

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

1

PROGRAMA DEL CURSO : INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
QUE SE IMPARTIRA DEL 22 AL 26 DE ENERO

DE 1985

FECHA	HORARIO	T E M A	P R O F E S O R
22-I-85	9.00-11.00	-Introducción -Planeación de los sistemas eléctricos industriales	ING. LUIS MUROW ITQUIN
	11.00-13.00	-Selección de conductores y ductos.	ING. LUIS MUROW ITQUIN
	13.00-15.00	-C O M I D A	
	15.00-17.00	-Aspectos relevantes del reglamento de instalaciones eléctricas y normas técnicas correspondientes	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
	17.00-19.00	-Aspectos relevantes del reglamento de instalaciones eléctricas y normas técnicas correspondientes	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
23-I-85	9.00-11.00	-Corrección de factor de potencia	ING. LUIS MUROW ITQUIN
	11.00-13.00	-Selección y especificación de equipo	ING. LUIS MUROW ITQUIN
	13.00-15.00	-C O M I D A	
	15.00-17.00	-Iluminación industrial	ING. SERGIO GARCIA ANAYA
	17.00-19.00	-Iluminación industrial	ING. SERGIO GARCIA ANAYA
	19.00-21.00	-Control de obras eléctricas	ING. LUIS MUROW ITQUIN
24-I-85	9.00-11.00	-Consideraciones sobre la tensión en el sistema	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
	11.00-13.00	-Pruebas eléctricas de campo a equipo	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
	13.00-15.00	-C O M I D A	
	15.00-17.00	-Cálculo de fallas	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

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

2

PROGRAMA DEL CURSO : INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
 QUE SE IMPARTIRA DEL 22 al 26 DE ENERO DE 1985

FECHA	HORARIO	T E M A	P R O F E S O R
	17.00-19.00	-Cálculo de fallas	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
25-I-85	9.00-11.00	-Protección contra sobrecorriente	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
	11.00-13.00	-Protección contra sobrecorriente	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
	13.00-15.00	-C O M I D A	
	15.00-17.00	-Sistemas de generación de emergencia y no interrumpibles	ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ
	17.00-19.00	-Descripción de la ingeniería de diseño	ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ
26-I-85	9.00-11.00	-Sistemas de tierras	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
	11.00-13.00	-Sistemas de tierras	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
	13.00-15.00	-C O M I D A	
	15.00-17.00	-Protección contra sobretensiones	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
	17.00-19.00	-Protección contra sobretensiones	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ

3

DIRECTORIO DE PROFESORES DEL CURSO
"INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES"
DEL 22 AL 26 DE ENERO 1984
Veracruz, ver.

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
SUPERINTENDENTE ELECTRICO
GERENCIA DE CONSTRUCCION
MARTE Y ROSAINS 5o. PISO
COL. GUERRERO
MEXICO D.F.
TEL. 529-45 30 y 529 35 76

ING. ENRIQUE ROROZCO LOPEZ
ENCARGADO DEL GRUPO DE CAPACITACION
LABORATORIO DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA
DEL CENTRO, S.A.
AV. PIE DE LA CUESTA No. 273
COL. SAN ANDRES TETEPILCO
C.P. 09449 MEXICO, D.F.
TEL. 539 68 34 y 556 52 90

ING. LUIS MUROW ITQUIN (COORDINADOR)
GERENTE GENERAL
C.P.I CONSTRUCCIONES S.A.
PROL. LAGO PEYPUS No. 66
COL. ANAHUAC
C.P. 11320 MEXICO, D.F.
TEL. 399 22 99 y 399 24 44

ING. JUAN JOSE QUEZADA RAMIREZ
JEFE DE LA SECCION DE DISEÑO
DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
SUBGERENCIA ELECTRICA DE CONSTRUCCION
DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.
DIVISION DEL NORTE No. 3105., COL ROSEDAL
544 79 73 y 544 80 12

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
JEFE DEL DEPTO. DE AUTORIZACION DE INST. ELECTRICAS
SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL
ALFONSO HERRERA No. 15
COL. SAN RAFAEL
MEXICO D.F.
TEL. 578 81 38

ING. SERGIO GARCIA ANAYA
FOCOS, S.A
GERENTE DE SUCURSAL
BULEVARD PUERTO AEREO No. 123
COL. MÓCTEZUMA
C.P. 15500 MEXICO, D.F.
TEL. 571 69 58, 69 53 y 22 29

EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

CURSO: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.

FECHA: DEL 22 AL 26 DE ENERO.

		DOMINIO DEL TEMA	EFICIENCIA EN EL USO DE AYUDAS AUDIO VISUALES	MANTENIMIENTO DEL INTERES. (COMUNICACION CON LOS ASISTENTES, AMENIDAD, FACILIDAD DE EXPRESION).	PUNTUALIDAD
CONFERENCISTA					
1.	ING. LUIS MJROW ITQUIN S				
2.	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS				
3.	INGENIERO. SERGIO GARCIA ANAYA				
4.	ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO				
5.	ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ				
6.	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ				
7.					
8.					
9.					
ESCALA DE EVALUACION : 1 a 10					

SU EVALUACION SINCERA NOS AYUDARA A MEJORAR LOS PROGRAMAS POSTERIORES QUE DISEÑAREMOS PARA USTED.

TEMA	ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL TEMA	GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL TEMA	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL TEMA	UTILIDAD PRACTICA DEL TEMA	
-INTRODUCCION					
-PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES.					
-SELECCION DE CONDUCTORES Y DUSCTOS					
-ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMEN- TO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS CORRESPONDIENTES.					
-CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA					
-SELECCION Y ESPECIFICACION DE EQUIPO					
-ILUMINACION INDUSTRIAL .					
-CONTROL DE OBRAS ELECTRICAS					
-CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA					
-PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPO.					
.ESCALA DE EVALUACION : 1 a 10					

SU EVALUACION SINCERA NOS AYUDARA A MEJORAR LOS PROGRAMAS POSTERIORES QUE DISEÑAREMOS PARA USTED.

TEMA	ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL TEMA	GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL TEMA	GRADO DE ACTUALIZACION LOGRADO EN EL TEMA	UTILIDAD PRACTICA DEL TEMA	
-CALCULO DE FALLAS					
-PROTECCION CONTRA SUBCORRIENTE					
-SISTEMAS DE GENERACION DE EMERGENCIA Y NO INTERRUMPIBLES					
-DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO.					
-SISTEMAS DE RIERRAS					
-PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES					
ESCALA DE EVALUACION : 1 a 10					



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

CURSO: "INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES"
VERACRUZ VER.

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES

ING. HUMBERTO SANCHEZ S.



I N D I C E

INTRODUCCION.

- I.- USOS DEL TRANSFORMADOR
- II.- CONEXIONES.
CONEXIONES ESTRELLA-ESTRELLA
CONEXIONES DELTA-DELTA
CONEXIONES DELTA-ESTRELLA
CONEXIONES ESTRELLA-DELTA
CONEXIONES ESTRELLA-DELTA-ESTRELLA
- III.- NORMAS
- IV.- ESPECIFICACIONES DEL USUARIO
- V.- CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO
 - VOLTAJE INDUCIDO
 - MAGNETOSTRICCION
 - CORRIENTE DE EDDY
 - PERDIDAS POR EFECTO JOULE
 - REGULACION
 - CALENTAMIENTO
- VI.- EVALUACION DE PERDIDAS.
- VII.- MANTENIMIENTO



I N T R O D U C C I O N .

Esta plática va dirigida a todas aquellas personas que de alguna forma están relacionadas con la aplicación de Transformadores y que poseen los conocimientos fundamentales del mismo.

La idea principal, es la de proporcionar un amplio panorama sobre el Transformador para que exista un mejor entendimiento entre la persona que requiere de la aplicación de un Transformador y el fabricante.



1.- USOS DEL TRANSFORMADOR.

El uso de la energía eléctrica en los centros de consumo que se encuentran localizados a cientos de kilómetros de las plantas generadoras de potencia eléctrica, solo a sido posible, gracias a la existencia o invención del Transformador.

Por medio de éste los bajos voltajes a los cuales la potencia eléctrica es generada, son elevados a valores adecuados para su trasmisión hacia los centros de consumo, en donde a su vez dichos voltajes son reducidos a sus niveles de utilización por medio de otros Transformadores.

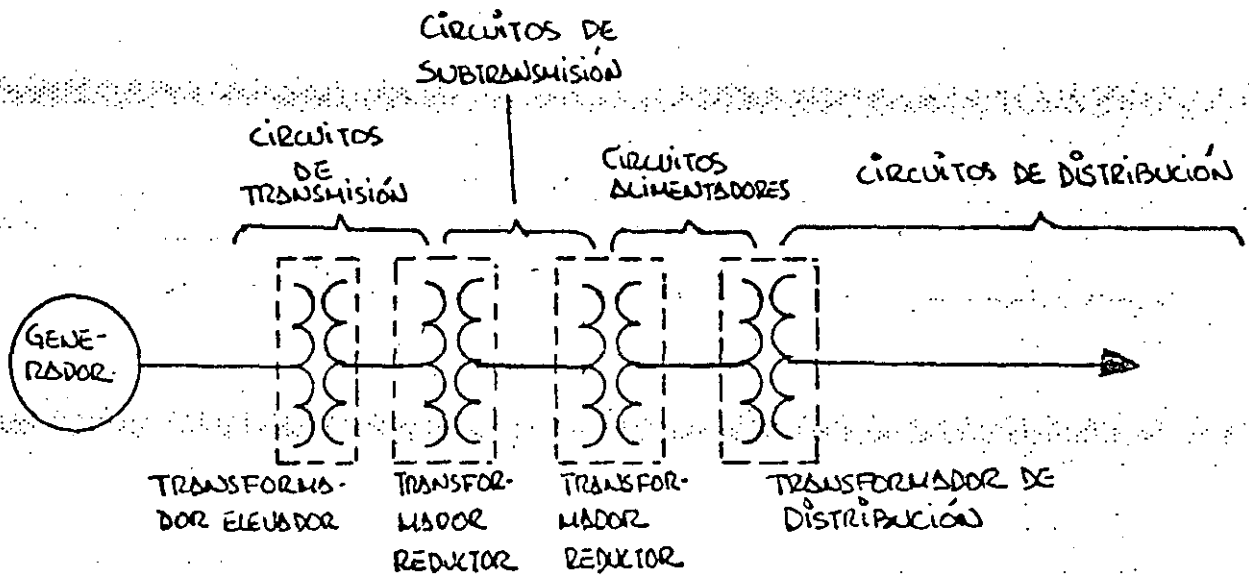
Existen muchos tipos de Transformadores, cada uno con características particulares de acuerdo a su localización en el sistema de transmisión como se muestra en la Fig. 1, entre ellos tenemos:

- 1.- Transformadores de Generación
- 2.- Transformadores de Subestación
 - a) de circuitos de subtrasmisión
 - b) de circuitos de alimentadores primarios
- 3.- Transformadores de Distribución

1.- Transformadores de Generación.

Son aquellos que se encuentran en las plantas generadoras y que están conectados directamente a los generadores de energía eléctrica, y que alimentan a las líneas de transmisión. Sus características principales son:

- A) No poseen devanado para la regulación de voltaje, ya que este es regulado por el campo del generador.
- B) No se requiere que sean altamente eficientes y silenciosos, ya que la potencia requerida para alimentar dichas pérdidas es mas barata y otros equipos son mas ruidosos que el Transformador.
- C) La construcción puede ser tal como lo requiera el tipo de supervisión y mantenimiento en la estación generadora.



TIPOS DE TRANSFORMADORES

- 1- TRANSFORMADORES DE GENERADOR
- 2- TRANSFORMADORES DE SUBESTACIÓN (CIRCUITOS DE SUBTRANSMISIÓN)
- 3- CIRCUITOS ALIMENTADORES - TRANSFORMADORES DE SUBESTACIÓN
- 4- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.



2.- Transformadores de Subestación. (Circuitos de subtransmisión)

Este tipo de Transformador esta colocado al final de la línea de transmisión, en donde el voltaje es reducido a un nivel de subtransmisión. Sus características son totalmente diferentes a los Transformadores de generación entre ellas tenemos:

- A) Generalmente son provistos con devanado regulador de voltaje o con derivaciones.
- B) Las pérdidas son mas caras debido a que los Transformadores están localizados a una distancia demasiado grande de las plantas generadoras.
- C) Requieren menos mantenimiento y supervisión
- D) Las cargas varían sobre límites muy amplios en un ciclo diario y anual.

3.- Transformadores de Subestación (Circuitos alimentadores primarios)

Estos Transformadores son utilizados para reducir el voltaje del nivel de subtransmisión al nivel de los alimentadores primarios. Sus características son similares a los Transformadores anteriores con algunas diferencias que son:

- A) La carga varía sobre límites más amplios.
- B) Las pérdidas son mas caras.
- C) Devanados reguladores y cambiador de derivaciones son a menudo necesarios. Frecuentemente requieren cambiador de derivaciones bajo carga.
- D) Es importante su operación silenciosa, ya que a menudo están localizados cerca de áreas residenciales.

4.- Transformadores de Distribución.

Este tipo de Transformadores reducen el voltaje de los alimentadores primarios a su nivel de utilización. Sus características principales son:



- A) La carga varía ampliamente y a menudo los Transformadores son sobrecargados.
- B) Muy poca supervisión es posible y operan con un mínimo de mantenimiento.
- C) El costo para alimentar sus pérdidas es el mas amto, en ellos es deseable una corriente de excitación muy baja.
- D) La regulación de voltaje en ellos es importante. Son fabricados con derivaciones en el devanado primario para que se conecte en la posición que corresponda al voltaje que exista en el sistema en el lugar donde va a operar.



II.- C O N E X I O N E S .

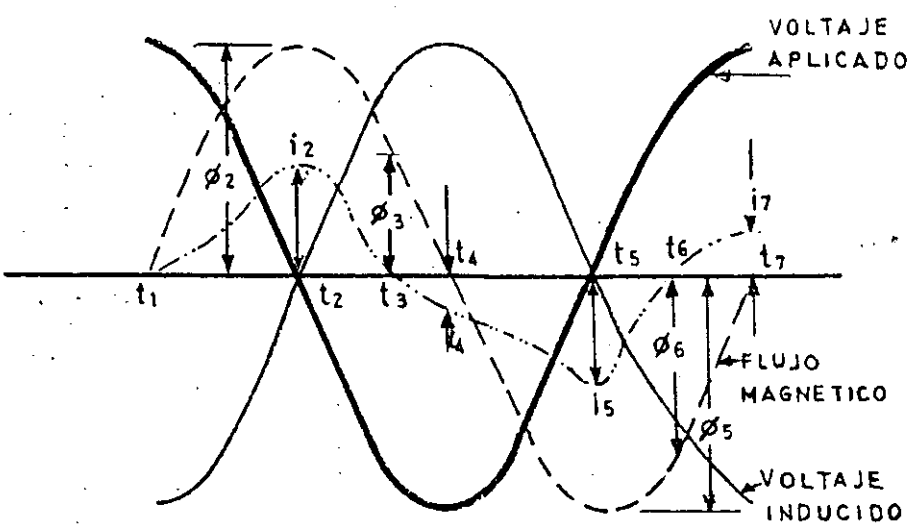
La potencia eléctrica generalmente es generada y transmitida por sistemas Trifásicos, aunque mucha de ella es utilizada en forma Monofásica. El sistema Trifásico convencional no es mas que tres fuentes Monofásicas en el cual los voltajes están defasados 120° eléctricos. Existen muchos arreglos por medio de los cuales los devanados pueden ser conectados para satisfacer ciertas funciones especiales dentro del sistema al cual son conectados, tales como:

- 1) Manejo de cargas Monofásicas.
- 2) Ahorro en la inversión inicial, seleccionando un adecuado sistema de aislamiento. (Bil, Basic impulse Level)
- 3) Evitar problemas de armónicas.

Las conexiones típicas son: Delta-Estrella, Delta-Delta, Estrella-Delta, Estrella-Estrella y Estrella-Delta-Estrella.

La operación del Transformador es tal que debido a la característica no lineal que presenta el Núcleo del Transformador al ser magnetizado por la corriente de excitación (Fig. 2), ésta contendrá un contenido de armónicos principalmente -- de 3as. armónicas para crear un flujo que varía sinusoidalmente con el tiempo.

Si estas componentes armónicas de la corriente no pueden fluir, el flujo contendrá componentes de terceras armónicas (principalmente) que inducirán voltajes de terceras armónicas. La magnitud de estos voltajes puede andar entre 5 y 50% del voltaje fundamental.



(FIG. 2)

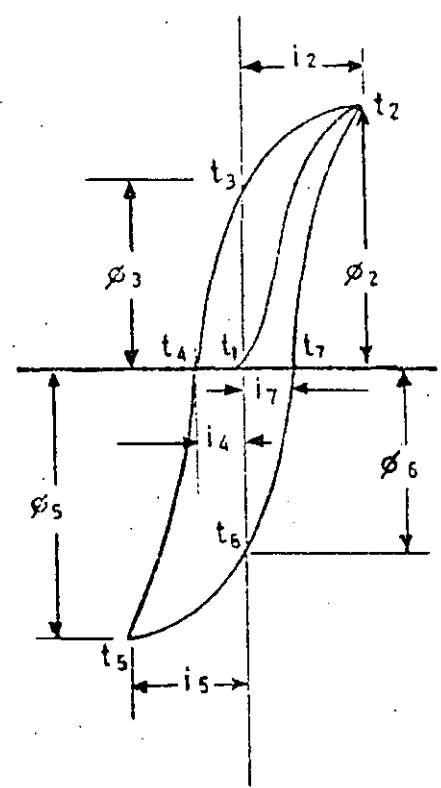


Fig. 2 CORRIENTE DE EXCITACION Y FLUJO MAGNETICO



Debido a que las terceras armónicas ocurrirán en la corriente de excitación o en el voltaje, esto dependerá del tipo de conexión usada.

Un devanado conectado en Delta proporcionará un camino a las corrientes de terceras armónicas por lo que no aparecerán voltajes de terceras armónicas en el sistema.

A continuación damos algunas ventajas y desventajas de las conexiones mencionadas anteriormente.

CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA . (FIG. 3)

Ventajas:

- 1) Mayor utilización del cobre (vueltas mínimas)
- 2) Aislamiento, mínimo.
- 3) Conexión más económica para pequeñas cargas de alto voltaje.
- 4) Ambos neutros accesibles para aterrizamiento o para formar un sistema balanceado de cuatro hilos.
- 5) La capacitancia entre vueltas es relativamente alta, por lo tanto, la severidad del esfuerzo dieléctrico debido a transitorios de voltajes es atenuada.
- 6) Si una fase resulta fallada, es posible utilizar las dos restantes.
- 7) Bajo condiciones de operación normal, el voltaje máximo a tierra en cada fase es solo $1/\sqrt{3}$ del voltaje de la línea, graduándose hasta prácticamente cero en el neutro.

Desventajas:

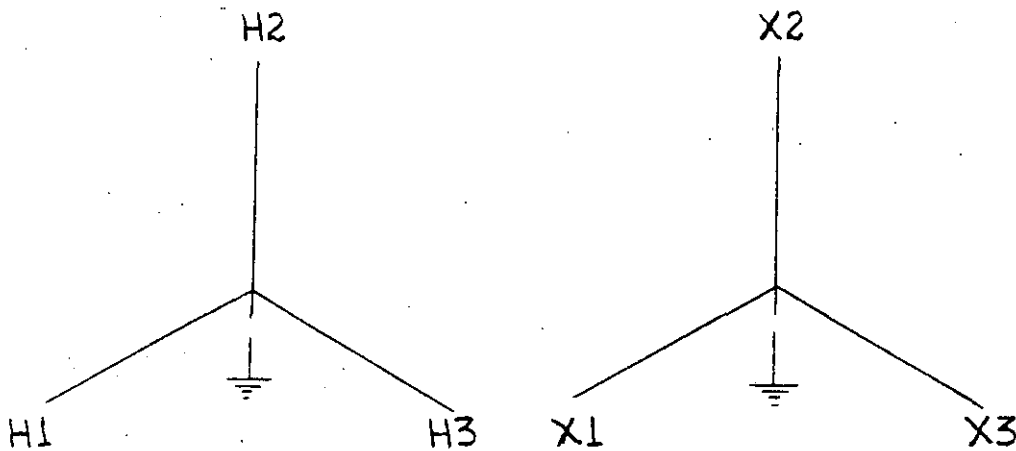
- 1) Los neutros son inestables a menos que se aterricen solidamente.
- 2) Unidades trifásicas de polaridad opuesta no pueden operar en paralelo.



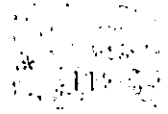
- 3) La falla de una fase en un sistema trifásico, lo hará inoperante hasta ser reparado.

Aplicaciones:

- 1) Alimentación de cargas trifásicas balanceadas relativamente pequeñas.
- 2) Para distribución, si es del tipo columnas, ya que el tipo acorazado - introduce distorsión debido al contenido de armónica.



(FIG. 3)



CONEXION DELTA-DELTA (FIG. 4)

Ventajas:

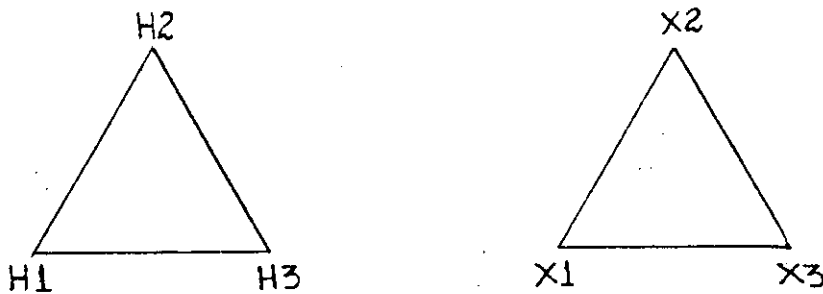
- 1) Con una fase dañada, se puede operar en conexión V para suministrar $1/\sqrt{3}$ de la potencia total 3ϕ .
- 2) Es la conexión más económica para Transformadores de alta corriente y bajo voltaje.
- 3) Los voltajes de terceras armónicas, se eliminan por la circulación de corrientes armónicas a través de la delta.

Desventajas:

- 1) No se dispone de puntos neutros, a menos que se utilicen aparatos auxiliares.
- 2) No se puede alimentar un sistema de 4 hilos a menos que se utilicen aparatos auxiliares.
- 3) El número de vuelta y la cantidad de aislamiento por fase es máximo.

Aplicaciones:

Esta conexión es raramente usada en nuevos sistemas.



(FIG. 4)



CONEXION DELTA -ESTRELLA (FIG. 5)

Ventajas:

- 1) Voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corriente armónicas en la delta del primario.
- 2) El neutro del secundario puede ser aterrizado o aislado para alimentar un sistema de 4 hilos.
- 3) Es posible alimentar un sistema desbalanceado de 4 hilos y los desbalances en voltaje son relativamente pequeños, siendo proporcional sólo a la impedancia interna de los devanados.

Desventajas:

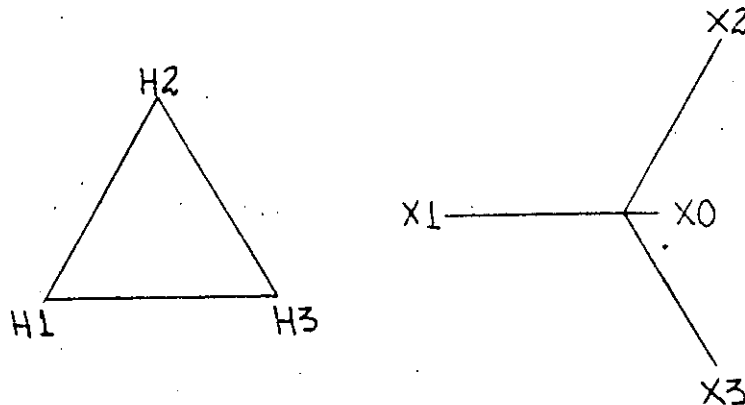
- 1) La falla de una fase saca de servicio al Transformador.

Aplicaciones:

Es comúnmente usada para Transformadores reductores para alimentar sistema de 4 hilos.

Es también ampliamente usada en Transformadores elevadores.

Al aterrizar el neutro del secundario, esta conexión proporciona aislamiento para la corriente de tierra de secuencia cero, lo cual permite controlar el circuito de secuencia cero desde el secundario, siendo totalmente independiente del primario.



(FIG. 5)



CONEXION ESTRELLA-DELTA (FIG. 6)

Ventajas:

- 1) Voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corrientes de terceras armónicas en la delta del secundario.
- 2) El neutro del primario se mantiene estable por la delta del secundario, y por lo tanto puede ser aterrizado.
- 3) Es la conexión más deseable para grandes Transformadores reductores, ya que tiene las desventajas del devanado Estrella para altos voltajes y -delta para bajos voltajes.

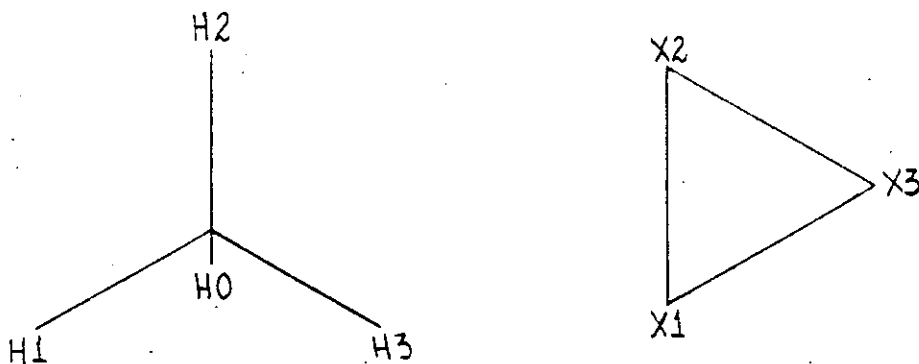
Desventajas:

- 1) No se dispone de neutro en el secundario, a menos que se utilice un aparato auxiliar.
- 2) La falla de una fase saca de servicio al Transformador.

Aplicaciones:

Grandes

Transformadores reductores de un sistema de alto voltaje.



(FIG. 6)



CONEXION ESTELLA-ESTRELLA CON TERCARIO. (FIG. 7)

El devanado terciario es un devanado adicional, auxiliar en ciertas condiciones y es separado y distinto a los devanados primario y secundario.

Ventajas:

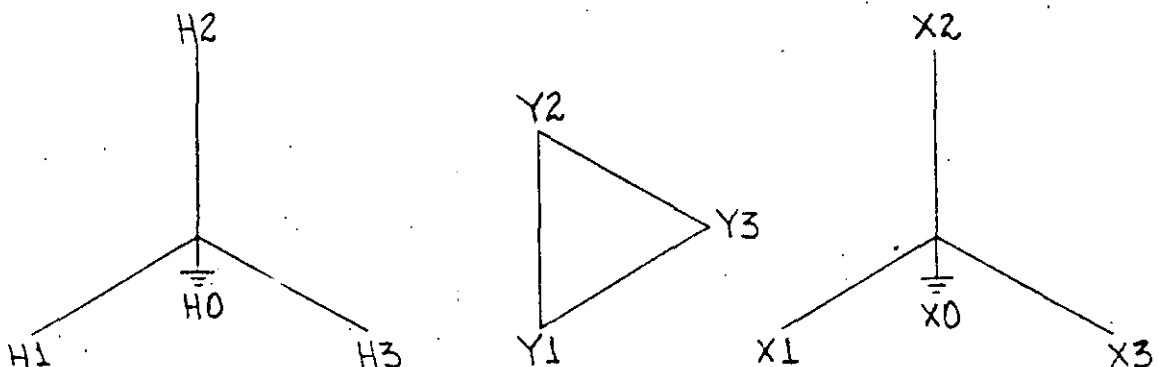
- 1) El devanado terciario proporciona un camino cerrado para los componentes de terceras armónicas de la corriente magnetizante, lo cual elimina voltaje de terceras armónicas en los devanados principales, logrando tener estabilidad en los neutros, y pueden ser aterrizados sin ninguna consecuencia.
- 2) Puede utilizarse el devanado terciario para alimentar pequeñas cargas, - tales como alumbrado, motores, servicio en general.

Desventajas:

- 1) Incremento del tamaño y costo del Transformador.
- 2) El terciario puede alcanzar valores peligrosos de voltajes debido a la inducción electrostática de los otros devanados, por lo que se recomienda aterrizar el terciario.

Aplicaciones:

Cuando se requiere proporcionar un devanado estabilizador para circulación de corrientes de terceras armónicas.



(FIG. 7)



III.- N O R M A S

No existen dos lugares en un sistema eléctrico donde las condiciones sean las mismas, pero debido a que resulta antieconómico diseñar cada Transformador -- para las condiciones locales, se ha llevado a la práctica el estandarizar los diseños con la idea de utilizarlos en cualquier lugar.

El primer paso fue la estandarización de los voltajes para las clases de aislamientos, después la identificación de las terminales, Polaridad y Métodos - de conexión de los devanados para formar Transformadores Trifásicos. También se ha estandarizado mucho de los detalles de construcción con la finalidad de ayudar al usuario del Transformador en las especificaciones y los requerimientos del mismo. Finalmente se ha hecho una estandarización de acuerdo a las - capacidades.

Los fabricantes de Transformadores se apegan en la fabricación de sus Trans-- formadores a alguna o varias de las Normas existentes entre las principales - se encuentran las Normas Americanas (ASA) C-57, la cual posee Normas para ca-- da tipo específico de Transformador de acuerdo a lo siguiente:

C-57.12-10 para Transformadores cuyo rango de voltaje es hasta 67000 Volts. y cuya capacidad va de 501-10000 KVA para unidades trifásicas y de 501-5000 KVA para unidades monofásicas.

C-57.12-30 para Transformadores trifásicos con cambiador bajo carga, cuyo ran-- go de voltaje es hasta 67000 volts. y las capacidades están comprendidas entre 1000-10000 KVA.

C-57.12-20 para Transformadores de distribución, cuyo voltaje comprende hasta 67000 volts y la capacidad es menor o igual a 500 KVA.



IV.- ESPECIFICACIONES DEL USUARIO.

El punto de enlace entre el usuario y el fabricante del Transformador es una especificación, la cual podemos definir como el documento que define en una forma clara y objetiva todos los requisitos particulares para la fabricación del Transformador.

Entre la información que debe contener dicha especificación se encuentran en primer lugar los parámetros eléctricos, tales como son:

- Potencia
- Voltaje
- Número de fases
- Frecuencia de operación
- Altitud de operación
- Impedancia
- Niveles de Aislamiento

Además de estos parámetros existen otros parámetros que serán característicos del diseño de la subestación donde se va a instalar el Transformador, los cuales son:

- Distribución de las boquillas en el Transformador.
- Tipo de enfriamiento
- Temperaturas ambientales máximas y promedio
- Tipo de preservación del líquido aislante (enfriamiento)
- Tipo de base
- Accesorios requeridos
- Si son requeridas, Cámaras para el alojamiento de las boquillas, - especificar si se requieren coples y sus diámetros, para la llegada del tubo Conduit, o si se va a acoplar al tablero o bus ductos, especificar Gargantas.

Estas especificaciones están respaldadas por las Normas y en caso de existir omisiones en las especificaciones, y están contempladas en las Normas, se dará lo especificado en la Norma.



V.- CARACTERISTICAS DEL FUNCIONAMIENTO.

Para llegar a tener un mejor conocimiento de lo que está ocurriendo en un Transformador cuando es conectado a un sistema de Potencia de energía eléctrica, vamos a ver algunas de sus características de funcionamiento las cuales pueden ayudar en cierto momento a hacer una selección mas adecuada del Transformador que se desea utilizar. Entre estas características tenemos:

- VOLTAJE INDUCIDO.

El voltaje inducido para cada vuelta del devanado es el mismo, por lo que si se desea aplicar un voltaje mayor o menor en el devanado primario, el número de vueltas de dicho devanado se debe aumentar o disminuir, de lo contrario el voltaje inducido en cada vuelta aumentará o disminuirá respectivamente.

En caso de que el voltaje inducido para cada vuelta del devanado se incrementa, traerá como consecuencia un incremento de la cantidad de líneas de flujo magnético que circulan a través del núcleo (inducción), con el consecuente incremento de las pérdidas en el núcleo y de la corriente de excitación.

- MAGNETOSTRICCION.

El núcleo se expande y contrae al momento que es magnetizado, produciendo un ruido audible asociado con los Transformadores.

- CORRIENTES DE EDDY.

El flujo circulando en las laminaciones del núcleo induce corrientes en dichas laminaciones las cuales representan una pérdida a la potencia de entrada conocida como pérdidas por corrientes de Eddy. que sumadas a las pérdidas por histéresis son conocidas como pérdidas en vacío.

- PERDIDAS I^2R

Las corrientes circulando en los devanados producen pérdidas en ellos a la vez que causa que se repelan entre sí debido a la fuerza electromagnética.

- PERDIDAS INDETERMINADAS.

La corriente circulando en el devanado secundario tiende a desviar el flujo del núcleo y a dispersarlo entre los devanados produciendo pérdidas indeterminadas y en núcleo y devanados.



- REGULACION.

Parte del flujo de dispersión enlaza a parte de las vueltas del devanado secundario e induce voltaje en ellas, lo cual representa una pérdida de voltaje en las terminales del devanado secundario que sumando a la caída de voltaje en resistencia del devanado secundario, es conocida como regulación.

- CALENTAMIENTO.

Las pérdidas generadas en núcleos y devanados tienden a calentarlos y en consecuencia a elevar su temperatura, por lo que dichas pérdidas deben ser disipadas eficientemente para impedir que los aislamientos alcancen una temperatura elevada que los lleve a dañar excesivamente, ya que la vida de un Transformador va a depender de la vida de sus aislamientos, si los aislamientos fallan, la vida del Transformador termina.

Cuando se le aplica una carga al Transformador tarda un tiempo para alcanzar su temperatura de operación a carga sostenida, ya que al principio todo el calor generado en los devanados eleva la temperatura del conductor y muy poco calor es radiado hacia el medio ambiente. Un tiempo después parte del calor generado continúa elevando la temperatura del conductor y parte del calor es radiado al medio ambiente. Esta condición continúa, siendo cada vez menor la cantidad de calor generado que eleva la temperatura del devanado, hasta llegar al punto en que todo el calor generado es radiado al medio ambiente, alcanzado así el Transformador su temperatura de operación.

El tiempo que transcurre para que tal condición se alcance va a depender del calor específico y cantidad de los materiales con los cuales está construido el Transformador.

Esta característica permitirá que el Transformador sea sobrecargado por un período de tiempo que dependerá de la temperatura inicial a la cual se encuentra el Transformador antes de la sobrecarga y de su capacidad térmica, las Normas C.57.12-92 proporciona una guía de carga para cualquier condición de sobrecarga que se desee con o sin pérdida de vida útil de los aislamientos.



-EVALUACION DE PERDIDAS EN EL TRANSFORMADOR.

El costo del Transformador no unicamente depende del costo inicial que paga el usuario al fabricante, sino que también depende del costo de las pérdidas generadas en el Transformador durante su vida de servicio, que puede ser tan alto como 5 veces el costo inicial, por lo que el usuario del Transformador debe cuantificar dichos costos y así obtener el Transformador mas económico.

Al hacerse la evaluación debe de considerarse:

- A) Evaluación del costo por Kilowatt de pérdidas .
- B) Por ciento de la carga nominal para la evaluación.

- TIPOS DE PERDIDAS.

Las pérdidas en el Transformador caen dentro de 2 categorías. Pérdidas en vacío y pérdidas en carga.

Las pérdidas en vacío son todas aquellas que resultan al energizar el devanado primario a voltaje nominal, con el devanado secundario abierto (sin carga). Estas pérdidas son constantes y no dependen de la carga del Transformador.

- PERDIDAS EN CARGA.

Las pérdidas en carga son aquellas que varían con la corriente de carga y son causadas por el efecto Joule (I^2R) en los devanados y por las corrientes de Eddy producidas por el flujo disperso en la estructura del Transformador.

Debido a que las pérdidas en vacío no dependen de la carga, su valor cuando son expresadas como un porcentaje de la carga del Transformador decrece cuando la carga aumenta, sin embargo las pérdidas con carga son proporcionales al cuadrado de la corriente por lo que cuando son expresadas como un porcentaje de la carga se incrementarán cuando la carga se incrementa.

Las pérdidas totales a cualquier carga " X " , pueden ser expresadas por la siguiente fórmula:



$$TL_x = NL + LL_r \times X^2$$

donde:

- TL_x = Pérdidas totales en Kw. a la carga X
- NL_r = Pérdidas en vacío en Kw. a voltaje Nom.
- LL_r = Pérdidas en carga en Kw. a capacidad Nominal.
- X = Porcentaje de la carga Nominal expresada en decimal.

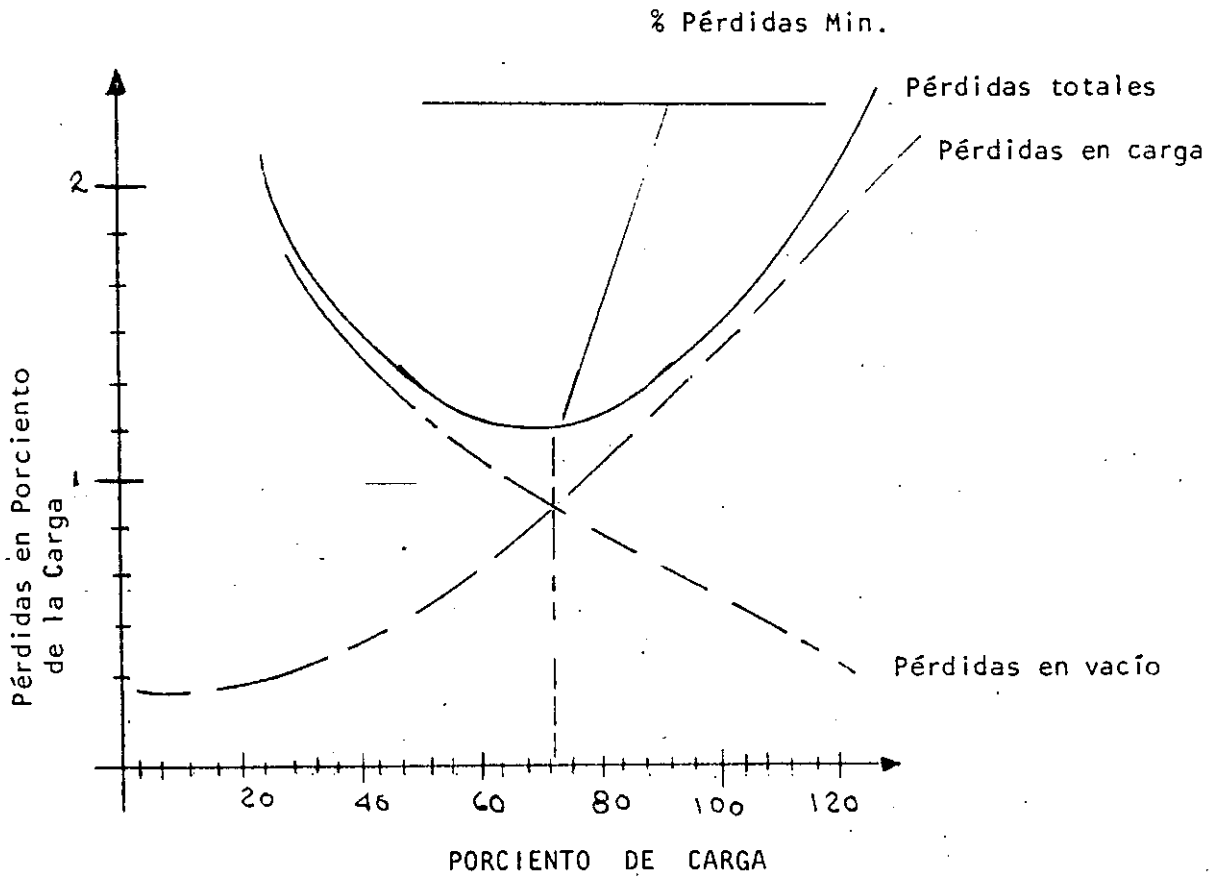
y la fórmula utilizada por el usuario para la evaluación del costo del Transformador, está expresado por la fórmula.

$$EP = IP + (P1 + NL_r) + (P1 \times LL_r \times X^2)$$

Donde:

- EP = Precio evaluado
- IP = Precio del Transformador (de fábrica)
- NL_r = Pérdidas en vacío en Kw. a voltaje Nominal.
- LL_r = Pérdidas en carga en Kw. a capacidad Nominal.
- P1 = Costo de las pérdidas en \$ / Kw. (valor representativo durante un período de tiempo)
- X = Porcentaje de la carga Nominal expresada en decimal.

Es interesante hacer nota que las pérdidas totales en el Transformador expresadas como un porcentaje de la carga, siempre serán mínimas cuando las pérdidas en vacío son iguales a las pérdidas en carga, como se muestra en la Fig. siguiente:





VII.- MANTENIMIENTO

Para conservar un Transformador en condiciones optimas, casi de fábrica, - es necesario aplicarle un mantenimiento completo el cual puede ser imposible si su costo es mayor que el costo de la falla que pueda ocurrir. Por ejemplo en los pequeños Transformadores de Distribución, el costo de su - mantenimiento constaría más que el costo mismo del Transformador.

El procedimiento de mantenimiento que es mejor para cada Transformador depende de muchos factores que pueden ser evaluados a lo largo de los años, - sin embargo debe adoptarse algún programa en base a la siguiente informa-- ción:

- Acabado.

El tanque de todos los Transformadores es pintado para prevenir la oxi dación y corrosión de la placa de acero. La vida de un sistema de acā bado bien diseñado dependerá del espesor de la película de pintura y - de su calidad.

Cualquier pintura se deteriorará con el transcurso del tiempo y las su perficies tendrán que ser repintadas. La velocidad de deterioración de-- penderá sobre todo de los factores ambientales. Las superficies debe-- rán ser inspeccionadas anualmente y repintadas cuando sea necesario.

La pintura durará mas si las superficies son protegidas contra la ac-- ción directa del sol y del viento. También la pintura se deteriorará mas rapidamente cuando es expuesta continuamente al agua, sumergida en el agua o son construídas de tal forma que el agua permanece sobre la superficie pintada.

- Equipo auxiliar.

Los Transformadores modernos, especialmente los de mayor capacidad tie-- nen mucho equipo auxiliar tales como bombas de aceite, ventiladores y dispositivos de control. La adecuada operación del Transformador, de-- pende de este equipo auxiliar, por lo que se debe realizar una inspec-- ción periódica y se le dará mantenimiento a este equipo para prevenir que una falla en alguna pieza del equipo auxiliar, ponga fuera de ser-- vicio al Transformador.



- Preservación del Aceite.

Este es probablemente el aspecto mas importante en el mantenimiento del Transformador por lo que se le dá una atención especial considerando las formas en las cuales el aceite se deteriora y como puede ser prevenida -- dicha deterioración.

Deterioración del Aceite.

La concentración de humedad, la concentración de oxígeno, la presencia de algunos catalizadores (el cobre es uno de ellos), y la temperatura, son los principales factores que determinan la acción química en el aceite -- del Transformador cuando este se encuentra en servicio. Cada uno de estos cuatro factores pueden contribuir en cualquier proporción de tal forma -- que las combinaciones de la acción química que guía a la deterioración del aceite, son infinitas. El aceite mismo no es una sustancia simple, y cada uno de los componentes puede reaccionar en su propia forma. El resultado es un gran número de productos químicos que pueden afectar al aceite en diferentes formas. Algunos de los productos son ácidos que pueden atacar a los aislamientos y metales del Transformador y así reducir el esfuerzo dieléctrico de dichos aislamientos.

Otros productos son lodos que se precipitan en el Transformador e impiden el enfriamiento.

El problema consiste en determinar como cada uno de estos productos químicos afectan la funcionabilidad del Transformador. Una indicación aproximada de su efecto es la disminución del esfuerzo dieléctrico del aceite mismo. La humedad y ácido en combinación a menudo reducen el esfuerzo dieléctrico del aceite nuevo a casi la mitad, esto sin embargo, no significa que los aislamientos hayan sido afectados apreciablemente. Como regla, un aceite que prueba abajo de 22 KV, en la prueba de la copa estandar no es satisfactorio.

El bajo esfuerzo dieléctrico del aceite, por si mismo, es quizá menos dañino que la humedad y el ácido que los causan debido a que ellos son absorbidos por los aislamientos y reducen su esfuerzo dieléctrico e incrementan sus pérdidas dieléctricas, lo cual puede ser detectado midiendo el factor de Potencia de dichos aislamientos.



Existen algunos límites que determinan un aceite altamente contaminado y en consecuencia indican cuando un aceite debe ser filtrado o remplazado. Estos límites son:

- A) Esfuerzos dieléctricos, en la prueba de la copa estandar, menor que 22 KV.
- B) Contenido de humedad mayor de 80 ppm.
- C) Acidez mayor de 0.2 mg. de KOH

La preservación del aceite consiste esencialmente en evitar su contacto con el aire y la humedad, lo que requiere que el tanque y sus registros sean sellados herméticamente para impedir que entre aire o humedad.

Para este fin son usados varios sistemas, los cuales serán descritos --- para indicar sus ventajas y desventajas.

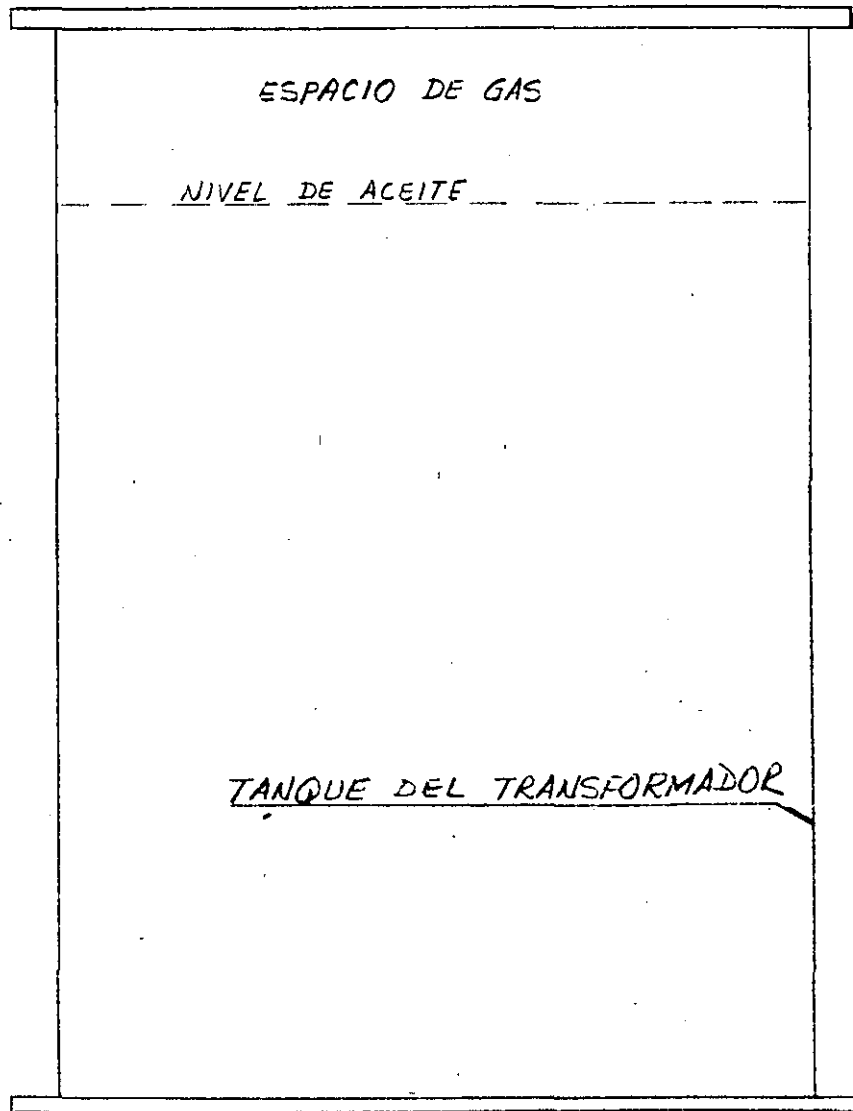
- PRESERVACION CON TANQUE SELLADO (FIG. 9)

En este tipo de preservación el tanque es sellado herméticamente de tal forma que el aceite solamente pueda ser contaminado por el aire y humedad ya presentes en él.

En este tipo de Transformadores se deberá proveer suficiente espacio de gas arriba del nivel de aceite para permitir que el aceite se expanda al ser calentado por las pérdidas en el Transformador o por la temperatura ambiental en los días cálidos.

El aceite se expande aproximadamente 5% cuando es calentado de 20°C (temperatura de llenado) a 85°C (temperatura de operación). Si el aire en el espacio de gas alcanza una temperatura de 65°C la presión se incrementa a 15 PSI, si el espacio de gas fuera de 10% del volúmen de aceite. En la realidad solo se alcanza una fracción de esta presión, ya que al aumentar la presión el aire empieza a disolverse en el aceite.

Este tipo de preservación tiene el problema de que el aire puede escapar - del Transformador y entrar a él, debido a la deterioración de los sellos o empaques en el Transformador.



PRESERVACION TANQUE SELLADO

(FIG. 9)



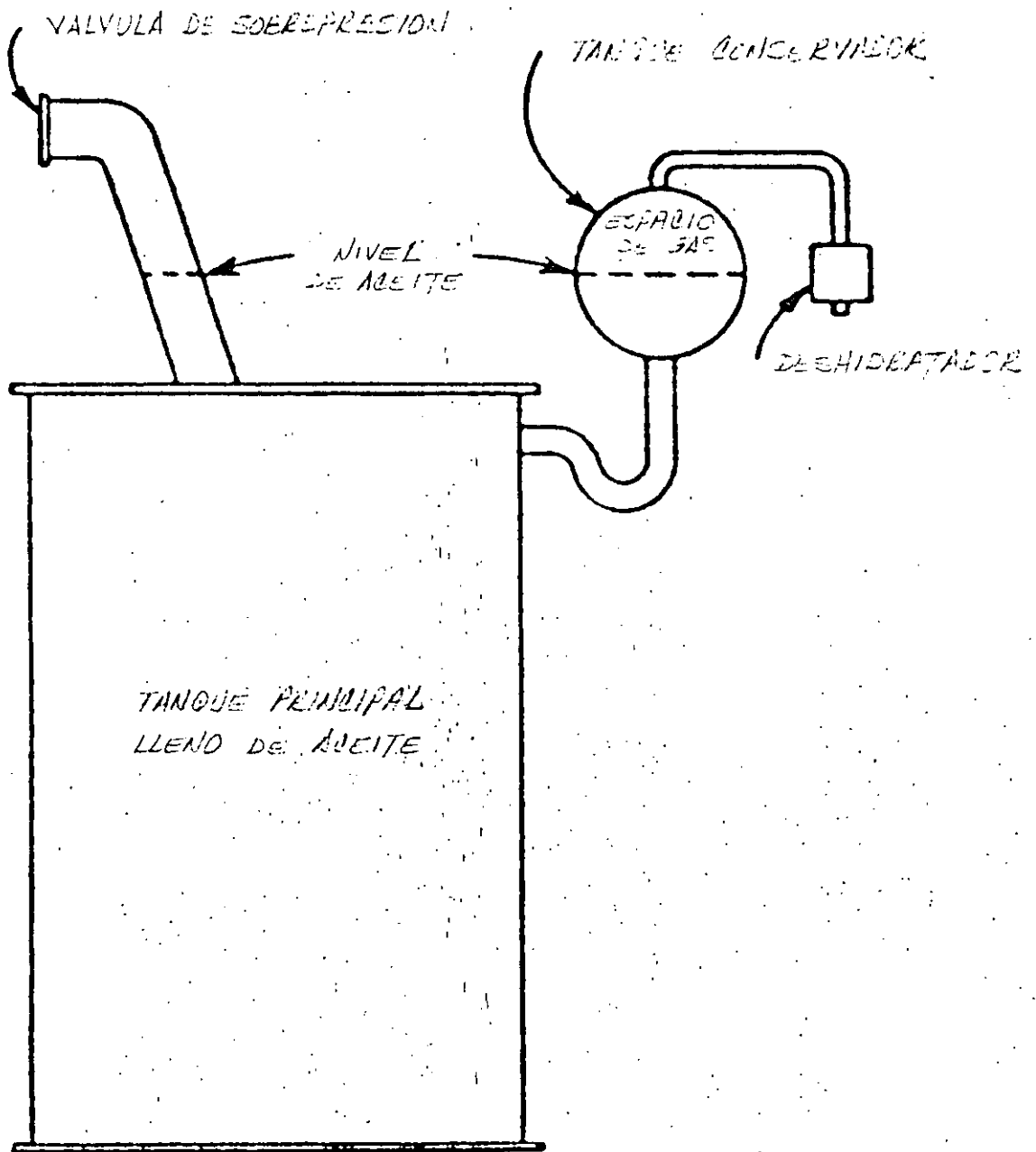
- PRESERVACION CON GAS INERTE (NITROGENO)(FIG. 10)

El problema del tanque sellado puede eliminarse conectando un tanque de Nitrógeno al espacio de gas del Transformador, a través de un regulador de presión. Este regulador es calibrado para admitir Nitrógeno dentro del Transformador cuando la presión en el cae abajo de un valor predeterminado. La baja presión puede ser causada por bajas temperaturas ambientales o cargas muy ligeras.

Si la presión se incrementa a un valor indeseable (generalmente 8 PSI), una válvula deja escapar el Nitrógeno para mantener la presión dentro de sus límites. (El aumento de presión es debido a temperaturas ambientales altas y a incrementos de la carga.)

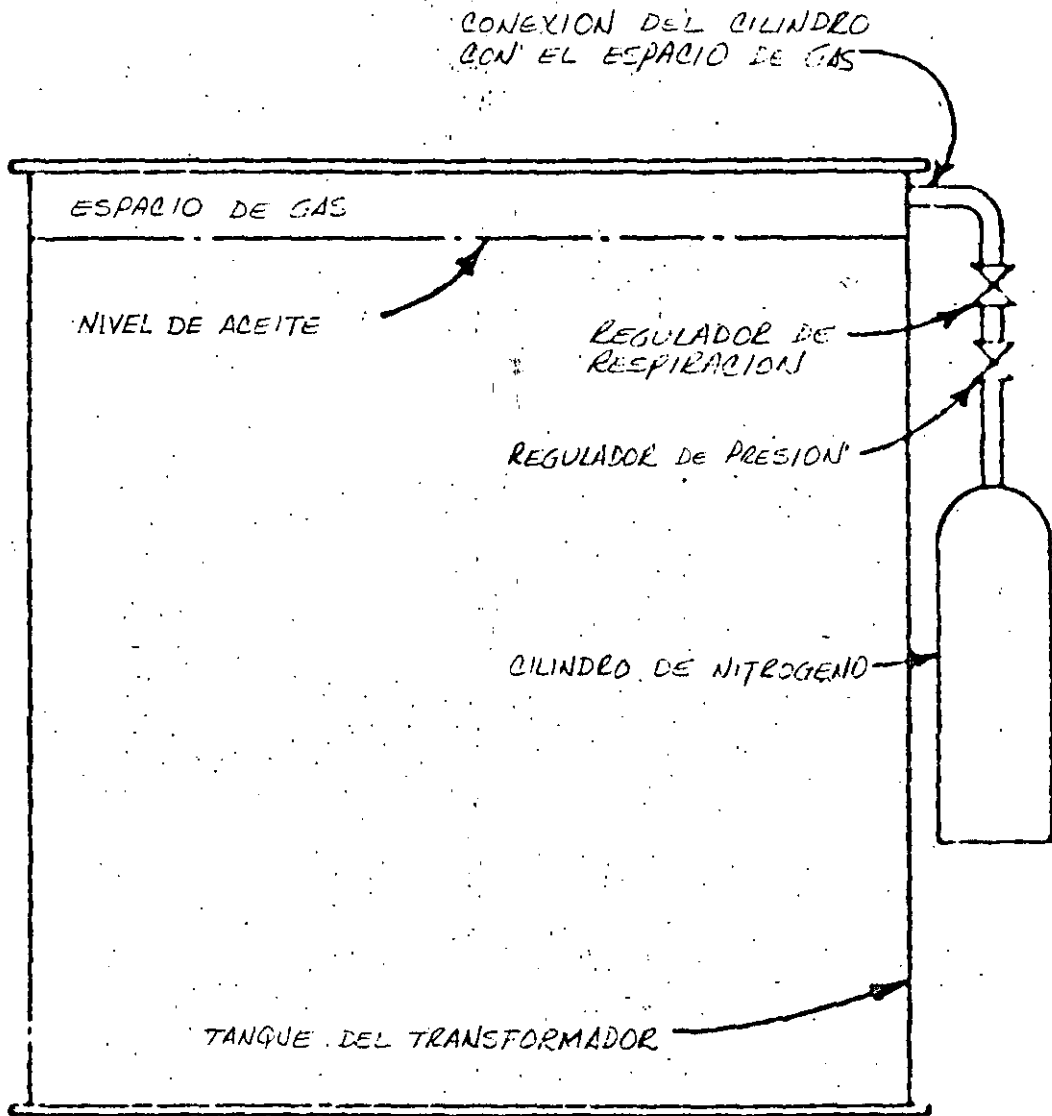
- PRESERVACION CON TANQUE CONSERVADOR. (FIG. 11)

El aceite se deteriora rapidamente cuando grandes superficies de aceite caliente son expuestas a la atmósfera. Por medio del tanque conservador se reduce tanto la superficie de aceite expuesta a la atmósfera como su temperatura.



PRESERVACION TANQUE CONSERVADOR

(FIG. 11)



PRESERVACION GAS INERTE (N₂)

(FIG. 10)



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

CURSO: "INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES"
VERACRUZ, VER.

CONCEPTOS BASICOS Y CLASIFICACION DE
LOS MOTORES DE INDUCCION

ING. HUMBERTO SANCHEZ S.

ENERO 1985

CONCEPTOS BASICOS Y CLASIFICACION DE LOS MOTORES DE INDUCCION

1.- 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 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.

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 carcaza con el fin de asegurar su enfriamiento. Una cubierta metálica "L" protege el ventilador contra contactos accidentales.

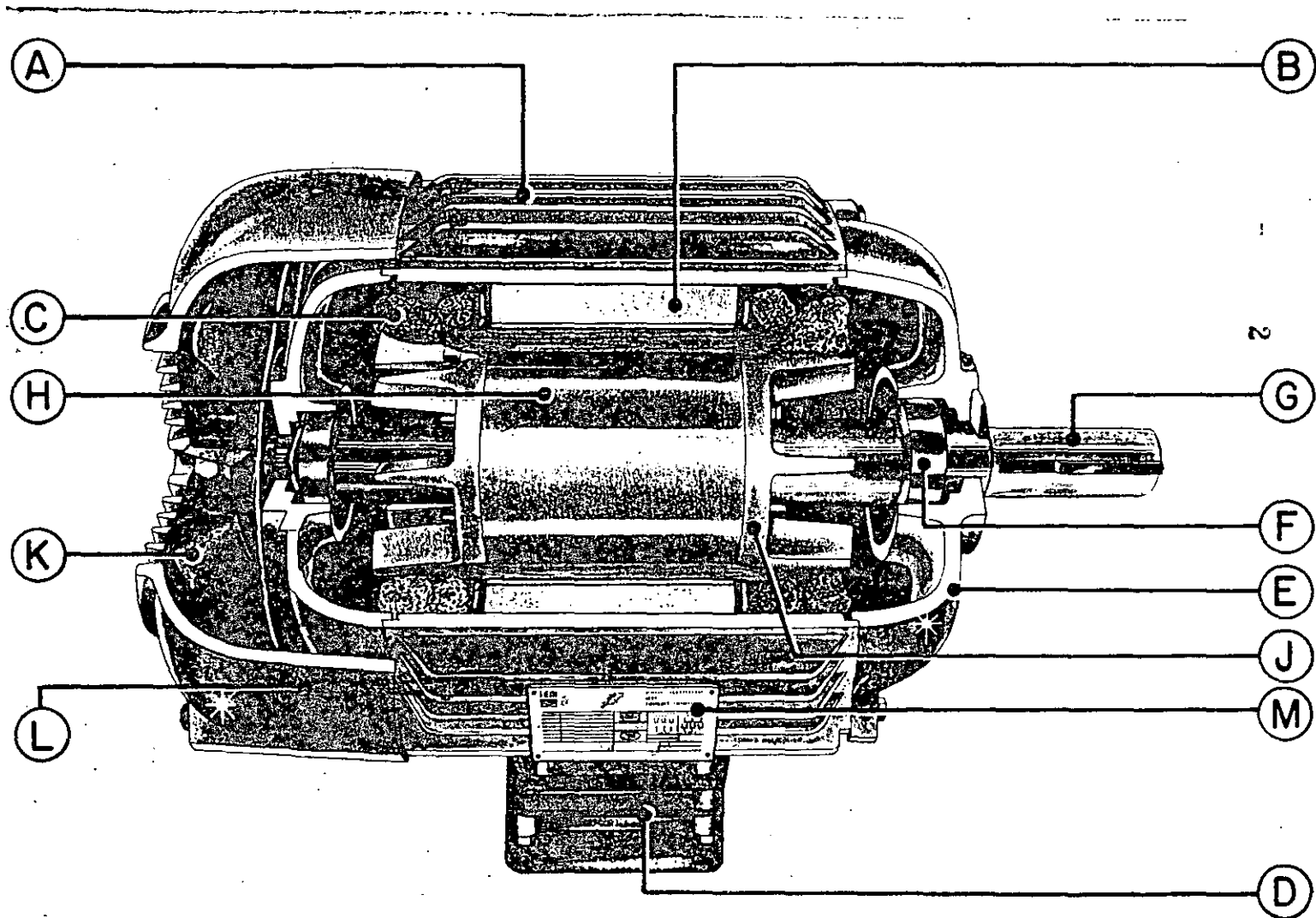


FIG. 1.-CORTE ESQUEMATICO DE UN MOTOR DE INDUCCION TIPO JAULA DE ARDILLA

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, solo 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

E S T A T O R

CARCAZA.- Es el soporte mecánico de la máquina y puede ser de fundición de fierro gris o armada de lámina de acero suave rolada en frío (Fig. 2) dependiendo del tipo de motor diseñado y de los recursos de manufactura disponibles.

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 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.

BOBINAS O DEVANADO.- Ya ensamblados el núcleo y la carcaza se coloca el devanado formado prácticamente por un conjunto de bobinas simples que integran la parte eléctrica del estator. Dichas bobinas están constituidas 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 co-

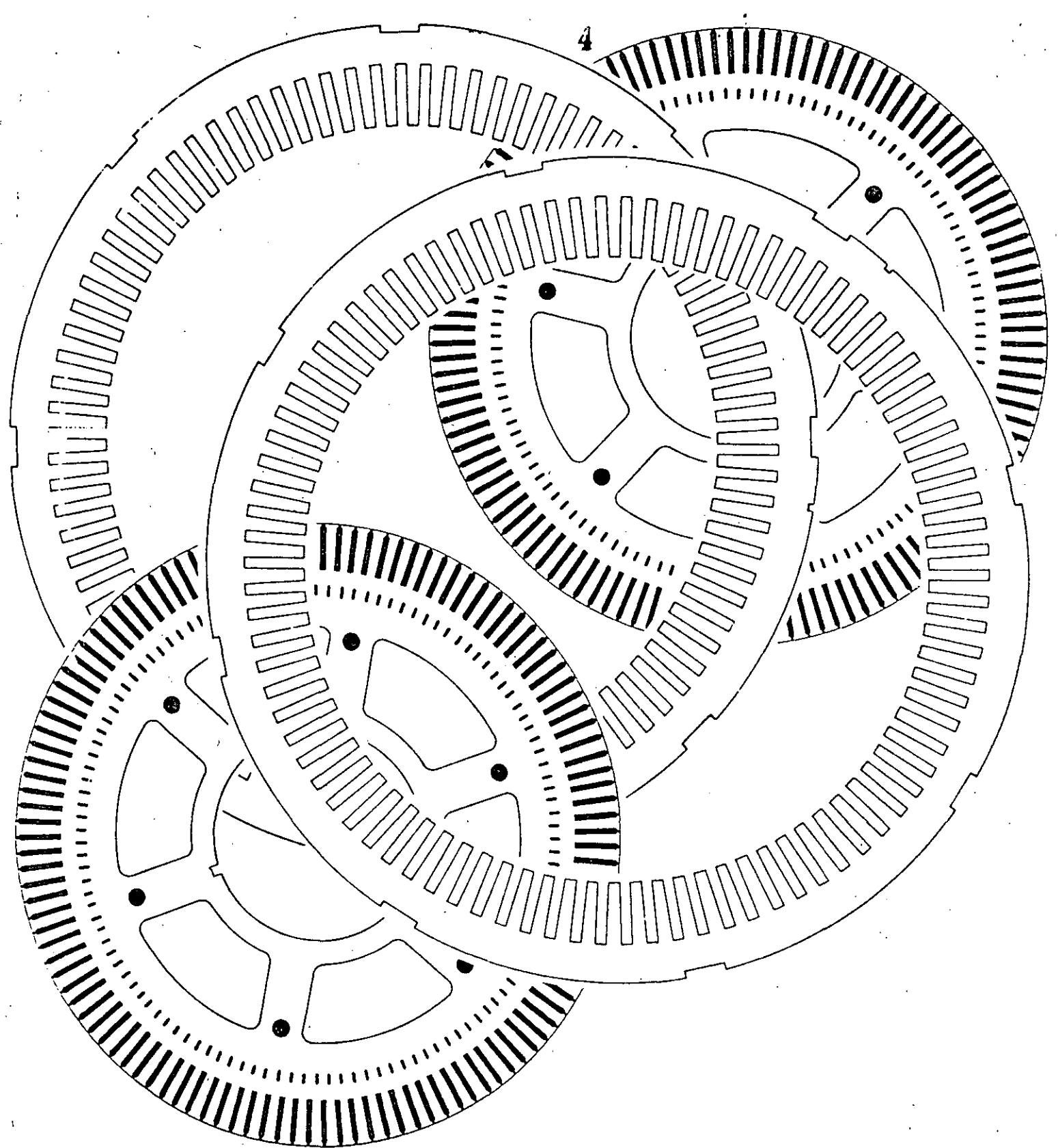


FIG. 3.- LAMINACIONES DE ROTOR Y ESTATOR

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 cortocircuitos 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. Como aislamientos de ranura, separador de ranura y separador de fase, se utilizan materiales compuestos laminares que pueden ser cortados y doblados fácilmente para adquirir la forma conveniente en cada caso (Fig. 4).

CUÑAS DE CIERRE O AISLAMIENTOS DE CUÑA.- Para que los lados de las bobinas no se salgan de las ranuras semiabiertas del estator, estas se cierran con unas cuñas. El material de que están construidas 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).

MANGAS Y OTROS.- Para aislar los conductores y así poder conectar los grupos de bobinas sin el peligro de existir un cruzamiento 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 vidrio.

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 tienen como objetivos: 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 el 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,

nectadas entre sí sino que desde su principio hasta su final el conductor es continuo.

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. 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.

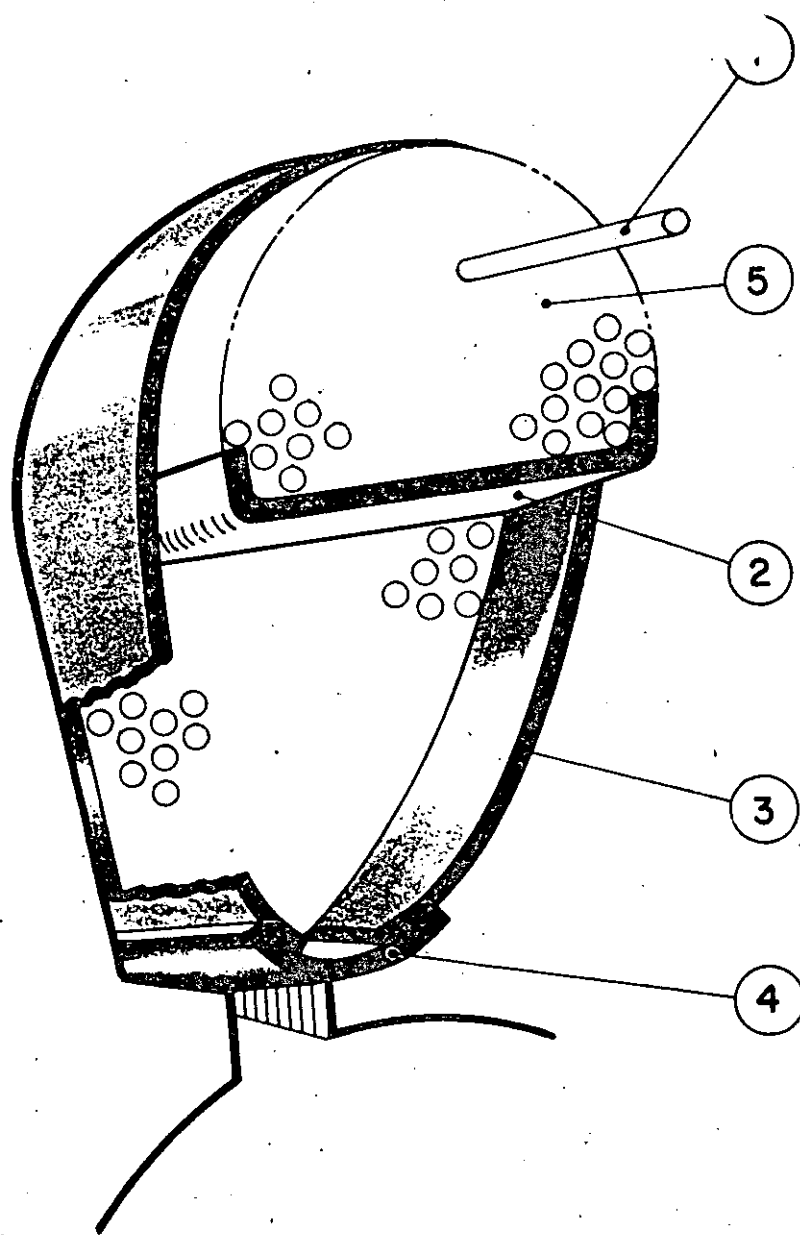
AISLAMIENTOS.- Existen varias clases de aislamientos dependiendo mucho de los materiales que lo componen y de acuerdo a la temperatura límite que es capaz de soportar un aislamiento sin modificar sus propiedades características, se clasifican como se indica en la Tabla I.

T A B L A I

AISLAMIENTO DE CLASE	TEMPERATURA LIMITE	MATERIALES COMPONENTES
Y	90 ^o C	ALGODON, SEDA Y PAPEL.
A	105 ^o C	ALGODON, SEDA Y PAPEL IMPREGNADOS.
E	120 ^o C	RESINAS SINTETICAS.
B	130 ^o C	MICA, FIBRA DE VIDRIO, AMIANTO.
F	155 ^o C	MICA, FIBRA DE VIDRIO CON AGLOMERANTES.
H	180 ^o C	SILICONAS, RESINAS.
C	MAS DE 130 ^o 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.



- 1.- ALAMBRE ESMALTADO
- 2.- AISLAMIENTO SEPARADOR DE BOBINAS
- 3.- AISLAMIENTO DE RANURA
- 4.- CUÑA DE CIERRE
- 5.- IMPREGNADO

G. 4.- VISTA CONVENCIONAL DE BOBINAS Y AISLAMIENTOS EN RANURA DE LAMINACION DE ESTATOR.

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.

R O T O R

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).

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 anilan 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 corto circuito se disponen unas aletas o aspas las cuales al girar el rotor, remueven el aire contenido en el motor, mejorando la refrigeración del mismo.

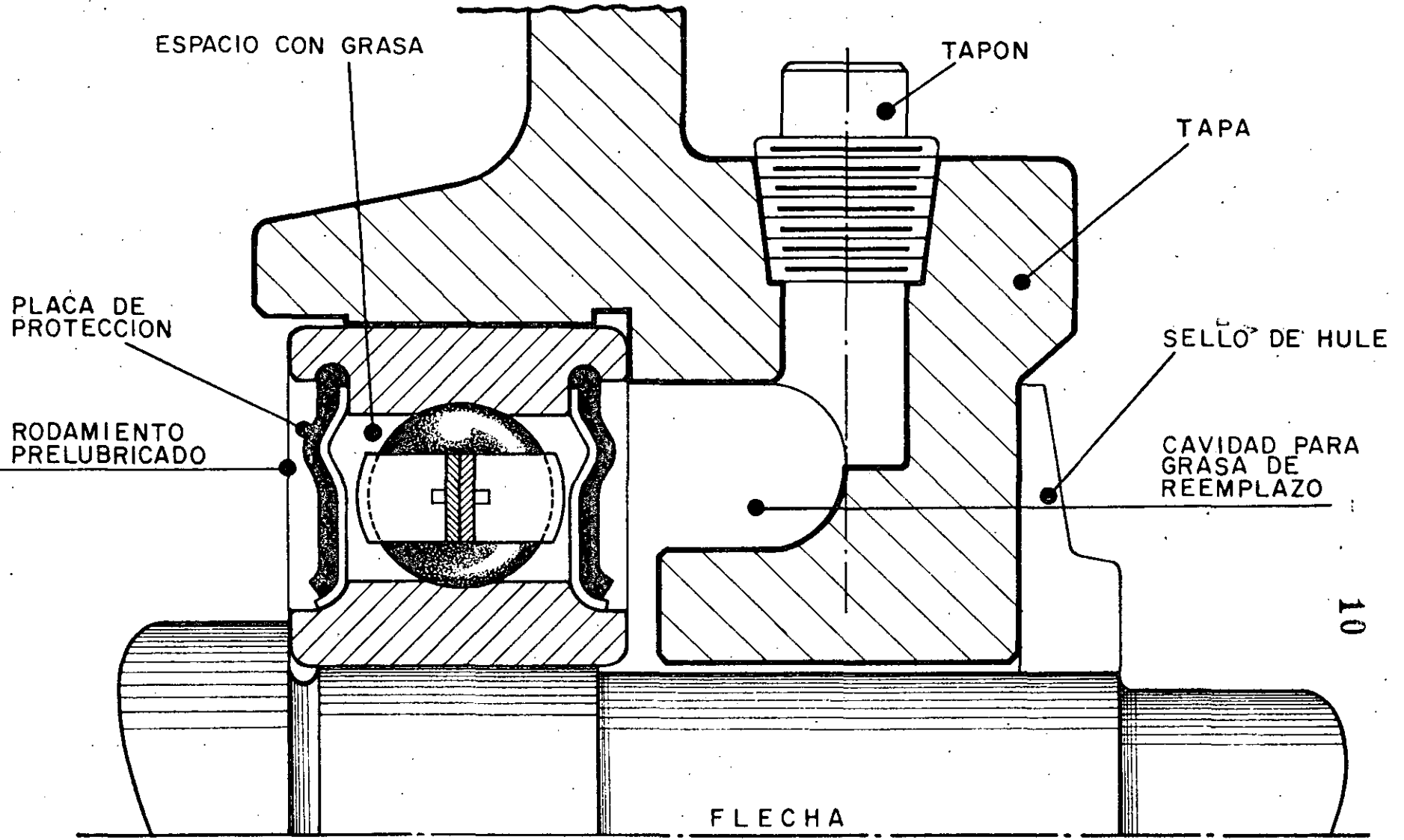
En la práctica se pueden encontrar varios tipos de ranuras en los rotores de jaula, los tipos de ranura más utilizados son los de ranura profunda y ranura de doble jaula simulada. El tipo de ranura y las dimensiones de la misma dependen de la potencia y del diseño de cada motor de acuerdo a las características que ofrecerá el mismo y cuya clasificación se detallará más adelante.

RODAMIENTOS.- Generalmente, al menos para los motores de armazón 360T y menores los rodamientos son de bolas y prelubricados o sea 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 prevé 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 rodamientos debe tener en cuenta la dilatación longitudinal que la flecha sufre a consecuencia del calentamiento del rotor.

PARTES MECANICAS Y ACCESORIOS

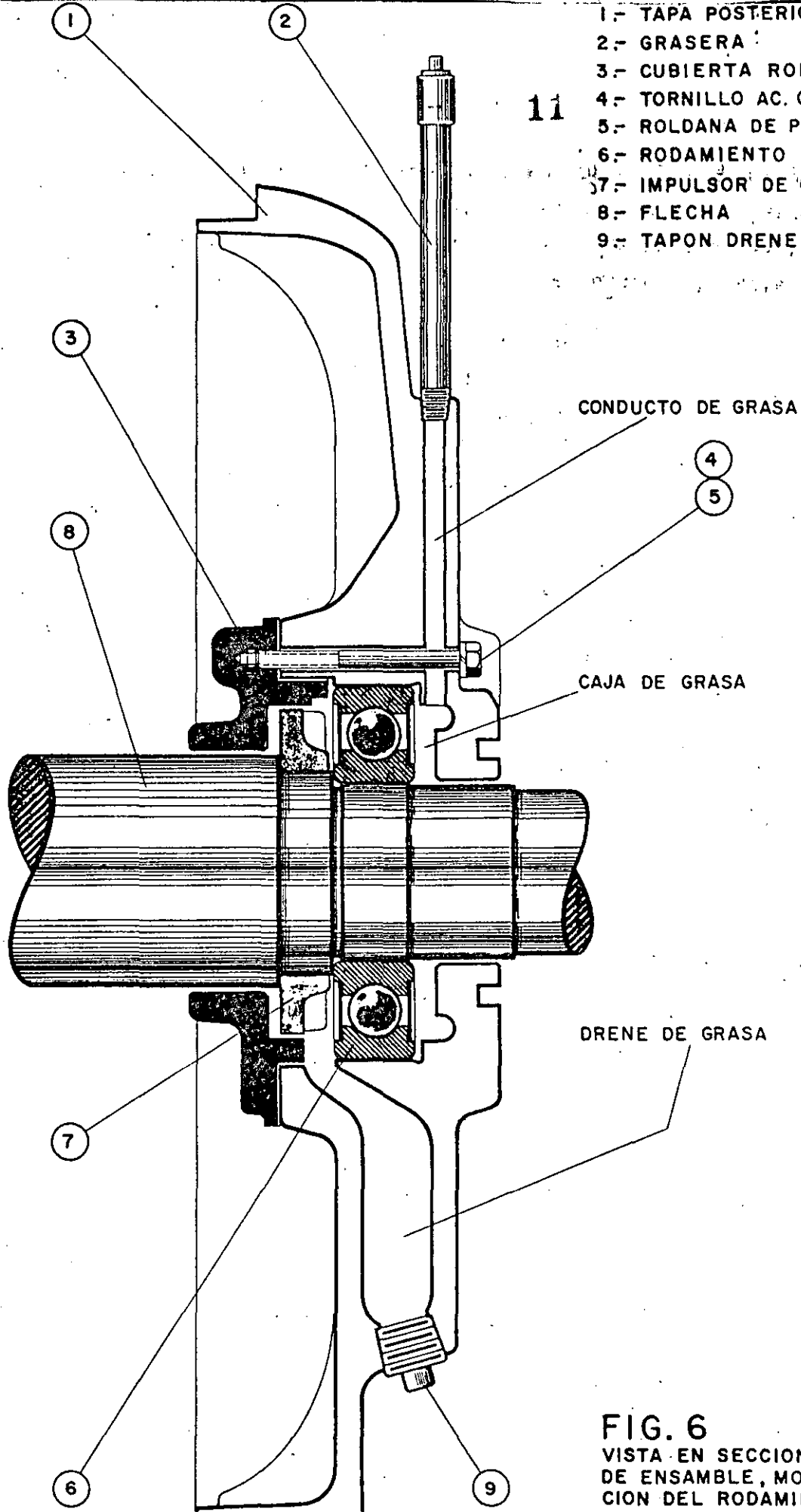
TAPAS.- Son partes mecánicas de sostén, pues en ellas se alojan los rodamientos o baleros que sirven de apoyo al rotor. Por lo general se construyen de fierro fundido.

El maquinado de los alojamientos de cojinete y de los ajustes de la carcasa 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



10

FIG. 5.- VISTA EN SECCION DE UN RODAMIENTO PRELUBRICADO, TAPA Y FLECHA



11

- 1- TAPA POSTERIOR
- 2- GRASERA
- 3- CUBIERTA RODAMIENTO
- 4- TORNILLO AC. CAB. HEXAGONAL
- 5- ROLDANA DE PRESION.
- 6- RODAMIENTO
- 7- IMPULSOR DE GRASA
- 8- FLECHA
- 9- TAPON DRENE

CONDUCTO DE GRASA

CAJA DE GRASA

DRENE DE GRASA

FIG. 6
 VISTA EN SECCION CONVENCIONAL
 DE ENSAMBLE, MOSTRANDO LUBRICA-
 CION DEL RODAMIENTO CON GRASA.

calidad de los motores.

CAJA DE CONEXIONES.- Esta es una pieza que da protección mecánica a las terminales, se construye de fundición de fierro o de aluminio. Las demás piezas que constituyen el motor son partes común y corrientes y entre ellas se encuentran:

Tornillería
Placa Descriptiva
Pintura
Grasa
Empaques etc.

2.- PRINCIPIOS DE OPERACION Y FUNCIONAMIENTO.

CAMPO GIRATORIO.- Todo el funcionamiento de los motores de inducción se basa en el principio del campo giratorio. De hecho, es muy fácil imaginar el fenómeno y, tan solo con enunciar su nombre, se ve, como en la Figura 7, un campo magnético representado por el vector H girando en el sentido "f" alrededor de un eje "Z" perpendicular a dicho vector.

Para obtener un campo giratorio en corriente continua, se tiene que hacer girar alrededor del eje "Z" un electroimán cuya bobina es recorrida por una corriente. Pero una de las propiedades más características de la corriente alterna polifásica es, precisamente, la de ser capaz de producir un campo giratorio a partir de elementos fijos únicamente.

Imaginemos primero (Fig. 8) una espira plana conectada en a y b a una fuente de corriente alterna. En el centro O de esta espira, según el eje XX' perpendicular a su plano, se situará la resultante "h" del campo magnético creado en la espira según las leyes del electromagnetismo. Al ser alterna la corriente que atraviesa la espira, lo será también la resultante "h" del campo magnético, o sea que, si la corriente varía de $-I$ a $+I$ según una ley senoidal, la resultante "h" variará de $-h$ a $+h$. De esta manera, una corriente senoidal que atraviesa una espira, induce en ella un campo magnético de la misma naturaleza, cuya resultante es perpendicular al plano de la espira.

Supongamos ahora que colocamos perpendicularmente, dos espiras planas como se indica en la Figura 9 e identificadas respectivamente por A y B. Alimentemos cada una de estas espiras por una corriente alterna y senoidal variando de $-I$ a $+I$ pero decaladas en el tiempo, como se muestra en la Figura 10.

En realidad, nuestras dos espiras se alimentan mediante una clásica corriente bifásica. Podemos situar en el centro O, común a las dos espiras, por una parte la resultante 'a' del campo creado por la espira A y por otra la resultante 'b' del campo creado por la espira B, cada una de ellas variando senoidalmente entre dos valores extre-

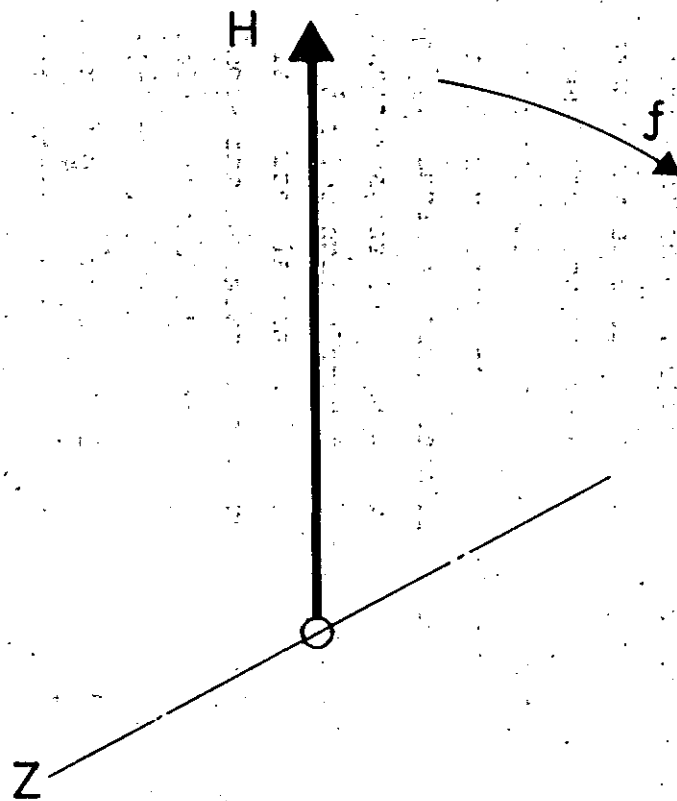


FIG. 7.- REPRESENTACION DE UN CAMPO MAGNETICO

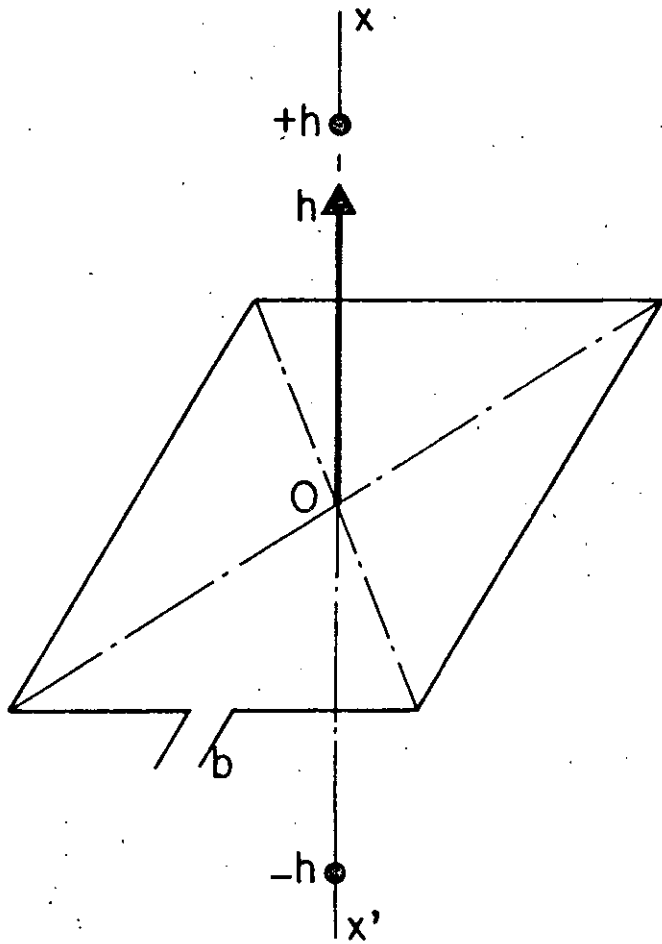


FIG. 8.- ESPIRA PLANA

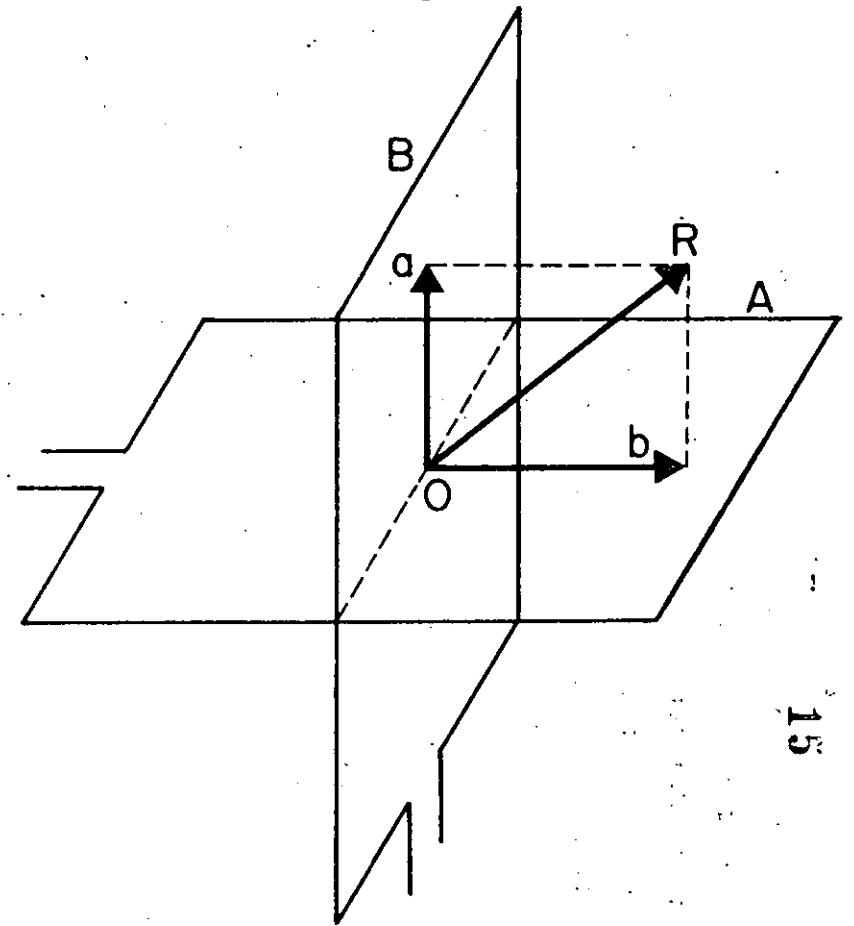


FIG. 9.- ESPIRAS PLANAS COLOCADAS PERPENDICULARMENTE.

mos $-H$ y $+H$ en sus ejes respectivos, perpendiculares al plano de las espiras que han dado origen a dichos campos.

El campo resultante del conjunto constituido por las dos espiras tendrá por expresión el vector R obtenido por suma geométrica de a y b . Refirámonos ahora a la Figura 11 que, para simplificar, solo reproduce los vectores de campo, suprimiendo la representación de las espiras.

En el instante 1, las corrientes expuestas en la Figura 10 producen, respectivamente, campos cuyas componentes a_1 y b_1 tienen como resultante R_1 . Un poco más tarde, en el instante 2, los campos elementales tienen como componentes a_2 y b_2 , y R_2 como resultante.

Igualmente en el instante 3, las componentes de los campos han pasado a ser a_3 y b_3 que se componen dando R_3 . Ahora bien, mientras a ha tomado progresivamente los valores a_1, a_2, a_3 , el vector b ha adquirido los valores b_1, b_2, b_3 . La resultante de estos dos campos ha ido girando efectivamente, sin desaparecer nunca, valiendo R_1, R_2 y R_3 , sucesivamente. Como es lógico, la demostración puede hacerse extensiva, de la misma manera, a las posiciones anteriores al tiempo 1, ó a las posteriores al tiempo 3, e incluso a posiciones intermedias a los tiempos 1, 2 y 3.

Queda por demostrar que la resultante R conserva el mismo valor absoluto en cualquier posición para lo cual podemos referirnos a la Figura 12.

Por el mismo principio de las corrientes senoidales, resulta que la componente a posee, en un instante t dado, el valor:

$$a = H \operatorname{sen} \omega t$$

Por construcción, el valor de b en el mismo instante será:

$$b = H \operatorname{sen} \left(\omega t + \frac{\pi}{2} \right) = H \cos \omega t$$

Y en el triángulo $A O B$ rectángulo en B :

$$R^2 = a^2 + b^2$$

De donde:

$$R^2 = H^2 \operatorname{sen}^2 \omega t + H^2 \cos^2 \omega t = H^2 (\operatorname{sen}^2 \omega t + \cos^2 \omega t) = H^2$$

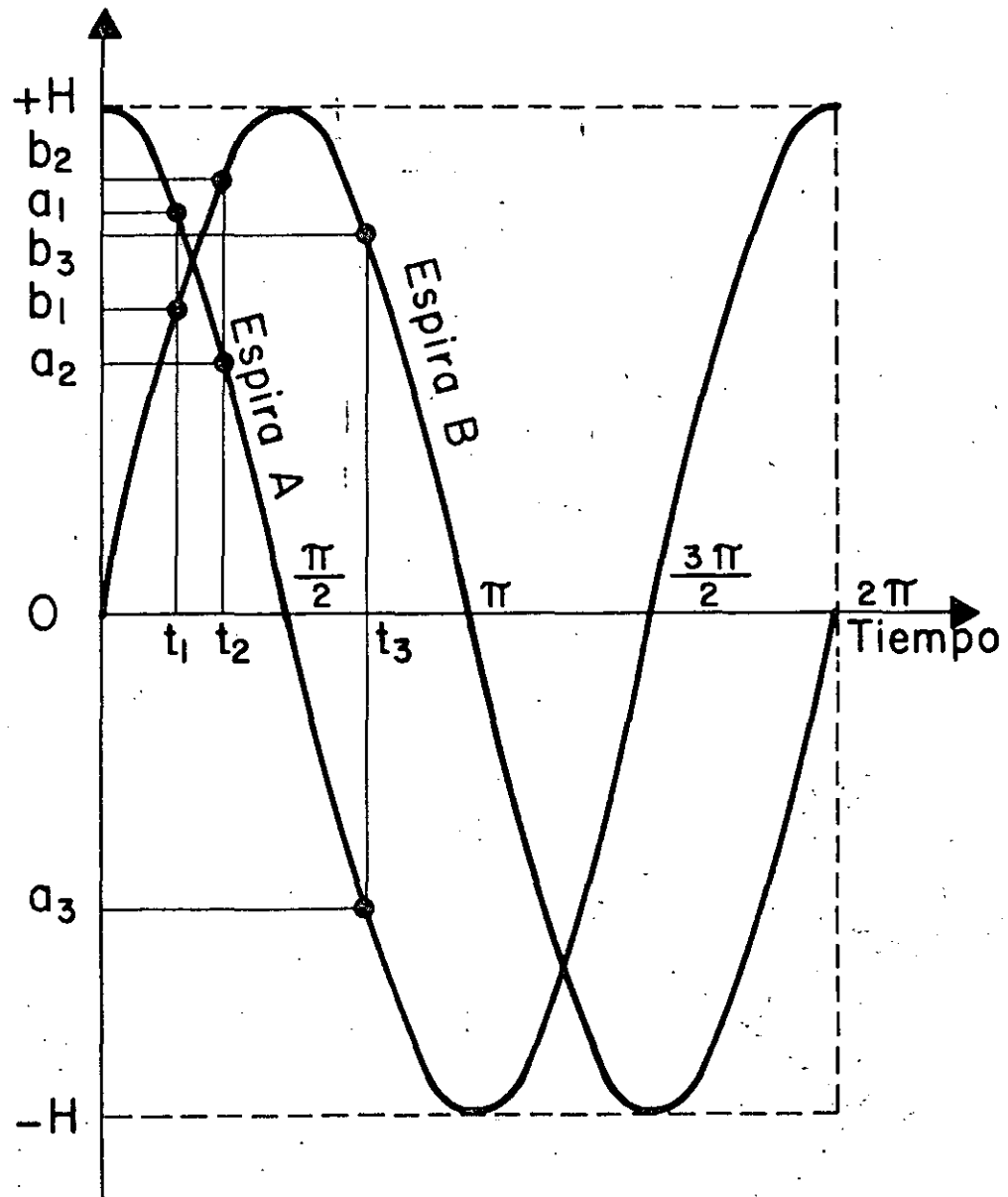


FIG. 10.- CORRIENTE BIFASICA EN ESPIRAS A Y B

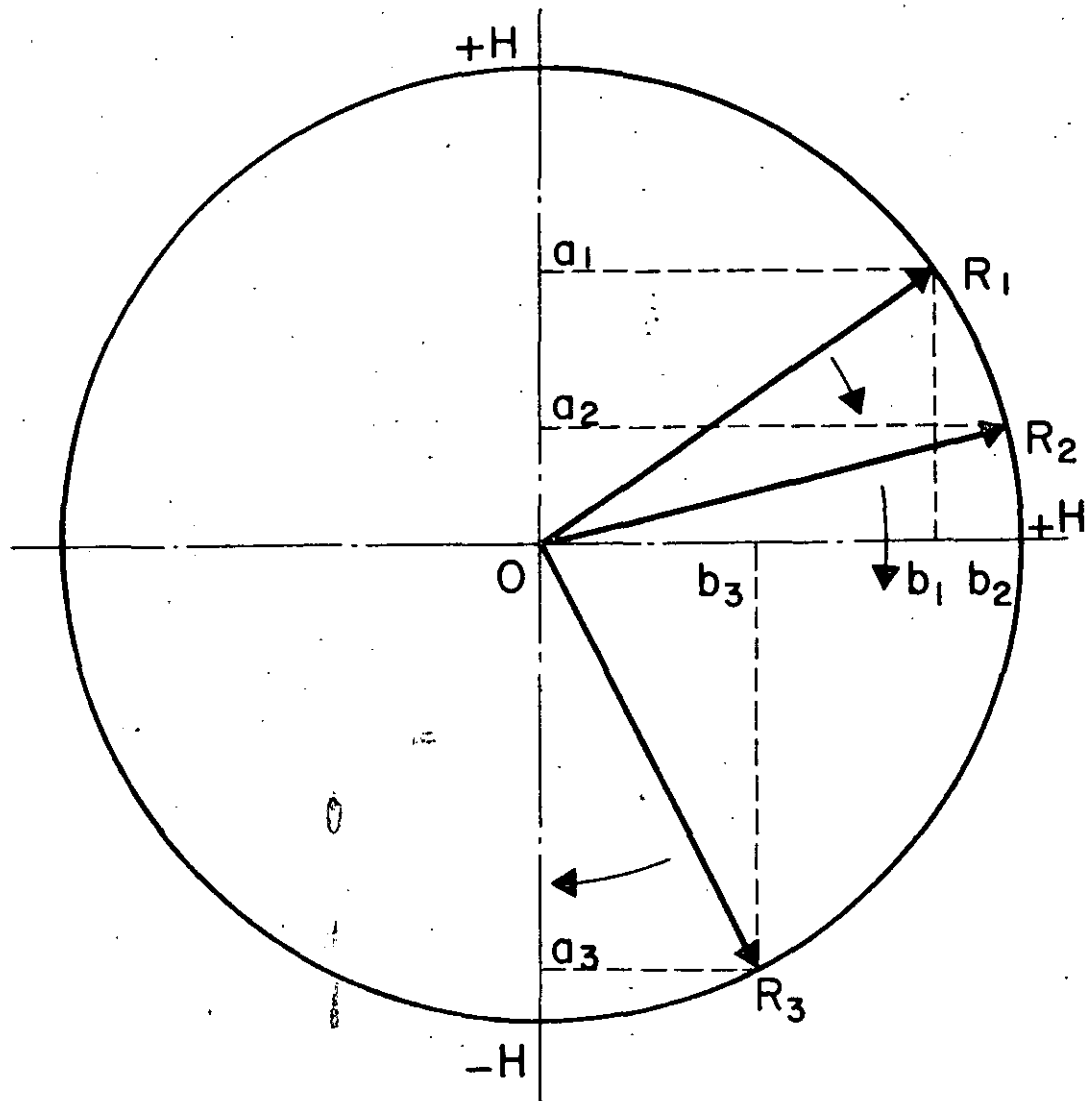


FIG. II.- VECTORES DE CAMPO MAGNETICO

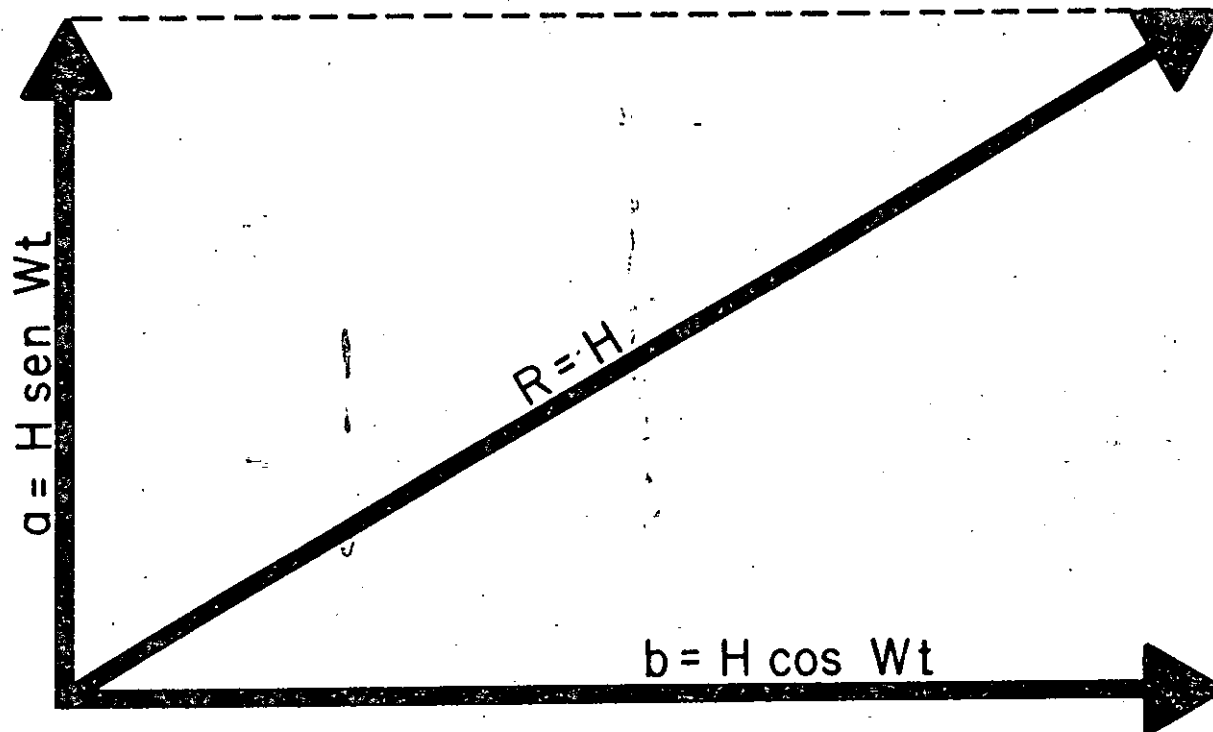


FIG. 12.- RESULTANTE DEL CAMPO MAGNETICO

Puesto que $\text{sen}^2 \omega t + \text{cos}^2 \omega t = 1$

Y finalmente, $R = H$.

Se demuestra de la misma manera, que tres espiras decaladas 120° en el espacio una con relación a la otra, y atravesadas por una corriente senoidal decalada en el tiempo de $1/3$ de período en cada espira con relación a las otras (lo que es el caso de las corrientes trifásica) producen un campo giratorio según el mismo proceso. Si en cada espira, la componente del campo elemental varía de $-H$ a $+H$, la resultante R del campo giratorio presentará esta vez el valor $3H/2$. Así pues, las espiras de los arrollamientos estáticos del motor de inducción, aunque perfectamente inmóviles, dan origen a un campo giratorio, simplemente debido al hecho de que están alimentadas por una corriente polifásica senoidal.

Examinemos los efectos de este campo en el rotor (Fig. 13).

La componente H al girar, por ejemplo, en el sentido f interesará sucesivamente cada una de las barras del rotor que estará, por consiguiente, sometida a un campo magnético variando alternativamente de un valor nulo a un valor máximo. Según que H pase entre dos barras o por el eje de una de ellas.

Esta variación del campo magnético induce en las barras una corriente perpendicular al campo, puesto que este se propaga en las barras. Entonces, según las leyes del electromagnetismo, estas barras quedarán sometidas a una fuerza F dirigida de tal manera que tendrá por efecto oponerse a la causa que la ha producido (Ley de LENZ). Las barras tendrán, pues, tendencia a correr detrás del campo giratorio para suprimir la variación de flujo por disminución de la velocidad relativa de un campo con respecto al otro. El rotor girará, pues, en el mismo sentido que el campo giratorio.

Pero el rotor no alcanza jamás su objetivo. En efecto, si girase a la misma velocidad que el campo estático, no habría ya ninguna variación de flujo en las barras, es decir, corriente inducida en la jaula rotórica, por lo tanto, al quedar suprimidas las fuerzas F , ya no habría par motor, puesto que este no es otra cosa que el resulta-

do de la combinación de las fuerzas F actuando sobre cada una de las barras de la jaula. El hecho de que el rotor gire más lentamente que el campo magnético que le arrastra y que, por lo tanto, no llegue nunca a girar sincrónicamente con el, hace que se de a este tipo de motor el calificativo de asíncrono (que no es síncrono)

VELOCIDAD DE SINCRONISMO.- La velocidad de sincronismo es la del campo giratorio, expresado por el número de revoluciones por minuto (RPM). Solo depende de la frecuencia del sistema y del número de polos del motor. Se expresa mediante la relación:

$$V_s = \frac{120 f}{P}$$

En la que:

f es la frecuencia en ciclos por segundo (H_2)

n es el número de polos del devanado estatorico

Esta relación demuestra que la velocidad de sincronismo es independiente de la tensión, así como del número de fases de la red de alimentación.

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 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 la relación, expresada en tanto por ciento:

$$S = \frac{V_s - V_c}{V_s} \times 100$$

$$\frac{S V_s}{100} = V_s - V_c$$

A igualdad de velocidad de sincronismo y de potencia, un motor es tanto más satisfactorio cuanto menor es su deslizamiento, o lo que es equivalente, cuanto mayor es su velocidad en carga.

$$V_c = V_s - \frac{S V_s}{100}$$

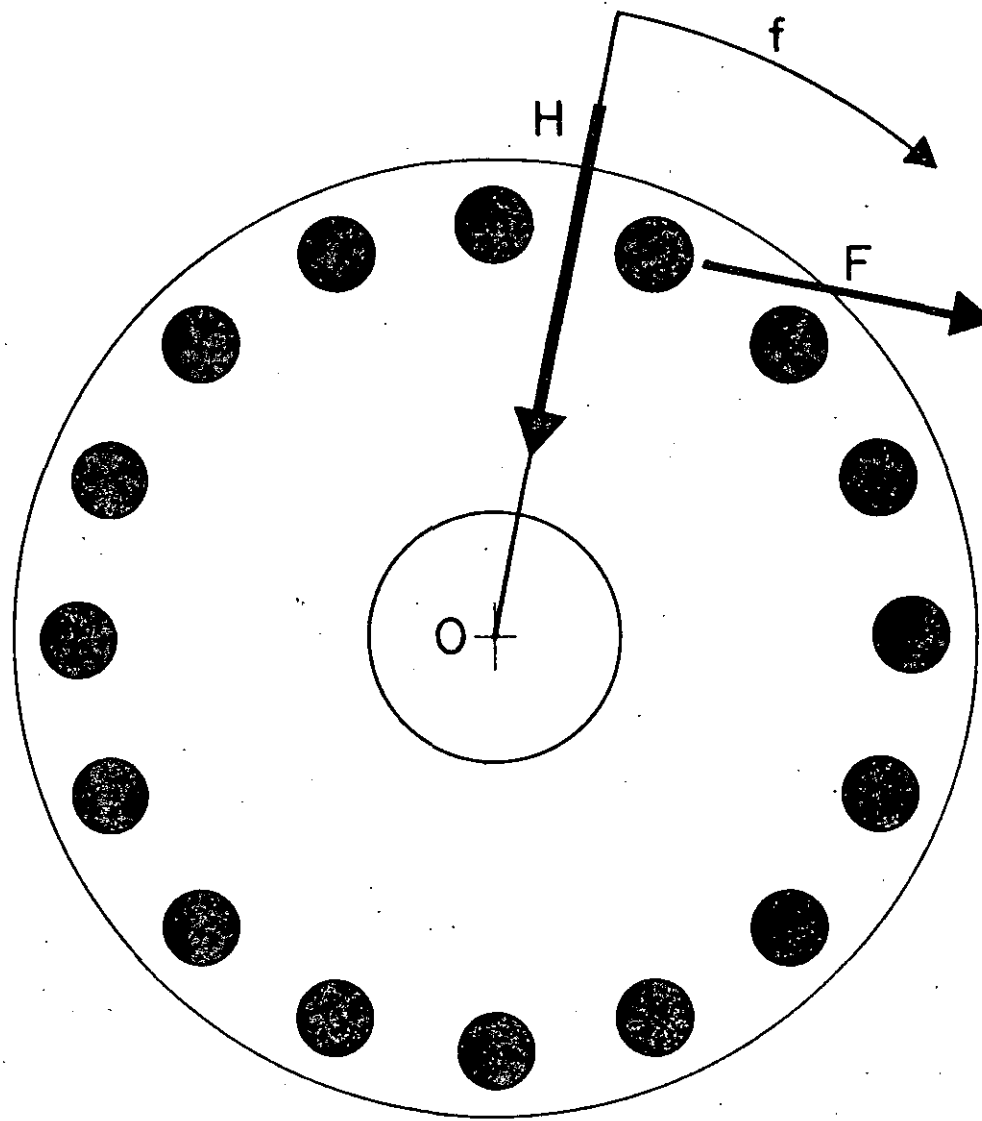


FIG. 13.- EFECTOS DEL CAMPO MAGNETICO EN EL ROTOR

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:

$$i = I \text{sen } (\omega t + \varnothing);$$

Siendo \varnothing 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 ($\varnothing = 0$).

Se denomina circuito capacitivo, aquel en el que la intensidad de corriente está en avance con respecto a su tensión. Este nombre se deriva de que justamente una propiedad característica de los capacitores es producir un defasaje hacia delante de la corriente que lo atraviesa.

Se llama circuito reactivo, aquel en que la intensidad está retrasada con respecto a la tensión tal como representa la Figura 14.

Este tipo de circuito se designa también con el calificativo de inductivo debido a la propiedad que poseen las bobinas de auto-inducción de retrasar respecto a la tensión la intensidad que las atraviesa.

El ángulo de defasaje \varnothing 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 estatóricos de los motores de inducción son reactivos; su intensidad está retrasada con respecto a la tensión tal

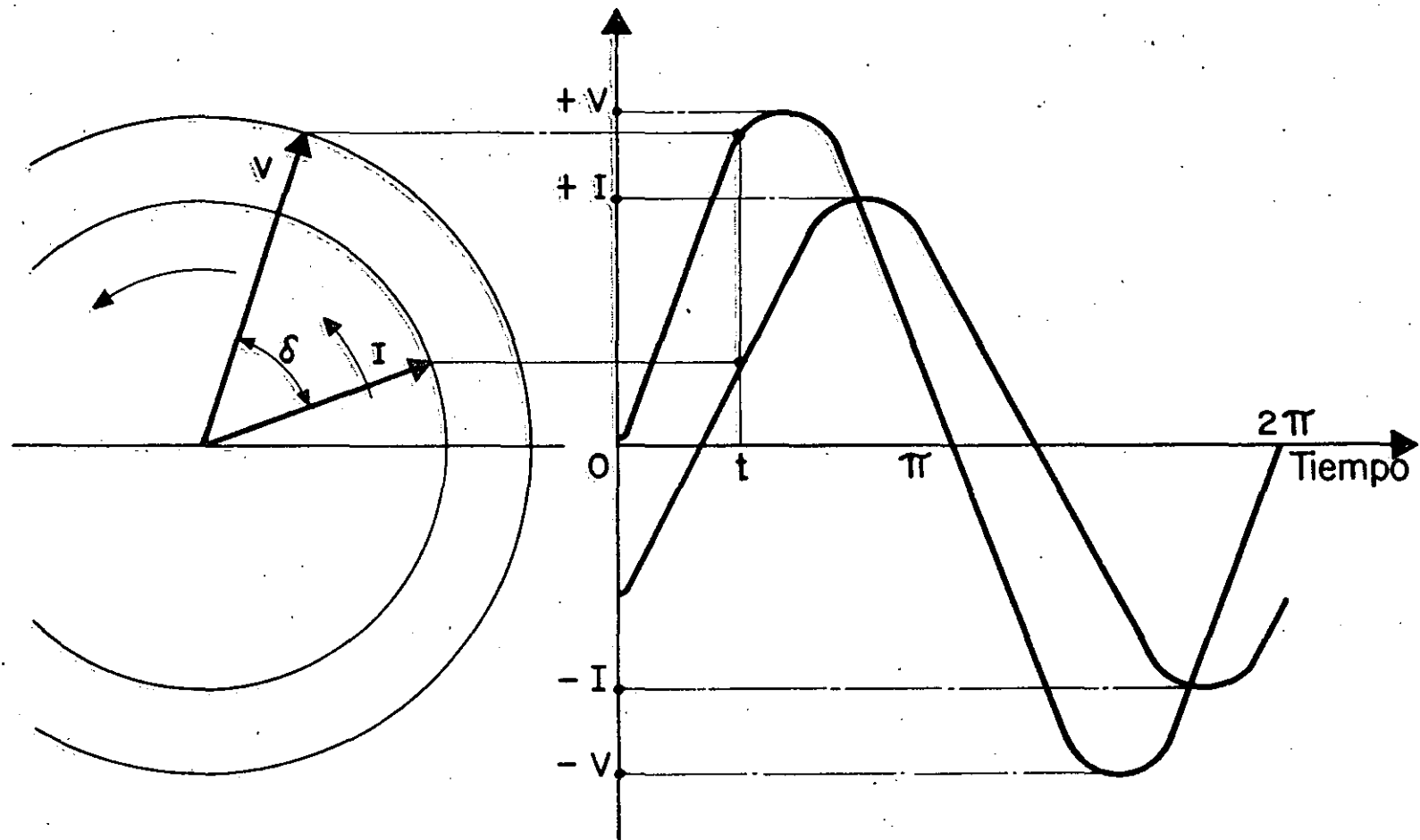


FIG. 14.- DEFASAJE ENTRE EL VOLTAJE Y LA INTENSIDAD DE CORRIENTE EN UN CIRCUITO REACTIVO.

como indica la Figura 14. El defasaje no se expresa mediante el ángulo \varnothing 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 $\cos \varnothing$ elevado.

PARES.- Se han examinado ya los efectos del campo giratorio en el rotor y como 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 una gráfica, por una parte, los pares y por otra las diferentes velocidades correspondientes (Fig. 15). 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_o , 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

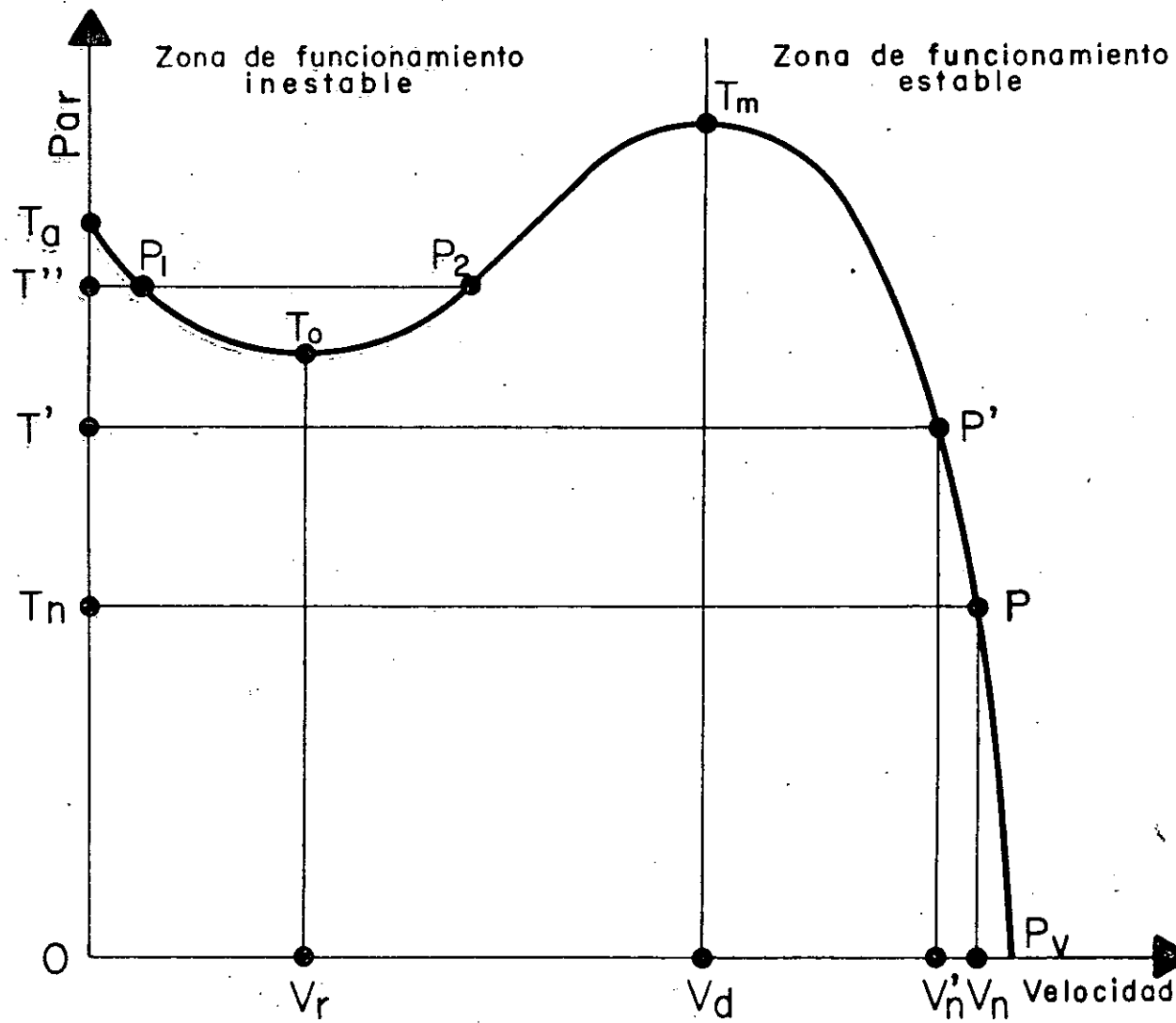


FIG. 15.- CURVA CARACTERISTICA PAR-VELOCIDAD DE UN MOTOR DE INDUCCION, JAULA DE ARDILLA.

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 esté 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_0 , 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_0 . 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 $T_0 - T_m$).

Se ha precisado que la característica par-velocidad de la Figura 15 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%.

POTENCIA.- Existe una relación rígida entre el par T de un motor, su potencia P y su velocidad angular de rotación ω :

$$P = T \omega \text{ o también } T = P/\omega$$

Cuando T está dado en libras-pie y ω 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:

$$\omega = 2\pi \times \text{RPM Radianes/Minuto}$$

Por otra parte un caballo de potencia (C.P.) equivale a 33,000 Lb-pie/Min., por lo tanto

$$P = \frac{T \times 2\pi \times \text{RPM}}{33000} = \frac{T \times \text{RPM}}{5250} \quad (\text{En C.P.})$$

Y de donde

$$T = \frac{5250 P}{\text{RPM}} \quad (\text{En Lb-pie})$$

3.- CLASIFICACION Y NORMAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION.

Los motores de inducción se pueden clasificar en varias formas (Fig. 16):

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 "

4000 "

6600 "

e).- Por su tipo de aplicación.

Usos Generales.

Usos Específicos.

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

- 30
- 1: VERTICAL A PRUEBA DE GÓTEO
 - 2: HORIZONTAL A PRUEBA DE GÓTEO
 - 3: HORIZONTAL CERRADO CON VENTILACION
 - 4: VERTICAL CERRADO
 - 5: HORIZONTAL GRANDE A PRUEBA DE GÓTEO
 - 6: HORIZONTAL CERRADO
 - 7: HORIZONTAL A PRUEBA DE GÓTEO

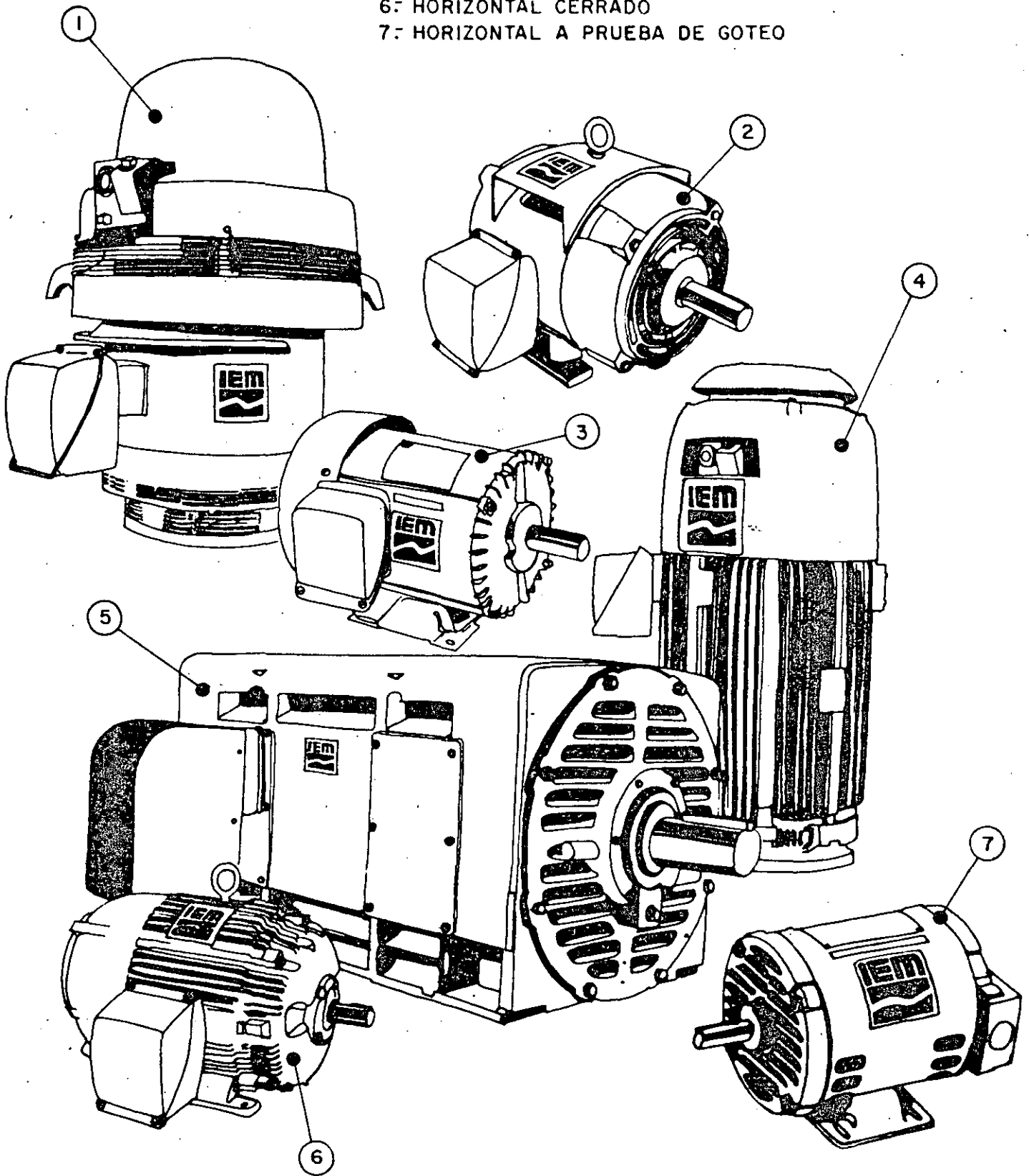


FIG. 16.- DIFERENTES TIPOS DE MOTORES DE INDUCCION

remediar esta situación se estableció en los Estados Unidos una asociación oficial conocida como National Electrical Manufacturers Association o 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 comercial 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.

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 industria automotriz etc.

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
"	" B
"	" C
"	" D
"	" 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 ó D puede manejar mejor la carga.

La gráfica de la Fig. 17, 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% aprox.

El diseño Nema D desarrolla un par de arranque muy alto y es aprox. 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 o de desenganche bien definido como en los diseños A y B.

El diseño Nema F tiene un muy bajo par de arranque y un par máximo moderado. Su única característica deseable es la baja corriente absorbida en el arranque.



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

CURSO: "INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES"
VERACRUZ. VER.

SELECCION, APLICACION Y MANTENIMIENTO DE
MOTORES DE INDUCCION TIPO JAULA

ING. HUMBERTO SANCHEZ S.

ENERO 1985

SÉLECCIÓN, APLICACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCION TIPO JAULA

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 1 se indica un cuadro sinóptico de los principales diseños conocidos, de los cuales en nuestra plática, 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 tipos de motores tipo jaula en dos grandes grupos, de acuerdo a su diseño:

1.- MECANICO

2.- ELECTRICO

1.- DISEÑO MECANICO.- Al hablar del diseño mecánico nos referiremos al tipo de construcción o protección mecánica que poseen los motores para operar satisfactoriamente en las condiciones ambientales y de seguridad para las que fue 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:

I.- Horizontales

II.- Verticales

La descripción de cada uno de los tipos anteriores es:

- a).- A PRUEBA DE GOTEADO.- 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, no pene -

tren 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. 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.

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.

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 logra 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 están construídas para prevenir (impedir) la entrada de una barra cilíndrica de 19 mm. (3/4") de diámetro".

d).- PROTEGIDOS CONTRA LA INTEMPERIE TIPO II.- " Una máquina a prueba de intemperie Tipo II es una máquina abierta cuyas entradas para ventilación están construídas de manera que se logra 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 están 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, 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.

I.- 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.

II.- 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.

Existe en la industria un tipo de motores que por su aplicación en ambientes altamente peligrosos requieren de una construcción muy especial y estos son los motores totalmente cerrados con ventilación exterior a prueba de explosión.

Un MOTOR A PRUEBA DE EXPLOSION, tiene una construcción muy similar al motor totalmente cerrado, con la excepción de los espesores mínimos recomendados por los Laboratorios de Underwriters Laboratories 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 exceda de 80°C totales, etc. Los motores a prueba de explosión se clasifican de acuerdo al Código Nacional Eléctrico en EE UU (National Electrical 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 |
| Clase I | Grupo B : Hidrógeno, gases o vapores de peligrosidad similar como gases fabricados. |
| | Grupo C : Etil, Etileno, Ciclopropano. |
| | Grupo D : Gasolina, Hexano, Nafta, Bencina, Butano, Propano, Alcohol, Acetona, Bensol, Gas Natural. |
| | Grupo E : Polvos metálicos, incluso Aluminio o Magnesio y otras aleaciones comerciales. |
| Clase II | Grupo F : Carbón Negro, Antracita o polvo de coque. |
| | Grupo G : Harina, Almidón, polvo de granos. |
| Clase III | : Fibras Textiles. |

Los grupos a su vez se dividen en:

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 gases o vapores inflamables o líquidos volátiles se manejan ya sea en sistemas cerrados o confinados dentro de recipientes adecuados, o donde se evitan normalmente concentraciones peligrosas por medios mecánicos positivos de ventilación.

Las áreas adyacentes a los locales clasificados como división 1, hacia las cuales pueda haber flujo ocasional de gases, también pertenecen a la división 2.

En esta división por lo consiguiente se considera no peligrosa y por lo tanto pueden usarse 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 falla 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 de mínimo: 2 a 2 1/2 pulgadas y con claros entre partes fijas y móviles (carcasas y flecha) de 25 milésimas 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 UL para Locales peligrosos es abierto para su reparación, la aprobación queda anulada automáticamente a no ser que un Inspector autorizado por UL 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.

DISEÑO ELECTRICO

Por lo que a diseño eléctrico se refiere, se fabrican los siguientes:

DISEÑO B

DISEÑO C

DISEÑO D

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%.

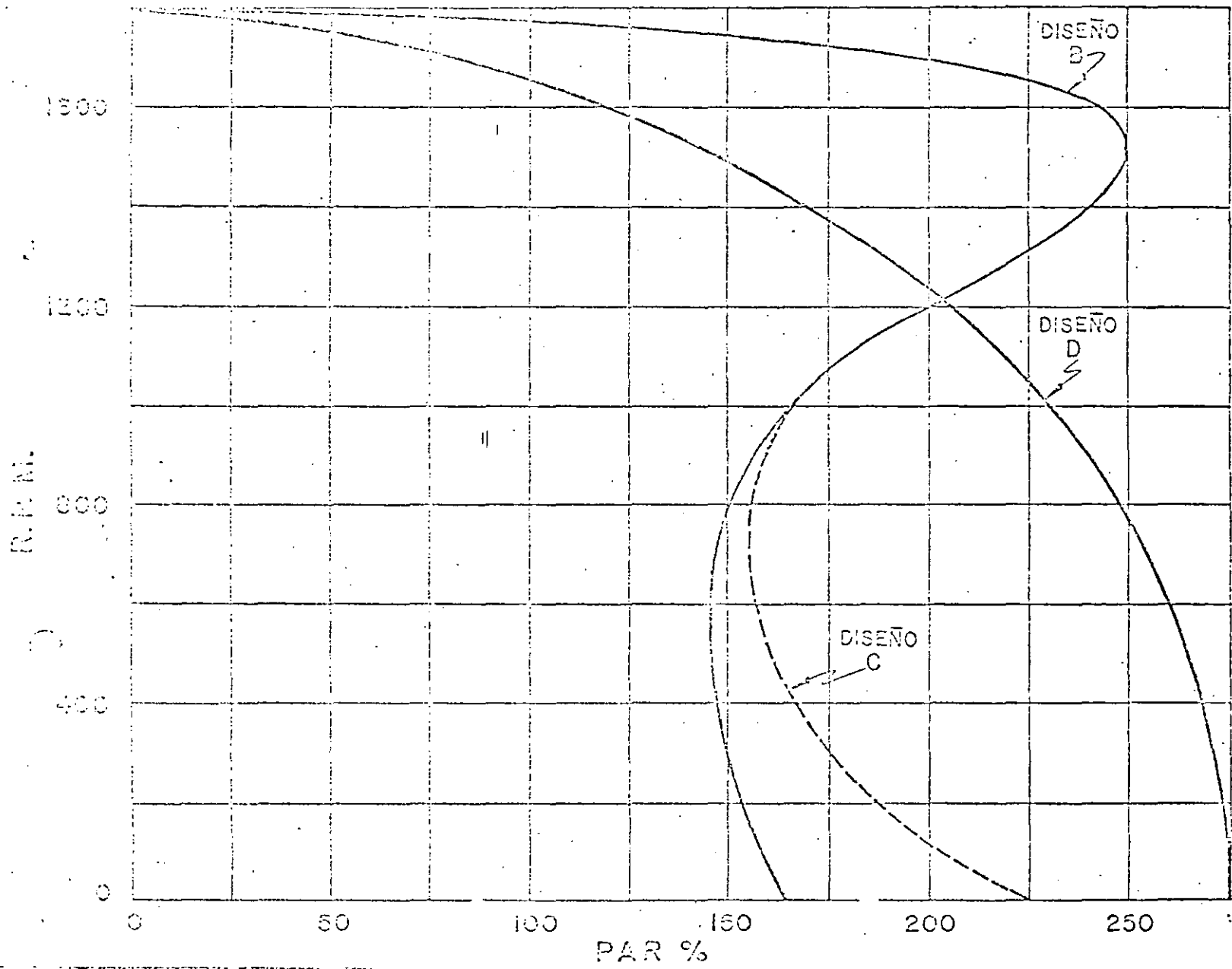
Obviamente, se comprende que este motor es el de mayor consumo y aplicación en la industria, ya que por propia conveniencia los fabricantes de maquinaria llevan a cabo sus diseños de tal manera que los motores que vayan a requerir sean los más apegados a lo que se conoce como motor estándar desde el punto de vista de diseño eléctrico. Ver gráfica No. 1.

