783	.850	.992
.479	.507	.534	.568	.600	.634	.672	.712	.754	.821	.963
.452	.480	.507	.541	.573	.607	.645	.685	.727	.794	.936
.425	.453	.480	.514	.546	.580	.618	.658	.700	.767	.909
.398	.426	.453	.487	.519	.553	.591	.631	.673	.740	.882
.371	.399	.426	.460	.492	.526	.564	.604	.652	.713	.855
.345	.373	.400	.434	.466	.500	.538	.578	.620	.687	.829
.319	.347	.374	.408	.440	.474	.512	.552	.594	.661	.803
.292	.320	.347	.381	.413	.447	.485	.525	.567	.634	.776
.266	.294	.321	.355	.387	.421	.459	.499	.541	.608	.750
.240	.268	.295	.329	.361	.395	.433	.473	.515	.582	.724
.214	.242	.269	.303	.335	.369	.407	.447	.489	.556	.698
.188	.216	.243	.277	.309	.343	.381	.421	.463	.530	.672
.162	.190	.217	.251	.283	.317	.355	.395	.437	.504	.645
.136	.164	.191	.225	.257	.291	.329	.369	.417	.478	.620
.109	.137	.167	.198	.230	.265	.301	.343	.390	.451	.593
.082	.111	.141	.172	.204	.238	.275	.317	.364	.425	.567
.056	.084	.114	.145	.177	.211	.248	.290	.337	.398	.540
.028	.056	.086	.117	.149	.183	.220	.262	.309	.370	.512
.....	.028	.058	.089	.121	.155	.192	.234	.281	.342	.484
.....030	.061	.093	.127	.164	.206	.253	.314	.456
.....031	.053	.097	.134	.176	.223	.284	.426
.....032	.066	.103	.145	.192	.253	.395
.....034	.071	.113	.160	.221	.363
.....037	.079	.126	.187	.328
.....042	.089	.150	.292
.....047	.108	.251
.....061	.203
.....142

V. Consideraciones importantes al instalar un banco de capacitores

A. Ventilación

A pesar de que las pérdidas eléctricas en calor de los capacitores de potencia representan un porcentaje muy bajo con respecto a su potencia nominal, cada capacitor en operación se convierte en un generador de calor de cierta importancia, debido a la gran cantidad de energía que es capaz de poner en juego.

Es importante el disipar correctamente esta energía calorífica y no permitir que la temperatura de operación suba a valores superiores a los de diseño, ya que los dieléctricos de los capacitores de potencia son muy sensibles a las temperaturas de operación. El operar a una temperatura media de unos 10°C por encima de la temperatura normal de operación, puede significar el disminuir la vida media del capacitor en más de un 70%. Sobrecalentamientos mayores producen efectos de deterioro que afectan a la vida media del capacitor en una forma marcadamente exponencial.

Cuando los capacitores se instalan al aire libre, la forma más usual y más simple de disipar el calor es por convección natural. En este caso, la precaución principal a tener en cuenta es la de respetar los espacios de separación entre capacitor y capacitor que recomiende el fabricante. Esto garantiza que la temperatura de operación va a ser la adecuada, siempre que no exista alguna circunstancia especialmente adversa en la instalación. Conviene instalar los capacitores en bastidores que los eleven del piso (al menos unos centímetros) y asegurarse de que la ventilación natural no queda entorpecida por algún obstáculo.

Cuando los capacitores se instalan en un local cerrado o en un gabinete, además de las precauciones indicadas anteriormente, debe tomarse un cuidado especial en comprobar que las temperaturas ambiente del local o del interior del gabinete, medidas cuando los capacitores se encuentran en operación normal, no sobrepasen los límites máximos recomendados por las normas de fabricación de los capacitores.

Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI especifican que el fabricante debe garantizar la estabilidad térmica de los capacitores, cuando éstos se instalen respetándose las distancias que él especifique y en un medio ambiente cuya temperatura no sobrepase los valores máximos siguientes:

Método de montaje	Media en 24 h* °C	Media anual °C
Capacitor aislado	46	35
Capacitores instalados en una hilera	40	25
Capacitores en varias hileras contiguas	35	20
En locales cerrados	35	20

* Temperatura media aritmética de lecturas horarias, tomadas durante las 24 horas del día más caluroso de la localidad.

En el caso de locales cerrados, si hay peligro de que se sobrepasen las temperaturas indicadas en esta tabla, debe instalarse un sistema de ventilación forzada capaz de establecer una buena corriente de aire entre capacitor y capacitor.

Los problemas ocasionados por una ventilación deficiente, suelen ser bastante más críticos en las instalaciones de capacitores en alta tensión, debido a las grandes concentraciones de energía instaladas normalmente. Sin embargo, tampoco deben subestimarse estos problemas en las instalaciones efectuadas a bajas tensiones industriales.

B. Frecuencia y voltaje de operación

Los capacitores de potencia fabricados bajo normas americanas se diseñan para operar a una frecuencia nominal de 60 Hz. Sin embargo, no existe ningún inconveniente técnico para que estos capacitores operen a frecuencias más bajas. Esto implica una reducción de la potencia reactiva suministrada, proporcional a la reducción de frecuencias:

$$(\text{KVAR}) \text{ suministrados} = \frac{\text{Frecuencia aplicada}}{60} \times \text{(KVAR) nominales.} \quad [11]$$

En operación normal, la frecuencia aplicada nunca debe exceder a los 60 Hz. nominales.

Análogamente, cuando los capacitores se operan a un voltaje inferior a su voltaje nominal, disminuye la potencia reactiva proporcionalmente al cuadrado de la relación de voltajes:

$$(KVAR) \text{ suministrados} = \left(\frac{\text{Volt. aplicado}}{\text{Volt. nominal}} \right)^2 \times (KVAR) \text{ nominales [12]}$$

Los capacitores de potencia para alta tensión y, a veces, también los capacitores de potencia para bajas tensiones industriales, se fabrican de forma que puedan operar a sobrevoltajes de hasta el 10% del voltaje nominal, sin que aparezcan problemas de aislamientos, estabilidad térmica . . . , etc. Esto es para prevenir posibles fluctuaciones de voltaje en las líneas eléctricas y los pequeños sobrevoltajes que pudieran ocasionar los mismos capacitores al operar en condiciones de baja carga.

Sin embargo, en operación normal, debe tratarse de que el voltaje aplicado a los capacitores no exceda al valor de su voltaje nominal, ya que el deterioro que produce el sobrevoltaje sobre los dieléctricos es análogo al deterioro mencionado anteriormente, producido por el sobrecalentamiento.

El operar permanentemente a un sobrevoltaje del 10%, puede disminuir la vida media de un capacitor en más de un 50%.

Las relaciones [11] y [12] son consecuencia de la expresión:

$$KVAR = 2 \pi f C (KV)^2 \times 10^{-6} \quad [13]$$

en donde es

KVAR: Potencia reactiva del capacitor, en kilovares.

f: Frecuencia de operación, en ciclos por segundo.

C: Capacidad del capacitor, en microfaradios.

KV: Voltaje aplicado entre bornes, en kilovolts.

Esta expresión se deduce fácilmente de la misma definición de potencia reactiva.

C. Corriente nominal de operación

La corriente nominal de un capacitor monofásico puede calcularse por medio de la expresión:

$$I_N = \frac{KVAR}{(KV)} \quad [14]$$

siendo

KVAR: Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV): Voltaje nominal, entre bornes, en kilovolts.

La corriente nominal, por fase, de un capacitor trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{FN} = \frac{KVAR}{\sqrt{3} (KV)} \quad [15]$$

siendo

KVAR: Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV): Voltaje nominal, entre fases, en kilovolts.

Esta expresión es independiente de que la conexión interna del capacitor sea en delta o en estrella.

Ambas expresiones [14] y [15], son una consecuencia inmediata de la definición de potencia reactiva.

Combinando las expresiones [13] y [14], se obtiene:

$$I = 2 \pi f C (KV) \times 10^{-6} \quad [16]$$

de donde se deduce que la corriente que toma un capacitor de potencia es directamente proporcional a la frecuencia de operación, a su capacidad y al voltaje aplicado entre bornes.

D. Perturbaciones producidas por corrientes armónicas

Existen instalaciones industriales que son especialmente propicias a generar corrientes armónicas de importancia: Instalaciones de hornos metalúrgicos de arco, hornos de inducción, grandes motores que entran y salen de operación frecuentemente . . . , etc. En estos casos, si no se toman ciertas precauciones con los capacitores de potencia instalados en las mismas, es posible que éstos queden sometidos a corrientes excesivas que causen una disminución notable de su vida media e incluso fallos de unidades en un tiempo corto de operación.

La expresión [16] muestra claramente el efecto que producen estas armónicas sobre la corriente que toma un capacitor. Por ejemplo, una séptima armónica tendería a hacer pasar por el capacitor una corriente siete veces mayor que la nominal, si no se presentase con una amplitud de voltaje más reducida que la de la onda fundamental.

Las corrientes armónicas que suelen encontrarse en la práctica, son de orden impar. Si se determina, por medio de un osciloscopio o un voltímetro de armónicas, que la señal de voltaje que llega a los capacitores contiene las armónicas 3a., 5a., 7a. . . . etc., con valores eficaces e_3 , e_5 , e_7 , . . . etc., respectivamente, medidos en tanto por ciento de la onda fundamental, el valor eficaz del voltaje total resultante aplicado al capacitor viene dado por la expresión:

$$V = 0.01 V_N \sqrt{100^2 + e_3^2 + e_5^2 + e_7^2 \dots} \quad [17]$$

Y la corriente eficaz total que toma cada capacitor

$$I = 0.01 I_N \sqrt{100^2 + 9 e_3^2 + 25 e_5^2 + 49 e_7^2 \dots} \quad [18]$$

Siendo V_N e I_N , el voltaje y la corriente nominales, respectivamente, a la frecuencia nominal del capacitor.

El incremento de potencia reactiva de operación debido exclusivamente a la existencia de estas armónicas,

puede calcularse, en tanto por ciento, según la expresión:

$$\Delta \text{ KVAR} = 0.01 (3 e_1^2 + 5 e_2^2 + 7 e_3^2 \dots) \% \quad [19]$$

Como una aproximación aceptable, este porcentaje puede considerarse referido a la potencia reactiva nominal del banco instalado.

Para los capacitores de potencia de alta tensión, las normas CCONNIE, NEMA y ANSI, recomiendan un límite máximo de un 10%, en sobrevoltaje, para el voltaje total resultante.

La sobrecorriente máxima permisible, debida a la onda de voltaje fundamental y sus armónicas, es del 80% de la corriente nominal.

La combinación de ambos factores, sobrevoltaje y sobrecorriente, no debe sobrepasar el incremento de potencia reactiva de operación máximo permisible, que es del 35%, con respecto a la potencia reactiva nominal.

Para los capacitores de potencia de baja tensión, el fabricante puede especificar límites más bajos.

Cuando se presenta un problema de sobrecarga de corriente o de potencia, los capacitores suelen mostrar síntomas de una temperatura de operación excesivamente elevada y en las peores circunstancias, una deformación del tanque, que indica las altas presiones internas a las que está sometido el aparato, debido a la dilatación del líquido impregnante.

Cuando se planea un banco de capacitores para este tipo de instalaciones en las que cabe esperar en la onda fundamental de voltaje perturbaciones de consideración, debe preverse la existencia de estas sobrecorrientes, tanto en su alambrado como en todos sus accesorios y equipo auxiliar. Especialmente, deben tomarse las precauciones siguientes:

- a) Tomar un cuidado especial en la ventilación, o incluso refrigeración del banco.
- b) Dejar el neutro flotante, en caso de conexión en estrella.

Y si realmente existe el problema de sobrecarga de corriente o de potencia, se puede ver si es posible:

- c) Desconectar el banco en los periodos de máxima generación de armónicas.
- d) Cambiar de emplazamiento el banco, para evitar posibles resonancias parciales.

Si nada de esto resuelve el problema, puede pensarse en instalar unas inductancias de choque, en serie con el banco de capacitores, cuya reactancia inductiva represente una pequeña fracción de la reactancia capacitiva por fase del banco, para la frecuencia fundamental, constituyendo un verdadero choque para las altas frecuencias. La inducción de diseño de estos reactores depende del orden de las armónicas que estén causando el problema. Por consiguiente, es necesario determinar previamente dichas armónicas, por medio de un osciloscopio, oscilógrafo o algún voltímetro de armónicas.

En caso de que los niveles de armónicas fluctúen excesivamente, presentando una gran gama de armóni-

cas de bajas y altas frecuencias, puede ser prácticamente imposible el proteger los capacitores con unas inductancias de choque.

E. Condiciones anormales de operación

En general, cuando los capacitores de potencia van a ser instalados en condiciones de operación anormales, es conveniente que el fabricante sea puesto en antecedentes por el usuario. Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI, especifican que el fabricante debe ser puesto en antecedente de condiciones anormales de servicio, tales como:

- a) Exposición a humos o vapores corrosivos.
- b) Exposición a polvos conductores o explosivos.
- c) Exposición a choques mecánicos o vibraciones.
- d) Exposición a radiaciones de calor provenientes de superficies que se encuentren a mayor temperatura que la temperatura ambiente máxima a la que se permite operar a los capacitores; excluyendo las radiaciones solares.
- e) Montaje que dificulte una ventilación adecuada; ya sea por el agrupamiento de los capacitores, o por el lugar y circunstancias de la instalación.
- f) Operación a temperaturas ambiente más altas que la máxima permitida según normas, o especificaciones especiales del fabricante.
- g) Operación a altitudes superiores a 1,800 m., sobre el nivel del mar.
- h) Formas de onda distorsionadas, con armónicas que causen sobrecargas de corriente o de potencia en los capacitores, superiores a las admitidas por las normas de fabricación de los mismos.
- i) Cualquier otro requerimiento especial, fuera de lo común.

F. Pruebas de campo

Cuando en un banco de capacitores han sucedido problemas que hacen pensar en la existencia de alguna unidad fallada, o simplemente, cuando los capacitores han sido expuestos a condiciones de operación adversas, es conveniente cerciorarse del estado en que se encuentran dichos capacitores, efectuando las pruebas siguientes:

- a) *Rigidez dieléctrica.* El capacitor se somete a un voltaje entre bornes que no sobrepase el 75% del doble de su voltaje nominal. Dicho voltaje debe mantenerse por un tiempo que no exceda a 10 segundos. Debe procurarse que tanto la subida de voltaje como la bajada, no se efectúe de una forma brusca.
- b) *Capacidad.* Es normal que en el lugar de la instalación sea difícil disponer de un puente de capacidad para alta o baja tensión. Sin embargo, puede determinarse satisfactoriamente la capacidad de cualquier unidad midiendo la corriente que toma el capacitor cuando se le somete a un voltaje y frecuencia conocidos (preferentemente a valores nominales). La capacidad, calculada de esta forma, debe estar com-

prendida en un rango de 0 a $\pm 15\%$, de la capacidad nominal del capacitor.

- c) *Resistencia entre bornes.* La resistencia entre bornes puede medirse por medio de un megóhmetro, o bien, calcularse sometiendo el capacitor a un voltaje de corriente directa conocido y midiendo la corriente que toma. Si el capacitor lleva resistencias internas de descarga, el valor obtenido coincidirá prácticamente con el valor de dichas resistencias, ya que la resistencia de aislamiento del dieléctrico es de un orden de magnitud mucho mayor que el de dichas resistencias de descarga.

Los valores obtenidos para las resistencias de descarga, deben estar comprendidos entre los límites especificados por el fabricante. Asimismo, debe solicitarse del fabricante el orden de magnitud de la resistencia del dieléctrico, si es esta magnitud la que se ha medido.

- d) *Resistencia entre bornes y el tanque.* Interesa medir esta magnitud para comprobar el estado de los aisladores que forman los bornes del capacitor y el estado de aislamiento del interior a tierra. La resistencia medida no debe ser inferior a $1,000\text{ M}\Omega$, exceptuando el caso de capacitores de un solo aislador y otro borne conectado al tanque, con resistencia de descarga interna. En este caso, el valor medido debe coincidir con el de la resistencia de descarga.

- e) *Prueba de fugas de impregnante.* La hermeticidad del tanque puede probarse limpiando cuidadosamente el capacitor y sometiéndolo a un horno de 75°C . durante unas cuatro horas. Esto creará una presión interna, debido a la dilatación del líquido impregnante, que tenderá a poner de manifiesto la fuga.

Es conveniente colocar el capacitor sobre un papel limpio y tendido horizontalmente del lado en que se sospeche que existe la fuga.

- f) *Factor de disipación.* El valor del factor de disipación, medido con precisión, puede dar una buena idea del buen estado o el grado de deterioro del dieléctrico del capacitor. Sin embargo, es una medida algo más difícil de efectuar, si no se cuenta con el equipo adecuado.

Para obtener resultados precisos, el factor de dis-

pación debe medirse a la frecuencia nominal del capacitor y a un voltaje que no sea inferior al 25% de su voltaje nominal.

Nota importante: Al efectuar cualquier tipo de pruebas, deben tomarse las medidas de seguridad adecuadas, en previsión de un fallo violento del capacitor.

G. Mantenimiento

A las pocas horas después de haber instalado un nuevo banco de capacitores, debe efectuarse una inspección del mismo, comprobando:

1o. Que los voltajes de las fases están balanceados y permanecen dentro de los límites aceptables, según las especificaciones de los capacitores.

2o. Que la potencia reactiva de operación del banco, no excede en más del 35% , a la potencia reactiva nominal del mismo.

Nota: Se considera como potencia reactiva de operación, a la suma de la potencia reactiva debida a la onda fundamental, más el incremento ocasionado por la existencia de armónicas en la red.

Esta inspección debe repetirse varias veces, durante los primeros periodos de baja carga, que es cuando el voltaje toma sus valores máximos.

En las inspecciones normales de mantenimiento, debe comprobarse la ventilación de los capacitores, el estado de los fusibles, la temperatura de operación y las condiciones de voltaje. Las porcelanas de los bornes deben limpiarse periódicamente, con mayor frecuencia cuanto más severas sean las condiciones de servicio.

Si los capacitores están expuestos a unas condiciones atmosféricas muy adversas, es conveniente volver a pintarlos periódicamente, a fin de impedir la corrosión y mantener una buena superficie radiadora de calor.

Nota importante: Antes de tocar los terminales de un capacitor que previamente ha sido energizado, deben dejarse transcurrir 5 minutos para su descarga interna y después, es preciso cortocircuitar las partes vivas y ponerlas a tierra.

Los capacitores pueden dañarse si se cortocircuitan las partes vivas antes de que haya transcurrido, al menos, un minuto de descarga.

VI. Decisión de instalar los capacitores en alta o en baja tensión

A. Factor económico

Bajo el punto de vista económico suele resultar mucho más interesante el instalar los capacitores en el lado de alta tensión que en el de baja.

Para voltajes de línea de hasta unos 46 KV, la instalación de un banco de capacitores fijo en el lado de alta tensión suele resultar unas 10 veces más económica que la instalación de un banco de la misma potencia reactiva instalado en el lado de las bajas tensiones industriales. Si en lugar de ser el banco fijo, se trata de un banco desconectable (con desconectores operados manual o eléctricamente, capaces de conectar y desconectar el banco con carga), la instalación en alta tensión sigue resultando unas 6 veces más económica que en baja.

Para voltajes de línea superiores a los 100 KV, el aislamiento del banco y especialmente el equipo de conexión y desconexión, suele encarecer notablemente el costo del banco de capacitores.

Análogamente, en las instalaciones de bancos de capacitores de gran potencia reactiva, también resulta encarecido el costo por kilovar instalado.

No obstante, el costo de un banco de capacitores instalado en alta tensión, siempre resulta notablemente ventajoso frente al costo de un banco equivalente, instalado en el lado de baja tensión.

Sin embargo, pueden existir razones de tipo técnico que hagan necesaria la instalación de los capacitores en baja tensión.

B. Factores técnicos

Cuando se quiere corregir el factor de potencia para evitar el pago de penalidad a las compañías eléctricas, deben instalarse los capacitores detrás del equipo de medida de consumo de energía eléctrica, de forma que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga industrial no pase a través de dicho equipo de medida. Por consiguiente, cuando el equipo de medida se encuentre instalado en el lado de baja tensión, los capacitores de potencia deben ser instalados también en baja tensión.

Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario de dicho transformador (normalmente, lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo.

Cuando se quieren disminuir las pérdidas por efecto Joule en una cierta instalación industrial, los capacitores deben instalarse junto a las cargas principales, de forma que eviten el paso de corrientes inductivas por el cableado. Si las cargas están conectadas en baja tensión, los capacitores deberán instalarse también en baja tensión.

VII. Instalación de capacitores en baja tensión

A. Alambrado

Los capacitores de potencia para baja tensión suelen encontrarse en el mercado en forma de unidades trifásicas, con un voltaje nominal que oscila entre 216 volts y 600 volts. Se consideran como voltajes estándar:

230 ó 240 volts.
460 ó 480 volts.
575 ó 600 volts.

La potencia reactiva de estas unidades suele variar según una amplia gama de valores comprendidos, normalmente, entre 1 KVAR y 50 KVAR.

El uso de unidades monofásicas, fabricadas para los mismos voltajes y potencias reactivas nominales que las trifásicas, es menos común. Aunque, por razones de tipo técnico, la instalación de estas unidades puede resultar interesante en algunos casos especiales.

Normalmente, las unidades trifásicas traen de fábrica una conexión interna en delta, interpretándose su voltaje nominal como el voltaje entre fases de dicha delta. Cuando se usan unidades monofásicas también se conectan en delta, instalándose en bancos de tres unidades o un múltiplo de tres.

La razón de efectuarse la conexión en delta, es la de aprovechar mejor los dieléctricos con que están fabricados estos capacitores, aplicándoles el máximo voltaje posible.

En baja tensión, el voltaje nominal de los capacitores es algo más alto (del 5% al 10%) que el voltaje nominal de la línea a que van a ser conectados. Esto es para prevenir las elevaciones de voltaje que pueden producirse al desconectar los capacitores en paralelo con motores de inducción, especialmente, en los casos en que la potencia reactiva del banco de capacitores instalado sea superior a la adecuada.

Por añadidura, los capacitores suelen ser diseñados de forma que sean capaces de soportar sobretensiones de hasta un 10% de su voltaje nominal, a fin de prevenir la elevación local de voltaje ocasionada por los mismos capacitores en su punto de instalación y las posibles fluctuaciones del voltaje de línea.

Los capacitores de potencia para baja tensión se conectan siempre en paralelo entre sí, cuando una sola unidad trifásica o tres monofásicas no son suficientes

para obtener la potencia reactiva deseada. El banco de capacitores así formado se conecta, a su vez, en paralelo con la carga que se pretende corregir. Físicamente, los capacitores se colocan en una hilera, formando un agrupamiento compacto, pero respetándose las distancias mínimas entre aparatos que recomiende el fabricante.

Si Q es la potencia reactiva total de un banco de capacitores, expresada en kilovares y V es su voltaje nominal, expresado en volts, la corriente nominal, por fase, de dicho banco viene dada por la expresión:

$$I_{NF} = \frac{Q}{\sqrt{3} V \times 10^{-3}} \quad [20]$$

La corriente nominal del cableado, equipos de conexión y desconexión, cuchillas desconectoras . . . , etc., debe ser, como mínimo, el 135% de la corriente nominal del banco, con excepción de los fusibles que, en general, deben elegirse con una corriente nominal mínima del 165% de la corriente de cada capacitor, en caso de protección individual, o de la corriente nominal del banco, en caso de protección en grupo.

En casos especiales en que debido a la existencia de corrientes armónicas relativamente altas en el punto de instalación, la corriente total que toma el banco llegue a ser superior al 135% de su corriente nominal, el cableado y equipos accesorios del banco deben elegirse con una corriente nominal superior a este límite mínimo mencionado.

El voltaje nominal de los contactores, interruptores, cuchillas desconectoras, fusibles . . . , etc., debe ser el adecuado para el voltaje de línea a que se vaya a conectar el banco.

Para la protección individual de un capacitor trifásico es práctica común el instalar dos fusibles, en dos bornes cualesquiera del aparato, dejando sin fusible la tercera fase. Al proteger en grupo un banco de capacitores, debe instalarse un fusible en cada fase, para prevenir posibles cortocircuitos de fase a tierra.

No es raro encontrar en el mercado capacitores de potencia para baja tensión, con fusibles internos instalados por el fabricante. En estos casos, pueden suprimirse los fusibles externos; especialmente los dedicados a la protección individual.

En baja tensión, los capacitores de potencia suelen llevar resistencias de descarga internas que aseguran que el voltaje entre bornes baja a menos de 50 volts, durante un minuto después de haber sido desenergizado el capacitor. Si un capacitor no llevase instaladas estas resistencias internas, es necesario prever la instalación de unas resistencias externas equivalentes o asegurarse de que el capacitor va a funcionar en paralelo con el bobinado de un motor, un transformador o un equipo análogo, a través del cual pueda descargarse con una velocidad adecuada al quedar desenergizado.

En aplicaciones especiales, tales como corrección del factor de potencia de motores para grúas y elevadores, bancos de secciones desconectables que entran y salen rápidamente de operación, operadas por algún control automático . . . , etc., es posible que haya que volver a energizar un capacitor pocos segundos después de haber sido desenergizado. En estos casos debe preverse la instalación de resistencias especiales de descarga rápida, que cortocircuiten los bornes del capacitor inmediatamente después de que éste haya sido desenergizado. El volver a conectar un capacitor que todavía está cargado puede ser peligroso para el equipo de conexión e incluso para el mismo capacitor, ya que si en el momento de la conexión, el voltaje del capacitor se encuentra en oposición de fase con el voltaje de la línea, pueden ocasionarse corrientes transitorias con una intensidad inicial especialmente elevada. El problema puede volverse mucho más crítico si se tienen conectados otros capacitores en paralelo con la unidad que va a entrar en operación.

Al instalar bancos fijos, es decir, bancos que van a quedar conectados permanentemente a la línea, debe planearse la instalación de cuchillas desconectoras que, independientemente de que tengan o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que el banco de capacitores pueda quedar desenergizado durante las operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

Al instalar bancos desconectables, es decir, bancos que van a entrar y salir de operación con cierta frecuencia, operados por medio de un control automático o manual, debe planearse también el instalar cuchillas desconectoras que permitan dejar desenergizado, tanto el banco de capacitores, como el contactor o contactores con los que se efectúen las operaciones normales de conexión y desconexión.

El alambrado de un banco de capacitores debe diseñarse de tal forma que sean fácilmente desconectables y reemplazables las unidades que lo componen. Debe tratarse de simplificar al máximo las operaciones de mantenimiento, con la finalidad de no entorpecer la continuidad de operación del sistema eléctrico al que se va a conectar dicho banco de capacitores.

Dependiendo del lugar de instalación, un banco de capacitores para baja tensión puede organizarse con unidades para uso interior o intemperie.

Normalmente, los capacitores para uso en intemperie se diseñan con capacidad para aguantar condiciones

más adversas, tanto de tipo físico como eléctrico, que las exigidas a los capacitores de uso interior. Aparte de los requerimientos físicos y eléctricos propios de la operación en intemperie, estos capacitores suelen soportar mayores sobrecorrientes que las de uso interior y se les exige un aislamiento de 30 KV de nivel básico de impulso.

B. Puesta a tierra del bastidor

Los capacitores de potencia son capaces de almacenar una gran cantidad de carga eléctrica a voltajes relativamente elevados. Aunque, por el propio diseño de los capacitores, la mayor parte de las líneas de campo eléctrico originadas por esta carga comienzan y acaban dentro del capacitor, no es posible evitar que también se establezca un campo eléctrico hacia el exterior del aparato y consecuentemente, que el tanque del capacitor se convierta en una superficie equipotencial de dicho campo. Si el tanque del capacitor se mantiene aislado de tierra, puede quedar cargado a un potencial distinto de cero, creándose el peligro de producirse una descarga eléctrica si se le toca.

Por este motivo resulta conveniente el conectar a tierra los tanques de los capacitores de potencia, o bien, el bastidor en que vayan instalados dichos capacitores. En caso de que el banco sea instalado en un lugar accesible al personal, cosa que es muy normal en las instalaciones en baja tensión, la conexión a tierra de los tanques o del bastidor resulta imprescindible.

Debido a que el alambrado de los bancos de capacitores para baja tensión suele hacerse con cable aislado, el conectar a tierra el bastidor no implica un riesgo importante de que se presenten cortocircuitos de fase a tierra. De todas formas, este tipo de cortocircuito puede quedar librado con los fusibles de protección en grupo del banco de capacitores.

C. Compensación individual

Consiste en instalar los capacitores junto a cada una de las cargas que consumen potencia reactiva, compensando individualmente su factor de potencia.

Esta instalación presenta la ventaja de asegurar un buen factor de potencia, independientemente de las condiciones de carga; así como el reducir al mínimo las pérdidas por efecto Joule en la instalación eléctrica.

Además, la compensación individual suele evitar la necesidad de un dispositivo especial para conectar y desconectar el banco de capacitores, ya que en muchos casos los capacitores pueden operarse con el mismo dispositivo de conexión y desconexión de la carga que van a compensar.

Sin embargo, este método de compensación es muy costoso, ya que al no trabajarse al 100% de la carga instalada, tal como sucede en la práctica, una parte considerable de los capacitores suele estar siempre fuera de operación. En la mayoría de los casos, esto significa una inversión en capacitores bastante más alta de la que hubiera sido necesario efectuar para corregir

el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

D. Compensación en grupo

Cuando el motivo principal de instalar capacitores es el de corregir el factor de potencia de una cierta instalación industrial y no el de minimizar las pérdidas por efecto Joule que se ocasionan en la misma, la solución más económica suele lograrse corrigiendo el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

Esta suele ser también la mejor solución, si lo que se pretende es aumentar la capacidad de carga activa de los transformadores, o mejorar los niveles de voltaje.

dividido en secciones desconectables, que entren y salgan de operación accionadas por medio de un control automático.

El dispositivo de accionamiento automático suele constar de un control de escalonamiento múltiple, sensible a kilovares o al mismo factor de potencia y un juego de contactores que, operados por dicho control, sirven para conectar o desconectar las distintas secciones del banco.

En la práctica, suele considerarse entre 8 y 10 el número máximo de secciones desconectables instaladas. Esta limitación se establece para impedir que las secciones entren y salgan de operación con variaciones de carga reactiva demasiado pequeñas, lo que ocasionaría un deterioro rápido de los contactores al ser acciona-

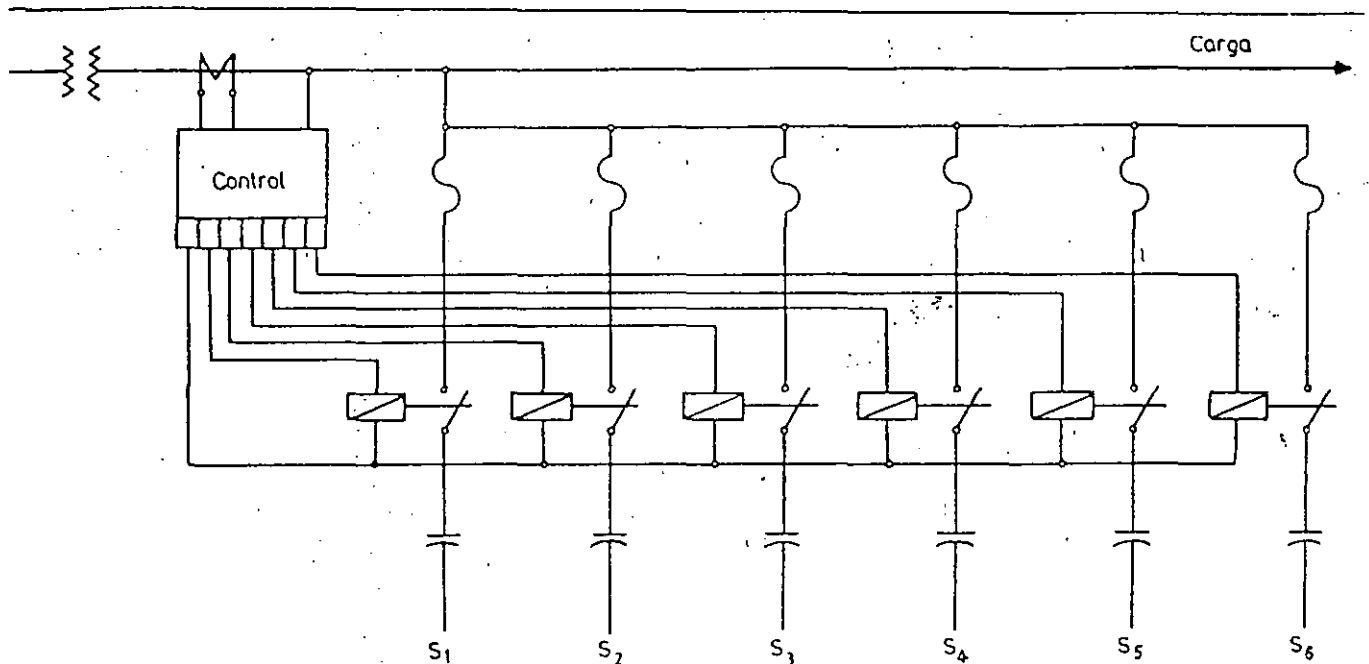


FIG. 11. Esquema unifilar de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión, dividido en secciones desconectables operadas automáticamente

Si la carga de la instalación industrial mencionada no está sujeta a fuertes variaciones, basta con instalar un banco de capacitores fijo que, en condiciones de plena carga, corrija el factor de potencia global a un valor ligeramente más alto que el mínimo admitido por la compañía eléctrica suministradora, o bien, al valor que sea necesario para obtener el aumento de capacidad de carga o aumento de voltaje deseados.

En casos de cargas muy variables, en que se pretenda corregir el factor de potencia a un valor próximo a la unidad para cualquier condición de carga, resultará conveniente el instalar un banco de capacitores

dos éstos con demasiada frecuencia. De la misma forma, debe calibrarse la respuesta del control con un retardo de tiempo conveniente, para impedir que éste reaccione frente a variaciones de potencia reactiva transitorias y de corta duración.

La figura 11 representa un esquema típico de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión, dividido en secciones desconectables.

Con este procedimiento puede lograrse que el factor de potencia global de la carga se mantenga, en forma permanente, entre valores tales como el 98% en retraso y el 98% en adelanto.

E. Compensación mixta

En el caso de instalaciones industriales que cuentan con grandes motores u otros equipos de gran consumo de potencia reactiva, puede ser conveniente el adoptar una solución mixta, consistente en compensar individualmente los aparatos de gran consumo de potencia e instalar para el resto de la carga un solo banco fijo o dividido en secciones desconectables. De esta forma se disminuyen, en parte, las pérdidas por efecto Joule y puede evitarse parte o incluso la totalidad, del mecanismo de desconexión automática.

F. Compensación de motores de inducción

La demanda de potencia reactiva de un motor de inducción varía con las condiciones de carga, disminuyendo apreciablemente en condiciones de baja carga. Por consiguiente, cuando se compensa individualmente este tipo de motores, el capacitor o banco de capacitores instalado no debe ajustarse a las condiciones de plena carga, ya que esto podría originar un exceso de potencia reactiva cuando se opere el motor en condiciones de baja carga o marcha en vacío.

Por otra parte, el tamaño del banco de capacitores también resulta limitado por el fenómeno de autoexcitación del motor, que puede originarse en el momento de la desconexión. Cuando se desconecta un motor de inducción al que se han instalado capacitores de potencia, la tensión entre bornes no baja rápidamente a cero, como sucede cuando se desconecta un motor sin capacitores. Esto es debido a que la corriente de descarga de los capacitores mantiene un cierto campo magnético en las bobinas del motor, induciéndose una tensión de autoexcitación mientras el motor sigue girando por inercia. Si los capacitores están excedidos en potencia reactiva, esta tensión puede alcanzar valores considerablemente más altos que la tensión nominal del motor, poniendo en peligro tanto al aislamiento del motor, como a los capacitores mismos.

Para evitar estos problemas, debe procurarse que la potencia del banco de capacitores no exceda las necesidades de potencia reactiva del motor para la marcha en vacío. Corrigiendo el factor de potencia en vacío a un valor próximo al 100%, puede obtenerse un factor de potencia a plena carga del orden del 95%, sin que se exceda en ningún momento la demanda de potencia reactiva del motor.

En la tabla II, se da una orientación sobre la potencia reactiva del banco de capacitores, que puede instalarse para compensar individualmente un motor trifásico de inducción.

Bajo el punto de vista de seguridad industrial, también debe tenerse en cuenta la existencia de estas tensiones de autoexcitación y tomarse las medidas oportunas para evitar accidentes, ya que el personal puede creer que no existe tensión una vez que ha sido desconectado el motor.

TABLA II. Potencia reactiva máxima del banco de capacitores, para compensar motores trifásicos de inducción de tipo abierto. Potencia reactiva en KVAR

Potencia del motor HP	Velocidad de sincronismo del motor, en RPM					
	3 600	1 800	1 200	900	720	600
10	2.5	4	4	5	5	7.5
15	2.5	5	5	7.5	7.5	10
20	5	5	5	7.5	10	12.5
25	5	7.5	7.5	10	10	15
30	7.5	10	10	10	12.5	15
40	10	10	10	12.5	15	17.5
50	12.5	12.5	12.5	15	20	22.5
60	15	15	15	17.5	22.5	25
75	17.5	17.5	17.5	20	27.5	30
100	22.5	22.5	22.5	25	35	37.5
125	25	27.5	27.5	30	40	47.5
150	32.5	35	35	37.5	47.5	55
200	42.5	42.5	42.5	45	60	67.5

Cuando se pretende compensar individualmente un motor trifásico de inducción, cuya operación se efectúe por medio de un contactor tripolar, la conexión del capacitor, o banco de capacitores, puede efectuarse tal como se indica en la figura 12.

Con este tipo de conexión, los capacitores pueden quedar protegidos con los mismos fusibles del motor.

Además, es posible prescindir de las resistencias de descarga, ya que los capacitores pueden descargarse a través del devanado del motor.

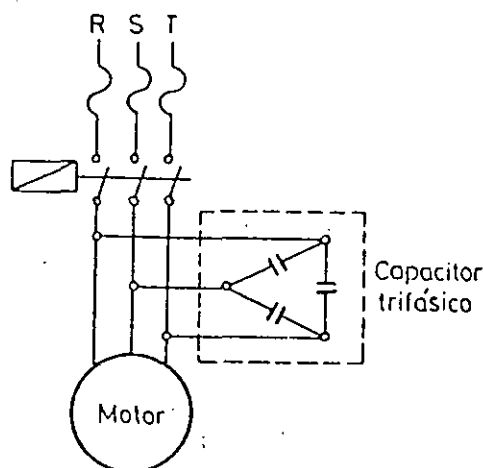


FIG. 12. Conexión de un banco de capacitores, acoplado a un motor de inducción trifásico con contactor tripolar

Cuando el motor esté protegido con elementos térmicos, es conveniente tener la precaución de cambiarlos, ajustándolos a la nueva corriente que toma el motor con los capacitores, la cual será considerablemente más baja que la del motor solo.

Cuando se usan arrancadores estrella-delta puede ocurrir que al cambiar de conexión en el arrancador, la pérdida de sincronismo entre la tensión residual de los capacitores y la tensión de la red, produzca una fuerte autoexcitación del motor en el momento de reestablecerse el contacto, originándose sobretensiones excesivas que puedan dañar las bobinas del motor.

Para evitar este problema, existen en el mercado arrancadores especiales para operar motores con capacitores. Sin embargo, es frecuente que, en la práctica, haya que instalar capacitores en motores con arrancadores normales.

Esto puede hacerse sin dificultades, si se observan las reglas siguientes:

- a) En motores de potencia nominal inferior a 7.5 H.P. el problema no es grave y puede efectuarse la conexión indicada en la figura 13:

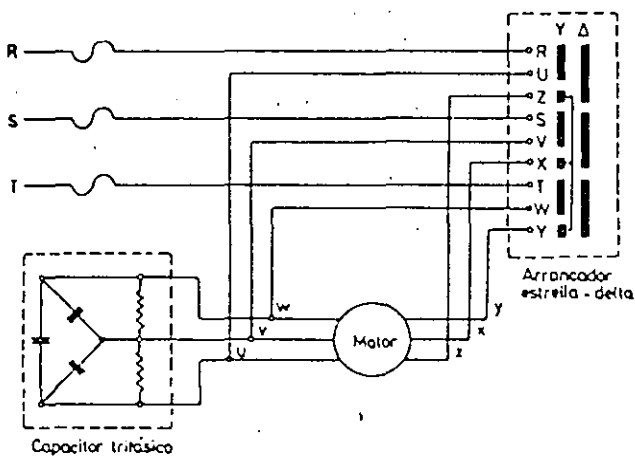


FIG. 13. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de potencia inferior a 7.5 H.P., con arrancador estrella-delta normal

En este caso, cada fase del capacitor o capacitores instalados, queda en vacío en el momento del cambio de conexión, manteniendo un cierto potencial en las bobinas del motor. Sin embargo, la autoexcitación provocada no es peligrosa mientras la potencia nominal del motor no sobrepase el límite mencionado.

Al desconectarse el motor, las fases de los capacitores vuelven a quedar en vacío y en serie con los arrollamientos del motor.

Esto hace que sea necesario instalar resistencias de descarga.

- b) En motores cuya potencia nominal esté comprendida entre 7.5 y 25 H.P., pueden instalarse capacitores monofásicos conectados tal como se indica en la figura 14.

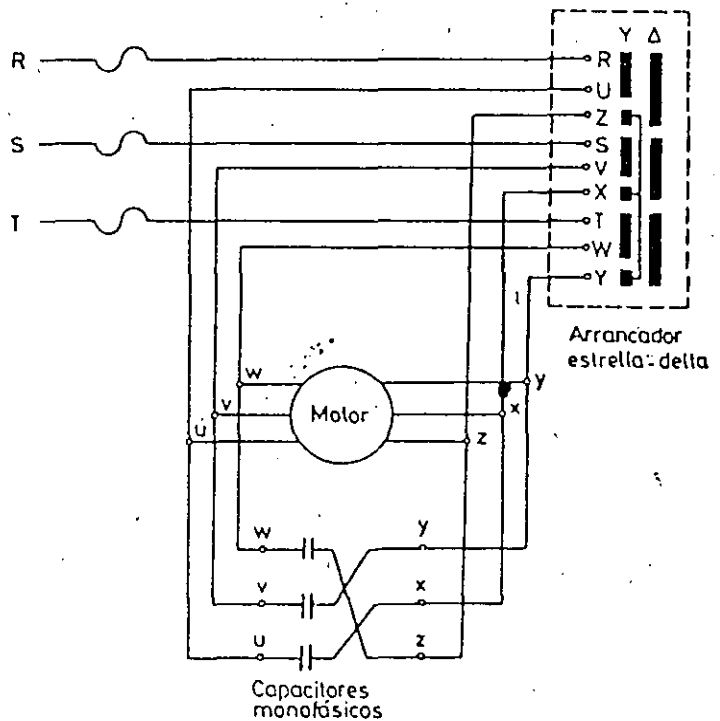


FIG. 14. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de 7.5 a 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

En este caso, cada capacitor queda conectado permanentemente en paralelo con un arrollamiento del motor. De esta forma, puede producirse una descarga rápida a través de dicho arrollamiento.

Por la misma razón, puede prescindirse de las resistencias de descarga.

- c) En motores de potencia nominal superior a 25 H.P., los capacitores deben conectarse con un contactor adicional, una vez que el arrancador estrella-delta ha pasado a posición delta.

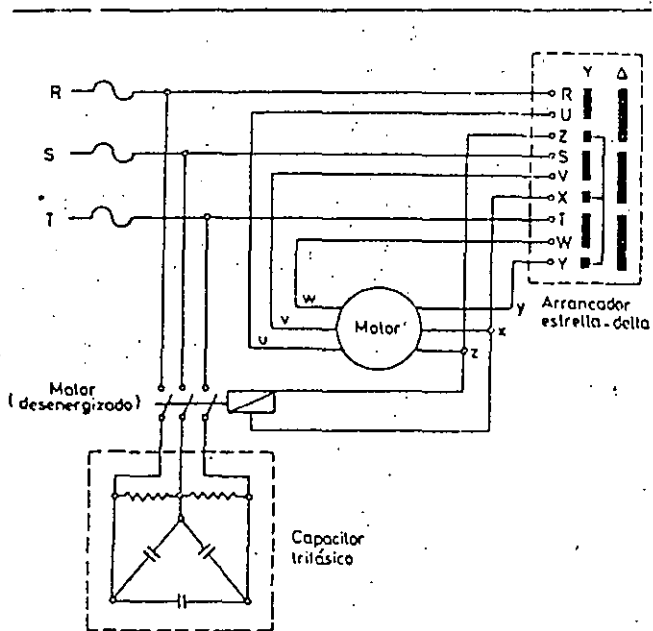


FIG. 15. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de más de 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

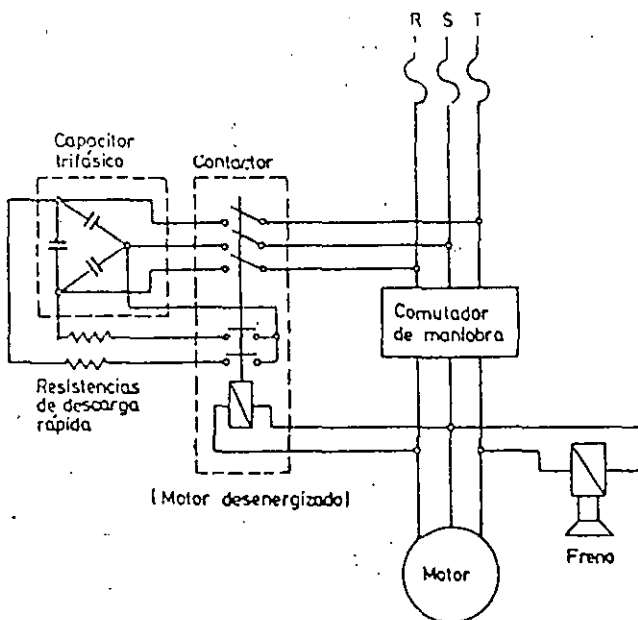


FIG. 16. Instalación de capacitores en paralelo con el motor de un equipo de elevación

En la figura 15 se muestra un diagrama de conexión, típico para este caso.

Con esta conexión son necesarias las resistencias de descarga.

Cuando se instalan capacitores en motores de equipos de elevación: grúas, funiculares, ascensores..., etc., se utiliza una conexión análoga a la de este último caso.

Una característica común de estos equipos es el contar con un freno de electroimán que actúa cuando el motor queda desenergizado. Como el electroimán va conectado en paralelo con los bornes del motor, si no se usara un contactor adicional para los capacitores, éstos provocarían una tensión residual sobre el electroimán que impediría su actuación.

Este problema se resuelve recurriendo a una conexión tal como la indicada en la figura 16.

Como estos equipos suelen operarse de una forma intermitente, con intervalos de tiempo muy cortos para entrar y salir de operación, es preciso instalar unas resistencias especiales de descarga rápida, tales como las que aparecen en la figura.

G: Compensación de transformadores

Cuando se quiere corregir el factor de potencia de un transformador, por medio de capacitores instalados en el lado de baja tensión, debe procurarse que la potencia reactiva de los capacitores no sea mayor que el 10% de la potencia nominal del transformador. De esta forma se evitan problemas de resonancia y se reducen las pérdidas de energía en el transformador cuando éste funcione en vacío.

TABLA III. Potencia reactiva necesaria en capacitores para compensar transformadores. Potencia reactiva en KVAR

Potencia del transformador KVA	Voltaje de la línea, en KV		
	5/13	15/23	25/34
25	2	2.5	3
50	3.5	5	6
75	5	6	7
100	6	8	10
160	10	12.5	15
250	15	18	22
315	18	20	24
400	20	22.5	28
630	28	32.5	40

En la tabla III se da una orientación sobre el orden de magnitud de la potencia reactiva que debe instalarse en capacitores, en función de la potencia nominal del transformador y el voltaje de línea.

Cuando se efectúe este tipo de instalación, el banco

de capacitores debe conectarse a la red a través de fusibles.

Es preciso usar resistencias de descarga, ya que la apertura de un fusible evitaría la descarga a través del transformador.

VIII Instalación de capacitores en alta tensión

A. Alambrado

Según normas americanas, se denominan capacitores de potencia de alta tensión aquellos cuyo voltaje nominal oscila entre 2,400 volts y 19,920 volts, tomando cualquiera de los voltajes nominales entre fase y neutro de las líneas de distribución de hasta 34.5 KV.

Se fabrican en unidades monofásicas de 50 KVAR, 100 KVAR, 150 KVAR, 200 KVAR, 300 KVAR y 400 KVAR y en unidades trifásicas de 300 KVAR, siendo las unidades monofásicas de 100 KVAR y 150 KVAR, las de uso más común.

Normalmente, los bancos de capacitores de alta tensión se conectan en estrella, en ambas combinaciones de neutro flotante o neutro conectado a tierra. La conexión en delta se reduce, prácticamente, a los bancos instalados en líneas de 2,400 volts. La razón primordial de esta práctica, es el buscar una mayor economía en los fusibles de protección del banco de capacitores.

La decisión de dejar el neutro flotante o conectado a tierra está sujeta, principalmente, a las consideraciones siguientes:

- a) Conexión a tierra del sistema.
 - b) Economía de los fusibles.
 - c) Economía del dispositivo de conexión y desconexión.
 - d) Calibración de los relevadores de protección del sistema.
 - e) Interferencias por armónicas.
- a) Conexión a tierra del sistema:

El sistema puede ser aislado, conectado a tierra en los transformadores de las subestaciones (directamente, o a través de una cierta impedancia), o conectado a tierra en múltiples puntos, a lo largo de las líneas de distribución.

Los capacitores deben conectarse con el neutro flotante siempre que se instalen en sistemas aislados o con los neutros de los transformadores conectados a tierra a través de una impedancia. De esta forma se evita el paso de corrientes armónicas excesivas a través de los capacitores.

A veces, puede resultar conveniente el conectar el neutro a tierra, ya sea para facilitar el accionamiento de los fusibles, o bien, para evitar sobrevoltajes excesivos en los momentos de la conexión y desco-

nexión de bancos de capacitores instalados en líneas de un voltaje elevado. Esta conexión sólo puede efectuarse cuando se instalan los capacitores en líneas conectadas a tierra en múltiples puntos, o en subestaciones con los neutros de los transformadores conectados a tierra directamente.

Sin embargo, la conexión con neutro flotante resulta recomendable incluso para las instalaciones de capacitores en sistemas ligados a tierra, ya que para ciertas relaciones de impedancia de secuencia cero a impedancia de secuencia positiva de estos sistemas, un fallo en las líneas puede originar sobrevoltajes peligrosos para el banco de capacitores, si su neutro se encuentra conectado a tierra.

b) Economía de los fusibles:

El costo de los fusibles de protección de un banco de capacitores está relacionado directamente con las corrientes de cortocircuito que se presentan al fallar un capacitor. Estas, a su vez, están relacionadas con el tipo de conexión efectuada con los capacitores.

En caso de utilizarse una conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase, tal como se muestra en la figura 17, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor depende, esencialmente, de que el neutro se deje flotante o conectado firmemente a tierra. En el primer caso, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado en cualquier fase, antes de que llegue a actuar el fusible, está limitada por la impedancia de las otras dos fases de la estrella y se reduce, aproximadamente, a un valor de tres veces la corriente nominal de la fase. Normalmente esto significa corrientes de fallo bastante bajas, que pueden interrumpirse con fusibles tipo expulsión, de bajo costo. En el segundo caso, el fallo de un capacitor implica un cortocircuito de fase a tierra, que si excede de 5,000 amperes asimétricos, con capacitores de 100 KVAR o 6,000 amperes, con capacitores de 150 KVAR, debe ser interrumpido por medio de fusibles de potencia limitadores de corriente, cuyo costo es bastante más elevado que el de los fusibles tipo expulsión.

Por consiguiente, bajo el punto de vista de una protección más económica, la conexión en estrella con neutro flotante puede resultar ventajosa frente a la conexión en estrella con neutro conectado a tierra.

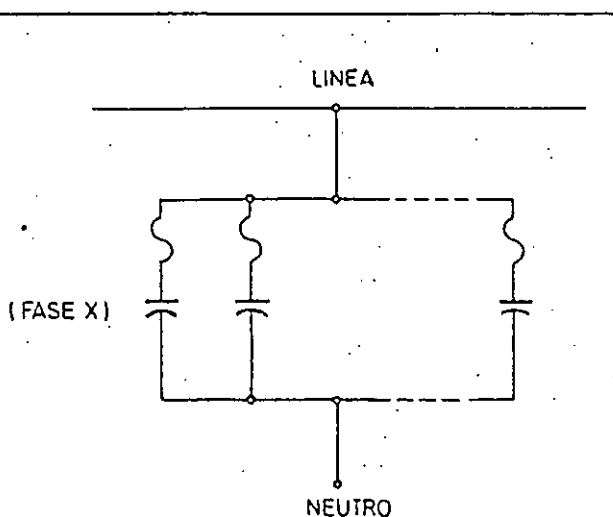


FIG. 17. Conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase. Apropiaada para líneas de hasta 34.5 KV.

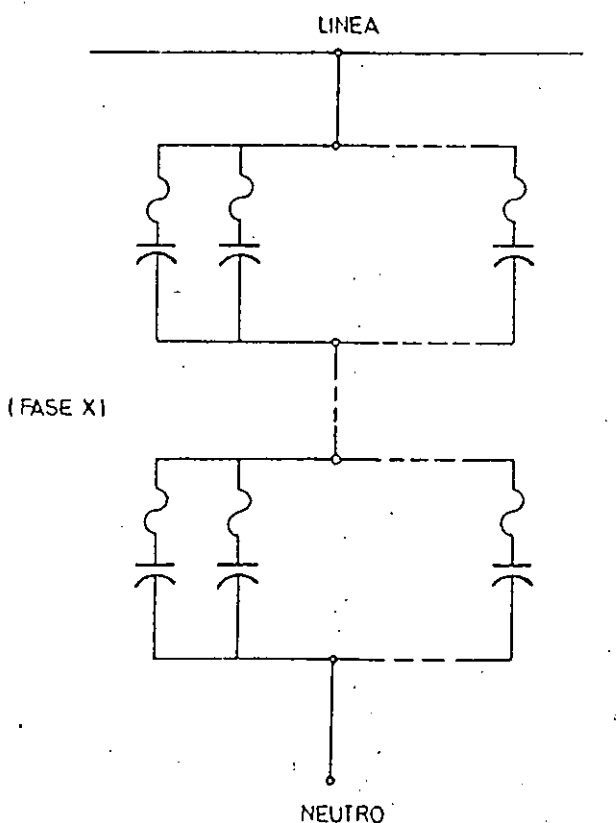


FIG. 18. Conexión en estrella, con varias filas de capacitores, en serie, por fase. Apropiaada para líneas de más de 34.5 KV.

En caso de utilizarse una conexión en estrella, con varias filas de capacitores conectados en serie en cada fase, tal como se muestra en la figura 18, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor en cualquier fila de alguna de las fases, está limitada por las impedancias de las otras filas de capacitores conectados en serie en dicha fase.

Por consiguiente, cuando se usa este tipo de conexión, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado, antes de actuar el fusible, es poco variable respecto al hecho de dejarse el neutro flotante o conectado a tierra. Consecuentemente, el costo de los fusibles resulta prácticamente independiente del tipo de conexión del neutro.

Quando se instalan capacitores en paralelo en una misma fase, debe prevenirse que en caso de fallar un capacitor, además de la corriente de cortocircuito asociada con la red de alimentación, existe un flujo instantáneo de corriente a través de la unidad fallada, originado por la descarga de los capacitores conectados en paralelo con dicha unidad. Estas corrientes, aunque se amortiguan en unas pocas milésimas de segundo, suelen ser de gran intensidad y de frecuencia elevada, no pudiendo ser interrumpidas por medio de fusibles tipo expulsión.

Este fenómeno no es de consecuencias graves si se tiene la precaución de no sobrepasar en capacitores instalados en paralelo, una capacidad de almacenamiento de energía eléctrica de 10,000 watts-segundo, aproximadamente.

La energía almacenable en una instalación particular puede calcularse por medio de la expresión:

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad [21]$$

siendo C la capacidad total de los capacitores instalados en paralelo y V el voltaje nominal de los capacitores multiplicado por $\sqrt{2}$ y por 1.1 (este último factor prevé que en el momento del fallo, los capacitores puedan estar operando al límite máximo de tolerancia de voltaje).

En la práctica, se considera recomendable no sobrepasar de 3,000 KVAR, la potencia reactiva instalada con capacitores en paralelo, si la protección se efectúa con fusibles tipo expulsión.

Para instalaciones de mayor capacidad, deben usarse fusibles de potencia limitadores de corriente, con capacidad para interrumpir corrientes de alta frecuencia.

c) Economía del dispositivo de conexión y desconexión:

Los voltajes de recuperación que se presentan entre los contactos del dispositivo de conexión y desconexión son más altos cuando se deja el neutro flotante que cuando se conecta el neutro a tierra.

Para voltajes de líneas inferiores a 46 KV, esta diferencia no es significativa y no merece tomarse en cuenta, siempre que el banco de capacitores se opere

con desconectadores o interruptores diseñados especialmente para operar con cargas capacitivas puras.

Para bancos de gran potencia reactiva o bancos conectados a líneas de más de 46 KV, el dispositivo de conexión y desconexión suele resultar más caro al tener que operar un banco con el neutro flotante.

Para voltajes de línea de más de 100 KV, la conexión del neutro a tierra resulta prácticamente imprescindible, por razones de costo del dispositivo de conexión y desconexión.

Para niveles de voltaje superiores a 300 KV, los únicos interruptores disponibles en el mercado, son para usarse en bancos con neutro conectado a tierra.

d) Calibración de los relevadores de protección del sistema:

La conexión del neutro a tierra en un banco de capacitores instalado en una subestación puede afectar al sistema de protección por relevadores, debido a que introduce un nuevo camino por el que pueden fluir las corrientes de secuencia cero, en el momento de un cortocircuito.

Sin embargo, en la práctica, sólo en muy raras ocasiones ha significado esto una necesidad de recalibrar los relevadores.

e) Interferencias por armónicas:

La conexión del neutro a tierra constituye un paso para las corrientes terceras armónicas y armónicas múltiplos de tres. Estas corrientes pueden causar interferencias en líneas telefónicas tendidas junto a las líneas eléctricas.

Sin embargo, este fenómeno raras veces resulta lo suficientemente significativo como para influir en el tipo de conexión del neutro.

Por último, cabe mencionar diversos detalles de alambrado, análogos a los ya mencionados para las instalaciones de capacitores en baja tensión. A saber:

La corriente nominal del cableado, equipos de conexión y desconexión, cuchillas desconectoras..., etc., no debe ser inferior al 135% de la corriente nominal del banco de capacitores. Se excluyen los fusibles, cuya corriente nominal mínima admisible depende del tipo de conexión efectuada con los capacitores, pero que en ningún caso debe ser inferior al 150% de la corriente nominal de los mismos.

El voltaje nominal de los desconectadores, cuchillas, fusibles..., etc., debe ser el adecuado para el voltaje de línea a que se vayan a conectar los capacitores.

En alta tensión, los capacitores de potencia suelen llevar resistencias de descarga internas que aseguran que el voltaje entre bornes baja a menos de 50 volts, durante cinco minutos después de haber sido desenergizados. Los capacitores fabricados bajo normas americanas no suelen llevar instalados fusibles internos.

En los bancos fijos deben instalarse cuchillas desconectoras que, independientemente de que tengan

o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que éste pueda quedar desenergizado para operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

En los bancos desconectables deben instalarse cuchillas desconectoras que permitan dejar desenergizado tanto el banco de capacitores, como el desconector o el interruptor con que se opera dicho banco.

En el caso de bancos fijos, o en el de bancos desconectables operados por medio de un desconector (sin capacidad interruptiva), deben instalarse fusibles de grupo, capaces de interrumpir las corrientes de cortocircuito en el punto de instalación del banco de capacitores. Estos fusibles suelen asociarse con las cuchillas desconectoras, instalándose cuchillas cortocircuitos fusibles.

El alambrado de un banco de capacitores debe diseñarse de tal forma que sean fácilmente desconectables y reemplazables las unidades que lo componen, con la finalidad de facilitar el mantenimiento y no entorpecer la continuidad de operación del sistema eléctrico al que se encuentre conectado el banco.

Normalmente, los bancos de capacitores de potencia para alta tensión se instalan a la intemperie. En casos de instalaciones al interior, o en gabinetes, deben tomarse las medidas adecuadas para asegurar una ventilación correcta del banco, de acuerdo con las normas de fabricación de los capacitores.

B. Aislamiento del bastidor

Al instalar un banco de capacitores en alta tensión, los capacitores suelen montarse sobre bastidores de acero o de aluminio estructural que también pueden servir para soportar la acometida y el alambrado del banco, así como el resto del equipo de control..., etc. En algunos países, se ha generalizado el montaje en gabinetes a la intemperie.

Estos bastidores pueden colocarse sobre el terreno, si se instala una barda protectora alrededor de los mismos, o bien, montados en postes o en subestructuras especiales que los eleven del piso a las alturas de seguridad reglamentarias, según el voltaje.

En bancos cuyo alambrado incluye barras colectoras de cobre o aluminio, fusibles individuales..., etc., es normal que exista una cantidad considerable de superficies energizadas distribuidas por todo el banco y expuestas a la intemperie, que aumentan la probabilidad de un contacto accidental entre alguna fase y el bastidor. En estos casos, es práctica común el instalar el bastidor aislado de tierra, con la finalidad de impedir algún posible cortocircuito de fase a tierra.

Cuando se instalan bancos de capacitores de gran potencia reactiva, cuyo tamaño hace todavía más probable un contacto accidental de alguna fase al bastidor, se acostumbra a instalar cada fase en un bastidor distinto, aislando estos bastidores entre sí, así como todo el conjunto de tierra. De esta forma se disminuye la

probabilidad de que ocurra un cortocircuito entre fases, o entre alguna fase y tierra.

Sin embargo, estas medidas de seguridad no implican que se anule completamente la posibilidad de un cortocircuito, por lo que debe instalarse, de todas formas, la protección adecuada, ya sea por medio de relevadores o de fusibles.

Además, en los casos en que se decida aislar de tierra el bastidor, o bastidores, en que se encuentra montado el banco de capacitores, debe prevenirse la instalación de cuchillas de puesta a tierra que permitan descargar los bastidores de las cargas estáticas que puedan haber almacenado en operación, así como se descargan las partes vivas del banco antes de cualquier operación de mantenimiento.

En bancos de capacitores de pequeña potencia reactiva, cuyo alambrado suele ser bastante simple, se acostumbra a conectar a tierra el bastidor, independientemente de que el neutro se instale flotante o conectado a tierra. Este es el caso típico de los bancos de capacitores, tipo poste, instalados a lo largo de líneas de distribución.

Existe también otro tipo de consideraciones importantes que pueden afectar la determinación de conectar a tierra los bastidores de estos bancos de capacitores tipo poste, cuando se operan por medio de desconectores. En estos casos, el desconector (o juego de desconectores monofásicos) suele ir montado sobre el mismo bastidor del banco, de forma que su circuito de control queda unido a dicho bastidor. Este circuito se conecta al control automático del que parten las señales de operación del banco y que a su vez, se encuentra conectado a una línea secundaria de control, ligada a tierra. Si el bastidor no se encuentra también conectado a tierra, pueden aparecer fuertes sobrevoltajes sobre el control automático, principalmente durante las operaciones de conexión y desconexión, que pongan en peligro su seguridad.

Pueden hacerse consideraciones análogas en el caso de líneas de 23 KV o 34.5 KV, que se encuentren ligadas a tierra únicamente en las subestaciones. Si la alimentación del circuito de control del banco de capacitores se va a obtener de una línea secundaria de control, es importante que el tanque del desconector (o bien, el bastidor del banco, si el desconector está montado sobre el mismo) se encuentre unido a la misma tierra de la línea de control.

En bancos de capacitores cuyos bastidores se instalen aislados de tierra (principalmente, grandes bancos tipo subestación), debe tomarse la precaución de no instalar sobre el mismo bastidor del banco, ni desconectores, ni transformadores de corriente o de potencial, ni pararrayos, ni cualquier otro equipo cuyo circuito de control o circuito secundario pueda anular el aislamiento a tierra de dichos bancos.

Una alternativa consiste en usar transformadores de potencial, con aislamiento adecuado, para alimentar los

circuitos de control de los equipos que vayan montados sobre el bastidor.

C. Bancos fijos y desconectables

Se denominan bancos de capacitores fijos aquellos que quedan conectados permanentemente a la línea y para los cuales no se prevén más que algunas operaciones de conexión y desconexión al año. Normalmente, se conectan a través de cuchillas desconectoras o cuchillas cortacircuitos fusibles.

Los bancos fijos se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- Quando la demanda de potencia reactiva de la carga que se pretende compensar es poco variable.
- Quando se pretende reducir pérdidas por efecto Joule, o bien, aumentar la capacidad de carga de transformadores y generadores, contándose con una carga global poco variable.
- Quando se trata de elevar los niveles de voltaje en líneas de transmisión y distribución.

Se denominan bancos de capacitores desconectables aquellos que están planeados para entrar y salir de operación frecuentemente, ya sea de forma automática o manual. Normalmente, se operan por medio de desconectores diseñados especialmente para operar con cargas capacitivas puras. En algunas ocasiones también se operan por medio de interruptores.

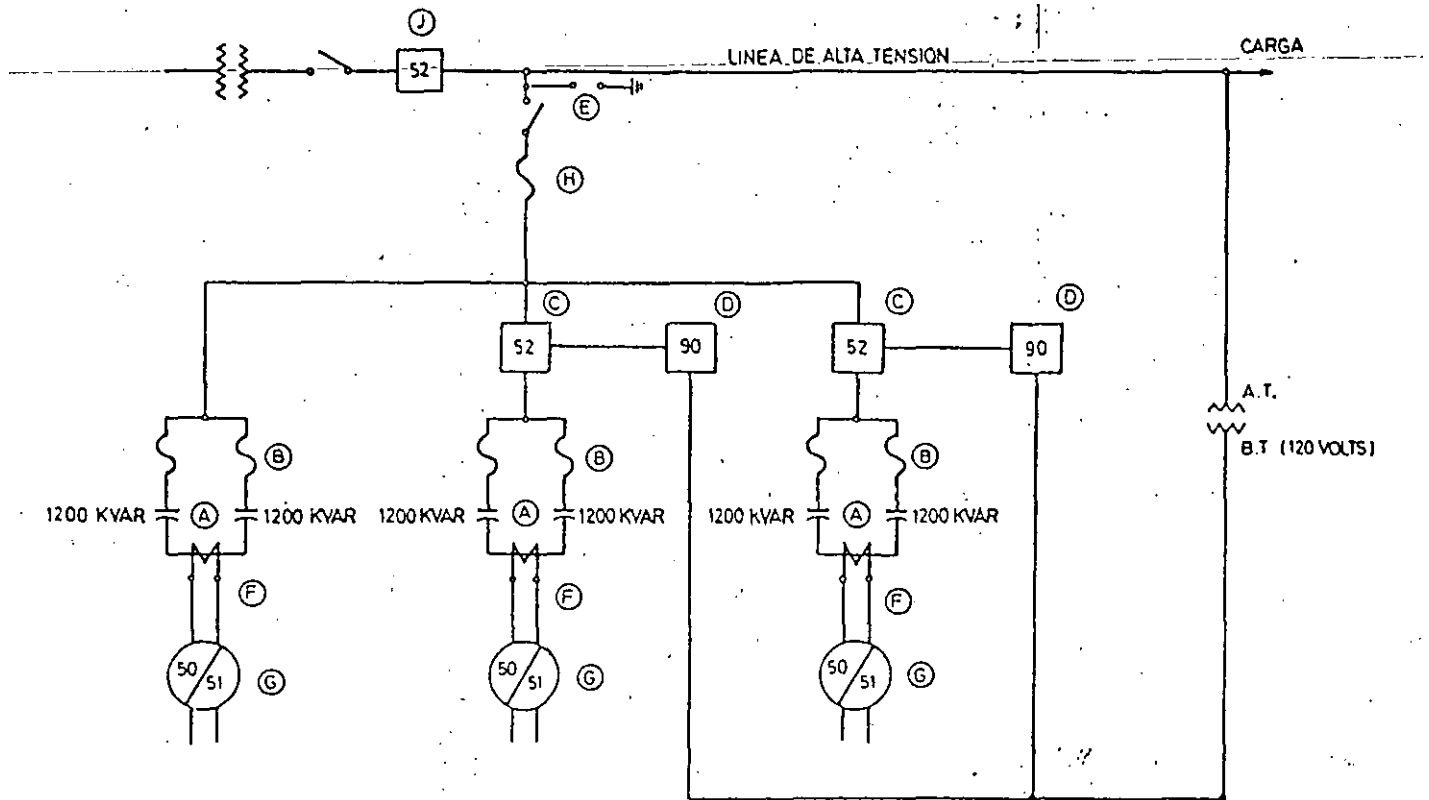
Los bancos desconectables se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- Quando se pretende compensar cargas fuertemente variables, ya sea con la finalidad de corregir el factor de potencia, reducir pérdidas eléctricas, o aumentar la capacidad de carga del sistema.
- Quando se trata de mejorar la regulación de voltaje en líneas de transmisión y distribución.

Al compensar cargas industriales no es raro encontrarse con la necesidad de instalar bancos de capacitores divididos en una sección fija y varias secciones desconectables, capaces de entrar y salir de operación, según sean las necesidades de la carga. La figura 19 ilustra el alambrado de un banco de este tipo.

D. Resonancia con los transformadores.

En la práctica, cuando se instalan capacitores de alta tensión en el lado secundario de los transformadores de potencia de las subestaciones, no existe peligro de resonancia con los transformadores, siempre que los capacitores operen en paralelo con la carga. Puede existir peligro de resonancia si los capacitores operan en vacío y la potencia reactiva instalada en capacitores es del mismo orden de magnitud que la potencia nominal



- | | | | |
|---|--|---|---|
| A | Capacitores de potencia | F | Transformador de corriente |
| B | Fusibles individuales | G | Relevador de corriente, para protección por desbalanceo |
| C | Desconectador | H | Fusibles de protección en grupo |
| D | Control automático, sensible a voltaje | J | Interruptor general. |
| E | Pararrayos autovalvulares | | |

FIG. 19. Banco de capacitores de potencia, en alta tensión, dividido en una sección fija y dos secciones desconectables, operadas automáticamente

de los transformadores. Sin embargo, estas circunstancias no suelen presentarse en la práctica y debe tratarse de que sean evitadas.

La figura 20 muestra un caso ideal de un transformador de potencia que alimenta una carga puramente inductiva, de inductancia L_C , compensada por una batería de capacitores de potencia, de capacitancia C .

La figura 21, muestra el circuito equivalente al representado en la figura 20. La inductancia del secundario del transformador está representada por L_T y $v(t)$ es el voltaje transferido del primario, que al tratarse de un circuito de corriente alterna puede representarse por la función:

$$v(t) = V_0 \text{ sen } \omega t$$

El voltaje entre bornes del secundario del transformador v_{ab} vendrá dado por la expresión:

$$v_{ab}(t) = \frac{1 - \omega^2 C L_C}{1 - \omega^2 C L_E} \frac{L_T}{L_T + L_C} V_0 \text{ sen } \omega t \quad [22]$$

donde

$$L_E = \frac{L_T L_C}{L_T + L_C}$$

Como la finalidad de los capacitores es compensar la carga inductiva L_C , a la frecuencia nominal ω_N de la red, debe verificarse:

$$\frac{1}{\omega_N C} \approx \omega_N L_C$$

O bien:

$$1 - \omega_N^2 C L_C \approx 0$$

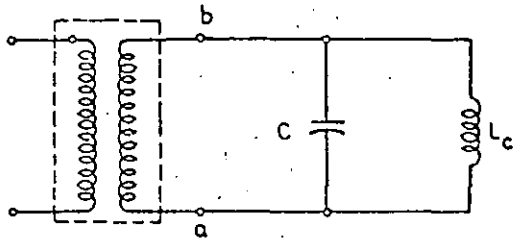


FIG. 20. Caso ideal de un transformador alimentando una carga inductiva, compensada con capacitores

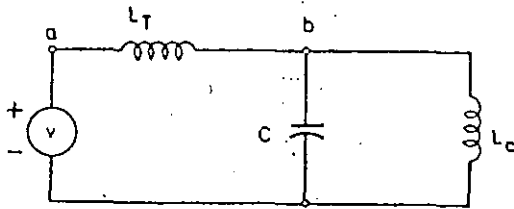


FIG. 21. Circuito equivalente al representado en la figura 20

Es decir, que a la frecuencia nominal del sistema no existe peligro de resonancia, sino un efecto de atenuación ocasionado por el factor $1 - \omega^2 C L_C$, de la expresión [22].

La frecuencia de resonancia ω_0 , viene dada por la expresión:

$$1 - \omega_0^2 C L_C = 0$$

Como la potencia nominal del transformador debe ser mayor que la de la carga, se debe verificar:

$$\frac{V_N^2}{X_T} > \frac{V_N^2}{X_L}$$

Siendo X_T y X_L , las reactancias del transformador y de la carga, respectivamente y V_N el voltaje nominal del sistema. Esta relación implica que $L_T < L_C$ y por consiguiente, que $L_E \ll L_C$. Por tanto:

$$\omega_0 \gg \omega_N$$

Es decir, la resonancia sólo es posible a frecuencias relativamente altas y no constituye un peligro en la operación normal de los capacitores.

Si los capacitores operasen en vacío, el voltaje v_{ab} , entre bornes del transformador sería:

$$v_{ab}(t) = - \frac{\omega^2 C L_T}{1 - \omega^2 C L_T} V_0 \sin \omega t \quad [23]$$

En este caso, la frecuencia de resonancia viene dada por la expresión:

$$1 - \omega_0^2 C L_T = 0$$

Si a la frecuencia nominal de la red, la potencia reactiva de los capacitores es del mismo orden de magnitud que la potencia nominal de los transformadores, se tiene:

$$\frac{V_N^2}{X_T} \approx \frac{V_N^2}{X_C}$$

Siendo X_C la reactancia de los capacitores.

De esta expresión se deduce:

$$1 - \omega_N^2 C L_T \approx 0$$

Es decir, existiría el peligro de que se presentase el fenómeno de resonancia a la frecuencia nominal de la red, o con alguna de las armónicas de primer orden.

IX. Conexión y desconexión

A. Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables

La razón primordial del uso de bancos de capacitores desconectables es la de optimizar la calidad y la economía de la distribución y el consumo de la energía eléctrica, avanzando un paso más en las mejoras que pueden lograrse en un sistema eléctrico al instalar bancos de capacitores fijos. En particular, pueden mencionarse los motivos específicos siguientes:

a) Demanda variable de potencia reactiva.

Las grandes plantas industriales, instalaciones de hornos metalúrgicos, equipos de laminación, instalaciones de bombeo, aire acondicionado, sistemas de refrigeración . . . , etc., representan cargas con una demanda de potencia reactiva considerablemente variable para los sistemas de distribución de energía eléctrica. Los capacitores de potencia desconectables pueden proveer esta potencia reactiva en los momentos de mayor necesidad, saliendo fuera de operación al disminuir la demanda.

b) Regulación de voltaje.

La regulación de voltaje de un sistema eléctrico puede requerir el uso de grandes cantidades de capacitores durante las horas de plena carga, que deben ser desconectados cuando la carga del sistema disminuye. De lo contrario, pueden producirse sobrevoltajes en los momentos de baja carga que además de ser indeseables por razones de seguridad, vida media y regularidad en el funcionamiento de motores y equipos eléctricos en general, también pueden llegar a sobreexcitar los transformadores, causando un flujo excesivo de corrientes armónicas en el sistema. Los capacitores de potencia pueden ser coordinados también con los reguladores de voltaje, para obtener rangos de voltaje que no sería posible alcanzar usando reguladores solamente.

c) Evitar un factor de potencia excesivamente adelantado en los generadores.

En los casos en que la cantidad de capacitores instalados en el sistema sea suficientemente elevada como para poder corregir el factor de potencia en los generadores a la unidad o a valores adelantados, puede ser necesario desconectar los capacitores en los momentos de baja carga a fin de evitar una excitación excesiva-

mente baja en los generadores. Esta circunstancia podría reducir el margen de estabilidad del sistema a valores peligrosos.

d) Reducción de pérdidas por efecto Joule.

A veces, puede ser necesario desconectar capacitores del sistema, en concordancia con la demanda de potencia reactiva en las líneas, a fin de minimizar pérdidas por efecto Joule producidas por corrientes tanto en atraso como en adelanto con respecto al voltaje.

e) Proporcionar subidas de voltaje en situaciones de emergencia.

En la práctica, pueden presentarse en un sistema eléctrico zonas de caída excesiva de voltaje ocasionadas por un aumento excepcional de la demanda. En estos casos, el instalar capacitores desconectables, puede presentar una buena solución provisional mientras se toman medidas correctivas de tipo permanente.

Los capacitores desconectables pueden instalarse también en ciertos circuitos, con la finalidad de provocar sobrevoltajes deliberadamente durante pequeños periodos de tiempo, u ocasionar un flujo adicional de potencia reactiva para el arranque de motores, una mejora de la estabilidad del sistema o mejoras extremas del voltaje o del factor de potencia. Estas necesidades pueden presentarse especialmente después de un apagón prolongado.

f) Máxima utilización del equipo de potencia.

En una instalación determinada, el pretender trabajar al máximo de capacidad instalada puede requerir el uso de capacitores que deben ser conectados en estas condiciones de carga, para corregir el factor de potencia y evitar corrientes excesivas.

g) Control del flujo de corrientes reactivas en el sistema.

Instalando capacitores de potencia desconectables en puntos del sistema especialmente elegidos puede lograrse una mayor utilización de todas las partes del mismo, controlando el flujo de corrientes reactivas y manteniendo los niveles de voltaje.

Pueden existir otras muchas razones para el uso de capacitores de potencia desconectables. En cada caso

particular deben estudiarse cuidadosamente los factores técnicos y económicos, a fin de determinar la solución más adecuada.

B. Consideraciones importantes al elegir el equipo de conexión y desconexión

En los momentos de energizar o desenergizar un banco de capacitores pueden producirse sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios de gran intensidad. Esto es debido a la circunstancia de operarse una carga capacitiva prácticamente pura (corriente defasada noventa grados, en adelanto, con respecto al voltaje) que además, cuenta con una gran capacidad para almacenar energía.

Si el equipo de conexión y desconexión con el que se operan los capacitores no es adecuado, estos sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios pueden ocasionar perturbaciones considerables en el sistema y en algunos casos, incluso el deterioro o el fallo del equipo de conexión y desconexión, de algún equipo adyacente o incluso de los mismos capacitores. Estas perturbaciones son tanto más críticas, cuanto más alto es el voltaje del banco de capacitores o mayor es la potencia reactiva del mismo.

Por consiguiente, a la hora de elegir el equipo de conexión y desconexión, es importante el asegurarse de su capacidad para operar el banco de capacitores que se vaya a instalar, bajo las circunstancias de instalación de cada caso particular. Deben revisarse los factores siguientes:

1. Voltaje nominal.

El voltaje nominal del equipo de conexión y desconexión debe ser adecuado para el voltaje de la línea en que va a efectuarse la instalación.

2. Garantía del equipo para operar con cargas capacitivas puras.

En las instalaciones de alta tensión, debe comprobarse que el fabricante garantiza la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas puras y obtenerse información sobre la máxima potencia reactiva que se puede conectar y desconectar, para los diferentes voltajes de operación.

En el momento de la desconexión, el voltaje a que quedan cargados los capacitores puede ocasionar fuertes diferencias de potencial entre los contactos fijo y móvil del equipo de desconexión. Esto puede originar reigniciones del arco, o rearqueos, que produzcan fuertes sobrevoltajes sobre los capacitores y en el punto de la red donde se está efectuando la desconexión. Este peligro se evita asegurándose de la elección de un equipo diseñado especialmente para conectar y desconectar capacitores.

3. Corriente nominal.

En alta tensión, la corriente nominal del equipo de conexión y desconexión debe exceder en un 35%, como

mínimo, a la corriente nominal, por fase, del banco de capacitores que va a operar. El objeto de este margen es el tener en cuenta las tolerancias de fabricación de los capacitores, en cuanto a potencia reactiva se refiere (tolerancias normalmente positivas) y la posible operación a un 10% de sobrevoltaje.

En baja tensión, puede ser necesario tomar márgenes todavía mayores, dependiendo del tipo de equipo de conexión y desconexión elegido e incluso del tipo de instalación efectuado.

4. Corriente instantánea de conexión.

En el momento de conectar a la red un banco de capacitores se producen picos de corriente que, en la práctica, pueden llegar a alcanzar valores de 10 veces, o más, el valor de cresta de la corriente nominal del banco. La magnitud exacta de estos picos de corriente depende del tamaño del banco (potencia reactiva) y de la impedancia del sistema en el punto donde se efectúe la conexión.

Debe comprobarse que la corriente instantánea que garantiza el fabricante para el equipo de conexión y desconexión es igual o mayor que la representada por estos picos de corriente.

Estas corrientes instantáneas de conexión pueden presentar una severidad extrema cuando se energizan bancos de capacitores conectados en paralelo. La descarga de un banco de capacitores sobre otro puede generar corrientes de frecuencia elevada, con picos que excedan en 100 o 200 veces el valor de cresta de la corriente nominal de cualquiera de los bancos. Estas corrientes pueden llegar a destruir los equipos de conexión y desconexión en unas pocas operaciones, e incluso pueden llegar a dañar los capacitores. Para evitar riesgos, debe comprobarse que la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas conectadas en paralelo es adecuada. Este dato suele proporcionarlo el fabricante, junto con la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas aisladas. Sin embargo, lo más práctico en cualquier caso, es calcular la corriente de conexión y asegurarse de que ésta no exceda los límites de corriente instantánea garantizados por el fabricante del equipo de conexión y desconexión. La corriente de conexión depende del tamaño de los bancos conectados en paralelo y de la inductancia del cableado interpuesto entre ambos bancos. Aumentando artificialmente esta inductancia, puede reducirse fácilmente la corriente instantánea de conexión a valores que resulten apropiados.

5. Corriente de corto tiempo.

Normalmente, para conectar y desconectar capacitores de potencia en alta tensión, se usan interruptores de baja capacidad interruptiva, o desconectores, a los que no se les exige capacidad interruptiva para corrientes de cortocircuito. El desconector, complementado con fusibles de potencia adecuados, suele proporcionar una solución segura y económica.

En baja tensión se adopta una solución análoga, usándose contactores y fusibles.

Como estos desconectadores y contactores deben ser capaces de resistir las corrientes de cortocircuito del sistema en posición de contactos cerrados, debe comprobarse que éstas no excedan a los valores de corriente de corto tiempo especificados por el fabricante.

6. Capacidad interruptiva.

Cuando se decida operar los capacitores con un interruptor, éste debe contar con una capacidad interruptiva suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores.

Hay interruptores que cuentan con una cierta limitación para el producto corriente-frecuencia. En estos casos, también debe comprobarse que el límite impuesto por el fabricante no va a ser excedido.

C. Equipo de conexión y desconexión en baja tensión

En baja tensión, los capacitores de potencia se operan por medio de equipo de conexión y desconexión estándar, con la única precaución de que la corriente nominal de dicho equipo exceda a la corriente nominal del banco de capacitores en un margen de seguridad adecuado.

Cuando se instalan bancos fijos pueden usarse interruptores de cuchillas con fusibles, que permitan la conexión y desconexión esporádica del banco (por fines de mantenimiento, por ejemplo), ofreciendo también protección para un caso de cortocircuito. La corriente nominal de estas cuchillas debe exceder, como mínimo, en un 65% a la corriente nominal del banco de capacitores.

Cuando se instalan bancos desconectables (operaciones de conexión y desconexión continuadas) pueden usarse contactores magnéticos (o arrancadores) cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 50% a la corriente nominal del banco de capacitores. Como los contactores no proporcionan protección contra cortocircuitos, debe prevenirse la instalación adicional de una protección adecuada. Un interruptor de cuchillas adicional puede proporcionar dicha protección, por medio de sus fusibles, además de la posibilidad de aislar el contactor del sistema cuando sea necesario (para operaciones de mantenimiento, por ejemplo).

Los bancos de capacitores desconectables también pueden operarse por medio de interruptores magnéticos o termomagnéticos, o cualquier otro tipo de interruptor de potencia para bajo voltaje, cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 35% a la corriente nominal del banco de capacitores.

En el caso particular de los interruptores termomagnéticos de caja moldeada, la corriente nominal del interruptor debe exceder, como mínimo, en un 85% a la corriente nominal del banco de capacitores. Debe prevenirse este mismo margen, cuando se usan contactores

o interruptores instalados en el interior de gabinetes de control.

Para la conexión y desconexión de capacitores en paralelo (bancos de capacitores divididos en secciones desconectables) existen contactores especiales que limitan la corriente de conexión, por medio de una resistencia que se intercala automáticamente en el circuito en el momento inicial de la conexión. También puede usarse equipo estándar cuya capacidad para soportar corrientes instantáneas sea apropiada para cada caso particular, o bien se instale en serie con unas inductancias capaces de amortiguar las corrientes de conexión, reduciéndolas a valores apropiados para el contactor.

D. Equipo de conexión y desconexión en alta tensión

La corriente nominal del equipo de conexión y desconexión usado para operar bancos de capacitores en alta tensión, debe exceder en un 35%, como mínimo, a la corriente nominal del banco de capacitores.

En instalaciones de bancos fijos, de pequeño tamaño, pueden usarse cuchillas desconectoras, o bien, cuchillas cortacircuitos fusibles, que incorporan protección de grupo al medio de desconexión. La corriente de corto tiempo que sean capaces de soportar estas cuchillas debe ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores. En caso de usarse cuchillas cortacircuitos fusibles, éstas deben contar con una capacidad interruptiva apropiada a la magnitud del cortocircuito del sistema.

Normalmente, la conexión y desconexión esporádica de bancos de capacitores por medio de cuchillas se efectúa hasta voltajes de línea que no exceden a 25 KV.

Para operar bancos de capacitores desconectables se usan desconectadores (sin capacidad para interrumpir corrientes de cortocircuito) o interruptores (con capacidad interruptiva) que interrumpen el arco por medios diversos: Cámaras de aceite, cámaras de vacío, aire comprimido, aire ionizado o exafluoruro de azufre.