DISEÑO C

El diseño "C" se refiere a aquellos motores que teniendo una corriente normal de arranque, desarrolla pares de arranque superiores a los que desarrolla un motor de diseño "B". Los valores para par de arranque del diseño "C", también están tabulados tanto en las normas NEMA como en las nacionales.

PA = 200% mínimo.

GRAFICA I



2

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. 1.

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 permite 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" al 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.

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.

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 Sincrónica, RPM	CP Máximos por Transmitir
256 T	2	3600	25
445 T	4	1800	200
445 T	6	1200	125
445 T	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 en su 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:

$$\text{CP en la flecha} = \frac{\text{KW de entrada} \times \text{eficiencia del motor}}{736}$$

736

- 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 solo 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 desmenuzadores de troncos en la industria del papel. Ver figura 2.
- 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 vere -

mos más en detalle al analizar las características de pares de de los motores. Ver Fig. 2.

- 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 2.

DEFINICION DE LOS PARES DEL MOTOR DE INDUCCION

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.

Par es el producto de fuerza (Kgs.) por el radio (mts.). El valor resulta pues en Kg-mts., que indica el número de kilogramos aplicados a un radio de tantos metros.

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 generalmente se desarrolla alrededor del 80% de la velocidad sincrónica. También se le llama "Par de desenganche".

"Par de 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 ashurada (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.

CARACTERISTICAS DEL MOTOR

Existen cinco parámetros que definen las características de operación de un motor:

- Velocidad en RPM
- Capacidad en CP
- Par en Kg-mts.
- 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-mts. a un metro de radio

RPM = Velocidad angular en revoluciones por minuto.

$$\text{Potencia} = \frac{Fd}{t} = 2\pi T \times \text{RPM Kgmts/min.}$$

$$1 \text{ CP} = 75 \text{ Kgmts/seg.} = 4500 \text{ Kgmts/min.}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM} \times 2\pi}{4500}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \dots \dots (I)$$

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 como 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	213 T	103 %
4	1745	215T	100 %
6	1160	256 T	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 solo es aplicable cuando prevalecen y se mantienen las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en la placa. También, es preciso advertir al cliente, que al 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.

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.

Arranque del motor a través de la línea.

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 constituirlo la carga misma, que requiera 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 o voltaje reducido. 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 solo uno de ellos producirá los resultados deseados en la forma más económica posible. Vamos a describir brevemente cuales son las aplicaciones de estos distintos arrancadores.

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 al 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 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 del cuadro anterior, tanto la corriente como el par varían en este caso en proporción inversa al cuadro del voltaje. La corriente aumenta ligeramente sobre la proporción indicada debido a la co -

Frente 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: compresores, bombas, molinos de bolas y de martillos, molinos de hule, centrífugas en la industria del azúcar, etc.

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 de 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 transportadores que tengan que arrancar suavemente.

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 "standard" diseñados para voltaje dúal 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 usen motores "standard" de voltaje dúal, es necesario cerciorarse de que el par desarrollado durante el arranque (50%) es suficiente para acelerar la carga lo suficientemente sin producir un transiente indeseado al conectar todo el devanado a la línea, o bien un "trancazo" o golpe 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 "standard" hasta de 200 CP en 440 Volts.

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 "standard" 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.

SELECCION Y APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION (SEGUN AMBIENTES)

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 solo 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 cu-

bierta en el motor más adecuado a la aplicación. Trataremos de cubrir ambos aspectos en este artículo.

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

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). Las chumaceras si son de bolas deberán ir cargadas 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, este deberá 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.

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.

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.

CONTAMINANTES ATMOSFERICOS

Estos, como ya apuntamos, pueden ser:

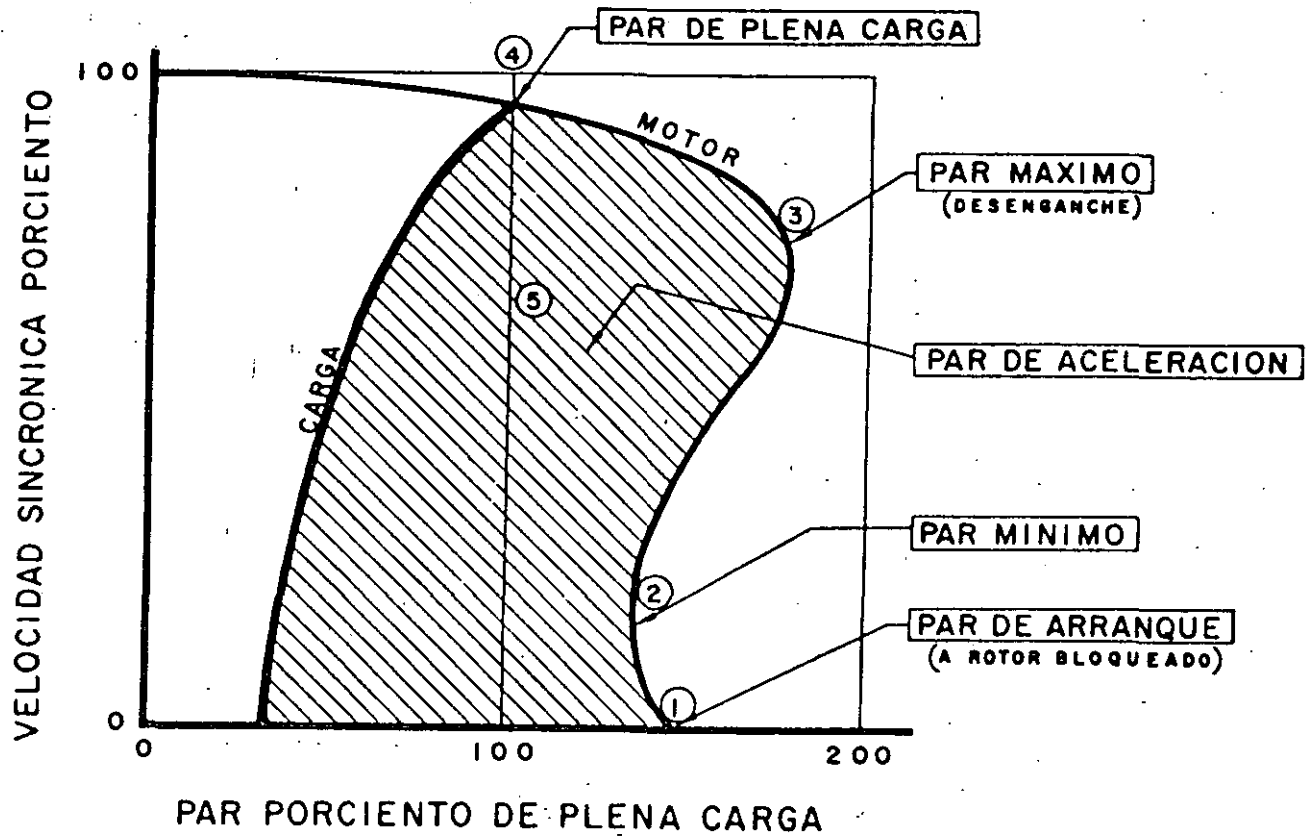
Químicos corrosivos
Polvos Abrasivos
Polvos Obstruyentes
Alta humedad relativa

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 aplicó 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:



— Pares de un Motor de Inducción —



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

CURSO: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS IN
DUSTRIALES

ING. LUIS MUROW ITQUIN

ENERO 1985

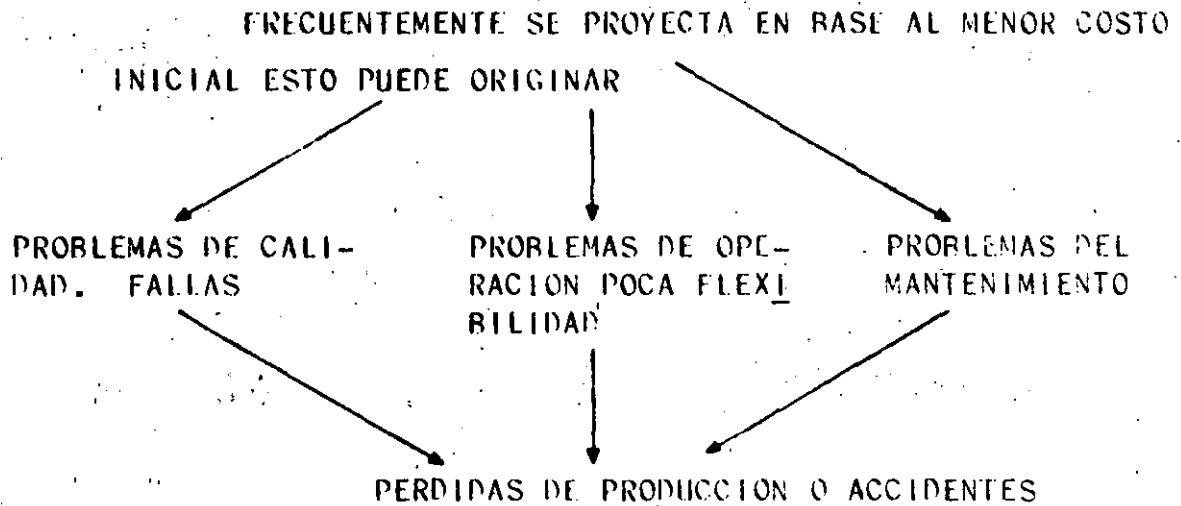
22-26

I.- PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

I.1.- INTRODUCCION

LA CONTINUIDAD DE PRODUCCION EN UNA PLANTA INDUSTRIAL ES TAN CONFIABLE . . . COMO LO ES SU SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICO.

DOS PLANTAS RARAMENTE TIENEN LAS MISMAS NECESIDADES, POR LO QUE NO SE PUEDE USAR EL MISMO SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICA SIN EMBARGO SE SIGUEN RECOMENDACIONES, CODIGOS, NORMAS DE INGENIERIA.



LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA BIEN PLANEA-
DO Y UNA INSTALACION MEDIOCRE ES GENERALMENTE PEQUEÑA. TO-
MESE EN CUENTA QUE EL SISTEMA ELECTRICO, EN GENERAL, COSTA
RA ALREDEDOR DEL 2 AL 10% DEL COSTO GLOBAL DE LA PLANTA.

EL SISTEMA ELECTRICO DE UNA PLANTA NO ES UN FIN EN
SI, SINO FORMA SOLO UNA PARTE DE UN PROCESO PRODUCTIVO,
PARTE MUY VITAL POR CIERTO.

NO PLANEE UN SISTEMA ELECTRICO SIN PARTICIPACION DE:

El personal de PRODUCCION de la planta. Ellos
conocen el proceso, cuales máquinas pueden quedar fue-
ra en una emergencia y cuales no, la necesidad de cam-
bios futuros.

El personal de MANTENIMIENTO. Indicación en ba-
se a sus programas, como debe hacerse la instalación
para darle mantenimiento sin riesgo y con facilidad y
que sistemas quedan conectados y cuales fuera.

El personal de SEGURIDAD

El grupo de ingeniería Industrial que planea la
fábrica y los demas grupos de construcción, mecánica
y civil. Debe haber coordinación entre todos.

POR OTRO LADO, QUIENES PLANEAN UNA FABRICA, SE INTERESAN SOBRE TODO EN LAS MAQUINAS DE PRODUCCION, METODOS, DISTRIBUCION DE PLANTA. ESTE GRUPO Y EL GRUPO DE PRODUCCION, TIENDEN A OLVIDAR O A POSPONER LA INSTALACION ELECTRICIA.

- + El sistema no estará bien diseñado.
- + Los costos iniciales se elevarán.
- + Se verá 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.

1.2.- CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑOSEGURIDAD

En vidas No hay alternativa.
Solo la opción segura es la viable.

En la propiedad puede evaluarse económicamente.

CONFIABILIDAD Depende del tipo de proceso. Algunas plantas toleran interrupciones, otras no. Las fallas deben aislarse con un mínimo disturbio al resto del sistema.

SIMPLICIDAD DE OPERACION Una vez satisfechos los requerimientos del proceso, el sistema debe ser tan simple como sea posible.

REGULACION DE TENSION Las bajas tensiones producen daños al equipo.

MANTENIMIENTO Acceso con seguridad y facilidad para limpieza, reparaciones, ajustes y mantenimiento rutinario.

FLEXIBILIDAD Deben preverse cambios futuros, dentro de lo económicamente conveniente.

COSTOS INICIALES Factores muy importantes al decidir entre distintas alternativas.

Expansiones futuras también deben considerarse ya que, generalmente todas las industrias tienden a crecer. Esto no debe olvidarse para tomar en cuenta en la selección de voltajes, capacidades de equipo, espacio para instalación. Todo esto debe estar cimentado en el estudio económico correspondiente.

1.3.- GUIA PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO
INDUSTRIAL

El siguiente procedimiento podrá guiar al Ingeniero en el diseño de un sistema eléctrico de distribución Industrial.

- + Levantamiento de cargas.
- + Determinación de la demanda.
- + Arreglo eléctrico.
- + Localización de equipo.
- + Selección de tensiones.
- + Compañía suministradora.
- + Generación.
- + Diagrama unifilar.
- + Análisis de corto circuito.
- + Protección.
- + Expansión futura.
- + Otros requerimientos.

LEVANTAMIENTO DE CARGAS

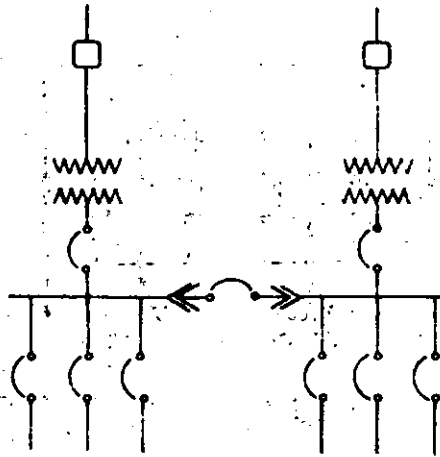
OBTENGA UNA DISTRIBUCION DE PLANTA GENERAL CON LA LOCALIZACION DE EQUIPO Y SUS CARACTERISTICAS ELECTRICAS (POTENCIA, TENSION, FASES ETC).

EN LA MAYOR PARTE DE LAS VECES, LO ANTERIOR NO ES POSIBLE TOTALMENTE NO SE DETENGA, PORQUE PUEDE CAUSAR RETRASOS A LA CONSTRUCCION DE LA PLANTA. POR LO TANTO, ESTIME MEDIANTE EL USO DE CARGAS TIPICAS POR AREA, POR FUNCION, EN INDUSTRIAS SIMILARES A LA PROYECTADA, ETC.

COORDINESE CON LOS DEMAS DISENADORES DE LA PLANTA. ELLOS LE IRAN PROPORCIONANDO MAS DATOS.

ELABORE USTED SUS PROPIOS INDICES DE WATTS O VA POR M² EN BASE A INSTALACIONES CONOCIDAS.

5.- SECUNDARIO SELECTIVO



SI FALLA EL SISTEMA PRIMARIO O EL TRANSFORMADOR, EL SERVICIO NO SE INTERRUMPE - ESTO REQUIERE:

- O SOBRE DIMENSIONAR LOS TRANSFORMADORES.
- O AIRE FORZADO DURANTE LA EMERGENCIA.
- O ECHAR FUERA CARGA NO ESENCIAL
- O SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR ACEPTANDO PERDIDA EN LA VIDA DELEMISMO.

COMBINADO CON EL PRIMARIO SELECTIVO ES EL SISTEMA MAS CONFIABLE.

MAS COSTO QUE LOS ANTERIORES (PRIMARIO Y SECUNDARIO SELECTIVO)

PARA DAR MANTENIMIENTO AL TABLERO DE BAJA TENSION REQUIERE ECHAR FUERA LA CARGA

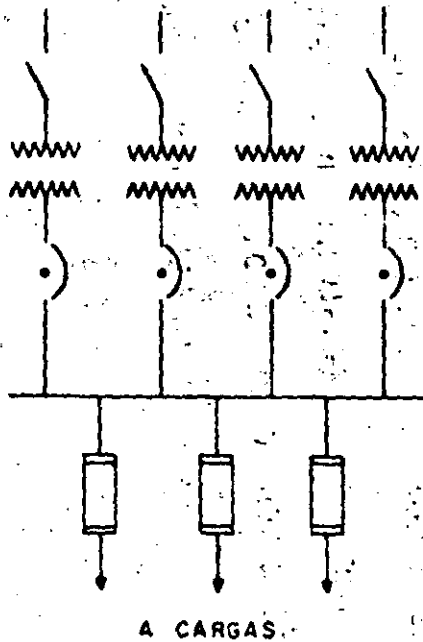
OPERACION MAS COMPLEJA

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

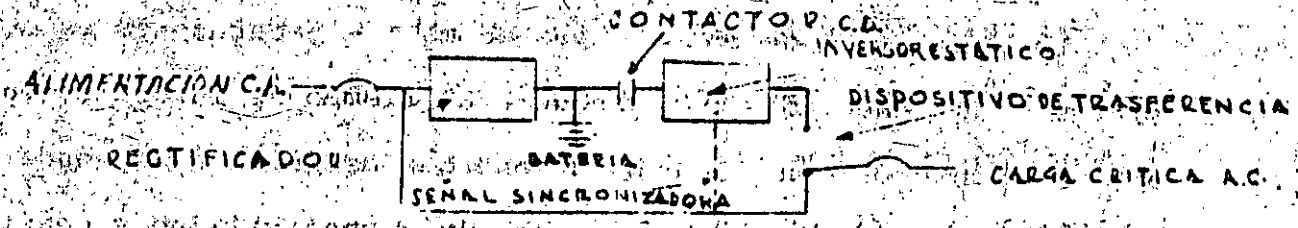
6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES.



+ MUY CONFIABLE NO HAY INTERRUPCIONES DE NINGUNA ESPECIE, A MENOS QUE FALLE ALGUNO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS. ADECUADO PARA CARGAS GRANDES.

+ COSTOSO
 + SI FALLA EL TABLERO SECUNDARIO, FALLA EL SISTEMA.
 + ELEVADAS CORRIENTES DE DE CORTO CIRCUITO.

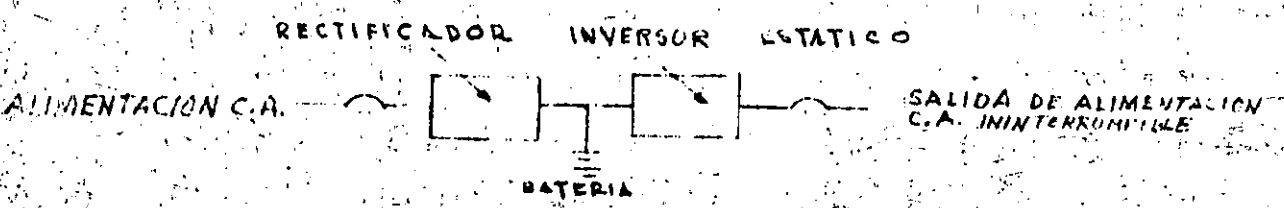
3.- Sistemas de Inversor Bateria.



SISTEMA CON INVERSOR
INTERRUPCIÓN ESTÁTICA CORTA

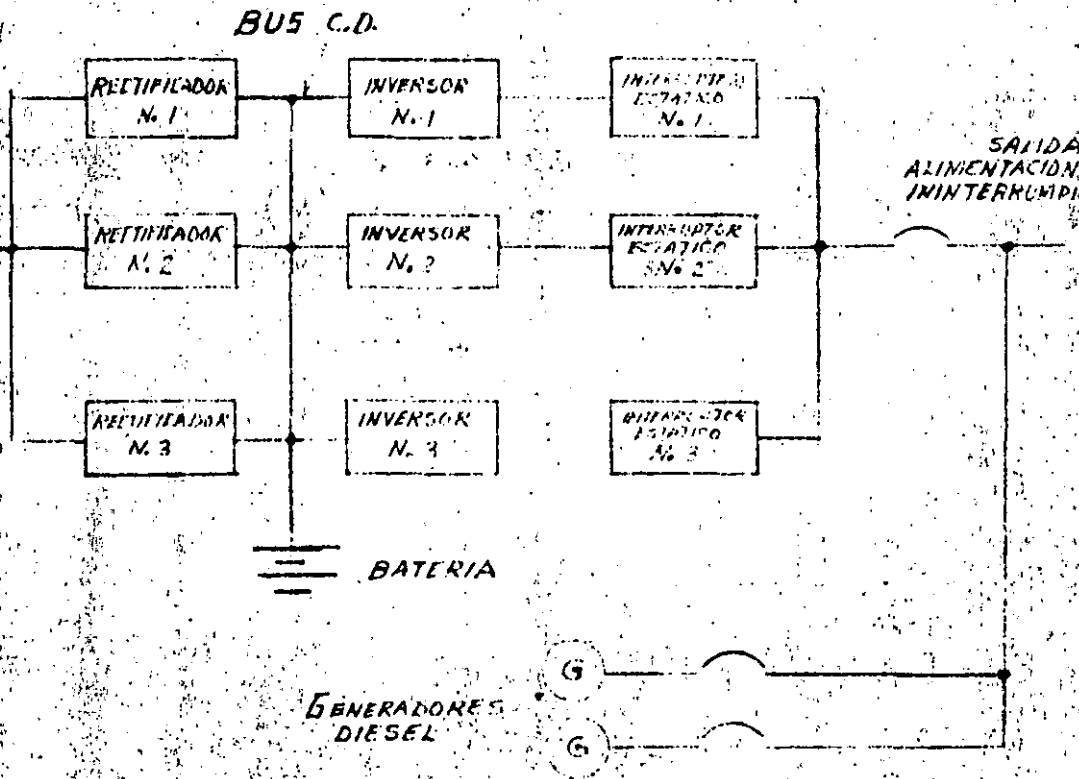
En la figura se muestra un sistema que no es ininterrumpible ya que el tiempo de transferencia es de 60 a 190 milisegundos. El contactor cierra cuando ocurre una interrupción en el sistema primario y está dentro del circuito para prevenir una energización continua del inversor estático cuya eficiencia es aproximadamente 70% y por lo tanto, desperdicia energía cuando energizado.

La siguiente figura muestra el sistema más ampliamente usado para el suministro de energía sin interrupción.



La carga practicamente no sufre interrupciones, disturbios transitorios, ni variaciones de frecuencia o voltaje. El costo depende del tamaño y configuración y tamaño de baterías. Una falla en el inversor causa la perdida en el suministro hasta su separación o hasta que el sistema primario pueda ser conectado directamente a la carga. En otra conferencia este sistema será descrito con más amplitud.

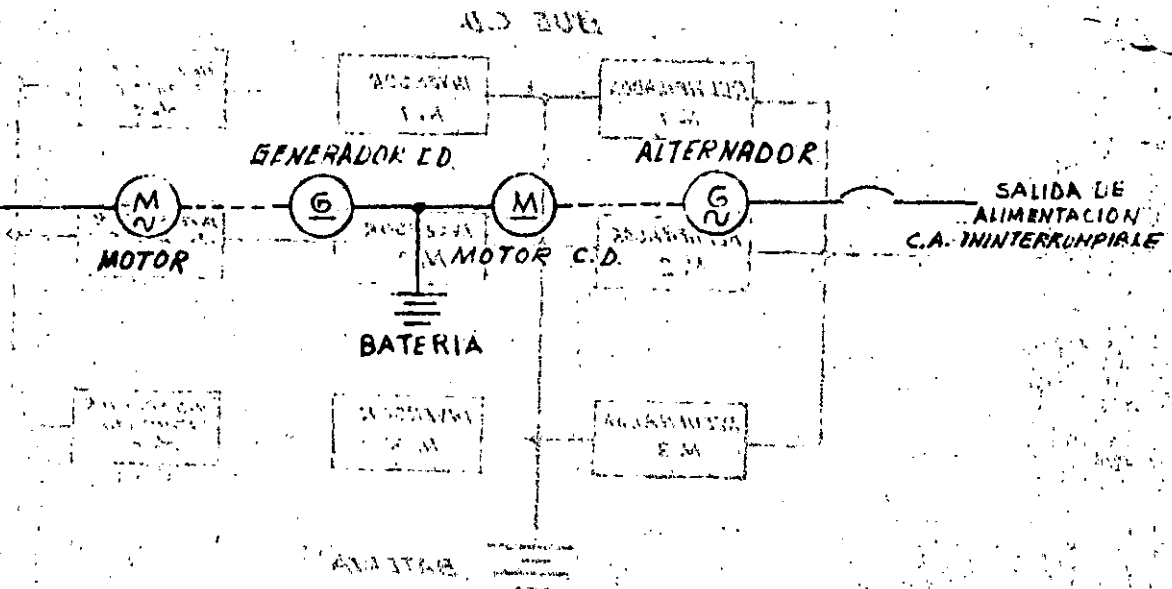
La figura siguiente muestra un arreglo de equipo ininterrumpible redundante con interruptores estáticos para proteger contra fallas de los inversores.



Las baterías de este sistema se requieren para suministrar energía hasta que los generadores de motor diesel entran en servicio. Este sistema es más confiable que el anterior, pero también es más costoso, ya que dependerá de la redundancia, equipo auxiliar y tamaño de la batería.

Son imponentes los requerimientos para la instalación de estos equipos ya que, por ejemplo, una batería para suministrar energía a un inversor de 250 KW durante 1 hora pesa 25 Ton.

Sistemas Mecánicos Ininterrumpibles



Este diagrama muestra el caso típico. El motor de C.A. mueve a un generador de C.C., que a su vez entrega energía para mover el motor de C.C. que mueve un generador de C.A. y la batería suministra a su vez energía al motor de C.C. en caso de falla en el sistema primario. El generador de C.A. provee de energía ininterrumpible a la carga. El hecho de que no haya partes móviles en los inversores estáticos y rectificadores ha probado ser un punto importante para preferir estos sobre los mecánicos rodantes.

Con esto hemos querido dar algunos aspectos de los muchos sistemas que se pueden formar según necesidades de la operación y su costo inicial y de operación y mantenimiento.

- 8.- Deben usarse guantes de hule, protegidos por guantes de cuero para no dañarlos, al operar equipos vivos; sobre todo en voltajes mayores de 600 volts.
- 9.- Debe instalarse alumbrado de emergencia en los lugares clave para facilitar el tránsito en lugares peligrosos.

Resumiendo en parte lo que se ha platicado, podemos aconsejar lo siguiente, para planear un Sistema Eléctrico Industrial.

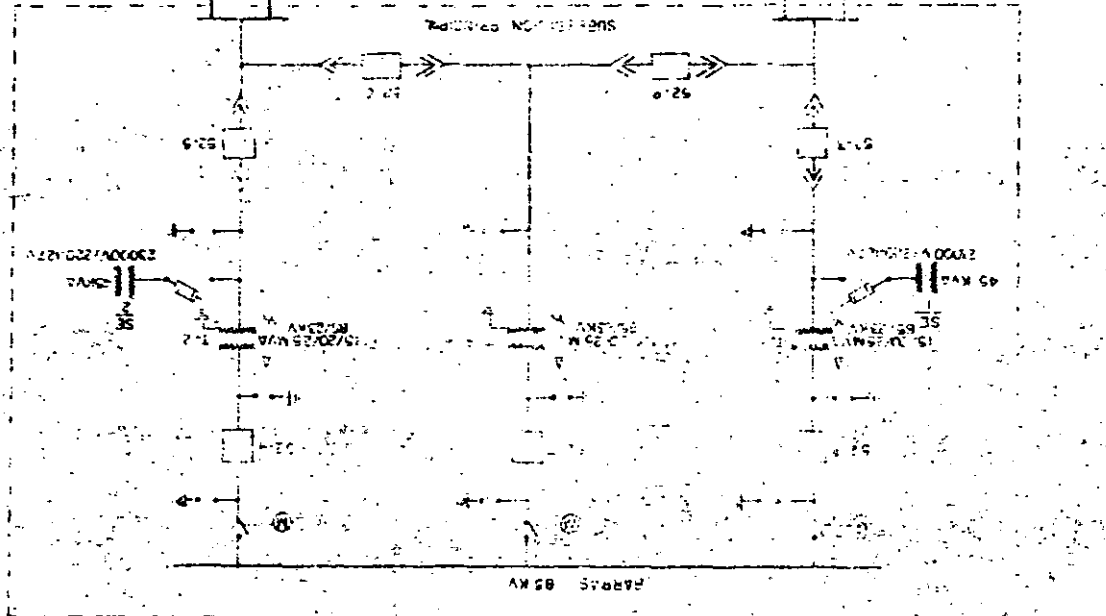
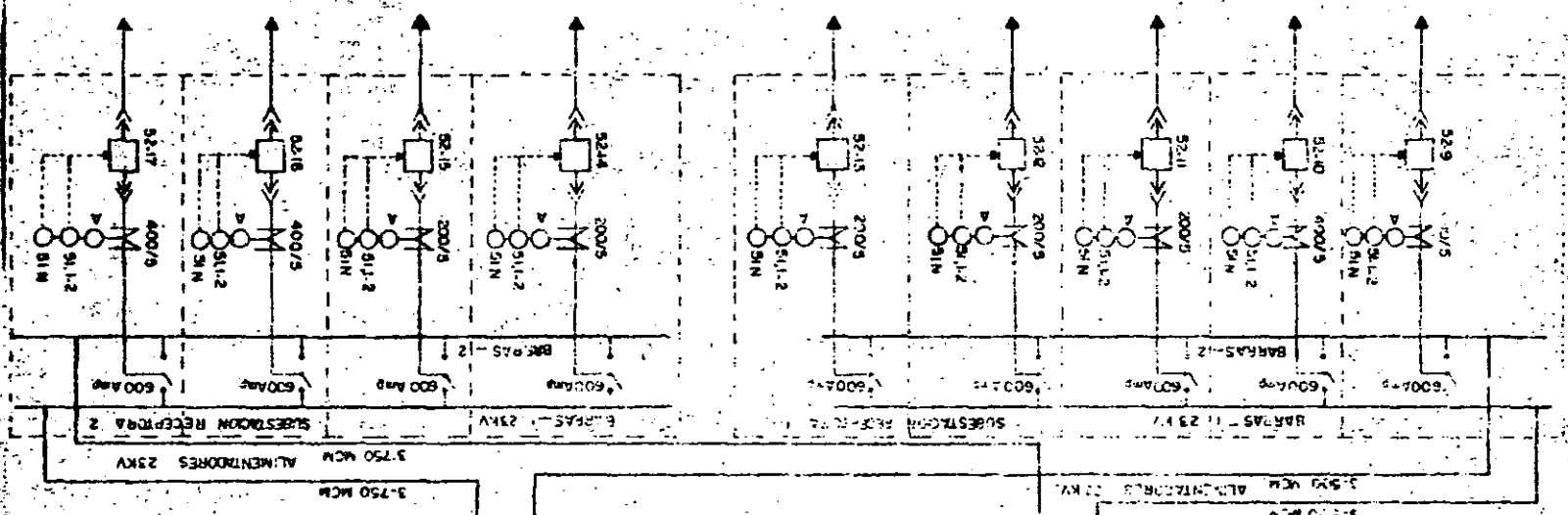
- 1.- Obtenga una distribución de planta y marque en ella las diferentes cargas y con ello determine el total de carga instalada en HP, KW y KVA, de fuerza.
- 2.- Estime la cargas de alumbrado, ventilación o aire acondicionado y otras diferentes a las de fuerza en lo posible de datos reales o de tablas y datos estadísticos.
- 3.- Determine la carga total conectada y calcule la demanda máxima usando el factor de demanda, con los criterios establecidos.
- 4.- Investigue cuales son las cargas que son poco comunes como pueden ser el arranque de grandes motores, operación de hornos de arco o soldadoras y condiciones de operación especiales como motores auxiliares de las calderas o cargas que deben mantenerse en operación bajo todas condiciones y también las cargas que tienen un ciclo especial en su uso.
- 5.- Estudie los varios tipos de sistemas de distribución y seleccione el sistema o la combinación de sistemas que mejor se acoplen a los requerimientos de su planta y origine su diagrama unifilar preliminar.
- 6.- Obtenga de la Cía. Suministradora del servicio, el dato de voltaje de suministro, comportamiento de sus líneas sistemas disponibles, aterrizaje de neutros, protecciones, mediciones y los requerimientos físicos del equipo.

También capacidades interruptivas de interruptores así como las potencias de C.C. presente y los que se esperen al futuro en el punto de suministro y las tarifas que se aplicarían en el caso específico.

- 7.- Si se considera generación de energía para usos propios, debe determinarse los KVA requeridos, incluyendo la carga para emergencia, el voltaje de generación y los equipos accesorios correspondientes a protecciones, mediciones, relación de voltaje, sincronización y aterrizaje. Esto debe de revisarse con la Compañía suministradora en caso de operación, en paralelo, para acoplarse a sus necesidades,
- 8.- Es indispensable hacer el análisis de costos correspondientes a los estudios de los diferentes niveles de voltaje y los varios arreglos de equipos, para poder justificar la selección de equipo y voltaje. El estudio debe ser hecho a base de costo instalado, incluyendo todos los componentes en esa parte o en todo el sistema.
- 9.- Revise los cálculos de C.C. , para asegurarse que los interruptores son de la capacidad adecuada , revise también la selectividad de los dispositivos de protección durante la operación normal y las condiciones de disturbio o falla.
- 10.- Calcule la distribución y caída de voltaje en varios puntos críticos.
- 11.- Igualmente determine los requerimientos de los diferentes componentes del sistema eléctrico con atención a las condiciones de operación y cuidado del equipo.
- 12.- Revise las Normas de Instalaciones Eléctricas en vigor para cumplir con las mismas y con los demás códigos relacionados.
- 13.- Revise que todos los equipos tienen incorporados todos los aditamentos de seguridad en todos los componentes del sistema, según se ha planeado.

- 14.- Elabore las especificaciones del equipo.
- 15.- Obtenga las dimensiones del equipo y elabore los dibujos de todo el sistema.
- 16.- En su caso, determine si el equipo existente es capaz de soportar las necesidades de la carga adicional; revisando su voltaje de operación, capacidad interruptiva y capacidad de conducción de corriente.
- 17.- Programe con caso de aplicaciones, que las interconexiones entre lo actual y lo nuevo se hagan con un número de tiempo de interrupción.

Todo este procedimiento para planear el sistema no asegura el éxito por sí mismo, sino que debe estar complementado y cimentado en un buen criterio de ingeniero.



45



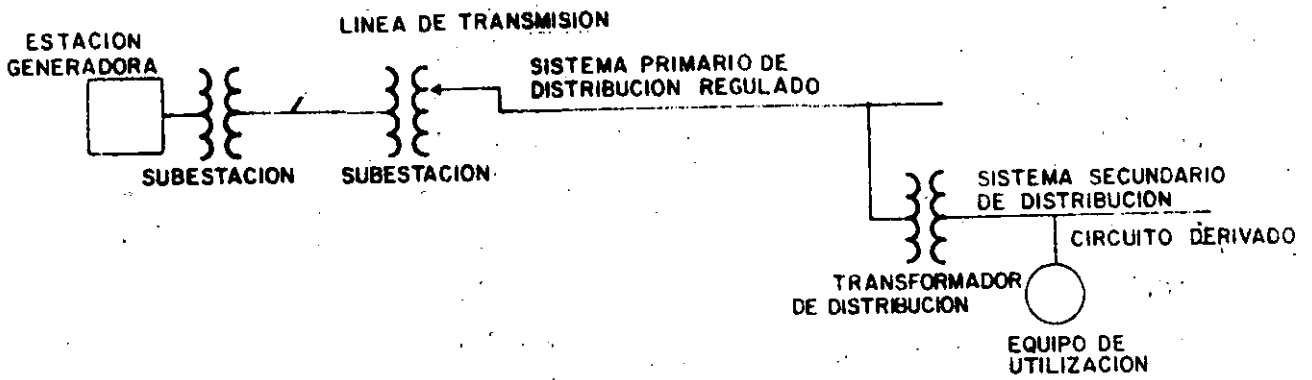
**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

ENERO 1985



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.) 230,000 115,000 85,000 69,000</div>				
	MEDIA TENSION (34.5KV) 34,500 (1) 23,000 13,800			
		23000 13800 4160 2400		
			RAJA 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
 COMPAÑÍAS DE SERVICIO ELÉCTRICO Y DE EVALUACIONES ECONÓMICAS
 QUE CONSIDEREN LAS TARIFAS Y LOS COSTOS DE EQUIPO, LA PLANTA
 INDUSTRIAL PODRÍA CONECTARSE A CUALQUIERA DE LAS TENSIONES DEL
 SISTEMA:

PLANTAS PEQUEÑAS, O DE ALGUNOS
 CIENTOS DE KVA. COMO MÁXIMO

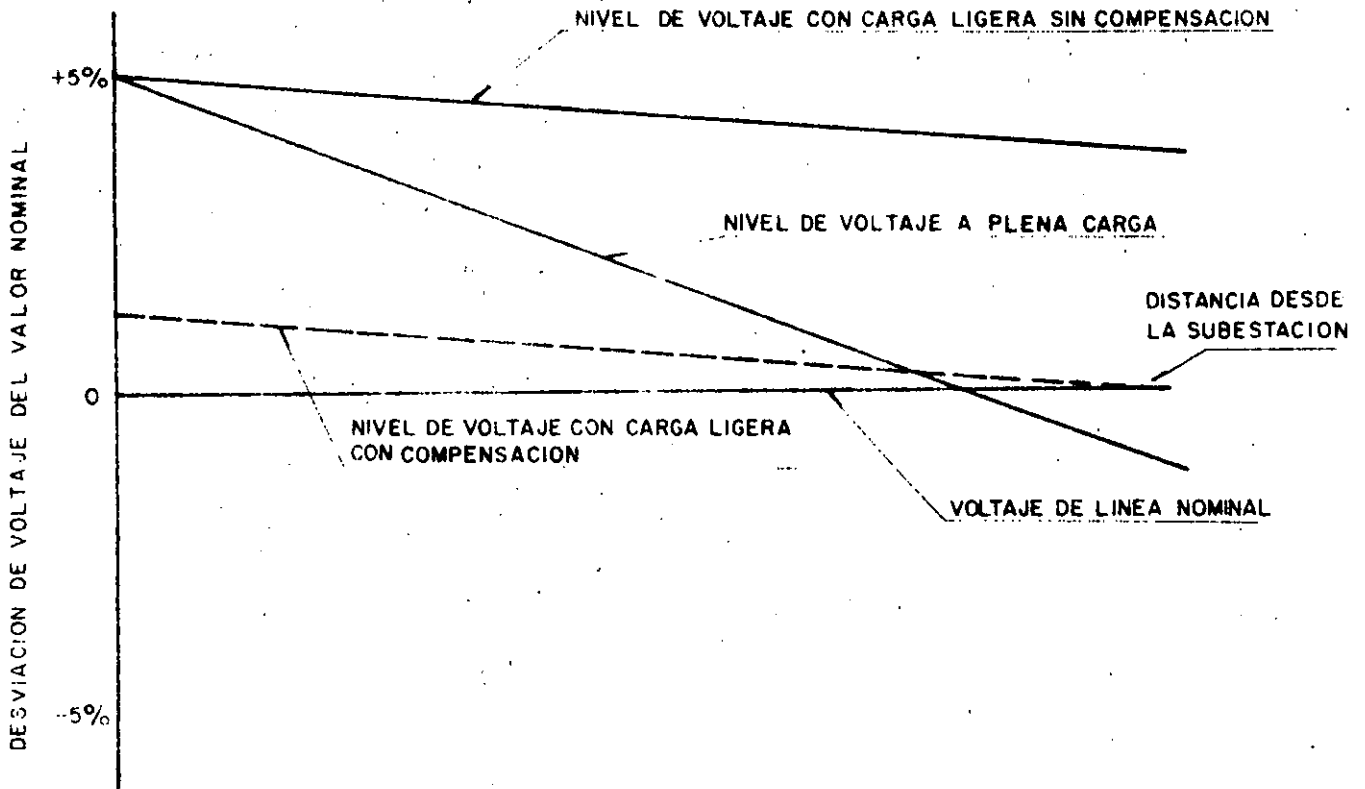
SE PUEDEN CONECTAR A LA RED
 DE BAJA TENSION, O A UN TRANS-
 FORMADOR ESPECIAL DE LA
 COMPAÑÍA ELÉCTRICA, O TENER
 SU PROPIO TRANSFORMADOR Y
 RED SECUNDARIA.

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/RT Y LA RED DE DISTRI-
 BUION 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/RT 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)	120.5	127
115 - (0.1) (115)	103.5	104 V

- ESTA TOLERANCIA DE 23 V TIENE QUE DIVIDIRSE ENTRE:
 - + EL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO: 13V
 - + TRANSFORMADOR MT/RT: 4V
 - + RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA: 6V (5%)

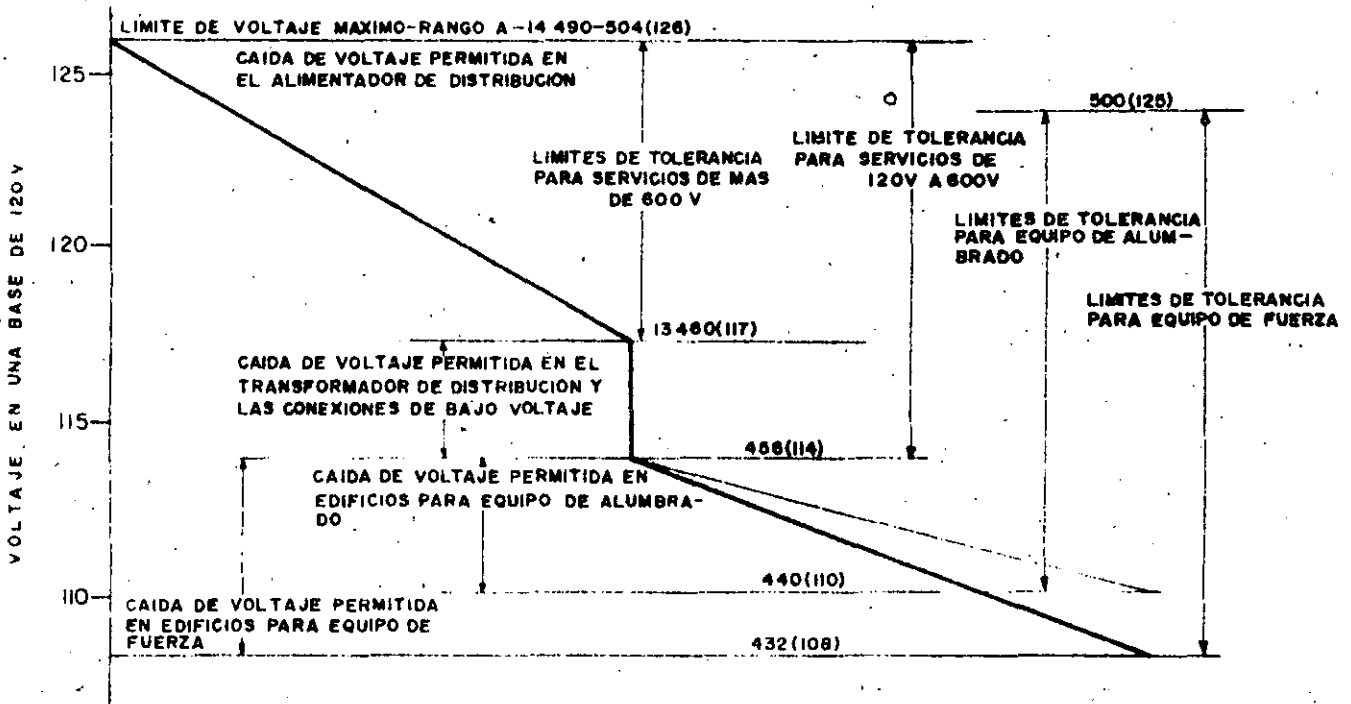
- EL SISTEMA ANTERIOR ES EL RANGO "B". EL RANGO "A" LIMITA DE 126 A 108V, SEGUN SE VE EN LA TABLA ANEXA. ESTE RANGO ES EL QUE SE TIENDE A USAR. PARA CARGAS DE ALUMBRADO LOS LIMITES INFERIORES ESTAN LIGERAMENTE MAS ARRIBA QUE EN LOS MOTORES, POR CONSIDERARSE QUE NO ADMITEN UN VOLTAJE INFERIOR.

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 100 V

+ PARA CIRCUITOS DE ALUMBRADO



PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO A, ANSI C84.1-1970

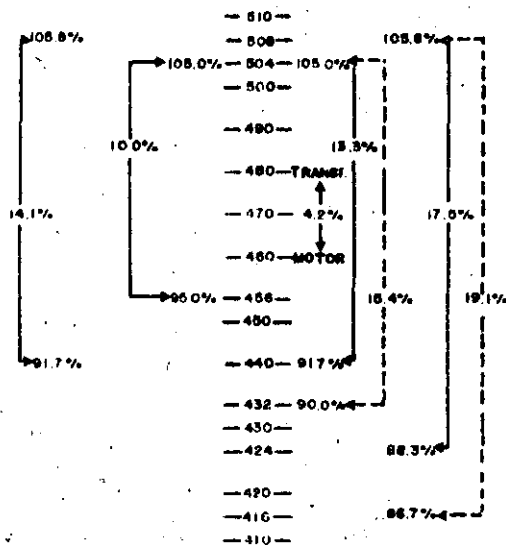
TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO :

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
 - - - - - CIRCUITOS 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 _____ PODRA 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, FARRICAS 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.- EFFICIA 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 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 FUNCIÓN 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	85.4
	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 CAMBIA NO
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 3-5%

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 LIGERA-
MENTE

AUMENTA LIGERA-
MENTE.

(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

EFECTOS 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:

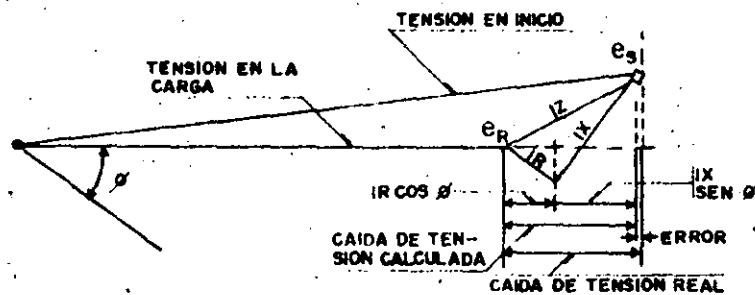


DIAGRAMA FASORIAL DE RELACION DE TENSION

$$V = IR \cos \phi + IX \sin \phi$$

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

$$V = 5/1.732 = \underline{2.89 \text{ VOLTS.}}$$

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:

PORCIENTO DE CAIDA
A PLENA CARGA = 3.67

$$\text{PORCIENTO DE CAIDA A 1500 KVA} = 3.67 \times \frac{1500}{2000}$$

$$= 2.75$$

$$\text{CAIDA DE TENSION REAL} = 0.0275 \times 480 = 13.2 \text{ VOLTS}$$

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	105.29	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	98.7	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	25.39	39.48	62.51	98.70	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	4.60	5.59	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	98.70	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	98.70	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	35.19	55.93	88.87	138.18	---
0.70	2.17	2.27	2.40	2.46	2.58	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 Sólido.

PARA CONVERTIR LA CAIDA DE TENSION A	MULTIPLIQUE POR
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A LINEA	1.16
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A NEUTRO	0.577
TRES FASES, LINEA A NEUTRO	0.577

TABLA 2-12

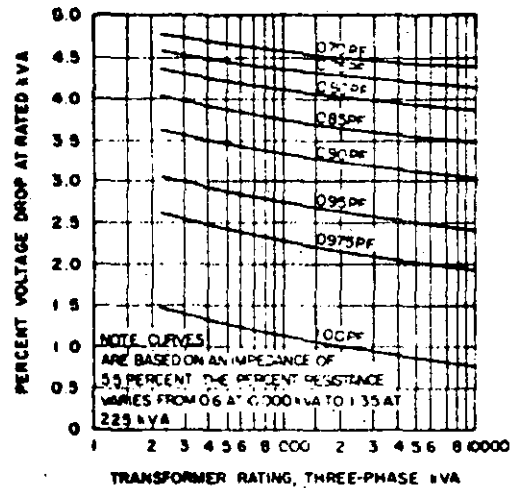


Fig 13
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 225-10 000 kVA, 5-25 kV

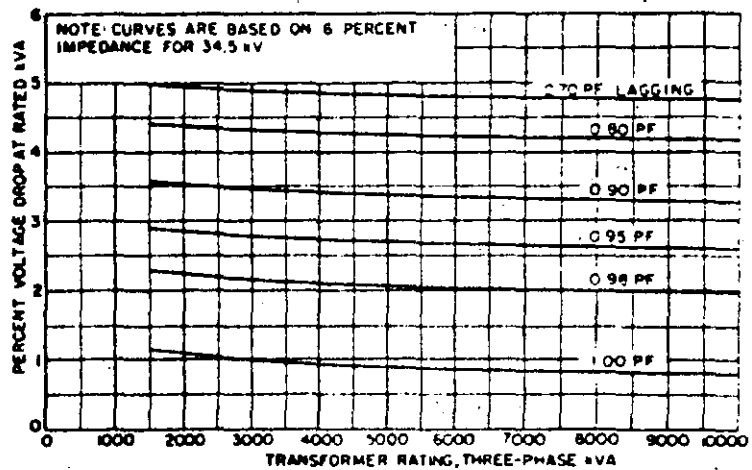


Fig 14
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 1500-10 000 kVA, 34.5 kV

EFFECTOS DEL ARRANQUE DE MOTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION 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.

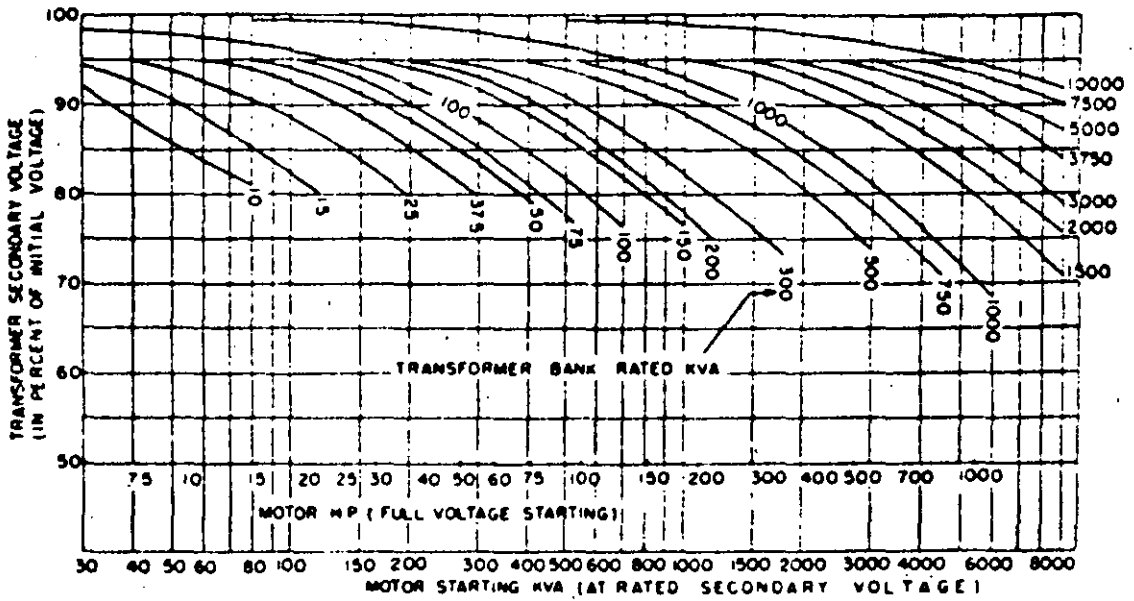
LA CAIDA DE TENSION MAS IMPORTANTE DEL SISTEMA SE DA EN LOS TRANSFORMADORES Y UNA FORMA DE CALCULARLA ES USANDO LA GRAFICA ANEXA.

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 ARRAN- CADOR	TENSION EN EL- MOTOR (% V DE LINEA)	PAR DE ARRANQUE (% DE PAR A TEN- SION PLENA)	CORRIENTE DE LI- NEA (% DE CO- RRIENTE A TEN- SION PLENA)
TENSION PLENA	100	100	100
<u>AIUTO TRANSFORMA- DOR</u>			
TAP A 80%	80	64	68
TAP A 65%	65	42	46
TAP A 50%	50	25	30
<u>TIPO RESISTENCIA AJUSTADO A 80%</u>			
	80	64	80
<u>REACTOR</u>			
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
300-1000	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:

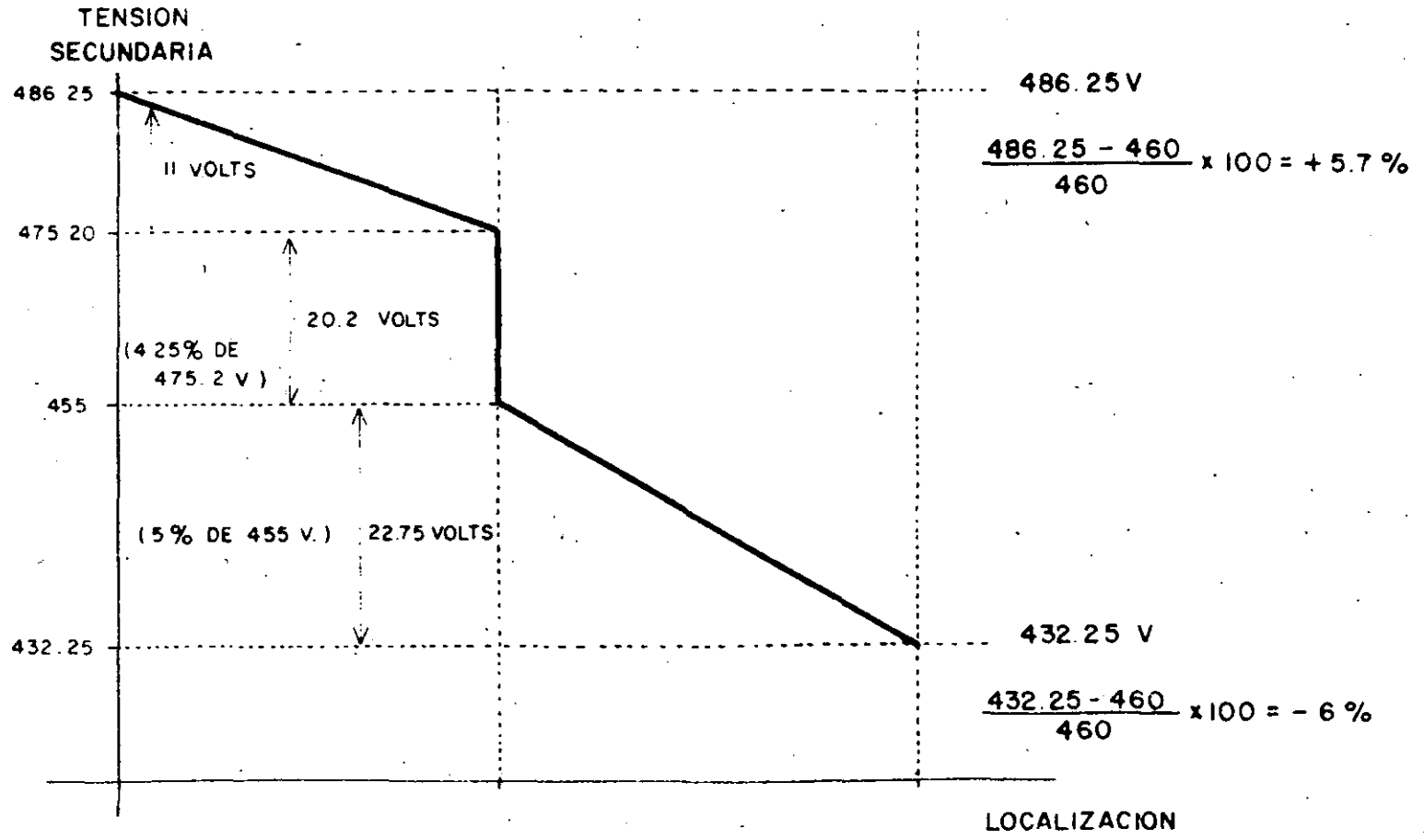
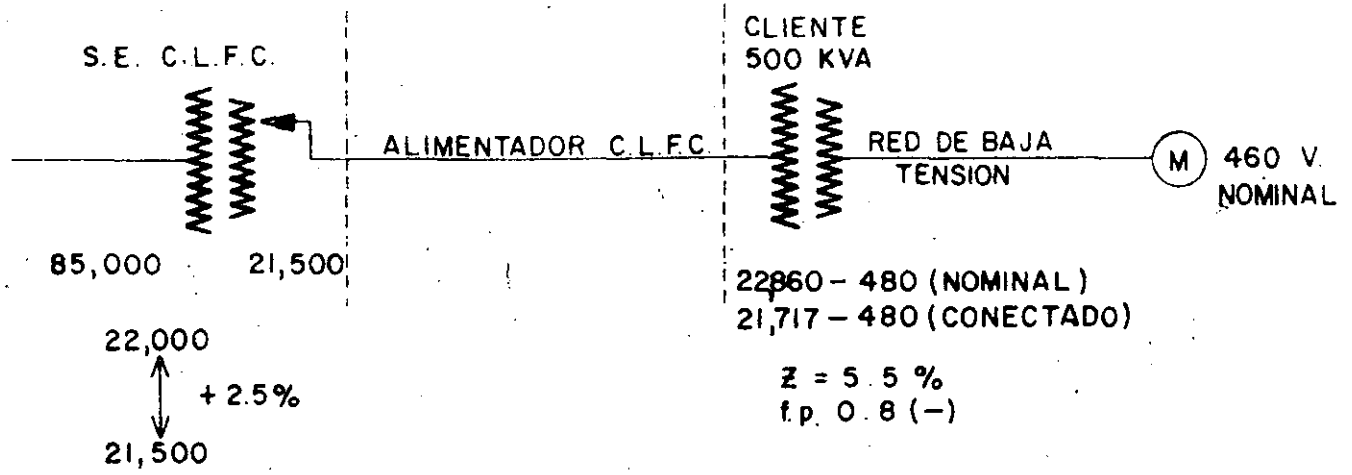
- a) La S. E. reductora de 85 - 23 KV. de la Compañía - Suministradora y su red de distribución en 23 KV.
- b) El transformador de distribución del cliente industrial.
- c) La red de distribución en baja tensión dentro de - la Fábrica.

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 ésto de manera automática .

Por el propio desarrollo que ha tenido la red de distribución en media tensión en la CLFC, se trabaja en el 80% de las subestaciones con una tensión nominal de 21,500 volts, elevándose ésta - hasta un 2.5% arriba para compensar la caída de

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 --- volta 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-20.

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 cálculo de la

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:

$$\frac{22\ 000}{n} = \frac{22,000}{45.244} = 486.20 \text{ (volts)}$$

$$\frac{21,500}{n} = \frac{21,500}{45,244} = 475.20 \text{ (volts)}$$

$$\frac{21,500}{n} = \frac{21,500}{45,244} = 475.20 \text{ (volts)}$$

$$\frac{21,500}{n} = \frac{21,500}{45,244}$$

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:

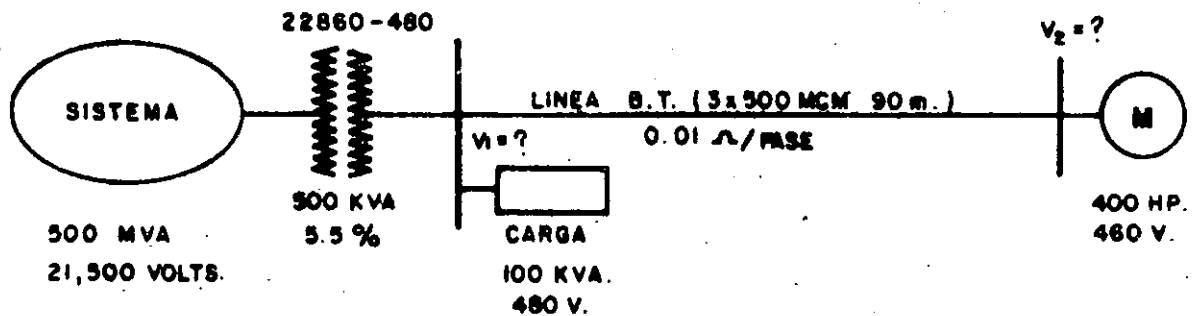
$$e_{bt} = (455) (0.05) = 22.75 \text{ volts.}$$

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 estudio de corto circuito. Se usará el método de " por unidad" para reducir las impedancias del sistema a una sola base.

DATOS BASE

POCIENCIA 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.

$$I_{NOM} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 0.46}$$

$$Z_{MA} = \frac{V_{f-n}}{I_{nom} \times 6} = \frac{460 / \sqrt{3}}{\frac{400}{\sqrt{3} \times 0.46} \times 6}$$

$$Z_{MA} = 0.088 \text{ (ohms)}$$

$$Z_{MA} (\%/1) = \frac{0.088 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000}$$

$Z_{MA} (\%/1) = 0.191$

En por unidad .

$$Z (\%/1) = \frac{Z_{ohms} \times KVA_E}{(KV_B)^2 \times 1000}$$

$$Z_c (\%/1) = \frac{2.3 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 5 (\%/1)$$

$$\boxed{Z_c (\%/1) = 5}$$

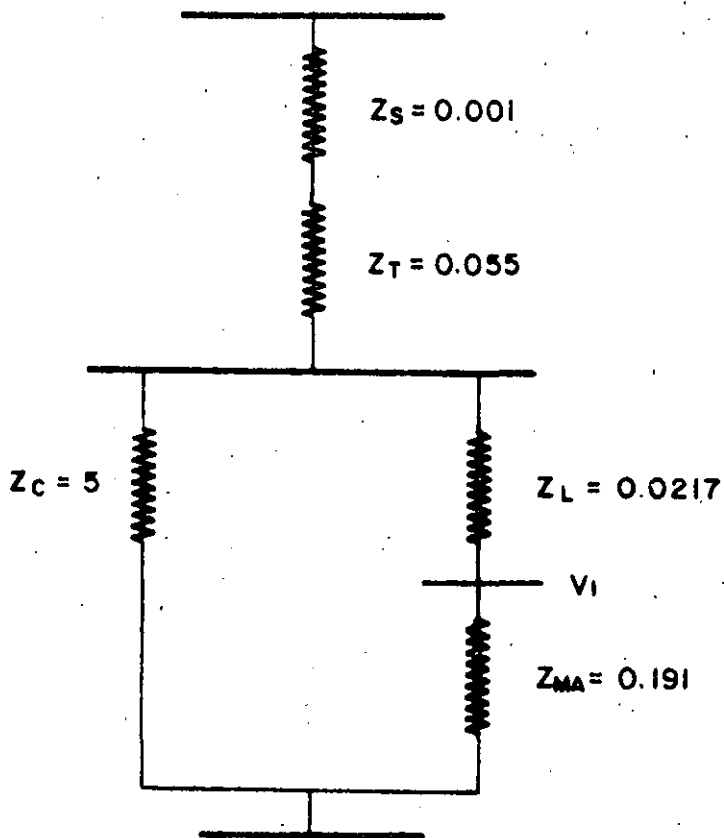
Línea en baja tensión .

$$Z_L = 0.01 \text{ (ohms)}$$

$$Z_L (\%/1) = \frac{0.01 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 0.0217 \text{ p.u.}$$

$$\boxed{Z_L (\%/1) = 0.0217}$$

El diagrama de impedancias resultante:



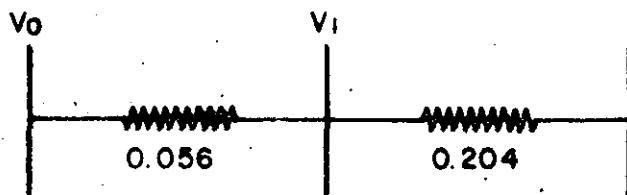
Reduciendo el diagrama:

$$Z_s + Z_T = 0.001 + 0.055 = 0.056$$

$$Z_L + Z_{MA} = 0.0217 + 0.191 = 0.2127$$

$$Z_c \parallel (Z_L + Z_{MA}) = \frac{5 \times 0.2127}{5 + 0.2127} = 0.204$$

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 :

$$V_1 = V_0 - I_T (Z_S + Z_T)$$

$$V_1 = 1.0 - 3.846 (0.056)$$

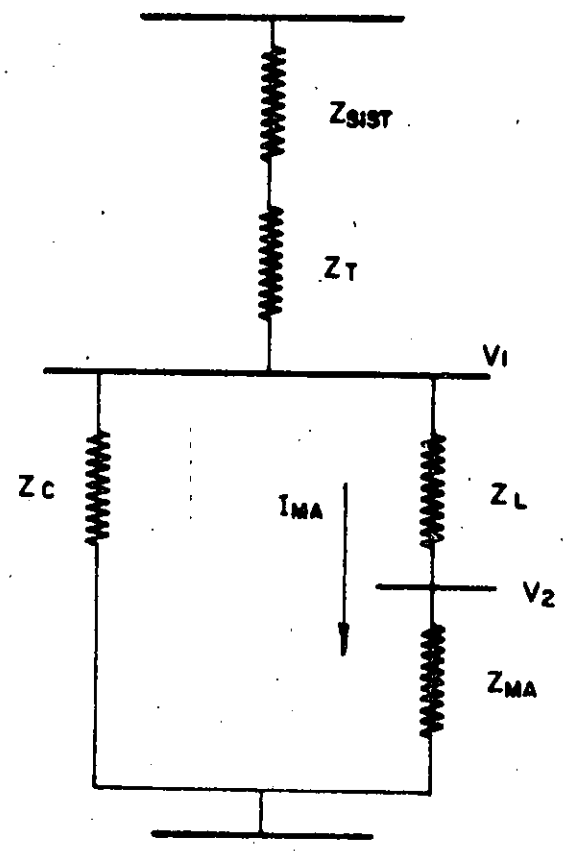
$$\boxed{V_1 = 0.785} \text{ p.u.}$$

$$V_1 = (0.785) V_B = (0.785) (480)$$

$$\boxed{V_1 = 376.8} \text{ volts}$$

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).



$$I_{MA} = \frac{V_1}{Z_L + Z_{MA}} = \frac{0.785}{0.0217 + 0.191}$$

$$I_{MA} = \frac{0.785}{0.2127} = \boxed{3.69} \text{ (p.u.)}$$

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 480 volts, el decaimiento es del orden:

$$\% e = \frac{480 - 338}{480} \times 100$$

$$\boxed{\% e = 26\%} \quad (\text{caída de tensión})$$



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

·INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

CALCULO DE FALLAS

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

ENERO 1985

5.- CALCULO DE FALLAS

5.1.- 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

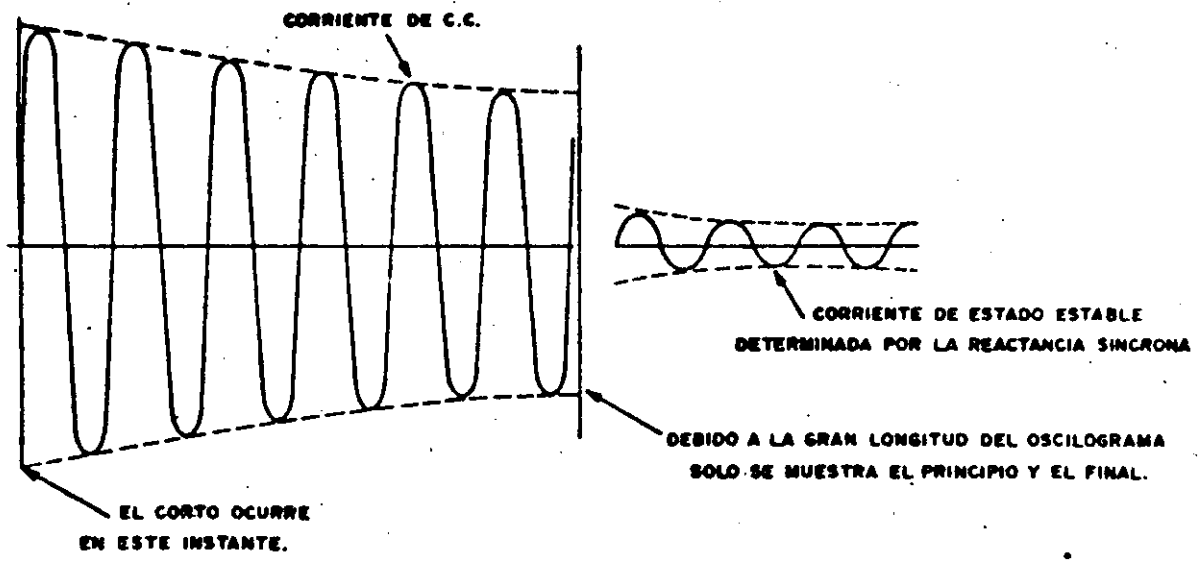
LAS CORRIENTES DE ESTAS FUENTES, QUE ALIMENTAN A LA FALLA, SON LIMITADAS POR LAS IMPEDANCIAS DEL SISTEMA LOS CUALES EN CABLES Y TRANSFORMADORES SON DE UN VALOR FIJO Y EN MOTORES Y GENERADORES SON VARIABLES CON EL TIEMPO.

(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.).

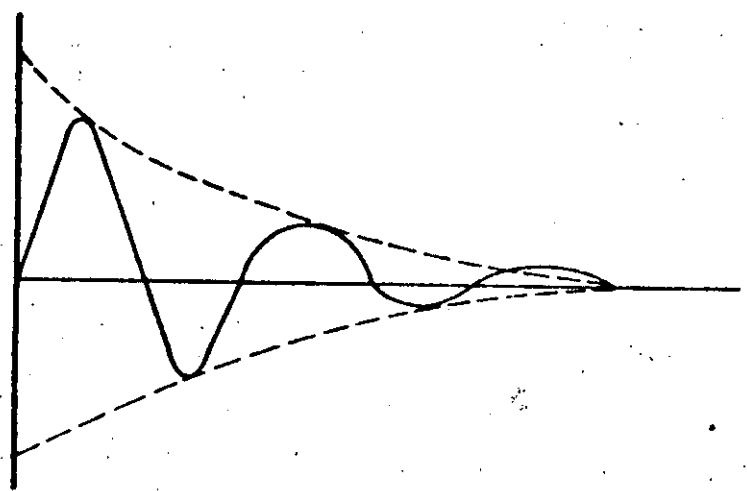
(X^{'d}).- REACTANCIA TRANSITORIA.- ES LA REACTANCIA INICIAL APARENTE DEL ESTATOR, SI SE DESPRECIAN LOS EFECTOS DE TODOS LOS ARROLAMIENTOS AMORTIGUADORES Y SE CONSIDERA SOLAMENTE LOS EFECTOS DEL ARROLAMIENTO DEL CAMPO INDUCTOR. ESTA REACTANCIA DETERMINA LA CORRIENTE QUE CIRCULA DURANTE EL PERIODO SIGUIENTE CUANDO LA X^{"d} ACTUA. (HASTA 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.

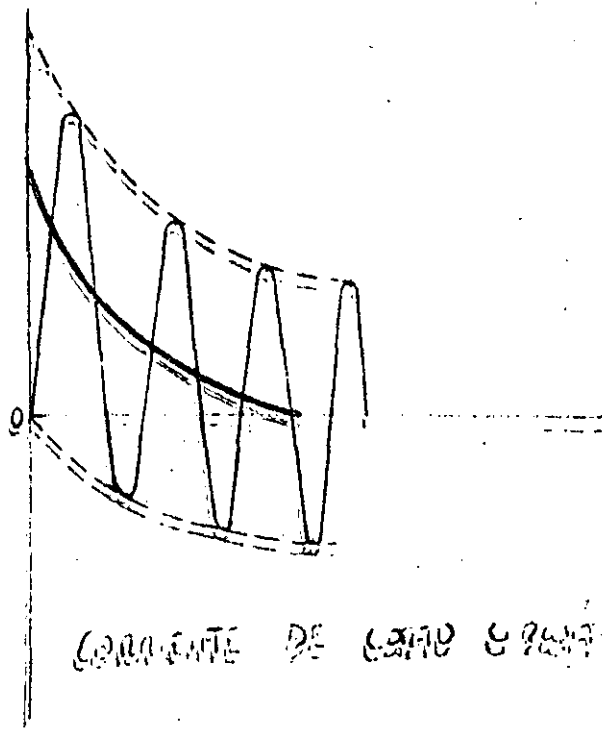
EN LOS GENERADORES Y MOTORES SINCRONOS SE PRESENTAN LOS 3 TIPOS DE REACTANCIAS ANTERIORES, EN EL MOTOR DE INDUCCION SOLAMENTE LA SUBTRANSITORIA Y EN LA COMPANIA SUMINISTRADORA QUE CONTRIBUYE EN FORMA CONSTANTE AL CORTO CIRCUITO SE REPRESENTA SU IMPEDANCIA POR UN VALOR UNICO REFERIDO AL PUNTO DE ACOMETIDA.



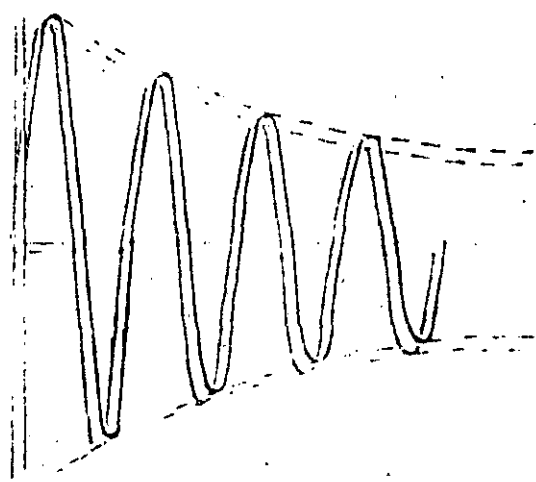
TRAZO DE UN OSCILOGRAMA DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO PRODUCIDA POR UN GENERADOR.



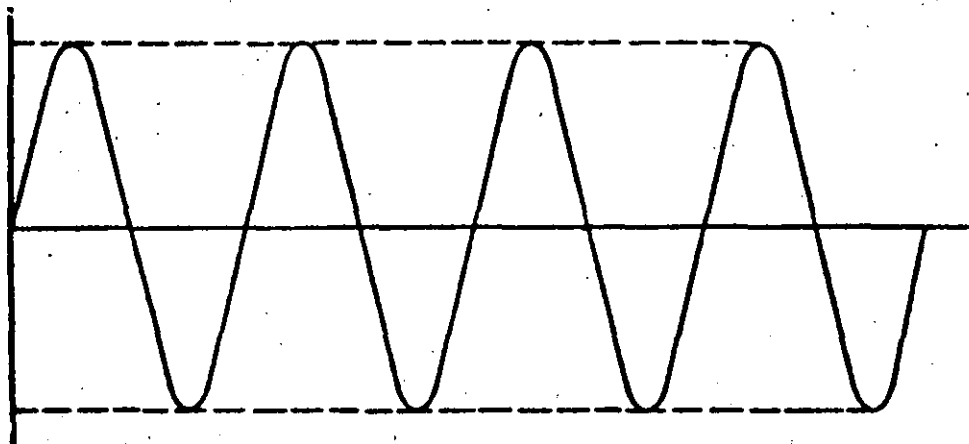
CORRIENTE DE C.C. PROPORCIONADA POR UN MOTOR DE INDUCCION.



CORRENTE DE CURTO CIRCUITO TOTAL, ASSIMÉTRICA

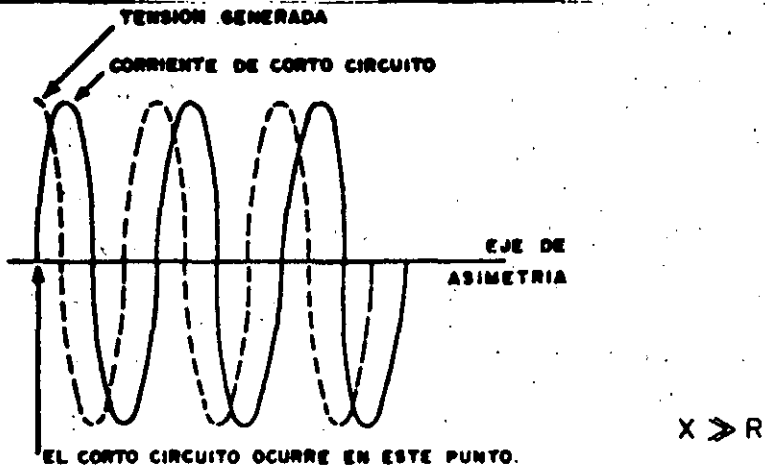


CORRENTE DE CURTO CIRCUITO TOTAL, SIMÉTRICA



CORRIENTE DE C.C. QUE PROPORCIONA LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DE ENERGIA ELECTRICA.

4.2.- SIMETRIA Y ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.



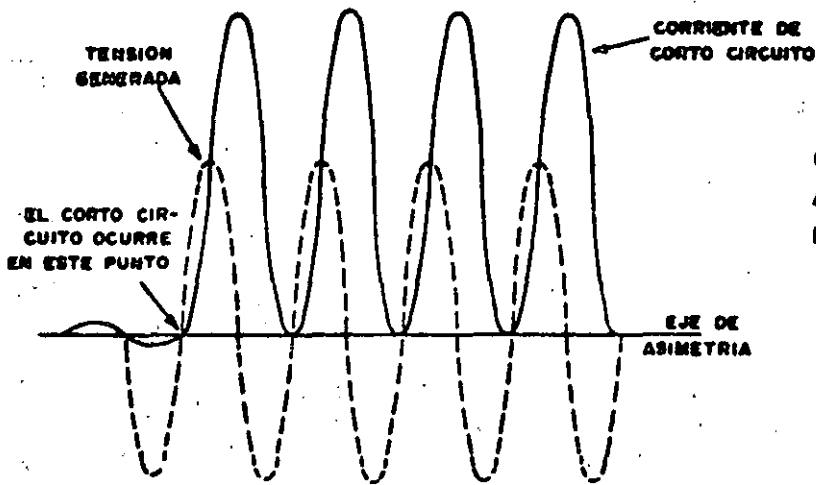
ONDA DE TENSION Y CORRIENTE SIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE F.P.=0

EL FACTOR DE POTENCIA DE C. C. SE DETERMINA POR LA RELACION ENTRE RESISTENCIA Y REACTANCIA EXISTENTE EN LA TRAYECTORIA DEL C. C.

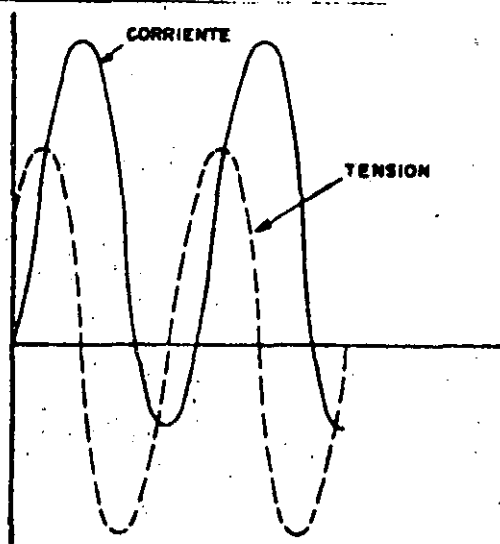
EN LA FIGURA EL C. C. OCURRE EN EL INSTANTE DEL VALOR MAXIMO DE LA ONDA DE TENSION Y LA CORRIENTE DE C. C. INICIA DE CERO, DANDO ORIGEN A UNA ONDA TOTALMENTE SIMETRICA.

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.

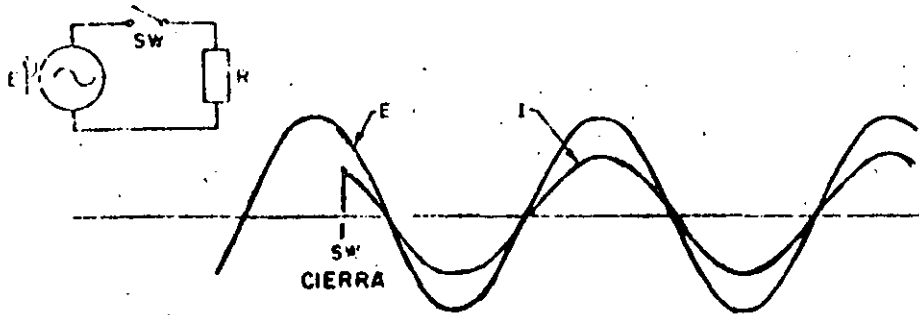


ONDA DE TENSION Y CORRIENTE
ASIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE
F.P. = 0. $X \gg R$

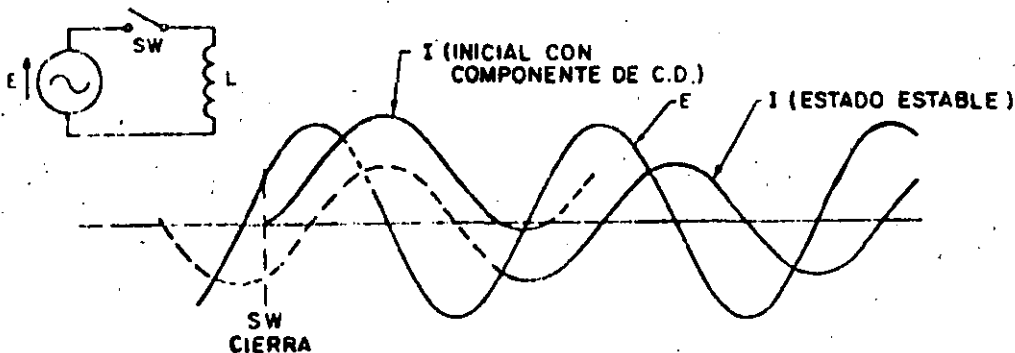


EL CORTO CIRCUITO OCURRE EN ALGUN PUNTO ENTRE EL VALOR CERO
Y EL MAXIMO DE LA ONDA DE TENSION. F.P. = 0 $X \gg R$

LA EXPLICACION DE LO ANTERIOR SE PUEDE ENCONTRAR EN LAS SIGUIENTES FIGURAS:



TRANSITORIO POR CONMUTACION R



TRANSITORIO POR CONMUTACION L

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:

$$E = L \frac{dI}{dt}$$

$$\frac{dI}{dt} = \frac{E}{L}$$

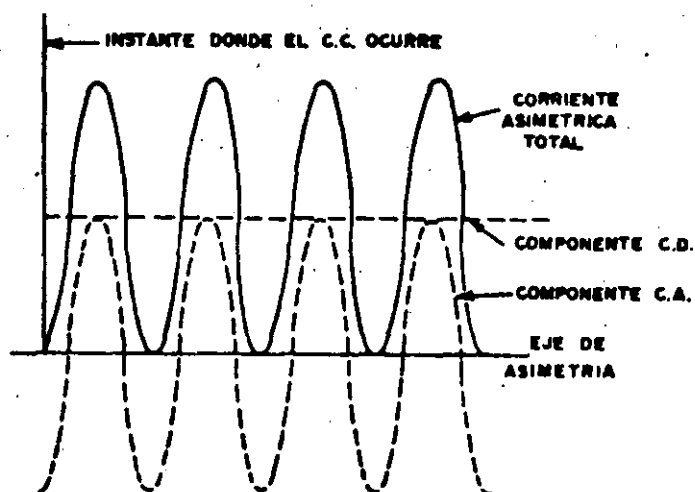
ESTA EXPRESION NOS DICE QUE LA APLICACION DE UNA F.E.M. (VOLTAJE) A UNA INDUCTANCIA, CREGARA UNA RAZON DE CAMBIO DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE CON RESPECTO AL TIEMPO, CON PENDIENTE E/L .

EN EL EXTREMO DERECHO DE LA FIGURA ANTERIOR, APARECE LA CORRIENTE DE ESTADO ESTABLE. ESTA ESTA ATIRASADA 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 LA CURVA AL MOMENTO DEL CIERRE DEL INTERRUPTOR (LINEA PUNTEADA) NOTESE QUE LA CORRIENTE DEBERIA ESTAR A UN 90% DEL PICO NEGATIVO, PERO COMO ES SWITCH ESTA ABIERTO, ESTA CORRIENTE PARTIRA DE CERO AL CERRAR Y 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.

4.2.1.- COMPONENTE DE C. D. DE LAS CORRIENTES DE C. C. ASIMILTRICAS

LA DIFICULTAD PARA ANALIZARLAS, HA LLEVADO A DESCOMPONERLAS EN DOS COMPONENTES SIMPLES :

- a) COMPONENTE DE C. A. SIMETRICA
- b) COMPONENTE DE C. D.

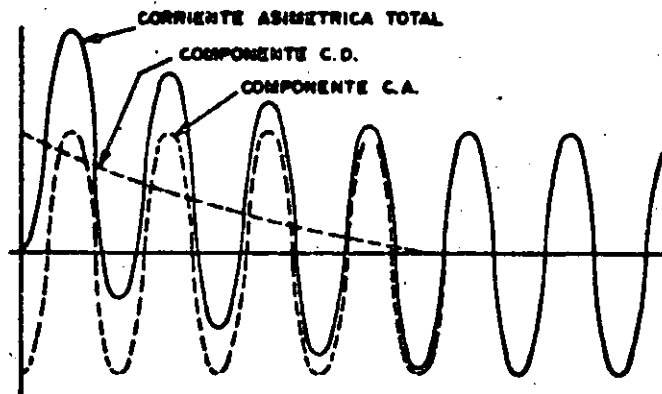


COMPONENTES DE LA CORRIENTE MOSTRADA EN LA FIGURA 5.

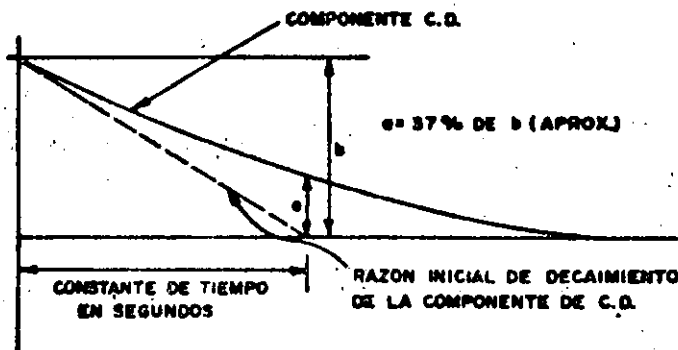
LA MAGNITUD INICIAL DE LA COMPONENTE DE C. D., VARIA DESDE CERO A UN MAXIMO VALOR IGUAL AL PICO DE LA COMPONENTE SIMETRICA DE C. A., DEPENDIENDO DEL INSTANTE EN QUE OCURRE EL C. C.

4.2.2.- 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 DECAIRIA, SI $\frac{X}{R} = 0$, ENTONCES LA CAIDA ES INSTANTANEA. CUALQUIER OTRO VALOR PUEDE PRESENTARSE COMO SE OBSERVA EN LA FIG. 9.

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.



OSCILOGRAMA MOSTRANDO EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D. Y SU EFECTO EN LA ASIMETRIA DE CORRIENTE.



ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO.

4.2.3.- 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 PUEDEN TOMARSE DE 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.

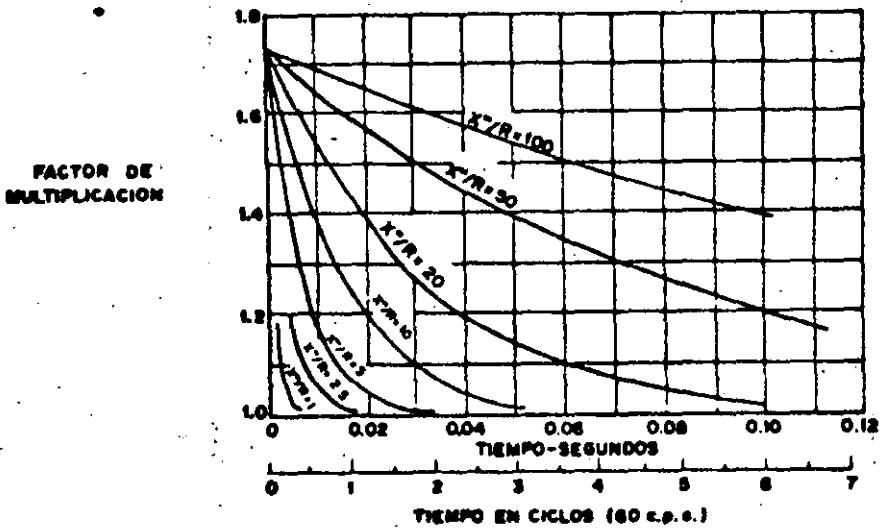


Fig. 9
FACTORES DE MULTIPLICACION PARA EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D.

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 APLICADOS 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. 6 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 SUBINSTRUMENTO 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"

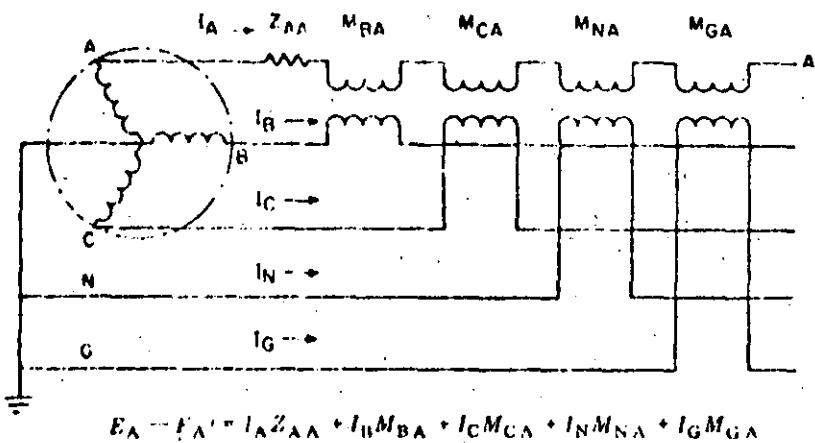
ANSI/IEEE C 37.010. 1979, "IEEE APPLICATION GUIDE FOR AC HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS RATED ON A SYMMETRICAL CURRENT BASIS (CONSOLIDATED EDITION)"

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 TESTS FOR DISTRIBUTION CUT OUTS AND FUSE LINKS, SECONDARY FUSES, DISTRIBUTION ENCLOSED SINGLE POLE AIR SWITCHES, POWER FUSES, FUSE DISCONNECTING SWITCHES AND ACCESSORIES"

ANÁLISIS 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 :

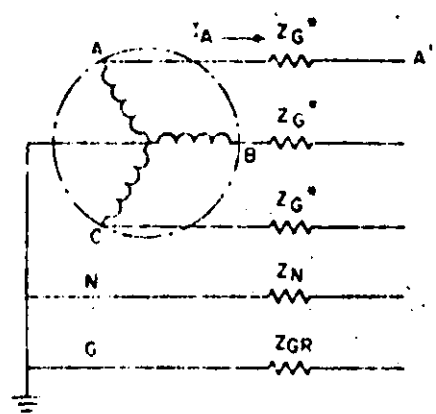


CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CARGA DESBALANCEADA

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 (FASES B, C; NEUTRO Y TIERRA)

CON UN SISTEMA SIMETRICO TRABAJANDO CON CARGAS SIMETRICAS BALANCEADAS, ESTE PROBLEMA SE REDUCE, PUESTO QUE LO QUE LE SUCEDE A LA FASE "A", LE SUCEDE A LA "B" Y A LA "C" SOLO CON DESPLAZAMIENTOS ENTRE SI DE 120° .

ASI LA IMPEDANCIA APARENTE ES IGUAL Y UNICA, Y ES LA MONOFASICA DE LINEA A NEUTRO, TAL COMO APARECE EN LA FIGURA SIGUIENTE :



IMPEDANCIAS PARA CADA SECUENCIA SIMETRICA

- SECUENCIA POSITIVA Z_{01}
- SECUENCIA NEGATIVA Z_{02}
- SECUENCIA CERO $Z_{00} + 3Z_{GR}^*$

* BASADA EN CORRIENTE CERO EN EL CONDUCTOR N.

$$E_A - E_A' = I_{A1} Z_{01} + I_{A2} Z_{02} + I_{A0} (Z_{00} + 3Z_{GR})$$

CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CON CARGA SIMETRICA BALANCEADA

LO ANTERIOR ES VALIDO, REPETIMOS, PARA CUANDO SE TIENE UN CIRCUITO BALANCEADO; EL CORTO CIRCUITO TRIFASICO CUMPLE CON ESTA CONDICION, NO SIENDO EL CASO DE OTRO TIPO DE FALLA -

COMO EL DE LINIA A LINIA O EL DE LINIA A TIERRA

PARA ESTOS PROBLEMAS DE CORTO CIRCUITO DESBALAN-
CADOS, USAMOS EL METODO DE COMPONENTES SIMETRICAS.

— METODOS 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, CON SEPARACION DE FASES
DE 120° , EXISTEN TRES POSIBLES SISTEMAS SIMETRICOS
Y PUEDEN SER IDENTIFICADOS EN LA FIGURA SIGUIENTE:

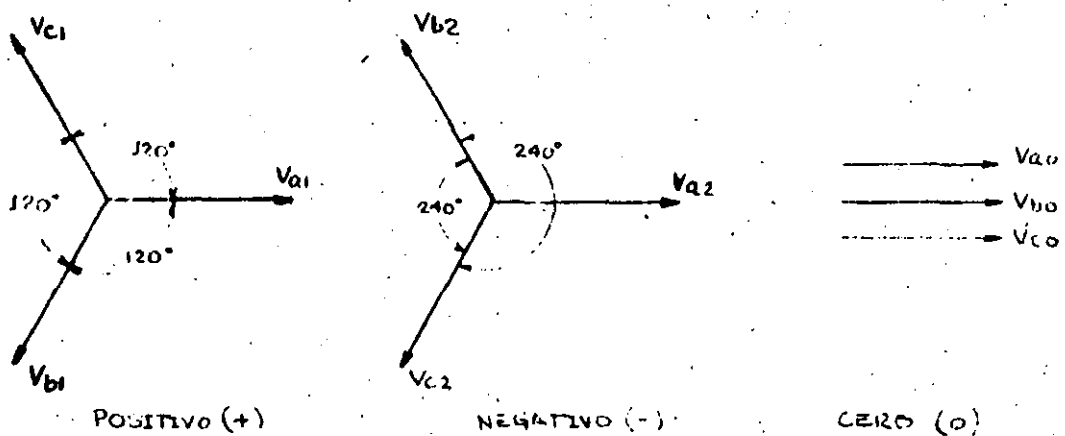


FIGURA COMPONENTES DE SECUENCIA DE VOLTAJES

ESTOS SISTEMAS BALANCEADOS SIMÉTRICOS SON EL DE
SECUENCIA POSITIVA, SECUENCIA NEGATIVA Y SECUENCIA CERO.
 ESTOS SISTEMAS PUEDEN REFERIRSE EN TÉRMINOS DE CORRIENTE,
 VOLTAJE E IMPEDANCIA.

LOS COMPONENTES DE SECUENCIA POSITIVA CONSISTEN EN
 TRES FASORES IGUALES EN MAGNITUD, DESPLAZADOS 120° , CON
 LA MISMA SECUENCIA DE FASES O ROTACION QUE LA DE LOS
 GENERADORES FUENTE. SE ASUME QUE LA SECUENCIA POSITIVA
 ES ABC, PERO SEA SECUENCIA POSITIVA ACB EN UN SISTE-
 MA DE GENERACION ACB. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA
 NEGATIVA SON 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD, DESPLAZADOS
 120° , CON UNA SECUENCIA DE FASES OPUESTA A LA SECUENCIA
 NEGATIVA. LOS COMPONENTES DE SECUENCIA CERO CONSISTEN
 EN 3 FASORES IGUALES EN MAGNITUD Y EN FASE COMO SE MUES-
 TRA EN LA FIGURA ANTERIOR.

EL SUBÍNDICE 1 SE USA PARA IDENTIFICAR UN COMPO-
 NENTE DE SECUENCIA POSITIVA, EL SUBÍNDICE 2 PARA UN
 COMPONENTE DE SECUENCIA NEGATIVA Y EL 0 PARA LA SE-
 CUENCIA CERO.

DADO QUE LOS TRES FASORES EN CUALQUIER SECUEN-
 CIA SON SIEMPRE IGUALES EN MAGNITUD, LOS TRES GRUPOS
 PUEDEN EXPRESARSE EN TÉRMINOS DE UN FASOR. POR CONVENI-
 ENCIA, 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 ~~DE~~ ~~DE~~ COMBINACIONES UTILES :

$$1 + a + a^2 = 0 \dots \textcircled{4}$$

$$\left. \begin{aligned} 1 - a^2 &= \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ a^2 - 1 &= \sqrt{3} \angle 210^\circ \end{aligned} \right\} \dots \textcircled{5}$$

$$\left. \begin{aligned} a - 1 &= \sqrt{3} \angle 150^\circ \\ 1 - a &= \sqrt{3} \angle -30^\circ \end{aligned} \right\} \dots \textcircled{6}$$

$$\left. \begin{aligned} a^2 - a &= \sqrt{3} \angle 270^\circ \\ a - a^2 &= \sqrt{3} \angle 90^\circ \end{aligned} \right\} \dots \textcircled{7}$$

CUALQUIER SISTEMA TRIFASICO DE FASORES SE LA SIEMPRE LA SUMA DE LOS TRES COMPONENTES :

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \dots\dots\dots (8)$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_b &= \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} + \dot{V}_{b0} \\ &= a^2 \dot{V}_{a1} + a \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \dots\dots\dots (9) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_c &= \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2} + \dot{V}_{c0} \\ &= a \dot{V}_{a1} + a^2 \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \dots\dots\dots (10) \end{aligned}$$

ADEMAS :

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} + \dot{I}_0 \dots\dots\dots (11)$$

$$\dot{I}_b = a^2 \dot{I}_{a1} + a \dot{I}_{a2} + \dot{I}_0 \dots\dots\dots (12)$$

$$\dot{I}_c = a \dot{I}_{a1} + a^2 \dot{I}_{a2} + \dot{I}_0 \dots\dots\dots (13)$$

RESOLVIENDO LAS ECUACIONES 8, 9, 10, 11, 12 y 13

SE TIENE QUE :

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_{a1} &= \frac{1}{3} (\dot{V}_a + a \dot{V}_b + a^2 \dot{V}_c) \\ \dot{I}_{a1} &= \frac{1}{3} (\dot{I}_a + a \dot{I}_b + a^2 \dot{I}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (14)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_{a2} &= \frac{1}{3} (\dot{V}_a + a^2 \dot{V}_b + a \dot{V}_c) \\ \dot{I}_{a2} &= \frac{1}{3} (\dot{I}_a + a^2 \dot{I}_b + a \dot{I}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (15)$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_0 &= \frac{1}{3} (\dot{V}_a + \dot{V}_b + \dot{V}_c) \\ \dot{I}_0 &= \frac{1}{3} (\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (16)$$

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, EXISTIRÁ 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 DESPLAZADOS 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 TRIFÁSICOS ESTAN BALANCEADOS HASTA EL PUNTO DE FALLA O DE DESBALANCEO, NO SE CONSIDERA UNA INTERACCION ENTRE LAS TRES SECUENCIAS HASTA 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 SISTEMA AL FLUJO DE LAS CORRIENTES DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO, RESPECTIVAMENTE.

CON EXCEPCION DEL ALBA DE FALLA O DE DESBALANCE CADA IMPEDANCIA 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 SISTEMA.

MAQUINAS SINCRONAS

X_d''	—	REACTANCIA SUBTRANSITORIA
X_d'	—	" TRANSITORIA
X_d	—	" SINCRONA

X_d'' Y X_d' SON REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA. LAS DE SECUENCIA NEGATIVA SE CONSIDERAN APROXIMADAMENTE IGUALES Y COMO LA DE SECUENCIA CERO ES MENOR QUE ESTAS, NO SE ALCOSUMBIA ATERRIZAR SOLAMENTE 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 GROSERA 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 -

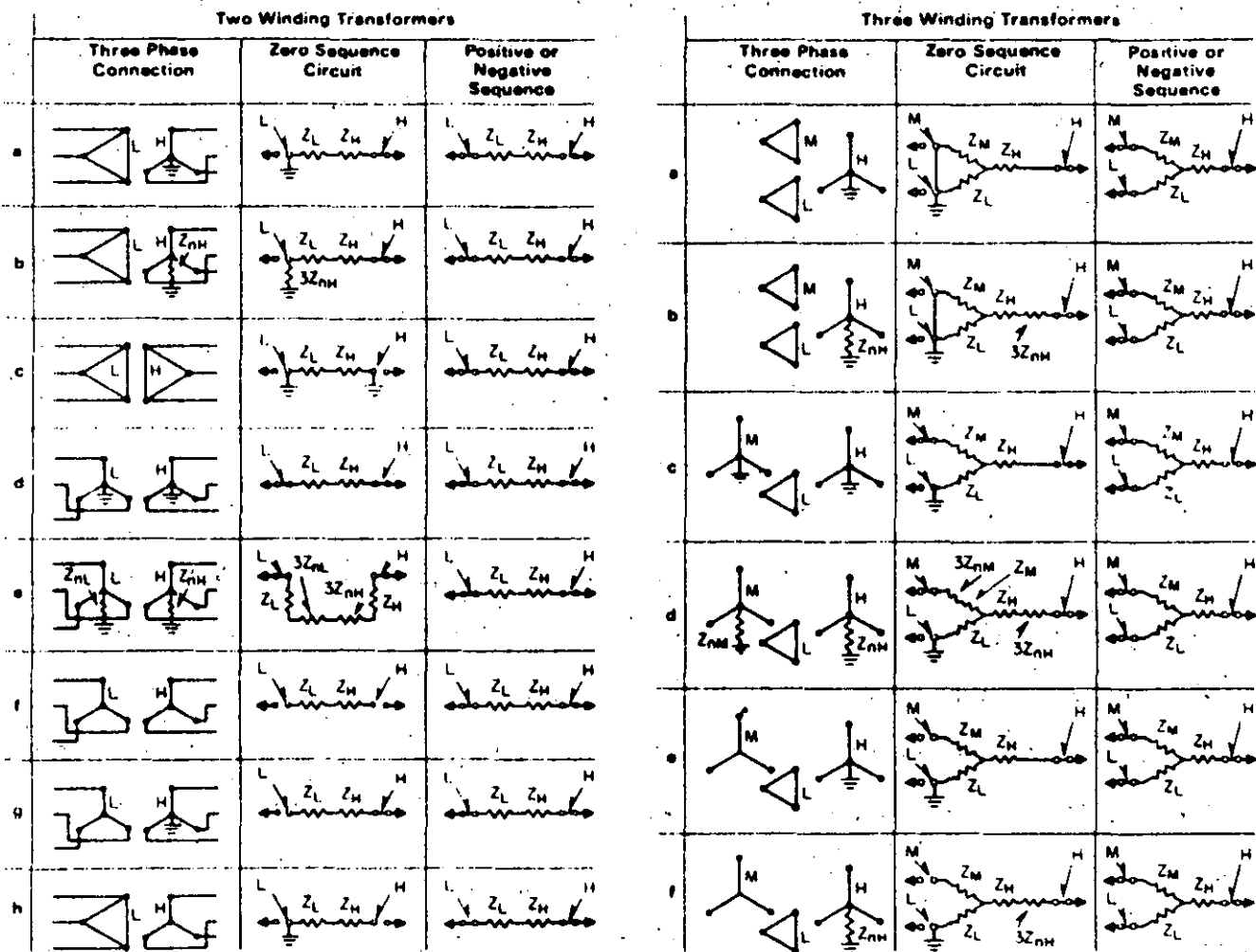
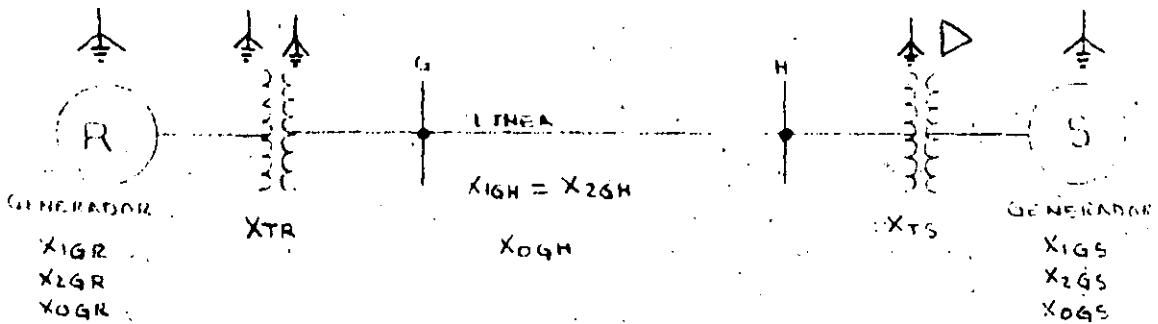


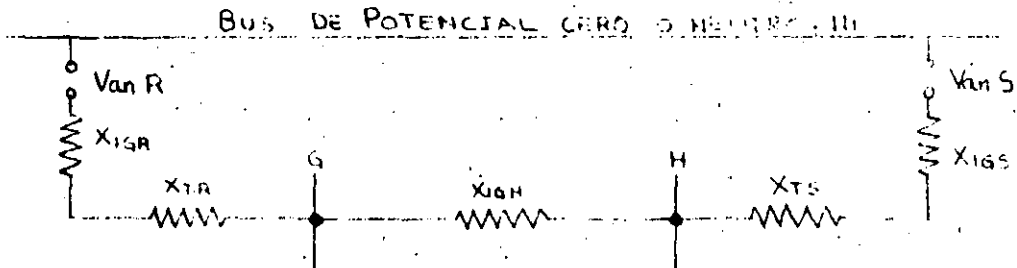
Figure 2-22: Equivalent Positive, Negative and Zero Sequence Circuits for Some Common and Theoretical Connections for Two and Three Winding Transformers.

CIRCUITOS DE SEQUENCIA PARA TRANSFORMADORES

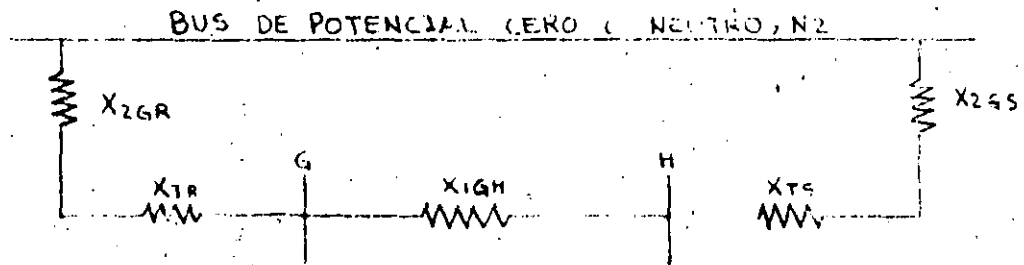
NEGATIVA Y LA DE SECUENCIA CERO. ESTAS REDES DE SE-
 CUENCIA CONSISTEN EN UNA FASE A NEUTRO DEL SISTEMA
 DE POTENCIA, MOSTRANDO TODOS LOS COMPONENTES RELEVANTES
 DEL PROBLEMA BAJO CONSIDERACION.
 LOS DIAGRAMAS TIPO SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS SIGUI-
 ENTES.

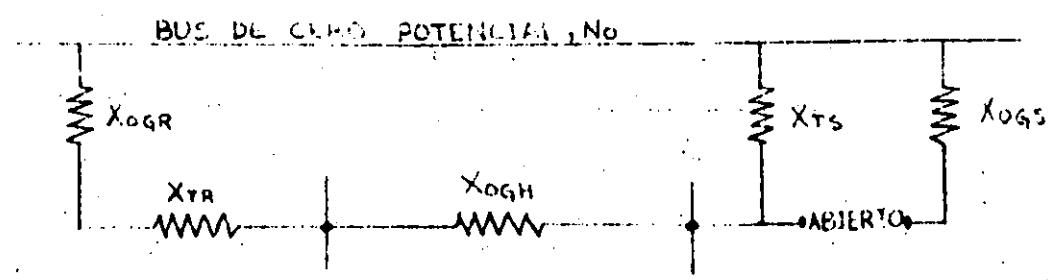
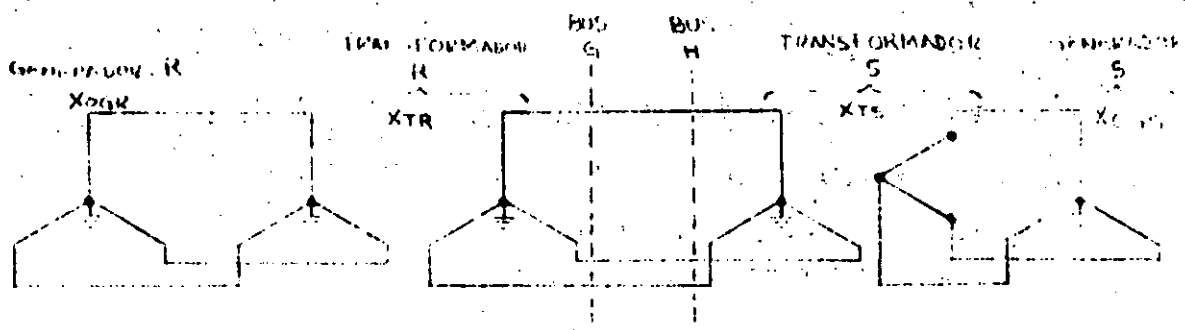


RED DE SECUENCIA POSITIVA



RED DE SECUENCIA NEGATIVA





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 EXISTERAN 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 ATE-

- RIZAMIENTO DEBEN INCLUIRSE. EN LA TABLA ANEXA SE MUESTRAN LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA CERO PARA VARIOS TRANSFORMADORES.

CONEXIONES EN REDES DE SECUENCIA Y VOLTAJES

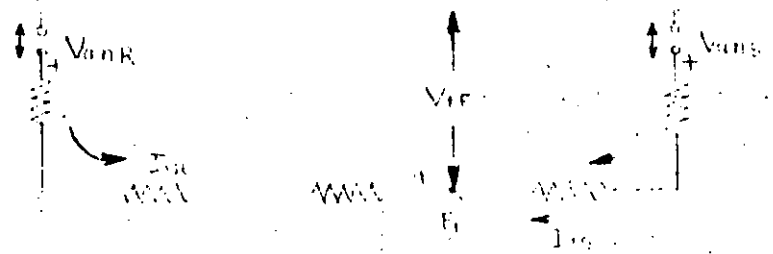
LA DIRECCION DEL FLUJO DE CORRIENTES Y LAS CONEXIONES DE VOLTAJE SE MUESTRAN EN LAS FIGURAS SIGUIENTES:

LA CAIDA DE TENSION EN CUALQUIER PUNTO DE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA ES :

$$V_i = V_{an} - \sum I_i Z_i$$

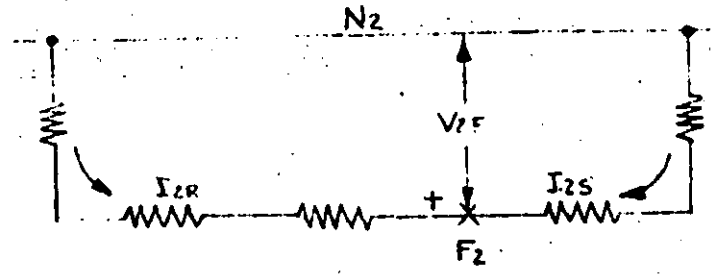
DONDE

$\sum I_i Z_i$ ES LA SUMA FASORIAL DE LAS CAIDAS $I_i Z_i$ DESDE EL BUS DE CERO POTENCIAL (N_1) HASTA EL PUNTO DONDE SE REQUIERE DETERMINAR EL VOLTAJE :



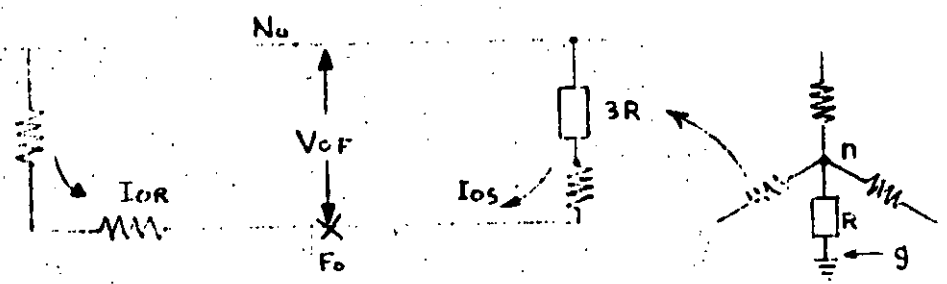
LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA :

$$\dot{V}_2 = 0 - \sum I_2 \dot{Z}_2$$



EN LA RED DE SECUENCIA CERO :

$$\dot{V}_0 = 0 - \sum I_0 \dot{Z}_0$$



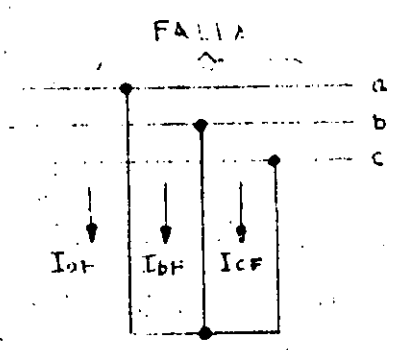
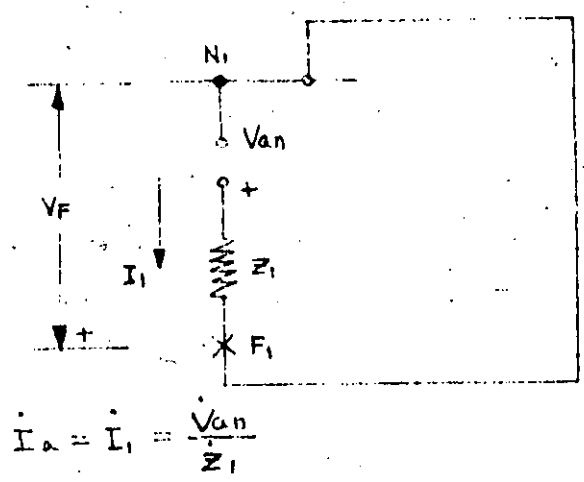
CADA RED DE SECUENCIA ESTA EN POR UNIDAD, REPRESENTANDO UNA DE LAS TRES FASES DEL SISTEMA DE POTENCIA SIMETILICO. POR LA RESISTENCIA R CIRCULA $3I_0$, PERO COMO EN EL DIAGRAMA FLUYE I_0 , SE TIENE UNA TENSION EQUIVALENTE CON $3R$ POR I_0 .

LA MULTIPLICACION DE

CONEXIONES DE REDES EN CASO DE FALLA
O DESBALANCE GENERAL

LAS REDES DE SECUENCIA PUEDEN SER INTERCONECTADAS EN UNA ÁREA DE DESBALANCE, TAL COMO UNA FALLA. ENSEGUIDA SE MUESTRAN LAS CONEXIONES DE REDES DE SECUENCIA PARA VARIOS TIPOS DE FALLAS COMUNES.

FALLA TRIFASICA



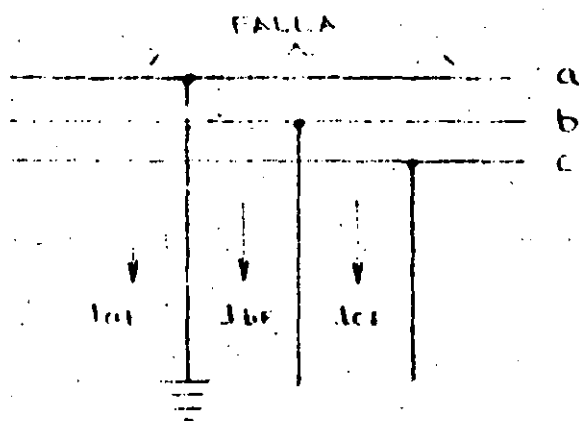
EN LA FALLA

$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0$$

$$I_{af} + I_{bf} + I_{cf} = 0$$

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

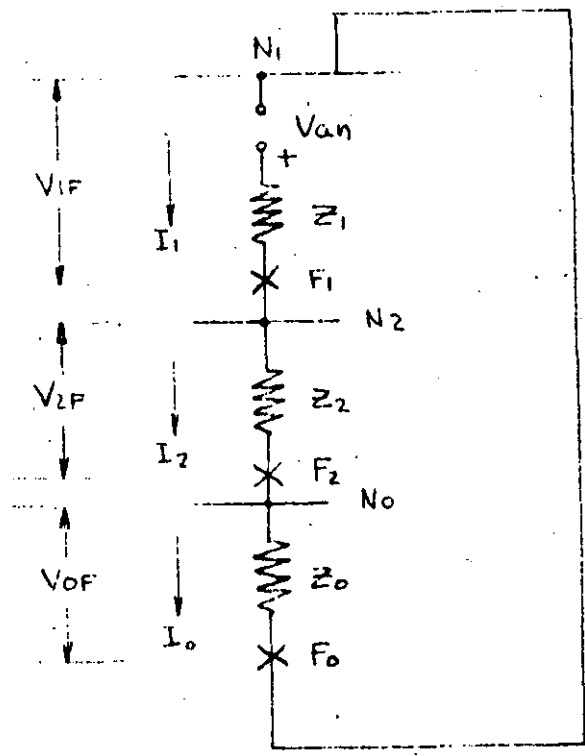
FALLA DE UNA FASE A TIERRA




EN LA FALLA :

$$V_{ag} = 0$$

$$I_b = I_c = 0$$



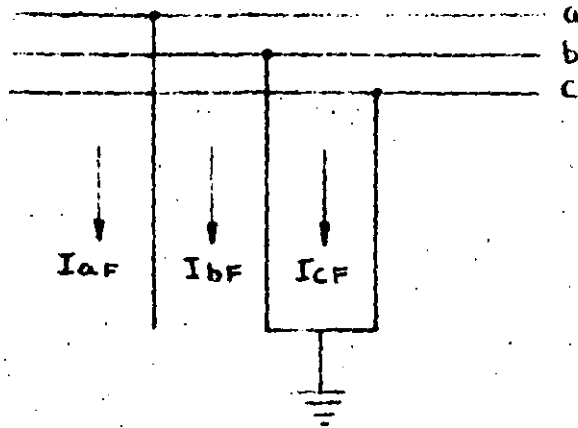
$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0 = \frac{\dot{V}_{an}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

EN EL CASO DE QUE EXISTA UNA IMPEDANCIA AL NEUTRO DEL SISTEMA () SE TENDRIA:

$$I_{af} = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3 I_{a1} =$$

$$I_{af} = \frac{3 \dot{V}_{an}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n}$$

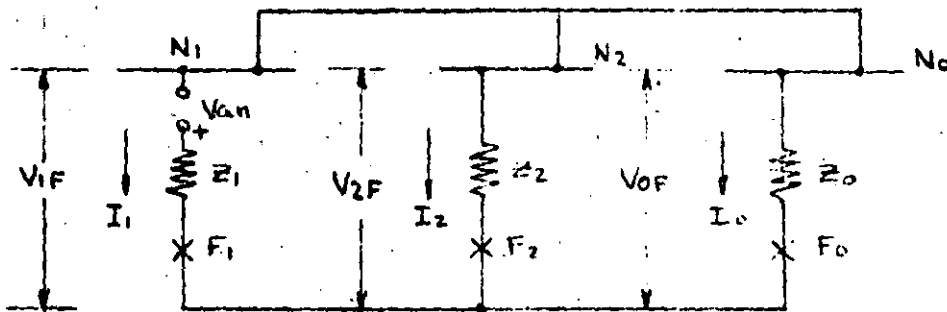
DOBLE FASE A TIERRA



EN LA FALLA

$$\dot{V}_{bg} = \dot{V}_{cg} = 0$$

$$\dot{I}_{aF} = 0$$

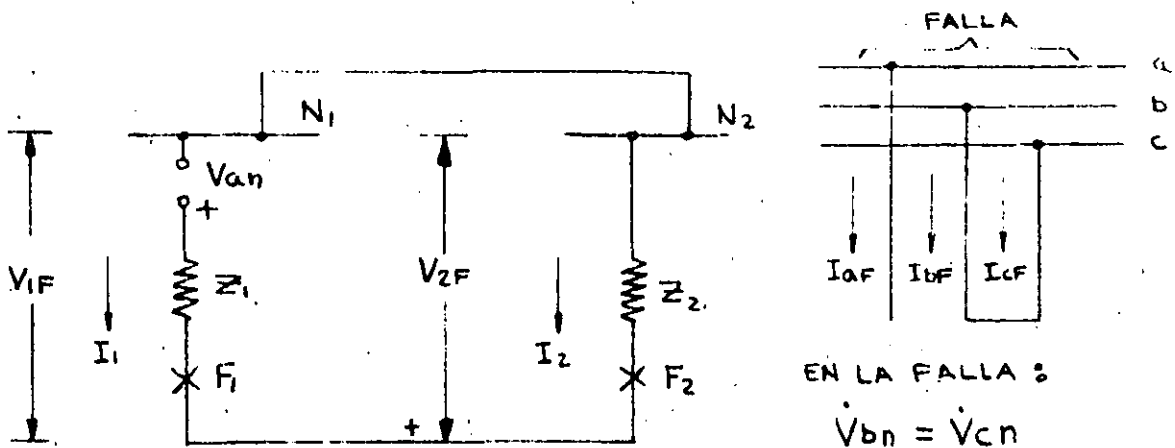


$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{V}_{an}}{\dot{Z}_1 + \frac{\dot{Z}_2 \dot{Z}_0}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_0}}$$

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_0}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_0}$$

$$\dot{I}_0 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_2}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_0}$$

FALLA DE FASE A FASE



$$\dot{I}_1 = -\dot{I}_2 \frac{\dot{V}_{an}}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2}$$

$$I_{bF} = -I_{cF} = I_{b1} + I_{b2} = (a^2 - a) I_{a1} = \sqrt{3} \angle 270^\circ I_{a1}$$

$$I_{bF} = -I_{cF} = \sqrt{3} \angle 270^\circ \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2}$$

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.

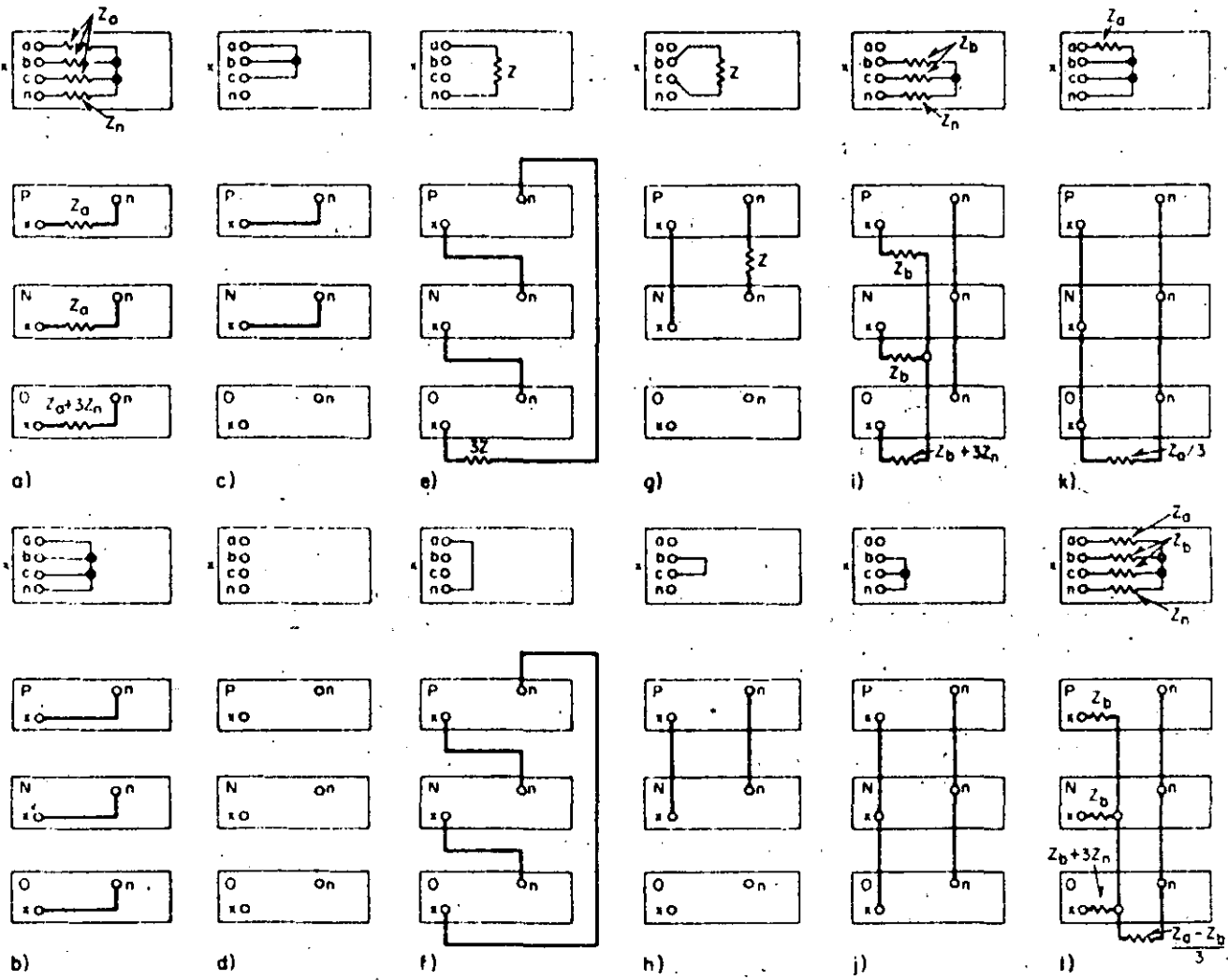
LA FALLA DE LINEA A LINEA ES 87% DE LA FALLA TRIFASICA.

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 480V y 0.12 A 220 V
 PARA ARQUEO TRIFASICO
 + 0.74 A 480V y 0.02 A 220 V
 PARA ARQUEO DE LINEA A ~~TERRA~~ LINEA
 + 0.38 A 277V y 0.01 A 120 V
 PARA TENSIONES DE FASE A NEUTRO EN LA FALLA DE ARQUEO A TIERRA.

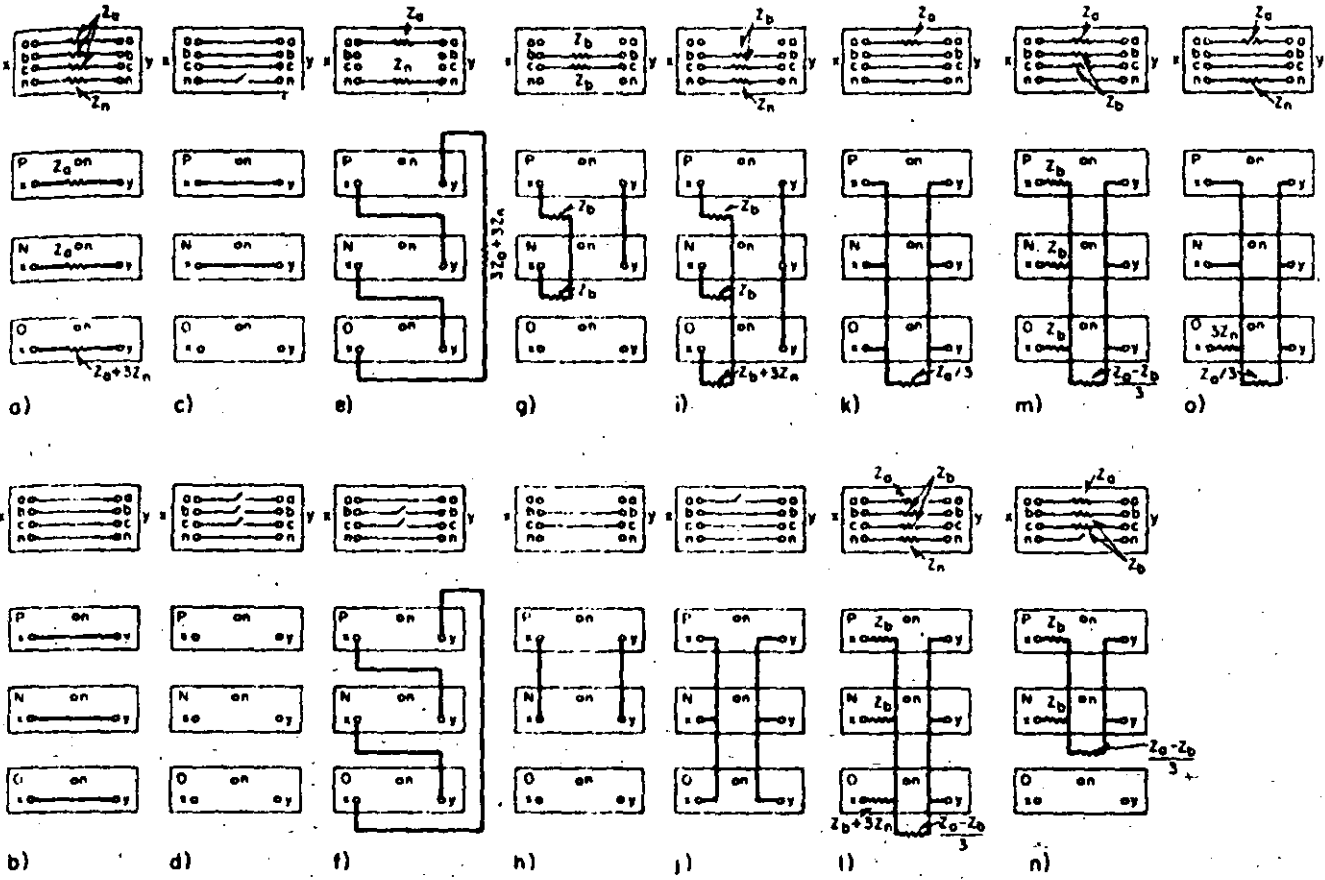
UN ESTUDIO FUNDAMENTAL SOBRE DESBALANCEOS EN SERIE Y PARALELO EN CIRCUITOS, FUE HECHO POR E.L. HARDER, Y SE RESUMEN ESTOS DESBALANCEOS EN LAS FIGURAS 2.31 y 2.32 (VERSION EN INGLES)



Note:

- a) Balanced load or three line to-ground fault with impedances
- b) A three line-to-ground fault
- c) A three-phase fault
- d) A shunt circuit open
- e) A line-to-ground fault through an impedance
- f) A line-to-ground fault
- g) A line-to-line fault through impedance
- h) A line-to-line fault
- i) A two line-to-ground fault with impedance
- j) A two line-to-ground fault
- k) A three line-to-ground fault with impedance in phase a
- l) Unbalanced load or three-line to ground fault with impedance

Figure 2-31: Sequence Network Interconnections for Shunt Balanced and Unbalanced Conditions.



- Note:**
- a) Equal impedances in three phases
 - b) Normal conditions
 - c) Neutral open
 - d) Any three or four phases open
 - e) Phases b and c open, impedances in phases a and neutral
 - f) Phases b and c open
 - g) Phases a and neutral open, impedance in b and c
 - h) Phases a and neutral open
 - i) Phase a open
 - j) Phase a open
 - k) Impedance in phase a
 - l) Equal impedances in b and c phases and neutral
 - m) Equal impedances in b and c phases
 - n) Equal impedances in b and c phases, neutral open
 - o) Impedances in phase a and neutral

Figure 2.32: Sequence Network Interconnections for Series Balanced and Unbalanced Conditions.

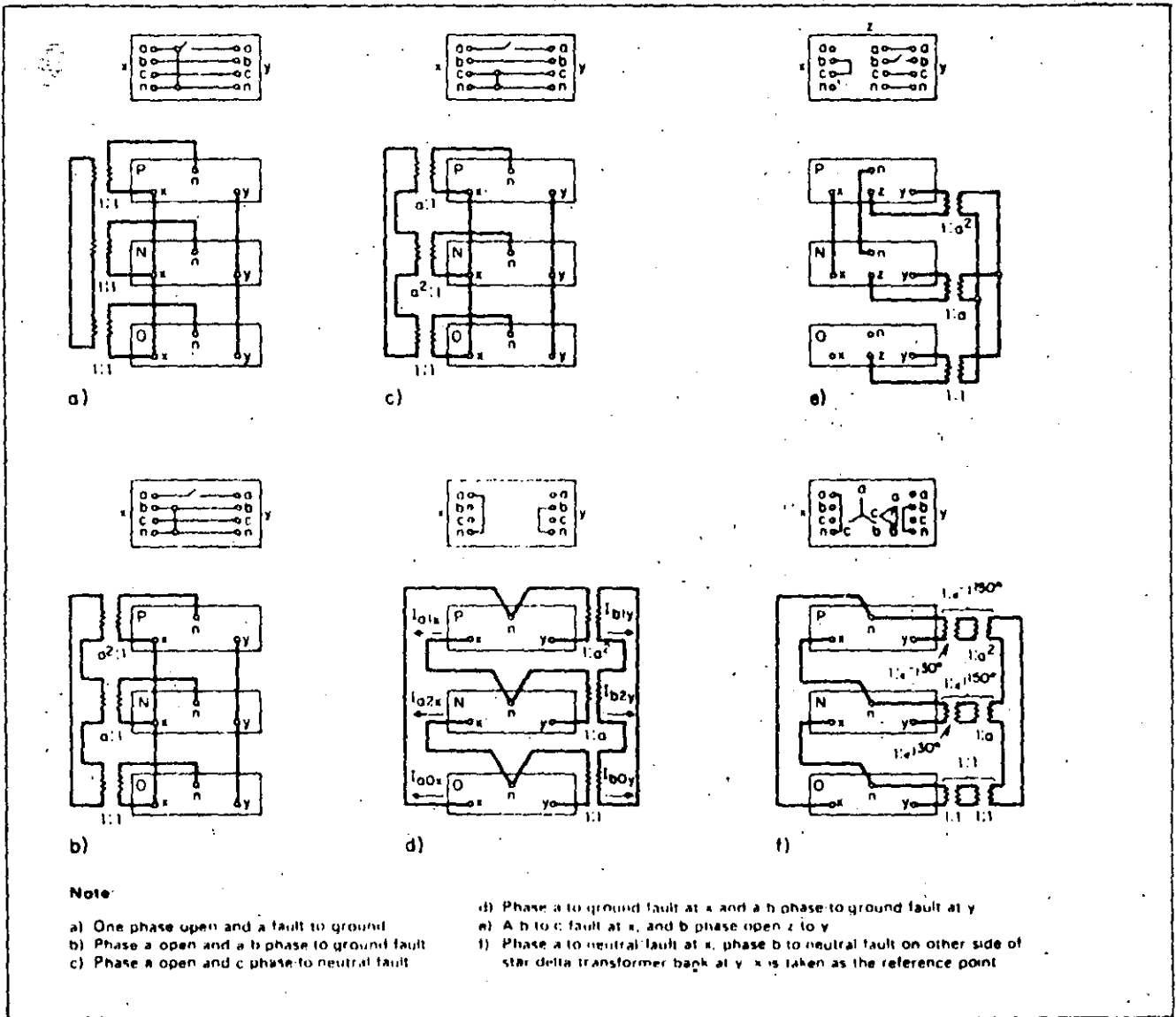


Figure 2-33: Representations for Simultaneous Unbalances.

EN LA FIGURA 2.31, EL SISTEMA DE POTENCIA COMPLETO HASTA EL PUNTO "X" SE REPRESENTARA POR UNA CAJA RECTANGULAR QUE SE APLICARA A LA CAJA SUPERIOR MOSTRADA EN CADA CASO TIPICO DE LA FIGURA 2.31 (CASO a, b, c, etc.). EN ESTA CAJA SUPERIOR ESTA UNA REPRESENTACION DE 4 HILOS DE EL "SHUNT" A SER CONECTADO AL SISTEMA EN EL PUNTO "X" DE FALLA. LAS TRES CAJAS INFERIORES PARA CADA CONDICION DE "SHUNT" SON LA REPRESENTACION EN SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y POSITIVA DEL SHUNT.

EN LA FIGURA 2.32 SE MUESTRAN DESBALANCEOS EN SERIE TAL Y COMO FASES ABIERTAS O IMPEDANCIAS DESBALANCEADAS EN SERIE. AQUI SE USAN UN PUNTO X Y UN PUNTO Y, EXTREMOS DE LA CAJA QUE SE INSERTARA EN EL CIRCUITO DE POTENCIA BAJO ESTUDIO.

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).

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_{IR} y I_{IL} SUMADAS NOS DARAN 1.0 P.U. O SEA EL VALOR DE I_1 ; LO MISMO ES APLICABLE A LAS OTRAS SECUENCIAS.

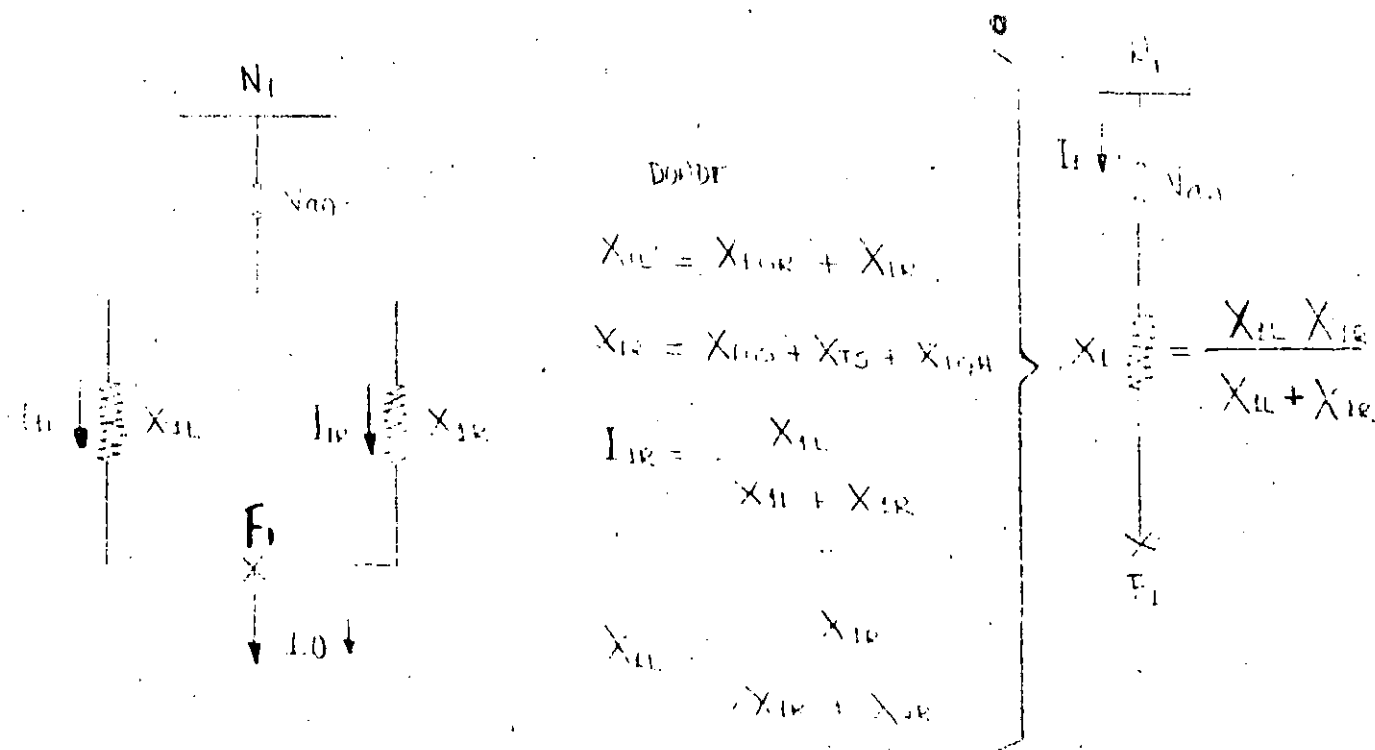
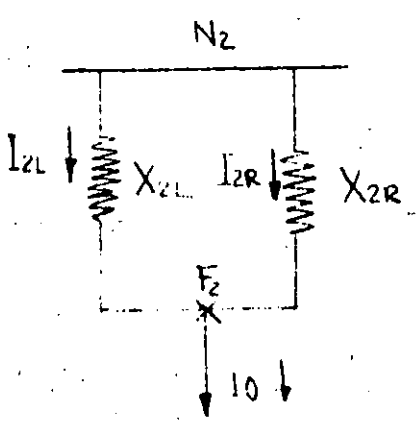


FIGURA: REDUCCION DE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"



DONDE

$$X_{2L} = X_{2GR} + X_{TR}$$

$$X_{2R} = X_{2GS} + X_{TS} + X_{GH}$$

$$I_{2L} = \frac{X_{2R}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

$$I_{2R} = \frac{X_{2L}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

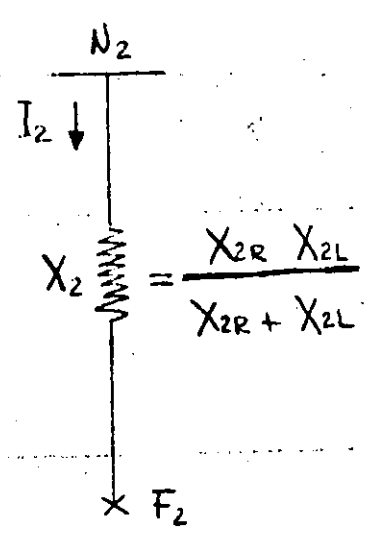
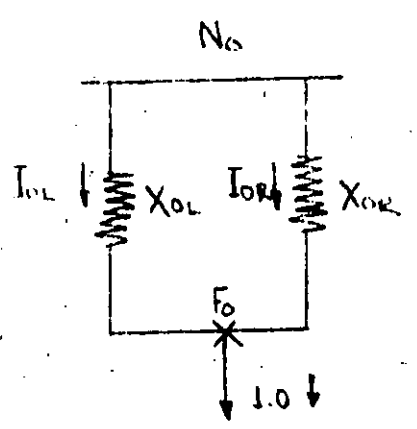


FIGURA: REDUCCION DE LA RED DE FRECUENCIA NEGATIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS CI



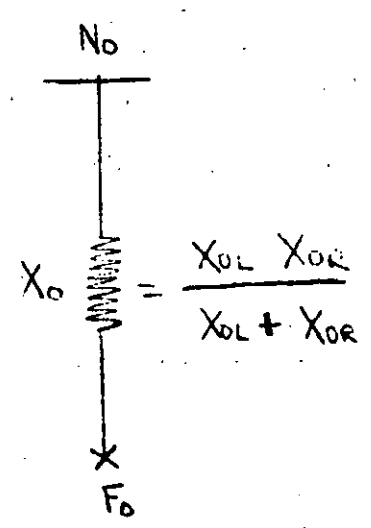
DONDE

$$X_{0L} = X_{0GR} + X_{TR}$$

$$X_{0R} = X_{TS} + X_{GH}$$

$$I_{0L} = \frac{X_{0R}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

$$I_{0R} = \frac{X_{0L}}{X_{0L} + X_{0R}}$$



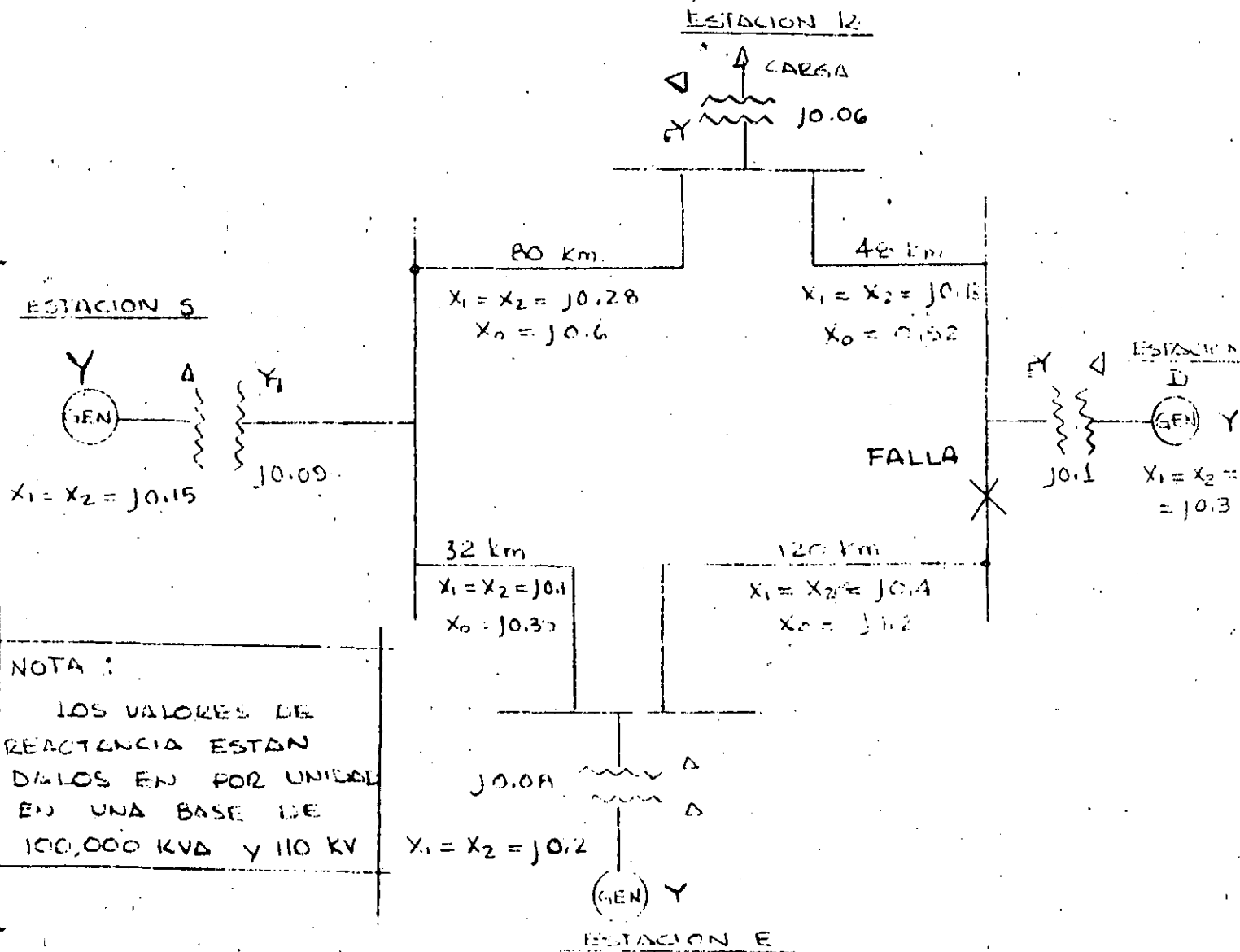
PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE FALLA,

- 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 IMPEDANCIAS EN OHMS EN UNA BASE COMUN DE VOLTAJE.

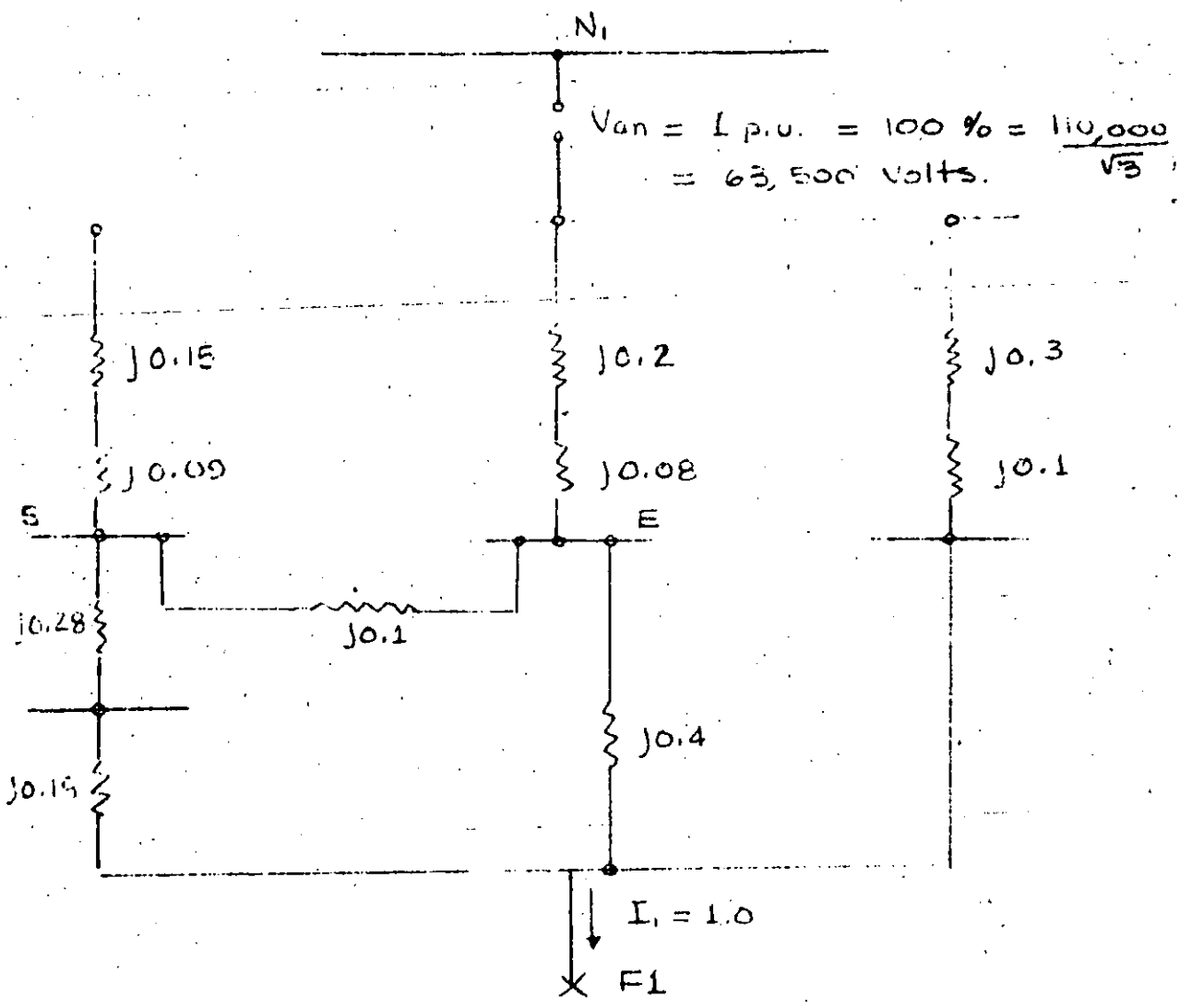
- e) OBTENGA LA IMPEDANCIA UNICA EQUIVALENTE DE CADA RED DE SECUENCIA, LOS FACTORES DE DISTRIBUCION DE CORRIENTES Y SI SE DESEA, LOS VOLTAJES EQUIVALENTES PARA LA RED DE SECUENCIA POSITIVA.
- f) INTERCONECTE LAS REDES REPRESENTANDO LA FALLA INVOLUCRADA Y CALCULE LA CORRIENTE TOTAL EN LA FALLA.
- g) DETERMINE LA DISTRIBUCION DE CORRIENTES Y VOLTAJES COMO SE REQUIERA EN EL SISTEMA.

EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA DE POTENCIA 43

ESTE EJEMPLO AUNQUE NO ES TÍPICO DE UN SISTEMA INDUSTRIAL, SIRVE PARA EJEMPLIFICAR LA APLICACION DE COMPONENTES SIMÉTRICAS. TODAS LAS IMPEDANCIAS HAN SIDO REDUCIDAS A UNA BASE COMUN, COMO SE INDICA EN EL DIAGRAMA.

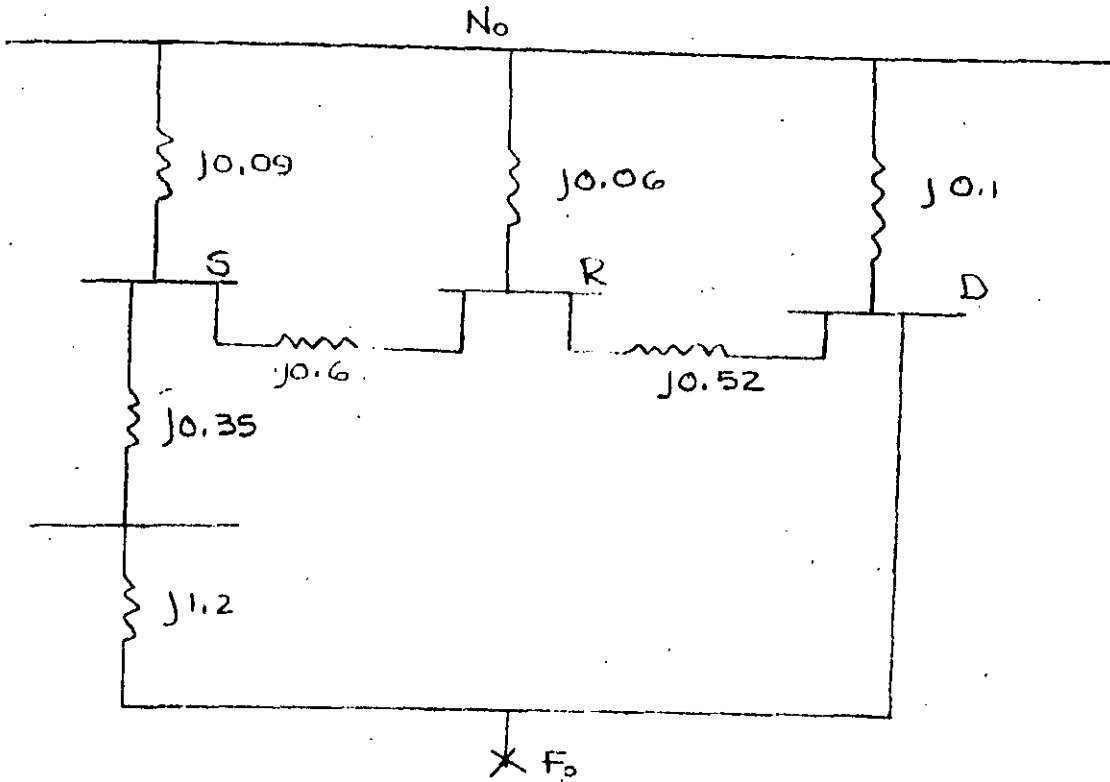


RED DE SECUENCIA POSITIVA



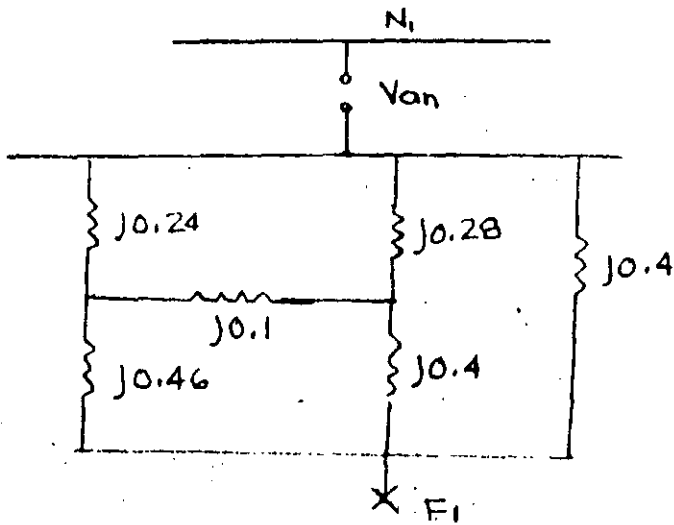
LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA ES IGUAL A LA DE SECUENCIA POSITIVA, EXCEPTO QUE NO TIENE EL VOLTAJE V_{an} .

RED DE SECUENCIA CERO

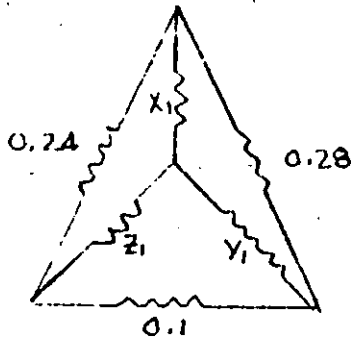


REDUCIENDO LAS REDES :

RED DE SECUENCIA POSITIVA



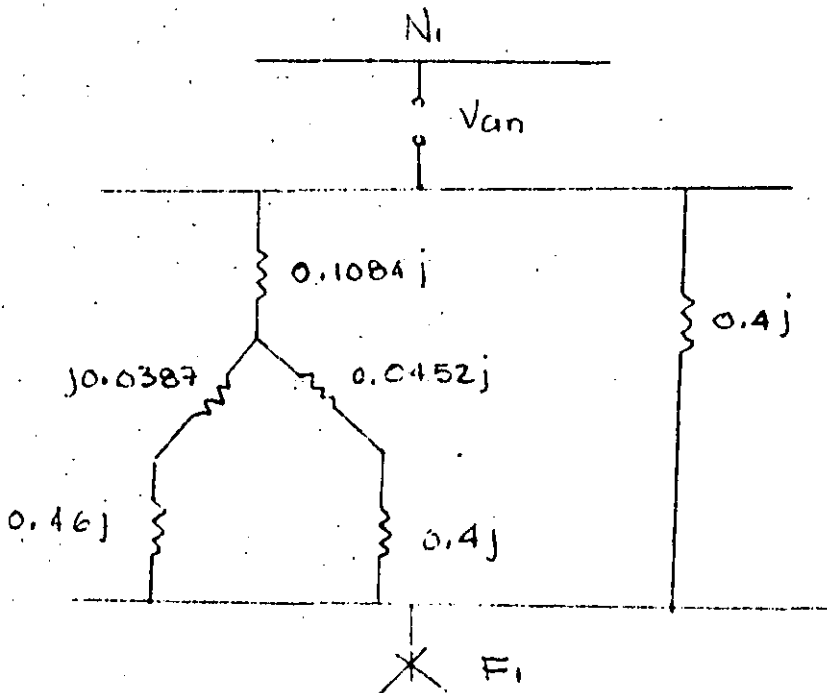
LAS IMPEDANCIAS DE LA DELTA (0.24, 0.1 y 0.28) SE CONVIERTEN A ESTRELLA PARA SU REDUCCION.



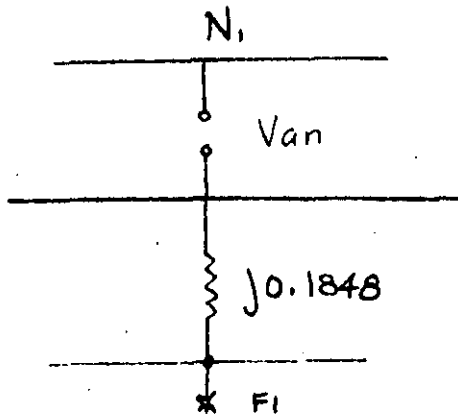
$$X_1 = \frac{0.24 \times 0.28}{0.62} = 0.1084$$

$$Y_1 = \frac{0.28 \times 0.1}{0.62} = 0.0452$$

$$Z_1 = \frac{0.24 \times 0.1}{0.62} = 0.0387$$

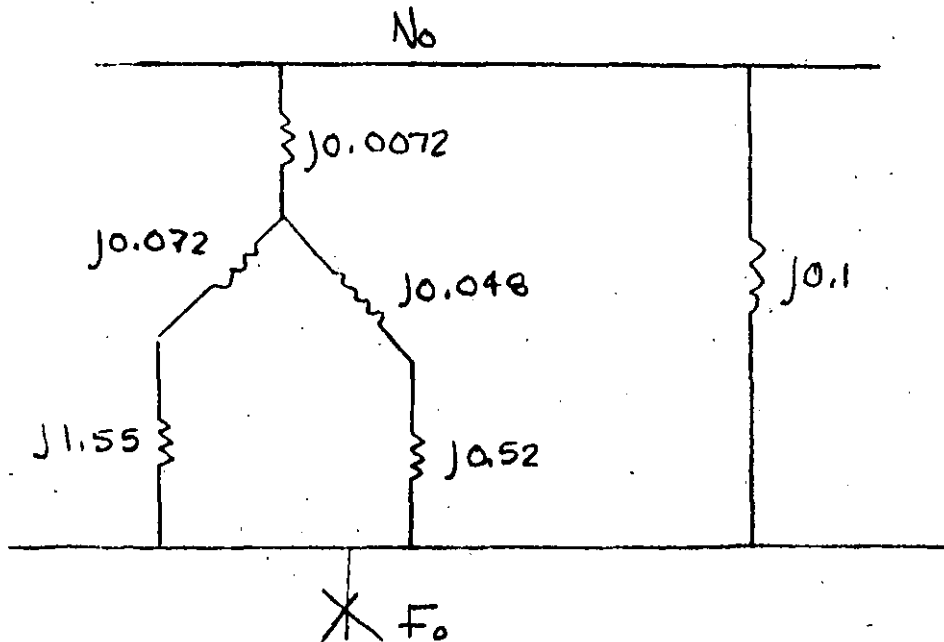


OPERANDO Y REDUCIENDO LA RED. :

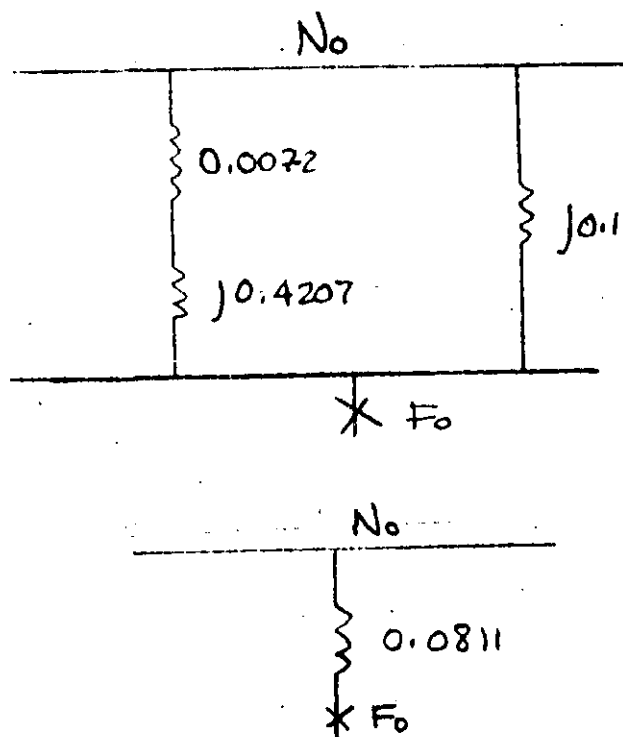


LA RED DE SECUENCIA CERO

OPERANDO CON LA RED DE SECUENCIA CERO EN LA MISMA FORMA QUE LA DE SECUENCIA POSITIVA.



REDUCIENDO



DADA FALLA TRIFASICA, EL VALOR DE CORRIENTE SECA :

$$I_{3\phi} = \frac{1.0}{0.1848} = 5.41 \text{ p.u.}$$

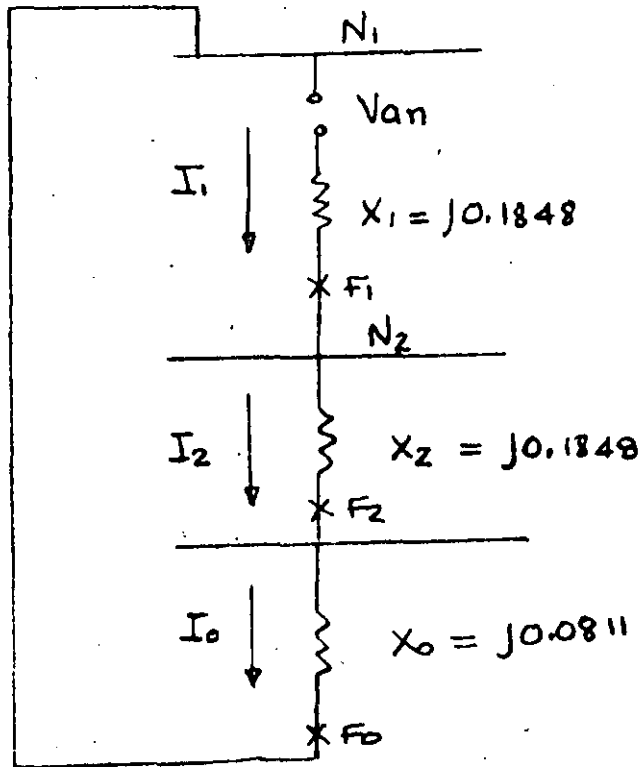
$$I_{BASE} = \frac{KVA_{BASE}}{\sqrt{3} KVB_{BASE}} = \frac{100,000}{\sqrt{3} 110} = 524.86 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 5.41 \times 524.86$$

$I_{3\phi} = 2839 \text{ A}$

a 110 KVOLTS.

PARA LA FALTA MONOFASICA A TIERRA SE
 CONECTAN LAS TRES REDES DE SECUENCIA :



$$I_{\phi-T} = \frac{3 \text{ p.u.}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3}{0.1848 + 0.1848 + 0.0811}$$

$$I_{\phi-T} = \frac{3}{0.4507} = 6.656 \text{ p.u.}$$

$$I_{\phi-T} = 6.656 \times 524.86 =$$

$I_{\phi-T} = 3493.6 \text{ A}$

CONOCIENDO LAS IMPEDANCIAS DE LOS DISPOSITIVOS O EQUIPO QUE SE ENCUEN-
TRA 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 CALCU-
LAR 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.

LA IMPEDANCIA DE CABLES POR LA TABLA No. 2.

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 PUEDE CONTRIBUIR A ALIMENTAR LA FA-
LLA, CONSIDERANDOSE DE LA SIGUIENTE FORMA :

GENERALMENTE PARA MOTORES DE INDUCCION MENORES DE 50 H. P. Y 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 P. U., BASE KVA DE LA MAQUINA

	X "	X '
ARRIBA 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.

(TOMADA DEL LIBRO ROJO IEEE. PAG. 103 EDIC. 1969)

EJEMPLOS :

SISTEMAS DE 240 V. 480 V. O 600 V.

DIAGRAMA UNIFILAR

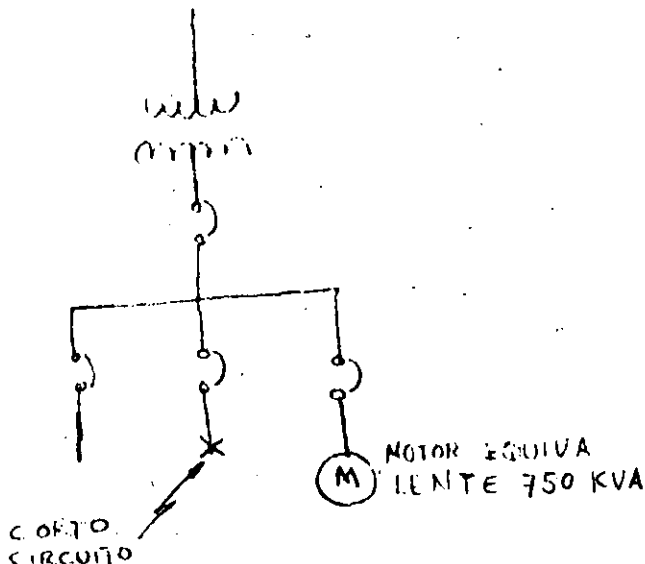
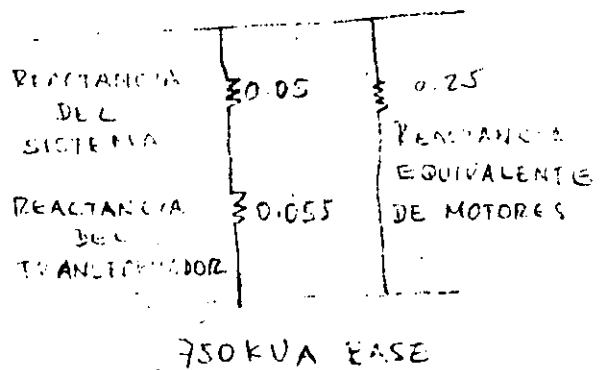


DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS



PAG. 98.

**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 ^w	X	Z
No. 14 AWG.	0.31380	0.00769	0.31380
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	0.0782
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	0.00860
250 MCM.	0.00608	0.00480	0.00778
300 MCM.	0.00520	0.00474	0.00704
350 MCM.	0.00461	0.00469	0.00698
400 MCM.	0.00419	0.00462	0.00625
500 MCM.	0.00389	0.00450	0.00575
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 PARA TODOS LOS TAMAÑOS 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

$$\text{POR UNIDAD} = \frac{\text{UN NUMERO}}{\text{NUMERO BASE}}$$

UN NUMERO BASE ES TAMBIEN LLAMADO VALOR UNIDAD, FRECUENTEMENTE EN EL SISTEMA POR UNIDAD TIENE UN VALOR DE 1 ó 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 PRACTICA 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 :

$$\text{I BASE} = \frac{\text{KVA}_B \times 1000}{3 \times \text{VOLTS}} = \frac{\text{KVA}_B}{3 \text{ KV}_B}$$

$$\text{OHMS B} = \frac{\text{VOLTS B}}{3 \text{ I}_B}$$

$$\text{OHMS } (^{\circ}/1) = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA}_B \times 1000}{(\text{VOLTS } B)^2} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA}_B}{(\text{KV}_B)^2 \times 1000}$$

55

DONDE LOS KVA_B SON TRIFASICOS, LOS VOLTS B DE LINEA A LINEA Y LOS OHMS SON POR FASE.

FRECUENTEMENTE LA IMPEDANCIA DE UN CIRCUITO PUEDE ESTAR EXPRESADA EN -- TERMINOS DE LOS KVA_B PARTICULAR Y ES DESEABLE EXPRESARLOS EN TERMINOS DE -- KVA_B DIFERENTE QUE SEA COMUN ENTONCES.

$$\text{OHMS } (^{\circ}/1) \text{ DE } \text{KVA}_{B2} = \frac{\text{KVA}_{B2}}{\text{KVA}_{B1}} \times \text{OHMS } (^{\circ}/1) \text{ DE } \text{KVA}_{B1}$$

$$\frac{\text{OHMS } (^{\circ}/1) \text{ SOBRE VOLTS } B_2}{\text{OHMS } (^{\circ}/1) \text{ SOBRE VOLTS } B_1} = \frac{(\text{VOLTS } B_1)^2}{(\text{VOLTS } B_2)^2}$$

$$\text{OHMS } (^{\circ}/1) \text{ SOBRE VOLTS } B_2 = \text{OHMS } (^{\circ}/1) \text{ SOBRE VOLTS } B_1 \times \frac{(\text{VOLTS } B_1)^2}{(\text{VOLTS } B_2)^2}$$

$$\text{OHMS } (^{\circ}/1)_{B2} = \text{OHMS } (^{\circ}/1)_{B1} \times \frac{\text{KV}_{B1}}{\text{KV}_{B2}} \times \frac{\text{KVA}_{B2}}{\text{KVA}_{B1}}$$

4.6.- EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN EQUIPOS Y CAPACIDAD INTERRUPTIVA (C. i.) EN DISPOSITIVOS DE DESCONEXION Y CONDUCTORES.

CAPACIDAD INTERRUPTIVA.- (c.i.) ES LA CAPACIDAD DE UN EQUIPO PARA LIBRAR O INTERRUMPIR UNA CORRIENTE DEBIDA A UNA FALLA EN UN LAPSO DE TIEMPO DE TERMINADO Y SIN QUE EL EQUIPO SEA DAÑADO, POR ELLO; UNA SELECCION INADECUADA

EN LA PROTECCION DE UN SISTEMA, PUEDE CAUSAR DAÑOS SEVEROS EN LAS INSTALACIONES Y AL PERSONAL MISMO.

56

LOS CORTOS CIRCUITOS NO CONTROLADOS, PUEDEN CAUSAR QUE EL SISTEMA QUEDE FUERA DE SERVICIO, QUE LA PRODUCCION DE UNA FACTORIA SE VEA AFECTADA SERIAMENTE, SE PUEDEN INTERRUMPIR SERVICIOS VITALES Y PROBABLEMENTE DEGENEREN EN INCENDIOS OCACIONANDO FRECUENTEMENTE MUERTES DEL PERSONAL.

EN PRIMERA INTENCION PODRIA CONSIDERARSE EXAGERADO EL PLANTEAMIENTO ANTERIOR, PERO SI SE ANALIZAN TODOS LOS ASPECTOS AL OCURRIR UN C. C. EN CUALQUIER PUNTO DEL SISTEMA, SE VERA QUE SI NO ES LIBRADO OPORTUNAMENTE, SUCEDE QUE :

- a).- SE CAE EL VOLTAJE EN CIERTA PROPORCION EN TODO EL SISTEMA.
- b).- SE INICIA PROCESO DE COMBUSTION CON TODAS SUS CONSECUENCIAS.
- c).- TODOS LOS COMPONENTES QUE SE VEN AFECTADOS POR EL C. C., QUEDAN SUJETOS A ESFUERZOS TERMO MECANICOS.
- d).- TODAS LAS MAQUINAS ROTATIVAS SE COMPORTAN COMO GENERADORES Y ALIMENTAN A LA FALLA.

POR LO ANTERIOR, ES CLARO QUE SE DEBEN DISPONER EQUIPOS PARA INTERRUMPIR ESTE TIPO DE CORRIENTES MUY RAPIDAMENTE, ANTES DE QUE SE DESCONTROLE EL SISTEMA.

LOS EQUIPOS MAS COMUNMENTE EMPLEADOS PARA ELLO SON LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS Y ELECTROMAGNETICOS DE LOS CUALES EL FABRICANTE PROPORCIONA SUS CARACTERISTICAS Y ENTRE ELLA SU c.i. QUE DEBE SER IGUAL O MAYOR AL C. C. DISPONIBLE EN LOS DIFERENTES PUNTOS DEL SISTEMA PREVIAMENTE SELECCIONADOS.

TABLA No. CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE INTERRUPTORES

57

ELECTROMAGNETICOS MARCA F. P. E.

TIPO	MARCO (AMPERES)	VOLTAJE * DEL SISTEMA (VOLTS)	CORTO CIRCUITO TRIFASICO KA SINETRICOS	
			INSTANTANEO	TIEMPO CORTO
25H-2	600	240	42	22
30H-2	800	240	42	30
50H-2	1600	240	65	50
65H-2	2000	240	65	50
75H-2	3000	240	85	65
100H-2	4000	240	130	85

* EXISTEN PARA 600 Y 480 V.

DIFERENTES MARCAS

FABRICANTE	MARCO Y TIPO DE INTERRUPTOR	No. DE POLOS	CAPACIDAD INTERRUPTIVA		
			240 V C.A.*		250 V C D
			KA SIM	KA ASIM	
G.E	TEF-15-100 A	2	18	20	10
	THEF-15-100 A		65	75	20
G.E	TEF-15-100 A	3	18	20	
	THEF-15-100 A		65	75	
F.P.E.	NEF-15-100 A	2	18	20	10
	HEF-15-100 A		65	75	10
F.P.E.	NEF-15-100 A	3	18	20	
	HEF-15-100 A		65	75	
W.H.	FB-15-150 A	2	18	20	10
W.H.	FB-15-150 A	3	18	20	
G.E.	TFK-70-225 A	3	25	30	
F.P.	NEJ-70-225 A	3	25	30	
W.H.	LB-175-225 A	3	25	30	

* PUEDEN EMPLEARSE PARA 480 V.C.A. Y LOS HAY PARA 600 V.C.A.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

"ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE
INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TEC
NICAS CORRESPONDIENTES"

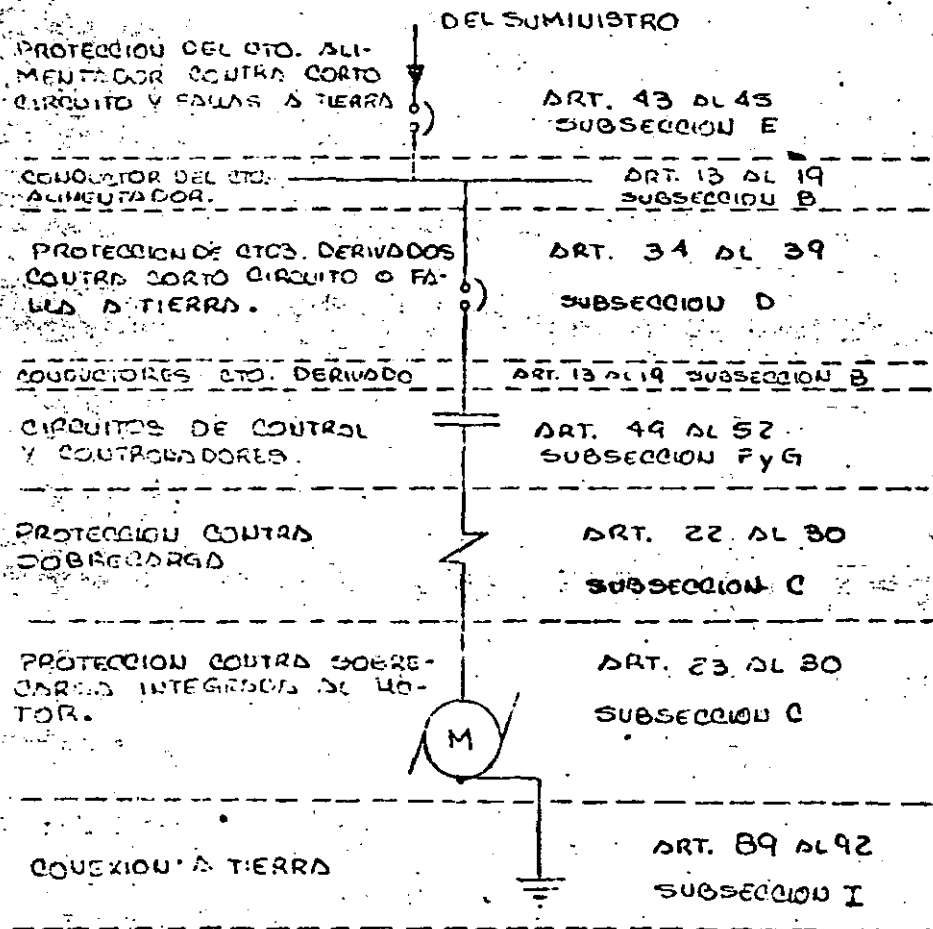
c) MOTORES

ENERO 1985

SECCION 403 MOTORES

(44)
①

PUNTOS QUE COMPRENDE ESTA SECCION.



- SUBSECCION B -

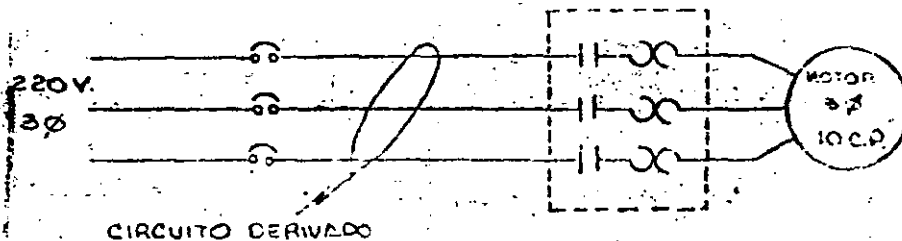
(45)

• CONDUCTOR DE CIRCUITOS DERIVADOS •

- PARA MOTORES INDIVIDUALES DE SERVICIO CONTINUO.

LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO PARA UN SOLO MOTOR DE SERVICIO CONTINUO DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CONDUCCION NO MENOR AL 125 % DE LA CORRIENTE NOMINAL, DEL MOTOR (Art. No. 403.14 N.T.E.).

EJEMPLO 3 (DIAGRAMA TRIFILAR)



DATOS :

MOTOR 3φ, 220V., 10 C.P. ; I_{p.c.} = 28 Amp.

MOTOR DE INDUCCION.

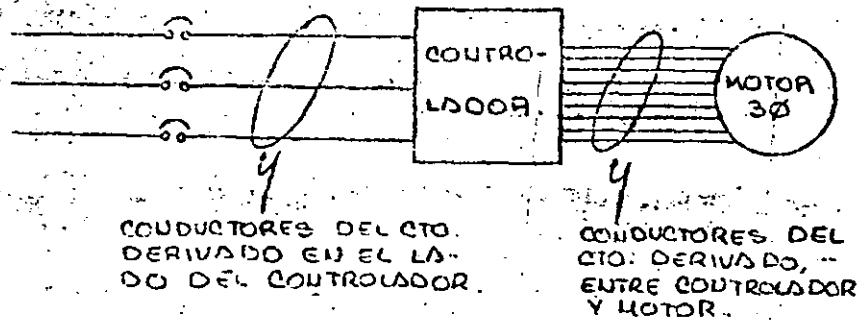
• LA MINIMA CAPACIDAD DE CONDUCCION DE LOS CONDUCTORES, DEL CIRCUITO DERIVADO, DEBE SER:

• $1.25 \times 28 = 35 \text{ Amp.}$

POR LO TANTO SE SELECCIONAN CONDUCTORES NO. 8 AWG TW, ALOJADOS EN TUBERIA - 60°C - 40 Amp. O BIEN NO. 10 AWG (THW) - 90°C - 40 Amp.

①

- PARA UN MOTOR DE VELOCIDAD MULTIPLE DE SERVICIO CONTINUO, LA SELECCION DE LOS CONDUCTORES DE SU CIRCUITO DERIVADO EN EL LADO DEL CONTROLADOR DEBE ESTAR BASADA EN LA CORRIENTE MAYOR MOSTRADA EN LA PLACA DEL MOTOR.



- PARA MOTORES INDIVIDUALES DE SERVICIO NO CONTINUO, LA CAPACIDAD DE CONDUCCION, NECESARIA DE LOS CONDUCTORES DEPENDE DE LA CLASE DE SERVICIO Y SU REGIMEN DE TRABAJO

• VER TABLA SIGUIENTE : (403.14 U.T.I.E.)

TABLA (403.14 U.T.I.E.)

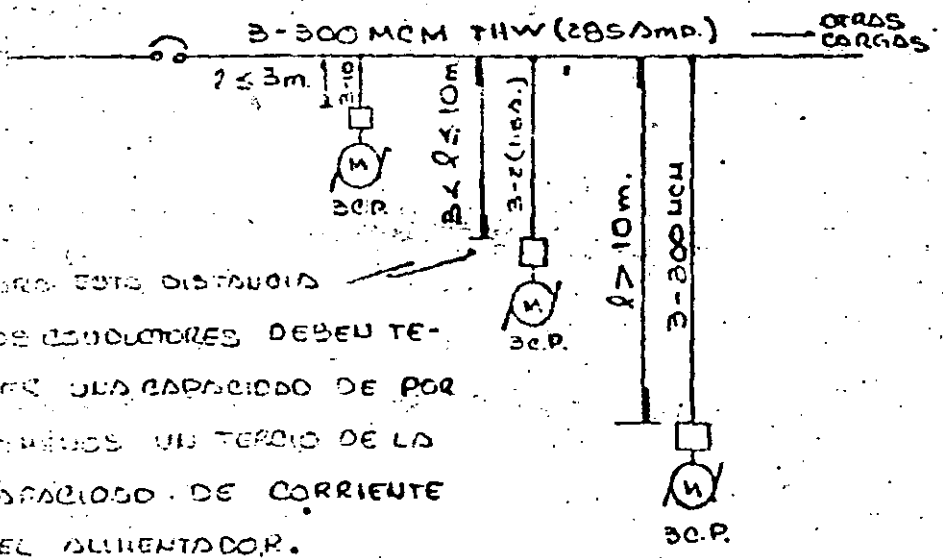
FACTORES PARA SELECCIONAR LOS CONDUCTORES PARA MOTORES QUE NO SEAN DE SERVICIO CONTINUO.

TIPO DE SERVICIO QUE REQUIERE LA CARGA.	PORCIENOS DE LA CORRIENTE NOMINAL INDICADA EN LA PLACA DE DATOS.			
	REGIMEN DE TRABAJO PARA EL CUAL FUE DISEÑADO EL MOTOR.			
	5 MINUTOS	15 MINUTOS	30 Y 60 MINUTOS	CONTINUO
DE CORTO-TIEMPO : Accionamiento de válvulas, elevación - descenso de rodillos, etc.	110	120	150	---
INTERMITENTE : Ascensores y Montacargas, Maquinas-herramientas, Bombas, Puentes Levadizos, Círculos giratorios, plataformas giratorias, etc. (Para soldadores de arco véase el artículo 518.12 U.T.I.E.)	85	85	90	140
PERIODICO : Rodillos, Máquina para manipulación de minerales, etc.	85	90	95	140
VARIDBLE :	110	120	150	200

DERIVACIONES DESDE UN ALIMENTADOR.

DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE NO MENOR QUE LA REQUERIDA POR LA CARGA - POR ALIMENTAR Y TERMINAR EN UN DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE.

EJEMPLO: MOTOR DE 3 C.P., 3Ø, 220V. y
I_{p.c.} = 8.1 Amp.



$$\frac{285}{3} = 95 \text{ Amp.}$$

3-2 (115A) THW.
MÍNIMO

3- CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES DE UN CIRCUITO DERIVADO.

• LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A DOS O MAS MOTORES, DEBEN TENER COMO MÍNIMO UNA CAPACIDAD IGUAL:

- a) LA SUMA TOTAL DE LAS CORRIENTES A PLENA CARGA DE TODOS LOS MOTORES MAS;
- b) EL 25 % DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR MAYOR.

• PARA CONDUCTORES QUE ALIMENTEN MOTORES CON SERVICIOS CONTINUO Y NO CONTINUO:

- a) DETERMINAR AMPERES NECESARIOS PARA CADA MOTOR DE SERVICIO NO CONTINUO CON BASE A LA TABLA 403. K.
- b) DETERMINAR AMPERES NECESARIOS PARA MOTORES DE SERVICIO CONTINUO (100%).
- c) SE OBTIENE EL 25 % DE LA CAPACIDAD DEL MOTOR MAYOR CALCULADO EN a y b.
- d) SUMANDO a, b y c. SE SELECCIONA EL CONDUCTOR.

- PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

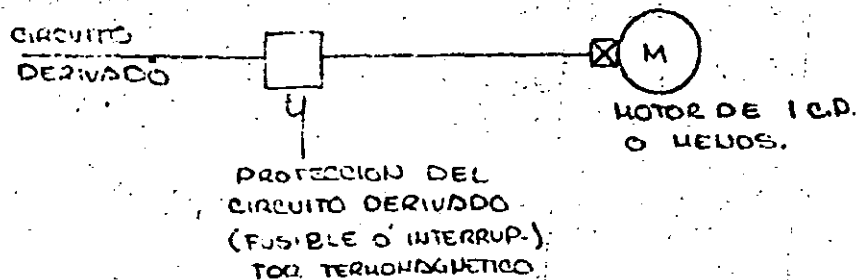
(4)

• PARA MOTORES DE SERVICIO CONTINUO DE MAS DE 1 C.P., SU VALOR NO DEBE EXCEDER DEL 125% DE LA I_{pe} DEL MOTOR.

• SI EL CRITERIO ANTERIOR RESULTA INSUFICIENTE PARA EL ARRANQUE DEL MOTOR, O NO CORRESPONDE A UN TAMAÑO NORMALIZADO; PUEDE UTILIZARSE EL TAMAÑO SUPERIOR SI NO EXCEDE DEL 140% DE LA I_{pe} DEL MOTOR.

• DE UN CABLEO DE POTENCIA O CABLEOS (ARRANQUE USUAL).

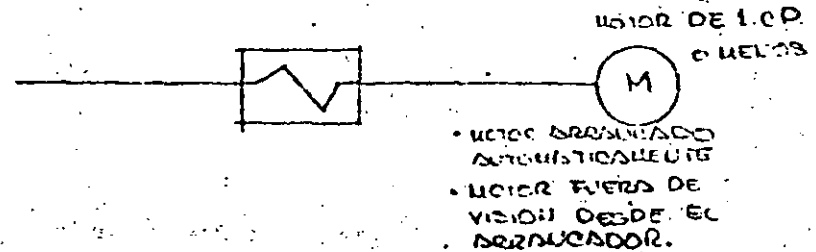
• PARA SERVICIO CONTINUO Y ESTE A LA VISTA DEL PUNTO DONDE SE EFECTUA SU ARRANQUE, SE CONSIDERA PROTEGIDO CONTRA SOBRECARGA POR LA PROTECCION CONTRA CORTO CIRCUITO DEL CIRCUITO DERIVADO.



SI NO ESTA A LA VISTA DESDE EL ARRANCADOR, DEBE PROTEGERSE COMO UN MOTOR DE MAS DE 1 C.P., EXCEPTO EN EL CASO QUE LA IMPEDANCIA DE LOS DEVANADOS SEA TAL, QUE PREVENGA UN SOBRECALENTAMIENTO DEBIDO A FALLAS EN EL ARRANQUE.

MOTORES DE 1 C.P. O MENOS (ARRANQUE AUTOMATICO).

DEBEN PROTEGERSE CONTRA SOBRECARGA IGUAL QUE LOS MOTORES DE MAS DE 1 C.P.



MOTORES DE SERVICIO NO CONTINUO.

NO REQUIEREN PROTECCION CONTRA SOBRECARGA. Y SE CONSIDERAN PROTEGIDOS POR EL DISPOSITIVO CONTRA CORTO CIRCUITO DEL CTO. DERIVADO.

MOTORES CONECTADOS A CIRCUITOS DERIVADOS DE USO GENERAL

SUBSECCION - D

1). MOTORES DE ≤ 1 C.P.

UNO O MAS MOTORES PODEN SER CONECTADOS SIN PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA SOBRECARGA. COMPRENDO SUS LIMITACIONES CONTRA CIRCUITOS CORTOS

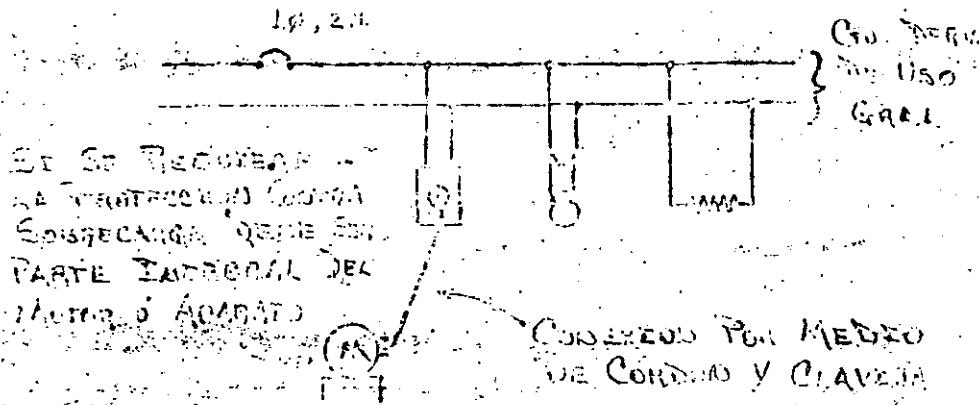
2). DE MAS DE 1 C.P.

CON CORRIENTE A PLENA CARGA ≤ 6 Amp. DEBEN ESTAR PROVEISTOS DE LA PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA SOBRECARGA.

3). CONEXION A TRAVES DE CLAVILLO Y CONTACTO

PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA CORTOS CIRCUITOS Y FALLAS A TIERRA.

Incc MOTOR	PORCENTAJE A APLICAR PARA SELECCIONAR LA PROTECCION		
	FUSIBLES / RETARDO DE TIEMPO E INT. DE TIEMPO - INVERSO	FUSIBLES / RETARDO DE TIEMPO	INTERRUPTOR DE PULLADO INSTANTANEO
> 6 Amp	400 %	225 %	1300 %
≤ 6 Amp	DISPOSITIVO ≤ 20 Amp.		



TIEMPO EN SEGUNDOS

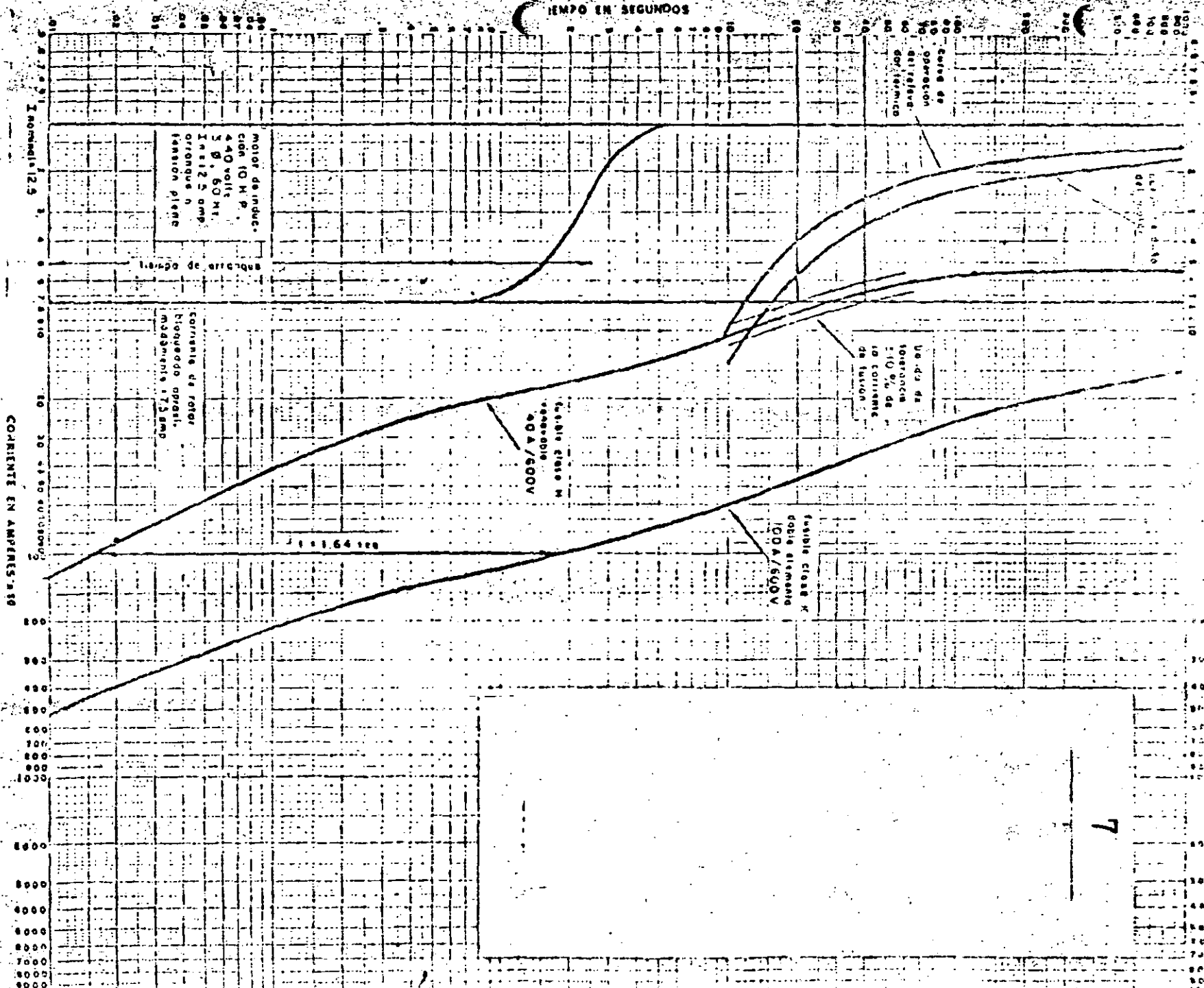
CORRIENTE EN AMPERES x 10



TIEMPO EN 300U

CORRIENTE

10000
8000
6000
4000
2000
1000
500
200
100
50
20
10
5
2
1



- VARIOS MOTORES Y OTRAS CARGAS EN UN CIRCUITO DERIVADO.

DOS O MAS MOTORES Y OTRAS CARGAS, PUEDEN PROTEGERSE CONTRA CORTOCIRCUITOS O FALLAS A TIERRA POR EL MISMO DISPOSITIVO BAJO ALGUNA DE LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

a) HASTA 1 C.P.

DOS O MAS MOTORES CON POTENCIA INDIVIDUAL NO MAYOR DE 1 C.P. PUEDEN PROTEGERSE A NO MAS DE 20 AMPERS. SI LA CORRIENTE A PLENA CARGA DE CADA MOTOR NO EXCEDE DE 5 AMPERS Y SU PROTECCION CONTRA SOBRECARGA ESTA CONFORME A LO ESTABLECIDO EN EL ART. 403.23.

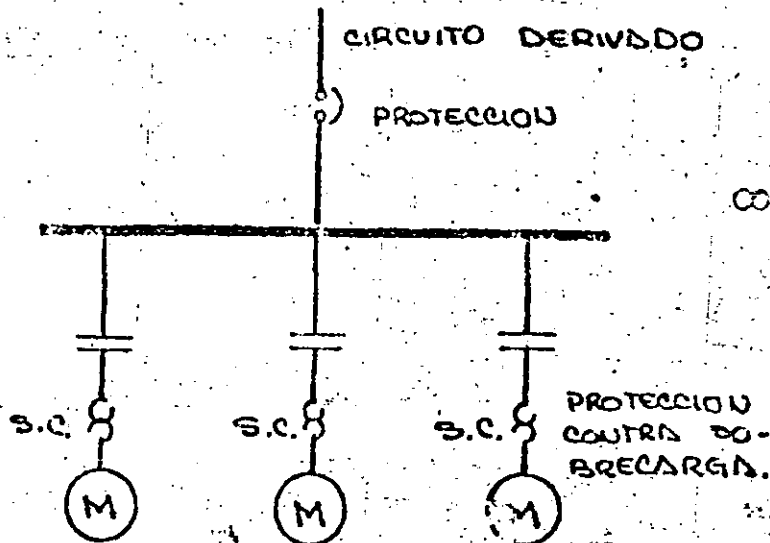
b) PROTECCION DEL CIRCUITO BASADA EN EL MOTOR DE MEJOR POTENCIA.

SI LA PROTECCION DEL CIRCUITO DERIVADO NO ES MAYOR DE LO PERMITIDO EN EL ART. 403.33, PARA EL MOTOR DE MEJOR POTENCIA; SE PUEDEN CONECTAR DOS O MAS MOTORES Y OTRAS CARGAS CON SU RESPECTIVA PROTECCION INDIVIDUAL CONTRA SOBRECARGA.

c). OTROS CASOS.

PUEDEN CONECTARSE DOS O MAS MOTORES DE CUALQUIER POTENCIA, SIEMPRE Y CUANDO:

- CADA MOTOR TENGA PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.
- QUE EL CIRCUITO DERIVADO ESTE PROTEGIDO POR FUSIBLES O POR UN INTERRUPTOR AUTOMATICO DEL TIPO DE TIEMPO INVERSO.
- EL DISPOSITIVO DE PROTECCION CONTRA SOBRECARGA Y CONTROLADOR DE CADA MOTOR, DEBE ESTAR APROBADO PARA SU INSTALACION EN GRUPO.



SUBSECCION E.

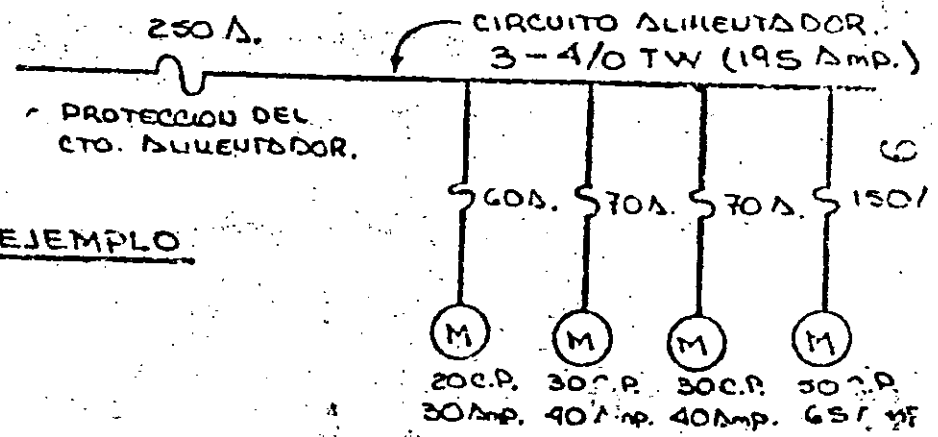
d) PARA LOS ARREGLOS ANTES DESCRITOS, LOS CONDUCTORES DE CUALQUIER DERIVACION QUE ABASTEZCA A UN SOLO MOTOR, NO NECESITAN DE PROTECCION INDIVIDUAL, BAJO CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- QUE LA CORRIENTE PERMISIBLE EN SUS CONDUCTORES NO SEA MENOR - QUE LA DE LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO DERIVADO.
- O QUE LA LONGITUD DE SUS CONDUCTORES NO EXCEDA DE 10 METROS Y CON CAPACIDAD DE CONDUCCION:
 - NO MENOR DEL 125% DE LA I.P.C. DEL MOTOR,
 - NI MENOR QUE 1/3 DE LA CORRIENTE PERMISIBLE EN LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO DERIVADO.

PROTECCION DE LOS CIRCUITOS ALIMENTADOS CONTRA CORTOCIRCUITOS O FALLAS A TIERRA.

- LA CAPACIDAD DE ESTA PROTECCION NO DEBE EXCEDER:
 - DEL VALOR DE LA PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITOS DEL CIRCUITO DERIVADO CORRESPONDIENTE AL MOTOR DE MAYOR POTENCIA, MAS LA SUMA DE LAS CORRIENTES A PLENA CARGA DE LOS DEMAS MOTORES. (VER EJEMPLO)
 - CUANDO SE PREVEN FUTUROS AUMENTOS DE CARGA, LA CAPACIDAD DE ESTA PROTECCION PUEDE ESTAR BASADA EN EL 125% DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE DICHO ALIMENTADOR.

EJEMPLO



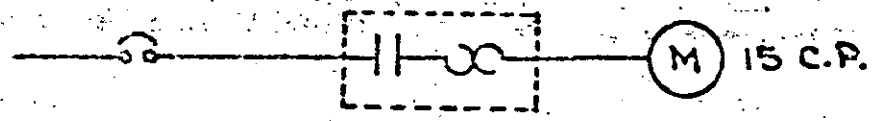
SUBSECCIONES F y G.

10

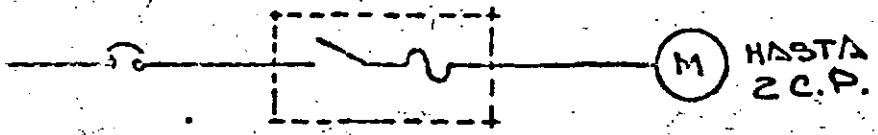
CONTROLADORES DE MOTORES.

ESTE DISPOSITIVO QUE SE UTILIZA PARA ARRANCAR Y PARAR UN MOTOR PUEDE SER:

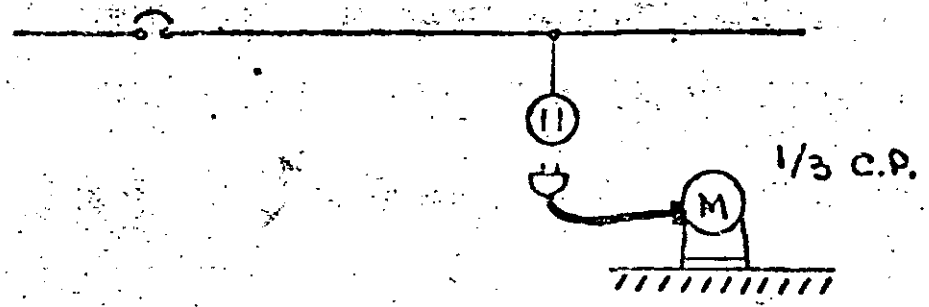
- ARRANCADOR MAGNETICO.



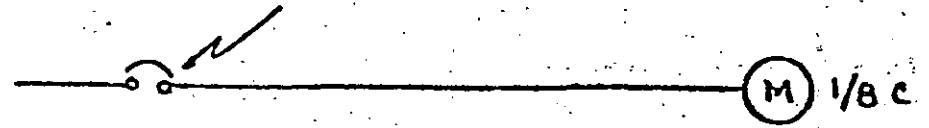
- INTERRUPTOR DE NAVAJAS.



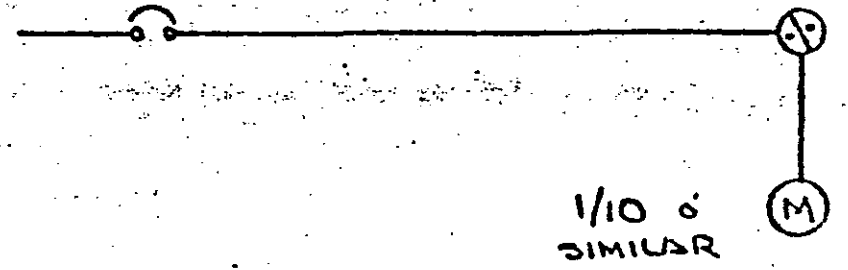
- CLAVIJA Y CONTACTO.



- PROTECCION DEL CIRCUITO.



- POR APAGADOR.



- CAPACIDAD DE CONTROLADORES.

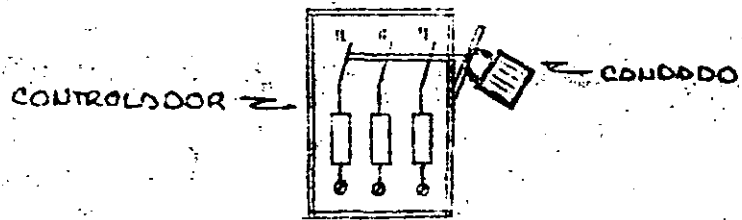
- NO DEBE SER MENOR QUE LA CAPACIDAD DEL MOTOR QUE VA A CONTROLAR.

- INTERRUPTORES DE NAVAJAS PUEDE USARSE COMO CONTROLADORES D MOTORES DE HASTA 2 C.P. Y 300 VOLTS ENTRE LINEAS.

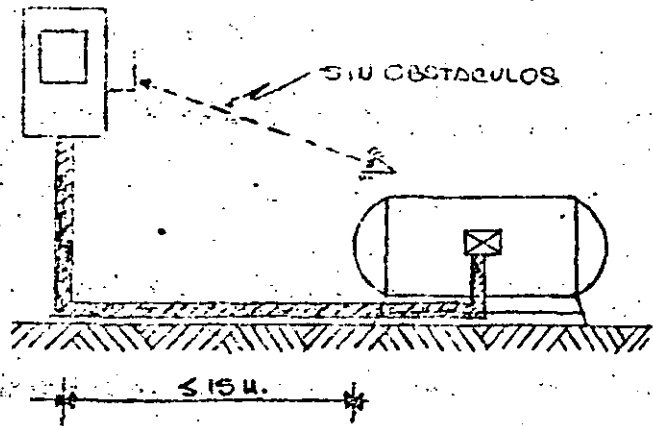
CAPACIDAD MINIMA ≥ 2 Ipc. MOT

MOTOR QUE NO ESTA A LA VISTA DESDE EL CONTROLADOR, DEBE REUNIR CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES CONDICIONES.

- DISPOSITIVOS PARA ASEGURAR EN LA POSICION DE ABIERTO AL CONTROLADOR.



- MEDIO DE DESCONEXION A LA VISTA DEL MOTOR.

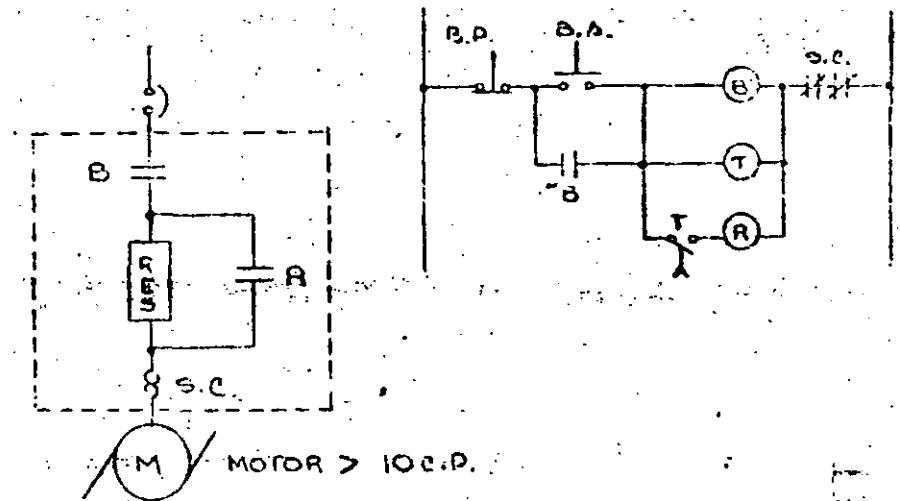


REDUCCION DE LA CORRIENTE DE ARRANQUE EN BAJA TENSION.

ACOMETIDAS EN BAJA TENSION.

LOS MOTORES MAYORES DE 10 C.P. DEBEN TENER UN CONTROLADOR QUE REDUZCA LA CORRIENTE DE ARRANQUE.

EJEMPLO :



ACOMETIDAS EN ALTA TENSION.

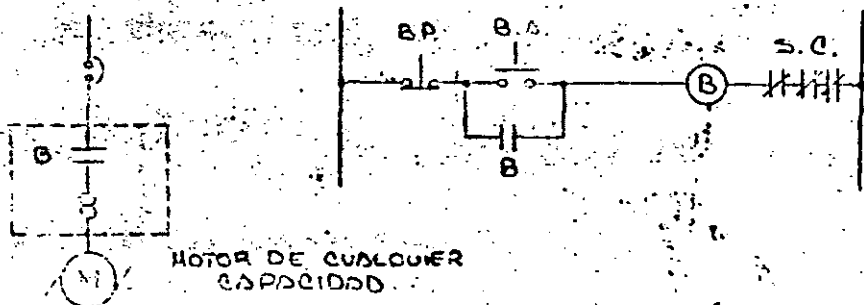
EN SISTEMAS SUMINISTRADOS A TRAVES DE SUBESTACIONES CON CAPACIDAD SUFICIENTE, PUEDEN USARSE CONTROLADORES A TENSION PLENA EN MOTORES DE CUALQUIER CAPACIDAD.

12 (69) (12)

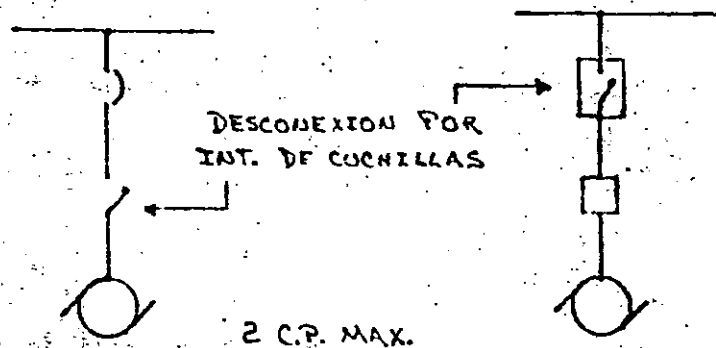
12 (67)

12

EJEMPLO.-

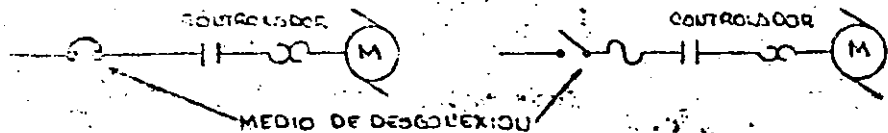


PARA MOTORES FIJOS NO MAYORES DE 2 C.P. Y DE MENOS DE 300 V. LA DESCONEXION PUEDE SER UN INTERRUPTOR DE NAVAJAS CON CAPACIDAD - MENIMA DEL DOBLE DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR.

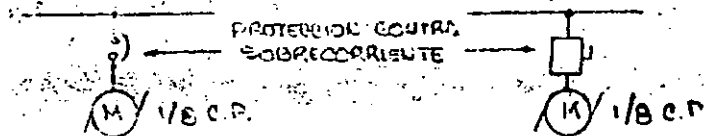


MEDIOS DE DESCONEXION PARA MOTORES.

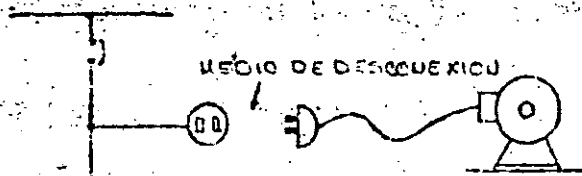
DISPOSITIVO QUE DESCONECTA (OPERACION MANUAL) A LOS MOTORES Y CONTROLADORES DEL CIRCUITO ALIMENTADOR. ESTE DEBE SER CAPAZ DE ABRIR LA MAXIMA CORRIENTE DE SOBRECARGA DEL MOTOR - UTILIZANDO UN INTERRUPTOR AUTOMATICO.



PARA MOTORES FIJOS DE 1/8 C.P. EL DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE PUEDE SERVIR COMO MEDIO DE DESCONEXION.

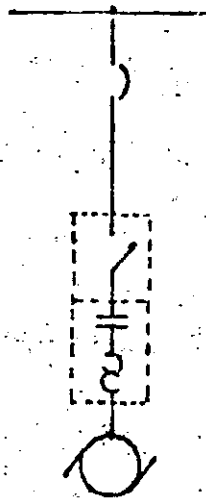


PARA MOTORES PORTATILES PUEDE UTILIZARSE UNA CLAVIJA Y UN CONTACTO.



- PARA MOTORES FIJOS > 2 C.P. PUEDE USARSE UN INTERRUPTOR DE USO GENERAL SI:

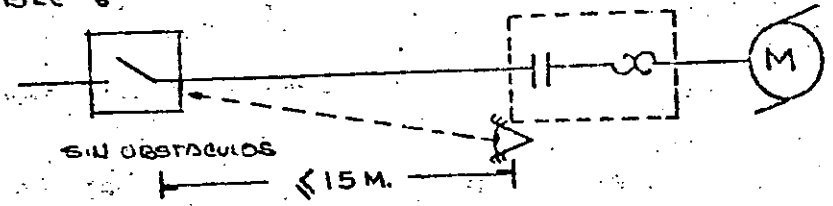
- ESTA OPERADO POR PERSONAL IDONEO
- SE INDICA QUE NO DEBE ABRIRSE CON CARGA



EL MEDIO DE DESCONEXION DEBE CUMPLIR CON:

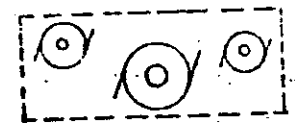
- TENER UNA CAPACIDAD $\geq 115\%$ I_{pc} DEL MOTOR
- INDICAR LA POSICION DE ABIERTO Y CERRADO
- PUEDE DESCONECTAR EL CONDUCTOR DE TIERRA SOLO SI DESCONECTA SIMULTANEAMENTE TODO LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO
- DEBE DESCONECTAR TANTO AL MOTOR COMO AL CONTROLADOR :

EL MEDIO DE DESCONEXION DEBE ESTAR A LA VISTA DESDE EL CONTROLADOR Y SER ACCESIBLE :



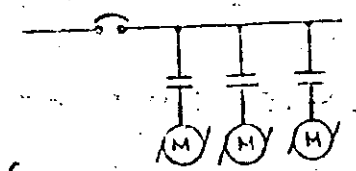
- CADA MOTOR DEBE CONTAR CON SU PROPIO MEDIO DE DESCONEXION.

EXCEPTO SI :

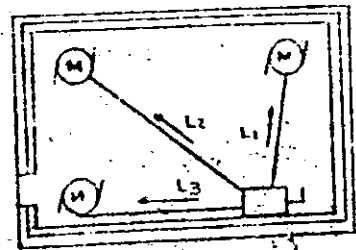


VARIOS MOTORES FORMAN PARTE DE UNA SOLA UNIDAD.

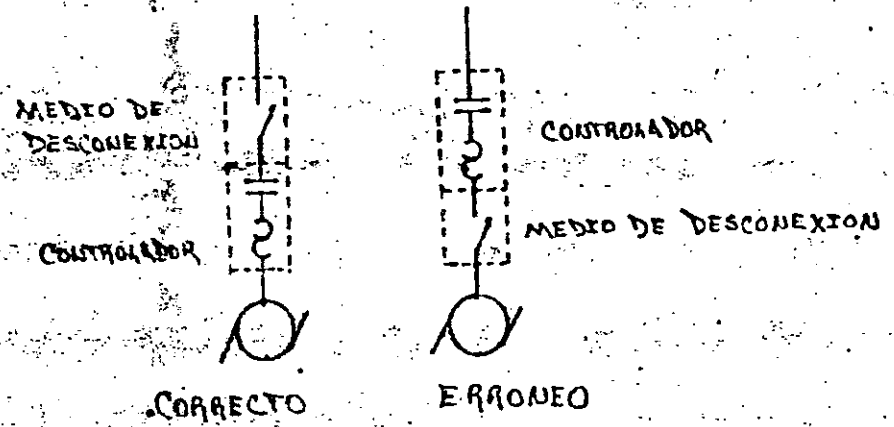
VARIOS MOTORES ESTAN PROTEGIDOS POR UNA SOLA PROTECCION CONTRA CORTO-CIRCUITOS.



ESTAN EN UN MISMO LOCAL Y SON VISIBLES DESDE EL DESCONECTADOR.



$L_1, L_2, L_3 \leq 15$ METROS.



- PUEDE ESTAR ALOJADO EN LA MISMA CUBIERTA QUE EL CONTROLADOR.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

COMPLEMENTO DEL TEMA: "CALCULO DE FALLAS"

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

ENERO 1985



Short-circuit Current Calculations

for Industrial and Commercial Power Systems

published by

SYSTEMS ENGINEERING
APPARATUS DISTRIBUTION SALES DIVISION

GENERAL  ELECTRIC

Table of Contents

	Page
Preface	3
Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents	
Introduction	4
Sources of Short-circuit Currents	4
Symmetrical and Asymmetrical Short-circuit Currents	6
Calculation of Short-circuit Currents	9
Selection of Equipment with Adequate Short-circuit Ratings	12
Section II—The Details of Short-circuit Calculations	
Introduction	14
Step-by-step Procedures for Short-circuit Calculations	14
Preparation of the Impedance Diagram	15
Determination of Short-circuit Currents	19
Means for Reducing Short-circuit Current	20
Section III—Examples of ac Short-circuit Calculations	
Introduction	21
Example One: The Industrial Power System	21
Example Two: The Building Power System	25
Example Three: Computer Time-Sharing	29
Example Four: Tables and Curves for Estimating Short-circuit Duty	29
Appendix	
Introduction	
Part I—Estimated Short-circuit Duties	
Table 4 —Substation Transformers	32
Table 5 —Distribution Transformers	33
Table 6 —Padmount Transformers	34
Table 7 —“QHT” Transformers	35
Figure 25 —Low-voltage Feeder	35
Part II—Impedance Data	
Table 8 —Primary Substation Transformers	41
Table 10 —Network Transformers	41
Table 11 —Distribution Transformers for Overhead Service	42
Table 12 —Distribution Transformers—Three Phase Pad Mounts	42
Table 13 —Integral Distribution Centers	43
Table 14 —Dry-type Transformers Type “QHT”	43
Table 15 —Standard Current-limiting Reactors	43
Table 16 —Machine Reactances	43
Table 17 —Grouped Small Motors	43
Table 18 —Synchronous Machines	43
Table 19 —Cables	44
Table 20 —Busway Impedances	45
Figure 26 —Conductor Constants	46
Part III—Short-circuit Ratings of ac Equipment	
Table 21 —Molded-case Breakers	49
Table 22 —Power Circuit Breakers	51
Table 23 —Fused Power Circuit Breakers	51
Table 24 —Fusible High-pressure Contact Switches	51
Table 25 —Fusible Switch	51
Table 26 —Current-limiting Fuses	51
Table 27 —Recommended CLF Fuses for Molded-case Breaker Protection	52
Table 27-1—Recommended CLF Fuses for Molded-case Breaker Protection	53
Table 28 —Short-circuit Applications for Individually Mounted Combination Motor Starters	53
Table 29 —Downstream Circuit Breaker Protection Using TRI-BREAK	54
Table 30 —Medium-voltage Motor Starters	54
Table 31 —Motor Control Centers	54
Table 32 —Bus Bracing Combination Motor Control Unit Recommendations for Ac Applications	55
Table 33 —Busway Short-circuit Ratings	56
Table 34 —Current-limiting Fuses for Protecting Busway	56

Table of Contents (Cont'd)

Table 35	--Power Circuit Breaker Characteristics, Symmetrical Rating Basis
Table 35-1	--Power Circuit Breaker Characteristics, Total Current Rating Basis
Table 36-1	--Fusible Stationary Air-Interrupter Switch Equipment, Unfused General Ratings
Table 36-2	--Fault Interrupting Ratings with GE Type EJ Current-limiting Fuses
Table 36-3	--Fault Interrupting Ratings with Expulsion-type Power Fuses
Table 37	--Metal-enclosed Load-interrupter Switch Rollout--Type SEF
Table 38	--Current-limiting Fuses
Table 39	--Reclosers--Type OR
Table 40	--Power Circuit Breakers--Type FKD
Table 41	--Vacuum Reclosers--Type VIR
Table 42	--Vacuum Breakers--Type VIB
Table 42-1	--Application
Table 42-2	--Ratings
Table 43	--Panelboard Motor-control
Table 44	--Switchboards, Type AV and POWER-BREAK
Table 45	--Switchgear, Type AKD-5
Table 46	--Automatic Transfer Switches
Table 47	--Safety Switches

Part IV--Analytical Techniques

Per-unit System
Methods for Combining Reactances
Complex Quantity Manipulation
Delta-Y and Y-Delta Impedance Conversions

The calculation of an short-circuit currents, essential to the selection of adequately rated protective devices and equipment in industrial and commercial power systems, is becoming increasingly important to the system designer. Today, power systems carry larger blocks of power, are more important to the operation of the plant and building, and have greater safety and reliability requirements. Meeting these requirements necessitates the fulfillment of certain criteria, including the use of adequately rated equipment.

The system designer, who is usually a consulting engineer or plant electrical engineer, is responsible for the design of the power system and the selection of equipment and will generally have the task of calculating system short-circuit currents. Procedures and techniques for these calculations are not generally available in one place but are scattered among many publications, reports, and papers.

The purpose of this publication is to provide the system designer with information and procedures necessary to calculate short-circuit currents in industrial and commercial power systems. The intent has been to make it easier for the system designer to make short-circuit calcu-

lations by providing the necessary information in one place and oriented in a meaningful manner. The most frequently asked questions by system designers on this subject have been answered in this text.

CONTENTS

The contents of the various sections of this publication are briefly described below.

Section I describes the nature of ac short-circuit currents and discusses calculation procedures. Also included are equipment ratings and the criteria used for the selection of equipment. It provides a basis for understanding short-circuit calculating procedures.

Section II actually details short-circuit calculations, including the formulation of one-line and impedance diagrams, representation of specific system components, and step-by-step calculation procedures. It shows how to make the necessary calculations.

Section III contains examples of short-circuit calculations for both industrial and commercial building systems. A time-sharing computer example and tables for estimating short-circuit duty are illustrated.

The Appendix contains estimating data required to make short-circuit

calculations. It includes tables estimating short-circuit currents, impedance data for system components, and short-circuit rating standard devices and equipment. In addition, details of the per-unit system and computational techniques are included. The estimating impedance data and equipment short-circuit ratings are included for completeness; but it must be recognized that new equipment is continuing to become available, so that in practice the official rating and impedance data should be obtained from the appropriate, up-to-date equipment literature.

HOW TO USE

This publication is designed as both instructional and procedural text book and a reference book. Seen from the contents it is apparent to provide the theory and details in Section I, the actual calculating procedures in Section II, examples in Section III, and estimating in the Appendix. One who is unfamiliar with short-circuit calculations want to use the publication as a book and review the entire contents. For someone familiar with calculating procedures, the publication can be used as a reference for the questions which may arise.

Section I—The Nature of ac Short-circuit Currents

Introduction

Electric power systems in industrial plants, commercial and institutional buildings are designed to serve loads in a safe and reliable manner. One of the major considerations in the design of a power system is adequate control of short-circuits or faults as they are commonly called. Uncontrolled short-circuits can cause service outages with accompanying production downtime and associated inconvenience, interruption of essential facilities or vital services, extensive equipment damage, personnel injury or fatality, and possible fire damage.

Electric power systems are designed to be as fault free as possible through careful system and equipment design, as well as proper installation and maintenance. However, even with these precautions, faults do occur. Some causes are: presence of vermin or rodents in equipment; loose connections; voltage surges; deterioration of insulation; accumulation of moisture, dust, concrete juice and contaminants; the intrusion of metallic or conducting objects such as fish tape, tools, jack hammers or payloaders, and a large assortment of "undetermined phenomena."

When a short-circuit occurs on a power system, several things happen of them bad:

1. At the fault location, arcing and burning can occur.
2. Short-circuit current flows from the various sources to the fault location.
3. All components carrying the short-circuit currents are subject to thermal and mechanical stress. This stress varies as a function of the current squared (I^2) and the duration of current flow.
4. System voltage drops in proportion to the magnitude of the short-circuit current. Maximum voltage drop occurs at the fault location (to zero for maximum fault) but all parts of the power system will be subject to some degree of voltage drop.

Clearly, the fault must be quickly removed from the power system, and this is the job of the circuit protective devices—the circuit breakers and fusable switches. In order to accomplish this, the protective device must have the ability to interrupt the maximum short-circuit current which can flow for a fault at the device location. The maximum value of short-circuit current is frequently referred to as the "available" short-circuit current.

The maximum value of short-circuit current is directly related to the size and capacity of the power source and is independent of the load current of the circuit protected by the protective device. The larger the capacity of the power source, the greater the short-circuit current will be.

For a simple example, consider Fig. 1 (top). The impedance which determines the flow of load current is the 20 ohms impedance of the motor. If a short circuit occurs at "F," the only impedance limiting the flow of short-circuit current is

the transformer impedance (0.1 ohm compared with 20 ohms for the motor); therefore, the short-circuit current is 1000 amperes or 200 times as great as the load current. Consequently, circuit breaker "A" must have the ability to interrupt 1000 amperes.

If the load grows and a larger transformer, one rated at 1000 amperes, is substituted for the 100-ampere unit, then the short circuit at "F" (bottom of Fig. 1) becomes limited by 0.01 ohm, the impedance of the larger transformer. Although the load current is still five amperes, the short-circuit current increases to 10,000 amperes. Circuit breaker "A" must be able to interrupt that amount.

Sources of Short Circuits

When determining the magnitude of short-circuit currents, it is extremely important that all sources of short circuit be considered and that the impedance characteristics of

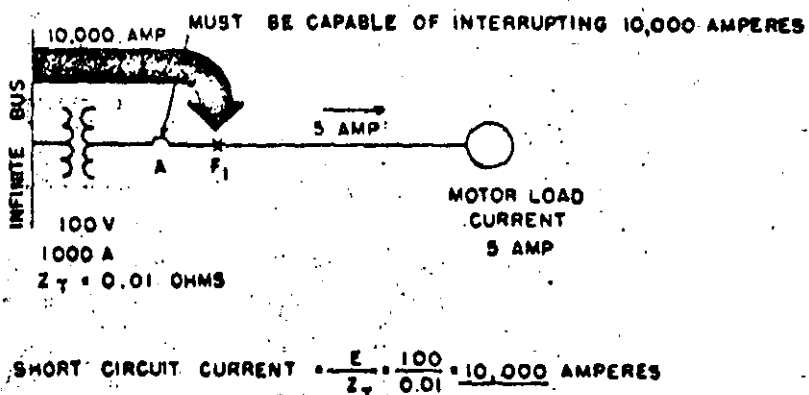
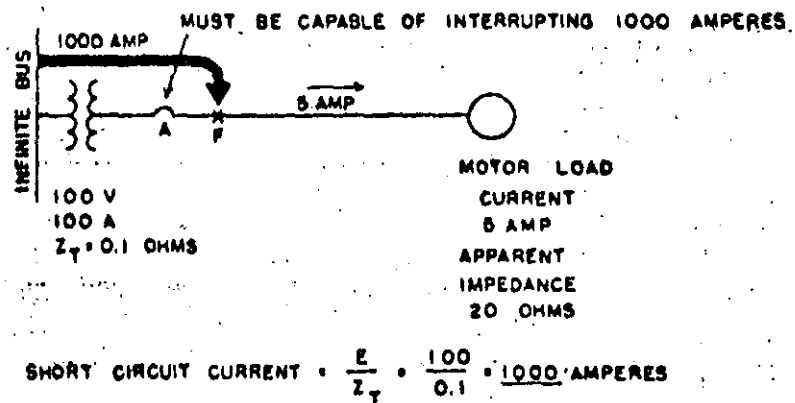


Fig. 1. Note: These values have been chosen to simplify illustrations rather than to represent actual system values.

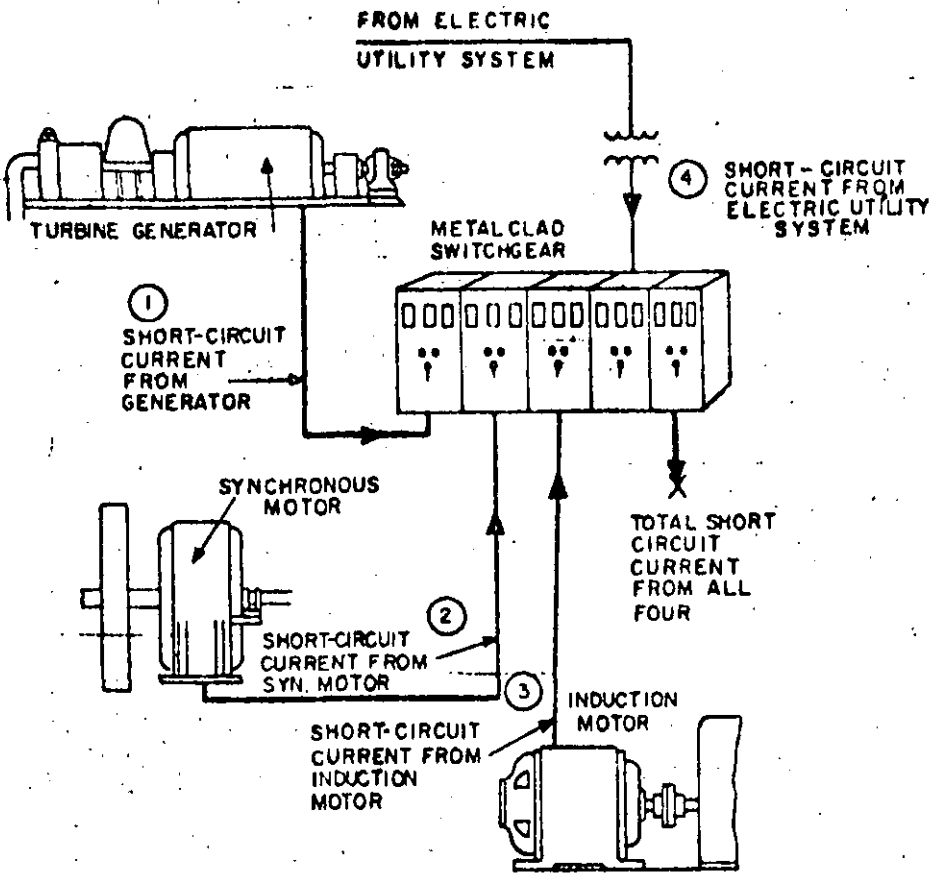


Fig. 2. Total short-circuit current equals sum of sources.

these sources be known.

There are four basic sources of short-circuit current:

1. Generators
2. Synchronous Motors
3. Induction Motors
4. Electric Utility Systems

All these can feed short-circuit current into a short circuit (Fig. 2).

GENERATORS

Generators are driven by turbines, diesel engines, water wheels, or other types of prime movers. When a short circuit occurs on the circuit fed by a generator, the generator continues to produce voltage because the field excitation is maintained and the prime mover drives the generator at normal speed. The generated voltage produces a short-circuit current of a large magnitude that flows from the generator (or generators) to the short circuit. This flow of short-

circuit current is limited only by the impedance of the generator and of the circuit between the generator and the short circuit. For a short circuit at the terminals of the generator, the current from the generator is limited only by its own impedance.

SYNCHRONOUS MOTORS

Synchronous motors are constructed much like generators; that is, they have a field excited by direct current and a stator winding in which alternating current flows. Normally, synchronous motors draw ac power from the line and convert electric energy to mechanical energy.

During a system short-circuit, the voltage on the system is reduced to a very low value. Consequently, the motor stops delivering energy to the mechanical load and starts slowing down. However, just as the prime

mover drives a generator, the inertia of the load and motor rotor drives the synchronous motor. The synchronous motor then becomes a generator and delivers short-circuit current for many cycles after the short circuit has occurred. The amount of short-circuit current produced by the motor depends upon the impedance of the synchronous motor and impedance of the system to the point of short circuit.

INDUCTION MOTORS

The inertia of the load and rotor of an induction motor has the same effect on an induction motor as on a synchronous motor; that is, it drives the motor after the system short circuit occurs. There is one major difference. The induction motor has no dc field winding, but there is a flux in the induction motor during normal operation. This acts like flux produced by the dc field winding in the synchronous motor.

The field of the induction motor is produced by induction from the stator rather than from the dc winding. The rotor flux remains normal as long as voltage is applied to the stator from an external source. However, if the external source of voltage were suddenly removed, as it is when a short-circuit occurs on the system, the flux in the rotor cannot change instantly. Because the rotor flux cannot decay instantly and because the inertia of the rotating parts drives the induction motor, a voltage is generated in the stator winding. This causes a short-circuit current to flow to the short circuit until the rotor flux decays to zero. The short-circuit current vanishes almost completely in about four cycles, since there is no sustained field current in the rotor to provide flux, as in the case of a synchronous machine.

The flux does last long enough to produce enough short-circuit current to affect the momentary duty on circuit breakers and the interrupting duty on devices that open within one or two cycles after a short circuit. Hence, the short-circuit current produced by induction motors must be considered in certain calculations. The magnitude of a short-circuit

current produced by the induction motor depends upon the impedance of the motor and the impedance of the system to the point of short circuit. The machine impedance, effective at the time of short circuit corresponds closely to the impedance at standstill. Consequently, the initial value of short-circuit current is approximately equal to the locked-rotor starting current of the motor.

ELECTRIC UTILITY SYSTEMS (SUPPLY TRANSFORMERS)

The electric utility system or the supply transformer from the electric utility system are often considered a source of short-circuit current. Strictly speaking, this is not correct because the utility system or supply transformer merely delivers the short-circuit current from the utility system generators. Transformers merely change the system voltage and magnitude of current but generate neither. The short-circuit current delivered by a transformer is determined by its secondary voltage rating and impedance, the impedance of the generators and system to the terminals of the transformer and the impedance of the circuit from the transformer to the short circuit.

ROTATING MACHINE REACTANCE

The impedance of a rotating machine consists primarily of reactance and is not one simple value as it is for a transformer or a piece of cable, but is complex and variable with time. For example, if a short-circuit is applied to the terminals of a generator, the short-circuit current behaves as shown in Fig. 3. The current starts out at a high value and decays to a steady-state value after some time has elapsed from the inception of the short-circuit. Since the field excitation voltage and speed have remained relatively constant within the short interval of time considered, the reactance of the machine may be assumed—to explain the change in the current value—to have changed with time after the short-circuit was initiated.

Expression of such a variable reactance at any instant requires a complicated formula involving time as one of the variables. Therefore, for the sake of simplification, three values of reactance are assigned to generators and motors for the purpose of calculating short-circuit current at specified times. These values are called the subtransient reactance, transient reactance, and syn-

chronous reactance and are described as follows:

1. Subtransient reactance (X''_d) is the apparent reactance of the stator winding at the instant short circuit occurs, and it determines the current flow during the first few cycles after short circuit.
2. Transient reactance (X'_d) determines the current following the period when subtransient reactance is the controlling value. Transient reactance is effective up to one-half second or longer, depending upon the design of the machine.
3. Synchronous reactance (X_d) is the reactance that determines the current flow when a steady state condition is reached. It is not effective until several seconds after the short circuit occurs; consequently, it is not generally used in short-circuit calculations.

A synchronous motor has the same kind of reactance as a generator, but it is of a different value. Induction motors have no field coils, but the rotor bars act like the amortisseur winding in a generator; therefore, induction motors are said to have subtransient reactance only.

Symmetrical and Asymmetrical Currents

The words "symmetrical" and "asymmetrical" describe the shape of the ac waves about the zero axis. If the envelopes of the peaks of the current waves are symmetrical around the zero axis, they are called "symmetrical current" envelopes (Fig. 4). If the envelopes are not symmetrical around the zero axis, they are called "asymmetrical current" envelopes (Fig. 5). The envelope is a line drawn through the peaks of the waves.

Most short-circuit currents are nearly always asymmetrical during the first few cycles after the short circuit occurs. The asymmetrical current is at a maximum during the first cycle after the short circuit

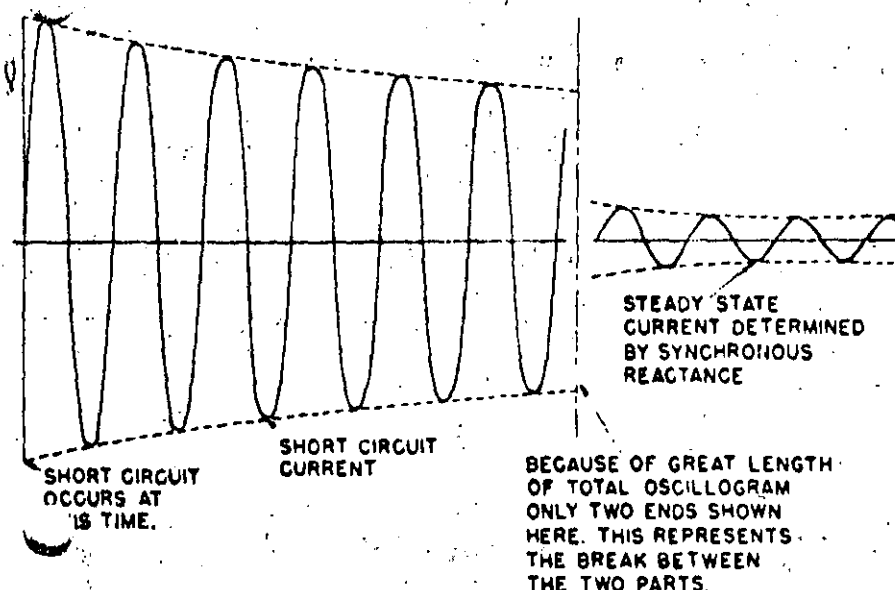


Fig. 3. Oscillogram of a symmetrical short-circuit current produced by a generator.

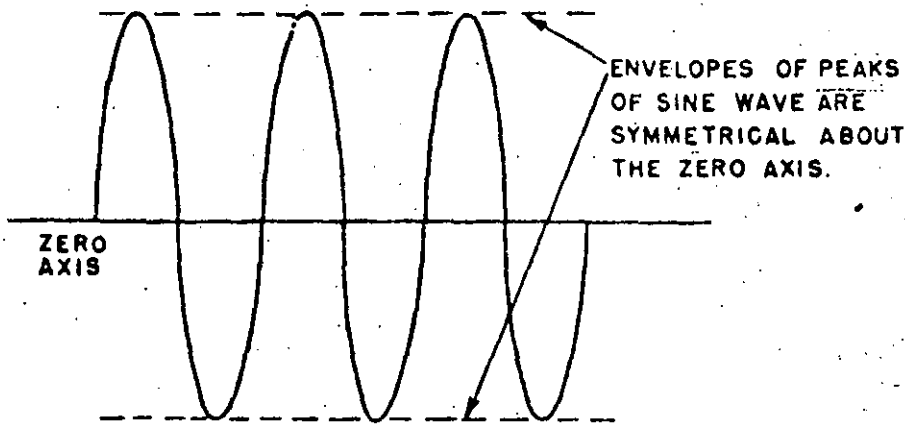


Fig. 4. Symmetrical ac wave.

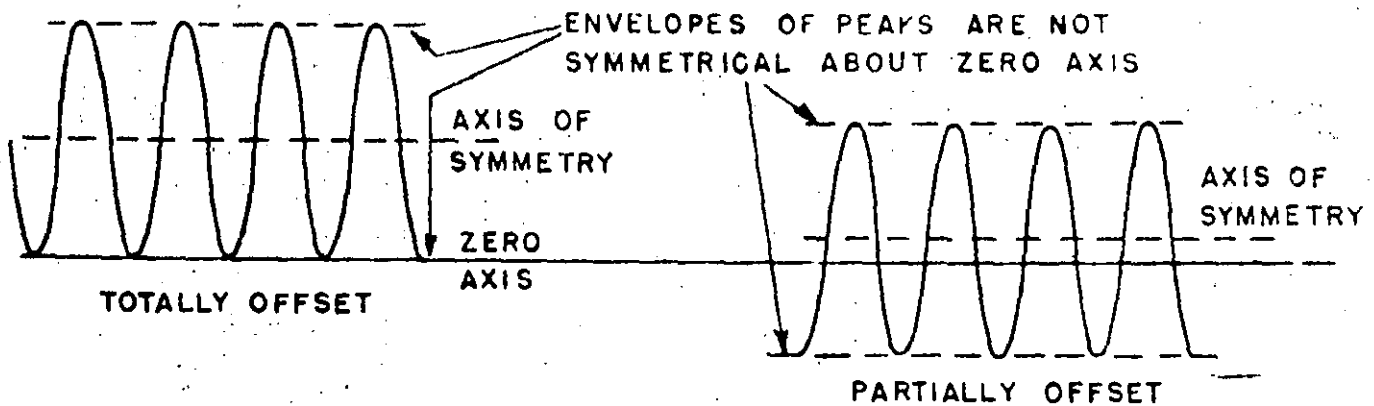


Fig. 5. Asymmetrical ac waves.

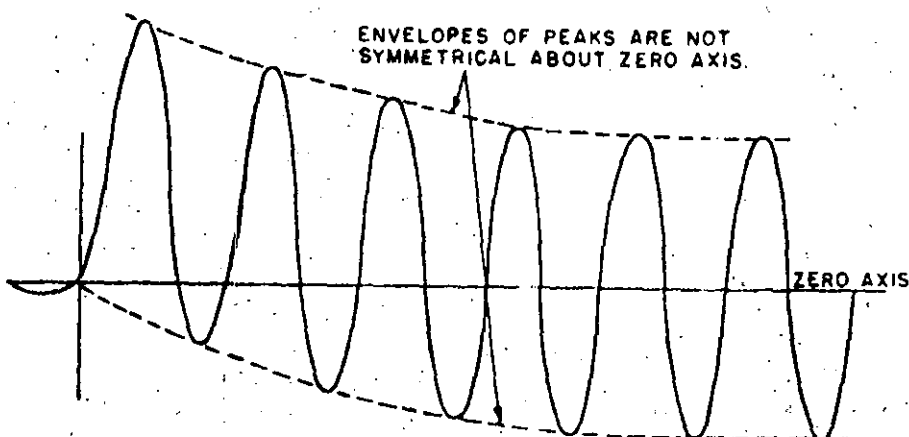


Fig. 6. Oscillogram of a typical short circuit.

occurs and in a few cycles gradually becomes symmetrical. An oscillogram of a typical short-circuit current is shown in Fig. 6.

WHY SHORT-CIRCUIT CURRENTS ARE ASYMMETRICAL

In ordinary power systems, the applied or generated voltages are of sine-wave form. When a short circuit occurs, substantial sine-wave short-circuit currents result. The following discussion assumes sine-wave voltages and currents.

The power factor of a short circuit is determined by the series resistance and reactance of the circuit (from the fault back to and including the source or sources of the short circuit). For example, in Fig. 7, the reactance equals 19%, the resistance

equals 1.4%, and the short-circuit power-factor equals 7.4%, determined by using the formula.

$$\left(\frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \right)$$

The relationship of the resistance and reactance of a circuit is sometimes expressed in terms of the X/R ratio. For example, the X/R ratio of the circuit shown in Fig. 7 is 13.6.

In high-voltage power circuits, the resistance of the circuit back to and including the power source is low compared with the reactance of the circuit. Therefore, the short-circuit current lags the source voltage by approximately 90 degrees (see Fig. 7). Low-voltage power circuits (below 600-volts) tend to have a larger percentage of resistance and

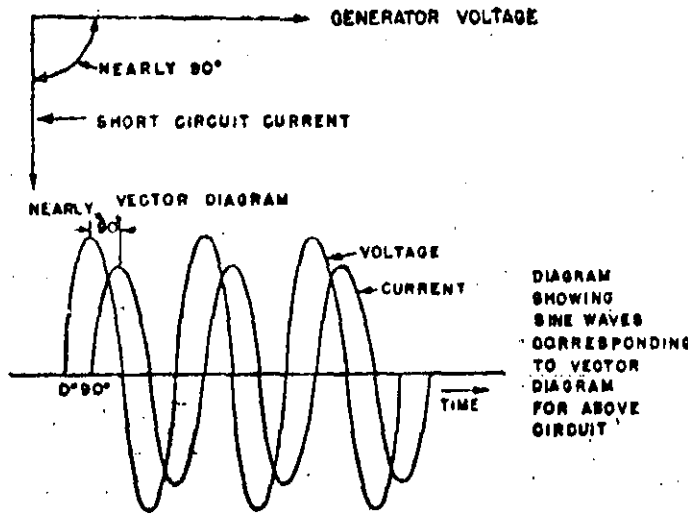
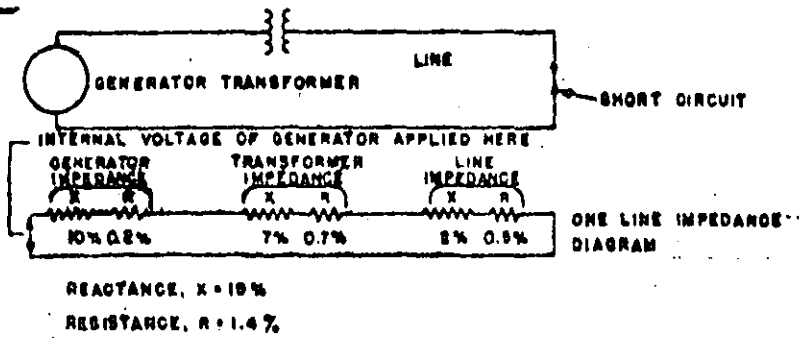


Fig. 7. Diagrams illustrating the phase relations of voltage and short-circuit currents.

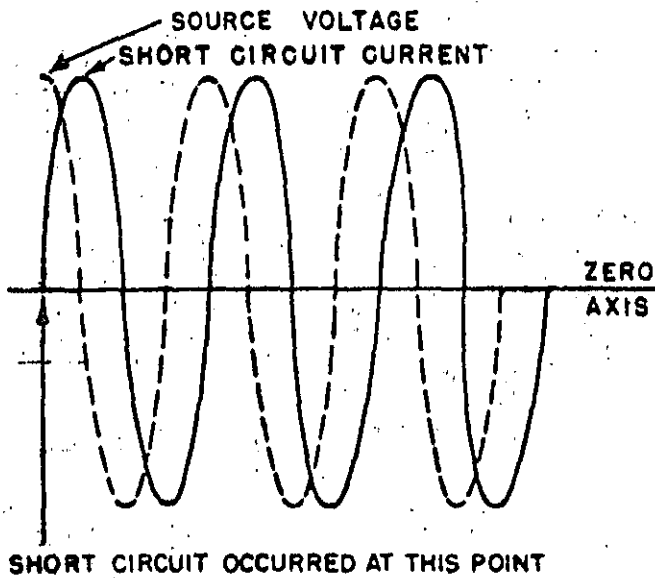


Fig. 8. Symmetrical current and voltage in a zero power-factor circuit.

the current will lag behind the voltage by less than 90 degrees.

If a short-circuit occurs at the peak of the voltage wave in a circuit containing only reactance, the short-circuit current will start at zero and trace a sine wave which will be symmetrical about the zero axis (Fig. 8). If a short-circuit occurs at the zero point of the voltage wave, the current will start at zero but cannot follow a sine wave symmetrically about the zero axis because the current must lag behind the voltage by 90 degrees. This can happen only if the current is displaced from the zero axis as shown in Fig. 9.

The two cases shown in Figs. 8 and 9 are extremes. One shows a totally symmetrical current and the other a completely asymmetrical current. If the fault occurs at any point between zero voltage and peak voltage, the current will be asymmetrical to a degree dependent upon the point at which the short-circuit occurs on the voltage wave.

In a circuit containing resistance and reactance, the degree of asymmetry can vary between the same limits as a circuit containing only reactance. However, the point on the voltage wave at which the short-circuit must occur to produce maximum asymmetry depends on the ratio of resistance to reactance of the circuit.

THE DC COMPONENT OF ASYMMETRICAL SHORT-CIRCUIT CURRENTS

Asymmetrical currents are analyzed in terms of two components, a symmetrical current and a dc component as shown in Fig. 10. As previously discussed, the symmetrical component is at a maximum at the inception of the short circuit and decays to a steady state value due to the apparent change in machine reactance. In all practical circuits, that is, those containing resistance, the dc component will also decay (to zero) as the energy represented by the dc component is dissipated as I^2R loss in the resistance of the circuit. Fig. 11 illustrates the decay of the dc component.

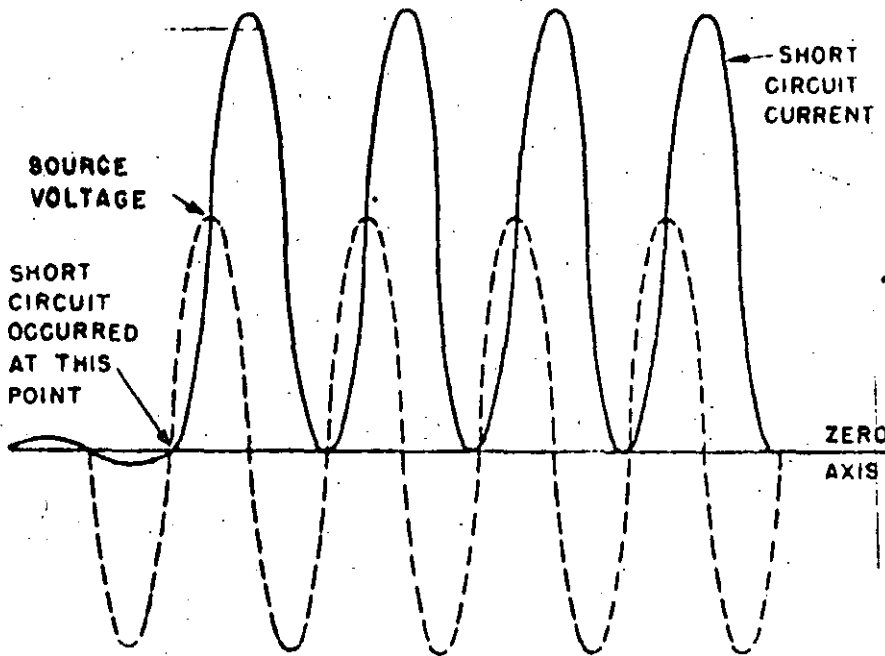


Fig. 9. Asymmetrical current and voltage in a zero power-factor circuit.

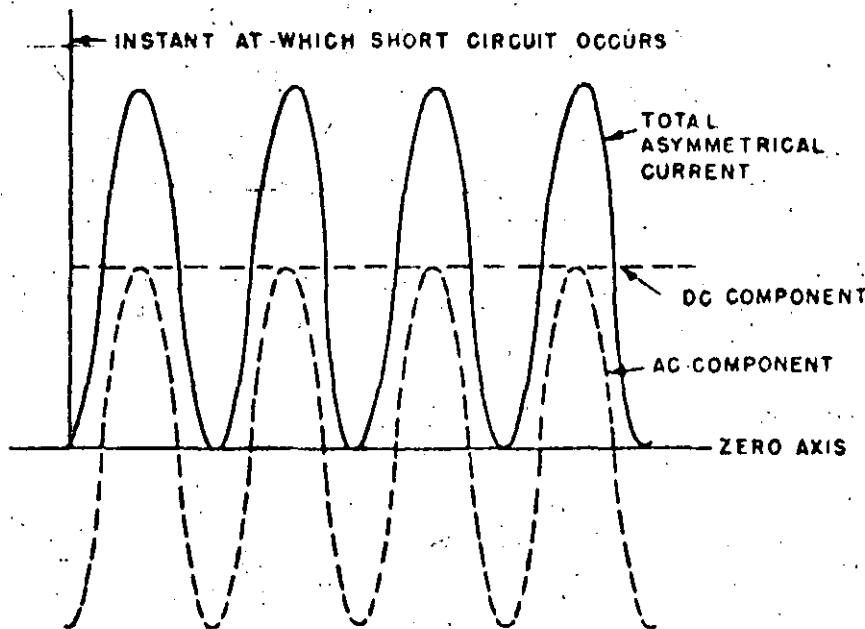


Fig. 10. Components of current shown in Fig. 9.

The rate of decay of the dc component is a function of the resistance and reactance of the circuit. In practical circuits, the dc component decays to zero in from one to six cycles.

TOTAL SHORT-CIRCUIT CURRENT

The total symmetrical short-circuit current usually has several sources as illustrated in Fig. 12. The first includes generators either

in the plant or in the utility system or both. The second source comprises synchronous motors. In induction motors, the third source, are located in every plant and building. Because these currents decay with time due to reduction of flux in the machine after short circuit, the total short-circuit current decays with time (bottom, Fig. 12). So even, though only the symmetrical part of the short-circuit current is considered, the magnitude of current is highest at the first half cycle after short circuit and is of lower value a few cycles later. Note that the induction motor component disappears entirely after one or two cycles.

The magnitude during the first few cycles is further increased by the dc component (Fig. 13). This component also decays with time, accentuating the difference in magnitude of a short-circuit current at the first cycle after short circuit and a few cycles later.

Short-circuit Calculations

The calculation of the precise value of an asymmetrical current at a given time after the inception of a fault is a rather complex computation. Consequently, simplified methods have been developed which yield short-circuit currents required to match the assigned ratings of various system protective devices and equipment.

The value of the symmetrical short-circuit current is determined through the use of the proper impedance in the basic equation:

$$I = E / Z$$

where E is the system driving voltage and Z (or X) is the proper system impedance (or reactance) of the power system back to and including the source or sources of a short-circuit current. The value of the proper impedance is determined with regard to the basis of rating for the device or equipment under consideration.

THE BASIS OF DEVICE AND EQUIPMENT RATING

It has been stated previously that a circuit protective device must have the ability to interrupt the maxi-

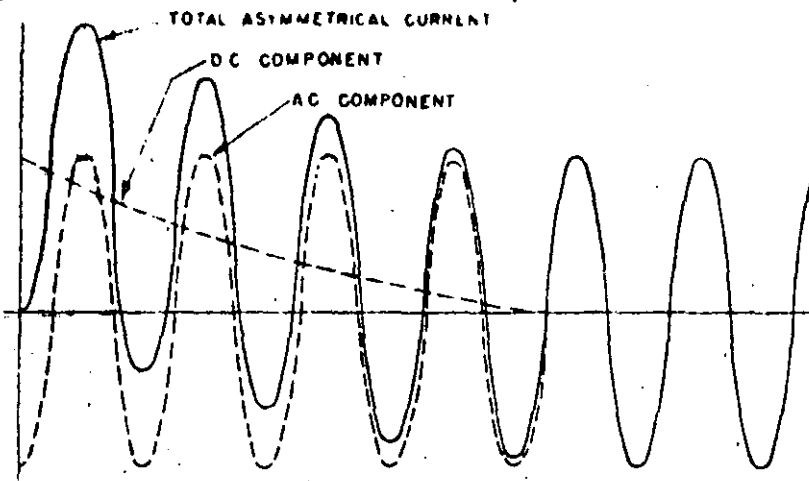


Fig. 11. Oscillogram showing decay of dc component and effect of asymmetry of current.

imum short-circuit current which can flow for a fault at a device location. This maximum current is called the "available" short-circuit current. But this is not entirely correct. For a fault on the load side of the device, the actual current that the device does interrupt may be less than the available current due to the impedance of the device, the impedance of the arc on contact parting, and the ability of the device to current-limit as in the case of a current limiting fuse. The basic concept is that the device must have the ability, when applied at a location with a given available short-circuit current, to satisfactorily interrupt a fault at its load terminals. On this basis, the device short-circuit rating is stated in terms of the available short-circuit current.

The same concept applies to the short-circuit rating of busway and bus structures within switchgear and panelboards in that the rating refers to the available short-circuit current at the locations where the equipment is to be connected.

Low-voltage Protective Devices and Equipment (below 600 volts)

Low-voltage protective devices and equipment, including low-voltage power circuit breakers; molded case circuit breakers; motor control centers; motor controllers; low-voltage

fuses, and busway are rated on the basis of available symmetrical amperes. Since these protective devices are fast operating (contact parting within the first cycle or two), their short-circuit ratings are based on maximum current during the first cycle. Therefore, the subtransient reactance X'' is used for all sources of short-circuit current in the basic equation $I = E/Z$. No multiplying factors are required to be applied to this calculated symmetrical value of available short-circuit current.

Although rated on a symmetrical current basis, these devices and equipment are tested on the basis of typical circuit asymmetrical conditions as covered by the applicable standards.

High-voltage Circuit Breakers (above 600 volts)

To apply high-voltage circuit breakers, the short-circuit duties during the first cycle (momentary) and at contact parting time (interrupting) must be compared with the circuit breaker's short-circuit capabilities to close and latch during the first cycle and to interrupt at some time later.

Total Current Basis of Rating

ANSI standard C37.6-1966 and

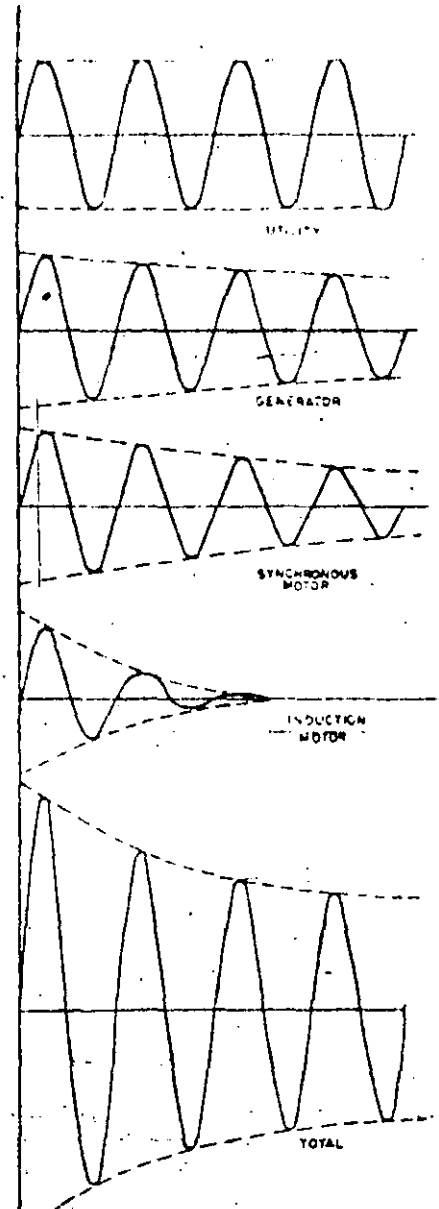


Fig. 12. Symmetrical short-circuit currents from four sources combined into total.

earlier issues list high-voltage circuit breakers rated on a total current basis. The previous standard describing the calculation of short-circuit duties to apply these breakers is ANSI C37.5-1953. This standard is now superseded by ANSI C37.5-1969 which describes a revised calculation for obtaining short-circuit duties to apply total current rated breakers.