El desconectador (o interruptor, en su caso) en aceite, es el equipo que resulta normalmente más económico como medio de conexión y desconexión de bancos de capacitores en alta tensión. Aunque para los voltajes más bajos puede usarse equipo estándar, lo más recomendable es usar equipo que ha sido diseñado especialmente para operar con cargas capacitivas puras. Para líneas cuyo voltaje no exceda a 14.4 KV, pueden usarse desconectadores monofásicos de bajo costo. Para líneas de hasta 34.5 KV y bancos de pequeño tamaño, pueden usarse desconectadores trifásicos, también de un costo relativamente bajo. Para líneas de más de 34.5 KV (hasta 345 KV) pueden usarse interruptores trifásicos.

Los desconectadores de cámaras de vacío resultan económicos y apropiados para operar bancos de capacitores de tamaño mediano y voltajes de línea de hasta 34.5 KV. Aunque en la práctica se han observado rear-

queos en el momento de la conexión, ocasionador por rebotes de los contactos, normalmente estos desconectores operan libres de rearqueos.

Los interruptores de aire comprimido tienen una capacidad interruptiva, libre de rearqueos, muy eficaz. Se usan hasta voltajes de línea de 34.5 KV.

Los interruptores con cámaras de aire ionizado pueden usarse para operar bancos de capacitores, aunque no operan libres de rearqueos. Sin embargo, se ha observado que en la práctica no producen sobrevoltajes muy violentos. Se usan hasta voltajes de línea de 13.8 KV.

Los interruptores con cámaras de exafluoruro de azufre de diseño estándar, operan prácticamente libres de rearqueos y resultan muy apropiados para la conexión y desconexión de bancos de capacitores de potencia. Se usan hasta en voltajes de línea de 345 KV.

E. Energización de un banco aislado.

Al energizar bancos de capacitores, éstos toman corrientes transitorias cuya magnitud puede llegar a ser bastante elevada. En el momento de cerrar el circuito, un banco de capacitores descargado hace bajar momentáneamente a cero el voltaje de la línea en el punto de instalación y esto representa para el sistema un cortocircuito aparente. Si los capacitores se encontraban cargados antes de conectarse a la línea, puede ocurrir que en el momento de la conexión sea distinta la polaridad del voltaje de los capacitores y la del voltaje de la línea, produciéndose corrientes de conexión todavía más violentas.

La figura 22 muestra un esquema representativo de la conexión de un banco de capacitores aislado. En dicha figura, L representa la inductancia de la línea, de los transformadores y del generador. La corriente de conexión máxima se produce cuando se cierra el circuito en un momento en que la línea se encuentra a voltaje de cresta. Esta corriente puede calcularse por medio de la expresión.

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} I_N \left[1 + \sqrt{\frac{KVA_{\text{cc}}}{KVAR}} \right] \quad [24]$$

donde I_N es la corriente nominal del banco, KVA_{cc} representa la potencia de cortocircuito trifásico del sistema en el punto de instalación de los capacitores y la magnitud $KVAR$ representa la potencia reactiva total del banco de capacitores, independientemente de que éste sea monofásico o trifásico, o esté conectado en delta o en estrella.

La expresión [24] está calculada suponiendo que el banco de capacitores se encuentra descargado en el momento de la conexión. De lo contrario, podrían producirse corrientes de un valor doble que el calculado por medio de esta expresión.

En la práctica, los picos de corriente originados en la conexión de bancos de capacitores, toman valores de 5 a 15 veces la corriente nominal del banco.

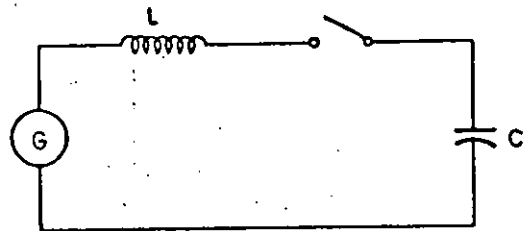


FIG. 22. Conexión de un banco de capacitores aislado

El efecto que estas corrientes producen sobre el equipo de conexión y desconexión depende de la frecuencia con que se opere el banco de capacitores. Para operaciones muy frecuentes, pueden requerirse condiciones especiales en cuanto al mantenimiento del equipo e incluso al diseño o selección del mismo.

En la figura 23 se muestra gráficamente qué picos de corriente máximos pueden producirse al conectar capacitores a tres sistemas de diferentes voltajes, según sean las corrientes de cortocircuito trifásico de dichos sistemas en el punto de instalación de los capacitores. Se considera como pico de corriente máximo a la suma del valor de cresta de la corriente nominal del banco de capacitores, más el valor de cresta de la corriente transitoria calculada según el esquema de la figura 22.

La frecuencia de dicha corriente transitoria puede calcularse por medio de la expresión:

$$f = f_0 \sqrt{\frac{KVA_{\text{cc}}}{KVAR}} \quad [25]$$

donde f_0 es la frecuencia nominal del sistema.

Si los capacitores se encuentran descargados inicialmente, el sobrevoltaje transitorio máximo producido en el momento de la conexión puede llegar a ser, teóricamente, dos veces el voltaje de cresta del sistema. Si los capacitores se encuentran cargados al mismo voltaje que el voltaje del sistema en el momento de la conexión, no se produce ningún sobrevoltaje. Si en el momento de conectar se encontrase el sistema en su voltaje de cresta, estando los capacitores cargados a este mismo voltaje pero con polaridad inversa, el sobrevoltaje transitorio puede alcanzar un valor de tres veces dicho voltaje de cresta.

En la práctica, los sobrevoltajes máximos observados en el momento de la conexión, son de 1.8 veces el voltaje de cresta, en la conexión de bancos descargados y 2.7 veces el voltaje de cresta, al conectar bancos de capacitores sin descargar.

F. Energización de bancos en paralelo.

Cuando se energiza un banco de capacitores en las proximidades de otro banco que se encuentra en o

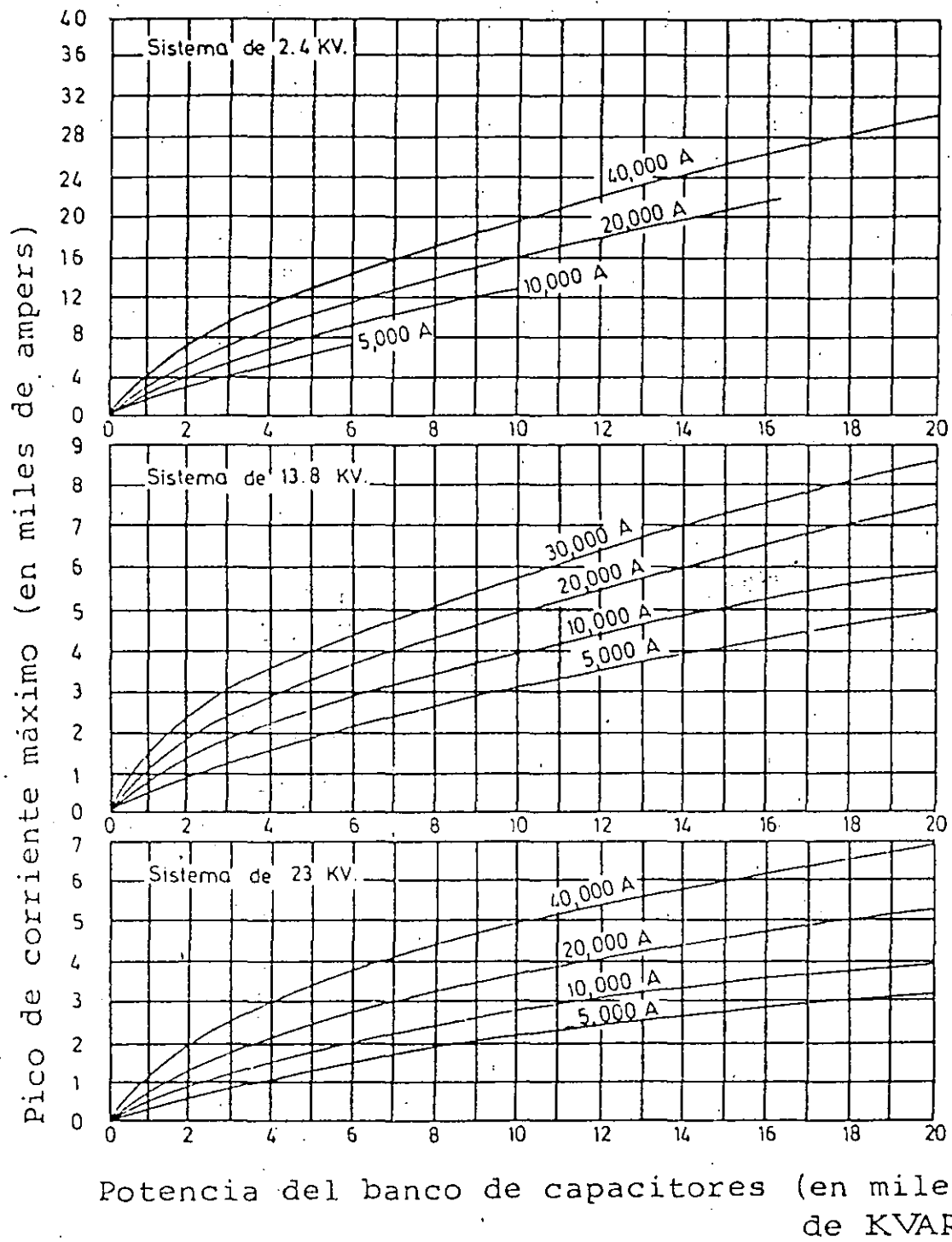


FIG. 23. Pico de corriente máximo originado al energizar un banco de capacitores

ración, pueden producirse sobrecorrientes instantáneas de magnitud extraordinariamente elevada.

La figura 24 muestra un esquema representativo de la conexión de dos bancos de capacitores en paralelo. C_1 representa la capacitancia, por fase, del banco que se encuentra en operación, C_2 es la capacitancia de cada fase del banco que se va a energizar y L la inductancia de los cables, o tramos de barras, interpuestos entre ambos bancos de capacitores.

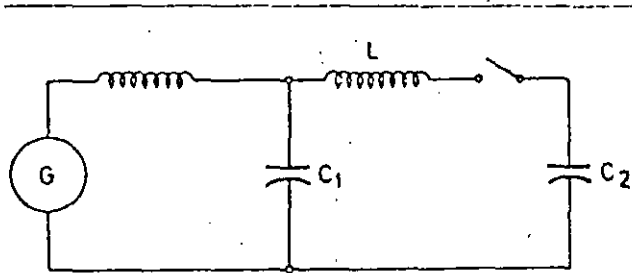


FIG. 24. Conexión de bancos de capacitores en paralelo

En estos casos, el cortocircuito aparente provocado por la conexión del banco C_2 es alimentado, prácticamente en su totalidad, por la energía almacenada en el banco C_1 . Esto es debido a que la reactancia representada por la inductancia L , normalmente, es mucho más pequeña que la reactancia interpuesta entre los capacitores y el generador. En la práctica, los cables desnudos, o las barras, usados en el alambrado de los bancos pueden contar con una inductancia de 1 microhenrio por metro, aproximadamente. Los cables trifásicos aislados cuentan con una inductancia todavía menor: 0.3 microhenrios por metro, aproximadamente.

El pico de corriente máximo que toma el banco C_2 , ocurre cuando dicho banco se energiza encontrándose la red a su voltaje de cresta. Puede calcularse por medio de la expresión:

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} V_N \sqrt{\frac{C_T}{L}} \quad [26]$$

siendo

$$C_T = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}$$

y tomando como V_N el voltaje nominal de los capacitores.

En bancos de capacitores conectados en estrella, la expresión [26] está calculada en base a que los neutros estén conectados a tierra, o bien, unidos entre sí. Este último es el caso de bancos de capacitores divididos en secciones desconectables.

La expresión [26] supone también que el banco C_2 se encuentra descargado en el momento de la conexión.

De lo contrario, podrían producirse corrientes de un valor doble.

En la práctica, se ha comprobado que los picos de corriente originados en la conexión de bancos de capacitores en paralelo alcanzan fácilmente valores de 20 a 250 veces la corriente nominal de los capacitores. Estas corrientes se amortiguan, bajando a valores insignificantes, en tiempos inferiores a 0.016 seg. (un periodo).

La frecuencia de estas corrientes transitorias puede calcularse por medio de la expresión:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC_T}} \quad [27]$$

G. Desenergización de un banco de capacitores

Al desconectar un banco de capacitores, la diferencia de potencial entre los contactos del equipo de desconexión inmediatamente después de haberse interrumpido el circuito es prácticamente nula, debido a que los capacitores, una vez ocurrida la interrupción, mantienen el voltaje al que se encontraba la línea en el instante de quedar desconectados. Esta circunstancia permite que para cualquier equipo de desconexión resulte relativamente fácil la apertura inicial de un circuito capacitivo, en uno de los primeros ceros de corriente ocurridos después de haberse iniciado el arco entre sus contactos.

Sin embargo, medio ciclo después de haberse producido la interrupción del arco, el voltaje entre los contactos alcanza un valor de dos veces el voltaje de cresta V_C , de la onda fundamental. La figura 25 ilustra esta circunstancia. Si en este momento, los contactos del equipo de desconexión se encuentran lo suficientemente separados entre sí como para que el medio interpuesto entre ellos aguante esta diferencia de potencial sin que se restablezca el arco, se habrá logrado la desconexión de los capacitores sin problema alguno.

En la figura 25 se supone que la interrupción del arco ha ocurrido en el instante $T = 0$ y puede verse que es precisamente el desfase de 90° entre la corriente y el voltaje, típico de una carga capacitiva, lo que propicia el que puedan alcanzarse diferencias de voltaje tan altas entre los contactos del equipo de desconexión.

Si el contacto móvil del equipo de desconexión no es lo suficientemente rápido como para asegurar una rigidez dieléctrica apropiada entre ambos contactos medio ciclo después de haberse producido la primera interrupción del arco, puede ocasionarse una regeneración del arco, o rearqueo, con las consecuencias siguientes: Como los capacitores se encuentran cargados a voltaje de cresta con una cierta polaridad y la línea, en el momento del rearqueo, se encuentra también a voltaje de cresta aproximadamente y con polaridad contraria, el voltaje de los capacitores tenderá a cambiar bruscamente de polaridad para adaptarse al voltaje de la línea. Sin embargo, tal como se muestra en la figura 26, no sólo se alcanza el voltaje de la línea sino que se sobrepasa en una magnitud igual a la diferencia de voltaje inicial, ocasionándose un sobrevoltaje de

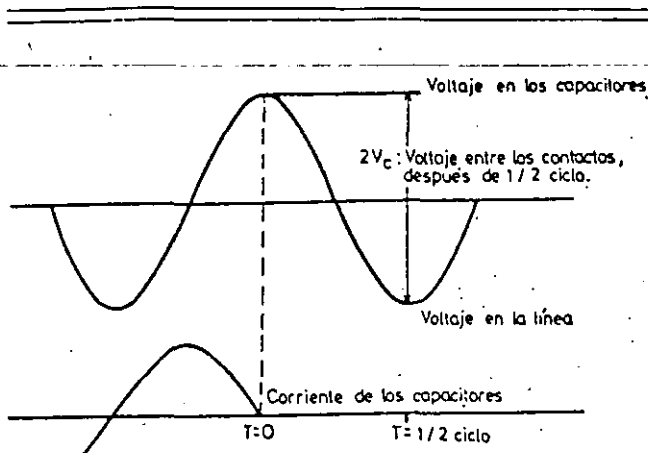


FIG. 25. Desconexión, sin reaqueo, de un banco de capacitores aislado

veces el voltaje de cresta V_c , en el punto donde se está efectuando la desconexión del banco de capacitores. Este sobrevoltaje va asociado con una corriente de alta frecuencia, que puede volver a interrumpirse en uno de sus primeros ceros, quedando cargados los capacitores a un voltaje de tres veces el voltaje de cresta V_c , de la onda fundamental. Medio ciclo más tarde, la diferencia de voltaje entre los polos del equipo de desconexión puede alcanzar un valor de cuatro veces el voltaje de cresta y podría ocasionarse un segundo reaqueo, con sobrevoltajes todavía mayores, si la separación entre los contactos fijo y móvil no es aún suficiente para impedirlo.

Lo anterior se refiere al caso de un banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra. En la desconexión de bancos de capacitores con neutro flotante, pueden ocasionarse sobrevoltajes todavía mayores.

Para evitar estos problemas, los bancos de capacitores deben ser operados con equipos de conexión y desconexión capaces de interrumpir las corrientes capacitivas sin ocasionar reaqueos. Pueden usarse desconectores o interruptores, diseñados especialmente para

estos fines, o bien equipos cuyo medio de desconexión en sí garantice la operación libre de reaqueos.

Para voltajes de línea de más de 46 KV, debe consultarse con el fabricante del equipo de conexión y desconexión, la posibilidad de que éste opere con bancos conectados en estrella con neutro flotante.

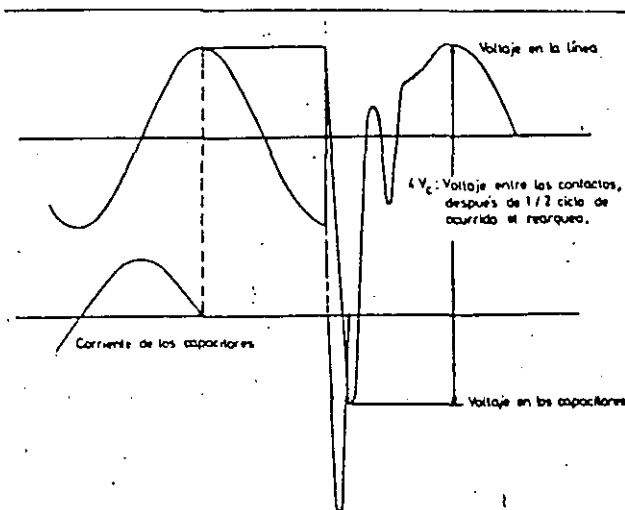


FIG. 26. Desconexión, con reaqueo, de un banco de capacitores aislado

H. Energización de capacitores a bajas temperaturas ambiente

El nivel de voltaje de iniciación de descargas parciales en el interior de los dieléctricos utilizados en la fabricación de capacitores de potencia, decrece significativamente a bajas temperaturas. Por consiguiente, el energizar capacitores que han quedado fuera de operación durante un cierto tiempo en lugares muy fríos, puede representar un peligro para los capacitores.

Sin embargo, actualmente es normal encontrar en el mercado capacitores de potencia que pueden ser energizados sin peligro hasta temperaturas de -40°C .

X. Protección

A. Por qué proteger los capacitores

La vida media esperada de una instalación de capacitores de potencia es de 15 a 20 años de servicio, en condiciones normales de operación. Sin embargo, es normal encontrar en la práctica que de cada mil capacitores instalados, fallen algunas pocas unidades entre los primeros meses y los primeros años de operación.

Si se tiene en cuenta, como ejemplo, que un capacitor de potencia de 150 KVAR (alta tensión) está fabricado con un dieléctrico de unas pocas milésimas de milímetro de espesor y unos 200 m² de superficie, puede comprenderse fácilmente la dificultad de producir dos capacitores idénticos, en cuanto al grado de homogeneidad física y química de sus dieléctricos. Por consiguiente, a pesar del estricto control de calidad en cuanto a materias primas, procesos y pruebas eléctricas, a que se someten los capacitores en su fabricación, no es posible evitar que salga de fábrica un pequeño porcentaje de unidades (medido en tanto por mil), que a pesar de haber resistido todas las pruebas normalizadas, pueden fallar en los primeros meses de operación.

La figura 27 muestra el porcentaje de fallas de unidades acumuladas, en tanto por mil, durante los primeros años de servicio de instalaciones de capacitores de potencia en alta tensión. Las curvas que aparecen en esta figura están basadas en la experiencia de los principales fabricantes de capacitores de América. La curva A se refiere a fallas ocurridas en bancos de capacitores de pequeña potencia reactiva, instalados con un sistema de protección muy elemental. La curva B se refiere a fallas ocurridas en bancos de capacitores, generalmente de gran potencia reactiva, en los que el sistema de protección ha sido estudiado cuidadosamente. En esta curva, el uso de fusibles individuales juega un papel primordial. Debido a las ventajas intrínsecas del uso de capacitores de potencia, incluso la curva A se considera como satisfactoria y económica.

Normalmente, el fallo de un capacitor de potencia implica un cortocircuito entre sus placas, con un arco que descompone el dieléctrico, formando cloruro de hidrógeno gaseoso. Este gas, sometido a presión por el calentamiento proporcionado por el arco eléctrico, puede llegar a hacer explotar el tanque del capacitor si no existe un medio adecuado de interrumpir el cortocircuito en un tiempo suficientemente pequeño.

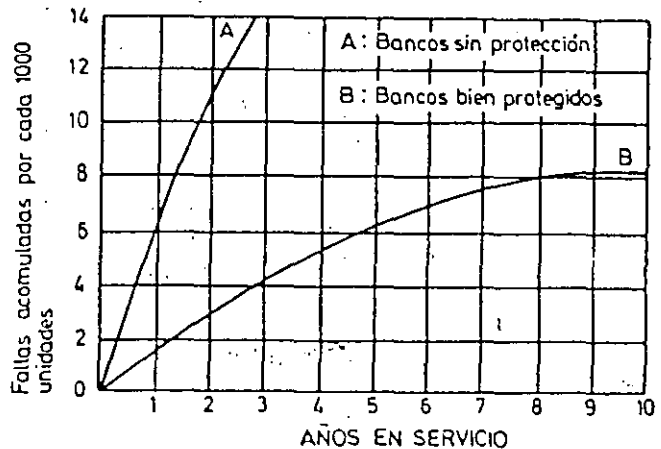


FIG. 27. Porcentajes de fallos en operación, de capacitores de potencia

La posibilidad de estos fallos hace imprescindible que en cualquier instalación de capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión, se planee una protección adecuada. Más bien que proteger a los mismos capacitores, el objetivo primordial de esta protección es mantener la continuidad del servicio y proteger al personal y al equipo de las posibles consecuencias del fallo de un capacitor.

B. La protección por medio de fusibles. Sus objetivos

La protección más económica para capacitores de potencia se logra por medio de fusibles. Estos deben ser elegidos de forma que cumplan con los objetivos siguientes:

- Mantener la continuidad del servicio, evitando que salga algún circuito de operación por un fallo ocurrido en el banco de capacitores.
- Evitar que el fallo de un capacitor pueda causar daños a otros capacitores del mismo banco, a otros

equipos instalados en las proximidades del banco de capacitores, o incluso accidentes de personal.

- c) Proporcionar una indicación visual de la unidad fallada, en caso de protección individual, o de la fase en que ha ocurrido el fallo, en el caso de protección en grupo.

Para elegir un fusible destinado a proteger un capacitor, o un grupo de capacitores, deben tenerse en cuenta los factores siguientes:

1. Voltaje nominal de la instalación.
2. Corriente nominal del capacitor o grupo de capacitores.
3. Corriente que pasará por el fusible (corriente de fallo) al fallar el capacitor protegido, o uno de los capacitores del grupo protegido.

El voltaje nominal del fusible debe ser adecuado al voltaje de la línea en que se va a instalar, de forma que en el momento de fallar un capacitor, el voltaje que aparezca sobre el fusible no sea superior a su voltaje nominal. En general, el voltaje nominal del fusible debe coincidir con el voltaje nominal de los capacitores.

Debe procurarse que la corriente nominal del fusible exceda en un 65%, como mínimo, a la corriente nominal del capacitor, o grupo de capacitores, que se pretende proteger. De esta forma, se prevé que el fusible no falle por el paso de un nivel de corrientes armónicas todavía admisibles para los capacitores, ni por las corrientes transitorias ocasionadas en las operaciones de conexión y desconexión del banco de capacitores. En instalaciones en delta, puede reducirse este factor de seguridad hasta a un 50%.

Cuando se usan fusibles tipo expulsión debe tenerse en cuenta que el número de clasificación de los listones tipo K y T (normas NEMA) no suele coincidir con la corriente nominal real que dichos listones son capaces de soportar. Generalmente, esta corriente es mayor que el número de clasificación de dichos listones, expresado en amperes. En los listones tipo N, sí es normal que el número de clasificación coincida con la corriente nominal del listón. Lo más recomendable, en cualquier caso, es usar las corrientes nominales especificadas por cada fabricante para sus propios listones.

Por último, la capacidad interruptiva del fusible debe ser superior a la corriente de fallo del capacitor (o capacitores) protegido.

En las instalaciones más usuales de bancos de capacitores con una sola fila de capacitores en paralelo por fase, esta corriente de fallo depende esencialmente del tipo de conexión efectuada con los capacitores. Para la conexión en delta, la corriente de fallo coincide prácticamente con la corriente de cortocircuito entre fase y fase del sistema, en el punto donde está instalado el banco de capacitores. Para la conexión

en estrella con neutro a tierra, la corriente de fallo coincide con la corriente de cortocircuito de fase a tierra del sistema. Para la conexión en estrella con neutro flotante, la corriente de fallo de uno de los capacitores de una cierta fase es tres veces la corriente nominal de fallo suele resultar mucho más baja que la corriente de fallo obtenida con los otros dos tipos de conexión anteriores.

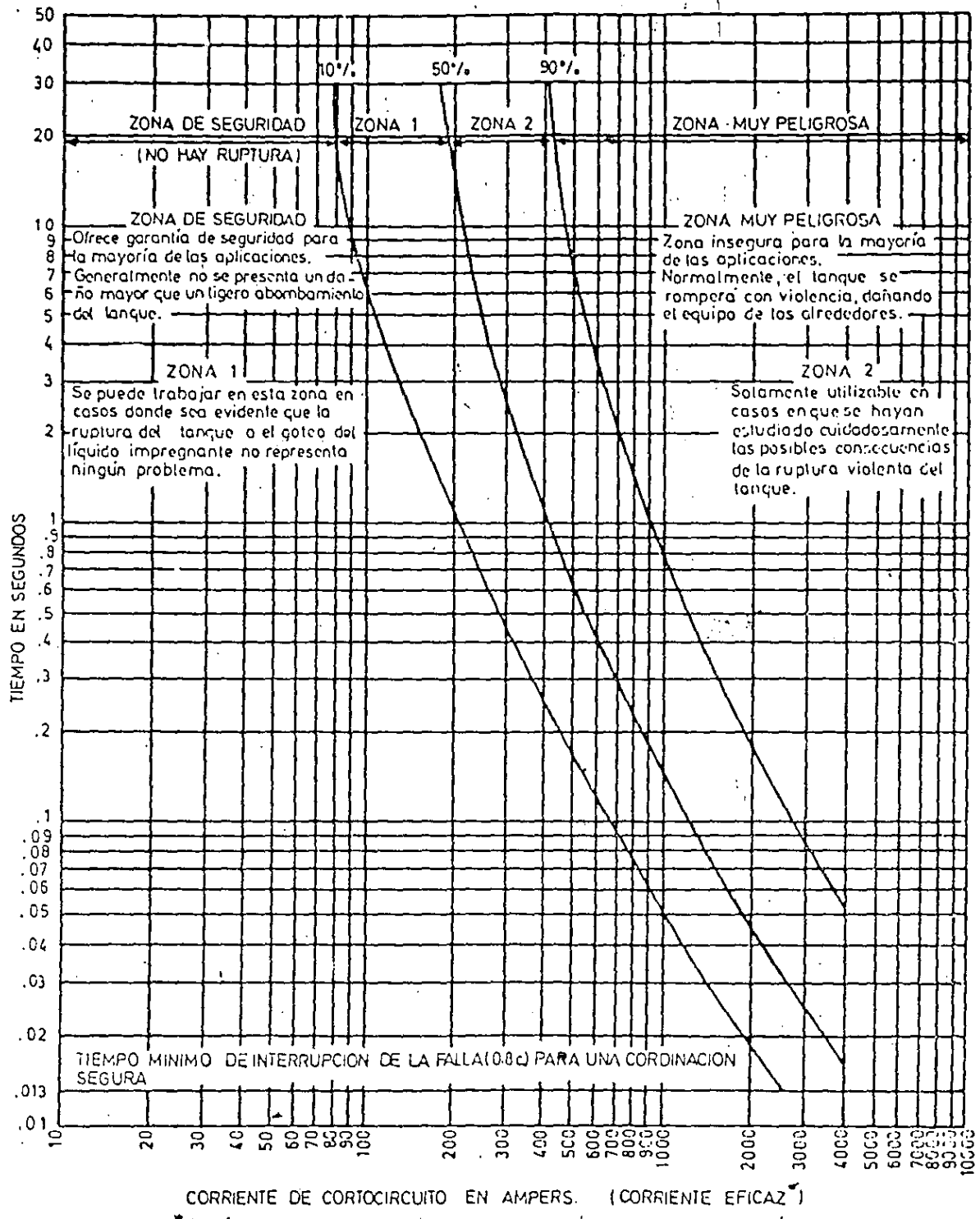
En bancos de capacitores cuyas fases están formadas por varias filas de capacitores conectados en serie (conexión serie-paralelo), la corriente de fallo de un capacitor fallado en una de las filas, está limitada por la impedancia de las otras filas restantes y no varía de una forma tan significativa con el tipo de conexión efectuada.

Al elegir la capacidad interruptiva del fusible, debe tenerse en cuenta que ésta suele basarse en la corriente asimétrica máxima que puede soportar dicho fusible durante medio ciclo después de haberse producido el fallo. En la práctica, esta corriente asimétrica se considera como 1.6 veces el valor de la corriente asimétrica de fallo, para fusibles de alta tensión y 1.4 veces, para fusibles de baja tensión.

Cuando se eligen fusibles para capacitores de potencia de alta tensión, es necesario coordinar las características de fusión de los fusibles, con las curvas de probabilidad de ruptura del tanque de los capacitores. En las figuras 28, 29 y 30, se muestran las curvas de probabilidad de ruptura aceptadas como curvas estándar para capacitores de potencia (normas NEMA) de 25 y 50 KVAR, 100 KVAR y 150 KVAR, respectivamente. Actualmente se utilizan también las curvas de la figura 30, para capacitores de 200 KVAR y 300 KVAR.

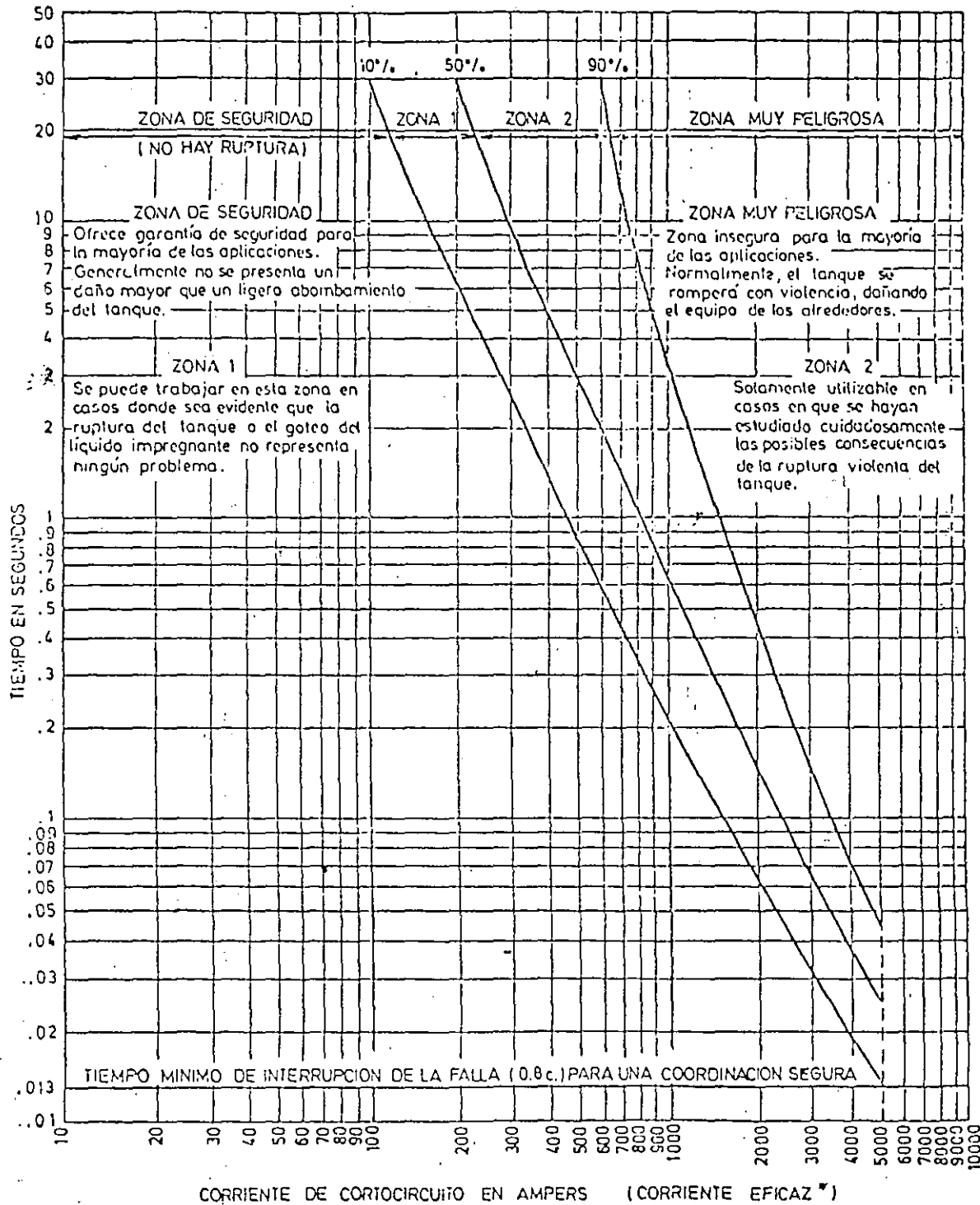
De las curvas de fusión completa del fusible elegido puede deducirse el tiempo que tardará el fusible en interrumpir la corriente de fallo del capacitor. La combinación de estos dos parámetros: Corriente de fallo-Tiempo de apertura del fusible, determina un punto en las curvas de probabilidad de ruptura del capacitor que debe quedar situado en la zona de seguridad de dichas curvas. De otra forma, debe elegirse un fusible más sensible, cuya combinación Corriente-Tiempo sí quede en dicha zona de seguridad. Para lograr una protección en grupo económica de los bancos de capacitores, tipo poste, cada día de mayor tamaño y de mayor demanda en las líneas de distribución, muchas compañías eléctricas aceptan fusibles cuya combinación Corriente-Tiempo determine un punto en la zona I de las curvas de probabilidad de ruptura.

Si la corriente de fallo de un capacitor de potencia de alta tensión es mayor que 4,000 amperes asimétricos, para capacitores de 25 ó 50 KVAR, mayor que 5,000 amperes, para capacitores de 100 KVAR, o mayor que 6,000 amperes, para capacitores de 150 ó 200 KVAR, no pueden usarse fusibles tipo expulsión para la protección de los capacitores en esa instalación particular, ya que existe un peligro inminente de que se produzca la ruptura violenta del tanque antes de que



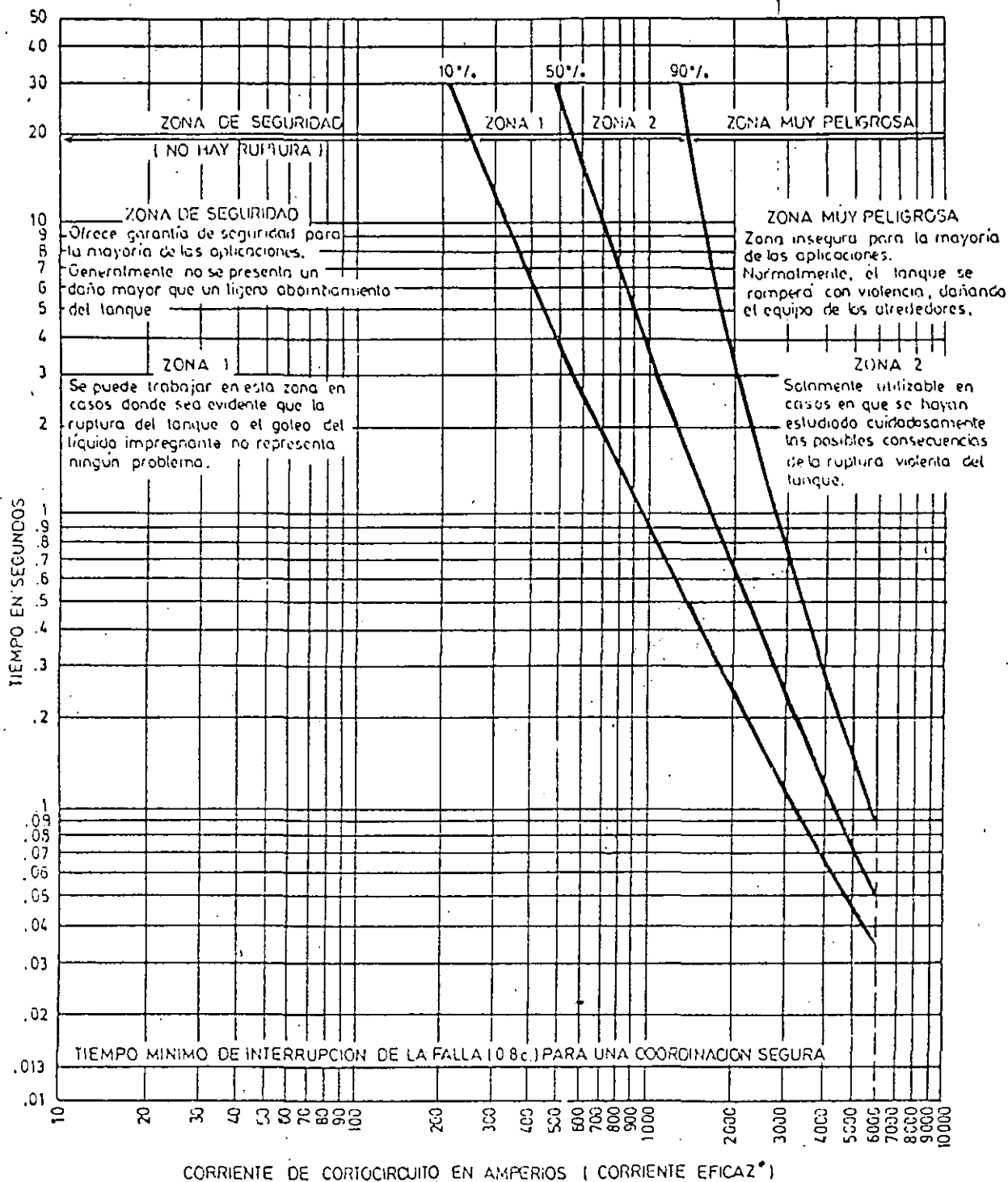
* Utilídense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo

Fig. 28. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de .25 ó 50 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno



* Utilícense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo

FIG. 29. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 100 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno



* Utilícense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo.

FIG. 30. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 150 KVAR, en condiciones de un corto-circuito interno

actúe el fusible. En estos casos, los capacitores deben ser protegidos con fusibles de potencia limitadores de corriente.

Los fusibles tipo expulsión tampoco resultan adecuados cuando se instala en paralelo un número de capacitores tal, que su capacidad de almacenamiento de energía exceda a 10.000 jul. La capacidad de almacenar energía de una instalación particular puede calcularse por medio de la expresión [21]. Si en una cierta instalación se sobrepasa este límite de energía, los capacitores deben protegerse con fusibles de potencia limitadores de corriente, que además sean capaces de interrumpir corrientes de altas frecuencias.

C. Protección de fusibles individuales

Consiste en proteger cada capacitor con su propio fusible, o bien, en caso de usarse capacitores trifásicos, proteger cada fase del capacitor con un fusible. Para proteger individualmente capacitores trifásicos de baja tensión que no lleven instalados fusibles internos, la práctica normal consiste en instalar dos fusibles por capacitor, en dos cualquiera de sus fases.

La protección individual permite cumplir con los objetivos generales de la protección con fusibles en la forma más satisfactoria posible. Merecen destacarse las ventajas siguientes:

- La protección individual permite que un capacitor fallado salga de operación, sin necesidad de que se desconecte el banco de capacitores o toda una fase del banco, proporcionándose de esta forma la mejor continuidad de servicio posible.
- Los fusibles usados normalmente en la protección individual son de pequeña corriente nominal y fáciles de coordinar, de una forma segura, con las curvas de probabilidad de ruptura de los tanques de los capacitores. Esto permite reducir significativamente el porcentaje de capacitores fallados en cualquier instalación particular, ya que resulta muy improbable que un capacitor al fallar dañe a otras unidades próximas a él.
- El hecho de que el fusible individual indique directamente cuál es la unidad fallada, simplifica considerablemente el mantenimiento del banco de capacitores.

Sin embargo, la protección individual está limitada a bancos de capacitores de un cierto tamaño en adelante, debido al desbalanceo interno de voltaje que se produce en un banco de capacitores al salir de operación algunas unidades. En el caso de un banco conectado en estrella con neutro flotante, el fallo y desconexión de algunas unidades en alguna de las fases, origina un desplazamiento eléctrico del neutro que, a su vez,

ocasiona un sobrevoltaje en los capacitores de la fase, o de las fases, que hayan quedado con mayor impedancia. Si este sobrevoltaje llega a exceder en más del 10% al voltaje nominal de dichos capacitores, puede originarse un fallo indefinido de capacitores hasta que se resuelva la situación en la operación de mantenimiento más próxima. En casos de bancos conectados en estrella con neutro a tierra, o en delta, cuyas fases estén formadas por varias filas de capacitores conectadas en serie entre sí (conexión serie-paralelo), el fallo y desconexión de algunas unidades en alguna de las filas puede originar una redistribución de la caída de voltaje en dichas filas y poner en peligro a los capacitores restantes, a no ser que el banco de capacitores sea de tamaño suficientemente grande para que no resulte significativo al desbalanceo de voltaje producido por unas pocas unidades que salgan de operación.

En la figura 31 se representa una carga trifásica desbalanceada, conectada en estrella con el neutro unido al neutro de la línea a través de una cierta impedancia. Y_1 , Y_2 e Y_3 , representan las admitancias de cada una de las fases de la carga e Y_n , la admitancia entre los neutros del generador y de la carga. En realidad, Y_n puede representar la admitancia entre el neutro de la carga y tierra. El generador que alimenta esta carga está representado por tres bobinas conectadas en estrella: \bar{I}_1 , \bar{I}_2 e \bar{I}_3 , representan las corrientes que toma cada una de las fases de la carga e \bar{I}_n , la corriente que toma el neutro.

En la figura 32 se representan por \bar{V}_{o1} , \bar{V}_{o2} y \bar{V}_{o3} , los voltajes de fase a neutro producidos en el generador y por \bar{V}_{e1} , \bar{V}_{e2} y \bar{V}_{e3} , las caídas de voltaje resultantes en cada fase de la carga. \bar{V}_n representa el desplazamiento del neutro, anteriormente mencionado.

Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff al nudo O' de la carga y suponiendo que, en general, se trata de un sistema de n fases, resulta que el desplazamiento del neutro viene dado por la expresión:

$$\bar{V}_n = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{V}_{oi} Y_i}{Y_n + \sum_{i=1}^n Y_i} \quad [28]$$

En el caso particular de que la carga que acabamos de describir, represente un banco de capacitores conectado en estrella, se deduce de la expresión [28] que solo se pueden producir desplazamientos del neutro cuando éste se deja flotante: $Y_n = 0$. En la alternativa de neutro conectado a tierra: $Y_n = \infty$, el desplazamiento del neutro resulta nulo. En este último caso, así como en el caso de conexión en delta, solamente pueden originarse desbalanceos de voltaje si se efectúan conexiones serie-paralelo con los capacitores de cada fase.

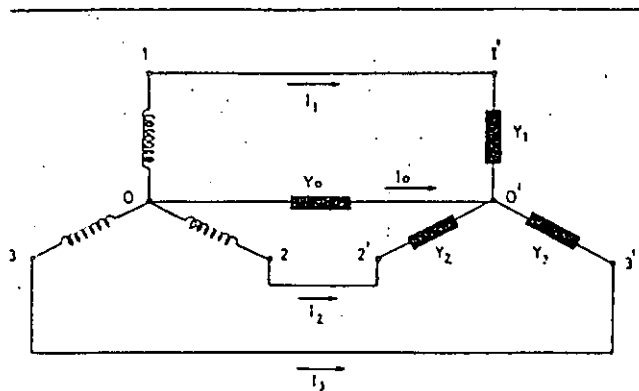


FIG. 31. Carga trifásica, en estrella con neutro conectado al neutro de la línea a través de una impedancia

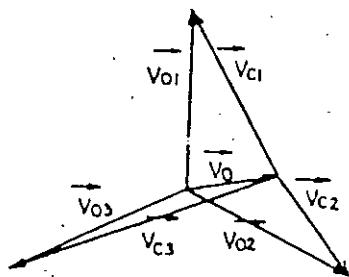


FIG. 32. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , originado en la carga por falta de simetría

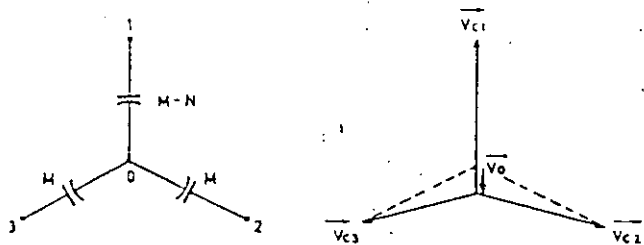


FIG. 33. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , en un banco de capacitores conectados en estrella con neutro flotante, formado por M unidades en paralelo por fase y habiendo fallado N unidades en la fase 1

En la figura 33 se representa un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, formado por M unidades conectadas en paralelo por cada fase.

En la figura se muestra también el desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , que se produce en este banco cuando fallan N capacitores de la fase 1.

De la expresión [28] se deduce que:

$$\vec{V}_0 = -\vec{V}_{01} \frac{N}{3M - N}$$

Es decir, el desplazamiento del neutro se efectúa en la misma dirección y sentido contrario al del voltaje \vec{V}_{01} , que existía en la fase 1, antes de que fallaran los capacitores. Por consiguiente, dicho desplazamiento se traduce íntegramente en un sobrevoltaje en los capacitores restantes en la fase 1, tal como se indica en la figura 33.

Llamando S a este sobrevoltaje, expresado en tanto por uno respecto al voltaje nominal de los capacitores:

$$S = \frac{|\vec{V}_0|}{|\vec{V}_{01}|}$$

resulta:

$$S = \frac{N}{3M - N} \quad [29]$$

De la expresión [29] se deduce que en un tipo de banco de capacitores tan usual en la práctica como es el banco descrito anteriormente (conexión en estrella con neutro flotante y una sola fila de capacitores en paralelo por fase), el tamaño mínimo del banco para el que es factible proteger individualmente los capacitores, es el de 4 capacitores por fase. Si se protegiese individualmente un banco de capacitores formado con tres capacitores por fase, en caso de fallar un capacitor se produciría un sobrevoltaje:

$$S = \frac{1}{9 - 1} = 0.125 = 12.5\%$$

que pondría en peligro a los dos capacitores restantes en la fase donde ocurriese el fallo.

Las tablas IV y V proporcionan, para el caso más general de bancos de capacitores conectados en estrella con fases formadas por varias filas de capacitores en serie, las corrientes de fallo de un capacitor y el sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de un capacitor, en bancos que cuentan con el número mínimo de unidades con que todavía es factible la protección individual. La tabla IV se refiere a bancos conectados en estrella, con neutro flotante y la tabla V se refiere a bancos conectados en estrella, con neutro a tierra.

D. Protección en grupo

Consiste en proteger agrupamientos de capacitores, o fases completas de un banco de capacitores, con un solo fusible de grupo. Se usa principalmente en bancos

TABLA IV. Corriente de fallo de un capacitor y sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de una unidad, en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, con varias filas de capacitores en serie por fase

Número de filas en serie	Número mínimo de unidades en cada fila	Corriente de fallo de un capacitor, en veces la normal	Sobrevoltaje ocasionado por la desconexión de un capacitor, en tanto por ciento
1	4	12.0	9
2	8	12.0	9
3	9	11.6	9.5
4	9	10.8	10
5	10	11.5	10
6	10	11.2	10
7	10	11.0	10
8	10	10.9	10
9	11	11.9	Menos que 10
10	11	11.8	Menos que 10
11	11	11.7	Menos que 10
12	11	11.6	Menos que 10
13	11	11.6	Menos que 10
14	11	11.5	Menos que 10
15	11	11.5	Menos que 10
16	11	11.5	Menos que 10

TABLA V. Corriente de fallo de un capacitor y sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de una unidad, en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, con varias filas de capacitores en serie por fase

Número de filas en serie	Número mínimo de unidades en cada fila	Corriente de fallo de un capacitor, en veces la normal	Sobrevoltaje ocasionado por la desconexión de un capacitor, en tanto por ciento
1	1	Corto a fase de tierra	Nulo
2	6	12	9
3	8	12	9
4	9	12	9
5	9	11.2	9.8
6	9	10.8	10.0
7	10	11.7	9.4
8	10	11.4	9.5
9	10	11.2	Menos que 10
10	10	11.1	Menos que 10
11	10	11.0	Menos que 10
12	10	10.9	Menos que 10
13	10	10.8	Menos que 10
14	11	11.8	Menos que 10
15	11	11.8	Menos que 10
16	11	11.7	Menos que 10

cuyo pequeño tamaño no permite el uso de protección individual. Se usa también como protección de cortocircuitos en bancos cuyos fusibles individuales no tienen capacidad suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en que se encuentran instalados, o bien, en bancos de gran tamaño y gran cantidad de alambrado que cuentan con muchas partes vivas que no quedan protegidas con los fusibles individuales.

Como fusibles de grupo se emplean los mismos tipos de fusibles que los usados en la protección individual. Además de las consideraciones expuestas anteriormente para la protección por medio de fusibles, en general, al planear la instalación de fusibles de grupo deben tenerse en cuenta las reglas siguientes:

- En cualquier caso, el fusible debe ser capaz de interrumpir la corriente de fallo que vaya a soportar, en un tiempo inferior a 300 segundos.
- Cuando la corriente de fallo de un capacitor excede a 3,000 amperes, los fusibles de grupo deben ser complementados con fusibles individuales.

E. Protección con relevadores

Los beneficios de la protección con fusibles individuales pueden quedar limitados, en bancos de capacitores para los que se prevean operaciones de mantenimiento muy esporádicas, por el peligro que supone un sobrevoltaje excesivo originado por el fallo y desconexión de un cierto número de capacitores en dichos bancos.

Para evitar este peligro y como sistemas de sobreprotección, se usan los llamados sistemas de protección por desbalanceo. Estos consisten esencialmente en un desconectador (o juego de desconectadores monofásicos) capaz de operar el banco de capacitores con carga, un transformador, o juego de transformadores de corriente o de potencial y un relevador, o juego de relevadores de corriente o de voltaje, que al captar una señal de desbalanceo predeterminada, envían una señal de apertura al desconectador, sacando fuera de operación el banco de capacitores en el momento en que llegan a alcanzarse unas condiciones de desbalanceo críticas.

Los esquemas más importantes de protección por desbalanceo pueden resumirse en los grupos siguientes:

- Transformador de corriente o de potencial, conectado entre los neutros de un banco alambrado en estrella con neutro flotante, que ha sido dividido en dos secciones generalmente iguales entre sí. Dicho transformador alimenta a un relevador de corriente o de voltaje, que capta la señal de desbalanceo entre ambas secciones del banco.
- Juego de transformadores de potencial, con los primarios conectados entre fases y neutro de un banco alambrado en estrella con neutro flotante y los secundarios conectados en delta abierta, alimentando un relevador de voltaje que detecta el desplazamiento del neutro.

- c) Transformador de potencial conectado entre tierra y el neutro de un banco alambrado en estrella con neutro flotante, instalado en un sistema con neutro a tierra. El transformador alimenta a un relevador de voltaje que detecta el desplazamiento del neutro.
- d) Juego de transformadores de potencial y relevadores de voltaje, conectados en cada fila de capacitores de un banco alambrado en estrella con neutro a tierra o en delta, cuyas fases están formadas por varias filas de capacitores conectadas en serie (conexión serie-paralelo).

La figura 34 representa un banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante, protegido por desbalanceo por medio de un relevador de corriente. Se supone que el banco original consta de M capacitores por fase, conectados en paralelo entre sí y que éste ha sido dividido en dos estrellas de $M/2$ capacitores por fase, cuyos neutros respectivos, O y O' , se unen entre sí por medio de un cable de impedancia despreciable. Se supone también que en la fase $1'$ han fallado N unidades, que han salido de operación al actuar sus fusibles individuales. Esto origina un desplazamiento eléctrico del neutro común $O-O'$ y, según la expresión [29], un sobrevoltaje en los capacitores restantes en las fases 1 y $1'$. Se trata de proteger estos capacitores de dicho sobrevoltaje, por medio del relevador de corriente A .

El desbalanceo entre ambas estrellas en que se ha dividido el banco produce el flujo de una corriente \vec{I}_0 entre los neutros O y O' que, como vamos a ver, es posible relacionar con el sobrevoltaje S (en tanto por uno) a que quedan sometidos los capacitores de las fases 1 y $1'$. Conociendo la relación entre \vec{I}_0 y S , es posible calibrar el relevador de corriente A , de forma que origine una señal de apertura en el momento en que el sobrevoltaje alcance valores críticos.

La figura 35 representa el diagrama de corrientes que fluyen por el banco de capacitores, una vez que se ha producido el fallo y la desconexión de las N unidades en la fase $1'$. La corriente \vec{I}_1 se divide entre las dos fases 1 y $1'$, proporcionalmente a sus admitancias. \vec{I}_a representa la corriente que toma la fase 1 e \vec{I}_b representa la corriente que toma la fase $1'$. Por simetría, la corriente total que toman las fases 2 y 3 , debe ser idéntica a la corriente total que toman las fases $2'$ y $3'$.

La suma de estas corrientes debe ser, a su vez, igual y de sentido contrario a la corriente total \vec{I}_1 que toman las fases 1 y $1'$, tal como se representa en la figura. Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff a cualquiera de los nudos O u O' , se obtiene:

$$\vec{I}_0 = \frac{\vec{I}_a - \vec{I}_b}{2}$$

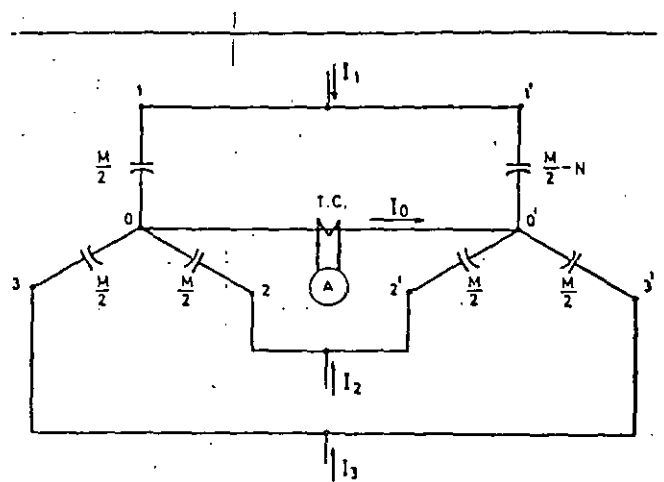


FIG. 34. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de corriente

Por otra parte

$$\vec{I}_a = \vec{I}_1 \frac{\frac{M}{2}}{M - N}$$

$$\vec{I}_b = \vec{I}_1 \frac{\frac{M}{2} - N}{M - N}$$

de donde se deduce

$$\vec{I}_0 = \vec{I}_1 \frac{N}{2(M - N)}$$

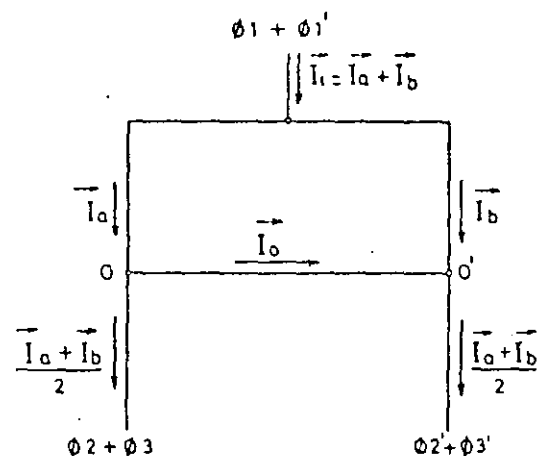


FIG. 35. Diagrama del flujo de corrientes en el banco desbalanceado de la figura 34

Llamando \bar{I}_N a la corriente nominal de cada fase del banco de capacitores, antes de que fallara ninguna unidad, es fácil relacionar el módulo de \bar{I}_N con el módulo de \bar{I}_1 , por medio de la expresión [29]:

$$|I_1| = 3 |I_N| \frac{M - N}{3M - N}$$

Resultando finalmente:

$$|I_0| = \frac{3}{2} S \cdot |I_N| \quad [30]$$

De la expresión [30] se deduce que si se toma como $S = 0.10$ el sobrevoltaje crítico para los capacitores, el relevador A debe originar la señal de apertura cuando detecte una corriente $|I_0| = 0.15 |I_N|$, corregida según la relación de transformación del transformador de corriente T.C.

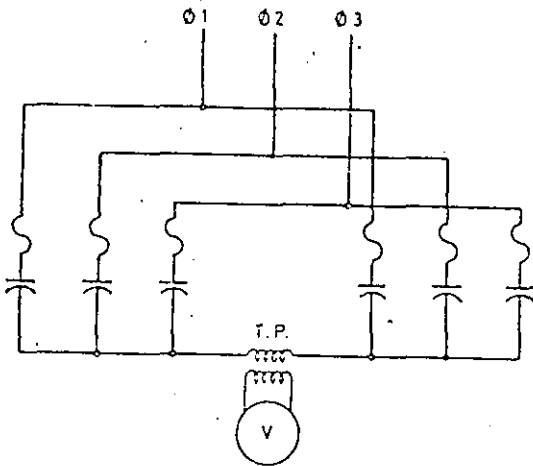


FIG. 36. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de voltaje

La figura 36 representa, de una forma esquemática, un banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje.

La figura 37 representa, también de una forma esquemática, un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje.

En ambos casos es fácil calcular los voltajes de desbalanceo ocasionados por el fallo de unidades en cualquiera de las fases, valiéndose de las expresiones [28] o [29].

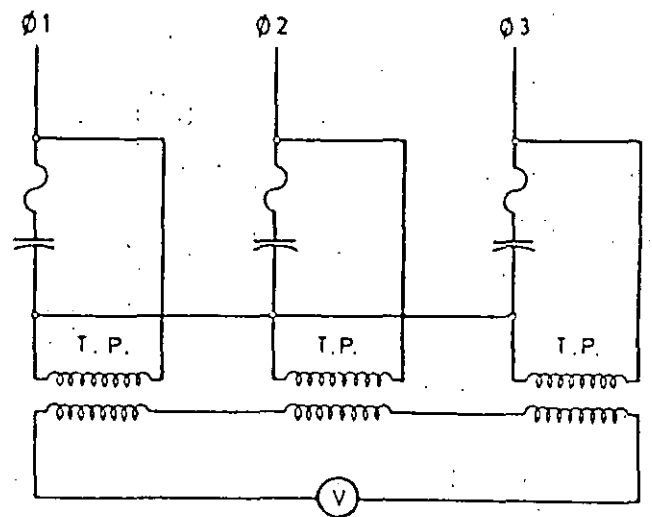


FIG. 37. Banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje

F. Protección con interruptores

La protección de un banco de capacitores puede planearse también por medio de un interruptor (con capacidad para operar con cargas capacitivas puras, cuando se trate de instalaciones de alta tensión) que sea capaz de interrumpir cualquier cortocircuito entre fases, o entre fase y tierra, originado en el banco de capacitores, así como la corriente de fallo de un capacitor.

En los bancos alambrados en estrella con neutro flotante (caso normal en alta tensión), la corriente de fallo de un capacitor suele ser mucho más pequeña que las corrientes de cortocircuito de la instalación. En estos casos, deben tomarse las precauciones debidas al calibrar los relevadores de sobrecorriente del interruptor, de forma que éste sea capaz de interrumpir tanto unas corrientes como otras, en un tiempo lo suficientemente corto para que no exista peligro de ruptura del tanque del capacitor fallado. Los transformadores de corriente del interruptor deben contar con precisión de medida.

En las instalaciones de alta tensión, el interruptor debe ser usado especialmente para la conexión y desconexión del banco de capacitores. Un interruptor general no puede evitar el peligro de ruptura violenta del tanque de un capacitor fallado, debido a que la corriente de fallo no suele exceder en una proporción adecuada a la corriente total con que opera el interruptor en condiciones normales.

G. Pararrayos

Cuando se conectan los capacitores a líneas aéreas, es práctica común el instalar pararrayos autovalvulares

como medio de protección contra descargas atmosféricas o sobrevoltajes transitorios producidos por operaciones de conexión y desconexión. Este último factor toma especial importancia en voltajes de línea del orden de 100 KV o superiores.

Es bien sabido que los capacitores representan una buena vía de paso para las altas frecuencias y los impulsos eléctricos, especialmente en las conexiones en estrella con neutro a tierra. Sin embargo, siempre es posible la incidencia de rayos cuya energía llegue a ser suficiente para cargar los capacitores a un potencial excesivo y producir el fallo de algunas unidades.

La tabla VI muestra el tamaño mínimo de bancos de capacitores conectados en estrella con neutro a tierra, que la práctica ha demostrado que resultan autoprottegidos, incluso para descargas eléctricas del orden de un culombio.

TABLA VI. Tamaño mínimo del banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, autoprottegido para descargas eléctricas*

KV de línea BIL del sistema	Tamaño mínimo del banco
4.16 KV/ 75 KV	150 KVAR
12.47 KV/ 95 KV	900
20.8 KV/ 95 KV	2 250
24.9 KV/125 KV	2 200
34.5 KV/125 KV	4 500
46 KV/250 KV	4 200
69 KV/250 KV	9 000
115 KV/450 KV	13 500

* Descargas de un culombio o menores.

La conexión de los pararrayos autovalvulares se efectúa en estrella con neutro a tierra. La elección de su voltaje nominal depende del tipo de línea en donde van a ser instalados. A este respecto, NEMA clasifica las líneas de distribución en los tipos siguientes:

Tipo A. Sistemas de 4 hilos, con el neutro conectado a tierra a todo lo largo de la línea. Sistemas cuyas relaciones de reactancia y resistencia son menores que en las líneas tipo B.

Tipo B. Sistemas con el neutro conectado a tierra, en los que la relación $\frac{X_o}{X_I}$ es positiva y menor que 3, y

la relación $\frac{R_o}{X_I}$ es también positiva y menor que 1, en cualquier punto del sistema.

Tipo C. Sistemas con el neutro conectado a tierra, pero que no cumplen con los requisitos de los sistemas del tipo B. Ambas relaciones de resistencia y reactancia son positivas, pero alguna de ellas, o ambas, presentan valores mayores que los límites máximos especificados para los sistemas del tipo B.

Tipo D. Son sistemas con el neutro aislado, cuya reactancia de secuencia cero es capacitiva y la relación de reactancias $\frac{X_o}{X_I}$ es negativa. La relación $\frac{X_o}{X_I}$ se mantiene entre -40 y $-\infty$.

En la tabla VII se da una orientación sobre la selección del voltaje nominal de los pararrayos, en función del voltaje entre fase y fase de la línea en que se van a instalar y del tipo de línea, según la definición NEMA, en que ésta puede quedar clasificada.

TABLA VII. Selección del voltaje nominal de los pararrayos autovalvulares

Voltaje nominal del pararrayos	Voltaje máximo de la línea, entre fases			
	KV	Tipo A	Tipo B	Tipos C y D
3	4 500	3 750	3 000	3 000
6	9 000	7 500	6 000	6 000
9-10	14 500	12 500	10 000	10 000
12	17 100	15 000	12 000	12 000
15	21 400	18 000	15 000	15 000
18	25 000	22 500	18 000	18 000
21	27 500	25 000	21 000	21 000

Los capacitores deben quedar protegidos con pararrayos autovalvulares siempre que se instalen conectados en estrella con neutro flotante, o bien, conectados en delta. Así mismo, es buena práctica el proteger con pararrayos aquellos bancos de capacitores conectados en estrella con neutro a tierra, cuyo tamaño sea inferior al indicado en la tabla VI.

La clase de aislamiento y el nivel básico de impulso de los capacitores protegidos por medio de pararrayos pueden ser inferiores a los niveles exigidos para los capacitores instalados en estrella con neutro a tierra considerados como autoprottegidos y por consiguiente, instalados sin pararrayos.

XI. Control.

A. Elementos básicos de un control automático.

En las compañías eléctricas existe una marcada tendencia a instalar cada día una mayor proporción de bancos de capacitores de potencia desconectables, con relación a bancos fijos y es probable que en el futuro, prácticamente todos los capacitores de potencia instalados sean desconectables. Los bancos desconectables, operados principalmente en forma automática, pueden permitir la máxima explotación de los beneficios propios del uso de capacitores, para cualquiera que sean las condiciones de carga.

La operación automática se efectúa por medio de controles sensibles a una cierta magnitud física, cuya fluctuación a lo largo del tiempo determina los momentos en que el banco de capacitores debe entrar o salir de operación. Estos controles son calibrados convenientemente, para que envíen una señal de cierre o de apertura al contactor o al desconectador del banco, en los momentos en que éste debe operar. Existe normalmente un retardo de tiempo, entre la detección de la señal de operación y la orden de operación en sí, con la doble finalidad de que el control no actúe indebidamente, excitado por algún fenómeno transitorio y de hacer posible la coordinación con algún otro sistema de protección o control. En resumen, los elementos básicos de un control automático son:

- a) Un elemento que detecta los cambios de la magnitud física, o variable de control, a la que el control es sensible.
- b) Un juego de contactos capaces de iniciar la operación de cierre o de apertura del desconectador, operados por el elemento sensible cuando la variable de control alcanza ciertos valores predeterminados.
- c) Un medio de ajustar los valores predeterminados de la variable de control para los que deben operar dichos contactos.
- d) Un retardo de tiempo, muchas veces ajustable, entre el momento en que la variable de control ha alcanzado un valor de operación y la orden final de operación.

Existe una gran variedad de controles automáticos sensibles a diferentes magnitudes físicas: Voltaje de la línea, corriente, potencia reactiva demandada por la carga . . . , etc. Para elegir el control más adecuado en

una aplicación particular, resulta conveniente tomar datos experimentales sobre cómo varían con el tiempo las distintas magnitudes físicas mencionadas, en el punto destinado a la instalación del banco de capacitores. De esta forma, puede verse cuál es la variable cuya fluctuación se ajuste más a la secuencia de tiempo de operación que debe seguir el banco de capacitores para cumplir con los fines perseguidos al instalarlo.

B. Controles de voltaje

Son los controles de uso más común en la operación automática de bancos de capacitores. El elemento sensible consiste en un voltímetro capaz de abrir y cerrar los contactos que inician la operación del desconectador del banco. Operan en base a 120 Volts., y pueden usarse en lugares donde el voltaje descienda al menos 4 Volts., en condiciones de plena carga. La conexión de los capacitores al sistema proporciona corrientes reactivas a la carga y hace subir el voltaje. La desconexión de los capacitores se efectúa en los periodos en que tiende a subir el voltaje por haber disminuido el volumen de la carga.

La subida de voltaje que origina la conexión de un banco de capacitores, o bien una sección de un banco de capacitores dividido en secciones desconectables, puede calcularse, en tanto por ciento, por medio de la expresión [8], o bien, por medio de la expresión equivalente:

$$\epsilon = \frac{100}{KVA_{cc}} Q \% \quad [31]$$

donde Q sigue siendo la potencia reactiva del banco de capacitores (o de la sección) conectado a la línea y KVA_{cc} es la potencia de cortocircuito trifásico del sistema, en el punto de instalación de los capacitores.

La diferencia entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo a que se calibra el control, para que origine las operaciones de desconexión y conexión, respectivamente, del banco de capacitores, se llama ancho de banda. El ancho de banda debe elegirse de forma que sea siempre mayor que la elevación de voltaje que produce cualquier sección del banco de capacitores al entrar en operación. De otra forma, se producirían operaciones repetitivas de conexión y desconexión, fuera de control. Este fenómeno se conoce como "bombeo" del control.

Los controles de voltaje no pueden usarse en las zonas de las líneas reguladas donde el voltaje se mantiene prácticamente constante. Como en estas zonas, el voltaje suele mantenerse más alto en los periodos de plena carga, incluso se tendería a que los capacitores salieran de operación cuando más se les necesita, si se instalaran con controles calibrados de una forma estándar.

C. Controles de corriente

Se usan principalmente en líneas reguladas, en las zonas donde los controles de voltaje no operarían satisfactoriamente.

El transformador de corriente que alimenta al elemento sensible de estos controles (un amperímetro) debe ser instalado entre los capacitores y la carga, de forma que en cualquier momento, el control reciba la señal de corriente total que está demandando la carga. De esta forma, los capacitores pueden entrar en operación en los periodos de máxima carga.

Si el control se instalara entre los capacitores y el generador, al entrar en operación el banco de capacitores disminuiría la corriente que detecta el control y volverían a salir de operación los capacitores, produciéndose un "bombeo" del control.

D. Controles de voltaje compensado con corriente

Estos controles cuentan con un elemento sensible a voltaje, compensado con otro elemento sensible a corriente. Cuando la corriente de las líneas se mantiene inferior a un cierto valor predeterminado, el control actúa como un control de voltaje simple. Sin embargo, cuando la corriente de las líneas sobrepasa dicho valor, actúa un relevador que cambia la calibración del elemento sensible a voltaje y hace entrar en operación a los capacitores. Estos se mantienen conectados mientras la corriente siga excediendo al valor predeterminado, a no ser que el voltaje de las líneas suba a un valor suficiente como para volver a cambiar la calibración del elemento sensible a voltaje, restableciendo las condiciones iniciales.

Una ventaja importante de estos controles, con respecto a los controles de corriente simples, es que si en condiciones de baja carga se presenta un descenso de voltaje, debido a alguna perturbación en las líneas, los capacitores pueden entrar en operación, tendiendo a subir el voltaje. De esta forma, se usan siempre los capacitores cuando más se les necesita.

E. Controles de Kilovares

Sirven para limitar a un valor tan pequeño como sea conveniente el suministro de potencia reactiva de los

generadores, reduciendo al máximo las pérdidas eléctricas y las caídas de voltaje en las líneas, o relevando la máxima capacidad de generación y transmisión del sistema posible. El elemento sensible de estos controles es un medidor de potencia reactiva, que puede originar la conexión de los capacitores cuando la potencia reactiva proporcionada por los generadores a las líneas sube de un cierto límite prefijado.

El uso de estos controles es bastante limitado, debido a su costo relativamente alto.

F. Controles de tiempo

Se utilizan en líneas cuyas necesidades de potencia reactiva se presentan como una función bien establecida de las horas del día.

Aunque son controles muy baratos, presentan ciertas desventajas que propician el que su uso vaya decreciendo. En primer lugar, si la carga de la línea se reduce, debido a alguna circunstancia imprevista, puede ser necesario sacar de operación los capacitores manualmente para impedir subidas de voltaje excesivas. Además, en caso de producirse algún apagón prolongado, debe volverse a calibrar la secuencia de operación de los relojes de todos los controles instalados.

G. Controles de temperatura

Aunque de uso muy limitado, pueden resultar útiles en zonas donde exista una relación clara entre las necesidades de reactivos y la temperatura ambiente. Esto puede ser el caso de zonas en que la parte fundamental de la carga corresponde a equipos de aire acondicionado.

H. Controles de pasos múltiples

Se usan para el control de bancos de capacitores divididos en secciones desconectables, tanto en alta como en baja tensión. En alta tensión, se trata normalmente de grandes bancos de capacitores cuya potencia reactiva debe ser dividida en varios pasos, a fin de que el suministro de potencia reactiva por medio de capacitores no sobrepase en ningún momento a las necesidades de la carga, sin que por otra parte, tampoco quede excesivamente bajo. En baja tensión, suele tratarse de bancos de capacitores destinados a mantener el factor de potencia de una instalación industrial próximo a la unidad.

El elemento sensible de estos controles suele ser un voltímetro, un amperímetro, o un medidor de potencia reactiva. Cada control puede accionar un cierto número de secciones, operadas por contactores o desconectores individuales. En la práctica, el número de secciones no puede sobrepasar un cierto valor (8 ó 10), a fin de evitar que se presenten "bombeos" del control.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E M A 7

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

ING. ANDRES D. CHÁVEZ SAÑUDO

JUNIO, 1995

CONTENIDO

2.0 INTRODUCCION	1
2.1 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION	2
2.2 OBJETIVO DE UN SISTEMA DE PROTECCION	3
2.3 CONCEPTOS BASICOS DE UN SISTEMA DE SOBRECORRIENTE	4
2.4 EQUIPO DE PROTECCION	6
2.4.1 FUSIBLES	6
2.4.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA	17
2.4.3 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS	21
2.4.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE	23
2.5 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA	27
2.5.1 CONDICIONES DE OPERACION	27
2.5.2 REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION	29
2.5.3 NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS	32
2.6 ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES	38
2.7 EJEMPLO DE APLICACION DE PROTECCIONES Y COORDINACION	39
2.8 FALLAS DE ARQUEO	58

PROTECCION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

2.0 INTRODUCCION

El termino "Industrial". como se usa en este capítulo, se refiere a las plantas, edificios y complejos donde se efectuan procesos de manufactura. El uso especifico del área determina la categoría del diseño eléctrico. Mientras que las plantas industriales están primordialmente orientadas a las máquinas y a la producción, los edificios comerciales, residenciales, e institucionales están orientados hacia la gente y el público. El objetivo fundamental de una planta industrial es proporcionar condiciones ambientales, seguras eficientes energéticamente y atractivas para la manufactura, investigación, desarrollo y manejo de productos industriales. El diseño eléctrico debe satisfacer este criterio para lograr el objetivo.

Los equipos de protección deben aislar del sistema eléctrico suministrador del daño causado por sobrecorrientes que puedan provocar perdida del equipo, falla del sistema, y daños al personal. Este capítulo presenta los principios para la adecuada protección del sistema eléctrico y sus equipos, introduce los diversos dispositivos de protección de reciente utilización y sugiere técnicas para la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

La fig. 1 ilustra el principio básico de la protección primaria en la cual alrededor de cada elemento del sistema se establece un área de protección de tal forma que cada una puede ser aislada mediante un dispositivo de interrupción. Cualquier falla del equipo que ocurra dentro del área ocasionará la apertura de todos los interruptores que suministren energía a dicha área.

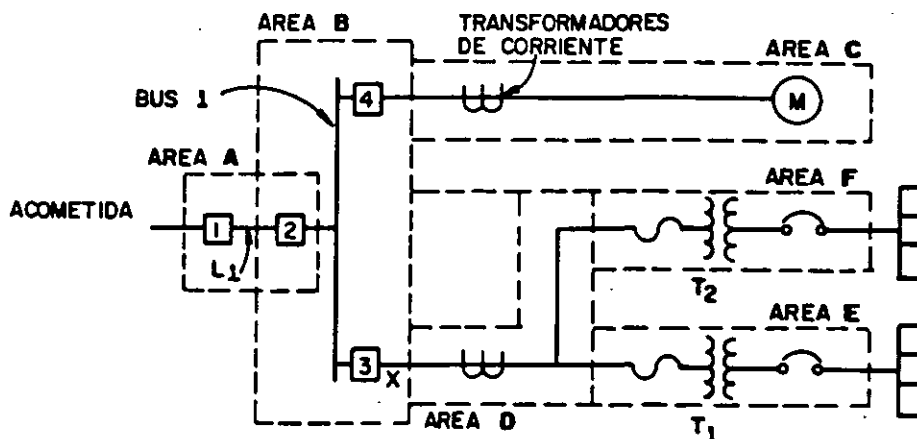


FIG. 1.- DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRANDO ZONAS DE PROTECCION

2.1 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION

Debido a la diversidad de las causas de falla que afectan a un sistema eléctrico. La protección contra sobrecorrientes se considera un arte.

Cualquier esquema de protección debe tener las siguientes características:

- * **SENSIBILIDAD**
- * **SELECTIVIDAD**
- * **VELOCIDAD**
- * **CONFIABILIDAD**
- * **COSTO**

SENSIBILIDAD.

El equipo de protección debe ser capaz de detectar las fallas, dependiendo de la ubicación en el sistema, y operar con señales relativamente pequeñas.

SELECTIVIDAD.

Se obtienen cuando los dispositivos de protección están coordinados adecuadamente, con el objeto de que opere el dispositivo de protección mas cercano a la falla, quedando el inmediato anterior como respaldo, sin interrumpir la alimentación en las areas restantes del sistema.

VELOCIDAD.

Es fundamental la velocidad con que se despejen las sobrecorrientes para disminuir al máximo los daños en la zona de falla, esta depende de la magnitud de la sobrecorriente y de la coordinación con otros dispositivos.

CONFIABILIDAD.

Esta se logra cuando los dispositivos de protección no actúen en falso, es decir que no abran el circuito por corrientes de energización, condiciones transitorias o de estado estable no peligrosas para el sistema.

COSTO.

Este factor es de suma importancia ya que influye en el grado de protección de un sistema, la economía se logra con una buena selección de los dispositivos de protección.

2.2 OBJETIVO DE UN SISTEMA DE PROTECCION

Las funciones básicas de un sistema de protección y de su coordinación son:

- * AISLAR LAS FALLAS DEL RESTO DEL CIRCUITO
- * REDUCIR EL NUMERO DE FALLAS PERMANENTES
- * LIMITAR EL CRECIMIENTO Y LA DURACION DE LAS MISMAS
- * PREVENIR DAÑOS A LOS EQUIPOS
- * REDUCIR AL MAXIMO LAS SITUACIONES PELIGROSAS PARA EL PERSONAL
- * INCREMENTAR LA CONTINUIDAD EN EL SISTEMA, LIMITANDO EL CRECIMIENTO Y LA DURACION DE LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO CUANDO SE PRESENTE ALGUNA ANORMALIDAD EN EL SISTEMA.

Las anomalías pueden deberse a:

- * FALLAS EN EL EQUIPO
- * ERROR HUMANO
- * EMERGENCIAS DE ORIGEN HUMANO O NATURAL

Estas anomalías son impredecibles, por lo tanto el sistema eléctrico debe diseñarse y mantenerse para protegerse a sí mismo automáticamente.

Aunque el grado de protección de un sistema es influenciado por consideraciones económicas, todo sistema debe satisfacer ciertos requerimientos mínimos de seguridad y confiabilidad.

Diseñar un sistema contra todo tipo de fallas resulta impráctico o antieconómico, sin embargo se deben cuidar aspectos como: la selección de buenos aislamientos y distancias. Se deben considerar ciertas fallas, ya que aun el mejor sistema se deteriora con los años y la probabilidad de fallas aumenta con el tiempo.

Ningún sistema de protección es infalible.

2.3 CONCEPTOS BASICOS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

La protección de sobrecorriente comprende:

- * **PROTECCION DE SOBRECORRIENTES DEBIDAS A SOBRECARGAS**
- * **PROTECCION DE SOBRECORRIENTES DEBIDAS A CORTO CIRCUITO**

SOBRECARGAS.

Son básicamente variaciones de la carga aplicada a los motores, se detectan en la corriente demandada por los mismos y varían entre el valor de corriente de plena carga y el valor de corriente a rotor bloqueado.

CORTO CIRCUITO.

Los cortos circuitos son principalmente fallas de aislamiento, excesiva humedad, daño mecánico a conductores o a equipo eléctrico, usualmente son del orden de diez veces la corriente nominal o mayores.

Para seleccionar adecuadamente el equipo de protección, es necesario conocer las características del sistema a proteger como son:

- * **TENSION DEL SISTEMA**
- * **CORRIENTE NOMINAL DE LA CARGA**
- * **TIPO DE CONEXION DEL SISTEMA**
- * **CORRIENTE MINIMA DE OPERACION EN EL PUNTO DE UBICACION DEL EQUIPO DE PROTECCION**
- * **NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN LOS PUNTOS A PROTEGER**
- * **CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION**
- * **CURVAS CARACTERISTICAS DE OPERACION TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION**
- * **MARGENES DE CRECIMIENTO A FUTURO DE LA INSTALACION EN ESTUDIO**
- * **COSTO**

Una vez conocidas las características del sistema que se va a proteger, la secuencia a seguir para el sistema de protección es:

- * SELECCIONAR LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA ELEMENTO DEL SISTEMA: INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION Y BAJA TENSION.
- * APLICAR EL EQUIPO DE PROTECCION CORRESPONDIENTE.
- * HACER LOS AJUSTES NECESARIOS EN LOS EQUIPOS Y EL ESTUDIO DE COORDINACION CORRESPONDIENTE.

Al ocurrir una falla, la corriente de corto circuito circulará por una serie de elementos, que estarán sujetos a esfuerzos térmicos, mecánicos y magnéticos.

Es importante recordar que la severidad de una falla, radica en la magnitud y el tiempo de interrupción de la misma.

Todos los elementos de un sistema tienen límites de corriente, la protección no debe permitir que la sobrecarga rebase estos límites.

Se analizarán los límites de los siguientes elementos:

- * TRANSFORMADORES
- * CONDUCTORES
- * MOTORES
- * TABLEROS Y BARRAS COLECTORAS

Dispositivos de detección de fallas que se tratarán son:

- * FUSIBLES EN M.T. Y B.T.
- * RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEOS Y CON RETARDO DE TIEMPO 50/51 (ACTUAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)
- * RELEVADORES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS O DE CAJA MOLDEADA
- * INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS
- * RELEVADORES TERMICOS DE SOBRECARGA

2.4 EQUIPO DE PROTECCION

2.4.1 FUSIBLES

El fusible es un dispositivo de protección o seguridad, de operación térmica diseñado para interrumpir un circuito eléctrico, cuando por él circula una sobrecorriente que puede dañar a los equipos conectados al mismo.

Parametros de los fusibles:

*** CORRIENTE MINIMA DE FUSION.**

Es la corriente mínima que provoca la operación del elemento sensible a la corriente en un tiempo especificado y bajo condiciones establecidas. Siempre es mayor que la corriente nominal. Ver fig. 2

*** TIEMPO DE FUSION O PREARQUEO.**

Es el tiempo desde el instante en que el fusible detecta la sobrecorriente, hasta el momento en que ocurre la fusión y la separación del elemento sensible a la corriente.

*** TIEMPO DE ARQUEO.**

Es el tiempo inmediatamente después de haber terminado la fusión hasta la extinción total del arco.

*** TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL.**

Es la suma de los tiempos de fusión y de arqueo.

*** CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.**

Es la corriente de corto circuito que fluiría en un circuito eléctrico, si no fuera limitada por la apertura de un fusible limitador.

*** CORRIENTE INSTANTANEA DE PASO LIBRE O CORRIENTE PICO DE FUGA.**

Es la corriente máxima que circula por un fusible, durante el tiempo total de interrupción.

*** CARACTERISTICA $I^2 t$.**

Es la energía resultante del flujo de corriente a través del fusible y se aplica normalmente para el tiempo de fusión, el de arqueo o el de interrupción total, es la energía requerida por el fusible para operar.

*** CAPACIDAD INTERRUPTIVA.**

Es la máxima corriente simétrica R.C.M. o la más alta corriente directa que un fusible puede interrumpir sin destruirse.

*** CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE.**

Son las curvas que muestran la relación entre la corriente alterna simétrica R.C.M. o la corriente directa y el tiempo de operación de los fusibles, generalmente dentro del intervalo de 0.01 a 1,000 segundos. También se les conoce como características de tiempo inverso.

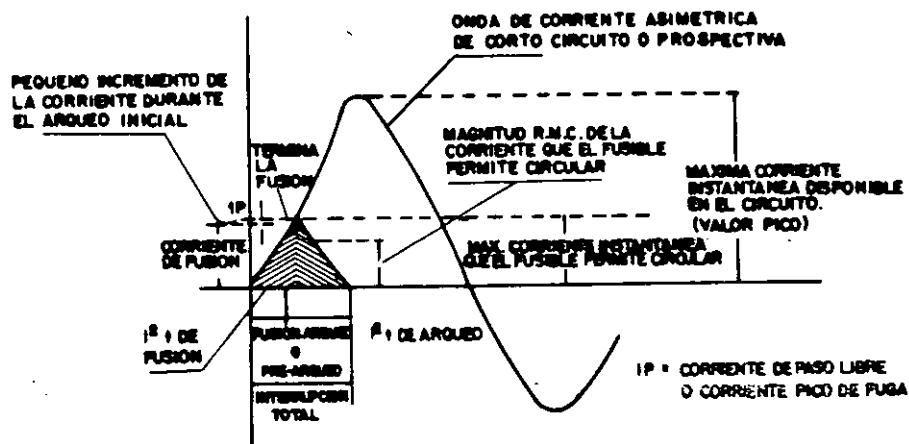
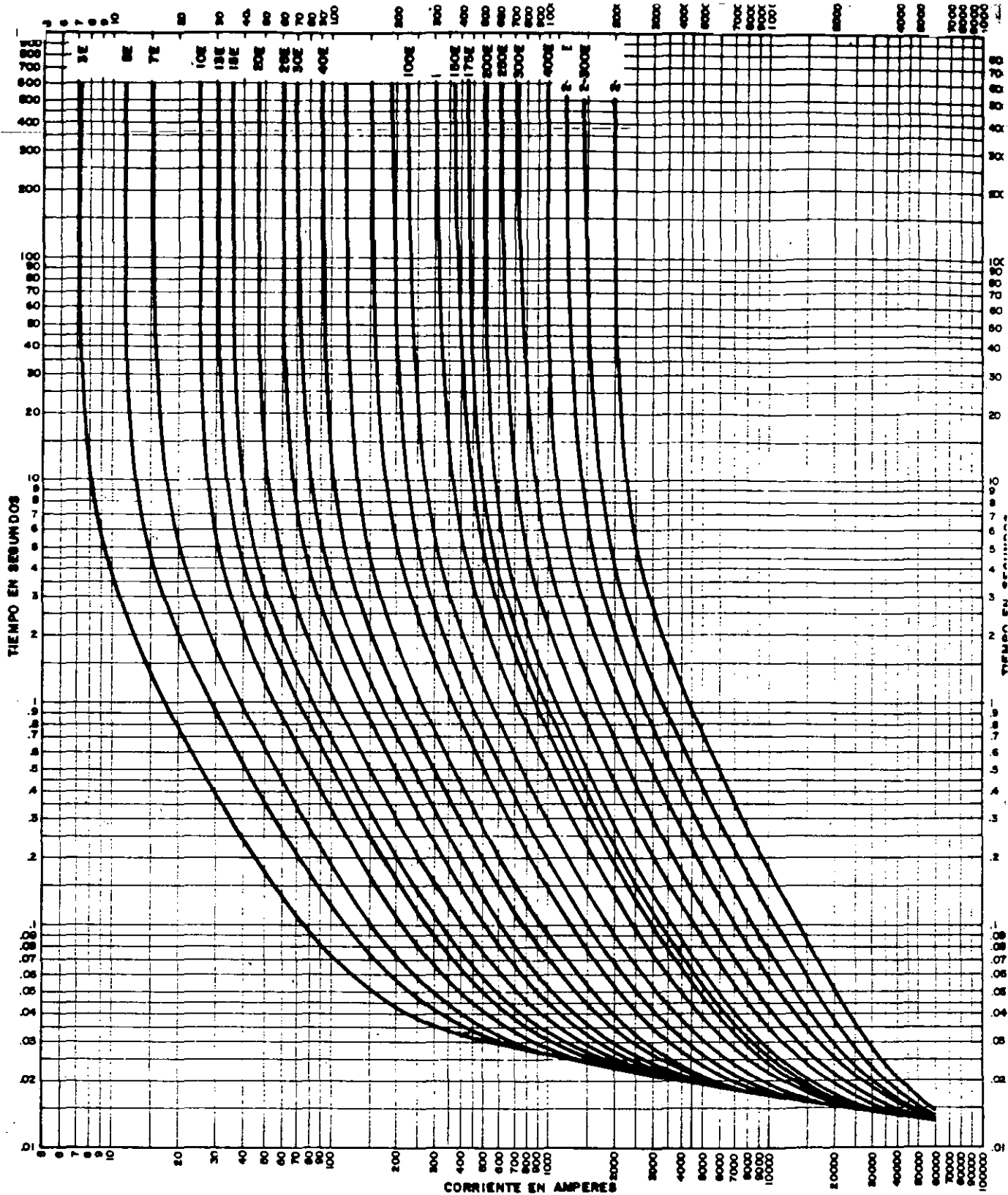


FIG. 2.- REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE.



**CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE
DE LIBRAMIENTO TOTAL
FUSIBLE SM - VELOCIDAD ESTANDAR**

8

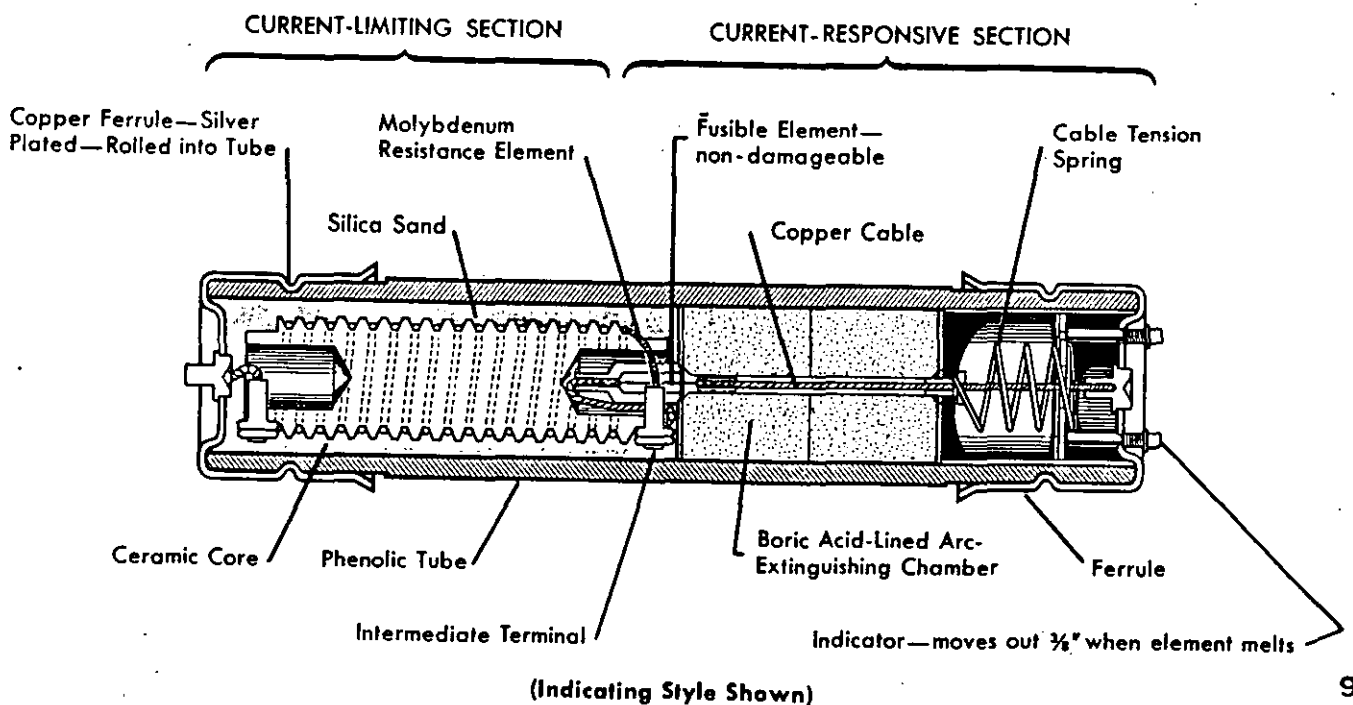
FUSIBLES EN MEDIANA TENSION.

Existen dos tipos principales: fusibles de potencia limitadores de corriente y fusibles tipo expulsión.

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

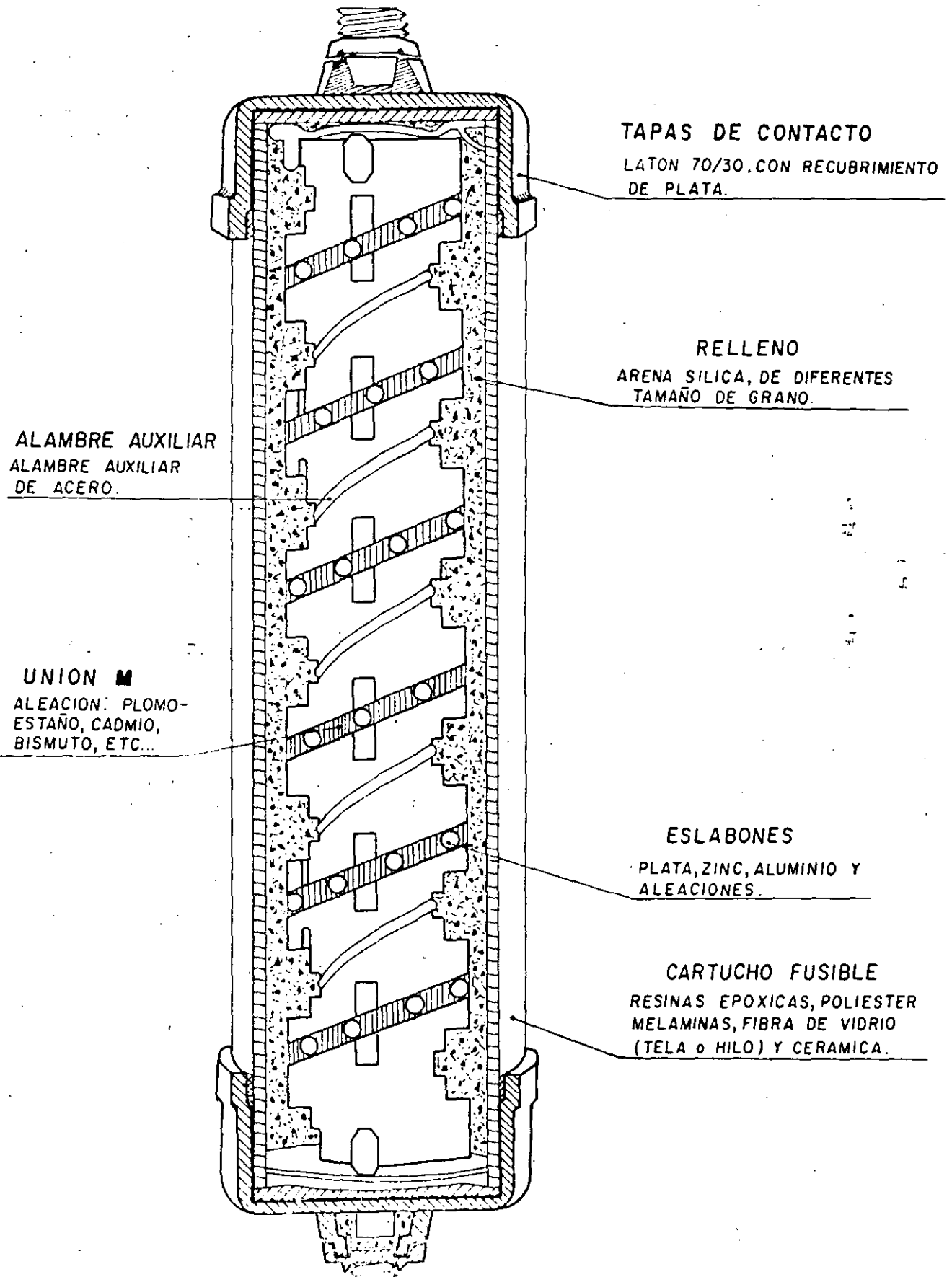
Se designa así al fusible que interrumpe una sobrecorriente, limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalará, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla. El valor pico depende de la relación X/R del circuito y a medida que se reduce dicha relación la energía específica $I^2 t$, que debe contemplar el fusible también se reduce. Ver fig. 2.

El fusible limitador de corriente esta integrado por uno o más elementos de cintas metálicas perforadas o con determinada configuración dentro de un tubo aislante, resistente a grandes presiones originadas por la energía térmica generada durante el arqueo. Las cintas metálicas (comúnmente de plata) o elementos sensibles a la corriente están rodeados íntimamente por arena silica (SiO_2) o de cuarzo con la finalidad de extinguir el arco eléctrico producido por alguna falla y soportar la alta presión durante su operación. (Ver fig. 3).



FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE

(PARTES CONSTITUTIVAS)



Durante la operación por corto circuito, con valores de corriente comprendidos entre su rango limitador de corriente, el fusible operará simultáneamente en todas las zonas que se diseñen para esta finalidad (perforaciones o secciones transversales reducidas) generando tensiones de arco, en cada una de estas secciones reducidas, de aproximadamente 50 volts. (plata) que al reaccionar con la arena silica que lo rodea se forman fulguritas, dando lugar a la inserción de una alta resistencia en un tiempo muy pequeño, originando así la aparición de una tensión de arco casi instantánea a través del fusible de magnitud apreciablemente mayor a la tensión normal del sistema. Y puesto que la magnitud de resistencia ohmica del fusible, durante el arqueo y posterior a este, es muy grande, origina en el circuito eléctrico un factor de potencia cercano a la unidad (durante el tiempo que toma el fusible para interrumpir la falla) y motiva a la corriente a alcanzar a la tensión; lográndose la extinción total muy cerca del cero de tensión.

La buena operación de un fusible limitador de corriente dependerá de la tensión de arco generada y sostenida a través de los múltiples arcos que se originen durante la operación del mismo.

Básicamente existen tres tipos de fusibles limitadores de corriente en función del tipo de diseño.

*** FUSIBLES DE RESPALDO (BACK-UP).**

Es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo hasta su corriente mínima de ruptura (Diseñado para tiempo corto).

*** FUSIBLE DE PROPOSITOS GENERALES (GENERAL PURPOSE).**

Es el que puede interrumpir cualquier corriente desde su máxima nominal, hasta una corriente que funda el elemento en una hora (3600 Seg.)

*** FUSIBLE DE RANGO PLENO O RANGO COMPLETO.**

Puede interrumpir cualquier corriente desde su máximo nominal hasta cualquier corriente que funda el fusible en un tiempo mayor a una hora.

Los fusibles limitadores de corriente se emplean en la protección de transformadores de potencial y de cargas pequeñas (hasta de 3,000 KVA.), en circuitos de alta capacidad de corto circuito.

Un aspecto importante en el uso de fusibles es prevenir la operación monofasica del desconectador, esto puede crear problemas muy serios de desbalanceo en equipos, ocasionando fenómenos de sobretensiones por ferroresonancia.

La corriente de pico de fuga de los fusibles limitadores de corriente, no debe sobrepasar el valor de la corriente momentánea que puede soportar los interruptores y tableros que se encuentran después de los fusibles. Con esta precaución, los tableros e interruptores pueden operar en sistemas con un corto circuito mas elevado que su capacidad.

FUSIBLES TIPO EXPULSION.

Esta formado por un pequeño eslabón fusible, generalmente, de sección transversal constante (a excepción de los fusibles de doble elemento o en ocasiones de los llamados fusibles fraccionarios de muy baja corriente nominal), y de longitud muy corta. El material de este elemento puede ser de plata, cobre, plomo, estaño o aleaciones de plata, cobre, níquel-cromo, plomo-estaño, el cual al fundirse por elevación de temperatura como consecuencia de una sobrecorriente, origina un arqueo, generando gases des-ionizantes, fibras del material vecino (acido bórico, melamina, resinas fenólicas, vulcanizadas, resinas termo plásticas, tetracloruro de carbono, hexafloruro de azufre y otras), provocando gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal del arco se reduce a un mínimo, quedando interrumpido el flujo de corriente, expulsando los gases hacia el exterior del fusible.

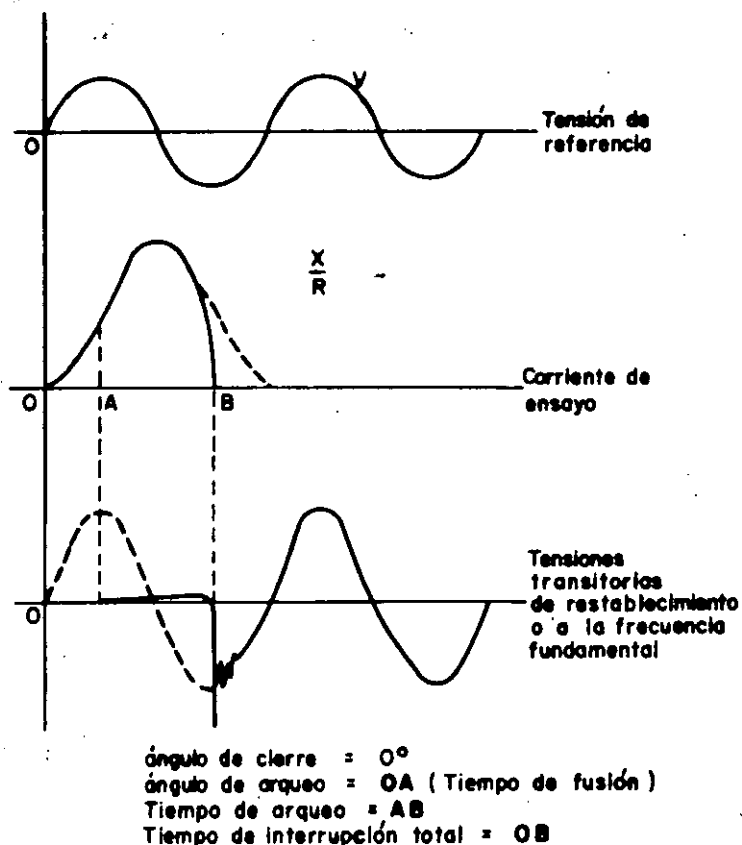


FIG. 6.- INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION.

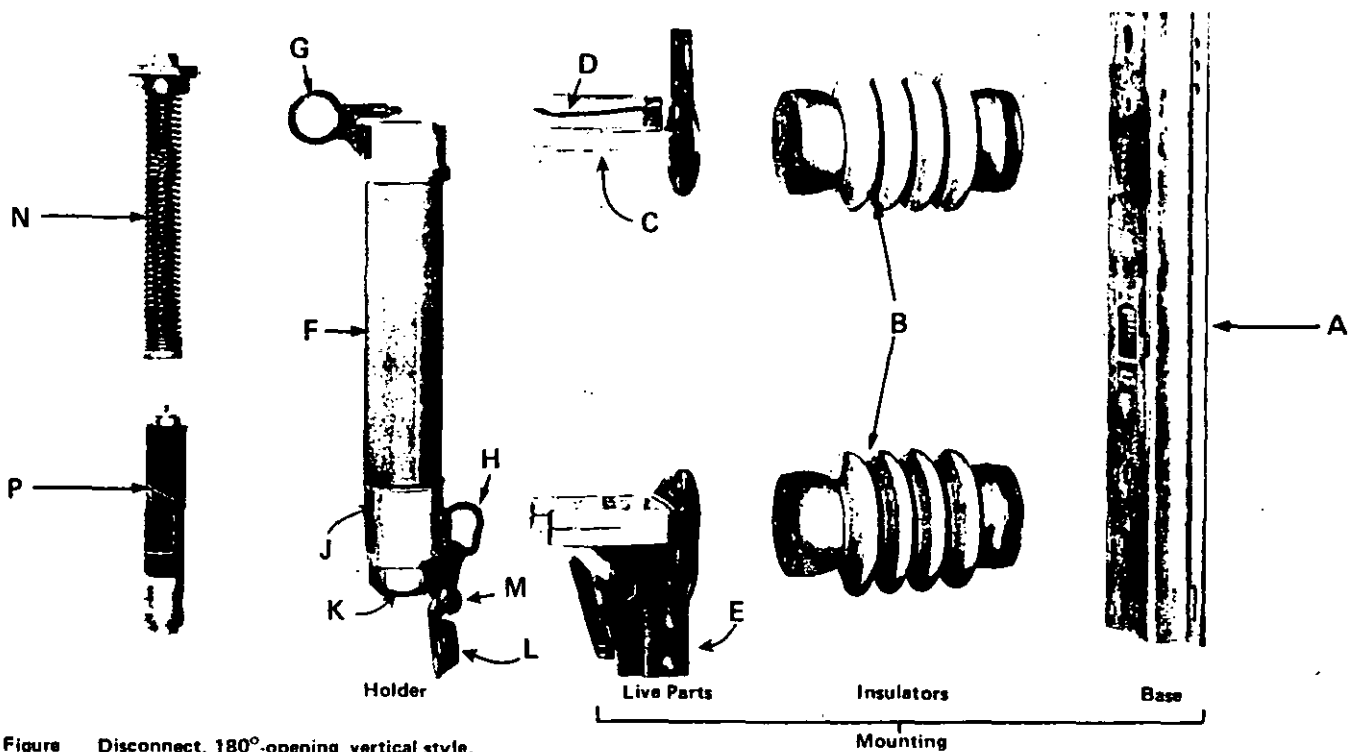


Figure Disconnect, 180°-opening, vertical style.

- A Galvanized formed steel channel, 3/16-inch thick.
- B Standard station post type or standard pin type insulators, wet-process porcelain, gray glaze.
- C Heavily silver-clad copper contacts — backed up by 1/4-inch galvanized steel yoke and stainless-steel loading springs.
- D Fuse-holder latch — spring bronze with galvanized steel stop.
- E Bronze hinge. Guide surfaces on inner faces prevent tipping of the holder as it is opened or closed.
- F Porcelain jacket over glass-epoxy sleeve. (Porcelain is corrugated on 34.5-kv rating only.)
- G Bronze pull-ring — pivots to pry up latch.
- H Bronze lifting eye.
- J Silver-surfaced ferrules.
- K Clamping nut and collet — ensure low-resistance contact between holder and refill unit.
- L Gravity-operated rain shield — minimizes entry of water or dirt when the holder is left hanging open (for short periods of time only).
- M Trunnions — with cams to prevent holder from tipping in the hinge as fuse is opened or closed.
- N Spring-and-cable assembly — included with each holder. Stainless-steel spring provides high-speed elongation of arc when fuse operates. Copper cable carries load (and fault) current.
- P Refill unit — expendable. See construction details on page 10.

Fig. 7 --
Fusible de potencia.

CONSTRUCTION

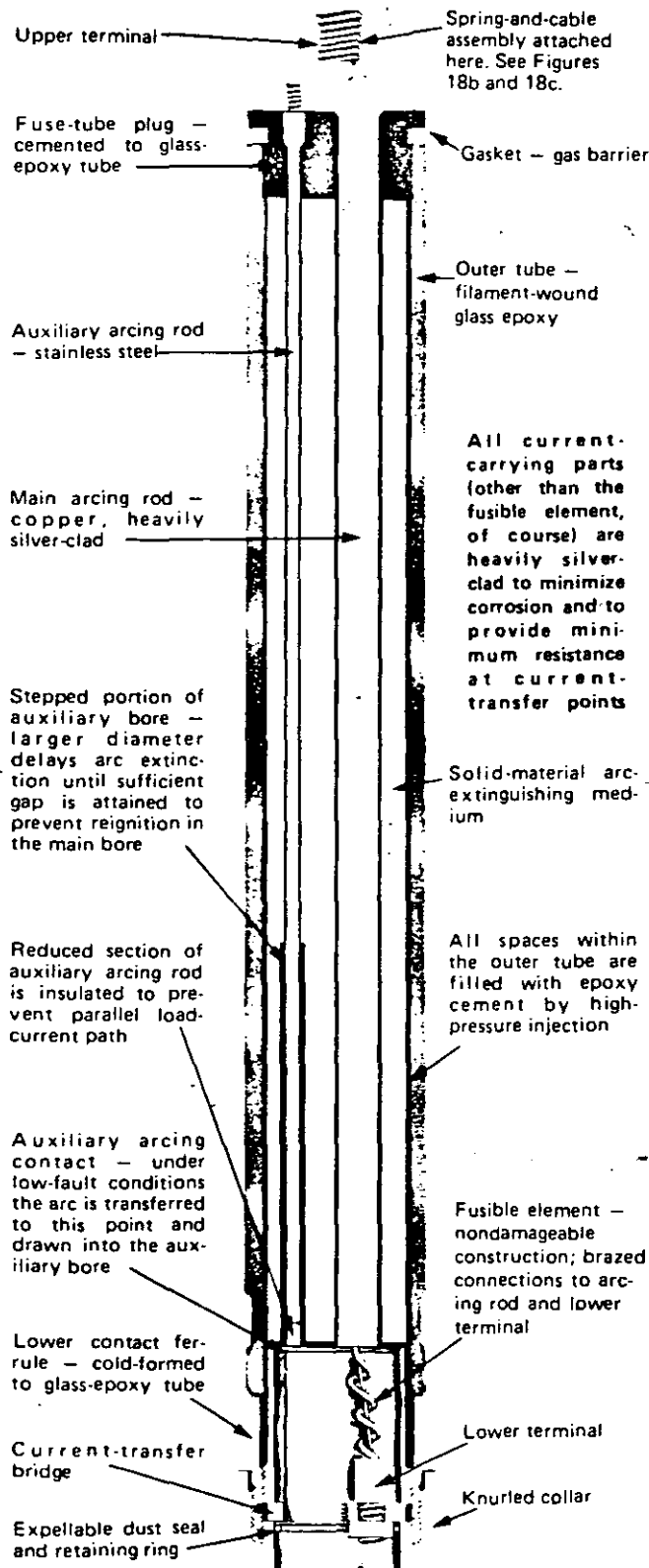


Figure . Cutaway view of typical SM refill unit (34.5-kv rating illustrated)

Fig. 8 - Elemento fusible .



Figure . Nondamageable silver fusible element for refill units rated 10E amperes and larger. These ratings employ the silver-fusible-element, strain-wire construction, which is not damaged by overloads or transient faults approaching the minimum melting current.



Figure . Nondamageable nickel-chrome fusible element for refill units rated 5E and 7E amperes. The pretensioned nickel-chrome wire weakens abruptly at a temperature well below its melting point and separates before its cross-section changes.



Figure . Nondamageable low-current, nickel-chrome fusible element for refill units rated 1/2, 1, 2, and 3E amperes. In these ratings, the nickel-chrome wire is too fine to withstand the full force of the drive spring. An assembly of levers in effect multiplies the tensile strength of the wire to permit the desired pretensioning without jeopardizing the security of the hair-like element.

Los fusibles tipo expulsión se pueden clasificar en función de su capacidad interruptiva:

* FUSIBLES DE POTENCIA (ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA).

* FUSIBLE TIPO LISTON PARA CORTOCIRCUITO FUSIBLE (BAJA CAPACIDAD INTERRUPTIVA), en la actualidad ya hay para alta capacidad interruptiva conocidos como fusibles tipo ablativo.

Las características de respuesta de un fusible están definidas por las curvas tiempo-corriente mínima de fusión y curvas tiempo-corriente de interrupción total, que pueden ser modificadas por efectos del medio ambiente, efecto de la variación transitoria de la onda de corriente, y factores inherentes al diseño. (Ver Fig. 9).

En general los fusibles mas utilizados son los de eslabón de respuesta rápida tipo X. Y de respuesta lenta tipo T, que se diferencian por sus curvas tiempo-corriente, las cuales para una misma capacidad son idénticas en los puntos de 300 y 600 segundos, y para altas corrientes el fusible tipo T opera en mayor tiempo. (Ver Fig. 10).

Los fusibles tipo expulsión se emplean preferentemente en exteriores para proteger alimentadores, transformadores y bancos de capacitores.

Cuando se coordinan dos fusibles, el fusible del lado de la carga debe tener un valor $I^2 t$ menor que el de línea. Cuando se aplica en un switch de seguridad, el fusible debe de tener un valor $I^2 t$ menor que el switch.

FUSIBLES DE BAJA TENSION.

No limitadores de corriente, clases H y K de acuerdo a nomenclatura de underwriters laboratories (U.L.).

* CLASE H.

Pueden ser renovables o no. Hasta 600 A. Puede tener doble elemento (Inst. y Tiempo) o solo instantáneo. No tienen capacidad interruptiva pero deben de haber sido probados a 10,000 A. Los fusibles renovables son riesgosos.

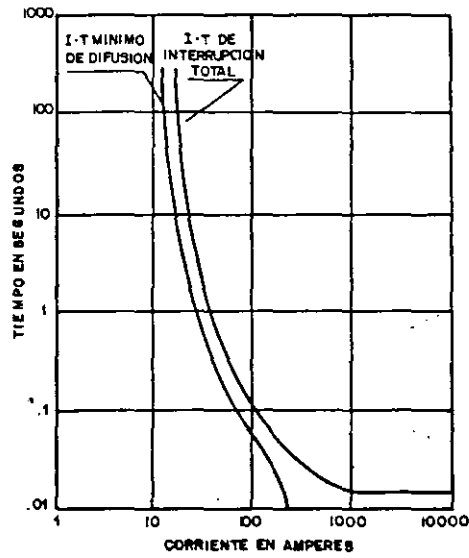


FIG. 9.- CURVAS CARACTERISTICAS CORRIENTE - TIEMPO DE OPERACION DE UN FUSIBLE TIPO EXPULSION.

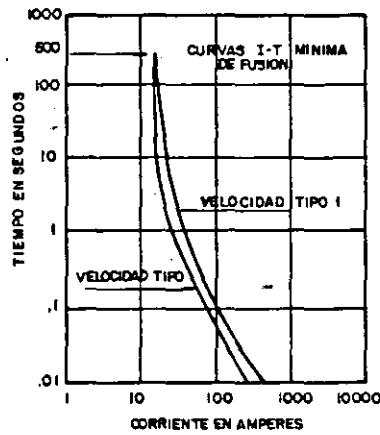


FIG. 10.- FUSIBLES TIPO ESLABON DE UNA MISMA CORRIENTE NOMINAL Y DIFERENTE VELOCIDAD DE RESPUESTA.

*** CLASE K.**

De alta capacidad interruptiva. Igual tamaño clase H, pero son garantizados a 50,000, 100,000 o 200,000 A. Pueden tener elemento de tiempo.

*** LIMITADORES DE CORRIENTE.**

Su uso es más frecuente cuando la corriente de corto circuito disponible esta más allá de la capacidad del equipo. Se coordinan con interruptores. Los más importantes, de acuerdo a clasificación U.L. son los clase J. y clase L.

*** CLASE J.**

Hasta 600 A. No son intercambiables con clase H. Ni clase K. 200,000 A. De capacidad interruptiva, la corriente de pico de fuga y los valores de I^2t dependen para cada caso.

*** CLASE L**

De 601. A 6,000 A. Con C.I. de 200,000 A.

2.4.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA.

Un interruptor termomagnético es básicamente un desconectador manual con carga, provisto de elementos automáticos para operar con sobrecorrientes, están integrados por tres elementos básicos:

- * ELEMENTOS DE DISPARO
- * MECANISMO DE OPERACIÓN
- * CAMARAS DE ARQUEO

La función de los elementos de disparo se componen de dos operaciones: Cuando se presenta una sobrecorriente por sobrecarga prolongada actúa el disparo de tiempo, y en caso de un corto circuito actúa el elemento instantáneo.

DISPARO DE TIEMPO.

Esta operación se efectúa a través de una acción térmica. El interruptor esta provisto de un elemento térmico (bimetálico) compuesto de dos o más metales soldados entre si con diferente coeficiente de dilatación, al circular la corriente de sobrecarga por este dispositivo, la temperatura de eleva hasta deformarlo, accionando el gatillo de disparo abriendo el interruptor en un tiempo determinado.

DISPARO INSTANTANEO.

Este disparo se produce al presentarse una falla de corto circuito, esta corriente energiza un selenoide, que atrae la armadura del cerrojo de disparo abriendo instantáneamente el interruptor.

CAMARAS DE ARQUEO.

En estos dispositivos se efectúa el cierre y apertura de contactos, el arco es dividido, enfriado y extinguido reduciendo la erosión de los contactos y proporcionando mayor capacidad interruptiva.

En los interruptores con disparo magnético ajustable, este se puede calibrar dentro de un amplio rango de valores de la corriente de disparo.

Existen interruptores termomagnéticos desde un polo 15A hasta 3 polos 1200 A o mayores con disparo térmico y magnético, con unidades de disparo en estado sólido existen hasta 4000A. El voltaje nominal de los interruptores varía de 120 hasta 600 V, y las capacidades interruptivas varían desde 5 KA hasta 200 KA.

En la tabla 1 se muestran las características principales y dimensiones aproximadas de interruptores termomagnéticos desde 15 A hasta 1200 A.

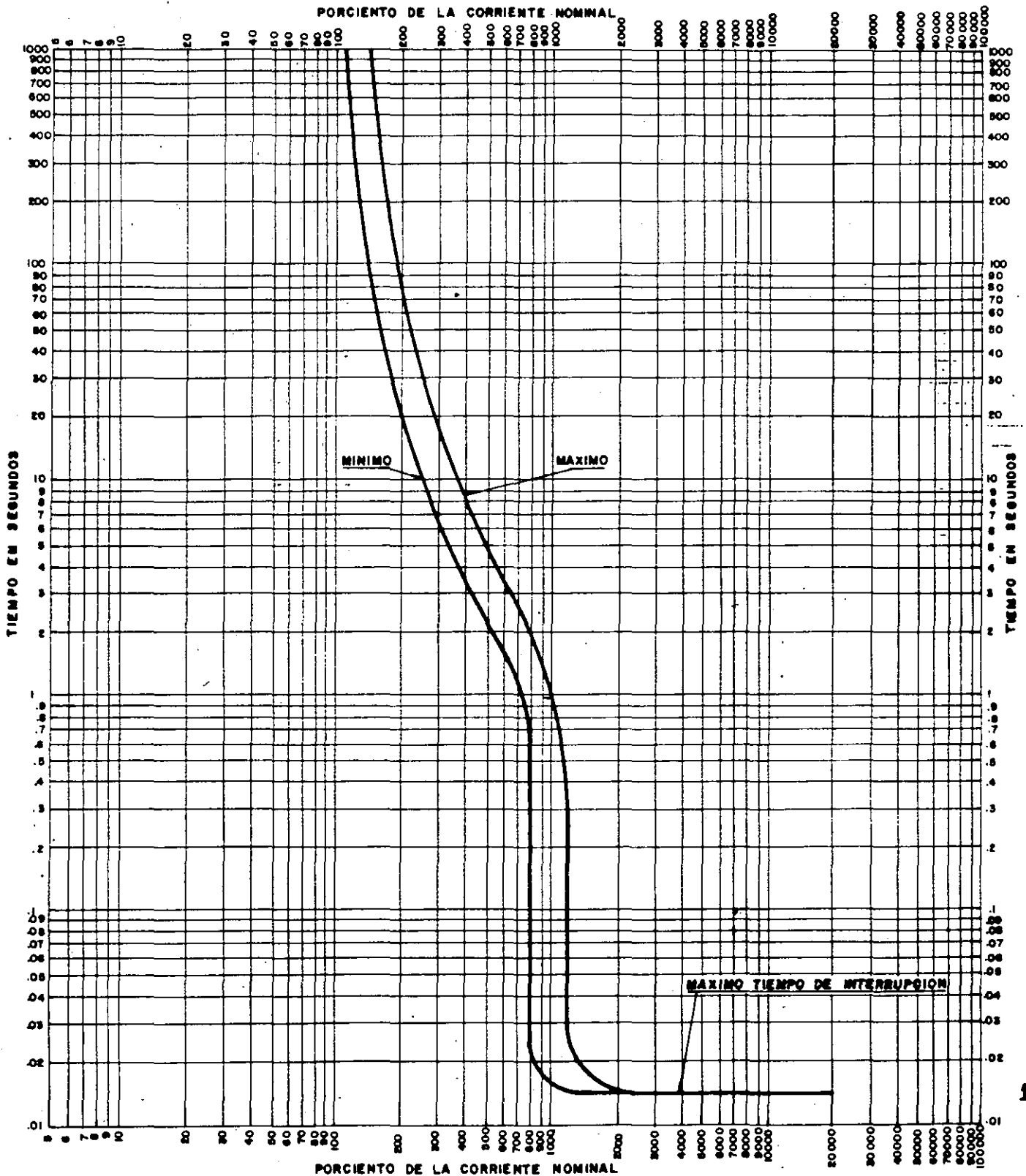
TABLA 1

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Tipo de Interruptor	Cap. Nom. Amp.	No. de Polos	Volt. Nom. Max.		Capacidades Nominales de Interrupción registrada en los Lab. de las Cfas. de Seg. - Amperes Efectivos Simétricos								
			C.A.	C.D.	C.A.					C.D.			
					120/240	240	277	480	600	125	250		
0.200	TQL, TQAL, TQB	10-50	1	120/240		5,000							
		10-100	2	120/240		5,000							
		10-100	2	240			5,000						
		10-100	3	240			5,000						
	THQL, THQAL, THQB	10-50	1	120/240		10,000							
		10-100	2	120/240		10,000							
		10-100	2	240			10,000						
		10-100	3	240			10,000						
E100	TE	15-100	1	120	125	10,000						5,000	
		15-100	2-3	240	250		10,000						5,000
	TEF	15-100	1	277	125			14,000				10,000	
		15-100	2	480	250		18,000		14,000				10,000
		15-100	2	600	250		18,000		14,000	14,000			10,000
		15-100	3	480	250		18,000		14,000				10,000
		15-100	3	600	250		18,000		14,000	14,000			10,000
	THEF	15-30	1	277	125			65,000				20,000	
		15-100	2	480	250		65,000		25,000				20,000
		15-100	2	600	250		65,000		25,000	18,000			20,000
		15-100	3	480	250		65,000		25,000				20,000
		15-100	3	600	250		65,000		25,000	18,000			20,000
225	TFJ, TFK	70-225	2		250		25,000		22,000	22,000		10,000	
		70-225	3	600			25,000		22,000	22,000			
	THFK	70-225	2		250		65,000		25,000	22,000		20,000	
		70-225	3	600			65,000		25,000	22,000			
	J400	TJJ, TJK4	125-400	2		250		42,000		30,000	22,000		10,000
			125-400	3	600			42,000		30,000	22,000		
THJK4		125-400	2		250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		125-400	3	600			65,000		35,000	25,000			
K 1200	TKM8	300-800	2		250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		300-800	3	600			42,000		30,000	22,000			
	TKM12	600-1200	2, 3	600			42,000		30,000	22,000			
	THKM8	300-800	2		250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		300-800	3	600			65,000		35,000	25,000			
	THKM12	600-1200	2, 3	600			65,000		35,000	25,000			

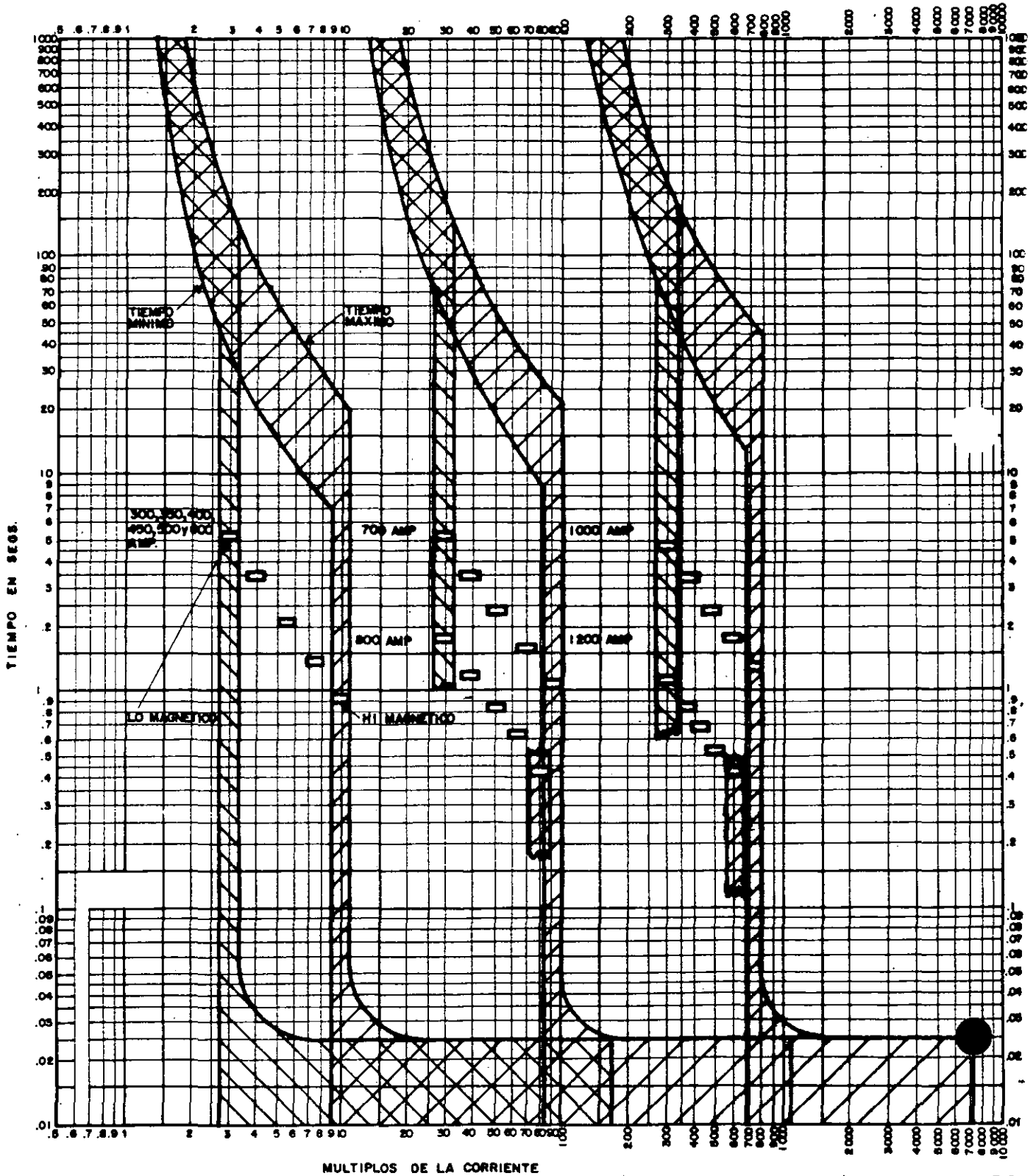
En la Fig. 11 se ilustra una curva típica tiempo corriente de un interruptor termomagnético marco 100 A, la calibración de disparo magnético para estos interruptores es fija.

FIGURA 11



La Fig. 12 muestra la curva de un interruptor termomagnético en los cuales es posible calibrar el disparo magnético.

FIGURA 12



2.4.3 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS.

Este tipo de interruptores son mas robustos, sofisticados y de mayor capacidad que los anteriores, su operación se realiza mediante sensores de corriente y relevadores integrados al mismo (últimamente de estado solido).

TIEMPO LARGO.

Disparo ajustable a: 0.4, 0.5, 0.63, 0.8 y 1.0 veces la corriente del sensor. Curvas de tiempo, mínima 40 seg. media 180 seg., máxima 480 seg.

TIEMPO CORTO.

Disparo ajustable a: 2, 3, 4, 6, 8 y 10 veces la corriente del sensor. Curvas de tiempo, mínima a 0.1 segs., media a 0.2 segs. y máxima a 0.3 segs.

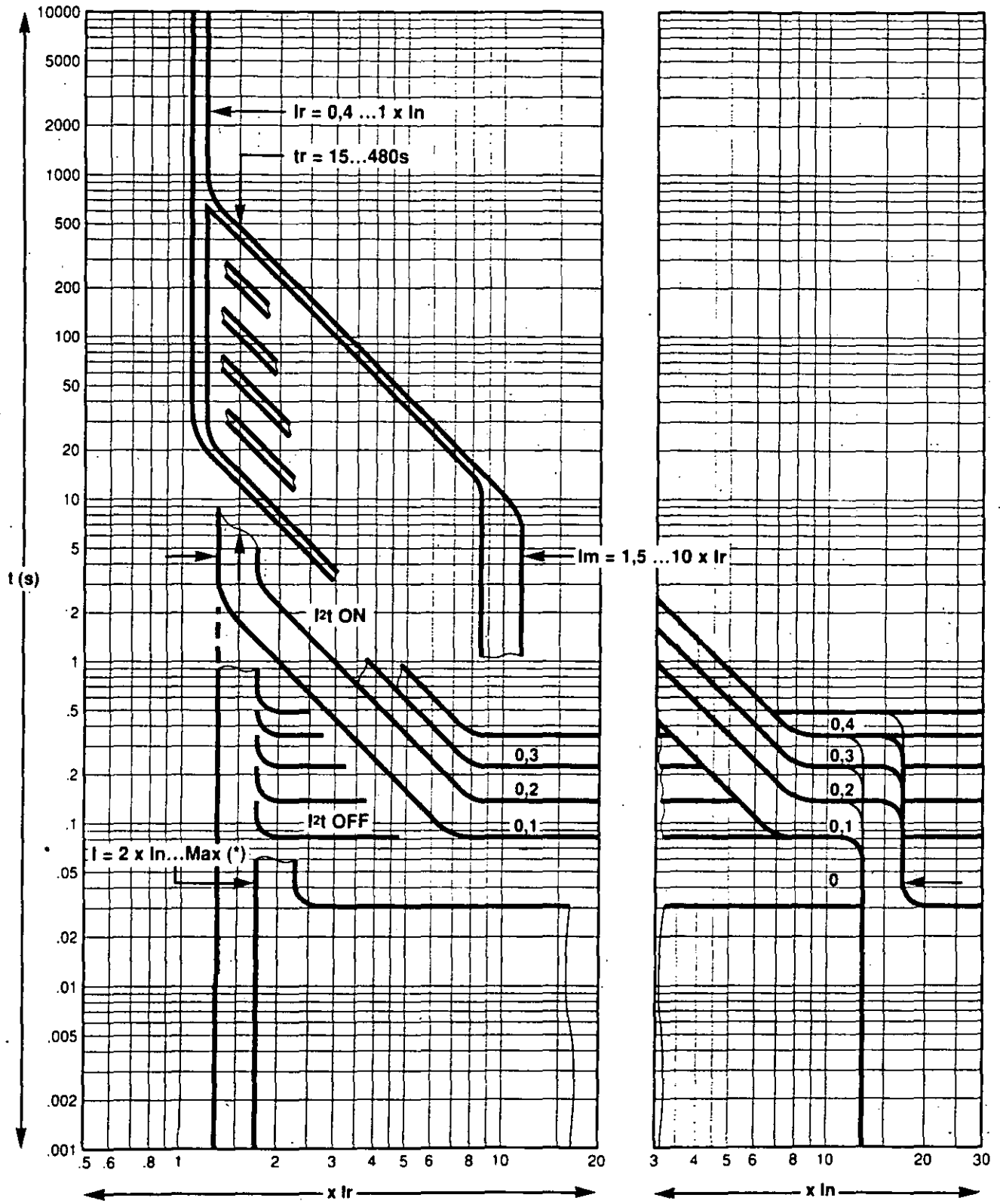
INSTANTANEO.

Disparo fijo a: 28 veces la corriente del sensor. Ajustable en algunos modelos.

FALLA A TIERRA.

Disparo ajustable a: 0.2, 0.3, 0.4, 0.5 y 0.6 veces la corriente del sensor de falla a tierra. Retardo ajustable a: 0.1, 0.2, 0.3 y 0.4 segs.

La Fig. 13 ilustra la curva típica para un interruptor electromagnético con relevador de estado solido.



In: calibre nominal del sensor
 Ir: umbral de protección LR
 (tr: temporización)
 Im: umbral de protección CR
 (tm: temporización)
 I: umbral de protección instantánea

***Max**

In (A)	630	800	1200/ 1600	2000	2500	3000/ 3200
Max = In x... (N-H)	28	28	24	20	14	12
Max = In x... (L)	14	10	8	6	6	-

2.4.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Son dispositivos de protección más complejos y versátiles que los hasta ahora analizados, su función es detectar las sobrecorrientes y mandar señales de apertura a los interruptores, por lo tanto los relevadores e interruptores forman un equipo, y ambos deben ser planeados juntos.

PRINCIPIOS DE OPERACION.

Electromecánicos.

* POR ATRACCION ELECTROMAGNETICA.

* POR INDUCCION ELECTROMAGNETICA.

Estáticos o de estado sólido.

* POR CIRCUITOS ELECTRONICOS.

De acuerdo a su comportamiento se clasifican en:

* TIEMPO LARGO INVERSO

* TIEMPO CORTO INVERSO

* TIEMPO MEDIO INVERSO

* TIEMPO STANDARD INVERSO

* TIEMPO MUY INVERSO

* TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO

En sistemas industriales los mas frecuentemente usados son los de tiempo standard inverso (IAC 51) y de tiempo muy inverso (IAC 53).

El relevador de tiempo inverso es mejor que el de tiempo muy inverso, donde hay una amplia variación de niveles de corriente de corto circuito, debido al cambio de fuentes de potencia en uso.

El relevador de tiempo muy inverso es adecuado en sistemas de distribución alimentados por grandes sistemas de potencia, debido a que en fallas pequeñas es lento, y rápido en altos voltajes de falla.

Una vez seleccionado el modelo del relevador, a continuación se selecciona el rango de corriente de los elementos de tiempo inverso e instantáneo. Los rangos, como el de 0.5 -2 A. Pueden usarse donde se requiera una corriente pequeña de Pick-Up, como es el caso de las corrientes de tierra o neutro. Para protección de fase se recomienda el rango de 2 - 16 A. Por ejemplo.

RANGO	TAPS DISPONIBLES
2-16	2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0,16.0.

Las curvas también pueden moverse verticalmente (Ver figs. 14 y 15).

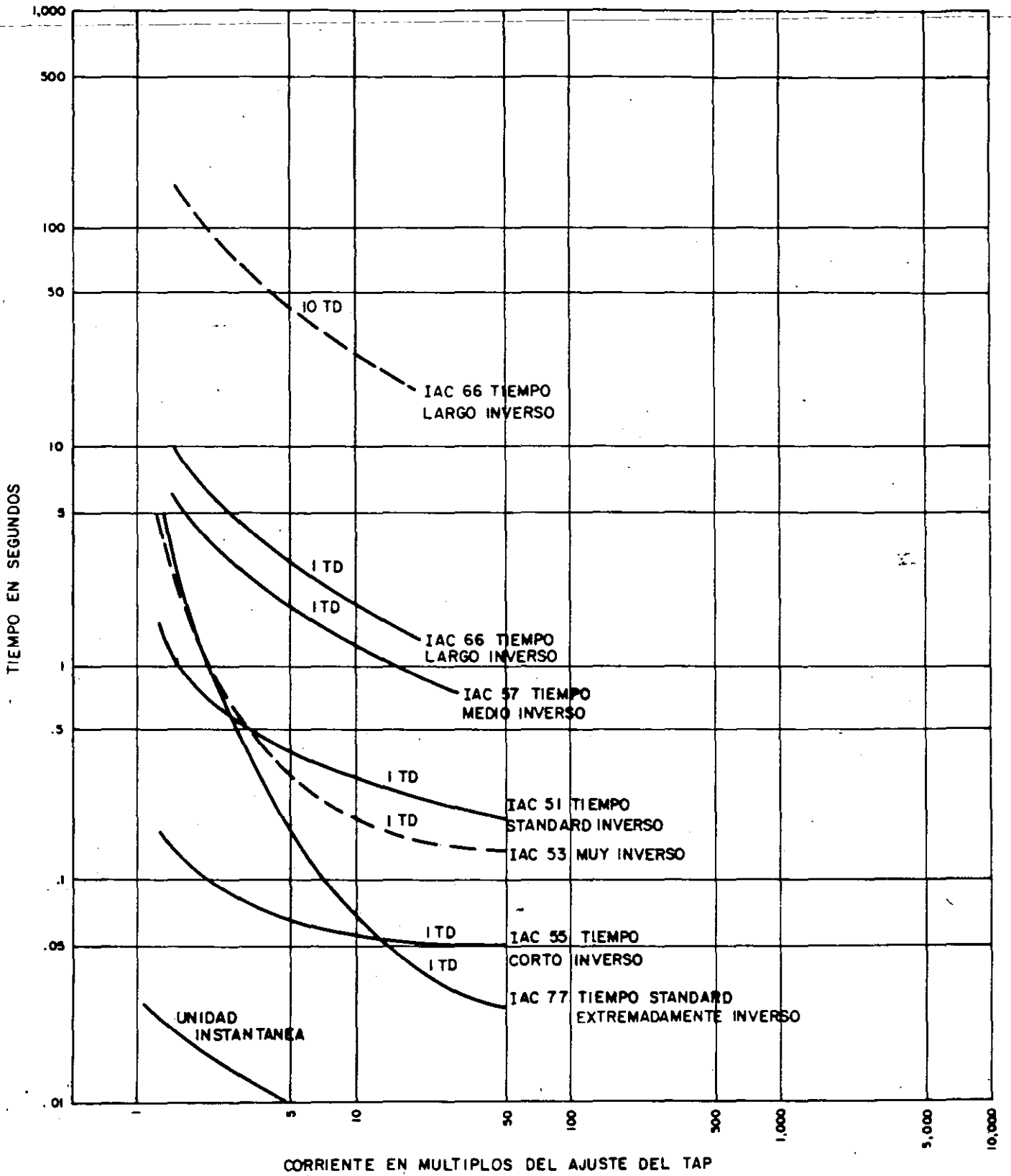


FIG. 14- CURVAS COMPARATIVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE INDUCCION MAS COMUNES, CON EL DISPARO INSTANTANEO. (TD= AJUSTE DE TIEMPO)

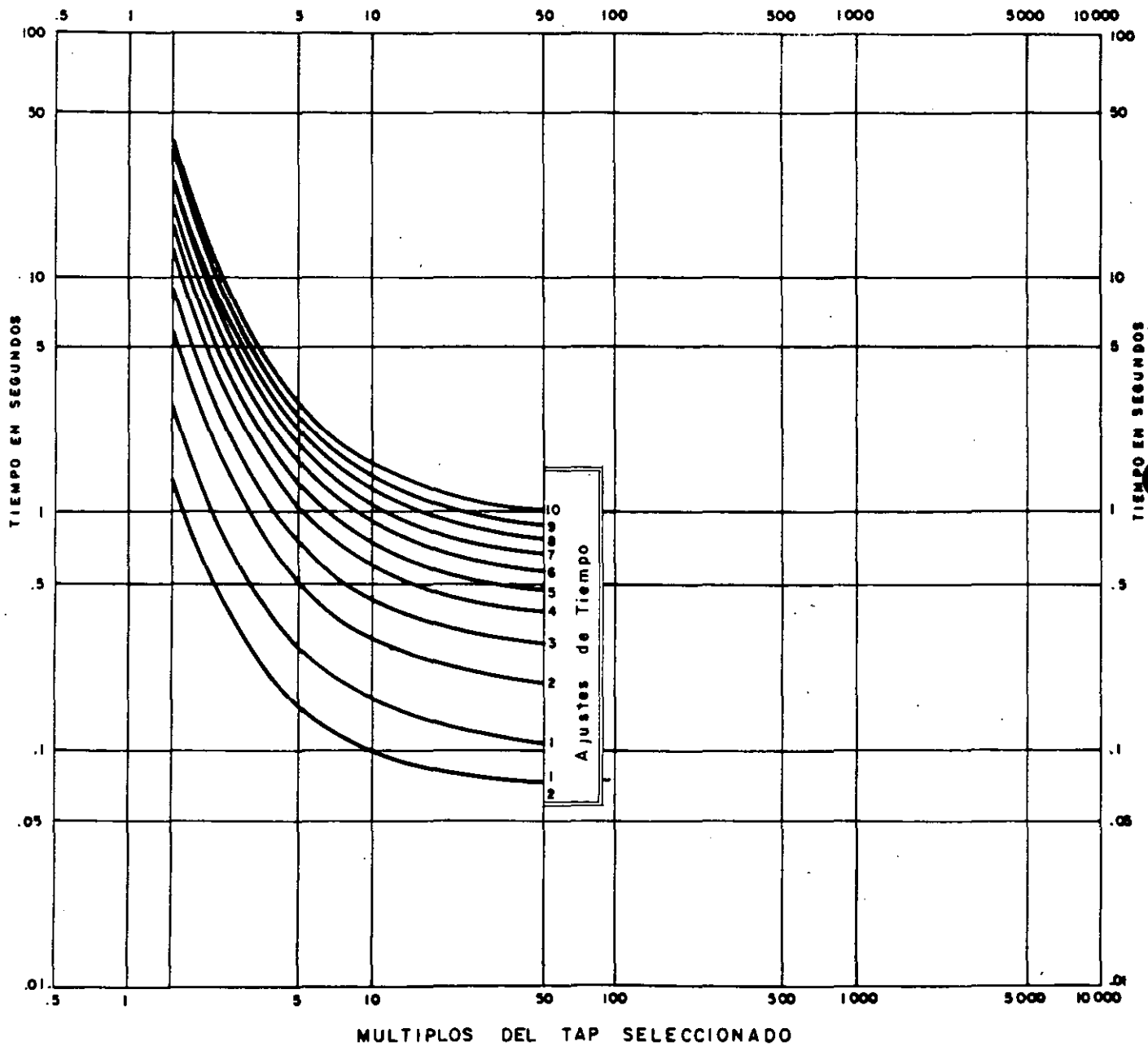


FIG. 15.- CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC.23

2.5 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

Es necesario establecer los límites superiores e inferiores de corriente, en los que trabajará el equipo a proteger, por ejemplo:

- 1.- Condiciones de Operación
- 2.- Requerimientos mínimos de protección
- 3.- Niveles de corriente máximos que pueden soportar los equipos (antes de dañarse).

2.5.1 CONDICIONES DE OPERACION.

Las protecciones deben ser insensibles a las corrientes normales o transitorias, como por ejemplo:

- * CORRIENTE A PLENA CARGA.
- * SOBRECARGAS PERMISIBLES.
- * ARRANQUE DE MOTORES.
- * CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)

Estos datos pueden obtenerse de los fabricantes de equipo, en las placas de datos de los aparatos o en los valores de norma. Cuando no se disponga de datos, las siguientes aproximaciones son normalmente adecuadas:

MOTORES:

Un H.P. es aproximadamente igual a un KVA. para motores de inducción con F.P. = 0.8., en motores sincronos con F.P. = 1, un H.P. es igual a 1.25 KVA.

Factor de servicio igual a 1. Por lo tanto no hay capacidad para sobrecargarlo.

Corriente transitoria de INRUSH igual a 1.76 para M.T. y 1.5 para motores en B.T., veces la corriente a rotor bloqueado, con una duración de 0.1 seg.

La corriente de rotor bloqueado es igual a 6 veces la corriente a plena carga en motores de inducción. Para motores sincronos con cargas de baja inercia, este valor es 6 veces. Con cargas de alta inercia, la corriente de rotor bloqueado será de 9 veces. El tiempo de duración es de 5 a 30 seg., dependiendo de la inercia de la carga.

TRANSFORMADORES.

Capacidad de sobrecarga. Depende del tipo de enfriamiento usado.

TIPO	KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR
SECO	< 2500	AA	1.0	150	1.0
		FA	1.3		
LIQUIDO TIPO CENTRO DE CARGA	< 2500	OA	1.3	55/65	1.12
				65	1.0
	< 500	FA	1.0	55/65	1.12
				65	1.0
	> 500	FA	1.15	55/65	1.12
	< 2000			65	1.0
	> 2000	FA	1.25	55/65	1.12
	< 2500			65	1.0
LIQUIDO SUBESTACION PRIMARIA	TODAS	OA	1.0	65	1.0
				55/65	1.12
		FA	1.3	55	1.0
				55/65	1.12
		FOA	1.67	55	1.0
				55/65	1.12

De lo anterior, se puede establecer que la capacidad del transformador es, la corriente a plena carga multiplicada por el factor de enfriamiento y por el factor de elevación de temperatura.

Corriente de Inrush por magnetización.

Corriente de Inrush por magnetización.

- * 12 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACION Y PEDESTAL.**
- * 8 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO DE CARGA.**
- * 8-25 VECES LA CORRIENTE DE PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBUCION EN BAJA TENSION.**

La corriente transitoria de magnetización (INRUSH). Se origina debido a la energización del transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente, su magnitud depende del flujo residual en el núcleo del transformador y el punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización.

La corriente transitoria de carga fría, se produce debido a la energización súbita del transformador con alguna carga, posterior a una interrupción.

CABLES.

La capacidad de sobrecarga depende del tipo de instalación y aislamiento. Las tablas de conductores en el National Electric Code (N.E.C.), o las tablas de sobrecarga del manual técnico de cables de energía de CONDUMEX u otro fabricante sirven de guía.

2.5.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION .

Los códigos y estandares limitan los ajustes de los equipos de protección.

MOTORES.

Para motores arriba de 600 volts, el N.E.C. en su artículo 430, parte J, recomienda que cada motor sea protegido contra sobrecargas peligrosas mediante protección térmica interna o externa. La protección contra corrientes de falla es mediante interruptores o fusibles.

Para motores abajo de 600 V., el N.E.C. en su artículo 430, parte C, recomienda:

Proteccion contra sobrecarga.

- * MOTORES CON FACTOR DE SERVICIO NO MENORES A 1.15:125%
- * MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA NO MAYOR A 40 GRADOS: 125%.
- * PARA LOS MOTORES RESTANTES: 115%

Para protección de sobrecorrientes, el N.E.C. recomienda un dispositivo de valor nominal o ajustado a:

- * TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTORES 250%
- * DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTORES 700%
- * FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO 300%
- * FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO 175%

Si la protección contra corto circuito forma parte de una combinación interruptor - arrancador, se puede elevar el valor de ajuste instantáneo, a no más de 1,300 %.

TRANSFORMADORES

T R A N S F O R M A D O R E S D E M A S D E 6 0 0 V .

MAXIMO RANGO O AJUSTE PARA EL DISPOSITIVO CONTRA SOBRECORRIENTE						
P R I M A R I O			S E C U N D A R I O			
M A S D E 6 0 0 V			M A S D E 6 0 0 V .		6 0 0 V . O M E N O S	
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O RANGO DEL FUSIBLE *
NO MAS DE 6%	600 %	300 %	300 %	250 %	1 2 5 %	2 5 0 %
MAS DE 6% Y NO MAS DE 10%	400 %	300%	250 %	225 %	1 2 5 %	2 5 0 %

* CUANDO LAS CONDICIONES DE MANTENIMIENTO O SUPERVISION ASEGUREN QUE SOLO PERSONAL CALIFICADO MANTENDRA Y CONTROLARA LA INSTALACION DEL TRANSFORMADOR, SE PERMITIRA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE COMO SE ESPECIFICA.

CABLES:

El N.E.C. recomienda que los cables sean protegidos contra sobrecorrientes como sigue:

Cable alimentador menor o igual a 600 V. Dentro de su ampacidad (artículo 240 - 3) Ver tabla 2.

Cable alimentador arriba de 600 V., un fusible seleccionado para una corriente permanente que no exceda 3 veces la ampacidad del conductor, o un interruptor que tenga un ajuste de disparo no mayor de 6 veces la ampacidad del conductor (artículo - 240 -100).

TABLA 2

CAPACIDADES DE CORRIENTE PERMISIBLES EN CONDUCTORES AISLADOS DE 0-2000 VOLTS, 60° a 90°C

NO MAS DE TRES CONDUCTORES EN TUBERIA, CABLE O TIERRA (DIRECTAMENTE ENTERRADOS) BASADA EN UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30°C

CALIBRE									CALIBRE
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	85°C (185°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°C)	85°C (185°F)	90°C (194°F)	
AWG	TIPOS RUW. T TW. UF	TIPOS FEPW RH. RHW RUM THW RHH XHHW. USE. 2W	TIPOS V. MI	TIPOS TA. TBS SA. AVB SIS. FEP. FEPB. RHH THHN. XHHW	TIPOS RUW. T. TW. UF	TIPOS RH. RHW RUM THW THWN. XHHW USE	TIPOS V. MI	TIPOS TA. TBS. SA AVB. SIS RHH THHN XHHW	AWG
MCM	C O B R E				A L U M I N I O				MCM
18				14					
16			18	18					
14	20	20	25	25					
12	25	25	30	30	20	20	25	25	12
10	30	35	40	40	25	30	30	35	10
8	40	50	55	55	30	40	40	45	8
6	55	65	70	75	40	50	55	60	6
4	70	85	95	95	55	65	75	75	4
3	85	100	110	110	65	75	85	85	3
2	95	115	125	130	75	90	100	100	2
1	110	130	145	150	85	100	110	115	1
0	125	150	165	170	100	120	130	135	0
00	145	175	190	195	115	135	145	150	00
000	165	200	215	225	130	155	170	175	000
0000	185	230	250	260	150	180	195	205	0000
250	215	255	275	290	170	205	220	230	250
300	240	285	310	320	190	230	250	255	300
350	260	310	340	350	210	250	270	260	350
400	280	335	365	380	225	270	295	305	400
500	320	380	415	430	260	310	335	350	500
600	355	420	460	475	285	340	370	385	600
700	385	460	500	520	310	375	405	420	700
750	400	475	515	535	320	385	420	435	760
800	410	490	535	555	330	395	430	450	800
900	435	520	565	585	355	425	465	480	900
1000	455	545	590	615	375	445	485	500	1000
1250	495	590	640	665	405	485	525	545	1250
1500	520	625	680	705	435	520	565	585	1500
1750	545	650	705	735	455	545	595	615	1750
2000	560	665	725	750	470	560	610	630	
FACTORES DE CORRECCION									
TEMPERATURA AMBIENTE °C	PARA TEMPERATURAS AMBIENTE SUPERIORES A 30°C MULTIPLIQUE LAS CAPACIDADES DADAS POR EL FACTOR DE CORRECCION APROPIADO PARA ENCONTRAR LA CORRIENTE MAXIMA PERMISIBLE								TEMPERATURA AMBIENTE °F
31-40	.82	.88	.90	.91	.82	.88	.90	.91	88-104
41-45	.71	.82	.86	.87	.71	.82	.85	.87	105-122
46-50	.58	.75	.80	.82	.58	.75	.80	.82	123-141
51-6058	.67	.7158	.67	.71	142-158
61-7035	.52	.5835	.52	.58	159-176

2.5.3. NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS.

MOTORES:

Es el tiempo que un motor puede permanecer con el rotor bloqueado.

TRANSFORMADORES:

Los requerimientos de diseño mediante los cuales los devanados pueden soportar, sin daño, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por las corrientes de corto circuito externas al mismo, están contenidos en las normas "IEEE Std. C57.109-1993 (Revisión de IEEE C57.109-1985)

Estos Estandares establecen 4 categorías de transformadores:

CATEGORIA	KVA MONOFASICOS	KVA TRIFASICOS
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1 667	501 - 5 000
III	1 668 - 10 000	5 001 - 30 000
IV	> 10 000	> 30 000

CATEGORIA I

Se recomienda usar la curva térmica de la pag. No. 34.

Se debe usar la siguiente expresión:

$$I^2t = 1\ 250 \quad (\text{Para 60 Ciclos})$$

Donde:

I = Corriente de Corto Circuito Simétrica dada en número de veces la Corriente Nominal.

t = Duración de la Corriente de Corto Circuito en segundos.

CATEGORIA II

Se recomienda usar las curvas de la pag. No. 35 .

Si el transformador esta expuesto a menos de 10 fallas externas en su vida se usa la curva del lado derecho. Si esta expuesto a más de 10 fallas durante su vida, se usa una combinación térmica de la derecha hasta 0.7 P.U. de la falla máxima y a partir de ahí se aplica la curva de la izquierda, basada en la formula:

$$I^2 t = K$$

Donde:

I = Corriente de falla en No. de veces la corriente nominal.

t = Tiempo en segundos (su valor es de 2 seg. para la falla máxima.)

K = Constante por determinar.

EJEMPLO:

Para un transformador de 5% de impedancia, se determina el valor de K:

$$I^2 t = K \quad t = 2 \text{ segs.}$$

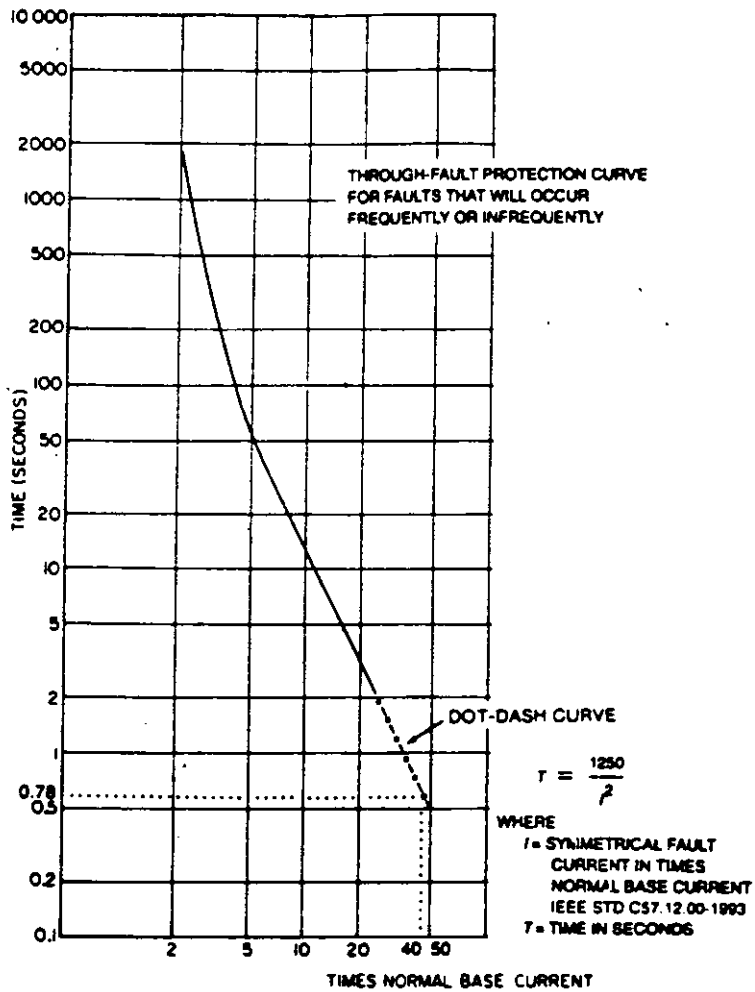
$$I = 20 \text{ veces } I_{nom.}$$

$$K = 20^2 * 2 = 800$$

A partir de $I^2 t = 800$ se traza la curva en las gráficas tiempo corriente que debe insertar en el lado izquierdo la vertical correspondiente a 0.7 P.U. de la corriente de falla máxima y del lado derecho a la vertical correspondiente a 1.0 P.U. de la falla máxima.

CATEGORIA III. Y IV.

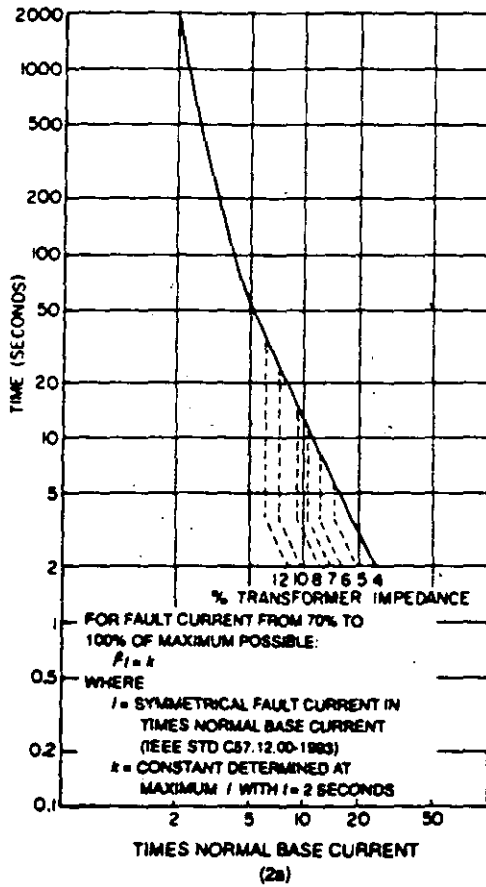
Se recomiendan las curvas de la pag.36 el criterio para determinar cuales son frecuentes y cuales no lo son.



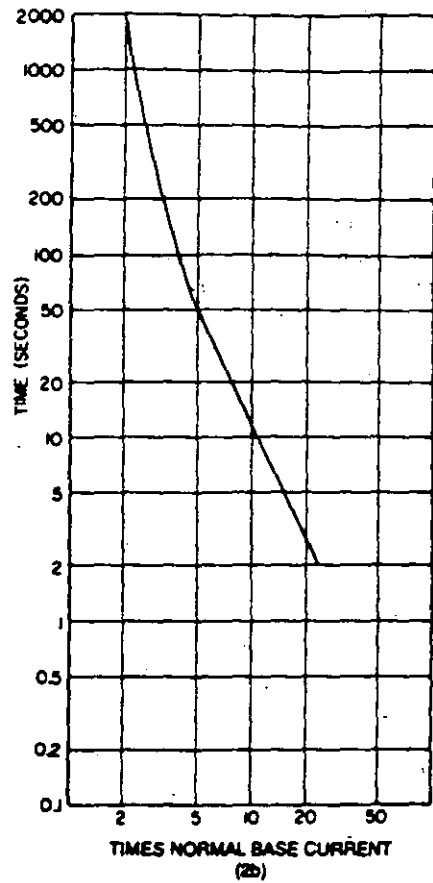
NOTE—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 1—Category I transformers
 5 to 500 kVA single-phase
 15 to 500 kVA three-phase

THROUGH-FAULT PROTECTION
CURVE FOR FAULTS THAT WILL
OCCUR FREQUENTLY (TYPICALLY
MORE THAN TEN IN A
TRANSFORMER'S LIFETIME)
(SEE 4.2.1)



THROUGH-FAULT PROTECTION
CURVE FOR FAULTS THAT WILL
OCCUR INFREQUENTLY (TYPICALLY
NOT MORE THAN TEN IN A
TRANSFORMER'S LIFETIME)*
(SEE 4.2.2)

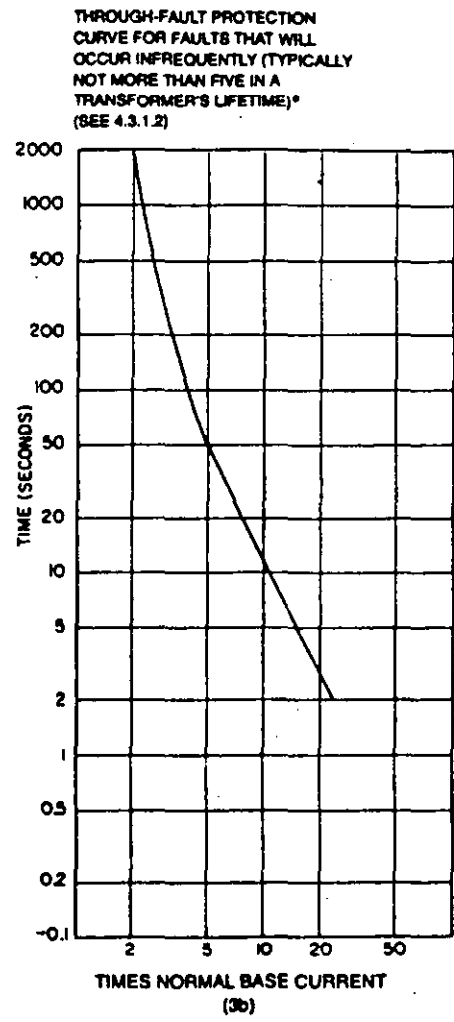
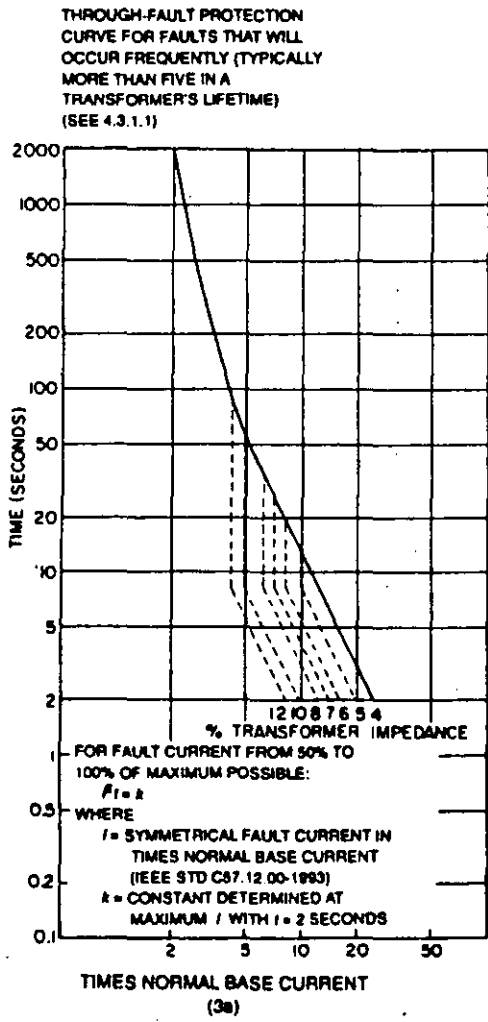


*This curve may also be used for backup protection where the transformer is exposed to frequent faults normally cleared by high-speed relaying.

NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short circuit impedances as noted in 2a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 2—Category II transformers
501 to 1667 kVA single-phase
501 to 5000 kVA three-phase

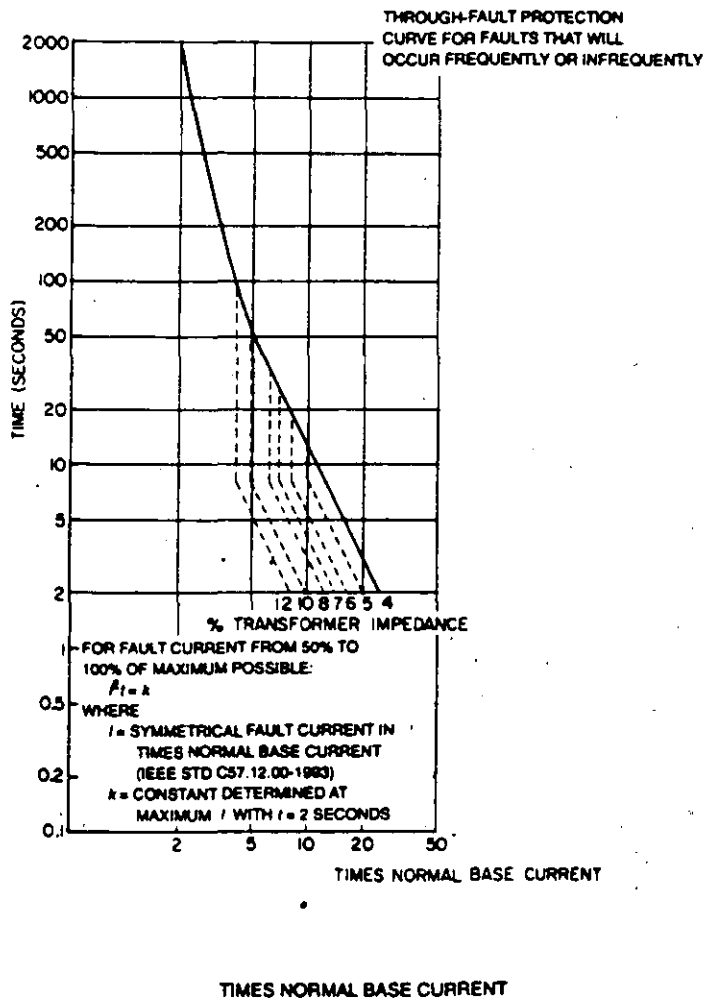


*This curve may also be used for backup protection where the transformer is exposed to frequent faults normally cleared by high-speed relaying.

NOTES

- 1—Sample $I^2 t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted in 3a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 3—Category III transformers
1668 to 10 000 kVA single-phase
5001 to 30 000 KVA three-phase



NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

**Figure 4—Category IV transformers
Above 10 000 kVA single-phase
Above 30 000 kVA three-phase**

2.6 ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES

La siguiente información se requiere para un estudio de coordinación.

- a) Un diagrama unifilar del Sistema que incluya los valores nominales de los equipos.**
- b) Diagramas esquematicos que muestren las funciones de los dispositivos de disparo.**
- c) Un análisis de corto circuito que proporcione los valores de corriente de falla máxima y mínima que se espera fluyan a través del equipo de protección, cuyo comportamiento se va a estudiar bajo diversas condiciones de operación.**
- d) Cargas normales de cada circuito y la carga de operación máxima y mínima prevista y requerimientos especiales de operación.**
- e) Impedancias de máquinas y equipo y todos los datos necesarios para establecer los ajustes de los dispositivos y evaluar el comportamiento del equipo asociado, como las relaciones de transformación y exactitud de los transformadores de corriente y de potencial.**
- f) Todos los requerimientos especiales de la Compañía suministradora, incluyendo la curva característica tiempo- corriente del equipo de protección inmediato del lado línea del sistema.**
- g) Instructivos y manuales del fabricante, curvas características tiempo-corriente, y la capacidad interruptiva de todos los equipos de protección del sistema.**
- h) El reglamento de instalaciones eléctricas en vigor (NEC, NOM) como referencia.**

2.7 EJEMPLO DE APLICACION DE PROTECCIONES Y COORDINACION.

Paso No. 1 Corrientes normales de operación.

A) Motor de Bomba, 200 H.P.

$$\text{CPC Corriente de plena carga} = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$$

(1 HP. = 1 KVA.)

$$\text{CPC} = \frac{200}{1.732 \times 0.44} = 262 \text{ A.}$$

CRB CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO = 6 x CPC, durante 8 seg.

$$\text{CRB} = 6 \times \text{CPC.} = 6 \times 262 = 1\,574 \text{ A.}$$

Máxima corriente de arranque = 1.5 x CRB, durante 0.1. seg.

$$\text{MCA} = 1.5 \times 1574 = 2597 \text{ A.}$$

B) Corrientes adicionales en el tablero de Servicios Generales, debido a otras cargas.

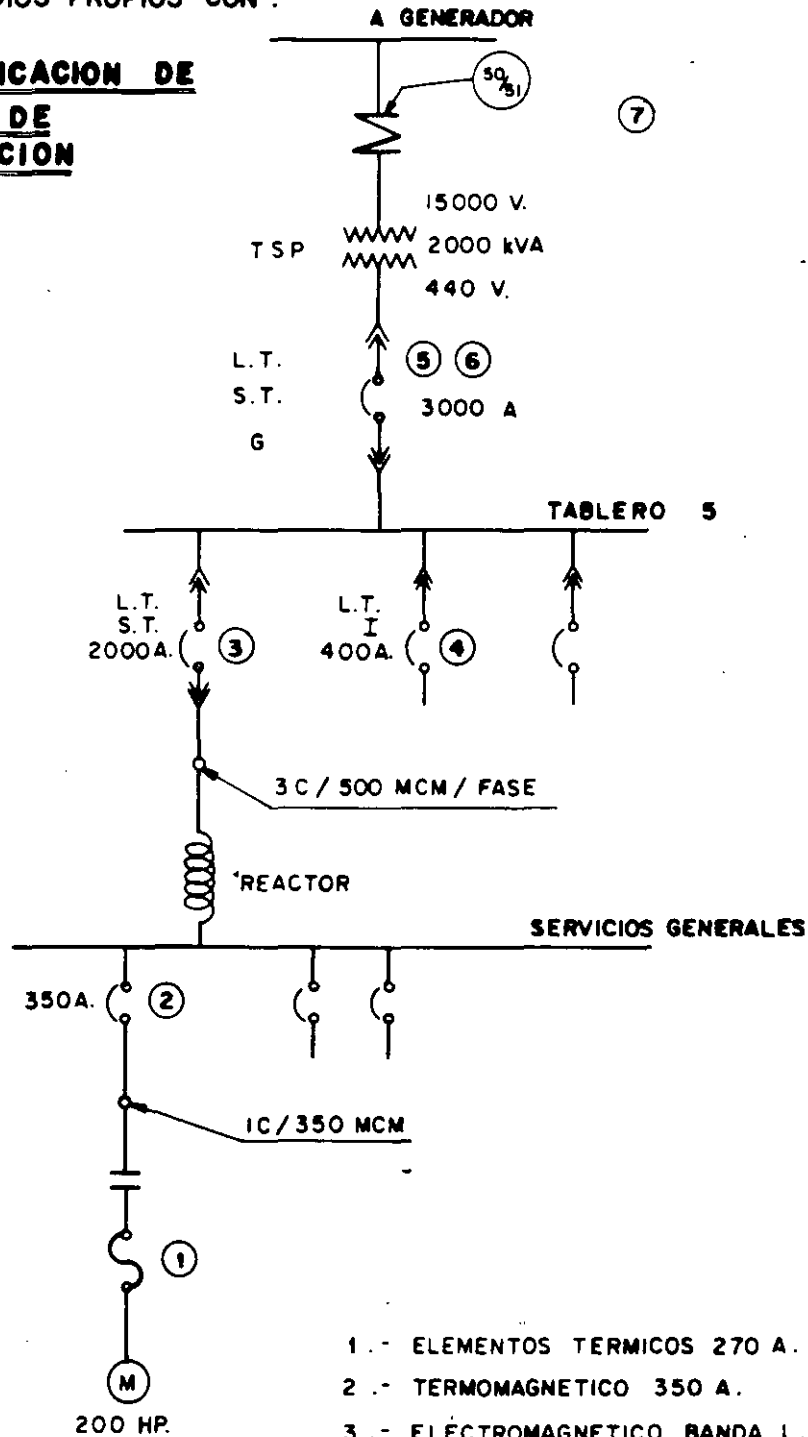
Alimentador a	Cargas adicionales	=	1 353 A.
Servicios	CPC Bomba No. 1	=	262 A.
Generales	Corriente total	=	1 615 A.

C) Corriente en tablero 5 Servicios Propios.

	Alimentador a Servicios Generales	=	1 615 A.
Tablero 5	Cargas adicionales	=	800 A.
	Corriente Total	=	2 415 A.

DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON :

IDENTIFICACION DE EQUIPO DE PROTECCION



- 1.- ELEMENTOS TERMICOS 270 A.
- 2.- TERMOMAGNETICO 350 A.
- 3.- ELECTROMAGNETICO BANDA L.T. Y S.T.
- 4.- ELECTROMAGNETICO BANDAS L.T., I
- 5.- ELECTROMAGNETICO PROTECCION FASE, S.T. Y L.T.
- 6.- BANDA DE TIERRA
- 7.- RELE 50/51 IAC 53B

D) Transformador de Servicios Propios.

$$\text{I.H. Corriente del lado de alta} = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$$

$$\text{I.H.} = \frac{2\ 000}{1.732 \times 15} = 77\ \text{A}$$

$$\text{I.X. Corriente del lado de baja} = \frac{\text{VA}}{\sqrt{3} \times \text{V}}$$

$$\text{I.X.} = \frac{2\ 000}{1.732 \times 0.44} = 2\ 624\ \text{A.}$$

**CTM = Corriente de magnetización transitoria (INRUSH) = 8 x In.
Durante 1 Seg.**

$$\text{CMT} = 8 \times 77 = 616\ \text{A.}$$

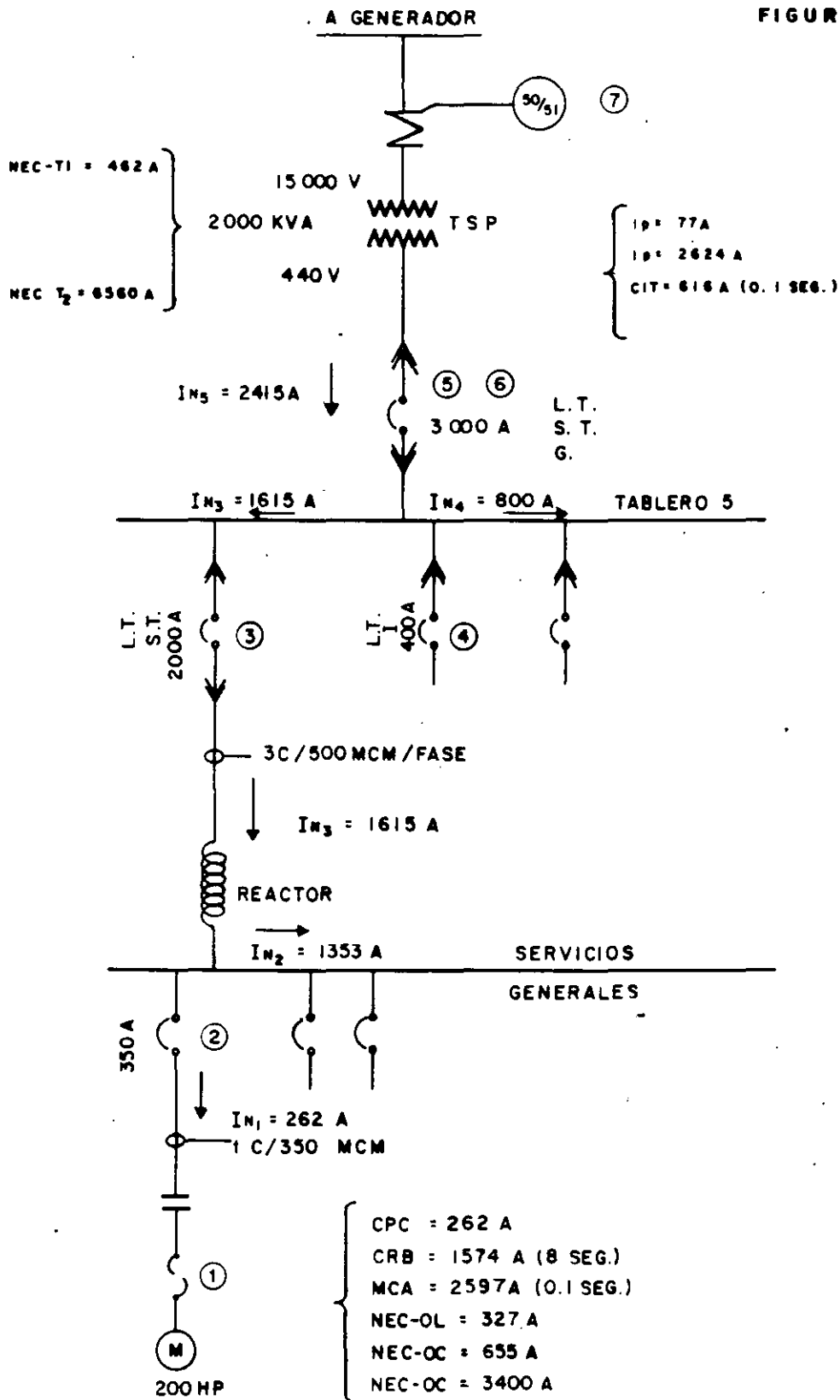
PASO No. 2 Cálculo de corrientes de corto circuito.