The first-cycle duty (momentary) is determined by ANSI C37.5-1953 as follows. First, a symmetrical short-circuit current value is calculated

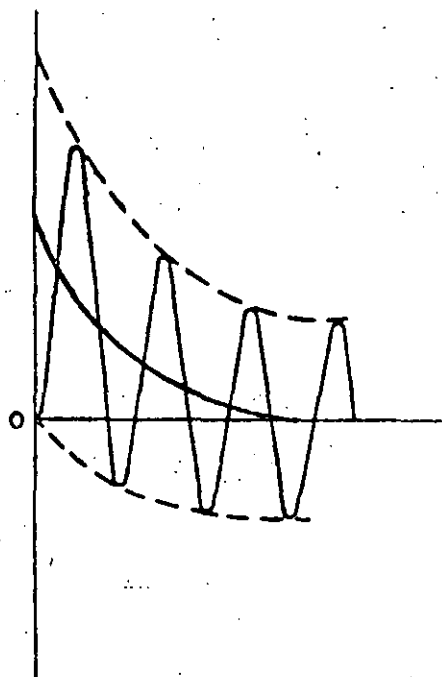


Fig. 13. Asymmetrical short-circuit currents plus the dc component from all sources.

using subtransient reactance (X''_d) for all sources of short-circuit current in the equivalent circuit of the power system. Next, multiplying factors are applied to this calculated symmetrical value to determine asymmetrical short-circuit duty. In the revised calculation procedure *ANSI C37.5-1969*, the first-cycle duty (momentary) calculation is very similar. Differences occur in modified reactance values for medium and small induction motors.

The interrupting duty according to *ANSI C37.5-1953* is determined using an equivalent circuit that has subtransient reactance (X''_d) for synchronous generators, transient reactance (X'_d) for synchronous motors and that neglects the contribution of induction motors. The short-circuit interrupting MVA or current calculated from the circuit is then multiplied by a factor that depends on the circuit breaker rated interrupting time and on power system operating conditions.

The contact parting time (interrupting) duty calculated by the *ANSI C37.5-1969* method uses subtransient reactance (X''_d) for synchronous generators, 1.5 times subtransient reactance ($1.5X''_d$) for

synchronous motors, and modified subtransient reactances for induction motors which are divided into three categories each with a different reactance multiplier in the power system reactance network equivalent circuit. The circuit is then reduced to an equivalent X (reactance) value and an E/X symmetrical short-circuit current is calculated. Then a multiplying factor obtained from curves in *ANSI C37.5-1969* is applied to obtain the total short-circuit duty to be compared with the capability of a total rated circuit breaker. The multiplying factor depends on the circuit breaker contact parting time, the fault point X/R ratio, and the proximity of generation. *ANSI C37.5-1969* describes the fault point X/R ratio calculation utilizing a resistance network corresponding to the reactance network.

Table 1, page 12, contains a summary of machine reactances and multiplying factors used in short-circuit calculations described in *ANSI C37.5-1953*.

Symmetrical Current Basis of Rating

ANSI standard *C37.06-1966* and later revisions list high-voltage circuit breakers with a symmetrical current basis of short-circuit rating. The symmetrical current value of rated short-circuit listed for a breaker in the tables applies only at rated maximum voltage. The short-circuit capability at an actual lower operating voltage will be higher and is found by applying the voltage ratio to the rated short-circuit current.

The calculation method used to apply symmetrically rated breakers is described in *ANSI C37.010-1972*. The first-cycle duty calculation by this standard is exactly the same as in *ANSI C37.5-1969*. The result is a asymmetrical first-cycle duty that is compared with the asymmetrical closing and latching capabilities of the symmetrically rated breaker.

The contact parting time short-circuit (interrupting) duty calculation, as described by *ANSI C37.010-1972*, uses the same reactance network as the calculation described in *ANSI C37.5-1969* and the same E/X

calculated current value. A different multiplying factor is applied to E/X to establish the duty to be compared with the symmetrical short-circuit interrupting capability of a symmetrically rated breaker.

As long as the X/R ratio for each network element or the fault point X/R ratio is 15 or less, the multiplying factor is 1.0 (When the X/R ratio is 15 or less, the asymmetrical short-circuit duty never exceeds the symmetrical short-circuit duty by a margin greater than that by which the breaker's asymmetrical short-circuit capability, as required by the standards, exceeds its symmetrical short-circuit capability.)

When the X/R ratio exceeds 15, the multiplier usually exceeds 1.0. Multiplying factors are determined from curves in *ANSI C37.010-1972* and depend on the contact parting (interrupting time) of the circuit breaker, the fault point X/R ratio, and the proximity of generation to the point of fault. The X/R ratio calculation of *ANSI C37.010-1972* is the same as by *ANSI C37.5-1969*.

Comparison of Duty Calculation Methods

The newer calculation methods, *ANSI C37.5-1969* (for total current basis rated circuit breaker) and *ANSI C37.010-1972* (for symmetrical current basis rated circuit breakers), differs from *ANSI C37.5-1953* principally in data collection (not only reactance values but also X/R ratios or resistance values are needed for system components) and in the treatment of reactances.

The first cycle (momentary) duty calculated by the newer methods will not generally be greatly different from that calculated by the earlier method. The interrupting duty calculated by the newer methods often is higher because of the increased motor contributions recognized by them.

The first-cycle duty calculations used in selecting low-voltage (below 600 volts) protective devices, in setting instantaneous relays and in selecting current limiting fuses are the same as those of *ANSI C37.5-1953*. A simplified calculation example will be shown later.

An example of short-circuit duty calculations by the newer methods, *ANSI C37.5-1969* (total current basis of rating-duty) and *ANSI C37.010-1972* (symmetrical current basis of rating duty) is not included in this text due to space limitations. For a description of these procedures the following references are recommended.

1. American National Standard Institute
 - a) C37.010-1972 (and later revision)
 - b) C37.5-1969
2. "Interpretation of New American National Standards for Power Circuit Breaker Application" by Walter C. Wuening, Jr.
EE Transactions on Industry and General Applications Vol. IGA-5, No. 5 Sept./Oct. 1969 (GER-2660)
3. "Electric Power Distribution For Industrial Plants"—IEEE Publication 141 (Red Book) dated 1969 or later revision

High-voltage Fuses (above 600 volts)

The interrupting rating of high-voltage fuses is given in asymmetrical amperes. The machine reactances used in the calculations are identical to those used for calculating momentary duty for high-voltage circuit breakers as explained above. Refer to Table 1.

TYPES OF POWER SYSTEM FAULTS

Faults or short-circuits can occur on a three-phase power system in several ways. The protective device or equipment must have the ability to interrupt or withstand any type of fault which can occur. The basic type of faults will be described, but it should be noted that the basic fault calculation for the selection of

equipment is the three-phase bolted fault.

Three-phase Bolted Fault

A three-phase bolted fault describes the condition where the three conductors are physically held together with zero impedance between them just as if they were bolted together.

While this type of fault condition is not the most frequent in occurrence, it generally results in maximum short-circuit values and for this reason is the *basic fault calculation* in commercial and industrial power systems.

Line-to-line Bolted Faults

In most three-phase power systems, the levels of line-to-line bolted fault currents are approximately 87% of three-phase bolted fault currents, but this calculation is seldom required because it is not the maximum value.

Line-to-ground Bolted Fault

In solidly-grounded systems, line-to-ground bolted fault current is usually equal to, or less than a three-phase bolted fault current. Sometimes it is significantly lower than the three-phase bolted fault current due to the high impedance of the ground-return circuit (that is, conduit, busway enclosure; grounding conductor, and building steel). Line-to-ground fault calculations are seldom necessary in solidly-grounded, low-voltage industrial and commercial power systems.

When required, symmetrical component techniques are used to analyze line-to-ground faults where the line-to-ground fault current can be expressed as:

$$I_{sc} = \frac{3E_{L-N}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 - Z_g}$$

Where E_{L-N} = line-to-neutral voltage
 Z_1 = positive-sequence impedance
 Z_2 = negative-sequence impedance
 Z_0 = zero-sequence impedance
 Z_g = ground return impedance including resistance of neutral grounding resistor if any

Table 1—Machine Reactance and Multiplying Factors Used in Simplified Calculations of Short-circuit Duty (ANSI-C37.5-1953)

Equipment	Type of Short-circuit Rating	Machine Reactances to Use			Multiplying Factor to be Applied to Calculated Symmetrical Value*	
		Synchronous Generators	Synchronous Motors	Induction Motors	General Case†	Special Case‡
L.V. Power Circuit Breakers L.V. Molded-case Circuit Breakers L.V. Motor Controllers (Incorporating Fuses or Molded-case Circuit Breakers) Fuses Busway Bus Bracing In L.V. Switchgear L.V. Switchboards L.V. Motor-control Centers L.V. Panelboards	Symmetrical Amperes Available	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	None	
Power Circuit Breakers (above 600 volts) with Rated Interrupting Times of 8 cycles (Refer to the Total Current Rating Basis ASA C37.6—1964)	Interrupting—Symmetrical Amperes or MVA Available	Subtransient (X'')	Transient (X)	Neglect	1.0	1.1
	Momentary—Asymmetrical Amperes Available	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	1.6	1.8
Fuses and Fused Cutouts (above 1500 volts)	Interrupting—Asymmetrical Amperes Available	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	Subtransient (X'')	1.6	1.25

* The calculated symmetrical value to which the multiplier is applied should be in rms amperes, kV, or MVA depending on the terms in which the rated capability of the particular equipment is expressed.
 † a special-case multiplier ONLY if the calculated symmetrical value exceeds 500 MVA AND the circuit is principally fed direct from generators or entirely through current-limiting reactors; otherwise use general-case multiplier.
 ‡ Use special-case multiplier ONLY if op-

erating voltage is 5000 or less AND the circuit is NOT principally fed direct from generators or entirely through current-limiting reactors.
 * Use special-case multiplier ONLY if the operating voltage is 15000 or below, AND the fuses are NOT of the current-limiting type, AND the supply-circuit X R is less than 4; otherwise use general-case multiplier.

In resistance-grounded, medium-voltage systems (2.4–13.8 kV) the resistor is generally selected to limit ground fault current to a value ranging between 400 and 2000 amperes. Line-to-ground fault magnitudes on these systems are determined primarily by the resistor itself and a line-to-ground short-circuit calculation is generally not required.

Arcing Fault

Many power system faults, particularly in low-voltage systems, tend to be arcing in nature.

Arcing faults can display a much lower level of short-circuit current than a bolted fault at the same location, particularly in low-voltage systems. These lower levels of current are due in part to the impedance of the arc inserted into the circuit.

The low levels of arcing fault current in low-voltage systems become important in designing adequate system protection. Due to its complex nature, arcing faults is a subject all to itself and is treated as such in GET-6533.

Selection of Equipment

In order to provide for personal safety and to minimize equipment damage, it is absolutely essential to use equipment with short-circuit ratings equal to or greater than the available short-circuit current that can occur at the equipment location.

The 1975 National Electrical Code states:

— Article 110-9

Interrupting Capacity. Devices intended to break current shall have an interrupting capacity sufficient for the

voltage employed and for the current which must be interrupted.

For any given location, there may be several types of protective devices which have an adequate short-circuit rating. Selection of a specific device would then depend on other factors such as economics; users preference; protection characteristics; maintainability, and so on.

There is, however, one instance when equipment can be applied at a location where the available short-circuit current is higher than the short-circuit rating of the device. This arrangement utilizes a current limiting fuse or other device which can furnish short-circuit protection for down-stream equipment.

CASCADE OPERATION OF CIRCUIT BREAKERS

The cascade operation of low-voltage circuit breakers (GE TYPE AK) is no longer recognized by NEMA with the publication of SG-3-1965. This application procedure previously allowed a feeder breaker to be applied on a system where the available short-circuit current was in excess of the breaker's short-circuit rating, provided the feeder breaker was backed up by an adequately rated main breaker. In addition, the NEMA standards specified certain other requirements for this application.

In recent years, cascaded arrangements have been infrequently used in industrial and commercial power systems mostly because of the increased recognition of the importance of service continuity. In cascade operation, when a fault occurred on a feeder circuit, both the main and feeder breaker would probably trip.

Neither molded-case circuit breakers nor high-voltage circuit breakers may be applied in cascade arrangements.

CURRENT-LIMITING FUSE PROTECTION FOR DOWN-STREAM EQUIPMENT

The current-limiting effect of low-voltage, current-limiting fuses and current limiters (in TRI-BREAK[®] breakers) can be utilized to provide protection for down-stream protective devices and equipment. A current limiting fuse or limiter can limit the peak let-through current to values lower than the available short-circuit current. The energy let-through which is proportional to I^2t is reduced in a similar manner. By properly matching the fuse and the down-stream equipment, the down-stream equipment can be applied on circuits with a higher than rating available short-circuit current because of the current limiting effect of the fuse.

Down-stream equipment when protected by a properly matched fuse can be applied where the available short-circuit current is in excess of the equipment short-circuit rating. For example, consider a panelboard containing TED circuit breakers with a short-circuit rating of 14,000 amperes located where the available short-circuit current is 45,000 amperes. Obviously, these breakers do not have an adequate short-circuit rating by themselves. However, if current limiting fuses (Class J) rated 400 amperes or less are located in the mains of the panelboard or at an up-stream location such as a bus-plug feeding the panelboard, the TED breakers will be adequately protected.

The Appendix contains tables which show matched combinations of current limiting fuses and down-circuit equipment.

Finally, it has been determined that the matched combinations must be verified by actual test in a short-circuit laboratory, and this is the basis of these tables.

Trade-mark of the General Electric Company.

Introduction

In Section I the general nature of ac short circuits, including the calculation of short-circuit currents, was discussed. It was determined that the basic equation for the calculation of short-circuit current is $I = E/Z$ where E is the system driving voltage and Z (or X) is the proper system impedance (or reactance) of the power system back to and including the source(s) of short-circuit current. Furthermore, the proper value of impedance depends on the basis of short-circuit rating for the device or equipment under consideration.

In this section the details of short-circuit calculations will be presented. Much of the detail of a short-circuit calculation or study involves the representation of the proper system impedances from the point of fault back to and including the source(s) of short-circuit current. After this representation is accomplished, the actual fault computation is very simple. Step-by-step procedures will be presented for making short-circuit calculations.

These step-by-step procedures will provide a basis for making short-circuit calculations for most types of industrial and commercial power systems from an extensive industrial system where the primary service may be 115 kV with distribution and utilization voltage at 13.8 kV, 2.4 kV, 480Y 277 v and 208Y 120 v, including in-plant generation, to a commercial building system where the service and utilization voltage is 208Y 120 volts. The industrial system would require an extensive representation and many procedural steps while the building system may require minimal representation with just a few steps. Sometimes, a short-circuit calculation is required for only a part of the system—for instance, to determine the required short-circuit ratings for equipment to be served from a new feeder to an existing building service equipment, or for low-voltage systems where the sources of short-circuit current are a supply transformer (or a utility system) and induction motors. Examples are included which show simple and direct solutions for the cases

Step-by-step Procedures

The following steps identify the basic considerations in making short-circuit calculations. In the simpler systems, several steps may be combined—for example, the use of a combined one-line and impedance diagram.

1. Prepare System One-Line Diagram. Include all significant system components.
2. Decide on fault locations and type of short-circuit current calculations required, based on type of equipment being applied. Consider the variation of system operating conditions required to display the most severe duties. Assign bus numbers or suitable identification to the fault locations.
3. Prepare an impedance diagram. For systems above 600 volts, two diagrams are usually required to calculate interrupting and momentary duty for high-voltage circuit breakers. Refer to Table 1 for determining the type of short-circuit rating required for various kinds of equipment as well as the machine reactances to use in the impedance diagram. Select suitable kVA and voltage bases for the study when the per-unit system is being used.
4. For the designated fault locations and system conditions, resolve the impedance network and calculate the required symmetrical currents (E/Z or E/X). When calculations are being made on a computer, submit impedance data in proper form as required by the specific program. For high-voltage equipment apply appropriate multipliers from Table 1 to calculated symmetrical values so that the short-circuit currents will be in terms of equipment rating.

A SYSTEM ONE-LINE DIAGRAM

The system one-line diagram is

fundamental to short circuit analysis. It should include all significant equipment and components and show their interconnections. Fig. 14 illustrates a typical system one-line diagram.

TYPE AND LOCATION OF FAULTS REQUIRED

All buses should be numbered or otherwise identified. The location where short circuits are required should be selected. In many studies, all buses are faulted. The type of short-circuit currents required is based on the short-circuit rating of the equipment located at the faulted bus.

SYSTEM CONDITIONS FOR MOST SEVERE DUTY

It is sometimes quite difficult to predict which of the intended or possible system conditions should be investigated to reveal the most severe duties for various components. Severe duties are those that are most likely to tax the capabilities of components.

Future growth and change in the system can modify short-circuit currents. For example, the initial utility available short-circuit duty for an in-building system being investigated may be 150 MVA. But future growth plans may call for an increase in available duty to 750 MVA several years hence. This increase could substantially raise the short-circuit duties on the in-building equipment. Therefore, the increase must be factored in the present calculations so that adequate in-building equipment can be selected. In a similar manner, future in-plant or in-building expansions very often will raise short-circuit duties in various parts of the power system so that future expansions must also be considered initially.

The most severe duty usually occurs when the maximum concentration of machinery is in operation and all interconnections are closed. The conditions most likely to influence the critical duty include:

1. Which machines and circuits are to be considered in actual operation?

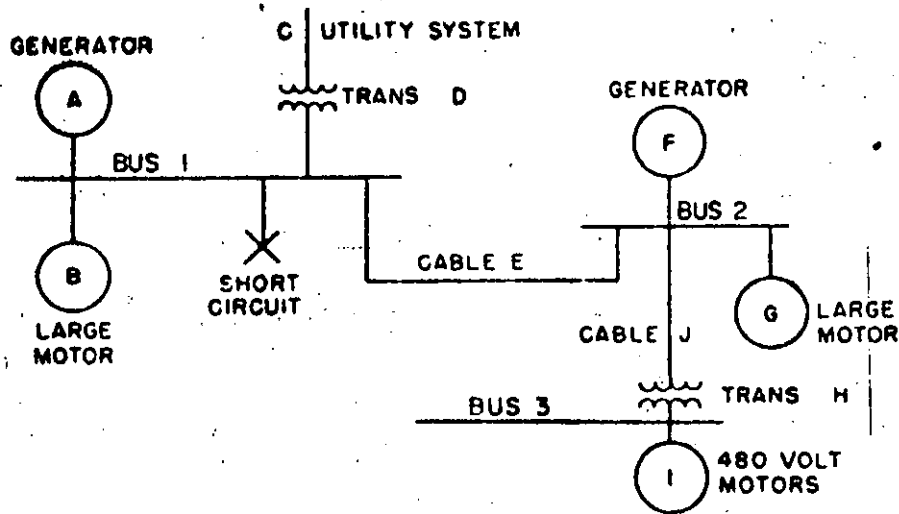


Fig. 14. A typical system one-line diagram.

2. Which switching units are to be open or closed?
3. What future expansions or system changes will affect in-plant or in-building short-circuit currents?

In formulating the impedance diagram, all impedance values must be expressed in the same units; either in *Ohms-per-phase* or *per-unit on a reference kVA base* (per-cent is a form of per-unit).

USE OF PER-UNIT OR OHMS

Short-circuit calculations can be made with impedances represented in per-unit or ohms. Both representations will yield identical results. Which should be used?

In general, if the system being studied has several different voltage levels or is a high-voltage system (above 600 volts), per-unit impedance representation will provide the easier, more straightforward calculation. The per-unit system is ideal for studying multi-voltage systems. Also, most of the components included in high-voltage networks (machines, transformers, and utility systems) are given in per-unit or per-cent values and further conversion is not required.

On the other hand, where few or no voltage transformations are involved and for low-voltage systems where many conductors are included in the impedance network, representation of system elements in ohms may provide the easier, more straightforward calculation.

Preparing Impedance Diagrams

The impedance diagram displays the interconnected circuit impedances that control the magnitude of short-circuit currents. The diagram is derived from the system one-line diagram, showing an impedance for every system component that exerts a significant effect on short-circuit current magnitude. Not only must the impedances be interconnected to reproduce actual circuit conditions, but it will be helpful to preserve the same arrangement pattern used in the one-line diagram. See Fig. 15.

COMPONENT IMPEDANCE VALUES

Component impedance values are expressed in terms of any of the following units:

1. Ohms-per-phase
2. Per-cent on rated kVA or a reference kVA base
3. Per-unit on a reference kVA base

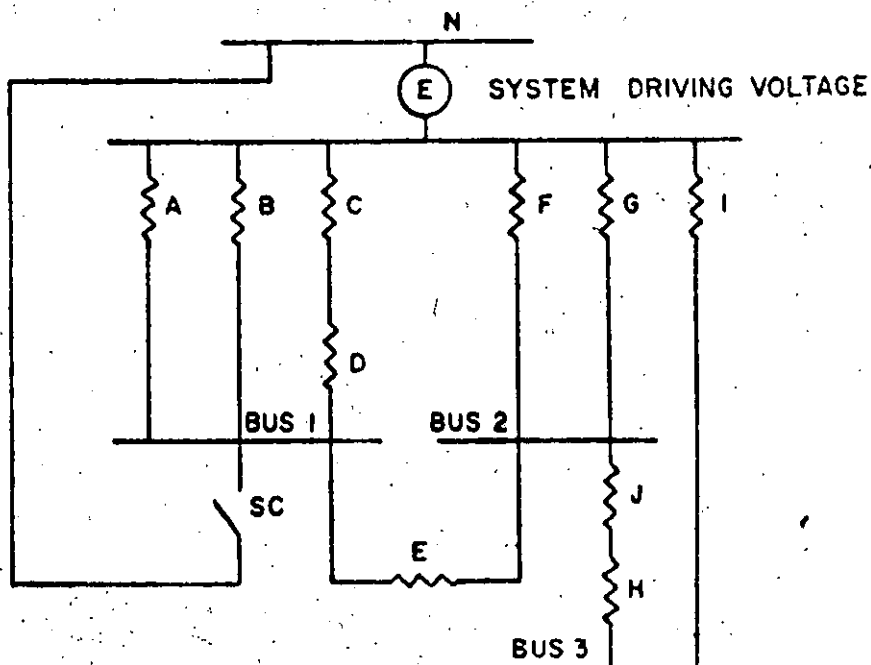


Fig. 15. An equivalent impedance diagram for the system represented in Fig. 14.

NEGLECTING RESISTANCE

All system components have an impedance (Z) consisting of resistance (R) and inductive reactance (X) where:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Many system components such as rotating machines, transformers, and reactors have high values of reactance compared to resistance. When the system impedance consists mainly of such components, the magnitude of a short-circuit current derived by the basic equation $I = \frac{E}{Z}$ is primarily determined by the reactance so the resistance can practically be neglected in the calculation. This allows a much simpler calculation because then $I = \frac{E}{X}$.

Conductors (cables, buses, and open-wire lines), however, have a significant resistance compared to their reactance so that when the system impedance contains considerable conductor impedance, the resistance may have an effect on the magnitude of the short-circuit current and should be included in the calculation.

The result is the appearance of using Z or X interchangeably. The proper concept is that whenever the resistance does not significantly affect the calculated short-circuit current, a network of reactances alone can be used to represent the system impedance. When the ratio of the reactance to the resistance (X/R ratio) of the system impedance is greater than 4, negligible errors (less than 3%) will result from neglecting resistance. Neglecting R introduces some error but always increases the calculated current.

On systems above 600 volts, circuit X/R ratios usually are greater than 4 and resistance can generally be neglected in short-circuit calculations. However, on systems below 600 volts, the circuit X/R ratio at locations remote from the supply transformer can be low and the reactance of circuit conductors should be included in the short-circuit calculation. Because of their high X/R ratio, rotating machines, transformers, and reactors are generally repre-

sented by reactance only, regardless of the system voltage, an exception being transformers with impedances less than 4%. Fig. 16 summarizes the locations in a system where resistance is generally used in the short-circuit calculation.

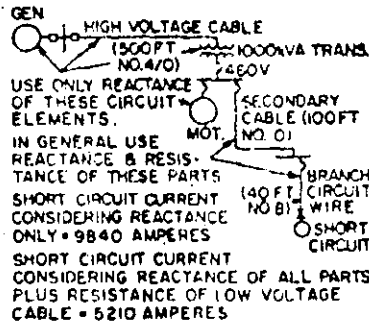


Fig. 16. Locations in system where reactance and resistance are generally used for short-circuit calculations.

COMBINING OF IMPEDANCES

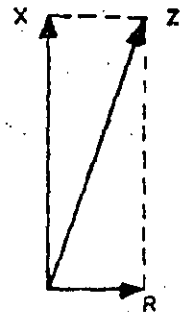
An impedance (Z) containing resistance (R) and reactance (X) is a complex quantity or vector. It is frequently expressed in the form $R + jX$, and is illustrated in Fig. 17.

When combining impedances in series, impedances (Z) cannot be added directly. The resistance (R) and reactance (X) values must be added together separately, and then Z can be computed, $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$. Fig. 18 illustrates the addition of impedances in series. Further details of complex quantity manipulation are included in the Appendix.

PER-UNIT REPRESENTATIONS

In the per-unit system, there are four base quantities: base kVA, base volts, base ohms, and base amperes. When any two of the four are assigned values, the other two values can be derived. It is common practice to assign study base values to kVA and voltage. Base amperes and base ohms are then derived for each of the voltage levels in the system. For example, refer to Table 3 in Section III. The kVA base assigned may be the kVA rating of one of the predominant pieces of system equipment such as a generator or trans-

former, but more conveniently a number such as 10,000 is selected as base kVA. The latter selection has some advantage of commonality when many studies are made while the former choice means that the impedance or reactance of at least one significant component will not have to be converted to a new base.



$$Z = R + jX$$

where: $R = 2$ and $X = 6$.

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$= \sqrt{(2)^2 + (6)^2}$$

$$= 6.324$$

Fig. 17. Impedance vectors.

The nominal line-to-line system voltages are normally used as the base voltages. Conversion of impedances to per-unit on an assigned study kVA base will be illustrated for various equipment components. A summary of frequently used per-unit relationships follows. The Appendix contains a more detailed discussion of the per-unit system.

Basic per-unit relationship

$$\text{Per-unit volts} = \frac{\text{Actual volts}}{\text{Base volts}}$$

$$\text{Per-unit amperes} = \frac{\text{Actual amperes}}{\text{Base amperes}}$$

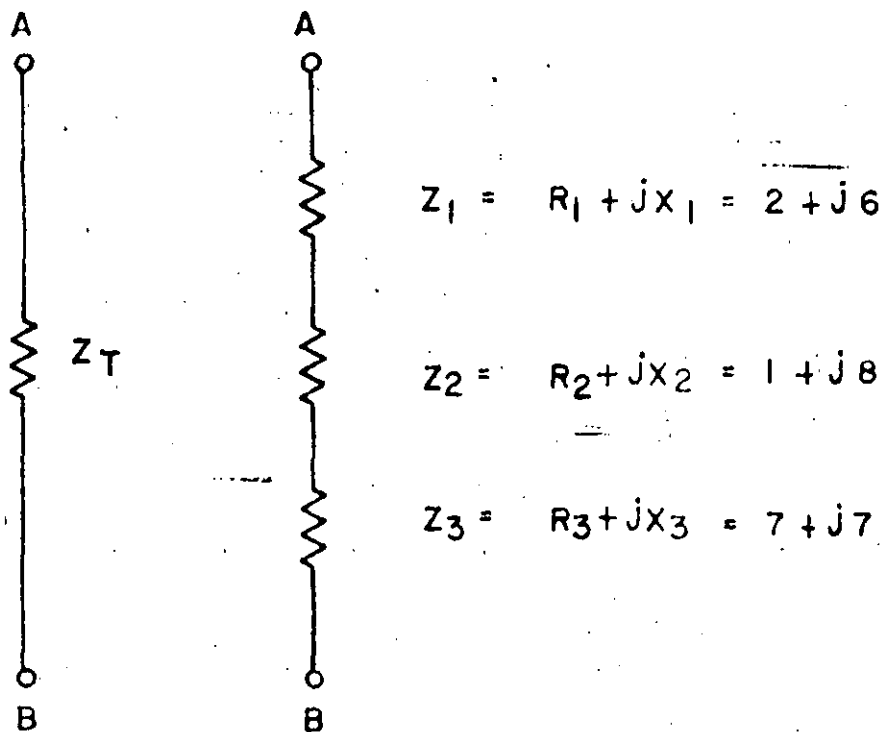
$$\text{Per-unit ohms} = \frac{\text{Actual ohms}}{\text{Base ohms}}$$

For three-phase systems

Assigned Values:

Base volts = line-to-line volts
Base kVA = three-phase kVA

Section II—The Details of Short-circuit Calculations



equivalent reactance referred to the user's point of connection which is equivalent to the available short-circuit current from the utility. This value is obtained from the utility and may be expressed in several ways.

1. Three-phase short-circuit kVA available.
2. Three-phase short-circuit amperes available at a given voltage.
3. Per-cent or per-unit reactance on a specified kVA base.
4. Reactance in ohms-per-phase (sometimes R—jX) at a given voltage.

Examples:

Conversion to per-unit on a 10,000 kVA base (kVA)

1. Available 3ϕ short-circuit kVA = 500,000 kVA (500 MVA)

$$X_{pu} = \frac{kVA_{base} - 10,000}{kVA_{sc} - 500,000} = 0.02$$

2. Available 3ϕ short-circuit amperes = 20,940 at 13.8 kV

$$X_{pu} = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3} (I_{sc}) (kV)} = \frac{10,000}{\sqrt{3} (20,940) (13.8)} = 0.02$$

3. Equivalent utility reactance = 0.2 per-unit on a 100,000 kVA base

$$X_{pu} = X_{pu_{old}} \left(\frac{kVA_{base}}{kVA_{old}} \right) = 0.2 \left(\frac{10,000}{100,000} \right) = 0.02$$

4. Equivalent utility reactance = 0.38 ohms-per phase at 13.8 kV

$$X_{pu} = X \left(\frac{kVA_{base}}{1000 (kV)^2} \right) = 0.38 \left(\frac{10,000}{1000 (13.8)^2} \right) = 0.02$$

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

1. Available 3ϕ short-circuit kVA = 62,270

$$X = \frac{kV^2 (1000)}{kVA} = \frac{(0.48)^2 1000}{62,270} = 0.0037 \text{ ohms-per-phase at 480 volts}$$

$$Z_T = (R_1 + R_2 + R_3) + j(X_1 + X_2 + X_3)$$

$$Z_T = (2 + 1 + 7) + j(6 + 8 + 7)$$

$$Z_T = R_T + jX_T \quad 10 + j21$$

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2} = \sqrt{(10)^2 + (21)^2}$$

$$Z_T = 23.26$$

Fig. 18. How impedances are added.

Derived Values:

$$\text{Base amperes} = \frac{\text{Base kVA (1000)}}{\sqrt{3} (\text{Base volts})}$$

$$= \frac{\text{Base kVA}}{\sqrt{3} \text{ Base kV}}$$

$$\text{Base ohms} = \frac{\text{Base volts}}{\sqrt{3} (\text{base amperes})}$$

or

$$\text{Base ohms} = \frac{\text{Base kV}^2 (1000)}{\text{Base kVA}}$$

Changing from per-cent on an old base to per-unit on a new base

$$X_{pu} = \frac{X (\text{New Base kVA})}{100 (\text{Old Base kVA})} \left(\frac{\text{Old Base Volts}}{\text{New Base Volts}} \right)^2$$

THE ELECTRIC UTILITY SYSTEM

The electric utility system is usually represented by a single

2. Available 3ϕ short-circuit amperes = 75,000 at 480 volts

$$X = \frac{\text{Volts L-N}}{I_s} = \frac{277}{75,000}$$

= 0.0037 ohms-per-phase at 480 volts

3. Equivalent utility reactance = 0.1605 per-unit on a 10,000 kVA base

$$X = X_{pu} \left(\frac{\text{kV}^2 (1000)}{\text{kVA}} \right)$$

$$= 0.1605 \left(\frac{(0.48)^2 1000}{10,000} \right)$$

= 0.0037 ohms-per-phase at 480 volts

TRANSFORMERS

Transformer reactance (impedance) will most commonly be expressed as a per-cent value ($\%X_T$ or $\%Z_T$) on the transformer rated kVA. (Impedance values are usually expressed on the self-cooled kVA rating.)

Examples:

500 kVA transformer with an impedance of 5% on its kVA rating (assume impedance is all reactance)

Conversion to per-unit on a 10,000 kVA base (kVA_b)

$$X_{pu} = \frac{\%X_T}{100} \left(\frac{\text{kVA}_b}{\text{Transf. kVA}} \right)$$

$$= \frac{5}{100} \left(\frac{10,000}{500} \right) = 1.0$$

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

$$X = \frac{\%X_T}{100} \left(\frac{\text{kV}^2 1000}{\text{Transf. kVA}} \right)$$

$$= \frac{5}{100} \left(\frac{(0.48)^2 1000}{500} \right)$$

= 0.023 ohms-per-phase at 480 volts

BUSWAYS, CABLES, CONDUCTORS

The resistance and reactance of busway, cables, and conductors will most frequently be available in terms of ohms-per-phase per unit length (see Appendix).

Examples:

250 ft. of a three conductor 500 mcm cable (600 volt) installed in steel conduit on a 480-volt system.

Conversion to per-unit on a 10,000 kVA base (kVA_b)

$$R = 0.0294 \text{ ohms } 1000 \text{ ft.}$$

$$R = 0.00735 \text{ ohms } 250 \text{ ft.}$$

$$X = 0.0349 \text{ ohms } 1000 \text{ ft.}$$

$$X = 0.00872 \text{ ohms } 250 \text{ ft.}$$

$$R_{pu} = R \left(\frac{\text{kVA}_b}{1000 \text{ kV}^2} \right)$$

$$= 0.00735 \left(\frac{10,000}{1000 (0.48)^2} \right) = 0.319$$

$$X_{pu} = X \left(\frac{\text{kVA}_b}{1000 \text{ kV}^2} \right)$$

$$= 0.00872 \left(\frac{10,000}{1000 (0.48)^2} \right) = 0.378$$

$$Z_{pu} = 0.319 + j.378$$

For high-voltage cables (above 600 volts) the resistance of cables can generally be omitted; in fact, for short high-voltage cable runs (less than 1000 feet) the entire impedance of the cable can be omitted with negligible error.

ROTATING MACHINES

Machine reactances are usually expressed in terms of per-cent reactance ($\%X_m$) or per-unit reactance (X_{pu}) on the normal rated kVA of the machine (see Appendix). Either the subtransient reactance (X'') or the transient reactance (X') should be selected, depending on the type of short-circuit calculation required (refer to Table 1). Motor rated kVA can be estimated, given motor horsepower as follows:

Kind of Machine	Rated kVA =
All	$\frac{(\text{V rated}) (I \text{ rated})}{1000}$ (exact)
Induction motors and 0.8 PF Syn motors	Rated hp (approximate)
1.0 PF Syn motors	0.8 rated hp (approximate)

Motors Rated Above 600 Volts

Motors rated above 600 volts are generally high in horsepower rating and will have a significant bearing on short-circuit current magnitudes. Very large motors of several thousand horsepower should be considered individually and their reactances should be accurately determined before starting the short-circuit study. However, in large plants where there are numerous motors of several hundred horsepower, each located at one bus, it is often desirable to group such motors and represent them as a single equivalent motor with one reactance in the impedance diagram.

Motors Rated 600 Volts or Less

In systems of 600 volts or less, the large motors (that is, motors of several hundred horsepower) are usually few in number and represent only a small portion of the total connected horsepower. These large motors can be represented individually, or they can be lumped in with the smaller motors, representing the complete group as one equivalent motor in the impedance diagram. Small motors are turned off and on frequently, so it is practically impossible to predict which ones will be on the line when a short circuit occurs. Therefore, small motors are generally lumped together and assumed to be running.

Where more accurate data are not available, the following procedures may be used in representing the combined reactance of a group of miscellaneous motors:

1. In industrial systems rated 600, 480, or volts, assume that the running motors are grouped at the transformer secondary bus and have a reactance of 25% on a kVA rating equal to 100% of the transformer rating.
2. In all 208-volt systems and 480-volt commercial building systems, a substantial portion of the load consists of lighting.

so assume that the running motors are grouped at the transformer secondary bus and have a reactance of 25% on a kVA rating equal to 50% of the transformer rating.

- Groups of small induction motors as served by a motor control center can be represented by considering the group to have a reactance of 25% on a kVA rating equal to the connected motor horsepower.

Examples:

Conversion to per-unit on a 10,000 kVA base (kVA_b)

A 500 hp, 0.8 PF, synchronous motor has a subtransient reactance (X'_d) of 15%.

$$X'_{pu} = \frac{\%X'_d}{100} \left(\frac{\text{kVA}_b}{\text{Motor kVA}} \right)$$

$$= \frac{15}{100} \left(\frac{10,000}{500} \right) = 3.0$$

Conversion to ohms-per-phase at 480 volts

A motor-control center has induction motors with a connected horsepower totaling 420 horsepower. Assume group of motors to have a reactance of 25% on a kVA rating of 420.

$$X = \frac{\%X_m}{100} \left(\frac{\text{kV}^2 1000}{\text{Motor kVA}} \right)$$

$$= \frac{25}{100} \left(\frac{(0.48)^2 1000}{420} \right)$$

$$= 0.137 \text{ ohms-per-phase at 480 volts}$$

OTHER CIRCUIT IMPEDANCES

There are other circuit impedances such as those associated with circuit breakers, current transformers, bus structures and connections which for ease of calculation are usually neglected in short-circuit calculations. Accuracy of the calculation is not generally affected, because the effects of the impedances are small and omitting them provides conservative (higher) short-circuit currents. However, on low-voltage systems and particularly at 208 volts, there

are cases where their inclusion in the calculation can result in a lower short-circuit current and allow the use of lower-rated circuit components. The system designer may want to include these impedances in such cases.

SHUNT-CONNECTED IMPEDANCES

In addition to the components already mentioned, every system includes other components or loads that would be represented in a diagram as shunt-connected impedances. Examples are lights, welders, ovens, furnaces and capacitors. A technically accurate solution requires that these impedances be included in the equivalent circuit used in calculating a short-circuit current, but practical considerations allow the general practice of omitting them. Such impedances are relatively high values and their omission will not significantly affect the calculated results.

SYSTEM-DRIVING VOLTAGE (E)

The system-driving voltage (E) in the basic equation can be represented by the use of a single over-all driving voltage as illustrated in Fig. 15, rather than the array of individual, unequal generated voltages acting within individual rotating machines. This single driving voltage is equal to the prefault voltage at the point of fault connection. The equivalent circuit is a valid transformation accomplished by Thevenin's Theorem and permits an accurate determination of short-circuit current for the assigned values of system impedance. The prefault voltage referred to is ordinarily taken as *system nominal voltage* at the point of fault as this calculation leads to the full value of short-circuit current that may be produced by the probable maximum operating voltage.

In making a short-circuit calculation on three-phase balanced systems, a single-phase representation of a three-phase system is utilized so

that all impedances are expressed in ohms-per-phase, and the system-driving voltage (E) is expressed in line-to-neutral volts. Line-to-neutral voltage is equal to line-to-line voltage divided by the $\sqrt{3}$.

When using the per-unit system, if the system per-unit impedances are established on voltage bases equal to system nominal voltages, the per-unit driving voltage is equal to 1.0. In the per-unit system, both line-to-line voltage and line-to-neutral voltage have equal values; that is, both would have values of 1.0.

When system impedance values are expressed in ohms-per-phase rather than per-unit, the system-driving voltage would be equal to system line-to-neutral voltage; that is, 277 volts for a 480-volt system.

Determination of Short-circuit Currents

After the impedance diagram is prepared, the short-circuit currents can be determined. This can be accomplished by longhand calculation, network analyzer or digital computer techniques.

In general, the presence of closed loops in the impedance network, such as might be found in a large industrial plant high-voltage system, and the need for short-circuit duties at many system locations will favor using a network analyzer or digital computer from an economic and time-saving standpoint. Simple radial systems, such as those used in most low-voltage systems, can be easily resolved by longhand calculations though digital computers can yield significant time savings particularly when short-circuit duties at many system locations are required and when resistance is being included in the calculation.

A longhand solution requires the combining of impedances in series and parallel from the source driving voltage to the location of the fault being calculated to determine the single equivalent network impedance. The calculation to derive the

symmetrical short-circuit current is $I = E/Z$ where E is the system-driving voltage and (or X) is the single equivalent network impedance.

When calculations are made in per-unit, the following formulas apply:

Sym. 3 ϕ short-circuit current in per-unit $I_{pu} = \frac{E_{pu}}{Z_{pu}}$

Sym. 3 ϕ short-circuit current in amperes $I = \frac{I_b}{Z_{pu}}$

Sym. 3 ϕ short-circuit $kVA = \frac{kVA_b}{Z_{pu}}$

- where: I_{pu} = per-unit amperes,
 Z_{pu} = equivalent network per-unit impedance,
 E_{pu} = per-unit volts,
 I_b = Base amperes,
 kVA_b = Base KVA,
 = Base KVA

When calculations are made in ohms:

Sym. 3 ϕ short circuit in amperes $I = \frac{E_{l-n}}{Z}$

where E_{l-n} = line-to-neutral voltage and Z = equivalent network impedance in ohms-per-phase.

A new combination of impedances to determine the single equivalent network impedance is required for each fault location.

For a radial system, the longhand solution is fairly simple. For systems containing loops, simultaneous equations may be necessary though delta-woye network transformations can usually be used to combine impedances. Methods of combining impedances are included in the Appendix. Some of the newer electronic calculators can be excellent time-savers in making long-hand calculations. Examples of long-hand calculations are included in a later section.

NETWORK ANALYZERS AND DIGITAL COMPUTER SOLUTIONS

Network analyzers have been used for many years to make power system short-circuit studies. Quite simply, a network analyzer is a model using interconnected driving voltages and impedances to simulate a power system. Faults are actually applied to the system model and actual currents and voltages recorded. With the advent of the digital computer, however, few power system studies are still made on the network analyzer.

Digital computer solutions require the input of system data into the computer program in a manner dictated by the program being used. This may take the form of punched cards or paper tape for batch processing with the master program stored on magnetic tape. A new development in computers is the time-sharing concept where data can be submitted at a remote teletypewriter by the person making the short-circuit study. With time-sharing systems, it is not unusual to submit the required input data and receive the answers within a period of 10 to 20 minutes at a very low cost for the computer time.

Computer solutions have more than just economic benefits. Accuracy is extremely high. Calculations are practically error-free. In addition, input and output data are printed in a systematic form, providing a complete record of the study and thereby eliminating the need for further data transcription with its possibility of further error. Examples of computer solutions will be shown in Section III.

USE OF ESTIMATING TABLES AND CURVES

There are many times when a short-circuit duty is required at the secondary of a transformer or at the end of a low-voltage conductor. Curves and tables, which give the estimated short-circuit duty, are

available for commonly used transformers and for various conductor configurations. Use of these tables may eliminate the need for a formal short-circuit study and can be used where appropriate. Estimating tables and curves are included in the Appendix, and their use is illustrated in Section III.

Means for Reducing Short-circuit Current

There is a natural reduction of short-circuit duty due to the impedance of the conductors from the power source to the loads. For example, the short-circuit duty at the terminals of a 1500 kVA, 480-volt transformer may be 35,000 amperes, while at the end of a 600-amp cable run, the duty may be 13,000 amperes. But beyond this natural reduction in short-circuit duty, it is sometimes desired or necessary to insert additional impedance in the form of reactance to achieve a lower required duty for application of some specific equipment. This can be done with current-limiting reactors (all voltages) or current-limiting busways (600 volts and below).

For instance, the available short-circuit duty from a utility service supplying a plant or building may be 850 MVA at 13.8 kV. This would require 1000 MVA circuit breakers for the in-plant or in-building system. A more economical approach might be to apply current-limiting reactors on the incoming line to reduce the available duty to less than 500 MVA so that lower-cost 500-MVA circuit breakers can be applied.

Example Two in Section III illustrates the use of a current-limiting busway to reduce the available short-circuit duty from a 480-volt spot network.

The general procedure is to determine the additional reactance required to reduce the short-circuit duty to the desired level as follows:

$$X = \frac{E}{I_{desired}} - \frac{E}{I_{available}}$$

Introduction

The following examples illustrate how short-circuit currents are calculated by several of the procedures described in Sections I and II. Included are typical industrial and commercial building power systems and the method of calculation normally used in each. It is understood, however, that the selection of the method of calculation must be coordinated with the particular system design shown in the previous sections.

Example One: The Industrial Power System

STEP A—THE SYSTEM ONE-LINE DIAGRAM

Fig. 19 shows a one-line diagram of an industrial power system. It contains the basic information that identifies the various electric components of the system and shows how they are interconnected. The diagram also includes:

1. The utility short-circuit duty.
2. The kVA and impedance of transformers T1, T2, and T3.
3. The type, size, and reactance(s) of machines G1, M1, M2, M3, and the induction motors on bus 2.
4. The cable type, length, and impedance of the cable between bus 2 and bus 4. (Cables serving T2 and T3 are not included because their length is such that impedance is negligible.)

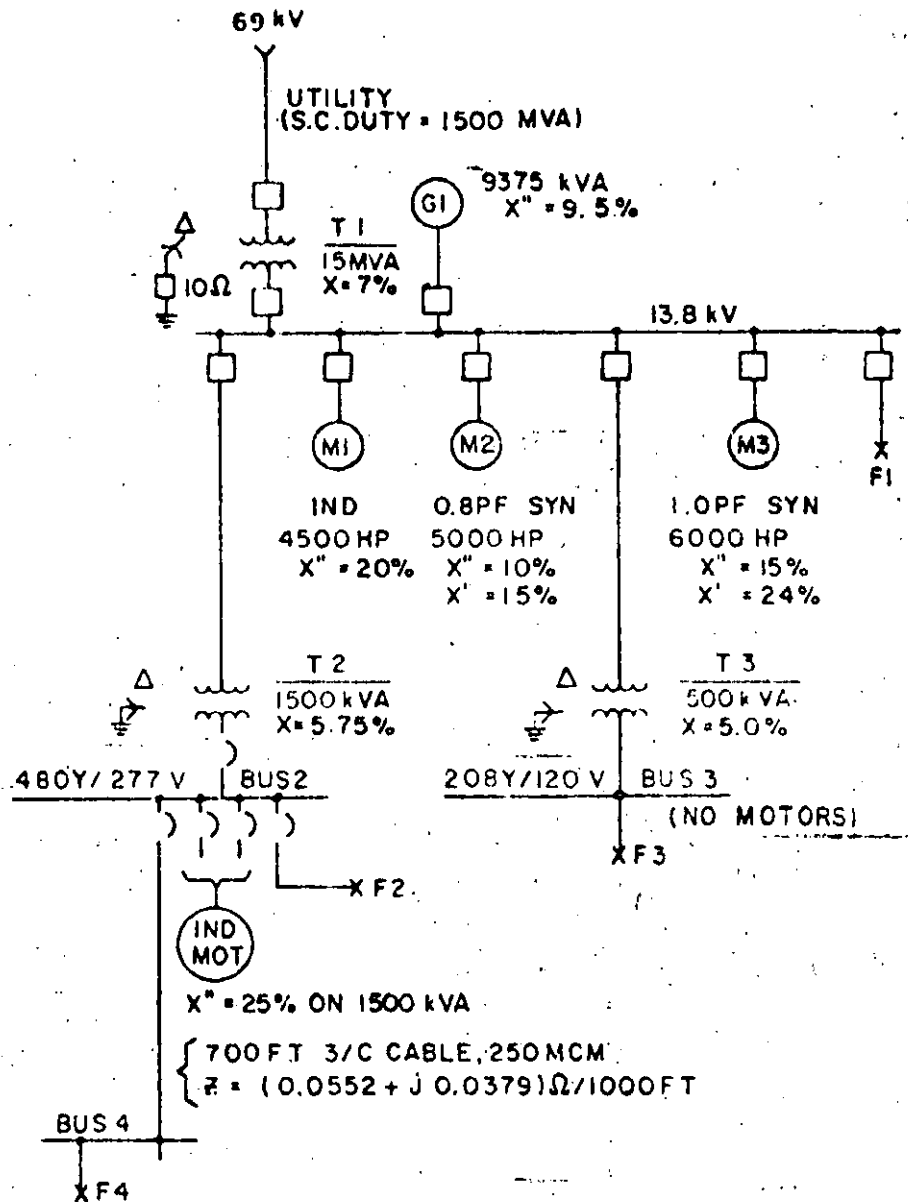


Fig. 19. A one-line diagram of an industrial power system.

STEP B—TYPE AND LOCATION OF SHORT CIRCUITS

Protective devices are located at buses 1, 2, 3 and 4, and these are the locations where short-circuit currents are required. Fault locations F1, F2, F3, and F4 are designated. High-voltage power-circuit breakers are located at bus 1; therefore, both a momentary current and interrupting current will be calculated. Low-voltage circuit breakers and equipment are located at buses 2, 3, and 4, thus requiring a symmetrical short-

circuit current calculation at these buses.

Three-phase bolted faults will be calculated because maximum values are needed for device selection. The most severe duty will occur when all breakers are closed, the utility is connected, and G1, M1, M2, M3, and all other induction motors are operating.

STEP C—SYSTEM IMPEDANCE DIAGRAMS

The one or more impedance diagrams should be patterned after the one-line diagram. The arrangement

of elements should assist easy identification of any given component in the two types of diagrams (one-line vs. impedance) even though identification of components and significant points in the circuits may become impossible as the network is resolved into a single-value impedance.

The per-unit system lends itself to analysis of this system because of the several voltage levels. A base kVA of 15,000 will be assigned. The assigned base voltages will be the nominal system voltages of 13,800, 480, and 208 volts. Base amperes and base ohms for each of the volt-

Section III— Examples of ac Short-circuit Calculations

Table 3—Three-phase Values for Example One.

Assigned Values		Derived Values	
kVA _h	kV _h	I _h	Z _h
15,000	13.8	627	12.7
15,000	0.480	18040	0.0154
15,000	0.208	41650	0.00289

age levels can then be derived as shown in Table 3.

Figs. 20 and 21 are the impedance diagrams for the one-line diagram in Fig. 19. The impedance diagram in Fig. 20 contains machine subtransient reactances (X'') for calculating

high-voltage circuit breaker momentary current at fault location F1 and symmetrical current at F2, F3, and F4. Fig. 21 is the impedance diagram for the calculation of high voltage circuit breaker interrupting current at fault location F1. Note that it contains transient reactances (X') for the synchronous motors M2 and M3, does not include induction motors. Transformers T2 and T3 and the 480-volt feeder are omitted because they are not involved in the calculation.

The per-unit values for all component impedances in Fig. 20 are derived and listed as follows:

$$\begin{aligned} \text{Utility } X &= \frac{15,000}{1,500,000} = 0.01 \text{ pu} \\ \text{Transf. T1} - X &= \frac{7 (15,000)}{100 (15,000)} = 0.07 \text{ pu} \\ \text{Gen. G1} - X &= \frac{9.5 (15,000)}{100 (9,375)} = 0.152 \text{ pu} \\ \text{Mot. M1} - X &= \frac{20 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.666 \text{ pu} \\ \text{Mot. M2} - X &= \frac{10 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.3 \text{ pu} \\ \text{Mot. M3} - X &= \frac{15 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.468 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 480\text{V Mot.} - X &= \frac{25 (15,000)}{100 (1,500)} = 2.5 \text{ pu} \\ \text{Transf. T2} - X &= \frac{5.75 (15,000)}{100 (1,500)} = 0.575 \text{ pu} \\ \text{Transf. T3} - X &= \frac{5 (15,000)}{100 (500)} = 1.5 \text{ pu} \end{aligned}$$

480V Fdr—250 MCM, 3 C. cable
 $Z(700 \text{ ft}) = .7(0.0552 + j.0379)$
 $= 0.0386 + j.0265 \text{ ohms-per-phase}$

$$\begin{aligned} R &= \frac{0.0386 (15,000)}{1000 (0.48)^2} = 2.51 \text{ pu} \\ X &= \frac{0.0265 (15,000)}{1000 (0.48)^2} = 1.73 \text{ pu} \end{aligned}$$

The per-unit values for all component impedances in Fig. 21 are derived and listed as follows:

$$\begin{aligned} \text{Utility} - X &= 0.01 \text{ pu} \\ \text{Transf. T1} - X &= 0.07 \text{ pu} \\ \text{Gen. G1} - X &= 0.152 \text{ pu} \\ \text{Mot. M2} - X &= \frac{15 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.45 \text{ pu} \\ \text{Mot. M3} - X &= \frac{24 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.75 \text{ pu} \end{aligned}$$

STEP D CALCULATION OF FAULT DUTIES

The longhand calculations for this example are intentionally kept simple to emphasize the procedures. The network resolutions employ only series additions and parallel combinations of impedances, involving ordinary arithmetic with only a touch of complex-number operations. Details of network resolutions are contained in the Appendix.

The base voltages were assigned values equal to the nominal system voltages which are equivalent to the pre-fault or operating voltage. This means that the system per-unit driving voltage (E) equals 1.0.

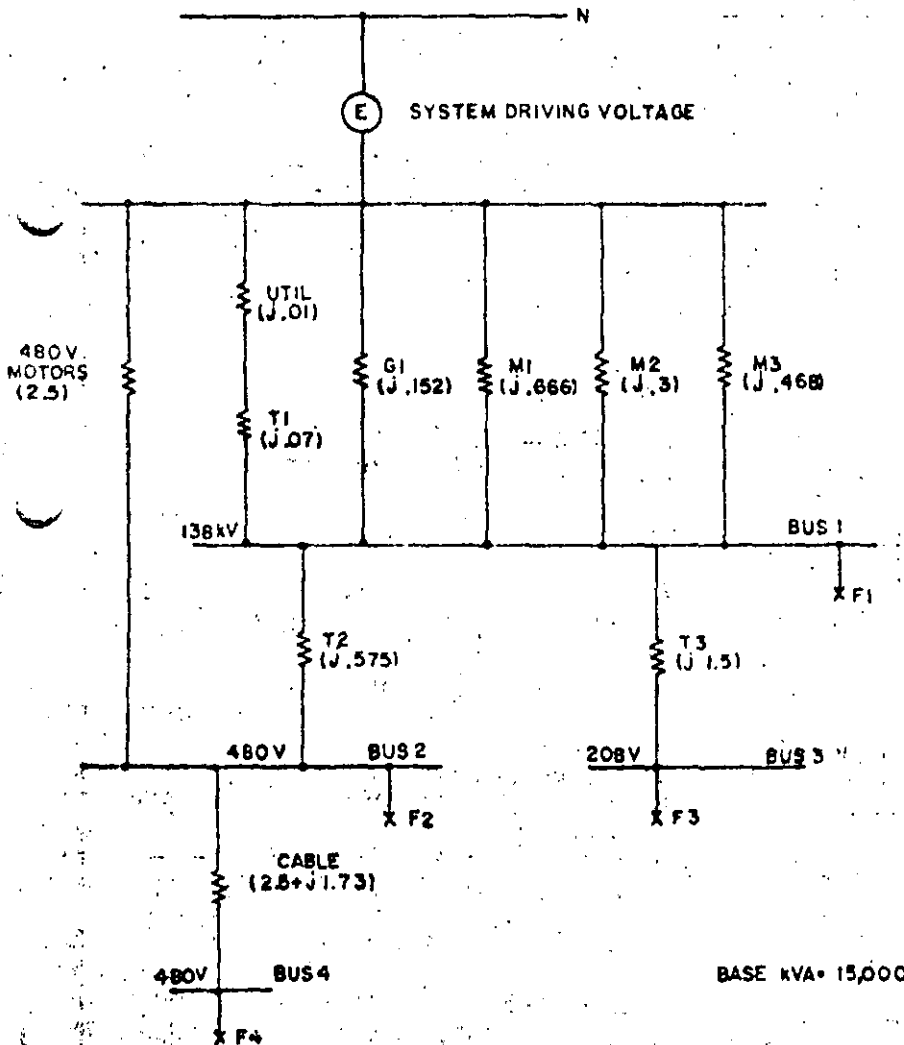


Fig. 20. An impedance diagram for calculating HVCB momentary current and L-V symmetrical current for system shown in Fig. 19.

A total of five cases will be systematically presented by: (1) indicating an applicable network; (2) resolving it to a single-value impedance; (3) calculating a symmetrical current (or kVA), and (4) applying a proper multiplying factor, if required.

Case One - Fault at F1: Momentary Current

The impedances of Fig. 20 are to be resolved into a single reactance value that limits the current for a three-phase fault at F1. The procedure requires addition of series-branch values directly and addition of reciprocals of parallel-branch values as indicated below:

Branch	1/X
Utility-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
Mot-T2	1/(2.5+0.575) = 0.33
	<u>26.37</u>

Equivalent $X_{F1} = 1/26.37 = 0.0379$ pu

The symmetrical fault current at F1 in-per-unit is E/X or:

$$I = \frac{E}{X_{F1}} = \frac{1.0}{0.0379} = 26.37 \text{ pu (symmetrical)}$$

$$I = 26.37 (I_b) = 26.37 (627) = 16,537 \text{ amperes (symmetrical)}$$

The power-circuit-breaker momentary duty is given in asymmetrical amperes, and this value is determined by using the multiplier of 1.6 from Table 1.

$I = 16,537 (1.6) = 26,460$ amperes (asymmetrical)

This value would be compared to the momentary rating of the 13.8 kv power-circuit breakers.

Case Two - Fault at F1: HV Circuit-breaker/ Interrupting kVA

The impedances of Fig. 21 can be resolved in a manner similar to Case 1 in order to determine the three-

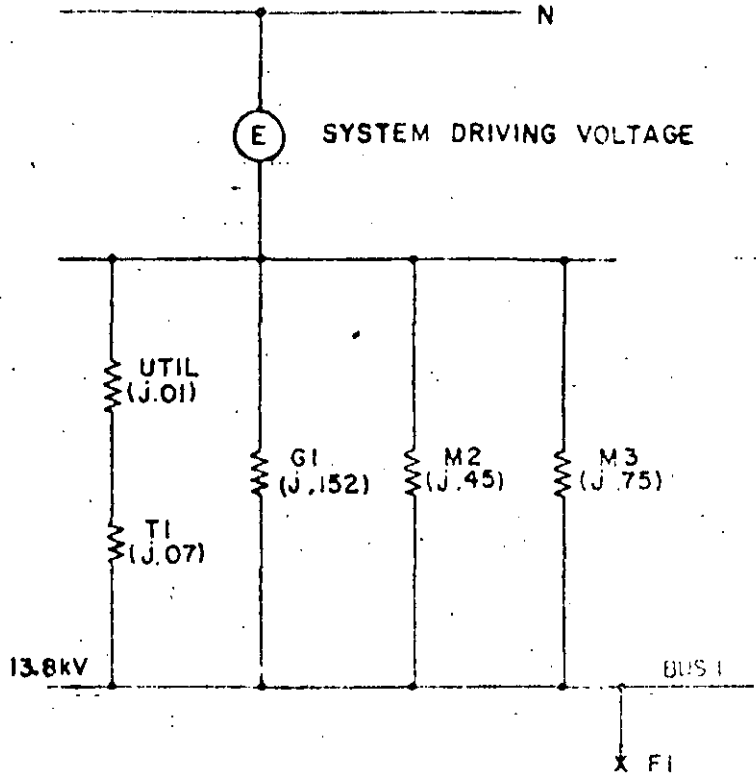


Fig. 21. An impedance diagram for calculating HVPCB interrupting current for system shown in Fig. 19.

phase PCB interrupting duty at F1.

Branch	1/X
Utility-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
	<u>22.63</u>

Equivalent $X_{F1} = 1/22.63 = 0.0441$ pu

The power-circuit breaker interrupting rating is expressed in symmetrical amperes or kVA (8 cycle breaker), and these values can be calculated as follows for a fault at F1:

$$I = \frac{I_b}{X_{F1}} = \frac{627}{0.0441} = 14,190 \text{ amperes (symmetrical)}$$

$$kVA = \frac{kVA_b}{X_{F1}} = \frac{15,000}{0.0441} = 339,000 \text{ kVA (symmetrical)}$$

(These equations are other forms of the basic $I = E/Z$ calculation of Case 1.)

Case Three - Fault at F2: LV Symmetrical Current

The impedance network of Fig. 20 must be rearranged from that of Case 1 to determine the single fault at F2 as follows:

Branch	1/X
Utility-T1	12.50
G1	6.58
M1	1.50
M2	3.33
M3	2.13
1 X1	= 26.04
X1	= 0.0384

$X1 + T2 = 0.0384 + 0.575 = 0.6134$

Equivalent $X_{F2} = \frac{(X_{mot})(X1 + T2)}{X_{mot} + (X1 + T2)} = \frac{2.5(0.6134)}{2.5 + 0.6134} = 0.4925$

The symmetrical fault current at F2 is:

Section III — Examples of ac Short-circuit Calculations

$$I = \frac{I_b}{X_{F2}} = \frac{18,040}{0.4925} = 36,600 \text{ amperes}$$

(symmetrical)

Low-voltage power-circuit breakers are rated in symmetrical amperes.

Case Four — Fault at F3; LV symmetrical current

The equivalent reactance to bus 1 has already been calculated in Case 1 to be 0.0379. The equivalent reactance for a fault at F3 is therefore: Equivalent $X_{F3} = 0.0379 + T3$

$$= 0.0379 + 1.5 = 1.5379$$

The symmetrical fault current at F3 is:

$$I = \frac{I_b}{X_{F3}} = \frac{41,600}{1.5379} = 27,050 \text{ amperes}$$

(symmetrical)

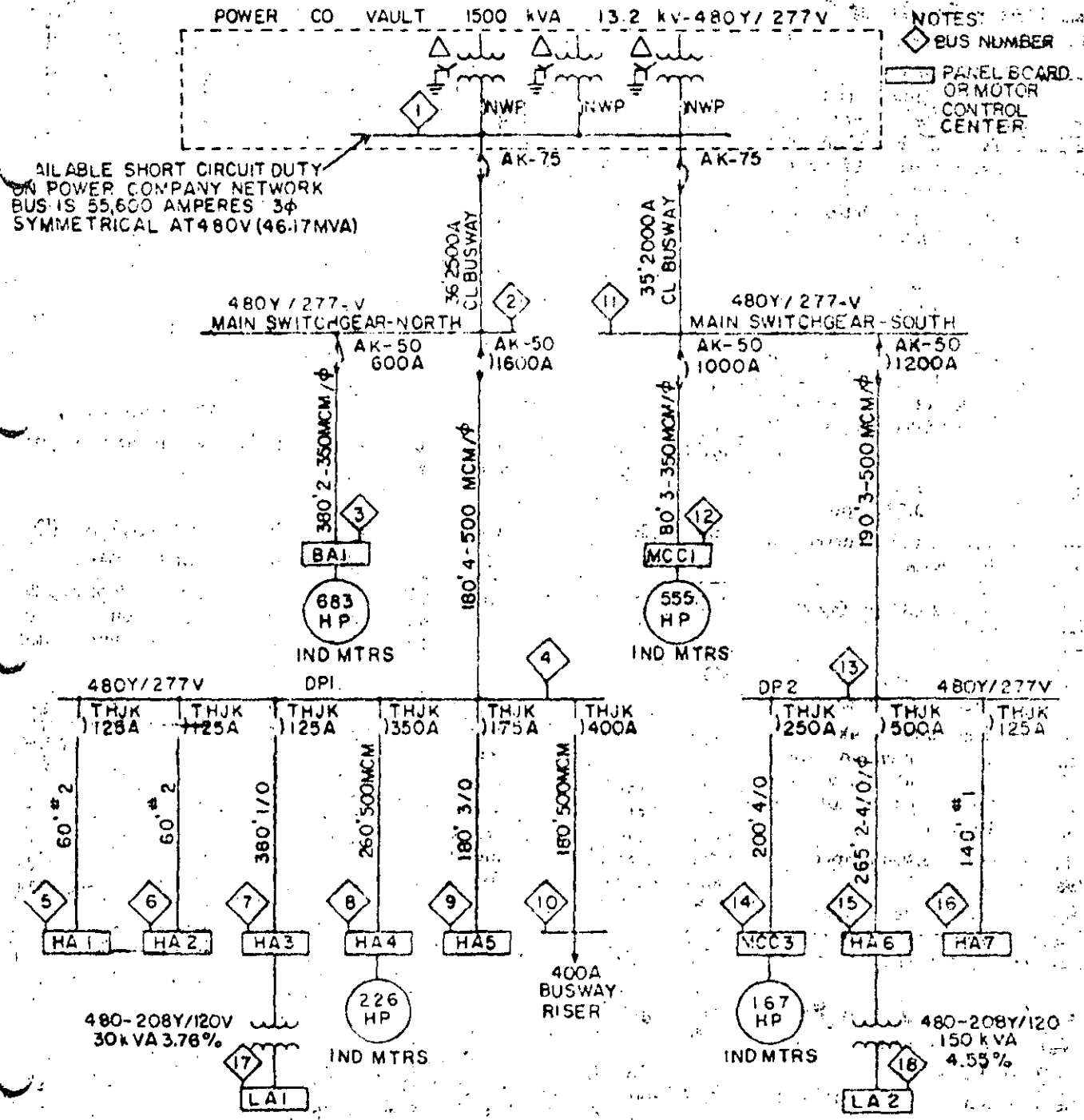


Fig. 22. A one-line diagram for a typical building served from 480Y/277-volt network.

**Case Five—Fault at F4:
LV symmetrical current**

The equivalent reactance to bus 2 has already been calculated in Case 3 to be 0.4925. The cable impedance to bus 4 contains significant resistance which will be included in the calculation for a fault at F4 as follows:

$$X_{F4} = j.4925$$

$$Z_c = 2.5 + j1.73$$

$$Z_{F4} = 2.5 + j2.22$$

The symmetrical fault current at F4 is:

$$I = \frac{I_s}{Z_{F4}} = \frac{18,040}{2.5 + j2.22} = 5,396 \text{ amperes (symmetrical)}$$

**Example Two: The Building
Power System**

**STEP A—THE SYSTEM
ONE-LINE DIAGRAM**

Fig. 22 is a one-line diagram of a building power system served from a utility spot network. The diagram includes:

1. The utility short-circuit duty at the network bus.
2. The conductor type and length.
3. The kVA and impedance of 30 and 150 kVA transformers.
4. The lumped connected horsepower of induction motors.

**STEP B—TYPE AND
LOCATIONS OF SHORT-
CIRCUITS**

Short-circuit currents are required at all buses where protective devices will be located (buses 1 through 18). A symmetrical short-circuit current is required since all devices are rated 480 volts and below. Three-phase bolted-fault values are required. The most severe duty will occur with all breakers closed, with a maximum short-circuit duty of 55,600 amperes 3 ϕ sym from the utility spot network.

**STEP C—SYSTEM
IMPEDANCE DIAGRAMS**

The impedance diagram for this system is shown in Fig. 23. Since

most buses are at the 480-volt level, system impedances can be represented in ohms rather than per-unit and the calculations made directly. All impedances are shown in ohms-per-phase. The impedance values as shown on the diagram are derived as follows:

Utility Spot Network—available short-circuit duty at 480 volts = 55,600 amperes rms symmetrical.

$$\text{Equivalent } X = \frac{E_{1-\phi}}{I_{sc}} = \frac{277V}{55,600} = 0.00498 \text{ ohms/phase}$$

Motors (typical)—555 hp of induction motors connected to motor-control center MCC 1.

Assume reactance of 25% on kVA base to be equal to motor hp.

$$X = \frac{\%X_m}{100} \left(\frac{kV^2 \cdot 1000}{\text{Motor kVA}} \right) = \frac{25}{100} \left(\frac{(48)^2 (1000)}{555} \right) = 0.104 \text{ ohms/phase}$$

Conductors (typical)—Feeder to Panel BA1 380 ft. of two 350 MCM cables-per-phase.

Impedance of 350 MCM cable is 0.0378 + j.0491 ohms/1000 ft.

$$Z = \frac{380(0.0378 + j.0491)}{1000 \cdot 2(\text{cables}/\phi)} = 0.0072 + j.0093 \text{ ohms/phase}$$

**STEP D—CALCULATION
OF FAULT DUTIES**

The impedances of Figure 23 are resolved into a single equivalent impedance for each fault location. Techniques for the resolution of parallel impedances when the impedances are complex numbers (R & jX) are discussed in detail in the Appendix.

Many of the circuits in the example radial system have impedances in series, and equivalents are determined by summing resistance and reactance components separately. Where the utility and induction motor sources of short-circuit current act together, impedance paralleling is necessary, and this is done by summing reciprocals.

A record is kept of the steps used to calculate the short-circuit currents, because many of the impedance combinations found initially

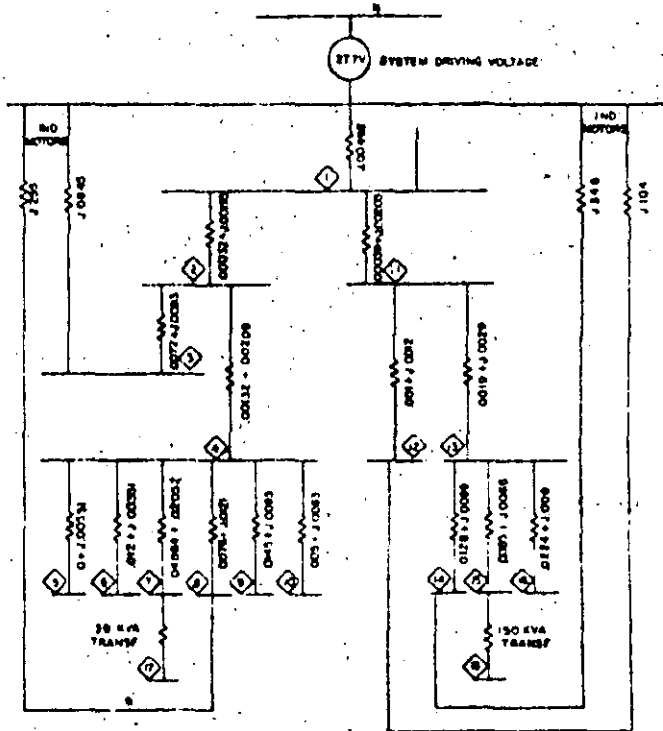


Fig. 23. An impedance diagram for building system shown in Fig. 22.

Section III—Examples of ac Short-circuit Calculations

are used repeatedly and can simply be copied. For recording purposes, utility and motor sources of short-circuit current are identified in this example with their bus number preceded by the letter S.

Following are the calculations and impedance combinations used in determining the short-circuit current.

Bus 1:

(1) Z_u , utility system S1, as previously determined:

$$Z_u (S1) = 0 + j0.00498 \Omega$$

(2) Z_m , 683 hp of induction motors and feeders to bus 2 (S3-2):

$$\begin{aligned} \text{motors (S3)} &= 0 + j0.0845 \\ \text{feeder, bus 3 to 2} & \\ (3-2) &= 0.0072 + j0.0093 \\ \text{total, } Z_m (S3-2) &= 0.0072 + j0.0938 \Omega \end{aligned}$$

(3) Z_m , 226 hp of induction motors and feeders to bus 2 (S8-2):

$$\begin{aligned} \text{motors (S8)} &= 0 + j0.255 \\ \text{feeder, bus 8 to 4} & \\ (8-4) &= 0.0076 + j0.0121 \\ \text{feeder, bus 4 to 2} & \\ (4-2) &= 0.00132 + j0.00209 \\ \text{total, } Z_m (S8-2) &= 0.00892 + j0.2692 \Omega \end{aligned}$$

(4) Z_s , parallel combination of Z_u and Z_m (S3, 8-2):

$$\begin{aligned} \text{(a) Components of } 1/Z_s \text{ are} \\ G_s &= R_u / (R_u^2 + X_u^2) \\ &= 0.0072 / ((0.0072)^2 + (0.0938)^2) \\ &= 0.0072 / 0.00885 = 0.814 \text{ mho} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} -B_s &= X_u / (R_u^2 + X_u^2) \\ &= 0.0938 / 0.00885 = 10.60 \text{ mho} \\ 1/Z_s &= 0.814 - j10.60 \text{ mho} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{(b) Components of } 1/Z_s \text{ are} \\ G_s &= 0.00892 / ((0.00892)^2 + (0.2692)^2) \\ &= 0.00892 / 0.07255 = 0.123 \text{ mho} \\ -B_s &= 0.2692 / 0.07255 = 3.71 \text{ mho} \\ 1/Z_s &= 0.123 - j3.71 \text{ mho} \\ 1/Z_s &= 1/Z_u + 1/Z_m = 0.937 - j14.31 \text{ mho} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{(c) Components of } Z_s \text{ are} \\ R_s &= G_s / (G_s^2 + B_s^2) \\ &= 0.937 / ((0.937)^2 + (14.31)^2) \\ &= 0.937 / 205.7 = 0.00456 \Omega \\ X_s &= -B_s / (G_s^2 + B_s^2) \\ &= 14.31 / 205.7 = 0.0696 \Omega \\ Z_s (S3,8-2) &= 0.00456 + j0.0696 \Omega \end{aligned}$$

(5) Z_m , impedance Z_s and feeder to bus 1 (S3, 8-1):

$$\begin{aligned} Z_s (S3,8-2) &= 0.00456 + j0.0696 \\ \text{feeder, bus 2 to 1} & \\ (2-1) &= 0.00032 + j0.00195 \\ \text{total, } Z_m (S3,8-1) &= 0.00488 + j0.07155 \Omega \end{aligned}$$

(6) Z_m , 555 hp of induction motors and feeders to bus 11 (S12-11):

$$\begin{aligned} \text{motors (S12)} &= 0 + j0.104 \\ \text{feeder, bus 12 to 11} & \\ (12-11) &= 0.001 + j0.0012 \\ \text{total, } Z_m (S12-11) &= 0.001 + j0.1052 \Omega \end{aligned}$$

(7) Z_s , 167 hp of induction motors and feeders to bus 11 (S14-11):

$$\begin{aligned} \text{motors (S14)} &= 0 + j0.346 \\ \text{feeder, bus 14 to 13} & \\ (14-13) &= 0.0128 + j0.0099 \\ \text{feeder, bus 13 to 11} & \\ (13-11) &= 0.0019 + j0.0029 \\ \text{total, } Z_s (S14-11) &= 0.0147 + j0.3588 \Omega \end{aligned}$$

(8) Z_s , parallel combination of Z_m and Z_s (S12, 14-11), using the method detailed when calculating Z_s :

$$\begin{aligned} 1/Z_s &= 0.0904 - j 9.505 \\ 1/Z_m &= 0.1140 - j 2.782 \\ 1/Z_s &= 0.2044 - j12.287 \text{ mho} \\ Z_s (S12,14-11) &= 0.00135 - j0.0814 \Omega \end{aligned}$$

(9) Z_s , impedance Z_s and feeder to bus 1 (S12, 14-1):

$$\begin{aligned} Z_s (S12,14-11) &= 0.00135 - j0.0814 \\ \text{feeder, bus 11 to 1} & \\ (11-1) &= 0.00039 - j0.00203 \\ \text{total } Z_s (S12,14-1) &= 0.00174 - j0.0834 \Omega \end{aligned}$$

(10) Z_s , parallel combination of Z_u , Z_m , and Z_s (S1, 3, 8, 12, 14-1), total equivalent impedance for bus 1 short circuit:

$$\begin{aligned} 1/Z_s &= 0 - j200.8 \\ 1/Z_m &= 0.849 - j 13.91 \\ 1/Z_s &= 0.250 - j 11.99 \\ 1/Z_s &= 1.199 - j226.7 \text{ mho} \\ Z_s (S1,3,8,14-1) &= 0.00002 + j0.00441 \Omega \\ Z_s &= \sqrt{(0.00002)^2 + (0.00441)^2} \\ &= 0.00441 \Omega \end{aligned}$$

The short-circuit current at bus 1

$$\begin{aligned} \text{is} \\ I_s &= E_{L-N} / Z = 277 / 0.00441 = \\ &= 62,810 \text{ A, symmetrical rms} \end{aligned}$$

Section III—Examples of ac Short-circuit Calculations

Bus 2:

For the short-circuit current at bus 2, similar impedance reduction calculations are recorded in an abbreviated table as follows:

Element*		R	X	G	B	Sum of Squares†
S1,2,14-1	(Z)	0.00174	0.0834	0.250	11.99	0.00696
S1	(Z ₀)	0	0.00498	0	200.8	
S1,12,14-1		0.00001	0.00470	0.250	212.79	43.280
1-3		0.00032	0.00195			
S1,12,14-2		0.00033	0.00665	7.444	150.00	4.433 × 10 ⁻⁴
S3-7	(Z _b)	0.0072	0.0938	0.814	16.6	0.00883
S8-2	(Z _c)	0.00892	0.2692	0.123	3.71	0.0725
S1,3,8,12,14-2		0.00031	0.00607	8.361	163.31	27.070

*Source, branch, or combination.

†R² + X² when finding 1/Z' from Z, G² + B² when finding Z from 1/Z.

The total equivalent impedance is

$$Z = \sqrt{(0.00031)^2 + (0.00607)^2} = 0.00608 \Omega$$

and the short-circuit current at bus 2 is

$$I_2 = 277/0.00608 = 45\,560 \text{ A,}$$

symmetrical rms

Bus 3:

For the bus 3 short-circuit current the abbreviated table is as follows:

Element		R	X	G	B	Sum of Squares
S1,12,14-2		0.00033	0.00665	7.444	150.00	4.433 × 10 ⁻⁴
S8-2		0.00892	0.2692	0.123	3.71	0.0725
S1,8,12,14-2		0.00032	0.00651	7.567	153.71	23.680
2-3		0.0072	0.0093			
S1,8,12,14-3		0.00752	0.01581	24.535	51.58	3.065 × 10 ⁻⁴
S3		0	0.0845	0	11.83	
S1,3,8,12,14-3		0.00331	0.01372	24.535	63.41	4623

The total equivalent impedance is

$$Z = \sqrt{(0.00331)^2 + (0.01372)^2} = 0.0147 \Omega$$

and the short-circuit current at bus 3 is

$$I_3 = 277/0.0147 = 18\,840 \text{ A,}$$

symmetrical rms

Bus 4:

For the bus 4 short-circuit current the values are as follows:

Element	R	X	G	B	Sun of Squares	
51,12,14-2 53-2	0.00033 0.0072	0.00663 0.0938	--	7.444 0.814	150.00 10.60	4.433 × 10 ⁻¹ 0.00883
51,3,12,14-2 7-4	0.00032 0.00132	0.00621 0.00709	--	8.258	160.60	23.860
51,3,12,14-4 58 8-4	0.00164 0 0.0076	0.00630 0.255 0.0121	--	22.91	115.95	7.158 × 10 ⁻¹
58-4	0.0076	0.2671	--	0.11	3.74	0.0714
51,3,8,12,14-4	0.00155	0.00806	--	23.02	119.69	14.860

The total equivalent impedance is

$$Z = \sqrt{(0.00155)^2 + (0.00806)^2} = 0.00821 \Omega$$

and the short-circuit current at bus 4 is

$$I_s = 277 / 0.00821 = 33\ 740\ \text{A, symmetrical rms}$$

Similar calculations for short-circuit currents at the remaining buses provide the following results.

Bus	Symmetrical Rms Short-circuit Current Amperes
5	23740
6	15560
7	4790
8	13380
9	11720
10	15730
11	44760
12	37750
13	30040
14	12030
15	14690
16	9280

Bus 17:

Transformer reactance in ohms/phase at 208 volts.

$$X_1 = \frac{\% X_1}{100} \left(\frac{\text{kV}^2 \ 1000}{\text{Transf. kVA}} \right) = \frac{3.76}{100} \left(\frac{(0.208)^2 \ 1000}{30} \right) = 0.05422 \text{ ohms/phase at 208 volts}$$

Equivalent impedance to bus seven was calculated to be 0.05028 + j.02892 ohms/phase at 480 volts. These values are changed to a 208-volt level as follows:

$$(0.05028 - j.02892) \left(\frac{208}{480} \right)^2 = 0.00944 - j.00543$$

Total equivalent impedance to bus 17 equals:

$$0.00944 - j.00543 + j.05422 = 0.00944 - j.05965$$

$$I_s = \frac{120}{0.06041} = 1987 \text{ amperes (symmetrical rms)}$$

The short-circuit current at a 208-volt bus can also be calculated using per-unit as follows:

Bus 18*:

Solving in per-unit with a 150 kVA base.

$$\text{Short-circuit kVA at Bus 15} = \sqrt{3}(0.48)(14,690) = 12,213$$

$$\text{System available on primary of transformer} = \frac{150}{12,213} = 0.0123 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned} \text{Transformer X} &= 0.0455 \text{ pu} \\ \text{Tot. Equiv. Imp.} &= 0.0578 \text{ pu} \\ \text{At a base voltage of 208 volts, the base current, } I_b &= \frac{150}{\sqrt{3} \times 0.208} = 416 \text{ A} \end{aligned}$$

$$I_{s17} = \frac{I_b}{X_{pu}} = \frac{416}{0.0578} = 7197 \text{ amperes (symmetrical rms)}$$

* In this calculation available duty was assumed to be all reactive. The complex value of impedance could have been used for a more accurate result.

COMMENTS ON EXAMPLE TWO

This example illustrates the use of a current-limiting busway to reduce the short-circuit current at the main switchboards (buses two and eleven). If a conventional busway were used, the short-circuit current at these buses would have been only slightly less than at the network bus. Identical feeders feed buses five and six from bus four. The calculation included R + jX for bus six but only jX for bus five. The short-circuit currents for buses five and six are 23740 amperes and 15560 amperes respectively. This illustrates why resistance should be used in low-voltage fault calculations.

Example Three—Computer Solution

Many computer programs have been written for the calculation of short-circuit currents. The systems designer who knows how to use these programs benefits from the computer's well-known accuracy and speed.

A typical computer solution for the building system described in Example Two and shown in Fig. 22 will be illustrated.

A separate data reduction computer program is used to convert raw data (transformer kVA, cable and busway size and length, motor horsepower, etc.) into impedance

values. Using X/R ratios, transient and sub transient reactance, R and X values are calculated which provide more exact values of short-circuit current than is normally done with hand calculations. The R and X values are converted into per unit values which are used as an input to the computer program for calculating short-circuit currents. The first section contains the project identification, the second section shows the input data (per unit) obtained from the data reduction program and the third section shows the output data. This includes for each bus the total short-circuit current available, the contribution from other buses and the X/R ratio.

The time required once the one-line diagram, Figure 22, was complete was less than one hour for someone experienced with the program. Approximately 30 minutes was required to place the information from Figure 22 in a format suitable for entering in the computer, approximately 15 minutes was spent at the teletypewriter entering the information and five minutes was required for printout. Only a small fraction was actual computer calculating time, not only does the computer calculate faster and more accurately but the necessity of making an impedance diagram is eliminated. Raw data from the one-line diagram may be used.

Computer Printout, pg. 30 & 31

Example Four: Estimating Short Circuits

Tables and curves can be very useful in estimating short-circuit duty. For example, consider the 1500 kVA transformer T2 Fig. 19, Example One. The primary available short-circuit duty as calculated for a

fault at F1 in Example One is 339 MVA. Referring to Table 4 for a 1500 kVA, 480-volt, 5.75% transformer with 500 MVA primary available and 100% motor short-circuit contribution, we see the secondary short-circuit current is 37,700 amperes (rms symmetrical). This compares with the 36,600 am-

peres calculated for a fault at F2 in Example One.

Also, the short-circuit current at F4 at the end of the 700 ft. 250 MCM cable can be estimated from Fig. 25-29 to be 5500 amperes (symmetrical) which compares with the calculated value of 5390 amperes in Example One.

Section III— Examples of ac short-circuit calculations

GENERAL ELECTRIC CO.

50 BUS SHORT CIRCUIT PROGRAM- 60 HERTZ

CASE 1 11/14/75 BASE MVA : 10

FIRST CYCLE FAULT CURRENT CALCULATIONS
FOR BUILDING SERVED FROM 480/277 VOLT NETWORK
SAMPLE PROBLEM

INPUT DATA

BUS TO	BUS	R	JX
0	1	0.01083	0.21659
7	17	11.6369	4.6548
15	18	1.2693	2.755
1	2	0.01406	0.08438
1	11	0.01701	0.08811
2	3	0.3123	0.4036
2	4	0.0573	0.0907
11	12	0.0434	0.0521
11	13	0.0825	0.1259
13	15	0.3689	0.2865
4	5	0	0.1523
4	6	0.5208	0.1523
4	7	2.1111	0.8906
4	8	0.3299	0.5252
4	9	0.6293	0.4036
4	10	0.217	0.3602
13	14	0.5556	0.4297
13	16	0.9722	0.3472
0	3	0.2002	4.3924
0	8	1.0495	13.2743
0	12	0.2677	5.4054
0	14	1.72	17.9641

RESULTS IN SYM KILOAMPS

BUS 1 = 61.5211 (51.148 MVA) X/R = 18.454 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :

BUS 2 = 3.2771 BUS 11 = 2.785 GEN = 55.4648

BUS 2 = 44.5965 (37.077 MVA) X/R = 11.585 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :

BUS 1 = 41.2424 BUS 3 = 2.4938 BUS 4 = 0.8616

BUS 3 = 18.2422 (15.166 MVA) X/R = 2.398 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :

BUS 2 = 15.7001 GEN = 2.7356

BUS 4 = 33.0595 (27.485 MVA) X/R = 4.578 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :

BUS 2 = 32.1982 BUS 5 = 0 BUS 6 = 0
BUS 7 = 0 BUS 8 = 0.8673 BUS 9 = 0
BUS 10 = 0

BUS 5 = 23.4168 (19.468 MVA) X/R = 6.538 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :

Section III— Examples of ac Short-circuit Calculations

BUS 4 = 23.4168

BUS 6 = 15.3258 (12.742 MVA) X/R = 0.848 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 4 = 15.3258

BUS 7 = 4.7758 (3.97 MVA) X/R = 0.569 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 4 = 4.7757 BUS 17 = 0

BUS 8 = 13.1231 (10.91 MVA) X/R = 2.31 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 4 = 12.2719 GEN = 0.9033

BUS 9 = 11.5959 (9.641 MVA) X/R = 1.074 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 4 = 11.5959

BUS 10 = 15.5415 (12.921 MVA) X/R = 2.429 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 4 = 15.5416

BUS 11 = 43.765 (36.386 MVA) X/R = 10.656 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 1 = 40.9225 BUS 12 = 2.2005 BUS 13 = 0.6444

BUS 12 = 36.8119 (30.605 MVA) X/R = 5.027 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 11 = 34.615 GEN = 2.2225

BUS 13 = 29.4224 (24.461 MVA) X/R = 3.769 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 11 = 28.7796 BUS 14 = 0.649 BUS 15 = 0
BUS 16 = 0

BUS 14 = 11.8524 (9.854 MVA) X/R = 1.337 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 13 = 11.2883 GEN = 0.6665

BUS 15 = 14.49 (12.047 MVA) X/R = 1.439 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 13 = 14.49 BUS 18 = 0

BUS 16 = 9.1952 (7.645 MVA) X/R = 0.689 VOLT= 0.48 KV
CONTRIBUTION :
BUS 13 = 9.1952

BUS 17 = 1.8465 (0.665 MVA) X/R = 0.427 VOLT= 0.208 KV
CONTRIBUTION :
BUS 7 = 1.8465

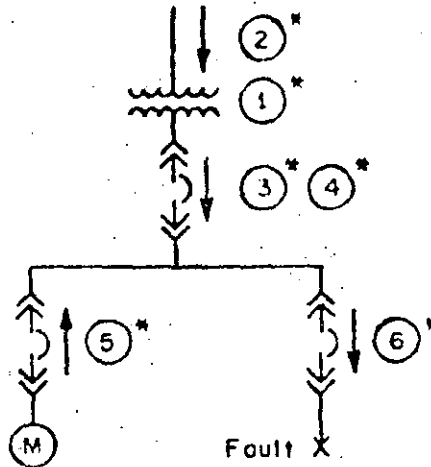
BUS 18 = 7.2033 (2.595 MVA) X/R = 1.972 VOLT= 0.208 KV
CONTRIBUTION :
BUS 15 = 7.2033

Introduction

The Tables and supplementary information contained in this Appendix provide systems designers with reference for the equipment parameters necessary for a short-circuit study. Parts I, II, and III are concerned with specific equipment short-circuit ratings and impedance data. Part IV illustrates the mathematical techniques involved with short-circuit calculations.

Part I—Estimated Short-circuit Duties

Frequently it is convenient to use tables to estimate the short-circuit



* Numbers refer to columns in table.

duties on the secondary side of a transformer or at the end of a cable served from a transformer. The estimated short-circuit duty is based on the component impedance values listed with each table.

480 volts, three phase

Trans- former Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short- circuit Mva Available From Primary System	Normal- load Con- tin- uous Cur- rent Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Trans- former Alone	100% Motor Load	Com- bined

1	2	3	4	5	6
300 4.5%	50	361	7100	1400	8200
	100		7500		8900
	150		7700		9100
	250		7800		9200
	500		7900		9300
500 4.5%	250	601	12800	2400	14900
	500		13100		15200
	750		13200		15300
	Unlimited		13400		15400
	Unlimited		13400		15400

Table 4—Three-phase Secondary Unit Substation Transformers

208 volts, three phase

240 volts, three phase

Trans- former Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short- circuit Mva Available From Primary System	Normal- load Con- tin- uous Cur- rent Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Trans- former Alone	50% Motor Load	Com- bined
300 4.5%	50	833	16300	1700	18000
	100		17300		19000
	150		17700		19400
	250		18300		19700
	500		18300		20000
500 4.5%	250	1368	29500	2800	32300
	500		30200		33000
	750		30400		33200
	Unlimited		30800		33600
	Unlimited		30800		33600
750 5.75%	50	2080	34400	4700	38100
	100		35200		39400
	150		35300		39500
	250		35600		39800
	500		36700		40400
1000 5.75%	50	2780	45100	5600	50700
	100		46600		52200
	150		47300		52900
	250		48200		53800
	500		48200		53800
300 5.75%	50	4160	47600	8300	53900
	100		57500		65800
	150		61700		70000
	250		65600		73900
	500		68800		77100
500 5.75%	250	4160	65600	8300	73900
	500		68800		77100
	750		69200		78200
	Unlimited		72400		80700
	Unlimited		72400		80700

Trans- former Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short- circuit Mva Available From Primary System	Normal- load Con- tin- uous Cur- rent Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Trans- former Alone	100% Motor Load	Com- bined
300 4.5%	50	722	14200	2900	17100
	100		15000		17900
	150		15400		18300
	250		15600		18500
	500		15800		18700
500 4.5%	250	1203	25400	4870	30400
	500		26100		30900
	750		26300		31100
	Unlimited		26700		31500
	Unlimited		26700		31500
750 5.75%	50	1804	24900	7200	32100
	100		27800		35000
	150		28000		36100
	250		29600		37000
	500		30600		37800
1000 5.75%	50	2406	39100	9600	48700
	100		37300		47100
	150		37300		47100
	250		39100		50100
	500		40300		50800
300 5.75%	50	3609	41000	14400	53700
	100		49800		64200
	150		53500		67900
	250		56900		71300
	500		59700		74100
500 5.75%	250	3609	56900	14400	71300
	500		59700		74100
	750		60600		75000
	Unlimited		62800		77200
	Unlimited		62800		77200

1	2	3	4	5	6
300 5.75%	50	1203	10200	2400	11900
	100		12000		14000
	150		12400		14800
	250		12800		15700
	500		13100		15900
500 5.75%	250	901	14900	3600	18700
	500		15200		19000
	750		15400		19200
	Unlimited		15700		19300
	Unlimited		15700		19300
750 5.75%	50	2406	24900	7200	32100
	100		27800		35000
	150		28000		36100
	250		29600		37000
	500		30600		37800
1000 5.75%	50	3008	39100	9600	48700
	100		37300		47100
	150		37300		47100
	250		39100		50100
	500		40300		50800
300 5.75%	50	4160	47600	14400	53700
	100		49800		64200
	150		53500		67900
	250		56900		71300
	500		59700		74100
500 5.75%	250	4160	56900	14400	71300
	500		59700		74100
	750		60600		75000
	Unlimited		62700		77100
	Unlimited		62700		77100

**Minimum impedance.

**Minimum impedance.

Table 4 (Cont'd)

600 volts, three phase

Trans- former Rating 3-phase kVA and Impedance Percent	Maximum Short- circuit MVA Available From Primary System	Nor- mal- load Con- tin- uous Cur- rent Amp	Short-circuit Current RMS Symmetrical Amp		
			Trans- former Alone	100% Motor Load	Com- bined
300 4.5%	50	289	5700	1200	6900
	100		6000		7200
	150		6100		7300
	250		6200		7400
	500		6300		7500
750	6400	7600			
Unlimited	6400	7600			
500 4.5%	50	481	8700	1900	10800
	100		9600		11500
	150		10000		11900
	250		10200		12100
	500		10500		12400
750	10500	12400			
Unlimited	10700	12600			
750 5.75%	50	722	9900	2900	12500
	100		11100		14000
	150		11500		14400
	250		11900		14600
	500		12200		15100
750	12500	15200			
Unlimited	12500	15400			
1050 5.75%	50	962	12500	3800	16300
	100		14300		18100
	150		15000		18800
	250		15700		19500
	500		16200		20000
750	16400	20200			
Unlimited	16800	20600			
1500 5.75%	50	1444	16300	5800	22300
	100		19900		25700
	150		21400		27200
	250		22700		28500
	500		23800		29600
750	24200	30000			
Unlimited	25100	30900			
2000 5.75%	50	1924	19700	7700	27400
	100		24800		32500
	150		27700		34900
	250		28400		35700
	500		31200		38200
750	32000	39200			
Unlimited	33500	41200			
2500 5.75%	50	2406	22400	9600	32000
	100		29200		38800
	150		32400		42000
	250		35700		45300
	500		38300		48100
750	39800	49200			
Unlimited	41900	51500			
3200 5.75%	50	2786	23700	11100	34800
	100		31800		42000
	150		35900		47000
	250		40100		51200
	500		43900		55000
750	45300	56400			
Unlimited	48500	59000			

Application Tables are based on the following:

1. A three-phase bolted fault, at the low voltage terminals of the sub-station;
2. Transformer impedances listed in table;
3. Only source of power to the secondary is the substation transformer;
4. Total connected motor kVA does not exceed 50 percent of transformer rating at 208Y 120 volts and 100 percent of transformer rating at 240, 480, and 600 volts.
5. The motor contribution is taken as 2.0 times the normal current of the transformer at 208Y 120 volts and 4.0 times normal at 240, 480, and 600 volts;
6. Tabulated values of short circuit current are in terms of RMS symmetrical amperes per NEMA Standard SG-3.

secondary winding (terminals X_1 to X_4). Consequently breaker selections for three-wire service must be based on the faulted half-winding value of short-circuit current.

Basis of Table 5 Values:

1. A half-winding solid fault exists at the transformer low-voltage terminals.
2. The transformer primary was assumed to have the more common line-to-line connected to the three-phase system.
3. The generally permissible assumption of equal positive and negative-sequence reactances in the three-phase system was made.
4. Because of assumptions 2 and 3 above, the supply stiffness is defined as a single-phase short-circuit mva just one-half the three-phase short-circuit mva.
5. The transformer half-winding reactance was taken from typical transformer designs at 1.2 times the full-winding reactance, while the half-winding resistance was taken at 1.44 times the full-winding resistance, and both values were on the full-kva base.
6. It was assumed that the 120-240-volt unit substation would supply lighting loads only, i.e., no motor contribution.
7. It was assumed that the only source of power for the secondary bus was one transformer of the rating indicated.

Table 5—Explanation

A line-to-neutral fault involving one of the secondary half-windings (terminals x_1 to x_2 or x_3 to x_4 in the illustration below) of these single-phase three-wire transformers allows approximately twice as much short-circuit current to flow as does a line-to-line fault involving the full sec-

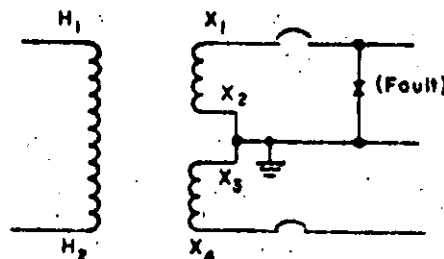


Table 5—Estimated Secondary Short-circuit Currents For Single-phase, Three-wire Secondary Distribution Transformers (7200 12,470Y—120-240-VOLT TRANSFORMER)

MAXIMUM SYMMETRICAL SHORT-CIRCUIT CURRENT FOR STANDARD 120/240-VOLT 3 WIRE, SINGLE-PHASE DISTRIBUTION TRANSFORMER (LINE-TO-NEUTRAL FAULT AT TRANSFORMER TERMINALS)

Available Primary 3 Phase Short-circuit MVA	Transformer kVA Rating, Single Phase					
	25	37.5	50	75	100	167
	Normal-load Continuous Current—Amperes at 240 Volts					
	104	156	208	313	417	696
Short-circuit Symmetrical Current at 120 Volts						
25	7,650	13,300	16,500	22,100	29,850	42,400
50	7,800	14,000	17,600	24,300	34,000	51,900
100	7,950	14,400	18,200	25,600	36,500	58,100
150	8,000	14,500	18,400	26,100	37,400	60,500
250	8,000	14,600	18,600	26,400	38,200	62,500
500	8,100	14,700	18,700	26,700	38,700	64,000
750	8,100	14,700	18,800	26,800	38,900	64,500
Unlimited	8,100	14,800	18,850	27,000	39,300	65,600

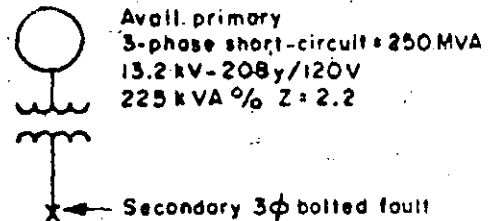
TRANSFORMER FULL-WINDING IMPEDANCE ON RATED kVA, (7200 12,470Y—120-240-VOLT TRANSFORMER)

% IR	1.2	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
% IX	1.6	1.3	1.4	1.6	1.4	1.4

Table 6—Estimated Secondary Short-circuit Currents for GE Three-phase Padmount Distribution Transformers Single-voltage Primary.

LINE-TO-LINE PRIMARY VOLTAGE 25 KV WYE—18 KV DELTA

Available Primary 3-phase Short-circuit MVA	Secondary Voltage Rating	Transformer kVA Rating						
		75	112.5	150	225	300	300	
		Transformer Impedance—%						
	(1) 480Y/277V	%IR	1.29	1.11	1.11	1.01	0.89	0.85
		%IX	0.94	1.16	1.35	1.73	1.96	1.92
	(2) 208Y/120V	%IR	1.27	1.10	1.08	1.05	1.05	0.89
		%IX	0.90	1.16	1.63	1.70	1.82	1.80
Maximum Short-circuit Symmetrical rms Amperes								
100	(1)	5,500	8,050	8,900	12,300	14,900	23,500	
	(2)	13,000	18,575	20,000	28,500	35,200	56,300	
250	(1)	5,600	8,300	9,250	13,000	16,000	26,400	
	(2)	13,225	19,150	20,600	30,100	37,800	63,400	
500	(1)	5,625	8,400	9,375	13,200	16,400	27,500	
	(2)	13,300	19,350	21,000	30,700	38,700	66,200	



Solve for the Secondary Fault using the per-unit method.

Select 225 kVA as the study base

$$X_{\text{Utility Source}} = \frac{225 \text{ kVA}}{250,000 \text{ kVA}} = 0.0009 \text{ pu}$$

$$X_{\text{Trans}} = (.017) \left(\frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} \right) = 0.017 \text{ pu}$$

$$X = X_{\text{trans}} + X_{\text{utility}} = 0.0179$$

$$R_{\text{trans}} = (0.0105) \left(\frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} \right) = 0.0105 \text{ pu}$$

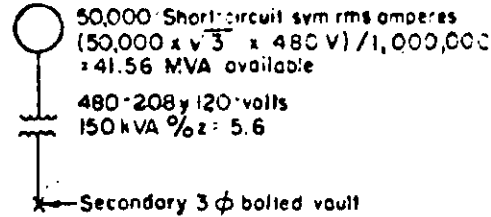
$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0.0105)^2 + (0.0179)^2} = 0.0208$$

$$I_{sc} = \frac{3 \text{ (kV)} \cdot 225}{\sqrt{3} \text{ (kV)} \cdot (Z \text{ pu})} = \frac{3 \text{ (208)} \cdot (0.0208)}{30.095} = 30 \text{ Short-circuit Symmetrical rms Amperes at Transformer Terminals}$$

Table 7—Estimated Secondary Short-circuit Currents For GE Type "QHT" Dry-type 3-phase Transformers

PRIMARY RATING 600 VOLTS AND BELOW, SECONDARY RATING 480V/277V and 208/120V

Available Short-circuit Symmetrical rms Amperes	Transformer kVA Rating												
		6	9	15	30	45	75	112.5	150	225	300	500	
	Transformer Impedance												
	% Z	2.72	2.31	2.1	3.8	2.52	2.27	2.43	2.33	1.15	1.8	1.6	
	% X	1.72	1.16	1.80	1.37	1.73	1.91	3.87	5.0	5.3	4.3	5.9	
Short-circuit Symmetrical rms Amperes													
25,000	Secondary Voltage	480	275	415	640	885	1,700	2,810	2,690	2,225	4,050	5,800	7,100
	208	315	960	1,475	2,015	3,925	6,500	6,700	6,750	9,350	13,400	16,400	
50,000	480	225	420	645	890	1,740	2,825	2,610	2,250	4,400	6,550	8,200	
	208	320	965	1,485	2,020	3,930	6,510	6,710	6,760	9,360	13,410	16,410	
200,000	480	225	420	650	895	1,760	3,010	2,725		4,700	7,200	9,400	
	208	320	970	1,495	2,060	4,065	7,010	6,750	7,450	10,660	16,600	21,700	



Solve for the Secondary Fault using the per-unit method.

Select 150 kVA as the study base.

$$X_{\text{available}} = \frac{150 \text{ kVA}}{41,570 \text{ kVA}} = 0.0036 \text{ pu}$$

$$X_{\text{trans}} = (.050) \frac{150 \text{ kVA}}{150 \text{ kVA}} = 0.050 \text{ pu}$$

$$X = X_{\text{avail.}} + X_{\text{trans}} = 0.0036 + 0.050 = 0.0536 \text{ pu}$$

$$R_{\text{trans}} = \left(.0235 \right) \left(\frac{150 \text{ kVA}}{150 \text{ kVA}} \right) = 0.0235 \text{ pu}$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{(0.0235)^2 + (0.0536)^2} = 0.0585$$

$$I_{sc} = \frac{\text{kVA}_b}{\sqrt{3} (\text{kV}) (Z)} = \frac{150}{\sqrt{3} (.208) (.0585)}$$

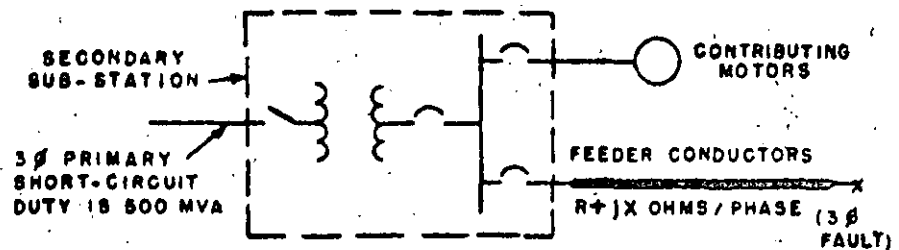
$$I_{sc} = 7,117 \text{ } 3\phi \text{ Short-circuit Sym. rms Amperes at transformer terminals}$$

Estimated Short-circuit Current at the End of Low-voltage Feeder (See Figs. 25-1—25-30)

Power-system maximum estimated short-circuit currents, as functions of distance along feeder conductors fed from standard three-phase radial secondary unit substations, can be read directly in rms symmetrical amperes from a series of curves, Fig. 25-1 through 25-30. The one-line diagram shows the typical radial circuit investigated.

The conditions on which the curves are based were as follows:

1. The fault was a bolted three-phase short circuit.
2. The primary three-phase short-circuit duty was 500 MVA (60 cycles) for all curves. A typical supply-system X R at the low-voltage bus was used in calculating the curves for each case.
3. Motor contributions through the bus to the point of short circuit were included in the



Typical circuit investigated to show effect on short-circuit duty as point of fault is moved away from the low-voltage bus along the feeder conductors

4. The feeder-conductor impedance values used in the calculations are indicated for various conductor sizes.

These curves can also be used to select feeder conductor sizes and lengths needed to reduce short-circuit duties to desired smaller values. Note that conductors thus selected must be further checked to assure adequate load and short-circuit capabilities and acceptable voltage drop.

Feeder Impedance Values Used in Investigation

Feeder Conductor Size Phase	Resistance (R) Ohms/Phase 1000 Ft.	60-cycle Inductive Reactance (X) Ohms/Phase 1000 Ft.
#4	.321	.0483
#10	.128	.0174
250 MCM	.055	.0379
2-500 MCM	.0147	.0174
4-750 MCM	.0054	.0081

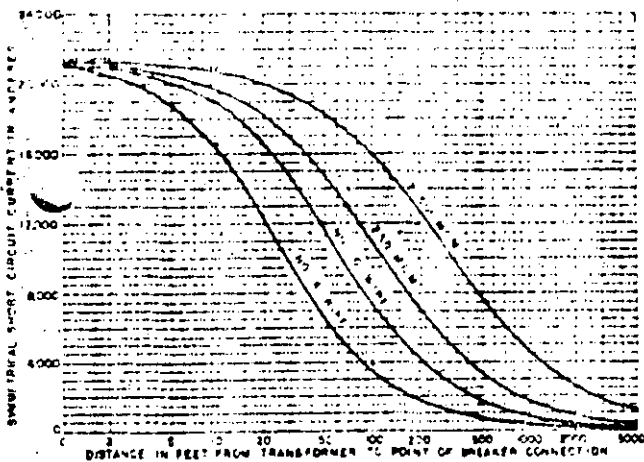


Fig. 1. Transf: 150 kVA, 208 V, 2.0% Z

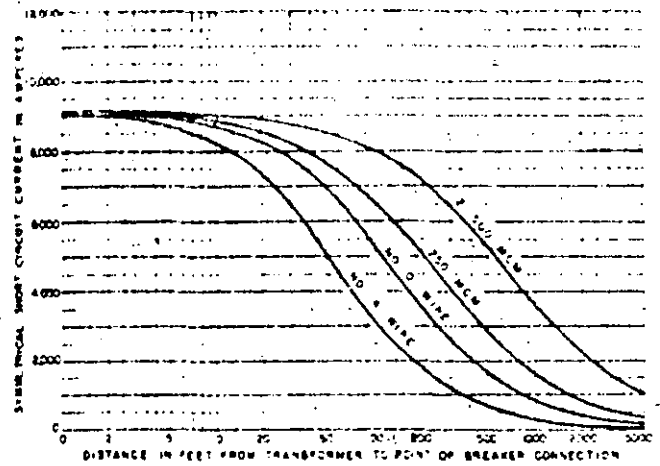


Fig. 25-2. Transf: 150 kVA, 208 V, 4.5% Z

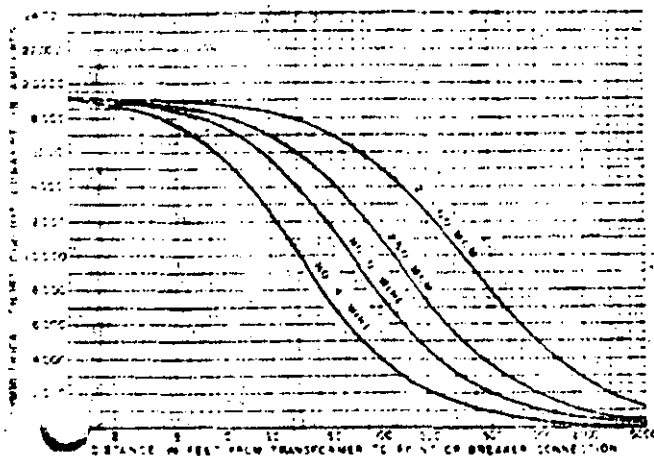


Fig. 25-3. Transf: 150 kVA, 240 V, 2.0% Z

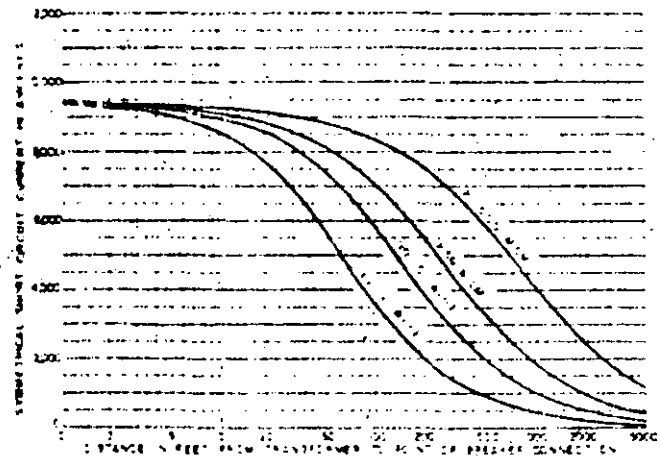


Fig. 25-4. Transf: 150 kVA, 240 V, 4.5% Z

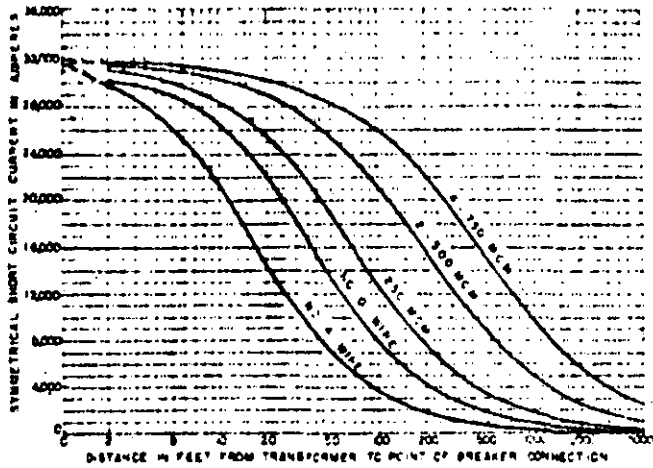


Fig. 25-5. Transf: 225 kVA, 208 V, 2.0% Z

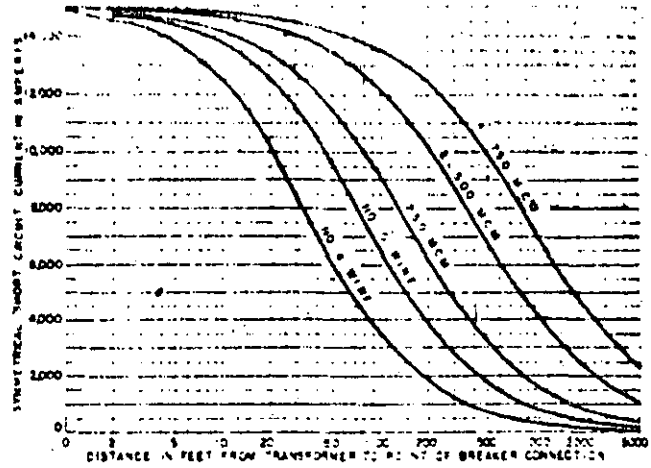


Fig. 25-6. Transf: 225 kVA, 208 V, 4.5% Z

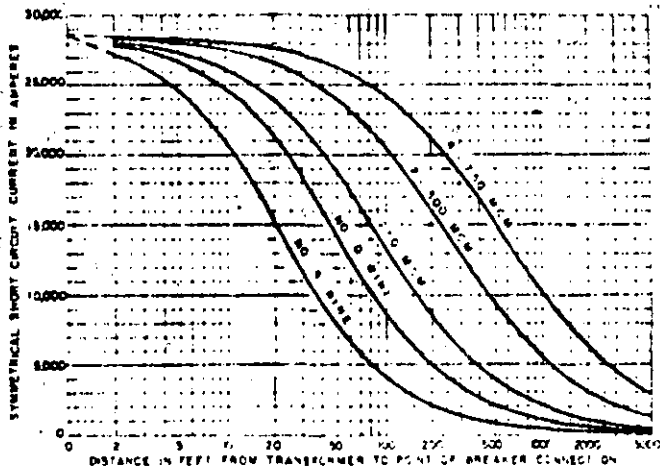


Fig. 25-7. Transf: 225 kVA, 240 V, 2.0% Z

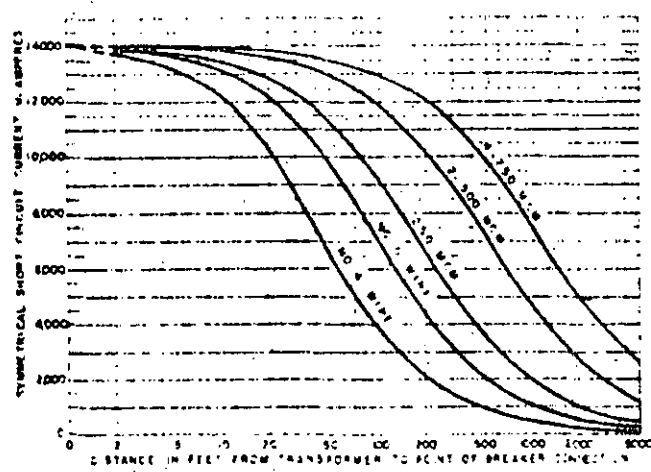


Fig. 25-8. Transf: 225 kVA, 240 V, 4.5% Z

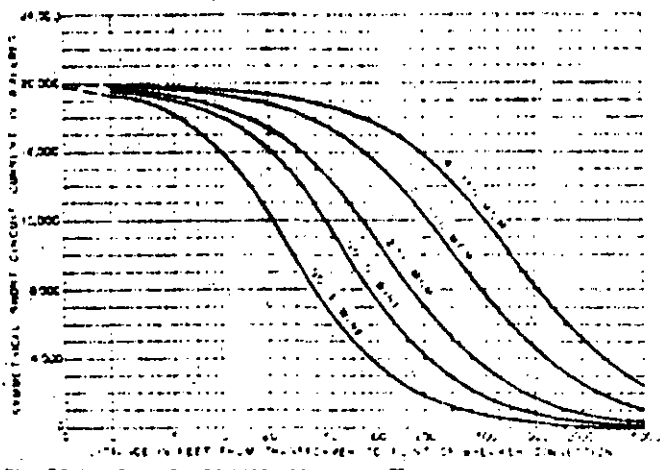


Fig. 25-9. Transf: 300 kVA, 208 V, 4.5% Z

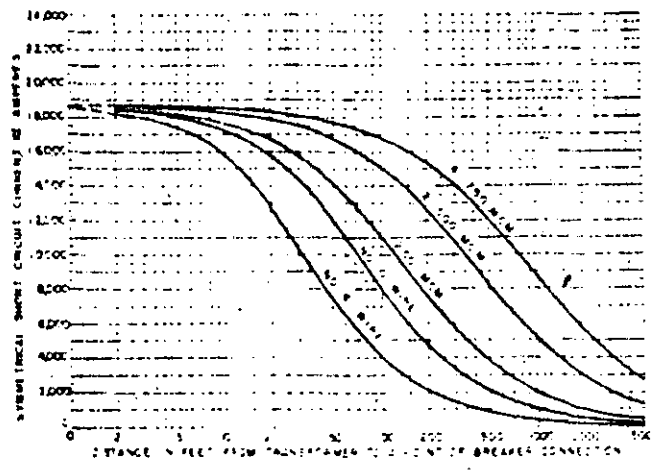


Fig. 25-10. Transf: 300 kVA, 240 V, 4.5% Z

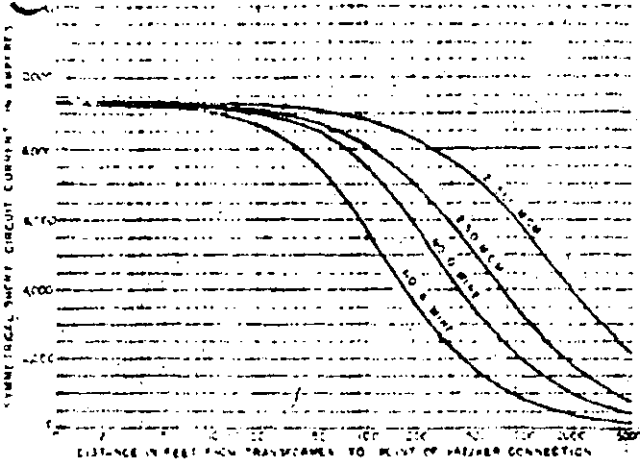


Fig. 23-11. Transf: 300 kVA, 480 V, 4.5% Z

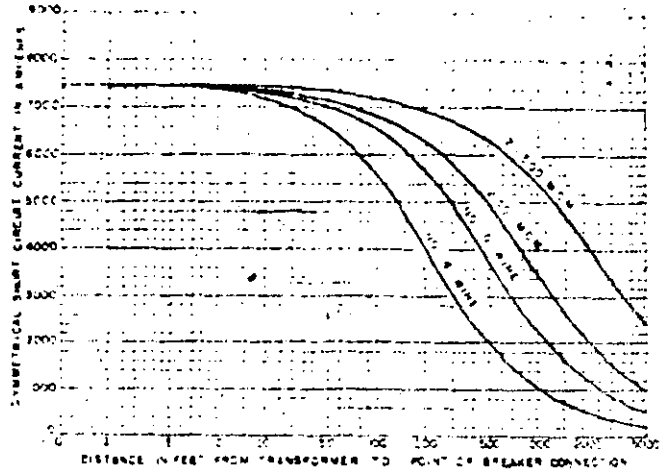


Fig. 25-12. Transf: 300 kVA, 600 V, 4.3% Z

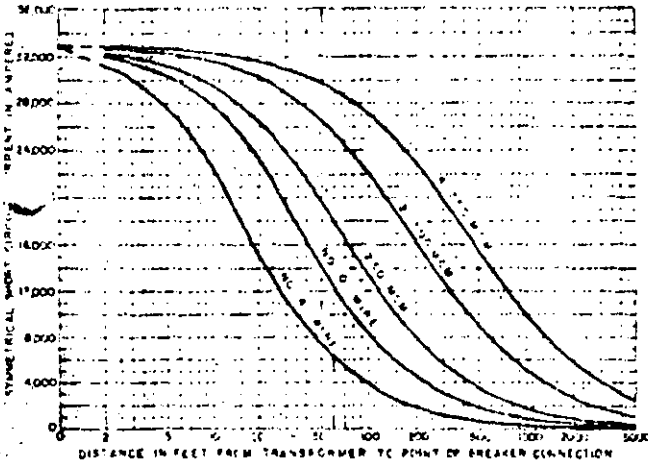


Fig. 23-13. Transf: 500 kVA, 208 V, 4.5% Z

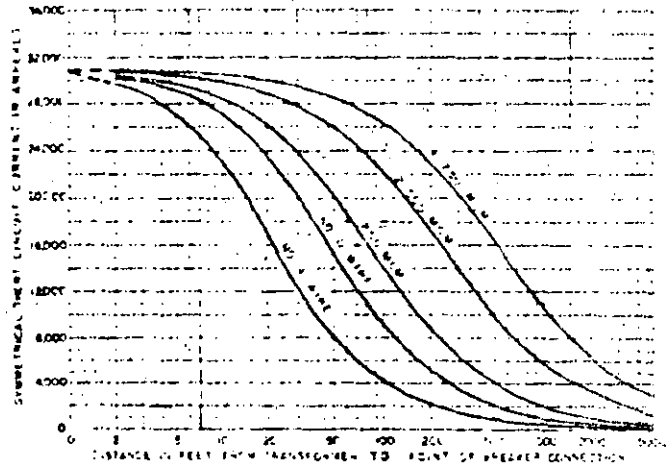


Fig. 25-14. Transf: 500 kVA, 240 V, 4.5% Z

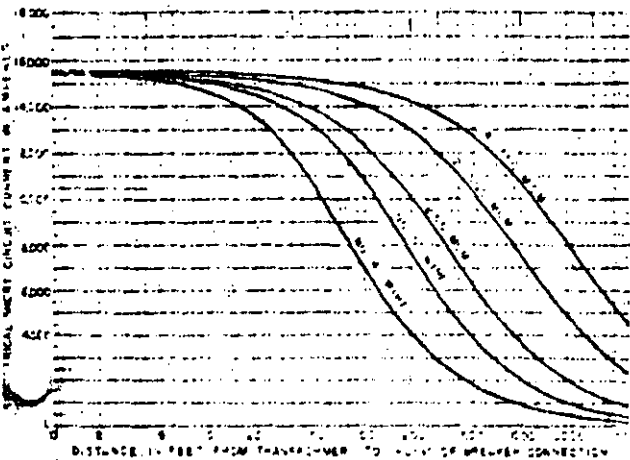


Fig. 23-15. Transf: 500 kVA, 480 V, 4.5% Z

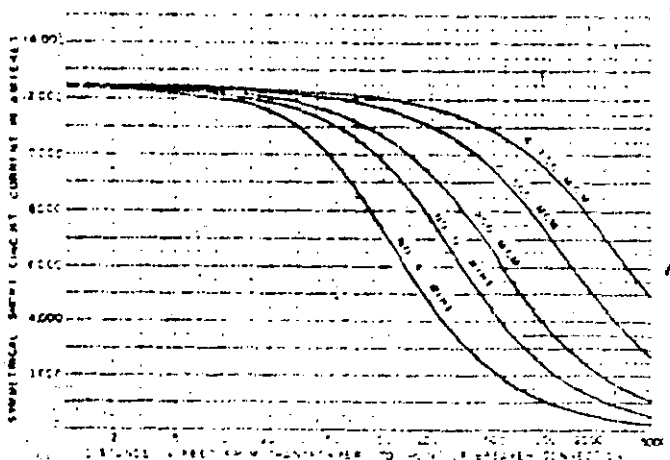


Fig. 25-16. Transf: 500 kVA, 600 V, 4.5% Z

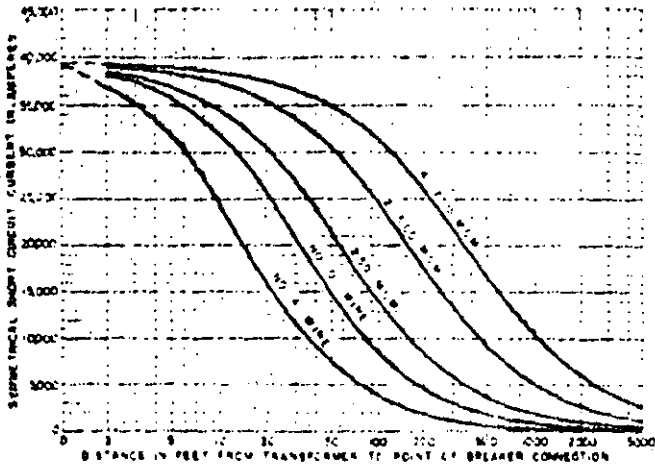


Fig. 25-17. Transf: 750 kVA, 208 V, 5.75% Z

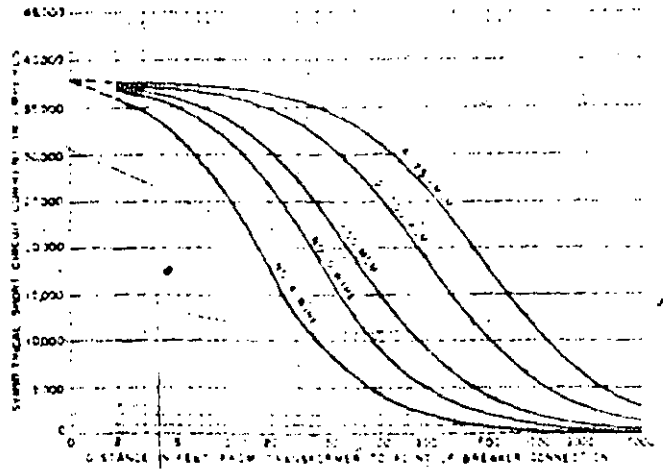


Fig. 25-18. Transf: 750 kVA, 240 V, 5.75% Z

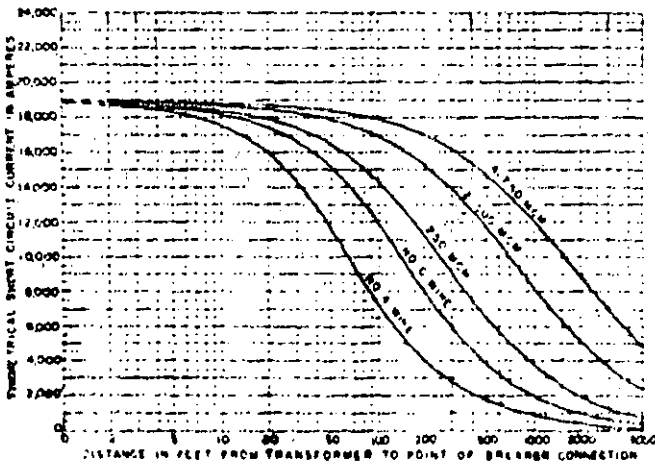


Fig. 25-19. Transf: 750 kVA, 480 V, 5.75% Z

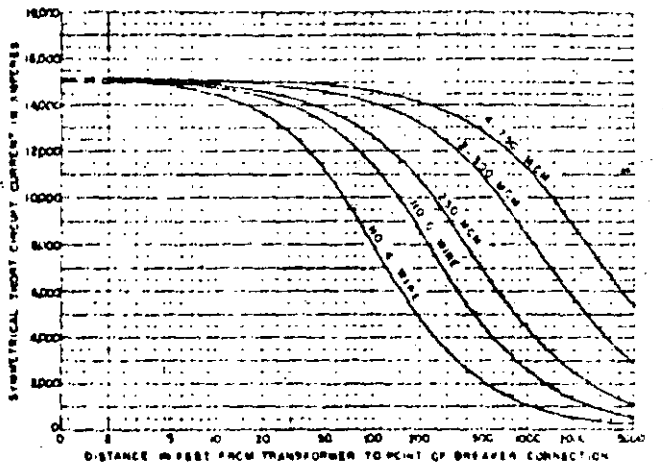


Fig. 25-20. Transf: 750 kVA, 600 V, 5.75% Z

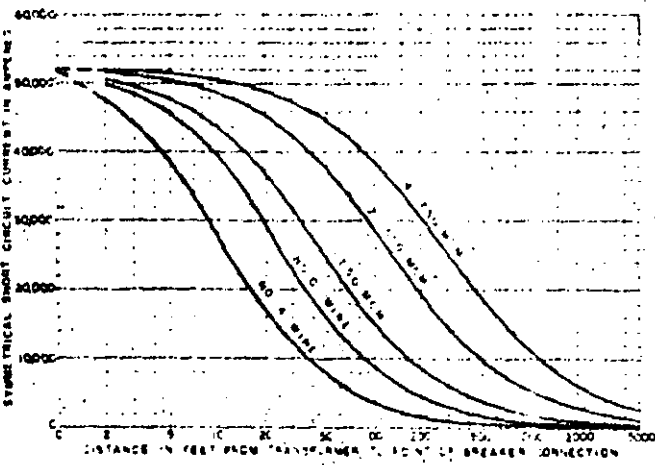


Fig. 25-21. Transf: 1000 kVA, 208 V, 5.75% Z

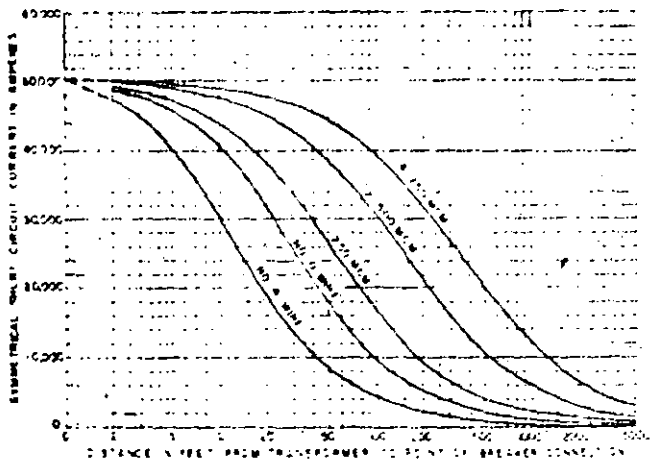


Fig. 25-22. Transf: 1000 kVA, 240 V, 5.75% Z

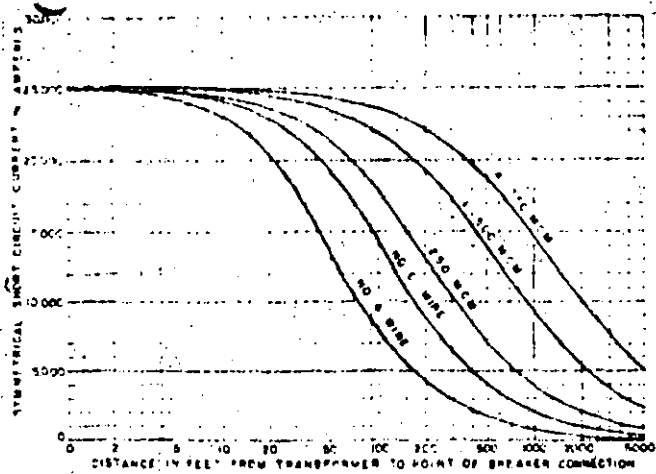


Fig. 25-23. Transf: 1000 kVA, 480 V, 5.75% Z

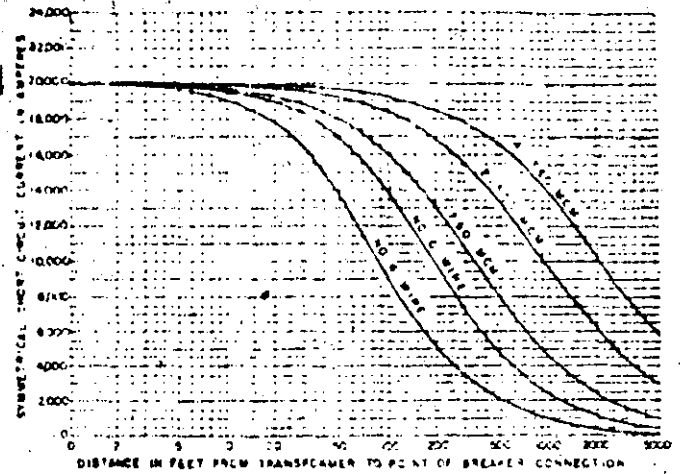


Fig. 25-24. Transf: 1000 kVA, 600 V, 5.75% Z

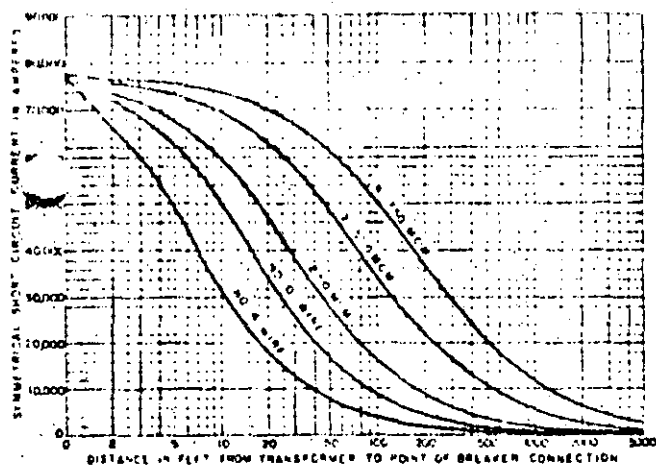


Fig. 25-25. Transf: 1500 kVA, 208 V, 5.75% Z

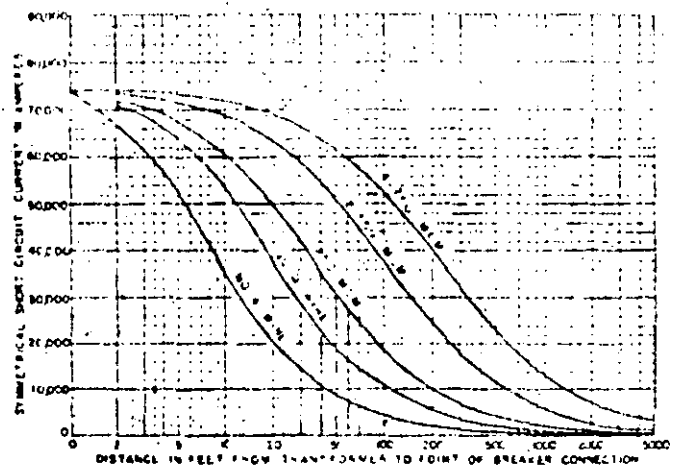


Fig. 25-26. Transf: 1500 kVA, 240 V, 5.75% Z

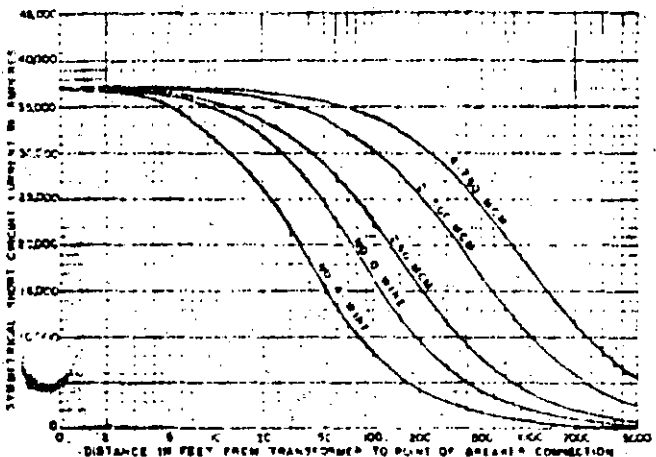


Fig. 25-27. Transf: 1500 kVA, 480 V, 5.75% Z

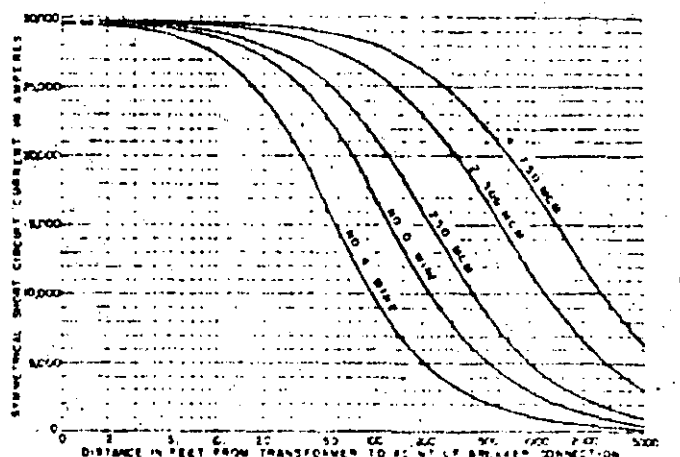


Fig. 25-28. Transf: 1500 kVA, 600 V, 5.75% Z

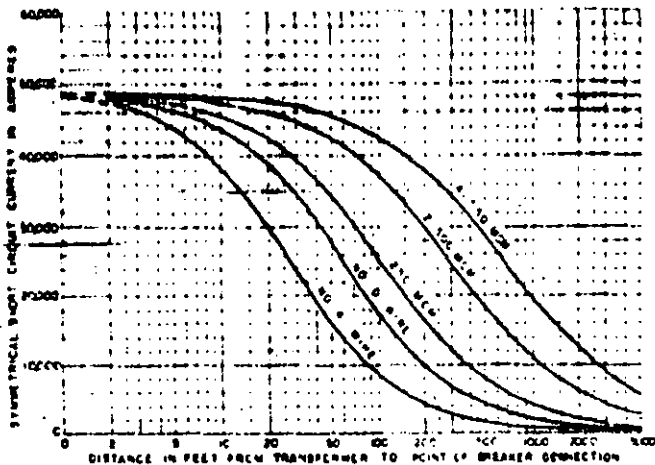


Fig. 25-29. Transf: 2000 kVA, 480 V, 5.75% Z

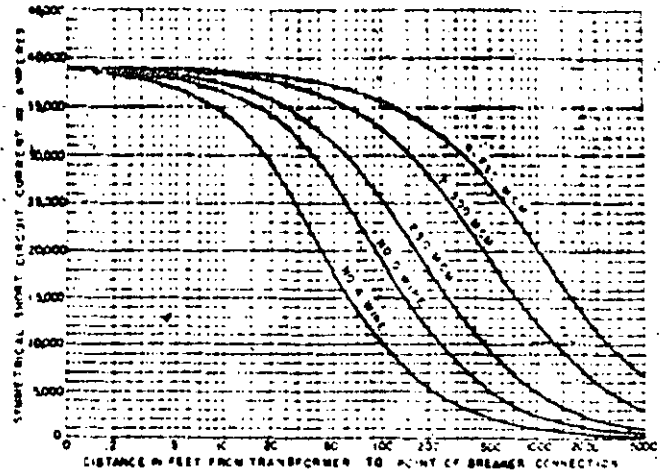


Fig. 25-30. Transf: 2000 kVA, 600 V, 5.75% Z

Part II— Impedance Data

The approximate impedance data listed in these tables are representative of standard equipment in current production. The impedance values of this equipment change from time to time so that the up-to-date validity of the impedance values should be verified.