Estas fueron calculadas por separado y se muestran en el diagrama unifilar anexo. (Ver fig. de la Pag. No.42)

De acuerdo con la velocidad de relevadores o la del equipo de desconexión, se debe considerar si se toma en cuenta la corriente subtransitoria o transitoria.

FIGURA: DIAGRAMA UNIFILAR DE
TABLERO DE SERVICIOS
PROPIOS CON:

CORRIENTES NORMALES DE
OPERACION Y REQUERIMIENTOS
DE PROTECCION



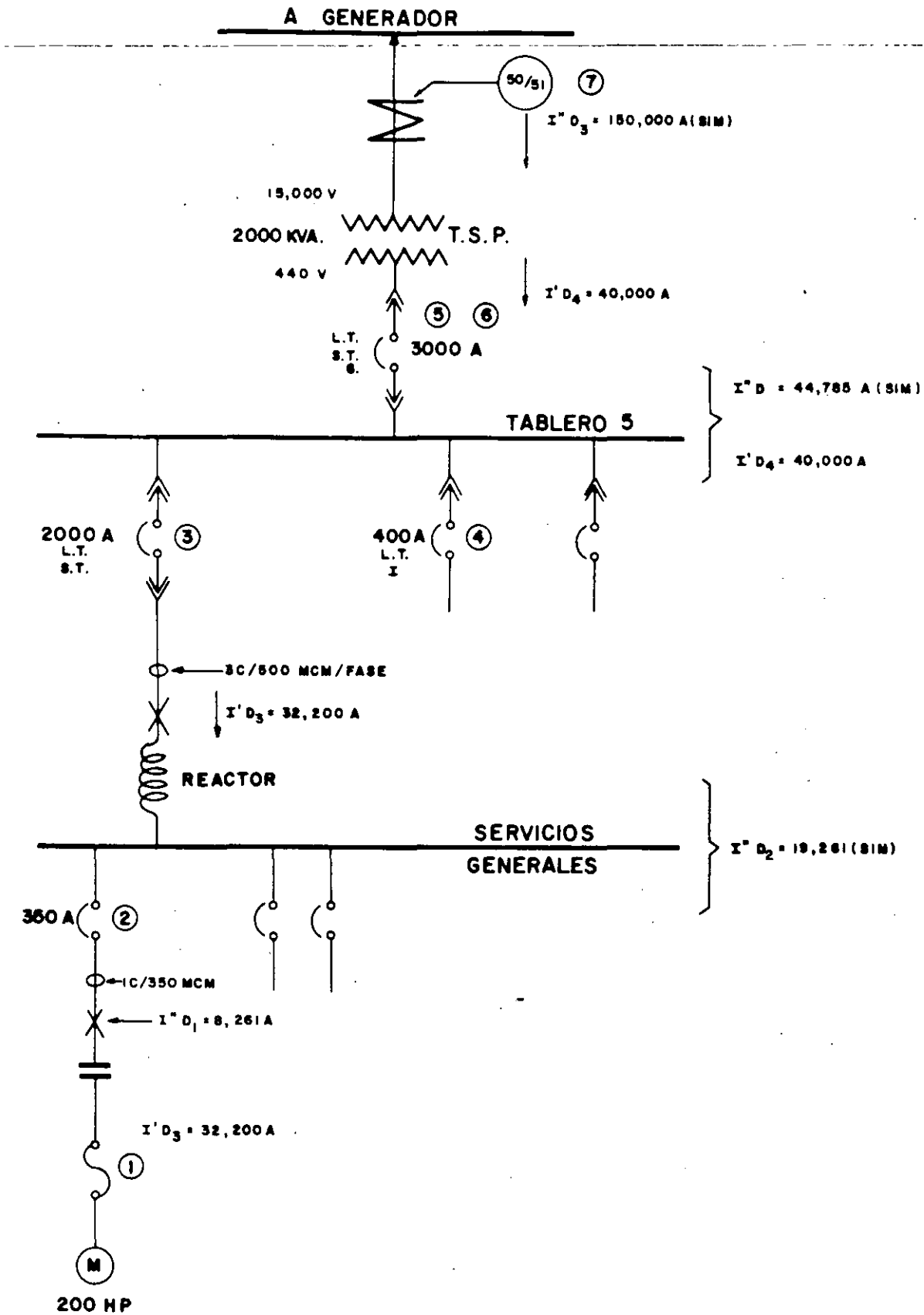


DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON CORRIENTES DE FALLA

APARATO DE PROTECCION

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SE DEBE CONSIDERAR

Banda instantánea de electromagnéticos, instantánea en termomagnéticos y relevadores 50/51.

I"
(SUBTRANSITORIA)

Bandas de tiempo corto y tierra en electromagnéticos unidad de tiempo relevadores 50/51.

I'
(TRANSITORIA)

PASO No. 3 Determinación de requerimientos de protección en equipos

A) MOTOR DE LA BOMBA.

SOBRECARGA.

Como se trata de un motor con factor de servicio de 1.15. La máxima sobrecarga es de 25% por lo tanto, el valor "NEC" de sobrecarga es:

$$\text{NEC - OL} = 1.25 \times \text{CPC}$$

$$\text{NEC - OL} = 1.25 \times 262 = 327 \text{ A.}$$

SOBRECORRIENTE.

Como el protector es un termomagnético, se debe tener 250 % de In como máximo para la curva de tiempo inverso y 1,300 % para el elemento instantáneo, por lo que:

$$\text{NEC - OC1} = 2.5 \times \text{CPC}$$

$$= 2.5 \times 262 = 655 \text{ A.}$$

$$\text{NEC - OC2} = 13 \times \text{CPC}$$

$$= 13 \times 262 = 3400 \text{ A.}$$

B) CABLES:

Los cables deberán de protegerse contra los daños por la elevación de temperatura que se presente durante un corto circuito, procurando limitar este daño a 1% en la vida útil del cable para cada falla. La Asociación Estadounidense "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) recomienda una serie de temperaturas máximas que se deben de alcanzar dependiendo del tipo de aislamiento del cable.

La siguiente tabla nos proporciona una idea de los límites de temperatura que pueden soportar los distintos tipos de cables.

DESIGNACION N.E.C.	MAXIMA TEMP. CONTINUA °C.	MAXIMA TEMP. TRAN. EN EL CONDUCTOR °C.
XHHW, RHH, RHW (600 V-5KV. SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600 V)	90	250
RHW (SOLO 600 V) RHH	75	200
THW, THWN (600 V) PVC	75 90	150 150
POLIETILENO, THHN	75	150

Conocidos los límites de temperatura, se puede determinar la corriente de corto circuito con las siguientes formulas:

CONDUCTORES DE COBRE.

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0297 \text{ Log. } \frac{T2 + 234}{10 T1 + 234}$$

CONDUCTORES DE ALUMINIO.

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0125 \text{ Log.} \frac{T2 + 228}{T1 + 228}$$

Donde:

- I = Amperes RMS durante todo el intervalo de flujo de corriente..
- t = Duración del flujo de Corriente de C.C. en seg.
- CM = Sección del conductor en Circular Mils.
- T1 = Temperatura inicial del conductor (°C).
- T2 = Temperatura final del conductor (°C).

Para el estudio de coordinación se ponen como datos T1 y T2 (75 y 150 grados C para los cables de este estudio, THW) y de ahí se dibuja la curva tiempo corriente del cable en particular sobre el papel LOG - LOG.

Los buses tienen también un cierto límite de temperatura al que deben calentarse en el caso de un corto circuito, este está dado por la siguiente expresión:

$$I = 1974 (A) \sqrt{\frac{\text{Log.} \left(\frac{TM - TA}{10 \cdot 234 + TA} + 1 \right)}{33 S}}$$

En donde:

- I = Corriente de corto Circuito en amps.
- A = Sección transversal de las barras en mm .
- TM = Temperatura de fusión del cobre (1083 °C).
- TA = Temperatura ambiente (°C).
- S = Duración del Corto Circuito en segs.

C) TRANSFORMADOR DE 2 000 KVA.

Para el transformador de 2 000 KVA, el valor de tiempo-corriente que puede soportar para el caso de una falla externa se determina a partir de la Norma IEEE Std.C57.109-1993.

CATEGORIA II.

$$I_{\max} = \frac{1}{0.0575} = 17.39 \text{ (Veces } I_n, 5.75\% Z.)$$

El 70 % de I_n :

$$(0.7) I_{\max} = (0.7) (17.39) = 12.173$$

$$(0.7) I_{\max} = (I.H.) (12.173) = (77) (12.173)$$

$$I = 937 \text{ A.}$$

Hasta 937 A. Debe emplearse la curva térmica de la Norma anterior C57.109-1993. A partir de ahí, debe utilizarse la expresión:

$$I^2 t = K \quad t = 2 \text{ seg. para } I_{\max}.$$

$$K = \left(\frac{1}{0.0575} \right)^2 (2) = 605$$

Para el 70% de la falla máxima se calcula t_1 :

$$[(0.7) (17.39)]^2 t_1 = 605$$

$$t_1 = 4.08 \text{ SEG.}$$

Para el 100% de la falla máxima $t_2 = 2$ seg.

Los valores obtenidos se grafican en las curvas tiempo-corriente No. 4 (Ver pag. No.56)

PASO No. 4 Elaboración de Curvas Tiempo-Corriente.

A) Curva Tiempo-Corriente No.1.

Muestra la porción del circuito más alejada de la fuente incluyendo:

Motor de 200 HP, con su perfil de operación (MCA, CRB, CPC y duración).
Se muestran los requerimientos NEC- OL y NEC-OC.

Cable de 350 MCM. Se traza su curva determinando dos puntos de ella:

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0297 \text{ Log.} \frac{T2 + 234}{10 \frac{T1 + 234}}$$

$$T1 = 75^{\circ}\text{C}$$

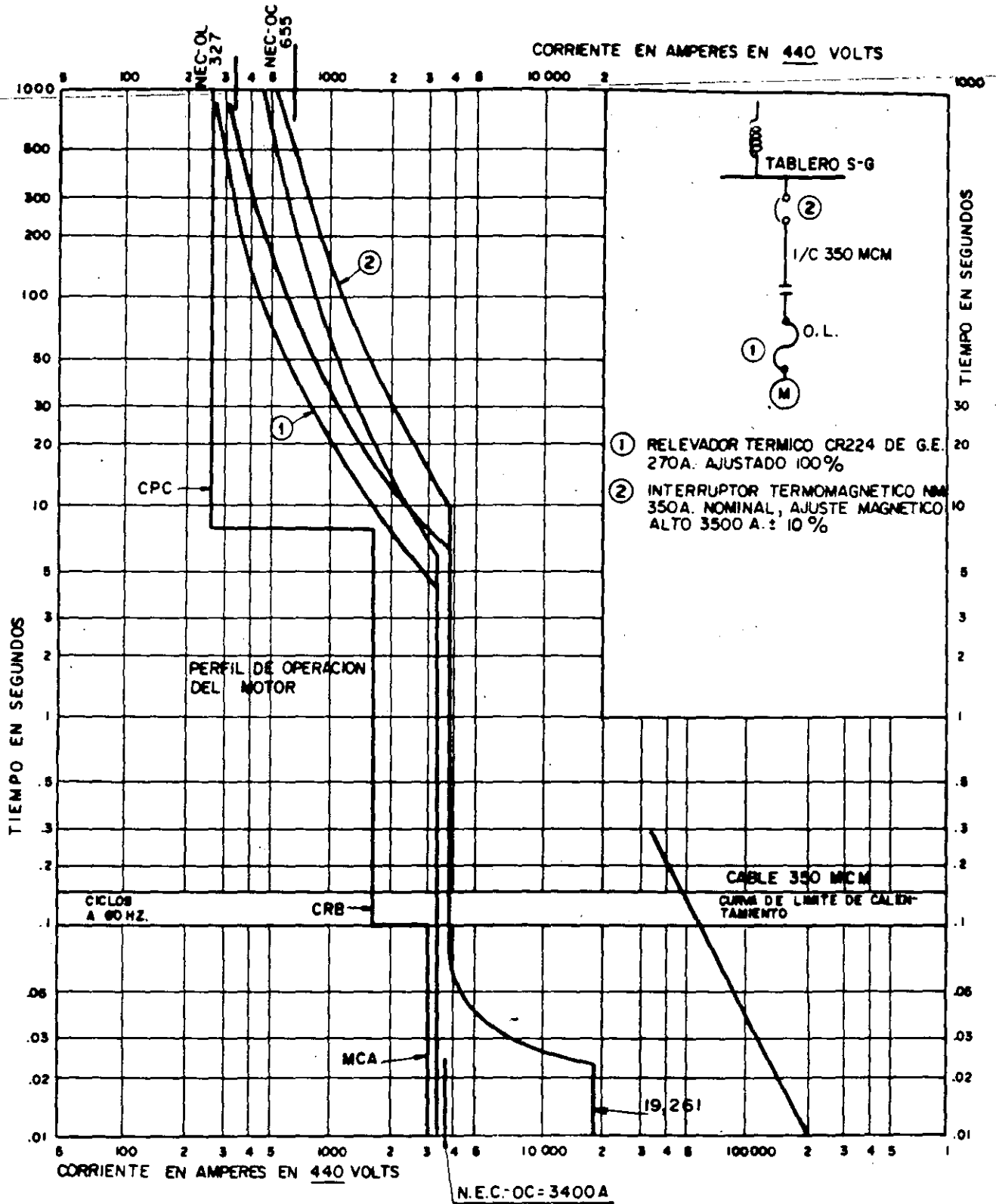
$$T2 = 150^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Para } t = 0.01 \text{ Seg.} \quad I = 185\,292 \text{ A.}$$

$$\text{Para } t = 0.1 \text{ Seg.} \quad I = 58\,596 \text{ A.}$$

Elemento térmico para protección de sobrecarga al motor, tipo CR224 de G.E., 270 A, ajustado al 100% queda entre la C.P.C. y el valor NEC-OL.

Interruptor termomagnético de 350 A, con ajuste magnético de 350 +, - 10% amperes; este valor coincide con el valor NEC-OC2. La curva del interruptor se corta en 23 113 A que es el corto circuito asimétrico en el tablero de servicios generales. (Ver fig. de la pag. No.49).



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

No. 1

MOTOBOMBA DESAGÜE, ALIMENTADOR, TERMOMAGNETICO
EN TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

DIBUJADO POR J. A. MTZ. M.
COMPONENTE MOTO-BOMBA DESAGÜE
LOCALIZACION TAB. SERVS. GRALES.

B) Curva Tiempo - Corriente No. 2.

Se muestra la coordinación del interruptor termomagnético 2 y el relevador de estado sólido del interruptor electromagnético 3 esta hoja contiene: (Ver Fig. Pag. No.51).

- * Interruptor Termomagnético.
- * Límite de calentamiento de 1 cable de 500 MCM.
- * Interruptor Electromagnético, sensor a 2000 A, banda de tiempo largo (L.T.) ajustada a 1.0 la corriente del sensor y tiempo mínimo; se busca estar a la derecha de In 3. Banda de tiempo corto, ajustada a 3 veces (6000 A) y curva de 0.11 seg. se procura estar a la derecha de In 2 + MCA (3950 A) esta curva se corta en ID4 = 40 000 A.

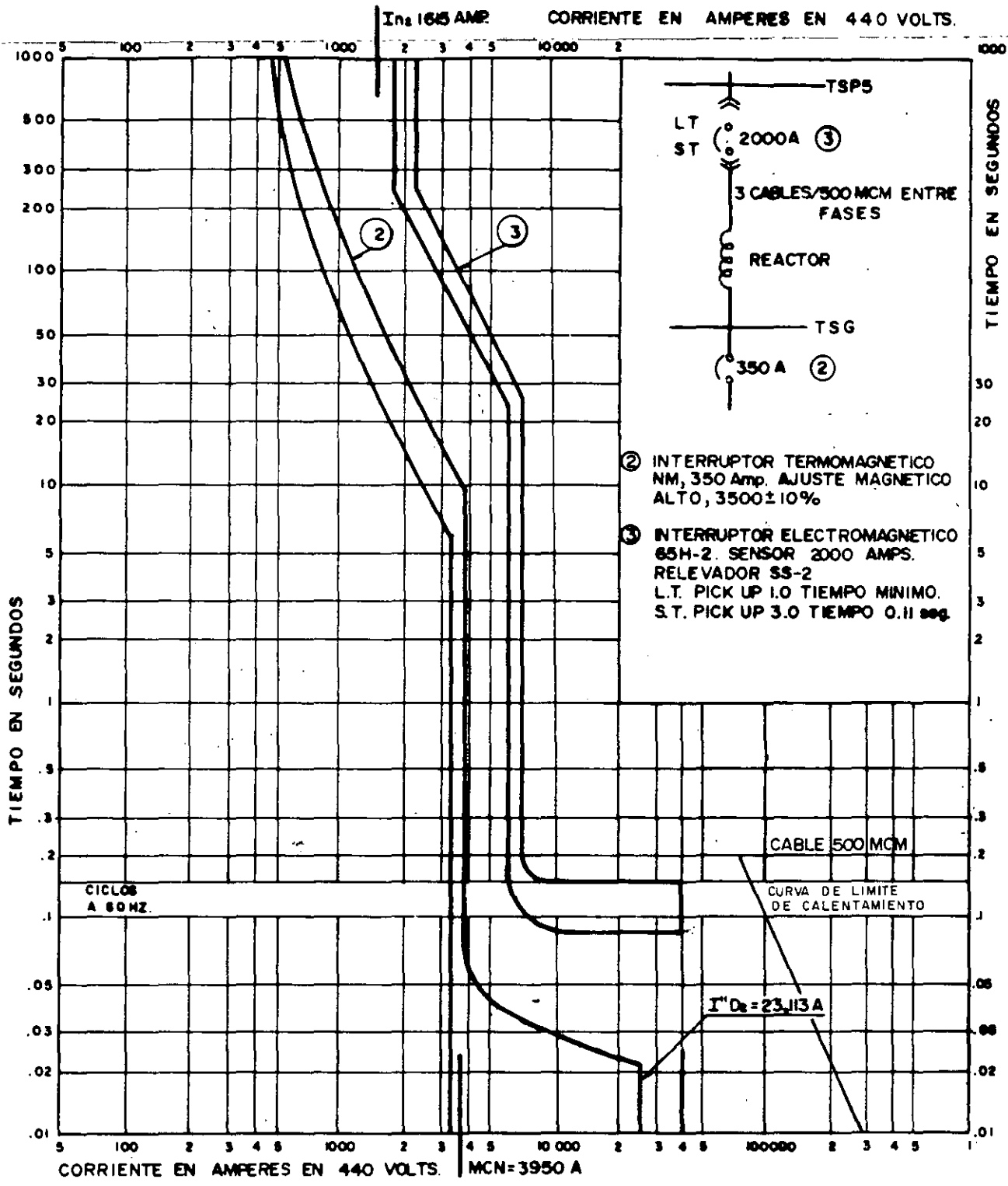
C) Curva Tiempo - Corriente No. 3

Se refieren a la coordinación entre los interruptores electromagnéticos derivados y el principal del tablero No. 5 de servicios propios.

Interruptor derivado de 400 A (No. 4) banda instantánea: Se ajusta al valor máximo, $12 \times = 4\ 800\ A$, con objeto de tener cierta selectividad con los interruptores termomagnéticos del tablero que este interruptor alimenta, en fallas menores a 4800 A, operan los termomagnéticos y si esta es mayor, operan tanto principal como derivados. Esta porción instantánea de la curva se corta a 53 742 A., valor de la falla trifásica asimétrica en ese punto. La banda L.T. se ajusta a 1.0 X, curva mínima.

Interruptor principal, 3000 A, dispositivos de protección de fase No. 5 para proteger el transformador, la banda L.T. y quedar a la izquierda de 250% de I.X. (6 560 A.).

- * Debe permitir que el transformador lleve su plena capacidad en forma permanente, (2 624 A.).
- * Debe proteger a la barras colectoras, de 3000 A.
- * Debe coordinarse con los dispositivos 3 y 7



CURVAS TIEMPO CORRIENTE Nº 2	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE	No. 2
	COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE	FECHA <u>ABRIL-95.</u>
	BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO	DIBUJO <u>AVIÑA</u>
	525 SG	CORRIENTE INT. <u>525 SG</u>
	LOCALIZACION <u>TAB 5SP</u>	

Se selecciona un Pick-Up de 1.0 y la curva mínima para la banda L.T. la banda de tiempo corto se ajusta a la derecha de la banda S.T. del dispositivo No. 3; se selecciona $3 \times = 9\ 000\ \text{A}$ y un ajuste de tiempo de 0.25 seg. la curva se corta a 40 000 A, valor de la corriente transitoria ID4.

BANDA DE TIERRA G.

Tiene por objeto proteger contra fallas de arqueo. La falla probable mínimo de arqueo es el 19% de la falla trifásica:

$$I_{\text{arc}} = 0.19 \times 44\ 785 \quad (\text{Este valor se tomo del calculo por separado de C.C.}).$$

$$I_{\text{arc}} = 8\ 509 \quad (\text{Valor mínimo})$$

Por lo tanto, el valor de falla puede variar desde 8 509 hasta 44 785 A. simétricos. ¿ Qué daños causa esto al equipo ? . La siguiente expresión muestra los daños.

$$I_{\text{arc}} \times 250 = I_{\text{arc}}^{1.5} \quad \text{y}$$

Para un circuito de 400 A.

$$I_{\text{arc}}^{1.5} \times 250 = 400 \times 250 = 100\ 000$$

$$\text{Si } 8\ 509 < I_{\text{arc}} < 44\ 785$$

Se calcula la curva y se traza.

Para un circuito de 3 000 A.

$$I_{arc} = 1.5 \times 3\,000 \times 250 = 750\,000$$

$$\text{Donde } 8\,509 < I_{arc} < 44\,785$$

Ajustando la protección de tierra a $0.75 \times 3000 = 2250$ y la curva de tiempo a 0.08 seg., se protege contra daños en el circuito de 3000 A el circuito de 400 A, solo queda protegido mediante su banda instantánea. Ver fig. de la pag. No .

D) Curva Tiempo-Corriente No. 4

Se coordinan el relevador IAC 53 en 15 KV con el relevador de estado sólido del interruptor principal en baja tensión.

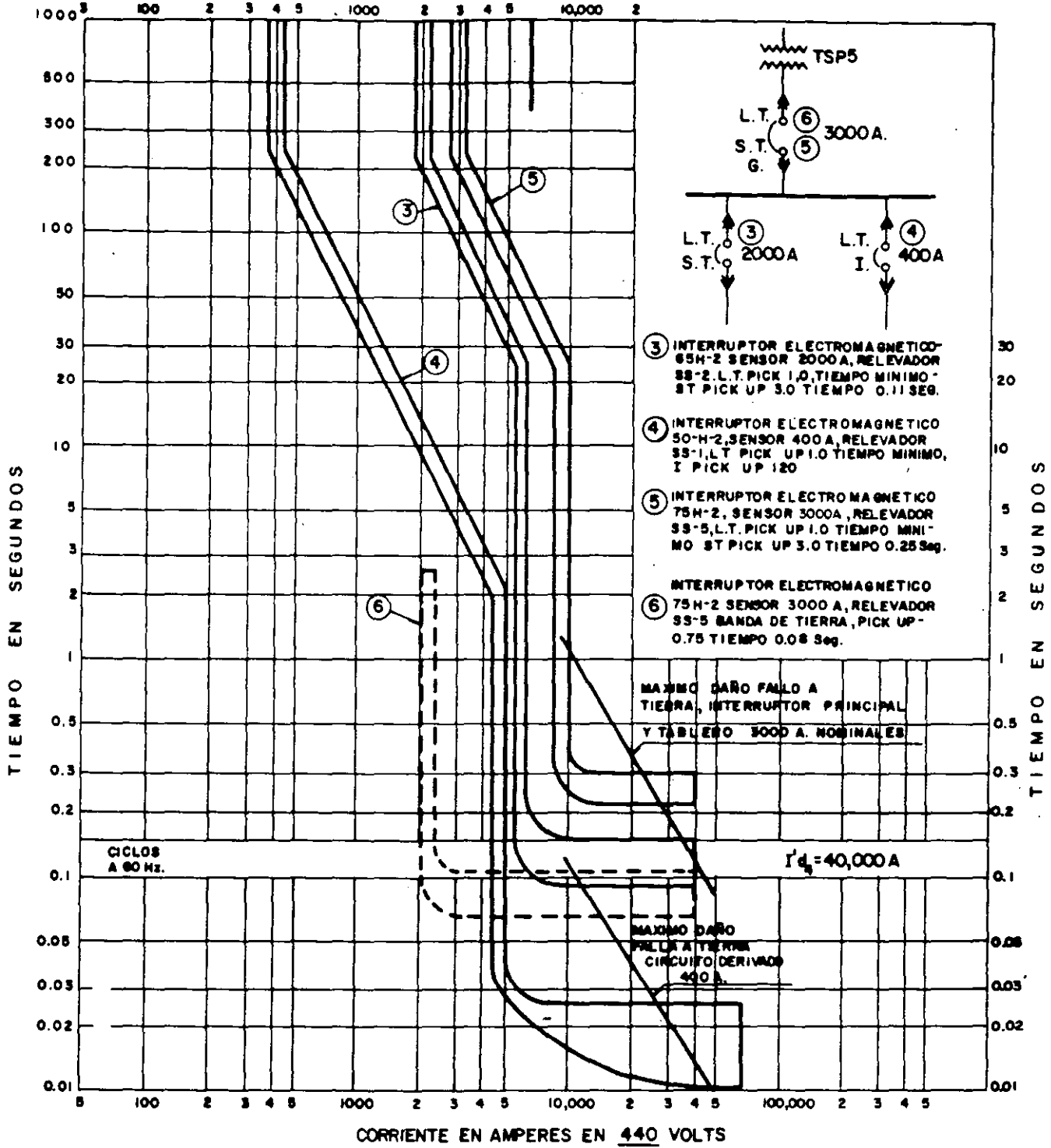
La tensión base es de 15 KV y todas las corrientes se calculan en esa base:

$$3\,000 \text{ AMPERES } \times \frac{440}{15\,000} = 88 \text{ A.}$$

Así se procede para los demás valores, refiriendo con esto los valores en B.T. al lado de 15 KV.

Relevador 50 / 51. Su parte de sobrecorriente, ANSI 51,7. Se debe ajustar considerando lo siguiente:

- * Debe coordinarse con el interruptor en baja tensión.
- * Debe quedar a la izquierda del valor fijado por el NEC para alta tensión (400 % I.H. , 308 A).
- * Debe cordinarse con la curva de la Categoría II.



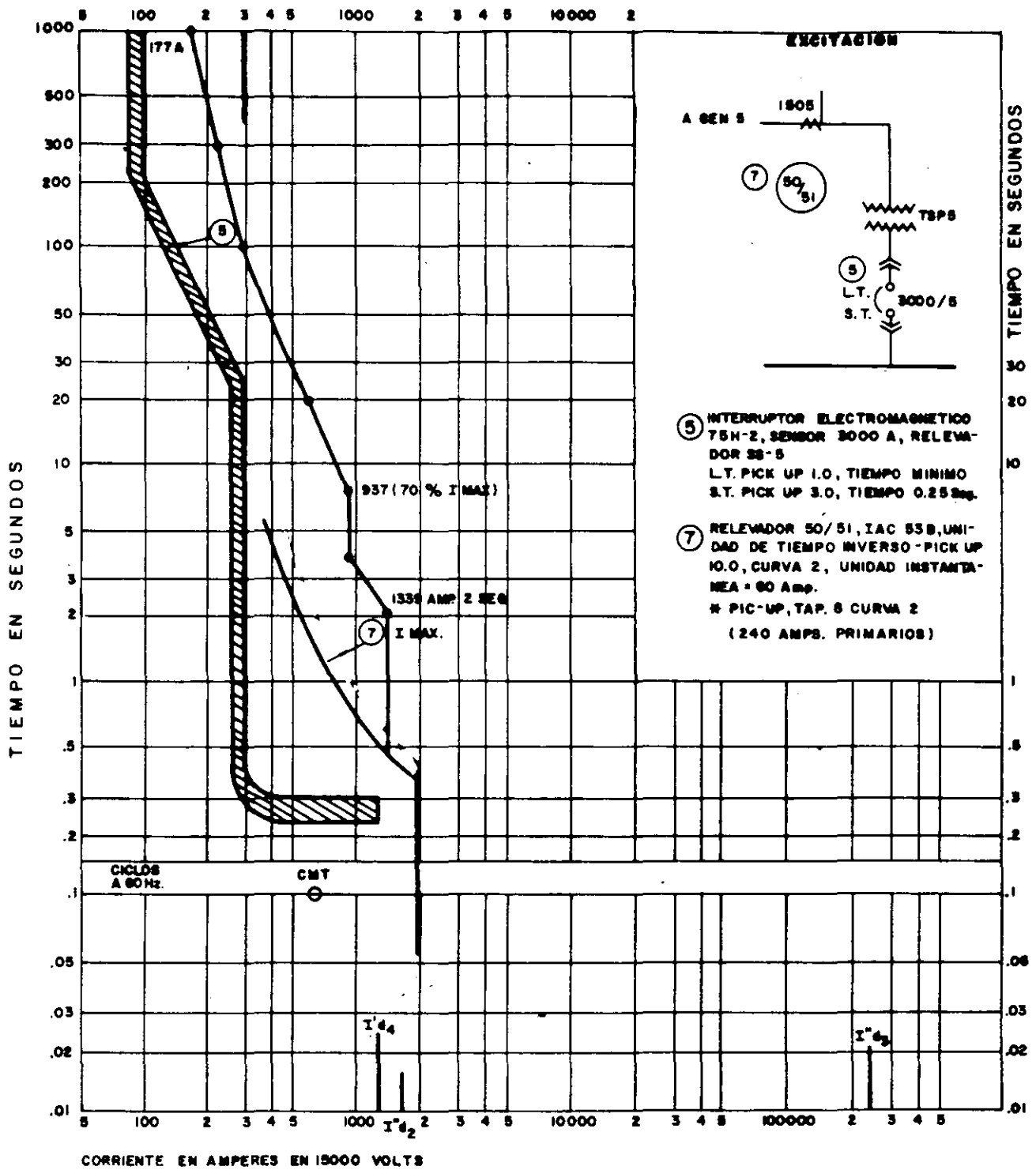
CURVAS TIEMPO - CORRIENTE		Nº 3
COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES ELECTRO-	DIBUJADO POR	G. G. R.
MAGNETICOS PRINCIPAL Y DERIVADOS EN TABLE-	COMPONENTE	INTS. VARIOS
RO 5 DE SP.	LOCALIZACION	TAB. 5 SP.

Para cumplir con lo anterior, el relevador se ajusta a un PICK-UP de 300 A primarios (dada la relación de los T.C., $150 / 5 = 30$, el TAP debe ser de 10), la curva de tiempo seleccionada es la No. pag.

Dado que este relevador 50 / 51 es sensible a las fallas subtransitorias y asimétricas, el instantáneo debe ajustarse a un valor mayor que 44 785 A, la corriente de la falla en el secundario (1 313.7 A. referidos al primario). Se selecciona un ajuste de 60 Amperes, equivalentes a:

$$60 \times \frac{150}{5} \times \frac{15\,000}{440} = 51\,136 \text{ A.}$$

$$51\,136 > 4\,785$$



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

Nº **4**

COORDINACION ENTRE RELEVADOR 50/51,
LADO 15000 V. E INTERRUPTOR PRINCIPAL
LADO 440 V.

DIBUJADO POR G. G. R.
 COMPONENTE RELEVADOR E INT.
 LOCALIZACION TAB. DUPLEX Y TSP 5

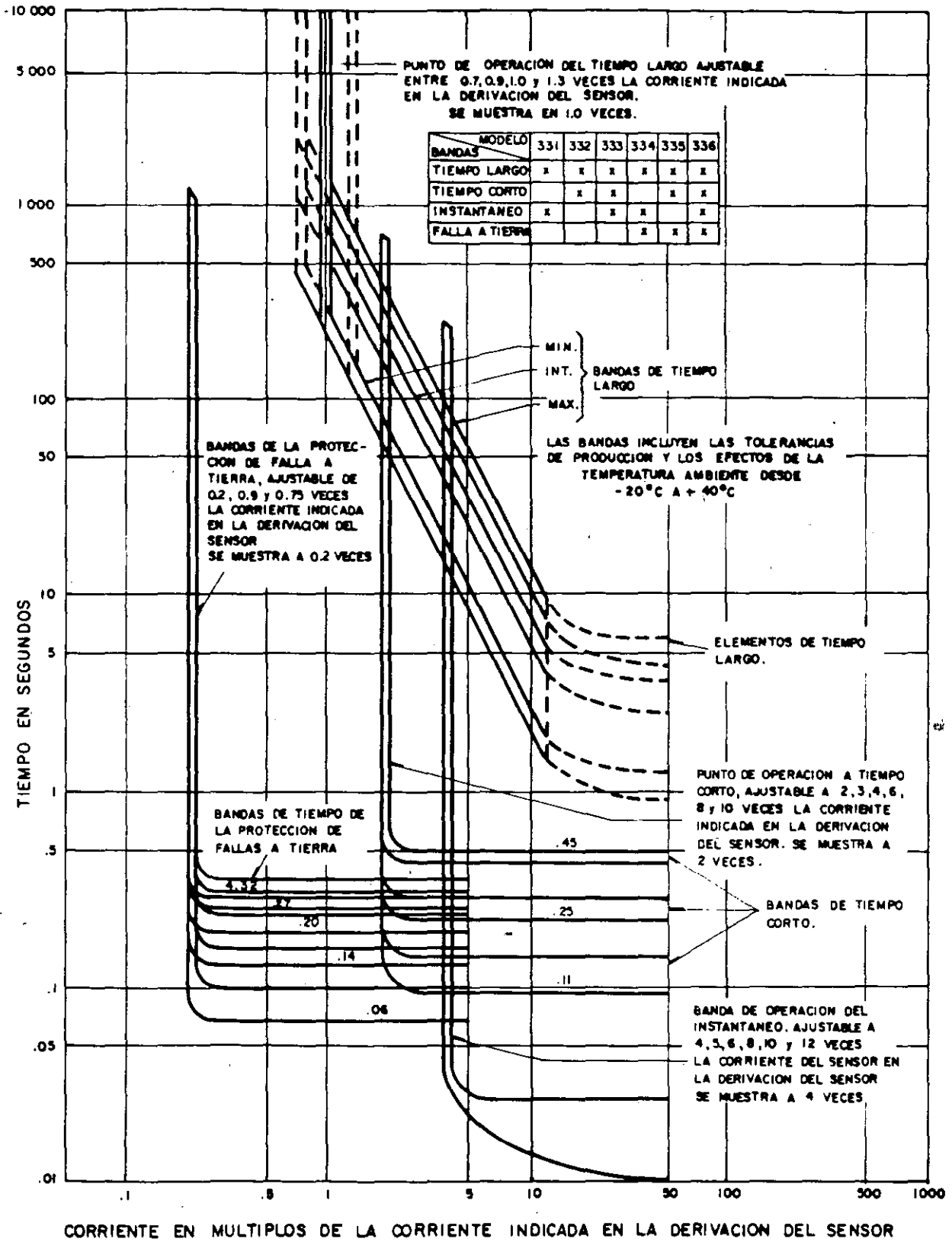


FIG. 13.- CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS

2.8 FALLAS DE ARQUEO.

Tipos de falla en baja tensión.

Falla Franca o Sólida.

Limitada por la Impedancia del Sistema.
Raramente ocurre en circuitos prácticos.
Trifásicos, bifásicos, fase-tierra.

Falla de Arqueo.

Puede originarse entre fases pero inevitablemente involucrará la tierra. Puede ser causada por fallas de aislamientos, accidentes de construcción, roedores etc.

Corrientes de fuga en aislamientos.

Del orden de miliamperes, sucede en herramientas portátiles, aparatos electrodomésticos, etc.

¿ Qué son las fallas de arqueo ?

* Aunque la falla se origina entre fases, inevitablemente se manifestará a tierra.

* El valor de la falla solida a tierra:

$$I_F = \frac{3 E L - N}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G}$$

Z_1 SEC (+)
 Z_2 SEC (-)
 Z_0 SEC (0)
 Z_G IMPEDANCIA A TIERRA

Quando la falla no es sólida, existe un arco cuya corriente es un porcentaje de la falla solida, pero de un valor de Iarc y Varc difíciles de predecir. Sin embargo, las recomendaciones de protección aconsejan situar el valor mínimo entre un 19% a un 38% de la falla sólida en un sistema de 480 / 277 V. Más abajo de este rango se considera que la falla se autoextingue.

Dado los bajos valores que pueda tener IARC, es probable que la protección de sobrecorriente de fase (PSCF) no la detecte.

Si esto sucede, la corriente puede durar varios segundos o minutos y su efecto es altamente destructivo, dada la gran cantidad de energía que se libera a través del arco y no se disipa en el resto del sistema (buses, cables, etc.) como en el caso de la falla sólida.

Otra característica de las fallas de arco es que en la inmensa mayoría de los casos se presenta exclusivamente en sistemas de 480 / 277 V, debido a que la tensión teórica necesaria para la reignición del arco es 375 VOLTS y este sistema si la proporciona ($277 \times 2 = 391 > 375 \text{ V.}$).

Así resulta que teóricamente es poco probable que en un sistema de 220 / 127 V. Se presente una falla de arco y no se autoextinga.

Las recomendaciones no aconsejan proteger contra este tipo de falla en sistemas de 220 / 127 V. (NEC, etc.). Sin embargo existen algunos casos reportados donde estas fallas no se autoextinguen.

¿ Como se debe de proteger un circuito contra fallas de arco a tierra ?

1.- Calibrar si las condiciones de carga lo permiten, la PSCF entre un 19% y un 38% del valor de la falla sólida (para efectos prácticos) si estamos cerca del transformador.

I FASE - TIERRA = I TRIFASICA

2.- Si las condiciones de carga o de coordinación no permiten calibrar la PCSF en forma adecuada, se recomienda un sistema de protección de fallas a tierra.

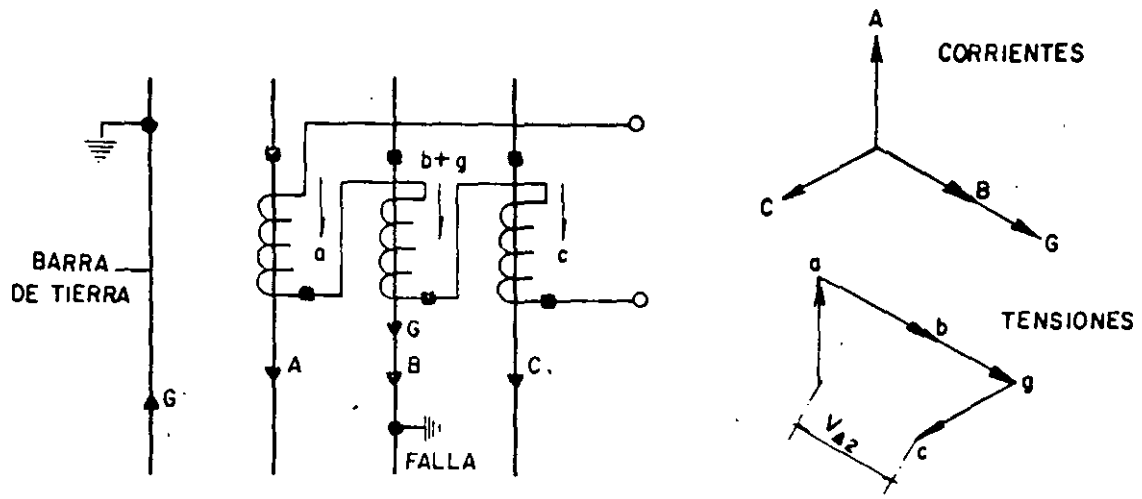
SISTEMAS DE PROTECCION DE FALLAS A TIERRA. (PFAT)

- * Desbalanceo de tensiones en delta abierta.
- * Corriente residual.
- * Sensor dona abrazando 3 fases y neutro.
- * Sensor corriente de regreso por el neutro del transformador.

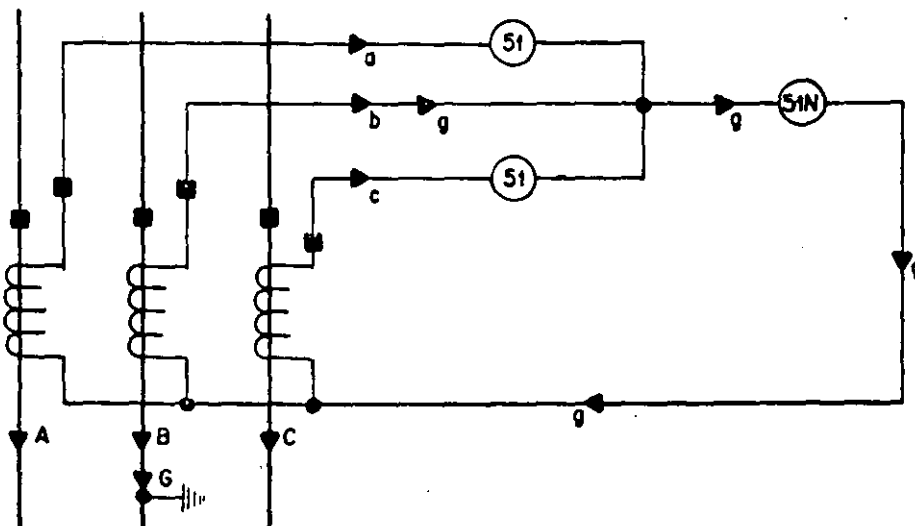
Ya se ha seleccionado el equipo, ¿ existe algún criterio para determinar la frontera de los daños admisibles en fallas a tierra? Si:

Ver diagramas de protección anexos. Pag. No. 60 y 61 .

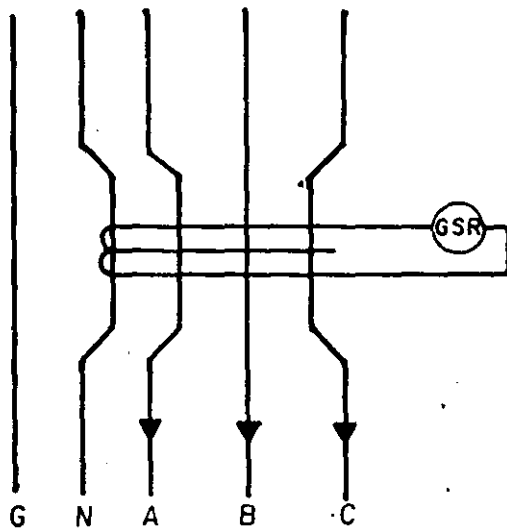
SISTEMAS DE P. F. A. T.



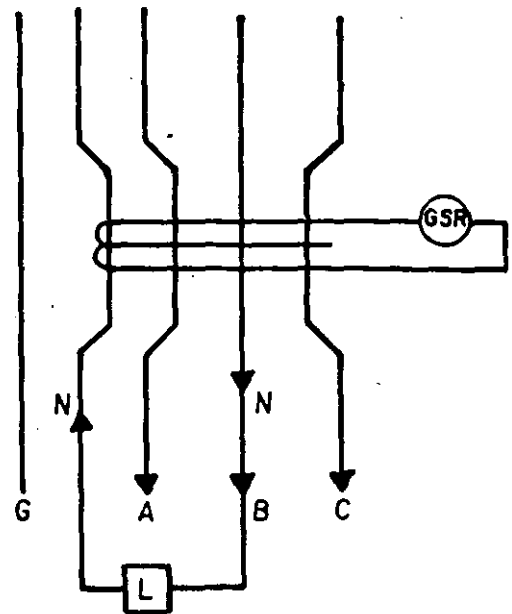
DELTA ABIERTA



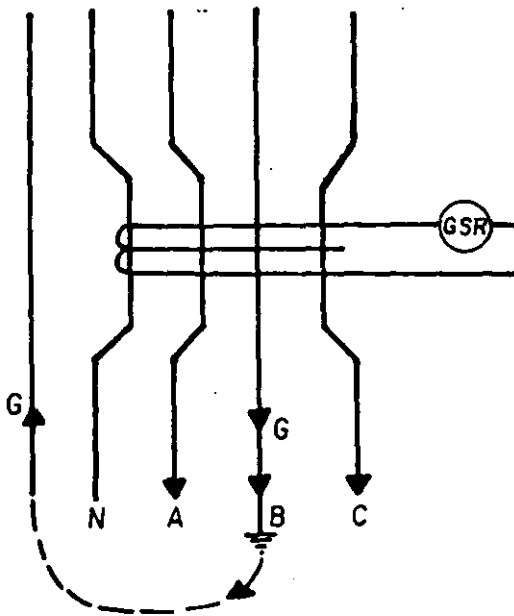
CORRIENTE RESIDUAL



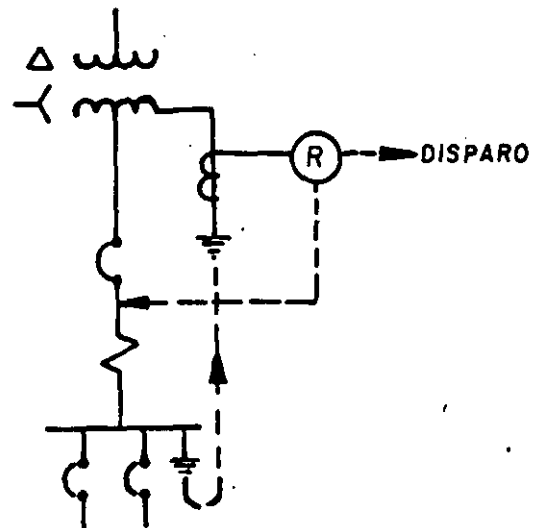
SENSOR DE TIERRA
(CORRIENTES BALANCEDAS)



SENSOR DE TIERRA
(MAXIMO CASO DE DESBALANCEO)



SENSOR DE TIERRA
(CONDICION DE FALLA, EL RELEVADOR OPERA)



PROTECCION EN REGRESO
CIRCUITO DE TIERRA



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

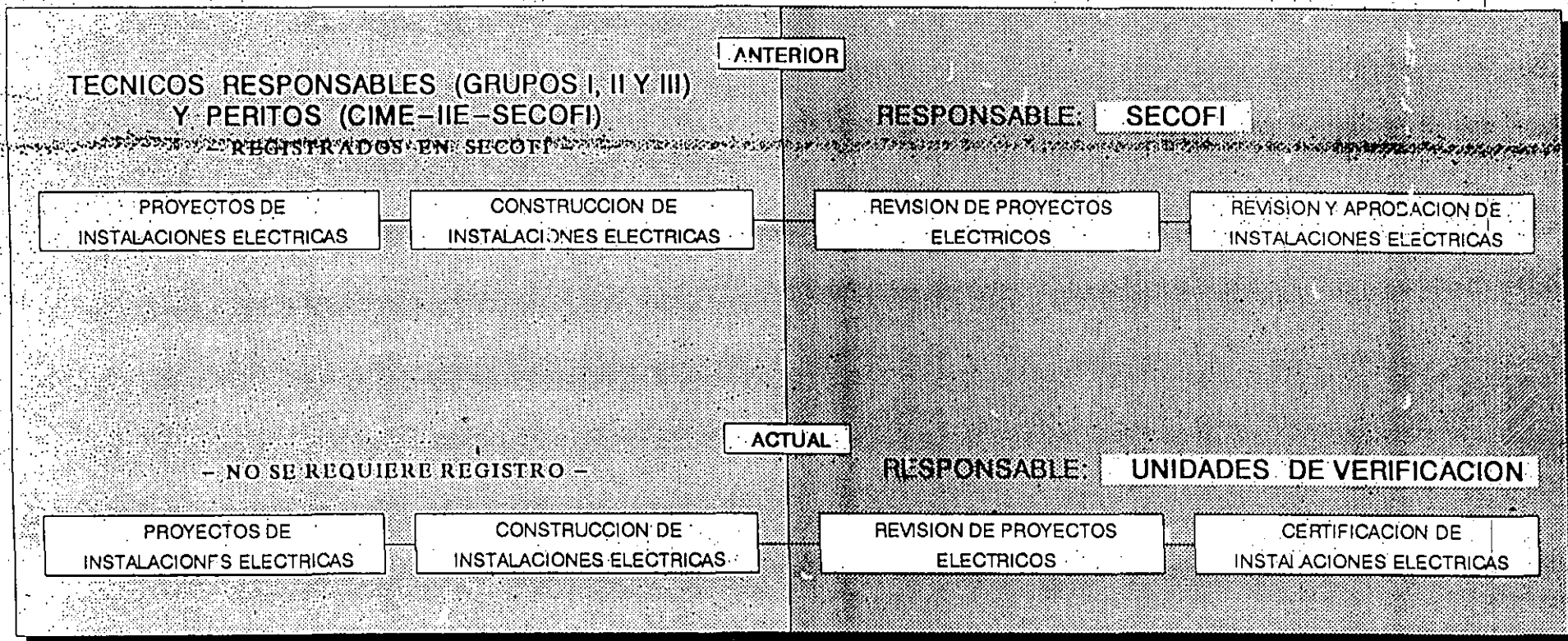
T E M A 1 4

**REGLAMENTACION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS
Y ASPECTOS RELEVANTES DE LA NOM-001-SEMP-94**

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS

JUNIO 1995

ACTIVIDADES QUE SE REALIZABAN ANTES Y DESPUES DE LAS MODIFICACIONES A LA LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA DEL 23 DE DICIEMBRE DE 1992



DE CONFORMIDAD CON LA LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION DEL 1º DE JULIO DE 1992.

CERTIFICACION :

PROCEDIMIENTO POR EL CUAL SE ASEGURA QUE UN PRODUCTO, PROCESO SISTEMA O SERVICIO SE AJUSTA A LAS NORMAS O LINEAMIENTOS O RECOMENDACIONES DE ORGANISMOS DEDICADOS A LA NORMALIZACION NACIONALES O INTERNACIONALES.

Ley Federal sobre Metrología y Normalización, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1o. de julio de 1992.

Artículo 68:

La verificación de las Normas Oficiales Mexicanas se realizará por las Dependencias del Ejecutivo Federal y por **Unidades de Verificación acreditadas**.

Artículo 69:

~~La Secretaría de Comercio y Fomento Industrial deberá acreditar, después~~ de la aprobación de las dependencias competentes, a las personas físicas o morales para operar como **Unidades de Verificación**.

Para la aprobación a que se refiere el párrafo anterior, las dependencias formarán comités de evaluación integrados por técnicos calificados y con experiencia en los campos de las ramas específicas.

Artículo 72:

La Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, publicará en el Diario Oficial de la Federación, periódicamente la relación de las **Unidades de Verificación acreditadas**. También publicará las suspensiones y revocaciones.

MARCO JURIDICO

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de Diciembre de 1992.

Artículo 28 :

"Corresponde al solicitante del servicio, realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de la energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en alta tensión, y de suministros en lugares de concentración pública, se requerirá que una unidad de verificación aprobada por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal certifique, en los formatos que para tal efecto expida ésta, que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones. La Comisión Federal de Electricidad solo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones a que se refiere este párrafo han sido certificadas en los términos establecidos en este artículo".

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de Mayo de 1993.

Artículo 56:

"Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicio en alta tensión y de suministro en lugares de concentración pública, se requerirá que una unidad de verificación aprobada por la Secretaría verifique en los formatos que para tal efecto expida, que la instalación en cuestión y el proyecto respectivo cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables".

INTEGRANTES DEL COMITÉ TÉCNICO DE EVALUACIÓN DE UNIDADES DE VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
- Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
- Secretaría de la Contraloría General de la Federación.
- Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Cámara Nacional de la Industria de la Construcción.
- Cámara Nacional de Empresas de Consultoría.
- Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- Asociación de Ingenieros Universitarios Mecánicos y Electricistas.

UNIDADES DE VERIFICACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

Objetivo:

Verificar exclusivamente el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana aplicable a instalaciones eléctricas.

NOM-001-SEMP-1994

Actuación:

A solicitud del usuario.

Función:

Certificar el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana aplicable a instalaciones eléctricas.

Obligación:

Proporcionar un servicio con calidad y eficiencia.

REQUISITOS PARA LA APROBACION Y ACREDITAMIENTO DE UNIDADES DE VERIFICACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

Los aspirantes a Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas deberán presentar en la Dirección General de Operación Energética de la SEMIP, con copia a la Dirección General de Normas de la SECOFI.

- 1.- La solicitud debidamente requisitada, en formato expedido por la SEMIP.
- 2.- Copia del Título o de la cédula profesional expedida por la S.E.P., correspondiente a Ingeniero Electricista, Mecánico Electricista o ramas afines a la Ingeniería Eléctrica.
- 3.- Documento que avale su legal existencia; si es persona física presentar el registro correspondiente ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, si es persona moral presentar Acta Constitutiva y acreditar y comprobar que el personal técnico cumple con los requisitos señalados para personas físicas.
- 4.- Copia de los documentos que avalen 5 años de experiencia, como mínimo y que demuestren que se cuenta con capacidad técnica o profesional suficiente para la prestación del servicio que se pretende ofrecer.
- 5.- Documento que sustente la solvencia económica del solicitante, en el caso de persona moral los Estados Financieros de la empresa y en el caso de persona física acreditar dicha solvencia a satisfacción de la SEMIP.
- 6.- Certificado que avale que el equipo con que se pretende prestar el servicio de verificación de instalaciones eléctricas, está calibrado en laboratorios acreditados. Facturas que demuestren que el equipo es propio o tener subcontratados los servicios de un laboratorio de pruebas acreditado.
- 7.- Presentar una descripción detallada de los servicios que pretende prestar.
- 8.- Informar de las normas oficiales mexicanas que se pretendan verificar y describir los procedimientos que se utilizarán para la prestación de los servicios.
- 9.- Demostrar que se cuenta con la infraestructura suficiente y adecuada relacionada con los servicios que pretende prestar.
- 10.- Aprobar el examen que para el efecto autorice la SEMIP.

OBLIGACIONES DE LAS UVIES

La unidad de verificación deberá:

- Prestar con regularidad y eficiencia el servicio de verificación de instalaciones eléctricas a solicitud expresa de los usuarios de energía eléctrica, como lo marca el artículo 28 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Verificar el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas aplicables a las instalaciones eléctricas y emitir el dictamen correspondiente.
- Seguir la metodología para la revisión de proyecto y verificación de instalaciones eléctricas.
- Contar con la infraestructura mínima indispensable para ejecutar los servicios de verificación en forma expedita y eficiente.
- No tener interés comercial, ni ser parte de alguna institución o empresa pública o privada que tenga intereses comerciales directos en las instalaciones de los usuarios que verifique.
- No realizar servicios de verificación en instalaciones proyectadas y/o construidas por persona física o moral que forme parte de la unidad de verificación.
- La Unidad de Verificación que labore como servidor público y que desarrolle actividades directamente vinculadas con la verificación de instalaciones eléctricas de utilización, debe abstenerse de participar en cualquier forma en la atención, tramitación o resolución de asuntos relacionados con esta actividad, observando lo señalado en el Título Tercero, Capítulo I, Artículo 47, fracciones XII, XIII y XV de la Ley Federal de Responsabilidades de los Servidores Públicos.
- Guardar confidencialidad en los procesos de fabricación, derechos de autor o patente, derechos de propiedad y cualquier otra información que el usuario considere secreta o reservada.
- Hacer extensivo este compromiso al personal que labore personalmente bajo sus órdenes, y que tome parte en las verificaciones de las instalaciones eléctricas.
- Remitir a SEMIP dentro de los quince días siguientes a cada mes, a partir de la fecha de operación, el reporte técnico así como el listado de deficiencias encontradas, en su caso, copia del acta circunstanciada sea cual fuere su resultado y un ejemplar de la Constancia de Cumplimiento cuando este proceda.

MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACION DE UNIDADES DE VERIFICACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

Objetivo:

Establecer los procedimientos para la prestación del servicio.

Participación de la UVIE:

Enriquecer el manual.

- Actualizarlo
- Complementarlo
- Mejorarlo

Obligación de la UVIE:

Observar fielmente los procedimientos del manual.

· LOS EXAMENES DE EVALUACION SE REFERIRAN A :

- a) Aspectos legales relacionados con las Instalaciones Eléctricas.
- 1) Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
 - 2) Ley del Servicio Publico de Energía Eléctrica.
 - 3) Reglamento de la Ley del Servicio Publico de Energía Eléctrica.
 - 4) Acuerdo del 9 de Mayo de 1988 publicado en el Diario Oficial de la Federación.
- b) Conocimientos técnicos profundos sobre la Normatividad Eléctrica :
NOM-001-SEMP-1994.
- 1) Capitulo 1 (Disposiciones Generales)
 - 2) Capitulo 2 (Diseño y Protección de las Instalaciones Eléctricas)
 - 3) Capitulo 3 (Métodos de Instalación y Materiales)
 - 4) Capitulo 4 (Equipos de Uso General)
 - 5) Capitulo 5 (Ambientes Especiales)
 - 6) Capitulo 6 (Equipos Especiales)
 - 7) Capitulo 7 (Condiciones Especiales)
 - 8) Capitulo 8 (Sistemas de Comunicación)
 - 9) Capitulo 9 (Alumbrado Publico)
 - 10) Capitulo 21 (Generalidades)

11) Capítulo 22 (Lineas Aéreas)

12) Capítulo 23 (Lineas Subterráneas)

13) Capítulo 24 (Subestaciones)

c) Aspectos Teóricos

1) Protecciones, Ajustes, Aspectos básicos de coordinación

2) Cálculos por Unidad

3) Corto Circuito

4) Mejoramiento del Factor de potencia

5) Selección del Equipo de Protección y Desconexión

6) Calculo y Selección de Transformadores

7) Equipo de Protección por Sobretensiones

8) Pruebas a Instalaciones Eléctricas

9) Calculo y Selección de Capacitores

10) Fuentes Ininterrumpibles de Energía Eléctrica

11) Criterios Normativos para la Selección del Equipo y Dispositivos Eléctricos

- Recomendable que la UVIE intervenga desde el inicio del proyecto.
- El usuario debe de proporcionar a la UVIE :
 - Planos eléctricos.
 - Memoria Técnica.
 - Resultado de pruebas eléctricas.
- Honorarios sujetos al libre juego de la oferta y la demanda.
- La UVIE tiene cobertura nacional.
- Monopolios.
- La UVIE debe fundamentar con base en la NOM las deficiencias encontradas en su caso.
- Inconformidades.

INFORMACION, ASESORIA Y QUEJAS

Para mayor información, asesoría o quejas, llamar a:

SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

564-76-10 (Quejas y Denuncias)

564-80-00 exts. 1326, 1192 y 1172

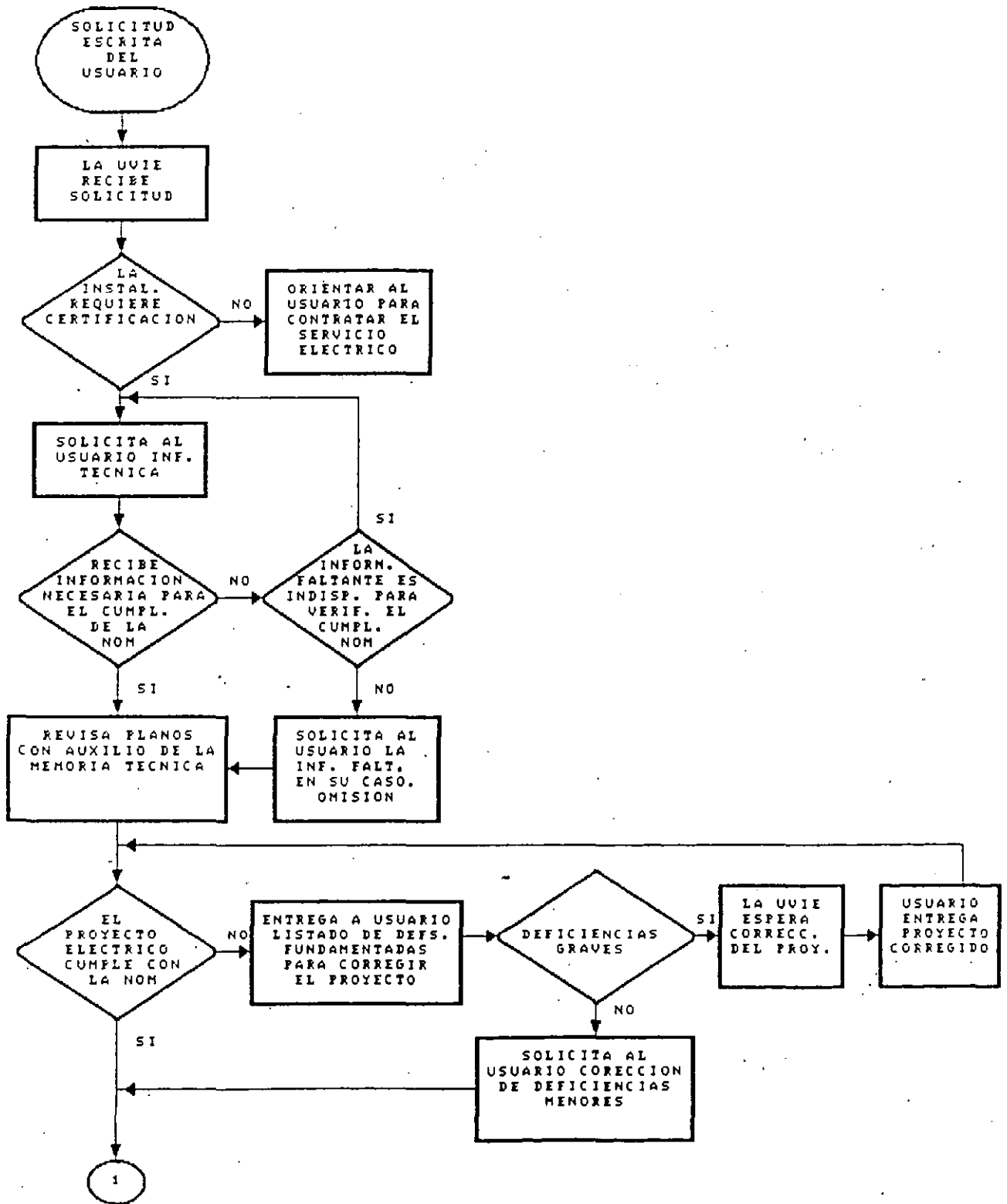
553-91-49 (Información)

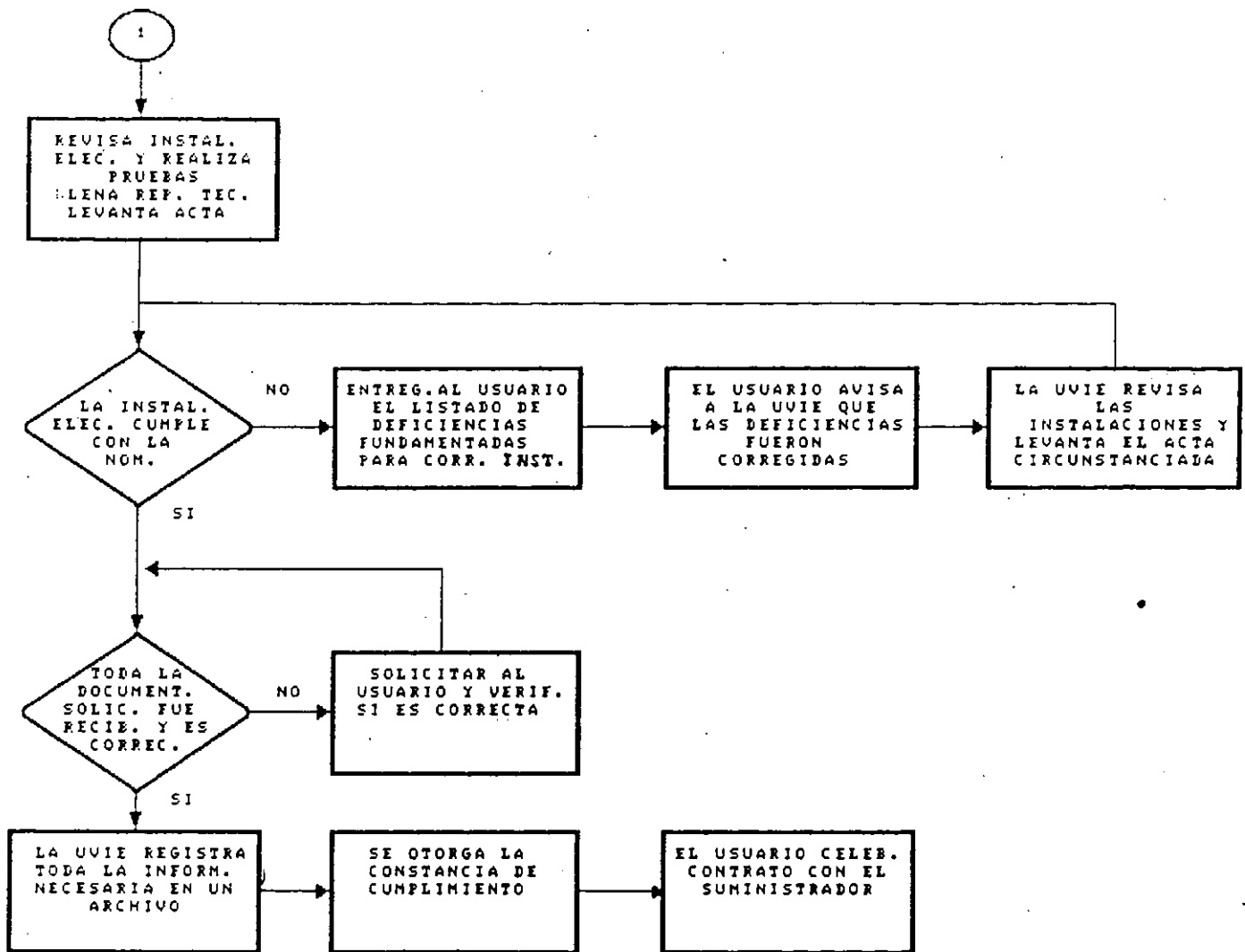
**SACTEL (TELEFONOS DE LA SECRETARIA DE LA CONTRALORIA
GENERAL DE LA FEDERACION**

En el Distrito Federal al : 604-12-40

En la República Mexicana al : 91-800-00-148
(La llamada es gratuita).

EVENTOS QUE PUEDEN PRESENTARSE EN UNA VERIFICACION







SECRETARÍA DE ENERGÍA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

I.- Requieren certificación por medio de una unidad de verificación de instalaciones eléctricas, aprobada por la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal y acreditada por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, las instalaciones de energía eléctrica con las siguientes características:

I.- Suministros en alta tensión, de más de 1000 volts entre conductores o más de 600 volts con respecto a tierra, en corriente alterna (exceptuando los señalados en el punto 2).

II.- Lugares de concentración pública (exceptuando los señalados en el punto 2).

Se entiende como lugares de concentración pública:

- Albergues
- Asilos
- Arenas de box, lucha, patinaje, etc.
- Auditorios
- Baños Públicos
- Bares
- Bibliotecas públicas
- Bodegas, almacenes, expendios y envasadoras de materias líquidas, sólidas y gaseosas peligrosas
- Cárceles
- Cantinas
- Carpas
- Centros de convenciones
- Centros deportivos
- Centros nocturnos, cabaretes, discotecas, etc.
- Cines
- Circos
- Cortijos
- Centros para culto religioso
- Cafeterías
- Clínicas
- Edificios nuevos ocupados por arrendatarios, copropietarios o condominios habitacionales y de



SECRETARÍA DE ENERGÍA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

oficinas, de más de 3 niveles; exclusivamente en las instalaciones de los servicios comunes y alimentación general.

- Escuelas y demás centros docentes
- Estadios
- Expendios de Leche
- Exposiciones
- Fábricas de pinturas a base de solventes inflamables
- Fábricas de muebles de madera
- Fábricas de productos de hule y sus derivados
- Fábricas donde haya áreas de niquelado, galvanoplastia y polvos metálicos
- Fábricas textiles
- Ferias
- Funerarias
- Galerías
- Gasolineras y Estaciones de Servicio
- Guarderías
- Gimnasios
- Hangares y talleres de reparación aeronáutica
- Hoteles
- Hospitales y Sanatorios
- Instituciones financieras
- Juegos mecánicos
- Laboratorios
- Lavado y engrasado de automotores
- Lienzos charros
- Madererías
- Mercados
- Minas
- Molinos de Nixtamal
- Moteles
- Museos
- Parques de diversiones
- Plantas de bombeo y rebombeo de hidrocarburos líquidos y gaseosos
- Plantas químicas y petroquímicas
- Plantas de refinación en general
- Plantas de tratamiento de carbón
- Plazas taurinas
- Restaurantes
- Reclusorios
- Salones de fiestas
- Salones de baile
- Talleres de costura
- Teatros



SECRETARIA DE ENERGIA,

MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

- Terminales para pasajeros (aéreos, terrestres, marítimas)
- Tiendas departamentales y de autoservicio
- Tortillerías

Los demás inmuebles o áreas destinadas a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro motivo de reunión en forma habitual, así como los que se indican en la sección 501 de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NCM-EM-001-SEMP-1993.

- 2.- No se requerirá la certificación expedida por una unidad de verificación, en los siguientes tipos de instalaciones eléctricas:

a) CON CARGA CONTRATADA HASTA 10 KW.

- Albergues
- Cárceles
- Cantinas
- Cortijos
- Cafeterías
- Ferias
- Funerarias
- Galerías
- Instituciones financieras
- Juegos mecánicos
- Lienzos Charros
- Mercados
- Parques de Diversiones
- Plazas taurinas



SECRETARIA DE ENERGIA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

- Restaurantes
- Reclusorios
- Talleres de costura
- Terminales para pasajeros (aéreos, terrestres, marítimas)
- Expendios exclusivamente de leche, molinos de nixtamal y tortillerías.
- Los demás inmuebles o áreas destinadas a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro motivo de reunión en forma habitual.

b) CUALQUIER CARGA CONTRATADA

- Servicios de alumbrado público, Tarifas 5 y 5A para alumbrado (hasta en tanto existan NOM).
- Subestación tipo poste y red aérea, en alta tensión, tarifa 9, para bombeo de agua para riego agrícola.
- Subestación tipo poste y red aérea, en alta tensión, tarifa 6, para bombeos de aguas potables o negras del servicio público.
- Recontrataciones por cambio de razón social o giro sin incremento de carga contratada.
- Recontrataciones por disminución de la carga contratada.
- Recontrataciones sin cambio de razón social en servicios que fueron dados de baja, dentro de un período de 12 meses sin incremento de carga contratada.
- Instalaciones eléctricas que serán entregadas al suministrador para su operación.
- Instalaciones eléctricas utilizadas para la construcción de los inmuebles.



SECRETARIA DE ENERGIA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

- Instalaciones del Ejército, Armada y la Fuerza Aérea, que sean de carácter y fines exclusivamente militares y estén enmarcados dentro de la Seguridad Nacional (Las instalaciones armadas serán responsables de que dichas instalaciones cumplan con los ordenamientos legales).

c) CON CARGA CONTRATADA HASTA 40 KW Y CON SUMINISTROS EN BAJA TENSION

- Microindustrias
- Talleres exceptuando los de costura
- Fábricas exceptuando las que contengan ambiente peligroso.

NORMA OFICIAL MEXICANA

NOM-001-SEMP-1994

Relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica

OBJETIVO

La presente Norma Oficial Mexicana tiene por objeto establecer las especificaciones de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de servicio y seguridad para las personas y su patrimonio.

Nota: Suple a la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-001-SEMP-1993, cuya prórroga concluyó el 15 de octubre de 1994.

CONTENIDO DE LA NOM-001-SEMP-1994

INTRODUCCION. (1 Artículo)

PRIMERA PARTE

- CAPITULO 1. Disposiciones generales. (2 Artículos)
- CAPITULO 2. Diseño y protección de las instalaciones eléctricas. (9 Artículos)
- CAPITULO 3. Métodos de instalación y materiales. (42 Artículos)
- CAPITULO 4. Equipos de uso general. (15 Artículos)
- CAPITULO 5. Ambientes especiales. (22 Artículos)
- CAPITULO 6. Equipos especiales. (18 Artículos)
- CAPITULO 7. Condiciones especiales. (11 Artículos)
- CAPITULO 8. Sistemas de comunicación. (3 Artículos)
- CAPITULO 9. Alumbrado público. (6 Artículos)
- CAPITULO 10. Tablas.

SEGUNDA PARTE

- CAPITULO 21. Generalidades. (3 Artículos)
- CAPITULO 22. Líneas aéreas. (10 Artículos)
- CAPITULO 23. Líneas subterráneas. (9 Artículos)
- CAPITULO 24. Subestaciones. (5 Artículos)

Total: 156 Artículos

COMITE CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

CCNNIE

ESTRUCTURA E INTEGRACION

PRESIDENTE

SECRETARIO TECNICO

VOCALES

AMEFACE, AMERIC, AMIME, ASA, CANAME, CFE, CIME, CNIC, CONACOMEE, CONACYT, CONAE, COTNNIE, FECIME, FIDE, IIE, IMP, IMSS, LFC, CFE-PAESE, PEMEX, PROFECO, SECOFI, SEDESOL, SE-CRE, SE-DGAJ.

SUBCOMITE - 1
COORDINADOR
AMEFACE
PROYECTO
Y PROTECCION DE
INSTALACIONES
METODOS DE
INSTALACIONES
CONDUCTORES Y
CANALIZACIONES

SUBCOMITE-2
COORDINADOR
AMERIC
INSTALACION DE
EQUIPO
ELECTRICO
DIVERSO

GRUPO ESPECIAL
COORDINADOR
CANAME

SUBCOMITE-3
COORDINADOR
CIME
INSTALACIONES
ESPECIALES
Y SUBESTACIONES

SUBCOMITE-4
COORDINADOR
CFE
LINEAS AEREAS Y
SUBTERRANEAS Y
ALUMBRADO
PUBLICO

INTEGRACION DEL COMITE CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS (CCNNIE).

PRESIDENTE:

SECRETARIO TÉCNICO:

VOCALIA:

- **AMEFACE.-** Asociación Mexicana de Fabricantes de Conductores Eléctricos.
- **AMERIC.-** Asociación Mexicana de Empresas del Ramo de Instalaciones para la Construcción A.C.
- **AMIME.-** Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- **ASA.-** Aeropuertos y Servicios Auxiliares.
- **CANAME.-** Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas.
- **CFE.-** Comisión Federal de Electricidad.
- **CIME.-** Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- **LyFC.-** Luz y Fuerza del Centro, S.A.
- **CNIC.-** Cámara Nacional de la Industria de la Construcción.
- **CONACOME.-** Confederación Nacional de Asociaciones de Comerciantes de Material y Equipo Eléctrico.
- **CONACYT.-** Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.
- **CONAE.-** Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
- **COTNNIE.-** Comité Técnico de Normalización Nacional de la Industria Eléctrica.
- **FECIME.-** Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos Electricistas.

- **FIDE.-** Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía en el Sector Eléctrico.
- **IIE.-** Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- **IMP.-** Instituto Mexicano del Petróleo.
- **IMSS.-** Instituto Mexicano del Seguro Social.
- **PAESE.-** Programa para el Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.
- **PEMEX.-** Petróleos Mexicanos.
- **PROFECO.-** Procuraduría Federal del Consumidor.
- **SECOFI.-** Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
- **SEDESOL.-** Secretaría de Desarrollo Social.
- **SEMIP-CRE.-** Comisión Reguladora de Energía, SEMIP.
- **SEMIP-DGAJ.-** Dirección General de Asuntos Jurídicos, SEMIP.

CAPITULO 1 DISPOSICIONES GENERALES

ARTICULO 110-14 (c)

--- Terminales en dispositivos de 100 A o menores o para conductores de calibres 14 a 1 AWG, su temperatura de aislamiento debe ser 60° C.

--- Terminales en dispositivos de 100 A o mayores o para conductores de calibres superiores a 1 AWG, su temperatura de aislamiento debe ser 75° C.

--- Se pueden usar conductores con mayor temperatura de operación, pero su capacidad se toma a 60° o 75° C según sea el caso.

ARTICULO 210 CIRCUITOS DERIVADOS.

--- Conductor neutro aislamiento de color blanco o gris natural.

--- Cualquier otro neutro aislamiento de color blanco con franjas de un color identificable (que no sea verde).

--- Conductor de puesta a tierra, puede ser desnudo o bien aislado de un color verde o con una o mas franjas amarillas a lo largo del conductor.

--- Medios efectivos de identificación para las fases tales como:

- cintas
- etiquetas, etc.

210.7 En cualquier local todos los contactos instalados en circuitos derivados de 15 a 20 A deben ser del tipo de puesta a tierra.

Carga Máxima en Circuitos Derivados

La carga total no debe exceder la capacidad del circuito y debe estar de acuerdo con los siguientes casos específicos:

Motores en comb. con otras cargas.- La carga total debe basarse en el 1.25 de la corriente del motor mayor más la suma de las corrientes de los demás motores más las corrientes de las otras cargas.

Unidades de iluminación.- La carga de éstas debe considerar el balastro.

Cargas continuas.- No deben exceder el 80 % de la capacidad del circuito, a menos que se haya aplicado F.A.

Tabla 210-24

Resumen de Requisitos para Circuitos Derivados

Capacidad nominal del circuito	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
CONDUCTORES - Alambrado de circuitos*: Sección transversal mínima (Calibre AWG) - Derivaciones: Sección transversal mínima (Calibre AWG)	2.082 mm ² 14	3.307 mm ² 12	5.260 mm ² 10	8.367 mm ² 8	13.30 mm ² 6
22	2.082 mm ² 14	2.082 mm ² 14	2.082 mm ² 14	3.307 mm ² 12	3.307 mm ² 12
Protección contra sobrecorriente	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Dispositivos de salida: Portalámparas permitidas Capacidad de contacto	cualquier tipo 15 A max.	cualquier tipo 15 ó 20 A	servicio pesado 30 A	servicio pesado 40 ó 50 A	servicio pesado 50 A
Carga máxima	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Carga permitida	Refiérase a la secc. 210-23(a)	Refiérase a la secc. 210-23(a)	Refiérase a la secc. 210-23(b)	Refiérase a la secc. 210-23(c)	Refiérase a la secc. 210-23(c)

* Estas secciones transversales nominales son para conductores de cobre.

Tabla 310-17 Capacidad de conducción de corriente en amperes de cables monoconductores aislados 0 a 2 000 V, al aire libre y para una temperatura ambiente de 30 °C.

Area de la sección transversal mm ² (AWG - kCM)	Temperaturas máximas de operación (Véase Tabla 310 - 13).					
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
	TIPOS TW * UF *	TIPOS RHW * THW *, THHW * THW-LS, THHW-LS THWN *, XHHW *	TIPOS SA, SIS, FEP * FEPB * RHH *, RHW-2 THW-2, THHW * THHW-LS, TT THWN-2, THHN * USE-2, XHHW * XHHW-2	TIPOS TW * UF *	TIPOS RHW * THW *, THHW * THW-LS, THHW-LS THWN *, XHHW *	TIPOS SA, SIS, RHH *, RHW-2 THW-2, THHW * THHW-LS THWN-2, THHN * USE-2, XHHW * XHHW-2
	C O B R E			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.8235 (18)	18
1.307 (16)	24
2.082 (14)	25*	30*	35*
3.307 (12)	30*	35*	40*	25*	30*	35*
5.260 (10)	40*	50*	55*	35*	40*	40*
8.367 (8)	60	70	80	45	55	60
13.30 (6)	80	95	105	60	75	80
21.15 (4)	105	125	140	80	100	110
33.62 (2)	140	170	190	110	135	150
42.41 (1)	165	195	220	130	155	175
53.48 (1/0)	195	230	260	150	180	205
70.43 (2/0)	225	265	300	175	210	235
95.01 (3/0)	260	310	350	200	240	275
125.0 (4/0)	300	360	405	235	280	315
167.8 (250)	340	405	455	265	315	355
220.0 (300)	375	445	505	290	350	395
287.5 (350)	420	505	570	330	395	445
377.0 (400)	455	545	615	355	425	480
490.0 (500)	515	620	700	405	485	545
630.0 (600)	575	690	780	455	540	615
817.0 (750)	655	785	885	515	620	700
1075.0 (1 000)	780	935	1055	625	750	845

FACTORES DE CORRECCION

Temperatura ambiente °C.	Para temperatura ambiente diferente de 30 °C, multiplique las capacidades de corriente de la tabla mostradas arriba por el factor de corrección correspondiente en esta tabla.					
21 - 25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04
26 - 30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
31 - 35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96
36 - 40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91
41 - 45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87
46 - 50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82
51 - 55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76
56 - 60	0.58	0.71	0.58	0.71
61 - 70	0.33	0.58	0.33	0.58
71 - 80	0.41	0.41

* La protección contra sobrecorriente para conductores de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre, en los Tipos marcados con un asterisco *, no debe exceder de:
 15 A para 2.082 mm² (14), 20 A para 3.307 mm² (12) y 30 A para 5.260 mm² (10) para conductores de cobre.
 15 A para 3.307 mm² (12), y 25 A para 5.260 mm² (10) para conductores de aluminio o aluminio recubierto de cobre.

Tabla 310-16. Capacidad de conducción de corriente en amperes de conductores aislados de 0 a 2 000 V, 60°C a 90°C. No más de 3 conductores en un cable, en una canalización o directamente enterrados y para una temperatura ambiente de 30 °C.

Area de la sección transversal mm ² (AVG - kCM)	Temperaturas máximas de operación (Véase Tabla 310 - 13).					
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
	TIPOS TW * UF *	TIPOS RHW * THW *, THHW * THW-LS, THHW-LS THWN *, XHHW * USE *	TIPOS SA, SIS, FEP * FEPB * RHH *, RHW-2 THW-2, THHW * THHW-LS, TT THWN-2, THHN * USE-2, XHHW * XHHW-2	TIPOS TW * UF *	TIPOS RHW * THW *, THHW * THW-LS, THHW-LS THWN *, XHHW * USE *	TIPOS SA, SIS, RHH *, RHW-2 THW-2, THHW * THHW-LS THWN-2, THHN * USE-2, XHHW * XHHW-2
	C O B R E			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.8235 (18)	14
1.307 (16)	18
2.092 (14)	20*	20*	25*
3.307 (12)	25*	25*	30*	20*	20*	25*
5.260 (10)	30	35*	40*	25*	30*	35*
8.367 (8)	40	50	55	30	40	45
13.30 (6)	55	65	75	40	50	60
21.15 (4)	70	85	95	55	65	75
33.62 (2)	95	115	130	75	90	100
42.41 (1)	110	130	150	85	100	115
53.48 (1/0)	125	150	170	100	120	135
67.43 (2/0)	145	175	195	115	135	150
85.01 (3/0)	165	200	225	130	155	175
107.2 (4/0)	195	230	260	150	180	205
126.7 (250)	215	255	290	170	205	230
152.0 (300)	240	285	320	190	230	255
177.3 (350)	260	310	350	210	250	280
202.7 (400)	280	335	380	225	270	305
253.4 (500)	320	380	430	260	310	350
304.0 (600)	355	420	475	285	340	385
380.0 (750)	400	475	535	320	385	435
506.7 (1 000)	455	545	615	375	445	500

FACTORES DE CORRECCION

Temperatura ambiente °C.	Para temperatura ambiente diferente de 30 °C, multiplique las capacidades de corriente de la tabla mostradas arriba por el factor de corrección correspondiente en esta tabla.					
21 - 25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04
26 - 30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
31 - 35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96
36 - 40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91
41 - 45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87
46 - 50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82
51 - 55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76
56 - 60	0.58	0.71	0.58	0.71
61 - 70	0.33	0.58	0.33	0.58
71 - 80	0.41	0.41

* La protección para sobrecorriente para conductores de cobre, aluminio o aluminio recubierto de cobre, en los tipos marcados con un asterisco *, no debe exceder de :
 15 A para 2.082 mm² (14), 20 A para 3.307 mm² (12) y 30 A para 5.260 mm² (10) para conductores de cobre.
 15 A para 3.307 mm² (12), y 25 A para 5.260 mm² (10) para conductores de aluminio o aluminio recubierto de cobre, después de que se han aplicado los factores de corrección por temperatura ambiente y agrupamiento de conductores.

210.8 En unidades de vivienda, todos los contactos monofásicos, de 127 V, instalados en circuitos derivados de 15 y 20 A, en baños, cocheras, exteriores, lugares con acceso directo a desniveles no mayores de 2 m, debajo de desniveles y sótanos empleados como áreas de trabajo, almacenes o similares. Deben ser del tipo con interruptor integrado contra falla a tierra.

En otras instalaciones; tales como embarcaciones, baños de comercios, industrias y en techos los contactos monofásicos, de 127 V, instalados en circuitos derivados de 15 y 20 A, también deben ser del tipo con interruptor integrado contra falla a tierra.

ARTICULO 215 ALIMENTADORES.

215.10 - Para sistemas en estrella con neutro solidamente puesto a tierra, con medios de desconexión de 1 000 A o más y tensión de más de 150 V a tierra, sin exceder de 600 V entre fases, se debe proveer protección contra falla a tierra.

Esto no debe aplicarse si representa un riesgo, como es el caso de bombas contra incendio.