Table 8—Primary Substation Transformers (501–5000 kVA 1φ, 501–10,000 kVA 3φ)

STANDARD IMPEDANCES

High-voltage Winding Oil LV	Low-voltage Winding Oil LV	Percent Impedance	
		Ungrounded Neutral	Grounded Neutral
110	45	5.75
150	60-110	5.5
200	45	5.75
	60-110	5.5
250	45	6.25
	60-110	6.0
350	150	6.5
	45	6.75
450	60-150	6.5
	200	7.0
550	45	7.25
	60-200	7.0
650	250	7.5
	60-200	7.5
750	250	8.0	7.0
	350	8.0	7.5
850	60-200	8.5	8.0
	250-350	9.0	8.25
950	450	10.0	9.25
	60-200	8.5	8.0
1050	250-350	9.5	8.5
	450-550	10.5	9.5
1150	60-250	9.0	8.5
	350-450	10.0	9.5
1250	550-650	11.0	10.25

For load tap changing (LTC) transformers, add 0.5 to values listed.

Table 10—Network Transformers—Three Phase
(Low Voltages 216Y/125 or 480Y/277 Volts)

STANDARD IMPEDANCES

kVA	Percent Impedance
1000 kVA and Below	5.0
Above 1000 kVA	7.0

Table 11—Distribution Transformers—Single-phase

kVA	Low Voltage	%R	%X	%Z	kVA	Low Voltage	%R	%X	%Z
HIGH VOLTAGE 2400/4160Y					HIGH VOLTAGE 7200/12470Y OR 12470GRDY/7200				
5	120/240	3.0	1.5	2.5	5	120/240	2.2	2.2	3.1
10		1.2	0.7	1.4	10		1.4	0.8	1.6
15		1.2	1.1	1.6	15		1.3	1.2	1.8
25		1.1	1.4	1.8	25		1.2	1.6	2.0
37 1/2		0.9	1.2	1.5	37 1/2		1.0	1.3	1.6
50		0.9	1.3	1.6	50		1.0	1.4	1.7
75	0.9	1.3	1.6	75	0.9	1.6	1.8		
100	0.9	1.6	1.8	100	0.9	1.4	1.7		
167	0.9	1.6	1.8	167	0.9	1.4	1.7		
10	340/480	1.1	1.0	1.5	10	340/480	1.4	0.8	1.6
15		1.1	1.0	1.5	15		1.3	0.9	1.6
25		1.1	1.3	1.9	25		1.2	1.6	2.0
37 1/2		0.9	1.3	1.6	37 1/2		1.1	1.3	1.7
50		0.9	1.3	1.6	50		1.1	1.2	1.6
75		0.9	1.4	1.7	75		0.9	1.6	1.8
100	0.9	1.4	1.7	100	0.9	1.4	1.7		
167	0.9	1.3	1.6	167	0.9	1.3	1.6		
HIGH VOLTAGE 4160/7200Y					HIGH VOLTAGE 7200/13200Y OR 13200GRDY/7200				
5	120/240	2.1	1.5	2.6	5	120/240	2.2	2.2	3.1
10		1.2	0.7	1.4	10		1.4	0.8	1.6
15		1.2	1.1	1.6	15		1.3	1.2	1.8
25		1.1	1.4	1.8	25		1.2	1.6	2.0
37 1/2		0.9	1.2	1.5	37 1/2		1.0	1.3	1.6
50		0.9	1.3	1.6	50		1.0	1.5	1.8
75	0.9	1.3	1.6	75	0.9	1.6	1.8		
100	0.9	1.7	1.9	100	0.9	1.6	1.8		
167	0.9	1.7	1.9	167	0.9	1.7	1.9		
10	240/480	1.2	0.9	1.3	10	240/480	1.4	0.9	1.6
15		1.2	1.1	1.6	15		1.3	1.0	1.6
25		1.1	1.4	1.8	25		1.2	1.4	1.9
37 1/2		1.0	1.1	1.5	37 1/2		1.1	1.3	1.9
50		1.0	1.3	1.6	50		1.1	1.7	2.0
75		0.9	1.3	1.6	75		0.9	1.5	1.8
100	0.9	1.3	1.6	100	0.9	1.3	1.7		
167	0.9	1.3	1.6	167	0.9	1.5	1.8		
HIGH VOLTAGE 4800/8320Y					HIGH VOLTAGE 14400/24940GRDY OR 24940GRDY/14400				
5	120/240	2.1	1.5	2.6	5	120/240	2.2	2.5	3.3
10		1.2	0.9	1.3	10		1.6	1.0	1.9
15		1.2	0.9	1.3	15		1.4	1.1	1.8
25		1.1	1.4	1.8	25		1.3	1.8	2.2
37 1/2		0.9	1.2	1.5	37 1/2		1.1	1.8	2.1
50		0.9	1.3	1.6	50		1.1	1.8	2.1
75	0.9	1.3	1.6	75	1.0	2.0	2.2		
100	0.9	1.4	1.7	100	1.0	2.0	2.2		
167	0.9	1.4	1.8	167	1.0	2.0	2.2		
10	240/480	1.2	0.7	1.4	10	240/480	1.6	1.0	1.9
15		1.2	0.9	1.5	15		1.4	1.3	1.9
25		1.1	1.5	1.9	25		1.3	1.9	2.3
37 1/2		1.0	1.1	1.3	37 1/2		1.1	1.8	2.1
50		1.0	1.1	1.3	50		1.1	1.8	2.1
75		0.9	1.1	1.3	75		1.0	2.0	2.2
100	0.9	1.4	1.7	100	1.0	1.8	2.1		
167	0.9	1.4	1.7	167	1.0	1.8	2.1		

Table 12—Distribution Transformers—Three-phase Padmount—Single-voltage Primary. Maximum Line-to-Line Primary Voltage—25 kV WYE—18 kV Delta

kVA	LOW VOLTAGE						kVA	LOW VOLTAGE					
	208Y 120			480Y 277				208Y 120			480Y 277		
	% IZ*	% IR	% IX	% IZ*	% IR	% IX		% IZ*	% IR	% IX	% IZ*	% IR	% IX
75	1.35	1.27	0.89	1.60	1.29	0.94	300A	5.23	0.95	5.14	4.93	0.88	4.85
75A	2.68	1.34	2.32	2.87	1.37	2.52	500	2.00	0.88	1.80	2.10	0.85	1.92
112.5	1.60	1.10	1.16	1.60	1.11	1.16	500A	5.36	0.89	5.49	5.33	0.85	5.26
112.5A	3.34	1.10	3.36	3.36	1.11	3.38	750	5.75	0.93	5.68	5.75	0.88	5.68
	1.95	1.08	1.63	1.93	1.11	1.55	1000	5.75	0.92	5.68	5.75	0.85	5.69
	4.63	1.08	4.30	4.62	1.11	4.48	1500				5.75	0.72	5.70
225	2.00	1.05	1.70	2.00	1.01	1.73	2000				5.75	0.68	5.71
225A	4.66	1.09	4.53	4.74	1.06	4.62	2500				5.75	0.61	5.72
300	2.05	0.95	1.87	2.15	0.88	1.96							

*% IZ typical only through 500 kVA.

*Optional impedance values - not standard

3-phase pads COMPAD III maximum coil voltage of 18,000 volts

Table 13—Transformers for Integral Distribution Centers and Secondary Unit Substations

kVA	Dry-type						Liquid-filled	
	480V		2400-4800V		69kV-15kV		Percent Impedance %Z	X/R
	%Z	X/R	%Z	X/R	%Z	X/R		
75	3.0	0.83	6.2	2.15				
112.5	4.6	1.63	4.3	1.77	6.1	1.93		
150	5.5	2.08	4.2	1.93	5.3	2.33		
225	5.9	4.58	4.6	1.75	6.1	2.48	2.0†	2.3
300	4.9	2.50	5.2	3.57	6.0	3.22	4.5†	3.0
500	6.1	3.69	5.3	4.33	6.4	4.43	4.5†	3.5
			2400-15,000V					
			%Z	X/R				
750	5.2	2.88	5.75	5.0	5.75	4.0		
1000	4.7	3.46	5.75	5.7	5.75	4.75		
1500			5.75	6.3	5.75	5.5		
2000			5.75	7.2	5.75	5.9		
2500			5.75	7.5	5.75	6.0		

* Typical ratios based on several manufacturers' data.
 † Minimum impedance.

Table 14—Dry-type transformers—Type QHT, % Impedance, Reactance and Resistance (Temp. Base 170°C)†

kVA	Single-phase			Three-phase			
	%IX	%IR	%IZ	kVA	%IX	%IR	%I7
5	1.68	2.94	3.4	6	1.72	2.72	3.2
7.5	1.84	2.42	3.0	9	1.16	2.31	2.6
10	1.92	2.04	2.75	15	1.82	2.1	2.8
15	2.02	1.60	2.6	30	1.37	3.8	4.0
25	2.3	1.4	2.7	45	1.73	2.52	3.1
37.5	2.7	3.6	4.5	75	1.91	2.27	3.0
50	2.8	3.1	4.2	112 1/2	3.87	2.43	4.6
75	3.7	2.48	4.45	150	5.0	2.35	3.3
100	3.55	2.12	4.14	225	5.5	1.15	5.9
167	3.75	1.60	3.63	300	4.5	1.8	4.9
				500	5.9	1.6	6.1

† Typical values based on data from several manufacturers.

Table 15—Standard Current Limiting Reactors

600 Volt Insulation Class			5 kV Insulation Class		15 kV Insulation Class	
Indoor Service Use			Single-phase and Three-phase		Single-phase and Three-phase	
Amperes	Fault Current 1 second Duration	OHMS per Phase	Continuous Current Amperes	OHMS per Phase	Continuous Current Amperes	OHMS per Phase
1000	23,000	.0115	200	.025	30	.050
1000	34,000	.010		.40		.63
800	12,000	.0285	300	.10		1.0
800	34,000	.010		.16		1.6
				.23		2.3
600	15,000	.0285			400	.40
600	18,000	.0230				.50
600	20,000	.0170				.63
600	25,000	.0130				.80
600	25,000	.010				1.0
600	25,000	.0046				1.6
400	8,000	.0495				.25
400	15,000	.0285			600	.40
400	15,000	.0230				.50
400	20,000	.0170	1200	.04		.63
400	25,000	.0130				.80
400	25,000	.010				1.0
400	25,000	.0046				1.6
225	12,500	.0285			1200	.16
						.25
						.40
						.50
						.63
					2000	.10
						.16
						.25
						.40

Δ Maximum allowable sustained symmetrical rms amperes

Table 16—Approximate Machine Reactances LARGE INDUCTION MOTORS

The short-circuit reactance of an induction motor (or induction generator) in percent on its own kVA base may be taken as percent X''d =

$$\frac{100}{\text{times normal stalled rotor current}}$$

*with rated voltage and frequency applied.

The reactance of such a machine will generally be approximately (in percent on own kVA base).

X''d	
Range	Most Common
15-25	25

Table 17—Grouped Small Motors

In many short-circuit studies, the number and size of motors, either induction or synchronous, is not known precisely. However, the short-circuit contribution from these motors must be estimated. In such cases the following table of reactances is used to account for a large number of small induction and synchronous motors.

Item	Motor Ratings and Corrections	Subtransient Reactance X''d (Percent)	Transient Reactance X'd (Percent)
1	600 volts or less—induction	25	—
2	600 volts or less—synchronous (Items 1 and 2 include motor leads)	25	33
3	600 volts or less—induction	31	—
4	600 volts or less—synchronous (Items 3 and 4 include motor leads and step-down transformers)	31	39
5	Motors above 600 volts—induction	20	—
6	Motors above 600 volts—synchronous	15	25
7	Motors above 600 volts—induction	26	—
8	Motors above 600 volts—synchronous (Items 7 & 8 include step-down transformers)	21	31

Table 18—Synchronous Machines Percent Values on Machine kVA Rating

(A) Generators	X''d		X'd	
	Range	Mean	Range	Mean
(1) Turbo Generators (distributed poles)				
2 pole, 625-9375 kVA	6-13	9		
2 pole, 12,500 kVA-up	8-12	10		
4 pole, 12,500 kVA-up	10-17	14		
(2) Salient-pole Generators (without amortisseur)				
12 poles or less	15-35	25		
14 poles or more	25-45	35		
(3) Salient-pole Generators* (with amortisseur)				
12 poles or less	10-25	18		
14 poles or more	18-40	24		
(B) Synchronous Condensers				
	9-38	24		
(C) Synchronous Converters				
600 V dc	17-22	20		
250 V dc	28-38	33		
(D) Synchronous Motors**				
6 pole	7-16	10	10-22	15
8-14 pole (incl.)	11-22	15	17-36	24

* Nearly all salient-pole generators built by GE since 1935 have amortisseur windings.
 ** These data are useful for estimating reactances of individual large motors of several hundred or several thousand horsepower.

Table 19—Cables

Approximate 60-cycle Resistance, Reactance, and Impedance of Copper Conductor Cable per 1000 Feet*

AWG or MCM	In Magnetic Duct†						In Nonmagnetic Duct‡					
	600-volts and 3 kV Nonshielded			3-kV Shielded and 15 kV			600-volts and 3-kV Nonshielded			3-kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
Three-conductor Cable												
8	.811	.0577	.813	.811	.0658	.814	.811	.0539	.812	.811	.0574	.813
8 (solid)	.786	.0577	.788	.786	.0638	.789	.786	.0503	.787	.786	.0574	.788
6	.510	.0525	.513	.510	.0610	.514	.510	.0457	.512	.510	.0531	.513
6 (solid)	.496	.0525	.499	.496	.0610	.500	.496	.0457	.498	.496	.0531	.499
4	.321	.0483	.325	.321	.0568	.326	.321	.0422	.324	.321	.0495	.325
4 (solid)	.312	.0483	.316	.312	.0509	.317	.312	.0422	.315	.312	.0495	.316
2	.202	.0448	.207	.202	.0524	.209	.202	.0390	.206	.202	.0457	.207
1	.160	.0436	.166	.160	.0516	.168	.160	.0380	.164	.160	.0450	.166
1/0	.128	.0414	.135	.128	.0486	.137	.127	.0360	.132	.128	.0423	.135
2/0	.102	.0407	.110	.103	.0482	.114	.101	.0355	.107	.102	.0420	.110
3/0	.0805	.0397	.0898	.0814	.0463	.0936	.0766	.0346	.0841	.0805	.0423	.090
4/0	.0640	.0381	.0745	.0650	.0446	.0788	.0633	.0332	.0715	.0640	.0369	.0749
250	.0552	.0379	.0670	.0557	.0436	.0707	.0541	.0330	.0634	.0547	.0380	.0566
300	.0464	.0377	.0598	.0473	.0431	.0646	.0451	.0329	.0559	.0460	.0376	.0596
350	.0378	.0373	.0539	.0386	.0427	.0576	.0368	.0328	.0492	.0375	.0373	.0530
400	.0356	.0371	.0514	.0362	.0415	.0551	.0342	.0327	.0475	.0348	.0366	.0505
450	.0322	.0361	.0484	.0328	.0404	.0520	.0304	.0320	.0441	.0312	.0359	.0476
500	.0294	.0349	.0456	.0300	.0394	.0495	.0276	.0311	.0416	.0284	.0331	.0453
600	.0257	.0343	.0429	.0264	.0382	.0464	.0257	.0309	.0389	.0246	.0344	.0422
750	.0216	.0326	.0391	.0223	.0364	.0427	.0177	.0297	.0355	.0203	.0332	.0389
Three Single-conductor Cable												
8	.811	.0754	.814	.811	.0860	.816	.811	.0603	.813	.811	.0688	.814
8 (solid)	.786	.0754	.790	.786	.0860	.791	.786	.0603	.788	.786	.0688	.789
6	.510	.0685	.513	.510	.0796	.516	.510	.0548	.513	.510	.0636	.514
6 (solid)	.496	.0685	.501	.496	.0796	.502	.496	.0548	.499	.496	.0636	.500
4	.321	.0632	.327	.321	.0742	.329	.321	.0506	.325	.321	.0594	.326
4 (solid)	.312	.0632	.318	.312	.0742	.321	.312	.0506	.316	.312	.0594	.318
2	.202	.0585	.210	.202	.0685	.214	.202	.0467	.207	.202	.0547	.209
1	.160	.0570	.170	.160	.0675	.174	.160	.0456	.166	.160	.0540	.169
1/0	.128	.0540	.139	.128	.0635	.143	.127	.0432	.134	.128	.0507	.138
2/0	.102	.0533	.115	.103	.0630	.121	.101	.0426	.110	.102	.0504	.114
3/0	.0805	.0519	.0958	.0814	.0605	.101	.0766	.0415	.0871	.0805	.0484	.0939
4/0	.0640	.0497	.0810	.0650	.0582	.0929	.0633	.0398	.0748	.0640	.0466	.0792
250	.0552	.0495	.0742	.0557	.0570	.0757	.0541	.0396	.0670	.0547	.0456	.0712
300	.0464	.0493	.0677	.0473	.0564	.0736	.0451	.0394	.0599	.0460	.0451	.0644
350	.0378	.0491	.0617	.0386	.0562	.0681	.0368	.0393	.0536	.0375	.0450	.0586
400	.0356	.0490	.0606	.0362	.0548	.0657	.0342	.0392	.0520	.0348	.0438	.0559
450	.0322	.0480	.0578	.0328	.0538	.0630	.0304	.0384	.0490	.0312	.0430	.0531
500	.0294	.0466	.0551	.0300	.0526	.0605	.0276	.0373	.0464	.0284	.0421	.0508
600	.0257	.0463	.0530	.0264	.0516	.0580	.0257	.0371	.0440	.0246	.0412	.0479
750	.0216	.0445	.0495	.0223	.0497	.0545	.0194	.0356	.0405	.0203	.0396	.0445

* Resistance based on tinned copper at 60 cycles per 1000 feet at 75 C.
 † Reactance of 600-volt and 3-kV nonshielded cable based on General Electric 3-kV varnished-cambric braided cable.
 ‡ Reactance of 3-kV shielded and 15-kV cable based on 3-kV shielded Super Coronal-Gaoprene cable.
 1 Also applies to steel interlocked armor used on 3-c cables.
 2 Also applies to aluminum interlocked armor used on 3-c cables.
 NOTE: Since Aluminum has 61% of the conductivity of copper (or 1.64 times the Resistivity of Copper) the above tables for Copper can also be used for Aluminum cable. The following formulas should be applied:

$$R = 1.64 R_{Cu}$$

$$X = X_{Cu}$$

$$Z = Z_{Cu}$$

Table 20-08 Busway Impedances

Busway Type	Ampere Rating	Ohms Per 100 Feet, Line-To-Neutral		
		60-HZ Alternating Current		
		Resistance(R)	Reactance(X)	Impedance(Z)
LVD Feeder With Aluminum Bus Bars	600	0.00331	0.00228	0.00402
	800	.00310	.00281	.00226
	1000	.00163	.00079	.00181
	1330	.00143	.00052	.00153
	1600	.00108	.00051	.00119
	2000	.00081	.00037	.00089
	2500	.00063	.00033	.00071
	3000	.00054	.00024	.00059
	4000	.00041	.00018	.00045
	5000	.00032	.00013	.00033
LVD Feeder With Copper Bus Bars	800	0.00200	0.00228	0.00304
	1000	.00132	.00081	.00156
	1330	.00099	.00079	.00126
	1600	.00088	.00052	.00102
	2000	.00066	.00051	.00083
	2500	.00059	.00037	.00062
	3000	.00040	.00033	.00050
	4000	.00034	.00024	.00042
	5000	.00025	.00018	.00031
	LVDP Plug-in With Aluminum Bus Bars	800	0.00210	0.00114
1000		.00163	.00110	.00197
1330		.00143	.00069	.00159
1600		.00108	.00066	.00127
2000		.00081	.00044	.00097
2500		.00064	.00034	.00073
3000		.00054	.00028	.00061
4000		.00041	.00021	.00046
5000		.00033	.00016	.00036
LVDP Plug-in With Copper Bus Bars		800	0.00200	0.00150
	1000	.00132	.00114	.00174
	1330	.00099	.00110	.00148
	1600	.00088	.00069	.00112
	2000	.00066	.00066	.00093
	2500	.00050	.00044	.00067
	3000	.00040	.00033	.00053
	4000	.00034	.00028	.00044
	5000	.00025	.00021	.00032
	CL With Aluminum Bus Bars	1000	0.00220	0.0069
1330		.00200	.0064	.0067
1600		.00148	.0064	.0066
2000		.00112	.0058	.0059
2500		.00090	.0054	.0055
3000		.00077	.0050	.0051
CL With Copper Bus Bars	1000	0.00177	0.0069	0.0071
	1330	.00134	.0069	.0070
	1600	.00121	.0064	.0065
	2000	.00090	.0064	.0065
	2500	.00070	.0058	.0058
	3000	.00058	.0054	.0054
FVK With Copper Bus Bars	275	0.0052	0.0064	0.0087
	400	.0038	.0064	.0075
	600	.0021	.0048	.0057
	800	.0014	.0034	.0037
	1000	.0011	.0332	.0034
FVA With Aluminum Bus Bars	275	0.0074	0.0064	0.0098
	400	.0038	.0048	.0061
	600	.0022	.0034	.0041
	800	.0018	.0022	.0027
DM	100	0.0290	0.0030	0.0294
LTD	30	0.033	0.014	0.035
LW	30	0.093	0.003	0.093
	60	.051	.003	.051

Table 20-Busway Impedances (Cont'd)

Busway Type	Ampere Rating	Ohms Per 100 Feet, Line-To-Neutral		
		60-HZ Alternating Current		
		Resistance(R)	Reactance(X)	Impedance(Z)
ARMOR-CLAD Feeder Aluminum	600	0.00333	0.00335	0.00459
	800	.00271	.00297	.00381
	1000	.00166	.00265	.00328
	1330	.00133	.00253	.00243
	1600	.00112	.00245	.00219
	2000	.00078	.00248	.00197
	2500	.00055	.00233	.00184
	3000	.00049	.00220	.00173
	4000	.00036	.00215	.00159
	ARMOR-CLAD Feeder Copper	800	0.00268	0.00368
1000		.00235	.00333	.00381
1330		.00155	.00297	.00349
1600		.00120	.00265	.00319
2000		.00076	.00261	.00274
2500		.00068	.00253	.00259
3000		.00066	.00249	.00254
4000		.00051	.00239	.00239
5000		.00033	.00220	.00215
ARMOR-CLAD Plug-in Aluminum		225	0.00795	0.00345
	400	.00378	.00433	.00571
	600	.00358	.00380	.00503
	800	.00240	.00352	.00433
	1000	.00159	.00352	.00419
	1330	.00120	.00322	.00397
	1600	.00106	.00306	.00372
	2000	.00110	.00124	.00311
	2500	.00092	.00086	.00277
	3000	.00081	.00057	.00257
ARMOR-CLAD Plug-in Copper	225	0.00524	0.00394	0.00635
	400	.00273	.00276	.00398
	600	.00276	.00433	.00498
	800	.00210	.00380	.00434
	1000	.00142	.00352	.00397
	1330	.00129	.00312	.00372
	1600	.00088	.00344	.00357
	2000	.00072	.00317	.00327
	2500	.00066	.00124	.00311
	3000	.00057	.00066	.00290

Fig. 26. Conductor Constants

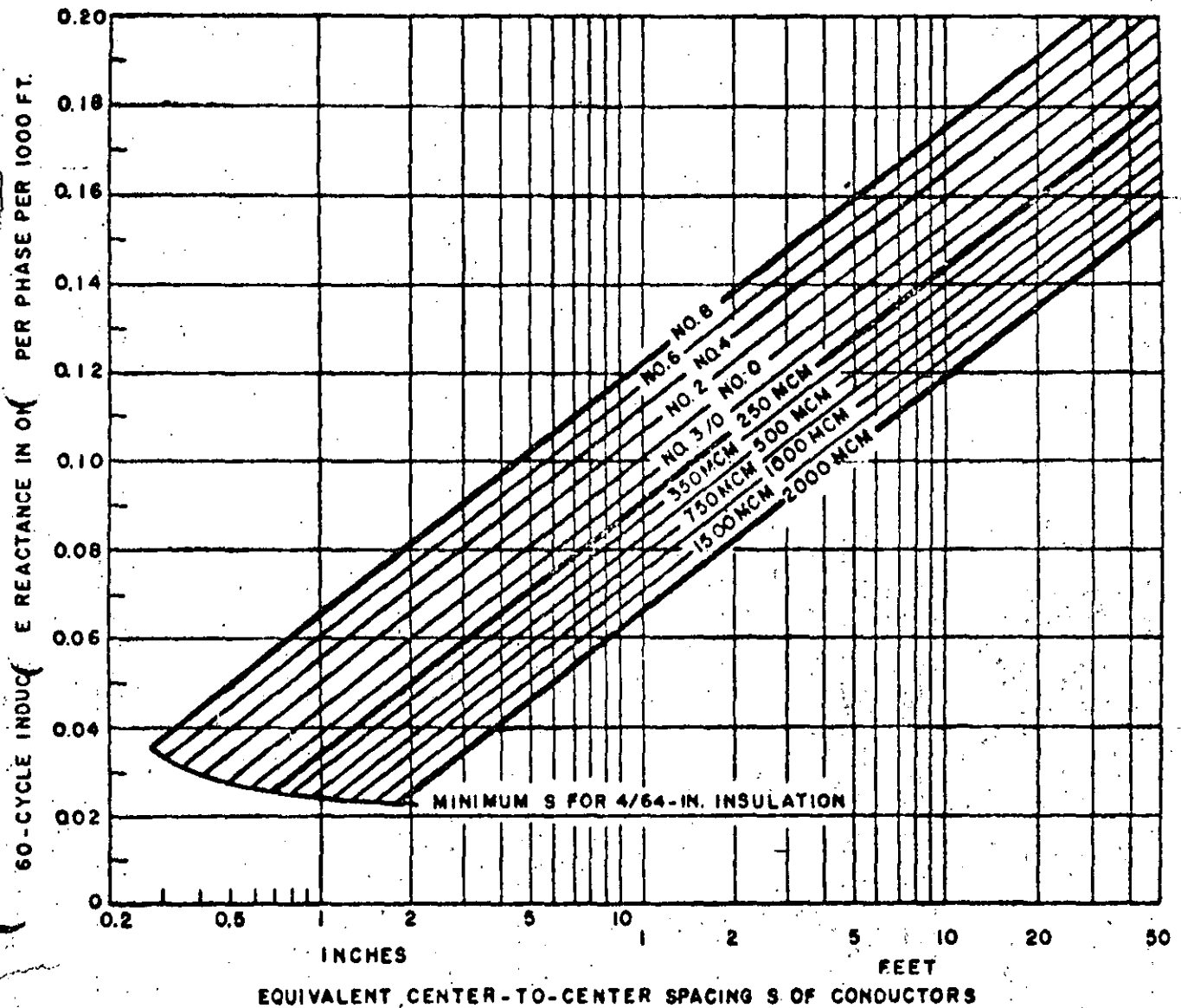


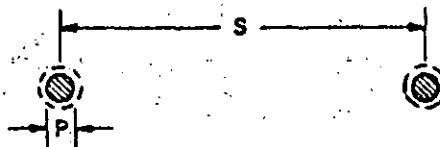
Fig. 26-1. Calculated inductive reactance for parallel conductors with standard stranding where values are per conductor for two-wire, single-phase circuits and line-to-neutral for three-phase circuits.

OVERHEAD LINES

Practical transmission lines are often assumed to have a 60-cps positive- or negative-sequence reactance as high as 0.8 ohms/mile (or 0.15 ohms/1000 feet) line-to-neutral. Closer values can be obtained from Fig. 26-1 if the conductor spacing is known. The values in Fig. 26-1 were calculated from the equation

$$X_L = 10^6 \left(15.2 + 140.4 \log \frac{2S}{d} \right)$$

with dimensions according to the following illustration where S and d are in the same units:



For an unsymmetrical arrangement of three conductors, an equivalent value of S can be derived from the relation

with dimensions according to the following illustration where S and d are in the same units:

$$S = \sqrt{(S_1)(S_2)(S_3)}$$

There is a considerable amount of variation in the spacing of conductors of overhead lines. Fig. 26-2 gives representative values for current practice on an equivalent-delta basis.

BUS

Site-assembled bus will have 60-

Fig. 26 (Cont'd)

cycle inductive reactance (positive or negative-sequence) varying with conductor spacing according to Fig. 26.3 through 26.5.

The zero-sequence reactance of site-assembled bus, with respect to nearby grounded enclosures or material, will be indefinite because the spacings are not definite. Ratios of Z_0/Z_1 tend to be very large.

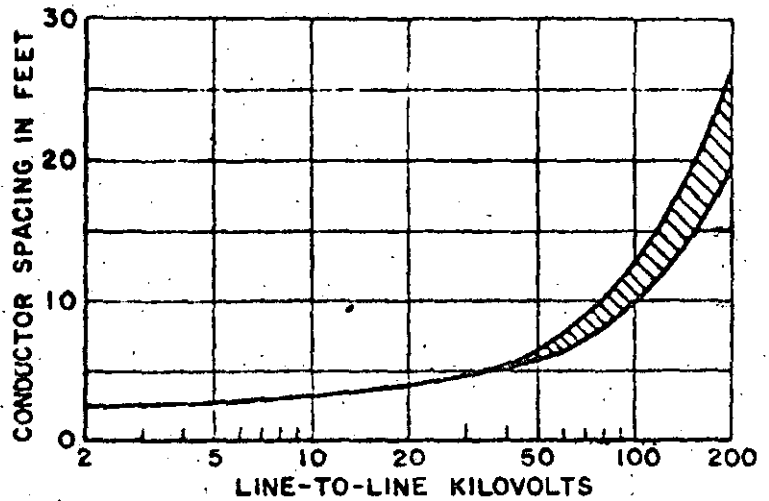


Fig. 26-2. Typical equivalent-delta spacing used for three-wire overhead transmission lines

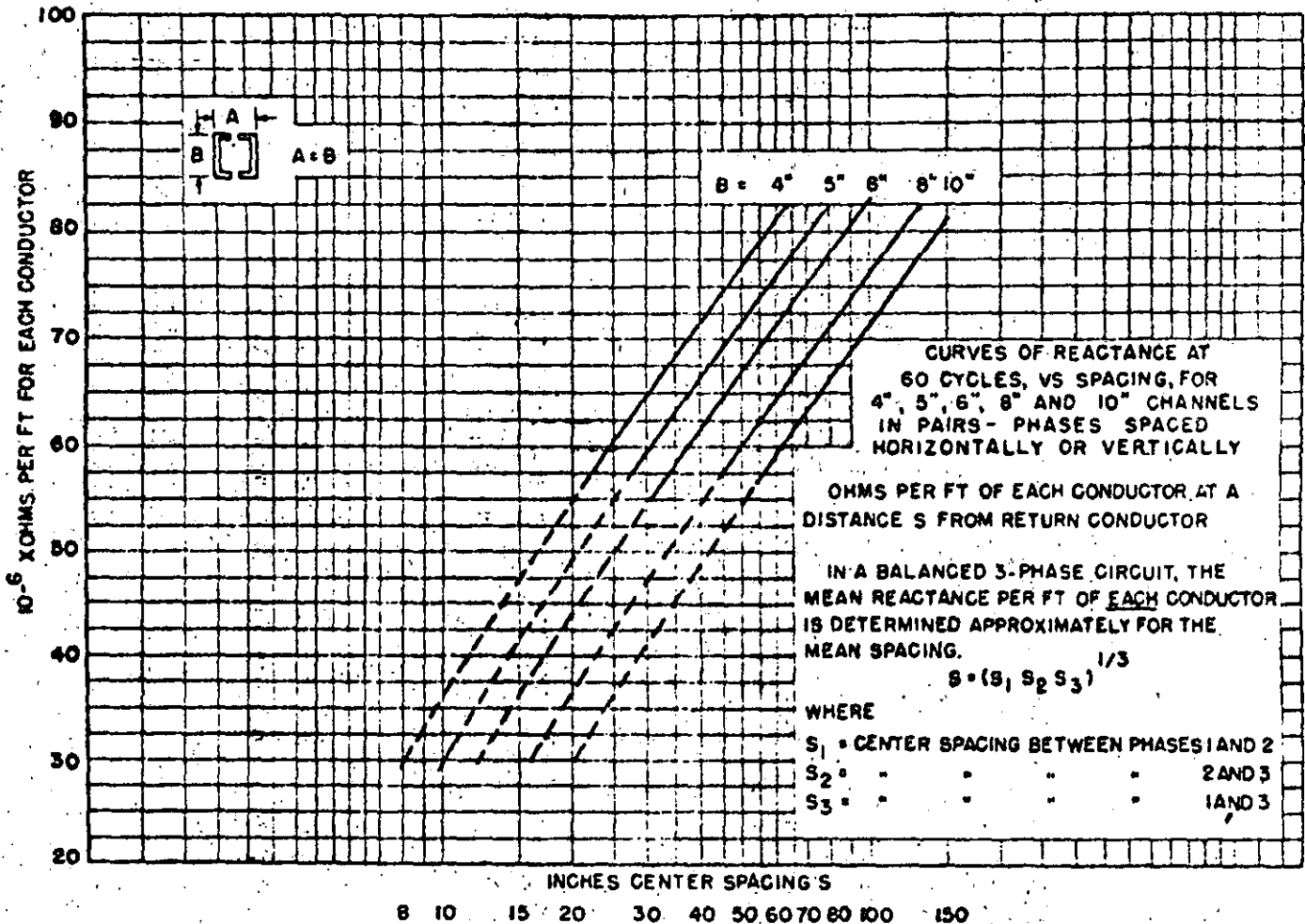


Fig. 26-3

Fig. 26 (Cont'd)

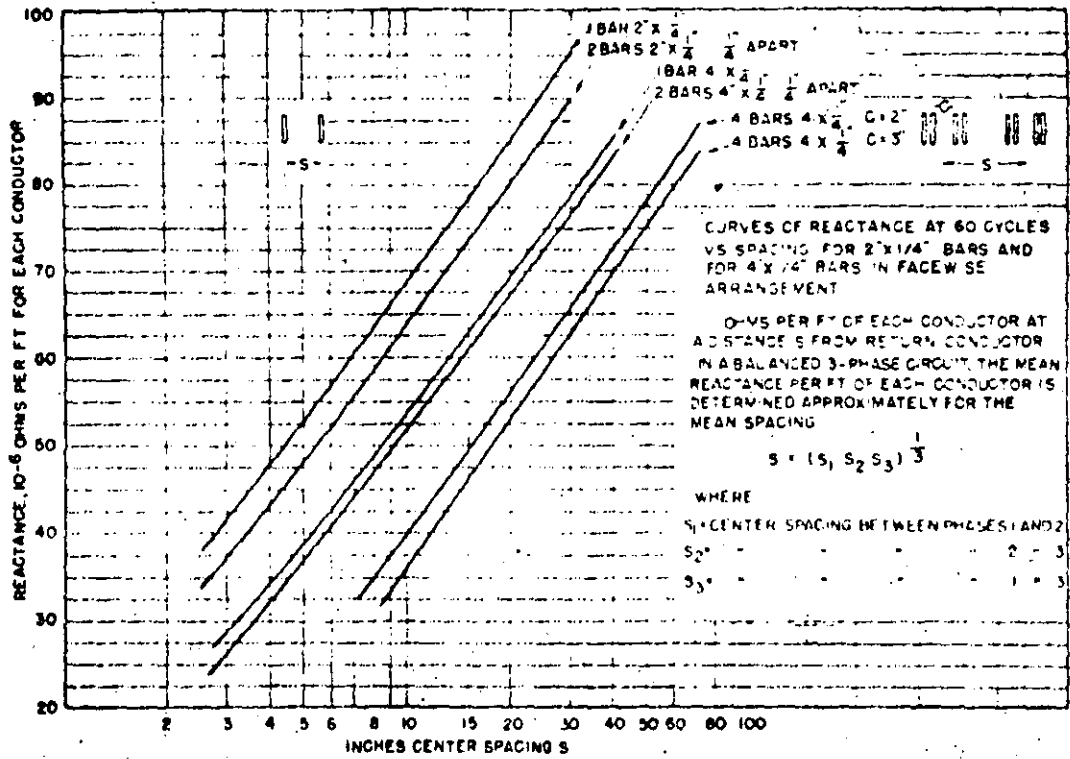


Fig. 26-4

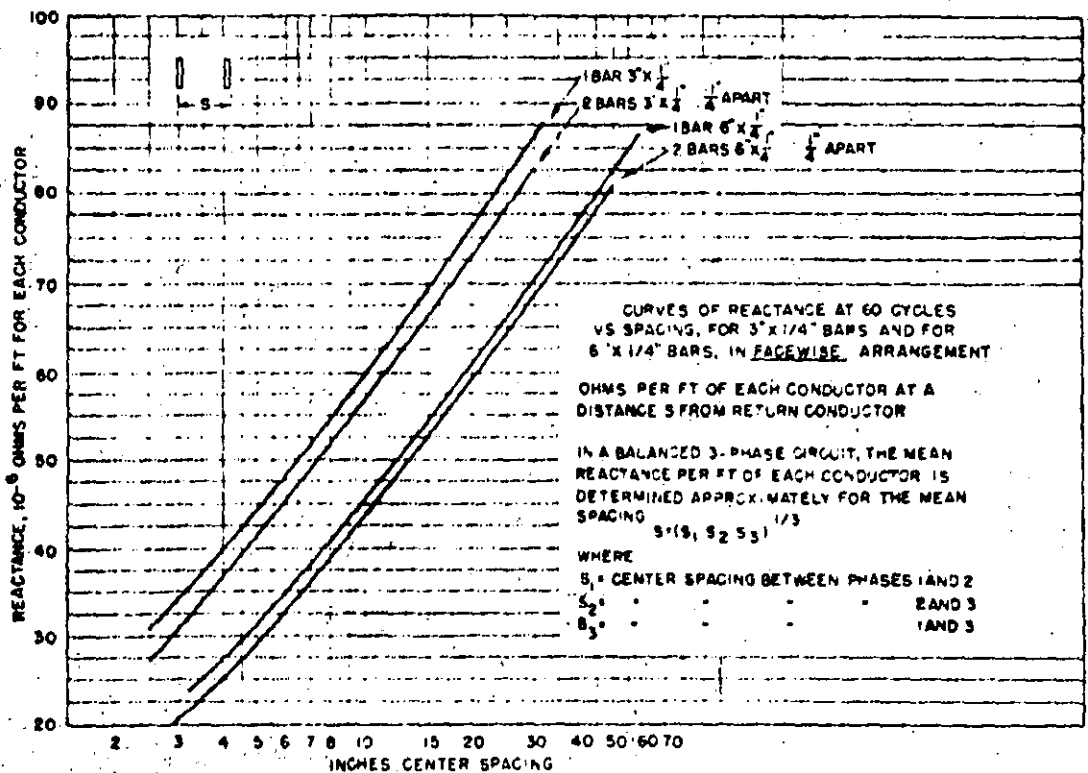


Fig. 26-5

Part III—Short-circuit Ratings of ac Equipment

The short-circuit ratings listed in these tables are representative of standard equipment in current production. Short-circuit ratings of equipment may change from time to time and in addition new equipments and components are continually becoming available so it is suggested that up-to-date short-circuit ratings be verified by consulting the appropriate product bulletin.

Table 21—Molded-case Circuit Breakers

Circuit Breaker Type	Ampere Rating	No. Poles	Maximum Voltage Rating		U. L. Listed Interrupting Ratings—Symmetrical rms Amperes $\text{\textcircled{I}}$							
			Ac	Dc	Ac Voltage				Dc Voltage			
					120/240	240	277	480	600	125	250	
Q LINE	THOP	15-50	1	120/240	10,000							
		15-50	2									
	TOL, TQAL TQB, TQC	5-10	1	120/240	10,000	8000 $\text{\textcircled{I}}$						
		5-10	2									
		110-125	2				240		5000 $\text{\textcircled{I}}$			
		5-10 $\text{\textcircled{I}}$	2				240		5000 $\text{\textcircled{I}}$			
	THQL, THQAL THQB, THQC	15-70	1	120/240	10,000	10,000						
		15-60	2									
		15-100	2				240		10,000			
		15-100	3									
	THQB, THQC, THQAL, THQL	15-125	1, 2, 2, 3	120, 240 240		22,000						
		CB3 [®]	THQL-GF THQB-GF	15-30	1	120		10,000				
TXQL TXQB, TXQC	15-30			1 2	120/240		65,000					
			2, 3	240		65,000						
TQDL	125-200		2	125, 240		10,000						
TQB	100-225		2, 3	240		10,000						
THQB	100-225		2, 3	240		22,000						
TJD	250-400		2, 3	240, 250		22,000					10,000	
E 150	TE	10-100	1	120	125	10,000					5000	
		TEB	10-100 $\text{\textcircled{I}}$	2 3	240	250		10,000				3000
	TED		10-50 $\text{\textcircled{I}}$	1	480					10,000		
		10-100 $\text{\textcircled{I}}$	1	277	125			14,000			10,000	
		10-100 $\text{\textcircled{I}}$	2	480	250		18,000		14,000		10,000	
		15-100	3	480			18,000		14,000			
		15-100 $\text{\textcircled{I}}$	2	600	250		18,000		14,000	14,000	10,000	
		15-150	3									
	THED	15-30	1	277	125			65,000			20,000 $\text{\textcircled{I}}$	
		15-100	2	600	250		65,000		25,000	18,000	20,000 $\text{\textcircled{I}}$	
		15-150	3									
	F 225	TFJ, TFK	70-225	2	600	250		25,000		22,000	22,000	10,000
			3									
THFK		70-225	2	600	250		65,000		25,000	22,000	20,000 $\text{\textcircled{I}}$	
			3									
			2									
			3									

Continued on next page

- $\text{\textcircled{1}}$ 5-amp, 3000 amp IC, not U/L listed.
- $\text{\textcircled{2}}$ 10-amp not U/L listed.
- $\text{\textcircled{3}}$ U/L listing pending.
- $\text{\textcircled{4}}$ D-c interrupting ratings above 10,000 amperes not U/L listed.
- $\text{\textcircled{5}}$ 1-pole TED above 50 Amperes not U/L listed.
- $\text{\textcircled{6}}$ 10- 15 amp 7,500 Ampere symmetrical and asymmetrical
- 20- 50 amp 10,000
- 70-100 amp 5,000

- $\text{\textcircled{7}}$ Interrupting rating based on:

Interrupting Rating Ampere	Power Factor Min.
10,000 or less	0.50
10,000-20,000	0.30
over 20,000	0.20

[®] Trade-mark of General Electric Company.

Table 21—Molded-case Circuit breakers (Cont'd)

Circuit Breaker Type	Ampere Rating	No. Poles	Maximum Voltage Rating		UL Listed Interrupting Ratings (Amperes)								
			Ac	Dc	Ac Voltage				Dc Voltage				
					120/240	240	277	480	600	125	250		
J 600	VersaTrip TJS	150-600	3	600		42,000			30,000	22,000			
	TJJ, TJK4	125-400	2	600		42,000			30,000	22,000		10,000	
			3										
	TJK6	250-600	2	600	250		42,000			30,000	22,000		10,000
			3										
	THJK4	125-400	2	600	250		65,000			35,000	25,000		20,000 ②
3													
THJK6	250-600	2	600	250		65,000			30,000	25,000		20,000 ②	
		3											
K 1200	VersaTrip TK5	600-1200	3	600		42,000			30,000	22,000			
	TKMB	300-800	2	600		42,000			30,000	22,000		10,000	
			3										
	TKM12	600-1200	2, 3	600			42,000			30,000	22,000		
	TKMB	300-800	2	600	250		65,000			35,000	25,000		20,000 ②
			3										
TKM12	600-1200	2, 3	600			65,000			35,000	25,000			
TRI-BREAK[®]	T81	15-100	2	600					100,000	100,000	100,000	Refer to Company	
			3										
	ⓈT84	125-400	2	600					200,000	200,000	200,000	Refer to Company	
			3										
	T86	300-600	2	600					100,000	100,000	100,000	Refer to Company	
			3										
ⓈT88	600-800	2	600					200,000	200,000	200,000	Refer to Company		
		3											
POWER BREAK*	VersaTrip TP55	600-4000	2, 3	600					100,000	100,000	85,000	40,000 ②	
			3	600					100,000	100,000	85,000		
			2, 3	600						200,000	150,000	100,000	40,000 ②
			3	600						200,000	150,000	100,000	
MAG-BREAK	TEC	3-150	2, 3	600					10,000	10,000			
	ⓈTECL & TEC	3-150	2, 3	600					100,000	100,000	100,000		
			3	600					100,000	100,000	100,000		
	ⓈTEC	72J	2, 3	600	250				25,000	22,000	22,000	10,000	
	TBC4	225-400	2, 3	600					100,000	100,000	100,000		
	TJC	400-600	2, 3	600	250				42,000	30,000	22,000	10,000	
	TBC6	600	2, 3	600					200,000	200,000	200,000		
TXC	800-1200	2, 3	600	250				42,000	30,000	22,000	10,000		
ⓈTBC8	800	2, 3	600					200,000	200,000	200,000			

- ① Not UL listed. Interrupting ratings based on NEMA test procedures.
- ② UL listing pending.
- ③ Dc interrupting ratings above 10,000 amperes not UL listed.
- ④ Rating shown for TEC in combination with TECL.
- ⑤ UL listed with internally mounted accessories at 100,000 amperes IC.

Table 22—Type AK Low-voltage Power Circuit Breaker Short-circuit Rating (ANSI Standard C37)

Air Voltage Rating 60 Hertz	Breaker Type	Maximum Breaker Frame Rating in Amperes	Short-time Rating in Symmetrical Amperes	Short-circuit Rating in (rms) Symmetrical Amperes		Maximum Overcurrent Trip Delay Range in Amperes				Power Source
				With Instantaneous Trips	Without Instantaneous Trips	EC Trip Cuts				
						With Instantaneous Characteristics	With 2C or 2CC Instantaneous Characteristics	With 2B or 2BB Instantaneous Characteristics	With 2A or 2AA Instantaneous Characteristics	
600	AK-25	600	22,000	22,000	22,000	40	175	200	250	45
	AK-50, AKR-50	1600	42,000	42,000	42,000	200	350	400	500	200
	AKT-50	2000	42,000	42,000	42,000	200	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	1800
	AK-100	4000	85,000	85,000	85,000	2000	2000	2000	2000	2000
480	AK-25	600	22,000	22,000	22,000	100	175	200	250	45
	AK-50, AKR-50	1600	50,000	50,000	50,000	400	350	400	500	200
	AKT-50	2000	50,000	50,000	50,000	400	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	1800
	AK-100	4000	85,000	85,000	85,000	2000	2000	2000	2000	2000
240	AK-25	600	22,000	22,000	22,000	150	175	200	250	45
	AK-50, AKR-50	1600	50,000	50,000	50,000	400	350	400	500	200
	AKT-50	2000	50,000	50,000	50,000	400	350	400	500	2000
	AK-75	3000	65,000	65,000	65,000	2000	2000	2000	2000	1800
	AK-100	4000	85,000	85,000	85,000	2000	2000	2000	2000	2000

Table 23—Type AKU Low-voltage Power Circuit Breakers with Current-limiting Fuses

AKU power circuit breakers may be used on circuit with up to 200,000 symmetrical (rms) amperes available provided maximum fuse size does not exceed that in following table. Refer to GEA-8733 for coordination of fuse with trip rating.

Breaker Type	Frame Size	Max. Voltage (Ad)	Max. Fuse Rating (JUL) (Amperes)
AKU-7A-75	600	600	1700*
AKU-2A-50	1600	400	2000*
AKU-2A-75	3000	600	3000†
AKU-2A-100	4000	600	4000†

*Fuses mounted integrally with CB
†Fuses mounted on drawout carriage in compartment below CB

Table 24—High-pressure Contact Switches—Type HPC with Class L Fuses

Switch Ampere Rating	UL listed short circuit withstand rating symmetrical (rms) amperes‡
800-4000	200,000

‡ Circuit power factor 20% or larger.

Table 26—Current-limiting Fuses Type CLP[®]

Class	Voltage	Available Ampere Rating	Interrupting Rating (rms) Symmetrical Amperes UL listed
K-5	250V and 600V ac	6-200 Δ	200,000
J	600V ac	3-600	200,000
L	600V ac	601-4000	200,000

Δ Class J fuses with adapters to fit K-5 fuse spacings available for 225-600 amperes.

® Registered trademark GE CO.

Table 25—Fusible Switch Short-Circuit Ratings^Δ

Maximum Short-circuit Interrupting Rating in Symmetrical Rms Amperes

Switch Type		With Fuses		Description
QMR	QMW	Type	Class	
25,000	50,000	K ⁹		One-time and time-delay
50,000	100,000	K ¹⁰		One-time and time-delay, 480-volt maximum
100,000	100,000	K ⁵		Current-limiting time-delay
200,000	200,000	K ¹ & J		Current-limiting
200,000		Class L		Current-limiting 800-1200 amp only †

Δ The interrupting rating of the fuse must equal or exceed the short-circuit rating of the switch. If it is lower, then the interrupting rating of the switch is the same as for the fuse. Both QMR and QMW switches have no short-circuit rating if renewable fuses are used.

⁹ Not available in ratings above 400 amperes.

¹⁰ When used on systems above 480 volts, the switch short-circuit ratings are 25,000 for QMR and 50,000 for QMW switches.

[†] 800- and 1200-ampere QMR switches are designed to accept only Class L fuses.

Table 27—Molded-case Circuit Breakers Protected by Current-limiting Fuses

Circuit breakers protected as shown in following tables by current limiting fuses (J, L and K-1) may be applied in systems with available short circuit currents in excess of the CB interrupting ratings shown in Table 21.

The fuse sizes shown are based on tests of fuses and circuit breakers. Larger sizes selected on calculated values of equivalent let through current may not provide adequate protection and should not be used.

Explanation of Terms Used:

Maximum Fuse-line Side is the maximum fuse rating that can be used with the circuit breaker. The fuse must be connected on the line side of the circuit breaker.

Maximum Fuse-load Side is the largest size fuse that can be used on the load side of the circuit breaker. These ratings are lower than line-side-mounted fuse ratings because the high transient arcing voltage created across the fuse is impressed across the trip and internal parts of the circuit breaker dur-

ing a fault interruption. Higher ratings may cause flash over within the circuit breaker during an interruption.

Minimum Fuse Rating-HI or LO is the smallest fuse rating that may be used that will clear the knee of the circuit breaker curve. This takes full advantage of the thermal overload protection provided by the circuit breaker, thus eliminating nuisance fuse blowing at these ratings. Since fuse characteristics vary among manufacturers, values shown are typical.

Table 27—Coordination Table for Selecting Fuses when Circuit Breaker Rating is Known

Class J, L or K-1 Current-limiting Fuse Rating—Amperes

Circuit Breaker Amp Rating	THQP I		THQS, THQC, THQL I		THHQB, THHQC II, THHQL I		TXQB, TXQC, TXQL I		TGD I			THGD I			TID I			Circuit Breaker Amp Rating
	Line Side		Line Side		Line Side		Line Side		Min.	Maximum		Min.	Maximum		Min.	Maximum		
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.		Load Side	Line Side		Load Side	Line Side		Load Side	Line Side	
5																		5
10																		10
15	50	100	50	200			50	300										15
20	50	100	50	200			50	300										20
25	50	100	50	200														25
30	70	100	70	200			70	300										30
35	70	100	70	200														35
40	100	100	100	200	100	300												40
45	100	100	100	200	100	300												45
50	100	100	100	200	100	300												50
60			100	200	100	300												60
70			150	200	150	300												70
80			200	200	200	300												80
90			200	200	200	400												90
100			200	300	200	400			200	600	800	200	800	1000				100
110			200	300	200	400			200	600	800	200	800	1000				110
125			200	300	200	400			200	600	800	200	800	1000				125
150									300	600	800	300	800	1000				150
200									400	600	800	400	800	1000				200
225									400	600	800	400	800	1000				225
250																		250
300																		300
350																		350
400																		400

① 240 volts ac, 65,000 maximum available current in symmetrical rms amperes on which combination may be applied.
 ② 240 volts ac, 100,000 maximum available current in symmetrical rms amperes on which combination may be applied.

The following fuse-breaker selection table is based on the use of Class J, L, and K-1 fuse.

fusing a rejection feature is inherently part of the Class J fuse and fuse mounting and only Class J fuses can be installed.

non-rejection type fuse holders that do not reject other classes of fuses that will not provide the protection afforded by Class K-1 fuses.

Class J fusing is recommended over Class K-1 fusing. With Class J

Class K-1 fuses mount in standard

Table 27-1—Coordination Table for Selecting Fuses when Circuit Breaker Rating Is Known

Circuit Breaker Amp Rating	Class J, L or K-1 Current-limiting Fuse Rating—Amperes																								
	TEC			TEB T			TED, TED T			P 225 T				1 600 T				K 1200 T				Power-Grant T			
	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	Min Fuse	Max Fuse Load Side	Max Fuse Line Side	
3	15	20	30																						
7	20	20	30																						
15	30	30	50	50	100	200	70	200	400																
20				50	100	200	100	200	400																
25				50	100	200	100	200	400																
30	60	100	100	60	100	200	100	200	400																
35				100	100	200	100	200	400																
45				100	100	200	100	200	400																
50				100	150	200	100	300	400																
60	100	100	200	100	150	200	100	300	400																
60				125	200	300	125	300	400																
70				200	200	300	200	300	400	200	400	800	1000												
80				200	200	300	200	300	400	200	400	800	1000												
90				200	200	300	200	300	400	200	400	800	1000												
100	200	200	300	200	200	300	200	300	400	300	400	800	1000												
110							200	300	400	300	400	800	1000												
125							200	300	400	300	400	800	1000	300	400	1000	1200								
150	300	300	300				300	300	400	300	400	800	1000	300	400	1000	1200								
175										300	400	800	1000	300	400	1000	1200								
200										400	600	1000	1000	400	600	1000	1200								
225										400	600	1000	1000	400	600	1000	1200								
250										400	600	1000	1000	400	600	1000	1200								
300														600	800	1000	1200	600	800	1200	1600				
350														600	800	1200	1600	600	800	1200	1600				
400														600	1000	1200	1600	600	800	1200	1600				
450														600	1000	1200	1600	600	800	1200	1600				
500														800	1200	1300	1600	800	1200	1600	2000				
600														800	1200	1200	1600	800	1200	1600	2000	1000	2500	4000	4000
700														800	1200	1200	1600	1000	1200	1600	2000	1000	2500	4000	4000
800														800	1200	1200	1600	1000	1200	1600	2000	1200	2500	4000	4000
1000																		1600	2000	1600	2000	1600	3000	4000	4000
1200																		1600	2000	1600	2000	1600	3000	4000	4000
1400																		1600	2000	1600	2000	2000	4000	4000	4000
1600																		1600	2000	1600	2000	2000	4000	4000	4000
1800																						2500	4000	4000	4000
2000																						2500	4000	4000	4000
2300																						4000	5000	3000	3000
2500																						4000	5000	3000	3000
3000																						4000	5000	3000	3000
4000																						4000	5000	3000	3000

- ① 600 volts ac, 65,000 maximum available current in symmetrical rms amperes on which combination may be applied.
- ② 240 volts ac, 200,000 (100,000 with Class K-1 fuses) maximum available current in symmetrical rms amperes on which combination may be applied.
- ③ 600 volts ac, 200,000 (100,000 with Class K-1 fuses) maximum available current in symmetrical rms amperes on which combination may be applied.

Table 28—Individually Mounted Combination Motor Starters

Type	NEMA Size	Maximum System Voltage	Three-phase Short-circuit Rating Symmetrical Amperes I_{sc}
Circuit Breaker TEB TED	0, 1, 2, 3	240 600	10,000 14,000
Motor Circuit Protector & Limiter TEC & TECL	0, 1, 2, 3	600	100,000
Circuit Breaker TFJ	4	600	14,000
Motor Circuit Protector Limiter TEC & TECL		600	100,000
Circuit Breaker TJJ TJK 4, 6	5	600 600	22,000 22,000
Circuit Breaker TKMA	6	600	22,000
Fusible	0, 1, 2, 3, 4, 5	600	Current Limiting J, B 100,000

Combination starters with circuit breakers or fuses listed are adequate for installation in motor branch circuits where the available short-circuit current at the incoming line terminals of the circuit breaker, or fusible disconnect switch does not exceed the values indicated in Table 28.

④ After a fault, maintenance and replacement of some components or devices may be required.

Table 29--Molded-case Circuit Breakers Protected by TRI-BREAK[®] Circuit Breakers

Molded-case circuit breakers may be used on systems with available short-circuit currents in excess of the values shown in Table 21 in accordance with the following table.

Type Circuit Breaker (Downstream)	Breaker Trip Rating (Amperes)	Service Voltage	T81 15 to 30 Amperes (3E05 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				T81 40 to 100 Amperes (6E09 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				T84 125 to 400 Amperes (1C14 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				T86 125 to 600 Amperes (1OJ14 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)				T88 600 to 900 Amperes (1SK18 Standard Limiter) Available rms Symmetrical Amperes (in 1000's)			
			200	100	50	25	200	100	50	25	200	100	50	25	200	100	50	25	200	100	50	25
			TQ1, TQ8, TQC	15-30	240	✓	✓	✓	✓													
THQ1, THQ8, THQC	15-30	240	✓	✓	✓	✓																
TXQ1, TXQ8, TXQC	15-30	240	✓	✓	✓	✓																
TQ1, TQ8, TQC	40-100	240																				
THQ1, THQ8, THQC	40-100	240																				
TQ2	125-225	240																				
TJD	250-600	240																				
E-100 Line																						
TED6, THED	15-30	240	✓	✓	✓	✓																
TED	40-100	240																				
TED4, TED6, THED	40-100	240																				
TED	15-30	277	✓	✓	✓	✓																
THED	15-30	277	✓	✓	✓	✓																
TED	40-100	277																				
TED4, TED6, THED	15-30	480																				
TED4, TED6, THED	40-100	480																				
TED6, THED	15-30	600	✓	✓	✓	✓																
TED4, THED	40-100	600																				
F-225 Line																						
TFJ, TFK, THFK	70-125	240, 480, 600																				
TFJ, TFK, THFK	150-225	240, 480, 600																				
J-400 Line																						
TJK, THJK	125-400	240																				
TJS	250-600	240																				
TJJ, TJK, THJK	125-225	480, 600																				
TJJ, TJK, THJK	250-400	480, 600																				
TJK, TJS	250-600	480, 600																				
K-1200 Line																						
TKM, THKM, TKS	125-600	240, 480, 600																				

[®] Trademark of the General Electric Company.
 TRI-BREAK Circuit Breakers with Limiters having lower than standard continuous current ratings are available. Check time-current curves for coordination as unnecessary limiting may result.
 T81, 40-100 amperes, with 3E05 Limiters, will protect some downstream breakers as T81, 15-30 amperes with 3E05 Limiters.
 T84, 125-400 amperes with 3E05 Limiters, will protect some downstream breakers as T81, 15-30 amperes with 3E05 Limiters.
 T84, 125-400 amperes with 6E09 Limiters, will protect some downstream breakers as T81, 40-100 amperes with 6E09 Limiters.
 T84, 125-400 amperes with 6J09 Limiters, will protect some downstream breakers as T81, 40-100 amperes with 6E09 Limiters.
 T86, 125-600 amperes with 3E05 Limiters, will protect some downstream breakers as T81, 15-30 amperes with 3E05 Limiters.
 T86, 125-600 amperes with 1S120 Limiters, will protect some downstream breakers as T88, 600-900 amperes with 1SK18 Limiters.
 T84, 125-400 amperes with 6E09 Limiter.
 T86, 125-600 amperes with 6J09 Limiter.

Table 30--Medium-voltage Motor Starters--2400 and 4800 Volts-type LIMITAMP

LIMITAMP Controller (Amperes)	Interrupting Capacity kVA Symmetrical*	
	2400 Volts	4800 Volts
400	300,000	400,000
700	260,000	520,000

*Ratings assigned in accordance with NEMA Standard ICS 2-324.

Table 31--Motor Control Centers, 600 Volts Maximum

Standard bus bracing for motor-control centers is 22,000 symmetrical (rms) amperes. 42,000, 65,000 and 85,000 amperes bracing is available. Table 32 shows bus bracing, combination starters and feeder units to be used for different available short-circuit currents.

Table 32—Bus Bracing and Combination Motor-control Unit Recommendations for Ac Applications, 600 Volts Max.

(All ratings in rms symmetrical amperes.)

Maximum available short-circuit current, includes motor contribution	Incoming-line protection	Bus with standard 22,000 bracing	Bus with 42,000A bracing	Bus with 42,000A bracing	Bus with 65,000A bracing	Bus with standard 22,000A bracing	Bus with 42,000A bracing	Bus with 65,000A bracing	Bus with standard 22,000A bracing
22,000A	CB rated 22,000A or above (2)	Any listed CB motor starter	CB feeder fully rated (3)	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)				
30,000A	CB rated 30,000A or above	CB motor starters size 5, 6, 7 with CT operated OL's CB fully rated	CB feeder fully rated (3)	Any listed motor starter with TEC CB and limiter	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, K5 L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)			
42,000A	CB rated 42,000A or above	CB motor starters size 5, 6, 7 with CT operated OL's CB fully rated	CB feeder fully rated (3)	Any listed motor starter with TEC CB and limiter	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, K5 L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)			
65,000A	CB rated 65,000A or above	CB motor starter size 5, 6, 7 with CT operated OL's CB fully rated	CB feeder fully rated (3)	Any listed motor starter with TEC CB and limiter	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)			
85,000A	Any listed FU-SW with U/L listed Class L fuses 800A max	Any listed CB motor starter	CB feeder fully rated (3)	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)				
85,000A	Any listed FU-SW with U/L listed Class L fuses 1600A max	CB motor starters size 5, 6, 7 with CT operated OL's CB fully rated	CB feeder fully rated (3)	Any listed motor starter with TEC CB and limiter	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)			
85,000A	Any listed FU-SW with U/L listed Class L fuses 2500A max	CB motor starters size 5, 6, 7 with CT operated OL's CB fully rated	CB feeder fully rated (3)	Any listed motor starter with TEC CB and limiter	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)			
85,000A	Incoming line reactor 800A max. rated A-85,000/14,000A B-85,000/22,000A CB rated A-14,000A B-22,000A or above (2)	Any listed CB motor starter	CB feeder fully rated (3)	Any listed FU-SW motor starter with U/L listed Class J, K, L or GE CLF Class H fuses	FU-SW feeder fully rated (4)				

Interrupting ratings are in accordance with ICS-2-322. Circuit power factor 20% or larger individual component or devices may require maintenance or replacement.

① Can be located external to motor control center, but must be provided.
 ② See Tables 21 and 22 for circuit breaker interrupting ratings. Circuit breakers may additionally be fuse protected for applications on higher available short-circuit currents.
 ③ See Table 25 for switch-fuse combination short-circuit ratings. Nomenclature: A-Ampere; CB-Circuit breaker; FU-SW-Fuse switch; OL-Overload.

Table 33—Busway Short-circuit Ratings①

Busway		3-Phase Short-circuit Ratings in rms Amperes		Busway		3-Phase Short-circuit Ratings in rms Amperes	
Type	Rating in Amperes	Actual Ratings Assigned		Type	Rating in Amperes	Actual Ratings Assigned	
		Aluminum Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes	Copper Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes			Aluminum Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes	Copper Bus Bars Symmetrical (Thousands) Amperes
LW	30 & 60	10*	ARMOR CLAD Feeder	600	70	60
LTG	50	5		800	80	65
TK	100	5		1000	90	75
DH	100	14		1200	90	85
FVA (Alum. Bus) and FVK (Copper Bus)	225	14	14		1350	90	90
	400	22	22		1600	160	100
	600	22	22		2000	160	150
	800	22	22		2500	170	155
	1000	22		3000	175	160
LVD and LVDP	600	35		4000	185	165
	800	60	35	5000	180	
	1000	70	65	ARMOR CLAD Plug-In	225	20	20
	1350	85	70		400	50	22
	1600	105	85		600	50	50
	2000	140	105		800	55	50
	2500	175	140		1000	60	50
	3000	175	175		1200	65	55
	4000	175	175		1350	70	60
	5000	175	175		1600	115	65
			2000		120	105	
			2500		135	115	
			3000	-	125		

①—Single Phase.

Short-circuit ratings have been assigned to all General Electric busway based on tests performed in accordance with NEMA standard BU-1972. This standard requires that the busway must withstand without impairing its normal functioning for at least 3 cycles (on a 60-Hertz basis) a current equal to its rated short-circuit current, circuit power factor 20% or larger. It is assumed that suitable overcurrent protection is provided which will clear the circuit within that time. General Electric Type AK large air circuit breakers, molded-case circuit breakers or pressure-switches with CLF fuses will interrupt the circuit within this time period if properly selected. Where short-circuit current exceeds the assigned ratings, General Electric C F fuses should be used. See Table 34.

Table 34—Maximum Fuse Rating for Busway Short-circuit Protection

BUSWAY Short-circuit Rating Amperes, Sym.	MAXIMUM CLF FUSE RATING (CLASS J OR CLASS I) Available rms-symmetrical short-circuit current				
	25,000	50,000	75,000	100,000	200,000
5,000	300	100	100	100	60
7,500	400	200	200	200	100
14,000	600	600	400	400	400
22,000	1200	1000	600	600	600
35,000	1600	1200	1200	1000
43,000	2000	1600	1600	1200
60,000	2500	2500	2000
70,000	3000	2500	2000
85,000	3000	2500	2000
105,000	4000	3000
140,000	4000
175,000	4000

Table 35—Power Circuit Breaker Characteristics (Symmetrical rating Basis ANSI C37.06 1969)

Identification			Rated Values						Related Required Capabilities					
Line Number	Nominal Voltage Class kV, rms	Nominal 3-phase mVA Class	Voltage		Insulation Level		Current		Rated Interrupting Time Cycles	Rated Permissible Tripping Delay, Y Sec	Rated Maximum Voltage Divided by K kV, rms	Current Values		
			Rated Maximum Voltage (†) kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (‡)	Rated Withstand Test Voltage		Rated Continuous Current or 60 Hz amp, rms	Rated Short-circuit Current (at Rated Max kV) (¶) () kA, rms				Maximum Symmetrical Interrupting Capability (¶) kA, rms	3 Sec. Short-time Current Carrying Capability kA, rms	Closing and Latching Capability 1.8 K Times Rated Short-circuit Current kA, rms
					Low Frequency kV, rms	Impulse kV Crest								
1	4.16	75	4.76	1.36	19	60	1200	6.8	5	2	3.5	12	12	19
3	4.16	250	4.76	1.24	19	60	1200	29	5	2	3.85	36	36	50
4	4.16	250	4.76	1.24	19	60	2000	29	5	2	3.85	36	36	58
4A	4.16	350	4.76	1.19	19	60	1200	41	5	2	4.0	49	49	70
4B	4.16	350	4.76	1.19	19	60	3000	41	5	2	4.0	49	49	70
4D	7.2	500	6.25	1.25	36	95	1200	33	5	2	6.6	41	41	66
4E	7.2	500	6.25	1.25	36	95	2000	33	5	2	6.6	41	41	66
6	13.8	500	15	1.30	36	95	1200	18	5	2	11.5	23	23	37
7A	13.8	750	15	1.30	36	95	1200	28	5	2	11.5	36	36	58
7B	13.8	750	15	1.30	36	95	2000	28	5	2	11.5	36	36	58
8	13.8	1000	15	1.30	36	95	1200	37	5	2	11.5	48	48	77
9	13.8	1000	15	1.30	36	95	3000	37	5	2	11.5	48	48	77

Non-Standard Breakers—High Close and Latch Capability

10	4.16	250	4.76	1.24	19	60	1200 2000	29	5	2	3.85	36	36	78
11	13.8	500	15	1.30	36	95	1200 2000	18	5	2	11.5	23	23	58
12	13.8	750	15	1.30	36	95	1200 2000	28	5	2	11.5	36	36	77

*Symbols in parentheses refer to the Notes, below.

† Maximum voltage for which the breaker is designed and the upper limit for operation.

‡ K is the ratio of rated maximum voltage to the lower limit of the range of operating voltage in which the required symmetrical and asymmetrical interrupting capabilities vary in inverse proportion to the operating voltage.

§ To obtain the required symmetrical interrupting capability of a circuit breaker at an operating voltage between 1/K times rated maximum voltage and rated maximum voltage, the following formula shall be used:

$$\text{Required Symmetrical Interrupting Capability} = \text{Rated Short-circuit Current} \times \frac{(\text{Rated Max. Voltage})}{(\text{Operating Voltage})}$$

For operating voltages below 1/K times rated maximum voltage, the required symmetrical interrupting capability of the circuit breaker shall be equal to K times rated short-circuit current.

With the limitation stated in 04-4.5 of ANSI C37.04-1969, all values apply for polyphase and line-to-line faults. For single phase-to-ground faults, the specific conditions stated in 04-4.5.2.3 of ANSI C37.04-1969 apply.

¶ Current values in this column are not to be exceeded even for operating voltages below 1/K times rated maximum voltage. For voltages between rated maximum voltage and 1/K times rated maximum voltage, follow § above.

ANSI-C37.06 symmetrical rating basis is supplementary to ANSI-C37.6 (total current rating basis) and does not replace it. When a changeover from the total current basis of rating to the symmetrical basis of rating is effected the older standards will be withdrawn.

In accordance with ANSI-C37.06, users should confer with the manufacturer on the status of the various circuit breaker ratings.

Table 35-1—Power Circuit Breaker Characteristics (Total Current Rating Basis ASA C37.6—1964)

TYPE OF BREAKER	Voltage Ratings			Insulation Level		Current Ratings in Amperes			60 Cycle Interrupting Rating [†]			Rated Interrupting Time in Cycles (60 Cycle Basis)
	Rated Kv	Maximum Design Kv	Minimum Operating Kv at Rated Mva	Withstand Test		Continuous at 60 Cycles	Short Time		In Rms Total Amperes		3-phase Rated Mva	
				Low Frequency Rms Kv	Impulse Crest Kv		Momentary [‡]	4 second	At Rated Voltage [§]	Maximum Rating		
OILLESS MAGNE-BLAST CIRCUIT BREAKERS WITH CO-15 SECOND-CO DUTY CYCLE												
AM-4.16-75	4.16	4.76	3.5	19	60	1200	20000	12500	75	10500	12500	8
AM-4.16-250	4.16	4.76	3.85	19	60	1200 2000	60000	37500	250	35000	37500	8
AM-4.16-250B	4.16	4.76	3.85	19	60	1200 2000	80000	37500	250	35000	37500	8
AM-4.16-350	4.16	4.76	4.0	19	60	1200 3000	80000	50000	350	48600	50000	8
AM-7.2-500	7.2	8.25	6.6	36	95	1200 2000	70000	44000	500	40000	44000	8
AM-13.8-500	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 2000	40000	25000	500	21000	25000	8
AM-13.8-500B	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 2000	60000	28000	500	21000	25000	8
AM-13.8-750	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 2000	60000	37500	750	31500	37500	8
AM-13.8-750B	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 2000	80000	37500	750	31500	37500	8
AM-13.8-1000	13.8	15.0	11.5	36	95	1200 3000	80000	50000	1000	42000	50000	8

† At lower voltages, the breaker interrupting ratings in mva will be reduced and may be calculated on the basis of using the system operating voltage and the listed "maximum" interrupting amperes.

‡ The momentary current rating is the maximum rms total amperes which the breaker will carry safely for any period, however small, up to one second. In no case should a breaker be subject to currents in excess of the "momentary" ratings listed.

§ Interrupting Ratings—In these tables are listed the rms total amperes which the breakers are rated to interrupt under the conditions imposed by two unit operations with a fifteen-second interval. Each unit operation consists of a closing of the circuit breaker followed immediately by its opening without purposely delayed action. In no case should a breaker be used to interrupt currents greater than the "maximum" interrupting ratings listed. For reclosing-application factors, refer to other pertinent publications.

To obtain the ampere interrupting rating of a breaker for use on a system having an operating voltage at less than rated nameplate kv (but not less than the listed "minimum operating" voltage) use the following formula:

$$\text{Amp at System Voltage} = \text{Amp at Rated Voltage} \times \frac{\text{Rated Voltage}}{\text{System Voltage}}$$

In figuring the interrupting ratings of breakers, the values should be "rounded off" to the nearest 100 ampere step. If the value so calculated exceeds that of the rated maximum interrupting current, then the latter rating must be used at the interrupting rating of the breaker.

¶ Operating time in cycles (60-cycle base) from energizing trip coil until circuit is interrupted at 25 to 100 percent interrupting rating.

Table 36-1—Fusible Stationary Air-Interrupter Switch Equipment—Breakmaster

UNFUSED BREAKMASTER GENERAL RATINGS								
System Voltage (kV)	Nominal Voltage (kV)	Max. Design Voltage (kV)	60-cycle Withstand Voltage (kV)	BIL (kV)	Continuous Current Rating (Amperes)	Contact ⁽²⁾ Interrupting Rating (Amperes)	Momentary ³ Rating (Amperes)	Fault-Close ⁽¹⁾ Rating (Amperes*†)
2.4	4.8	5.5	19	60	600	600	40,000	40,000
4.16					1200	1200	60,000	60,000
6.9	13.8	15.5	36	95	600	600	40,000	40,000
7.2					1200	600	40,000	40,000
12.0								
13.2								
13.8	1200	600	60,000	60,000				

† Ten-cycle duration.

* Applies to unfused switch units only. Values are expressed in rms total amperes as defined in NEMA and ASA standards.

⁽¹⁾ These ratings apply to breakmaster equipments with stored energy and electrically operated switches.

⁽²⁾ Non-stored energy units have contact interrupting rating of 100 amperes at 15kV, 400 amperes at 5kV. These units do not have fault close ability. Key interlocking is recommended to prevent opening and closing of circuit breakers.

Table 36-2—BREAKMASTER Fault Interrupting Ratings with GE Type EJ Current-limiting Fuses*

Fuse Type	System Nominal Voltage (kV)	Continuous Amperes Current Rating	60 Hertz Interrupting Rating X 1000	
			Amperes Asymmetrical †	MVA rms Symmetrical
EJO-1 EJ-1	2.4	0.5E-200E 750E-430	80 80	210 210
EJO-1 EJ-1	4.16	0.5E-200E 250E-430	80 80	360 360
EJO-1 EJ-1	4.8	0.5E-200E 250E-430	80 80	415 415
EJO-1 EJO-1	6.9 7.2	0.5E-200E 0.5E-200	80 80	600 620
EJO-1 EJO-1 EJ-1 EJ-1	12	0.5E-3E 5E-10E 15E-100E 125-175	190 130 60 30	2470 1690 780 650
EJO-1 EJO-1 EJ-1 EJ-1	13.2	0.5E-3E 5E-10E 15E-100E 125-175	190 130 60 30	2700 1860 860 715
EJO-1 EJO-1 EJ-1 EJ-1	13.8	0.5E-3E 5E-10E 15E-100E 125-175	190 130 60 30	2840 1940 900 750

*Interrupting ratings of fuse in amperes must be equal to or greater than the maximum total momentary amperes available at fuse location.

†These asymmetrical ratings are 1.6 times the maximum (or first cycle) symmetrical values of available current that the fuse shall be required to interrupt.

Table 36-3

BREAKMASTER FAULT INTERRUPTING RATINGS WITH EXPULSION-TYPE POWER FUSES			
Nominal System Voltage kV	Continuous Current Rating Amperes	Maximum* 60 Cycle Interrupting Capacity	
		kA	*MVA
2.4		40	104
4.16		40	180
4.8		40	208
6.9	5E-400E* all ratings	40	300
7.2		40	310
12.0		34	441
13.2		34	486
13.8		34	507

* Ratings shown are for SM-3C fuses and are maximum interrupting ratings available. Actual fuses furnished will be either Type SM-4 or SM-5 depending on system requirements. Specify fuse required with order.

** These asymmetrical interrupting ratings are 1.6 times the maximum (or first cycle) symmetrical values of available current that the fuse shall be required to interrupt.

*** rms symmetrical.

Table 37—Metal-enclosed Load-interrupter Switch Rollout—Type SEM

EQUIPMENT TYPE	SYSTEM VOLTAGE kV (Line to Line)	VOLTAGE WITHSTAND TEST		FUSED-SWITCH EQUIPMENT; †			UNFUSED-SWITCH EQUIPMENTS;		
		Low Freq. rms kV	Impulse Crest kV 1.5 x 40 MS Wave	Current Ratings—Amperes		3-phase Interrupting Rating MVA * Ⓞ	Current Ratings—Amperes		
				Continuous	Maximum Momentary and Interrupting † ‡		Continuous	Maximum Interrupting	Momentary Ⓞ
SEM-26	2.4	15	45		60000	150	600	800	40000
	4.16	19	60		60000	250	600	600	40000
	4.8	19	60		60000	250	600	600	40000
SEM-36	6.9	26	75	§	60000	250	600	600	40000
	7.2	26	75		60000	250	600	600	40000
	12.0	36	95		50000	500	600	600	40000
	13.2	36	95		50000	500	600	600	40000
	13.8	36	95		50000	500	600	600	40000

- † Bus is rated 600 amperes continuous current when included in group-assembled units.
- ‡ The continuous-current ability of the equipment is dependent on the continuous-current rating of the fuse selected.
- § The interrupting ratings of fused-switch equipments sometimes must be lowered if the installations include source-side lightning arresters of a rated voltage lower than fuse rated voltage.
- ¶ These values are the maximum available asymmetrical first-half-cycle rms short-circuit currents at the point in the a-c system where the equipment is to be installed. These values are in every case reduced by the current-limiting action of the fuses to a maximum asymmetrical first-half-cycle rms let-through current value of 40,000 amperes or less. The load-break switch interrupting rating is the same as for the unfused-switch equipment listed under Maximum Interrupting and Momentary Current Rating.
- * Fused-switch equipments are applicable within their interrupting abilities in systems where the interrupting duties calculated for the application of 8-cycle rated power circuit breakers are within the listed 3-phase mva values.
- Ⓞ The momentary rating of the unfused-switch equipment also includes the maximum current, expressed in asymmetrical first-half-cycle rms amperes, against which the switch can be closed successfully.
- † Only General Electric current-limiting power fuses are furnished with these equipments.

Table 38—Summary of Ratings of Current-limiting Power Fuses, Types EJ-1 and EJO-1

Voltage Settings kV ^Δ		Continuous Current Ratings (Amperes)		Interrupting Ratings 60 Hertz*	
Nominal	Max	EJ-1 (Indoor)	EJO-1 (Outdoor)	Total Rms Amp (Asym)	Max 3 ϕ MVA (Sym)
6.6	0.625	3E-10E	---	100,000	---
2.4	2.75	1E-200E	---	60,000	135
3.4	2.75	---	1E-200E	80,000	210
2.4/4.16	2.75/4.76	230E-450	---	80,000	210/360
4.8	5.5	---	0.5E-10E	80,000	415
4.8	5.5	---	15E-200E	80,000	415
4.8	5.5	0.5E-10E	---	100,000	515
4.8	5.5	15E-25E	---	100,000	515
4.8	5.5	0.5E-3E	---	80,000	410
7.2	8.25	---	0.5E-10E	80,000	620
7.2	8.25	---	15E-200E	80,000	620
14.4	15.5	0.5E-3E	0.5E-3E	190,000	2950
14.4	15.5	---	3E-10E	130,000	2070
14.4	15.0	---	15E-100E	80,000	925
14.4	15.0	12E	---	80,000	925
14.4	15.0	130-17E	---	50,000	700
25.0	25.0	---	0.5E-10E	70,000	1740
25.0	25.0	---	15E-100E	40,000	1000
34.5	36.0	---	0.5E-10E	70,000	2600
34.5	36.0	---	15E-60E	20,000	750

^ΔMay be applied at 50 hertz without derating. For frequency less than 50 hertz, consult the company.

* The line-to-line circuit operating voltage should be between 100 percent and 70 percent of the fuse-unit voltage rating. Exceptions: Fuse units rated 600 volts may be applied on circuits rated 220 to 600 volts. High current fuse units rated 2400/4160 volts may be used at either voltage.

† All current ratings are the continuous 100 percent ratings, in accordance with NEMA Standards.

1. "E" rated fuses conform to NEMA Standards.
2. Continuous ratings without the "E" are 100 percent ratings. However, these fuses may not necessarily meet other NEMA requirements such as a 65-degree rise on the ferrule. All material in Type EJ fuses is capable of withstanding the temperatures encountered.

‡ These asymmetrical current values for fuses correspond to momentary current ratings for power circuit breakers. Note, however, that the system duty calculated for the purpose of selecting current-limiting power fuses is 1.6 times the calculated symmetrical value of available current during the first cycle.

† The three-phase mva interrupting ability for power fuses is based on the maximum symmetrical value of available rms amperes to which a set of fuses shall be subjected in interrupting a three-phase short circuit. The values in these columns are derived as follows:

Three-phase mva =

$$\sqrt{3} \left(\frac{\text{fuse rated kv}}{1000} \right) \left(\frac{\text{fuse rated interrupting amp}}{1.6} \right)$$

⊖ Potential transformer fuses.

Notes: When lightning arresters are required in the same circuit as current limiting fuses:

1. Use distribution arresters (Form 28 or magne-valve), or full rated station or intermediate arresters on either the source or the load side of the fuse.
2. Use reduced rated station or intermediate arresters on load side of fuse only.
3. If reduced rated station or intermediate arresters are required on the source side of the fuse, refer to company for recommendations.

Table 39—Reclosers—Type OR

Ratings—Application Table						Ampere Capacity										
						1120										
						560										
Continuous current rating (amperes)						30	100	140	200	280	400	560	800	1120		
Pickup (amperes)						100	200	280	400	560	800	1120	1600	2240		
Model No.	Nominal Voltage (kV) rms	Max Design Voltage (kV) rms	60-cycle Withstand (kV)		Ampere Capacity rms	Operating Voltage (kV) rms	Interrupting Ratings ^a rms Symmetrical Amp ^a									
			Dry, One Min	Wet 10 Sec			3000	6000	8400	12000	16000	20000	25000	30000	35000	40000
OR-A					360	2.4 thru	3000	6000	8400	12000	12000	12000	12000			
OR-B					1120	4.8	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR	14.4	15.5	50.0	45.0	560	Above 4.8	3000	6000	8400	10000	10000	10000	10000			
					1120	thru 8.32	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR-A					560	Above 8.32	3000	6000	8000	8000	8000	8000	8000			
OP-B					1120	thru 15.5	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR-F	23 (also 14.4 24.9)	25.8	60.0	50.0	1120	2.4 thru 15.5	3000	6000	8400	12000	16000	16000	16000	16000	16000	
OR-F					1120	Above 15.5 thru 25.8	3000	6000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	

Phase Tripping (Total Clearing Time-current) Vector Curves (See General Electric Apparatus Handbook Section 7033)

Resetting Time (Seconds) Operations to lockout readily varied in field.

First Interval	1	3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180
Second Interval			2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180
Third Interval			2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180

Resetting Time (Seconds)

30	60	120	180	240
----	----	-----	-----	-----

Tripping Sequence

Any combination of instantaneous or time delay, however, do not exceed a total of four. For example: one time delay, one instantaneous, and two time delay.

^a Interrupting ratings are based on circuit X, R ratio of 14.

Table 40—Power Circuit Breakers—Type FKD

Rating and Technical Information (Reclosing-time Rating: 20 cycles)

Breaker Type	Symmetrical Basis of Rating										Related Required Capabilities			
	Rated Values										Current Values			
	Nominal Voltage kV, rms	Nominal 3-Phase MVA	Voltage		Insulation Level		Continuous Current at 60 Cycles Amp, rms	Interrupting Rating Symmetrical Amps, rms	Interrupting Time Cycles	Permissible Tripping Delay, Sec	Maximum Voltage Divided by K kV, rms	Maximum Symmetrical Interrupting Capability K Times Rated Short-circuit Current	3 Sec Short-Time Current Carrying Capability kA, rms	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-circuit Current kA, rms
			Maximum Voltage kV, rms	Voltage Range Factor, K	Rated Withstand Test Voltage	Low Frequency kV, rms								
FKD-14.4-250	14.4	250	15.5	2.67	50	110	600	8900	5	2	5.8	24	24	38
FKD-14.4-500	14.4	500	15.5	1.29	50	110	1200	18000	5	2	12	23	23	37
FKD-23-500	23	500	25.8	2.15	60	150	1200	11000	5	2	12	24	24	38

Table 41—Vacuum Reclosers—Type VIR

Ratings—Application Table		Ampere Capacity													
		560													
Continuous current rating (amperes)		50	100	140	200	260	400	560							
Pickup (amperes)		100	200	260	400	560	800	1120							
Recloser Type	Nominal Voltage (kV) rms	Max Design Voltage (kV) rms	Ampere Capacity rms	60-cycle Withstand (kV)		Impulse Withstand (kV)	Operating Voltage (kV) rms	Interrupting Ratings—rms Symmetrical Amperes*							
				Dry, One Min	Wet, 10 Sec			3000	3000	4000	4000	4000	4000		
VR	14.4	15.5	400	50.0	45.0	110.0	2.4 through 15.5	3000	3000	4000	4000	4000	4000		
VIR	14.4	15.5	560	50.0	45.0	110.0	2.4 through 4.8	3000	6000	8400	12000	12000	12000		
							Above 4.8 through 15.5	3000	6000	8400	10000	10000	10000	10000	
Phase Tripping (Total Clearing Time-current) Vector Curves (See General Electric Apparatus Handbook Section 7034)															
Reclosing Time (Seconds)															
First Interval	1/3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180	
Second Interval	1/3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180	
Third Interval	1/3	2	5	10	15	20	30	45	60	75	90	120	150	180	
Resetting Time (Seconds)															
30				60				120				180			
Tripping Sequence															
Any combination of instantaneous or time delay; however, do not exceed a total of four. For example, one time delay, one instantaneous, and two time delay.															

* Interrupting ratings of 400-ampere capacity recloser are based on circuit X/R ratio of 12 and 560-ampere capacity recloser on circuit X/R ratio of 14.

Table 42—Vacuum Breakers—Type VIB

Table 42-1—Application

System Kv	Interrupting Rating CO-13-CO Duty Cycle	Capacitor Bank Ratings
	Symmetrical MVA	Kvars
2.4	50	1800
4.16	86	9150
4.8	100	3600
7.2	150	5400
12	250	9150
12.5	260	9600
13.2	275	10200
13.8	285	10650
14.4	300	11100

Table 42-2—Ratings

Breaker Type	Rating		Interrupting Rating 2.4 to 15.5 kV Symmetrical Amperes	Inter-rupting Time 60 Cycle Cycles	Withstand Test kV 60 Cycle Impulse (Dry)	Momentary Amperes	4 Sec Amperes	
	Nominal Voltage kV-rms	Max Design Voltage kV-rms						
VIB	14.4	15.5	600	12000	2	50	110	19200, 12000

† Single bank switching, or back-to-back switching with switched bank not to exceed listed values provided that high-frequency inrush current does not exceed 40,000 amperes peak. Nominal bank rating is listed.
 ‡ The breaker is rated on a symmetrical basis and is capable of interrupting any asymmetry associated with the symmetrical rating with an X/R ratio of 17. (15,600 ampere total short-circuit current based on 1-cycle opening time and 1/2-cycle relay time.)

Table 43—Panelboard Motor-control Unit Short-circuit Rating

The short circuit rating of a panelboard is the interrupting rating of the lowest rated device.

The interrupting rating of individual devices, fusible switches with fuses, molded case circuit breakers, etc. is not altered when the device is mounted in a panelboard. Bus bars are braced to withstand forces exerted by the let-through current. Ratings are based on circuit power factors corresponding to those used to rate devices.

Type of Disconnect	Symmetrical Amperes
1QC (TEC, TED4 or TED6) Frame Breaker	14,000
TFJ Frame Breaker	18,000
Fusible Switches	22,000
a—With Standard One-time or Time-delay Fuses	42,000
b—With GE Type CUP, or Equal Current-limiting Fuses	

Ⓢ Provided the fuses selected have an interrupting rating equal to this amount.

Table 44—Switchboards, Type AV and POWER BREAK—600 Volts Ac Maximum

Switchboard bus bars are braced for 50,000 symmetrical rms amperes as standard. 100,000 and 150,000 ampere bracing is available.

The interrupting rating of individual devices, fusible switches, circuit breakers, etc. is not altered when the device is placed in a switchboard. Refer to appropriate tables for ratings. Ratings are assigned in accordance with NEMA standard PB-2.

Table 45—Switchgear, Type AKD-5—600 Volts Ac—Maximum.

Switchgear Bus bars are braced in accordance with following. Bracing for 200,000 rms symmetrical amperes is available.

Continuous Current Rating Bus Bars, Amperes	Bus-bar Bracing Symmetrical rms Amperes
1,500 or less	65,000
2,000	65,000
2,500	85,000
3,000	85,000
4,000	130,000

Equipment should not be connected to available short-circuit current in excess of lowest rated device. See Tables 22, 23 for device ratings.

Table 47—Safety Switches

Switch Type	Fuse Class	Ampere Rating	UL Listed Interrupting Rating Symmetrical rms Amperes
1H—Heavy Duty	H	30-600	10,000
	L	800-1200	100,000
	J	30-600	200,000
	R	30-600	200,000
1G—General Duty	H	30-600	10,000
	H	30-60	10,000

Automatic Transfer Switches

Table 46-1—External Fuse (Non-automatic Circuit Breaker Type)

Ampere Rating	Fuse		3-phase Interrupting Rating Symmetrical rms Amperes
	Type	Max. Amp Rating	
100	H	125	5,000 100,000
	J, K1, R	125	
225	H	500	10,000 100,000
	J, K1, R	500	
400	H	600	10,000 100,000
	L	800	
600	L	1200	100,000
800	L	1800	100,000
1200	L	1500	100,000

Table 46-2—Automatic Circuit Breaker Type Transfer Switches

Circuit Breaker Rating	Circuit Breaker Type	3-phase Interrupting Rating Symmetrical rms Amperes	
		240V	480V
100	T1D	18,000	14,000
225	TFK	25,000	22,000
400	TJK4	42,000	30,000
600	TJK6	42,000	30,000
800	TKMA8	42,000	30,000
1200	TKMA12	42,000	30,000

Part IV—Analytical Techniques

Simplification in the calculation of short-circuit currents is obtained for various configurations of power systems by the use of the per-unit system, complex numbers, and other practices as well—some of which are described below.

PER-UNIT SYSTEM

A per-unit system is a means of expressing numbers for ease in comparing them.

A per-unit value is a ratio:

$$\text{Per-unit} = \frac{\text{A Number}}{\text{Base Number}}$$

The base number is also called unit value since in the per-unit system it has a value of one or unity. Thus, base voltage is also called unit voltage.

We may select any convenient number for the base number. For example, for the columns below, a base of 560

Number	Per-unit Value with 560 as a Base
95	0.17
123	0.22
560	1.00
2053	3.66

Each number in the second column is a per-unit part of the base number. In the first column, in order to compare the numbers, we must first mentally determine the ratio of one to the other. In the second column this is already accomplished for us.

We can aid the comparison by selection of the base number which will illustrate the comparison best. In the above example, if we wanted to show how much larger each number is when compared with the smallest number, we might have selected 95 as our base.

We would then obtain:

Number	Per-unit Value with 95 as a Base
95	1.00
123	1.30
560	5.90
2053	21.61

The value of a per-unit system is particularly useful when we want to compare numbers that are similarly related to two different base numbers. For example:

	Case A	Case B
Normal volts	2300	460
Volts during motor starting	2020	420

The above figures in themselves have little significance until we mentally compare each with its normal condition as follows:

Volts during starting in per-unit of normal	0.88	0.91
---	------	------

PERCENT VALUES

Obviously percent and per-unit systems are similar. The percent system is obtained by multiplying the per-unit value arbitrarily by 100 in order to keep many frequently used per-unit values expressed as whole integers. By definition—

$$\text{Percent} = \frac{\text{A number}}{\text{Base number}} \times 100$$

Thus to change percent to per-unit

former which has an impedance of six percent has an impedance of 0.06 per unit.

The percent system is somewhat more difficult to work with and more subject to possible error since we must always remember that the numbers have been arbitrarily multiplied by 100. For a simple example, money may draw interest at the rate of four percent per year. We learned in our early arithmetic to determine the interest by multiplying the principal by 0.04. We thus had to remember to convert to the per-unit value before using the figure. In a complex calculation this repeated conversion may invite errors. In effect it is safer and more convenient to say that interest is at the rate of 0.04 per unit.

Impedances of electric apparatus are usually given in percent. It is usually convenient to convert these figures immediately to per unit by dividing by 100 and thereafter do all calculating in terms of per unit rather than attempt to remember always during the calculations whether a number should or should not be multiplied or divided by 100 to obtain the true value.

BASE-VALUE RELATIONS

In a per-unit system as used for expressing electrical quantities of voltage, current, and impedance, we may arbitrarily select numbers for the following:

- Base Volts
- Base Amperes

Then we may not in addition arbitrarily select base ohms since it has already been fixed by the first two selections because of Ohm's Law:

$$Z = \frac{E}{I}, \text{ or}$$

$$\text{Base Ohms} = \frac{\text{Base Volts}}{\text{Base Amps}}$$

Using our selected base values, we may express all parts of an electric circuit or system in per-unit terms as follows:

$$\text{Per-unit Volts} = \frac{\text{Volts}}{\text{Base Volts}}$$

$$\text{Per-unit Amps} = \frac{\text{Amps}}{\text{Base Amps}}$$

$$\text{Per-unit Ohms} = \frac{\text{Ohms}}{\text{Base Ohms}}$$

In practice we find it more convenient to select:

- Base Volts
- Base Kva

The base values of other quantities are

thus automatically fixed. Hence, for a single-phase system:

$$\text{Base Amps} = \frac{\text{Base kva} \times 1000}{\text{Base Volts}}$$

$$\text{Base Ohms} = \frac{\text{Base Volts}}{\text{Base Amps}}$$

Similarly for a three-phase system:

$$\text{Base Amps} = \frac{\text{Base kva} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{Base Volts}}$$

$$\text{Base Ohms} = \frac{\text{Base Volts}}{\sqrt{3} \times \text{Base Amps}}$$

Where Base kva is three-phase kva
Base Volts is line-to-line
Base Ohms is line-to-neutral. ✕

PER-UNIT OHMS

In practice it is convenient to convert directly from ohms to per-unit ohms, without first determining base ohms according to the following easily derived expression:

$$\text{Per-unit Ohms} = \frac{\text{Ohms} \times \text{Base kva}}{(\text{Base kv})^2 \times 1000}$$

The expression above is valid for single-phase circuits where
Base kva is a single-phase value,
Base kv is a line-to-line value.
The same expression is valid for three-phase circuits where
Ohms are line-to-neutral,
Base kva is a three-phase value,

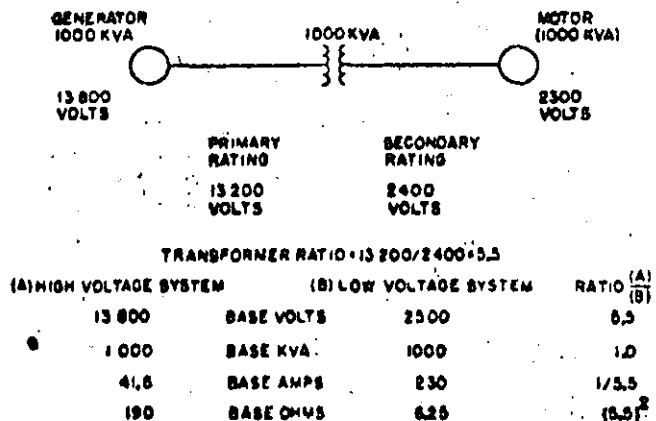
transformers in the system, or a convenient round number such as 1000 or 10,000 or 100,000 kva.

Where two systems of differing voltage are interconnected through a transformer, we may select a common kva base for both systems and the rated voltage of each system as its own base voltage. (These base voltages must have the same ratio to each other as the turns ratio of the transformer connecting the two systems.) Base ohms and base amps for the two systems will thus be correspondingly different. Fig. 27 shows a typical example.

Once the system values are expressed as per-unit values we may treat the two interconnected systems as a single system and carry out any calculations necessary. Only in reconvertng the per-unit values of the results to actual voltage and current values do we need to remember that two different voltages actually existed in the system.

CHANGE TO A NEW BASE

Frequently the impedance of a circuit element expressed in terms of a particular base kva must be expressed in terms of a different base kva. For example, suppose a 500-kva transformer having 0.05 pu reactance and a 1000-kva transformer having 0.06 pu



(Photo A127287)

Fig. 27

Base kv is a line-to-line value.

PREFERRED BASE VALUES

In system studies, base voltage is usually selected as the nominal system voltage, or the voltage rating of the generators and supply transformers. Base kva will usually be selected as the kva rating of one of the machines or

reactance (both expressed on their rated kva as a base) are used in the same system. If calculations are to be made from an impedance diagram including both of those transformers they must be converted to a common kva base.

Inasmuch as per-unit ohms is directly proportional to base kva,

$$\frac{\left(\frac{\text{Per-unit ohms on}}{\text{new base kva}}\right)}{\left(\frac{\text{Per-unit ohms on}}{\text{old base kva}}\right)} = \frac{\text{New base kva}}{\text{Old base kva}}$$

and
Per-unit ohms on new base =

$$\left(\frac{\text{Per-unit ohms}}{\text{on old base}}\right) \times \frac{\text{New base kva}}{\text{Old base kva}}$$

Likewise a machine rated at one voltage may actually be used in a circuit at a different voltage. If this latter voltage is selected as the base voltage, the per-unit impedance of the machine must then be changed to the new base voltage.

Inasmuch as per-unit ohms is inversely proportional to the square of base volts,

$$\frac{\left(\frac{\text{Per-unit ohms on}}{\text{new base volts}}\right)}{\left(\frac{\text{Per-unit ohms on}}{\text{old base volts}}\right)} = \frac{(\text{old base volts})^2}{(\text{new base volts})^2}$$

and
Per-unit ohms on new base volts =

$$\left(\frac{\text{Per-unit ohms on}}{\text{old base volts}}\right) \times \frac{(\text{old base volts})^2}{(\text{new base volts})^2}$$

MANIPULATION OF COMPLEX QUANTITIES IN RECTANGULAR FORM

The rectangular form of complex quantities is the most widely used, although it does not lead to the simplest computations in all types of problems. A generalized notation in the rectangular form is $Z = R - jX$ where $j = \sqrt{-1}$. The basic quantities in most electrical problems are vector voltages such as $E = E_1 - jE_2$, vector currents such as $I = I_1 + jI_2$, and impedance operators such as $Z = R - jX$.

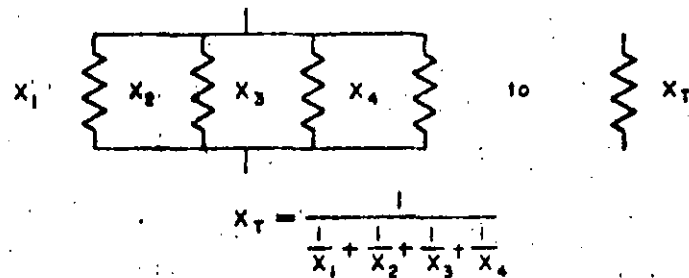
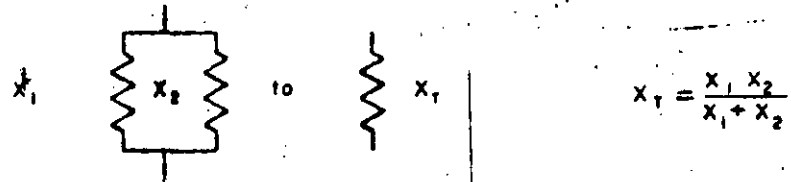
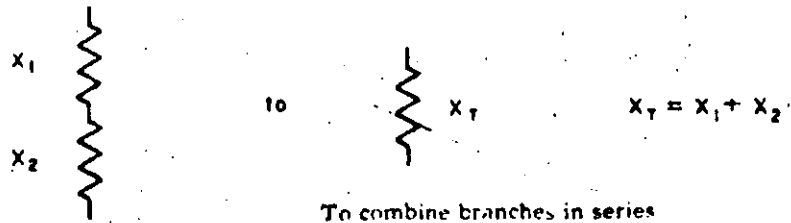
A very common type of problem requires long-hand resolution of a more-or-less complicated network of impedances into a single impedance quantity.

Whenever several impedances appear in the same example, they will have the following identifying notation:

$$\begin{aligned} Z_1 &= R_1 - jX_1 \\ Z_2 &= R_2 - jX_2 \\ Z_3 &= R_3 - jX_3 \end{aligned}$$

The real part of a complex quantity will often be so small compared to the quadrature part that it can be ignored with little effect on a computed result. In such cases, resolved expressions and computation can be greatly simplified. Some of the examples to follow will include special cases of this type to indicate the extent of simplification.

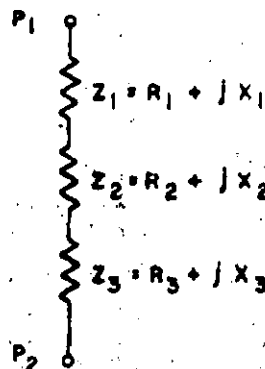
Methods for Combining Reactances



Sums (or Differences)

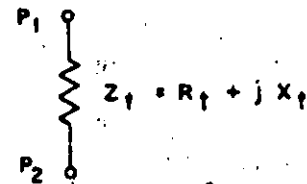
The sum of complex quantities is obtained by adding the real parts together to get the total real part, and adding the quadrature parts together to get the total quadrature part.

For example, the sum total impedance of series-connected impedances Z_1 , Z_2 , and Z_3 is determined by addition as follows:



$$\begin{aligned} Z_1 &= R_1 - jX_1 \\ Z_2 &= R_2 - jX_2 \\ Z_3 &= R_3 - jX_3 \\ \hline Z_T &= R_1 + R_2 + R_3 - j(X_1 + X_2 + X_3) \\ &= R_T - jX_T \end{aligned}$$

The resulting equivalent diagram is:



Subtraction is accomplished as in algebra by first reversing all signs in the subtrahend, and then adding.

Products

Multiplication follows the fundamental rules of multiplying binomials. For example, the product:

$$Z_1 Z_2 = (R_1 - jX_1)(R_2 - jX_2)$$

$$= R_1 R_2 - X_1 X_2 - j(R_1 X_2 + R_2 X_1)$$

$$= R_{12} - jX_{12}$$

Special case where Resistance = 0:

$$Z_1 Z_2 = -jX_1(-jX_2)$$

$$= -X_1 X_2$$

Quotients

To resolve an expressed quotient requires applying the rationalization process just described. The resolution is repeated on the next page with respect to two impedances:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{R_1 - jX_1}{R_2 + jX_2}$$

$$= \frac{R_1 - jX_1}{R_2 + jX_2} \cdot \frac{(R_2 - jX_2)}{(R_2 - jX_2)}$$

$$= \frac{(R_1 R_2 + X_1 X_2) + j(R_2 X_1 - R_1 X_2)}{R_2^2 + X_2^2}$$

$$= \left(\frac{R_1 R_2 + X_1 X_2}{R_2^2 + X_2^2} \right) + j \left(\frac{R_2 X_1 - R_1 X_2}{R_2^2 + X_2^2} \right)$$

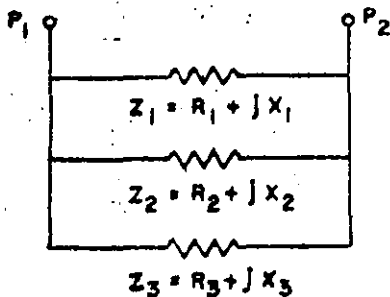
$$= R_{12} + jX_{12}$$

Special case where Resistance = 0:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{-jX_1}{+jX_2} = \frac{X_1}{X_2}$$

Paralleled Impedances

To evaluate a multiplicity of impedances in parallel: (1) determine the admittance (1/Z) of each branch; (2) add the admittances of the several branches; and (3) convert the sum total admittance to an impedance by taking the reciprocal. This process is illustrated by the following example:



The resolution process is readily guided in routine work by the tabular form shown as TABLE 1, in which the parts of the several complex impedances are entered and manipulated as indicated.

Note that a plus sign is proper in all five columns, if the branch impedance is of the more common inductive character ($R + jX$). If any reactance is capacitive ($-jX$), the entry in the corresponding "B" column should be assigned a minus sign. In the rare event that a negative resistance ($-R$) is encountered, the entry in the corresponding "G" column should be assigned a minus sign.

TABLE 1—Form for Converting Parallel Impedances to Single Admittance

	Impedances		Z ⁻¹ = R ² - X ²	Admittances	
	R	X		G = R/Z ²	B = X/Z ²
Branch 1	()	()	()	()	()
Branch 2	()	()	()	()	()
Branch 3	()	()	()	()	()
				G _t	B _t

The tabulation process yields a total admittance $Y_t = G_t - jB_t$, and $Y_t^{-1} = G_t + jB_t$. Then the resulting impedance P_1 to P_2 becomes:

$$Z_{eq} = \frac{1}{Y_t} = \frac{G_t}{Y_t^2} + j \frac{B_t}{Y_t^2}$$

Special case where Resistance = 0:

$$Z_{eq} = +j \left(\frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \right)$$

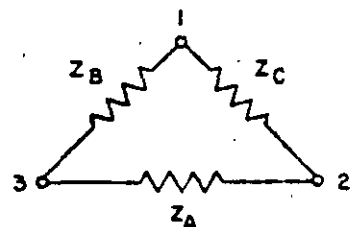
or for two reactances only, rearrangement yields the following valid expression:

$$Z_{eq} = +j \left(\frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} \right)$$

DELTA-Y AND Y-DELTA IMPEDANCE CONVERSIONS

In a three-terminal three-branch network limited to fixed-frequency operation, a delta impedance pattern can be converted to a Y pattern and vice versa. These can be very useful tools in the long-hand solution of network problems.

The diagrams here provide notation for internal impedances which are to be related in conversion formulas so that the two diagrams are equivalent when viewed from their terminals.

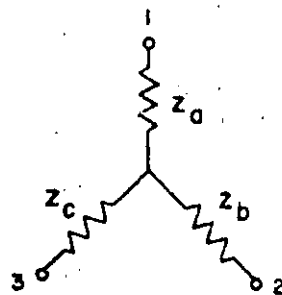


Case 1: With delta-connected impedances Z_A , Z_B , and Z_C known,

$$Z_A = \frac{Z_B Z_C}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_B = \frac{Z_C Z_A}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_C = \frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B + Z_C}$$



Case 2: With Y-connected impedances Z_A , Z_B , and Z_C known,

$$Z_A = Z_b + Z_c + \frac{Z_b Z_c}{Z_a}$$

$$Z_B = Z_a + Z_c + \frac{Z_a Z_c}{Z_b}$$

$$Z_C = Z_a + Z_b + \frac{Z_a Z_b}{Z_c}$$



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

ENERO 1985

5.2 CONCEPTOS BASICOS DE LA PROTECCION DE CORRIENTE.

- LA PROTECCION DE CORRIENTE INCLUYE:

+ PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

+ PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DEBIDA A CORTOS CIRCUITOS.

- SOBRECARGAS. CORRIENTES ORIGINADAS PRINCIPALMENTE EN LOS MOTORES Y VARIAN DESDE EL VALOR DE PLENA CARGA HASTA EL VALOR DE ESTAR BLOQUEADO.

LA CAUSA PUEDE SER UN MAL MONTAJE O UNA INCORRECTA ALINEACION DE LOS MOTORES, O UNA INCORRECTA OPERACION DEL EQUIPO OPERADO POR LOS MOTORES, TAL COMO ARRANQUES DEMASIADO FRECUENTES, VENTILACION OBSTRUIDA O EXTENSOS PERIODOS DE ACELERACION.

LOS CIRCUITOS TAMBIEN PUEDEN SER SOBRECARGADOS SIMPLEMENTE AGREGANDO EQUIPO DE UTILIZACION MAS GRANDE O ADICIONAL A LO PROYECTADO.

- SOBRECORRIENTES POR CORTO CIRCUITO.

SON USUALMENTE DEL ORDEN DE 10 VECES LA CORRIENTE NOMINAL O MAYORES, AUNQUE LA EXCEPCION PUEDE SER LAS CORRIENTES DE FALLA A TIERRA, LIMITADA POR LA IMPEDANCIA DE ARCO O DE LA TRAYECTORIA DE RETORNO A TIERRA.

LOS CORTOS PUEDEN OCURRIR COMO FALLAS DE AISLAMIENTOS EN GENERAL Y EN PARTICULAR DEBIDAS A EXCESIVA HUMEDAD, SOBRECARGA DE UN CIRCUITO O DAÑOS MECANICOS A CONDUCTORES O A EQUIPO ELECTRICO.

- UNA VEZ CONOCIDOS LOS VALORES DE CORTO CIRCUITO EN EL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL BAJO ESTUDIO, LA SECUENCIA DE LA PROTECCION ES LA SIGUIENTE:

+ SELECCIONE LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA UNO DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA:

* INTERRUPTORES M.T. Y R.T.

* TABLEROS M.T. Y R.T.

+ APLIQUE EL EQUIPO DE PROTECCION CORRESPONDIENTE.

+ HAGA LOS AJUSTES NECESARIOS EN LOS EQUIPOS Y EL ESTUDIO DE COORDINACION CORRESPONDIENTE.

- CUANDO SE PRESENTE UNA FALLA, SE DEBE REMOVER LA PORCION QUE FALLO SIN DEJAR DE ALIMENTAR A OTRAS AREAS DEL SISTEMA. ESTO ES SELECTIVIDAD.

- POR LO ANTERIOR, DEBE DE OPERAR EL ELEMENTO MAS CERCANO A LA FALLA. SI ESTE ELEMENTO NO OPERA EN SU ZONA (PRIMARIA) DEBE ACTUAR LUEGO OTRO ELEMENTO EN SERIE CON EL, ACTUANDO COMO RESPALDO. ESTO ES COORDINACION.

- AL OCURRIR UNA FALLA, LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CIRCULAN POR UNA SERIE DE ELEMENTOS, QUE ESTARAN SUJETOS A ESFUERZOS TERMICOS, MECANICOS Y MAGNETICOS.

- TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA TIENEN SUS LIMITES DE CORRIENTE. LA PROTECCION NO DEBE SOBREPASAR ESTOS LIMITES.

- LOS ELEMENTOS CUYOS LIMITES SE ANALIZARAN AQUI, SON:

+ TRANSFORMADORES.

+ CONDUCTORES.

+ MOTORES.

+ TABLEROS Y BARRAS COLECTORAS.

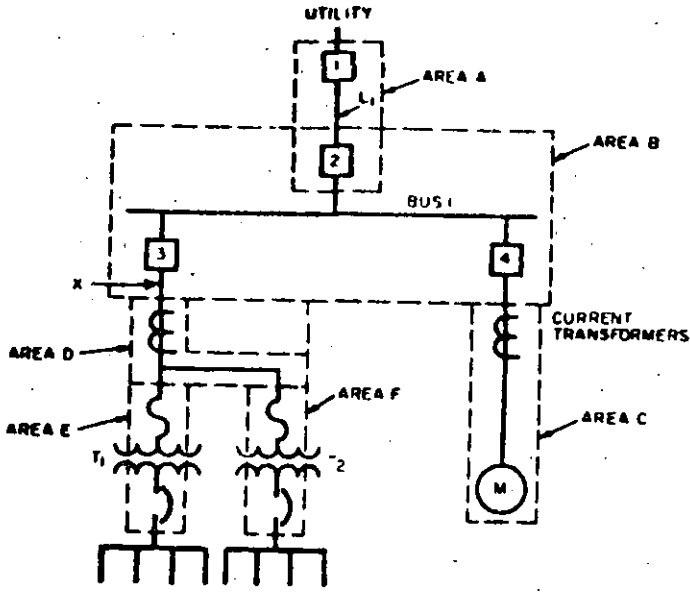


Fig 33
One-Line Diagram Illustrating Zones of Protection

- LOS APARATOS DE DETECCION DE FALLAS QUE SE TRATARAN SON:

+ FUSIBLES EN M.T.

+ RELES DE SOBRECORRIENTE, 50/51.

(ACTUAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)

+ FUSIBLES EN B.T.

+ RELES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS O DE CAJA MOLDEADA.

+ INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS.

+ RELES TERMICOS DE SOBRECARGA.

5.3 EQUIPO DE PROTECCION.

5.3.1 FUSIBLES.

- FUSIBLES EN MEDIA TENSION.

- EXISTEN DOS TIPOS PRINCIPALES:

+ FUSIBLES DE POTENCIA LIMITADORES DE CORRIENTE.

+ FUSIBLES TIPO EXPULSION.

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

ESTA DISEÑADO DE TAL FORMA QUE AL FUNDIRSE EL ELEMENTO FUSIBLE SE INTRODUCI UNA ALTA RESISTENCIA DE ARCO EN EL CIRCUITO, ANTES DE LA CORRIENTE DE PICO DEL PRIMER MEDIO CICLO. ESTO RESTRINGE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO A UN VALOR MENOR.

APLICACIONES TÍPICAS: PROTECCION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y PROTECCION DE CARGAS PEQUEÑAS (HASTA 3000 KVA) EN CIRCUITOS DE ALTA CAPACIDAD DE C.C.

SU CURVA CARACTERISTICA ES CASI VERTICAL, LO QUE DIFICULTA LA COORDINACION.

LA ACCION DE FORZAR LA CORRIENTE LIMITANDOLA DURANTE LA INTERRUPTON PRODUCE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS, POR LO QUE SE PUEDE REQUERIR UNA ADECUADA PROTECCION CON APARTARRAYOS.

LA CONSTRUCCION DE ESTOS FUSIBLES ES CON ELEMENTO FUSIBLE DE PLATA Y ARENA SILICA COMO MEDIO DE EXTINCION.

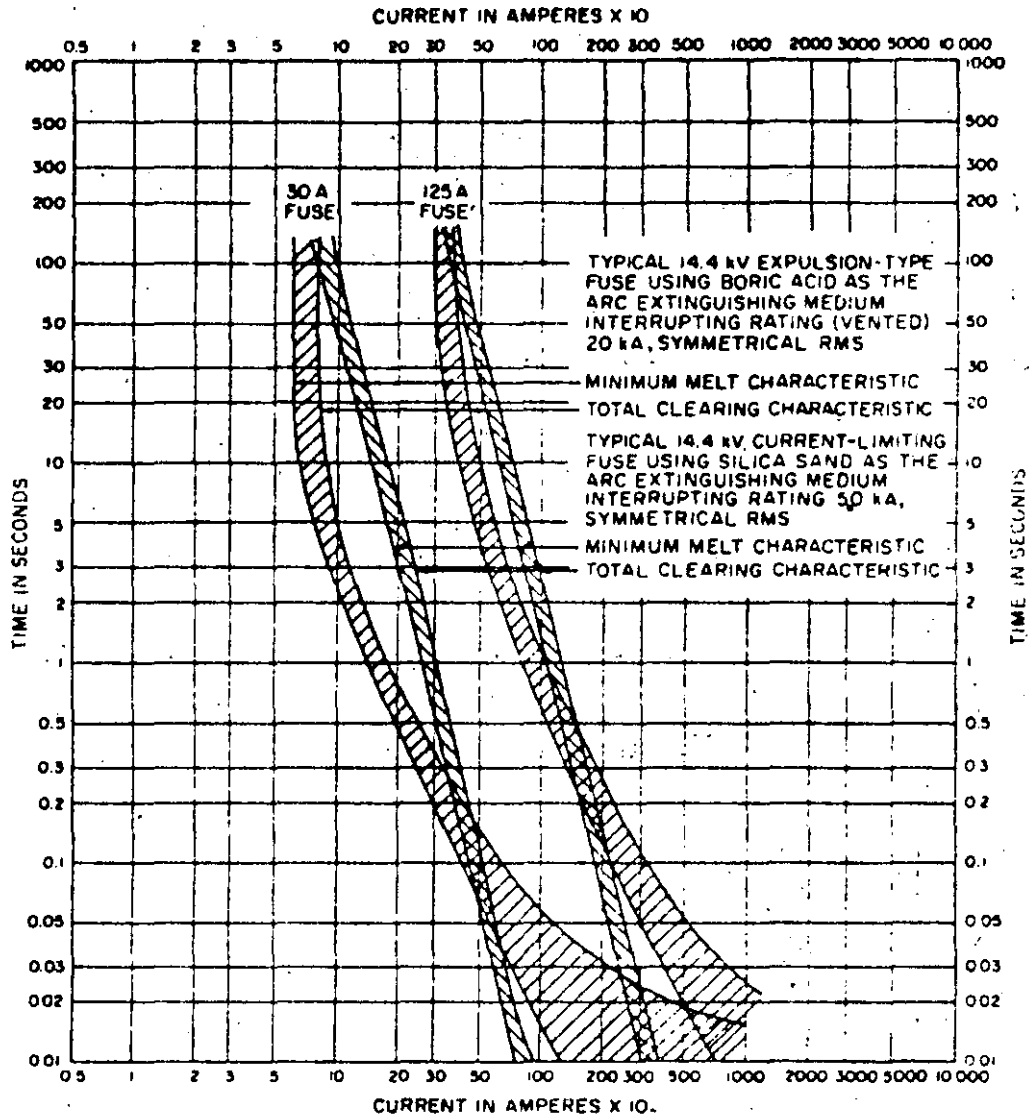
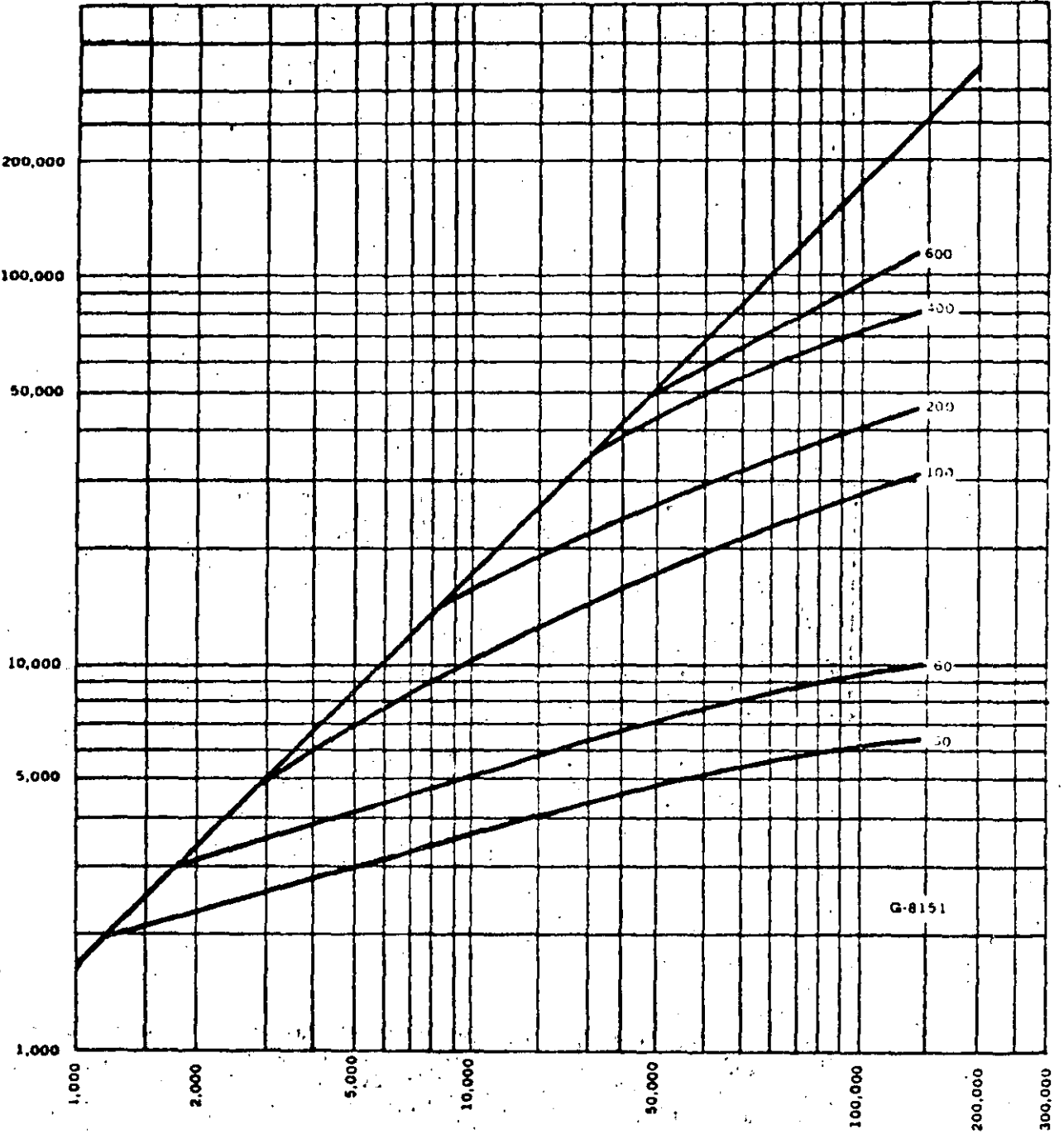


Fig 31
Time-Current Characteristic Curves Showing the Difference Between
Boric-Acid Expulsion-Type and Current-Limiting Fuses

CURVAS DE CORRIENTE PICO DE LA CORRIENTE DE FUGA - Hasta 600 Amp. 250 Volts.

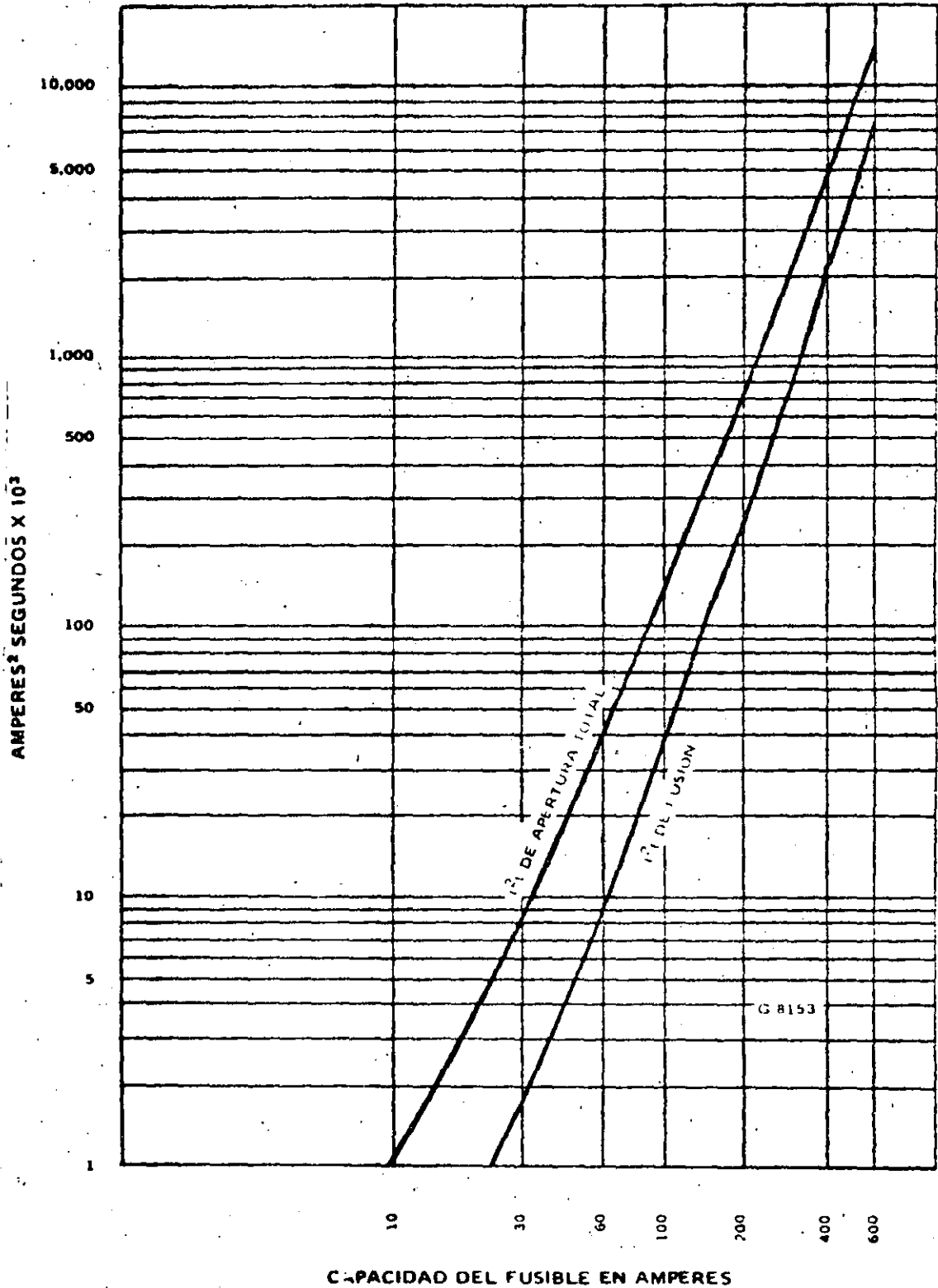
PICO RESTRINGIDO INSTANTANEO Y PICO DISPONIBLE DE CORRIENTE EN AMPERES



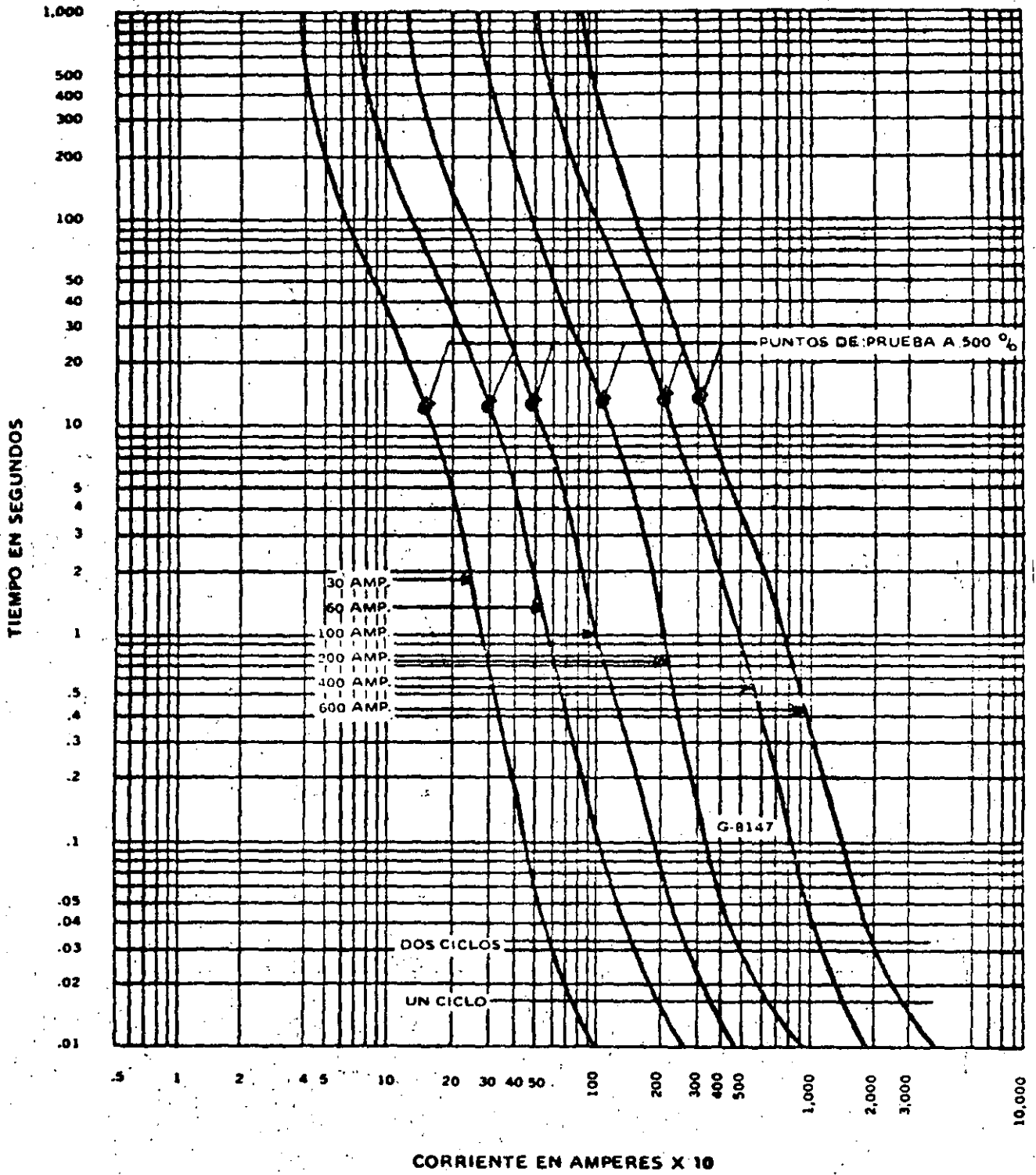
CORRIENTE DISPONIBLE - ASIMETRICA=R.M.C. SIMETRICA X 1.4
NOTA: AMPS. RMC ASIMETRICOS = AMPS. R.M.C. SIMETRICOS X 1.4

G-8151

CARACTERISTICAS DE LA ENERGIA DE FUGA — Valor I^2t de Prearqueo y Máximo de Apertura hasta 600 Amp. 250 Volts.



CURVAS CARACTERISTICAS PROMEDIO TIEMPO-CORRIENTE - 0 a 600 Amp. 250 Volts.



- LA CORRIENTE DE PICO DE FUGA DE LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE NO DEBE SOBREPASAR EL VALOR DE LA CORRIENTE MOMENTANEA - QUE PUEDEN SOPORTAR LOS INTERRUPTORES Y TABLEROS QUE SE ENCUENTRAN DESPUES DE LOS FUSIBLES. CON ESTA PRECAUCION, LOS TABLEROS E INTERRUPTORES PUEDEN OPERAR EN SISTEMAS CON UN CORTO CIRCUITO MAS ELEVADO QUE SU CAPACIDAD.

- CUANDO SE COORDINA UN FUSIBLE CON OTRO, EL DEL LADO DE CARGA DEBE DE TENER UN VALOR $I \pm$ MENOR QUE EL DE LADO DE LINEA. AL APLICARSE EN UN SWITCH DE SEGURIDAD, EL FUSIBLE DEBE DE TENER UN VALOR DE $I \pm$ MENOR QUE EL SWITCH.

5.3.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA.

ESTOS INTERRUPTORES CONTIENEN UNA PROTECCION DE SOBRECARGA --- (TERMICA, BIMETAL) PARA RESPALDO DE PROTECCION A MOTORES O EN SOBRECARGAS EN CIRCUITOS, Y UNA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, PARA CORTOS CIRCUITOS, MEDIANTE SU ELEMENTO INSTANTANEO (MAGNETICO).

5.3.3 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS.

INTERRUPTORES DE MAYOR CAPACIDAD QUE LOS TERMOMAGNETICOS. MEDIANTE SENSORES DE CORRIENTE Y RELES (ULTIMAMENTE DE ESTADO SOLIDO), SE PUEDEN TENER LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS DE PROTECCION:

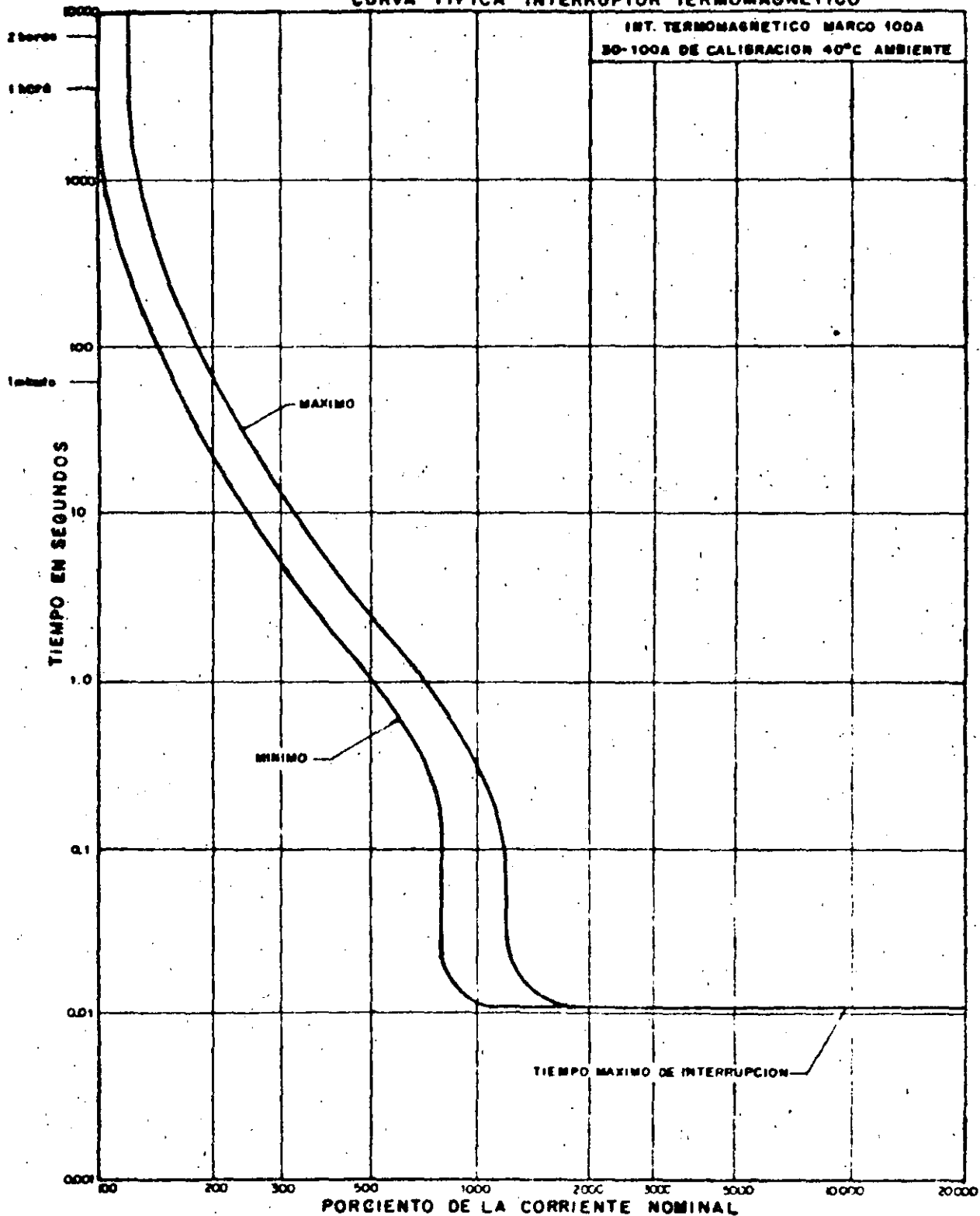
- DISPARO AJUSTABLE A 0.7, 0.9, 1.0, 1.1 Y 1.3 VECES LA CORRIENTE DEL SENSOR.

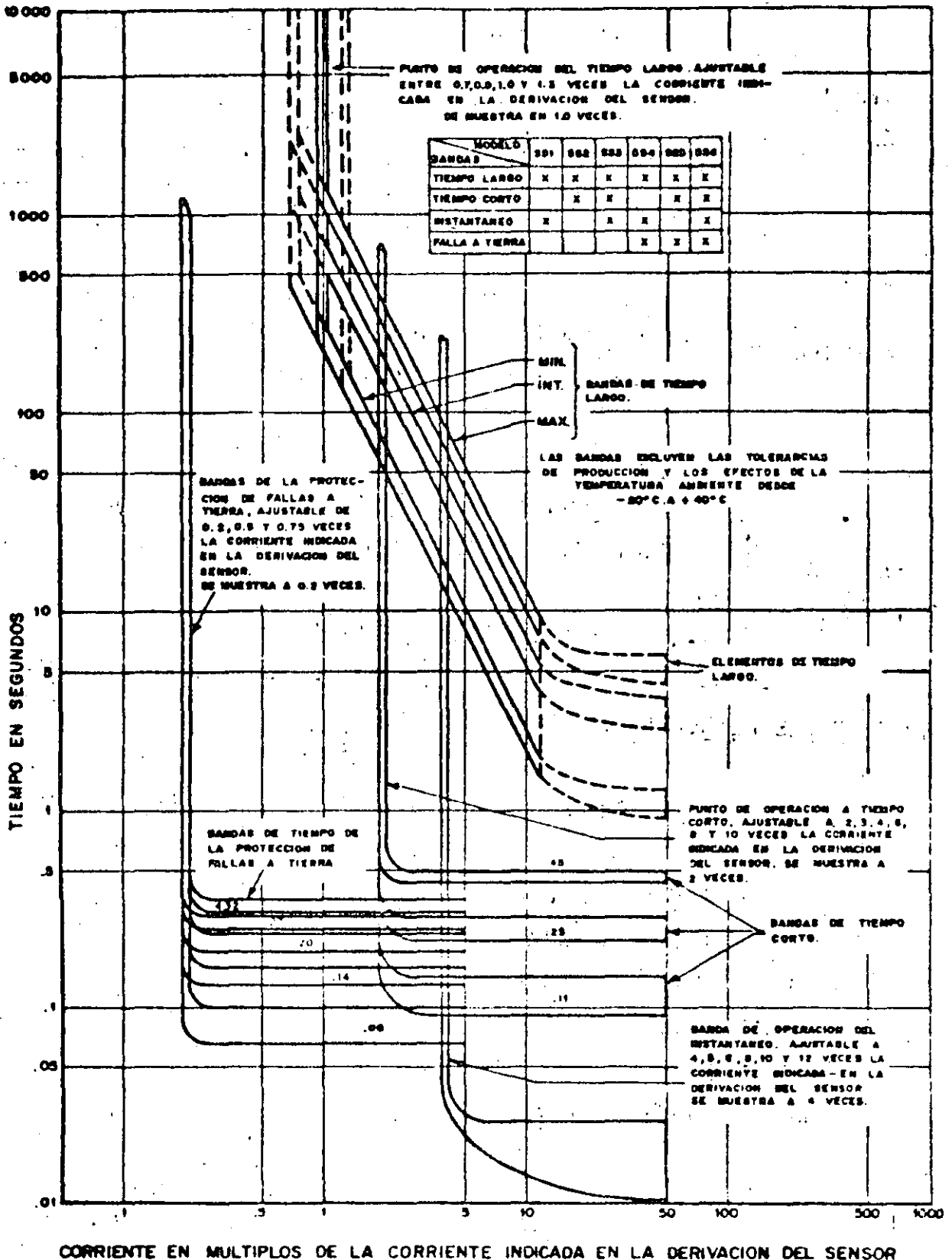
TIEMPO

LARGO

- CURVAS DE TIEMPO, MINIMA 6.5 SEG., MEDIA 19 SEG., MAXIMA 35 SEG.

CURVA TIPICA INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO





CORRIENTE EN MULTIPLOS DE LA CORRIENTE INDICADA EN LA DERIVACION DEL SENSOR

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS.

EN SISTEMAS INDUSTRIALES LOS MAS FRECUENTEMENTE USADOS SON -
LOS DE TIEMPO STANDARD INVERSO (IAC 51) Y DE TIEMPO STANDARD MUY IN-
VERSO (IAC 53).

EL RELE DE TIEMPO INVERSO ES MEJOR QUE EL DE TIEMPO MUY IN--
VERSO DONDE HAY UNA AMPLIA VARIACION DE NIVELES DE CORRIENTE DE COR-
TO CIRCUITO, DEBIDO AL CAMBIO DE FUENTES DE POTENCIA EN USO.

EL DE CURVA MUY INVERSA ES ADECUADO EN SISTEMAS DE DISTRIBU-
CION ALIMENTADOS POR GRANDES SISTEMAS DE POTENCIA, DEBIDO A QUE EN
TALLAS PEQUEÑAS ES LENTO, MAS ES RAPIDO EN ALTOS VALORES DE FALLA.

UNA VEZ SELECCIONADO EL MODELO DE RELEVADOR, SIGUE ESCOGER -
LOS RANGOS DE CORRIENTE DE LOS ELEMENTOS DE TIEMPO INVERSO E INSTAN-
TANEO. LOS BAJOS RANGOS, COMO EL DE 0.5-2 A. PUEDEN SER USADOS DON-
DE UNA BAJA CORRIENTE DE PICK-UP SE REQUIERA, COMO ES EL CASO DE --
LAS CORRIENTES DE TIERRA O DE NEUTRO.

PARA PROTECCION DE FASE SE RECOMIENDA EL RANGO DE 2-16 A. EN

EL RELEVADOR TIENE "TAPS". PARA EL RANGO 2-16 A., POR ELEM-
PLO, ESTOS SON:

<u>RANGO</u>	<u>TAPS DISPONIBLES</u>
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 TAMBIEN SE PUEDEN MOVER VERTICALMENTE.

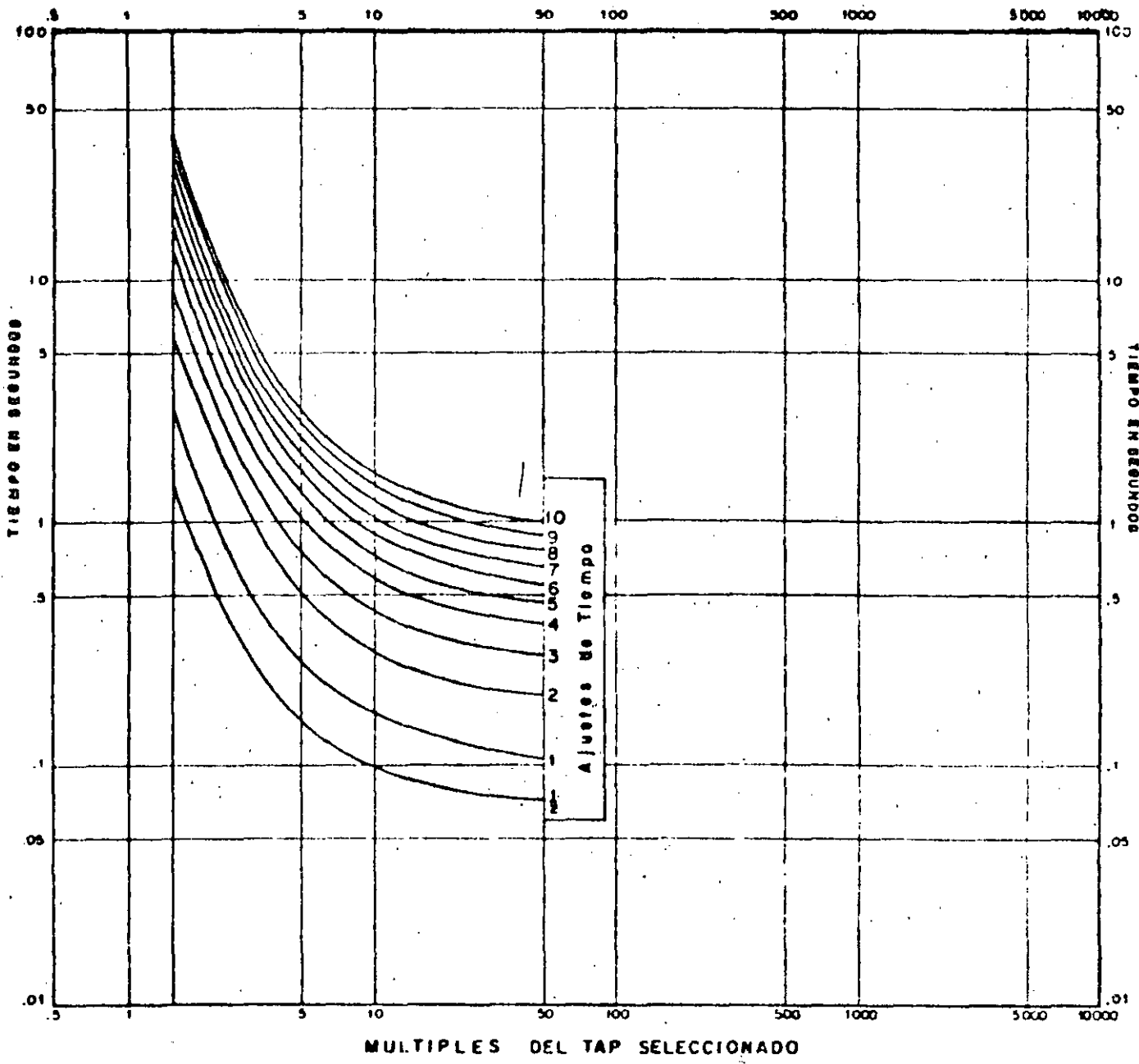


FIG. No. 34 CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC 53

5.4 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

ES NECESARIO ESTABLECER LOS LIMITES DE VALORES DE CORRIENTE, INFERIORES Y SUPERIORES EN EL QUE TRABAJA EL EQUIPO, Y UN BUEN METODO ES ESTABLECIENDO:

- 1.- CONDICIONES DE OPERACION.
- 2.- REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.
- 3.- NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS (ANTES DE DAÑARSE).

5.4.1 CONDICIONES DE OPERACION.

- LAS PROTECCIONES DEBEN SER INSENSIBLES A LAS CORRIENTES NORMALES, COMO POR EJEMPLO:

- CORRIENTES A PLENA CARGA
- SOBRECARGAS PERMISIBLES
- ARRANQUE DE MOTORES
- CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)

ESTOS DATOS PUEDEN OBTENERSE DE LOS FABRICANTES DE EQUIPO, EN LAS PLACAS 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 INDUCCION Y F.P. DE 0.8. EN MOTORES SINCRONOS CON F.P. DE LA UNIDAD, UN H.P. ES IGUAL A 1.25 KVA.

FACTOR DE SERVICIO DE 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 R.T., VECES LA CORRIENTE A ROTOR BLOQUEADO, CON UNA DURACION DE 0.1 SEGUNDOS.

CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO IGUAL A 6 VECES CORRIENTE A PLENA CARGA EN MOTORES DE INDUCCION. PARA MOTORES SINCRONOS CON CARGAS DE BAJA INERCIA, ESTE VALOR ES 6 VECES. CON CARGAS DE ALTA INERCIA, LA CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO SERA DE 9 VECES. EL TIEMPO DE DURACION ES DE 5 A 30 SEGUNDOS, 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°C	1.0
		FA	1.3		
LIQUIDO, TIPO CENTRO DE CARGA	≤2500	OA	1.0	55/65°C	1.12
				65°C	1.0
	≤500	FA	1.0	55/65°C	1.12
				65°C	1.0
	>500	FA	1.15	55/65°C	1.12
				65°C	1.0
	≤2000	FA	1.25	55/65°C	1.12
				65°C	1.0
	>2000	FA	1.25	55/65°C	1.12
				65°C	1.0
LIQUIDO, SUBESTACION PRIMARIA		OA	1.0	55°C	1.0
				55/65°C	1.12
		FOA	1.33	55°C	1.0
				55/65°C	1.12
		FOA	1.67	55°C	1.0
				55/65°C	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 ELEVACION DE TEMPERATURA.

CORRIENTE DE INRUSH POR MAGNETIZACION:

- + 12 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SURESTACION Y PEDESTAL.
- + 8 VECES AMPERS A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO DE CARGA.
- + 8-25 VECES PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBU CION EN BAJA TENSION.

CABLE

LA CAPACIDAD DE SOBRECARGA DEPENDE DEL TIPO DE INSTALA---
 CION. LAS TABLAS DE CONDUCTORES EN EL NATIONAL ELECTRIC CODE SIR-
 VEN DE GUIA.

5.4.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION.

LOS CODIGOS Y STANDARDS LIMITAN LOS AJUSTES DE LOS EQUI--
 POS DE PROTECCION.

MOTORES

PARA MOTORES ARRIBA DE 600 VOLTS, EL NEC. EN SU ARTICULO
 430, PARTE J, REQUIERE QUE CADA MOTOR SEA PROTEGIDO CONTRA SOBRE--
CARGAS PELIGROSAS MEDIANTE PROTECCION TERMICA INTERNA O EXTERNA. -
 LA PROTECCION CONTRA CORRIENTES DE FALLA ES MEDIANTE INTERRUPTORES
 O FUSIBLES.

PARA MOTORES ABAJO DE 600, EL N.E.C. REQUIERE EN SU ARTICULO 430, PARTE C, LO SIGUIENTE: PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

MOTORES PARA FACTOR DE SERVICIO

NO MENOR A 1.15 ————— 125%

MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA

NO MAYOR A 40°C ————— 125%

TODO EL RESTO DE MOTORES ——— 115%

PARA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE, EL N.E.C. REQUIERE UN DISPOSITIVO DE VALOR NOMINAL O AJUSTADO A:

TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTOR 250%

DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTOR 700%

FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO 300%

FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO 175%

SI EL PROTECTOR CONTRA C.C. FORMA PARTE DE UNA COMBINACION - INTERRUPTOR-ARRANCADOR, SE PUEDE ELEVAR EL VALOR DE AJUSTE INSTANTANEO, PERO A NO MAS DE 1300%.

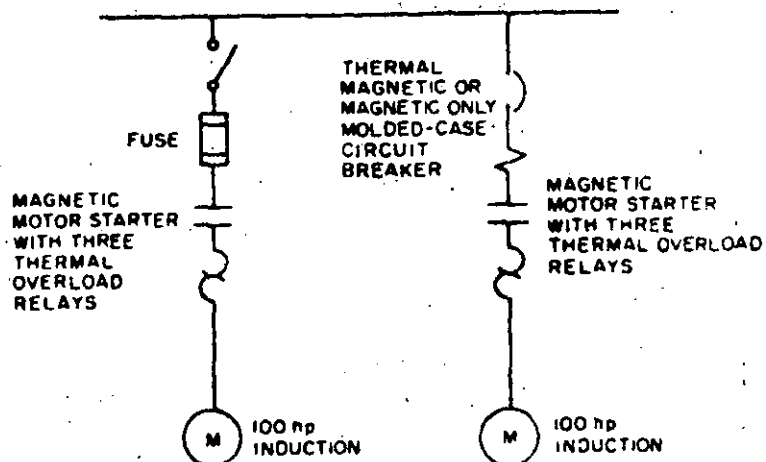


Fig 39

Motor Protection Acceptable to the NEC

TRANSFORMADORES.

LA SIGUIENTE TABLA RESUME LAS CARACTERISTICAS DE PROTECCION.

IMPEDANCIA	LADO PRIMARIO			LADO SECUNDARIO		
	TENSION	INTERRUPTOR	FUSIBLE	>600 V		≤ 600 V
				INTERRUPTOR	FUSIBLE	
TODAS	>600 V	$\leq 3x$	$\leq 1.5x$	NO DEFINIDO	NO DEFINIDO	NO DEFINIDO
$\leq 6\%$		$\leq 6x$	$\leq 3x$	$\leq 3x$	$\leq 1.5x$	$\leq 2.5x$
$>6 < 10\%$		$\leq 4x$	$\leq 2x$	$\leq 2.5x$	$\leq 1.25x$	$\leq 2.5x$
TODAS	<600 V	$\leq 1.25x$	$\leq 1.25x$			NO
		$\leq 2.5x$	$\leq 2.5x$			$\leq 1.25x$
$\leq 6\%$		$\leq 6x$	$\leq 6x$			PTI
$> 6\% < 10\%$		$\leq 4x$	$\leq 4x$			

PTI : PROTECCION TERMICA INTERNA

CABLES

EL N.E.C. REQUIERE QUE LOS CABLES SEAN PROTEGIDOS CONTRA SOBRECORRIENTES COMO SIGUE:

CABLE ALIMENTADOR, TENSION MENOR O IGUAL A 600 V., DENTRO DE SU AMPACIDAD (ARTICULO 240-3).

CABLE ALIMENTADOR ARRIBA DE 600 VOLTS. 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 DE NO MAS DE 6 VECES LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (ARTICULO - 240-100).

5.4.3 NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR - LOS EQUIPOS.

MOTORES. ES EL TIEMPO EN QUE UN MOTOR PUEDE PERMANECER -
CON EL ROTOR BLOQUEADO.

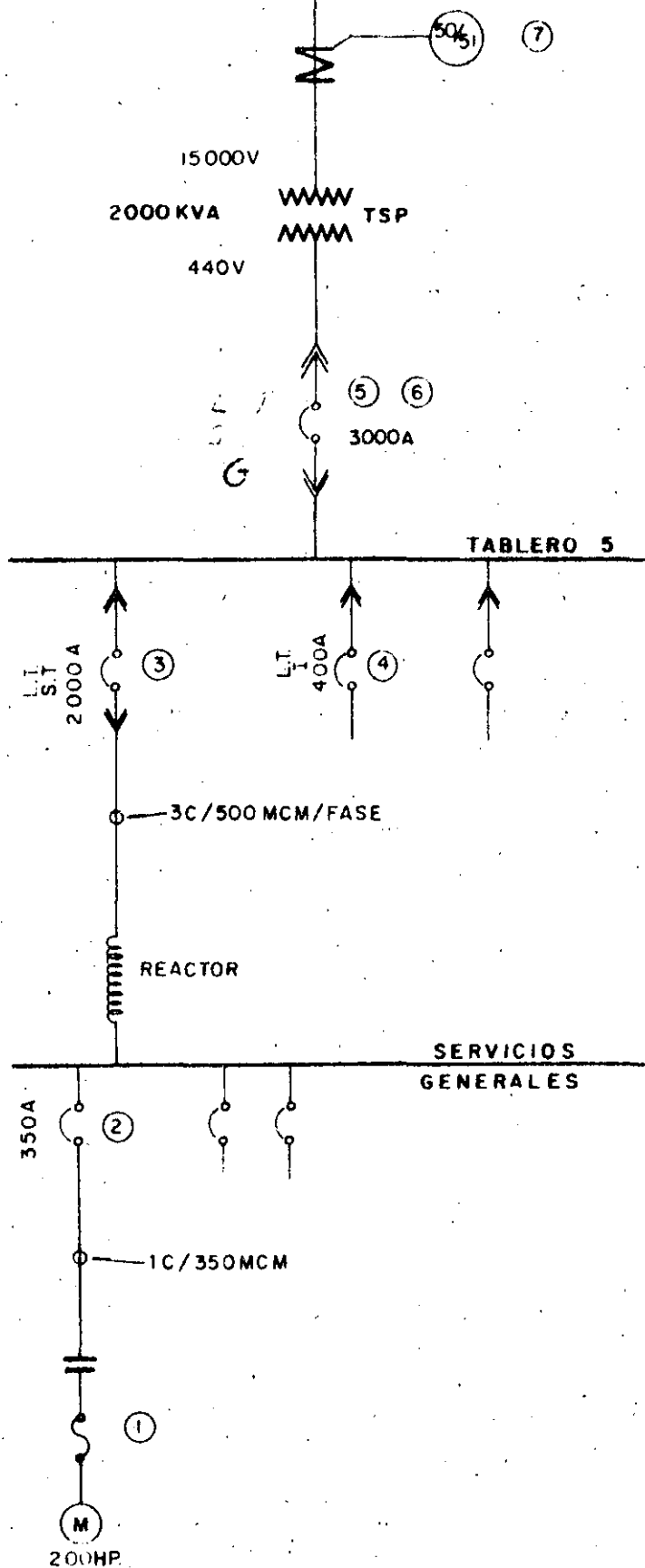
TRANSFORMADORES. SE DENOMINA COMO EL PUNTO ANSI (ANSI -
C57.12.00, 1973). ESTE PUNTO IDENTIFICA LOS REQUERIMIENTOS DE
DISEÑO MEDIANTE LOS CUALES LOS DEVANADOS PUEDEN SOPORTAR, SIN
DAÑO, LOS ESFUERZOS MECANICOS Y TERMICOS CAUSADOS POR LOS COR-
TOS CIRCUITOS. LA TABLA SIGUIENTE RESUME ESTOS VALORES.

DETERMINACION DEL PUNTO ANSI

% Z	CORRIENTE RMS SIMETRICA EN CUALQUIER DEVANADO		PERIODO DE TIEMPO (SEGUNDOS)
	CONEXION $\Delta \Delta$ $Y Y$	CONEXION ΔY	
4.0 MENOS	25x	14.5x	2.0
5	20x	11.6x	3.0
5.25	19x	11.0x	3.25
5.50	18.2x	10.5x	3.50
5.75	17.4x	10.1x	3.75
6.0	16.6x	9.6x	4.0
6.50	15.4x	8.9x	4.50
7.0	14.3x	8.3x	5.0
8.0	12.5x	7.3x	5.0

A GENERADOR

FIGURA : 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 53 B.

EJEMPLO DE APLICACION DE PROTECCIONES Y COORDINACIONPASO N° 1. CORRIENTES NORMALES DE OPERACION.A) MOTOR DE BOMBA, 200 H.P.

$$\text{CORRIENTE PLENA CARGA (CPC) (1 HP = 1 KVA)} = \frac{200}{\sqrt{3} (0.44)} = 262 \text{ A}$$

CORRIENTE ROTOR BLOQUEADO (CRB)

6 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA Y SE ASUMEN 8 SEGUNDOS DE DURACION.

$$\text{CRB} = 6 \times \text{CPC} = 1574 \text{ A.}$$

MAXIMA CORRIENTE DE ARRANQUE (MCA)

1.5 VECES CRB DURANTE 0.1 SEG.

$$\text{MCA} = 1574 \times 1.5 = \underline{\underline{2597 \text{ A.}}}$$

B) CORRIENTES ADICIONALES EN EL TABLERO DE SERVICIOS GENERALES, DEBIDO A OTRAS CARGAS:

CORRIENTES ADICIONALES 1353 A.

C.P.C. BOMBA N° 1 262

TOTAL ALIMENTADOR A SERVICIOS GENERALES	1615 A.
---	---------

C) CORRIENTE EN TABLERO 5 SERVICIOS PROPIOS.

ALIMENTADOR SERVICIOS GENERALES 1615 A.

CORRIENTE ADICIONAL 800 A.

TOTAL	2415 A.
-------	---------

D) TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

$$\text{ALTA} : \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 77 \text{ A.}$$

$$\text{BAJA} : \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 0.44} = 2624 \text{ A.}$$

LA CORRIENTE DE MAGNETIZACION (INRUSH) SE CONSIDERA -
8 VECES LA CORRIENTE A PLENA CAPACIDAD Y SU DURACION ES DE 0.1
SEG.

CORRIENTE DE MAGNETIZACION TRANSITORIA (CMT) =

$$8 \times I_n \quad 8 \times 77$$

$$\text{CMT} = \underline{616 \text{ A}}, \text{ DURACION } 0.1 \text{ SEGUNDOS.}$$

PASO Nº 2. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.

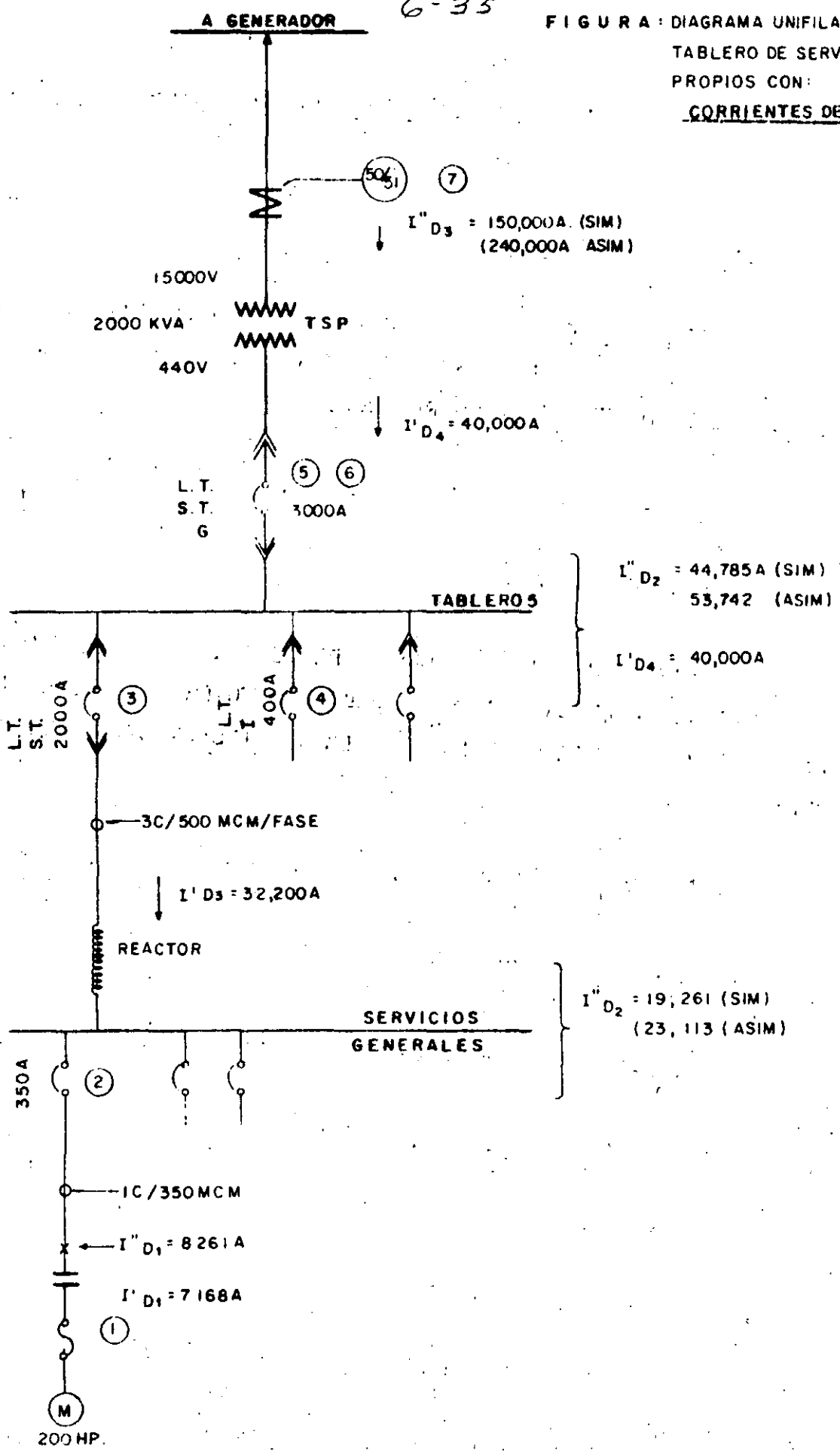
ESTAS FUERON CALCULADAS POR SEPARADO Y SE MUESTRAN EN EL DIAGRAMA UNIFILAR ANEXO.

DE ACUERDO CON LA VELOCIDAD DE RELES O LA DEL EQUIPO DE DESCONEXION, SE DEBE CONSIDERAR SI SE TOMA EN CUENTA LA CORRIENTE SUBTRANSITORIA O TRANSITORIA.

APARATO DE PROTECCION	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO QUE SE DEBE CONSIDERAR.
RANDA INSTANTANEA EN ELECTROMAGNETICOS, INSTANTANEA EN TERMOMAGNETICOS Y RELES -- 50/51	I''_D ASIMETRICA (SUBTRANSITORIA)
BANDAS DE TIEMPO CORTO Y TIERRA EN ELECTROMAGNETICOS.	I'_D (TRANSITORIA)
UNIDAD DE TIEMPO RELÉ 50/51	

6-35

FIGURA: DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON: CORRIENTES DE FALLA



CONOCIDOS LOS LÍMITES DE TEMPERATURA, CON LAS SIGUIENTES FORMULAS SE PUEDE DETERMINAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO -- QUE LAS PRODUCE:

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0297 \log_{10} \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}$$

(CONDUCTORES DE COBRE)

Y

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0125 \log_{10} \frac{T_2 + 228}{T_1 + 228}$$

(CONDUCTORES DE ALUMINIO)

DONDE:

I = AMPERES RMS DURANTE TODO EL INTERVALO DE FLUJO DE CORRIENTE.

t = DURACION DEL FLUJO DE C.C. EN SEGUNDOS

CM = SECCION DEL CONDUCTOR EN CIRCULAR MILS

T_1 = TEMPERATURA INICIAL DEL CONDUCTOR (°C)

T_2 = TEMPERATURA FINAL DEL CONDUCTOR (°C)

PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION SE PONEN COMO DATOS T_1 Y T_2 (75° Y 150°C PARA LOS CABLES DE ESTE ESTUDIO, THW) Y DE -- AHI SE DIBUJA LA CURVA TIEMPO-CORRIENTE DEL CABLE EN PARTICU-- LAR SOBRE EL PAPEL LOG - LOG.

LOS BUSES TIENEN TAMBIEN UN CIERTO LIMITE DE TEMPERATURA AL QUE DEBEN CALENTARSE EN EL CASO DE UN CORTO CIRCUITO, Y ESTE ESTA DADO POR LA SIGUIENTE FORMULA:

$$I = 1974 A \sqrt{\frac{\log_{10} \left(\frac{T_M - T_A}{234 + T_A} + 1 \right)}{33 S}}$$

EN DONDE:

- I = CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN AMPERS.
- A = SECCION TRANSVERSAL DE LAS BARRAS EN MM^2
- T_M = TEMPERATURA DE FUSION DEL COBRE ($1083^{\circ}C$).
- T_A = TEMPERATURA AMBIENTE ($^{\circ}C$)
- S = DURACION DEL CORTO CIRCUITO EN SEGUNDOS.

C) TRANSFORMADOR DE 2000 KVA

DE ACUERDO A LA TABLA DE LA PAGINA 5-27, EL TRANSFORMADOR QUE TIENE UNA IMPEDANCIA MENOR AL 6% DEBE SER PROTEGIDO A 600% DEL LADO PRIMARIO Y A 250% EN EL LADO SECUNDARIO.

$$NEC-T_1 = I_D \times 6 = 77 \times 6 = \underline{462 A}$$

$$NEC-T_2 = I_S \times 2.5 = 2624 \times 2.5 = \underline{6560 A.}$$

EL PUNTO ANSI SE DETERMINA EN BASE A LA TABLA DE LA PAGINA 5-30, Y COMO SE TRATA DE UNA IMPEDANCIA DE 5.75%, ESTE SERA DE 10.1 X Y 3.75 SEGUNDOS (CONEXION DELTA ESTRELLA), POR LO QUE

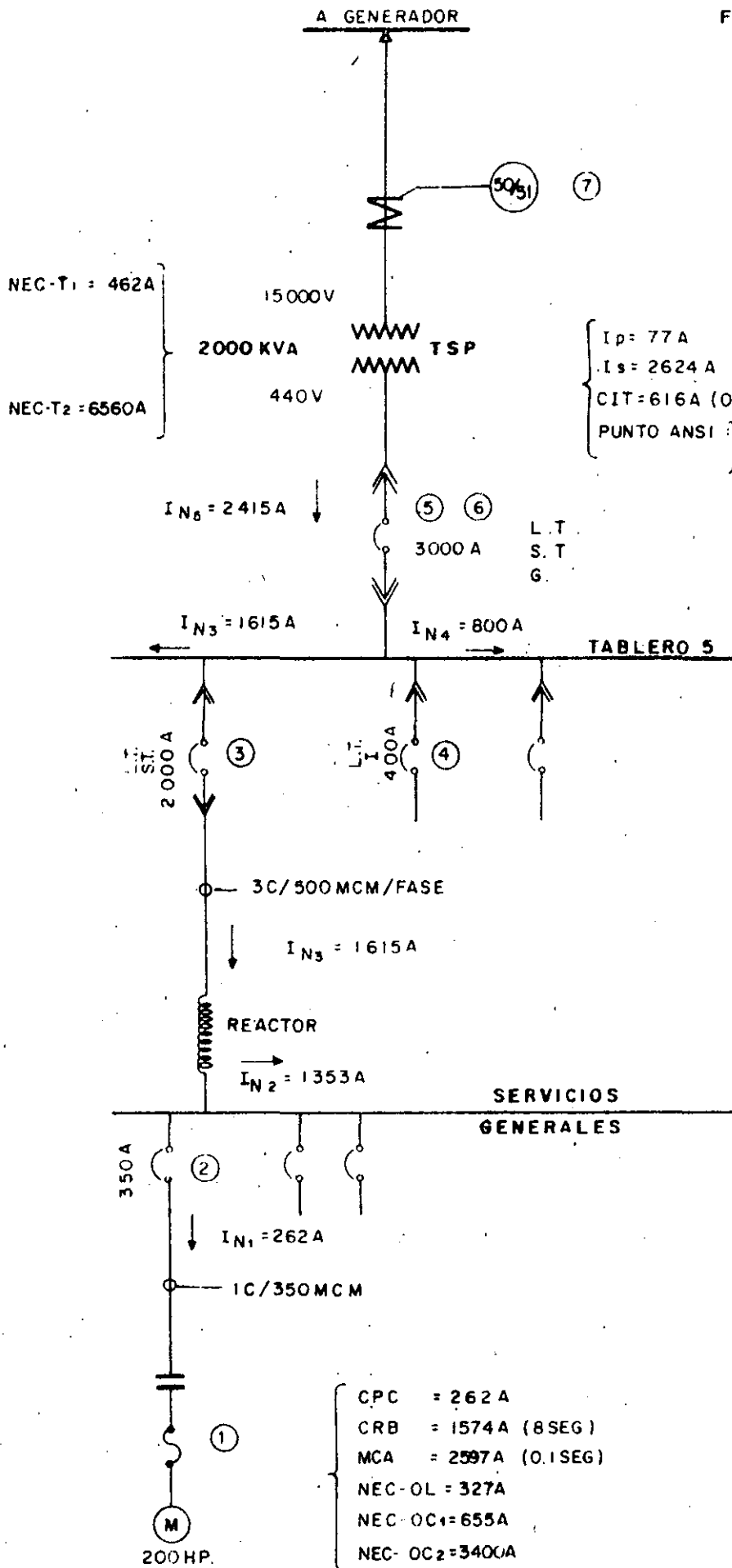
$$PUNTO ANSI = 10.1 \times 77 = 778 A.$$

(3.75 SEGUNDOS)

FIGURA: DIAGRAMA UNIFILAR DE
TABLERO DE SERVICIOS

PROPIOS CON:

CORRIENTES NORMALES DE
OPERACION Y REQUERIMIENTOS
DE PROTECCION



PASO N° 4: ELABORACION DE CURVAS TIEMPO CORRIENTE.A) CURVA TIEMPO CORRIENTE N° 1

MUESTRA LA PORCION DEL CIRCUITO MAS ALEJADA DE LA FUENTE, INCLUYENDO:

MOTOR DE 200 HP, CON SU PERFIL DE OPERACION (MCA, CRB, CPC Y DURACION). SE MUESTRA TAMBIEN LOS REQUERIMIENTOS NEC-OL Y NEC-OC.

CABLE DE 350 MCM. SE TRAZA SU CURVA DETERMINANDO POS- PUNTOS DE ELLO:

$$\left[\frac{I}{\text{CM}} \right]^2 \cdot t = 0.0297 \log_{10} \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}$$

$$T_1 = 75^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 150^\circ\text{C}$$

PARA $t = 0.01$ SEG.

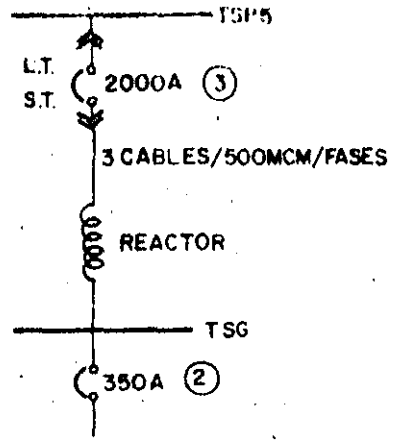
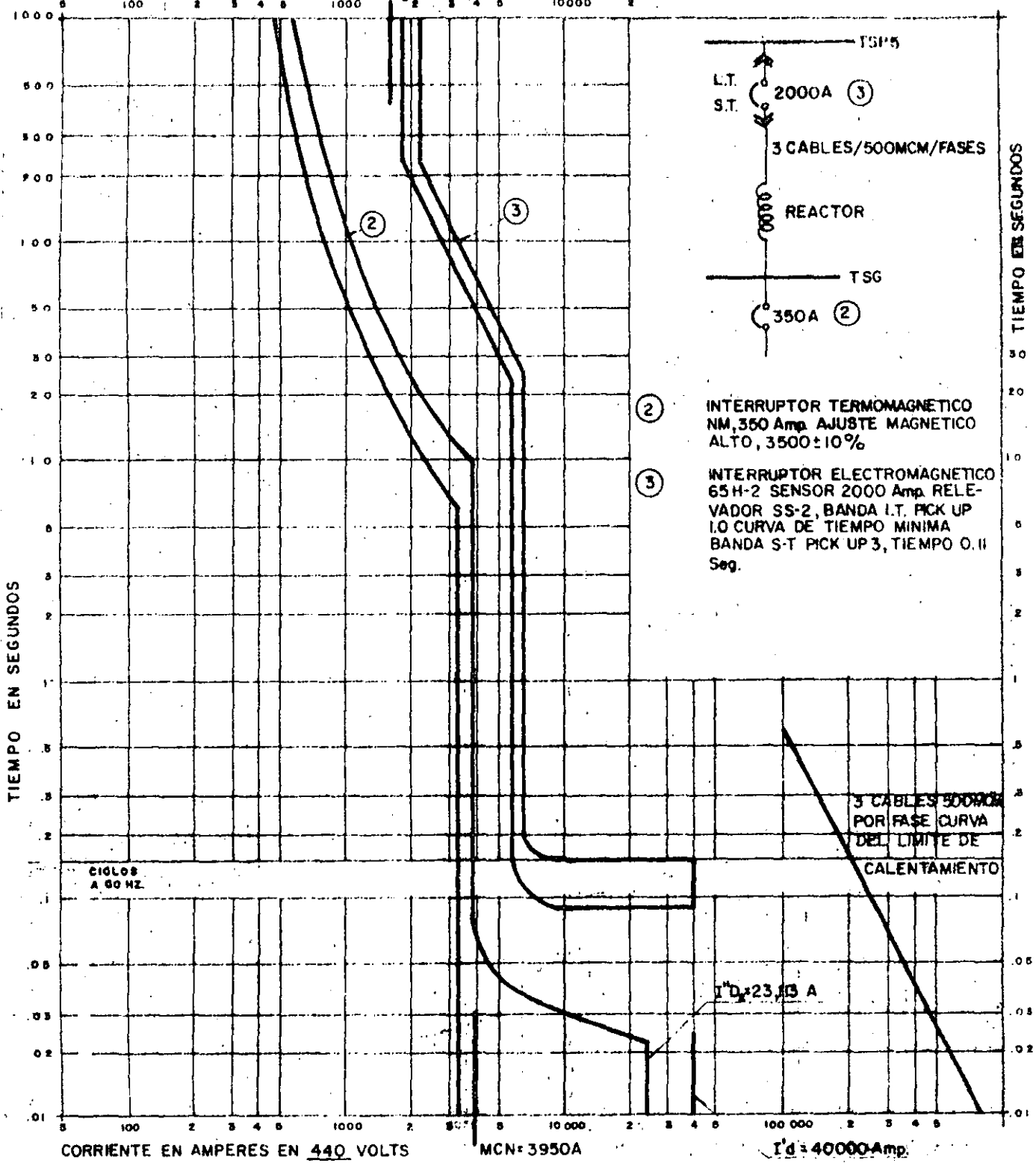
$I = 185,297$ AMPERS

PARA $t = 0.1$ SEG.

$I = 58,596$

CORRIENTE EN AMPERES EN 440 VOLTS

$I_n = 1615 \text{ Amp.}$



- (2) INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO NM, 350 Amp AJUSTE MAGNETICO ALTO, 3500 ± 10%
- (3) INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO 65 H-2 SENSOR 2000 Amp RELEVADOR SS-2, BANDA I.T. PICK UP 1,0 CURVA DE TIEMPO MINIMA BANDA S-T PICK UP 3, TIEMPO 0.11 Seg.

3 CABLES 500MCM POR FASE CURVA DEL LIMITE DE CALENTAMIENTO

$I'D = 23,13 \text{ A}$

CORRIENTE EN AMPERES EN 440 VOLTS $I_n = 1615 \text{ Amp.}$ MCN = 3950A $I'd = 40000 \text{ Amp.}$

CURVAS TIEMPO-CORRIENTE	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE	No. 2
No 2	COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO 525 SG	FECHA DIBUJADO POR COMPONENTE INT. 525 SG LOCALIZACION TAB. 5 SP

INTERRUPTOR DERIVADO, 400 AMPERES (Nº 4). BANDA INSTANTANEA: SE AJUSTA AL VALOR MÁXIMO, 12×4800 AMPERES, CON OBJETO DE TENER CIERTA SELECTIVIDAD CON LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS DEL TABLERO QUE ESTE INTERRUPTOR ALIMENTA. EN FALLAS MENORES A 4800 A., OPERAN LOS TERMOMAGNETICOS Y SI ESTA ES MAYOR, OPERAN TANTO PRINCIPAL COMO DERIVADOS. ESTA PORCIÓN INSTANTANEA 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 1.0X, CURVA MÍNIMA.

INTERRUPTOR PRINCIPAL, 3000 AMPERES, DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN DE FASE Nº 5. DEBE PROTEGER AL TRANSFORMADOR, Y SU BANDA L.T. DEBE QUEDAR A LA IZQUIERDA DE 250% DE I_S (6560 AMPERES).

-DEBE PERMITIR QUE EL TRANSFORMADOR LLEVE SU PLENA CAPACIDAD EN FORMA PERMANENTE, (2624 A.).

-DEBE PROTEGER A LAS BARRAS COLECTORAS, DE 3000 A.

-DEBE COORDINARSE CON LOS DISPOSITIVOS 3 Y 7

SE ESCOGE 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 ESCOGE $3X = 9000$ A. Y UN AJUSTE DE TIEMPO DE 0.25 SEG. LA CURVA SE CORTA A 40,000 AMPERS, VALOR DE LA CORRIENTE TRANSITORIA I'_{D4}

BANDA DE TIERRA, G.

TIENE POR OBJETO PROTEGER CONTRA FALLAS DE ARQUEO.

LA FALLA PRORABLE MINIMA DE ARQUEO ES EL 19% DE LA FALLA TRIFASICA:

$$I_{ARC} = 0.19 \times 51,000 \quad (\text{EL VALOR DE FALLA ESTA TOMADO DE CALCULOS QUE NO APARECEN - AQUI})$$

$$I_{ARC} = 9690 \quad (\text{VALOR MINIMO})$$

POR LO TANTO, EL VALOR DE FALLA PUEDE VARIAR DESDE 9,690 HASTA 51,000 ASIMETRICOS. ¿QUE DAÑOS CAUSA ESTO AL EQUIPO? LA EXPRESION:

$$I_N \times 250 = I_{ARC}^{1.5} t$$

EXPRESA LOS DAÑOS.

PARA UN CIRCUITO DE 400 A :

$$I_{ARC}^{1.5} t = 400 \times 250 = 100,000$$

$$\text{SI } 9,690 < I_{ARC} < 51,000$$

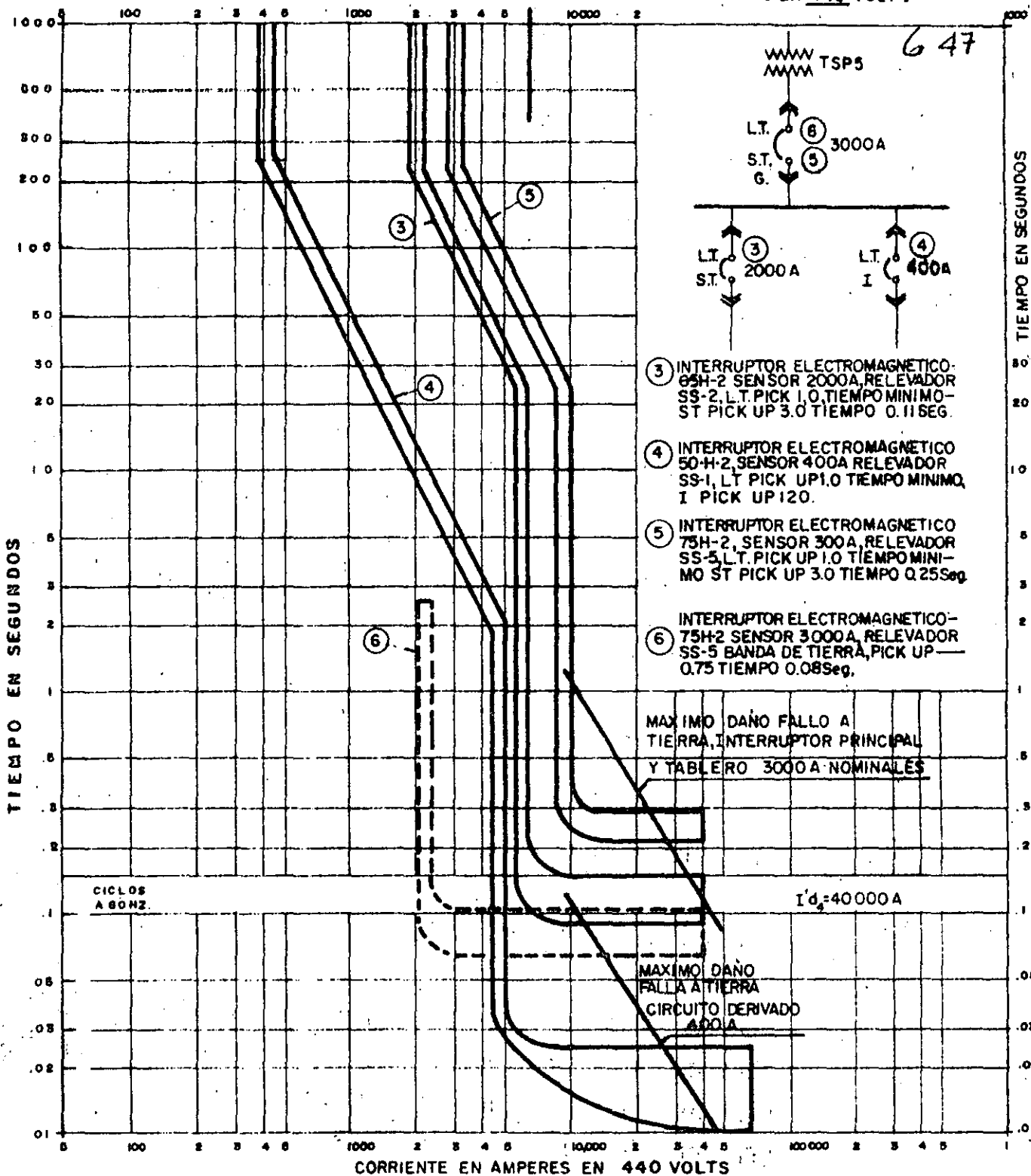
SE CALCULA LA CURVA Y SE TRAZA . .

PARA UN CIRCUITO DE 3000 A:

$$I_{ARC}^{1.5} t = 3000 \times 250 = 750,000$$

$$\text{DONDE } 9,690 < I_{ARC} < 51,000$$

647



<p>CURVAS</p> <p>TIEMPO-CORRIENTE</p> <p>No. 3</p>	<p>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</p>	<p>NO. 3</p>
	<p>COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES ELECTRO- MAGNETICOS PRINCIPAL Y DERIVADOS EN TABLE</p>	<p>FECHA</p>
	<p>RO 5 DE SP.</p>	<p>DIBUJADO POR</p>
	<p>COMPONENTE INTS. VARIOS</p>	<p>LOCALIZACION TAB. 5 S.P.</p>

AJUSTANDO LA PROTECCION DE TIERRA A $0.75X = 0.75X 3000 = 2250$
 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 PROTEGI-
 DO MEDIANTE SU BANDA INSTANTANEA.

D) CURVAS TIEMPO CORRIENTE N° 4

SE COORDINAN EL RELE IAC 53 R EN 15 KV, CON EL RELE DE
 ESTADO SOLIDO DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL EN BAJA TENSION.

LA TENSION BASE ES DE 15 KV, Y TODAS LAS CORRIENTES SE -
 CALCULAN EN ESA BASE:

$$3000 \text{ AMPERS} - - - - - \rightarrow 3000 \times \frac{440}{15000} = 88 \text{ A.}$$

ASI SE PROCEDE PARA LOS DEMAS VALORES, TRANSPORTANDO CON
 ESTO LOS VALORES EN R.T. AL LADO DE 15 KV.

RELEVADOR 50/51. SE DEBE DE AJUSTAR CONSIDERANDO LO SI
 GUIENTE:

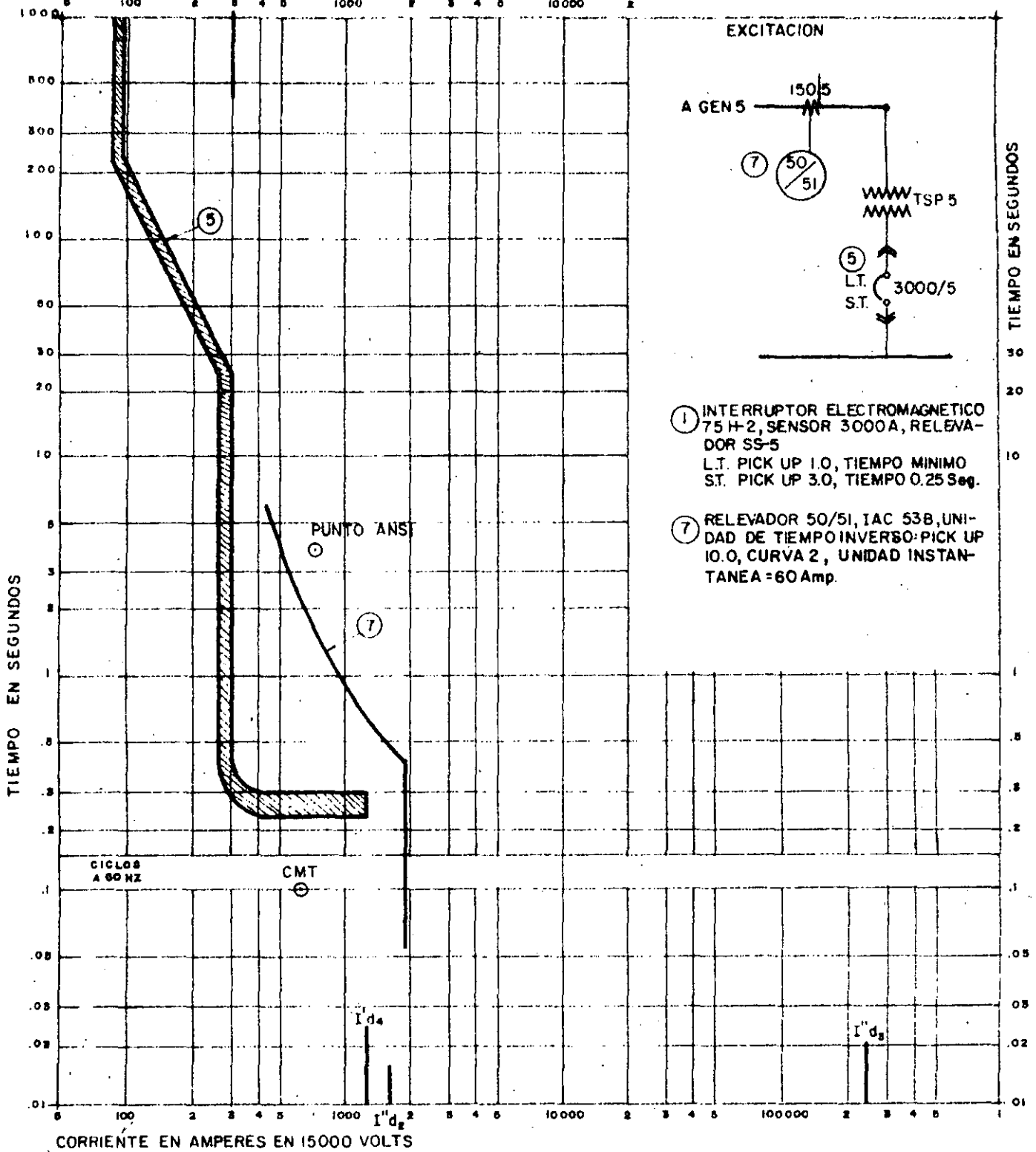
- DEBE COORDINARSE CON EL INTERRUPTOR EN BAJA TENSION.
- DEBE QUEDAR A LA IZQUIERDA DEL VALOR FIJADO POR EL NEC
 PARA ALTA TENSION (400% I_p , 308 A.)
- DEBE OPERAR ANTES DEL PUNTO ANSI.

PARA CUMPLIR CON LO ANTERIOR, EL RELEVADOR SE AJUSTA A
 UN PICK-UP DE 300 A PRIMARIOS (DADA LA RELACION DE LOS T.C., -

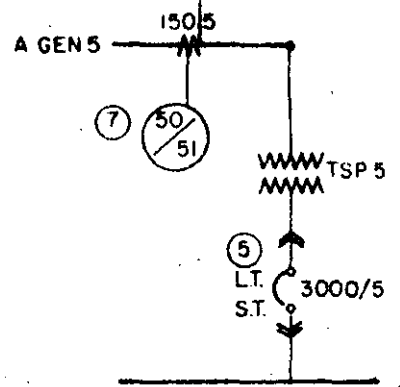
150/5 = 30, EL "TAP" DEBE SER 10). LA CURVA DE TIEMPO SELECCIONADA ES LA N° 2.

DADO QUE ESTE RELEVADOR 50/51 ES SENSIBLE A LAS FALLAS - SURTRANSITORIAS Y ASIMETRICAS, EL INSTANTANEO DEBE DE AJUSTARSE A UN VALOR MAYOR QUE 53,742 A., O SEA LA CORRIENTE DE FALLA EN EL SECUNDARIO (1576 A., REFERIDO AL PRIMARIO). SE SELECCIONA UN AJUSTE DE 60 AMPERES, EQUIVALENTES A:

$$60 \times \frac{150}{5} \times \frac{15,000}{440} = 61,363 \text{ A.}$$



EXCITACION



- ① INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO 75 H-2, SENSOR 3000A, RELEVADOR SS-5
L.T. PICK UP 1.0, TIEMPO MINIMO S.T. PICK UP 3.0, TIEMPO 0.25 Seg.
- ⑦ RELEVADOR 50/51, IAC 53B, UNIDAD DE TIEMPO INVERSO: PICK UP 10.0, CURVA 2, UNIDAD INSTANTANEA = 60 Amp.

TIEMPO EN SEGUNDOS

10

1

0.1

0.01

0.02

0.05

0.1

0.2

0.5

1

2

5

10

<p>CURVAS</p> <p>TIEMPO-CORRIENTE</p> <p>No. 4</p>	<p>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</p> <p>COORDINACION ENTRE RELEVADOR. 50/51, LADO 15 000V. E INTERRUPTOR PRINCIPAL LADO 4 40V.</p>	<p>No. 4</p> <p>FECHA _____</p> <p>DIBUJADO POR _____</p> <p>COMPONENTE RELEVADOR E INT.</p> <p>LOCALIZACION TAB DUPLEX Y TSP 5</p>
---	---	--

ANEXO N° 4 DEL REPORTE TECNICO.
FALLA EN EL TABLERO "D" DEL SERVICIO DE ESTACION DE LA S. E.
NONOALCO.
TIPOS DE FALLAS EN BAJA TENSION.

Falla
franca 6
sólida

Limitada por la impedancia del sistema. Raramente ocurre en circuitos prácticos. 3 Ø, 2 Ø, Ø-T.

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 miliampers, sucede en herramientas portátiles, aparatos electrodomésticos, etc.

La falla de Nonoalco fué una falla de arqueo.

¿ Qué son estas fallas?

FALLAS DE ARQUEO

* Aunque la falla se origine entre fases, inevitablemente se manifestará a tierra.

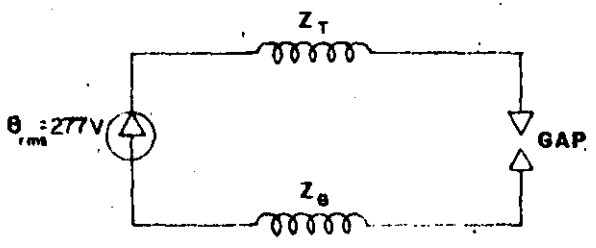
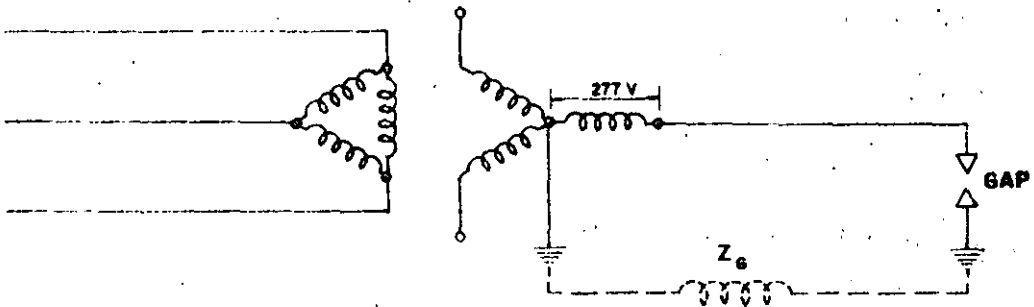
* El valor de la falla sólida a tierra:

$$I_F = \frac{3 E_{L-N}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_G}$$

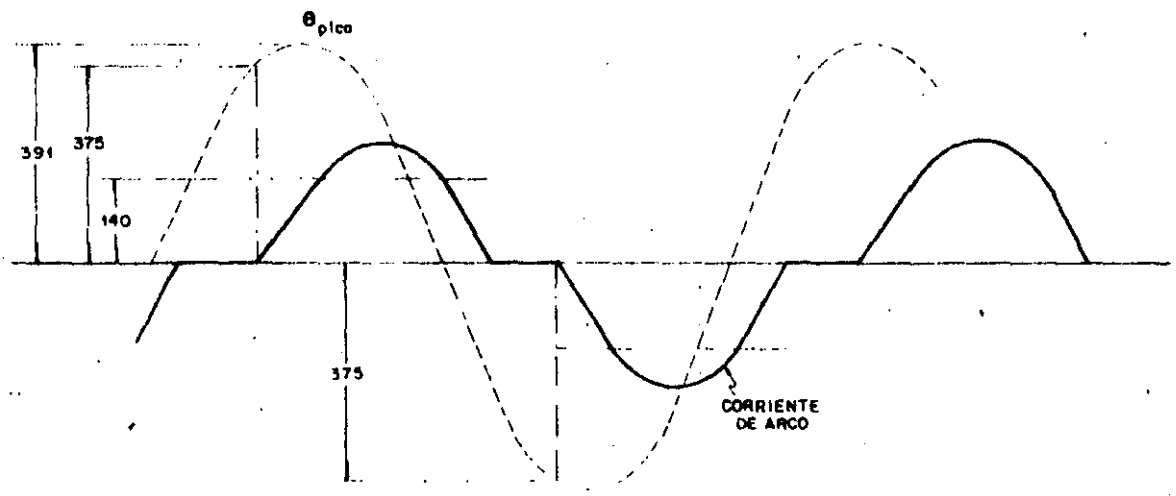
Z1-Sec(+)
 Z2-Sec(-)
 Z0-Sec(0)
 ZG-Impedancia
 circuito de
 tierra va--
 riable.

- * Cuando la falla no es sólida, existe un arco cuya corriente es un % de la falla sólida, pero de un valor de I_{ARC} y V_{ARC} diffi-
ciles de predecir. Sin embargo, las recomendaciones de protec-
 ción aconsejan situar el valor mínimo entre un 19% a un 38% de
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 I_{ARC} , es probable que -
 la protección de sobrecorriente de fase (PSCF) no la detecte.
- * Si esto sucede, la corriente puede durar varios segundos ó - -
 minutos y su efecto es altamente destructivo, dada la gran cán-
tidad de energía que se libera a través del arco y no se disi-
 pa en el resto del sistema(buses, cables, etc.) como en el - -
 caso de la falla sólida.
- * Otra característica de las fallas de arqueo es que en la inmen-
 sa 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 pro--
 porciona ($277 \times \sqrt{2} = 391 > 375$ V)

MODELO TEORICO DE LA FALLA



TENSION EN EL GAP
MAYOR DE 375 V → NO HAY CHISPA
MENOR DE 375 V → SI HAY CHISPA



$$I_{\phi-T} = 20,000 \text{ A}$$

$$I_{ARC} = 7600 \text{ A (38\%)}$$

$$V_{ARC} = 140 \text{ V}$$

Así resulta que es teóricamente poco probable que en un sistema de 220/127 volts se presente una falla de arqueo 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 autoextinguieron...y el caso de Nonoalco es uno de ellos.

* ¿Como se debe proteger un circuito contra fallas de arqueo a tierra?

1º Calibrar si las condiciones de carga lo permiten, la P.S.C. F. entre un 19 - a un 38 % del valor de la falla sólida (para efectos prácticos) si estamos cerca del transformador

$$I_{\text{FASE A TIERRA}} = I_{30}$$

2º Si las condiciones de carga o de coordinación no permiten calibrar la PSCF en forma adecuada, se recomienda un sistema de protección de fallas a tierra.

* Sistemas de protección de fallas a tierra (PFAT)

- Desbalanceo de tensiones en Δ abierta.
- Corriente residual
- Sensor dona abrazando tres fases y neutro.
- Sensor corriente de regreso neutro transformador.

Ya se ha seleccionado el equipo, ¿existe algún criterio para determinar la frontera de los daños admisibles en fallas a tierra? SI:

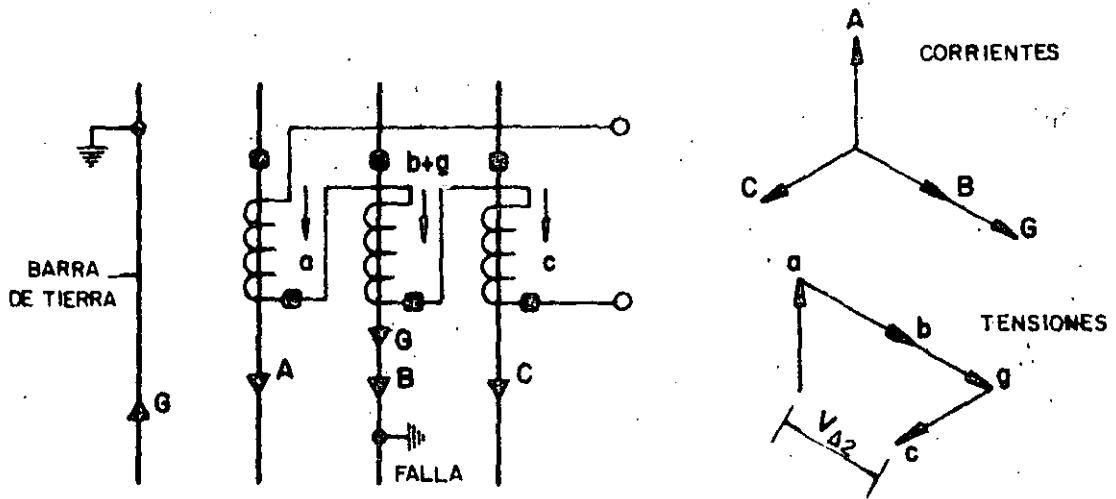
$$250 \text{ In } I_{\text{arc}}^{1.5} \times t$$

$$\text{ALUMINIO : } Y = 1.519 \times 10^{-6} I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ (pulg-cub-seg)}$$

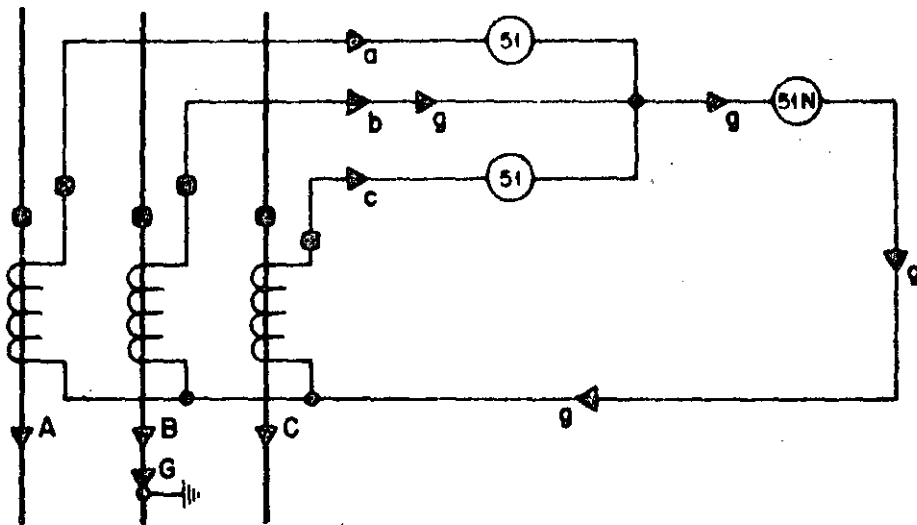
$$\text{COBRE : } Y = 0.723 \times 10^{-6} I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ (pulg-cub-seg)}$$

$$\begin{array}{l} \text{envolvente} \\ \text{de} \\ \text{acero} \end{array} : Y = 0.6564 \times 10^{-6} I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ (pulg-cub-seg)}$$

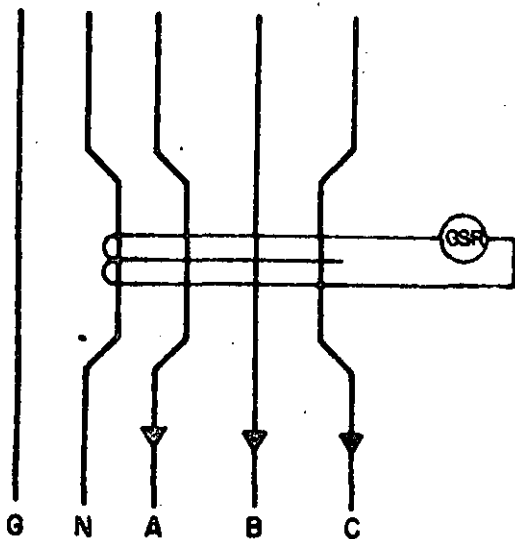
SISTEMAS DE P.F.A.T.



DELTA ABIERTA

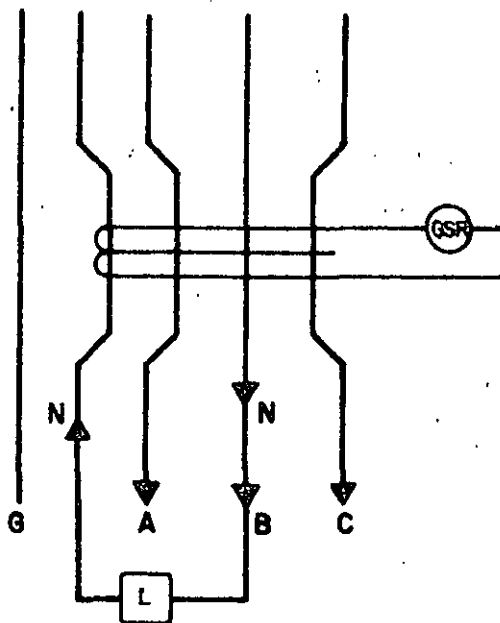


CORRIENTE RESIDUAL



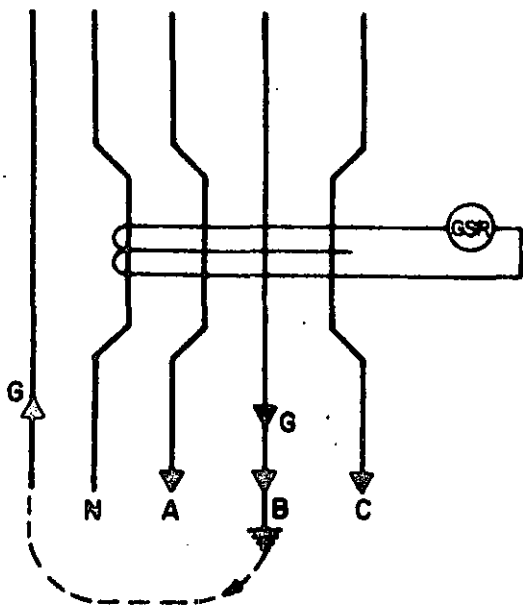
SENSOR DE TIERRA

(CORRIENTES BALANCEDAS)



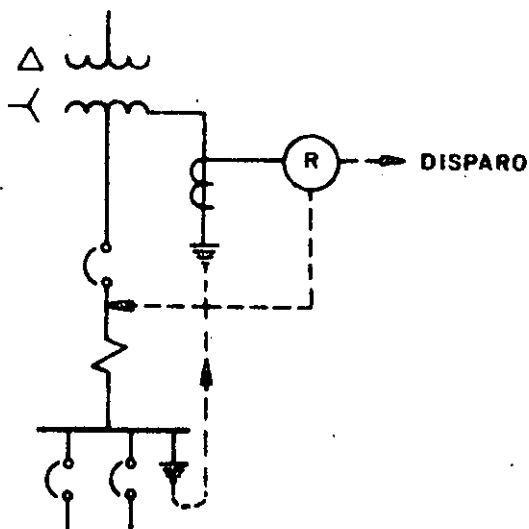
SENSOR DE TIERRA

(MAXIMO CASO DE DESBALANCEO)



SENSOR DE TIERRA

(CONDICION DE FALLA, EL RELEVADOR OPERA)



PROTECCION EN REGRESO

CIRCUITO DE TIERRA



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

SISTEMAS DE TIERRAS

ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ

ENERO 1985

Generalidades:

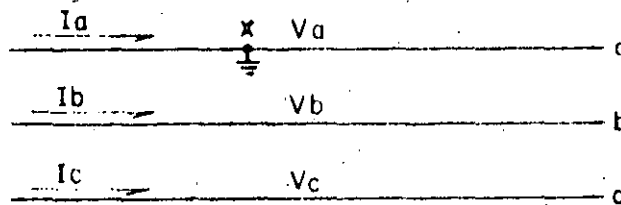
Al proyectar un sistema eléctrico de distribución, se pone especial énfasis en los métodos mejores para conducir el fluido eléctrico, como en la mejor manera de aislarlos del medio ambiente y entre sí. Se aplican los conocimientos tecnológicos de modo de tener el mejor control y la mejor protección para 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.

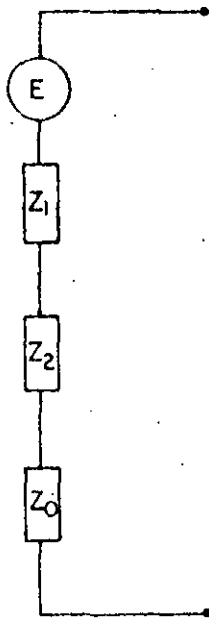
Existen varias formas de referir el neutro de un sistema eléctrico a tierra: aterrizaje directo, por medio de reactancias, por resistencias y también el de neutro aislado de tierra (neutro flotante ó distribución del ta).

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, vista 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 desde el punto de falla X.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E \left(1 - \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$E_2 = -E \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$E_0 = -E \frac{Z_0}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$V_a = 0$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2$$

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_b = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P U})$$

$$V_c = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P U})$$

$$Z_1 = R_1 + j X_1$$

$$Z_0 = R_0 + j X_0$$

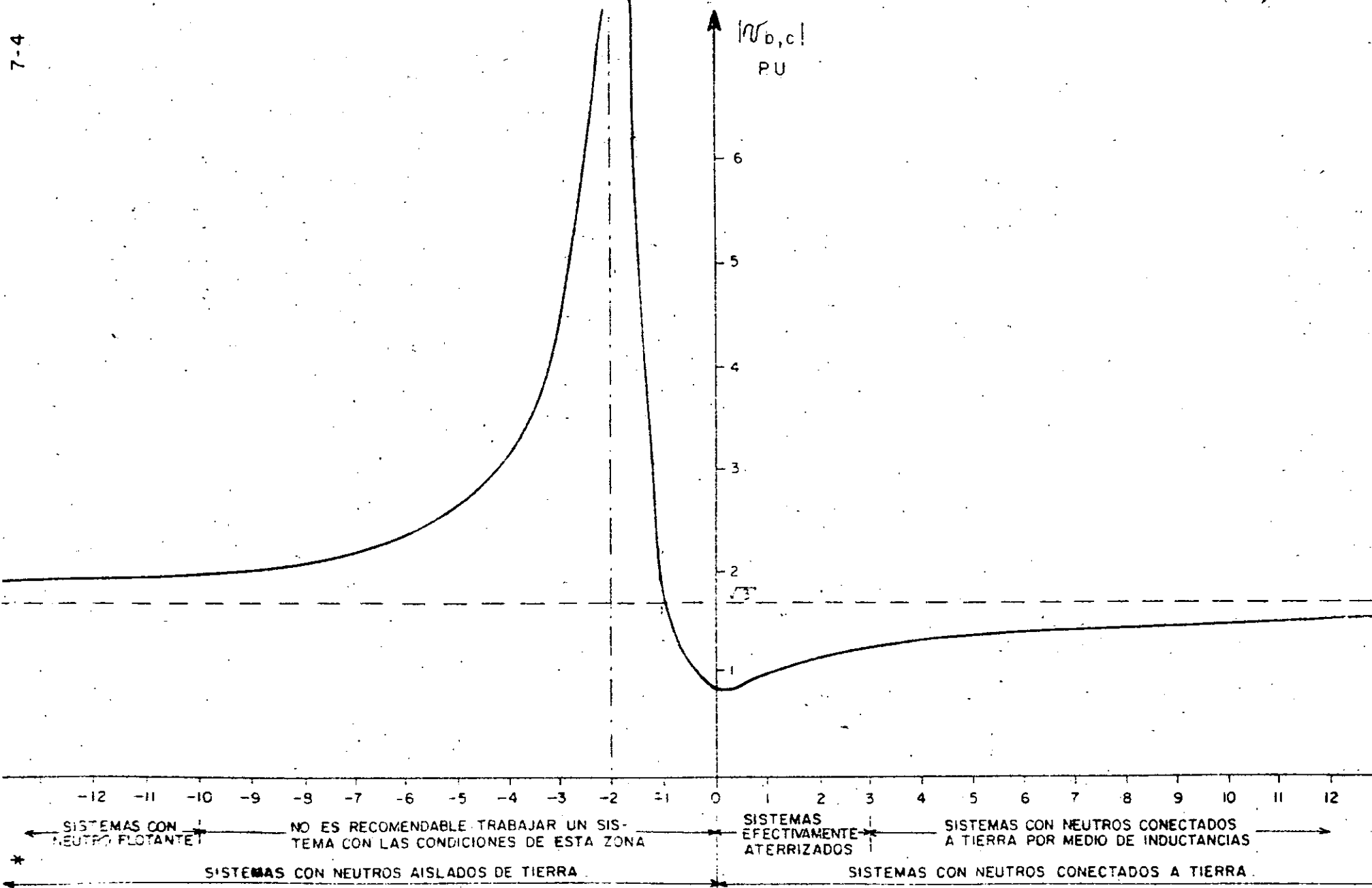
Si para simplificar despreciamos R_1 y R_0 podemos generalizar las ecuaciones anteriores:

$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2}$$

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 SOBINA 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 REACTANCIA

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:

$$3 < \frac{X_0}{X_1} < \infty$$

$$3 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

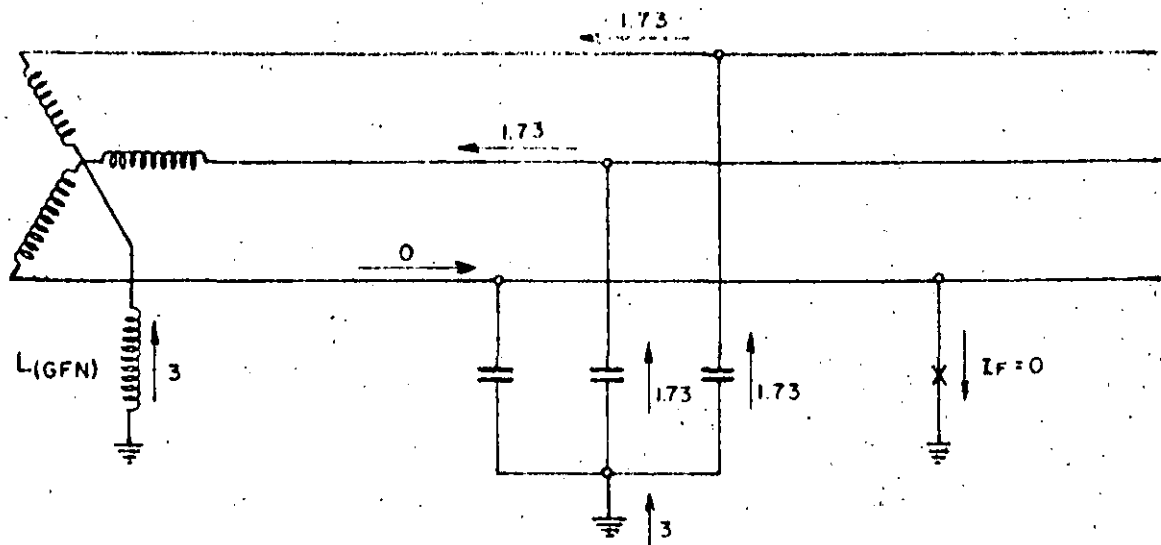
La red de tierras y la reactancia inductiva deben de poder conducir adecuadamente las corrientes de corto circuito del sistema.

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.



$$X_0 = \frac{(jWL) \cdot (-j \frac{1}{WC})}{(jWL) - (j \frac{1}{WC})} = + \infty$$

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.

$$Z_0 = \frac{R(-j \frac{1}{\omega C})}{R - j \frac{1}{\omega C}}$$

7.2 PROYECTOS DE REDES DE TIERRA.

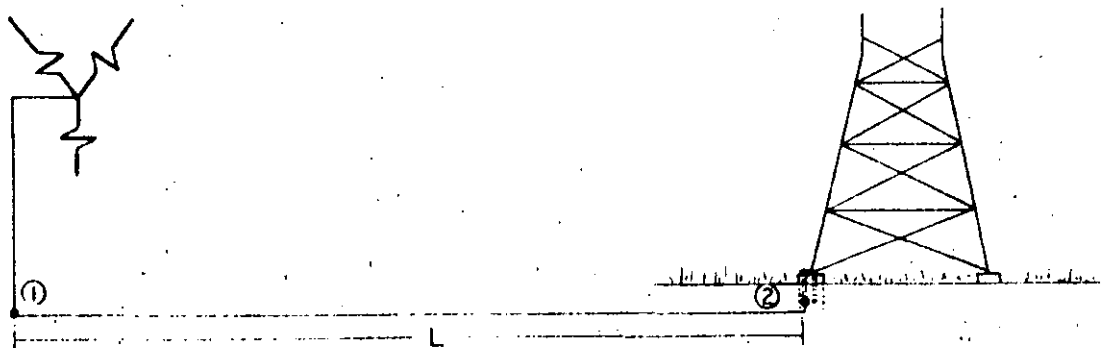
En el pasado, prevalecía el criterio de que cualquier objeto aterrizado ya fuera que formara parte de un sistema de tierras o que por opinión propia era parte de una "buena tierra" podría ser tocado con toda seguridad. Aparentemente éste punto de vista era sólido, ya que si una estructura metálica, estaba 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 ?

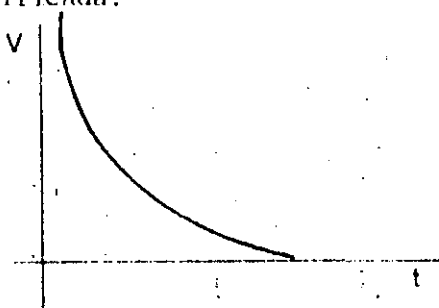
Se había solamente analizado el peligro de tensiones peligrosas de línea a tierra ya fueran transitorias por descargas atmosféricas ó por caídas de líneas más no se habían analizado los efectos secundarios de tales circunstancias; no se había contemplado el efecto de la corriente de falla al circular 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.

¿Cuál 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 electrificados, 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-

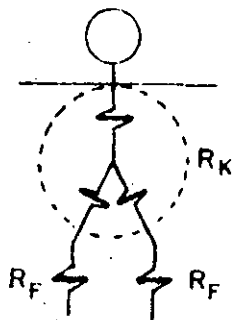
promedio de 2300 ohms entre mano y mano y 1100 ohms entre una mano y un pié

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 pié (R_F) será $3 \rho_s$ ohms, por lo tanto entre dos piés en serie (un paso) será $6 \rho_s$ ohms y los dos piés en paralelo (tocando con una mano el objeto energizado) será de $1.5 \rho_s$.

El circuito equivalente de un cuerpo humano promedio será

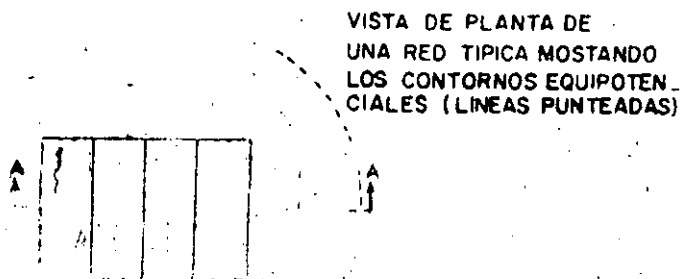


¿ Como se comporta una malla de tierra bajo condiciones de falla?

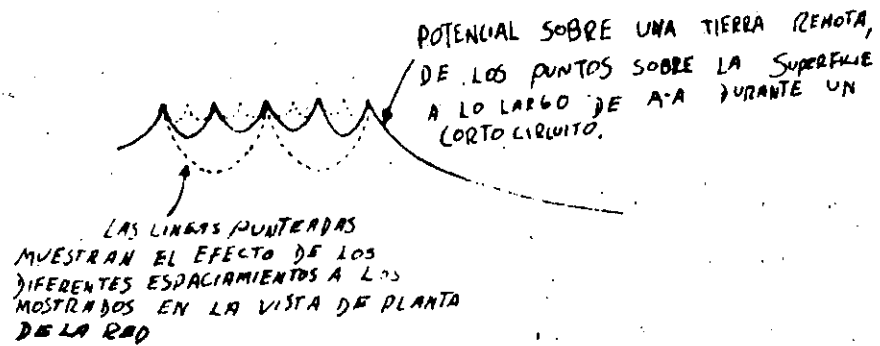
Por lo que respecta a la dispersión de corrientes en el terreno, como se muestra a continuación.



Por lo que respecta a los niveles de tensión, pueden trazarse su perfiles equipotenciales como se puede apreciar.

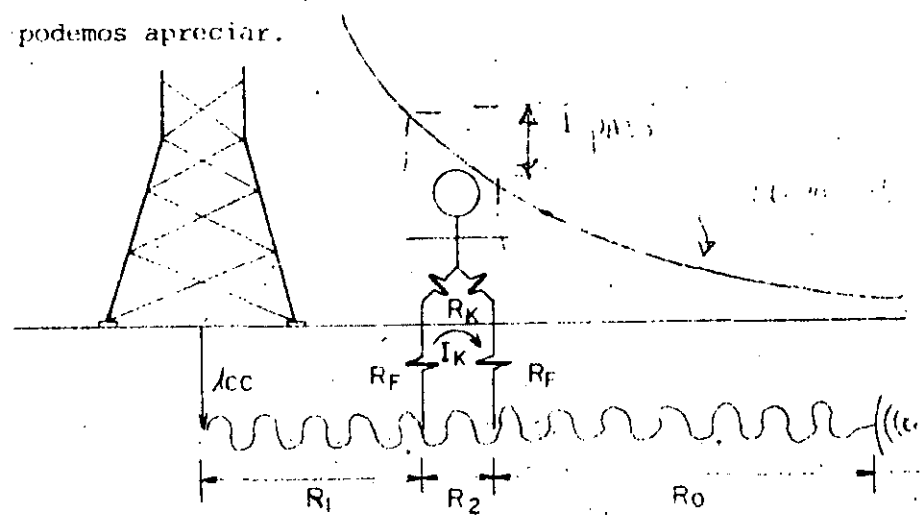


Las tensiones que aparecen en el nivel de piso terminado son:

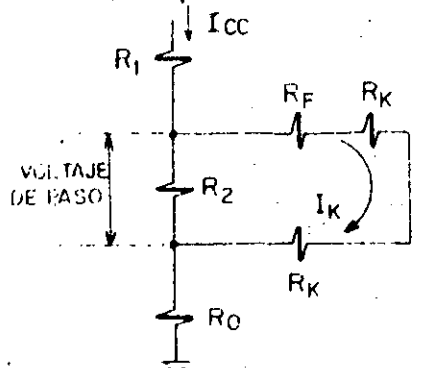


4.- Diferentes posibilidades de accidentes.

La primera posibilidad es que el individuo al dar un paso en una superficie bajo tensiones transitorias puede estar sometido a potenciales peligrosos debido a una falla de fase a tierra (voltaje de paso) como podemos apreciar.



Circuito equivalente:

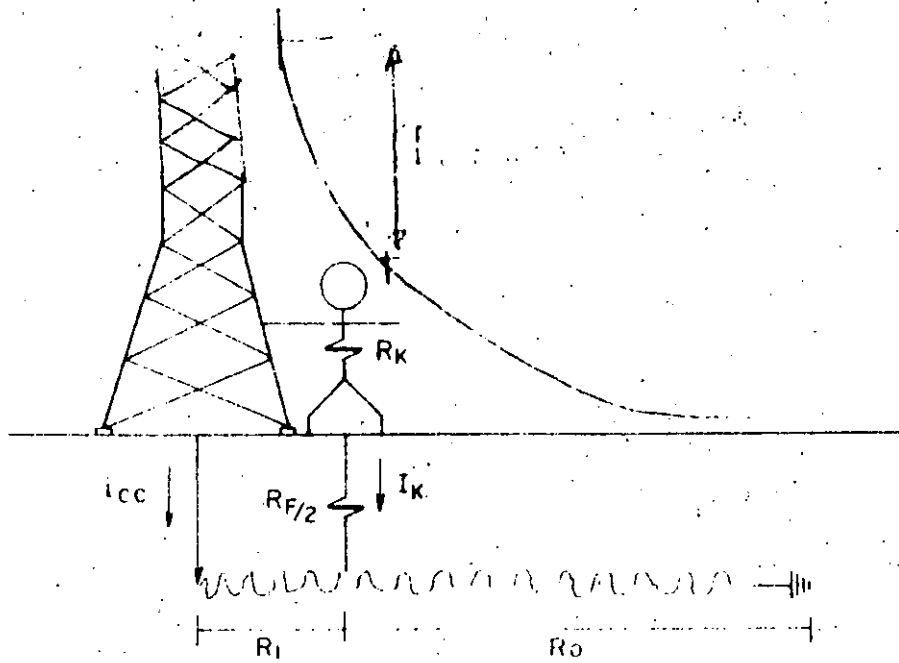


$$V_p = (R_k + 2R_f) \times I_k$$

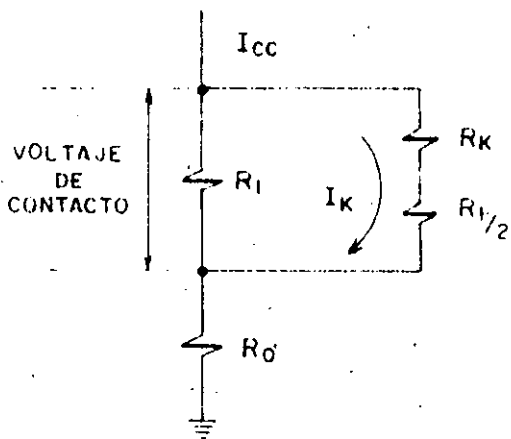
$$= (1000 + 6 \text{ } \Omega) \times \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.7 \text{ } \Omega}{\sqrt{t}}$$

La segunda posibilidad existe cuando una persona está parada - junto a una estructura aterrizada y hace contacto manualmente con ella y - ocurre una falla a tierra (voltaje de contacto) como se muestra:



Circuito equivalente:



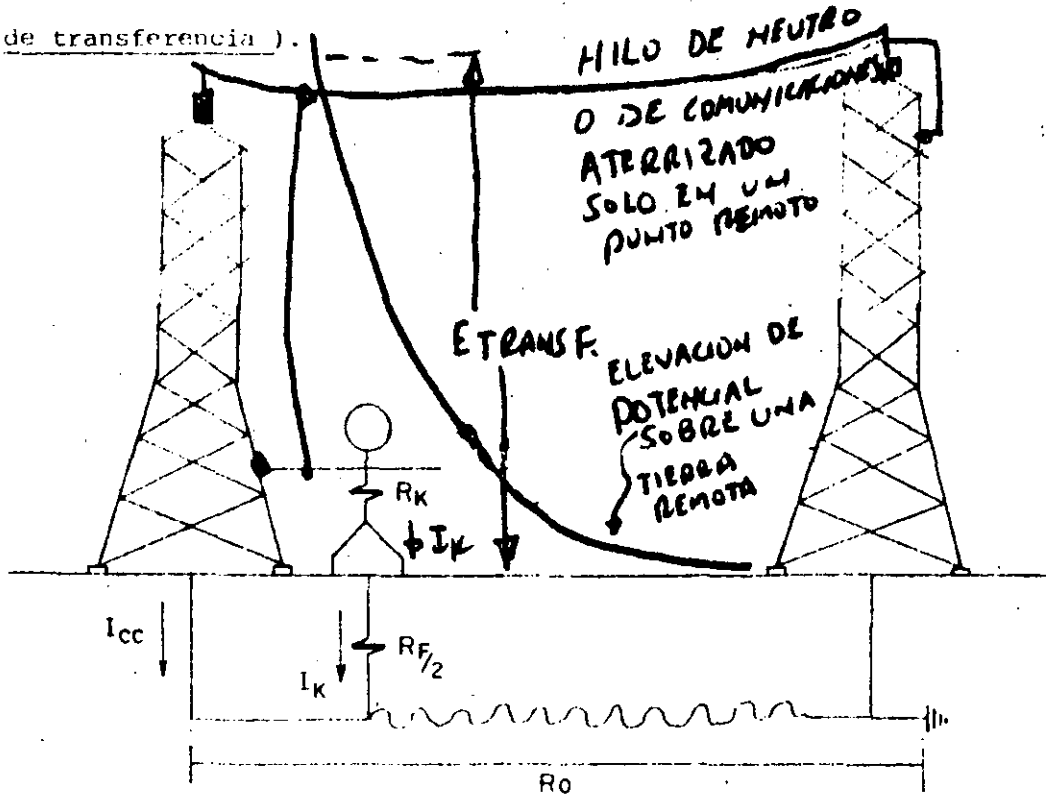
$$V_c = (R + R_{F/2}) I_k$$

$$= (100 + 50) \frac{1}{10}$$

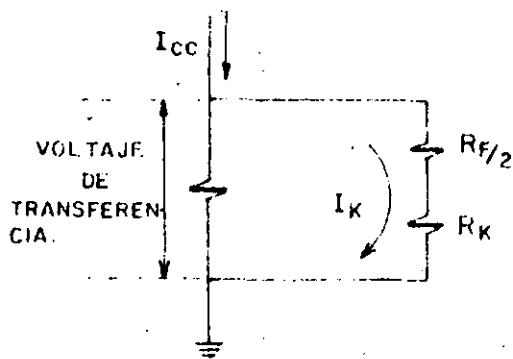
$$= 150 + 50 \left(\frac{1}{10} \right)$$

$$= 155$$

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



$$V_t = (R_{f/2} + R_k) I_k$$

$$= (1000 + 1.5 \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.174 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

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

$$\rho_s = \frac{4 \pi A^2 R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

- 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 TÍPICOS 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.

$$L = \frac{K_m K_i \rho_s I_{cc} \sqrt{T}}{0.116 + 0.17 \rho_s}$$

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 →

D - Separación entre conductores de la malla (m)

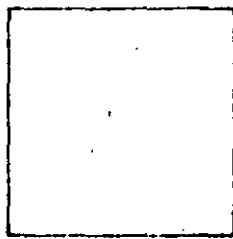
d - Diámetro de los conductores que forman la malla en (m)

h - Profundidad a la que se entierra la red en (m)

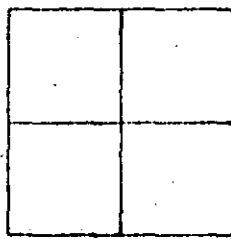
n - Espaciamientos de la malla.

K_j .- Factor de corrección por irregularidades, tomando en cuenta la distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.

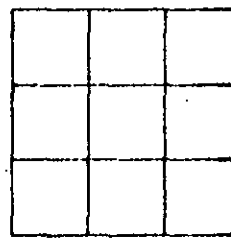
(factores K_j sugeridos por Walter Koch.)



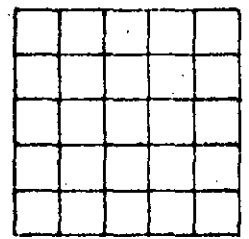
$K_j = 1$



$K_j = 1.16$



$K_j = 1.47$



$K_j = 2.21$

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

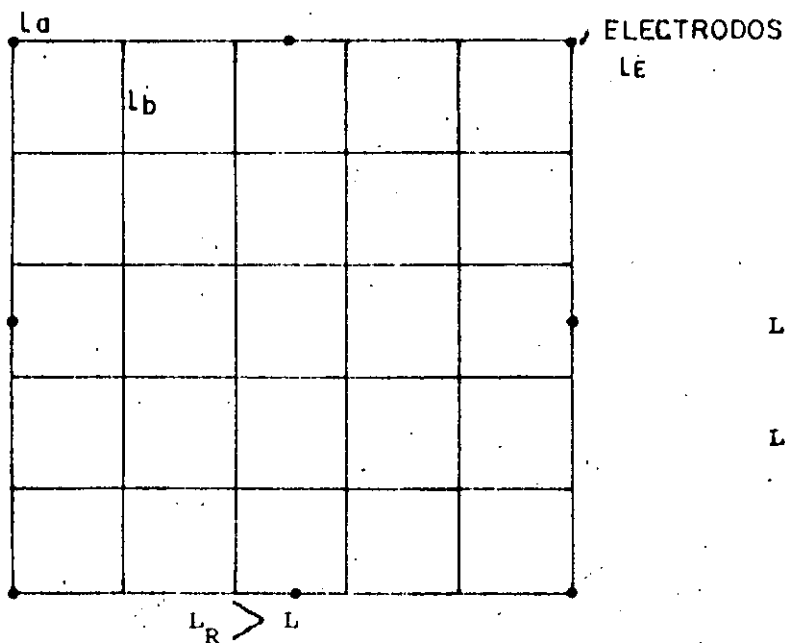
$$D = \sqrt{\frac{1}{T} \left[T + \frac{1}{\omega} \frac{X}{R} \left(1 - e^{-\frac{2\omega T}{X/R}} \right) \right]}$$

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.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{3d} + \frac{1}{10d} + \frac{1}{2d} + \frac{1}{3d} + \frac{1}{4d} + \dots + \frac{1}{13d} \right]$$

hasta el número de espacios -

K_i - Factor de corrección por irregularidad.

ρ_{SI} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

$$E_s < E'_s = \frac{116 + 0.7 \rho_{SI}}{\sqrt{t}}$$

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.

$\% Z = 10.4$

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:

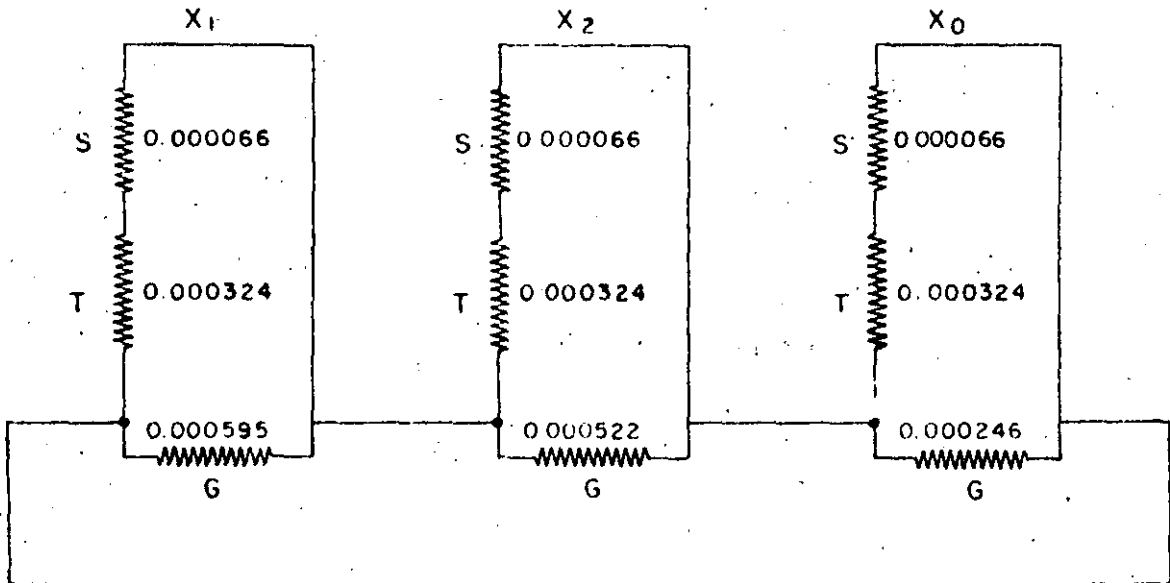
Calibres mínimos para evitar fusión.

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}

$$0.000066 + 0.000324 = 0.00039$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 595}{0.000\ 39 + 0.000\ 595} = 0.000\ 2355$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 522}{0.000\ 39 + 0.000\ 522} = 0.000\ 2232$$

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 2355 + 0.000\ 2232 + 0.000\ 246} = 4257.13 \text{ \AA}$$

$$I_G = \frac{4257.13 \times 1000}{3 \times 20} = 122\ 892.76 \text{ A}$$

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.

$$\rho_s = \frac{4 \pi A^2 R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

en donde

ρ_s = resistividad del terreno en Ω -m

R = resistencia por medición en Ω (se obtiene con el Megger)

A = distancia entre electrodos adyacentes 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 $6 \Omega \cdot m$

2.- Diseño Preliminar de la Red de Tierras

De acuerdo con la tabla anterior se toma $6.5 \text{ CM} / \text{A}$ para determinar el calibre

$$S = 6.5 \frac{\text{CM}}{\text{A}} \times 122892 = 798802 \quad \text{C.M.} \quad \begin{array}{l} \text{Calibre inmediata-} \\ \text{mente superior.} \\ 1000 \text{ MCM } d = 0.029 \end{array}$$

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 $0.0253 \text{ m. (0.997")}$.

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, calibre, y disposición (km) tenemos que diseñar un arreglo tal que cumpla con éstas condiciones.

Tenemos:

$$L = \frac{K_m \times K_i \times \rho_o \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{116 + 0.17R_s} \quad (\text{M})$$

En donde:

L : longitud total del conductor enterrado en metros, incluyendo varillas.

K_m : coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a números, calibre y disposición.

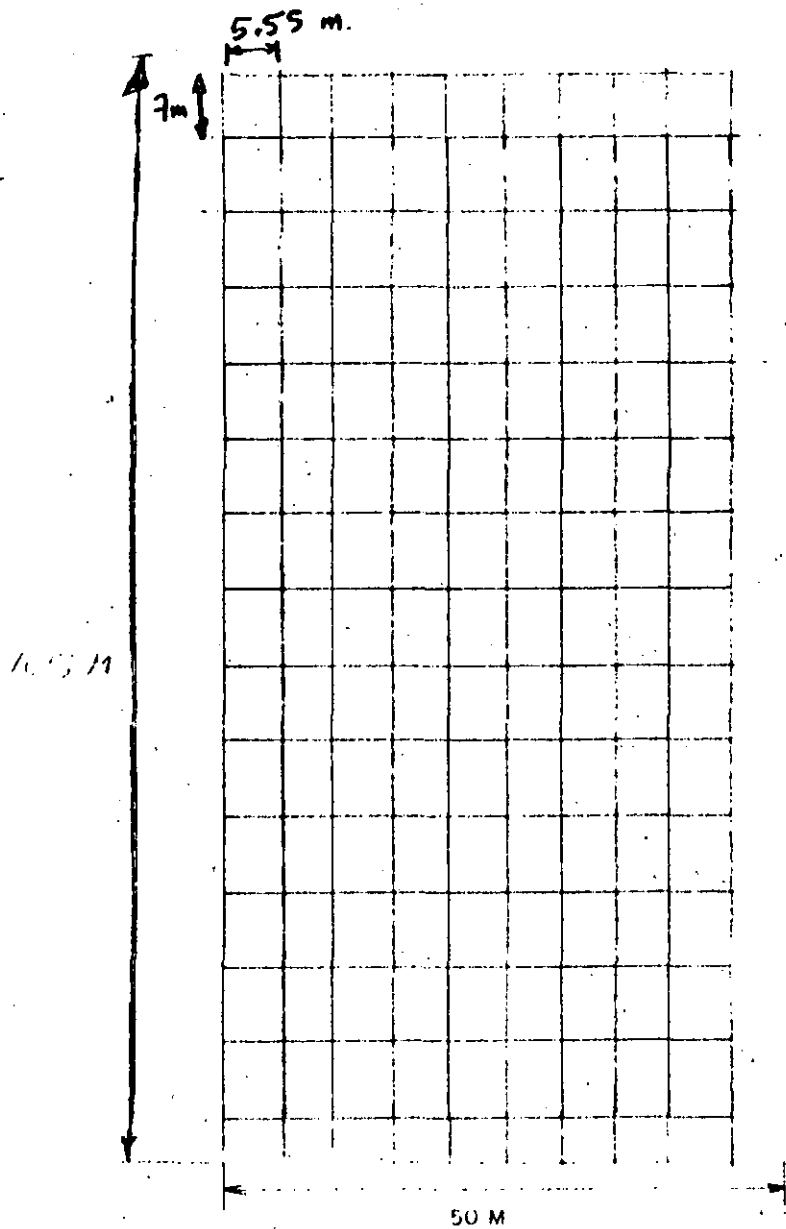
$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

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.



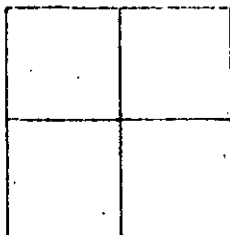
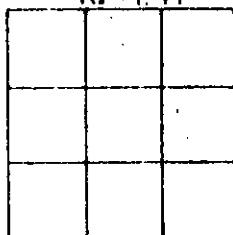
$$\begin{aligned} 50 \times 16 &= 700 \text{ M} \\ 105 \times 10 &= 1050 \text{ M} \\ 36 \times 3 &= 108 \text{ M} \\ \hline L &= 2000 \text{ M} \end{aligned}$$

K_i : Factor de corrección por irregularidades, toma en cuenta la -
distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.



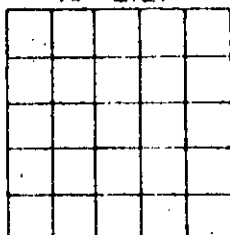
$K_i = 1.00$

$K_i = 1.47$



$K_i = 1.16$

$K_i = 2.21$



Factor K_i sugerido por
Walter Koch.

ρ : resistividad promedio del terreno = $\Omega\text{-M}$

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.

$$= 1000 \Omega \cdot \text{M} \text{ (para concreto armado)}.$$

Como la malla tiene un espaciamiento uniforme, se puede hacer la determinación empírica del número de términos de la fórmula de K_m .

$$n = 16 - 2 = 14 \text{ términos.}$$

Por lo tanto:

$$K_m = 0.1591549 L_n \frac{3^2}{16 (0.6) (0.0253)} + 0.3183099 L_n \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{4} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \left(\frac{9}{10} \right) \left(\frac{11}{12} \right) \dots \left(\frac{2}{n} \right)$$

(14 términos)

$$K_m = 0.159154 \times 5.5740709 + 0.3183099 L_n \mathbf{0.2889}$$

$$K_m = \mathbf{0.4919}$$

El tiempo $t = 0.5 \text{ seg.}$

$$K_i = 2.21$$

Por lo tanto

$$L = \frac{\mathbf{0.4919} \times 2.21 \times 6 \times 122\,892.76 \times \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = \mathbf{1981} \text{ m.}$$

La longitud obtenida debe ser menor que la indicada en el arreglo

$$\mathbf{1981} < \mathbf{2000} \text{ m.}$$

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:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

└──────────┘ 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

$$I = 122\ 892.76 \text{ Amp.}$$

$$R = 0.0397 \text{ ohms.}$$

resulta

$$E = 122892.76 \times 0.0397 = 4878 \text{ Volts.}$$

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

$$E'_s = \frac{116 + 0.7 R_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ volts.}$$

$$E_s < E'_s$$

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

$$\frac{K_m \times K_i \times R \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{1} - 0.17 P_s < 116$$

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.

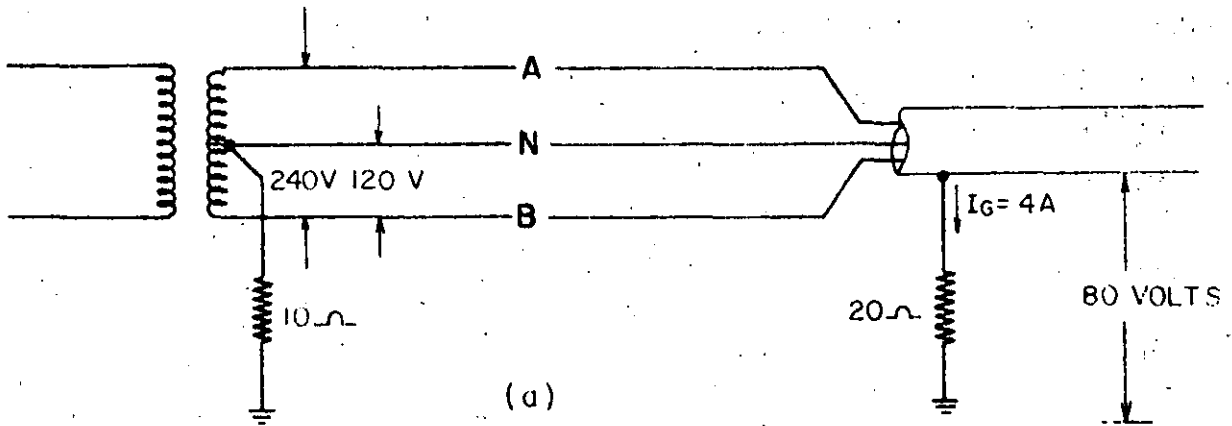
7.3 ATERRIZAMIENTO DE EQUIPO

Los propósitos principales por los que las canalizaciones o -- estructuras metálicas que conducen conductos energizados deben estar interconectadas a un sistema de tierras son:

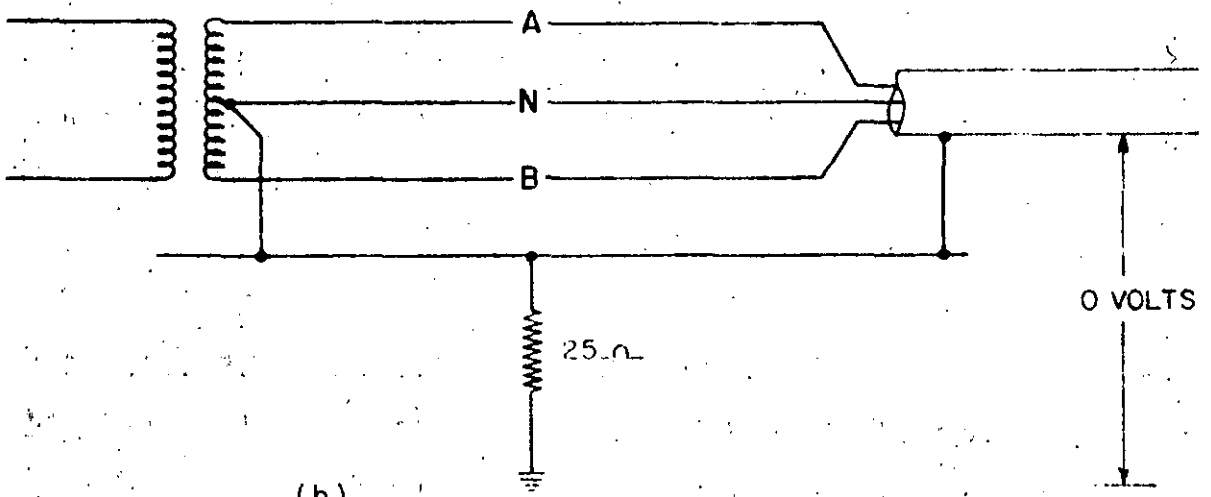
- 1.- Mantener una diferencia de potencial baja entre las partes metálicas cercanas dentro de una determinada área y asegurar que el personal que allí se encuentre no corra peligro de sufrir descargas eléctricas.
- 2.- Proveer de un camino efectivo las corrientes de falla a tierra las cuales deberán 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.



(a)



(b)

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 10Ω a tierra, el tubo conduit está conectado a otro electrodo separado, el cual tiene 20Ω 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 electrodo que tiene 25Ω 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 conduit, 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 carcazas 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 ó empalmadas, considerando una temperatura inicial de 26°C

$$A = 10.6 I \sqrt{S}$$

Si las conexiones son soldadas a temp. inicial de 26 °C

$$A = 8.7 I \sqrt{S}$$

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 - MM, 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 electrodo, 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.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ

ENERO 1985

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.

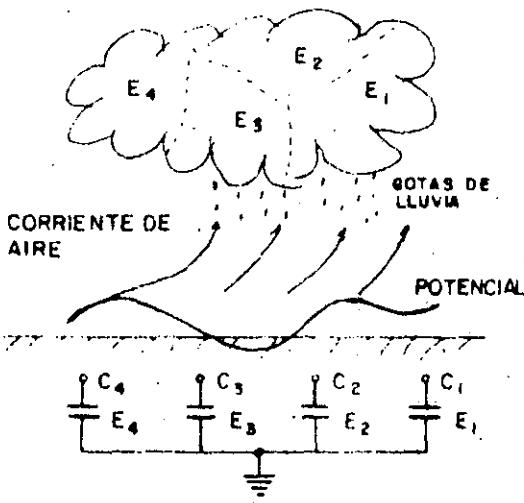
Este reacomodo de cargas pueden ocasionar que la intensidad de campo eléctrico nube tierra exceda en algún punto la rigidez dieléctrica atmosférica, con lo que se inicia una descarga a tierra.

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

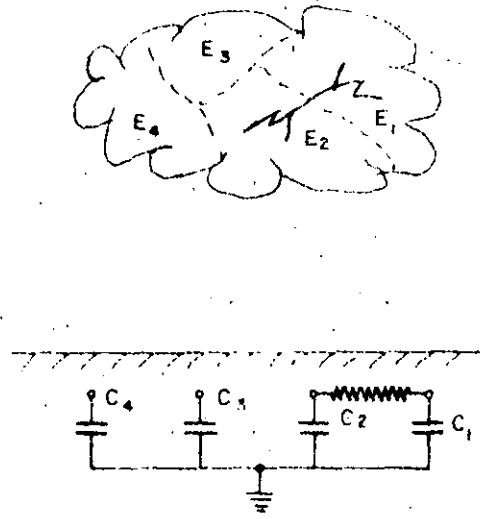
gas de una region a otra hacia la zona y el canal de descarga a tierra ya formado.

En la siguiente figura se ilustra lo explicado anteriormente y se incluye el circuito equivalente correspondiente a cada etapa del fenomeno.

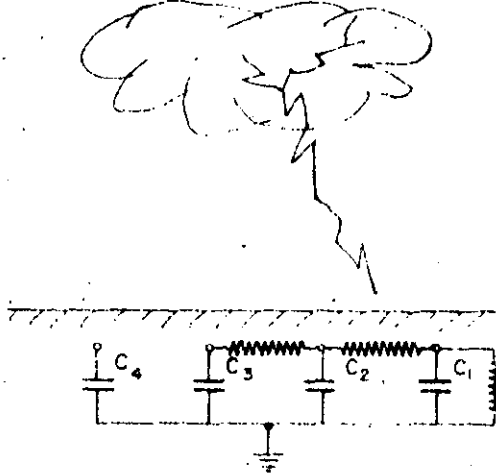
a) - PROCESO DE CARGA



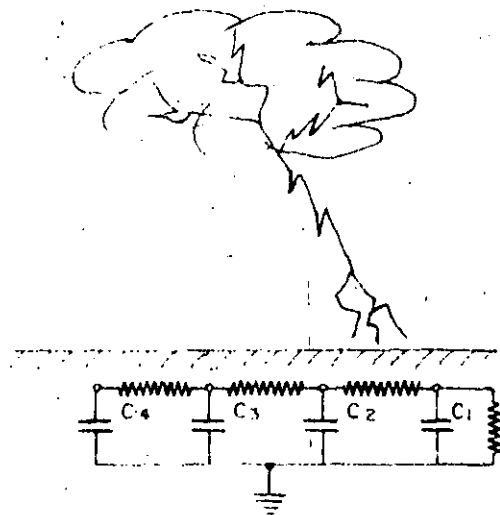
b) - IGUALACION DE TENSIONES



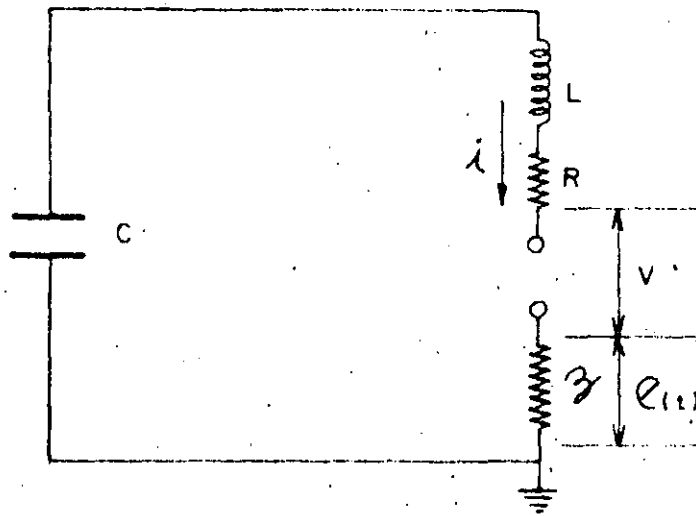
c) - DESCARGA PARCIAL A TIERRA
CUANDO SE ALCANZA EL VALOR DE RIGIDES DIELECTRICA DEL AIRE.



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:

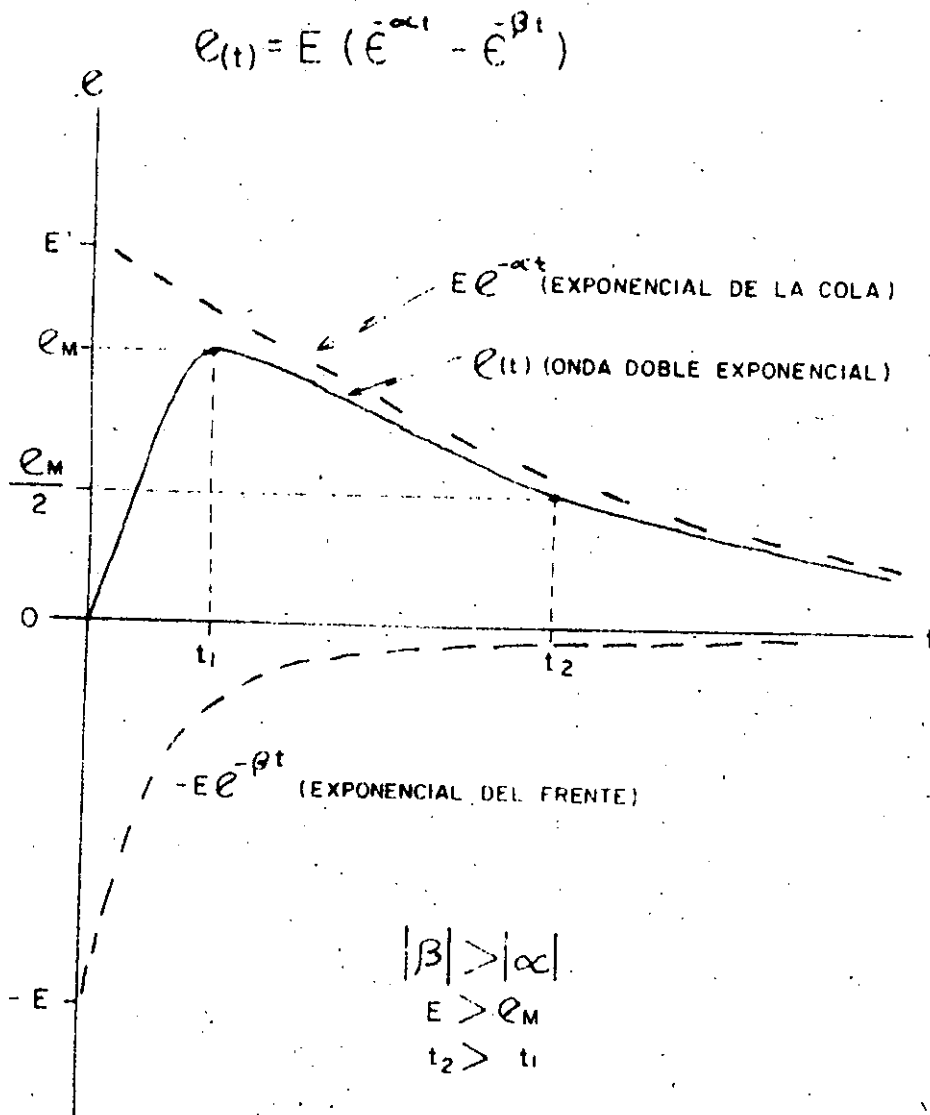
$$e(s) = \frac{V Z}{L} \frac{1}{s^2 + \frac{R+Z}{L}s + \frac{1}{LC}}$$

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 prácticamente independiente de la impedancia del objeto en donde incide el rayo debido a que la impedancia de la trayectoria del rayo (SI+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 (2) y sabiendo que el nivel isoseráico de 30 representa una densidad de descarga atmosféricas de 5.29 descargas / Km^2 / año es posible determinar la frecuencia y probabilidad de que un sistema eléctrico pueda ser alcanzado por un rayo.

Basados en la experiencia se normalizó 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.