El funcionamiento del sistema de protección contra falla a tierra debe ser instalado cuando se use por primera vez. Estas pruebas deben quedar a disposición de la autoridad competente.

ARTICULO 220

CALCULO DE CIRCUITOS DERIVADOS.

--- La capacidad del del circuito derivado no debe ser menor a :

$$\Sigma \text{Carga no continua} + 1.25 \text{ Carga continuas}$$

--- Para motores :

Para un motor : 1.25 de I_n a plena carga del motor

Para un motor de servicio no continuo :
Ver tabla 430-22 (a).

CALCULO DE ALIMENTADORES.

--- En ningún caso la carga calculada de un alimentador debe ser menor que las cargas de los circuitos derivados alimentados, aplicando los factores de demanda que correspondan.

--- Para motores.:

Σ de las I_n a plena carga de todos los motores, mas el 25 % de la I_n del motor mayor del grupo, considerando el factor de demanda aplicable en su caso.

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

240.3(a) - No se debe exigir protección contra sobrecorriente cuando ésta represente un riesgo como es el caso de BCI y grúas magnéticas.

240.3(b) - Si la capacidad de un conductor no corresponde con el valor nominal de la protección, para dispositivos de 800 A o menos, se puede usar el inmediato superior.

- Si la capacidad de un conductor no corresponde con el valor nominal de la protección, para dispositivos de 800 A o más, se puede usar el inmediato inferior.

Este artículo se refiere en múltiples ocasiones sobre la necesidad de coordinación de protecciones.

DERIVACIONES DE ALIMENTADORES

240-21 (b).

Derivaciones de alimentadores no mayores de 3 m de longitud.:

1) La capacidad de corriente de los conductores no debe ser menor que la carga abastecida por dichos conductores derivados y, no menor que la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente al final de los conductores derivados.

2) Salvo en el punto de conexión al alimentador, los conductores derivados estarán encerrados en una canalización que se extienda desde la derivación a la cubierta de un cuadro de distribución, tablero o dispositivo de control, o la parte de atrás de un cuadro de distribución abierto.

3) Para instalación en campo donde el conductor derivado sale de un gabinete o bóveda en la cual esta hecha la derivación, el rango del dispositivo de sobrecorriente del lado de la línea del conductor derivado, no deberá exceder el 1000% (10 veces) la capacidad del conductor derivado.

240-21 (c).

Derivaciones de alimentadores no mayores de 10 m de longitud. Se permite que las derivaciones de conductores de un alimentador no tengan protección contra sobrecorriente en el punto de la derivación siempre que:

- La capacidad de conducción de corriente de los conductores de la derivación no sea menor que 1/3 del valor del dispositivo de protección contra sobrecorriente de los conductores alimentadores.

- Los conductores de la derivación deben terminar en un solo interruptor o juego de fusibles que limite la carga a la capacidad de conducción de corriente de los conductores de la derivación.

- Estar adecuadamente protegidos contra daños físicos y deben estar dentro de una canalización.

240-21 (d).

El alimentador derivado del primario, más el alimentador derivado del secundario de un transformador, cuya longitud total entre ambos no exceda de 7.5. m. Los conductores de alimentación a un transformador, se permitirá que se deriven sin protección contra sobrecorriente en el punto de derivación, si se cumple la totalidad de las condiciones siguientes:

1) Que los conductores que alimenten el primario del transformador tengan una capacidad de corriente de por lo menos, $1/3$ de la de los conductores o de la protección contra sobrecorriente de la que se deriven.

2) Que los conductores alimentados por el lado secundario del transformador tengan una capacidad de corriente que multiplicada por la relación de transformación de tensiones (secundario o primario), sea por lo menos de $1/3$ de la capacidad de corriente de los conductores o de la protección contra sobrecorriente de la cual se derivan los conductores primarios.

3) Que la longitud total del conductor en el primario más el conductor secundario no exceda los 7.5 m, excluyendo cualquier parte del conductor primario protegida para su capacidad de corriente.

4) Que los conductores primarios y secundarios estén adecuadamente protegidos contra daños mecánicos.

5) Que los conductores secundarios terminen en un único interruptor automático o un juego de fusibles

240-21 (d).

Derivaciones de alimentadores de más de 7.5 m. Se permiten derivaciones de hasta 30 m de longitud total cuyo recorrido horizontal no sea mayor de 7.5 m si se cumple que:

1) La capacidad de los conductores derivados no debe ser menor de $1/3$ de la del dispositivo del cual se alimentan.

2) Los conductores derivados deben terminar en un único interruptor automático o juego de fusibles que limiten la carga a la capacidad de los conductores derivados.

3) Los conductores derivados deben estar adecuadamente protegidos contra daños mecánicos, alojándose dentro de una canalización.

4) Los conductores derivados deben ser continuos, sin empalmes de extremo a extremo.

5) La sección transversal mínima de los conductores derivados no debe ser menor de 13.30 mm² (6 AWG) para cobre y de 21.15 mm² (4 AWG) para aluminio .

6) Los conductores derivados no atravesarán paredes, pisos ni techos.

7) La derivación se hará a no menos de 9 m desde el piso.

240.100 - En alimentadores con tensiones superiores a 600 V, la protección debe ser como sigue:

Para fusibles - No más de tres veces la capacidad de conducción de corriente del circuito protegido.

Para interruptores - No más de seis veces la capacidad de ajuste de disparo térmico (ajuste de tiempo largo).

En cualquier caso, estas protecciones se deben coordinar.

Conductores en Paralelo

Los conductores de 53.48 mm² (1/0 AWG) o mayor, ya sea de fase, de neutro o de puesta a tierra, pueden conectarse en paralelo siempre que:

- . - tengan la misma longitud**
- . - sean del mismo material conductor**
- . - tengan la misma sección transversal**
- . - tengan el mismo tipo de aislamiento**
- . - sean terminados en la misma forma**

Si están tendidos en canalizaciones o cables diferentes, éstas deben tener las mismas características fijas.

ARTICULO 250 PUESTA A TIERRA

250.23 - El conductor de puesta a tierra se lleva a cada interruptor de servicio con el objeto de que las corrientes de falla tengan un camino de retorno en el caso de una de corto circuito.

250.24 - Cuando uno o más edificios son alimentados de un sistema de CA puesto a tierra, cada servicio en cada edificio individual debe ser separadamente puesto a tierra. Si uno o más servicios son alimentados de un sistema no puesto a tierra, el electrodo de puesta a tierra debe estar conectado solamente a la cubierta del equipo de servicio.

250.27 - La puesta a tierra por medio de una alta impedancia o reactancia es una práctica que tiene por objeto limitar la corriente de falla a tierra a un valor seguro. La puesta a tierra por medio de alta impedancia se usa generalmente en sistemas no puestos a tierra.

Tabla 250-94 Conductor para electrodo de puesta a tierra en sistemas de C.A.

Area de la sección transversal del conductor más grande de acometida o su equivalente para conductores en paralelo		Area de la sección transversal del conductor para electrodo de puesta a tierra	
Cobre mm ²	Aluminio mm ²	Cobre mm ²	Aluminio mm ²
Hasta 33.62 (2 AWG)	Hasta 53.48 (1/0 AWG)	8.367 (8 AWG)	13.30 (6 AWG)
más de 33.62 hasta 53.48 (2-1/0 AWG)	más de 53.48 hasta 85.01 (1/0-3/0 AWG)	13.30 (6 AWG)	21.15 (4 AWG)
más de 53.48 hasta 85.01 (1/0-3/0 AWG)	más de 85.01 hasta 126.7 (3/0 AWG-250 KCM)	21.15 (4 AWG)	33.62 (2 AWG)
más de 85.01 hasta 177.3 (3/0 AWG-350 KCM)	más de 126.7 hasta 253.4 (250-500 KCM)	33.62 (2 AWG)	53.48 (1/0 AWG)
más de 177.3 hasta 304.0 (350-600 KCM)	más de 253.4 hasta 456.0 (500-900 KCM)	53.48 (1/0 AWG)	85.01 (3/0 AWG)
más de 304.0 hasta 557.4 (600-1100 KCM)	más de 456.0 hasta 886.5 (900-1750 KCM)	67.43 (2/0 AWG)	107.2 (4/0 AWG)
más de 557.4 (+ de 1100 KCM)	más de 886.5 (+ de 1750 KCM)	85.01 (3/0 AWG)	126.7 (250 KCM)

Tabla 250-95 Sección transversal mínima de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etc.	Tamaño Cobre		Tamaño Aluminio	
	mm ²	AWG/KCM	mm ²	AWG/KCM
No mayor de: (amperes)				
15	2.082	14	3.307	12
20	3.307	12	5.260	10
30	5.260	10	8.367	8
40	5.260	10	8.367	8
60	5.260	10	8.367	8
100	8.367	8	13.30	6
200	13.30	6	21.15	4
300	21.15	4	33.62	2
400	27.67	3	42.41	1
500	33.62	2	53.48	1/0
600	42.41	1	67.43	2/0
800	53.48	1/0	85.01	3/0
1000	67.43	2/0	107.2	4/0
1200	85.01	3/0	126.7	250
1600	107.2	4/0	177.3	350
2000	126.7	250	202.7	400
2500	177.3	350	304	600
3000	202.7	400	304	600
4000	253.4	500	405.4	800
5000	354.7	700	612	1200
6000	405.4	800	612	1200

Nota: Véanse las restricciones aplicables a las instalaciones, señaladas en la Sección 250-92.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 310 CONDUCTORES PARA INSTALACIONES DE USO GENERAL

310.4 - No se pueden poner en paralelo conductores menores a 53.48 mm^2 (1/0 AWG), excepto si son para control.

Factores de corrección por agrupamiento

(a) Para cables o canalizaciones que tengan más de 3 conductores que lleven corriente. Cuando el número de conductores que llevan corriente en un cable o en una canalización exceda de tres, la capacidad de corriente obtenida de las tablas y ya corregida por temperatura debe ser afectada por los factores de corrección por agrupamiento de la tabla siguiente:

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
4 a 6	0.80
7 a 9	0.70
10 a 20	0.50
21 a 30	0.45
31 a 40	0.40
41 y más	0.35

ARTICULO 318 CHAROLAS PARA CABLES

318.3 - Usos Permitidos. Los siguientes cables o canalizaciones pueden instalarse en charolas bajo las condiciones del artículo correspondiente:

Cables armados, cables con armadura engargolada, cables con cubierta no metálica, cables con cubierta no metálica y con pantalla, cables multiconductores para acometidas, cables multiconductores para alimentadores subterráneos y circuitos derivados, cables de energía y de control para charolas, cables de potencia limitada para charolas.

Cables monoconductores tipos THW-LS, THHW-LS, XHHW-LS para charolas en interiores o exteriores donde se requiera mayor protección contra la propagación de incendio y de baja emisión de humos.

Tubo conduit metálico semipesado, metálico pesado, rígido no metálico, metálico ligero, metálico flexible, metálico flexible hermético y no metálico flexible hermético

Los cables monoconductores deben ser de 53.48 mm² (1/0 AWG) o mayor, en charola tipo escalera o de canal ventilado

En condiciones especiales y solamente para charolas del tipo de fondo sólido continuo, se permite el uso de secciones de cables monoconductores menores a 53.48 mm² pero no menores a 8.367 mm² (8 AWG).

Los cables para puesta a tierra deben ser de 107.2 mm² (4/0 AWG) o mayores

Nota: Este artículo no pretende limitar el uso de charola solo a establecimientos industriales.

318.3 - Uso No Permitido. En cubos de ascensores, o donde puedan estar sujetas a daño físico severo. Tampoco en espacios de manejo de aire, excepto como soporte, según la sección 300-22(c).

- No se permiten cables de 600 V o más junto con cables de 600 V o menos, excepto que sean separados por una barrera fija de material compatible o cuando los cables de más de 600 V sean del tipo MC.

ARTICULO 347 TUBERIA ELECTRICA NO METALICA

- Es una canalización flexible, corrugada de sección transversal circular.
- Resistente a la humedad.
- Atmósferas químicas.
- Resistentes a la flama.
- Cuando se requiere (Art. 250), se debe adicionar un conductor para la puesta a tierra de los quipos
- Debe sujetarse a intervalos no mayores a 1.80 m.
- Debe marcarse sus características principales a cada metro.

USOS PERMITIDOS :

- En edificios que no excedan de tres pisos.
 - a) Visible cuando no este expuesto a daños físicos.
 - b) Oculto dentro de paredes, pisos o techos.

- En edificaciones que excedan de tres pisos.
 - a) Oculto dentro de paredes, pisos o techos.

- En lugares corrosivos.

- En lugares ocultos, secos o mojados.

- Embebidos en concreto.

- Dentro de plafones (construidos con material incombustible)

USOS NO PERMITIDOS

- En lugares clasificados como peligrosos.

- Como soporte de equipos y aparatos.

- Enterrada directamente.

- Cuando la tensión del conductor es mayor a 600 V.

- En teatros y lugares similares.

- Para conductores cuya temperatura de operación exceda la del tubo

ARTICULO 362 DUCTO CUADRADO

362.2 - El ducto cuadrado metálico solamente se permite en instalaciones visibles, si son para lugares mojados deben ser herméticos a la lluvia.

No se permiten en lugares peligrosos

362.5 - No deben contener más de 30 conductores activos, los conductores de control no se consideran conductores activos

No se puede ocupar más del 20 % de la sección transversal del ducto

Si se cumple con la condición anterior no se deben aplicar factores decrementales a los 30 conductores activos

Se pueden meter más de 30 conductores activos y aplicar factores decrementales pero no se puede ocupar más del 20 % de la sección transversal del ducto.

Para elevadores y montacargas el porcentaje máximo de relleno es del 50 % de la sección transversal del ducto.

362.8 - Deben ser soportados a no más de 1.5 m y en ningún caso mayor a 3 m entre soportes.

En tramos verticales el soporte no debe estar a más de 4.6 m con no más de una unión entre 2 soportes consecutivos.

CAPITULO 4 EQUIPOS DE USO GENERAL

ARTICULO 430 MOTORES

430-22. Para un solo motor, los conductores a no menos de 125% de la corriente nominal del motor a plena carga.

Para un motor de velocidad variable, en base a la corriente del devanado que consume más corriente

Los conductores para un motor de corto tiempo, deberán tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la que se indica en la Tabla 430-22 (a).

**TABLA 430-22 (a) PORCENTAJES PARA LA SELECCION DE
 CODUCTORES ALIMENTADORES A MOTORES QUE NO OPEREN
 EN SERVICIO CONTINUO**

Clasificación del Servicio:	Por ciento de la corriente nominal indicada en la placa.			
	Régimen de trabajo de diseño del motor:			
	5 minutos	10 minutos	30 y 60 minutos	Servicio continuo
De corto tiempo : Accionamiento de válvulas, ascenso y descenso de rodillos	110	120	150	
Servicio Intermitente : Ascensores y montacargas, máquinas-herramientas, bombas, puentes levadiscos, mesas giratorias, etc. para soldadoras de arco, ver Sección 630-21	85	85	90	140
Servicio Periódico: Rodillos, equipos para manejo de minerales y carbón, etc.	85	90	95	140
Trabajo variable	110	120	150	200

Cualquier motor puede considerarse en trabajo continuo, a menos que la naturaleza del aparato que accione, no trabaje continuamente con carga, bajo ninguna condición durante su operación.

430-24. VARIOS MOTORES O MOTOR (ES) Y OTRA(S) CARGA(S).

Los conductores que alimentan varios motores o motor(es) y otra(s) carga(s), deberán:

- Conducir la suma de las corrientes a plena carga nominales de todos los motores, más el 25% de la corriente nominal del motor mayor del grupo, más la corriente nominal de las otras cargas

Cuando uno o mas motores del grupo operan por corto tiempo, se suma de acuerdo con la sección 430-22.

430.52 - Cuando los valores de la tabla 430.152 no permiten al motor arrancar, debido a corrientes grandes de arranque, se pueden usar valores mayores según lo siguiente:

1. fusibles del tipo sin retardo de tiempo que no excedan 600 A, pueden ser incrementados hasta 400 % de la corriente a plena carga del motor pero no debe exceder 400 %.

2. fusibles del tipo con retardo de tiempo, pueden ser incrementados hasta 225 % de la corriente a plena carga del motor pero no debe exceder 225 %.

3. interruptores del tipo de tiempo inverso pueden ser incrementados pero no exceder 400 % de la corriente a plena carga y hasta 100 A. Un incremento del 300 % se permite para corrientes a plena carga mayores a 100 A.

4. interruptores instantáneos pueden ser incrementados pero no exceder 1300 % de la corriente a plena carga del motor.

TABLA 430-152

Máximo rango o ajuste para el dispositivo de protección contra circuito corto y falla a tierra del circuito derivado del motor

Tipo de motor	Por ciento de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo	Fusible de dos elementos (con retardo de tiempo)	Interruptor termomagnético instantáneo	Interruptor temomagnético de tiempo inverso*
Motores monofásicos de los tipos sin letra de Código.	300	175	700	250
Todos los motores de CA monofásicos, polifásicos, de jaula de ardilla y sincros(+), de arranque a tensión plena con resistencias o reactores Sin letra de Código	300	175	700	250
Letra de Código F a V B a E A	300 250 150	175 175 150	700 700 700	250 200 150
Todos los motores de CA de jaula de ardilla y sincros con arranque por autotransformador(+): No mas de 30 A: Sin letra de código	250	175	700	200
Mas de 30 A: Sin letra de código	200	175	700	200
Letra de Código F a V B a E A	250 200 150	175 175 150	700 700 700	200 200 150

Motores de jaula de ardilla de alta reactancia: No mas de 30 A Sin letra de código.	250	175	700	250
Mas de 30 A sin letra de código.	200	175	700	200
Motores de rotor devanado, sin letra de código.	150	150	700	150
Motores de CD (voltaje constante) No mayores de 37.3 kW (50 CP). sin letra de código.	150	150	250	150
Mas de 37.3 kW (50 CP). sin letra de código.	150	150	175	150

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.

--- No debe ser mayor que la capacidad de conducción de corriente del conductor despues de aplicar los factores decrementales sección 240-3

PARA MOTORES

--- Para un solo motor : No debe ser mayor que lo señalado en la tabla 430-152, de acuerdo al tipo de motor y protección seleccionada.

--- Para varios motores : No debe exceder de la capacidad o ajuste de la protección del circuito derivado correspondiente al motor de mayor potencia, mas ΣI_n a plena carga de los demás motores.

- No se debe exigir protección contra sobrecorriente cuando ésta represente un riesgo como es el caso de BCI y grúas magnéticas.

- Si la capacidad de un conductor no corresponde con el valor nominal de la protección, para dispositivos de 800 A o menos, se puede usar el inmediato superior.

- Si la capacidad de un conductor no corresponde con el valor nominal de la protección, para dispositivos de 800 A o más, se puede usar el inmediato inferior.

TABLA 430-152

Máximo rango o ajuste para el dispositivo de protección contra circuito corto y falla a tierra del circuito derivado del motor

Tipo de motor	Porcentaje de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo	Fusible de dos elementos (con retardo de tiempo)	Interruptor termomagnético instantáneo	Interruptor termomagnético de tiempo inverso*
Motores monofásicos de los tipos sin letra de Código.	300	175	700	250
Todos los motores de CA monofásicos, polifásicos, de jaula de ardilla y sincros(+de arranque a tensión plena con resistencias o reactores Sin letra de Código	300	175	700	250
Letra de Código F a V B a E A	300 250 150	175 175 150	700 700 700	250 200 150
Todos los motores de CA de jaula de ardilla y sincros con arranque por autotrans-formador(+): No mas de 30 A: Sin letra de código	250	175	700	200
Mas de 30 A: Sin letra de código	200	175	700	200
Letra de Código F a V B a E A	250 200 150	175 175 150	700 700 700	200 200 150
Motores de jaula de ardilla de alta reactancia: No mas de 30 A Sin letra de código.	250	175	700	250
Mas de 30 A sin letra de código.	200	175	700	200
Motores de rotor devanado, sin letra de código.	150	150	700	150
Motores de CD (voltaje constante) No mayores de 37.3 kW (50 CP). sin letra de código.	150	150	250	150
Mas de 37.3 kW (50 CP). sin letra de código.	150	150	175	150

Para la explicación de las letras de código véase la tabla 430-7 (b).

Para ciertas excepciones a los valores especificados, véase las secciones 430-52 hasta 430-54.

*Los valores dados en las última columna comprenden también las capacidades de los tipos no ajustables de tiempo inverso, los cuales pueden modificarse también como se indica en la sección 430-52.

(+) Los motores sincros de bajo par de arranque y baja velocidad (comunmente 450 RPM o menos), como son los empleados para accionar compresores recíprocos, bombas, etc. que arrancan en vacío, no requieren una capacidad de fusible o un ajuste mayor que el 200% de la corriente a plena carga.

CAPITULO 6 EQUIPOS ESPECIALES

Artículo 680 Piscinas, Fuentes e Instalaciones Similares

680.6 - Se debe proveer protección contra falla a tierra para las unidades de alumbrado adjacentes a la piscina, la cual puede ser por medio de un interruptor contra falla a tierra o bien con un contacto del tipo con interruptor contra falla a tierra integrado.

680.20 - Los aparatos de iluminación subacuáticos, si no se instalan correctamente, pueden representar un riesgo para cualquier persona dentro de la piscina. Para proteger al usuario, el equipo de iluminación subacuático debe cumplir con lo siguiente:

- Estar instalado de tal manera que se prevenga el riesgo de electrocución, sin el uso de un circuito con protección de falla a tierra. Es importante hacer notar, sin embargo, que el equipo de iluminación subacuático que opera a una tensión de más de 15 V debe ser alimentado por un circuito con protección de falla a tierra.

- Debe estar limitado a 150 V entre conductores.

- Debe estar instalado al menos 0.45 m por debajo del nivel normal del agua.

SUBESTACIONES

(SECCION 2401-5 NOM-001-SEMP-1994)

MEDIO DE DESCONEXION GENERAL

- Debe ser de operación simultánea.
- Adecuado a la tensión y corriente nominal.

EXCEPCIONES

- En ampliaciones de subestaciones compactas.
- En subestaciones tipo intemperie abierto o pedestal con un solo transformador de 500 kVA o menor.
- En una unidad compacta de tipo desenchufable.

DISPOSITIVO GENERAL DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.

(SECCIONES 2401-6, 2401-7 Y 2401-8 NOM-001-SEMP-1994)

- Adecuado a la tensión y corriente nominal.

- Capacidad interruptiva adecuada para la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en el lugar de la subestación.

- La protección del equipo en la subestación no debe depender del sistema de protección del suministrador.

- El usuario debe consultar con el suministrador para obtener la coordinación correspondiente.

OBJETIVOS

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia.
- Evitar diferencia de potencial (tensión de paso y contacto).
- Facilitar la operación de las protecciones.
- Mayor confiabilidad y seguridad.
- Evitar la aparición de potencial en el neutro.

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TIERRAS.

- Red o malla de conductores.
- Electrodo de tierra.
- Conductores de puesta a tierra.
- Conectores.

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE TIERRAS

(SECCION 2403-2 NOM-001-SEMP-1994)

--- El área ocupada por la subestación, debe encerrarse perimetralmente con un conductor continuo.

EXCEPCION :

--- Subestación tipo poste.

--- Subestación tipo pedestal.

---Resistencia a tierra de la malla.:

- Menor a 25 ohms en S.E. hasta 250 kVA y 34.5 kV.

- Menor a 10' ohms en S.E. mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV.

- Menor a 5 ohms en S.E. con tensiones mayores a 34.5 kV.

EXCEPCION.:

Para terrenos con resistividad mayor a 3 000 ohms-metro, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

RESGUARDO Y ESPACIOS DE SEGURIDAD.

(SECCION 2404-1 NOM-001-SEMP-1994)

--- Las partes vivas que operen a una tensión mayor de 150 V a tierra.

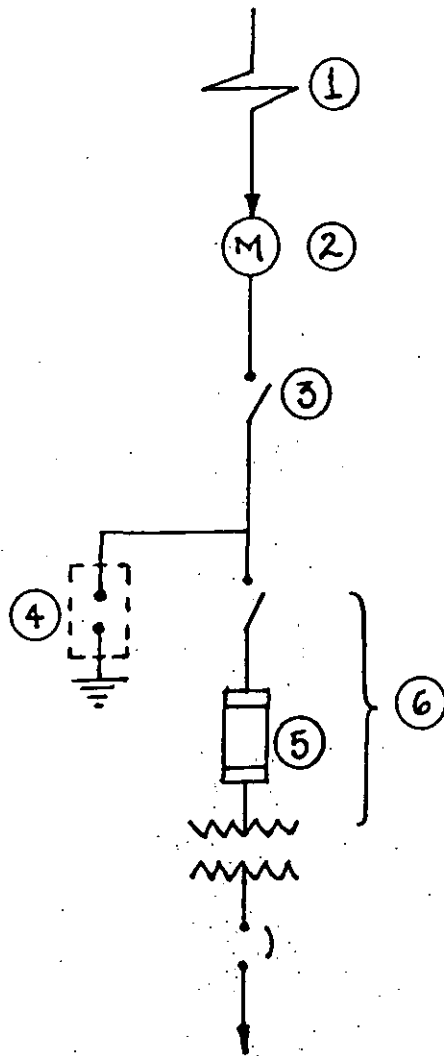
Tabla 2404.1a)

Distancias mínimas a partes vivas descubiertas

1 Tensión nominal entre fases, V	2 Altura mínima m	3 Distancia horizontal mínima, m	4 Distancia mínima de resguardo a partes vivas, m
Hasta 600	2.60	1.00	0.05
Más de 600			
Hasta 6 600	2.70	1.00	0.10
13 800	2.70	1.07	0.15
23 000	2.80	1.14	0.23
34 500	2.90	1.20	0.30
69 000	3.20	1.50	0.58
85 000	3.30	1.70	0.90
115 000	3.50	1.85	0.94
138 000	3.70	2.00	1.12
161 000	3.90	2.25	1.32
230 000	4.50	2.80	1.90

SUBESTACIONES

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL
DE UNA SUBESTACION.



- ① ACOMETIDA.
- ② EQUIPO DE MEDICION.
- ③ MEDIO DE DESCONEXION GENERAL.
- ④ APARTARRAYOS.
- ⑤ DISPOSITIVO GENERAL DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.
- ⑥ INTERRUPTOR GENERAL EN ALTA TENSION.
- ⑦ TRANSFORMADOR.

SUBESTACIONES

DISPOSITIVO GENERAL DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.

(SECCIONES 2401-6, 2401-7 Y 2401-8 NOM-001-SEMP-1994)

- Adecuado a la tensión y corriente nominal.
- Capacidad interruptiva adecuada para la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en el lugar de la subestación.
- La protección del equipo en la subestación no debe depender del sistema de protección del suministrador.
- El usuario debe consultar con el suministrador para obtener la coordinación correspondiente.

SUBESTACIONES

(SECCION 2401-5 NOM-001-SEMP-1994)

MEDIO DE DESCONEXION GENERAL

- Debe ser de operación simultánea.
- Adecuado a la tensión y corriente nominal.

EXCEPCIONES

- En ampliaciones de subestaciones compactas.
- En subestaciones tipo *intemperie* abierto o pedestal con un solo transformador de 500 kVA o menor.
- En una unidad compacta de tipo desenchufable.

SUBESTACIONES

INTERRUPTOR GENERAL (DE OPERACION SIMULTANEA Y CON CARGA)

(SECCIONES 2405-10, 2405-12 Y 2405-13)
(NOM-001-SEMP-1994)

--- En toda subestación del usuario

EXCEPCION :

--- En subestaciones intemperie tipo abierto o pedestal de 500 kVA o menores, bastara con un medio de desconexion en el primario capaz de interrumpir únicamente la corriente de excitación, no necesariamente de operación simultánea, instalando un interruptor automático en el secundario.

SUBESTACIONES

APARTARRAYOS

(SECCIONES 2405-28, 2405-29, 2405-30, 2405-31 Y 2405-32)
(NOM-001-SEMP-1994)

CONEXION A TIERRA :

--- Deben conectarse a tierra lo mas directamente posible.

--- Sección transversal del conductor de conexión a tierra en circuitos de 1 kV ó mas : No menor a 13.30 mm² para Cu y 21.15 mm² para Al.

--- Las partes metálicas y estructuras de apartarrayos deben conectarse a tierra cuando no se encuentren resguardados

SUBESTACIONES

SISTEMAS DE TIERRAS.

(SECCION 2403-1 NOM-001-SEMP-1994)

OBJETIVOS

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia.
- Evitar diferencia de potencial (tensión de paso y contacto).
- Facilitar la operación de las protecciones.
- Mayor confiabilidad y seguridad.
- Evitar la aparición de potencial en el neutro.

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TIERRAS.

- Red o malla de conductores.
- Electrodo de tierra.
- Conductores de puesta a tierra.
- Conectores.

SUBESTACIONES

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE TIERRAS

(SECCION 2403-2 NOM-001-SEMP-1994)

--- El área ocupada por la subestación, debe encerrarse perimetralmente con un conductor continuo.

EXCEPCION :

--- Subestación tipo poste.

--- Subestación tipo pedestal.

---Resistencia a tierra de la malla.:

- Menor a 25 ohms en S.E. hasta 250 kVA y 34.5 kV.

- Menor a 10 ohms en S.E. mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV.

- Menor a 5 ohms en S.E. con tensiones mayores a 34.5 kV.

EXCEPCION.:

Para terrenos con resistividad mayor a 3 000 ohms-metro, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

CONEXION A TIERRA :

- Deben conectarse a tierra lo mas directamente posible.

- Sección transversal del conductor de conexión a tierra en circuitos de 1 kV ó mas : No menor a 13.30 mm² para Cu y 21.15 mm² para Al.

- Las partes metálicas y estructuras de apartarrayos deben conectarse a tierra cuando no se encuentren resguardados



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA 9.1

SELECCION DE MOTORES

ING. HUMBERTO SANCHEZ SANCHEZ

JUNIO DE 1995

CAPITULO I

CONCEPTOS BASICOS Y CLASIFICACION DE LOS MOTORES DE INDUCCION

I.- CONSTITUCION DE UN MOTOR DE INDUCCION.

Un motor de inducción o asíncrono (fig. 1) posee una carcaza "A" provista interiormente de un circuito magnético o núcleo estator "B", constituido por un paquete de laminaciones de acero al silicio, cuyas ranuras contienen espiras de conductor de cobre formando las bobinas o devanado "C". Este devanado está unido a la red de alimentación mediante las terminales alojadas en una caja de conexiones "D". El conjunto de estas piezas constituye el estator del motor:

En ambos extremos del estator van montados los soportes de cojinetes o tapas "E" que permiten, por intermedio de los rodamientos "F", la rotación de un eje o flecha "G" sobre el cual se ensambla el núcleo rotor "H", constituido a su vez por un paquete de laminaciones de la misma naturaleza que las del estator y, como aquellas, provistas también de ranuras.

En los motores de inducción tipo jaula de ardilla, dichas ranuras están ocupadas por barras de cobre o de aluminio cuyas extremidades por uno y otro lado del núcleo están conectadas entre sí por los anillos de cortocircuito "J". El conjunto de las barras y de los anillos se asemeja bastante a una "jaula de ardilla", expresión que da el nombre a este tipo de motor conocido también como "motor con rotor en cortocircuito" por estar el circuito eléctrico formado por las barras, efectiva y definitivamente puesto en cortocircuito por los anillos.

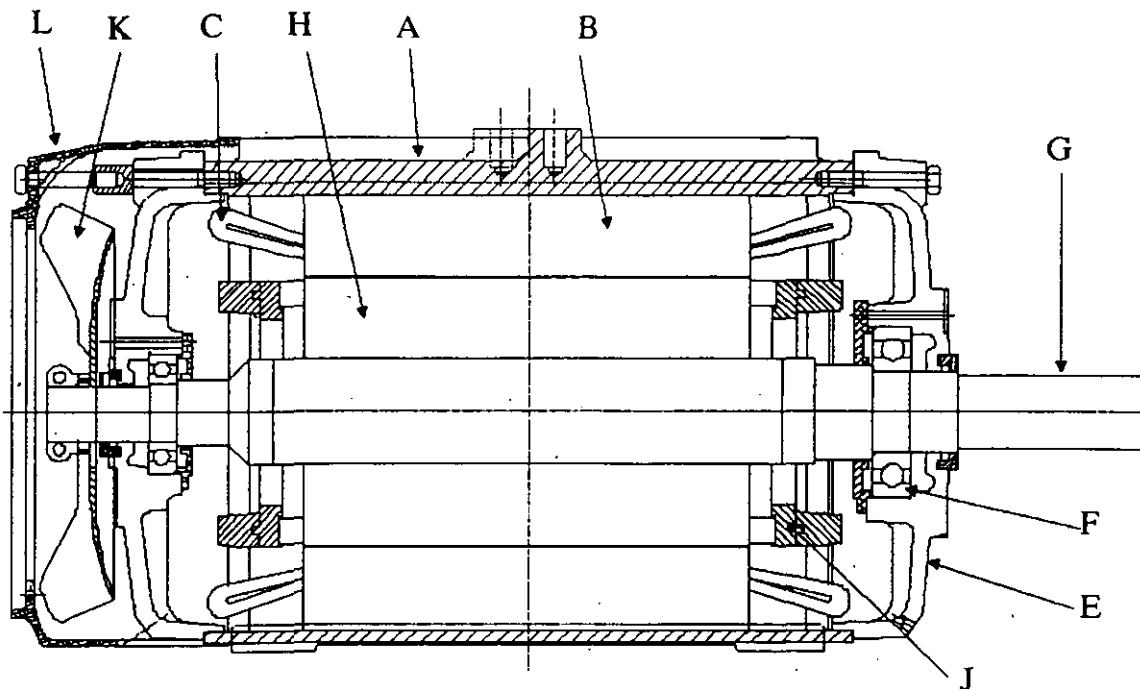


Fig. 1.- Corte esquemático de un motor de inducción tipo jaula de ardilla.

La flecha sobresale por una de las tapas de manera que permita accionar una carga, mientras que por el otro extremo acciona generalmente un ventilador "K" que impulsa aire a la carcasa con el fin de asegurar su enfriamiento. Una cubierta metálica "L" protege el ventilador contra contactos accidentales.

La descripción anterior nos permite definir los órganos esenciales, cuyo conocimiento es necesario para comprender el funcionamiento, pues corresponde a un tipo de motor perfectamente clásico y muy conocido y, sólo tiene por objeto, fijar las ideas, puesto que existen numerosas variantes de construcción las cuales se describirán brevemente en la tercera parte de este mismo capítulo.

Para este objeto el motor se divide en tres partes principales:

- _ a) ESTATOR
- _ b) ROTOR
- _ c) PARTES MECANICAS Y ACCESORIOS

a) ESTATOR

El estator se compone de las siguientes partes:

I.a.1.- **CARCAZA.**- Es el soporte mecánico de la máquina y puede ser de fundición de fierro gris ó armada de lámina de acero suave rolada en frío (fig. 2) dependiendo del tipo de motor diseñado y de los recursos de manufactura disponibles.

I.a.2.- **NUCLEO ESTATOR.**- Como ya se dijo antes, forma parte del circuito magnético y está constituido por un paquete de laminaciones de acero al silicio con espesores que varían entre 0.45 y 0.65 mm. (fig. 3) previamente troqueladas con la forma, dimensiones y número de ranuras requerido. Cuando es necesario

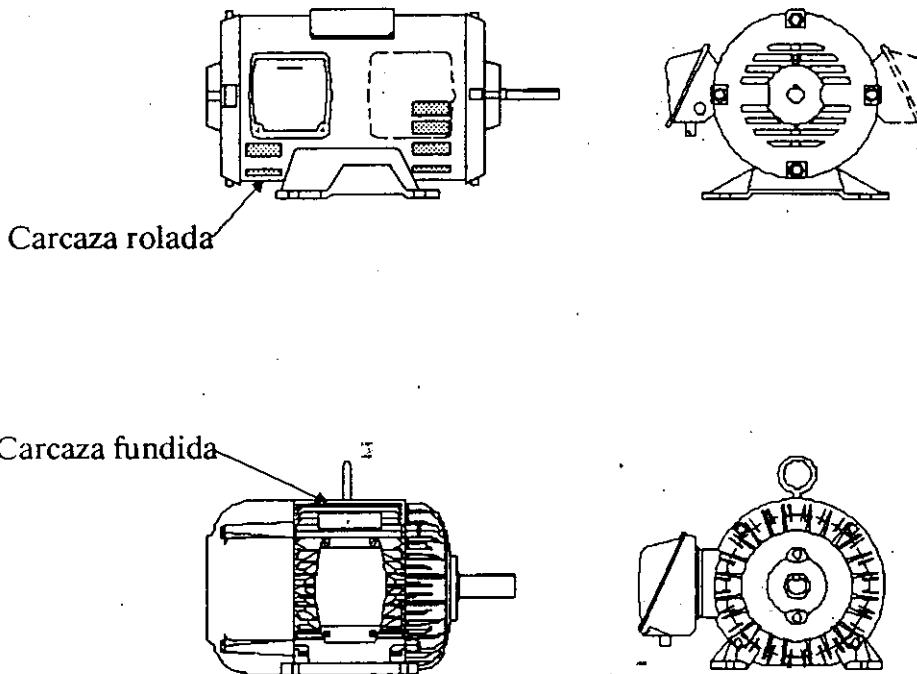


Fig. 2.- Carcaza.

reducir al mínimo las pérdidas en el acero, a dichas laminaciones se les da un recubrimiento con materiales aislantes y se someten a un proceso de recocido para desarrollar al máximo sus propiedades eléctricas. Las laminaciones de estator se unen por medio de soldadura y soleras de sujeción o se sujetan por medio de cinta de lámina para formar el núcleo estator.

I.a.3.- **BOBINAS O DEVANADO.**- Ya ensamblados el núcleo y la carcaza se coloca el devando formado prácticamente por un

conjunto de bobinas simples que integran la parte eléctrica del estator. Dichas bobinas están constituídas por un hilo conductor que es arrollado sobre si mismo un número previsto de vueltas (fig. 4) y dicho conductor elemental está formado en la mayoría de los casos por uno o varios alambres de cobre cubiertos con una fina película de esmalte aislante. Un grupo de bobinas consta de una, dos o más bobinas simples que no están conectadas entre sí sino que desde su principio hasta su final el conductor es continuo.

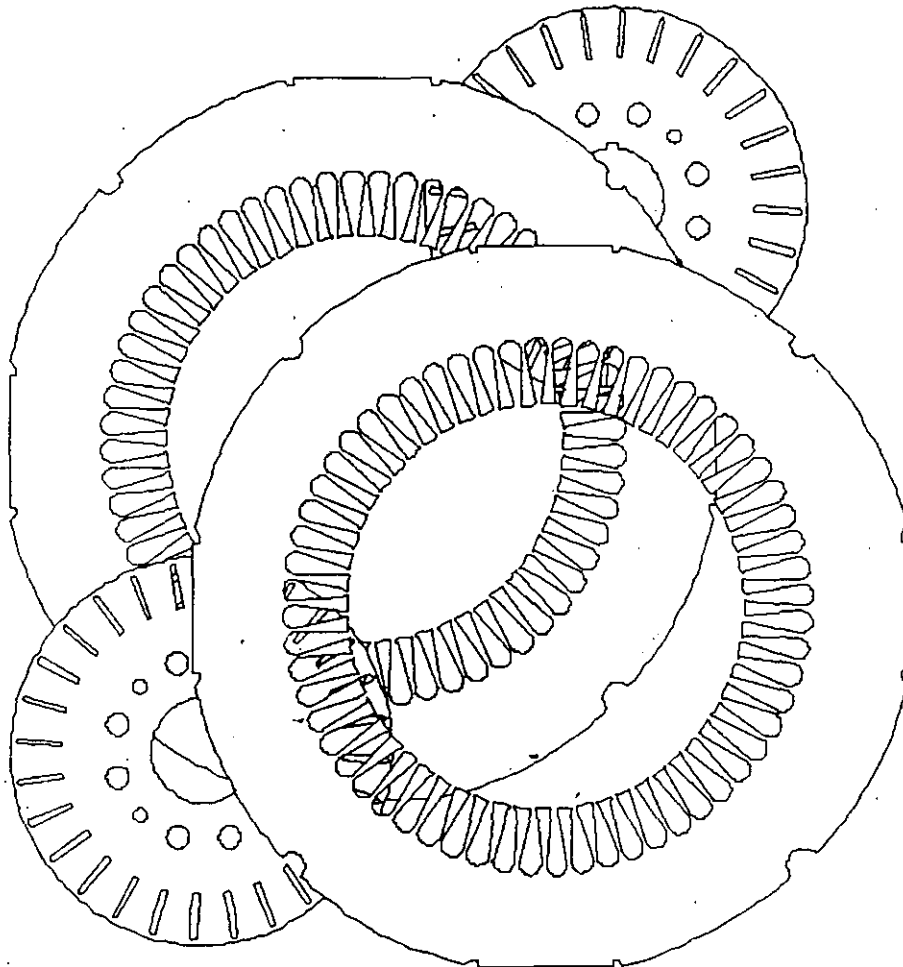


Fig. 3.- Laminaciones de rotor y estator.

De acuerdo al diseño de cada motor y a las características deseadas se hace la conexión interna de los grupos de bobina a los cables que habrán de servir de terminales casi siempre por medio de soldadura autógena y de acuerdo a un diagrama emitido por el departamento de diseño.

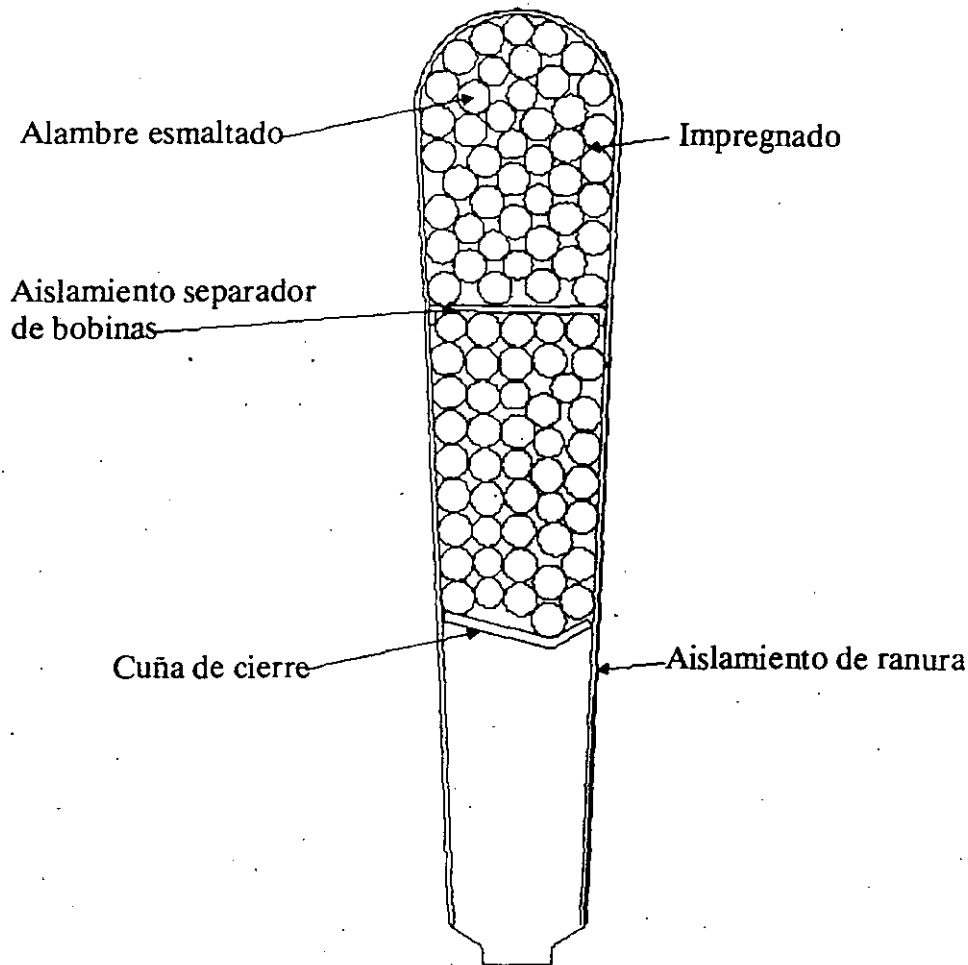


Fig. 4.- Vista convencional de bobinas y aislamientos en ranura de laminación de estator.

tamento de diseño. Al final de dichos cables se ensamblan zapatas de cobre formando las terminales que habrán de alojarse en la caja de conexiones; estas terminales obtenidas del devanado serán las que reciban la energía eléctrica a transformar.

I.a.4.- AISLAMIENTOS.- Existen varias clases de aislamientos dependiendo mucho de los materiales que lo componen y de acuerdo a la temperatura límite que es capaz de soportar un aislamiento sin modificar sus propiedades características, se clasifican como se indica en la tabla I.

TABLA I

Aislamiento de clase	Temperatura límite	Materiales componentes
Y	90°C	algodón, seda y papel.
A	105°C	algodón, seda y papel impregnados.
E	120°C	resinas sintéticas.
B	130°C	mica, fibra de vidrio, amiáento.
F	155°C	mica, fibra de vidrio con aglomerantes.
H	180°C	siliconas, resinas.
C	más de 180°C	porcelana, cuarzo, vidrio, mica.

A cada uno de los grupos térmicos citados, pueden incorporarse aquellos materiales aislantes en los que se pueda demostrar eficientemente que mantienen sus propiedades originales bajo las temperaturas límites correspondientes.

La mayoría de los motores se fabrican con aislamiento clase B y F, en algunos casos especiales se utiliza aislamiento clase H.

I.a.4.1.- AISLAMIENTOS DE RANURA Y DE FASE.- Para impedir cualquier contacto o masa entre las bobinas y el núcleo, se insertan aislamientos que se amoldan a la periferia de las ranuras. En los devanados a dos capas para prevenir posibles corto circuitos entre los dos lados de bobina que alberga cada ranura se sitúa un aislamiento intermedio conocido como separador de ranura. También para mayor seguridad de aislamiento entre las cabezas de bobina de las diferentes fases o entre aquellas y el hierro, se disponen aislamientos que separan las partes dichas y se les conoce como aislamientos separadores de fase. Los materiales que se utilizan como aislamientos de ranura, separador de ranura y separador de fase, son compuestos laminares que pueden ser cortados y doblados fácilmente para adquirir la forma conveniente en cada caso (fig. 4).

I.a.4.2.- CUÑAS DE CIERRE O AISLAMIENTOS DE CUÑA.- Para que los lados de las bobinas no se salgan de las ranuras semiabiertas del estator, éstas se cierran con una cuñas. El material de que están construídas las cuñas también está de acuerdo con la clasificación de aislamientos y además debe tener una mayor resistencia al corte, al doblar y a ligeras presiones (fig. 4).

I.a.4.3.- MANGAS Y OTROS.- Para aislar los conductores y así poder conectar los grupos de bobinas sin el peligro de existir un cruce-

miento entre fases o a tierra, se utilizan las mangas. Para cubrir la soldadura de las conexiones se utiliza cinta eléctrica y para amarrar los cabezales de las bobinas se puede utilizar cordón de cinta de vidrio.

I.a.4.4.- **IMPREGNADO.**- Una vez que se han colocado las bobinas al núcleo, que se han conectado y que se han hecho las pruebas preliminares y de inspección, es muy importante someterlo a una impregnación con barniz aislante. La impregnación de los arrollamientos mediante barnices aislantes tiene como objetivo: mejorar el aislamiento y protegerlo de la humedad, favorecer la disipación del calor desarrollado en los arrollamientos al rellenar todas las cavidades de aire - que es un mal conductor del calor -, dar rigidez mecánica al conjunto del arrollamiento y protegerlo de la acción de influencias exteriores (vapores corrosivos, bacterias, etc.).

Además de las esenciales características aislantes es imprescindible que el barniz tenga las siguientes propiedades: estabilidad térmica, resistencia al envejecimiento, buena conductividad calorífica, máxima penetración, mínima contracción, elasticidad, no agresividad hacia los alambres esmaltados, resistencia a la centrifugación, a la humedad, ácidos, etc.

La clasificación de los barnices aislantes resulta al agruparlos según su clase térmica, de manera semejante a la expuesta para los aislamientos.

b).- ROTOR.

Las partes que componen el rotor son las siguientes:

I.b.1.- **FLECHA.**- Es el medio transmisor de la energía mecánica obtenida, a la carga aplicada al motor y se manufactura de acero con ligero contenido de manganeso, azufre y fósforo (fig. 2).

I.b.2.- **NUCLEO.**- El rotor del motor de inducción tipo jaula de ardilla es el tipo más común, más simple y más robusto de construcción imaginable y es prácticamente indestructible. Para mecanizar un rotor, se apilan las laminaciones previamente troqueladas y, después de haberlas montado sobre un mandril, todas las barras y los anillos de ambos extremos se funden a presión formando una sola pieza. El material usado es una aleación de aluminio. La colada se hace a presión por razones de rapidez y de costos (fig. 2).

En los motores grandes con núcleos mayores de veinte pulgadas de longitud se utiliza otro método: una barra de cobre desnudo se coloca en cada ranura y en ambos extremos de las barras se sueldan los anillos también de cobre formando a la vez una sola pieza. Este tipo de construcción se lleva a cabo debido a la dificultad que existe para fundir aluminio a presión en longitudes de núcleo considerablemente grandes.

Se ha desarrollado un método de construcción moldeando, usando cobre para las barras y los anillos extremos. Esto por supuesto permite el uso de ranuras pequeñas, dejando más hierro para llevar las líneas de flujo magnético. El proceso en sí, es complicado por la alta temperatura de fusión del cobre y, se deben tomar precauciones especiales para prevenir aleaciones del cobre por fundición del acero.

Después de formar el núcleo por cualquiera de los métodos anteriores se ensamblan el núcleo y la flecha. Entre los diámetros de ambas piezas existe una ligera interferencia, o sea, que el diámetro interior del núcleo es ligeramente menor que el diámetro de la flecha. El núcleo se flamea con el objeto de eliminar rebabas y a la vez dilatarlo y poder ensamblarle la flecha para formar una sola pieza compacta. Finalmente, el conjunto se balancea dinámicamente. En cada cara lateral del rotor y unidas a los anillos de cortocircuito se disponen unas aletas o aspas las cuales al girar el rotor, remueven el aire contenido en el motor, mejorando la refrigeración del mismo.

En la práctica se pueden encontrar varios tipos de ranuras en los rotores de jaula, los tipos de ranuras más utilizados son los de ranura profunda y ranura de doble jaula simulada. El tipo de ranura y las dimensiones de la misma dependen de la potencia y del diseño de cada motor de acuerdo a las características que ofrecerá el mismo y cuya clasificación se detallará más adelante.

I.b.3.- RODAMIENTOS.- Generalmente, al menos para los motores de armazón 360T y menores, los rodamientos son de bolas y prelubricados, esto significa que tienen una reserva de grasa para un funcionamiento aproximado de diez mil horas (fig. 5); pero para los motores más potentes se utilizan rodamientos de rodillos en el lado de carga del motor además de que se prevee un engrasador por cojinete y se incluye una válvula de grasa destinada a evacuar las grasas viejas o excedentes (fig. 6). El montaje de los rodamien-

tos debe tener en cuenta la dilatación longitudinal que la flecha sufre a consecuencia del calentamiento del rotor.

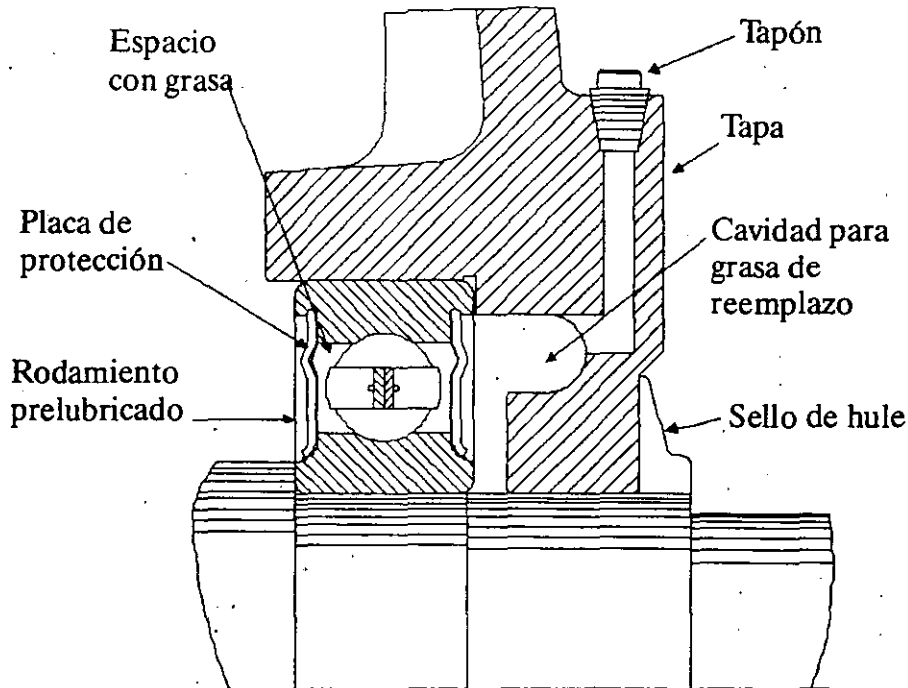


Fig. 5.- Vista en sección de un rodamiento prelubricado, tapa y flecha.

c).- PARTES MECANICAS Y ACCESORIOS

A continuación una breve descripción de estas partes.

I.c.1.- TAPAS.- Son partes mecánicas de sostén, pues en ellas se alojan los rodamientos o baleros que sirven de apoyo al rotor. Por lo general se construyen de hierro fundido.

El maquinado de los alojamientos de cojinete y de los ajustes de la carcaza y las tapas debe ejecutarse muy cuidadosamente. Es importante que el centraje del rotor sea lo más perfecto posible, para que el entrehierro sea rigurosamente idéntico en todas las direcciones; el cuidado con que se efectúan estas operaciones influye mucho en la calidad de los motores.

I.c.2.- CAJA DE CONEXIONES.- Esta es una pieza que da protección mecánica a las terminales, se construye de fundición de hierro o de aluminio. Las demás piezas que constituyen el motor son partes común y corrientes y entre ellas se encuentran:

— Tornillería.

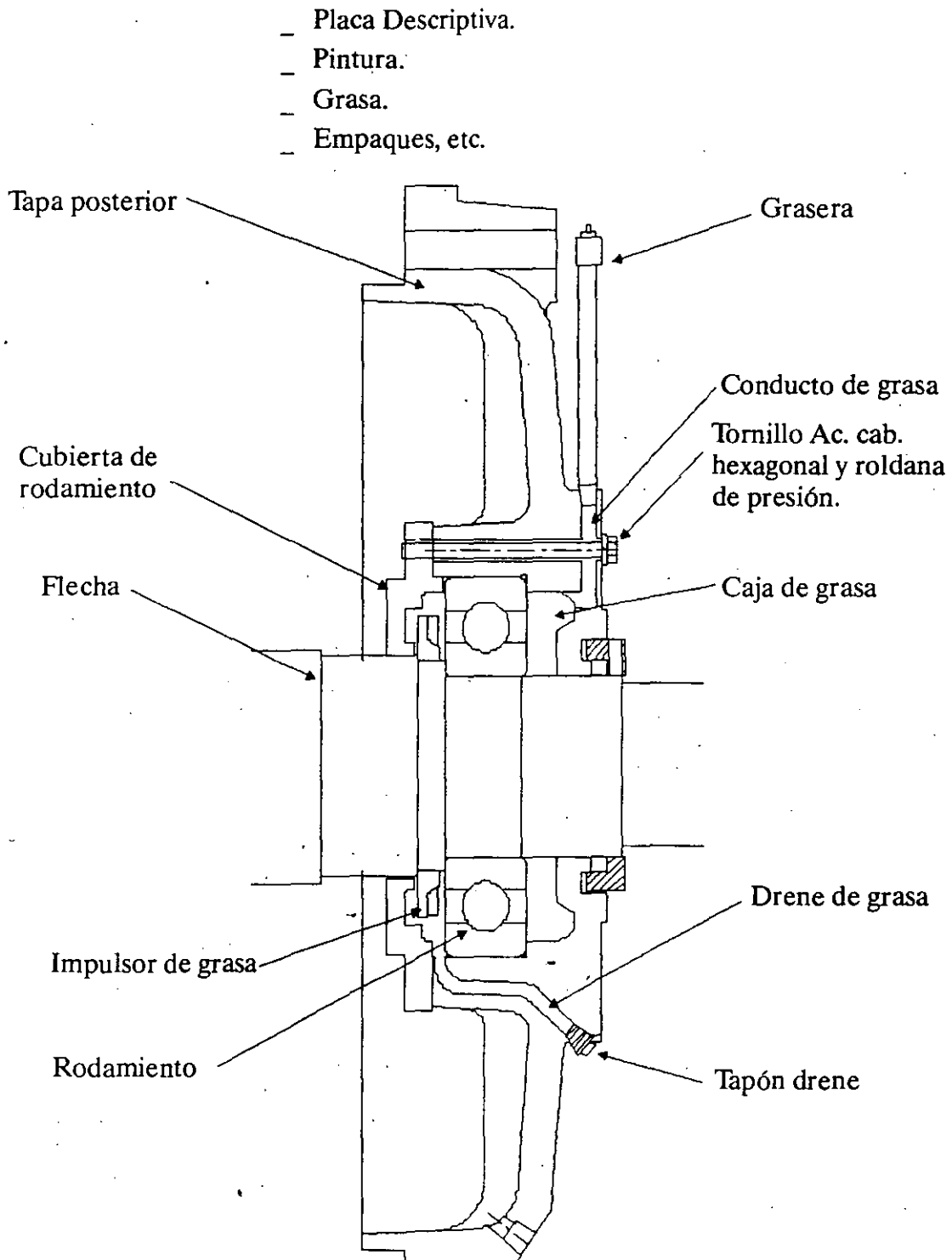


Fig. 6.- Vista en sección convencional de ensamble, mostrando lubricación del rodamiento con grasa.

CUESTIONARIO

- 1.- Haga un esquema con las partes que componen el motor eléctrico.
- 2.- ¿En cuántas partes se divide el motor?
- 3.- ¿Cuántos tipos de carcasa conoce Ud.?
- 4.- ¿Con que nombre se conocen los núcleos del motor?
- 5.- ¿Cuántos tipos de aislamientos conoce y cómo se clasifican?

CAPITULO II

PRINCIPIOS DE OPERACION Y FUNCIONAMIENTO.

II.1.- VELOCIDAD DE SINCRONISMO.- La velocidad de sincronismo es la del campo giratorio, expresado por el número de revoluciones por minuto (RPM). Sólo depende de la frecuencia del sistema y del número de polos del motor. Se expresa mediante la relación:

$$V_s = (120 f)/p$$

En la que:

V_s = velocidad de sincronismo

f = frecuencia en ciclos por segundo (Hz)

p = número de polos del devanado estático

Esta relación demuestra que la velocidad de sincronismo es independiente de la tensión, así como del número de fases de la red de alimentación.

II.2.- DESLIZAMIENTO.- En un motor de inducción sometido a una carga, es decir, sufriendo un cierto par resistente, existe un campo girando a la velocidad de sincronismo, mientras que el rotor gira más lentamente, condición absolutamente necesaria, tal como hemos visto, para que este motor suministre un par. Todo sucede, pues, como si el rotor se deslizase con respecto al campo en el sentido opuesto al sentido de rotación común.

Si se designa por V_s la velocidad de sincronismo y por V_c la velocidad en carga, se llama deslizamiento "S" del rotor a la relación, expresada en tanto por ciento:

$$S = (V_s - V_c) \times 100 / V_s$$

A igualdad de velocidad de sincronismo y de potencia, un motor es tanto más satisfactorio cuanto mayor es su velocidad en carga.

II.3.- FACTOR DE POTENCIA.- Cuando una corriente alterna senoidal atraviesa un circuito, la tensión y la intensidad que engendra en el mismo varían según una misma ley senoidal de idéntico período. Cada una de ellas pasa, una vez por período, por un máximo y por un mínimo. Pero, generalmente, el máximo de la tensión no se produce al mismo tiempo que el máximo de la intensidad, y lo mismo sucede, por consiguiente, para los valores mínimos.

La tensión tomada como origen, tiene por ecuación:

$$v = V \text{ Sen } \omega t$$

Mientras que la intensidad se expresa por:

$$i = I \text{ Sen } (\omega t + \Phi)$$

Siendo Φ el ángulo de defasaje.

Un circuito resistivo puro es aquel que no es afectado por ningún coeficiente de auto-inducción ni de capacidad, caso rarísimo en la práctica. Este circuito constituye el único caso en el que no hay defasaje entre la tensión y la intensidad ($\Phi = 0$).

Se denomina circuito capacitivo, aquel en el que la intensidad de corriente está adelantada con respecto a su tensión. Este nombre se deriva de que justamente una propiedad característica de los capacitores es producir un defasaje hacia adelante de la corriente que lo atraviesa.

Se llama circuito reactivo, aquel en el que la intensidad está retrazada con respecto a la tensión tal como se representa en la figura 8. Este tipo de circuito se designa también con el calificativo de inductivo debido a la propiedad que poseen las bobinas de auto-inducción de retrazar respecto a la tensión la intensidad que los atraviesa.

El ángulo de defasaje Φ es tanto mayor cuanto más importante es el efecto inductivo del circuito. Pero no puede alcanzar 90° , puesto que no existe inducción perfecta, lo que requeriría una bobina desprovista de toda resistencia eléctrica.

Los circuitos estáticos de los motores de inducción son reactivos; su intensidad está retrazada con respecto a la tensión tal como indica

la figura 8. El defasaje no se expresa mediante el ángulo Φ sino mediante su coseno, al cual se le llama Factor de Potencia.

Conviene, evidentemente que el factor de potencia del motor se aproxime todo lo posible a 1, lo que quiere decir que el ángulo de defasaje debe ser lo más reducido posible.

En la práctica se puede elevar el factor de potencia de una instalación con la ayuda de capacitores. Pero siempre es más conveniente, en igualdad de circunstancias, utilizar un motor de $\text{Cos } \Phi$ elevado.

II.4.- PARES.- Se han examinado ya los efectos del campo giratorio en el rotor y cómo nacen las fuerzas elementales que originan el par motor. Pero este par no tiene un valor constante en cualquier circunstancia sino por el contrario, varía en función de la tensión de alimentación del motor y según su velocidad de rotación. Si logramos que la tensión de alimentación permanezca constante, podemos trazar la curva característica par-velocidad de un motor, llevando sobre esta gráfica, por una parte, los pares y por otra las diferentes velocidades correspondientes (fig. 9). Esta característica muy importante, es la base del funcionamiento de los motores de inducción. En el momento del arranque, cuando la velocidad es prácticamente nula, el par tiene un valor igual a T_a que se denomina par de arranque. Luego la velocidad aumenta hasta que el par disminuye hasta el valor T_0 , par mínimo. Luego, al seguir aumentando la velocidad, el par vuelve a crecer hasta alcanzar el valor T_m o par máximo. Finalmente, a partir de ahí, el valor del par disminuye para hacerse nulo a la velocidad de sincronismo.

Si a esta gráfica llevamos el valor del par nominal, es decir, el valor del par que determina la potencia nominal, obtenemos el punto de funcionamiento P, cuya otra coordenada es la velocidad en carga, V_n . Para otra potencia, es decir, para otro par, T' por ejemplo, el punto de funcionamiento pasa a P' , mientras que la velocidad en carga pasa a ser V'_n . Si arrancamos un motor en vacío, su punto de funcionamiento describe toda la característica durante la corta duración del arranque, y su velocidad de equilibrio se establece muy cerca de la velocidad de sincronismo, es decir, que su punto de funcionamiento esta en P_v . Cuando aumentamos el par resistente, el punto de funcionamiento remonta la curva característica. Mientras el par resistente permanezca comprendido entre 0 y t_m , el motor estará en régimen estable; la velocidad disminuye

si el par aumenta y viceversa y, a cada valor del par corresponde un valor de la velocidad y nada más.

Pero si el par resistente sobrepasa, aunque sea muy ligeramente el valor T_m , el motor cesa de girar; se dice que se ha "desenganchado" y, por este motivo, T_m recibe a veces la denominación de par de desenganche. Pero si luego reducimos lentamente el par resistente, el motor permanece parado mientras no demos a este par un valor inferior al par de arranque T_a . Sin embargo, esta condición no es aún suficiente para que el motor pueda arrancar con normalidad. Es preciso, necesariamente, que el par resistente sea inferior al par mínimo T_o , para que el funcionamiento del motor sea correcto. Si mantenemos el par resistente, por ejemplo en el valor T' , el punto de funcionamiento del motor estará en P_1 o en P_2 , según que la aplicación de este par al motor se haga antes o después de su paso por el par mínimo T_o . Pero, en ambos casos, el motor no ha alcanzado su velocidad de régimen. La zona de la característica par-velocidad a tensión constante comprendida entre el par de arranque T_a y el par máximo T_m caracteriza un funcionamiento inestable del motor, y no debe ser utilizada en funcionamiento normal; para un par resistente dado, puede haber dos velocidades distintas de rotación, y una variación negativa del par puede originar igualmente una variación negativa de la velocidad (Zona $T_o - T_m$).

Se ha precisado que la característica par-velocidad de la figura 9, estaba establecida a tensión constante. En igualdad de condiciones, el par suministrado por un motor de inducción varía con el cuadrado de la tensión de alimentación. Si se aplica a un motor de este tipo un par resistente igual a su par nominal (para tensión nominal), mientras que la tensión de la red a la que está conectado es, por decir, inferior en un 10% a su tensión nominal, todos los valores del par de este motor quedarán disminuídos en un 20%.

II.5.- POTENCIA.- Existe una relación rígida entre el par T de un motor, su potencia P y su velocidad angular de rotación W :

$$P = T W \quad \text{o también} \quad T = P/W$$

Cuando T está dado en libras-pie por segundo y W en radianes por segundo, P se obtiene en libras-pie por segundo. Pero es fácil pasar a las unidades usuales.

Sabemos que 2π radianes equivalen a un ángulo de 360° , es decir, a una vez la circunferencia. Así pues, un motor girando a n revoluciones por minuto, posee una velocidad angular de:

$$W = 2\pi \times \text{RPM} \text{ Radianes/minuto.}$$

Por otra parte, un caballo de potencia (C.P.) equivale a:

$$33000 \text{ Lb-pie/min.}$$

por lo tanto:

$$P = (T \times 2\pi \times \text{RPM})/33000 = (T \times \text{RPM})/5250 \text{ (en C.P.)}$$

y de donde

$$T = (5250 \times P)/\text{RPM} \text{ (en Lb-pie)}$$

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Qué es la velocidad de sincronismo?
- 2.- Describa el “deslizamiento”.
- 3.- ¿Qué es el factor de potencia?
- 4.- En una gráfica indique los pares del motor eléctrico.
¿Cómo se encuentra la potencia (en CP) del motor?

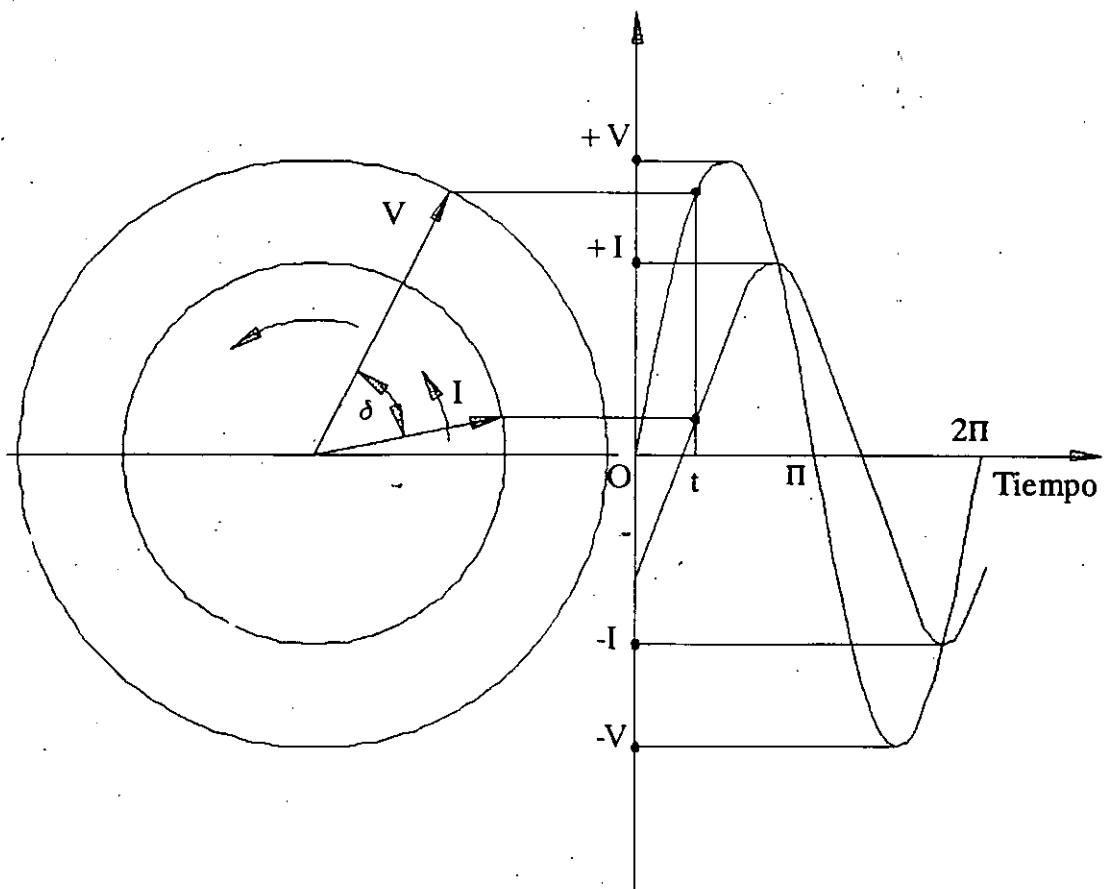


Fig. 7 Defasaje entre el voltaje y la intensidad de corriente en un circuito reactivo.

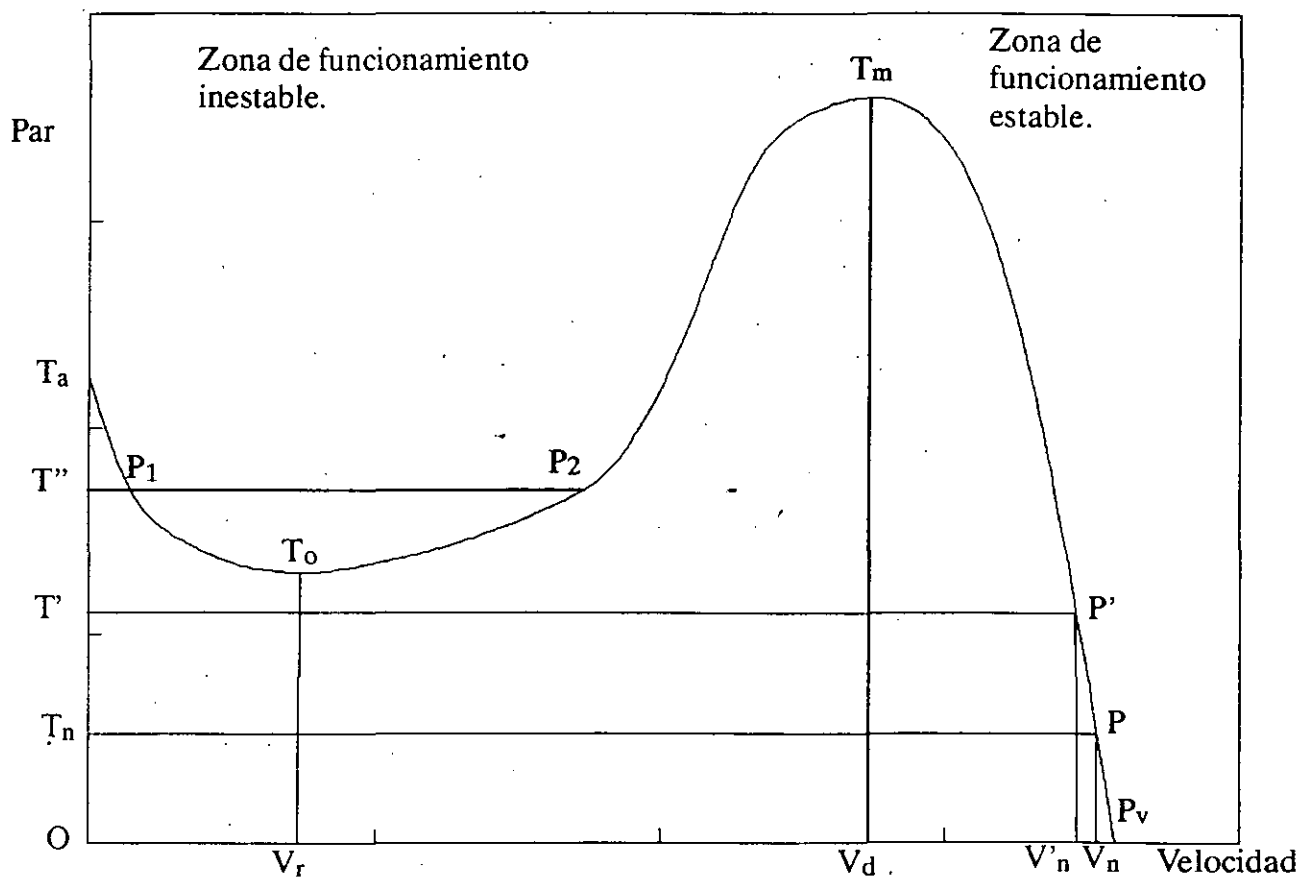


Fig. 8.- Curva característica Par-Velocidad de un motor de inducción, jaula de ardilla.

CAPITULO III

CLASIFICACION Y NORMAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION

III.1.- Los motores de inducción se pueden clasificar de varias formas (fig. 10).:

- a).- Por su construcción eléctrica.
 - Jaula de ardilla.
 - Rotor devanado.
- b).- Por su construcción mecánica.
 - Abiertos a prueba de goteo.
 - A prueba de intemperie.
 - Totalmente cerrados sin ventilación.
 - Totalmente cerrados con intercambiador de calor.
 - Totalmente cerrados con ventilación forzada.
 - A prueba de explosión.
- c).- Por su tipo de montaje.
 - Horizontales.
 - Verticales.
- d).- Por su rango de voltaje.
 - 220/440 Volts.
 - 2300 Volts

- 4000 Volts
- 6600 Volts

e).- Por su tipo de aplicación.

- Usos generales.
- Usos específicos.

III.2.- NORMAS.- En los primeros días de los motores eléctricos, cada fabricante los construía de acuerdo a sus propias Normas. Cada marca de motor tenía diferente nomenclatura, dimensiones, rangos de valores, etc. El resultado final fue una total confusión en el campo. Para remediar esta situación se estableció en los Estados Unidos una asociación oficial conocida como National Electrical Manufacturers Association (NEMA).

La Norma Oficial Mexicana (NOM) para equipo eléctrico se basa, y es prácticamente una traducción al castellano de las normas NEMA. NEMA es una organización no lucrativa subsidiada y soportada por los fabricantes y proveedores de equipo eléctrico. Sus normas son adoptadas por el interés público pretendiendo así, facilitar el entendimiento entre el fabricante y el usuario así como asesorar al cliente en la selección y obtención del producto apropiado a sus necesidades.

III.2.1.- OTRAS NORMAS.- A pesar de que casi la totalidad de las normas usadas en la manufactura de motores eléctricos son establecidas por NEMA o NOM, existen algunas otras normas que se utilizan, tales como las del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) para aislamientos, las del JIC (Joint Industry Conference) para requerimientos del equipo para la industria automotriz, etc.

III.3.- DISEÑO ELECTRICO.- Por lo que a diseño eléctrico se refiere, los motores eléctricos de inducción tipo jaula de ardilla se clasifican en cinco diferentes:

- Diseño NEMA A
- Diseño NEMA B
- Diseño NEMA C
- Diseño NEMA D
- Diseño NEMA F

Es extremadamente importante entender las características de cada uno de estos diseños. En la mayoría de los casos se usará el diseño NEMA B. Pero habrá ocasiones en que un diseño A, C o D puede manejar mejor la carga.

La gráfica de la fig. 10, muestra las curvas par-velocidad para dichos diseños NEMA A, B, C, D y F.

Las características de los diseños A y B son muy similares. La diferencia estriba en que las corrientes máximas o de arranque para el diseño B están limitadas por normas; no así para el diseño A.

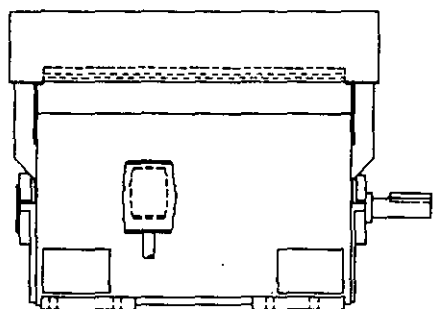
El diseño A tiene un par de arranque ligeramente más bajo y un par máximo ligeramente más alto que el diseño B. Un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el A o el B (225% aprox.). En cambio el par máximo es menor que para los diseños A o B y a pesar de que no hay un punto definido para este par, su valor se establece en 190% aproximadamente.

El diseño NEMA D desarrolla un par de arranque muy alto y es aproximadamente el 275% del par a plena carga. Sin embargo, como puede verse en la curva, el par decae gradualmente durante el período de aceleración, por lo que no hay un par máximo ó de desenganche bien definido como en los diseños A y B.

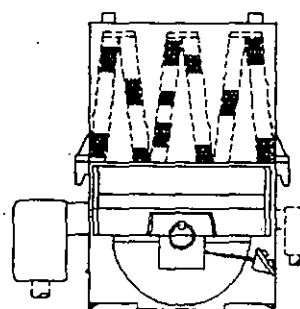
El diseño NEMA F tiene un par de arranque muy bajo y un par máximo moderado. Su única característica deseable es la baja corriente absorbida en el arranque.

CUESTIONARIO

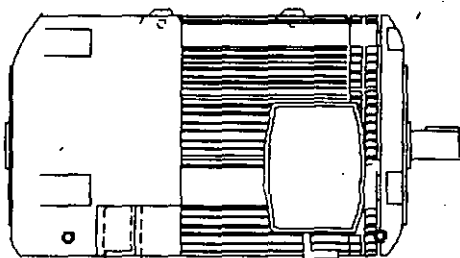
- 1.- ¿Cómo se clasifican los motores?
- 2.- ¿Qué normas rigen la fabricación de los motores?
- 3.- Por su diseño eléctrico ¿cómo se clasifican los motores?



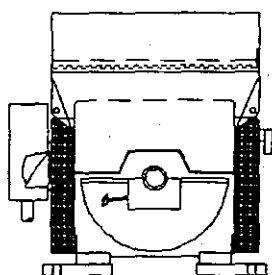
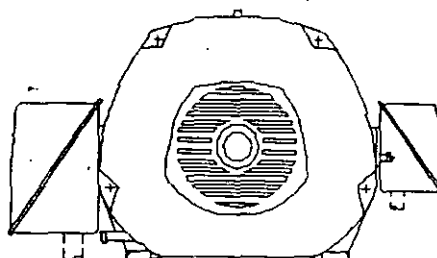
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II, para 1800 RPM y menores.



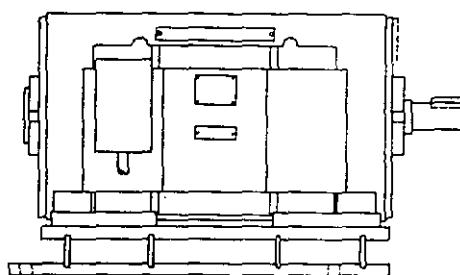
Motor totalmente cerrado con ventilación forzada, tipo tubo.



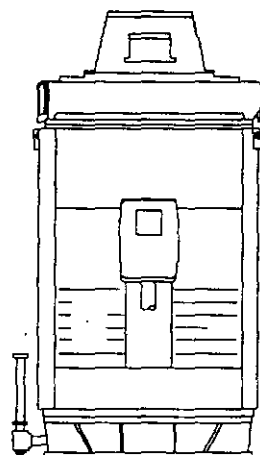
Motor totalmente cerrado con ventilación exterior y a prueba de explosión.



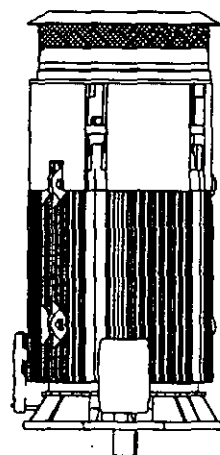
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II



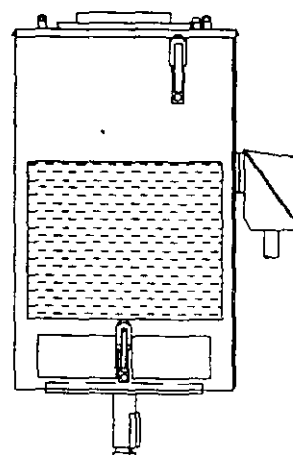
Motor a prueba de goteo, protegido contra intemperie tipo WP-I.



Motor vertical con flecha hueca, alto empuje axial, base tipo P.



Motor vertical totalmente cerrado con ventilación exterior, flecha sólida, alto empuje axial, con base tipo P.



Motor vertical flecha sólida, alto empuje axial, base tipo P, protegido contra intemperie.

Fig. 9 - Tipos de motores.

CAPITULO IV

SELECCION, APLICACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCION TIPO JAULA.

SELECCION

En el presente trabajo se indican los puntos notables en la selección y aplicación de los motores de inducción tipo jaula, que en la actualidad son manufacturados por las empresas dedicadas a ello.

Es posible que la mayoría de ustedes conozcan los diferentes tipos de motores de inducción que existen; en la figura 10 se indica un cuadro sinóptico de los principales diseños conocidos, de los cuales hablaremos más particularmente de los motores trifásicos, tipo jaula de ardilla, que son los más empleados en nuestra industria en general.

Por lo tanto, para una mejor explicación dividiremos estos motores tipo jaula en dos grandes grupos, de acuerdo a su diseño:

1. MECANICO.
2. ELECTRICO.

IV.I. DISEÑO MECANICO. Al hablar del diseño mecánico nos referimos al tipo de construcción o protección mecánica que poseen los motores para operar satisfactoriamente en las condiciones ambientales y de seguridad para las que fué seleccionado, estos tipos son los siguientes:

- a) A prueba de goteo (APG)
- b) Totalmente cerrados con ventilación exterior (TCCVE)
- c) Protegidos contra la Intemperie tipo I (WP I)

d) Protegidos contra la Intemperie tipo II (WP II)

Además por la posición de la flecha se dividen en:

1. Horizontales.
2. Verticales.

La descripción de cada uno de los tipos anteriores es:

IV.I.a) A PRUEBA DE GOTEO. Estos motores, como lo indica su denominación, están contruídos para impedir que líquidos que goteen, con ángulo de proyección no mayor de 15° con respecto a la vertical, penetren hacia el interior del motor; sin embargo, el aire del medio ambiente tiene libre acceso al interior, con lo cual se tiene una muy buena disipación de la temperatura de los devanados y núcleos del motor.

La aplicación de este motor es la más generalizada en la industria y se les encuentra montados en máquinas-herramientas, ventiladores, bombas centrífugas, ciertos tipos de transportadores, etc. Es decir, en general estos motores encuentran su aplicación en aquellos lugares en donde el medio ambiente no sea perjudicial a las partes internas del motor y además no haya salpicadura de líquidos.

IV.I.b) TOTALMENTE CERRADOS CON VENTILACION EXTERIOR. Este tipo de construcción nos proporciona un motor totalmente hermético y por lo tanto el aire del medio ambiente nunca llega a tocar sus devanados y núcleos.

La disipación de la temperatura del motor se hace por radiación a través de la superficie aleteada de la carcasa o armazón. Además, este calor es barrido por la acción de un ventilador que va montado sobre la extensión frontal de la flecha, por lo tanto, al girar ésta, obliga a disipar más rápidamente la temperatura o calor del motor.

Este tipo de motores se aplican para mover máquinas o equipos instalados en ambientes polvosos, abrasivos, húmedos y/o ligeramente corrosivos.

Se les encuentra acoplados a máquinas-herramientas, ventiladores, transportadores, quebradoras, etc. En general su aplicación es en aquellos lugares en donde el medio ambiente puede ser perjudicial a las partes internas del motor.

IV.I.c) PROTEGIDOS CONTRA LA INTEMPERIE TIPO I. "Una máquina a prueba de intemperie tipo I es una máquina abierta cuyas entradas para ventilación están construídas, de manera que se logre minimizar la entrada de la lluvia, nieve y partículas de aire "cargadas", transportadas por (y/o a través de) el aire hacia las partes eléctricas, y cuyas aberturas de ventilación están construídas para prevenir (impedir) la entrada de una barra cilíndrica de 19 mm (3/4") de diámetro".

IV.I.d) PROTEGIDOS CONTRA LA INTEMPERIE II. "Una máquina a prueba de intemperie Tipo II es una máquina abierta cuyas entradas para ventilación están construídas de manera que se logre minimizar la entrada de lluvia, nieve y partículas de aire "cargadas", transportadas por (y/o a través de) el aire hacia las partes eléctricas, y cuyas aberturas de ventilación estén construídas para prevenir (impedir) la entrada de una barra cilíndrica de 19 mm. (3/4") de diámetro". Los pasajes de ventilación, tanto a la entrada como a la salida, deberán estar dispuestos de tal manera que aire de alta velocidad y partículas de aire "cargadas" sopladas hacia la máquina por temporales o vientos fuertes, pueden ser descargados sin entrar en los pasajes internos de ventilación que van directamente hacia las partes eléctricas de la máquina propiamente dicha. La trayectoria normal del aire de ventilación que entra a las partes eléctricas de la máquina, debe ser conducida por medio de deflectores o cuerpos separados de manera que produzcan por lo menos tres cambios de dirección, no siendo ninguno de ellos menor de 90°. Además, se deberá proveer la trayectoria del aire de entrada, de una sección de baja velocidad que no exceda los 183 metros por minuto (600 pies por minuto), para minimizar la posibilidad de que se transporte hacia adentro de las partes eléctricas de la máquina, humedad o suciedad.

IV.I.1. HORIZONTALES. - Tal como lo indica el nombre la operación de la flecha del motor es horizontal, esta es la construcción más generalizada y se combina con las descripciones mencionadas anteriormente.

Por lo tanto tendremos:

Motores horizontales a prueba de goteo; motores horizontales totalmente cerrados con ventilación exterior, etc.

IV.1.2. VERTICALES.- Este es el caso típico de los motores que se acoplan a bombas de pozo profundo, de recirculación o en máquinas cuyos diseños requieren que el motor opere con la flecha en posición vertical.