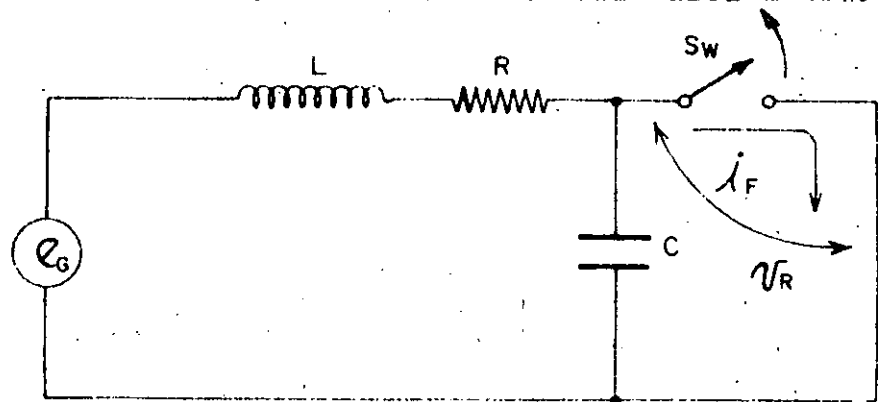
Estas sobretensiones se producen dentro de un sistema eléctrico

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.



En donde:

$$e_G = E \sin \omega t \quad \text{Tensión de Generación.}$$

$$i_F = \frac{E}{j\omega L + R} \sin \omega t \quad \text{Corriente de Falla.}$$

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:

$$V_{R(s)} = I_{F(s)} \times Z_{SW(s)}$$

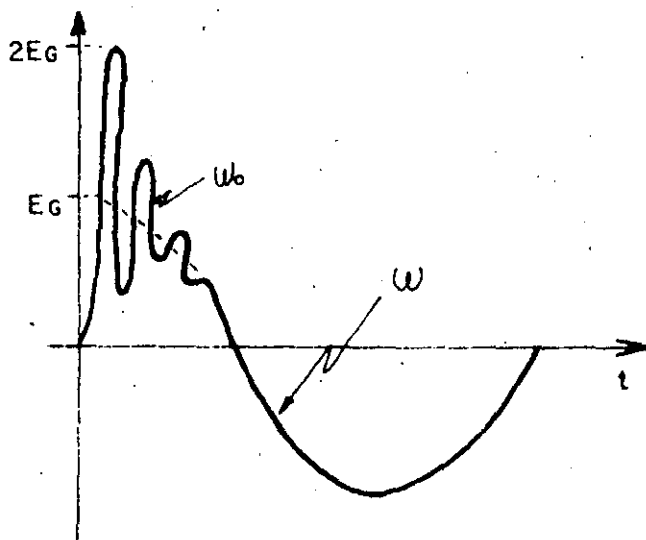
$$I_{F(s)} = \frac{E_G}{\omega L} \times \frac{\omega}{s^2 + \omega^2}$$

$$Z_{SW(s)} = \frac{SL \times \frac{1}{SC}}{SL + \frac{1}{SC}} = \frac{S}{C} \times \frac{1}{s^2 + \frac{1}{LC}}$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (\text{Frecuencia natural de resonancia del circuito}).$$

La solución de la ecuación en el dominio del tiempo es:

$$V_{R(t)} = \frac{E_G}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2} \times (\cos \omega t - \cos \omega_0 t)$$



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 $1.5 \mu s$.	Descarga atmosférica de gran magnitud, -- cortada en el frente.
Onda Cortada.	Trapezio. Tiempo de duración 1.2 a $3 \mu s$.	Descarga atmosférica de mediana magnitud cortada en la cola.
Impulso de Rayo (BIL)	Onda completa -- exponencial de $1.2/50 \mu s$.	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, ferroresonancia, etc.

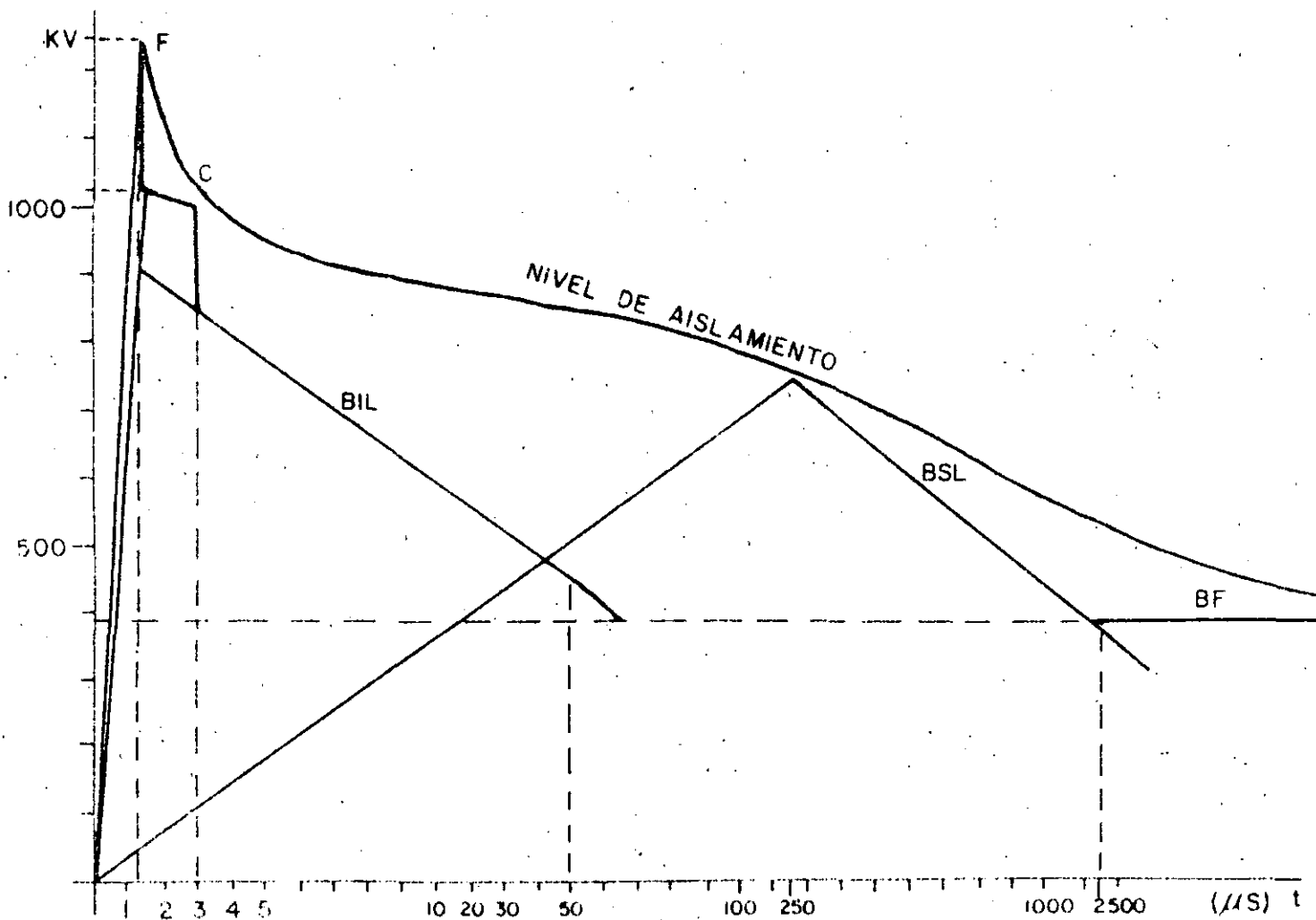
El conjunto de sollicitaciones dieléctricas que debe soportar -- los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina NIVEL DE AISLAMIENTO.

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.

- (F) Frente de onda 1240 KV cortada en $1.24 \mu s$
- (C) Onda cortada 1035 KV cortada en $3 \mu s$
- (BIL) Onda completa (BIL) $900/1.2/50$
- (BSL) Onda maniobra (BSL) $750/250/2500$
- (BF) Baja frecuencia 295 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 1

60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE
POTENCIAL APLICADO (KV)

1.2 X 50 μ S PRUEBA DE IMPULSO
(KV CRESTA, ONDA COMPLETA)

VOLTAJE CLASE (KV)	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
2.5	21.2	21.2	14.4		60	45		
4.16				26.9				60
4.5							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.

Constan en dos electrodos, uno vivo y el otro aterrizado, al lado y separados entre sí una distancia tal que es adecuada 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

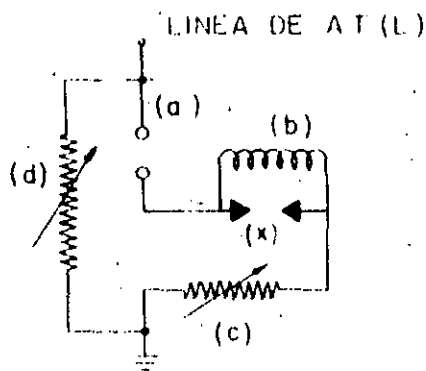
Siempre es conveniente comprobar en el laboratorio la respuesta de los cuernos de arqueo al impulso.

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 ($I = K E^n$)
- (d) Una resistencia en derivación no lineal

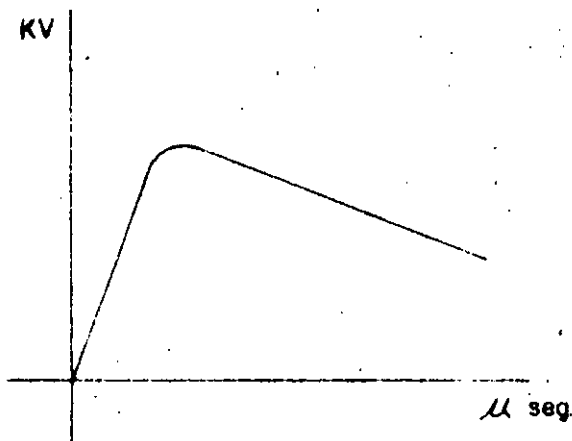


(e) Si suponemos que se aplica una onda de tensión entre la terminal L y tierra capaz de flamear los electrodos (a) la onda (e) se en algún punto y se establecerá cortará una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión (e) original tendrá un nuevo valor $E_2 \ll E_1$. Y la energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

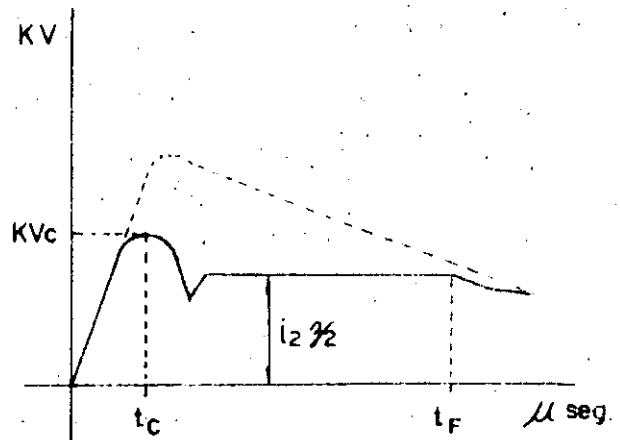
La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los electrodos (a) una zona de extinción. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina es alta también y operan los electrodos (a) permitiendo la --

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 (KV_c) y el tiempo (t_c) dependen de la respuesta de los electrodos.

- El valor $t_{2\%}$ depende de la resistencia serie no lineal.

- El tiempo final (t_f) 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 KV RMS	DESCARGA ONDA 1.2/50 ② KV CRESTA	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 ③					
			15 KA KV CRESTA	3 KA KV CRESTA	5 KA KV CRESTA	10 KA KV CRESTA	20 KA KV CRESTA	65 KA KV CRESTA
3	11	19	9	11	12	13	15	18
6	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

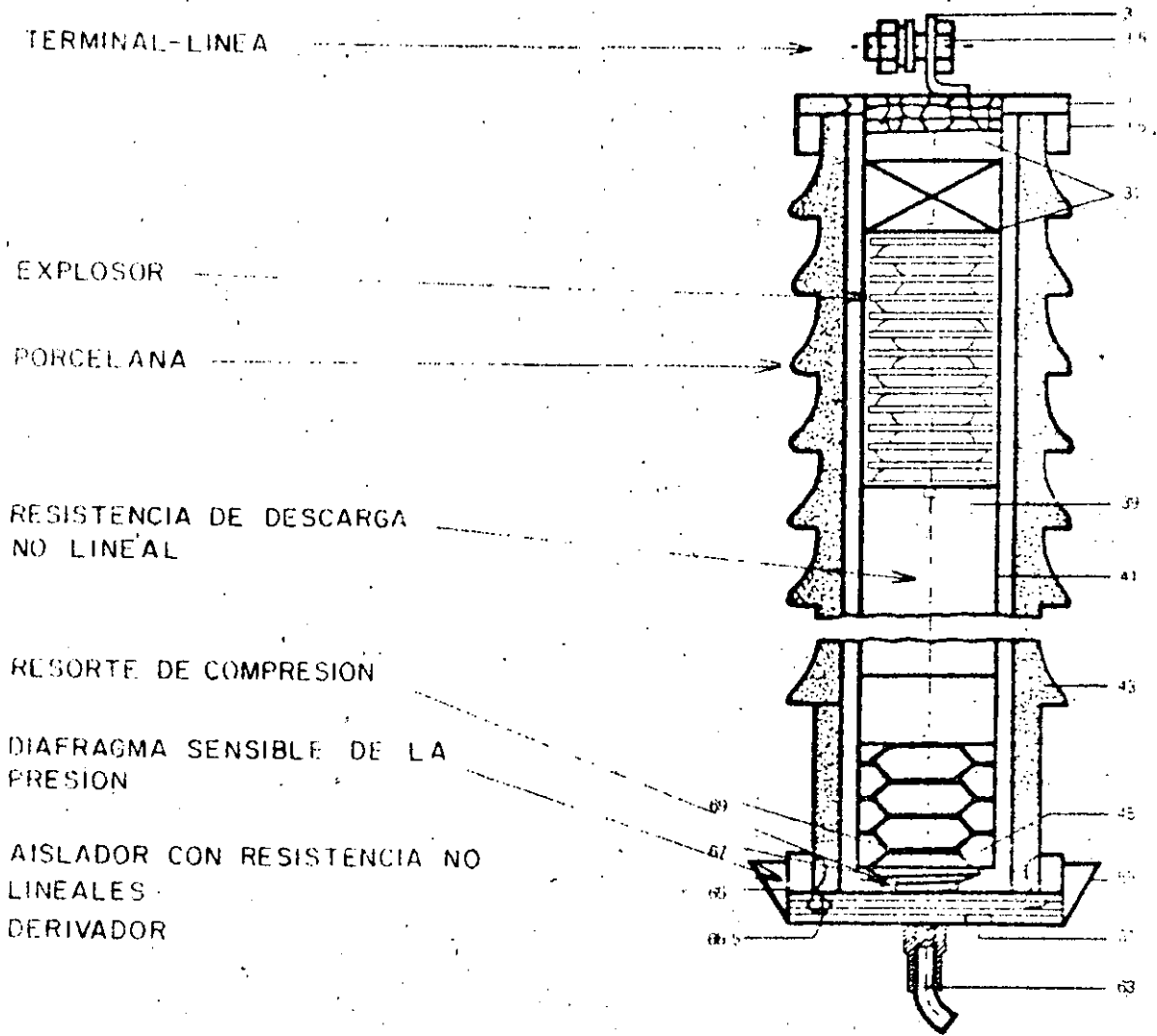


FIGURA VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

(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.

$$KV_{RMS} = C_e KV_{LL}$$

En donde:

KV_{RMS} = 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

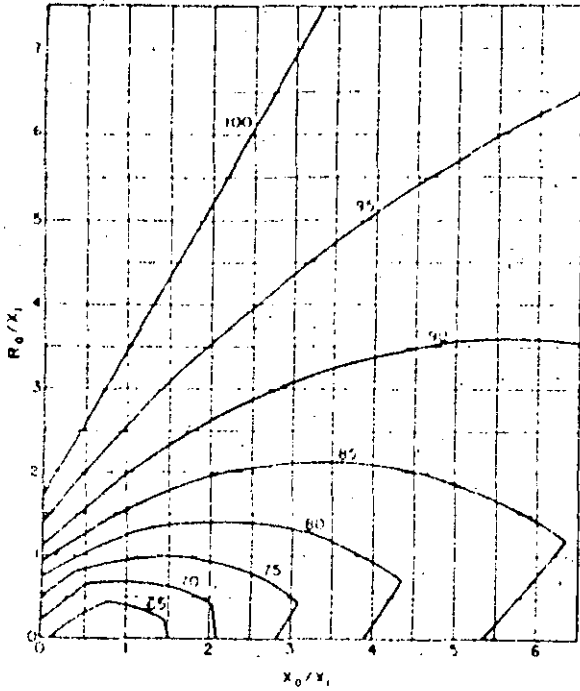
(2) Características de respuesta de los electrodos del apartarrayos.

(3) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

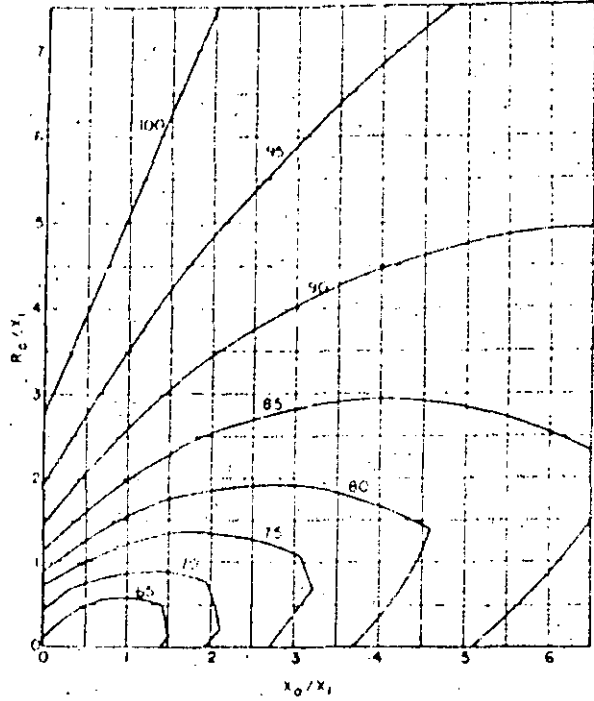
Una vez seleccionado el apartarrayos de acuerdo al criterio indicado en (1) se recomienda verificar los márgenes de protección como sigue:

$$M = \frac{BIL}{KV_{AP}(1+0.66T)}$$

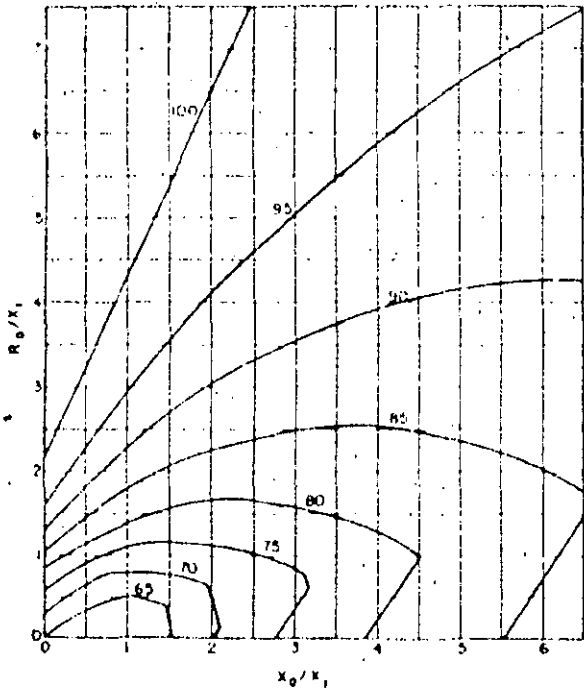
CURVAS II



(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

KVAP - 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 resisten-
tencial no lineales del apartarrayos.

T - Tolerancias de respuesta de los apartarrayos.

Tolerancias

Tipo de pararrayo	Descarga al impulso onda 1.2/50	Descarga de cor- riente 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.

$$S = 150 \frac{KV_{AP}^{(2)}}{\eta}$$

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.

η - Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarrayos en KV/ μ s

S.1 SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS.

PARA LA PROTECCIÓN 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 1.

TABLA 1
ANGULOS DE PROTECCION PARA ASIGURAR 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 1.

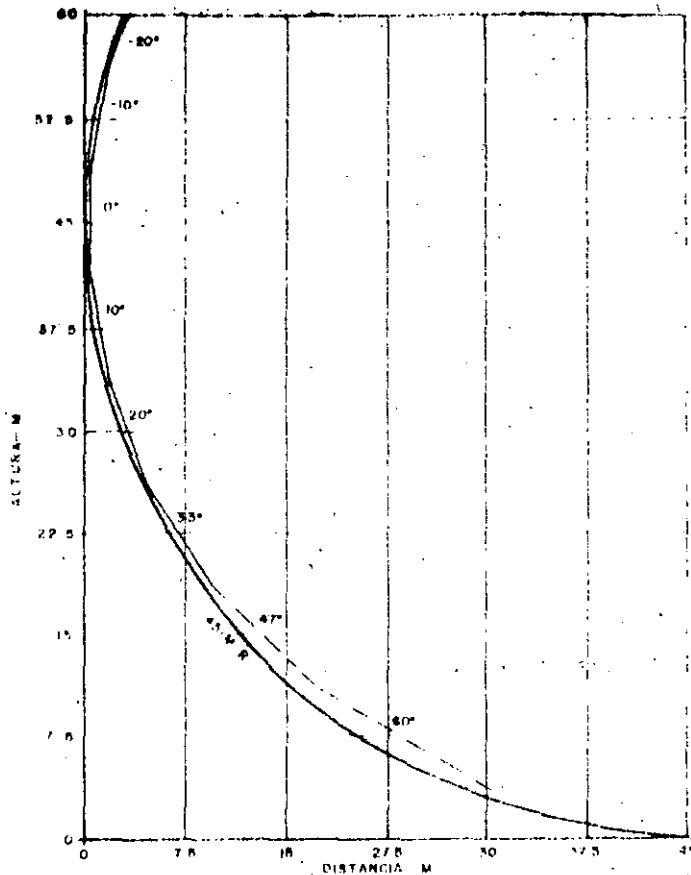
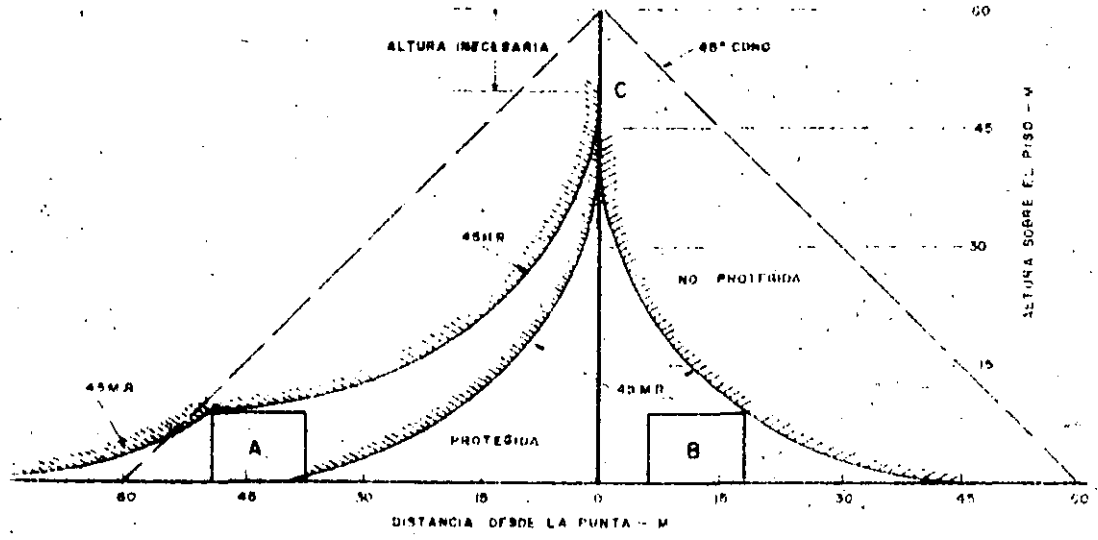


FIG. 1 GRAFICA DE LOS DATOS DE LA TABLA I
CON UN CIRCULO INSCRITO DE 45m DE RADIO.

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.

----- LIMITE SUPERIOR DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA, PUNTA
----- LIMITE SUPERIOR DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA Y LA ESTRUCTURA A



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, REC-
BE MUY POCO 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 ESTRUCTURA 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 PARARRAYOS 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 PARARRAYOS.

TABLA II
PROTECCION PARA UN OBJETO DE 11.25m DE ALTURA
UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS.

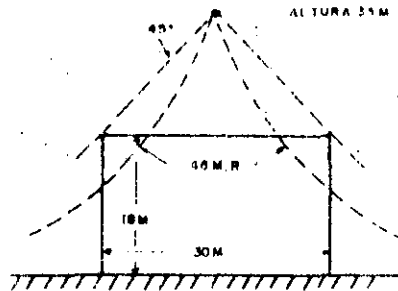
ALTURA DE LA PUNTA (METROS)	ALTURA TOTAL (METROS)	DISTANCIA CUBIERTA (METROS)
1.5	12.75	1.5
3.75	15.0	3.75
9.0	20.25	7.5
15.3	26.55	11.25
33.75	45.0	15.0

ESTA TABLA PUEDE SER REPLICADA OBSERVANDO LA FIGURA 1.

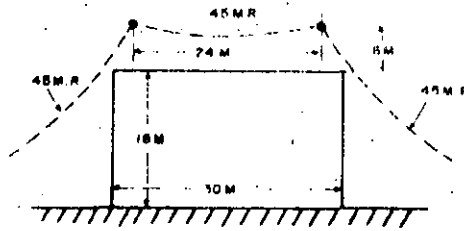
PROTECCION UTILIZANDO 2 O MAS PUNTAS PARARRAYOS.

UNA FORMA DE VISUALIZAR LA ZONA PROTEGIDA POR 2 PUNTAS PARARRAYOS ES IMAGINANDOSE UNA ESFERA DE 90M. DE DIAMETRO QUE RUEPA SOBRE DOS OBJETOS LLEVADOS, 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) ILUSTR A EL GRADO DE PROTECCION DE UN TANQUE DE 15M. 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. SI 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.



(a)



(b)

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.



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

INSTALACIONES ELCTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

CAPACITORES

ENERO 1985

9.- CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA :

9.1.- INTRODUCCION :

EN UNA EPOCA EN QUE AUMENTAN CON RAPIDEZ LOS COSTOS DE LA ENERGIA Y ESCASEAN CADA VEZ MAS LOS PUNTOS DE SU PROCEDENCIA, EL REDUCIR SUS PERDIDAS CONSTITUYE NO SOLO UNA LABOR MERITORIA SINO QUE ES UNA URGENTE NECESIDAD. POR LO TANTO EL ANALISIS DE LAS POSIBILIDADES DE AHORRO EN LOS COSTOS DE LA ENERGIA POR CUALQUIER MEDIO, ES SUMAMENTE NECESARIO.

EN EL PRESENTE ESTUDIO NOS OCUPAREMOS DE LA REDUCCION DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL EMPLEO DE CAPACITORES EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES.

9.2.- BREVES CONSIDERACIONES TEORICAS :

EN LAS PLANTAS INDUSTRIALES POR LO GENERAL SE PUEDEN DISTINGUIR DOS TIPOS DE CARGAS ELECTRICAS QUE SON LAS CARGAS OHMICAS O RESISTIVAS Y CARGAS REACTIVAS.

LAS CARGAS RESISTIVAS TOMAN CORRIENTES QUE SE ENCUENTRAN EN FASE CON EL VOLTAGE QUE SE APLICA A LAS MISMAS Y POR CONSIGUIENTE LA ENERGIA ELECTRICA QUE CONSUMEN SE TRANSFORMA TOTALMENTE EN TRABAJO MECANICO, EN CALOR O CUALQUIER OTRA FORMA DE ENERGIA NO RETORNABLE DIRECTAMENTE A LA RED ELECTRICA. ESTE TIPO DE CORRIENTES SE DENOMINAN CORRIENTES ACTIVAS. (FIG. 1.9).

POR OTRO LADO, LAS CARGAS REACTIVAS IDEALES TOMAN CORRIENTES QUE SE ENCUENTRAN DEFASADAS 90° CON RESPECTO AL VOLTAGE QUE SE LES APLICA, EN UN CASO ATRASADAS (REACTIVA INDUCTIVA) Y EN OTRO CASO ADELANTADA (REACTIVA CAPACITIVA) Y POR TANTO LA ENERGIA ELECTRICA QUE LLEGA A ELLAS NO SE CONSUME SINO QUE SE ALMACENA

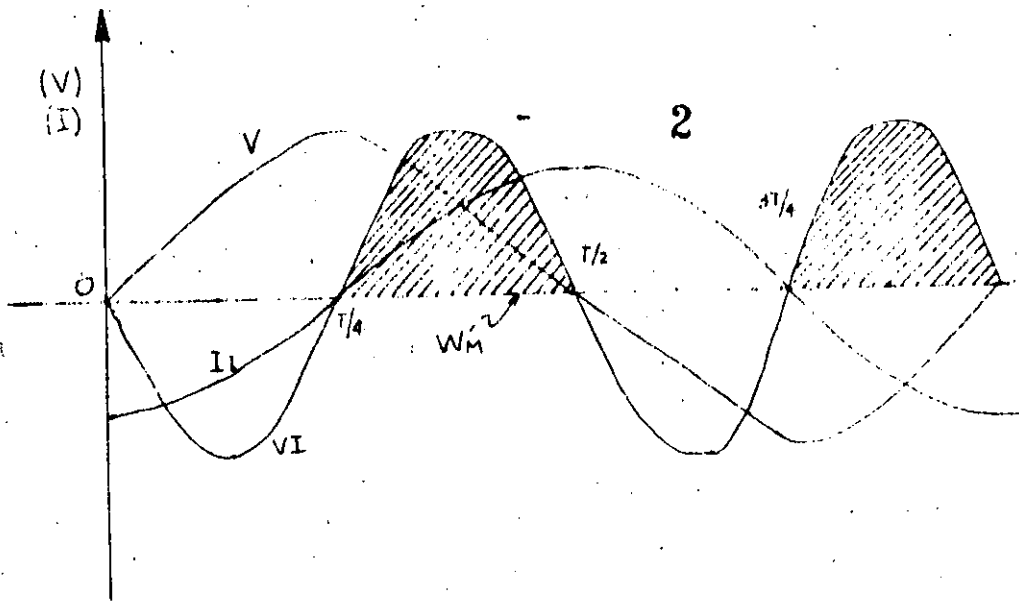


FIG. # 1A.9
 EN CASO DE CARGA NETAMENTE INDUCTIVA
 W_M = ENERGIA DEL CAMPO MAGNETICO

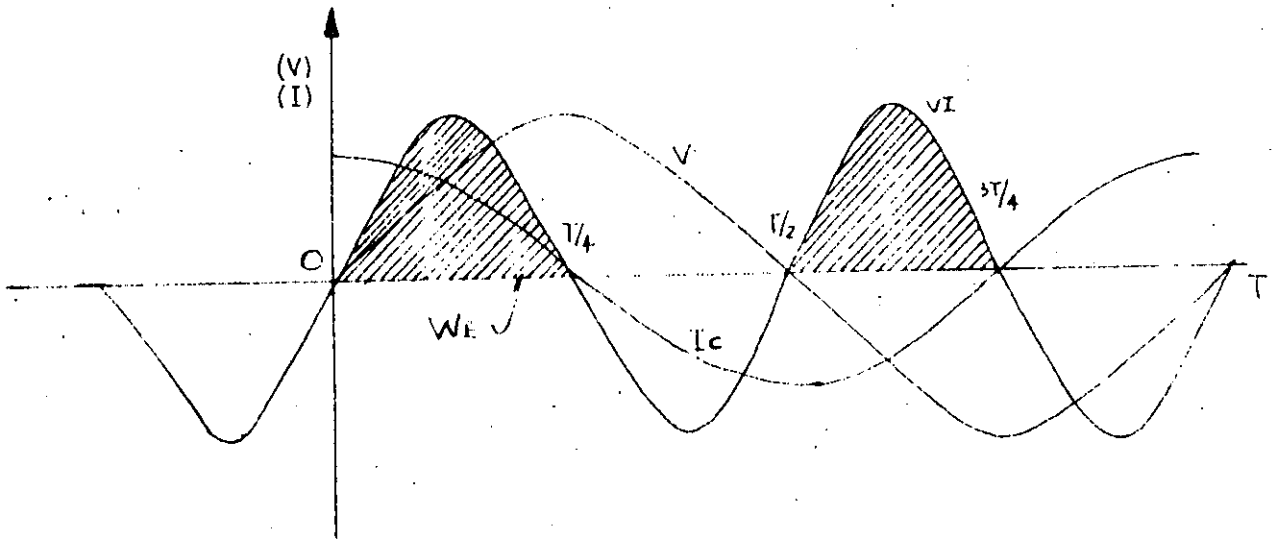


FIG. # 2.9
 EN CASO DE CARGA NETAMENTE CAPACITIVA
 W_E = ENERGIA DEL CAMPO ELECTRICO

REPRESENTACIONES VECTORIALES:

A).- CORRIENTES ACTIVAS:

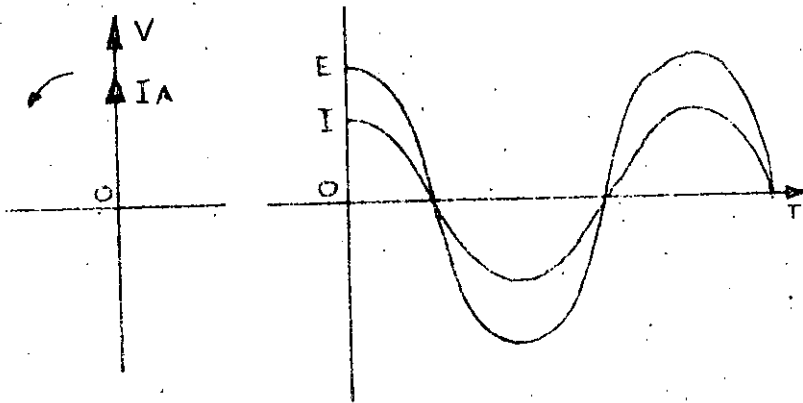
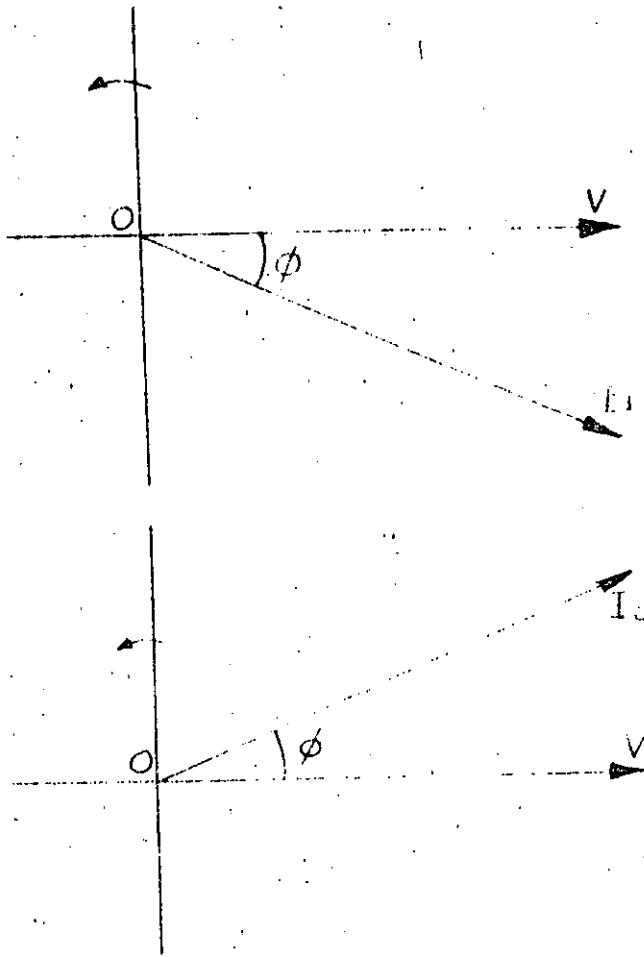


FIG. # 1.9

CIRCUITO CUYAS CARACTERISTICAS SON TALES QUE NO HAY DESPLAZAMIENTO ENTRE CORRIENTE Y VOLTAJE: RESISTENCIA PURA.

B).- CORRIENTES REACTIVAS:



REPRESENTACION CORRESPONDIENTE A LA FIG. # 1A.9

REPRESENTACION CORRESPONDIENTE A LA FIG. # 2.9

NA EN FORMA DE CAMPOS MAGNETICOS Y CAMPOS ELECTRICOS RESPECTIVAMENTE, POR BREVE TIEMPO, SIMILAR AL QUE DURA EN DEVOLVERSE A LA RED, ($1/4$ DE CICLO). ESTE PROCESO SE REPITE PERIODICAMENTE, SIGUIENDO LAS OSCILACIONES DEL VOLTAJE APLICADO A LA CARGA. ESTE TIPO DE CORRIENTES SE CONOCEN COMO CORRIENTES REACTIVAS (INDUCTIVAS Y CAPACITIVAS). (FIGS. 1A.9 Y 2.9).

UNA CARGA ELECTRICA INDUSTRIAL REAL, SIEMPRE ESTARA COMPUESTA POR UNA PARTE RESISTIVA Y UNA PARTE REACTIVA DISPUESTAS EN PARALELO UNA CON OTRA. LAS CARGAS ELECTRICAS OCASIONADAS POR LAMPARAS INCANDESCENTES, APARATOS DE CALEFACCION, ETC. SON CARGAS EMINENTEMENTE RESISTIVAS Y POR CONSIGUIENTE LAS CORRIENTES QUE TOMAN SON PRACTICAMENTE CORRIENTES ACTIVAS. LAS CARGAS ELECTRICAS REPRESENTADAS POR TRANSFORMADORES, MOTORES ELECTRICOS, MAQUINAS SOLDADORAS, HORNOS DE INDUCCION, BOBINAS DE REACTANCIA, LAMPARAS FLUORESCENTES ETC, SON CARGAS REACTIVAS Y SU MAGNITUD SUELE SER COMPARABLE A LA CARGA RESISTIVA.

POR LO TANTO, ADEMAS DE LA CORRIENTE ACTIVA NECESARIA PARA PRODUCIR TRABAJO, CALOR O LA FUNCION DESEADA, LA CARGA TAMBIEN TOMA LA PARTE ADICIONAL DE CORRIENTE REACTIVA COMPARABLE EN MAGNITUD A LA CORRIENTE ACTIVA. ESTA CORRIENTE REACTIVA SI BIEN ES NECESARIA PRINCIPALMENTE PARA ENERGIZAR LOS CIRCUITOS MAGNETICOS DE LOS EQUIPOS ANTES MENCIONADOS, REPRESENTA UNA CARGA ADICIONAL PARA EL CABLEADO DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES, LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA, LAS LINEAS ELECTRICAS E INCLUSO PARA LOS GENERADORES.

EN EL CASO PARTICULAR DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES LA CORRIENTE REACTIVA NECESARIA SUELE SER DE CARACTER INDUCTIVO, ES DECIR QUE ESTA CORRIENTE ESTA DEFASADA 90° EN ATRASO CON RESPECTO AL VOLTAJE.

EN LA FIGURA 2A.9 SE MUESTRA ESQUEMATICAMENTE LA ALIMENTA -

CIÓN A UNA PLANTA INDUSTRIAL, Y DONDE LA CARGA TOTAL DE ELLA SE HA DESCOMPUESTO EN LA PARTE RESISTIVA (R) Y LA PARTE REACTIVA INDUCTIVA (X_L), ASIMISMO SE INDICAN LAS CORRIENTES (I_A) E (I_L) RESPECTIVAS Y LA CORRIENTE (I) TOTAL CONSUMIDA POR LA PLANTA.

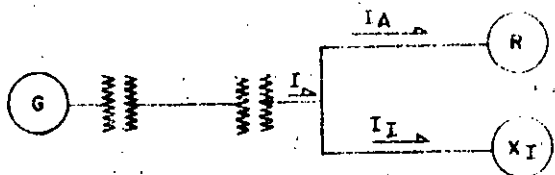


FIG. N° 2A-9

ESTAS MAGNITUDES ESTAN REPRESENTADAS EN LAS FIGURAS 1.9, 1A.9 y 2.9 JUNTO CON EL VOLTAJE, TANTO EN FORMA VECTORIAL COMO EN ONDAS SINUSOIDALES.

FACTOR DE POTENCIA ATRASADO O ADELANTADO

EL CONCEPTO DE FACTOR DE POTENCIA ATRASADO O ADELANTADO DEPENDE DE LA DIRECCION EN QUE FLUYAN LAS POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA. SE DICE QUE EN UN PUNTO EL F.P. ES ATRASADO SI LAS POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA FLUYEN EN LA MISMA DIRECCION, COMO SUCIENDE EN LOS MOTORES DE INDUCCION. CUANDO LAS POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA FLUYEN EN SENTIDO CONTRARIO, EL F.P. EN EL PUNTO DE REFERENCIA ES ADELANTADO.

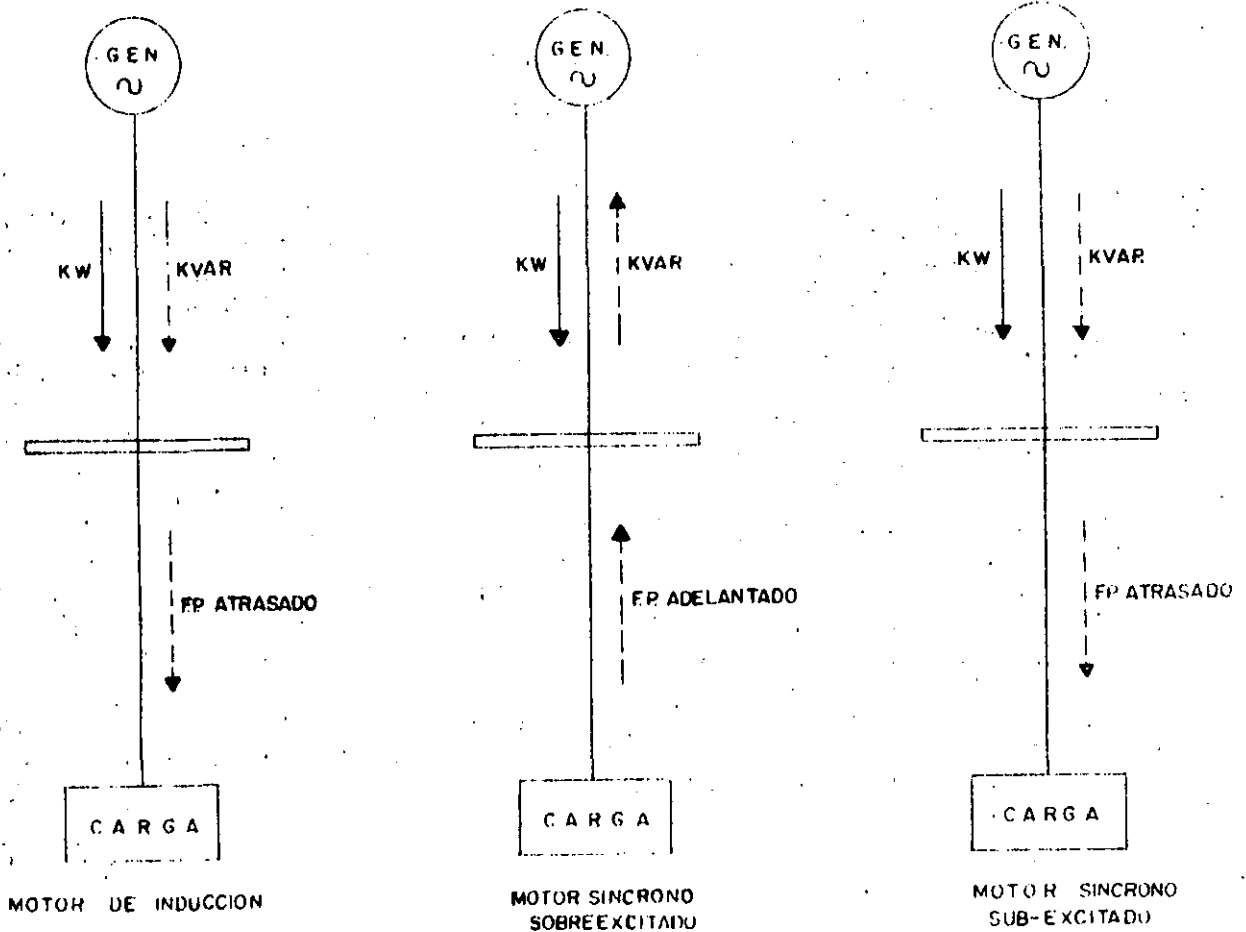


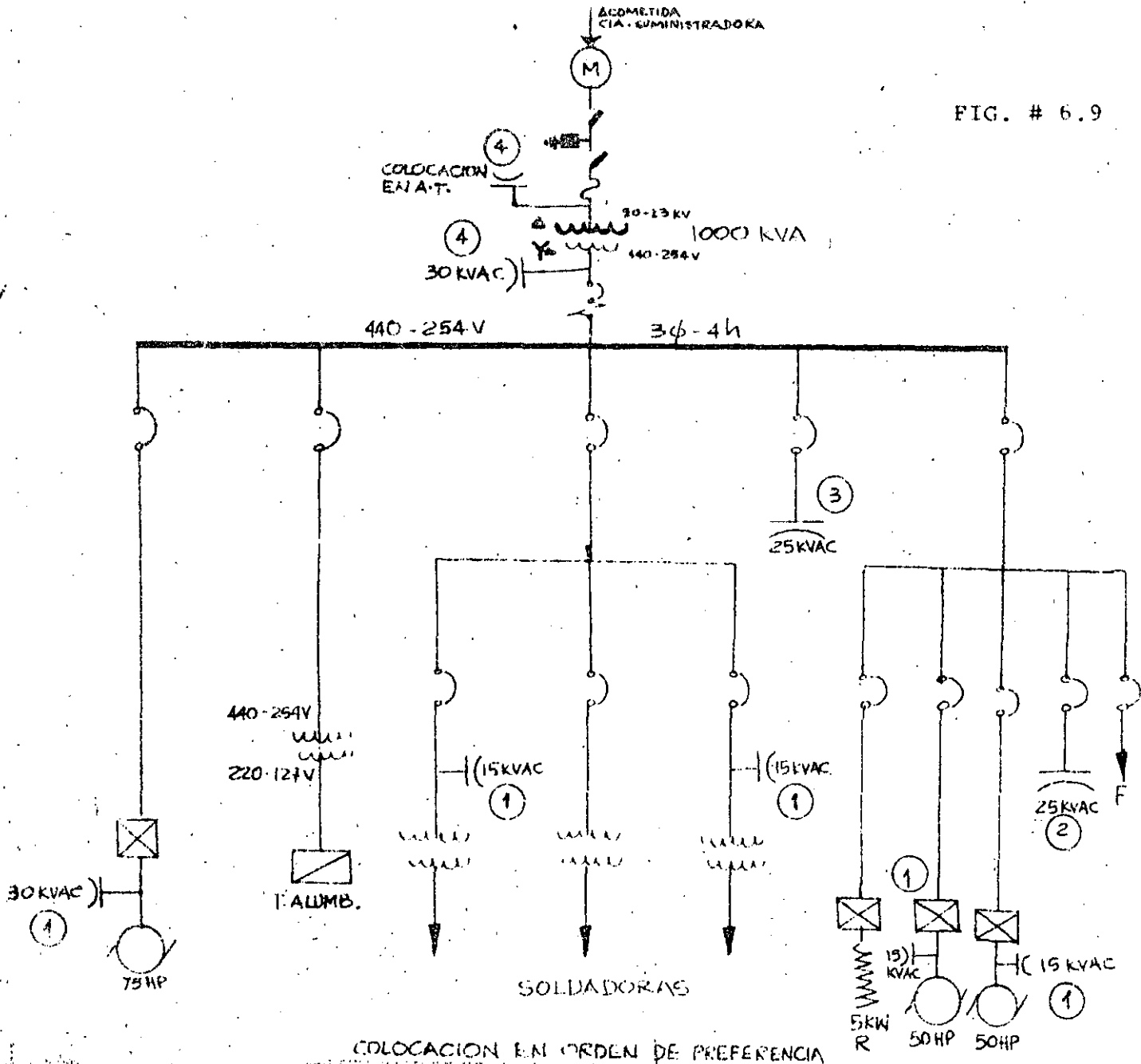
FIG No 59

9.3.- BENEFICIOS DE LA CORRECCION DEL F. P.

- A).- DISMINUIR LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR CALENTAMIENTO (I^2R)
- B).- DISMINUIR LAS PERDIDAS EN VOLTAJE (IR)
- C).- AUMENTAR LA CAPACIDAD DEL SISTEMA.
- D).- REDUCCION DE COSTOS POR ENERGIA CONSUMIDA Y ELIMINACION DE MULTAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA.

COMO SE OBSERVARA A CONTINUACION, LOS BENEFICIOS DE LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA SON MAXIMOS CUANDO LOS CAPACITORES O MOTORES SINCRONOS SE INSTALAN JUNTO A LAS CARGAS INDUCTIVAS.

FIG. # 6.9



93A- PERDIDAS EN EL SISTEMA

UNO DE LOS BENEFICIOS QUE NOS APORTA LA INSTALACION DE CAPACITORES ES LA REDUCCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE EN LOS TRAMOS DE ALIMENTADORES QUE VAN DESDE LA CONEXION DEL SERVICIO HASTA EL PUNTO DONDE ESTAN INSTALADOS LOS CAPACITORES.

LAS PERDIDAS POR CALOR EN LOS ALIMENTADORES PROVIENEN TANTO DE LAS CORRIENTES ACTIVAS COMO DE LAS REACTIVAS Y REPRESENTAN ENERGIA PERDIDA QUE DEBERA PAGARSE COMO SI SE HUBIESE TRANSFORMADO EN TRABAJO PRODUCTIVO.

P = PERDIDAS

R = RESISTENCIA OHMICA TOTAL DE LA INSTALACION

$$P = R I_A^2 + R I_R^2, \text{ TENIENDO EN CUENTA QUE :}$$

$$I^2 = I_A^2 + I_R^2, \text{ SE TIENE :}$$

$$P = R I^2$$

SI P_1 = PERDIDAS CUANDO SE TIENE $\cos\phi_1$

Y P_2 = PERDIDAS CUANDO SE TIENE $\cos\phi_2$ AL INSTALAR CAPACITORES DE POTENCIA JUNTO A LA CARGA QUE CONSUME POTENCIA REACTIVA TENDREMOS :

$$KW = \sqrt{3} (KV) I_1 \cos\phi_1 = \sqrt{3} (KV) I_2 \cos\phi_2 \text{ RELACIONANDO } I_1 \text{ E } I_2 \text{ QUE SON LAS CORRIENTES DE ANTES Y DESPUES DE INSTALAR LOS CAPACITORES.}$$

$$\text{LLAMADO } -\Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$$

$$\text{OBTENEMOS } -\Delta P = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos\phi_1}{\cos\phi_2} \right)^2 \right] \%$$

EXPRESION QUE NOS DA LA DISMINUCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE.

9-3-B-- REGULACION DE VOLTAJE

AUNQUE EL AUMENTO DE VOLTAJE POR SI SOLO NO JUSTIFICA EL EMPLEO DE CAPACITORES ES IMPORTANTE TOMARLO EN CUENTA COMO UN BENEFICIO ADICIONAL.

LA SIGUIENTE EXPRESION MUESTRA LA IMPORTANCIA DE LA REDUCCION DE LA CORRIENTE REACTIVA EN LA CAIDA DE VOLTAJE.

$$\Delta V \cong R \cos \phi \pm X \text{SEN } \phi \quad \text{EC. 9.5}$$

$$\Delta V \cong (\text{CORRIENTE ACTIVA}) \pm X (\text{CORRIENTE REACTIVA}) \quad \text{EC. 9.6}$$

$$\Delta V \cong (R \cos \phi \pm X \text{SEN } \phi)$$

EL FACTOR $R \cos \phi$ ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA ACTIVA A LA CAIDA DEL VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

$X \text{SEN } \phi$ ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA REACTIVA A LA CAIDA DE VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

AL FACTOR $X \text{SEN } \phi$ ES TÍPICAMENTE DE 5 A 10 VECES MAYOR QUE EL FACTOR $R \cos \phi$ POR TANTO LA CAIDA DE VOLTAJE PRODUCIDO POR EL FLUJO DE LA POTENCIA REACTIVA ES VARIAS VECES MAYOR QUE LA PRODUCIDA POR LA POTENCIA ACTIVA.

LA EDUCACION 9.6 PUEDE SER REESCRITA DE LA SIGUIENTE FORMA PARA DETERMINAR EL CAMBIO DE VOLTAJE EN LOS TRANSFORMADORES DEBIDO A LA ADICION DE CAPACITORES.

$$\% \Delta V = \frac{\text{KVAR DE LOS CAPACITORES} \times \% \text{ IMPEDANCIA DEL TRANS.}}{\text{KV DEL TRANSFORMADOR}}$$

LA REGULACION DEL VOLTAJE POCAS VECES ES MAYOR AL 2%

9.3.C.- AUMENTO DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA

EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA POR CORRECCION DEL F.P. SE DEBE A LA REDUCCION DE LA CORRIENTE Y PERMITE ADICIONAR CARGA AL SISTEMA SIN SOBRECARGAR LOS TRANSFORMADORES, CABLES Y GENERADORES TERMICAMENTE.

EL CALCULO DE AUMENTO DE LA CAPMIDAD DEL SISTEMA UTILIZANDO LA FIGURA 7.9 SE ILUSTRA EN EL SIGUIENTE EJEMPLO.

SI UNA PLANTA TIENE UNA CARGA DE 1000 KVA. Y UN F. P. DEL 70%, SE AÑADEN 480 KVAR. POR MEDIO DE CAPACITORES DETERMINAR EL PORCIENTO DE AUMENTO DE CAPACIDAD DEL SISTEMA.

DATOS NECESARIOS PARA EL MANEJO DE LA TABLA :

% P.R.A. (POTENCIA REACTIVA AGREGADA, EN PORCIENTO DE LA POTENCIA APARENTE INICIAL.)

F. P. ORIGINAL

$$\% \text{ P.R.A.} = \frac{480}{1000} \times 100 = 48\%$$

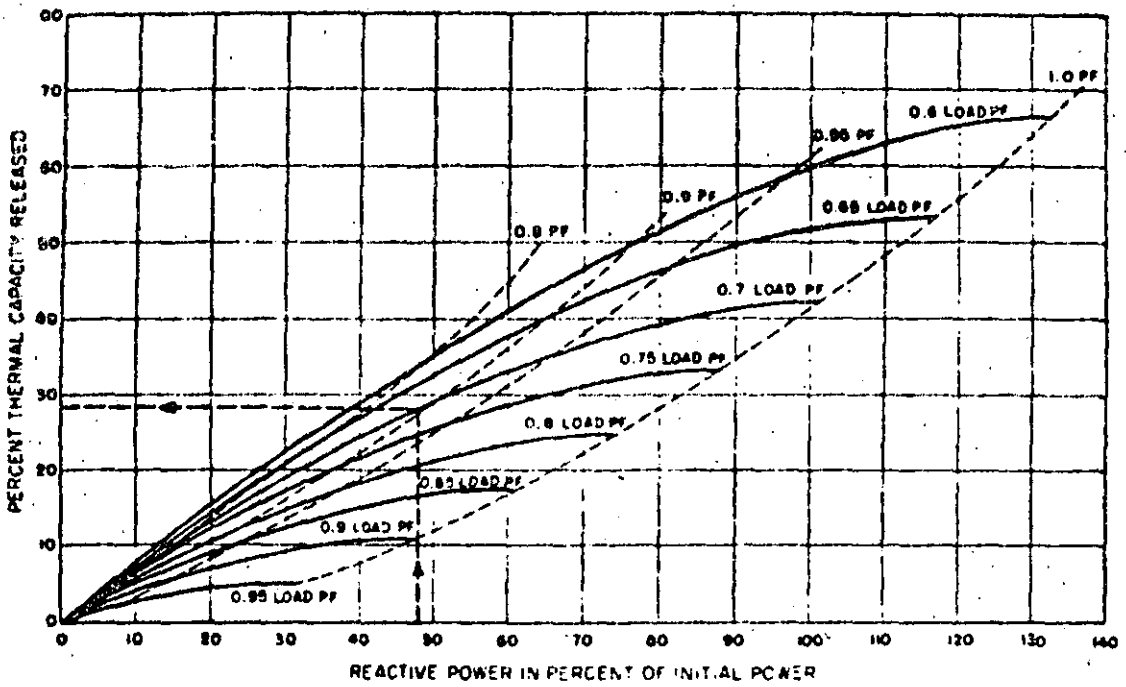
$$\text{F. P. ORIG.} = 0.7$$

DATOS OBTENIDOS DE LA TABLA.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA (EN %) $\hat{=}$ 28.5

FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO $\hat{=}$ 90%

FIG. N° 7-9



Percent Capacity Released and Approximate Combined Load Power Factor with Reactive Compensation

— Original Load Power Factor (cos φ₁); - - - Final Power Factor (cos φ₂)

9.4.- FACTORES DE POTENCIA EN LOS EQUIPOS.

LOS F. P. DE LAS PLANTAS INDUSTRIALES EN FUNCIONAMIENTO SON MUCHAS VECES MENORES QUE LOS ESPERADOS, DEBIDO A LA MALA APLICACION DE LOS EQUIPOS, POR LO QUE A CONTINUACION SE PROPORCIONAN LOS RANGOS DE F. P. DE LOS EQUIPOS MAS UTILIZADOS

MOTORES. LOS MOTORES DE INDUCCION A PLENA CARGA TIENEN UN F. P. ENTRE EL 70 Y 90% DEPENDIENDO DE SU TAMAÑO Y VELOCIDAD, PERO CUANDO ESTOS ESTAN PARCIALMENTE CARGADOS SU F. P. DISMINUYE CONSIDERABLEMENTE COMO SE INDICA EN LA FIG. # 8.9

LOS MOTORES DE TIPO BLINDADO Y DE ROTOR DEVANADO TIENEN MENOR F. P. QUE LOS DE INDUCCION DE LAS MISMAS POTENCIA Y VELOCIDAD.

VER LA
FIG. 8.9
CARACTERISTICAS
DE UN MOTOR DE
INDUCCION

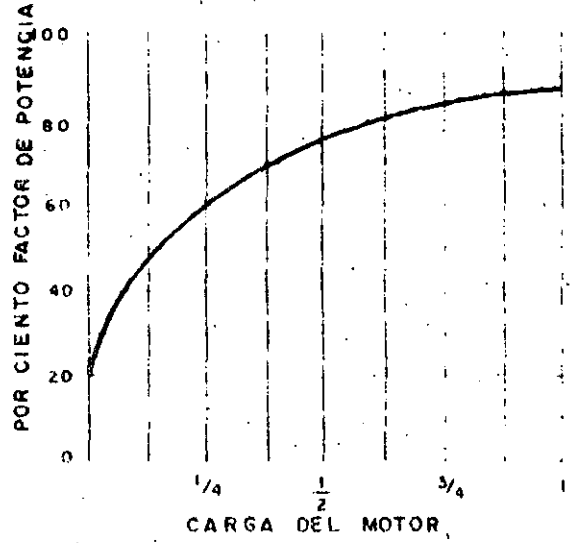
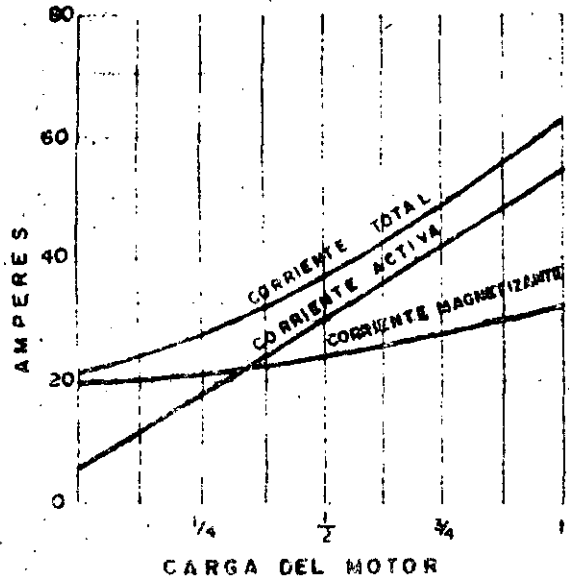
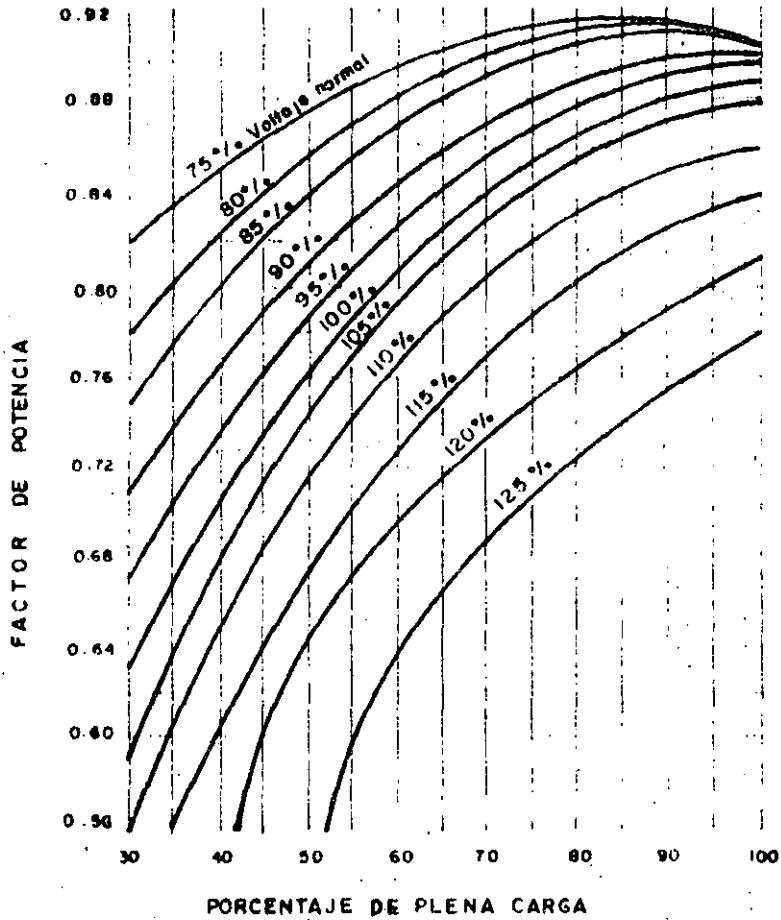


FIG. N° 8.9



LAMPARAS. LAS LAMPARAS FLUORESCENTES Y LAS DE DESCARGA TIENEN F. P. DE APROXIMADAMENTE 70%. SI SE USA EL BALASTRO INDICADO SU F. P. PUEDE LLEGAR HASTA 90%.

HORNOS. LOS HORNOS DE ARCO TIENEN F. P. TÍPICOS DE 65-75%. LA CORRECCION DE SU F. P. PUEDE SER PROBLEMA.

LOS HORNOS DE INDUCCION TIENEN UN F. P. DE 30-70% DE CORRECCION DE SU F. P. SE DEBE HACER CONECTANDO Y DESCONECTANDO CAPACITORES PARA MANTENERLO LO MAS CERCANO POSIBLE A LA UNIDAD.

TRANSFORMADORES. ORDINARIAMENTE NO SE CONSIDERAN COMO CARGAS, PERO CONTRIBUYEN A BAJAR EL F. P. DEBIDO A QUE SU CORRIENTE DE EXCITACION ES DEL 1 AL 2% DE LA NOMINAL INDEPENDIENTEMENTE DE SU CARGA Y LAS PERDIDAS EN SUS DEVANADOS SON PROPORCIONALES AL CUADRO DE LA CORRIENTE DE CARGA.

VALORES TÍPICOS DE F. P. NO
CORREGIDOS PARA DIFERENTES
INDUSTRIAS

VALORES TÍPICOS DE F. P. EN
PLANTAS DE OPERACION

INDUSTRIA	F. P.	OPERACION	F. P.
PARTES AUTOMOTRICES	75-80	COMPRESORES DE AIRE	
CERVECERAS	75-80	MOTORES EXTERNOS	75-80
CEMENTERAS	80-85	MOTORES HERMETICOS	50-80
QUIMICAS	65-75		
MINAS DE CARBON	65-80	METALISTICA	
IND. DE VESTIDOS	35-60	SOLDADURA DE ARCO	35-60
ELECTROPLASTIA	65-70	CON CAPACITORES	70-80
FUNDICION	75-80		
FORJADORAS	70-80	FRESADO	40-65
HOSPITALES	75-80		
MANUFACTURERAS		CRISOLES	
DE MAQUINARIA	60-65	HORNOS DE ACERO	75-90
OFICINAS	80-85	HORNOS DE INDUCCION	100
BOMBEO	40-65		
PLASTICOS	55-70	ESTAMPADO	
ESTAMPADO	60-70	ESTANDARD	60-70
SIDERURGICAS	65-80	ALTA VELOCIDAD	45-60
TEXTILES	65-75		
HERRAMIENTA		PULVERIZADO	60-65
TROQUELADORAS	60-65		

9.4.1.- MEDICION DE FACTOR DE POTENCIA

EN EL ESTUDIO DEL FACTOR DE POTENCIA SE DEBEN OBTENER LOS DATOS SUFICIENTES PARA SELECCIONAR LOS RANGOS Y LA LOCALIZACION DE LOS CAPACITORES O MOTORES SINCRONOS.

EL FACTOR DE POTENCIA PUEDE MEDIRSE DIRECTAMENTE O CALCULARSE DE LA LECTURA DE OTROS APARATOS COMO SON:

- PARA LOS VALORES DE F. P. INSTANTANEOS
DE LA LECTURA DE KILOWATTMETROS Y KILOVARMETROS
DE LA LECTURA DE KILOWATTMETRO, VOLTMETRO Y AMPERMETRO.

- PARA LOS VALORES DE F. P. PROMEDIO
DE LECTURA DE KILOWATHORIMETROS Y KILOVARHORIMETROS.

- FACTORIMETROS.

9.4.2.- RECOMENDACIONES PARA MEDICION DEL F. P.

- SE RECOMIENDA LA MEDICION CON INSTRUMENTOS REGISTRADORES, YA QUE ESTA PROVEE REGISTRO PERMANENTES PARA POSTERIORES COMPARACIONES.

- LOS INSTRUMENTOS INDICADORES SON SUFICIENTES PARA CHECAR OCASIONALMENTE LOS ALIMENTADORES O CARGAS INDIVIDUALMENTE.

- SE RECOMIENDA NO UTILIZAR APARATOS PARA MEDIR DIRECTAMENTE EL FACTOR DE POTENCIA, YA QUE ESTE POR SI SOLO PUEDE SER MAL INTERPRETADO. POR EJEMPLO SI TENEMOS UNA CARGA CON UN F. P. DE 95% LA POTENCIA REACTIVA ES EL 33% DE LA POTENCIA ACTIVA.

- LA MEDICION DE VOLTAJE ES INDISPENSABLE SI EL CONTROL AUTOMATICO DEL CAPACITOR SE REALIZA CON ELEMENTOS DE RES PUESTA AL VOLTAJE.

- OTRO FACTOR IMPORTANTE ES CONSIDERAR CUANDO SE MIDE EL F. P. CON INSTRUMENTOS POLIFASICOS ES QUE ESTE ES EXACTO SOLO SI LA CARGA ES BALANCEADA.

9.5.- MÉTODOS DE CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

EN UN CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA, COMO YA VIMOS ANTERIORMENTE, LO ESENCIAL ES COMPENSAR LAS POTENCIAS REACTIVAS PARA ELIMINAR LAS PERDIDAS Y OBTENER LOS BENEFICIOS YA MENCIONADOS.

LO ANTERIOR SE RESUME EN MANTENER UN FACTOR DE POTENCIA ADECUADO (DE 0.85 A 1) LO CUAL PUEDE LOGRARSE MEDIANTE LAS SIGUIENTES FORMAS:

A).- MOTORES SINCRONOS:

EL EMPLEO DE MOTORES SINCRONOS NOS OFRECE AL MISMO TIEMPO UN TRABAJO MECANICO Y SU ACTUACION COMO CARGA CAPACITIVA AL OPERAR SOBREEXCITADOS. SON CAROS Y NO CONSTITUYEN UNA FORMA DE COMPENSACION FACILMENTE CONTROLABLE.

B.- MOTORES DE CAPACIDAD NOMINAL ADECUADA:

UNA BUENA SELECCION DE LAS CAPACIDADES DE LOS MOTORES ELECTRICOS NOS MANTENDRA UN FACTOR DE POTENCIA ADECUADO, DEBIDO A QUE TRABAJARAN PRACTICAMENTE A PLENA CARGA. ESTO PUEDE LOGRARSE AL ADQUIRIR O DISEÑAR NUEVA MAQUINA.

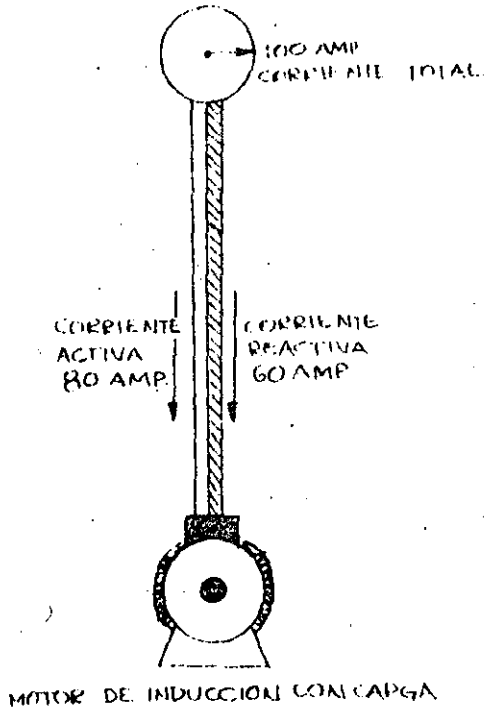
C.- CAPACITORES DE POTENCIA:

PROPORCIONAN LA CORRIENTE REACTIVA DE CARACTER CAPACITIVA NECESARIA, PUDIENDOSE INSTALAR EN BANCOS FIJOS O DIVIDIDOS.

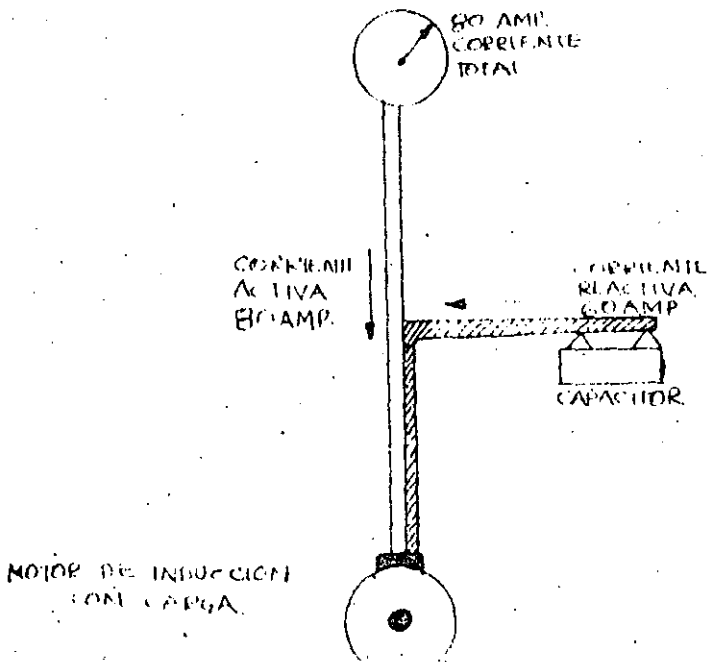
EL USO DE ESTOS CAPACITORES, IMPLICA LAS GRANDES VENTAJAS DE BAJO COSTO POR KVAR INSTALADO, BAJO COSTO DE MANTENIMIENTO Y FACIL MANEJO CON RESPECTO A OTROS MEDIOS DE GENERACION.

POR EL MOTIVO ANTERIOR, LOS CAPACITORES HAN TENIDO LA GRAN ACEPTACION EN TODO TIPO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA.

EL SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA POR MEDIO DE CAPACITORES SE ILUSTRA EN LA FIGURA N^o 99 Y SU CALCULO SE PUEDE REALIZAR DE ACUERDO A LO DESCRITO EN EL SIGUIENTE INCISO.



(FIG # 9.9)



9.6.- CALCULO DE LA POTENCIA DE LOS CAPACITORES NECESARIOS PARA UNA INSTALACION INDUSTRIAL:

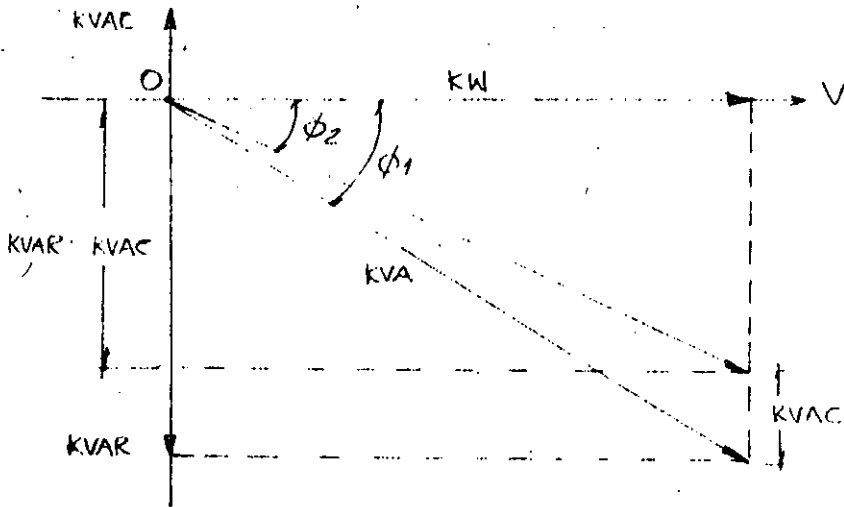


FIG. # 10.9

KVAR = POTENCIA REACTIVA INDUCTIVA
KVAC = POTENCIA REACTIVA CAPACITIVA

ESTE VALOR ESTA EN FASE CON LAS REACTANCIAS Y PUEDE RESTARSE ARITMETICAMENTE.
DE LA FIG. #109

$$\begin{aligned} KW &= KVA \cdot \cos \phi_1 \quad (1') \\ KVA &= \sqrt{KW^2 + KVAR^2} \quad (2') \\ KVAC &= KW (\text{TANG } \phi_1 - \text{TANG } \phi_2) \quad (3') \end{aligned}$$

POR MEDICION CON WATTMETRO, AMPERMETRO Y VOLTMETRO PODEMOS CONOCER KW Y KVA:

$$\cos \phi_1 = \frac{KW}{KVA} = \frac{KW}{\sqrt{KW^2 + KVAR^2}} \quad (4')$$

$$\text{TANG } \phi_1 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi_1}}{\cos \phi_1} \quad (5')$$

SI QUISTERAMOS MEJORAR EL F. P. A UN VALOR MAS ALTO (ϕ_2 MENOR).

$$\text{TANG } \phi 2 = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi 2}}{\cos \phi 2} \quad (6')$$

LA CARGA CAPACITIVA NECESARIA ESTARA DADA ENTONCES POR LA FORMULA N^o. (3')

EJEMPLO:

SE REQUIERE CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA EN UNA PLANTA INDUSTRIAL DONDE SE HAN TOMADO LAS SIGUIENTES LECTURAS Y DONDE SE SUPONE QUE EL F. P. ES BAJO

$$\text{F. P. REQUERIDO} = 0.85$$

$$\text{KW} = 60 \text{ KILOWATTS}$$

$$\text{V} = 220 \text{ VOLTS}$$

$$\text{I} = 450 \text{ AMP.}$$

$$\text{KVA} = \frac{220 \times 450}{1000} = \frac{99000}{1000} = 99$$

$$\text{COS } \phi 1 = \frac{60}{99} = 0.60$$

$$\text{TANG } \phi 1 = \frac{\sqrt{1 - 0.60^2}}{0.60} = 1.33$$

$$\text{DEBE CORREGIRSE A } 0.85 = \phi 2$$

$$\therefore \text{TANG } \phi 2 = \frac{\sqrt{1 - 0.85^2}}{0.85} = 0.61$$

\therefore LA CAPACIDAD DE LOS CAPACITORES DEBERA SER :

$$\begin{aligned} \text{KVAC} &= 60 (1.33 - 0.61) \\ &= 44 \end{aligned}$$

EL METODO ANTERIOR SE BASA EN LECTURAS AISLADAS QUE POR MUCHAS QUE ESTAS SEAN, NO REPRESENTAN UN PROMEDIO ADECUADO Y ESTAN SUJETAS A DAR RESULTADOS ERRONEOS.

EL SISTEMA POR MEDIDORES DE ENERGIA, QUE COMUNMENTE EMPLEAN LAS COMPAÑIAS SUMINISTRADORAS, NOS DARA VALORES MAS CORRECTOS, YA QUE ESTOS APARATOS TIENEN LA PROPIEDAD DE INTEGRAR LA ENERGIA CONSUMIDA SUMANDO A CADA INSTANTE LAS VARIACIONES DEL CONSUMO YA SEAN PEQUEÑAS O GRANDES EN UN MOMENTO DADO. ESTAS ENERGIAS SON: LA EFECTIVA KWH Y LA REACTIVA EN KVARH.

POR LO ANTERIOR PODEMOS OBTENER UN VALOR DE P. P. MAS CONCRETO, EXPRESADO COMO SIGUE:

$$\cos \varphi = \frac{\text{KWH}}{\sqrt{\text{KWH}^2 + \text{KVARH}^2}} \quad \text{--- (7')}$$

EJEMPLO :

I).- -PARA TENER UN PANORAMA MAS AMPLIO EN EL CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA, SE ACONSEJA ELABORARLO MEDIANTE LOS DATOS DE LAS 3 ULTIMAS LECTURAS MENSUALES COMO MINIMO, TOMADAS DE LOS MEDIDORES O INTEGRADORES DE ENERGIA DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA; Y CONSIDERANDO QUE LA INDUSTRIA TRABAJA 240 HS/MES.

A).-	LECTURAS	KWH	KVARH	D. MAX
	JULIO 1982	86,500	105,000	425
	AGOSTO 1982	59,000	63,000	280
	SEP. 1982	71,000	82,500	490

B).- PROMEDIOS 72,166 83,500 398

C).- DEMANDAS MEDIAS
(DIVIDIENDO ENTRE 240 HRS. AL MES.)

300 KW 348 KVAR

D).- COS ϕ_1 Y TANG ϕ_1 :

$$\text{COS } \phi_1 = \frac{300}{\sqrt{300^2 + 348^2}} = \frac{3.0}{\sqrt{3.0^2 + 3.48^2}} = 0.65$$

$$\text{TANG } \phi_1 = \frac{\sqrt{1-0.65^2}}{0.65} = 1.17$$

E).- COS ϕ_2 : SE DECEA EL F. P. = 0.85 MINIMO PERMITIDO POR LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA EN SU CONTRATO.

$$\text{COS } \phi_2 = 0.85$$

$$\text{Y TANG } \phi_2 = 0.61$$

F).- KVAC DE LOS CAPACITORES PARA LA CORRECCION DE F.P.:

$$\text{KVAC} = 300 (1.17 - 0.61)$$

$$= 168$$

LOS CAPACITORES COMERCIALES QUE EXISTEN A LA FECHA TIENEN CAPACIDADES DESDE 5 HASTA 60 KVAR EN MULTIPLOS DE 5 EN 460 V, POR LO CONSIGUIENTE SE SELECCIONARAN LAS CAPACIDADES DE ESTOS DE ACUERDO AL NUMERO DE LUGARES DONDE DEBERAN COLOCARSE Y DE ACUERDO AL ORDEN DE PREFERENCIA SEGUN SE INDICA EN LA FIGURA No. 6.9

9.9.1 METODOS DE COMPENSACION DEL F.P.

A).- COMPENSACION INDIVIDUAL

AUN CUANDO LA SELECCION DE CAPACITORES INSTALADOS DIRECTAMENTE A LOS MOTORES DE INDUCCION RESULTA POCO ECONOMICA, POR EL ALTO COSTO DE LAS UNIDADES EN TAMAÑOS PEQUEÑOS, ESTE METODO ESTA GANANDO POPULARIDAD POR SUS SIGUIENTES VENTAJAS.

- PROPORCIONAN UN BUEN F . P .
- NO NECESITAN ESTUDIO PREVIO DEL F . P .
- SU METODO DE CONEXION ASEGURA QUE EL CAPACITOR ESTE CONECTADO EN LA LINEA SOLO CUANDO SE NECESITA.
- SU LOCALIZACION Y CAPACIDAD ES LA MAS OPTIMA.

EL F . P . EN LOS MOTORES DE INDUCCION JAULA DE ARDILLA A PLENA CARGA VARIA ENTRE EL 80 Y 90% DEPENDIENDO DE SU VELOCIDAD Y T.L. PO. PERO CON CARGAS LIGERAS SU F. P. DECRECE RAPIDAMENTE, COMO SE ILUSTRÁ EN LA FIGURA 8.9, DEVIDO A QUE SU POTENCIA REACTIVA NO CAMBIA MUCHO CUANDO EL MOTOR TRABAJA EN VACIO O CUANDO TRABAJA EN CARGA PLENA.

ESTA CARACTERISTICA ES PARTICULARMENTE ATRACTIVA EN LA APLICACION DE CAPACITORES YA QUE CON UNA SELECCION APROPIADA DEL CAPACITOR (A UN 95% DE F . P . A PLENA CARGA) SU FACTOR DE POTENCIA A CUALQUIER CARGA SE HACE EXCELENTE (MAYOR DE 95%) .

B).- COMPENSACION EN GRUPO:

ESTE METODO SE EMPLEA CUANDO LO QUE SE REQUIERE UNICAMENTE ES CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA Y NO EL MINIMIZAR LAS PERDIDAS POR EFECTO JOULE QUE SE OCASIONAN EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES, SIENDO ESTE EL METODO MAS ECONOMICO.

TAMBIEN ESTE METODO SUELE SER EL MEJOR CUANDO SE PRETENDE AUMENTAR LA CAPACIDAD DE CARGA ACTIVA DE LOS TRANSFORMADORES Y MEJORAR LOS NIVELES DE VOLTAJE.

CUANDO LA CARGA DE LA INSTALACION INDUSTRIAL NO ESTA SUJETA A VARIACIONES FUERTES, BASTA CON INSTALAR UN BANCO DE CAPACITORES FIJO QUE EN CONDICIONES DE PLENA CARGA MANTENGA UN FACTOR DE POTENCIA GLOBAL LIGERAMENTE SUPERIOR AL MINIMO PERMITIDO.

EN CASO DE CARGAS VARIABLES, RESULTA CONVENIENTE INSTALAR UN BANCO DE CAPACITORES DIVIDIDO EN SECCIONES DESCONECTABLES QUE ENTREN Y SALGAN DE OPERACION ACCIONADAS POR UN CONTROL AUTOMATICO.

EN LA PRACTICA SUELE CONSIDERARSE ENTRE 6 Y 8 EL NUMERO MAXIMO DE SECCIONES DESCONECTABLES, PARA IMPEDIR QUE ENTREN Y SALGAN CON VARIACIONES PEQUEÑAS DE CARGA REACTIVA QUE DETERIORARIAN RAPIDAMENTE LOS CONTACTORES DE ACCIONAMIENTO.

EL ACCIONAMIENTO AUTOMATICO NORMALMENTE CONSTA DE UN CONTROL DE ESCALONAMIENTO MULTIPLE SENSIBLE A KILOVARES O AL MISMO F . P .

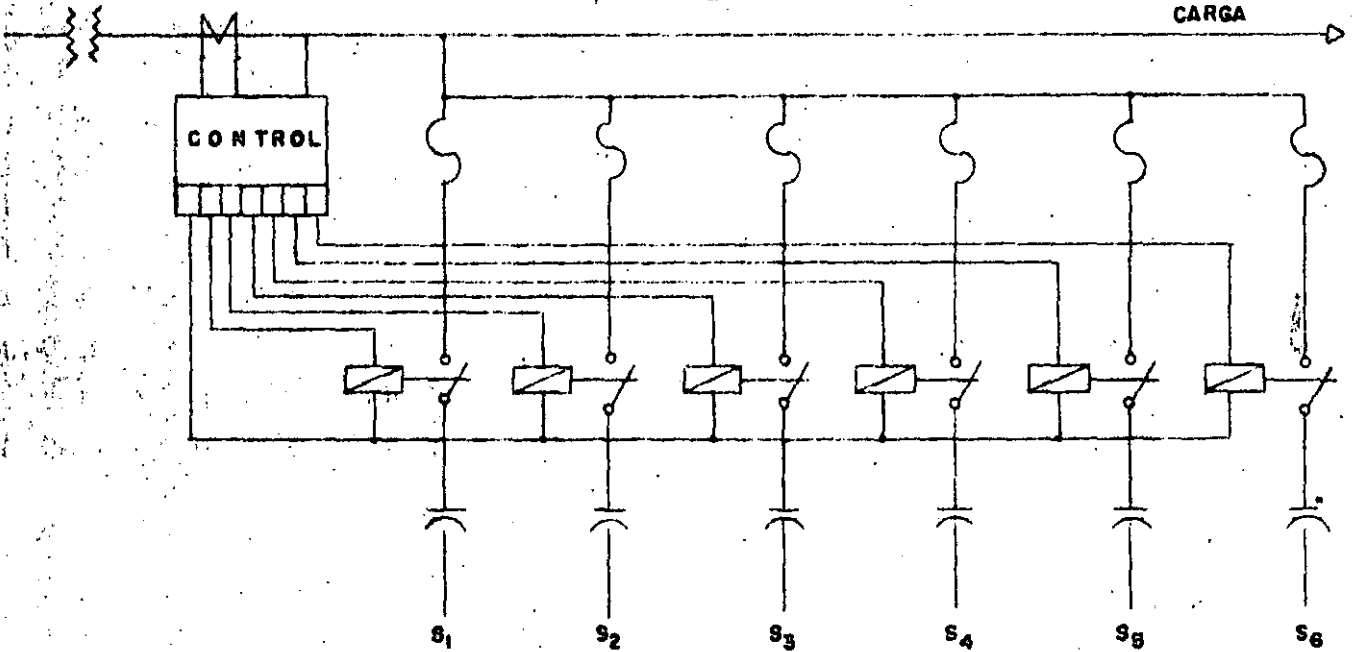
E).- COMPENSACION MIXTA :

EN ALGUNAS INDUSTRIAS SUELEN ENCONTRARSE MOTORES GRANDES O CARGAS QUE CONSUMEN UNA BUENA CANTIDAD DE POTENCIA REACTIVA, EN ESTOS CASOS ES CONVENIENTE COMPENSAR EN UNA FORMA MIXTA EL F . P . INSTALANDO CAPACITORES INDIVIDUALES PARA LOS APARATOS DE GRAN CONSUMO DE POTENCIA Y UN BANCO FIJO O DIVIDIDO EN SECCIONES DESCONECTABLES PARA EL RESTO DE LA CARGA.

F).- COMPENSACION DE TRANSFORMADORES :

PARA LA CORRECCION DEL F . P . DE UN TRANSFORMADOR POR MEDIO DE CAPACITORES INSTALADOS EN EL LADO DE BAJA TENSION, 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 PERDIDAS DE ENERGIA EN EL TRANSFORMADOR CUANDO FUNCIONA EN VACIO.

CUANDO SE EFECTUE ESTE TIPO DE INSTALACION SE DEBERAN COLOCAR FUSIBLES PARA CONECTAR LOS CAPACITORES CON LA RED Y SERA PRECISO QUE ESTOS CUENTEN CON RESISTENCIAS PARA EVITAR QUE CUANDO SE PRESENTE LA APERTURA DE UN FUSIBLE SE DESCARGUE EL CAPACITOR A TRAVES DEL TRANSFORMADOR.



ESQUEMA UNIFILAR DE CONEXION ELECTRICA DE UN BANCO DE CAPACITORES DE BAJA TENSION, DIVIDIDO EN SECCIONES DESCONECTABLES, OPERADAS AUTOMATICAMENTE

POTENCIA REACTIVA NECESARIA EN CAPACITORES PARA COMPENSAR TRANSFORMADORES. POTENCIA REACTIVA EN KVAR.

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR KVA	VOLTAJE DE LA LINEA EN KV.		
	5/18	18/25	25/34
25	2	2.8	3
50	3.8	5	6
75	5	6	7
100	6	6	10
150	10	12.8	18
300	18	18	22
315	18	20	24
400	20	22.8	28
630	28	32.8	40

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXVI

APPROXIMATE K.V.-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF
Normal Torque, Normal-Starting Current, 3-Phase, 60 Cycle Synchronous
Cage Motors, 220, 440, 550 Volts

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
3	830	0.50	0.64	0.72	0.80	0.56	0.62	0.68	0.81	0.60	0.64	0.68	0.78
	680	0.51	0.58	0.68	0.86	0.55	0.61	0.68	0.83	0.62	0.67	0.72	0.83
4	1125	0.30	0.40	0.52	0.77	0.37	0.44	0.53	0.72	0.45	0.50	0.57	0.69
	858	0.54	0.64	0.77	1.0	0.61	0.69	0.79	0.99	0.69	0.75	0.82	0.97
	680	0.81	0.87	1.1	1.3	0.89	0.98	1.1	1.3	0.96	1.0	1.1	1.2
1	1720	0.12	0.25	0.40	0.71	0.21	0.34	0.45	0.68	0.33	0.39	0.47	0.62
	1135	0.29	0.42	0.57	0.91	0.38	0.48	0.60	0.84	0.53	0.60	0.68	0.84
	875	0.68	0.77	0.93	1.3	0.69	0.80	0.92	1.2	0.83	0.90	0.96	1.3
	680	0.61	0.76	0.90	1.2	0.71	0.82	0.94	1.2	0.83	0.91	0.99	1.2
1 1/2	2500	0.19	0.38	0.60	1.1	0.31	0.45	0.63	0.96	0.50	0.59	0.71	0.95
	1740	0.11	0.39	0.52	0.90	0.26	0.42	0.59	0.93	0.48	0.58	0.69	0.94
	1125	0.19	0.39	0.61	1.1	0.31	0.46	0.68	0.95	0.46	0.56	0.67	0.91
	875	0.78	0.97	1.2	1.6	0.93	1.1	1.2	1.6	1.0	1.1	1.3	1.5
	680	0.89	1.1	1.3	1.8	0.99	1.1	1.3	1.7	1.2	1.3	1.4	1.7
2	3470	0.10	0.36	0.67	1.3	0.30	0.50	0.72	1.2	0.40	0.59	0.75	1.1
	1740	0.06	0.30	0.59	1.2	0.26	0.45	0.66	1.1	0.44	0.57	0.72	1.0
	1140	0.34	0.59	0.89	1.5	0.52	0.71	0.93	1.4	0.67	0.80	0.94	1.3
	865	0.65	0.91	1.2	1.8	0.77	0.96	1.2	1.6	1.0	1.2	1.3	1.6
	680	1.2	1.5	1.8	2.4	1.4	1.6	1.9	2.4	1.5	1.7	1.9	2.3
3	3420	0.30	0.83	1.8	0.17	0.45	0.78	1.5	0.45	0.65	0.87	1.3
	1720	0.23	0.67	1.6	0.16	0.44	0.77	1.4	0.53	0.78	0.95	1.4
	1160	0.29	0.62	1.1	2.0	0.71	0.90	1.3	2.0	1.0	1.2	1.4	1.9
	880	0.84	1.2	1.7	2.6	0.95	1.2	1.6	2.2	1.2	1.4	1.6	2.1
	680	1.2	1.6	2.0	2.9	1.4	1.7	2.0	2.7	1.6	1.8	2.1	2.5
5	3460	0.63	1.4	2.9	0.45	0.92	1.5	2.6	0.79	1.1	1.5	2.2
	1735	0.25	0.94	2.4	0.17	0.62	1.1	2.2	0.59	0.90	1.2	2.0
	1155	0.28	0.84	1.5	3.0	0.70	1.2	1.7	2.8	1.3	1.6	1.7	2.7
	680	0.94	1.5	2.2	3.7	1.8	1.7	2.2	3.3	1.7	2.0	2.4	3.1
	700	2.1	2.7	3.4	4.9	2.3	2.8	3.8	4.5	2.7	3.1	3.4	4.2
	570	3.9	4.5	5.3	6.8	4.1	4.6	5.1	6.3	5.5	5.8	6.2	7.0
7 1/2	1740	0.19	1.2	3.4	0.67	1.4	3.1	0.88	1.3	1.9	3.0
	1155	0.90	1.9	4.1	0.65	1.3	2.1	3.7	1.3	1.8	2.3	3.4
	685	1.0	2.0	3.0	5.2	1.7	2.9	3.2	4.8	2.4	2.9	3.4	4.5
	685	2.5	3.4	4.4	6.6	3.1	3.8	4.5	6.2	3.8	4.3	4.6	6.0
	575	3.6	4.8	5.6	7.9	4.3	5.0	5.8	7.5	5.3	5.8	6.4	7.5

CAPACITORS

TABLE XXVI—Continued

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		80%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	80%	90%	95%	100%
10	1745	...	0.2	1.0	4.5	...	0.80	1.9	4.1	1.2	1.7	2.4	3.0
	1100	...	0.90	2.3	5.2	0.60	1.6	2.6	4.8	1.6	2.2	2.9	3.4
	865	0.90	2.1	3.5	6.3	1.7	2.6	3.6	5.8	2.8	3.4	4.1	5.6
	700	3.0	1.2	5.6	8.5	8.8	4.7	5.8	7.9	5.1	5.6	6.3	7.8
	580	2.8	4.0	5.8	8.2	3.6	4.5	5.0	7.7	5.0	5.6	6.3	7.9
15	1750	1.0	0.2	...	1.3	2.0	6.1	1.6	2.5	3.5	5.7
	1165	...	0.85	2.9	7.1	0.60	1.8	3.3	6.4	1.9	2.8	3.8	5.9
	870	0.85	2.6	4.0	8.8	2.2	3.7	5.2	8.4	4.0	4.9	6.0	8.3
	690	3.1	4.9	7.0	11.3	4.0	5.3	6.9	10.1	6.1	7.0	8.0	10.2
	580	4.5	6.2	8.3	12.5	5.7	7.0	8.6	11.7	7.4	8.3	9.1	11.5
20	1760	...	0.71	3.4	8.0	0.84	2.1	4.1	8.3	2.8	4.1	5.5	8.4
	1170	...	0.71	3.3	8.0	0.84	2.1	4.0	8.2	2.5	3.7	5.1	7.9
	880	0.80	3.2	5.8	11.4	3.0	4.7	6.7	10.9	4.8	6.0	7.4	10.3
	695	1.8	4.1	6.8	12.4	3.6	4.7	6.7	10.6	5.3	6.5	7.8	10.7
	580	5.4	7.5	10.5	16.2	6.7	8.4	10.4	14.7	8.9	10.0	11.4	14.2
25	1760	3.2	10.1	...	1.5	3.9	9.1	2.0	3.4	5.1	8.6
	1170	...	0.80	4.1	11.0	0.41	2.0	5.0	10.3	2.8	4.3	6.0	9.5
	880	...	2.9	6.2	13.1	2.1	4.2	6.7	11.9	4.4	5.9	7.6	11.2
	695	3.9	6.7	10.0	16.9	5.9	8.0	10.5	15.7	8.3	9.8	11.5	15.9
	580	7.5	10.4	13.8	20.9	10.0	12.2	14.7	19.9	13.0	15.7	17.2	20.8
30	1760	3.2	11.4	...	0.53	8.5	9.7	1.0	2.8	4.8	9.1
	1175	...	2.1	6.0	14.3	1.0	3.0	6.6	12.9	3.8	5.6	7.7	12.0
	880	...	3.4	7.4	15.7	2.6	5.1	8.9	14.3	5.2	7.0	9.0	13.3
	695	4.7	8.2	12.2	20.6	7.7	10.3	13.3	19.7	11.7	13.4	15.5	19.7
	580	6.8	10.3	14.4	22.9	8.9	11.6	14.6	21.0	12.5	14.3	16.4	20.7
40	1765	5.2	16.1	...	1.4	5.3	13.6	1.4	3.7	6.4	12.1
	1175	...	1.6	7.0	18.0	0.66	4.1	8.0	16.3	4.6	6.8	9.5	15.1
	865	1.8	6.3	11.5	22.5	5.3	8.7	12.6	20.9	9.3	11.6	14.3	17.9
	695	2.7	7.2	12.6	23.6	6.3	8.7	12.7	21.0	9.5	11.8	14.4	20.1
	580	5.4	10.1	15.4	26.7	9.6	13.1	17.2	25.7	13.2	15.6	18.3	21.1
50	1765	5.3	18.9	...	0.83	5.7	16.0	1.7	4.6	7.9	14.9
	1180	6.5	20.3	...	2.6	7.5	17.8	2.8	5.7	9.0	16.0
	870	1.1	6.7	13.2	26.9	5.7	10.0	14.8	25.1	11.7	14.5	17.8	24.8
	695	1.1	6.8	13.4	27.2	6.6	10.9	15.8	26.2	11.1	14.0	17.3	24.4
	580	6.0	12.4	19.0	32.0	11.8	16.1	21.1	31.5	16.3	19.2	22.5	29.7
60	1775	6.3	22.5	...	2.1	7.9	20.1	3.3	6.8	10.8	19.2
	1170	...	2.1	9.8	26.1	2.0	7.1	12.9	25.2	10.4	12.9	17.9	26.4
	875	...	2.8	10.6	27.0	1.0	6.1	11.0	24.3	6.7	10.1	14.0	22.4
	700	1.3	8.0	15.8	32.1	5.8	10.9	16.7	28.9	11.6	15.0	18.9	27.2
	580	4.0	10.6	18.7	35.3	9.9	15.1	21.0	33.4	14.9	18.4	22.4	30.8

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXVI (Continued)

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				¾ Load				½ Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
75	1775			7.8	28.0		2.6	9.9	25.2	4.1	8.5	13.4	23.8
	1175		1.7	11.4	31.9		6.4	13.7	29.1	6.2	11.1	16.1	26.7
	880		3.4	13.0	33.4	1.2	7.5	14.7	29.9	8.2	12.5	17.4	27.7
	700		5.5	18.2	38.7	7.3	13.7	21.0	36.4	14.6	18.9	23.8	31.3
	580	3.3	11.8	21.6	42.2	9.9	16.2	23.6	39.1	17.5	21.8	26.4	37.2
100	1775			10.5	37.5		2.6	12.3	32.7	5.5	11.3	17.9	31.8
	1175			12.8	39.7		6.7	16.4	36.7	8.9	14.6	21.2	35.1
	875			12.8	39.9		6.8	16.5	36.9	7.7	13.4	20.4	33.8
	705		11.2	24.0	51.1	6.5	14.8	24.4	44.8	16.8	22.4	29.0	42.8
	675		9.2	22.3	50.0	6.0	15.2	24.9	45.7	17.1	22.9	29.6	43.7
125	1775			11.6	44.9		2.2	14.1	39.4	5.8	12.5	20.6	37.8
	1175			15.9	49.4		8.4	20.3	45.6	10.9	18.0	26.2	43.3
	880		8.7	21.6	55.1	2.0	12.4	24.4	49.5	15.1	22.2	30.3	47.6
	700		11.4	27.5	61.7	10.2	20.8	33.0	58.8	29.4	36.7	45.0	62.7
	580		11.4	27.5	61.7	8.1	18.6	30.7	56.2	21.2	28.4	36.6	54.1
150	1780			13.7	53.7		1.3	16.0	45.6	3.3	11.8	21.6	42.2
	1185			18.2	54.7		8.0	19.1	48.9	8.0	16.3	25.9	49.1
	880		8.4	22.4	62.8		12.6	26.8	57.1	16.3	24.7	31.4	54.8
	695		6.9	20.2	68.2	4.9	17.6	32.2	63.0	23.6	32.2	42.1	63.0
	580		11.9	31.2	71.9	7.3	19.8	34.2	64.7	25.1	33.6	43.3	64.1
200	1775			18.2	71.8			19.0	59.1	2.2	13.5	26.6	54.1
	1190			20.9	72.8		0.7	25.3	64.8	10.6	21.5	34.2	60.8
	885		4.0	29.9	83.5		6.8	25.8	65.9	10.7	21.9	34.7	61.8
	700		13.4	38.8	92.3	0.4	22.9	41.8	81.9	30.8	42.1	51.9	82.2
	685		17.8	43.2	96.7	16.6	32.4	51.8	91.5	43.0	54.2	67.2	94.3

CAPACITORS

TABLE XXVII

APPROXIMATE KVA. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF
Normal-Torque, Normal-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Square-Well-
Cage Motors, 2200 Volts

Hp.	Full-Load K. V. M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
30	1170	1.7	5.2	9.2	14.7	4.0	6.0	9.6	16.0	7.2	9.0	11.0	15.3
	880	6.8	10.3	14.4	22.0	9.0	11.7	14.8	21.2	12.3	14.2	16.3	20.8
	575	9.3	12.9	17.1	26.0	13.0	15.5	18.9	25.6	15.6	17.5	19.6	24.2
40	1760	0.9	6.2	17.3	2.8	6.5	17.7	2.7	5.1	7.5	13.6
	1175	1.8	6.4	11.0	22.8	5.3	8.7	12.7	21.0	9.0	12.0	14.7	20.5
	865	2.8	6.5	11.8	23.2	5.4	8.9	12.9	21.4	9.6	12.9	14.7	20.6
	690	6.3	11.0	16.4	27.8	9.0	12.5	16.5	26.0	14.6	17.0	19.5	25.7
	580	16.0	20.7	26.2	37.7	19.6	23.1	27.2	35.8	25.3	27.7	30.3	36.3
50	1765	6.5	20.2	1.8	6.7	17.1	2.3	5.2	8.0	15.7
	1160	1.8	6.4	22.4	1.3	5.6	10.7	21.3	7.6	10.7	14.1	19.2
	865	5.5	12.4	26.4	4.2	8.5	13.5	24.0	8.7	11.6	15.0	22.1
	695	5.6	11.3	17.9	31.9	9.3	13.6	18.6	29.1	14.0	16.9	20.3	27.5
	580	4.5	10.4	17.1	31.3	9.3	13.7	18.7	29.3	14.1	17.1	20.5	27.7
60	1775	1.4	9.3	26.0	3.3	11.3	24.0	6.3	9.9	14.1	22.9
	1165	1.4	9.3	29.0	0.51	5.7	11.7	24.3	7.6	11.2	15.3	23.9
	865	5.5	13.5	30.1	5.0	10.2	16.2	28.5	10.4	13.9	18.0	26.5
	700	4.0	10.9	18.9	35.7	10.1	15.3	21.2	33.8	16.5	20.3	24.3	32.9
	580	10.6	17.5	25.4	42.2	17.6	22.8	28.8	41.4	23.5	27.1	31.2	39.3
75	1775	0.8	30.4	3.9	11.3	27.0	6.0	10.5	15.5	26.4
	1175	5.2	14.9	35.8	2.5	9.0	16.4	32.0	10.4	14.9	20.0	30.8
	870	5.2	15.0	35.8	3.7	10.1	17.5	33.1	8.4	12.6	17.5	26.4
	700	3.3	11.8	21.5	42.2	12.4	18.9	26.2	41.8	20.8	25.1	30.1	40.7
	585	11.5	20.1	29.8	50.7	19.1	25.5	32.9	49.0	29.2	33.6	38.7	49.3
100	1775	1.2	39.9	3.5	13.1	33.6	4.4	10.2	16.8	30.7
	1175	2.3	15.2	42.4	8.4	18.1	38.5	10.0	15.7	22.5	36.3
	875	6.9	19.0	47.4	3.3	11.9	21.7	42.4	14.8	20.6	27.3	41.3
	700	11.3	24.2	51.7	9.8	18.3	25.1	48.7	22.8	28.1	34.7	49.8
	585	4.4	15.0	25.6	58.0	13.1	21.5	31.3	51.8	23.6	29.4	36.0	50.2
125	1775	15.9	49.4	3.2	15.8	40.7	4.1	11.2	19.3	36.5
	1175	2.9	18.7	52.2	8.4	20.5	45.8	9.6	16.6	24.8	41.9
	880	5.8	21.9	56.2	2.0	12.6	24.6	50.1	15.3	22.5	30.7	48.2
	700	11.5	27.8	62.3	16.3	21.0	33.3	56.2	26.2	32.4	41.8	59.4
	585	5.4	19.5	35.7	69.8	18.4	25.9	41.1	65.7	31.1	38.3	46.7	64.4
150	1775	15.6	56.0	1.3	15.8	46.5	3.3	11.9	21.8	42.7
	1185	19.0	59.1	7.0	21.8	52.0	8.1	16.5	26.1	46.5
	880	16.4	36.1	70.8	12.2	24.9	39.5	70.3	29.5	36.2	45.2	69.3
	700	10.2	29.5	70.2	4.9	17.5	32.0	62.6	23.5	32.1	41.8	62.7
	585	11.9	31.2	72.0	7.3	19.9	34.5	65.1	25.4	34.0	43.9	64.9
200	1775	18.4	72.2	19.1	59.6	2.2	13.5	26.6	64.1
	1185	25.0	78.0	10.1	25.0	69.1	10.7	21.9	34.7	61.8
	885	4.0	29.8	83.5	13.3	32.3	72.4	10.7	22.0	34.9	62.1
	705	22.1	47.4	101.0	22.5	39.1	58.3	95.7	48.4	59.7	72.7	100.0
	585	22.2	47.7	102.0	19.2	35.8	55.0	95.4	49.9	52.2	65.8	93.0

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XVIII

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF
 Normal Torque, Low-Starting-Current, 3-Phase, 60 Cycle, Synchronous
 Motors, 220, 440, 550 Volts

Hp.	Full-Load H.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
7 1/2	3450	0.38	1.4	3.7	0.12	0.82	1.0	3.3	0.59	1.4	1.0	3.0	
	1745	0.37	1.4	3.0	0.42	1.2	2.9	0.27	0.73	1.3	2.4		
	1150	0.35	1.3	2.3	0.65	1.3	2.1	3.8	1.3	1.8	2.3	3.4	
	865	1.0	2.5	3.5	5.7	1.8	2.5	3.3	4.0	2.7	3.1	3.7	4.8
	600	2.5	3.5	4.5	6.7	3.1	3.6	4.6	6.3	3.9	4.4	4.9	6.1
	375	3.0	4.5	5.5	7.9	4.3	5.0	5.8	7.5	5.3	5.8	6.4	7.6
10	3470	1.2	4.2	0.19	1.2	3.4	0.35	0.66	1.7	3.1			
	1750	1.2	3.6	5.5	0.34	1.2	2.2	4.4	1.2	1.8	2.4	3.9	
	1166	1.2	2.6	5.0	0.52	1.4	2.4	4.6	1.2	1.8	2.4	3.9	
	875	1.8	3.0	4.3	7.2	2.5	3.4	4.4	6.5	3.4	4.0	4.7	6.2
	700	3.0	4.2	5.6	8.5	3.6	4.7	5.8	7.9	5.0	5.6	6.3	7.8
	550	2.8	4.0	5.3	8.2	3.6	4.5	5.5	7.7	5.0	5.7	6.4	7.9
15	3500	0.76	2.9	7.3	0.82	2.4	5.7	0.70	1.6	2.0	4.9		
	1740	1.6	3.9	8.1	1.3	2.6	5.9	0.67	1.5	2.5	4.6		
	1165	1.7	3.8	8.0	0.75	2.1	8.6	6.7	1.9	2.8	3.8	5.9	
	875	2.7	4.3	9.5	10.7	3.6	4.9	6.4	9.5	4.7	5.6	6.6	8.8
	600	3.1	4.9	7.0	11.4	4.6	5.3	6.8	10.1	6.0	6.9	8.0	10.2
	550	4.2	6.2	8.3	12.5	5.7	7.0	8.5	11.8	7.5	8.4	9.4	11.6
20	3460	0.49	3.2	8.0	0.72	2.7	7.0	0.68	1.9	3.2	6.1		
	1760	1.6	4.5	10.0	0.95	2.7	4.7	8.8	3.0	4.1	5.5	9.3	
	1170	2.3	4.9	10.5	0.90	2.7	4.7	8.9	2.5	3.7	5.1	8.0	
	875	3.1	5.4	8.1	13.6	3.7	5.4	7.4	11.5	5.3	6.4	7.8	10.6
	605	1.8	4.1	6.8	12.4	3.0	4.7	6.7	10.9	5.3	6.5	7.9	10.7
	550	5.4	7.8	10.5	16.2	6.7	8.4	10.4	14.7	8.9	10.1	11.4	14.3
25	3545	0.69	4.2	11.1	0.89	3.4	8.7	1.4	2.9	4.6	8.3		
	1760	1.7	5.0	11.9	0.82	2.9	5.4	10.5	2.8	4.2	5.9	9.3	
	1170	2.8	6.1	12.9	1.2	3.5	5.8	10.9	3.0	4.5	6.1	9.5	
	880	2.2	5.1	8.4	15.3	2.9	5.1	7.4	12.8	4.6	6.0	7.7	11.2
	605	3.0	6.7	10.0	16.9	5.9	8.0	10.5	15.7	8.4	9.8	11.5	15.0
	550	0.6	12.5	16.0	23.3	10.7	13.0	15.5	21.0	13.5	15.0	16.6	20.5
30	3550	3.9	12.2	1.1	4.0	10.3	1.7	3.5	5.6	9.9			
	1760	7.0	4.9	12.1	1.6	4.5	10.7	1.3	3.0	5.0	9.2		
	1175	3.4	7.3	15.5	1.5	4.0	7.0	13.2	3.7	5.4	7.4	11.0	
	880	1.3	4.7	8.7	17.0	3.6	5.6	8.5	14.8	8.2	7.0	9.1	18.4
	700	4.7	8.3	12.3	20.8	6.7	9.4	12.4	18.8	9.4	11.2	13.2	17.6
	585	6.3	11.8	15.9	24.5	10.2	12.8	15.9	22.3	13.6	15.4	17.5	21.6
40	3640	5.2	16.1	0.71	4.6	13.0	2.3	5.0	10.7				
	1765	0.47	5.0	16.6	1.4	5.3	13.6	0.99	3.2	5.9	11.5		
	1175	3.6	8.8	16.8	0.98	4.4	8.2	16.5	4.0	6.3	8.9	14.5	
	875	4.9	9.0	14.2	25.3	6.6	10.9	13.9	22.1	9.3	11.6	14.3	19.9
	700	4.4	9.1	14.4	25.5	6.7	10.2	14.1	22.6	10.5	12.9	15.6	21.2
	580	6.4	10.1	15.4	26.8	9.5	12.1	17.2	25.7	13.2	15.6	18.3	24.1

TABLE XXVIII

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
	
50	3550	...	6.4	20.1	...	0.88	5.7	16.0	0.59	3.4	6.7	13.7	
	1705	...	0.58	7.0	20.0	...	0.85	5.7	16.0	0.50	3.5	6.8	13.8
	1170	...	3.5	10.0	28.7	0.83	5.1	10.1	20.5	4.6	7.6	10.9	18.2
	875	3.3	8.9	15.4	29.1	4.9	9.1	14.0	24.3	8.4	11.3	11.6	21.5
	695	2.2	7.9	14.5	28.4	7.4	11.7	16.6	27.0	12.1	15.3	18.7	25.7
580	0.6	12.4	10.0	32.9	11.8	16.1	21.1	31.5	16.3	19.2	22.6	30.7	
60	3540	...	7.7	24.1	...	1.0	6.0	19.2	...	4	7.4	15.7	
	1775	...	2.1	9.8	26.0	...	3.1	8.9	21.1	3.3	6.8	10.8	19.2
	1175	...	4.1	11.9	28.3	2.0	7.1	13.0	25.4	6.8	10.3	14.3	22.8
	875	2.6	9.6	17.3	33.8	6.4	11.5	17.1	29.7	10.2	13.6	17.6	25.9
	700	5.3	12.1	20.9	30.6	8.9	14.1	19.9	32.4	11.9	18.4	22.4	30.8
580	4.0	10.8	18.7	35.3	9.9	15.1	20.9	35.4	14.9	18.4	22.1	30.8	
70	3540	...	9.6	30.0	...	1.3	8.6	23.9	...	4.3	9.3	19.7	
	1775	...	9.6	30.0	...	2.6	9.8	25.1	4.1	8.4	13.3	23.7	
	1180	...	6.8	18.5	36.0	2.5	8.9	16.2	31.7	8.4	12.8	17.7	28.3
	875	...	5.5	16.2	38.7	3.7	10.0	17.3	32.7	12.6	17.2	22.2	32.8
	700	0.6	15.2	25.1	46.0	11.2	17.7	25.1	40.8	18.7	23.1	28.1	33.8
580	3.3	11.9	21.6	42.2	9.9	16.2	23.6	39.1	17.5	21.8	26.7	37.2	
100	3540	...	12.0	40.2	...	3.5	13.3	33.9	3.4	9.2	15.8	29.0	
	1770	...	2.3	15.1	42.3	...	6.1	14.7	35.9	6.5	12.2	18.7	32.4
	1180	...	4.6	17.3	44.3	...	8.4	18.0	38.3	7.7	13.5	20.0	33.9
	870	...	9.1	22.2	49.8	3.3	11.8	21.6	42.2	15.7	21.5	28.0	41.9
	705	9.0	19.6	32.6	59.7	14.0	22.9	32.6	52.9	24.3	29.9	36.4	50.2
575	...	9.2	22.3	50.0	6.6	15.1	24.0	45.7	17.1	22.9	29.6	43.7	
125	3555	...	15.9	49.4	...	4.3	16.3	41.7	5.5	12.5	20.7	37.9	
	1770	...	1.4	17.3	50.8	...	4.3	16.2	41.5	6.8	15.9	22.0	39.2
	1180	...	5.7	21.5	55.1	2.0	12.6	24.6	50.2	13.0	21.0	29.3	46.7
	890	...	14.1	30.3	64.5	8.1	18.7	30.7	56.2	20.0	26.0	36.1	53.4
	705	5.4	19.5	35.7	69.8	14.2	21.9	37.0	62.7	27.8	35.0	43.3	61.0
590	...	11.4	27.5	61.7	8.1	18.7	30.7	56.2	21.2	28.3	36.6	54.0	
150	3555	...	19.0	59.1	...	5.1	19.4	49.6	8.2	16.7	26.4	47.1	
	1770	...	19.0	59.1	...	5.1	19.5	49.8	6.5	15.0	24.7	45.2	
	1175	...	3.4	22.4	62.6	...	10.0	24.3	54.4	11.5	20.0	29.7	50.4
	875	...	16.8	30.1	71.8	9.7	22.4	36.9	67.6	25.1	33.9	43.4	64.1
	706	6.5	23.3	42.6	83.3	17.1	29.8	44.4	75.3	32.9	41.5	51.4	72.3
580	...	11.9	31.2	72.0	7.3	19.8	34.3	64.8	25.1	33.0	43.4	64.1	
200	3560	...	25.1	78.0	...	3.4	22.4	62.5	...	11.2	24.1	51.3	
	1770	...	25.3	79.0	...	6.8	25.7	65.8	10.8	22.0	34.9	62.1	
	1180	...	2.3	27.3	80.3	...	13.3	32.3	72.4	15.2	26.5	39.4	66.8
	885	...	4.6	29.8	88.6	...	6.8	25.7	65.8	10.7	21.9	34.7	61.8
	706	...	22.2	47.7	102.0	12.8	29.5	48.6	80.1	33.3	44.0	57.5	85.0
585	...	17.8	43.2	96.8	15.9	32.4	54.3	91.5	43.0	54.2	67.1	94.4	

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXIX

APPROXIMATE K.V.-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF
Normal-Torque, Low-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Synchronous-Capacitor
Motors, 2200 Volts

Hp.	Full-Load P. M. M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
		1770	1.7	5.2	9.2	17.7	4.0	6.6	9.7	16.0	7.2	9.0	11.0
875	9.3	13.0	17.1	26.0	13.0	15.8	18.9	25.5	15.6	17.5	19.6	23.2	
40	1700	...	2.8	8.1	19.2	0.67	4.1	8.1	16.5	4.1	6.5	9.3	15.1
	1175	4.9	9.4	14.7	25.9	5.1	11.5	15.5	23.9	12.5	14.9	17.5	23.3
	875	4.5	9.3	11.7	26.2	6.9	10.1	14.5	23.1	9.9	12.3	15.1	21.1
	690	0.3	11.0	16.4	27.8	8.9	12.5	16.5	25.1	14.6	17.0	19.8	25.7
580	16.0	20.7	25.2	37.6	19.6	23.1	27.3	35.8	25.3	27.7	30.5	36.3	
50	1765	...	2.5	8.8	22.5	...	3.4	8.4	18.7	2.8	5.8	9.1	16.3
	1165	2.2	8.0	14.7	28.7	5.1	9.4	14.4	25.1	8.9	11.9	15.3	22.5
	665	4.5	10.2	16.9	30.9	7.5	11.9	16.5	27.4	10.6	13.5	16.9	24.1
	695	6.7	12.5	19.1	33.1	9.2	13.6	18.5	29.1	15.6	18.6	21.9	29.2
	580	4.5	10.4	17.1	31.2	9.3	13.7	18.7	29.4	14.1	17.1	20.5	27.7
60	3540	...	4.2	12.0	28.6	1.0	6.2	12.2	24.9	7.9	10.6	14.8	23.5
	1775	...	2.8	10.5	27.0	...	5.1	11.0	23.5	4.1	7.6	11.6	20.2
	1170	1.3	8.2	16.1	32.8	5.0	10.2	16.1	28.7	10.7	14.7	18.2	26.8
	865	5.3	12.3	20.2	37.1	9.0	14.2	20.1	32.7	12.7	16.2	20.3	28.5
	695	5.4	12.5	20.5	37.7	9.2	14.5	20.5	33.3	12.5	16.1	20.3	28.0
	580	10.6	17.5	25.4	42.2	17.6	22.7	28.7	41.3	23.5	27.1	31.2	39.8
75	3540	...	3.5	13.3	33.9	...	6.5	13.9	29.6	6.6	10.1	15.5	26.2
	1775	...	1.7	11.4	31.9	...	5.1	12.5	27.9	5.1	9.4	14.5	25.0
	1180	...	0.9	10.6	37.3	2.5	9.0	16.3	32.2	4.5	14.0	19.1	29.9
	870	2.5	11.1	21.0	41.9	10.0	16.4	23.6	39.6	17.9	22.2	27.3	38.0
	700	7.6	16.3	26.3	47.3	12.6	19.2	26.6	42.4	20.2	24.6	29.7	40.5
	585	11.5	20.1	29.9	50.7	19.1	25.5	32.9	48.7	29.2	33.6	38.0	49.4
100	3540	12.0	40.2	...	3.5	13.4	33.9	3.4	9.2	15.8	29.0
	1765	...	2.3	15.2	42.5	...	6.8	16.5	36.9	7.7	13.5	20.1	34.0
	1180	...	5.7	18.5	45.6	1.6	10.0	19.7	40.1	11.1	16.9	24.5	37.4
	875	2.2	13.6	26.7	54.4	8.2	16.8	26.6	47.3	22.4	28.2	35.0	49.3
	700	9.9	21.3	34.4	62.1	16.6	25.1	34.9	55.7	26.5	32.3	39.0	53.3
	585	4.4	15.6	28.6	56.0	13.1	21.5	31.2	51.8	24.5	29.3	35.9	50.0
125	3555	15.0	49.4	...	4.3	16.3	41.7	5.5	12.6	20.7	37.9
	1775	...	2.9	18.7	52.2	...	6.4	18.4	43.7	8.5	15.5	23.7	41.1
	1180	...	8.4	24.3	57.8	1.1	12.6	25.7	52.2	17.0	21.2	27.5	50.1
	880	2.7	16.8	33.0	67.2	10.2	20.9	31.1	58.2	23.2	28.1	34.8	59.4
	705	8.1	22.2	38.4	72.7	16.3	26.9	39.1	63.8	27.1	33.1	41.5	62.0
	585	5.4	19.5	35.7	69.8	18.1	29.6	41.1	61.8	27.1	33.6	40.7	61.3

CAPACITORS

TABLE XXIX Continued

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
150	3555	10.0	59.3	5.1	10.5	19.7	8.2	16.7	26.5	47.1
	1770	3.4	23.0	63.0	7.6	22.1	52.6	9.9	18.4	28.3	49.0
	1175	8.5	25.7	65.8	12.5	20.8	57.1	16.5	25.1	34.9	55.7
	880	5.3	20.2	39.6	80.7	14.7	27.4	42.0	73.5	31.4	40.1	50.2	71.3
	705	6.4	23.5	42.5	84.0	17.0	31.7	44.2	74.0	32.8	41.8	51.2	71.0
585	11.9	31.2	72.0	7.3	19.9	34.5	65.2	25.4	34.0	43.9	64.9	
300	3550	25.1	78.0	8.5	35.7	65.8	10.7	22.0	34.9	62.2
	1770	2.8	27.8	81.8	10.1	29.3	69.7	12.1	24.5	37.5	65.0
	1180	9.0	34.2	87.4	16.5	35.5	75.0	22.0	33.3	46.4	73.9
	885	4.6	39.9	89.5	13.3	32.3	72.4	19.8	29.0	34.9	62.2
	705	22.1	47.4	103.0	16.0	32.7	51.8	92.3	41.0	52.2	65.3	92.9
585	22.2	47.7	102.0	19.2	35.9	55.0	95.4	41.0	52.2	65.3	92.9	

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE AXX

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF
 High-Torque, Low-Starting-Current, 3-Phase, 60-Cycle, Square-Frame
 Motors, 220, 330, 550 Volts

Hp.	Full Load P.F.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
3	1720	0.23	0.67	1.6	0.19	0.45	0.78	1.1	0.52	0.71	0.93	1.4	
	1140	0.39	0.96	1.4	2.3	0.72	1.0	1.3	2.0	1.0	1.2	1.4	1.9
	845	1.1	1.5	1.9	2.9	1.8	1.6	1.9	2.6	1.5	1.7	1.9	2.4
5	1730	0.12	0.73	1.4	2.0	0.53	0.99	1.5	2.6	0.95	1.2	1.6	2.3
	1140	0.49	1.1	1.9	3.4	0.73	1.2	1.7	2.9	1.3	1.5	1.9	2.6
	870	2.1	2.7	3.4	5.0	2.8	2.7	3.3	4.4	2.7	3.0	3.4	4.2
7 1/2	1730	0.19	1.1	2.2	4.4	0.53	1.2	2.0	3.7	1.2	1.6	2.2	3.3
	1140	0.71	1.6	2.7	4.9	1.1	1.8	2.6	4.2	1.6	2.0	2.6	3.7
	890	1.3	3.2	4.3	6.5	2.4	3.1	3.9	5.6	2.8	3.3	3.8	4.9
10	1740	0.42	1.7	3.1	6.0	1.0	1.9	3.0	5.1	1.5	2.1	2.8	4.2
	1150	1.2	2.6	3.0	5.0	0.52	1.4	2.5	4.7	1.2	1.8	2.5	4.0
	890	3.9	4.2	6.0	8.0	3.6	4.5	5.5	7.7	4.9	5.5	6.2	7.6
15	1735	1.8	3.3	3.3	2.2	1.3	2.9	6.1	0.56	1.5	2.5	4.9	
	1160	0.68	2.4	4.4	3.7	1.5	2.8	4.3	7.4	2.6	3.5	4.5	6.0
	895	3.1	3.9	7.9	12.2	5.1	6.4	7.9	11.1	5.9	6.8	7.9	10.0
20	1755	1.3	3.6	0.3	11.9	2.8	4.6	6.9	10.2	3.9	5.1	6.4	9.3
	1170	0.67	3.0	5.6	11.2	2.0	3.7	5.7	9.9	3.4	4.6	5.9	8.8
	895	4.0	6.4	9.1	14.7	5.5	7.3	9.3	13.5	7.5	8.7	10.0	12.9
25	1765	1.6	4.5	7.7	14.6	2.9	5.0	7.4	12.6	4.9	6.3	8.0	11.4
	1170	2.9	6.1	13.1	1.2	3.4	5.8	11.0	3.1	4.5	6.2	9.7	
	875	3.9	6.8	10.1	17.1	5.5	7.7	10.2	15.4	7.7	9.2	10.8	14.4
30	1760	2.7	6.0	14.8	1.5	4.0	6.9	13.1	4.0	5.7	7.7	11.9	
	1170	3.3	7.1	15.0	1.5	4.1	7.1	13.3	3.7	5.5	7.5	11.7	
	875	4.8	8.0	12.0	20.3	6.5	9.1	12.1	18.3	9.2	10.0	12.0	17.2
40	1765	2.7	7.9	18.8	0.66	4.0	7.9	16.1	4.5	6.8	9.4	15.0	
	1170	4.5	9.7	20.6	2.0	5.3	9.2	17.4	4.9	7.2	9.9	15.5	
	845	5.3	10.0	15.3	26.4	7.4	10.9	14.8	23.3	11.1	13.4	16.1	21.3
50	1770	1.2	7.6	21.1	3.4	8.2	18.4	2.7	5.6	8.8	15.7		
	1180	3.5	10.2	24.3	0.84	5.2	10.1	20.7	4.5	7.4	10.7	17.7	
	865	6.6	12.4	19.0	32.9	9.2	13.5	18.4	28.9	13.1	16.0	19.4	26.4
60	1760	3.5	11.8	27.8	4.1	10.0	22.5	3.4	6.8	10.6	19.3		
	1160	5.5	13.3	29.8	3.0	8.1	13.9	26.3	8.0	11.5	15.4	23.7	
	1765	3.5	13.1	33.0	5.2	12.5	28.0	4.2	8.6	13.0	21.1		
2200 Volts													
60	1760	1.8	3.2	16.0	32.6	5.0	10.2	16.2	28.8	10.5	14.1	18.2	26.8
	1150	1.4	3.4	16.4	33.4	5.1	10.4	16.4	29.2	10.5	14.1	18.2	26.8
70	1755	8.5	18.3	38.9	3.7	10.2	17.6	33.3	14.0	17.4	22.5	33.2	

CAPACITORS

TABLE XXXI

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF CONSTANT AND ADJUSTABLE-VARYING-SPEED, 3-PHASE, 60-CYCLE, Wound *D* by INDUCTION MOTORS, 220, 440, 550 VOLTS

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		75%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
1	1675	0.32	0.47	0.64	1.0	0.29	0.49	0.61	0.88	0.46	0.51	0.69	0.83
	1095	0.86	1.0	1.2	1.5	0.95	1.1	1.2	1.5	1.0	1.1	1.2	1.4
	835	1.0	1.2	1.4	1.7	1.1	1.2	1.4	1.6	1.1	1.2	1.3	1.5
1 1/2	1675	0.33	0.56	0.80	1.3	0.45	0.61	0.80	1.2	0.53	0.70	0.83	1.1
	1050	1.3	1.5	1.7	2.2	1.3	1.5	1.7	2.1	1.5	1.6	1.7	2.0
	830	0.69	0.89	1.1	1.6	0.96	1.1	1.2	1.6	0.98	1.1	1.2	1.5
2	1715	0.16	0.35	0.78	1.5	0.35	0.55	0.80	1.3	0.54	0.68	0.86	1.2
	1095	1.2	1.9	1.6	2.5	1.3	1.5	1.8	2.3	1.4	1.5	1.7	2.1
	830	1.1	1.4	1.7	2.4	1.3	1.5	1.8	2.3	1.5	1.7	1.8	2.2
3	1695	0.45	0.85	1.3	2.3	0.70	0.99	1.3	2.1	0.98	1.2	1.4	2.0
	1115	0.78	1.2	1.7	2.6	1.1	1.4	1.7	2.4	1.3	1.5	1.7	2.2
	845	1.1	1.5	1.9	2.9	1.3	1.6	1.9	2.6	1.5	1.7	2.0	2.5
4	1665	3.3	3.7	4.2	5.2	3.4	4.2	4.5	5.5	5.5	5.5	6.0	6.6
	1090	0.41	1.1	2.0	3.4	0.92	1.4	1.9	3.1	1.5	1.8	2.2	3.0
	1135	0.72	1.4	2.1	3.6	1.1	1.6	2.1	3.8	2.0	2.3	2.7	3.5
5	1345	2.3	2.9	3.7	5.2	2.3	2.7	3.8	4.4	2.6	2.9	3.3	4.1
	885	3.6	4.9	5.0	6.8	3.9	4.4	4.9	6.1	5.6	5.9	6.3	7.1
	565	3.5	4.8	4.9	6.6	4.1	4.6	5.2	6.4	6.8	7.3	7.7	8.6
7 1/2	1690	0.55	1.5	2.8	4.7	1.2	1.9	2.7	4.4	1.8	2.3	2.8	4.0
	1125	0.73	1.7	2.8	5.1	1.4	2.1	2.9	4.6	1.9	2.4	3.0	4.2
	845	3.1	4.0	5.1	7.3	3.1	3.8	4.6	6.3	3.6	4.1	4.6	5.8
10	685	4.3	5.2	6.3	8.0	5.1	5.8	6.6	8.8	6.8	7.3	7.9	9.0
	570	5.2	6.2	7.3	9.7	6.1	6.9	7.7	9.5	10.0	10.5	11.1	12.4
	1705	...	0.74	2.1	5.1	0.53	1.5	2.5	4.7	1.6	2.2	2.9	4.4
11	1150	0.92	2.1	3.5	6.4	1.4	2.3	3.3	5.6	2.1	2.7	3.4	5.0
	845	2.4	3.6	5.0	7.9	3.3	4.2	5.3	7.5	4.4	5.1	5.8	7.3
	685	3.6	4.8	6.2	9.2	5.3	6.3	7.3	9.6	7.2	7.9	8.6	10.2
12	575	5.0	6.8	8.2	11.2	6.6	7.5	8.6	10.9	8.2	8.9	9.6	11.2
	1700	...	0.74	2.8	7.2	...	1.3	2.9	6.1	1.2	2.1	3.1	5.3
	1155	0.06	2.5	4.5	8.9	2.1	3.4	4.9	8.1	3.7	4.6	5.6	7.5
15	850	2.4	4.2	6.3	10.7	3.1	4.8	6.4	9.6	5.2	6.1	7.2	9.4
	690	4.4	6.2	8.2	12.4	4.2	5.5	7.0	10.2	6.5	7.4	8.4	10.6
	575	6.6	8.5	10.6	16.1	7.3	8.7	10.2	13.6	9.0	10.6	11.7	14.1
20	1780	...	0.97	3.7	9.4	...	1.8	3.8	8.1	2.1	3.3	4.7	7.7
	1160	1.3	3.7	6.4	12.0	3.4	5.1	7.1	11.4	5.4	6.8	8.0	10.9
	855	2.8	5.4	7.9	13.7	4.2	6.0	8.0	12.3	7.6	8.2	9.6	12.5
25	690	8.6	6.0	8.6	14.3	4.4	6.2	8.2	12.4	7.9	9.1	10.5	13.4
	570	7.7	10.2	13.0	18.0	10.8	12.7	14.8	19.4	13.2	14.6	16.1	19.3
	1735	...	0.89	4.2	11.2	...	2.2	4.7	10.1	2.6	4.1	5.4	9.5
30	1170	1.7	4.5	7.8	14.8	4.2	6.4	8.9	14.2	6.4	7.9	9.6	13.2
	870	0.50	3.4	6.7	13.7	2.1	4.2	6.7	11.9	4.4	5.5	7.5	11.1
	685	4.0	6.9	10.3	17.6	6.1	8.3	10.6	16.3	10.9	12.4	14.1	17.8
35	575	8.3	11.8	16.7	22.0	10.8	13.1	15.7	21.0	14.5	16.0	17.8	21.6

CAPACITANCE REQUIRED FOR MOTORS

TABLE XXXI—Continued

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
30	1745	1.1	5.0	13.4	2.0	5.0	11.0	3.1	4.9	7.0	11.4		
	1170	3.4	7.3	15.0	3.6	8.5	14.8	6.8	8.5	10.5	14.8		
	870	5.4	9.4	17.7	4.5	7.1	10.0	10.8	8.4	10.1	12.2	16.5	
	690	6.6	9.0	13.1	21.7	9.0	11.6	14.7	21.1	14.8	16.6	18.7	23.0
	575	8.2	8.8	12.9	21.0	7.4	10.1	13.2	19.7	10.7	12.6	14.7	19.2
40	1745	0.64	6.1	17.2	2.8	6.7	15.1	3.2	5.6	8.3	11.1		
	1170	8.6	9.5	19.7	2.6	6.0	9.9	18.1	6.8	9.1	11.7	17.4	
	865	7.7	12.7	23.9	7.4	10.0	14.9	23.3	11.4	12.7	16.5	22.3	
	680	2.7	7.2	12.7	23.6	6.3	8.8	12.9	21.3	9.7	12.1	14.8	20.0
	575	9.7	14.5	20.0	31.0	13.6	10.7	20.8	29.6	13.9	19.3	22.2	28.1
50	1745	1.2	7.7	21.3	3.4	8.3	18.6	3.9	6.8	10.3	17.2		
	1160	4.6	11.2	25.0	4.1	8.5	13.4	23.9	8.7	11.6	15.0	22.1	
	855	3.3	6.1	15.7	29.7	9.3	12.0	18.6	27.1	12.3	19.0	26.8	
	685	2.8	8.6	15.7	29.2	6.8	11.3	16.4	27.1	12.0	15.6	18.4	25.6
	575	9.0	14.9	21.0	35.8	12.9	17.3	22.3	33.0	17.2	20.1	23.6	30.9
60	1745	1.4	6.2	25.6	2.1	8.0	20.3	2.0	5.4	9.4	17.7		
	1170	7.7	24.1	4.1	9.9	22.2	10.2	13.6	17.5	25.9			
	865	4.0	12.0	39.7	3.0	8.2	14.2	16.8	8.0	12.6	16.5	25.1	
	680	2.0	9.0	17.0	33.0	6.5	11.8	17.3	30.5	11.9	15.4	19.5	28.0
	575	6.0	12.9	20.9	37.7	9.0	13.5	20.2	32.5	14.3	17.8	21.8	30.4
75	1745	0.83	10.5	31.0	1.9	9.2	24.5	0.82	5.1	10.0	20.3		
	1165	6.9	16.6	37.3	5.7	10.2	17.6	33.3	9.6	13.1	18.2	29.0	
	870	5.2	15.0	35.7	3.7	10.1	17.6	33.0	12.1	16.5	21.5	32.2	
	685	3.3	11.8	21.7	42.4	8.0	15.0	22.4	37.9	17.7	22.1	27.1	37.7
	575	8.8	16.9	26.8	47.7	12.5	20.3	27.7	43.8	20.9	25.3	30.4	41.1
100	1745	10.6	37.9	1.8	11.8	32.2	1.1	6.9	13.0	27.6			
	1170	4.6	17.4	44.6	1.6	10.0	19.7	40.1	11.1	16.8	23.4	37.3	
	875	6.9	20.0	47.4	4.9	13.4	23.2	43.8	15.9	21.7	28.4	42.4	
	695	9.1	22.1	49.4	8.1	16.0	26.8	46.5	23.3	33.2	35.5	49.5	
	575	9.3	22.4	50.3	8.0	13.6	23.6	44.3	16.0	21.9	25.5	42.7	
125	1745	10.0	43.8	12.2	37.8	7.3	15.7	33.4					
	1170	4.2	20.8	54.2	2.0	12.6	24.6	50.2	13.9	21.1	29.3	46.7	
	870	14.1	30.8	64.4	10.1	20.6	32.7	58.2	26.2	33.4	41.8	59.4	
	760	14.1	30.8	64.4	12.3	22.9	35.1	60.9	32.6	40.1	48.4	66.1	
	575	1.4	15.6	81.9	66.4	10.2	20.8	33.1	58.8	21.4	28.7	37.0	51.7
150	1745	12.1	52.8	14.6	45.2	8.6	18.5	39.4					
	1170	19.0	59.1	7.6	21.9	52.2	8.1	16.5	26.2	34.5	46.6		
	875	13.8	32.8	78.5	9.7	22.4	30.9	62.5	20.1	28.7	38.6	59.4	
	695	18.5	32.8	78.5	12.2	24.9	39.5	70.3	31.9	43.5	53.8	74.8	
	560	16.8	38.1	76.5	9.8	22.5	37.1	67.0	25.4	34.6	43.9	64.9	
200	1700	4.6	80.1	84.0	10.2	29.5	70.2	10.0	22.2	36.3	62.8		
	1170	25.0	78.0	10.1	29.0	69.1	10.7	21.8	34.5	61.5			
	880	9.1	34.6	88.5	16.7	35.8	76.2	13.0	24.2	37.1	64.3		
	700	22.2	47.7	102.0	16.2	32.9	52.2	63.0	40.1	57.3	70.4	98.0	
	585	4.3	20.8	52.0	106.0	19.3	35.9	65.0	95.4	32.5	44.8	57.8	85.0

CAPACITORS

TABLE XXXII

APPROXIMATE KV-A. IN CAPACITORS NEEDED TO IMPROVE THE POWER FACTOR OF
 CONSTANT AND ADJUSTABLE-VARYING-SPEED, 3-PHASE, 60-CYCLE, Wound-Rotor
 INDUCTION MOTORS, 2200 VOLTS

Hp.	Full-Load R.P.M.	Full Load				3/4 Load				1/2 Load			
		85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%	85%	90%	95%	100%
30	1155		9.9	7.0	15.7	1.8	4.5	7.0	14.2	5.5	7.3	9.5	14.0
	570	10.9	14.8	18.9	27.9	11.9	14.7	17.9	24.9	15.0	17.5	19.7	24.3
40	1725		2.4	7.7	19.0	3.09	4.2	8.2	16.8	4.7	7.1	9.5	15.7
	1155		2.9	8.8	19.7	3.4	6.9	10.9	19.5	6.2	8.6	11.4	17.3
	860	6.4	11.2	25.5	28.0	10.5	11.1	18.2	26.9	16.0	18.4	21.2	27.0
	645	7.4	12.3	17.6	29.3	9.8	13.4	17.6	26.7	13.5	16.1	18.9	23.9
	570	10.4	15.2	20.8	32.0	13.2	16.9	21.0	29.9	16.6	19.0	21.9	28.0
50	1725		2.3	9.9	22.5		4.4	9.4	19.9	4.0	7.0	10.4	17.5
	1155		2.4	9.0	23.1	6.85	5.8	10.8	21.9	5.9	8.9	12.4	19.9
	865	5.0	11.3	19.1	22.3	12.2	15.6	20.6	31.3	17.2	20.1	23.6	30.4
	645	8.0	13.5	20.6	26.0	12.2	16.6	21.7	32.4	16.0	19.1	22.5	29.5
	575	13.2	21.1	28.0	32.5	13.2	22.7	27.5	38.7	23.6	28.0	30.0	37.3
60	1750		6.8	14.8	21.8	5.0	10.1	10.0	25.0	9.5	13.3	17.4	26.1
	1160		2.3	10.7	27.1	1.0	6.2	12.2	24.9	6.9	10.5	14.5	23.2
	800		7.3	15.1	22.1	3.1	8.3	14.4	27.9	9.2	12.8	16.9	25.0
	625	6.8	13.5	21.8	28.8	14.4	19.7	23.7	32.5	23.9	27.5	31.6	40.4
	565	10.3	17.2	25.9	32.0	14.5	19.8	25.9	35.7	20.6	24.4	28.3	36.9
75	1755		5.3	14.9	25.4	1.2	7.6	15.0	30.4	7.0	12.0	17.9	27.6
	1165		6.8	13.5	29.4	6.8	12.8	20.3	30.1	13.5	19.0	23.3	31.4
	870	1.7	10.3	20.8	41.2	8.5	15.3	22.5	38.7	17.3	21.5	27.0	37.9
	695	6.7	15.3	25.2	42.3	16.5	25.0	30.4	48.2	25.8	30.2	35.4	46.2
	580	10.9	23.0	32.5	55.6	23.5	30.9	37.6	53.4	30.9	35.4	40.4	51.2
100	1755		1.2	14.2	41.8		6.9	16.8	37.7	7.9	18.8	20.5	34.7
	1170		6.9	19.8	47.2	3.8	11.9	21.7	42.4	12.7	18.0	25.4	39.8
	875	2.2	13.7	26.9	54.8	8.3	17.0	26.9	47.9	18.6	24.4	31.2	45.5
	695		11.5	24.7	52.6	9.8	18.0	26.8	47.7	17.3	23.2	29.9	44.2
	575	6.7	19.9	31.4	59.4	15.1	23.5	32.5	55.0	23.1	29.1	35.9	50.6
125	1755		1.8	17.7	51.8		8.6	20.8	46.0	9.9	17.3	23.5	33.7
	1170		8.5	24.8	58.9	4.1	14.7	26.8	52.4	13.3	23.5	30.7	45.1
	890		10.2	23.4	60.9	6.2	16.9	29.2	55.2	21.4	23.7	27.0	34.7
	700		8.7	25.0	59.5	4.1	14.8	27.1	53.1	15.7	23.0	31.4	49.2
	580	3.3	23.6	39.1	74.0	18.7	29.0	42.0	68.2	23.1	33.4	43.5	61.7
150	1755			19.8	60.1		0.4	20.9	51.5	5.3	16.9	26.6	47.7
	1165		8.4	22.0	63.0		7.0	23.0	55.5	8.2	19.7	26.9	47.1
	880		10.2	29.5	70.2	7.8	20.0	34.6	65.5	25.4	34.0	43.9	64.9
	700		10.2	29.5	70.2	4.9	17.4	31.8	62.2	20.0	28.6	35.4	59.1
	575	9.9	37.1	48.8	88.7	19.8	32.6	47.3	78.6	33.5	42.3	52.4	73.7
200	1760			23.7	79.9		8.6	27.9	68.7	11.0	22.5	35.7	63.5
	1170		2.3	27.7	81.3		6.8	30.0	66.4	10.7	22.0	34.9	62.3
	880		13.3	39.0	92.8	9.7	20.5	45.8	80.6	33.5	44.8	57.9	85.5
	705		13.5	39.0	92.8	9.7	20.5	45.8	80.6	26.6	38.3	51.5	79.3
	540	13.0	35.0	51.3	116.0	26.1	43.1	62.5	103.0	44.0	55.5	68.7	96.6

Table 53
Suggested Capacitor Ratings, in Kilovar, for NEMA Class C, D, and Wound-Rotor Motors

Induction Motor Rating (hp)	Design C Motor		Design D Motor		Wound-Rotor Motor
	1800 and 1200 r/min	900 r/min	1200 r/min		
10	5	5	5		5.5
20	5	6	6		7
25	6	6	6		7
30	7.5	9	10		11
40	10	12	12		13
50	12	15	15		17.5
60	17.5	18	18		20
75	20	22.5	22.5		25
100	27	27	30		33
125	36	37.5	37.5		40
150	37.5	45	45		50
200	48	60	60		65
250	54	70	70		75
300	65	90	75		85

Applies to three-phase, 60 Hz motors when switched with capacitors as a single unit.