Igual que en el caso anterior, esta construcción se combina con las protecciones indicadas en a), b), c) y d).

Existen en la industria un tipo de motores que por su aplicación en ambientes altamente peligrosos requieren de una construcción muy especial y éstos son los motores totalmente cerrados con ventilación exterior a prueba de explosión.

Un motor a prueba de explosión, tiene una construcción muy similar al motor totalmente cerrado, con la excepción de los espesores mínimos recomendados por los Laboratorios Underwriters de U.S.A., en la carcasa, tapas y caja de conexiones, así como ajustes muy precisos entre las tapas y la salida de la flecha, ajuste entre tapa y carcasa, cierre con superficie maquinada entre las dos mitades de la caja de conexiones, temperatura superficial que no excede de 80°C totales, etc. Los motores a prueba de explosión se clasifican de acuerdo al Código Nacional Eléctrico de U.S.A. (National Electric Code) en 3 clases:

CLASE I. Líquidos y vapores o gases combustibles.

CLASE II. Polvos combustibles.

CLASE III. Fibras inflamables.

A su vez las Clases I y II se dividen en grupos:

- Grupo A: Acetileno
- Grupo B: Hidrógeno, gases o vapores de peligrosidad similar como gases fabricados.
- Grupo C: Etil, Etileno, Ciclopropano.

CLASE I

- Grupo D: Gasolina, Hexano, Nafta, Bencina, Butano, Propeno, Alcohól, Acetona, Bencol, Gas Natural.
- Grupo E: Polvos metálicos, incluso Aluminio o Magnésio y otras aleaciones comerciales.

- Grupo F: Carbón Negro, Antracita o polvo de Coque.

CLASE II

- Grupo G: Harina, Almidón, polvo de granos.

CLASE III

- Fibras Textiles.

División 1. Comprende locales donde pueden existir gases o vapores inflamables, durante condiciones normales de operación, durante reparación o mantenimiento.

División 2. Comprende locales en donde se manejan gases o vapores inflamables o líquidos volátiles, ya sea en sistemas cerrados o confinados dentro de recipientes adecuados, donde se evitan normalmente concentraciones peligrosas por medios mecánicos positivos de ventilación.

Las áreas adyacentes a los locales clasificados como División 1, hacia los cuales puede haber flujo ocasional de gases, también pertenecen a la División 2.

Esta División, por lo consiguiente, se considera no peligrosa y por lo tanto pueden usar motores totalmente cerrados con ventilación exterior estándar, con excepción del ventilador que debe ser de material no chispeante.

Los motores para los Grupos A, B y C deberán ser llenados con algún gas inerte. Estos motores tienen tapas herméticas y sellos de aceite alrededor de la flecha, para reducir las fugas del gas al mínimo, además tienen instrumentos lectores de presión para que en caso de alguna falta de presión, el sistema de control desconecte el motor, al mismo tiempo que haga funcionar una alarma. Estos motores son muy costosos, por lo tanto sólo se emplean en zonas demasiado peligrosas.

Los motores a prueba de explosión deberán tener paredes y un espesor mínimo adecuado para impedir que una explosión interna deteriore la carcasa o tapas, también las distancias de fuga deberán tener una longitud tal que los gases calientes que se producen internamente por una explosión o corto circuito, se deben enfriar para que al salir al medio ambiente no presenten un foco de principio de ignición.

Lo anterior se logra con espesores mínimos de 3/8 de pulgada y longitudes de fuga mínimo de 2 a 2.5 pulgadas y con claros entre partes fijas y móviles (tapas y flecha) de 25 milésimas de pulgada máximo al diámetro, contando además con sellos en las flechas de material no chispeante, bronce o latón, con lo cual se evita cualquier producción de chispas entre partes fijas y partes móviles.

Es muy importante hacer notar que cuando un motor aprobado por U.L. para locales peligrosos es abierto para su reparación, la aprobación queda anulada automáticamente a no ser que un Inspector autorizado por U.L. esté presente para vigilar el trabajo de reparación y armado del motor, certificando esta persona el uso del motor para áreas peligrosas, además se deberá agregar una placa que diga "REPARADO" autorizada por el Inspector de Underwriters Laboratories, Inc.

IV.2.-DISEÑO ELECTRICO

Por lo que a diseño eléctrico se refiere, se fabrican los siguientes:

DISEÑO B

DISEÑO C

DISEÑO D

IV.2.1.-DISEÑO B

El diseño "B" corresponde a aquellos motores cuya corriente y pares de arranque son normales. Corriente de arranque normal se considera aquella cuyo valor se encuentra entre 5 y 6 veces la corriente de carga plena de un motor y las cifras de los pares de arranque normales están tabuladas por las normas NEMA, así como por las normas nacionales (NOM y CONNIE), reconocidas oficialmente por la Secretaría de Industria y Comercio y elaboradas por los principales fabricantes de motores del País. Además, el deslizamiento de estos motores a carga plena debe ser de 1 a 5%.

Obviamente, se comprende que este motor es el de mayor consumo y aplicación en la industria, ya que por propia conveniencia los fabricantes de maquinaria llevan a cabo sus diseños, de tal manera que los motores que vayan a requerir sean los más apegados a lo que se conoce como motor estándar, desde el punto de vista de diseño eléctrico. (Ver gráfica No. 10.)

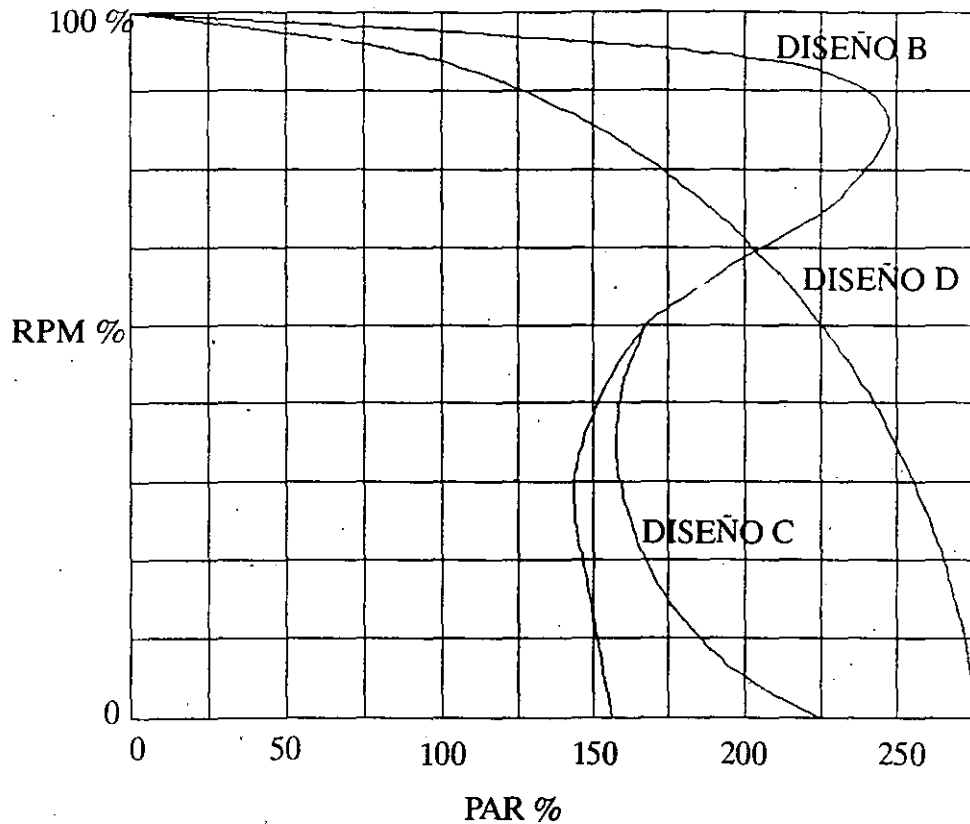


Figura No. 10

IV.2.2.- DISEÑO C.

El diseño "C" se refiere a aquellos motores que, teniendo una corriente normal de arranque, desarrollan pares de arranque superiores a los que desarrolla un motor de diseño "B". Los valores para par de arranque de diseño "C", también están tabulados tanto en las normas NEMA como en las nacionales.

$$PA = 200\% \text{ mínimo.}$$

Las características de este diseño hacen fácil de definir y comprender su campo de aplicación, ya que se refiere a todos aquellos casos en los que por la naturaleza de la carga, se requiere un momento con valor absoluto elevado, para vencer la inercia y una vez iniciado el movimiento, el comportamiento que se le solicita al motor es idéntico al del diseño "B". Un caso típico de aplicación para estos motores se refiere a transportadores, que por cualquier causa

prevista, tenga que iniciar un ciclo de trabajo con la carga aplicada.

El deslizamiento de estos motores a carga plena debe ser de 2 a 5%. (Ver gráfica No. 10)

IV.2.3.- DISEÑO D

El diseño "D" se refiere a motores que desarrollan un par de arranque nunca menor que el 275% del par a carga plena con una corriente de arranque normal y con un deslizamiento que nos permita hacer 3 grupos; el primero, que es el que INDUSTRIAS IEM fabrica, tiene un deslizamiento de 5 a 8%; el segundo, requiere un deslizamiento de 8 a 13% y el tercero, de 13 a 18%.

Los motores de este tipo de diseño tienen su principal aplicación en máquinas como cizallas, prensas y en general en todos aquellos casos en donde el equipo a mover viene dotado de un volante cuya función es almacenar energía para "sacar a flote" el motor, durante los lapsos en que se presenta la demanda máxima de potencia.

Por lo consiguiente, al especificar un motor, entre otras características, es necesario mencionar su tipo de diseño mecánico (protección contra el ambiente) y el tipo de diseño eléctrico. (Ver gráfica 1)

CUESTIONARIO

- 1.- Por su diseño mecánico ¿cómo se clasifican los motores?
- 2.- ¿Cuántos tipos de motores hay?

CAPITULO V

APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION

El problema de la aplicación de motores de inducción jaula de ardilla, se reduce esencialmente a determinar con el máximo cuidado los factores siguientes:

1. Características de la carga y del motor, tales como: acoplamiento del motor a la carga, velocidad, capacidad en CP, pares requeridos, características de inercia, aceleración y ciclo de trabajo.
2. Sistemas de arranque del motor en relación a la fuente de energía alimentadora, tales como: variaciones permisibles de la tensión al aplicar la corriente de arranque y capacidad requerida en KVA.
3. Condiciones ambientales tales como: temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, abuso mecánico y contaminantes. Estos factores determinan el tipo de aislamiento, así como la cubierta o protección del motor.

DISEÑO	PAR DE ARRANQUE	CORRIENTE DE ARRANQUE	PAR MAXIMO	DESLIZAMIENTO A 100% CARGA	APLICACION TIPICA
A	NORMAL	NORMAL	ALTO	BAJO (<5)	MAQ. HERRAMIENTAS BOMBAS CENTRIFUGAS VENTILADORES
B	NORMAL	BAJA	ALTO	BAJO (<5)	IGUAL QUE DISEÑO A
C	ALTO	BAJA	NORMAL	BAJO (<5)	COMPRESORES CAR- GADOS, TRANSPORTA- DORES CARGADOS
D	MUY ALTO	BAJA	----	ALTO	TROQUELADORAS CIZALLAS

Características de la carga y del motor.

Métodos de acoplamiento:

Acoplamiento directo. Las estadísticas demuestran que solamente el 20% de las máquinas movidas opera a la misma velocidad que el motor que la mueve. Cuando el motor se acopla directamente a la carga, las condiciones de aplicación son distintas que cuando se usa una transmisión intermedia para aumentar o disminuir la velocidad.

El acoplamiento directo sólo es práctico si la carga puede accionarse a la misma velocidad que el motor como sucede en bombas, compresores centrífugos y moto-generadores. Para estas aplicaciones lo más conveniente es usar un motor con extensión de flecha corta. Por lo que se refiere al problema mecánico de acoplamiento en sí, es necesario nivelar, alinear y anclar perfectamente el grupo.

Transmisión con banda o cadena. Al aplicar estos métodos de transmisión y reducción de velocidad a motores, deben comprobarse siempre dos factores:

- a).- Carga radial adicional sobre la chumacera o rodamiento del motor.
- b).- Carga combinada de flexión y torsión sobre la extensión de la flecha.

Los límites prácticos establecidos por NEMA para este tipo de transmisiones para asegurar buena vida en las chumaceras y prevenir esfuerzos excesivos en la flecha, son como sigue:

Motor Arm.	No. de Polos	Velocidad Sinerónica, RPM	CP Máximos por transmitir
256T	2	3600	25
445T	4	1800	200
445T	6	1200	125
445T	8	900	100

En el caso de transmisión por bandas V o banda plana es necesario proveer un dispositivo para ajustar la tensión. Esto puede ser una base de rieles deslizables.

La tendencia natural de la mayoría de los mecánicos es ajustar las bandas demasiado tensas. Una regla práctica que debe recordarse es que la banda o bandas que no patinan ligeramente al arrancar la carga,

están demasiado tensas, esto acorta considerablemente la vida de la chumacera y puede causar vibración o fractura de la flecha.

Selección del motor:

Datos Básicos. En general son tres los datos básicos que hay que conocer de una máquina para seleccionar el motor y son:

- a. La velocidad o velocidades de operación.
- b. La capacidad requerida en caballos.
- c. Los pares requeridos en puntos críticos del ciclo de operación.

Velocidad. La velocidad debe calcularse en relación a la velocidad en la flecha del motor. Tómese en cuenta que el par varía en proporción inversa a la velocidad angular en el caso de transmisiones por engranes, banda o cadena.

Además la máquina puede requerir de:

- a. Una sola velocidad.
- b. Dos o más velocidades fijas.
- c. Velocidad infinitamente ajustable.

Potencia en CP. Este dato generalmente es más difícil de determinar que la velocidad; sin embargo, hay tres maneras fundamentales de obtenerla:

- A. Especificaciones o datos de placa. Si la máquina se ha comprado, la potencia requerida se especifica por el fabricante de la misma placa o se lista en las características de operación.
- B. Prueba. Si no hay manera de obtener los datos del fabricante, se puede aplicar un motor de características conocidas para duplicar las condiciones de operación. Midiendo con un analizador industrial los watts de entrada al motor, se deduce la potencia de:

$$\text{CP en la flecha} = \frac{\text{KW de entrada} \times \text{eficiencia del motor}}{\text{-----}}$$

- C. Comparación. Si A o B resultan imprácticos, hágase una comparación cuidadosa de la máquina a propulsarse con máquinas similares cuyas necesidades de potencia sean conocidas. Este método es el más errático de los tres y sólo debe usarse en casos extremos.

Pares. Los requerimientos de par de la máquina a moverse, deben conocerse en tres condiciones adicionales a las del par a plena carga, éstas son:

- A. Par de arranque. Este es especialmente importante en cargas de alta fricción e inercia, tales como: compresores cargados, prensas troqueladoras con volantes pesados, molinos de bolas o martillos, molinos de hule o desmenzadores de troncos en la industria del papel. (Ver Figura 11).

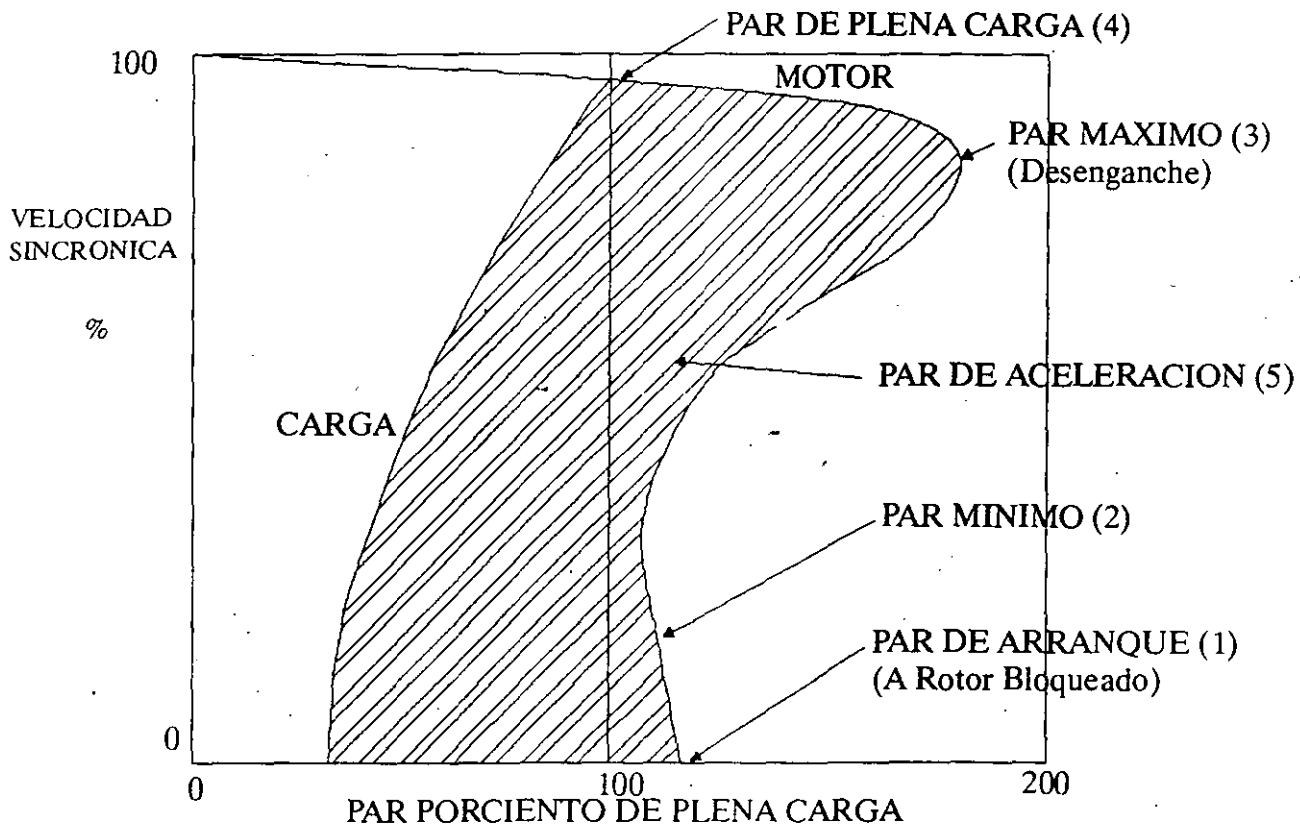


Fig. No. 11.- Pares de un motor de inducción.

- B. Par de aceleración. En cargas de alta inercia tales como las antes mencionadas, el par en exceso que desarrolla el motor y que sirve para acelerar la carga en un tiempo determinado, es importante para que el motor no se sobrecaliente. Este aspecto lo veremos más en detalle al analizar las características de pares de los motores. (Ver Figura 11).
- C. Par máximo. En el caso de cargas variables, el motor debe ser capaz de desarrollar suficiente Par para prevenir que el mismo se frene o se “siente”, cuando la demanda de energía por parte de la máquina accionada es máxima. (Ver Figura 11).

V.1.- DEFINICION DE LOS PARES DEL MOTOR DE INDUCCION

Par es el producto de fuerza (kgs.) por el radio (mts.). El valor resulta pues en kg-mt., que indica el número de kilogramos aplicados a un radio de tantos metros.

Par y fuerza son similares, excepto que el término “fuerza” se usa cuando se habla de movimiento lineal y “par” cuando se trata de movimiento de rotación.

En el caso de una máquina accionada, el par es la fuerza rotacional que absorbe la máquina para moverse. En el de un motor, par indica la fuerza rotacional que el mismo produce en su flecha.

La curva típica “Par-Velocidad” de un motor de inducción mostrada en la figura se ilustran los diferentes pares que desarrolla el motor:

“Par de Arranque” es el que desarrolla el motor en reposo en el momento en que se le aplica energía eléctrica a sus devanados y la flecha empieza a girar.

La flecha en (1) muestra este par a velocidad cero, también se le llama “Par a Rotor Bloqueado”.

El “Par Mínimo” se muestra en (2). Este es el par mínimo en el área de la cúspide que sigue al arranque. Como veremos más adelante, en muchos motores no hay este descenso de par, después de arrancar.

El “Par Máximo” es aquel que puede desarrollar el motor sin frenarse o “sentarse” súbitamente. Este se muestra en el punto (3) y gene-

ralmente se desarrolla alrededor del 80% de la velocidad sincrónica. También se le llama "Par de Desenganche".

"Par a Plena Carga" es aquel que desarrolla el motor para producir la potencia de placa a la velocidad especificada, como se muestra en el punto (4) de la curva.

"Par de Aceleración" es la diferencia o exceso de pares entre los desarrollados por el motor y los demandados por la carga. El área achurada (5) es proporcional a la potencia en exceso desarrollada por el motor para acelerar la carga.

Los "pares de aceleración" son la diferencia entre las dos curvas y están dentro de esta misma área.

Estos pares son extremadamente importantes y deben entenderse perfectamente para aplicar adecuadamente los motores a cargas variadas.

V.2.- CARACTERISTICAS DEL MOTOR

Existen cinco parámetros que definen las características de operación de un motor:

Velocidad en RPM

Capacidad en CP

Par en Kg-Mt.

Corriente de arranque o máxima

Aumento de temperatura

Los primeros tres ya han sido discutidos brevemente bajo "Selección del Motor" y en relación a la máquina cuyo motor tratamos de seleccionar. Los dos últimos parámetros cubren características del motor en sí. En la práctica debemos adecuar la velocidad del motor, su capacidad y sus características de par a la carga y después cerciorarnos que el motor operará dentro de sus límites de corriente y de temperatura.

Cada uno de estos parámetros se combina con todos los demás para producir un resultado total satisfactorio. Tenemos pues que analizar cada uno de ellos e interpretarlos, para lograr la aplicación correcta de los motores.

Interrelación entre potencia, par y velocidad.

La interrelación de estos tres parámetros se define como sigue:

F = Fuerza en kilogramos

d = Distancia en metros

t = Tiempo en minutos

T = Par en Kg-Mt. a un metro de radio

RPM = Velocidad angular en revoluciones por minuto

Potencia = $Fd / t = 2\pi T \times \text{RPM}$ Kg-Mt / min.

1 CP = 75 Kg-Mt / seg. = 4500 Kg-Mt / min.

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM} \times 2\pi}{4500}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \quad \dots \text{ (I)}$$

La simple fórmula anterior nos muestra la interrelación entre potencia, par y velocidad. Esta fórmula frecuentemente se olvida al seleccionar los motores.

Supongamos por ejemplo, que tenemos una máquina que requiere un motor de 10 CP y que tiene una velocidad de operación de 1160 RPM. El cliente pide un motor de esa capacidad, 6 polos, que a la frecuencia de 60 hertz da precisamente esa velocidad, para transmitir con bandas V y poleas con relación de diámetros 1:1 sin embargo, el Ingeniero que ha comprendido la importancia de la fórmula anterior, puede demostrarle al cliente cómo ahorrar dinero al cambiar la relación de poleas usando un motor de la misma potencia, pero de mayor velocidad. Puede probar que seleccionando un motor de 2 polos con 3475 RPM puede usarse una polea de 1/3 del diámetro original, o sea una relación de poleas de 1:3.

También puede proponer un motor de 4 polos con 1745 RPM y relación de poleas de 1:1.5.

A continuación hemos listado el costo relativo de los tres motores. El motor de 6 polos tiene más cobre y hierro para poder desarrollar un par mayor que los motores de 2 y 4 polos, (se tomará el motor de 4 polos como base comparativa).

Costo relativo de motores de 10 CP, abiertos:

Polos	Velocidad en la flecha a 60 Hz. RPM	Armazón	Costo Relativo
2	3475	213T	103%
4	1745	215T	100%
6	1160	256T	150%

Si el cliente puede usar un motor de mayor velocidad, el ahorro es evidente y además el motor será más ligero y más fácil de montar.

Las únicas precauciones por tomar con motores de más alta velocidad, es el comprobar que la flecha es adecuada para transmitir por banda. También, si el sentido de rotación del motor tiene que invertirse frecuentemente, los motores de alta velocidad tienen menos capacidad térmica para ello que los de baja velocidad.

Factor de Servicio. La capacidad en CP estampada en la placa del motor, no necesariamente indica la capacidad máxima, excepto cuando el F.S. = 1.0. Cuando el factor de servicio es superior a 1.0, por ejemplo 1.15, el motor podrá sobrecargarse sin peligro en un 15% por arriba de su capacidad nominal en forma continua; sin embargo, es importante hacer notar que el factor de servicio sólo es aplicable cuando prevalecen y se mantienen las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en la placa de datos. También, es preciso advertir al cliente, que el aplicar el factor de servicio aumentará la temperatura de operación del motor y afectará la vida útil del devanado, el factor de potencia, la eficiencia y la velocidad.

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Qué factores hay que tener en cuenta en la aplicación de los motores?
- 2.- ¿Qué tipos de acoplamiento hay?
- 3.- ¿Cuáles son las características necesarias para la selección de los motores?
- 4.- Defina los pares del motor de inducción.
- 5.- ¿Cuáles son los parámetros que definen las características de operación de un motor?
- 6.- ¿Qué significa "factor de servicio"?

CAPITULO VI

SISTEMAS DE ARRANQUE

VI.- SISTEMAS DE ARRANQUE APLICABLES AL MOTOR.

El problema de arranque del motor se refiere a las limitaciones que se presentan debidas a la capacidad de la fuente alimentadora, tales como caídas de tensión permisibles en el sistema al aplicar la corriente de arranque del motor y la capacidad momentánea en KVA que se requiere para este mismo objeto.

VI.1.- ARRANQUE DEL MOTOR A TRAVES DE LA LINEA.

Desde luego, el sistema más económico para arrancar un motor es a plena tensión conectándolo a través de un arrancador apropiado, directamente a la línea alimentadora.

Las ventajas de este sistema, además de la económica ya apuntada, es que el motor desarrollará sus plenos pares, tanto de arranque como máximo o de desenganche; por lo cual, la carga se arrancará y se acelerará en forma rápida y segura.

Por otro lado, las desventajas de este sistema de arranque también son múltiples y se refieren al hecho de que un motor de inducción toma entre cinco y seis veces el valor de la corriente de plena carga al ser arrancado a plena tensión. Esta fuerte demanda de energía y de corriente, aunque momentánea, puede ser indeseable por la elevada caída de tensión que se produce en las líneas alimentadoras, causando parpadeo en las luces o disturbios en equipo sensible a las variaciones de voltaje. También puede ser objetable desde el punto de vista de las limitaciones de demanda en KVA que establece la compañía alimentadora de energía, o bien la propia subestación. Otro aspecto indeseable puede cons-

tituirlo la carga misma, que requiere una aceleración paulatina y amortiguada.

Por lo general, el arranque directo sobre la línea se puede efectuar hasta 50 CP en 220 Volts y hasta 100 CP en 440 Volts. Arriba de estos límites habrá que usar algún sistema de arranque a tensión reducida. Localmente en el D.F. la Compañía de Luz limita estos valores a 7.5 CP en 220 Volts y 15 CP en 440 Volts.

Existen varios sistemas de arranque a tensión reducida que pueden usarse, pero generalmente sólo uno de ellos producirá los resultados deseados en la forma más económica posible. Vamos a describir brevemente cuáles son las aplicaciones de estos distintos arrancadores.

VI.2.- ARRANCADOR CON AUTOTRANSFORMADOR.

Este es uno de los métodos más comúnmente usados para arrancar a voltaje reducido debido a su economía, eficiencia y flexibilidad para ajustar el voltaje de arranque deseado. Toda la energía aplicada se transmite al motor, excepto las pérdidas del autotransformador que son pequeñas, por lo que la carga se acelera suave y seguramente. Las derivaciones en el autotransformador permiten el ajuste de la corriente y del par de arranque, de acuerdo con las necesidades de la mayoría de las aplicaciones. Las características que producen las tres derivaciones de voltaje comúnmente usadas, son como sigue:

Derivación	Par de Arranque (% del par a plena tensión)	Corriente de arranque en la línea (% de la misma a plena tensión)
50%	25	28
65%	42	45
85%	64	67

Como puede apreciarse en el cuadro anterior, tanto la corriente como el par varían en este caso, en proporción inversa al cuadrado del voltaje. La corriente aumenta ligeramente sobre la proporción indicada debido a la corriente de magnetización del autotransformador.

Estos arrancadores se construyen para operación manual con transición abierta (se conocen vulgarmente como "compensadores") en capacidades hasta de 300 CP en 440 Volts y 60 Hertz.

También se construyen para operación automática con transición cerrada en capacidades hasta de 100 CP en 440 Volts y 60 Hertz.

La ventaja de la transición cerrada sobre la abierta, es que la aplicación de la tensión es suave y continúa desde el valor reducido hasta el pleno voltaje. Como el motor no queda momentáneamente desconectado de la línea, no hay interrupción de la corriente de línea que podría causar un segundo transitorio de corriente durante la transición.

Los arrancadores con autotransformador se usan para arrancar cargas pesadas, tales como: compresoras, bombas, molinos de bolas y de martillos, molinos de hule, centrífugas en la industria del azúcar, etc.

VI.3.- ARRANCADORES CON RESISTENCIAS.

Estos arrancadores se usan poco porque no tienen ni la eficiencia, ni la flexibilidad del sistema anterior. Generalmente se construyen para reducir el voltaje aplicado al motor al 80% de su valor de línea, con lo cual la corriente de arranque se reduce en la misma proporción y el par de arranque se reduce al 64% de su valor a plena tensión. Esto se logra conectando momentáneamente las resistencias del arranque en serie con los devanados del motor. El ciclo de arranque es de transición cerrada.

Se aplican para arrancar maquinaria delicada, como maquinaria textil, escaleras eléctricas y transportadoras que tengan que arrancar suavemente.

VI.4.- ARRANCADORES PARA DEVANADO BIPARTIDO.

Estos arrancadores proveen un sistema de arranque muy económico, cuando las necesidades de par durante el arranque pueden manejarse con el 50% del par a plena tensión. Pueden usarse con motores estándar diseñados para voltaje dual, por ejemplo: 220/440 Volts en el voltaje menor, es decir, 220 Volts. También pueden usarse con motores específicamente diseñados para este tipo de arranque, en cualquier otro voltaje.

Cuando se usan motores estándar de voltaje dual, es necesario cerciorarse de que el par desarrollado durante el arranque (50%) es suficiente para acelerar la carga lo suficientemente sin producir

un transitorio indeseado al conectar todo el devanado a la línea, o bien una aceleración brusca en la carga movida al ser ésta acelerada a pleno par.

Este tipo de arrancador es muy usado para arrancar cargas ligeras como: compresores descargados, bombas centrífugas, máquinas-herramientas, etc.

Se construyen en capacidades estándar hasta de 200 CP en 440 Volts.

VI.5.- ARRANCADORES ESTRELLA-DELTA.

Estos arrancadores muy usados en Europa, son menos económicos que el arrancador de devanado bipartido, ya que requieren por lo menos de un contactor más de dos polos.

Se usan en aquellos casos en que los requerimientos de par durante el arranque son bajos (33% del par de arranque a plena tensión), pero el período de aceleración es prolongado debido a la alta inercia de la carga.

Se pueden usar con motores conectados en Delta para operación normal y que estén provistos con 6 puntas de salida (2 para cada una de las fases). Al arrancarse el motor conectado en Estrella, se aplica aproximadamente el 58% del voltaje de línea a los devanados y el motor toma el 33% de la corriente normal de arranque y desarrolla 33% del par de arranque a plena tensión. Una vez que el motor ha acelerado, se reconecta en Delta para operación normal.

Generalmente se construyen estos arrancadores en capacidades estándar hasta de 150 CP en 440 Volts, con transición abierta.

Si la transición abierta es objetable, debido a los inconvenientes ya apuntados, se puede construir este arrancador con transición cerrada, pero resulta relativamente caro por el equipo adicional requerido (un contactor de tres polos y tres resistencias de transición). En este caso, conviene analizar cuidadosamente si no es más económico usar un arrancador de autotransformador con transición cerrada.

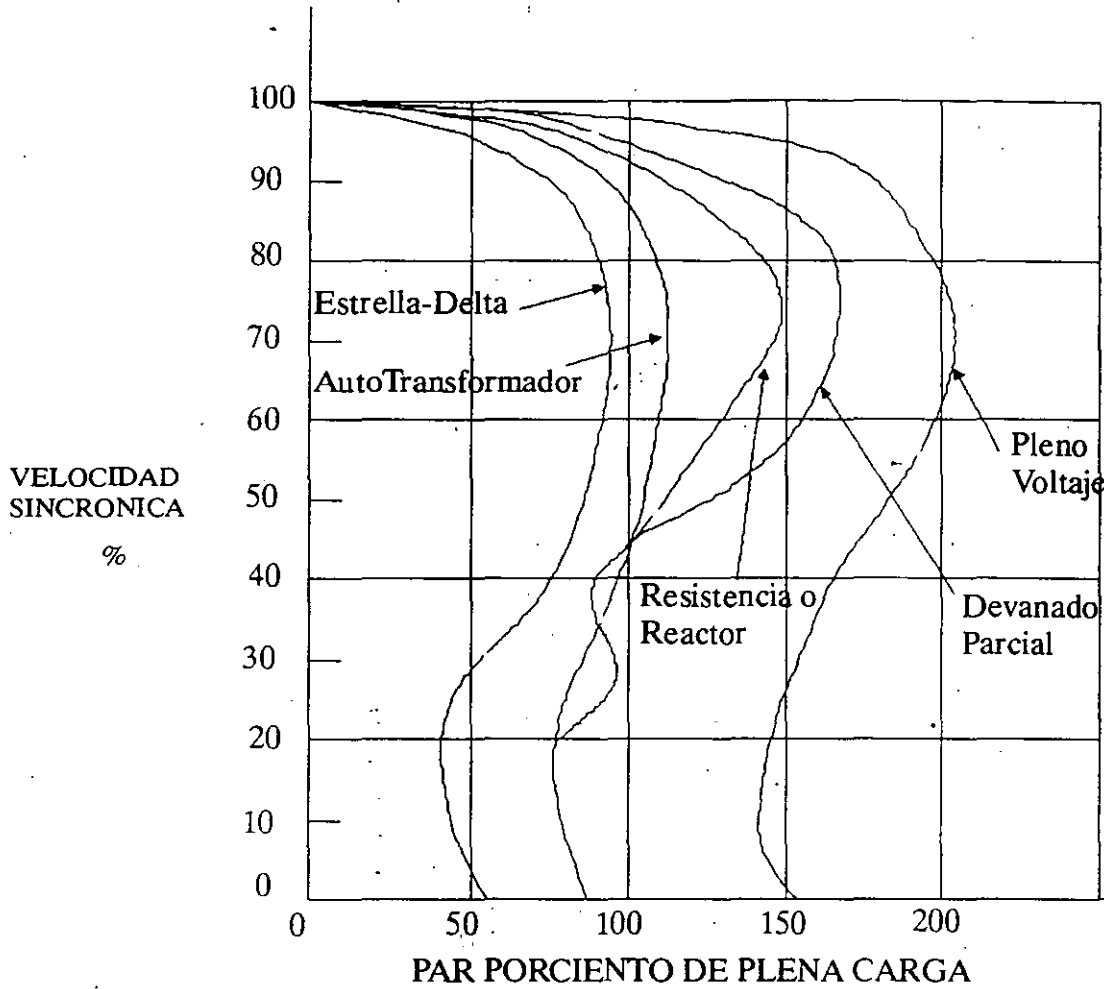


Fig. No. 12.- Características de Arranque a Tensión Reducida

% DE PLENO VOLTAJE			
VOLTAJE	CORRIENTE	PAR	
80 %	80 %	64 %	RESISTENCIA
80 %	80 %	64 %	REACTOR
100 %	65 %	50 %	DEVANADO PARCIAL
80 %	64 %	64 %	AUTO TRANSFORMADOR
100 %	33 %	33 %	ESTRELLA DELTA

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Cuántos tipos de arrancadores conoces?
- 2.- ¿Qué problemas se presentan para el arranque del motor?

CAPITULO VII

SELECCION Y APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION (SEGUN AMBIENTES)

VII.- CONDICIONES AMBIENTALES Y AISLAMIENTO.

INTRODUCCION. La mayoría de los motores comprados en la actualidad son para ser usados en localizaciones comunes en donde el aire es relativamente limpio, la temperatura se mantiene dentro de límites normales tolerables por seres humanos y las condiciones extremas de carga en los motores sólo se presentan excepcionalmente; sin embargo, miles de motores se usan en aplicaciones en donde estas condiciones ideales no existen. El propósito de este artículo es discutir los problemas que presentan las condiciones ambientales extremas y los sistemas de aislamiento disponibles para resolver estas aplicaciones.

Desde el punto de vista del usuario, el aislamiento es uno de los aspectos más importantes del motor, ya que es el elemento que decide:

LA VIDA UTIL DEL MOTOR y el mantenimiento aplicable al mismo.

Además, los sistemas de aislamiento son constantemente investigados y desarrollados para mejorarlos. El adelanto tecnológico que se ha obtenido en este aspecto durante los últimos 20 años es muy notable.

Es por ello que el usuario de motores está vitalmente interesado en obtener el aislamiento que otorgue máxima protección a un costo razonable. Parte de la respuesta se encuentra en las características del sistema de aislamiento, mientras que la otra parte consiste en seleccionar la cubierta en el motor más adecuado a la aplicación. Trataremos de cubrir ambos aspectos en este curso.

VII.1.- CONDICIONES AMBIENTALES.

Las condiciones que listamos a continuación son las que determinan las áreas problemáticas. Si alguna de ellas existe, hay que tomar medidas para proteger el motor o sus partes.

Condiciones ambientales perjudiciales.

Temperatura ambiente (arriba de 40°C)

Altura sobre el nivel del mar (arriba de 1000 Mts.)

Abuso mecánico (por impacto o vibración)

Contaminantes atmosféricos:

Agentes químicos corrosivos

Agentes abrasivos (polvos y partículas)

Agentes obstruyentes (polvo, pelusa, nieve)

Humedad (alta humedad relativa, salpicadura)

Forma de los contaminantes:

Sólidos, líquidos o gases.

Forma en que se mueven:

Suspendidos en el aire:

Cayendo por gravedad.

Rebotando de superficies adyacentes.

Impulsados por fuerzas definidas.

VII.2.- TEMPERATURA AMBIENTE ALTA (ARRIBA DE 40°C)

Esta afecta en primer lugar a los aislamientos, causando deterioro rápido y envejecimiento. También reduce la viscosidad de la grasa o del aceite en las chumaceras, pudiendo llegar a degradar sus propiedades lubricantes.

Para afrontar este problema, deben usarse aislamientos especiales para temperaturas más altas como los clase F (155°C temp. total) o clase H (180°C temp. total). Los baleros, si son de bolas, deberán ir cargados con grasa para alta temperatura y los baleros deberán tener un juego interno entre bolas y pistas, mayor que el normal (C-3 en lugar de C-2 que es el normal). Si el lubricante es aceite, éste deber ir provisto de aditivos especiales para mantener el índice de viscosidad a altas temperaturas, para inhibir la oxidación y reducir la fricción y el espumeo.

VII.3.- GRAN ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR.

Este factor, que es uno de los principales problemas en México, debido a su topografía, afecta el aumento de temperatura en los aislamientos. Al reducirse la densidad del aire con la altura, disminuye su capacidad refrigerante y la disipación del calor decrece.

Ahora bien, en los motores diseñados actualmente, se ha tomado en cuenta este factor para que el aumento de temperatura no exceda los valores normados por NOM a la altura de la Ciudad de México (2,280 Mts. sobre el nivel del mar).

En casos en que haya necesidad de operar los motores a alturas muy superiores a la arriba indicada, habrá necesidad de usar las mismas medidas ya indicadas.

La única ventaja que se presenta en este caso es que generalmente la temperatura ambiente decrece al aumentarse la altura.

VII.4.- IMPACTO Y VIBRACION

Estas condiciones deterioran rápidamente al motor completo, causando rotura de las patas, armazón, tapas y flecha, causan fatiga y falla prematura en los rodamientos y aislamientos.

En esta condición, más vale prevenir que lamentar. Los factores antes apuntados pueden prevenirse mediante un alineamiento perfecto entre el motor y la carga y comprobando que el balanceo dinámico de la carga no produzca vibración excesiva (arriba de 0.050 mm. de amplitud total).

Si el impacto se origina al arrancar y acelerar el motor, habrá que cambiar a algún sistema de arranque más suave y de transición cerrada, como quedó apuntado anteriormente.

VII.5.- CONTAMINANTES ATMOSFERICOS

Estos, como ya apuntamos, pueden ser:

- Químicos corrosivos
- Polvos abrasivos
- Polvos obstruyentes
- Alta humedad relativa

Para hacer frente a estos agentes destructivos, se han desarrollado últimamente:

- a).- Un aislamiento especial a prueba de humedad, corrosión y abrasión (APH).

b).- Motores totalmente cerrados con acabados epóxicos especiales y en los cuales naturalmente se aplica el aislamiento APH.

Estos motores se conocen bajo el nombre genérico de "Tipo Químico" y además de los factores antes enumerados, también llevan aislamientos "Clase F" para resistir las sobrecargas y altas temperaturas ambientales.

Para finalizar presentamos una tabla de selección de motores en función de las condiciones ambientales:

MOTOR LOCALIZADO EN:	TIPO DE MOTOR
Fábricas y oficinas limpias, almacenes casetas de elevadores, cuartos aislados para motores, plantas generadoras y toda clase de aplicaciones donde la atmósfera sea limpia y seca.	Estándar a prueba de goteo
En interiores o exteriores protegidos, pero con alta humedad ambiental.	A prueba de goteo con APH*
En interiores o exteriores con alta humedad y vapores o salpicaduras químicas.	Motor TCCV, tipo Químico
En interiores con polvo metálico (máquinas herramientas para trabajo pesado, industria automotriz, etc.)	Motor TCCV
En interiores o exteriores con polvo abrasivo.	Motor TCCV
Mismo que anterior, pero vapores o gases químicos en adición.	Motor TCCV, tipo Químico
Polvos secos no explosivos, negro de humo, etc.	Motor TCCVE
Aplicaciones polvosas y húmedas con materiales como polvos y pulpa que pueden obstruir los ductos de ventilación de un motor abierto.	Motor TCCV, tipo Químico
Condiciones tropicales.	Motor TCCV, tipo Químico
Atmósferas explosivas.	Motor TCCV a prueba de explosión.

Claves: TCCV = Totalmente cerrado con ventilación.

*APH = Aislamiento a prueba de humedad.

CUESTIONARIO

- 1.- Desde el punto de vista del usuario ¿qué aspecto es más importante?
- 2.- ¿Qué condiciones son las que determinan las áreas problemáticas en la instalación de los motores?
- 3.- Para hacer frente a los agentes destructivos se ha desarrollado un aislamiento especial, ¿cuál es?
- 3.- ¿Puedes indicar algunos de los tipos de motor a usar en determinadas áreas?

CAPITULO VIII

APLICACIONES DE LOS MOTORES

VIII.1.- PRINCIPALES APLICACIONES DE MOTORES

A. BOMBAS

CENTRIFUGAS

Las bombas centrífugas grandes se usan para bombear cantidades apreciables de líquidos a alturas menores que las bombas reciprocantes o de émbolo. Generalmente van directamente acopladas a un motor de 2 o de 4 polos.

Se arrancan descargadas con la válvula de descarga cerrada o cargadas con la válvula de descarga abierta, o bien una combinación de estas dos formas cuando se arranca contra una válvula de retención o "check". En este último caso, el par es el de la bomba descargada hasta que se levanta suficiente presión para abrir la válvula de retención. Los pares requeridos son como sigue:

Par de arranque	20%
Par máximo descargada	50%.
Par máximo cargada	100%

RECIPROCANTES O DE EMBOLO

Son bombas de desplazamiento positivo y presión positiva que generalmente se acoplan al motor a través de un reductor de engranes. Usualmente se arrancan descargadas o por medio de un "By-Pass".

Par de arranque, descargada	75%
-----------------------------	-----

Par máximo requerido	150%
----------------------	------

B. COMPRESORES

RECIPROCANTES PARA AIRE

Se arrancan invariablemente descargados dejando escapar el aire a la atmósfera o manteniendo las válvulas de succión abiertas. La variación cíclica en el par que produce el ciclo de compresión, requiere un cuidadoso análisis para determinar el tamaño óptimo del volante, para evitar variaciones desfavorables de la corriente con los consiguientes transientes en la líneas de alimentación.

Par de arranque, descargado	35%
-----------------------------	-----

Par máximo requerido	150%
----------------------	------

RECIPROCANTES PARA AMONIACO, CO₂ Y FREON

Esencialmente son iguales que los compresores para aire excepto que al comprimir un gas, requieren de equipo de descarga para arrancar por el método de "By-Pass". La carga de fricción al arrancar es mayor debido a los estoperos más pesados que usan estos compresores.

Par de arranque, descargado	50%
-----------------------------	-----

Par máximo requerido	150%
----------------------	------

C. SOPLADORES

TURBOSOPLADORES

Los turbosopladores se aplican generalmente para altos gastos de aire o gas y su construcción es similar a una bomba centrífuga de varias etapas o escalones. Su velocidad es alta, 1800 a 3600 RPM o con caja de engranes hasta 4500 RPM. Estas unidades generalmente se arrancan descargadas con la válvula de descarga cerrada y a voltaje reducido.

Par de arranque, descargado	20%
-----------------------------	-----

Par máximo requerido	125%
----------------------	------

SOPLADORES CICLOIDALES

Estas máquinas operan sobre un principio similar a las bombas de engranes. Generalmente tienen dos lóbulos que casan y giran a la relación excéntrica apropiada entre sí y con la envolvente. El

motor va acoplado directamente o por medio de un reductor de engranes. Como los lóbulos no rozan entre sí ni con la envolvente, el par de arranque es bajo cuando el soplador se arranca descargando, ya sea por medio de un "By-Pass" o descargando a la atmósfera.

Par de arranque, descargado	35%
Par de arranque, cargado	125%
par máximo requerido	140%

D. VENTILADORES CENTRIFUGOS

Estos ventiladores son similares a los sopladores antes descritos, excepto que son de menor velocidad y de una capacidad tan alta que no siempre resulta práctico o conveniente arrancarlos con la válvula de descarga cerrada. Generalmente van acoplados por medio de bandas al motor, aún cuando también pueden acoplarse directamente a un motor de baja velocidad y alta polaridad (10 ó 12 polos).

Par de arranque, transmisión con bandas	35%
Par de arranque, directamente acoplado	25%
Par máximo requerido	120%

En ventiladores para minas, en donde el rotor del ventilador puede ser excesivamente grande y las condiciones de arranque desfavorables, debido a períodos prolongados de inactividad, conviene especificar pares mayores como sigue:

Par de arranque	60%
Par máximo	150%

E. MOLINOS PARA HULE

Molinos de Banbury

Estos molinos se usan para mezclar y amasar el hule crudo con negro de humo u otros materiales. El molino generalmente se arranca descargado, pero en caso de un paro de emergencia es necesario arrancar con una fuerte carga para despejar el molino, por lo cual es necesario contar con pares altos.

Par de arranque	125%
-----------------	------

Par máximo	250%
------------	------

Molinos de Refinado

Estos molinos requieren pares menores que los de mezclado, pero sin embargo lo suficientemente altos para despejar en caso de paro de emergencia.

Par de arranque	140%
-----------------	------

Par máximo	175%
------------	------

F. MOLINOS PARA PULPA DE MADERA

Jordans

Estas máquinas se usan en la industria papelera para separar las fibras de la pulpa de papel. Consisten fundamentalmente de un rotor cónico provisto de cuchillas que ajusta perfectamente dentro de una envolvente. El motor se acopla al rotor cónico por medio de un cople ajustable, o se monta sobre una base especial también ajustable. La unidad se arranca sin carga, moviendo el rotor hacia afuera.

Par de arranque mínimo	40%
------------------------	-----

Par máximo requerido	150%
----------------------	------

Molinos de Pulpa

En estos molinos los pedazos de tronco se forzan contra una piedra o muela para moler la madera y obtener la pulpa. Se arrancan sin carga aflojando la presión sobre los leños.

Par de arranque	30%
-----------------	-----

Par máximo	150%
------------	------

CUESTIONARIO

1.- ¿Cuáles son las principales aplicaciones de los motores eléctricos?

Descríbelo brevemente.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA 13
DESCRIPCION

DE LA
INGENIERIA DE DISEÑO

ING. ABEL GARCIA OROPEZA

JUNIO DE 1995

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO**

INVERSION EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.

- * Máquinas modernas de producción.
- * Inventario suficiente de materia prima.
- * Buen diseño del producto.
- * Mano de obra : Capacitada.
Entrenada.
Motivada.
- * Otros conceptos para producir con rapidez y bajo costo.

INSTALACION ELECTRICA EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.

- * Sistema de distribución de energía eléctrica desde el punto de suministro hasta el punto de utilización.
- * Costo dentro de un valor económico.
- * Debe asegurar el suministro de energía eléctrica de acuerdo a los requerimientos de cada área.

Lo anterior da origen a la siguiente definición :

La ingeniería de diseño de una instalación eléctrica industrial permite obtener un sistema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos o necesidades que se traducen en dibujos o planos, memoria de cálculo, la información para la adquisición de equipo y materiales, la instalación y las pruebas de puesta en marcha, así como la consideración de la operación del sistema y su mantenimiento.

PLANEACION TOTAL DE LA INSTALACION.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total y los criterios generales de diseño siguientes :

CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

SEGURIDAD. De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

- * Diseño del sistema para que no sea necesario trabajar con tensión.
- * Canalización y gabinete sin partes vivas y con las partes metálicas aterrizadas.
- * Utilizar equipos adecuados para la protección de los circuitos.

CONFIABILIDAD. La continuidad del servicio requerido depende del tipo de manufactura o proceso de la planta. Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras que otras pueden requerir un alto grado de continuidad en el servicio.

Un servicio confiable puede obtenerse mediante :

- * Duplicado de líneas de alimentación de cargas donde se requiere al confiabilidad.
- * Instalación de equipo eléctrico de la mejor calidad disponible y uso de los mejores métodos de instalación.

SIMPLICIDAD. La operación debe ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento del sistema de potencia industrial lo siguiente :

- * La mayoría de interrupciones son el resultado de sistemas complicados.
- * Los operadores no tienen emergencias todos los días. La experiencia demuestra que en sistemas complicados se cometen errores en una emergencia.
- * El sistema debe ser simple en las condiciones normales y de emergencia.

FLEXIBILIDAD. Adaptación del sistema al desarrollo, expansión y cambios requeridos durante la vida de la planta; debe considerarse la capacidad y espacio suficiente para equipo adicional por incremento de carga. Se puede tender hacia la obtención de mayor flexibilidad mediante :

- * Sistema de "centros de carga".
- * Sistema de distribución con flexibilidad como pueden ser los electroductos del tipo enchufable.

CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS.

Costo inicial. En base a un análisis costo-beneficio y siempre bajo la misma base de comparación. El costo inicial debe incluir todas las partes del sistema a comparar.

Costo de operación y mantenimiento.

Costo de fallas.

En cualquier caso el costo debe ser coherente con el tipo y operación de la planta.

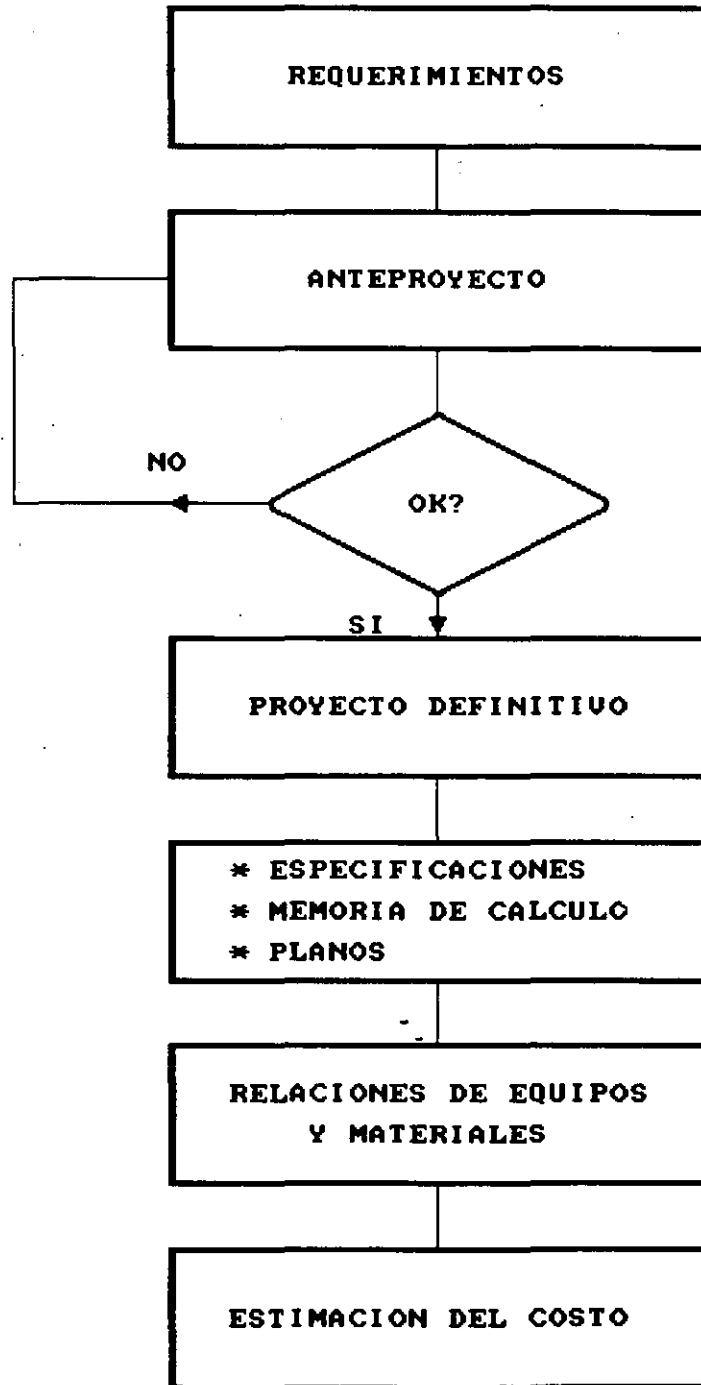
CARGAS CRITICAS.

Se denominan a las cargas con alto grado de continuidad de servicio como son las líneas de producción continua y salas de cómputo.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deben considerar a estas áreas con un sistema :

- * Independiente.
- * Exclusivo.
- * Redundante.

2. INGENIERIA DE DISENO.



- c) Localización y tamaño de subestaciones.
 - * En general, el tamaño económico es de 500 a 1500 kVA con 480V de tensión secundaria.
 - * La densidad de carga, localización de la carga, tensión primaria y otros factores pueden afectar este criterio.

- d) Distribución secundaria
 - * Tipo y tamaño de alimentadores.
 - * Tipo de canalizaciones.
 - * Tipo de protección de circuito corto en circuitos derivados.

- e) Sistemas combinados de fuerza y alumbrado.
 - * Problemas de parpadeo.
 - * Transformadores secos.
 - * Luminarios con balastro a 480/277 V.

- f) Regulación de tensiones.
 - * Para variaciones amplias de tensión de suministro.
 - * Análisis de cargas sensibles a la tensión.
 - * Uso de reguladores.
 - * En el suministro.
 - * Individuales.
 - * Otros medios; capacitores.

- g) Protección de circuito corto.
 - * Capacidad interruptiva adecuada.
 - * Previsión de incrementos futuros.

- h) Protección contra sobretensiones.
 - * Características y localización de apartarrayos.
 - * Protección de máquinas rotativas.

- i) Circuitos de emergencia.
 - * Iluminación.
 - * Circuitos de fuerza.
 - * Cargas críticas.

- j) Sistema de tierras.
 - * Sistema con neutro aterrizado.
 - * Sistema de tierras del equipo no conductor de corriente.
 - * Sistema de tierras de cómputo y cónmuto.

- k) Corrección del factor de potencia.
 - * Regulación de tensión y capacidad de corriente en alimentadores por el uso de capacitores.
 - * Localización y capacidad de capacitores. Ahorro por cargos de CFE y LYF por bajo factor de potencia.
 - * Control de kVAR.

- l) Administración de la energía.
 - * Ahorro de energía.
 - * Monitoreo y control.

- m) Estudio de coordinación de protecciones.
 - * La calibración de relevadores debe señalarse para permitir que se aísle una falla en el mínimo de tiempo y solo el área afectada.
 - * La calibración debe verificarse con regularidad.

INSTALACIONES ESPECIALES.

- * Sistema de detección de incendio.
- * Circuito cerrado de televisión.
- * Control de accesos.
- * TVSS.

TENSIONES NORMALIZADAS.

- * La norma ANSI C84.1 - 1989 establece los rangos de tensión nominal y tolerancias de operación para sistemas eléctricos de potencia a 60 Hz, mayores de 100V y hasta 230 kV.

También se hacen recomendaciones de otros grupos normalizados con respecto a rangos de tensión para equipos usados en sistemas de potencia y para equipos de utilización conectados a los mismos.

- * En las definiciones se citan entre otras lo siguiente :
 - * Tensión del sistema. Es la raíz media cuadrática de la tensión de fase a fase de una parte del sistema eléctrico de corriente alterna. Cada sistema de tensión o de tensiones, pertenece a una parte del sistema que está limitado por transformadores o equipo de utilización. (Todas las tensiones son a partir de la raíz media cuadrática de fase a fase o fase a neutro).
 - * Tensión de servicio. Es la tensión en el punto donde el sistema eléctrico del suministrador y del usuario se conectan.
 - * Tensión de utilización. Es la tensión en las terminales de línea del equipo de utilización.

- * Las tensiones normalizadas según la Norma ANSI C84.1 - 1989 están de acuerdo a la Tabla 1.

- * Para México, se tiene la Norma NMX-J-98, donde las tensiones son diferentes. Se tiene un proceso la revisión de esta Norma, con la tendencia a seguir la Norma ANSI, con algunas modificaciones.

Table 1 - Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges
(Preferred system voltages in bold-face type)

VOLTAGE CLASS	NOMINAL SYSTEM VOLTAGE (Note a)			Nominal Utilization Voltage (Note c)	VOLTAGE RANGE A (Note b)			VOLTAGE RANGE B (Note b)		
	Two-wire	Three-wire	Four-wire		Maximum	Minimum		Maximum	Minimum	
					Utilization and Service Voltage (Note c)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage
Low Voltage (Note 1)	Single-Phase Systems									
	120	120/240		115 115/230	126 126/252	114 114/228	110 110/220	127 127/254	110 110/220	106 106/212
	Three-Phase Systems									
		208Y/120 (Note d) 240/120	200	218Y/126	197Y/114	191Y/110	220Y/127	191Y/110 (Note 2)	184Y/106 (Note 2)	
	240		230/115	252/126	228/114	220/110	254/127	220/110	212/106	
	480	480Y/277	460	504Y/291	456Y/263	440Y/254	508Y/293	440Y/254	424Y/245	
	600 (Note e)		575	630 (Note e)	570	550	635 (Note e)	550	530	
Medium Voltage	2 400			2 520	2 340	2 160	2 540	2 780	2 080	
	4 160	4 160Y/2 400		4 370/2 520	4 050Y/2 340	3 740Y/2 160	4 400Y/2 540	3 950Y/2 780	3 600/2 080	
	4 800			4 370	4 050	3 740	4 400	3 950	3 600	
	6 900			5 040	4 680	4 370	5 080	4 560	4 160	
				7 240	6 730	6 210	7 260	6 560	5 940	
		8 320Y/4 800		8 730Y/5 040	8 113Y/4 680	X (Note 1)	8 800Y/5 080	7 900Y/4 560	X (Note 1)	
		12 000Y/6 930		12 600Y/7 270	11 700Y/6 760		12 700Y/7 330	11 400Y/6 580		
		12 470Y/7 200		13 090Y/7 560	12 160Y/7 020	X (Note 1)	13 200Y/7 620	11 850Y/6 840	X (Note 1)	
		13 200Y/7 620		13 860Y/8 000	12 870Y/7 430		13 970Y/8 070	12 504Y/7 240		
		13 800Y/7 970		14 490Y/8 370	13 460Y/7 770	X (Note 1)	14 520Y/8 380	13 110Y/7 570	X (Note 1)	
13 800			14 490	13 460	14 520		13 110	11 880		
	20 780Y/12 000		21 820Y/12 600	20 260Y/11 700	X (Note 1)	22 000Y/12 700	19 740Y/11 400	X (Note 1)		
	22 860Y/12 200		24 000Y/13 860	22 290Y/12 870		24 200Y/13 970	21 720Y/12 540			
	23 000		24 150	22 430	X (Note 1)	24 340	21 850	X (Note 1)		
	24 940Y/14 400		26 190Y/15 120	24 320Y/14 040		28 400Y/15 240	23 690Y/13 680			
	34 500	34 500Y/19 920		36 230Y/20 920	33 84Y/19 420	36 510Y/21 080	32 780Y/18 930			
				36 230	33 640	36 510	32 780			
	46 000			Maximum Voltage (Note e)		48 300				
	89 000					72 500				
High Voltage				121 000						
				145 000						
				169 000						
				242 000						
(Note N)										
Extra-High Voltage		345 000			362 000					
		600 000			660 000					
Ultra-High Voltage		785 000			800 000					
		1 100 000			1 200 000					

NOTES: (1) Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows

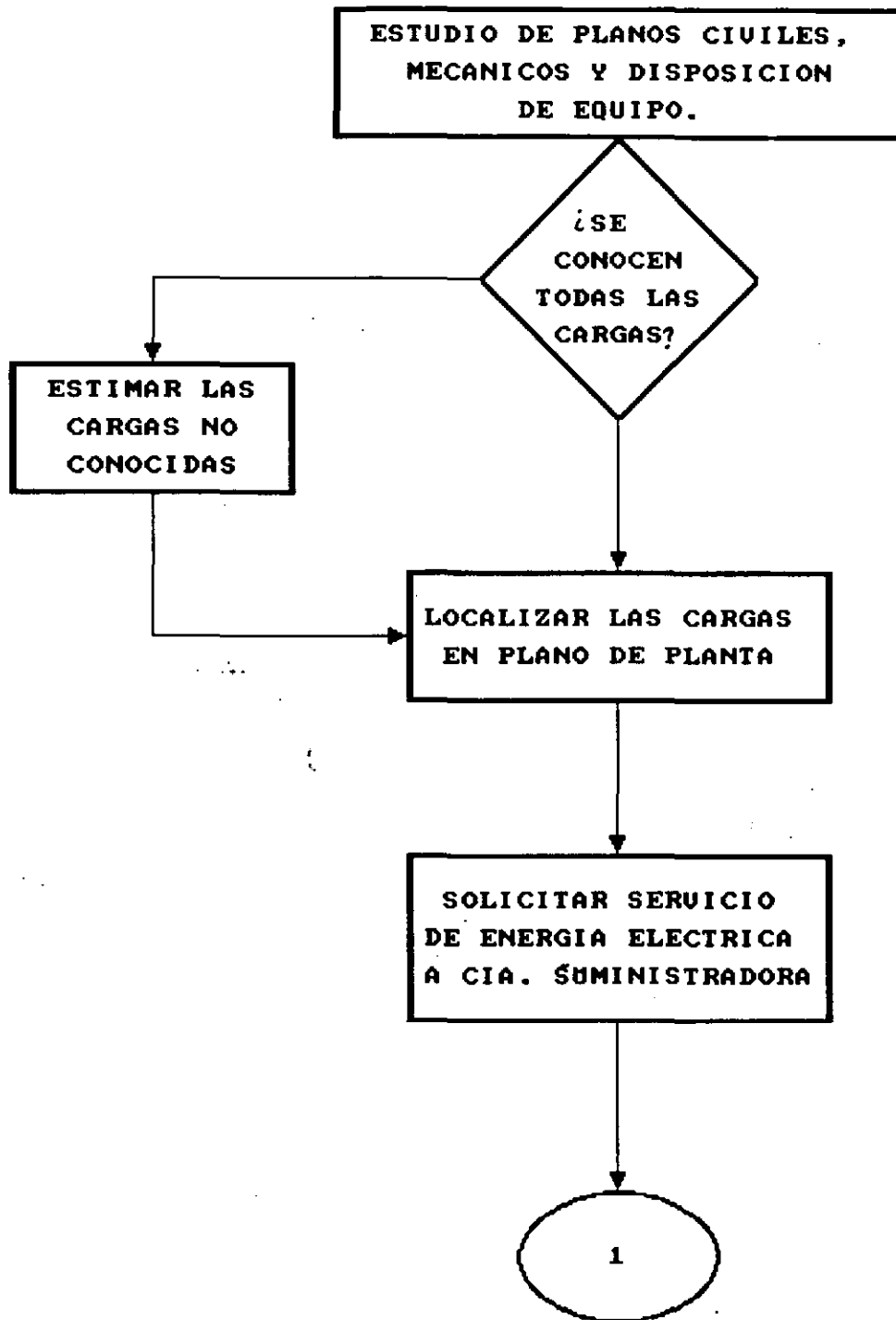
Nominal System Voltage	Range A	Range B
120	108	104
120/240	108/216	104/208
(Note 2) 208Y/120	187Y/108	180Y/104
240/120	216/108	208/104
240	216	208
480Y/277	432Y/249	416Y/240
480	432	416
600	540	520

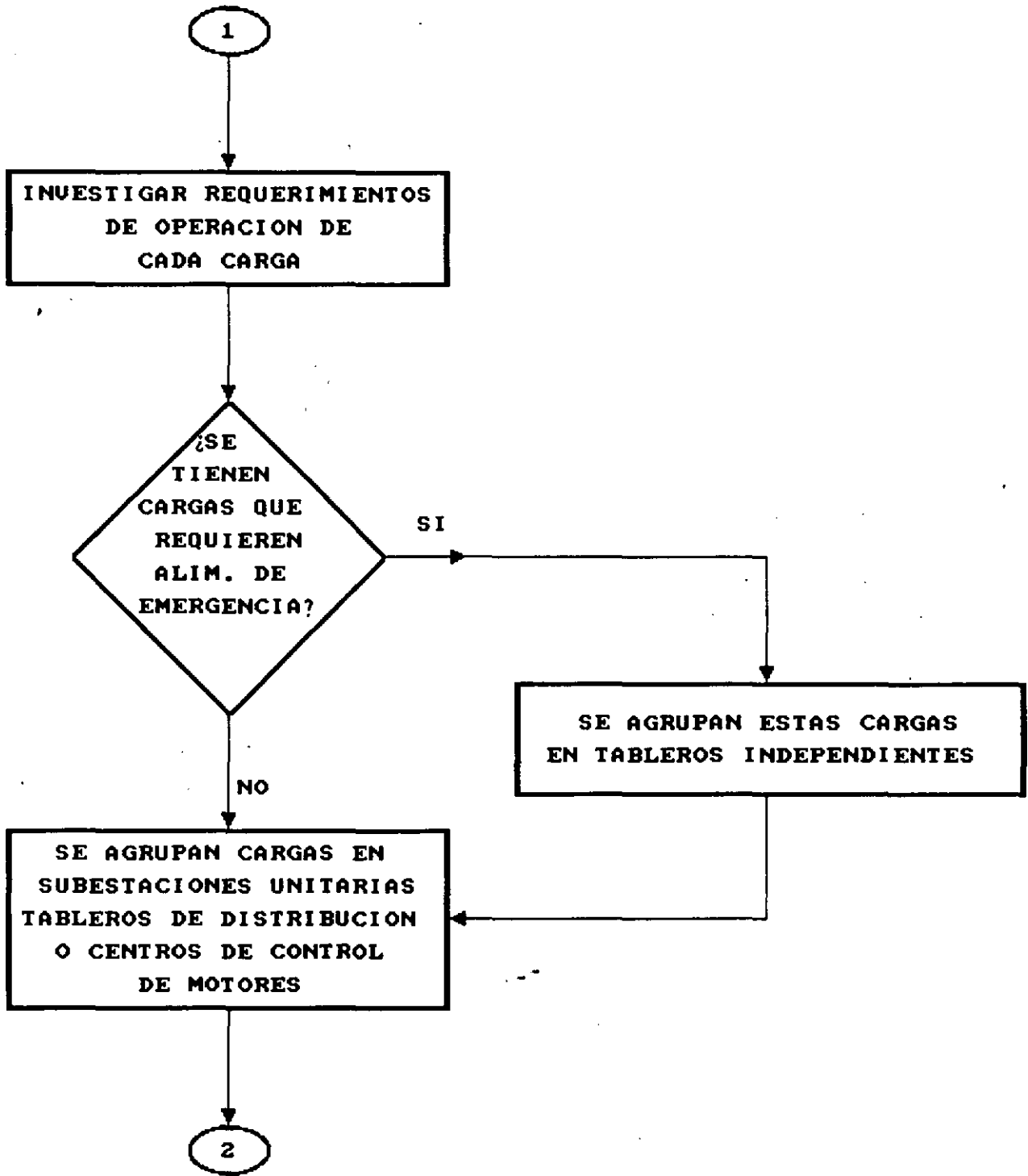
(2) Many 220 volt motors were applied on existing 208 volt systems on the assumption that the utilization voltage would not be less than 187 volts. Caution should be exercised in applying the Range B minimum voltages of Table 1 and Note (1) to existing 208 volt systems supplying such motors.

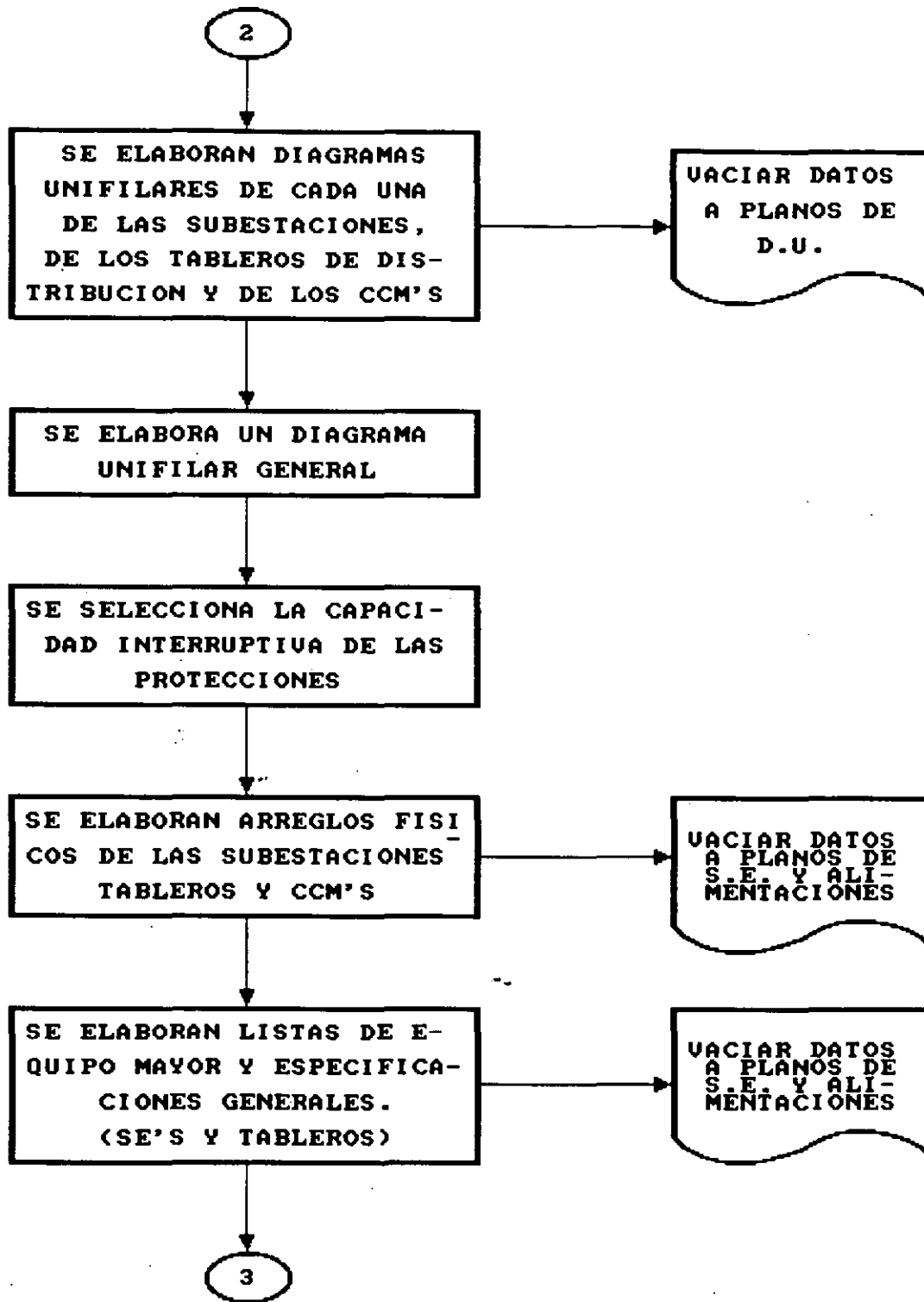
0197

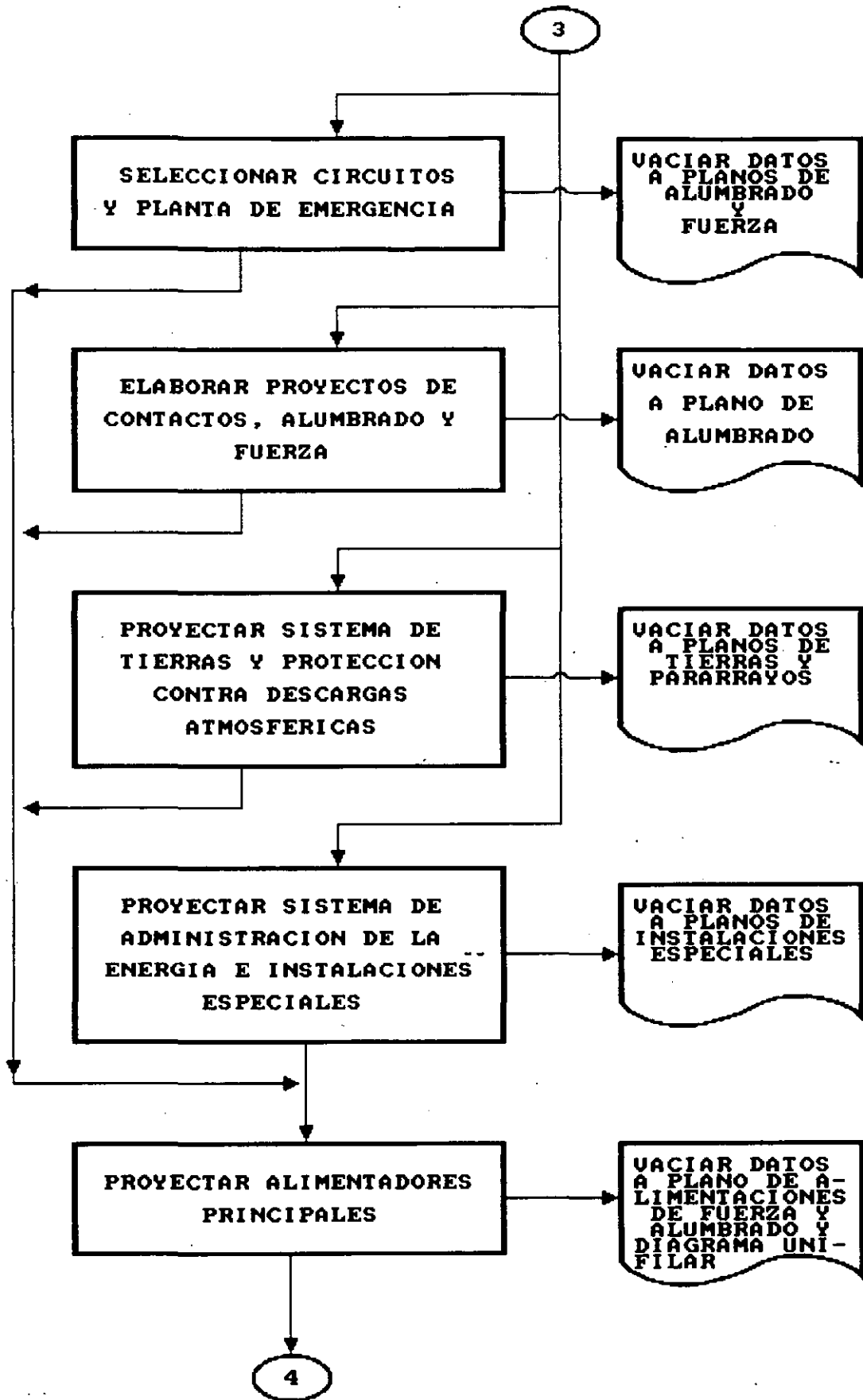
H-13

SECUENCIA DE UN PROYECTO ELECTRICO









4

**ELABORAR ESPECIFICACIONES
Y
MATERIALES**

**ESTIMAR EL COSTO DE
LAS INSTALACIONES**

DISEÑO Y PROTECCION DE LA INSTALACION ELECTRICA.

La Norma NOM-001-SEMP-1994 define :

- * **Circuito derivado.** Conductores del circuito formado entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege el circuito y la(s) carga(s) conectada(s). Artículo 210.

- * **Tensión máxima de los circuitos derivados.**
127V entre conductores. Terminales de portalámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga y equipo de utilización conectado permanentemente.

277V a tierra. Luminarios de descarga eléctrica equipados con lámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga, equipo de utilización conectado permanentemente y luminarios que no sean del tipo de apagador integrado y que se instalen a una altura no menor de 2.4 m sobre el nivel del piso.

- * **Conductores.**
Deben tener una capacidad de conducción no menor que la correspondiente a la carga por servir (Art. 210-19) y se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo con la capacidad de conducción de corriente (Art. 240-3), exceptuando los circuitos de motores que deben efectuarse de acuerdo al Art. 430.

La carga máxima si es continua, no debe exceder el 80% de la capacidad nominal del circuito derivado (Art. 210-22).

La capacidad del circuito derivado no debe ser menor a la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua (Art. 220-3.a).

- * **Circuito alimentador.** Conductores del circuito formado entre el equipo de servicio o la fuente de un sistema separado y el dispositivo final contra sobrecorriente del circuito derivado. Artículo 220.

- * **Calibre mínimo.** Para cargas continuas y no continuas, el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente no debe ser menor a la suma de las cargas no continuas más al 125% de las cargas continuas (Art. 220-10.b).

- * **Protección de equipo contra fallas a tierra.** Se requiere para interruptores ajustados a 1000A o más en el sistema en estrella sólidamente aterrizado con tensión a tierra mayor de 150V a tierra y menor de 600V entre fases (Art. 215-10).

- * **Capacidad de corriente del neutro.** Sin reducción para la carga de alumbrado con lámparas de descarga, procesadores de datos y equipo similar en sistemas 3F, 4H (Art. 220-22).

* **Caída de tensión.** Se establece en las secciones 210-19 y 215 que la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida mas alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%; dicha caída de tensión se debe distribuir razonablemente en el circuito derivado y en el circuito alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor de 3%.

* **Conexiones eléctricas.**

* La temperatura de operación del conductor (Art. 710-14.e), asociada con su capacidad de conducción de corriente, debe seleccionarse y coordinarse para que no exceda la temperatura de operación de cualquier elemento del sistema que tenga la menor temperatura de operación, tales como conectores, otros conductores ó dispositivos.

Para 100A ó menos (conductores No. 1 AWG ó menos) deben usarse para temperatura de operación máxima de 60° C.

Para más de 100A deben usarse conductores de temperatura de operación de 75°C.

CUBIERTAS DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE.

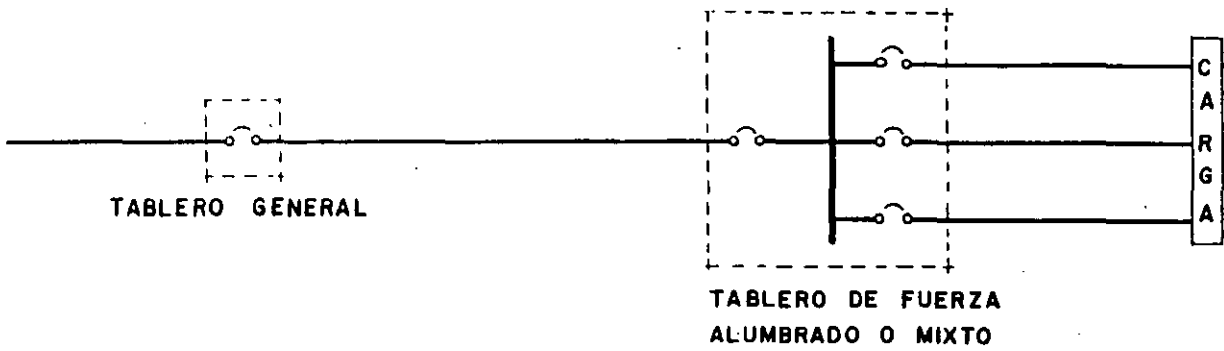
Los dispositivos de sobrecorriente deben quedar encerrados en cajas o gabinetes.

Quedan excentos de lo anterior los que formen parte de un conjunto aprobado especialmente y que ofrezca protección equivalente.

Debe seleccionarse el gabinete adecuado a las necesidades de la instalación; a continuación se menciona la descripción de las aplicaciones NEMA para gabinetes :

- NEMA 1. Usos generales.
- NEMA 2. A pruebas de goteo.
- NEMA 3. Servicio intemperie.
- NEMA 3R. A prueba de lluvia.
- NEMA 4. A prueba de agua y polvo.
- NEMA 5. A prueba de polvo.
- NEMA 7. A prueba de gases explosivos.
- NEMA 9. A prueba de polvos explosivos.
- NEMA 12. Servicio industrial.

CAIDA DE TENSION



CIRCUITO ALIMENTADOR
◄-----►
•% ≤ 3 RECOMENDABLE

CIRCUITO DERIVADO
◄-----►
•% ≤ 3 RECOMENDABLE

PERO DEBE CUIDARSE QUE :
ALIMENTADOR + DERIVADO
◄-----►
•% ≤ 5 - REQUISITO

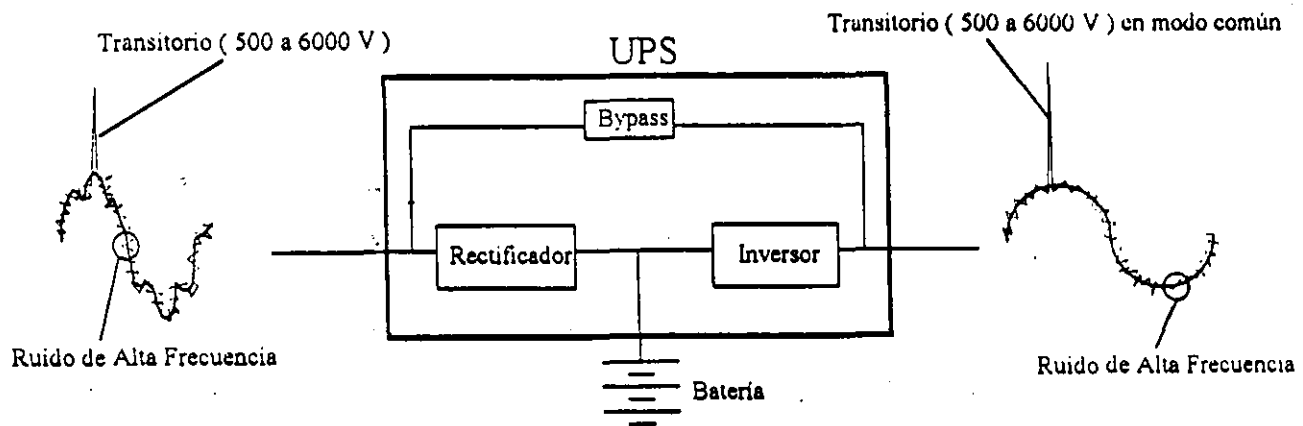
LA CAIDA DE TENSION REPRESENTA PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CONDUCTORES.

SUPRESION DE TRANSITORIOS Y RUIDO DE ALTA FRECUENCIA (TVSS).

* SISTEMA DE FUERZA ININTERRUMPIBLE.

Un sistema de fuerza ininterrumpible no constituye la protección total para una carga crítica. Tanto la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer) como grupos, instituciones y estudios de "POWER QUALITY" (que en los últimos tres años han generado gran atención), demuestran contundentemente esta realidad.

Los fenómenos transitorios de tensión y el ruido de alta frecuencia transgreden constantemente la protección del UPS aún cuando éste sea doble conversión, "true On-line", y alcanzan a las cargas electrónicas sensibles.



El UPS contiene elementos digitales con uniones de smiconductores que también son sensibles al ruido de alta frecuencia y sobre todo a los transitorios de alta tensión, cuyos efectos incluyen desde degradar su funcionamiento hasta quemar los componentes, según la magnitud del transitorio.

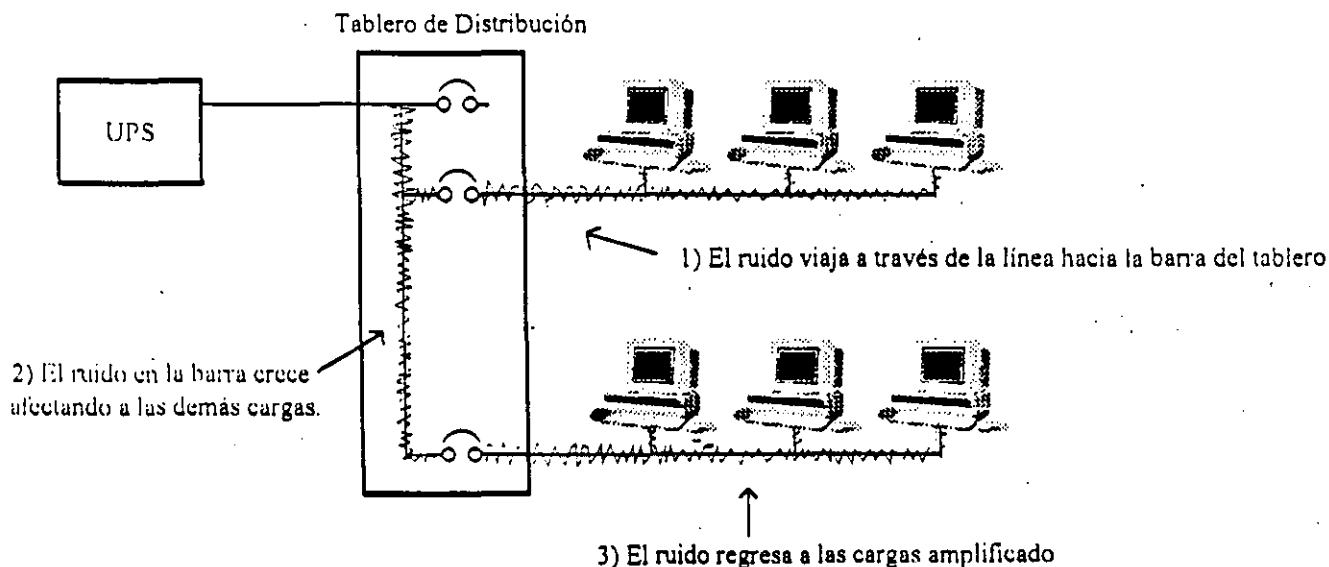
El punto anterior conlleva al hecho que ya no son las prácticas de proyecto e instalación eléctricos de hoy, iguales a los que solían ser en el pasado. La práctica del "POWER QUALITY" para cargas electrónicas sensibles, exige el diseño de instalaciones Grado Computador, irresistiblemente asociadas a la aplicación de productos TVSS.

* RUIDO DE ALTA FRECUENCIA.

El ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría internamente, es decir, dentro de las instalaciones del cliente. Balastras, motores de velocidad variable y especialmente las computadoras generan este tipo de ruido.

Los equipos (computadoras p.ej.) que hacen competitivas a las organizaciones, demandan energía de manera tal que se generan problemas internamente (alta distorsión armónica, transitorios, ruido), afectando al medio circulante. De ahí que los productos no solo se deben proteger contra fenómenos externos sino también, y cada día más contra los que provocan las cargas propias de los usuarios.

El ruido de alta frecuencia transgrede la protección del UPS. Además el ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría por las mismas cargas. Este ruido viaja a través de la línea hasta la barra del tablero más cercano, en donde se suma con el demás ruido, haciéndose más grande y afectando a las máquinas en su camino de regreso. Es necesario filtrar este ruido en el tablero de distribución.



Cualquier dispositivo con "cerebro" (lógica digital o microprocesadores) es sensible al ruido de alta frecuencia. Durante su estado digital de "1" o "0" lógico, el dispositivo es muy estable. En el momento de transición entre estos estados, se vuelve un amplificador retroactivo (feedback) que aumenta el ruido de alta frecuencia montada en la señal, teniendo la salida un 50% de posibilidades de ser errónea.

Los productos TVSS protegen los equipos contra fallas catastróficas (rayos transitorios) y contra perturbaciones en los Sistemas de Procesamiento que aparentemente no tienen origen ni motivo alguno.

INSTALACIONES GRADO COMPUTADOR.

El libro esmeralda de la IEEE es la publicación que contiene las recomendaciones para una instalación grado computador. En este se indica la aplicación de sistemas TVSS, así como los siguientes puntos :

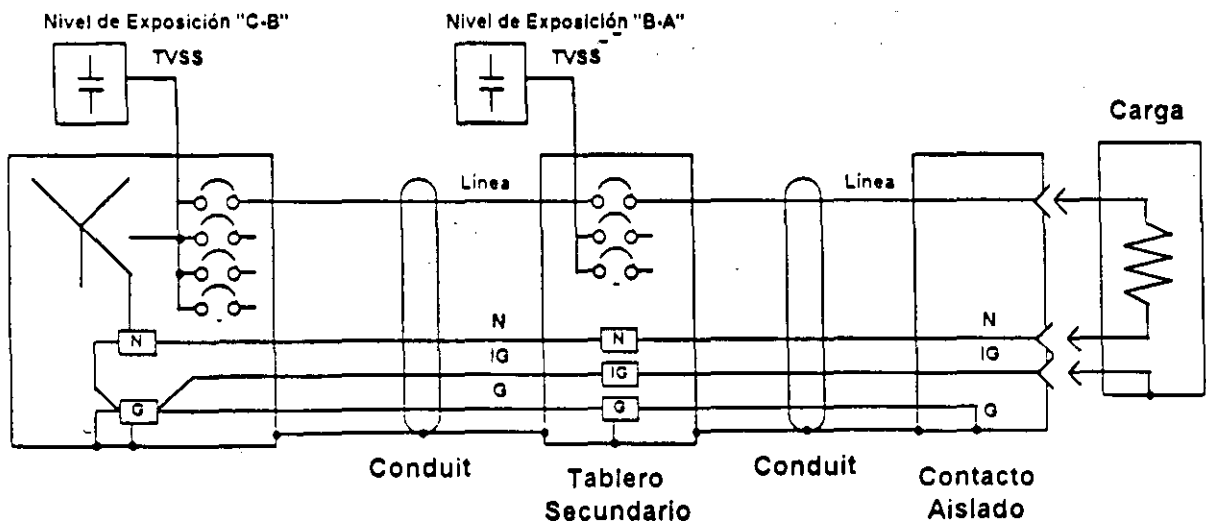
Para cualquier instalación de cargas críticas grado computador, es necesario que la carga cuente con un contacto IG (tierra aislada) para evitar que el ruido eléctrico de alta frecuencia (ring wave) generado por las fuentes internas de las computadoras (switch power mode supply) se retroalimente a la carga.

A continuación se muestra el diagrama a bloques del standard IEEE 1100-1993 para alimentación de cargas críticas. El bloque representado como carga no necesariamente es la computadora, sino cualquier UPS o cargas que contengan tarjetas impresas y circuitos impresos, el cual debe tener referencia aislada a tierra.

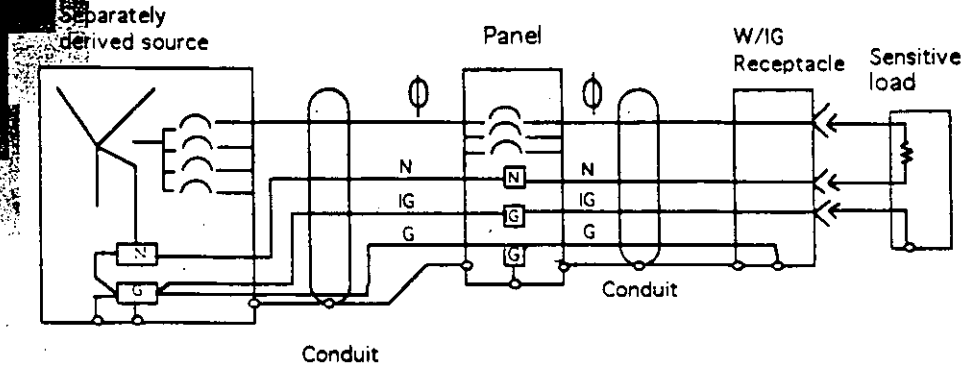
Las instalaciones grado computador se realizan bajo standard IEEE 1100-1993 libro esmeralda. Para lograr una instalación grado computador la IEEE estipula en su publicación los siguientes requerimientos :

- * Tierra electrónica aislada.
- * Tierra de seguridad.
- * Para cargas monofásicas no lineales dimensionar el neutro al doble para soportar las armónicas.
- * Contactos IG.
- * Sistemas TVSS en por lo menos en los niveles de exposición "A" y "B" debido a que un transitorio externo debe ser atenuado desde la acometida para evitar que genere inducción de potencial en neutro y tierra.

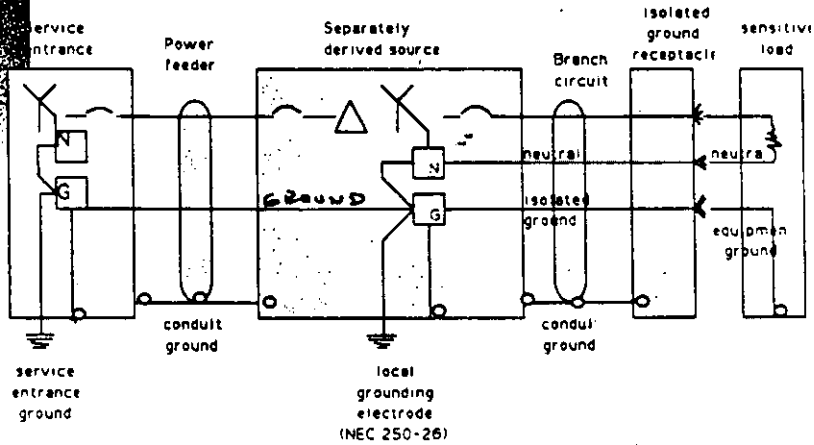
El diagrama IEEE lo muestra como sigue :



bro Esmeralda



bro Esmeralda



Los productos TVSS, tiene las siguientes características :

Combinan una velocidad de respuesta (0.5nSeg) con un voltaje de corte (400/800 VCA).

Capacidad de supresión en los siete modos.

Atenuación de ruido en muy alta frecuencia (100MHz).

Adelante se proporcionara una tabla para identificar estos parámetros.

Tableros de Distribución Grado Electrónico (EGP's "Electronic Grade Panels):

- * Contiene la protección que brinda el equipo de exposición Mediana a Baja.
- * La capacidad del neutro es del doble de la de la línea.
- * Tanto la barra del neutro como la barra de "tierra" electrónica, están preparadas mecánica y eléctricamente para efectuar desde allí una distribución radial de los conductores.
- * Tiene diferenciada la "tierra" de seguridad de la electrónica; la primera conectada al gabinete, la segunda aislada del mismo y del resto de los elementos.
- * Ambas barras también (neutro y tierra electrónica), se encuentran aisladas del gabinete y entre sí.

APLICACION DE LOS PRODUCTOS TVSS.

Dependiendo en que lugar de la instalación eléctrica en una industria, son cuatro tipos de Exposición con los que se cuenta :

ALTA : Se coloca siempre en la acometida, cuando se trata de una subestación grande.

ALTA A MEDIANA : Para ser instalado en subestación pequeñas (hasta 225-300kVA) o en tableros de distribución de fuerza principales.

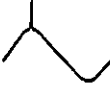




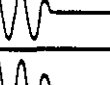
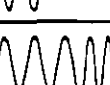
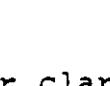
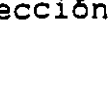
MEDIANA : Se ubica en tableros de distribución de fuerza secundarios, no en acometidas.

MEDIANA A BAJA : Para tableros de fuerza pequeños ó cargas electrónicas importantes.

BAJA : Para tableros tipo alumbrado más adentrados en la distribución ó cargas sensibles significativas.

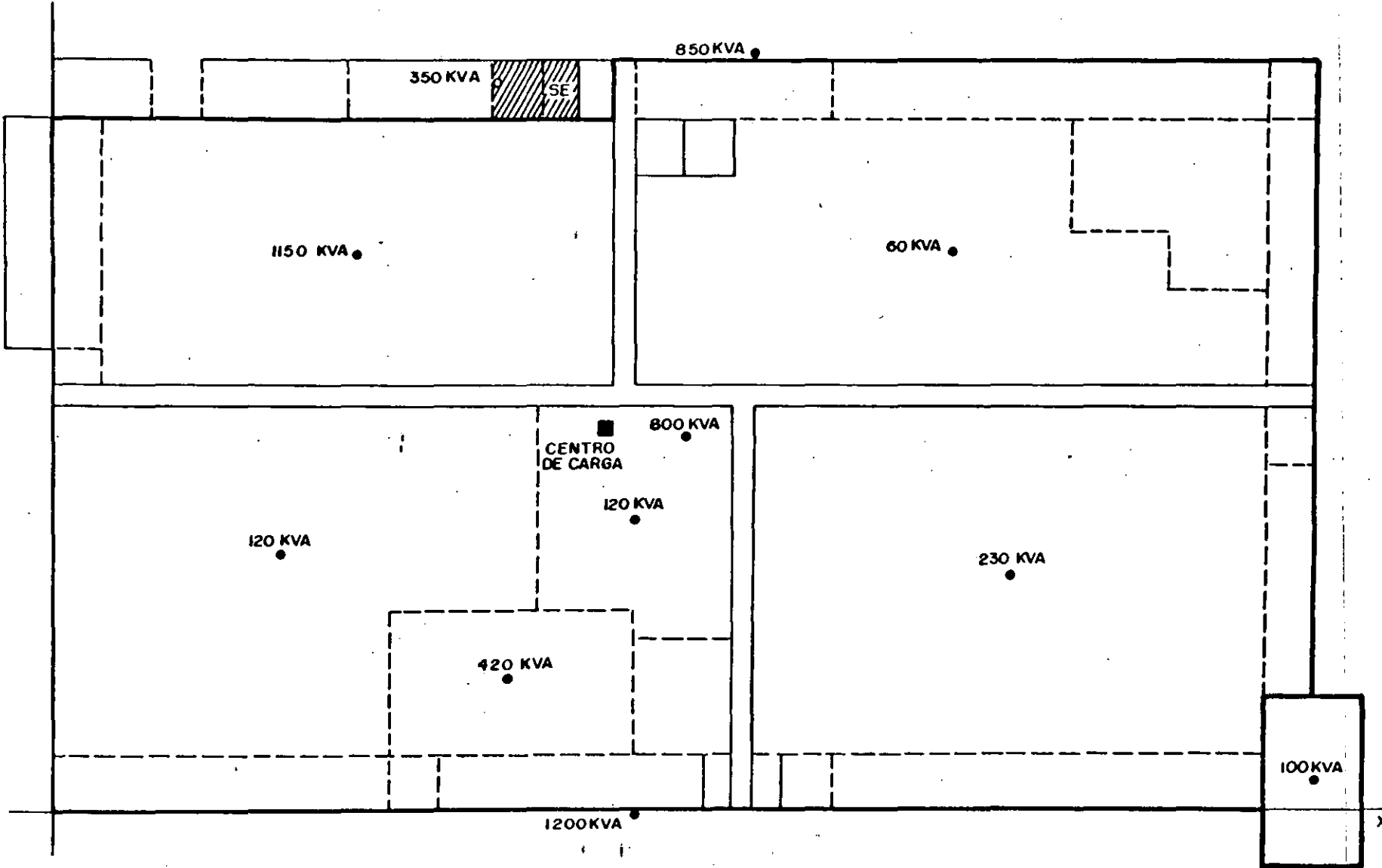
Se debe colocar por lo menos un equipo de exposición Alta-Media en el tablero principal de distribución, y equipos de exposición Mediana-Baja en los tableros últimos de distribución, que alimentan directamente a las cargas. De esta forma un transitorio de alto nivel será atenuado a la entrada y no aprovechará la impedancia de todo el sistema eléctrico para inducir tensión en neutro y tierra. El equipo de exposición baja terminará de suprimir el pico y filtrará el ruido de alta frecuencia.

A continuación se presenta un cuadro comparativo que involucra la utilización de diversas tecnologías para lograr una protección TOTAL a través de equipos e instalación grado cómputo. Se debe observar que el UPS no presenta la protección total del sistema; se requiere además de sistemas de acondicionamiento TVSS para la supresión de transitorios y ruido de alta frecuencia.

CONDICION DE CALIDAD PARA ALIMENTACION ELECTRICA		Acondicionador de linea TVSS	UPS tecnologia True On - Line	Plantas de Emergencia	Instalación Eléctrica
 Transitorios	Modo Continuo				
	Modo Normal				
 Ruido	Modo Común				
	Modo Normal				
 Distorsión de Onda					
 Distorsion Harmónica					
 Bajas de Voltaje					
 Altas de Voltaje					
 Interrupción Momentánea					
 Interrupción Prolongada					
 Variación de Frecuencia					

En donde el color claro indica poca o baja protección, y el color oscuro indica alta protección.

22



350 KVA

SE

850 KVA

1150 KVA

60 KVA

CENTRO DE CARGA

800 KVA

120 KVA

120 KVA

230 KVA

420 KVA

100 KVA

1200 KVA

X

5.- MEMORIA DE CALCULO.

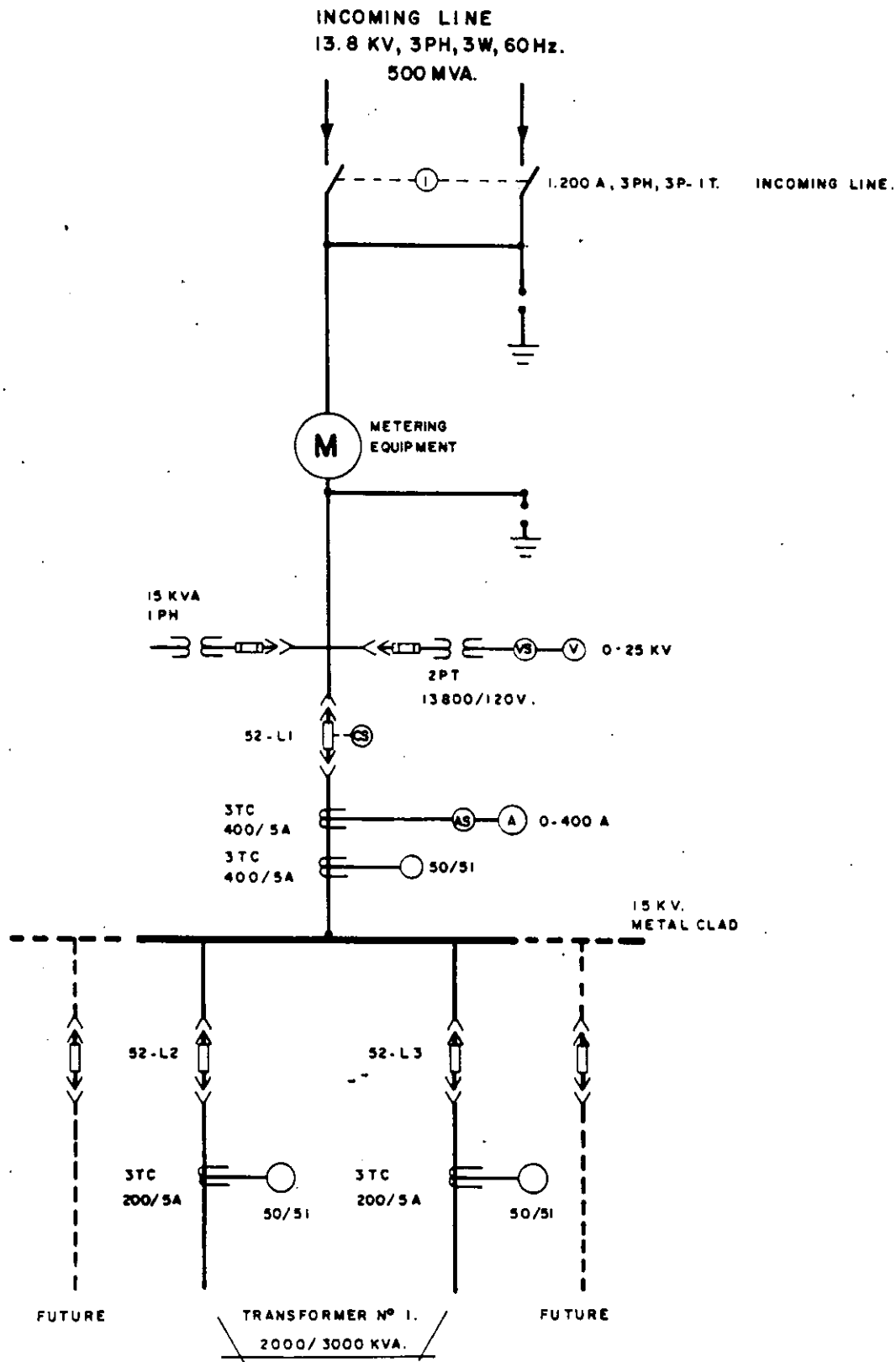
b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Dist de Pol.	Mom (+)	Mom (-)	Signo	Dist de Pol.	Mom (+)	Mom (-)
1	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
2	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
3	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
4	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
5	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
6	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
7	15	•	13.0	195.0		•	150.0	2,250.0	
8	75	-	6.0		450.0	•	130.0	9,750.0	
9	1	•	10.5	10.5		•	49.0	49.0	
10	2	•	8.8	17.6		•	49.0	98.0	
11	3	•	6.6	19.8		•	49.0	147.0	
12	4	•	5.2	20.8		•	49.0	196.0	
13	3	•	2.5	7.5		•	49.0	147.0	
14	7.1	•	1.4	10.0		•	41.0	291.1	
15	1/2	•	5.8	2.9		•	43.4	21.9	
16	1/26		0	-		•	34.3	2.1	
17	5	•	2.0	10.0		•	36.0	180.0	
18	5	•	4.0	20.0		•	26.2	131.0	
19	5	•	1.0	5.0		•	29.0	145.0	
20	1/2	•	6.3	3.2		•	28.0	14.0	
21	1/4		0	-		•	27.2	6.8	
22	11/2	•	1.5	2.3		•	23.0	30.5	
23	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
24	11/2	•	1.5	2.3		•	23.0	30.5	
25	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
26	5	•	10.8	54.0		-	21.8		109.0.
27	30	•	11.0	330.0		-	37.3		1110.0
28	14.24KW								
29	0.75KW								
30	1/3	•	10.4	3.47		-	50.0		16.7
31	1	-	2.5		2.5	-	49.0		49.0
32	0.0	-	4.5		4.1	-	45.0		44.1
33	1/4	-	9.4		2.4	-	49.5		12.4
34	80#								
35	3	•	17.0	51.0		•	4.0	12.0	
36	3	•	24.0	72.0		•	4.0	12.0	
37	3	•	33.0	99.0		•	4.0	12.0	
38	3	•	44.0	132.0		•	4.0	12.0	
39	1/2	•	20.4	10.2					
40	1	•	20.4	20.4					
41	2	•	20.4	40.8					
42	1/2	•	39.6	17.8					
43	1	•	39.6	35.6					
44	2	•	39.6	71.2					
45	1/4	•	62.5	15.7		•	47.6	11.9	
46	15	•	13.0	945.0					
47	1/4	•	61.00	15.8					
48	1	•	64.0	64.0		•	47.0	47.0	

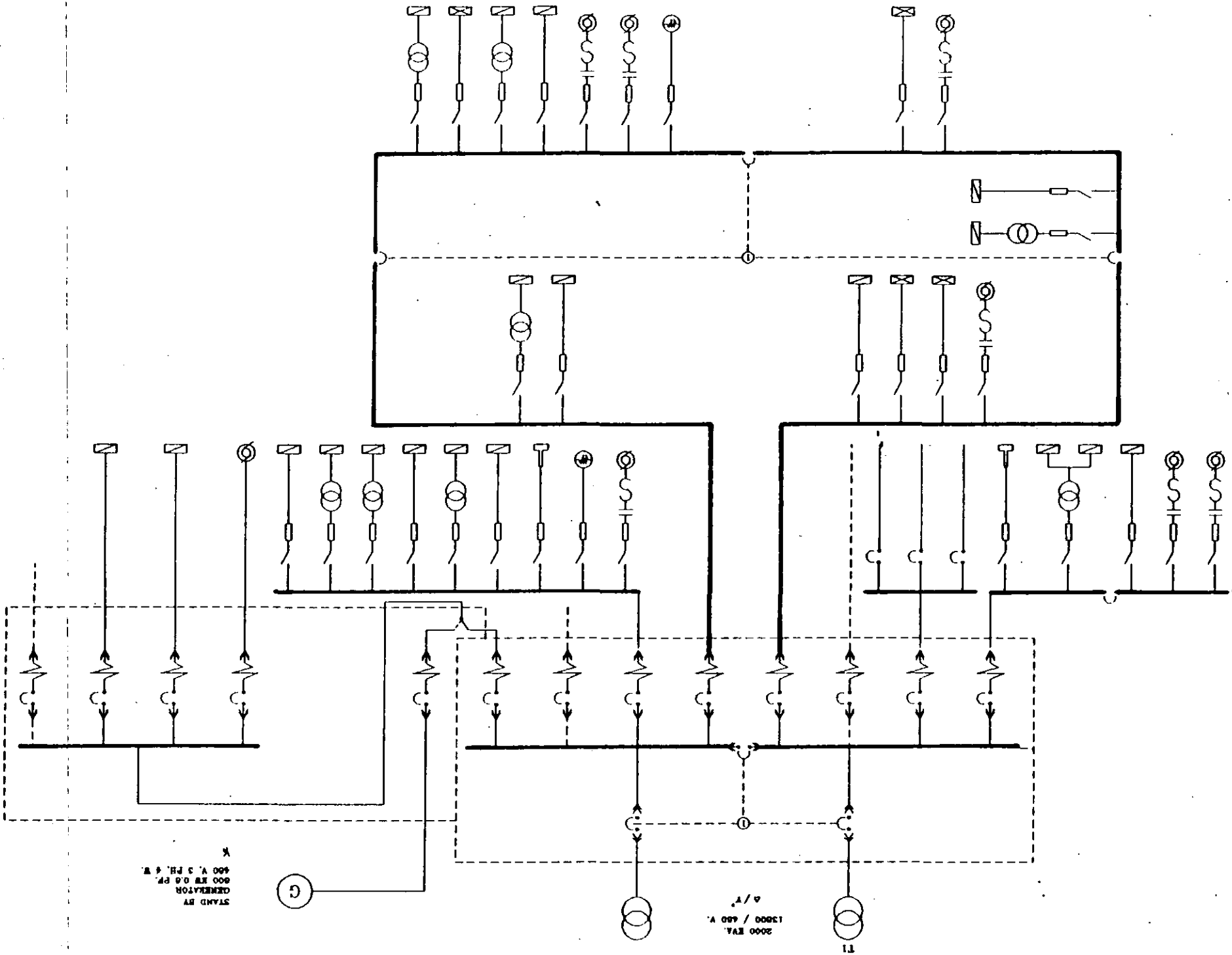
5.- MEMORIA DE CALCULO.

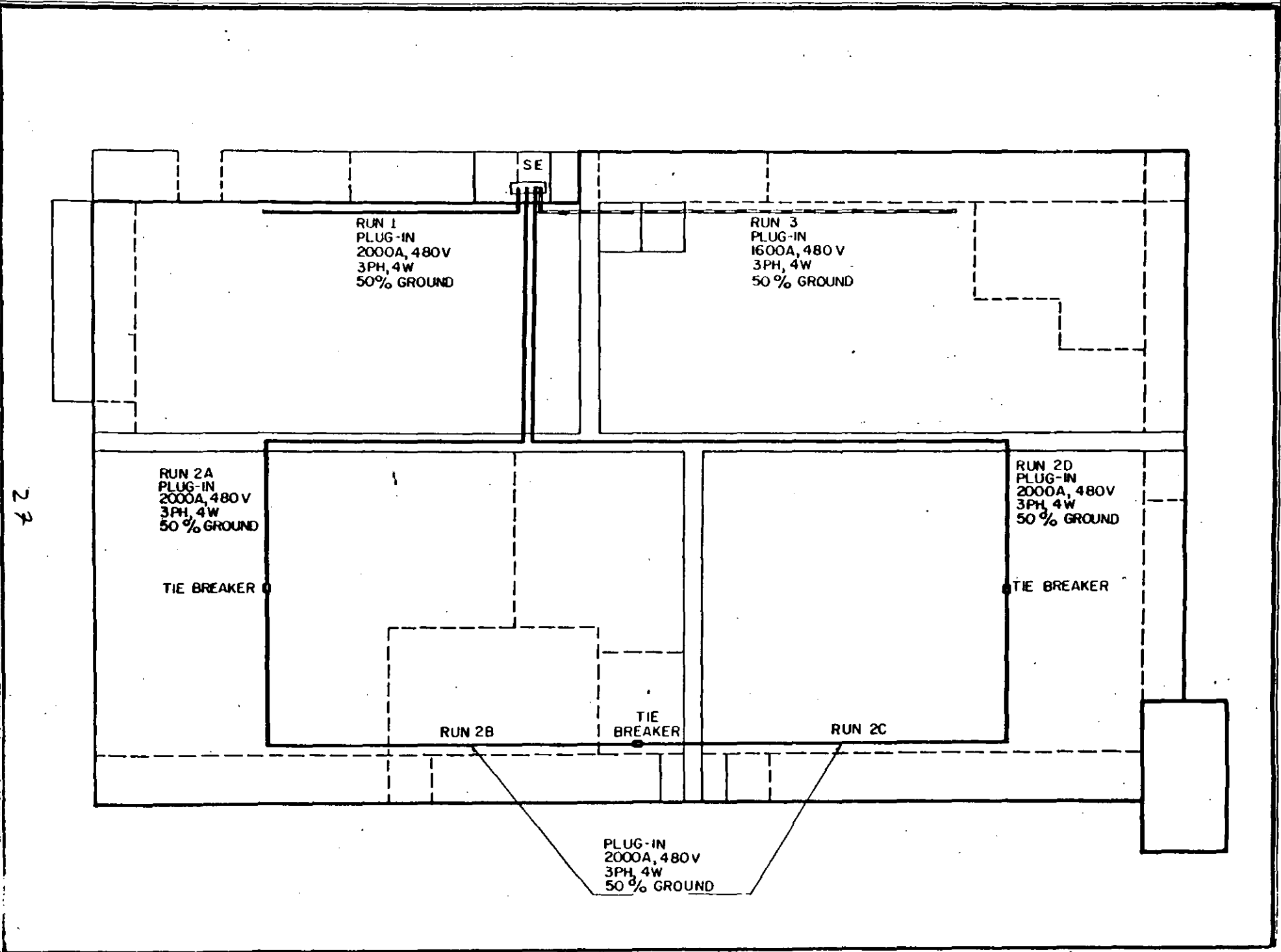
b2) CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Brazo de Pal.	Momento (+)	Mom (-)	Signo	Brazo de Pal.	Momento (+)	Momento (-)
45	1	+	64.0	64.0		+	40.9	40.9	
50	1	+	64.0	64.0		+	14.7	14.7	
51	1/2	+	64.0	32.0		+	28.4	14.2	
52	1/2	+	64.0	32.0		+	15.8	7.9	
53	1/2	+	64.0	32.0		+	3.5	1.8	
54	1	+	62.0	128.0		-	5.0		15.0
55	1/4	+	62.0	15.5		-	5.0		1.1
56	7 1/2	+	64.5	491.8		+	4.5	13.8	
57	7 1/2	+	64.0	490.0		-	8.5		61.8
58	1/2	+	64.0	32.0		-	15.7		7.9
59	2	+	64.0	128.0		-	22.0		44.0
60	1/2	+	75.0	37.5		-	17.6		18.8
61	10	+	55.0	1,650.0					
62	15	+	55.0	825.0					
63	20	+	55.0	1,100.0					
64	5	+	55.0	275.0					
65	1/4	+	56.5	42.4		-	10.7		21.0
66	1/2	+	56.5	1,655.0		-	10.7		91.0
67	1/2	-	72.0	36.0		-	10.7		15.4
68	1	+	9.5	28.5		-	68.5		205.5
69	1 1/2	+	9.5	14.3		-	62.5		93.8
70	1/4	+	10.0	2.5		-	62.5		15.7
71	2	+	9.0	18.0		-	71.0		142.0
72	2	+	11.5	23.0		-	71.0		142.0
73	7 1/2	+	9.0	67.5		-	74.00		555.0
74	7 1/2	+	11.5	86.3		-	74.0		555.0
75	1 1/2	+	11.4	20.1		-	45.0		67.5
76	1/2	+	11.4	6.7		+	4.0	2.0	
77	1/2	+	15.3	7.7		-	104.0		52.0
78	1/2	+	15.3	7.7		-	104.0		52.0
				10,014.37	459.00	+		16,416.14	4,310.0
	175.23	+	25.5	9,575.37		+	32.4	12,137.24	
A	31.524	+	45.0	1,417.5		-	28.10		85.1
B	11.5	+	45.0	1,417.5		+	28.10	85.15	
C	28.9	+	28.5	823.7		-	24.80		716.7
D	28.9	+	28.5	823.7		+	24.80	716.7	
E	28.9	+	0	0		-	28.40		832.3
F	12.0	+	11.0	22.0		+	24.50	416.5	
G	19.0	+	12.0	26.4		+	1.40	34.5	
H	8.4	+	45.0	370.0		-	28.10		216.0
I	0.1	+	45.0	419.5		+	28.10	261.3	
J	27.8	+	28.5	792.3		-	24.80		629.4
K	26.4	+	28.5	752.4		+	24.80	654.7	
L	13.2	+	0	0		-	29.80		120.2
M	7.85	+	3.5	41.2		+	25.10	197.0	
				7,309.60		+		3,165.85	3,748.7
	278.70	+	26.2	7,309.60		-	2.1		52.0



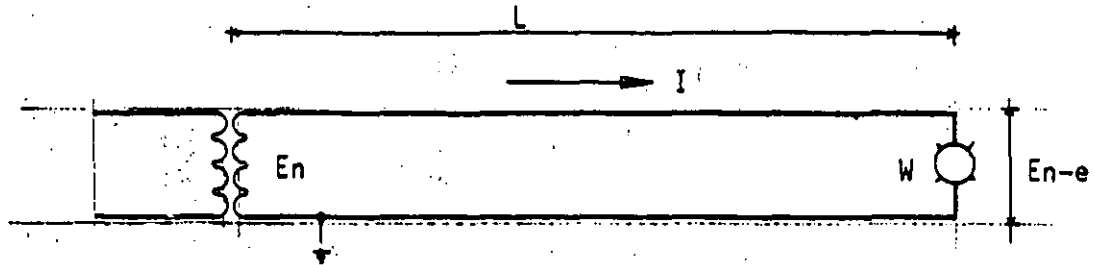
SINGLE LINE DIAGRAM.





FORMULAS USADAS:

Monofásico a dos hilos.



$$W = E_n I \cos \theta \dots\dots\dots 1$$

$$e = R I \dots\dots\dots 2$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \dots\dots\dots 3$$

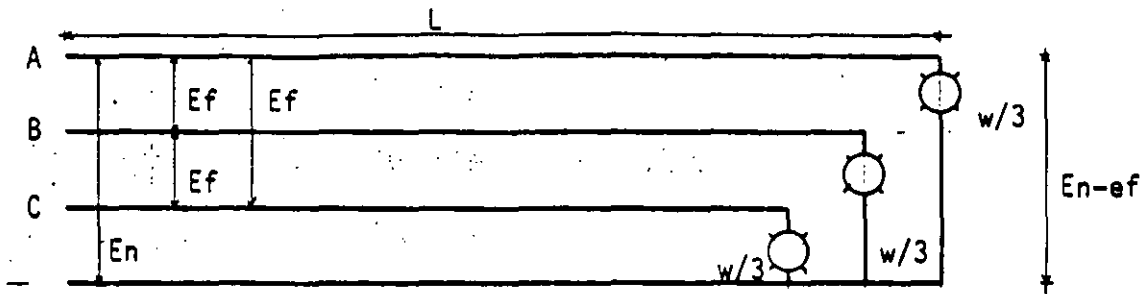
$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \geq 20^\circ\text{C} \dots\dots 4 \quad 0.0172$$

$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \geq 60^\circ\text{C} \dots\dots 5 \quad 0.0200$$

$$e = R I = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \cdot I = \frac{2 L I}{50 S} = \frac{L I}{25 S} \text{ volt para } 60^\circ\text{C} \dots\dots 6$$

$$e\% = \frac{e}{E_n} \cdot 100 = \frac{L I}{25 S E_n} \times 100 = \frac{4 L I}{S E_n} \dots\dots\dots 7$$

SISTEMA 3 FASES, 4 HILOS



$$W = 3 E_n I \cos \theta ; \quad E_n = \frac{E_f}{\sqrt{3}} ; \quad W = 3 \frac{E_f}{\sqrt{3}} I \cos \theta = \sqrt{3} E_f I \cos \theta$$

$$W = \sqrt{3} E_f I \cos \theta \dots \dots \dots 1$$

$$1 \theta \quad e_n = R I \dots \dots \dots 2$$

$$3 \theta \quad e_f = 3 e_n = \sqrt{3} R I \dots \dots \dots 3$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot L \dots \dots \dots 4$$

$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega / m / mm^2 \quad a \quad 20^\circ C \quad = \quad 0.0172 \quad \Omega / m / mm^2 \dots \dots \dots 5$$

$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega / m / mm^2 \quad a \quad 60^\circ C \quad = \quad 0.0200 \quad \Omega / m / mm^2 \dots \dots \dots 6$$

$$e_f = \sqrt{3} R I = \sqrt{3} \left(\frac{\rho}{S} \cdot L \right) I = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S} \text{ volts para } 60^\circ C \dots \dots 7$$

$$e\% = \frac{e_f}{E_f} \times 100 = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S E_f} \times 100 = \frac{2\sqrt{3} L I}{S E_f} \dots \dots \dots 8$$

Most Commonly Used Approximate Formula. Where either e_R or e_S is known, then

$$\text{Line-to-neutral voltage drop} = I(R \cos \theta + X \sin \theta) \quad (4.7)$$

Equation (4.7) can be converted as follows to calculate the per cent voltage drop:

$$\text{Per cent voltage drop} = \frac{\text{kva} (R \cos \theta + X \sin \theta)}{10 (\text{kv})^2} \quad (4.8)$$

where kva is three-phase kva and kv is line-to-line kilovolts. For single-phase circuits the per cent drop is twice this value.

From the vector diagram in Fig. 4.28 it can be seen that, while Eqs. (4.7) and (4.8) are approximate, they are close enough for practical purposes. In practical cases the angle between e_R and e_S will be small. In these formulas the error diminishes as the angle between e_R and e_S approaches zero and is exact if that angle is zero. The latter condition will exist when the power factor of an inductive load is the same as the power factor of the inductive circuit through which load current is causing the voltage drop: In Fig. 4.28, θ is the power factor of the load.

Effect of Nonlinear Loads. The error caused by variation of load current and power factor with voltage applied to the load is not taken into consideration in any of the foregoing formulas. If this error is significant, it may be compensated for by using the cut-and-try method; that is, first assume a given load or receiver-end voltage e_R in the formulas. Then if the value obtained by subtracting the calculated voltage drop from the sending-end voltage is considerably different from the assumed receiving-end voltage, make another try. Generally such refinement is not necessary when the total plant voltage drops are less than 10 per cent.

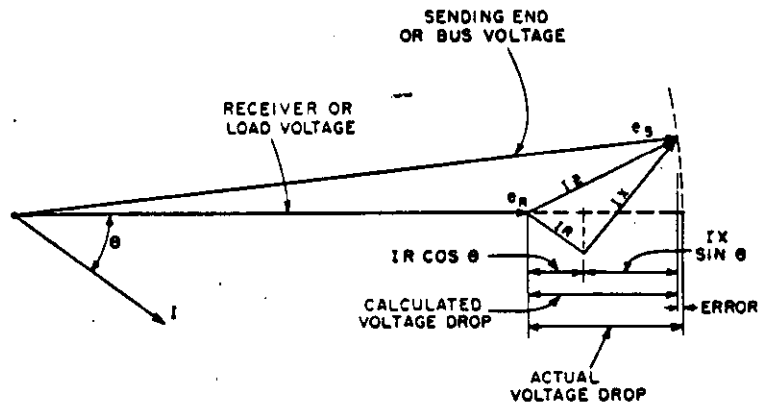


FIG. 4.28 Diagram indicating magnitude of error when using Eqs. (4.7) and (4.8).

CALCULO DE ALIMENTADOR DE FUERZA.

OBRA: _____	ALIMENTADOR: _____		
TABLERO: _____	TENSION _____ V.	FASES _____	HILOS _____
LONGITUD: _____ m.			
CARGA CONECTADA	A. x	=	
Motor mayor (ART. 430-24)	A. x	=	A.
Suma otros motores uso continuo	A. x	=	A.
Suma otros motores uso no continuo	A. x	=	A.
Reserva	A. x	=	A.
		=	A.

CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

Factor de agrupamiento =
(ART. 310.8.a)

Factor de temperatura =
(ART. 310-16 a 310-19)

Corriente Equivalente: $I' = \frac{\quad}{Fa. \times Ft.} = \frac{\quad}{x} = \quad A.$

CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: AWG., Aislamiento THW _____
que tiene una capacidad de conducción de corriente de _____ A. (para _____ conductores).

CAIDA DE TENSION (ART. 210-19, 215-2).

En circuito derivado	%	Máximo	%
En subalimentador	%		
En subalimentador	%	Máximo	%
En alimentador	%		
Total	%	Máximo	%

CALCULO DE LA SECCION POR CAIDA DE TENSION DE _____ %

$$S = \frac{2 \sqrt{3} \cdot LI}{Ef \cdot e\%} = \frac{2 \times 1.73 \times \quad \times \quad}{x} = \quad \text{mm}^2 \quad \text{AWG.}$$

$$e\% = \frac{2 \sqrt{3} \cdot LI}{Ef \cdot S} = \frac{2 \times 1.73 \times \quad \times \quad}{x} = \quad \%$$

CONDUCTOR ESCOGIDO: _____ AWG.

Por densidad de corriente: _____ AWG.

Por caída de tensión : _____ AWG.

PROTECCION DEL ALIMENTADOR (ART. 340-52, 430-110).

Protección del motor mayor x A. = A. A.

Suma de corriente de los otros motores =
(x factor de demanda Suma: _____ A. A.)

Interruptor 3 x A.

ALIMENTADOR:

Conductores : _____ AWG. _____ mm².

Tubo conduit: _____ mm. _____ mm² . (%)

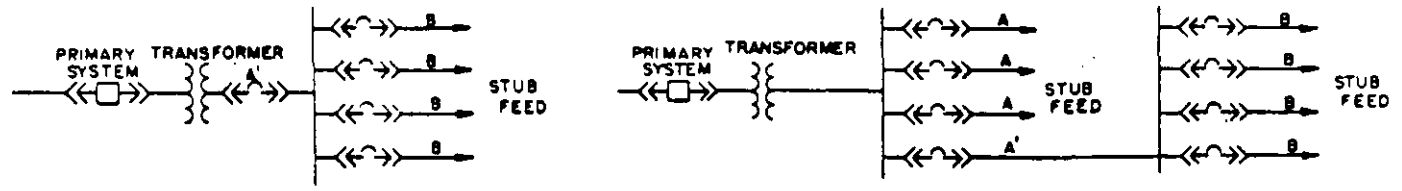
Calculó _____ Fecha _____

Sheet1

Table 9. AC Resistance and Reactance for 600 V Cables, 3-Phase 60, Hz, 75 Deg. C (167 Deg. F) - Three Single Conductors in Conduit																
Size AWG/ kcmil	Ohms to Neutral per 1000 feet															Size AWG/ kcmil
	XL (Reactance) for All Wires		AC Resistance for Uncoated Copper Wires			AC Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at Power Factor as Shown for Uncoated Cu. Wires			Effective Z at Power Factor as Shown for Aluminum Wires				
	PVC, AL Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PF =			0,9				
									PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit		
14	0,058	0,073	3,1	3,1	3,1				2,8	2,8	2,8				14	
12	0,054	0,068	2,0	2,0	2,0	3,2	3,2	3,2	1,8	1,8	1,8	2,9	2,9	2,9	12	
10	0,050	0,063	1,2	1,2	1,2	2,0	2,0	2,0	1,1	1,1	1,1	1,8	1,8	1,8	10	
8	0,052	0,065	0,78	0,78	0,78	1,3	1,3	1,3	0,72	0,72	0,73	1,2	1,2	1,2	8	
6	0,051	0,064	0,49	0,49	0,49	0,81	0,81	0,81	0,46	0,46	0,47	0,75	0,75	0,76	6	
4	0,048	0,060	0,31	0,31	0,31	0,51	0,51	0,51	0,30	0,30	0,31	0,48	0,48	0,49	4	
3	0,047	0,059	0,25	0,25	0,25	0,40	0,41	0,40	0,25	0,25	0,25	0,38	0,39	0,39	3	
2	0,045	0,057	0,19	0,20	0,20	0,32	0,32	0,32	0,19	0,20	0,20	0,31	0,31	0,31	2	
1	0,046	0,057	0,15	0,16	0,16	0,25	0,26	0,25	0,16	0,16	0,17	0,25	0,25	0,25	1	
1/0	0,044	0,055	0,12	0,13	0,12	0,20	0,21	0,20	0,13	0,14	0,13	0,20	0,21	0,20	1/0	
2/0	0,043	0,054	0,10	0,10	0,10	0,16	0,16	0,16	0,11	0,11	0,11	0,16	0,16	0,17	2/0	
3/0	0,042	0,052	0,077	0,082	0,079	0,13	0,13	0,13	0,088	0,092	0,094	0,14	0,14	0,14	3/0	
4/0	0,041	0,051	0,062	0,067	0,063	0,10	0,11	0,10	0,074	0,078	0,079	0,11	0,12	0,11	4/0	
250	0,041	0,052	0,052	0,057	0,054	0,085	0,090	0,086	0,065	0,069	0,071	0,094	0,099	0,100	250	
300	0,041	0,051	0,044	0,049	0,045	0,071	0,076	0,072	0,057	0,062	0,063	0,082	0,086	0,087	300	
350	0,040	0,050	0,038	0,043	0,039	0,061	0,066	0,063	0,052	0,056	0,057	0,072	0,077	0,078	350	
400	0,040	0,049	0,033	0,038	0,035	0,054	0,059	0,055	0,047	0,052	0,053	0,066	0,071	0,071	400	
500	0,039	0,048	0,027	0,032	0,029	0,043	0,048	0,045	0,041	0,046	0,047	0,056	0,060	0,061	500	
600	0,039	0,048	0,023	0,028	0,025	0,036	0,041	0,038	0,038	0,042	0,043	0,049	0,054	0,055	600	
750	0,038	0,048	0,019	0,024	0,021	0,029	0,034	0,031	0,034	0,038	0,040	0,043	0,047	0,049	750	
1000	0,037	0,046	0,015	0,019	0,018	0,023	0,027	0,025	0,030	0,033	0,036	0,037	0,040	0,043	1000	

TABLE 3.3 Air-circuit-breaker Application Tables—Cascade System and Selective System
600 Volts and Less

Ratings required for equipment for transformer and feeder circuits, with selection of circuit breaker B on basis of cascade system and selective trip system. Other factors than short-circuit duty are important in the selection of circuit breakers for selective tripping. Refer to manufacturer for other limitations.



Transformer rating, three-phase		208Y/120 Volts, Three Phase								240 Volts, Three Phase $\sqrt{3} \times 240 = 415.7$									
		Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)				Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)					
			Trans- former alone	50% motor load	Total	A1*	A*	B cas- cade	B selec- tive trip		Trans- former alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cas- cade	B selec- tive trip		
Kva	Imped- ance, per cent																		
112.5	4	313	9,700	780	10,480	50,000	30,000	30,000	30,000	270	8,400	1,350	9,750	50,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
150	4	417	12,900	1,300	13,900	50,000	30,000	30,000	30,000	361	11,200	1,800	13,550	50,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
225	5	625	15,500	1,600	17,100	75,000	30,000	30,000	50,000	542	13,400	2,700	16,100	50,000	30,000	30,000	30,000	50,000	50,000
300	5	834	20,500	2,100	22,600	75,000	30,000	30,000	50,000	722	17,900	3,600	21,500	75,000	30,000	30,000	30,000	50,000	50,000
500	5	1,388	34,000	3,500	37,500	75,000	50,000	30,000	75,000	1,200	29,500	6,000	35,500	75,000	50,000	30,000	30,000	75,000	75,000
750	5 1/2	2,080	46,100	5,200	51,300	100,000	75,000	30,000	100,000	1,800	40,000	9,000	49,000	100,000	50,000	30,000	30,000	75,000	75,000
1,000	5 1/2	2,780	60,900	7,200	67,900	100,000	75,000	50,000	100,000	2,400	52,800	12,000	64,800	100,000	75,000	50,000	30,000	100,000	100,000
1,500	5 1/2	4,170	90,000	10,300	100,000	150,000	100,000	50,000	150,000	3,600	77,900	18,000	95,900	150,000	100,000	50,000	30,000	100,000	100,000

A-C SHORT-CIRCUIT PROTECTIVE DEVICES AND CIRCUIT EQUIPMENT

Transformer rating, three-phase		480 Volts, Three Phase								600 Volts, Three Phase									
		Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)				Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)					
			Trans- former alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cas- cade	B selec- tive trip		Trans- former alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cas- cade	B selec- tive trip		
Kva	Imped- ance, per cent																		
112.5	4	135	4,200	675	4,875	25,000	25,000	25,000	25,000	108	3,360	550	3,910	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
150	4	180	5,600	900	6,500	25,000	25,000	25,000	25,000	144	4,475	700	5,175	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
225	5	270	6,700	1,350	8,050	35,000	25,000	25,000	25,000	216	5,375	1,100	6,475	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
300	5	361	8,900	1,500	10,700	35,000	25,000	25,000	25,000	289	7,150	1,450	8,600	25,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
500	5	601	14,800	3,200	17,800	60,000	25,000	25,000	35,000	481	11,800	2,400	14,200	25,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
750	5 1/2	900	20,000	4,500	24,500	60,000	25,000	25,000	35,000	722	16,000	3,600	19,600	50,000	25,000	15,000	15,000	25,000	25,000
1,000	5 1/2	1,202	26,400	6,300	32,400	60,000	35,000	25,000	60,000	962	21,100	4,800	25,900	50,000	50,000	15,000	15,000	50,000	50,000
1,500	5 1/2	1,803	38,900	9,000	47,900	75,000	60,000	25,000	60,000	1,444	31,200	7,200	38,400	50,000	50,000	25,000	15,000	50,000	50,000
2,000	5 1/2	2,404	50,700	12,200	62,700	75,000	75,000	35,000	75,000	1,924	40,500	9,600	50,100	75,000	75,000	50,000	15,000	75,000	75,000

Transformer rating, single-phase		120/240 Volts, Single Phase							
		Normal load continuous current, amp	Short-circuit current, rms amp (average three-phase amperes)			Recommended interrupting rating of air circuit breaker (see figures above)			
			Trans- former alone	100% motor load	Total	A1*	A*	B cas- cade	B selec- tive trip
Kva	Imped- ance, per cent								
25	2.8	104	7,400	7,400	30,000	30,000	30,000	30,000
37.5	2.9	156	10,800	10,800	30,000	30,000	30,000	30,000
50	2.9	208	14,300	14,300	30,000	30,000	30,000	30,000
75	3.5	313	18,000	18,000	50,000	50,000	30,000	50,000
100	3.5	417	24,000	24,000	50,000	50,000	30,000	50,000
167	4.8	695	29,400	29,400	75,000	75,000	50,000	75,000
250	4.8	1,042	43,800	43,800	75,000	75,000	50,000	75,000
333	4.8	1,388	58,200	58,200	100,000	100,000	75,000	100,000
500	4.8	2,083	86,400	86,400	150,000	150,000	75,000	150,000

A-C SHORT CIRCUIT PROTECTIVE DEVICES AND CIRCUIT EQUIPMENT

* Main circuit breakers A1 are in all cases governed by the necessary continuous-current ratings of the transformer, and this is the reason that in some cases the interrupting ratings are higher than the ratings given for the corresponding "A" circuit breaker. Interrupting ratings of "A" circuit breakers are all based on the interrupting requirements only, as determined by the combined short-circuit total amperes. In figure to right at top of table breaker A1 may be selected from column A1 in table if such breaker will carry load current.

The total three-phase short-circuit-current magnitudes given above were taken from Table 1.5 and the single-phase values from Table 1.6. All are based on 500-mva primary short-circuit duty.

CAIDA DE TENSION: EN ELECTRODUCTO ENCHUFABLE O ALIMENTADOR

Tabla 11.1 El Electroducto de la Serie Spectra tiene excelentes valores bajos de caída de tensión. La reactancia mínima (X) es debida a espaciamientos entre las barras muy cercanos (construcción tipo sandwich) y una envolvente no magnética. Los valores mostrados son idénticos para los electroductos tipo enchufable y alimentador.

Se muestran valores para 60 Hz. Para 50 Hz multiplique la reactancia (X) por 0.83 y el valor de resistencia no cambia. Para 400 Hz multiplique la reactancia por 3.9 y multiplique la resistencia por 1.4. Calcule la nueva caída de tensión $V_d = \text{carga en amperes} \times 3 (R \cos \theta + X \text{seno } \theta)$ pies/100, en donde:
 $\cos \theta =$ Factor de Potencia

Carga Nominal en Amp	Ancho de barra x 1/4" de espesor	Ohms x 10 ⁻³ /100 pies Línea -a- Neutro			Caída de tensión - Carga concentrada ①								
					Línea -a- Línea/100 pies @ 100% de Carga nominal, 25°C Amb.								
		R	X	Z	Factor de Potencia								
					.3	.4	.5	.6	.7	.8	.9	1.0	
ALUMINIO													
225	1.625	4.09	1.28	4.29	.95	1.09	1.23	1.36	1.47	1.57	1.65	1.59	
400	1.625	4.20	1.28	4.39	1.72	1.98	2.22	2.46	2.67	2.86	3.01	2.91	
600	1.625	4.52	1.28	4.70	2.68	3.10	3.50	3.88	4.24	4.56	4.81	4.70	
800	2.875	2.48	.79	2.60	2.08	2.38	2.67	2.94	3.19	3.41	3.57	3.44	
1000	3.375	2.17	.68	2.27	2.25	2.58	2.90	3.20	3.47	3.71	3.90	3.76	
1200	4.25	1.73	.55	1.81	2.17	2.49	2.79	3.07	3.33	3.56	3.73	3.60	
1350	5.75	1.24	.41	1.31	1.78	2.04	2.28	2.51	2.71	2.89	3.03	2.90	
1600	6.50	1.12	.36	1.18	1.88	2.16	2.42	2.66	2.89	3.08	3.23	3.10	
2000	8.25	.89	.29	.94	1.88	2.15	2.41	2.65	2.88	3.07	3.21	3.08	
2500	(2)4.50	.82	.26	.86	2.14	2.45	2.75	3.03	3.29	3.52	3.69	3.55	
3000	(2)5.75	.64	.21	.67	2.04	2.33	2.61	2.87	3.11	3.32	3.47	3.33	
4000	(2)8.25	.45	.14	.47	1.86	2.14	2.40	2.65	2.88	3.08	3.23	3.12	
COBRE													
225	1.625	2.33	1.28	2.66	.75	.82	.89	.94	.99	1.03	1.03	.91	
400	1.625	2.38	1.28	2.70	1.34	1.47	1.59	1.70	1.79	1.85	1.87	1.65	
600	1.625	2.48	1.28	2.79	2.04	2.25	2.44	2.61	2.72	2.86	2.90	2.58	
800	1.625	2.62	1.28	2.92	2.78	3.08	3.35	3.60	3.81	3.97	4.04	3.63	
1000	2.25	1.90	.98	2.14	2.61	2.87	3.12	3.33	3.52	3.65	3.70	3.29	
1200	2.875	1.49	.79	1.69	2.50	2.74	2.97	3.17	3.34	3.46	3.50	3.10	
1350	3.375	1.27	.68	1.44	2.41	2.65	2.86	3.05	3.21	3.33	3.37	2.97	
1600	4.25	1.00	.55	1.14	2.29	2.51	2.71	2.88	3.03	3.13	3.16	2.77	
2000	5.75	.73	.41	.84	2.11	2.31	2.49	2.65	2.78	2.88	2.90	2.53	
2500	8.25	.50	.29	.58	1.85	2.02	2.17	2.30	2.41	2.49	2.50	2.17	
3000	(2)4.25	.49	.28	.56	2.15	2.35	2.53	2.69	2.82	2.91	2.93	2.55	
4000	(2)5.75	.37	.21	.42	2.16	2.36	2.54	2.70	2.83	2.92	2.94	2.56	
5000	(2)8.25	.25	.14	.29	1.81	1.98	2.13	2.27	2.38	2.46	2.48	2.17	

① Para cargas distribuidas en electroducto enchufable divida entre 2.

$$\text{Caída de tensión real} = V_d (\text{de tabla}) \times \frac{\text{carga real}}{\text{carga nominal}} \times \frac{\text{distancia real (pies)}}{100 \text{ pies}}$$

SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTO

OBRA :
UBICACION:

ESPECIFICACION No. : 1
FECHA :

SUBESTACION ELECTRICA 2 TIPO COMPACTO, montaje autosoportado, para servicio 3, NEMA 4, 5 kV, con barras generales de 6, 7 A normales, 3 fases, 3 hilos, 60 Hz. para soportar esfuerzos de circuito corto de 8 MVA simétricos en 5 kV. Debe contar con barra de tierra a lo largo de las celdas. Construida en secciones de lamina rolada en frío, calibre 12, acopladas entre sí por medio de tornillería; la operación de los equipos se hará por el frente sin abrir las puertas, las cuales serán embisagradas, provistas de manijas de aluminio, chapas y llave; para observar su interior se tendrán ventanas con cristal inastillable para soportar sobrepresiones internas eventuales hasta de 0.42 kg/cm². El acabado será con un tratamiento previo de desengrasado y 9, pintura anticorrosiva y pintura de color 10. La subestación estará formada por los siguientes gabinetes de 11 :

Pza.- Gabinete 12 para contener el equipo de medición de la compañía suministradora de energía; con placa lateral desmontable.

Pza.- Gabinete 13 para cuchilla de servicio 14 A, 14 kV, catalogo 14, 3 polos, un tiro, operación sin carga, por medio de palanca desde el frente del gabinete, con portacandado en las posiciones abierto y cerrado y con bloqueo mecánico que impida su apertura si antes no se desconecta el seccionador principal.

Pza.- Gabinete 15 para interruptor principal 16 A, 16 kV, Catalogo 16, tres polos, un tiro, operación con carga por medio de palanca desde el frente del gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de corriente de 17 MVA de capacidad interruptiva simétrica a 17 kV, marca 17; equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles; con seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no esta desconectado el interruptor; con un juego de apartarrayos autovalvulares para operar a 18 m.s.n.m. para sistema con neutro sólidamente conectado a tierra, 18 kV, marca 18 Cat. 18.

Pza.- Gabinete 19, para interruptor derivado 20 A, 20 kV, catalogo 20, 3 polos, un tiro, operación con carga por medio de palanca desde el frente del gabinete; provisto con lo necesario para la instalación de tres fusibles limitadores de corriente de 21 MVA. de capacidad interruptiva simétrica a 21 kV. marca 21; equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles; con seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no está desconectado el interruptor.

Pza,- Placa lateral desmontable.

Pza.- Gabinete 22 de acoplamiento a transformador, con las barras y soportes necesarios para conectar con las terminales de 23 kV. del transformador.

Fusibles limitadores de corriente de 24 MVA, de capacidad interruptiva simétrica a 24 kV. marca 24 de:

Fusibles <u>25</u> A,	<u> </u> Pza; Cat. <u> </u>	en Gabinete(s) <u> </u> .
Fusibles <u>26</u> A,	<u> </u> Pza; Cat. <u> </u>	en Gabinete(s) <u> </u> .
Fusibles <u>27</u> A,	<u> </u> Pza; Cat. <u> </u>	en Gabinete(s) <u> </u> .
Fusibles <u>28</u> A,	<u> </u> Pza; Cat. <u> </u>	en Gabinete(s) <u> </u> .
Fusibles <u>29</u> A,	<u> </u> Pza; Cat. <u> </u>	en Gabinete(s) <u> </u> .

La subestación será probada de acuerdo a normas 30, y garantizada por un año contra todo defecto de manufactura.

Pza.- Gabinete 31 de cuchillas de prueba a base de 3 juegos de cuchillas de 32 A, 32 kV, catalogo 32, de tres polos, un tiro, operación sin carga por medio de volante desde el frente del gabinete.

12.- GABINETE DE MEDICION: Dar numero de gabinete:

13.- GABINETE PARA CUCHILLA DE SERVICIO: Dar numero de gabinete: _____

14.- CUCHILLA DE SERVICIO: 400A () 7.5kV ()
 600A () 15kV ()
 A () 23kV ()
 kV ()

Catalogo: Siemens _____
 Elmex _____

15.- GABINETE PARA INTERRUPTOR PRINCIPAL: Dar numero de gabinete.

16.- INTERRUPTOR PRINCIPAL: 400A () 7.5kV ()
 600A () 15kV ()
 A () kV ()

Catalogo: Siemens _____
 Elmex _____

17.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE:
 _____ MVA a _____ kV marca _____

18.- APARTARRAYOS: Para operar a _____ m.s.n.m., _____ kV
 marca _____ Catalogo _____

19.- GABINETE(S) PARA INTERRUPTOR(ES) DERIVADO(S): Dar numero(s) de gabinete(s): _____

20.- INTERRUPTOR DERIVADO: Dar numero de gabinete.

Corriente nominal: 400A.- Gabinete No. _____
 600A.- " " _____
 A.- " " _____

kV: 7.5kV () 15kV () 23kV () kV ()

Catalogo: Siemens _____
 Elmex _____

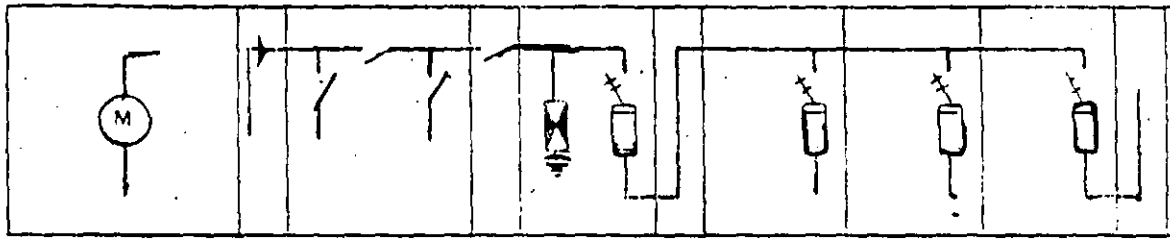
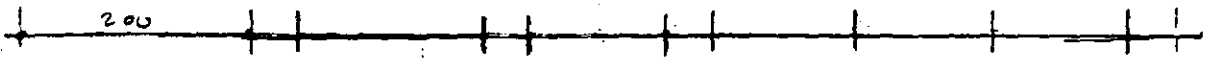
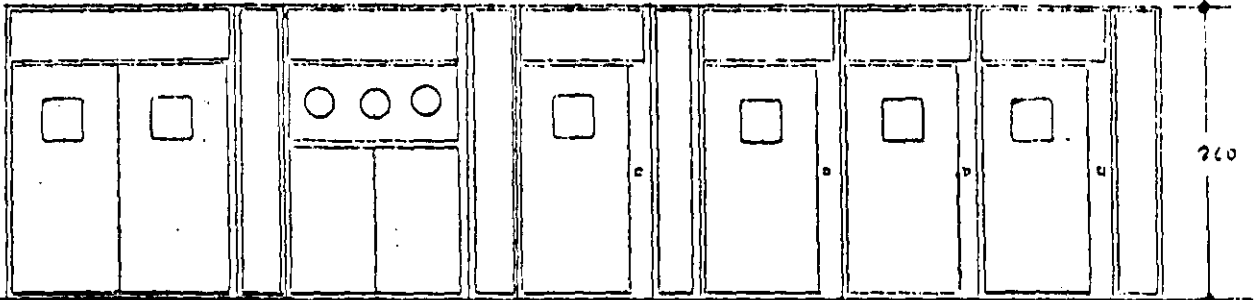
- 21.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE:
 _____ MVA, _____ kV, marca _____
- 22.- GABINETE DE ACOPLAMIENTO: Dar numero de gabinete: _____
- 23.- 7.5kV () 15kV () 23kV () kV ()
- 24.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE _____ MVA SIMETRICOS A
 _____ kV, MARCA _____ :
- 25.- FUSIBLES _____ A, _____ Pza; Cat. _____ en Gabinete(s) _____
- 26.- FUSIBLES _____ A, _____ Pza; Cat. _____ en Gabinete(s) _____
- 27.- FUSIBLES _____ A, _____ Pza; Cat. _____ en Gabinete(s) _____
- 28.- FUSIBLES _____ A, _____ Pza; Cat. _____ en Gabinete(s) _____
- 29.- FUSIBLES _____ A, _____ Pza; Cat. _____ en Gabinete(s) _____
- 30.- NORMAS : NEMA ()
 ANSI ()
- 31.- GABINETE DE CUCHILLA DE PRUEBA: Dar numero de gabinete: _____
- 32.- CUCHILLAS DE PRUEBA 400A () 7.5kV ()
 200A () 15 kV ()
 A () 23 kV ()
 kV ()
- Catalogo: Siemens _____
 Elmex _____

40

SUB-ESTACION KV.

FECHA

ARREGLO FISICO



Gabinete No.	MEDICION	ACOMETIDA	CUCHILLAS DE PRUEBA	SERVICIO INTERRUPTOR PRINCIPAL Y APARTARRAYOS	TRANSICION	SECCIONADOR (1)	SECCIONADOR (2)	SECCIONADOR (3)	ACOPPLAMIENTO PLACA TERMINAL
--------------	----------	-----------	---------------------	---	------------	-----------------	-----------------	-----------------	------------------------------

1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

OBRA :
UBICACION:

ESPECIFICACION No.:
FECHA :

PARTIDA No. 1

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA, clase 2 , autoenfriado en 3 ,
servicio 4 , 5 kVA de capacidad, 3 fases, 60 Hz., 6 kV de tensión
primaria, 7 kV de nivel básico de impulso (NBI), conexión 8 con
derivaciones de 9 del voltaje nominal, operados desde el 10 ;
11 V de tensión secundaria, 12 kV de NBI, conexión 13 .
Diseñado, construido y probado según normas ANSI C 57.12.00 para operar
con una sobre elevación de temperatura de 14 °C sobre un medio ambiente
de 30°C promedio y 40°C máximo, a una altura de operación de 15 m.s.n.m.;
impedancia 16 con accesorios 17 , 18 de alta tensión en
19 , y 20 en baja tensión en 21 ; completo
con el líquido aislante necesario.

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

1.- PARTIDA:

2.- CLASE: OA () FA () previsión FA () _____ ()

3.- AUTOENFRIADO EN: aceite() liquido RTemp ()

4.- SERVICIO: interior () exterior ()

5.- CAPACIDAD: 750 kVA () 2000 kVA () _____ kVA ()
 1000 kVA () 3000 kVA ()
 1500 kVA () 5000 kVA ()

6.- TENSION PRIMARIA: 2.4 kV () 13.2 kV () _____ ()
 4.16 kV () 23 kV ()
 6.0 kV () 34.5 kV ()

7.- CLASE DE AISLAMIENTO:

Clase de aislamiento	DISTRIBUCION < 500 kVA	POTENCIA > 500 kVA
1.2	30	45
2.5	45	60
5.0	60	75
15.0	95	110
23.0	150	150

8.- CONEXION: delta ()
 estrella ()

9.- DERIVACIONES: + 2, 2 1/2% ()
 + 2-4, 2 1/2% ()
 _____ ()

10.- DERIVACIONES OPERADAS DESDE EL: exterior ()
 interior ()

11.- TENSION SECUNDARIA: 208Y/120 V ()
 480Y/277 V ()
 _____ V ()

12.- NIVEL BASICO DE IMPULSO:

Clase de aislamiento	Distribución	Potencia	()
1.2	30 kV	45 kV	()
2.5	45 '	60 '	()
5.0	60 '	75 '	()
15.0	95 '	110 '	()
23.0	150 '	150 '	()

13.- CONEXION: estrella, neutro fuera del tanque ()
()

14.- ELEVACION DE TEMPERATURA: 65 C ()
55/65 C ()

15.- ALTURA: _____ m.s.n.m.

16.- IMPEDANCIA: _____ según normas ()
garantizada de _____ % ()

17.- ACCESORIOS: normales ()
especiales siguientes: ()

Accesorios especiales. Marcar con X los que se requieran.

- 1.- Termómetro tipo carátula para el liquido aislante ()
- 2.- Termómetro tipo carátula con contactos de alarma por sobretemperatura del liquido aislante NA NC ()
- 3.- Nivel magnético para el liquido aislante ()
- 4.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel del liquido aislante NA NC ()
- 5.- Tanque conservador ()
- 5.1.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel de liquido aislante en tanque conservador NA NC ()
- 6.- Relevador buchholz ()
- 7.- Cambiador de derivaciones con 5 posiciones además de la tensión nominal; operación sin carga ()
- 8.- Cambiador de derivaciones operado bajo carga ()
- 9.- Enfriamiento FOA, previsión ()
- 10.- Previsión para ventilación por aire forzado (FOA) incluye: ()
- 10.1- Termómetro de imagen térmica ()
- 10.2- Bobina calefactora ()
- 10.3- Transformador de corriente ()
- 10.4- Caja de control ()

- 10.5- Conexiones y ménsulas ()
- 11.- Válvula de presión y vacío ()
- 12.- Válvula de sobrepresión, operación mecánica ()
- 13.- Conectores para A.T. ()
- 14.- Conectores para B.T. ()
- 15.- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión normal:
Alta tensión:_____ kV; Baja tensión:_____ kV. ()
- 16.- Base con ruedas para rolar en 2 sentidos ()
- 17.- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de:
Alta tensión () Baja tensión ()
- 18.- Termómetro tipo carátula y accesorios especiales para medir la temperatura de los devanados ()
- 19.- Relevador de presión anormalmente alta ()
- 20.- Relevador de vacío/anormalmente alto ()
- 21.- Líquido aislante de enfriamiento ()
- 22.- Preservación líquido aislante ()
- 23.- Transformadores de corriente tipo bushing
Relación Precisión ()
- 24.- Pruebas eléctricas ()
- Observaciones:

- 18.- ALTA TENSION: garganta () boquillas ()
- 19.- ALTA TENSION: el costado izquierdo ()
el costado derecho ()
la parte superior ()
- 20.- BAJA TENSION: garganta () boquillas ()
- 21.- BAJA TENSION: el costado izquierdo ()
el costado derecho ()
la parte superior ()

No.	CONCEPTO	AVANCE %					JUN		JUL					AGO				
		20	40	60	80	100	19	26	03	10	17	24	31	07				
1	OBRA CIVIL (1)	■	■	■	■	■	*	*	*									
2	PLANTAS 350KW Y TRANSFER (1)	■	■	■			*			*	*							
3	TABLERO GE	■	■	■			*					*	*	*				
4	UPS Y BATERIAS (1)	■	■	■	■		*				*							
5	TABLERO TBP	■	■	■	■	■	*					*	*	*				
6	TABLERO PDM (1)	■	■	■	■		*					*	*	*				
7	LINEAS L10 Y L11	■	■	■	■	■	*	*	*	*	*	*						
8	LINEAS L12, L12A, L13 Y L13A (3)	■					*				*	*	*					
9	LINEAS L14 Y L15						*						*	*				
10	LINEAS L16, L18, L18A, L19 Y L19A (2)	■	■	■	■		*		*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
11	LINEA L23	■	■	■	■		*						*	*				
12	ILUM. CUARTO MAQ. Y UPS	■	■												*	*		
13	PRUEBAS													*	*			
	NOTAS:																	
	1. SUMINISTRADO POR BANCOMER																	
	2. L18A Y L19A INSTALADOS Y SUMINISTRADOS POR OTROS.																	
	3. SUMINISTRO E INSTALADO POR OTROS																	

(*) PROGRAMADO (■) REAL

COMPARACION DE ESPESORES * : USA. VS . MEX.

TUBO CONDUIT 19 mm .						
	GRC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPESOR DE LA PARED	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

GRC: GALVANIZED RIGID CONDUIT .

IMC: INTERMEDIATE METAL CONDUIT .

EMT: ELECTRIC METALLIC TUBE .

* VALORES EN mm.

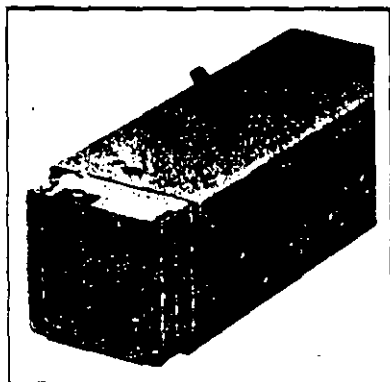
RACEWAY SYSTEMS

We Can Meet Your Needs in . . .

- Commercial and Industrial Buildings
- Hospitals
- Shopping Centers
- X-Ray Laboratories
- Schools

With our Complete Line of Raceway Products

Pages 144-147



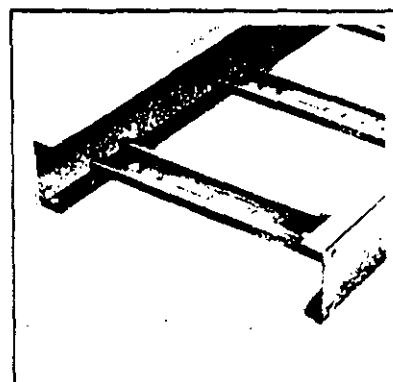
WIREWAY PRODUCTS

Pages 150-161



IN-FLOOR SYSTEMS

Pages 147-149



CABLE TRAY PRODUCTS

• JIC • RAIN TIGHT TROUGH • RAIN TIGHT • LAY-IN WIREWAY — GENERAL

WIREWAY CONDUCTOR TABLE—NO DERATING NECESSARY UP TO 30 CONDUCTORS OR 20% FILL—N.E.C. 362-5

Conductor Size	Area of Conductor (Inches)		Maximum Number of Conductors All of One Size									
	Type TW	Type THWN, THWN, XHHW	2 1/2" x 2 1/2" Duct § 125 in²		4" x 4" Duct § 32 in²		6" x 6" Duct § 72 in²		8" x 8" Duct § 128 in²		12" x 12" Duct § 288 in²	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
14	• 0135	† 0087	*92	*143	*237	*368	*533	*827	*950	*1471	*2133	*3310
12	• 0172	† 0117	*72	*107	*186	*273	*428	*615	*744	*1094	*1674	*2461
10	• 0224	† 0184	*55	*88	*142	*174	*321	*391	*570	*695	*1285	*1565
8	• 0471	† 0373	26	*33	*68	*85	*153	*193	*271	*343	*611	*772
6	• 0819	† 0519	15	24	*39	*61	*87	*138	*156	*246	*351	*555
4	• 1087	• 0845	11	14	29	*38	*66	*85	*117	*151	*264	*341
3	• 1263	• 0995	9	12	25	*32	*57	*72	*101	*128	*228	*289
2	• 1473	• 1182	8	10	21	27	*48	*61	*87	*108	*195	*243
1	• 2027	• 1590	6	8	15	20	*35	*45	*63	*80	*142	*181
0	• 2387	• 1893	5	6	13	17	*30	*38	*54	*67	*121	*152
00	• 2781	• 2265	4	5	11	14	25	*31	*46	*56	*103	*127
000	• 3288	• 2715	3	4	9	11	21	*26	*39	*47	*87	*106
0000	• 3904	• 3278	3	4	8	9	18	22	*32	*39	*73	*88
250 MCM	• 4877	• 4028	2	3	6	8	14	18	26	*31	*59	*71
300 MCM	• 5581	• 4669	2	2	5	7	12	15	22	27	*51	*61
350 MCM	• 6291	• 5307	2	2	5	6	11	13	20	24	*45	*54
400 MCM	• 6969	• 5931	1	2	4	5	10	12	18	21	*41	*48
500 MCM	• 8316	• 7163	1	1	4	4	8	10	15	18	*34	*40
600 MCM	• 10261	• 8792	1	1	3	3	7	8	12	14	28	*32
700 MCM	• 11575	• 10011	1	1	2	3	6	7	11	12	24	*28
750 MCM	• 12252	• 10623	1	1	2	3	5	6	10	12	23	*27

* NOTE: The 1987 National Electrical Code limits installation to 30 conductors in one wireway except where derated according to tables 310-18 NEC, or where special permission has been obtained from local authority enforcing the Code or where conductors in excess of 30 are for signaling circuits or are control wires between a motor and its starter and used only for starting duty, and other exceptions as noted in 520-5 (heaters), 620-32 (elevators), and 374-5 (auxiliary gutters).

† Areas for Type XHHW are 0131, 0167, 0215, 0458 and 0625 for sizes 14, 12, 10, 8 and 6 respectively.

• Areas for Type THW are 0206, 0251, 0311 and 0598 for sizes 14, 12, 10 and 8 respectively.

A — Type T, TW and THW

B — Type THMN, THWN, and XHHW

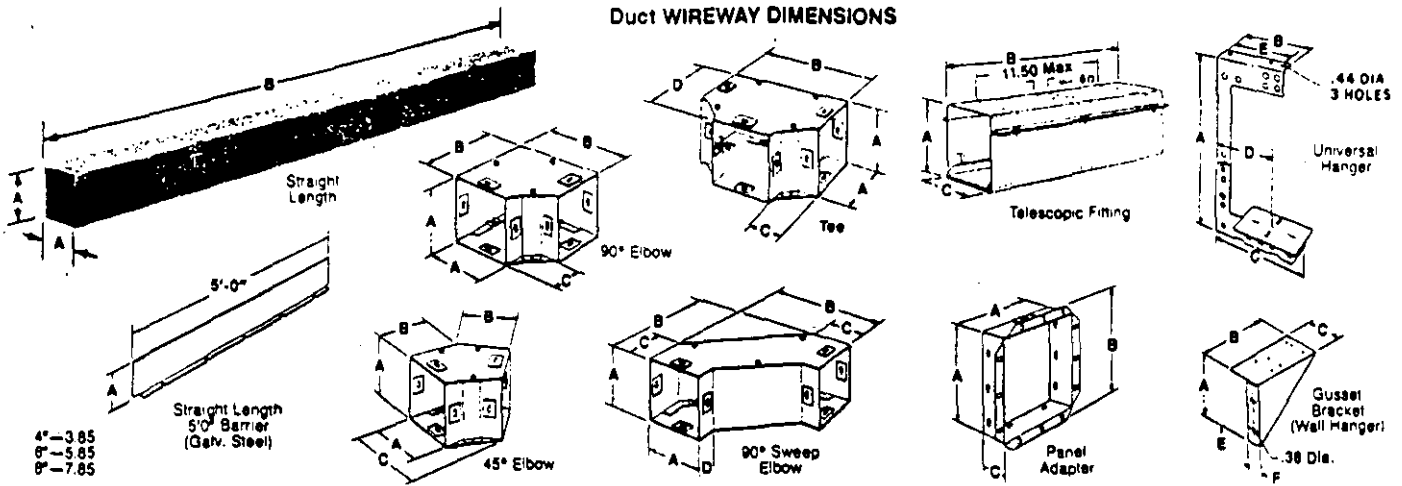
Areas given in square inches.

§ These values represent 20% of the interior cross sectional area of the various sizes of wireway.



48

Duct WIREWAY DIMENSIONS



4" — 3.85
6" — 5.85
8" — 7.85

Straight Length
5'-0" Barrier
(Galv. Steel)

DIMENSIONS IN INCHES — Duct WIREWAY ▲

2 1/2" x 2 1/2" — Knockouts 1/2, 3/4				4" x 4" — Knockouts 1/2, 3/4, 1, 1 1/4				6" x 6" — Knockouts 1/2, 3/4, 1, 1 1/4, 2				8" x 8" — No Knockouts				12" x 12" — No Knockouts								
Cat. No.	A	B	C	D	Cat. No.	A	B	C	D	Cat. No.	A	B	C	D	Cat. No.	A	B	C	D					
LD21	2.63	12	LD41	4.13	12	LD61	6.13	12	LD81	8.13	12	LD121	12.13	12
LD22	2.63	24	LD42	4.13	24	LD62	6.13	24	LD82	8.13	12	LD122	12.13	24
LD23	2.63	36	LD43	4.13	36	LD63	6.13	36	LD83	8.13	36	LD123	12.13	36
LD24	2.63	48	LD44	4.13	48	LD64	6.13	48	LD84	8.13	48	LD124	12.13	48
LD25	2.63	60	LD45	4.13	60	LD65	6.13	60	LD85	8.13	60	LD125	12.13	60
LD210	2.63	120	LD410	4.13	120	LD610	6.13	120	LD810	8.13	120	LD1210	12.13	120
LD290L	2.63	4.63	2.00	...	LD490L	4.13	6.13	2.00	...	LD690L	6.13	8.75	2.63	...	LD890L	8.13	10.75	2.63	...	LD1290L	12.13	14.75	2.63	...
LD245L	2.63	2.88	3.85	...	LD490LS	4.13	9.49	2.88	1.22	LD690LS	6.13	14.11	4.44	1.22	LD845L	8.13	5.88	9.97	...	LD1245L	12.13	7.57	14.00	...
LD225L	2.63	2.70	3.45	...	LD445L	4.13	3.50	5.35	...	LD645L	6.13	5.00	7.88	...	LD825L	6.13	3.63	7.04	...	LD1212	12.13	17.37	2.63	14.75
LD27	2.63	6.63	2.00	4.63	LD47	4.13	8.13	2.00	6.13	LD67	6.13	11.38	2.63	8.75	LD87	8.13	13.36	2.63	10.75	LD127	12.13	17.37	2.63	14.75
LD2J	2.63	5.63	2.00	...	LD4J	4.13	8.13	2.00	...	LD6J	6.13	11.38	2.63	...	LD8J	8.13	13.36	2.63	...	LD12J	12.13	17.37	2.63	...
LD2TF	2.94	15.00	2.88	...	LD4TF	4.40	15.00	4.50	...	LD6TF	6.44	15.00	6.31	...	LD8TF	7.00	5.44	8.12	5.06	LD12H	28.70	10.85	14.95	8.95
LD2H	10.00	4.31	4.38	3.09	LD4H	11.63	4.31	5.00	3.94	LD6H	17.00	5.44	8.12	5.06	LD8H	20.70	5.54	10.08	5.13	LD12A*	11.96	14.96	1.37	...
LD2GB	3.81	3.81	2.42	...	LD4GB	5.18	5.12	2.42	...	LD6GB	7.18	7.12	2.42	...	LD8GB	9.96	9.85	1.37	...	LD12A*	11.96	14.96	1.37	...
LD22A*	2.46	3.69	1.36	...	LD44A	3.96	5.20	1.36	...	LD66A*	5.96	7.19	1.80	...	LD88A*	7.96	9.85	1.37	...	LD12A*	11.96	14.96	1.37	...

* No connectors required — installed effective length (A) is 1/2".
▲ LOG devices (galvanized finish) have same dimensions.

Duct ADAPTER-CONNECTORS (connects Duct Wireway to competitor's wireway)

Catalog No.	Price	Circle AW Alwall	Columbia	Data	Hoffman Engr.	Keystone	Queens	Sun	Universal	Wiegmann
LD2KC	\$ 9.10		X	X	X	X	X	X	X	X
LD4KC	11.40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD4AC	11.40	X			X					X
LD6KC	14.40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD8AC	14.40	X			X					X
LD8AC	17.50	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Duct Raintight Troughs are for ganging meter devices, panels, switches, and circuit breaker enclosures. Each length is a completely enclosed section with a removable cover that has provisions for sealing.

RAINTIGHT TROUGHS

Sizes: 4" and 6" inch square are constructed of 16 gauge galvanized steel and have one concentric knockout pattern (1/2", 3/4", 1", 1 1/4") and two tangential knockout patterns (1 1/4", 1 1/2", 2", 2 1/2") per foot on three inch centers. For 200 ampere and below Square D "RB" devices .31" X .375" knockouts allow direct coupling via the BC200 box coupler. 8" and 12" square sizes are constructed of 14 gauge galvanized steel with no knockouts.

Finish: ANSI-49 gray Epoxy paint applied by an E-coat process.

Duct wireway is Underwriter's Laboratories listed, File No. E6625 as steel enclosed wireway and auxiliary gutter (horizontal mounting only). Conforms to NEMA Type 3R enclosure.

RAINTIGHT TROUGH STRAIGHT LENGTHS STOCK ITEMS

Description	4" x 4" Knockouts		6" x 6" Knockouts		8" x 8" Knockouts		12" x 12" Knockouts	
	Catalog No.	Price	Catalog No.	Price	Catalog No.	Price	Catalog No.	Price
1 Foot Length	RD41	\$ 32.00	RD61	\$ 40.00	RD82	\$ 86.00	RD122	\$112.00
2 Foot Length	RD42	40.00	RD62	48.00	RD83	110.00	RD123	166.00
3 Foot Length	RD43	51.00	RD63	69.00	RD84	142.00	RD124	192.00
4 Foot Length	RD44	62.00	RD64	88.00	RD85	168.00	RD125	222.00
5 Foot Length	RD45	72.00	RD65	107.00	RD86	182.00	RD126	258.00
6 Foot Length	RD46	86.00	RD66	118.00	RD87	200.00	RD127	288.00
8 Foot Length	RD48	114.00	RD68	150.00	RD89	258.00	RD129	336.00
10 Foot Length	RD410	144.00	RD70	182.00	RD91	316.00	RD131	400.00

BOX COUPLING FOR "RB" DEVICES

Designed for connecting raintight trough or other enclosures to units having the "RB" bolt-on provisions. Provides pushed opening equal to 2" conduit. Eliminates the need for conduit nipping.	Catalog No.	Price
	BC200	\$9.10



Shaded items indicate New Devices.

Duct is a Registered Trademark of Square D Company.

GENERAL

Cable tray is an economical raceway system designed to support and protect electrical wire and cable. Article 318 of the National Electric Code® (NEC®) permits cable tray in a wide variety of indoor and outdoor applications. The N.E.C. also has permitted cable tray for use as an equipment ground conductor since 1975.

Cable tray systems can provide significant advantages in cable fill over other wiring methods. This can provide savings in the size or number of raceways required thereby reducing both material and labor costs.

In many cases the N.E.C. permits greater conductor ampacities in cable tray than for other wiring methods. Under certain conditions, the N.E.C. allows "Free Air" rating of large, single conductor power cable (250 MCM & larger) in ventilated cable tray systems. This can provide

significant savings in conductor costs.

Cable tray permits much greater spacing between support hangers than for most other systems, providing savings in support costs and installation labor. Square D cable trays are available for support spacings ranging from 8 to 20 foot support spans.

Ladder, trough, solid bottom, and channel type tray is available in steel and aluminum, and in varying width and load depths for many applications including primary service entrance, main power feeders, branch wiring, instrument and communications cable.

Cable tray is built in general accordance with National Electrical Manufacturers' Association (NEMA) Standard Publication VE-1 (current issue 1984).

VARIOUS TYPES OF CABLE TRAY

Ladder-type cable tray consists of two longitudinal side rails connected by individual cross members or rungs. Square D ladder designs are very popular due to their versatility and lower costs. They also provide: maximum ventilation for conductor cooling, smooth edges on side rails and rungs to protect cables, and slots (double rung design) for easy cable fastening when required.

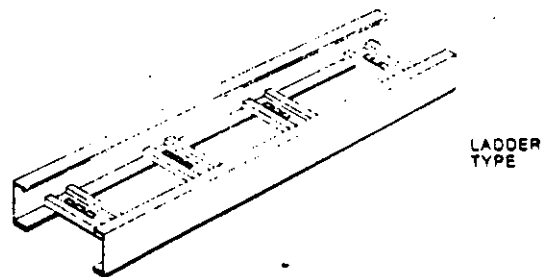
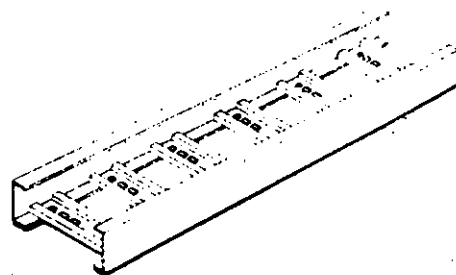
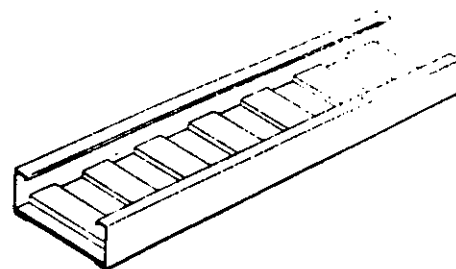
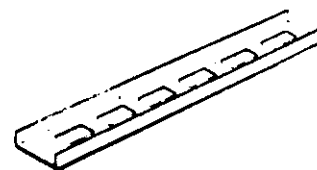
Various rung spacings are available (6, 9, 12 and 18 inches) to provide support for most cables, from small flexible cables to the most rigid interlocked armor power cable. Nine inch rung spacing is the most popular since it provides support for the widest range of cable sizes.

Trough-type cable tray consists of two side rails with closely spaced rungs or ventilated bottoms. It provides maximum cable support while maintaining adequate openings to permit air circulation for cable cooling. Trough trays are most often used (in lieu of ladder trays), to provide additional support and protection for smaller signal, communication, and instrumentation cables.

Square D trough designs also provide smooth surfaces and adequate openings for cable dropouts, without the need for cutting of trough bottom materials.

Solid bottom cable tray consists of two side rails connected with a corrugated or reinforced solid bottom. Solid bottom trays are most often used to provide electrical or magnetic shielding for very sensitive communications and signal circuitry. Solid bottom trays also provide maximum protection of cables, but require a reduction in cable fill from ladder or ventilated trough trays.

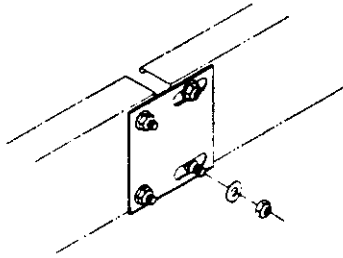
Channel-type tray is of one piece construction and is available in 4½ and 6 inch widths. It is most often used in place of conduit to carry one or two cables from a main cable tray run, to individual equipment or termination points. Channel is offered in ventilated and solid designs.

LADDER
TYPETROUGH
TYPESOLID
BOTTOM
TYPECHANNEL
TYPE

CABLE TRAY

ACCESSORIES

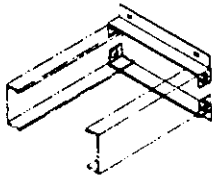
EXPANSION SPLICE PLATE



Used to permit one inch expansion/contraction and across building expansion joints. Supplied in pairs. Hardware included. (Supports should be located in close proximity to these splices.)

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/2"	ALUM.	CJA-3EX
	STEEL	CJS-3EX
4 1/2"	ALUM.	CJA-4EX
	STEEL	CJS-4EX
6"	ALUM.	CJA-5EX
	STEEL	CJS-5EX

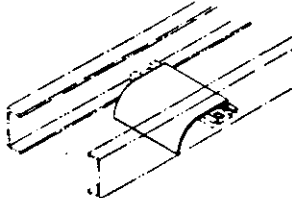
BOX CONNECTOR



For connection of tray to box or panel. Fits any tray height. (Insert tray width to complete catalog number.) Supplied with hardware.

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
ALL	ALUM.	CBCA-(W)
	STEEL	CBCS-(W)

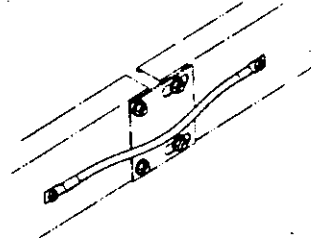
DROPOUT



Provides a round radiused surface for cable exit from bottom of tray. Specify width. Hardware not required.

RUNG TYPE	MATERIAL	CATALOG NO.
DOUBLE	ALUM.	CDODA-(W)
	STEEL	COODS-(W)
BOX	ALUM.	CDOBA-(W)
	STEEL	CDOBS-(W)

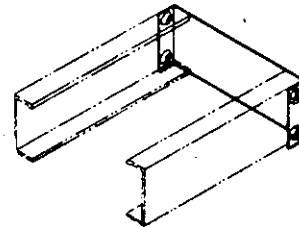
BONDING JUMPER



Used to assure proper ground continuity across expansion or adjustable splice plates. Supplied in pairs. (One jumper must be used on each side of tray.) Hardware included.

RATING	CATALOG NO. (Pair)
600 AMP	CBJ-600
2000 AMP	CBJ-2000

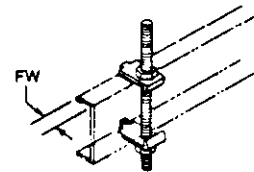
END PLATE



Closure for trays that dead end (particularly solid bottom type). Specify width. Supplied with hardware.

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/2"	ALUM.	CEPA3-(W)
	STEEL	CEPS3-(W)
4 1/2"	ALUM.	CEPA4-(W)
	STEEL	CEPS4-(W)
6"	ALUM.	CEPA5-(W)
	STEEL	CEPS5-(W)

HANGER CLAMP



For direct suspension of tray from threaded rod. Supplied in pairs (two sets). Galvanized steel. (Rods and hardware by others. Holes sized for 1/2" dia. rods.)

(FW) FLANGE WIDTH	CATALOG NO
3/4"-7/8"	CHC-08
1 1/2"	CHC-15
1 3/4"	CHC-17



APPLICATIONS

The National Electric Code® places very few restrictions on the use of cable tray. As a result, cable tray is often the best, most economical choice over other wiring methods for a wide variety of applications.

The following wiring methods are permitted to be installed in cable tray systems:

1. Mineral-insulated metal-sheathed cable (MI) — Art. 330.
2. Armored Cable (AC) — Art. 333.
3. Metal Clad Cable (MC) — Art. 334.
4. Power-limited tray cable — Art. 725-40.
5. Nonmetallic-sheathed cable (NM & NMC)—Art. 336.
6. Shielded nonmetallic sheathed cable (SNM) — Art. 337.
7. Multiconductor service entrance cable (SE & USE) — Art. 338.
8. Multiconductor underground feeder and branch circuit cable (UF) — Art. 339.
9. Power and control tray cable (TC) — Art. 340.

10. Other factory assembled, multiconductor control, signal, or power cables, which are specifically approved for installation in cable trays.

11. Any approved conduit or raceway with its contained conductors.

Single conductors, 250 MCM and larger, and multiconductor type MV, over 2000 volts, (Article 326) are permitted to be installed in industrial establishments only. See Art. 318-2b for exact definitions.

The only other restrictions that the National Electric Code places on cable tray are:

- Cable tray must be installed as exposed work, or accessible behind removable panels. Cable tray is permitted to extend through walls, partitions and floors.
- Cable tray must not be installed where exposed to severe physical damage (hoistways, etc.).

Engineers, designers, contractors, installers and end users all have good reasons to favor cable tray for their electrical power distribution and support requirements. The advantages of cable tray systems over most other wiring systems are given below.

Advantages of Cable Tray Systems

- Increased cable fill over other wiring methods can save material costs and installation labor.
- Increased conductor ampacities due to full ventilation can provide significant savings in conductor costs.
- Cable tray takes up less space and requires less labor than comparable conduit and wire systems.
- Increased support spans up to 20 feet save material and labor costs for supports.
- Metallic cable trays can be used as an equipment ground conductor.
- Cables can enter or exit (drop out) at any point in the cable tray system without expensive boxes or fittings.
- Cable splices are permitted within a cable tray system provided that they are accessible and do not project above the top of the tray.
- Future cables can be added to an existing cable tray system as easily as the initial cables were installed. Future cable taps and splices can also be made with ease.
- Installed cables can easily be inspected and cable faults can often be located and repaired without total replacement of the original cable run.
- Systems 600 volt and under can be installed in the same cable tray with higher voltage systems provided metallic barriers are used to separate these systems.

Additional Advantages of Cable Tray

- Rugged welded construction.
- Space saving design — flanges turned inward.
- Rounded side rail flanges protect cables from damage.
- Rung designs permit easy cable drop out with no sharp edges to damage cable.
- Slotted double rung permits simple cable fastening.
- Rungs will support a 200 lb. concentrated load. (Static concentrated load applied to middle six inches with no permanent deformation.)
- High strength splice plates allow random location between supports. (Unspliced sections to be used on all simple beam applications.)
- Fittings without tangents permit offsets to be made in least amount of space, and allow simple field cutting and splicing for special degree fittings as required.
- A comprehensive stocking program of selected tray styles in steel and aluminum, ready for quick shipment.

National Electric Code® and NEC® are registered trademarks of the National Fire Protection Association Inc., Quincy, Mass.



STRUCTURAL FEATURES

All side rail sections are designed for maximum strength at economical costs. The top flange of each straight section is designed to resist lateral and local buckling of the cable tray, which are the most common modes of failure in cable tray.

All Square D cable trays feature rugged welded construction.

All tray designs utilize high strength splice joints which allow for random location between supports in installations consisting of two spans or more. Splices in a simple beam span and more than one splice in a span should be avoided. Splices are provided with splined shoulder bolts which bite into the side rail and splice to insure a tight fit. Heavy duty tray designs include angle splices which use bolts through the flange to provide additional strength.

All of cable tray rungs and bottoms are capable of withstanding a 200 lb. static concentrated load (applied to the middle six inches) without permanent deformation.

It should be noted, however, since cable tray is designed as a support for cables and tubing, that it is **not** intended or designed as a walkway for personnel. Square D aids the user/installer in expressing this caution by the following statement on each product label:

"WARNING! Cable tray is not to be used as a walkway, ladder, or support for personnel. To be used only as a mechanical support for cables and tubing."

THERMAL CONTRACTION AND EXPANSION

Consideration should always be given to the thermal contraction and expansion of cable tray systems. It is particularly important when relatively long straight runs of cable trays are installed and when large temperature differences are possible such as in outdoor installations and in certain industrial processes.

Table 6-1 of NEMA VE-1 provides straight run lengths at various temperature differentials and materials which result in a 1 inch expansion or contraction. This information should be used to determine if it is necessary to make provisions for expansion and contraction in straight cable tray runs. The table is given below.

NEMA Table 6-1
Maximum Spacing Between Expansion Joints that provide for a 1 inch movement

Temperature Differential, Degrees F	Steel, Feet	Aluminum, Feet	Copper, Feet
25	512	260	363
50	256	130	182
75	171	87	121
100	128	65	90
125	102	52	72
150	85	43	60
175	73	37	52

If required, provisions for expansion in straight runs should be made through the use of expansion guides and expansion splice plates. These permit the tray to expand and contract, relative to the supports, with changes in temperatures. The cable tray should be secured or fixed with standard hold down clips at one support point midway between expansion splice plates. Expansion guides should be used at all other support locations between expansion splice plates.

Square D expansion splice plates allow for 1 inch of movement. Distance between expansion splice plates should be determined using the table above.

For proper operation of the expansion splice, the appropriate gap setting at the time of installation is very important. Refer to NEMA VE-1 for proper gap setting procedures. Note, supports should be located on each side and in close proximity to the expansion splice joint.

EQUIPMENT GROUND CONDUCTOR

Article 318-6 of the National Electric Code permits the use of cable tray as an equipment ground conductor. Cable trays are classified by Underwriters Laboratory for this use. The equipment ground conductor rating of cable tray is determined by the cross sectional area of the tray. This generally amounts to the combined cross section area of both side rails.

The following N.E.C. Table provides equipment ground conductor ratings for cable tray.

N.E.C. Table 318-6(b) (2)
Metal Area Requirements for Cable Trays Used as Equipment Grounding Conductors

Ampere Rating or Setting of Largest Automatic Overcurrent Device Protecting Any Circuit in the Cable Tray System	Minimum Cross-Sectional Area of Metal* In Square Inches	
	Steel Cable Trays	Aluminum Cable Trays
0- 60	0.20	0.20
61- 100	0.40	0.20
101- 200	0.70	0.20
201- 400	1.00	0.40
401- 600	1.50**	0.40
601-1000	..	0.60
1001-1200	..	1.00
1201-1800	..	1.50
1801-2000	..	2.00**

For SI units: one square inch = 645 square millimeters.

*Total cross-sectional area of both side rails for ladder or trough-type cable trays; or the minimum cross-sectional area of metal in channel-type cable trays or cable trays of one-piece construction.

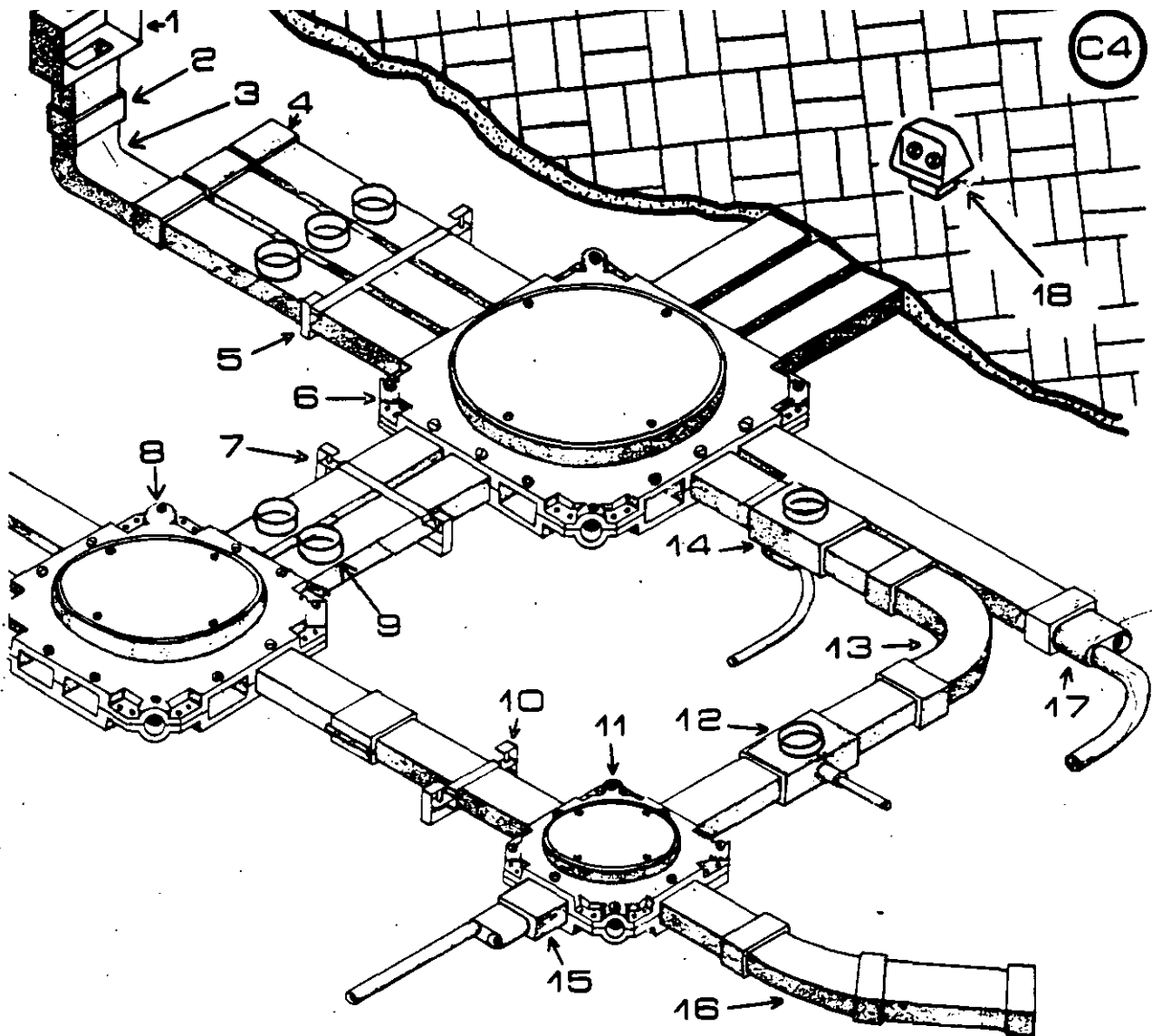
**Steel cable trays shall not be used as equipment grounding conductors for circuits protected above 600 amperes. Aluminum cable trays shall not be used for equipment grounding conductors for circuits protected above 2000 amperes.

A separate ground conductor must be used to obtain ground ratings larger than those listed in the above table.

When cable tray is used as the equipment ground, care must be taken to insure a continuous electrical path. Bonding jumpers must be used where discontinuities may exist in the tray run such as, across expansion splice plates and hinged splice plates.

Note, in all cases, cable tray must also be grounded as required for equipment enclosures in article 250 of the N.E.C.





SISTEMA DE DUCTOS.

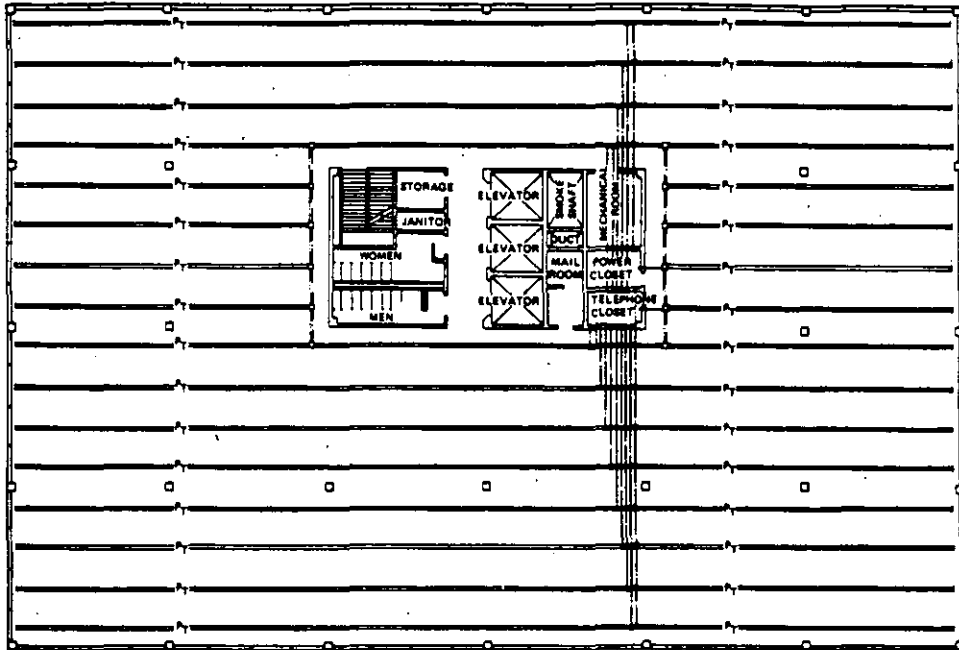
teléfono
contactos
interfon
alarmas

1		caja de registro.	11	A-100	caja registro sencilla.
2	C-10	cofle para ducto.	12	CS-10	cofle, salida lateral.
3	CM90	codo 90° para muro.	13	CP-90	codo piso 90°
4	TT-10	tapón de salida.	14	CST-10	cofle, salida inferior.
5	S-300	soporte triple.	15	AC-10	adaptador: de regis- tro a tubo conduit.
6	A-300	caja registro triple.			
7	S-200	soporte doble.	16	CP-45	codo 45° para piso.
8	A-200	caja registro doble.	17	AD-10	adaptador: de ducto a tubo conduit.
9		cofle de salida 51mm			
10	S-100	soporte sencillo.	18		contacto polarizado.

UNDERFLOOR DUCT

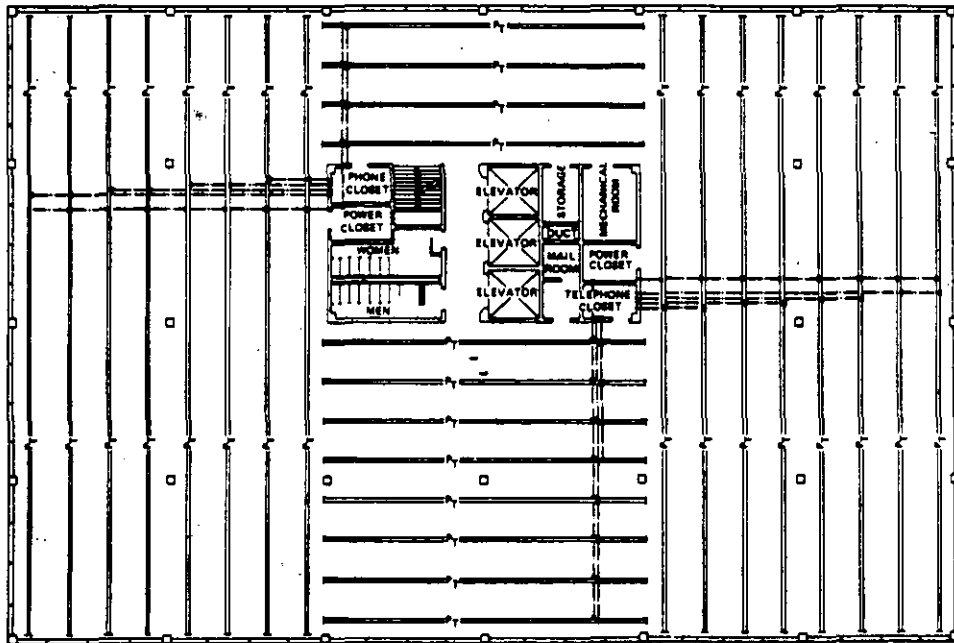
GENERAL SYSTEM DESIGN

CLASS
5200



Two level feed is compatible with single level junction boxes and often the combination is justified. Note how in this layout the main feeders from the telephone and power

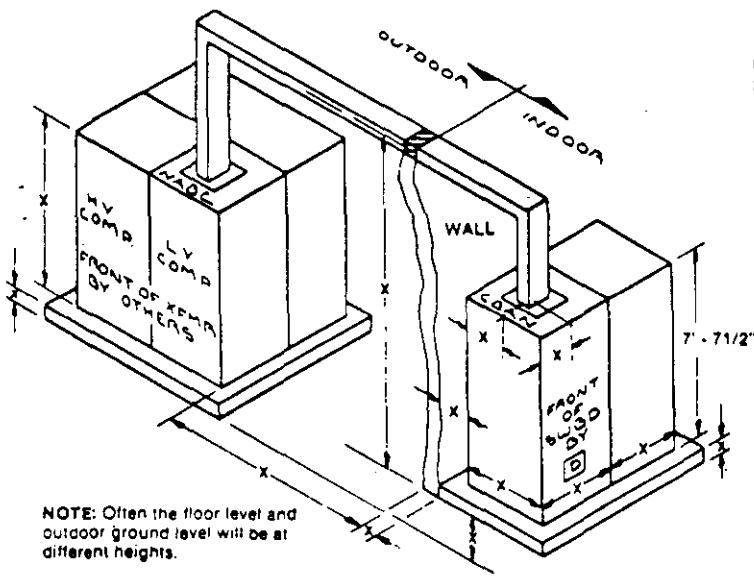
closet are two-level, and the runs to the left and right are fed by single level boxes.



In this layout, two corner telephone closets were made available. Changing the direction of the distribution duct runs can be logical and economical. This layout would

readily accommodate one, two, three or four different tenants due to the "zone" effect of the layout.

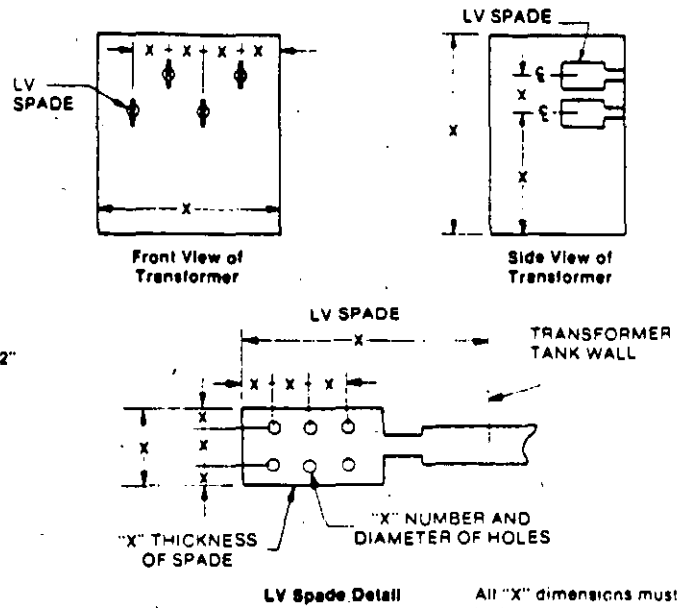




NOTE: Often the floor level and outdoor ground level will be at different heights.

All "X" dimensions must be known.

Fig. 10 Measurements Needed For Bussed Transformer (PAD Mount Type)



Extra Information Needed If XFMR is Not

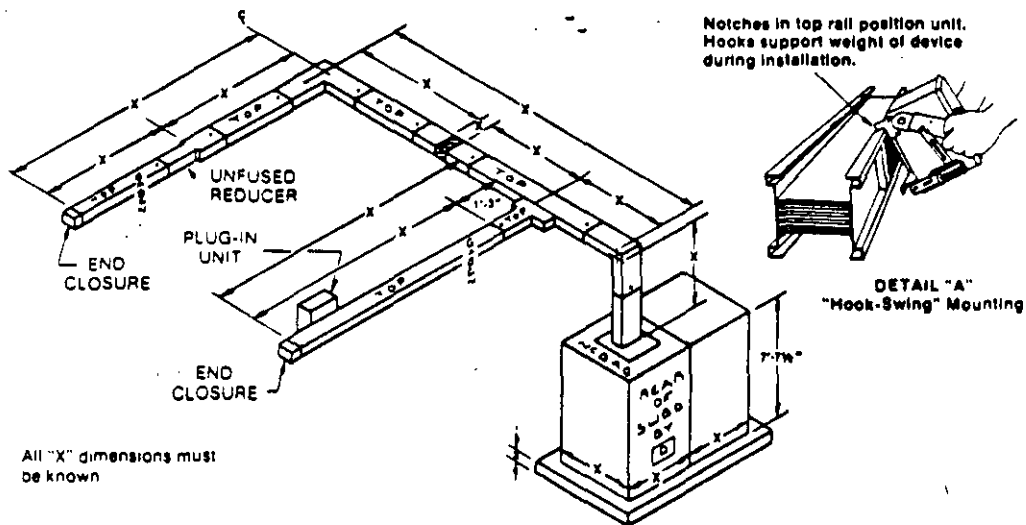
Plug-In Busway Horizontal Run

Plug-in busway is used as a means of bringing power from a distribution switchboard to multiple loads throughout a building.

Phasing

A typical I-LINE II plug-in run is shown in Fig. 11. The phasing shown on the plug-in busway is GABCN top to bottom, with the top label located as shown for a horizontal run. This

phasing arrangement must always be followed so that proper phasing of the plug-in units will be assured (Fig. 11, Detail A). Because this busway phasing must be followed, it is the busway that determines the phasing of the switchboard in Fig. 11. Note that plug-in busway has the integral ground bus plug-in jaw on the top side only.



All "X" dimensions must be known

Fig. 11 Measurements Needed For A Typical Plug-In Type Run

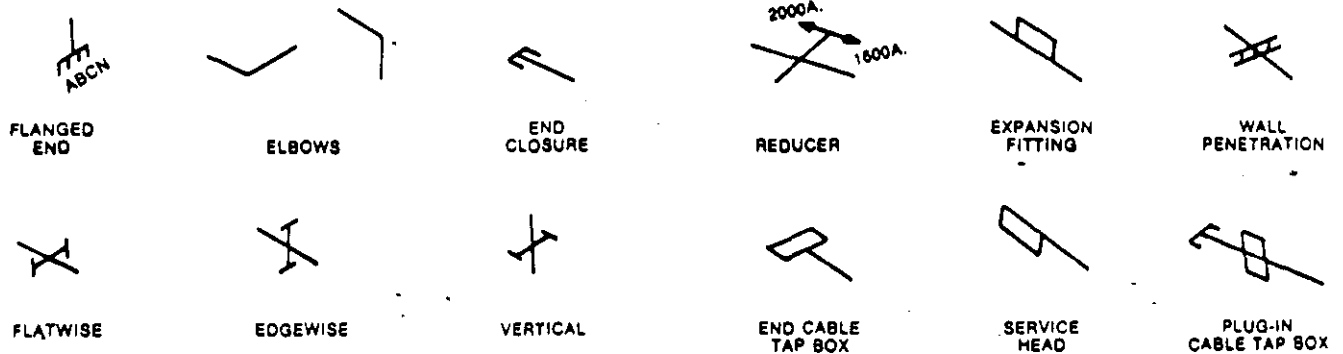
How To Make A Shorthand Drawing (Single Line Type)

After the takeoff has been made, a sketch of the run should be made. Single line drawings are the easiest way to illustrate an I-LINE II busway run. Remember that you must provide the factory with all pertinent information. The procedure is as follows:

1. Select the type of devices you will need to draw (see below).
2. Check "Typical single line sketch" in the following examples for the run most similar to yours.

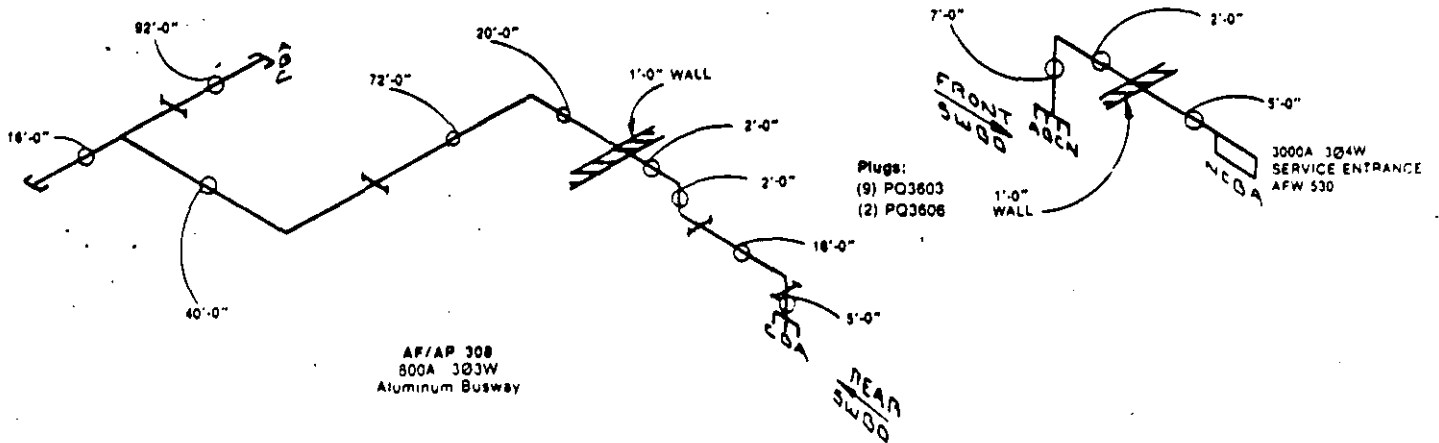
3. Draw your run. Be sure to label each run and show cross sections where applicable.
4. Show the phasing at each end of the run.
5. Show the location of each type of busway (i.e., location of weatherproof and plug-in busway).
6. Indicate quantity and, if necessary, location of plugs.

THESE ARE TYPICAL SYMBOLS USED WHEN MAKING A SINGLE LINE DRAWING



Check Sketch 1B below to see how well you did on the take-off. Is your bill of material similar to that given by 1C on Page 23?

The Busway Take-Off Checklist provided on Page 23 is a useful tool to check your work before submitting the job to the factory.



1B — Typical Single Line Sketch Of Plug-In Run



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS
INSTALACIONES ELCTRICAS INDUSTRIALES**

**ANEXO TEMA 9.2
SELECCION DE TRANSFORMADORES**

ING. SERGIO MARTÍNEZ NAVARRO.

AHORRO DE ENERGIA UTILIZANDO ACERO AMORFO EN LOS TRANSFORMADORES ELECTRICOS

POR: ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO
GENERAL ELECTRIC SUPPLY MEXICO

La tecnología del acero amorfo (AA), un nuevo y revolucionario material para núcleos de transformadores eléctricos de distribución, ha llegado muy lejos hacia su potencial como la alternativa ultra eficiente en acero de núcleos para la industria de transformadores, desde su exploración inicial en los 60's, copatrocinado por EPRI y ESERCO, el proyecto de General Electric para el desarrollo acero amorfo ha alcanzado y rebasado su meta principal establecida en 1983. "Demostrar la factibilidad comercial del acero amorfo como material para núcleos de transformadores de distribución". Se ha logrado un gran avance en el curso del ciclo de vida de los transformadores con acero amorfo (TAA). Ver gráfica 1.

El acero amorfo fue visto por EPRI, ESERCO y GE, como un metal para núcleos, candidato de primera para alcanzar un nivel de hegemonía sobre las ya significativas mejoras en la eficiencia de los núcleos de acero al silicio. Se identificaron dos propiedades clave de valor en el acero amorfo. Uno fue el de las excepcionales propiedades magnéticas que tiene el acero amorfo, ya que la estructura atómica del amorfo es más fácilmente magnetizada y desmagnetizada, de 50 a 60 ciclos por segundo en el núcleo del transformador, obteniéndose menos de un tercio de las pérdidas que se obtienen con núcleos de acero al silicio. El otro, fue el potencial para un bajo costo de producción del metal por el proceso de un solo paso,

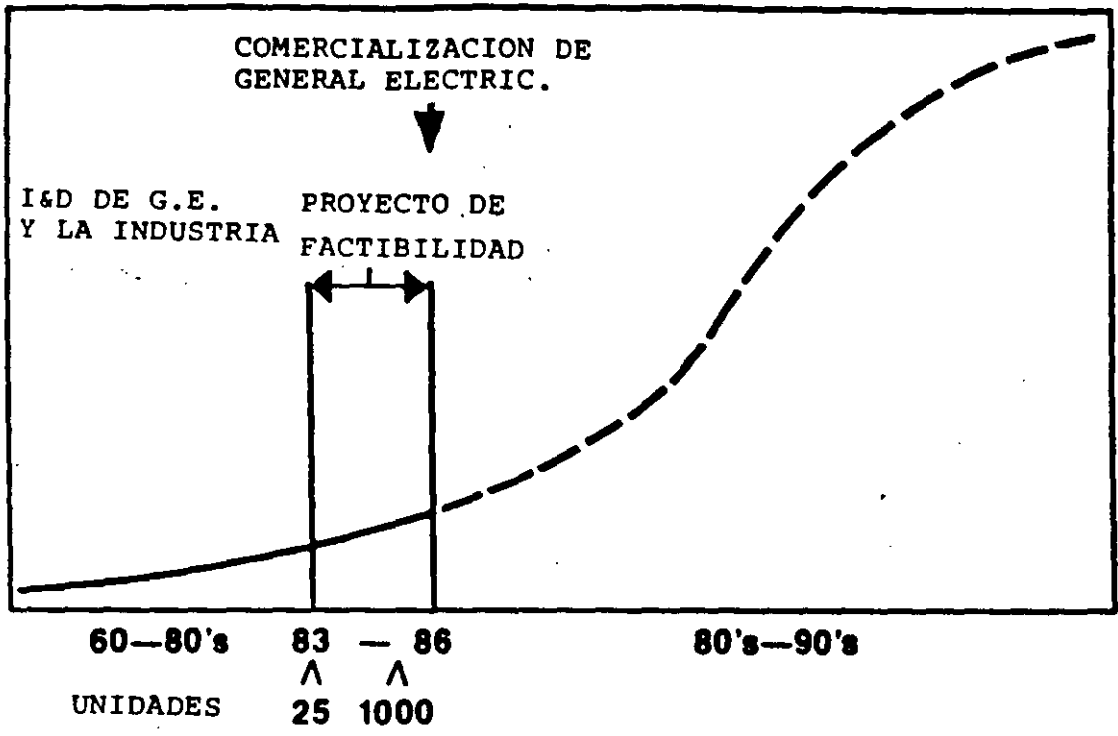
comparado con el de 6 a 10 pasos para el acero al silicio. En un solo paso el metal derretido es expulsado a través de una tobera ranurada encima de un substrato enfriado, que se mueve rápidamente, se congela formando una tira continua de estructura vítrea, no cristalina, de 0.001 plg. de espesor, produciendo las excepcionales propiedades magnéticas requeridas para núcleos ultra eficientes.

EFICIENCIA DEL NUCLEO CON ACERO AMORFO VS. EL DE ACERO AL SILICIO

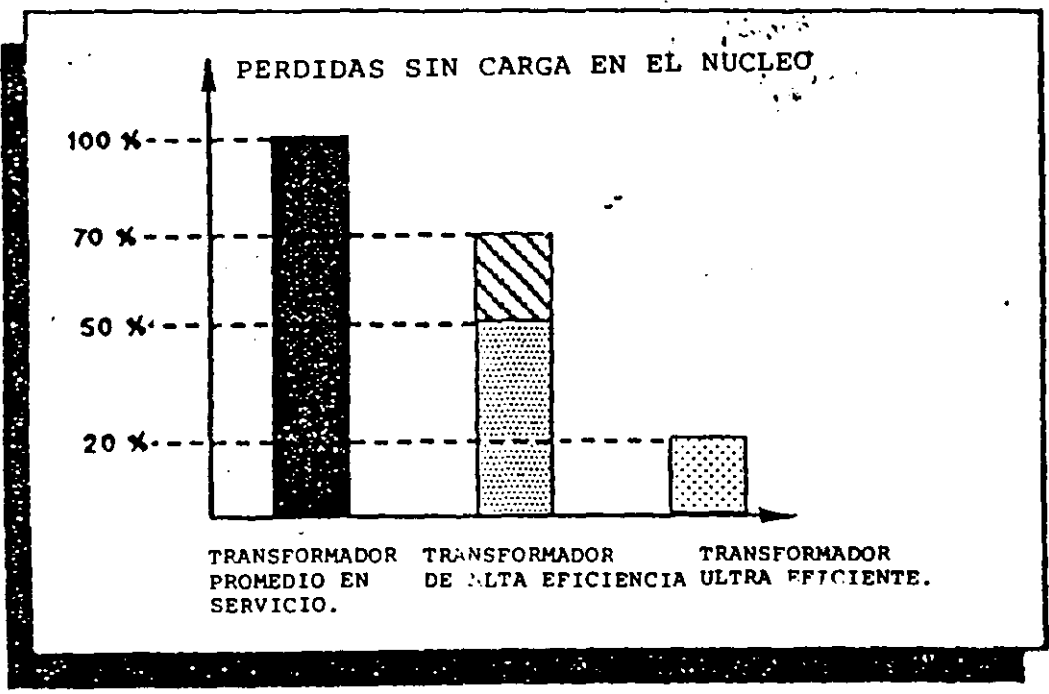
Las pérdidas del núcleo en transformadores con acero amorfo son significativamente menores que las de transformadores viejos y que las de transformadores nuevos con núcleos de acero al silicio de alta eficiencia. Mientras que estos últimos representan una reducción en pérdidas del núcleo de 40 a 55%, respecto del promedio de los transformadores viejos con altas pérdidas en servicio, el acero amorfo representa un 85% de reducción promedio de pérdidas (ver gráfica 2).

El programa de General Electric con EPRI y ESERCO iniciando en 1983, demostró exitosamente la factibilidad comercial del transformador con acero amorfo con el embarque de 1,000 transformadores fabricados con Metglas 2605 S-2, a 90 empresas suministradoras de energía eléctrica durante 1985 en los Estados Unidos

GRAFICA 1



GRAFICA 2



Los datos de pruebas de estas unidades reflejan un consistente desempeño reproducible, el cual ha sido ratificado por las empresas participantes. Las características de diseño General Electric para dos capacidades (kva), comercialmente disponibles actualmente, son comparadas con las de sus contrapartes GE de acero al silicio (ver gráfica 3).

Actualmente tiene disponibles en capacidad hasta de 2,500 kva.

Adicionalmente extensas pruebas de esfuerzo en fábrica y desempeño en la industria, han certificado los diseños de los transformadores con núcleos de acero amorfo de GE, para todas las normas industriales aplicables (ver gráfica 4).

GENERACION DE PERDIDAS EN EL NUCLEO

Las pérdidas para núcleos de acero al silicio han disminuído en más del 60% a lo largo de los últimos años, con los grandes cambios que han ocurrido desde la crisis petrolera de 1973 y el advenimiento de la evaluación de las pérdidas por las empresas suministradoras. A partir de 1973 la tendencia de las pérdidas en transformadores con acero al silicio, ha tomado una trayectoria divergente respecto del rango normal de pérdidas ofrecido anteriormente, para ajustar las pérdidas a evaluaciones específicas del sistema de cada una de las empresas suministradoras de energía. (ver gráfica 5).

Aún con considerables mejoras en el acero al silicio, la generación actual de pérdidas en núcleos de acero amorfo es más baja en 60 o 70%, comparada con núcleos de acero al silicio.

Se espera que ambos metales observen mejoras adicionales en

eficiencia en los próximos años con ulteriores refinamientos en las tecnologías de procesos, salvo un mejoramiento inusitado para el acero al silicio se espera que el acero amorfo mantenga en lo futuro la relativa ventaja que ahora tiene.

Se dice que los fabricantes de acero al silicio están explorando técnicas de proceso que puedan aportar descubrimientos significativos, sin embargo, la factibilidad técnica y económica no ha sido aún demostrada.

La aplicación del acero amorfo da como resultado ahorros substanciales en comparación con el acero al silicio, de acuerdo a lo medido mediante fórmulas de evaluación (ver gráfica 6). Los ahorros varían, en parte a causa de diferentes multiplicadores de evaluación (\$/W), y en parte porque se utilizan diferentes grados de acero al silicio, dependiendo de las empresas suministradoras respectivas.

COSTO DEL ACERO AMORFO

El acero amorfo ha tenido reducciones dramáticas de costo en los últimos 10 años, desde poco más de \$100 USD por libra hasta cerca de \$1.50 USD por libra en 1985. Aún cuando este costo es todavía el doble que el del acero al silicio, la tendencia del costo y la simplicidad del proceso hacen pensar en el acero amorfo como el material potencialmente redituable en costo para el rango necesario de aplicación generalizada (ver gráfica 7).

Una clave para la igualación del costo del acero amorfo, será la refinación del proceso apoyados con el impulso al volumen.

Asumiendo la aplicación creciente se dará el incremento al volumen. La filial de General Electric tiene confianza en

GRAFICA 3

COMPARACION DE PERDIDAS EN EL NUCLEO ENTRE EL ACERO AMORFO Y EL ACERO AL SI.			
kVA	EN SERVICIO SILICON. (PROMEDIO)	NUEVO SI. ALTA EFIC. (TIPICO)	AMORFO.
<u>MONOFASICO</u>			
10	60	30	11
25	100	50	20
50	210	105	32
75	260	130	39
iw	320	160	54
<u>TRIFASICO</u>			
75	370	185	67
150	540	270	107
300	950	475	185
500	1400	710	260
750	1750	875	310
1000	2400	1200	420

GRAFICA 4

Pruebas Certificadas

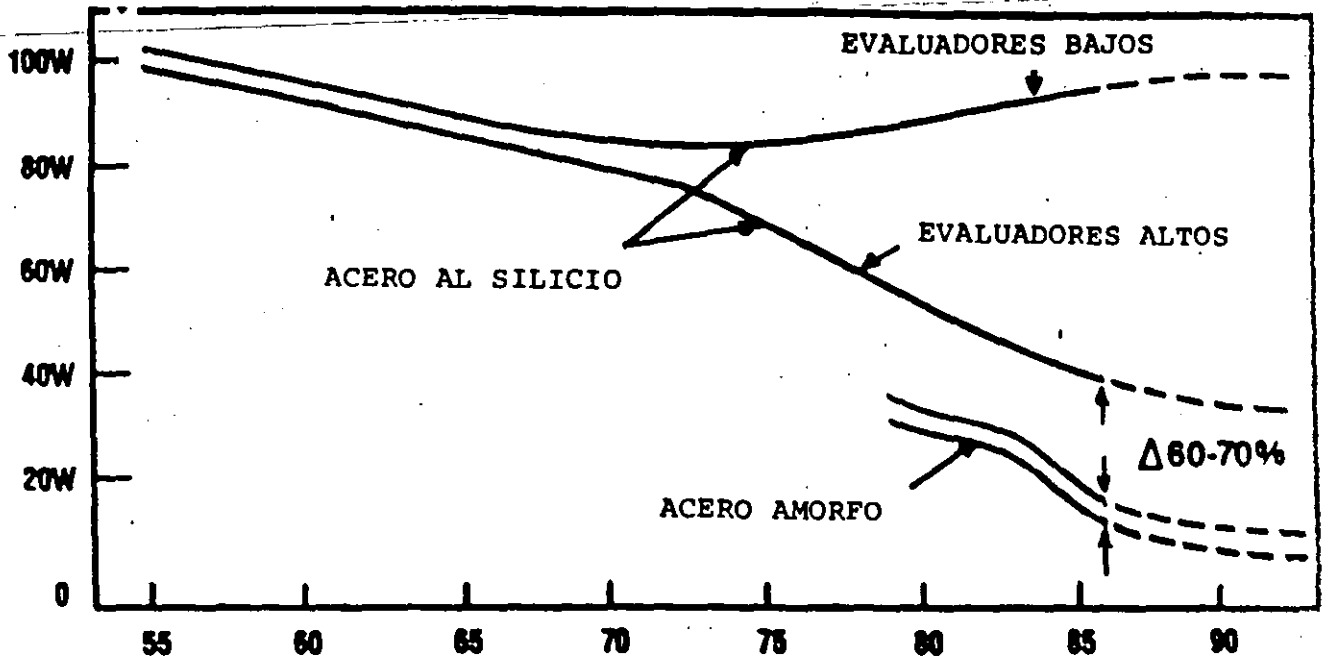
C.57.12.00

NEMA-TR1

REA

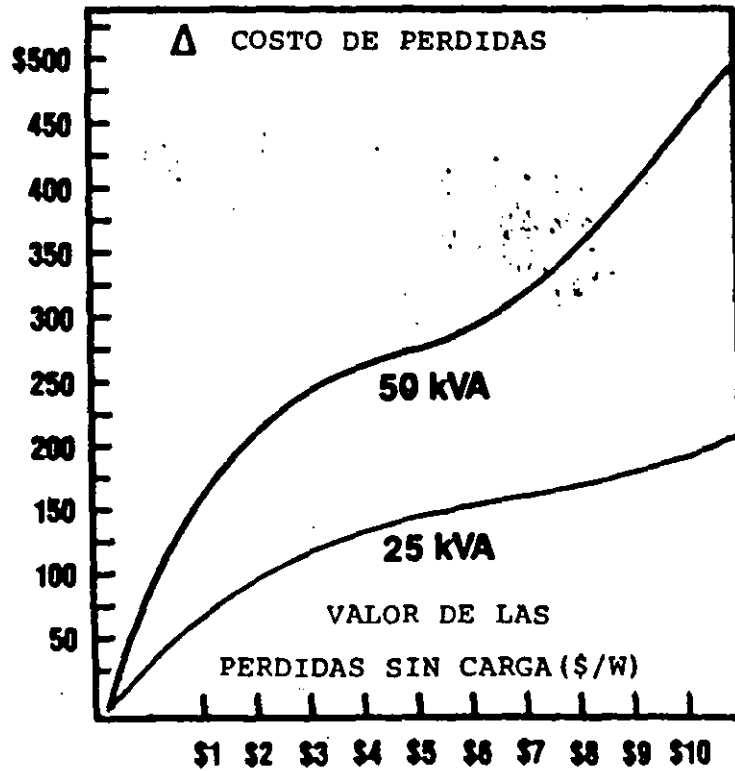
- TEMPERATURA
- RESISTENCIA
- IMPULSO POR DESCARGA
- NIVEL DE RUIDO AUDIBLE
- CORTO CIRCUITO
- VOLTAJE DE RADIO INFLUENCIA (RIV)
- FACTOR DE INFLUENCIA TELEFONICA (TIF)

GENERACION DE PERDIDAS DEL NUCLEO EN TRANSFORMADORES
25 KVA (TIPICO) WATTS.



GRAFICA 5

AHORROS EN PERDIDAS EN EL NUCLEO
ACERO AMORFO VS ACERO AL SILICIO



GRAFICA 6

que el volumen se dará e incrementó sus instalaciones con el fin de producir 60,000 toneladas de acero amorfo.

La batalla de desempeño y costo entre el acero amorfo y el acero al silicio, será sin duda, librada durante los próximos años, siendo los triunfadores evidentemente, la industria del suministro de energía eléctrica.

En la medida en que la mano de obra de proceso del acero amorfo se disminuya con respecto al del acero al silicio que es de alto volumen mecanizado, se obtendrán mayores ventajas en el acero amorfo.

Ejemplo:

El espesor diez veces menor del acero amorfo para núcleos, significa procesar diez veces la superficie del metal, por lo que se están desarrollando nuevos sistemas de mecanización para obtener mejores costos.

El costo de los transformadores con núcleos de acero amorfo, se irá reduciendo en los próximos años, sin embargo se proyecta que se exceda al de los de acero al silicio requiriéndose un sobreprecio en el rango del 20 al 35%. Pero aún con este sobreprecio, la amortización de los transformadores se lleva a cabo con el ahorro de energía en los dos primeros años, y tomando una vida útil de los transformadores de 15 a 20 años, la inversión se justifica ampliamente.

AHORROS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

La eventual renovación en los sistemas eléctricos de distribución de las empresas suministradoras de energía eléctrica y de la industria en los Estados Unidos (E.E.U.U.) mediante transformadores con acero amorfo, reducirán las pérdidas en los núcleos en

7,000 megawatts para las empresas suministradoras y en 3,000 megawatts para la industria. Adicionalmente, con esta reducción se ampliará la capacidad de generación en más de 8,000 megawatts, equivalente al 1.0% de la capacidad. Los ahorros capitalizados ascenderán a más de \$19,000 millones de dólares.

Adicionalmente a la eliminación de la necesidad de capacidad de generación, se obtendrán ahorros continuos en consumo de energía y los efectos ambientales relacionados al no quemar recursos no renovables (petróleo o gas) que contaminan y calientan la atmósfera.

- Ahorros anuales en KWH 22,000 millones USD
- Ahorros de energía anual
 - a. Petróleo.....140 millones de toneladas
 - b. Carbón.....42 millones de toneladas
- Emisiones al ambiente evitadas (carbón):
 - a. SO₂.....2 millones de toneladas
 - b. CO₂.....80 millones de toneladas

De acuerdo al estudio PACE, las reducciones de costos ambientales relativos a conservación son significativos y varían según el sistema de generación.

<u>SISTEMA DE GENERACION</u>	<u>AHORROS EN COSTO/KWH</u>
Carbón	5.8 centavos USD
Petróleo	3.8 centavos USD
IGCC	2.5 centavos USD
Turbina a gas	1.0 centavos USD

Cuando los beneficios de costo ambientales son sumados a beneficios de ahorros en capacidad de generación y energía, el valor efectivo capitalizado por watt de conservación excede los \$6 USD/watt para casi todos los sistemas.

El precio mayor del transformador con acero amorfo es compensado mediante ahorros en capacidad, así como al evitar el costo ambiental. Típicamente, un valor capitalizado de \$4 USD o más por watt de conservación, justifica el diferencial de precio del acero amorfo.

CONCLUSIONES

La tecnología del acero amorfo ha rebasado las metas propuestas por General Electric al hacer realidad la factibilidad comercial del acero amorfo como material para núcleos de transformadores de distribución.

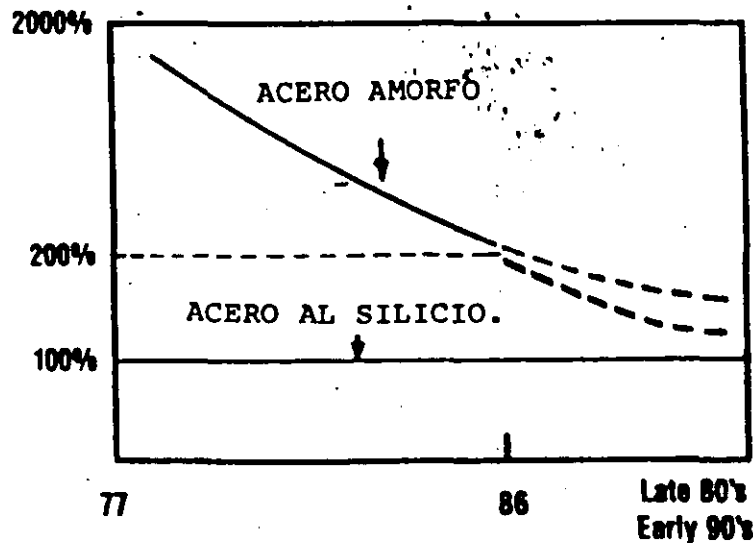
Gracias a sus propiedades magnéticas excepcionales y al potencial

de ser producido a bajo costo, los núcleos de los transformadores pueden reducir sus pérdidas (watts) a un tercio del valor en comparación a los de acero al silicio, y no obstante que su costo es de 20 a 35% más elevado, los ahorros en energía, ahorro en generación, así como el mejorar el ambiente ecológico tan importante en nuestros días, hacen del acero amorfo una excelente opción que se paga en los primeros años al capitalizarse los ahorros.

En la medida que las empresas del servicio público eléctrico evalúen en sus fórmulas de ajuste de precios todas las ventajas enunciadas, en esa medida aumentará el consumo de transformadores con núcleos de acero amorfo.

Así mismo, la industria en general, podrá aprovechar las ventajas de usar transformadores con núcleo de acero amorfo, ya que actualmente se fabrican hasta 2,500 Kva.

COSTO RELATIVO DE ACERO PARA NUCLEOS.



GRAFICA 7

SELECCION ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

I. ANTECEDENTES HISTORICOS

La bobina de inducción, descubierta en el año **1831** por **Michel Faraday**, fué el precedente para la creación del transformador eléctrico.

En sus primeros experimentos obtenía corrientes inducidas en un circuito cerrado mediante sucesivas interrupciones de la corriente en un circuito inductor e independiente del primero. También observó la importante influencia del hierro al constituir un anillo en forma de núcleo, que tenía de un lado el circuito primario alimentado por una pila y de otro lado el circuito secundario inducido.

Hacia el año 1839, Page hizo construir en Washington una bobina de circuito magnético partido, empleando un haz de alambres de hierro abandonando el circuito magnético cerrado. Al igual que otros investigadores de diversos países, comprendió la necesidad de entrelazar los circuitos eléctricos del primario y del secundario para reducir al mínimo la dispersión del flujo magnético. pocos años después realizaron Masson y Breguet interesantes trabajos hasta que Ruhmkorff construyó su primer carrete - **en 1851**, completado por **Foucault en 1856** con su famoso interruptor de martillo.

Durante la exposición universal de Paris, **en 1878**, presentaba **Jablockoff** un sistema de distribución **de corriente alterna** con una bobina de inducción, cuyo circuito primario estaba alimentado por un alternador, así desaparecería por primera vez la corriente pulsatoria del primario, para ser substituída por una corriente alternativa (alterna).

El circuito magnético era cerrado de acuerdo al **principio de Varley** que ya en 1856 empleaba alambres de hierro enrollados en forma circular.

Pero todavía no se vislumbraba el interés del transformador en la distribución de la energía eléctrica ni las ventajas de la alta tensión para el transporte de la misma, hasta que **Gaulard** y Gibbs crearon un aparato cuyo aspecto no difería mucho del transformador actual.

.../...

Un nuevo medio auxiliar para el transporte-corrientes eléctricas a larga distancia aportaron los transformadores de corriente alterna, inventado por **Gaulard**, permitiendo estos obtener cualquier tensión elevada y - - transmitir la corriente a grandes distancias. Con este sistema se puso en práctica, durante la exposición de Turín del **año 1884**, una instalación de transmisión de energía para alumbrado y fuerza motriz a 40 Km. de distancia, con una tensión de 2000 Volts.

Mejoras sustanciales en este sistema fueron aportadas por **Zipernowsky** y sus colegas Blathy y Déri, quienes proyectaron en **1890** una instalación transmisora de energía eléctrica de corriente alterna a 3000 Volts. desde Tivoli hasta Roma recorriendo una distancia de 27 Km. proyecto que se realizó en **1892**.

Los primeros transformadores que fueron lanzados al mercado tal como los conocemos en la actualidad, fueron fabricados por la **Casa "Ganz y Cía. de Budapest (Hungría)** con el diseño de Zipernowsky, Blathy y - Déri.

Enseguida salieron al mercado los **Westinghouse** con diseños de **Stanley** y luego los **Ferranti**, Swinburne etc.

Los transformadores de la casa Ganz, se componían de un núcleo de -- hierro, construidos por discos de chapa aislados y superpuestos que - recibía las dos bobinas, (enrollamientos), a modo de **anillo gramme**, por el contrario con los **transformadores Westinghouse** las chapas eran en forma de "E" y las bobinas iban mortadas sobre el trazo horizontal del medio, cerrándose el circuito magnético con una barra vertical, (hoy conocido como yugo).

Con las corrientes polifásicas, unos años más tarde, apareció la necesidad de transformadores bifásicos y trifásicos, **generalmente más económicos que la combinación** de varios transformadores monofásicos equivalentes. En **1891** presentaron modelos ^{en} a la **exposición de Francfort** las conocidas firmas **Brown Boveri, Siemens Schuckert** etc.

Cabe mencionar que los primeros transformadores eran de pequeña potencia y de tensiones hasta 3000 volts como máximo.

Al aumentar progresivamente la capacidad y el voltaje de los transformadores se han presentado nuevos problemas relativos al aislamiento, ventilación, ~~y~~ enfriamiento, regulación, etc.

El transformador sumergido en aceite aparece en la misma época que el -- ventilado, aventajándolo por la doble función del aceite mineral, como elemento de transmisión del calor y como aislante eléctrico.

Desde que aparecieron los primeros equipos, se han realizado progresos ininterrumpidos en los materiales constructivos, con vistas a prolongar la vida útil del equipo, principalmente en el campo de los aislamientos y -- chapas magnéticas. y a futuro me atrevería a afirmar, que en estos mismos materiales se trabajará con objeto de tener aislamientos que soporten temperaturas más elevadas, dando por consiguiente diseños con conductores trabajados a densidades de corriente más elevadas y por tanto usar ~~menos cantidad de cobre o aluminio en los devanados.~~ por lo que respecta a las chapas magnéticas, los fabricantes están obteniendo chapas de acero al silicio y/o otros elementos, así como procesos térmicos que permiten trabajar a densidades de flujo magnético elevadas, dando como resultado menor peso en los núcleos y por tanto mejores costos.

Lo anterior trabaja en ^{contra} de las pérdidas (watts/Kg), de los devanados y de las pérdidas en los núcleos, por lo que se debe hacer un balance económico adecuado en los diseños.

**APUNTES DE SELECCION Y APLICACION
DE TRANSFORMADORES**

POR: ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO

Junio, 1990

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

Por: Ing. Sergio Martínez Navarro

II. CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

Clasificación según Normas (ANSI) y Nacionales NOM

a. POR SU CAPACIDAD

Por su capacidad se dividen en:

Transformadores de distribución, (1 KVA hasta 500 KVA y, menores de 67 KV nueva norma NOM-J-116 1989.

Transformadores de Potencia, (mayores de 500 KVA, arriba de 67 KV). y *Hasta 15000 V EN B.T.*
A.T

La capacidad está dada en voltampers o voltamperios y lo-usual es manejar miles de voltamperio o **kva** o bien millones de voltamperios o **MVA**, (de kilo y Mega).

Las capacidades a través del tiempo se han estandarizado y tenemos lo siguiente:

TRIFASICOS

DISTRIBUCION: 5, 10, 15, 25, 30, 45, 75, 100, 112.5,
150, 225, 250, 300 y 500 kva.

POTENCIA: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000,
4000, 5000, 6250, 7500, 10000, 12000, 15000,
16000, 18000, 20000, 24000, 25000, 30000, 40000
50000, 75000, 100000, 150000 KVA etc.

MONOFASICO: 3,5, 7.5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100,
167, 250, 333, 500 KVA.

Los subrayados no están normalizados pero su uso los ha estandarizado.

b. POR SU ENFRIAMIENTO.

Por el medio que los enfría, los transformadores se clasifican en:

- 1.- Sumergidos en líquidos
- 2.- Tipo seco.

En los sumergidos en líquidos, (aceite, azkarel, líquidos silicones, RTEMP etc.), las Normas Internacionales y Nacionales los denominan:

OA (Sumergidos en aceite, autoenfriados)

FA (Enfriados por aire forzado)

OW (Sumergidos en aceite, enfriados por agua)

FOW (Sumergidos en aceite, enfriados por aceite forzado y enfriados por agua).

Un transformador OA/FA1/FA2, es un transformador sumergido en aceite, enfriado por aire forzado en dos pasos. esto es, al utilizar un enfriamiento por aire forzado incrementa la capacidad del equipo, de acuerdo a lo siguiente:

- Para 2,500 Kva y menores, la capacidad con FA, se incrementa un 15%
- Para 2,501 a 9,999 Kva monofásicos y 11,999 Kva trifásicos, la capacidad con FA se incrementa un 25%
- Para 10,000 Kva monofásicos y 12,000 Kva trifásicos y mayores, la capacidad con FA, se incrementa un 33.33%

Estos rangos están normalizados y están basados en la temperatura sobre el punto más caliente del cobre a 65°C de sobre elevación de temperatura sobre un ambiente promedio de 30°C.

c. **POR SU AISLAMIENTO**

Por el aislamiento que utilizan en su construcción se clasifican en -- 55°C y 65°C para los sumergidos en líquidos y de 80°C ^{100°C, --} 150°C, 180°C, 200°C para los tipo seco. _{115°C}

d. **POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)**

Por el lugar donde se instalan los transformadores se clasifican en Interiores e intemperie, pudiendo ser estos últimos: Tipo poste, -- tipo subestación, tipo bóveda o sumergible, tipo pedestal (Pad - - Mounted o tipo Jardín).

e. **POR SU TENSION (VOLTAJE)**

Por el voltaje nominal de operación los transformadores se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

Kv: 1.2, 2.5, 8.7, 15, 25, 34.5, 46, 69, 92, 115, 138, 230, 400.

BIL DIST: 30 45 60 75 95 150 200 210 350

BIL POT : 45 75 95 110 150 200 250 350 400 550 650 1050 / 800

BIL (Nivel básico de impulso).

III. **SELECCION DE TRANSFORMADORES**

En la selección de transformadores intervienen varios aspectos que no necesariamente son del tipo económico como son:

- Normas de seguridad (secos o líquidos especiales).
- Limitaciones de dimensiones o peso
- Instalación con otros equipos existentes
- Confiabilidad, (continuidad del servicio).

Así como:

- Valor total de la carga que se pretende abastecer
- Distribución de la carga a través del tiempo (curvas de carga).
- Incrementos previsibles de la carga futura.
- Vida útil del transformador, (estimada), y fecha probable de reposición. 800 a 1000 semanas (15 a 20 años)
- Probabilidad de tener que sobre cargar por períodos cortos o prolongados uno o mas transformadores.

COSTOS

El costo total de un transformador está dado por los siguientes elementos:

- **Costo inicial**, (precio de compra, costo de la instalación y el precio del equipo adicional que se requiera).
- **Costo de Operación**, (considerando el **costo de las pérdidas** en el núcleo y en los devanados, consumo de energía para los auxiliares, mantenimiento, costo del inventario de repuestos etc.)
- **Costo de las futuras ampliaciones**, (equipos de emergencia, reposición de equipos, etc.)

COSTO INICIAL

No obstante que el costo inicial de un transformador ya especificado, depende del fabricante dentro de ciertos parámetros, una buena selección y una especificación adecuada puede contribuir a reducirlo. Algunos elementos para una buena selección se mencionan a continuación:

a) NUMERO DE UNIDADES.

Donde no se requiera otra cosa por razones de localización de la carga, confiabilidad o flexibilidad en la operación, lo más económico es tener una sola unidad trifásica. La gráfica de la figura 1A ilustra las variaciones del precio del Kva para transformadores de distintas capacidades, en la figura 1B se muestra la relación entre el precio por Kva de transformadores trifásicos y los precios de los bancos correspondientes de transformadores monofásicos.

En la figura 1C se muestra el costo comparativo para una capacidad - de 1,500 Kva utilizando:

- Un solo transformador trifásico de 1,500 Kva
- Dos transformadores trifásicos de 750 Kva
- Tres transformadores monofásicos de 500 Kva.

b) **CAPACIDAD**

Cuando se habla de capacidad, ésta va, vinculada a la elevación de temperatura en la que está basada. Los aislamientos que se utilizan permiten una vida útil de los equipos de 15 a 20 años a una temperatura de 55°C/40°C Max ó 65° C/40° Max).

APLICACIONES

Los transformadores que se fabrican pueden utilizar la ventaja de - estos aislamientos de tres formas diferentes.

- a) Para alargar la vida útil del transformador, (sin exceder 55°C de elevación, sobre un ambiente medio de 30°C y máximo de 40°C).

Esto es, diseñando el equipo para 55°C de elevación y fabricarlo -- con aislamiento de 65°C.

- b) Para disponer de un margen de sobre carga permanente, (12%) Esto es diseñado el equipo para 55°C de elevación y fabricarlo con aislamiento de 65°C, sobre cargándolo, hasta darnos una capacidad 12% mayor que la normal.

- c). Para adquirir el transformador a menor precio, (- 10%)

La figura 2, ilustra las características de envejecimiento de los -- aislamientos de 55°C y los de 65° C.

CLASE DE ENFRIAMIENTO

Cuando los incrementos previsibles de carga en un mismo centro son pequeños en comparación con la capacidad del transformador o se -- presentan con frecuencia sobre cargas pequeñas o de corta duración, se puede optar por lo siguiente.

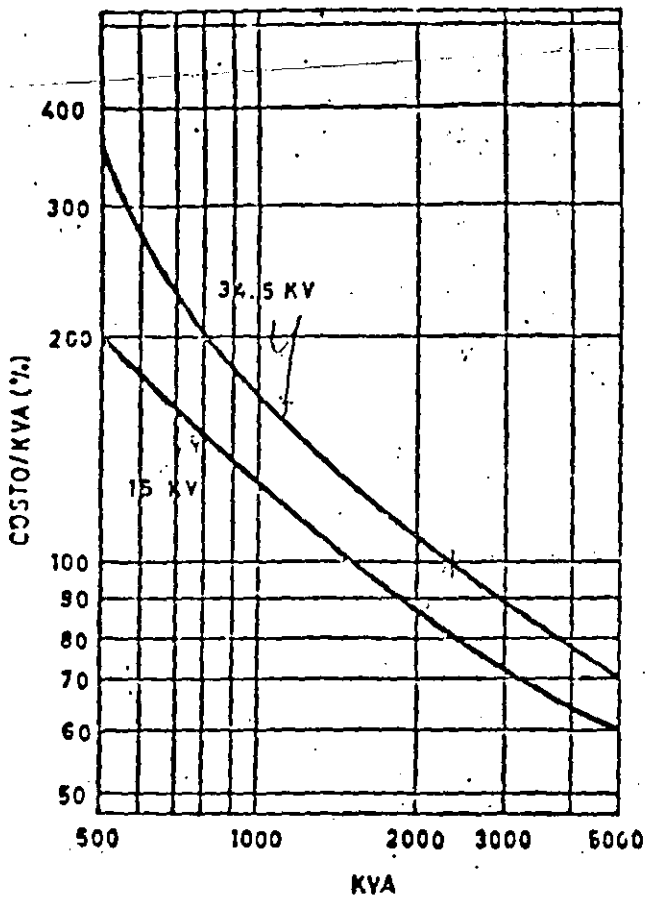


FIG. 1A

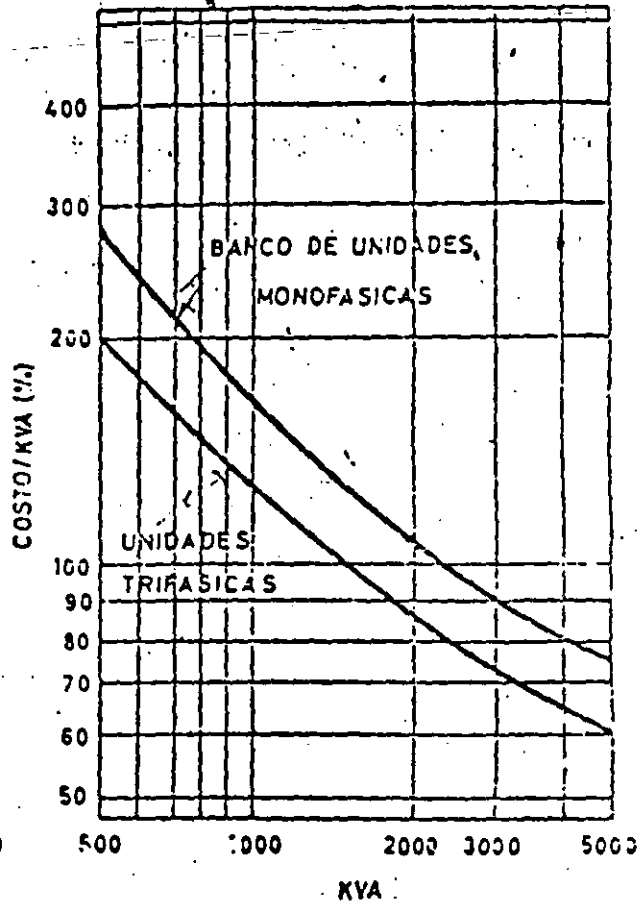


FIG. 1B

Costo comparativo por KVA de transformadores trifásicos de 15 y 34.5 KV.

Costo comparativo de transformadores trifásicos vs. bancos monofásicos de 15 KV.

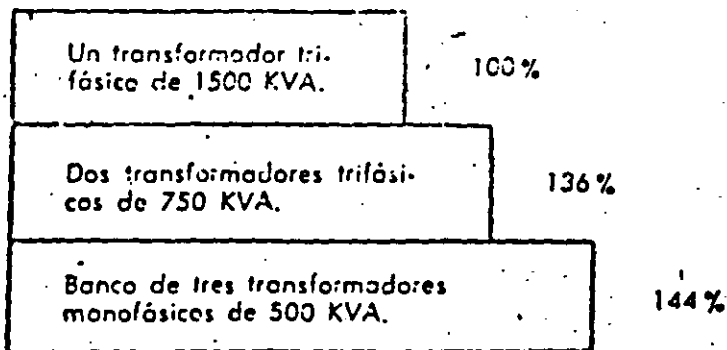


FIG. 1C

1. Especificar un transformador de mayor capacidad
2. Sobre cargar el transformador, reduciéndole la vida útil del mismo, (por cada 8°C de incremento en la temperatura de los aislamientos, se reduce a la mitad la vida del transformador).

En la **figura 3A**, se comparan los costos de transformadores con enfriamiento natural y los costos de los mismos, dotados del equipo necesario para incrementar su capacidad.

En la **figura 3B** se compara el costo de ambas opciones por Kva disponible.

LIQUIDO REFRIGERANTE

En general, siempre que no se indique lo contrario por razones de seguridad en los reglamentos de instalaciones eléctricas, la alternativa más económica, es el transformador en aceite mineral, (OA).

Sin embargo, para instalaciones interiores, el transformador en aceite requiere un cuarto especial, ventilado adecuadamente, sistema de drenaje, equipo de seguridad, altas primas en los seguros contra incendios, que lo hacen -- menos económico cuando se considera el costo de la instalación completa. En estos casos, convendría analizar la posibilidad de utilizar transformadores en líquidos no inflamables tales como los silicones (los antiguos azkareles, están prohibidos). Así como la más moderna alternativa como son los transformadores tipo seco, encapsulados en resina epóxica, cuyo precio de venta es de - 40 a 50% mayor, pero que ofrecen máxima seguridad y larga vida.

DIMENSIONES

Con frecuencia el espacio disponible para subestaciones industriales es relativamente reducido, el costo del terreno, las dimensiones de los cuartos o umbrales para la instalación de estos, la necesidad de prever espacio para futuras ampliaciones, hacen por tanto reducir al mínimo las dimensiones del equipo de las subestaciones.

Los transformadores modernos se construyen con núcleos y bobinas de sección rectangular (para subestaciones compactas industriales), lo cual además de otras ventajas permiten reducir el espacio en 15 a 20% en el largo del transformador.

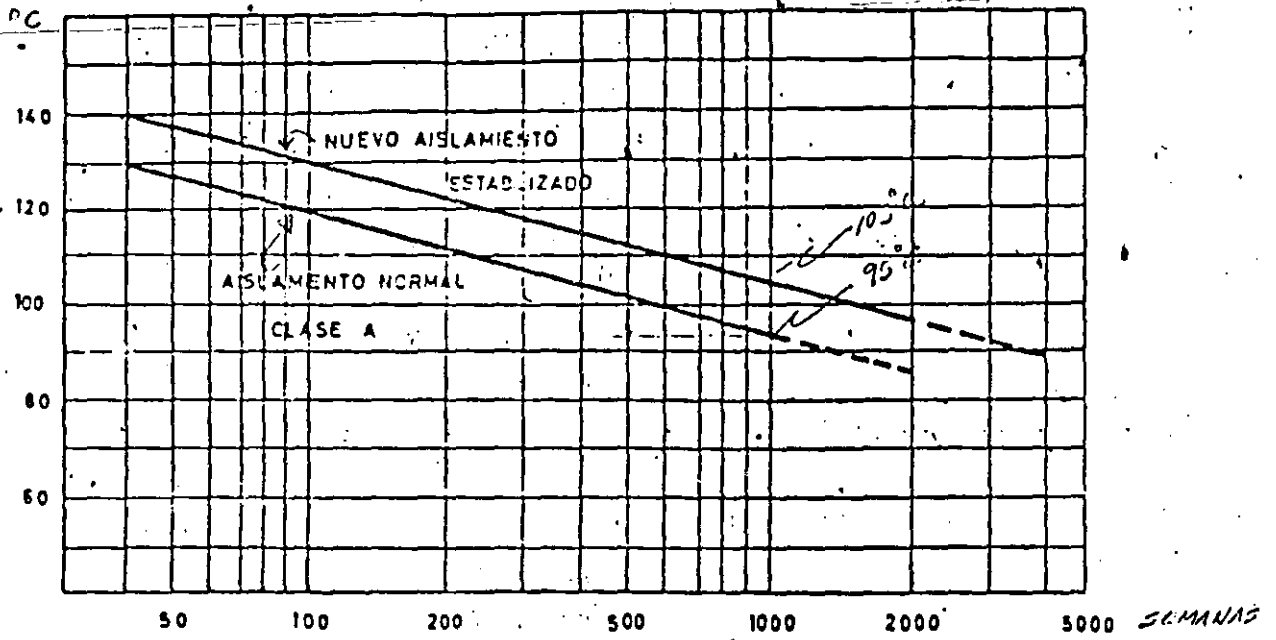


FIG. 2—Tiempo necesario para causar el envejecimiento total de los aislamientos.

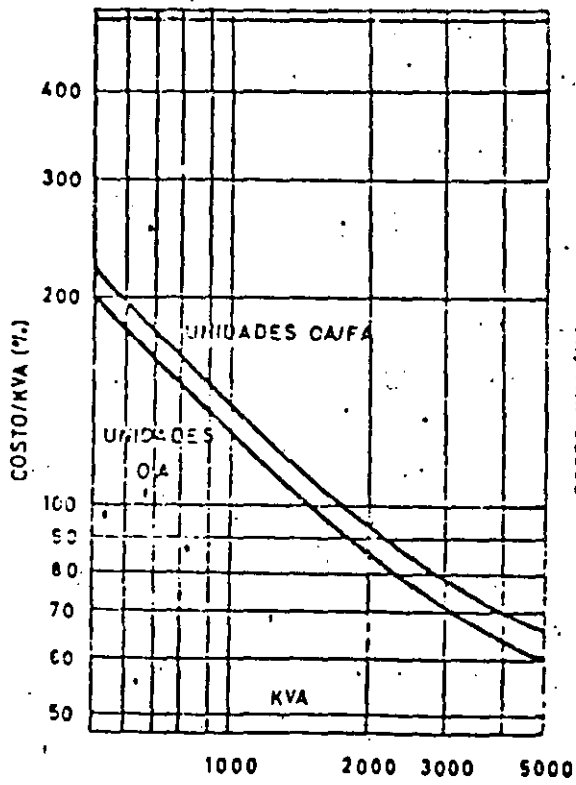


FIG. 3A

Costo comparativo de unidades OA y las mismas unidades con equipo para FA.

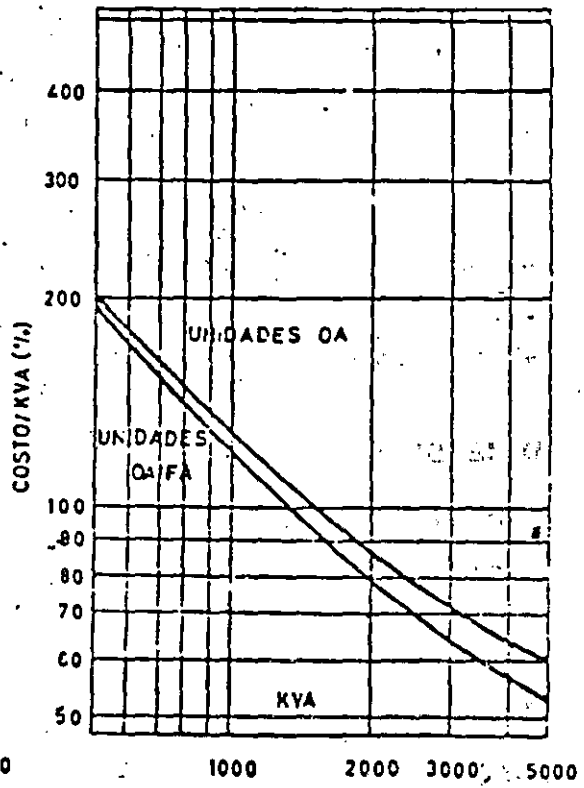


FIG. 3B

Costo comparativo por KVA de unidades OA vs. las mismas unidades con equipo para FA.

Las figuras 4A y 4B, ilustran gráficamente este principio para mayor claridad.

NORMALIZACION

En cada localidad, diversos usuarios especifican casi siempre, transformadores muy similares entre si con pequeñas diferencias que muchas veces no son -- esenciales, este hecho tiende a acentuarse cada vez más a medida que se trabaja en la normalización en escala Nacional, de los Sistemas de Distribución.

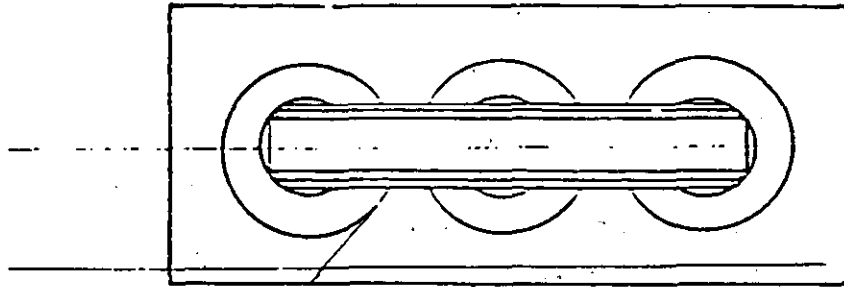


FIG. 4 A

Vista de planta de transformador de columnas cruciformes, dentro de su tanque.

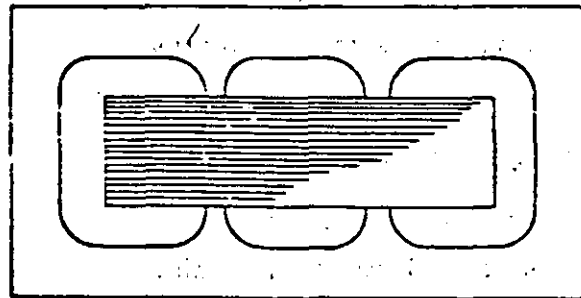


FIG. 4 B

Vista de planta de transformador de columnas rectangulares, dentro de su tanque.

CURSOS ABIERTOS
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
DEL 5 AL 17 DE JUNIO DE 1995
DIRECTORIO DE PROFESORES

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
SUBDIRECTOR DE CONSTRUCCION Y
SERVICIOS DE LUZ Y FUERZA DEL
CENTRO
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
M. OCAMPO 171 PISO 5
11379 MEXICO, D.F.
TEL. 546 36 52, 535 87 04

ING. LORENZO JULIEN PAQUENTIN
GERENTE TECNICO
GEC ALSTHOM T&D BALTEAV, S.A.
ESCAPE 21
53240 NAUCALPAN, EDO. DE MEXICO
TEL. 576 23 22

ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ
AUX. DEL SUBGERENTE
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
DIV. DEL NORTE 3105
COL. EL ROSEDAL
DEL. COYOACAN, MEX. D.F.
TEL. 544 79 73

ING. JAIME GALINDO SALGADO
AYUDANTE DE LA SUBGCIA. ELECTRICA
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
COL. TLAXPANA
MEXICO, D.F.
TEL. 271 40 38

ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
AUX. DEL SUBGTE. DE MANTO.
Y TALLERES
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
MEXICO, D.F.
TEL. 535 05 17

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
DIRECTOR DE OPERACION ELECTRICA
S.E.M.I.P.
FRANCISCO MARQUEZ 160 PISO 2
MEXICO, D.F.
TEL. 553 34 32

ING. SERGIO MTZ. NAVARRO
GERENTE DE VENTAS
GENERAL ELECTRIC SUPPEY
MEXICO, S.A. DE C.V.
GENERAL ARISTA 54
MEXICO, D.F.
TEL. 386 01 42

ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS
SUPERINTENDENTE EN LA SEC. DE
TRANSFOR. BASES Y CUCHILLAS
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171 PISO 5
COL. TLAXPANA
TEL. 368 54 18, 391 64 18

ING. ABEL GARCIA OROPEZA
DIRECTOR DE INGENIERIA
INGENIERIA ABEL GARCIA, SA.CV.
RAMULA OFARRIL 1160
COL. LOMAS DE SOTELO
MEXICO, D.F.
TEL. 681 97 90

ING. RICARDO A. MARQUEZ SORIANO
GERENTE DE VENTAS Y SOPORTE TEC.
CONDUMEX
PONIENTE 140 No. 720
COL. INDUSTRIAL VALLEJO
MEXICO, D.F.
TEL. 250 53 00

CURSOS ABIERTOS
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
DEL 5 AL 16 DE JUNIO DE 1995
DIRECTORIO DE ASISTENTES

JUAN BENITEZ CAMACHO
PEON
FAC. MED. VET. Y ZOOTECNIA
CIUDAD UNIVERSITARIA
04510 MEXICO, D.F.

LEONARDO CARRANZA VAZQUEZ
JEFE U. DEPARTAMENTAL
D.G.C.O.H.
AV. VIADUCTO 507
COL. GRANJAS MEXICO
DEL. IXTACALCO, MEX. D.F.
TEL. 650 38 64

MARCO A. CORDOVA MARTINEZ
PASANTE DE ELECTRICISTA
ORIENTE 3 No. 69
COL. REFORMA
57840 NETZAHUALCOYOTL, EDO. MEX.
TEL. 857 521 57

LEON FLORES GONZALEZ
ACADEMICO
FACULTAD DE INGENIERIA
CIUDAD UNIVERSITARIA
04510 MEXICO, D.F.
TEL. 622 31 09

RODOLFO GARCIA GONZALEZ
SUPERVISOR DE PROYECTOS
ARINDE, S.A.
HABANA 419
COL. TEPEYAC INSURGENTES
07020 MEXICO, D.F.
TEL. 781 61 78

RAFAEL GONZALEZ MORALES
CDA. ALAMITO 20 E-5-22
COL. COLTONGO AZCAPOTZALCO
02630 MEXICO, D.F.
TEL. 760 74 71

MARIO LEYRA PALAFOX
SUBJETE OFNA. DE MOTOBOMBAS
D.G.C.O.H.
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN 507
COL. GRANJAS MEXICO
DEL. IXTACALCO, MEX. D.F.
TEL. 657 29 27, 657 29 05

ISAAC MACIAS TREJO
INDEPENDIENTE
CALLE CENTRAL 307-17
COL. NUEVA STA. MARIA
02800 MEXICO, D.F.
TEL. 556 55 47

ALFONSO MONTANEZ CASTILLO
JEFE DE OFICINA
D.G.C.O.H.
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN 507
COL. GRANJAS MEXICO
08400 MEXICO, D.F.
TEL. 654 30 84

FELIPE DE J. MONTOYA DMGEZ.
JEFE DE OFICINA
D.G.C.O.H.
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN 507
COL. GRANJAS MEXICO
08400 MEXICO, D.F.
TEL. 650 38 64

BENITO PEREZ JIMENEZ
AUXILIAR TECNICO
FORMADOS PIRAMIDE, S.A.C.V.
MADRID 21-115
COL. CENTRO
MEXICO, D.F.

SALVADOR RAFAEL CRUZ
RESIDENTE DE MANTENIMIENTO
D.G.C.O.H.
AV. RIO CHURUBUSCO 1285
COL. SAN JOSE ACULCO
DEL. IXTAPALAPA
TEL. 657 40 87

CARLOS RANGEL ZARATE
JEFE DE PROYECTO
INST. MEX. DEL PETROLEO
EJE CENTRAL LAZARO CARDENAS 152
COL. SAN BARTOLO ATEPEHUACAN
07730 MEXICO, D.F.
TEL. 368 59 11 EXT. 20442

MARTIN REYES MIRANDA
ING. RESIDENTE DE MANTO
D.G.C.O.H.
RIO CHURUBUSCO 1285
COL. SAN JOSE ACULCO
DEL. IZTAPALAPA, MEX. D.F.
TEL. 659 40 87

G. GUSTAVO ROMERO HERNANDEZ
INSTRUCTOR
INST. DE CAP. DE LA IND. DE LA CONST.
ROMULO O FARRIL 54-B
COL. OLIVAR DE LOS PADRES
MEXICO, D.F.
TEL. 595 44 11

JORGE RUIZ LUIS
JEFE DE TALLER
UNID. DEPTAL. BOMBEO DGCOH
VIADUCTO MIGUEL ALEMAN 507
COL. GRANJAS MEXICO
MEXICO, D.F.
TEL. 657 29 27

HUGO VALENCIA LOPEZ
INDEPENDIENTE
FRANCISCO I. MADERO 26
COL. MELCHOR OCAMPO
55330 ECATEPEC, EDO. DE MEX.
TEL. 788 36 46

ANTONIO VIDAL CORTES
DISEÑADOR
MARRUH CONSTRUCCIONES, S.A.
AV. BARRANCA DEL MIERTO 500
COL. LOS ALPES
01010 MEXICO, D.F.
TEL. 664 04 18, 664 17 73