CAPACITORS

TABLE XXXIV

WIRE, SWITCH AND FUSE SIZES FOR 400-VOLT CAPACITORS

Kv-A.	2-Phase, 4-Wire ^a				3-Phase			
	Amp.	Wire	Switch	Fuses	Amp.	Wire	Switch	Fuses
5	5	No. 12	30 a	5 a	6	No. 12	30 a	10 a
10	11	12	30	25	13	12	30	30
15	15	10	30	25	19	8	30	30
25	22	8	60	35	23	6	60	40
25	27	8	60	40	31	6	60	30
35	33	6	60	50	38	4	60	60
35	38	4	60	60	44	4	100	70
45	45	4	100	75	50	2	100	75
45	48	2	100	75	57	2	100	85
55	55	2	100	80	63	1	100	85
55	60	2	100	80	69	0	200	110
65	67	1	100	100	75	0	200	120
65	70	0	200	110	82	0	200	125
75	70	0	200	120	88	0	200	150
75	82	0	200	125	94	0	210	150
85	87	0	200	150	101	0	200	150
85	92	0	200	160	107	0	200	175
95	98	0	200	150	113	0	200	200
95	103	0	200	150	119	200,000	200	200
100	109	0	200	175	126	200,000	200	200

^a Column is correct conductor of 3-wire three-phase = 1.41 times value given.

INSTALLATION DATA

TABLE XXXIII

WIRE, SWITCH AND FUSE SIZES FOR 230-VOLT CAPACITORS

Kv.-A.	2-Phase, 4-Wire *				3-Phase			
	Amp.	Wire	Switch	Fuses	Amp.	Wire	Switch	Fuses
5	11	No. 12	30-a.	30-a.	13	No. 10	30-a.	30-a.
10	22	8	60	35	25	6	60	40
15	33	6	60	50	38	4	60	60
20	44	4	100	70	50	2	100	75
25	54	2	100	80	53	1	100	95
30	65	1	100	100	75	0	200	120
35	76	0	200	120	88	00	200	150
40	87	00	200	150	100	00	200	150
45	98	00	200	150	118	000	200	175
50	109	000	200	175	128	200,000	200	200
55	120	200,000	200	200	138	0000	400	225
60	130	200,000	200	200	151	250,000	400	225
65	141	0000	400	225	163	250,000	400	250
70	152	250,000	400	225	176	300,000	400	275
75	163	250,000	400	250	188	350,000	400	300
80	174	300,000	400	275	201	350,000	400	300
85	185	350,000	400	275	214	400,000	400	325
90	196	350,000	400	300	226	500,000	400	350
95	206	400,000	400	325	239	500,000	400	375
100	217	400,000	400	325	251	500,000	400	375

* Current in common conductor of 3-wire circuit = 1.41 times value given.

INSTALLATION DATA

TABLE XXXV

WIRE AND FUSE SIZES FOR 2300/4000-VOLT CAPACITORS

Kv.-A.	2-Phase, 2300-Volt 4-Wire			2-Phase, 2300-Volt 3-Wire Common Conductor			3-Phase 2300-Volt			3-Phase, 4000-Volt		
	Amp.	Fuses (amp)	Wire No.	Amp.	Fuses (amp)	Wire No.	Amp.	Fuses (amp)	Wire No.	Amp.	Fuses (amp)	Wire No.
20	4	10	8	6	10	8	5	10	8	3	5	8
20	7	15	8	9	15	8	8	15	8	4	10	8
40	9	15	8	12	20	8	10	15	8	6	10	8
50	11	20	8	15	25	8	13	20	8	7	15	8
60	13	20	8	18	30	8	15	25	8	9	15	8
70	15	25	8	21	40	8	18	30	8	10	15	8
80	17	25	8	25	40	6	20	30	8	12	20	8
85	20	30	8	28	50	6	22	40	6	13	20	8
100	22	40	8	31	50	6	25	40	6	15	25	8
110	24	40	6	34	60	4	28	50	6	16	25	8
120	26	40	6	37	60	4	30	50	6	17	30	8
130	28	50	6	40	60	4	33	50	6	19	30	8
140	30	50	6	43	75	4	35	60	4	20	30	8
150	33	50	6	46	75	4	38	60	4	22	40	8
160	35	60	4	49	75	2	40	60	4	23	40	6
170	37	60	4	52	100	2	43	75	4	25	40	6
180	40	60	4	55	100	2	45	75	4	26	40	6
190	41	75	4	58	100	2	48	75	2	28	50	6
200	43	75	4	61	100	1	50	75	2	29	50	6
210	45	75	4	64	100	1	53	100	2	30	50	6
220	48	75	2	67	100	1	55	100	2	32	50	6
230	50	75	2	71	125	0	58	100	2	33	50	6
240	52	100	2	74	125	0	60	100	1	35	75	4
250	54	100	2	77	125	0	63	100	1	36	75	4

Expulsion-type primary cutouts, only, may be used wherever the capacitors are to be in constant service. Where the capacitor service will be intermittent or where required by the Underwriters, a non-automatic oil switch should be used in conjunction with the expulsion-type cutouts. In every case it will be necessary to consult the utility to learn what the short-circuit capacity of the equipment should be. Also consult utility about connections of 4000-volt equipment. Fuses are not required but may be used in the common conductor of a 2-phase, 3-wire circuit.

9.9.2 LOCALIZACION DE CAPACITORES PARA MOTORES

LOS CAPACITORES, PUEDEN SER CONECTADOS A CADA MOTOR Y SER OPERADOS CON EL COMO SE MUESTRA EN LA FIGURA 11.9 (a) O (b) O PUEDEN CONECTARSE PERMANENTEMENTE AL ALIMENTADOR.

LA CONEXION "a" SE EMPLEA PREFERENTE, EMTE EN LAS INSTALACIONES NUEVAS CUANDO LOS ELEMENTOS TERMICOS PUEDEN SELECCIONARSE EN EL TIEMPO DE COMPRA EN BASE A LA REDUCCION DE LA CORRIENTE DE LINEA DEBIDA A LA INSTALACION DEL CAPACITOR.

LA CONEXION ("b") ES PREFERIDA EN LAS INSTALACIONES EXISTENTES PARA NO CAMBIAR LOS ELEMENTOS TERMICO, YA QUE LA CORRIENTE ATRAVES DE ELLOS ES LA DEL MOTOR.

EL ARREGLO PRESENTADO EN LA FIGURA 11.9 (c) SE USA CUANDO SE DESEA TENER EL CAPACITOR PERMANENTEMENTE CONECTADO AL SISTEMA, SU PRINCIPAL VENTAJA ES LA ELIMINACION DE UN APARATO DE DESCONEXION PARA EL CAPACITOR.

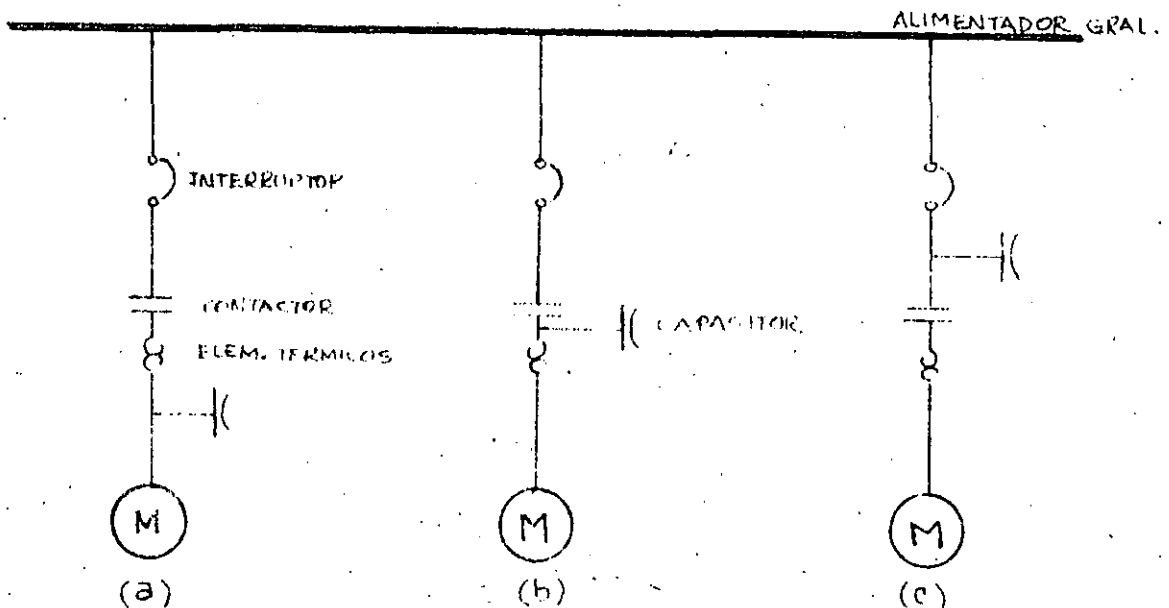


FIG. N° 11-9

CUANDO SE INSTALAN LOS CAPACITORES DE ACUERDO A LA FIGURA 11.9 (A) LA CORRIENTE A TRAVES DE LOS ELEMENTOS TERMICO ES MENOR QUE LA DEL MOTOR. ESTA REDUCCION PUEDE SER ENTRE EL 10 Y 25%.

EL PORCIENTO DE REDUCCION DE CORRIENTE PUEDE CALCULARSE DE UNA MANERA APROXIMADA CON LA SIGUIENTE ESPRESION.

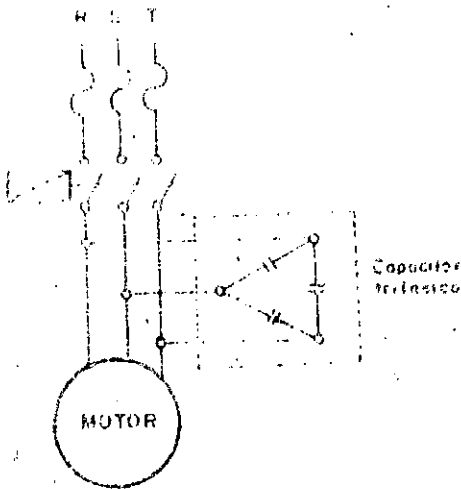
$$\% \Delta I = 100 \left(1 - \frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)$$

9.9.3 GUIA DE ASIGNACION DE CAPACITORES A MOTORES

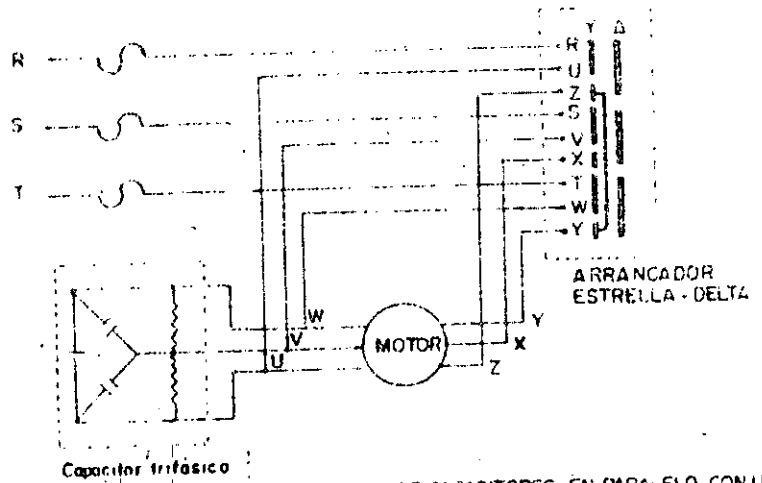
- 1.- DETERMINAR LA CAPACITANCIA TÓTAL NECESITADA.
- 2.- LISTAR LOS MOTORES POR SECCIONES.
- 3.- DETERMINAR POR MEDIO DE UN ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO, DE ACUERDO A LA OPERACION DE LA PLANTA Y AL FACTOR DE POTENCIA DESEADO, EL TAMAÑO MINIMO DEL MOTOR CON CAPACITOR ACOPLADO QUE RESULTE ECONOMICO.
- 4.- ASIGNAR CAPACITORES A LOS MOTORES EN ORDEN DESCENDENTE DE CAPACIDAD HASTA LLEGAR A LA CAPACITANCIA REQUERIDA. CONSIDERANDO LOS SIGUIENTES PUNTOS:
 - A).- SELECCIONAR LOS MOTORES QUE SE UTILICEN MAS PARA QUE CADA CAPACITOR INSTALADO TENGA UN ALTO FACTOR DE UTILIZACION.
 - B).- LIMITAR LOS RANGOS DE LOS CAPACITORES A LOS VALÓRES RECOMENDADOS POR LOS FABRICANTES DE MOTORES Y REGLAMENTOS O NORMAS LOCALES.
 - C).- EVITAR LA ASIGNACION DE CAPACITORES A LOS SIGUIENTES MOTORES.
 - I.- LOS MOTORES NO DEBEN ESTAR SUJETOS A MARCHAS REVERSIBLES.
 - II.- LOS MOTORES NO DEBEN SER RECONECTADOS MIENTRAS ESTAN GIRANDO Y GENERANDO UN SUBSTANCIAL VOLTAJE.
 - III.- LOS CAPACITORES NO DEBEN USARSE CON MOTORES DE GRUAS O ELEVADORES CUANDO LA CARGA PUEDE CONTROLAR AL MOTOR O EN MOTORES DE MULTIVELOCIDADES.

IV.- CON ARRANCADORES DE TRANSICION ABIERTA A VOLTAJE REDUCIDO. (Ver Figuras Arranques)

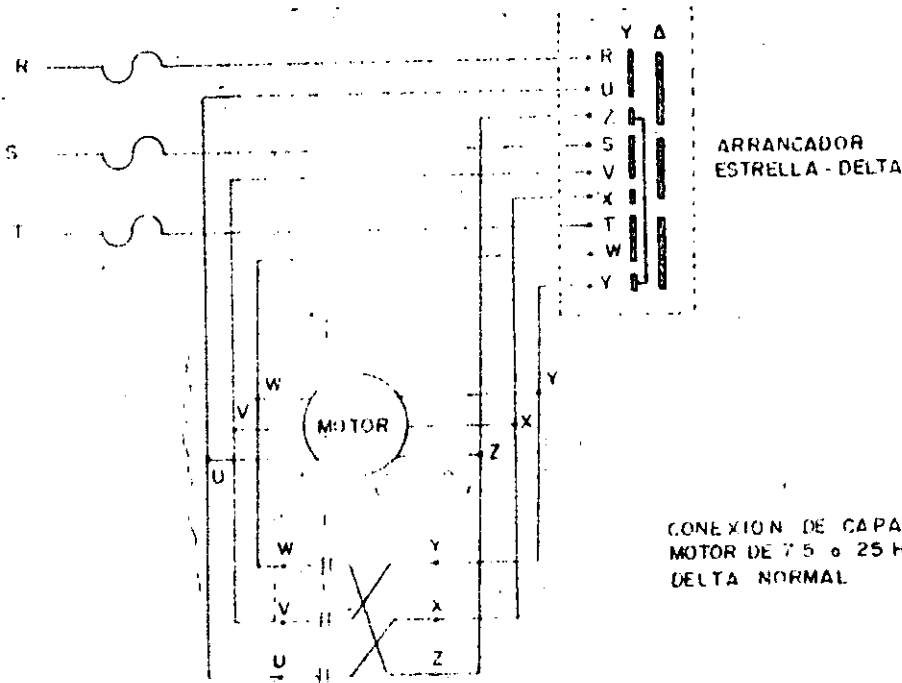
D).- LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS MOTORES PEQUEÑOS Y DEL PUNTO "C" SE DEBE HACER POR MEDIO DE CAPACITORES EN LOS PUNTOS DE DISTRIBUCION. ESTOS CAPACITORES USUALMENTE SON CONECTADOS PERMANENTEMENTE A LA LINEA A TRAVES DE SU EQUIPO DE DESCONEXION.



CONEXION DE UN BANCO DE CAPACITORES ACOPLADO A UN MOTOR DE INDUCCION TRIFASICO CON CONTACTOR TRIPOLAR

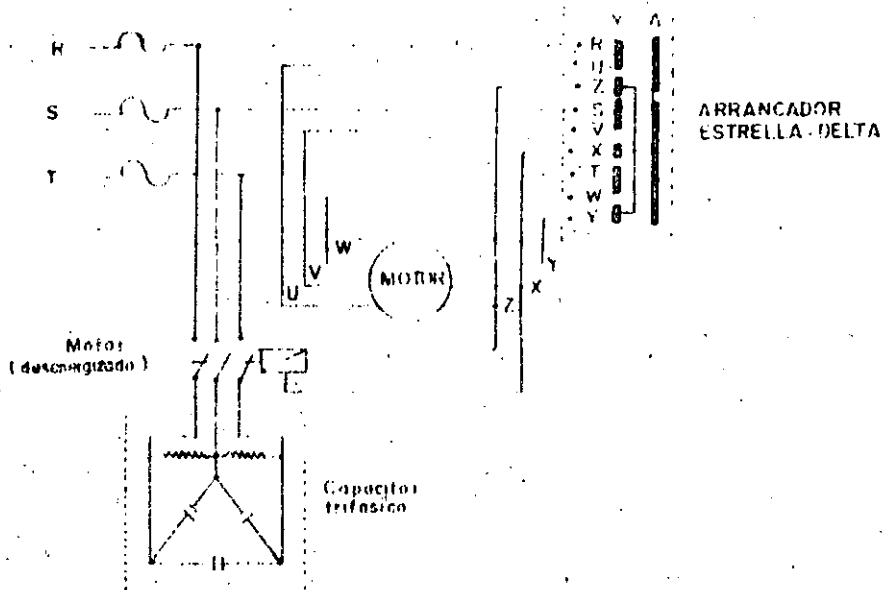


CONEXION DE CAPACITORES EN PARALELO CON UN MOTOR DE POTENCIA INFERIOR A 75 H.P. CON ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA NORMAL

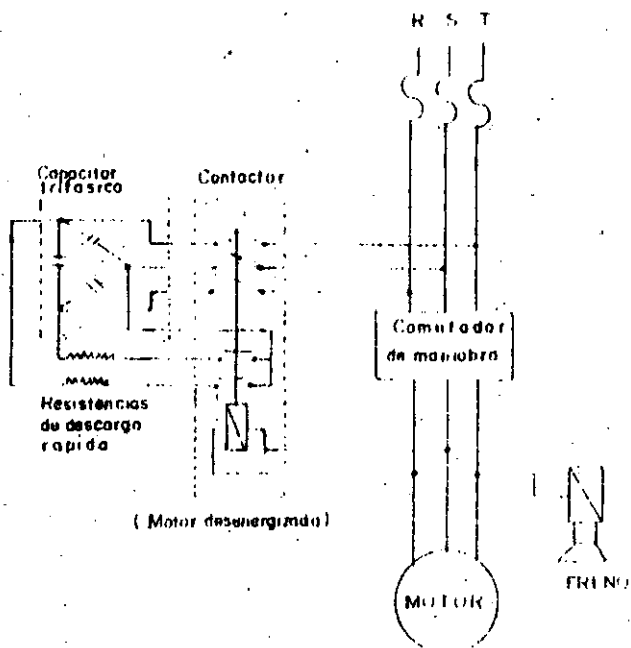


CONEXION DE CAPACITORES EN PARALELO CON UN MOTOR DE 75 o 25 H.P. CON ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA NORMAL

CAPACITORES MONOFASICOS



CONEXION DE CAPACITORES EN PARALELO CON UN MOTOR DE MAS DE 25 H.P. CON ARRANCADOR ESTRELLA-DELTA NORMAL.



INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO CON EL MOTOR DE UN EQUIPO DE ELEVACION.

9.9.4 SELECCION DE EQUIPO DE DESCONEXION EN BAJO VOLTAJE.

EN LOS CIRCUITOS DE BAJO VOLTAJE, RARA VEZ SE TIENEN PROBLEMAS EN LA INTERRUPCION, CONEXION U OPERACION REPETITIVA DE LOS TERMOMAGNETICOS, CONTACTORES, ETC.

SI LA SELECCION DE SU CAPACIDAD SE EFECTUO CON UN MINIMO DEL 135 % DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL CAPACITOR Y SU CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE ACUERDO A LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EL PUNTO DE LOCALIZACION.

LA TABLA ES UNA REFERENCIA CONVENIENTE EN LA SELECCION DE ESTE EQUIPO.

Table 54
Capacitor Rating Multipliers to Obtain Switching-Device* Rating

Type of Switching Device	Multiplier to Obtain Equivalent Capacitor Rating	Equivalent Current per kvar		
		240 V	480 V	600 V
Magnetic-type power circuit breaker	1.35	3.25	1.62	1.30
Molded-case circuit breakers				
magnetic type	1.35	3.25	1.62	1.30
others	≈ 1.5	≈ 3.61	≈ 1.8	≈ 1.44
Contactors, enclosed†	1.5	3.61	1.8	1.44
Safety switch‡	1.35	3.25	1.62	1.30
Safety switch (fusible)‡	1.65	3.98	1.98	1.58

*Switching device must have a continuous-current rating that is equal to or exceeds the current associated with the capacitor kvar rating times the indicated multiplier. Enclosed switch ratings at 40°C (104°F) ambient temperature.

†If contactor manufacturers give specific ratings for capacitors, these should be followed.

‡This requirement is given in NEMA CP1-1976, Section 4.09, page 13.

9.10 EQUIPO AUTOMATICO DE CONTROL.

EL EQUIPO AUTOMATICO DE CONEXION DE CAPACITORES RARA VEZ SE USA EN LAS PLANTAS INDUSTRIALES, PERO CUANDO SE USAN ES POR UNA O MAS DE LAS SIGUIENTES RAZONES.

- 1) PARA CONTROLAR CIRCUITOS CARGADOS.
- 2) PARA REDUCIR EL VOLTAJE DURANTE LA CONEXION DE CARGAS DE ALUMBRADO Y PARA MEJORAR LA REGULACION DEL VOLTAJE EN CUALQUIER CONDICION DE CARGA.
- 3) PARA CUMPLIR CON LAS CONDICIONES DE CARGA CONTRATADAS.

LOS TIPOS DE CONTROL MAS COMUNES SON:

* CONTROL DE CORRIENTE	DE UN SOLO PASO (ON U OFF)
CONTROL DE VOLTAJE	GENERALMENTE DE UN SOLO PASO. (CON UNO O MAS CAPACITORES)
CONTROL DE POTENCIA REACTIVA	GENERALMENTE DE VARIOS PASOS (USUALMENTE A SERIES DE BLOQUES DE CAPACITORES)
CONTROL DE TIEMPO	

9-10-1 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

LA PROTECCION PARA SOBRECORRIENTE POR MEDIO DE FUSIBLES EN LOS CAPACITORES, NO ES UNA PROTECCION DE SOBRECARGA COMO SE USA EN LOS APARATOS ELECTRICOS, TALES COMO MOTORES.

DEBIDO A QUE ES NECESARIO SELECCIONAR SU RANGO (DE LOS FUSIBLES) ENTRE EL 165 y 250% DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL CAPACITOR, PARA PERMITIR EL FLUJO DE LA CORRIENTE DE INRUSH.

LA SELECCION DEL FUSIBLE DEBERA HACERSE EN BASE A LAS RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE DE CAPACITORES. YA QUE LAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE DEL FUSIBLE SON EL FACTOR MAS IMPORTANTE EN SU COMPORTAMIENTO Y NO ASI LOS VALORES DE CORRIENTE NOMINALES, QUE SE ESTABLECEN PARA CADA TIPO DE FUSIBLE EN PARTICULAR.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

GUIA PARA LA SEGURIDAD EN AREAS CON PROCESOS
PELIGROSOS O CON ADMOSFERAS EXPLOSIVA

ENERO 1985

Actualmente las industrias de manufacturas y procesos están utilizando más y más materiales potencialmente explosivos e inflamables que anteriormente. El uso de equipo eléctrico en estas industrias continúa incrementándose. Es imperativo que el equipo eléctrico seleccionado sea adecuado y apropiadamente instalado y mantenido, para proteger al personal y las instalaciones de la planta. En este documento se revisarán los conceptos básicos de equipo para áreas peligrosas. Cubre los aspectos de seguridad en el diseño, selección, instalación y mantenimiento del equipo eléctrico adecuado para usarse en áreas peligrosas. Los principales cambios en el Código Nacional Eléctrico (NEC) Edición 1978, relacionados al equipo para instalaciones en estas áreas están también detallados.

ASPECTOS GENERALES

El Código Nacional Eléctrico (NEC) es comúnmente aceptado como guía para la práctica de seguridad en la selección e instalación adecuada de equipo eléctrico. Las áreas peligrosas (clasificadas) están cubiertas en el Capítulo 5, Artículos 500, 501, 502, 503, 510, 511, 514 y 515.

Áreas peligrosas son aquellas que contienen vapores, líquidos o gases inflamables o polvos combustibles y fibras, que pueden causar fuegos o explosiones si se someten a una fuente de ignición. Las áreas están clasificadas con base en sus características de peligrosidad.

En el NEC los gases inflamables están clasificados como Clase I. Ya que los diferentes gases tienen una temperatura de ignición y características de explosión diferentes, están subdivididos en 2 grupos. La Tabla 500-2 enlista los gases clasificados. Estos gases están clasificados en los Grupos A, B, C y D, en los cuales el D es de menor clasificación que el C, etc. En la edición 1978 del NEC distintos gases fueron agregados como resultado de un estudio conjunto de varias organizaciones interesadas. Estos gases están indicados en la tabla por la línea vertical. (Ver página 2)

Para completar la descripción del área, el NEC reconoce 2 Divisiones distintas (Div. 1 y 2). Área Clase I División 1, es (1) aquella en la cual la concentración peligrosa de gases o vapores inflamables existen continua, intermitente o periódicamente en el ambiente bajo condiciones normales de operación; o también (2), área en la cual la concentración peligrosa de algunos gases o vapores puede existir frecuentemente por reparaciones de mantenimiento o por fugas. Puede ser también (3) aquella área en la cual por falla del equipo de operación o proceso podrían fugarse gases o vapores inflamables hasta alcanzar concentraciones peligrosas y podría también causar simultáneamente fallas del equipo eléctrico.

Esta clasificación incluye generalmente sitios donde líquidos volátiles inflamables o gases licuados inflamables son transportados de un recipiente a otro; el interior de casetas de pintura por aspersión y zonas aledañas a estas casetas; lugares en los que hay tanques abiertos con líquidos volátiles inflamables; cuartos o compartimentos de secado por evaporación de solventes inflamables; lugares que contienen equipo para la extracción de grasas y aceites que usan solventes volátiles inflamables; zonas de plantas de lavandería y tintorería donde se utilizan líquidos peligrosos; cuartos generadores de gas y otras zonas de plantas de fabricación de gas donde gases inflamables pueden escapar; cuartos de bombeo de gases inflamables o líquidos volátiles inflamables inadecuadamente ventilados; el interior de refrigeradores o congeladores en los cuales materiales inflamables se almacenan en recipientes abiertos no herméticamente cerrados o frágiles y todas las demás zonas de trabajo donde existe la posibilidad de que se presenten concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables en el curso de las operaciones normales.

TABLA 500-2 PRODUCTOS QUIMICOS POR GRUPOS

Atmósferas Grupo A

acetileno

Atmósferas Grupo B

acroleína (inhibida)²

butadieno¹

óxido de etileno²

hidrógeno

gases manufacturados que contienen mas de 30% de hidrógeno(en volúmen)

óxido de propileno²

Atmósferas Grupo C

acetaldehido

alcohol alílico

n-butiraldehido

monóxido de carbono

crotonaldehido

ciclopropano

éter dietílico

dietilamina

epiclorhidrina

etileno

etilenimina

sulfuro de hidrógeno

morfolina

2-nitropropano

tetrahidrofurano

dimetil hidrazina asimétrica

(UDMH 1, 1-dimetil hidrazina)

Atmósferas Grupo D

ácido acético (glacial)

acetona

acrilonitrilo

amoníaco³

benceno

butano

1-butanol (alcohol butílico)

2-butanol (alcohol butílico secundario)

n-acetato de butilo

acetato de isobutilo

alcohol sec-butílico

di-isobutileno

etano

etanol (alcohol etílico)

acetato de etilo

etil acrilato (inhibido)

etilén diamina (anhidra)

dicloro etileno

gasolina

heptano

hexano

isopreno

éter isopropílico

óxido de mesitilo

metano (gas natural)

metanol (alcohol metílico)

3-metil-1-butanol (alcohol isoamílico)

metil etil cetona

metil isobutol cetona

2-metil-1-propanol (alcohol isobutílico)

2-metil-2-propanol (alcohol butílico terciario)

nafta de petróleo⁴

piridina

octano

pentano

1-pentanol (alcohol amílico)

propano

1-propanol (alcohol propílico)

2-propanol (alcohol isopropílico)

propileno

estireno

tolueno

acetato de vinilo

cloruro de vinilo

xileno

¹ El equipo para Grupo D se podría usar en esta atmósfera si está aislado de acuerdo con la Sección 501-5 (a), sellando todos los tubos conduit iguales o mayores a 1/2 pulgada.

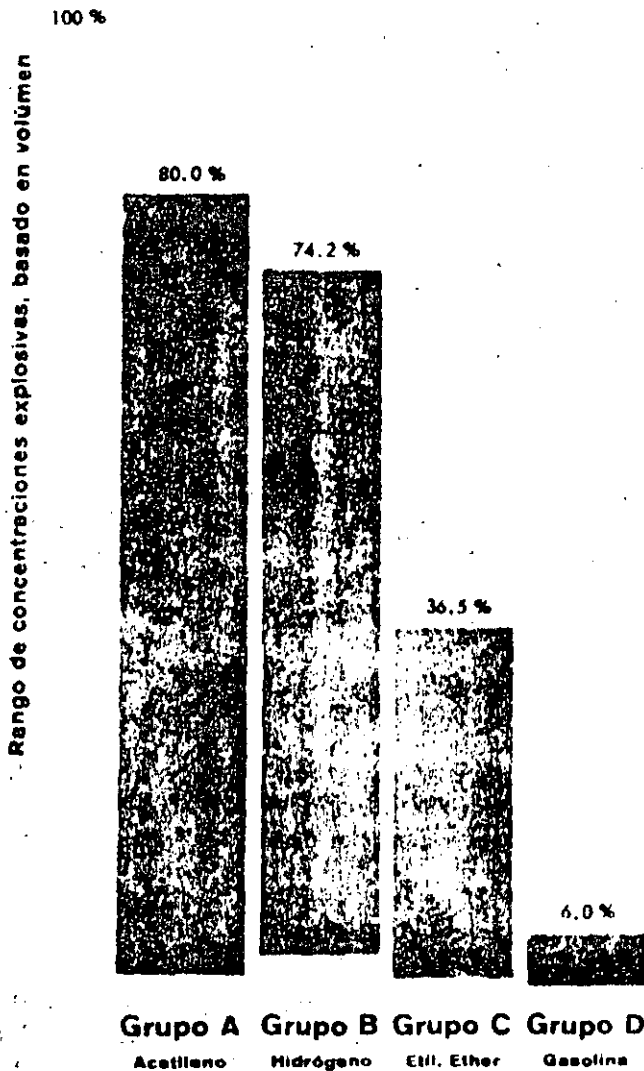
² El equipo para Grupo C se podría usar en esta atmósfera si está aislado de acuerdo con la Sección 501-5 (a), sellando todos los tubos conduit iguales o mayores a 1/2 pulgada.

³ Para la clasificación de áreas con atmósferas de amoníaco, referirse al Código de Seguridad de Refrigeración Mecánica (ANSI B 9.1-1971) y a los Requisitos de Seguridad para Almacenamiento y manejo de Amoníaco Anhidro (ANSI K 61.1-1972).

⁴ Mezcla de hidrocarburos saturados que hierve en el rango de 20 a 135°C. (68-275°F). También se le conoce como bencina, éter de petróleo, nafta o ligroina.

Clasificación de áreas en donde hay peligro de explosión - Tabla I

Limites de explosividad-Superior e inferior.



Clase I-Atmósferas peligrosas

Grupo A

Acetileno

Grupo B

Hidrógeno, gases o vapores de peligrosidad similar tales como gases fabricados

Grupo C

Etil. Ether, Etileno, Ciclopropano

Grupo D

Gasolina, Hexano, Nafta, Bencina, Butano, Propano, Alcohol, Acetona, Bencol, Vapores del Solvente de Laca, Gas natural.

Clase II-Polvos combustibles

Grupo E

Polvo metálico, incluso de Aluminio o Magnesio y otras aleaciones comerciales.

Grupo F

Carbón negro, Antracita o polvo de Coque

Grupo G

Harina, Almidón, polvo de granos

Una área Clase I División 2 es aquella (1) en la cual se manejan, procesan o usan líquidos volátiles o gases inflamables pero en las que estos líquidos o gases se encuentran normalmente dentro de recipientes o sistemas cerrados, de los cuales pueden escaparse solo en caso de ruptura accidental o en caso de operación anormal del equipo, ó (2) en la cual se evitan concentraciones peligrosas de gases o vapores por medio de ventilación mecánica y que solo podrían ser peligrosos en caso de falla u operación anormal del equipo de ventilación, ó (3) aquella adyacente a una área Clase I División 1 y en la cual concentraciones peligrosas de gases o vapores podrían comunicarse a menos de que esta comunicación se evite por medio de una ventilación adecuada con presión positiva de una fuente de aire limpio y protección efectiva contra fallas del equipo de ventilación.

Esta clasificación generalmente incluye sitios donde se usan líquidos volátiles, gases o vapores inflamables pero en los cuales, a juicio de la autoridad correspondiente, llegarían a ser peligrosos solo en caso de accidente u operación anormal del equipo. La cantidad de material peligroso que podría escaparse en caso de accidente, el equipo de ventilación existente, el tamaño del área involucrada y la estadística de explosiones o incendios en esa rama industrial, son todos factores que deben considerarse para determinar la clasificación del área y sus limitaciones en cada sitio.

Tuberías sin válvulas, sellos, medidores y dispositivos similares, ordinariamente no provocan condiciones peligrosas, aún cuando sean utilizados para líquidos o gases peligrosos. Los lugares utilizados para el almacenamiento de líquidos peligrosos o gases licuados o comprimidos dentro de recipientes sellados, normalmente no se consideran peligrosos a menos que estén también sujetos a otras condiciones de peligrosidad.

Cuando las tuberías eléctricas (conduit) y sus correspondientes accesorios se encuentran separados del área de proceso por un solo sello o barrera, deberán clasificarse como División 2 siempre y cuando el exterior de la tubería y de los accesorios sea una área no peligrosa.

Para describir adecuadamente una área que contiene un gas o vapor inflamable, es necesario determinar la Clase, el Grupo y la División.

En el NEC, los polvos combustibles se clasifican como Clase II y se agrupan de acuerdo con su temperatura de ignición y su grado de conductividad en Grupos E, F y G.

Grupo E: Atmósferas que contienen polvos metálicos, como aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales y otros metales de características de peligrosidad semejantes.

Grupo F: Atmósferas que contienen polvo de carbón mineral, de carbón vegetal o de coque en concentraciones mayores a 8% de material volátil total (especificaciones ASTM D-1620 y ASTM D-271) o atmósferas que contienen estos polvos activados por otros materiales que puedan representar el riesgo de una explosión.

Grupo G: Atmósferas que contienen harina, almidón o polvos de granos.

1. - Algunas atmósferas de productos químicos pueden tener características que requieran una protección mayor que cualquiera de los grupos antes mencionados. El bisulfuro de carbono es uno de estos productos químicos por su baja temperatura de ignición, 100°C, y por la facilidad con que su flama escapa a través de los claros entre las juntas de las cajas que lo contienen.
2. - Algunos polvos metálicos pueden tener características que requieran una protección mayor que la requerida para atmósferas que contienen polvos de aluminio, magnesio y sus aleaciones comerciales por ejemplo los óxidos de zirconio, torio y uranio tienen temperaturas de ignición extraordinariamente bajas, 20°C y requieren una cantidad de energía para su ignición, menor que la que requiere otro material clasificado en los grupos de las Clases I o II.

5

Las áreas clasificadas como Clase II también pueden ser subdivididas en División 1 y División 2. Una área clasificada como Clase II División 1 es aquella (1) en la cual hay o puede haber polvo combustible en suspensión en el aire en forma continua, intermitente o periódica bajo condiciones normales de operación, en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables; (2) o donde debido a fallas mecánicas u operación anormal de la maquinaria o el equipo puedan producirse tales mezclas explosivas o inflamables y que una falla simultánea del equipo eléctrico o de los sistemas de protección pueda originar una fuente de ignición; (3) o en la cual polvos combustibles con características de conductividad eléctrica puedan estar presentes.

Esta clasificación incluye generalmente lugares de trabajo donde existe manejo o almacenamiento de granos; plantas donde hay trituradoras, pulverizadoras, limpiadoras, desgranadoras, descascaradoras, separadores, transportadores o gusanos abiertos, tolvas o embudos abiertos, mezcladoras, empacadoras, pesadoras, elevadores, distribuidores, colectores (excepto colectores totalmente metálicos ventilados hacia el exterior) y toda maquinaria y equipo similar que produce polvos en fábricas o plantas procesadoras de granos, plantas de almidón, plantas pulverizadoras de azúcar, plantas de producción de malta, molinos de forraje y otras de naturaleza similar; plantas pulverizadoras de carbón (excepto aquellas donde el equipo de pulverización es a prueba de polvo); todos los lugares de trabajo donde se producen, se procesan, se empaquetan o se almacenan, excepto en recipientes herméticos, polvos metálicos y todos los lugares similares donde, bajo condiciones de operación normal, están presentes polvos combustibles en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables.

Los polvos combustibles no conductores eléctricos incluyen polvos producidos en el manejo y proceso de granos y productos de grano, cocoa y azúcar pulverizados, leche y huevo en polvo, especias pulverizadas, almidón y harinas, papas, semillas de frijol, forraje y otros materiales orgánicos que puedan producir polvos combustibles cuando se manejan o procesan. Los polvos no metálicos conductores eléctricos, incluyen polvos de carbón vegetal, carbón mineral y coque. Los polvos que contienen magnesio y aluminio son particularmente peligrosos y se requiere extrema precaución para evitar su ignición y explosión.

Una área Clase II División 2 es aquella en la cual el polvo combustible no está normalmente en suspensión en el aire ni será puesto en suspensión por la operación normal del equipo, en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables o explosivas, pero donde (1) el depósito o la acumulación de tal polvo combustible puede ser suficiente para interferir la adecuada disipación de calor del equipo o aparato eléctrico, ó (2) el polvo combustible acumulado o depositado sobre ó alrededor del equipo eléctrico puede inflamarse por arcos, chispas o calentamiento de tal equipo.

Los lugares donde generalmente se reúnen las condiciones arriba descritas incluyen secciones de plantas con transportadores y gusanos cerrados, tolvas o embudos cerrados o maquinaria y equipo que producen apreciables cantidades de polvo solo en condiciones anormales de operación; las zonas adyacentes a las áreas clasificadas como Clase II División 1 que se describieron anteriormente y en las cuales concentraciones inflamables o explosivas de polvo en suspensión podrían producirse sólo bajo condiciones anormales de operación; zonas donde la formación de concentraciones inflamables o explosivas de polvo en suspensión se evita por la operación de un equipo efectivo de control de polvos; bodegas y zonas de embarque donde materiales que producen polvo son almacenados o manejados solamente en bolsas o recipientes y otros sitios semejantes.

Las áreas Clase III son aquellas que son peligrosas por la presencia de fibras o materiales volátiles fácilmente inflamables, pero en las cuales tales fibras o volátiles normalmente no se encuentran en suspensión en el aire en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables. Las áreas Clase III se dividen en la siguiente forma:

a) Una área Clase III División 1 es aquella en la cual se manejan, fabrican o utilizan fibras fácilmente inflamables o materiales que producen volátiles combustibles.

Estas áreas generalmente incluyen plantas textiles de rayón, algodón y fibras semejantes; plantas fabricantes o procesadoras de fibras combustibles; molinos de semilla de algodón, plantas alijadoras de algodón; plantas procesadoras de lino; fábricas de ropa, talleres de carpintería y todas las industrias o talleres que tienen procesos o condiciones semejantes. Entre las fibras y materiales volátiles fácilmente inflamables se encuentran el rayón, el algodón, el henequén, el ixtle, el yute, la fibra de coco, el cáñamo, la estopa, la lana vegetal, el musgo, la viruta y otros materiales similares.

b) Una área Clase III División 2 es aquella en la cual se manejan o almacenan fibras fácilmente inflamables, con excepción del lugar donde se fabrican.

Para que haya un fuego o una explosión, deben reunirse 3 condiciones:

1. - Un líquido inflamable, vapor o polvo combustible debe estar presente en el ambiente en cantidades suficientes.
2. - El líquido inflamable, vapor, o polvo combustible debe mezclarse con aire u oxígeno en las proporciones requeridas para producir una mezcla explosiva.
3. - Una fuente de energía debe aplicarse a la mezcla explosiva.

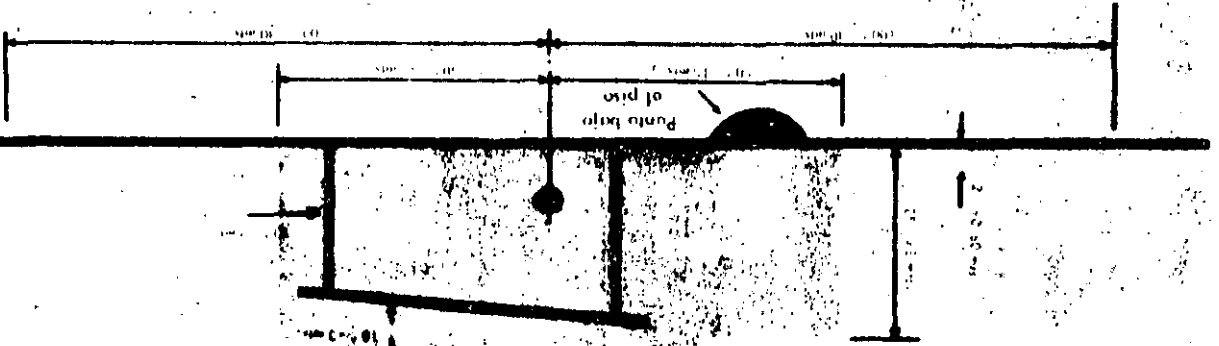
De acuerdo con estos principios, debe considerarse tanto la cantidad de líquido inflamable o vapor que puede encontrarse en el ambiente, como sus características físicas. Por ejemplo los gases más ligeros que el aire se dispersan tan rápidamente en la atmósfera que, excepto en espacios confinados, no producen mezclas peligrosas en áreas cercanas a instalaciones eléctricas. Los vapores procedentes de líquidos inflamables tienen también una tendencia natural a dispersarse en la atmósfera y se diluyen rápidamente a concentraciones menores al límite inferior del rango inflamable (explosivo), especialmente cuando existe movimiento de aire. La probabilidad de que la concentración de gas se encuentre por arriba del límite máximo del rango inflamable o explosivo, no proporciona ninguna garantía, ya que la concentración debe pasar primero dentro de los límites de dicho rango.

El análisis de estas condiciones básicas es el principio para la clasificación de áreas peligrosas. Después de que una área ha sido clasificada según su Clase, Grupo y División, debe seleccionarse el equipo eléctrico adecuado que puede ser usado en dicha área.

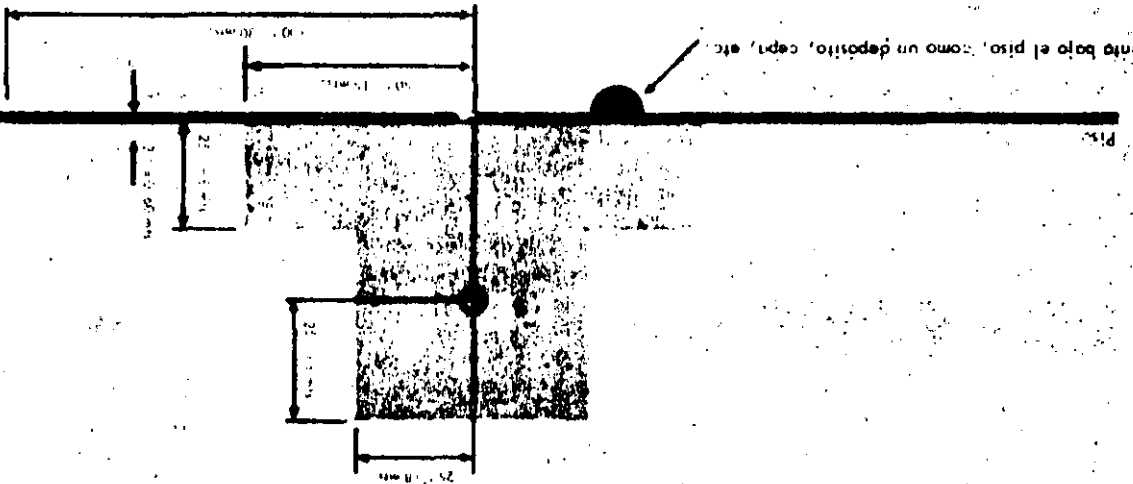
Arreglo adicional de la Div. 2 cuando
hay un escape grande de volátiles.

Division 1 Division 2

Fuente de peligro

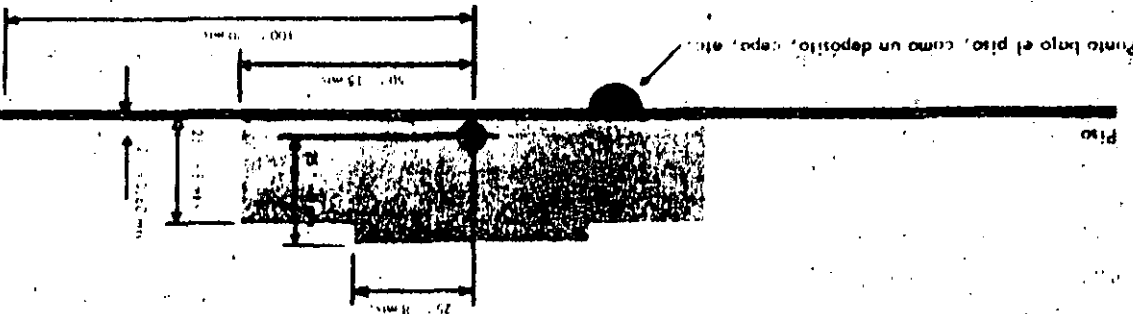


Arreglo proceso con ventilación restringida.- Fig. 3



Punto bajo el piso, como un depósito, cepo, etc.

Arreglo proceso con ventilación restringida.- Fig. 2



Punto bajo el piso, como un depósito, cepo, etc.

Arreglo proceso con ventilación restringida.- Fig. 1

El equipo eléctrico puede usarse con seguridad en áreas peligrosas siempre y cuando haya sido construido en una forma adecuada para una área definida de acuerdo a su Clase, Grupo y División

En los Estados Unidos diversos tipos de construcción de equipo se aceptan como apropiados para áreas Clase I. El mas comunmente usado es equipo construido a prueba de explosión. Este tipo de construcción requiere que la envolvente sea lo bastante fuerte para resistir la explosión interna de un determinado gas o vapor y que impida la ignición del gas o vapor que se encuentra en la atmósfera por chispas o flamas que provengan del interior o por el aumento de la temperatura en la superficie de la envolvente.

Generalmente estas envolventes se hacen de fierro, acero o aluminio con un diseño que impide el paso de la flama o el escape de la presión interna.

Comunmente se utilizan dos tipos de juntas. Una es la junta plana rectificada que se muestra en la Figura 1.

En este tipo de unión, las dos superficies se mantienen perfectamente unidas por medio de tornillos. El ancho mínimo para el paso de la flama es de 3/8", con un claro máximo de 0.0015". La experiencia ha demostrado que este claro previene que los gases calientes escapen al exterior.

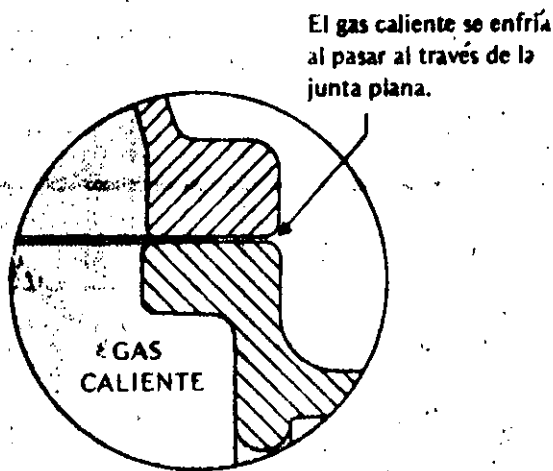


Figura 1: Junta Plana

El gas caliente se enfría al pasar al través de la junta roscada.

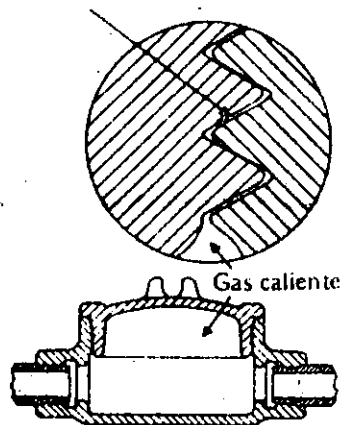


Figura 2: Junta Roscada

Otro tipo de junta que frecuentemente se utiliza, es la tapa roscada que se muestra en la Figura 2.

Este tipo requiere que un mínimo de cinco hilos de la rosca estén en contacto. Cuando dentro de la envolvente ocurre una explosión, los hilos de la rosca de la tapa se aprietan contra los hilos de la rosca del cuerpo, forzando así al gas caliente a recorrer toda la trayectoria helicoidal entre el cuerpo y la tapa lo que lo enfría suficientemente antes de lograr salir a la atmósfera circundante.

En los Estados Unidos se aceptan otros tipos de equipo para áreas peligrosas. Entre ellos podemos nombrar los tipos de equipo sumergido en aceite, equipo presurizado y equipo intrínsecamente seguro. El uso del equipo sumergido en aceite está declinando. En este tipo, el equipo eléctrico se sumerge completamente en aceite lo que impide que el gas peligroso se ponga en contacto con el dispositivo que forma el arco eléctrico. Este tipo de equipo se usa frecuentemente en aparatos grandes de control donde no es práctico utilizar equipo a prueba de explosión.

La instalación de equipo presurizado está especificada en el Boletín 496 de la NFPA. Este equipo requiere que aire limpio o gas inerte se bombee dentro del sistema eléctrico lo que impide que el gas peligroso penetre. Los detalles y requisitos específicos se mencionan en el Boletín 496. El uso principal de este tipo de equipo es en cuartos de control, gabinetes para instrumentos grandes y motores de medio y alto voltaje.

El equipo intrínsecamente seguro es un equipo eléctrico especialmente diseñado para limitar la energía disponible a un nivel tan bajo que no produzca una chispa, ni caliente la superficie lo suficiente para encender un gas, vapor o polvo específico. El uso principal de este tipo de equipo es en instrumentos que se utilizan en industrias de proceso. Los requisitos de instalación de este equipo están especificados en el Boletín 493 de la NFPA. Los circuitos eléctricos deben funcionar de tal modo que los voltajes inducidos no se apliquen sobre el alambrado eléctrico.

El principal tipo de equipo para áreas Clase II es el equipo a prueba de ignición de polvo. Su diseño es diferente al del equipo para Clase I, ya que se diseña para impedir la entrada de polvo en el equipo y no requiere soportar explosiones internas. La principal condición que debe reunir el equipo para áreas Clase II es que opere, bajo un manto de polvo, a una temperatura lo suficientemente baja para que no incendie o queme el polvo. La mayor parte del equipo se diseña de tal modo que evita la acumulación del polvo.

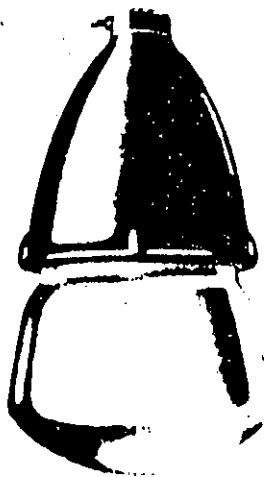


Figura 3: Luminario a prueba de ignición de polvos

10

El equipo que se instale en áreas Clase III deberá ser capaz de operar a plena capacidad sin calentarse al grado de que cause deshidratación excesiva o carbonización gradual de las fibras o material volátil que se le acumule. El material orgánico carbonizado o excesivamente deshidratado es susceptible de incendiarse espontáneamente.

DISEÑO DE SISTEMAS ELECTRICOS

El diseño de un sistema existente puede o no incluir las recomendaciones del Departamento de Seguridad, sin embargo existen algunos puntos clave que el Ingeniero de Seguridad debería tomar en cuenta al diseñar una nueva instalación eléctrica o modificar la existente.

El Código Nacional Eléctrico especifica los requisitos para instalar equipo eléctrico. Debe tenerse en cuenta que estos son los requisitos mínimos de seguridad. Pueden añadirse requisitos adicionales para obtener instalaciones más seguras. La creación de la OSHA, hace algunos años, ha originado la necesidad de que todas las instalaciones eléctricas cumplan con el NEC. La OSHA también exige que todos los locales peligrosos cumplan con las especificaciones del NEC de 1971. Por lo tanto, pueden necesitarse ciertas modificaciones en las instalaciones eléctricas existentes, si la planta fue construida antes de esa fecha.

Un nuevo punto añadido al NEC de 1971 exige especial atención del Ingeniero de Diseño. Este punto es el requisito de límite de temperatura. El Código exige que todos los artículos eléctricos que producen calor sean marcados con una clasificación de temperatura tal como se muestra en la Tabla 500-2 (b). Este requisito se modificó en el Código de 1975, el cual señala que cualquier aparato que opere a una temperatura inferior a 100°C no necesita marcarse. De hecho esto significa que los luminarios, motores y otros equipos similares deben marcarse.

Los requisitos para áreas Clase I División 2 han sido modificados en el NEC de 1978. Los equipos eléctricos para dichas áreas pueden ahora operar a temperaturas iguales a la temperatura de ignición de la atmósfera que los rodea. Anteriormente podían operar solo a una temperatura máxima del 80% de la temperatura de ignición de tal atmósfera.

CLASIFICACION DE AREAS

Para poder determinar el tipo de equipo eléctrico que debe usarse, es necesario estudiar cuidadosamente la clasificación de las diferentes áreas. Venturosamente, existen muchos documentos que ayudan en la determinación de los límites de las Divisiones 1 y 2. La correcta clasificación debe proporcionar instalaciones eléctricas seguras y también permitir el uso de equipo más económico. Algunos de los documentos que pueden usarse como referencia son las Series RP500 del API que muestran en ilustraciones y fotografías los límites de las Divisiones. Además de estas Series, los Artículos 511, 513, 514, 515 y 516 del NEC proporcionan requisitos específicos. El Registro Federal que promulgó los requisitos de OSHA también especifica la clasificación de ciertas áreas. El NFPA 70 C es un nuevo documento que recopila clasificaciones de otros documentos del NFPA y es muy útil ya que concentra toda la información en uno solo.

Un problema que se presenta frecuentemente es el de cómo clasificar un gas o polvo que no está listado en el NEC. Hay muchas maneras de obtener la información. Una forma sería el revisar los estándares internacionales o revisar las publicaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional. En estas organizaciones se han clasificado muchos más gases que en los Estados Unidos. En muchos casos los estándares internacionales no toman en cuenta la acumulación de presión, así que pueden haber algunas diferencias entre las clasificaciones de Estados Unidos y las de otros países. Si es necesario, cualquier gas puede ser clasificado mediante el uso del equipo de Underwriters Laboratories.

SELECCION DE EQUIPO

La selección del equipo es una consideración importante. El equipo eléctrico debe ser apropiado para la Clase y el Grupo del área donde va a usarse. Sería muy peligroso usar un equipo para Clase I Grupo D, en atmósferas de hidrógeno. Esto es también cierto al usar equipo para Clase I en áreas Clase II.

En áreas Clase I, los dispositivos que forman arcos eléctricos como arrancadores e interruptores se construyen a prueba de explosión tanto para División 1 como para 2.

Sin embargo las luminarias para División 2 son generalmente unidades selladas y provistas de empaques.

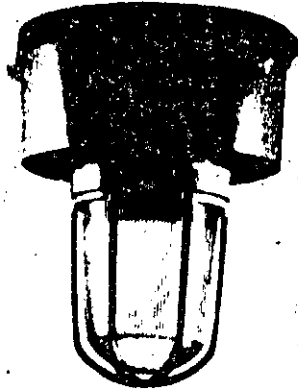


Figura 4: Luminaria Sellada y con Empaque para Clase I División 2

Muchos de los dispositivos que forman arco eléctrico, apropiados para Clase I, lo son también para la Clase II. Una cuidadosa revisión de los catálogos de los fabricantes identificará los productos adecuados para cada Clase y Grupo. Información adicional se encuentra en los Artículos 501 y 502 del NEC que especifican los tipos de equipo permitidos para áreas peligrosas.

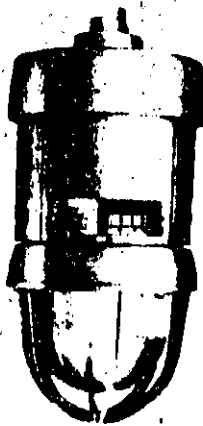
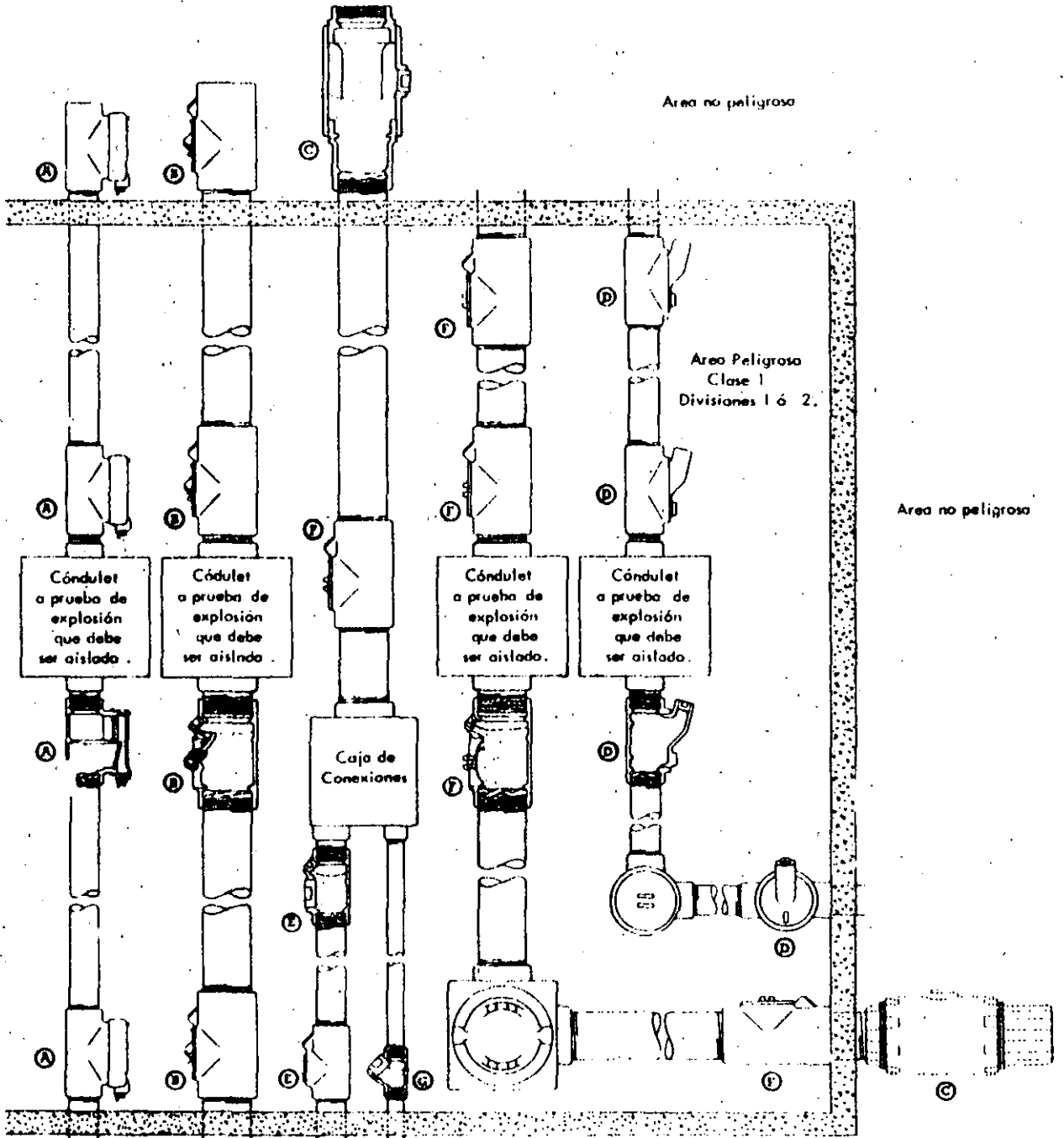


Figura 5: Luminaria HID para Clase I, División 1

En el NEC 75 se adicionó un nuevo Artículo, el 318, titulado Charolas para Cable. El Código ha reconocido también el uso de charolas para cable en áreas División 2. Este artículo detalla los requisitos para la colocación de los cables sobre la charola, los tipos de cable permitidos y los requisitos de área de sección transversal del riel ó larguero lateral. Reconoce también un nuevo tipo de cable, TC (cable para charola) que es un cable no metálico designado especialmente para instalación en charolas. Es necesario leer cuidadosamente este Artículo para cerciorarse de que las instalaciones cumplen con el Código.

El NEC 78 reconoce el uso de tubería conduit metálica (acero) para instalación en toda clase de áreas peligrosas. Debe ser roscado NPT, excepto en áreas donde se permite tubería conduit sin rosca.

SELECCION DE SELLOS



- A - Sellos E2D, con dren para instalación vertical, de 1/2 a 2-1/2".
- B - Sellos E2D, con dren para instalación vertical, de 3 a 6".
- C - Sellos E2S, para instalación vertical u horizontal de, 1-1/2 a 6".
- D - Sellos E2S, para instalación vertical u horizontal de, 1/2 a 3".
- E, F, G. Sellos E2S, para instalación vertical u horizontal de, 1/2 a 6".

INSTALACION

Al instalar el equipo, algunos puntos deben vigilarse para asegurarse que la instalación es segura. Uno importante es el que toda la tubería esté perfectamente apretada a las cajas o coples. Puesto que la tubería es la trayectoria de regreso para la falla de corriente, las roscas flojas pueden causar sobrecalentamiento y chispas. De hecho, el NEC requiere que el tubo conduit se apriete con una llave de tuercas.

Los sellos constituyen otra consideración importante en las áreas peligrosas. El Código requiere que se instalen dentro de una distancia de 18" (45.72 cm) a los dispositivos que producen arco eléctrico, antes de entrar a ó salir de un área peligrosa, en todos los tubos conduit de 2 ó mas pulgadas de diámetro que salgan de una envolvente y que presenten derivaciones o empalmes. Estos sellos se hallan disponibles en varias formas para instalaciones verticales y horizontales de tubería conduit.

El compuesto sellador que se use debe ser aprobado para tal fin. Todos estos compuestos se mezclan con agua, se expanden y al solidificarse, resisten el ataque de productos químicos este proceso se llama "curado". Un sello bien "curado" impide el paso del gas o de la presión de una área a otra. La instalación del sello sin el compuesto, no ofrece seguridad en la instalación.

Cuando la instalación se ha terminado, debe hacerse una inspección para cerciorarse que todas las tapas y tornillos están en su lugar. El dejar un solo tornillo fuera de lugar puede destruir la característica "a prueba de explosión" de una instalación. Deben usarse lámparas y calentadores, que son partes de los equipos, del tamaño y capacidad apropiados. Una lámpara de mayor capacidad que la indicada provocaría un sobrecalentamiento en la luminaria y comprometería la seguridad de la instalación.

CORROSION

El uso de equipo eléctrico en ambientes corrosivos ha sido un problema tradicional en la industria. La excelente cooperación entre los fabricantes y los usuarios ha minimizado dicho problema en los últimos años. Ahora existe ya una solución satisfactoria a la mayor parte de los agentes corrosivos, si el usuario inspecciona y mantiene el equipo periódicamente. En los equipos de perforación y en los barcos el mantenimiento de rutina se efectúa a las estructuras de acero y los cascos. Lo mismo debe hacerse con el equipo eléctrico. Al través de muchos años de experiencia, hemos aprendido que la corrosión no es un problema grave si se selecciona el material adecuado para cada aplicación.

El grupo de trabajo de reglamentos para instalación ha reglamentado la instalación de sistemas de tubo conduit y cable. Las reglas para el tubo conduit son las mismas que aparecen en este documento. Otro sistema aceptado es el sistema mixto. Este sistema se usa en algunos países donde el equipo a prueba de explosión tipo Norteamericano se usa con cables. Abajo se muestran ejemplos de conectores para cable que cumplen con los estándares del IEC:



Conector para cable armado sin forro



Conector para cable armado

RESUMEN

La selección, instalación, operación y mantenimiento del equipo eléctrico en áreas peligrosas requiere de una clasificación precisa de las áreas y de comprensión y atención a los requisitos específicos del equipo y de los sistemas eléctricos.

Existe una gran cantidad de material de referencia para ayudar a la clasificación de las áreas y una variedad amplia de equipos está disponible para todo tipo de áreas peligrosas.

El apropiado uso del equipo eléctrico en áreas peligrosas ayudará a proteger vidas e instalaciones y proporcionará estadísticas de mayor seguridad.

REFERENCIAS

(17)

1. -- Código Nacional Eléctrico Edición 1978
NFPA No. 70-1978
2. -- Clasificación de Areas Peligrosas
NFPA No. 70C-1974
3. -- Código de Líquidos Inflamables y Combustibles
NFPA No. 30-1976
4. -- Envoltentes Presurizados para Equipo Eléctrico
NFPA No. 496-1974
5. -- Equipo Intrínsecamente Seguro para Control de Procesos en Areas Peligrosas Clase I
NFPA No. 493-1975
6. -- Clasificación de Areas Peligrosas Clase I para Instalaciones Eléctricas en Plantas Químicas
NFPA No. 497-1975
7. -- Directorio de Materiales Eléctricos para Construcción (Libro Verde)
Underwriters Laboratories Inc.
8. -- Directorio de Equipo para Areas Peligrosas (Libro Rojo)
Underwriters Laboratories Inc.
9. -- Instituto Americano del Petróleo. Recomendaciones Prácticas para Clasificación de Areas para Instalaciones Eléctricas
API-RP500A En refineras de petróleo
API-RP500B En instalaciones de petróleo
API-RP500C En instalaciones para transporte de petróleo y gas por tuberia
10. -- Compendio del Código -- Artículos 500-503 y 510-517 del Código Nacional Eléctrico
Crouse-Hinds Company Boletín 2916
11. -- Guía para Diseño y Construcción de Sistemas Eléctricos en Areas Peligrosas
Electrical Construction and Maintenance 1974/1975



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO
INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS--
TECNICAS CORRESPONDIENTES.

a) NUEVA REGLAMENTACION

ENERO 1985

NORMAS ¹ TÉCNICAS

Del Reglamento de Instalaciones Eléctricas

SON DE OBSERVANCIA OBLIGATORIA EN TODO EL PAIS

PROPOSITO ~ Establecer los requisitos que deben satisfacer las instalaciones eléctricas a fin de que ofrezcan condiciones de seguridad para las personas y su patrimonio.

En vigor desde el 22 de julio de 1981 - Parte I
(Instalaciones para el uso de la energía eléctrica)

AUTORIDAD COMPETENTE ~ SECRETARIA DE COMERCIO
Y FOMENTO INDUSTRIAL ~ DIREC. GRAL. DE NORMAS
SUBDIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD Y GAS

CONTENIDO DE LAS NORMAS TECNICAS

- GENERALIDADES
- PROYECTO Y PROTECCION DE INSTALACIONES ELECTRICAS.
- METODOS DE INSTALACION, CONDUCTORES Y CANALIZACIONES
- EQUIPO ELECTRICO DIVERSO
- INSTALACIONES ESPECIALES
- SUBESTACIONES

OBJETIVOS DE LAS NORMAS TECNICAS

- ESTABLECE CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO
- FIJA REQUISITOS TECNICOS Y DE SEGURIDAD
- SU OBSERVANCIA EVITA DAÑOS A LA INTEGRIDAD FISICA DE LAS PERSONAS. Y A SUS PROPIEDADES.

②

CAPITULO 4.- EQUIPO ELECTRICO DIVERSO

- ALUMBRADO Y CONTACTOS.
- MOTORES.
- TABLEROS.

CAPITULO 5.- INSTALACIONES ESPECIALES

- LUGARES PELIGROSOS.
- EMERGENCIA.
- ELEVADORES.
- PISCINAS.
- ANUNCIOS.
- SOLDADORAS.

CAPITULO 6.- SUBESTACIONES.

CAPITULO 2

SECCION 201.-

- MEDIO PRINCIPAL DE DESCONEXION Y PROTECCION PRINCIPAL.

- DEBE SITUARSE LO MAS CERCANO A LA ENTRADA DEL SERVICIO.

- DEBE SER UN SOLO INTERRUPTOR DE APERTURA SIMULTANEA.

- DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA ADECUADA. DE TUBILES O INT. AUTOMATICO.

SECCION 202.-

- CIRCUITOS DERIVADOS.

- TENSION MAXIMA; 150 V. A TIERRA (AMPARAS Y CONTACTOS).
EXCEPCION; LOCALES INDUSTRIALES.

- CAIDA DE TENSION; NO MAYOR DEL 3% , Y SUMADO A LA DEL ALIMENTADOR, NO MAYOR DEL 5%.

- CABLE MINIMO; PARA CARGAS DEFINIDAS NO MENOR DEL N. 14, Y PARA CARGAS INDEFINIDAS NO MENOR DEL N. 12 AWG.

- PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE; EL DISPOSITIVO DEBE ESTAR DE ACUERDO CON EL VALOR DE LA CORRIENTE PERMISIBLE EN LOS CONDUCTORES.

- UNOS DE LOS CTOS. DERIVADOS;

• De 15 y 20 A - CUALQUIER TIPO DE LOCAL, PARA ALIMENTAR UNIDADES DE ALUMBRADO Y FUERIA.

• De 30 A - UNIDADES DE ALUMBRADO FIJAS, EN LOCALES QUE NO SEAN CASAS HABITACION.

④

• De 40 y 50 A - SIMILAR AL ANTERIOR, Y PARA ALIMENTAR APARATOS FIJOS, CUYA CAPACIDAD NO EXCEDA DEL 80% DE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL CIRCUITO.

NOTA.- LAS CARGAS INDIVIDUALES MAYORES DE 50 AMP, DEBEN ABASTECERSE CON CIRCUITOS DERIVADOS INDIVIDUALES.

- CONTACTOS DE PUESTA A TIERRA; LOS CIRCUITOS DERIVADOS DEBEN INCLUIR UN CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA O ESTAR ALOJADOS EN CANALIZACIONES METALICAS.

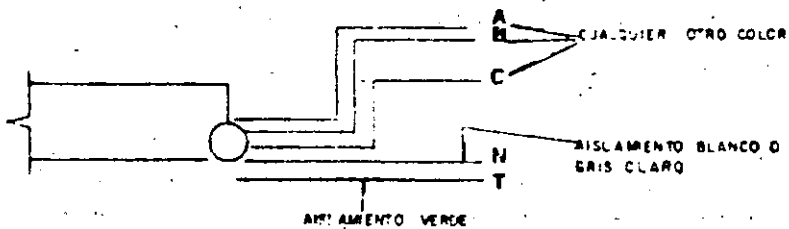
IDENTIFICACION (ART. 202.4)

OBJETIVOS:

- Hacer más fácil y rápida la revisión o mantenimiento a los sistemas ó circuitos.
- Brindar seguridad al personal.

LA RECOMENDACION ES:

- Aislamiento verde para el conductor de puesta a tierra.
- Aislamiento blanco ó gris claro para el conductor neutro.
- Cualquier otro color para los activos.



4

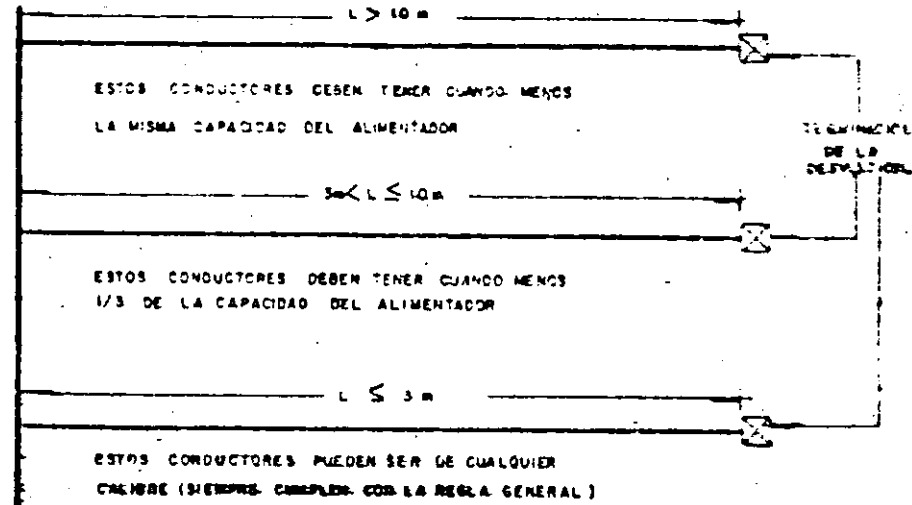
DERIVACIONES (ART. 203.7)

DEBE CUMPLIR CON LO SIGUIENTE:

REGLA GENERAL

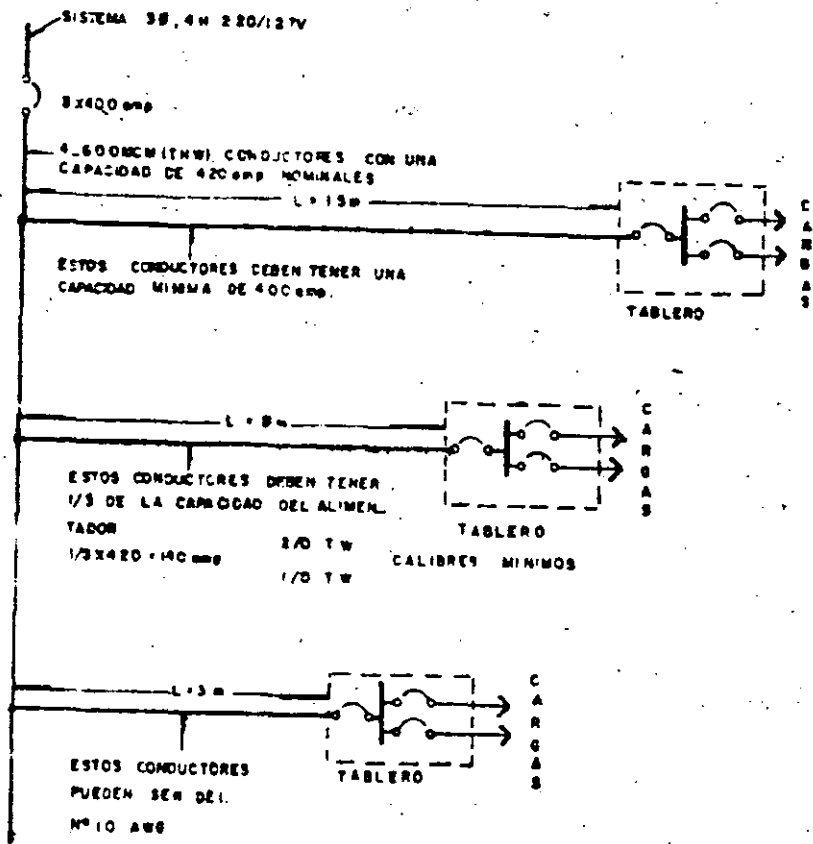
El conductor debe tener una capacidad adecuada a la carga por servir.

ADENAS:



EJEMPLO

Carga por servir 10 Kw
 $I = 26.2 \text{ amp.}$
 (límetro 10 Awg.)



CARGA POR SERVIR 10 Kw. $I = 26.2 \text{ amp.}$
 (Límetro 10 Awg.)

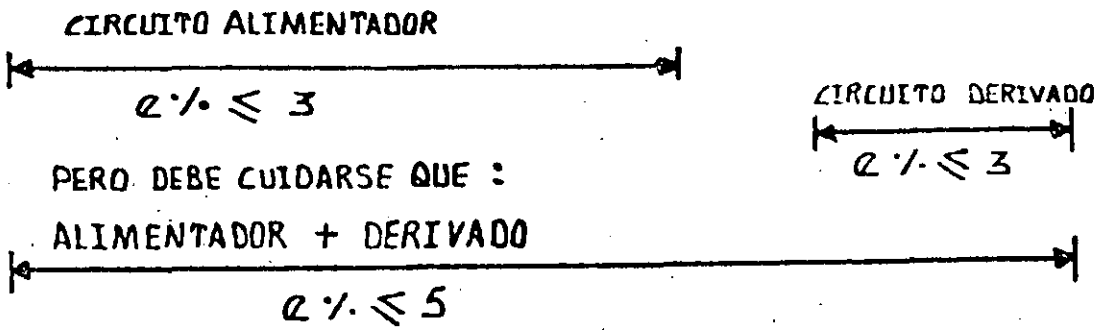
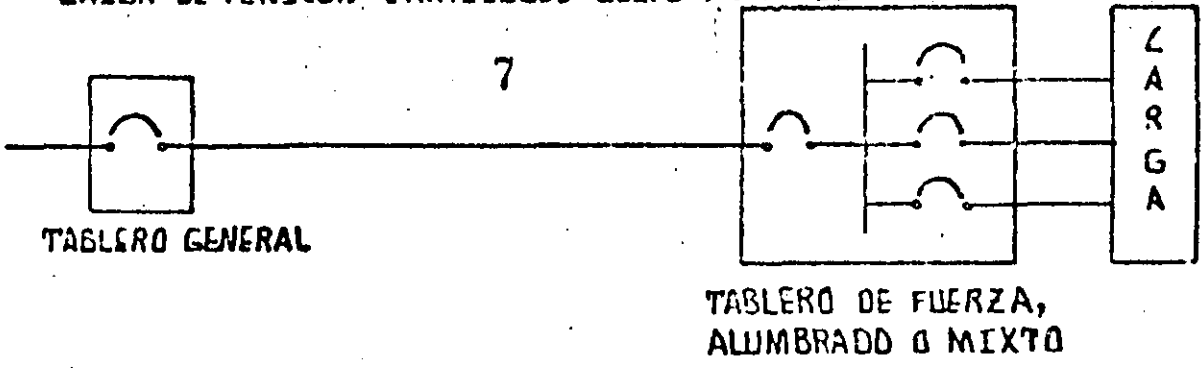
REGLAS GENERALES PARA EL CALCULO DE LA CARGA EN CIRCUITOS DERIVADOS

(5)

- DEBE CONSIDERARSE EL 100% DE LA CARGA CONECTADA AL CIRCUITO
- EN CASAS-HABITACION Y HOTELES
 - CADA SALIDA DE ALUMBRADO = 125 W.
 - CADA CONTACTO = 180 W.
- + SIN IMPORTAR QUE SE INSTALEN LAMPARAS DE MENOS DE 125 WATTS O APARATOS DE MENOS DE 180 WATTS EN LOS CONTACTOS. +
- PARA EFECTOS DE ESTIMACION DE CARGA DE ALUMBRADO Y CONTACTOS, PUEDE UTILIZARSE LA TABLA 201.2 (2)

TIPO DE LOCAL	WATTS / M ²
BODEGAS O ALMACENES	2.5
ESTACIONAMIENTOS	5
AUDITORIOS E IGLESIAS	10
CASAS HAB., CLUBES, CASINOS, Ed. IND., ESCUELAS, HOSPITALES, HOTELES, RESTAUR.	20
BANOS, OFICINAS, TELERQUERIAS, TIENDAS	30

CAIDA DE TENSION (ARTICULOS 202.6 Y 203.3)



PERO DEBE CUIDARSE QUE :
ALIMENTADOR + DERIVADO

LA CAIDA DE TENSION REPRESENTA PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CONDUCTORES

CAUCLIO DE LA CAPA EN ALIMENTADORES
ARIS. 204.7 y 204.8

REGLA GENERAL:

La carga en alimentadores puede calcularse sumando las cargas conectadas a los circuitos derivados
CARGA ≈ C CIRC. DERIVADOS

Pueden aplicarse a este cálculo la siguiente tabla de factores de demanda.

TABLA 204.3 a)

CASA	3000 W ó MENOS	EXCESO	100%
HOTELES	20000 W ó MENOS	EXCESO	35%
HOSPITALES	50000 W ó MENOS	EXCESO	50%
EDIFICIOS			40%
LOCALES			40%
INDUSTRIAS			20%
TELECOMUNICACIONES			100%
LABORATORIOS			70%
LOCALES	CARGA TOTAL		100%

CARGA DEL CONDUCTOR NEUTRO .-

LA CORRIENTE QUE SE CONSIDERE PARA EL CONDUCTOR NEUTRO, EN UN CIRCUITO ALIMENTADOR, NO DEBE SER MENOR QUE EL DESEQUILIBRIO MAXIMO DE LA CARGA DEL CIRCUITO.

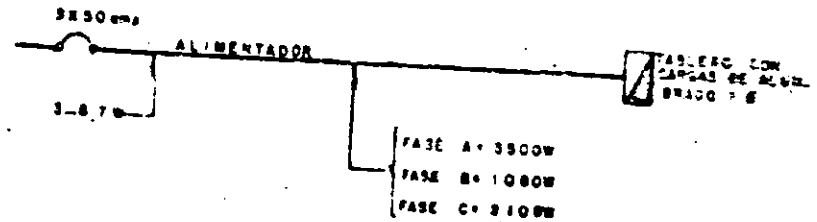
PARA EFECTOS DE CALCULO, ESTE DESEQUILIBRIO MAXIMO, DEBE CONSIDERARSE IGUAL A LA CARGA MAXIMA CONECTADA ENTRE EL NEUTRO Y CUALQUIERA DE LOS CONDUCTORES ACTIVOS .

CARGA DEL NEUTRO (ART. 204.9)

REGLA GENERAL:

La corriente a considerar debe ser igual al máximo desbalanceo posible

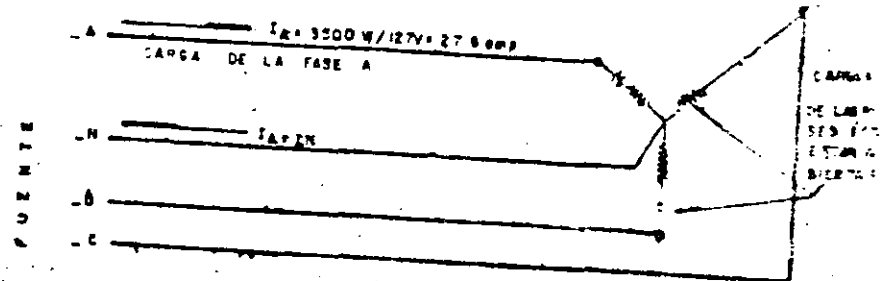
EJEMPLOS:



¿Cuándo ocurre el máximo desbalanceo?

CUANDO LA FASE "A" (fase más cargada) ESTÁ OPERANDO SOLA

¿De qué magnitud es?





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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

"ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS CORRESPONDIENTES"

b) METODOS DE INSTALACION CONDUCTORES
Y CANALIZACIONES

ENERO 1985

CAPITULO 3

1

MÉTODOS DE INSTALACION. CONDUCTORES Y CANALIZACIONES.

SECCION 301. METODOS DE INSTALACION. REQUISITOS GENERALES.

• LONGITUD LIBRE DE CONDUCTORES EN CAJAS DE SALIDA.

SE RECOMIENDA COMO MINIMO 15 CM. EN CADA CABA DE SALIDA, PARA EFECTOS DE CONEXIONES, EMPALMES, O POSIBLES MODIFICACIONES.

• CAJAS DE CONEXION.

DEBE INSTALARSE - UNA CABA DE CONEXIONES; EN CADA DEVIACION, SALIDA, PUNTO DE INTERRUPCION O PUNTO DE INTERSECCION DE UNA CANALIZACION.

• CONDUCTORES DE DIFERENTES SISTEMAS.

• LOS CONDUCTORES DE FUERZA Y DE SISTEMAS DE TENSIONES DIFERENTES

POR EJEMPLO, UNO DE 220 V. 3/4 HILOS, Y OTRO DE 440 V. 3/4 HILOS, NO DEBEN OCUPAR LA MISMA CANALIZACION.

• LOS CONDUCTORES PARA COMUNICACION, (TELEFONOS, RADIOCOMUNICACION, ETC), NO DEBEN OCUPAR LAS CANALIZACIONES DE LOS CONDUCTORES DE FUERZA Y ALUMBRADO.

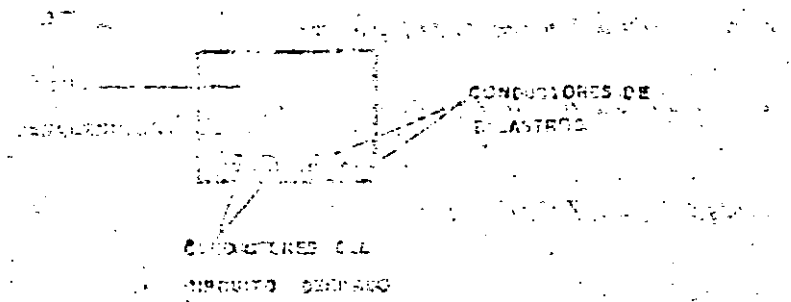
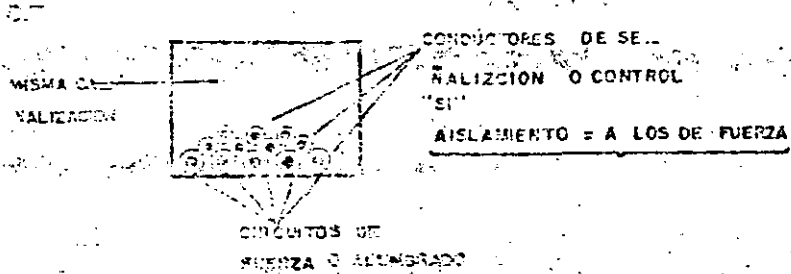
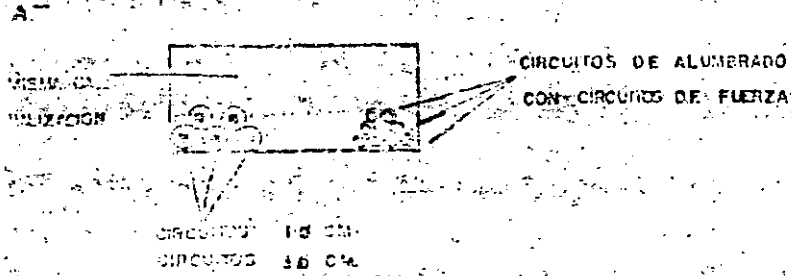
• SUJECION DE CONDUCTORES EN CANALIZACIONES VERTICALES. DEBE HACERSE A INTERVALOS NO MAYORES QUE LOS INDICADOS EN LA TABLA 301.12.

TABLA 301.12.

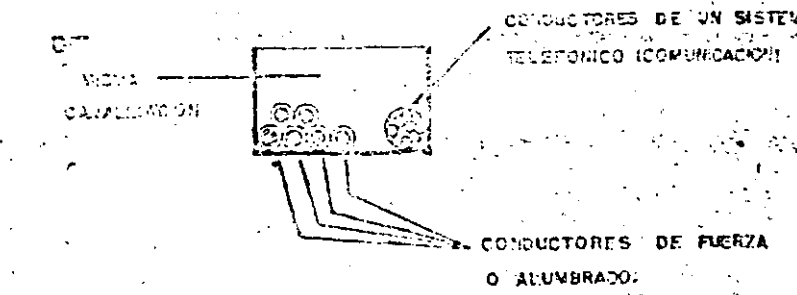
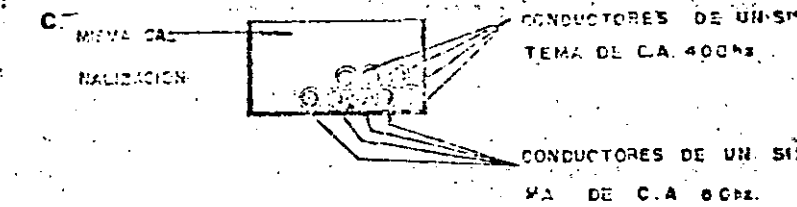
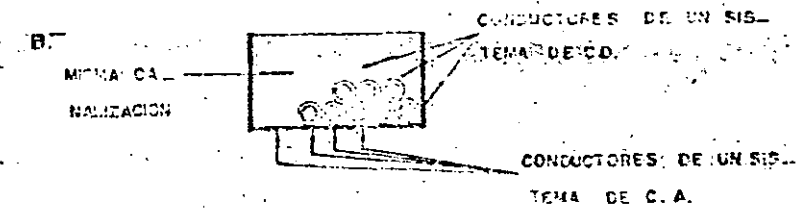
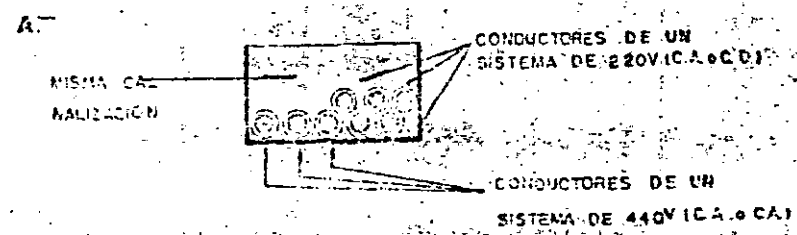
SEPARACION MAXIMA ENTRE SOPORTES PARA CANALIZACIONES VERTICALES.

CALIBRE DEL CONDUCTOR (CMG. o MCM)	SEPARACION ENTRE SOPORTES	
	COND. DE COBRE	COND. DE ALUMINIO
18 a 6	30 m.	30 m
6 a 40	30 "	30 "
20 a 40	24 "	27 "
250 a 350	12 "	20 "
400 a 500	16 "	17 "
600 a 750	12 "	15 "
MAYORES a 750	10 "	13 "

ARREGLOS PERMITIDOS



ARREGLOS NO PERMITIDOS



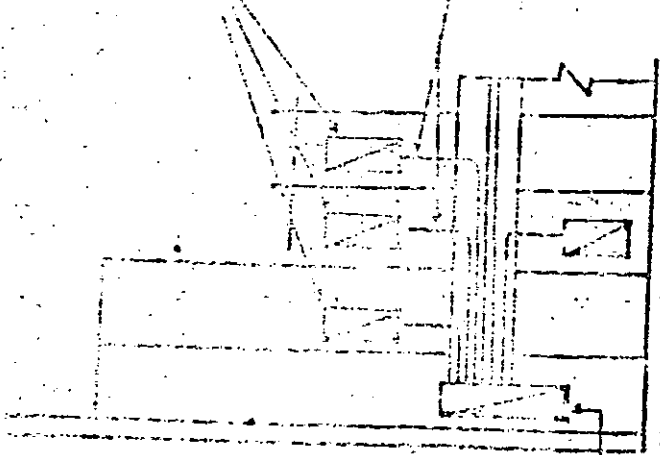
221

- CANALIZACIONES EN CONDOMINIO. EN EDIFICIOS EN CONDOMINIO, DEBEN INSTALARSE CANALIZACIONES DE ALIMENTADORES SEPARADAS PARA CADA USUARIO.

SECCION 302. CONDUCTORES DE USO GENERAL.

- CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES AISLADOS.
 - CORRECCION POR AGRUPAMIENTO. SI EL NUMERO DE CONDUCTORES EN UNA CANALIZACION ES MAYOR DE 3, DEBEN APLICARSE LOS FACTORES QUE INDICA LA TABLA 302.4C).
 - CORRECCION POR TEMPERATURA. SI LOS CONDUCTORES SE INSTALAN EN LOCALES CON TEMPERATURA AMBIENTE MAYOR DE 30°C SE APLICAN LOS FACTORES DE CORRECCION DE LA TABLA 302.4B).

TACLEOS DE CADA USUARIO
CANALIZACIONES INDIVIDUALES.



CONCENTRACION DE MEDIDORES E INSTALADORES.



15 COND. = 15 F. AGRUP. = 0.7. DE TABLAS.
F. TEMP. = 0.88

TAMB. = 40°C
T AISL. = 75°C.

- CAPACIDAD DEL CONDUCTOR = CAPACIDAD POR CORRIENTE * 0.7 * 0.88.

Tabla 302.4 a)

Factores de corrección por agrupamiento

Número de conductores	Por ciento del valor indicado en la Tabla 302.4
4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
Más de 42	50

Notas.

Cuando se instalan conductores de sistemas diferentes dentro de una canalización, los factores de corrección por agrupamiento anteriores deben aplicarse solamente al número de conductores para fuerza y alumbrado.

En el caso de un conductor neutro que transporte solamente la corriente de desequilibrio de otros conductores, como en el caso de los circuitos normalmente equilibrados de tres o más conductores, no se debe afectar su capacidad de corriente con los factores indicados en esta tabla.

Tabla 302.4 b)

Factores de corrección por temperatura ambiente

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima permisible en el aislamiento					
	60 °C	75 °C	85 °C	90 °C	110 °C	125 °C
40	0.82	0.88	0.90	0.90	0.94	0.95
45	0.71	0.82	0.85	0.85	0.90	0.92
50	0.58	0.75	0.80	0.80	0.87	0.89
55	0.41	0.67	0.74	0.74	0.83	0.86
60	-	0.58	0.67	0.67	0.79	0.83
70	-	0.35	0.52	0.52	0.71	0.76
80	-	-	0.30	0.30	0.61	0.69

• CALIBRE MINIMO.

LOS ALAMBRES Y CABLES DE INSTALACIONES DE UTILIZACION NO DEBEN SER MENORES DEL N° 14 AWG.

SECCION 303. CORDONES Y CABLES FLEXIBLES.

• CALIBRE MINIMO.

LOS CONDUCTORES DE CORDONES Y CABLES FLEXIBLES NO DEBEN SER DE UN CALIBRE MENOR AL 18 AWG.

SECCION 304. TUBO METALICO RIGIDO.

• SECCION Y DIAMETRO MINIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METALICO RIGIDO DE DIAMETRO INFERIOR A 13 MM (1/2 PS).

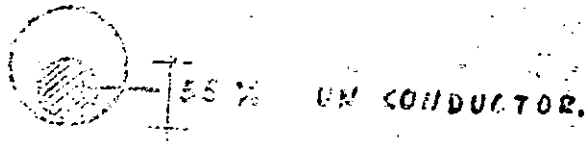
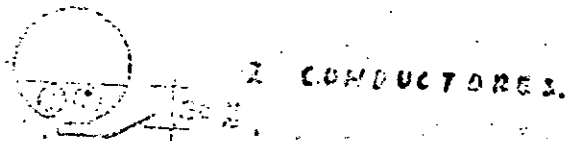
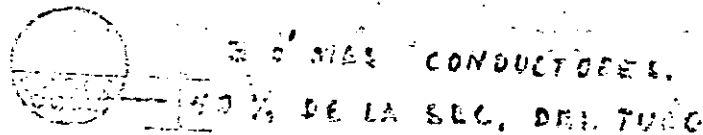
• PUEDE USARSE COMO CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS.

• NUMERO DE CONDUCTORES. FACTORES DE RELLENO.

• EN EL CASO DE 3 CONDUCTORES MAS, ESTOS NO DEBEN OCUPAR MAS DEL 40 % DE LA SECCION TRANSVERSAL DEL TUBO.

• EN EL CASO DE DOS CONDUCTORES NO MAS DEL 30 % DE LA SECCION.

• EN CASO DE UN SOLO CONDUCTOR NO MAS DEL 55 % DE LA SECCION.



— TUBO METALICO RIGIDO PESADO Y SEMIPESADO.

• USOS.

• EN INSTALACIONES VISIBLES U OCULTAS.

• EMBEBIDO EN CONCRETO.

• EMBUTIDO EN MAMPUESTRIA

• ENTERRADO CON PROTECCION ADECUADA.

• NO DEBE EXPONERSE A CONDICIONES AMBIENTALES CORROSIVAS SIN LA PROTECCION ADECUADA.

— TUBO METALICO RIGIDO LIBERO.

• NO USARSE EN AMBIENTES PELIGROSOS, NI EN LUGARES HUMEDOS.

• NO USARSE DIRECTAMENTE ENTERRADO.

• USARSE SOLO EN AMBIENTES SECOS NO CORROSIVOS.

6

5

• DIAMETRO MAXIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METALICO RIGIDO LIGERO DE DIAMETRO MAYOR A 51 MILIMETROS (2 P3).

- TUBO METALICO FLEXIBLE.

• USOS.

- EN LUGARES SECOS, NO EXPUESTO A CORROSION A DAÑOS MECANICOS
- NO DEBE USARSE COMO MEDIO DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS.

• DIAMETRO PERMITIDO.

NO DEBE USARSE TUBO METALICO FLEXIBLE DE DIAMETRO SUPERIOR A 13 MM (1/2 P3), NI SUPERIOR A 19 MM (3/4 P3).

- TUBO CONDUCTOR PVC. (POLICLORURO DE VINILO)

• USOS.

- EN INSTALACIONES VISIBLES

OCULTAS SI NO ESTA EXPUESTO A DAÑO MECANICO.

- EN LUGARES HUMEDOS O MOJADOS SI EL AGUA NO PENETRA EN SU INTERIOR.
- ENTERRADO A UNA PROFUNDIDAD NO MAYOR DE 0.50 METROS.
- NO DEBE EXPONERSE A TEMPERATURAS MAYORES DE 70°C
- NO USARSE EN LUGARES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS.

• DIAMETRO MINIMO.

SE PERMITE 13 MM (1/2 P3) COMO DIAMETRO MINIMO.

- SON APLICABLES LOS FACTORES DE RE-LLENO DEL TUBO METALICO.
- ES NECESARIO INSTALAR UN CONDUCTOR DE TIERRA (PARA PUESTA A TIERRA) EN CANALIZACIONES NO METALICAS.

TUBO NO METALICO (ART. 306.1)

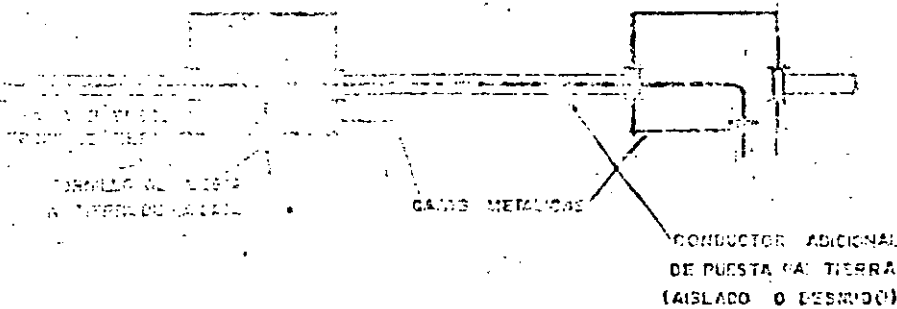
La Norma se refiere únicamente a:

- El tubo de polícloruro de vinilo (PVC),
(color verde oliva).
- El tubo de polietileno (PE)
(color naranja)

Cajas y accesorios (art. 306.10)

- De preferencia deben ser del mismo material que el tubo (PVC ó PE)
- Si son estables, deben conectarse firmemente a tierra.

TUBO DE PVC ó PE



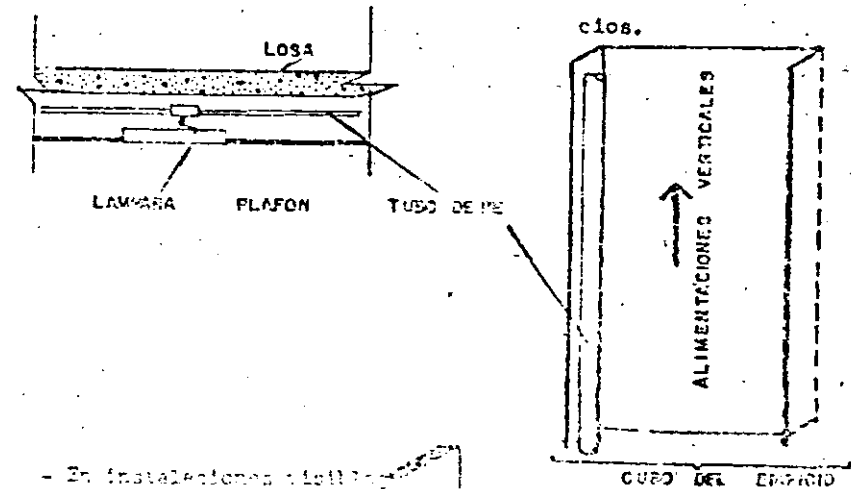
Si la instalación «estable» requiere que se conecte a tierra, debe tenerse el conductor adicional también.

USO PROHIBIDO DEL TUBO DE PE (ART. 306.25)

- Todas las limitaciones del tubo de PVC

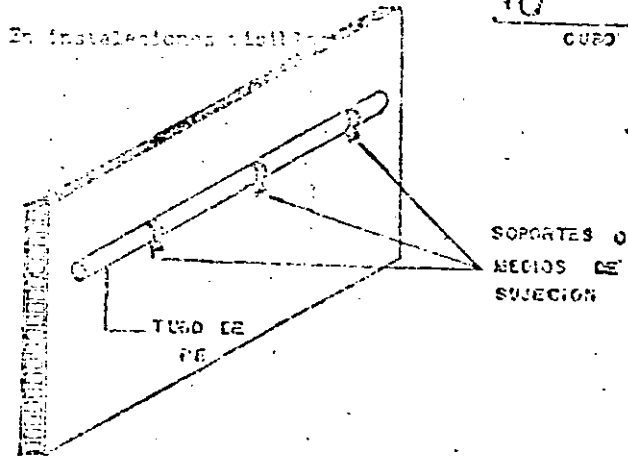
ADemás:

- Oculto por plafones



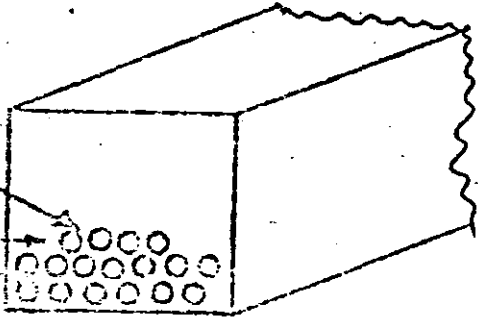
- En cubos de edificios.

- En instalaciones rígidas



SECCION 308. DUCTOS METALICOS CON TAPA.

NO OCUPAR MAS DEL 40%
DEL AREA.



NO MAS DE 30 CONDUCTORES.

SI OCUPAN MENOS DEL 20% DEL
AREA NO SE APLICA FACTOR DE
AGRUPAMIENTO

NUMERO MAXIMO DE CONDUCTORES (ART 308.5)

- No se permiten más de 30 conductores activos

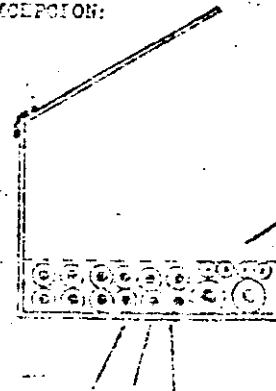
- No se consideran activos :

Los conductores de señalación y control

Los conductores de puesta a tierra

- Conductores neutros se consideran activos.

EXCEPCION:



Conductores ocupando
el 20% o menos del área
del ducto.



No se requiere aplicar
factores de agrupamiento.

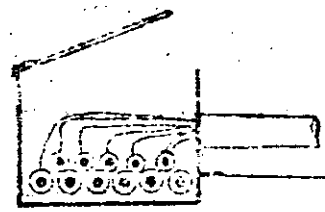
Límite de conductores = 30 Activas

Área útil (FR = 20%)

845 mm ²	Ducto 6.5 x 6.5 cms.
2000 mm ²	Ducto 10 x 10 cms.
4500 mm ²	Ducto 15 x 15 cms.

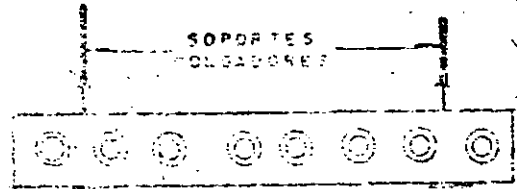
EMPALMES (ART. 308.7)

- Pueden hacerse empalmes y derivaciones dentro del ducto.



Los conductores, empalmes y derivaciones no deben ocupar más del 75% del área del ducto.

Soportes (art. 308.9)



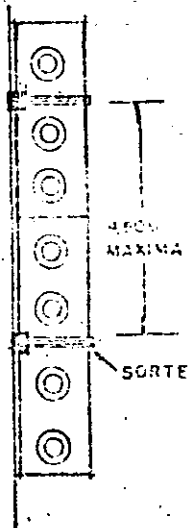
TRAMOS VERTICALES

NO MAS DE UNA UNION

EN CASO DE SOPORTES ESPECIALES

Puntos a tierra (art. 308.12)

Verde
Medio de punto a tierra
Verde.



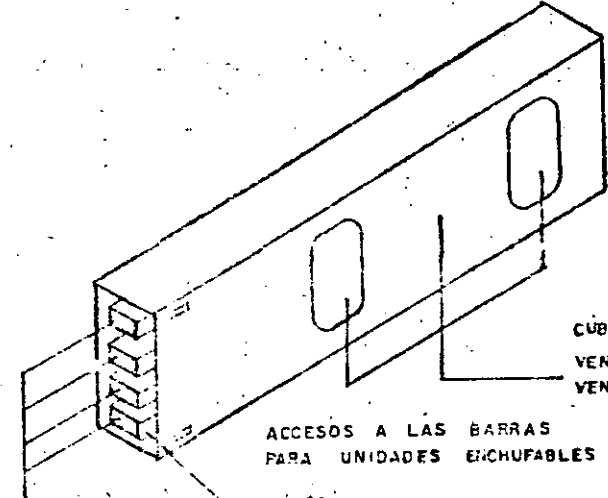
TRAMOS VERTICALES

4.50m MAXIMA

SORTE

ELECTRODUCTOS:

(Ductos con barras, ductos alimentadores o ductos enchufables)



CUBIERTA METALICA VENTILADA O NO VENTILADA

ACCESOS A LAS BARRAS PARA UNIDADES ENCHUFABLES

BARRAS CIRCULARES O RECTANGULARES (1)

NEUTRO

FASICOS 3 O 4 BARRAS VERTICALES QUE PRESENTA

- Gran capacidad de conducción (2000 amp. ó E&S)
- Baja caída de tensión.
- Rapidez de instalación

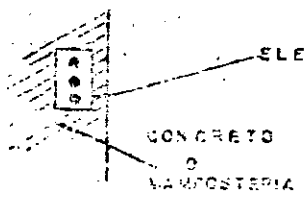
TIPOS PRINCIPALES

- Electroducto alimentador
- Electroducto enchufable
- Electroducto trolley.

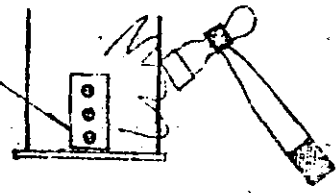
10

USO PROHIBIDO (ART 309.3)

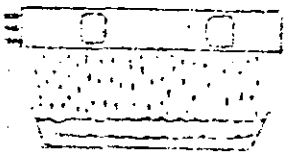
- Instalaciones no visibles



- Daño mecánico severo



- Sonetidos a gases o vapores corrosivos

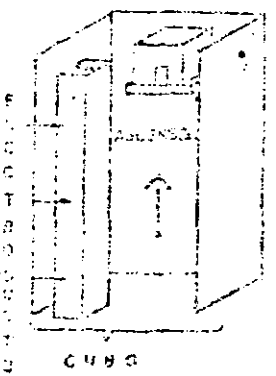


- Areas peligrosas

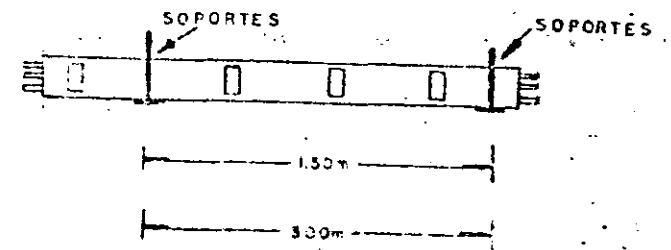


Areas de inundacion

Si se instalan en las interperie o en locales húmedos o mojados, deben tener protección especial para evitar la entrada de agua.



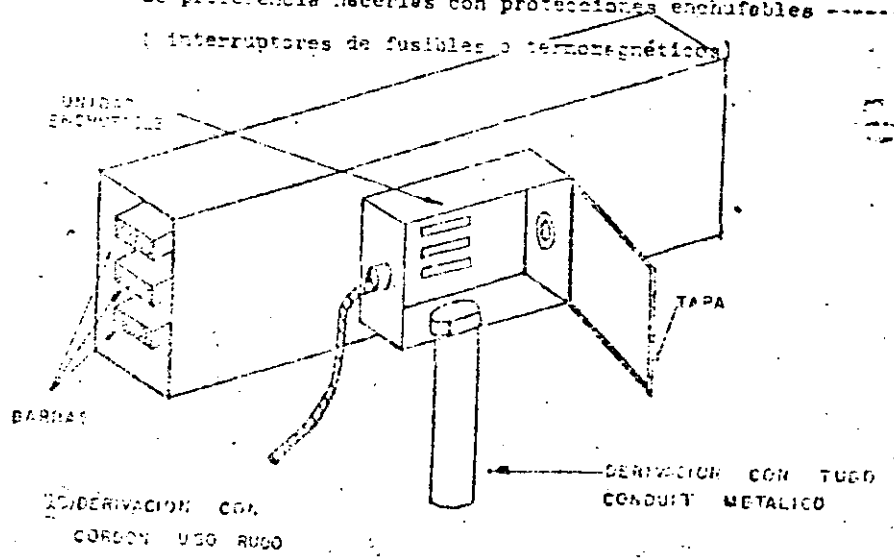
SOPORTES (ART 309.4)



EN CASO DE SOPORTES ESPECIALES

DERIVACIONES (art. 309.8)

- Debe preveerse una conexión efectiva y permanente a las barras
- De preferencia hacerlas con protecciones enchufables (interruptores de fusibles o termomagnéticos)



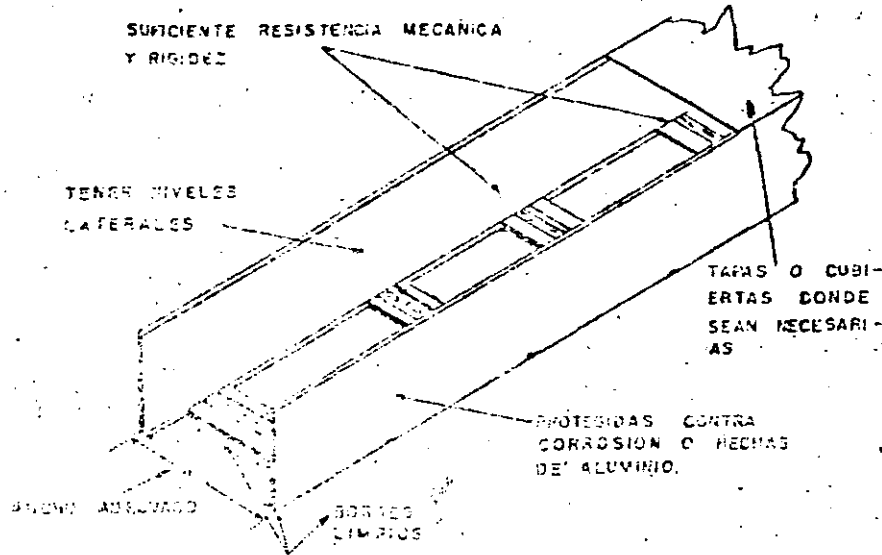
CHAROLAS PARA CABLES:

Pueden ser:

- Charolas
- Escalorillas
- Canales o canaletas

De metal u otro material incom-
bustible.

CONSTRUCCION E INSTALACION: (ART 311.5 y 311.6)



- Construir con accesorios de caudales de dirección y nivel adecuados.

anchos comunes: 30.5 cms., 45.8 cms. y 61 cms.

CHAROLAS DE ACERO GALVANIZADO.

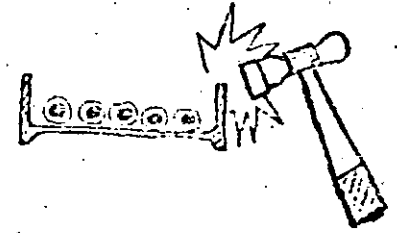
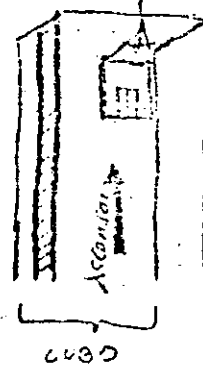
Uso Prohibido

(Art. 311.4)

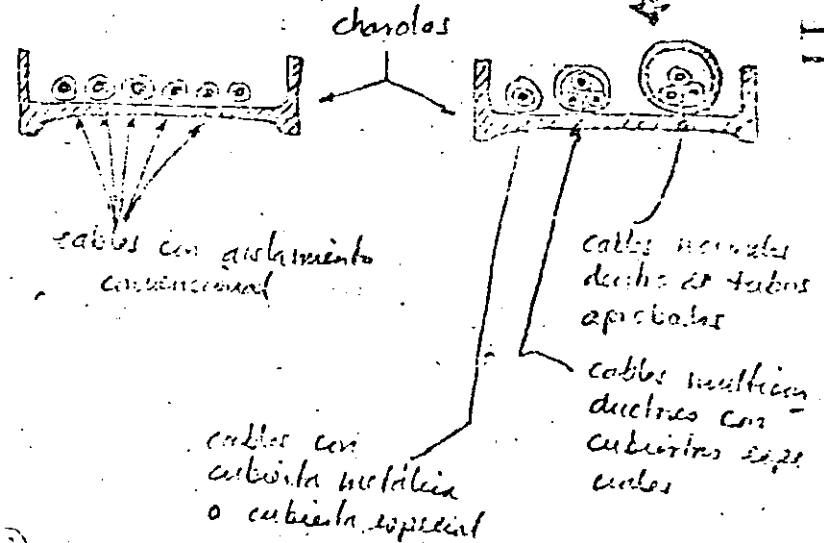
52

• En cables de ascensores

• Expuestos a daño mecánico severo.

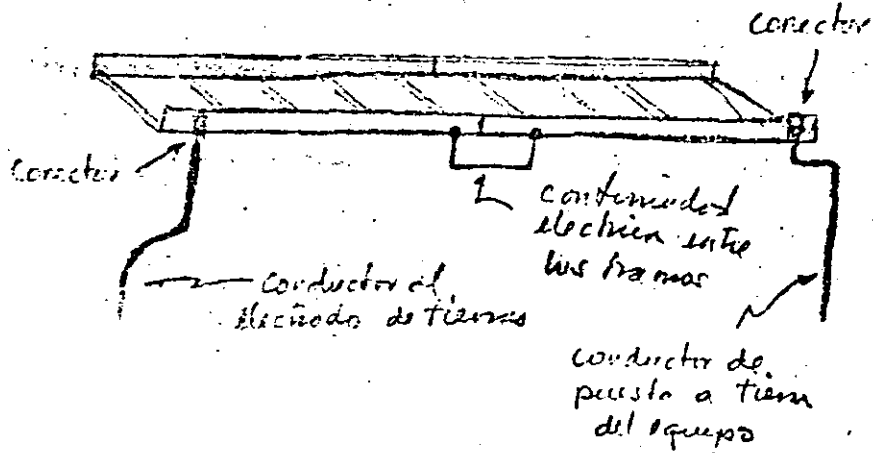


• En cables polifásicos



Puesta a tierra (Art 311.7)

- La charola (metálica), debe conectarse a tierra
- Puede utilizarse como medio de puesta a tierra.



Instalación de cables (Art 311.8)

- Pueden hacerse empalmes y derivaciones
- En barras verticales, sellar los cables
- Instalar los conductores por circuitos (aquietos y encintados)

Número de cables (Art 311.9)



Cables multiconductores una sola capa



Cables individuales 2 capas máximo

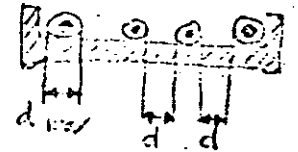
Capacidad de Corriente (Art 311.10)

Valores de la tabla 302.4 a aplicar

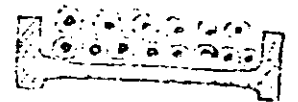
En tubería



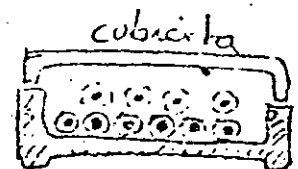
al aire



al aire x 0.75



al aire x 0.7



ARRREGLOS



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

"ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE
INSTALACIONES Y NORMAS TECNICAS CORRES
PONDIENTES"

D) SUBESTACIONES

ENERO 1985

1. - MEDIO DE DESCONEXION Y PROTECCION GENERAL. (ARTICULOS 601.5 Y 601.6).

(Independiente de la cuchilla de paso).

(Ver Figura 6.1a, 6.1b y 6.1c.

a). - Debe ser capaz de operar con carga.

EXCEPCION. - En subestaciones tipo intemperie-abierto de 500 KVA o menos, el medio de desconexión no es necesario que opere con carga. Pero sí es necesario que en el lado secundario o del transformador exista un interruptor automático. (Ver Figura 6.1d

b). - El medio de protección debe ser de capacidad interruptiva adecuada. (Artículo 601.7)

. Este dato debe consultarse con C.F.E. y verificarse con el indicado en el proyecto (auxiliarse de catálogos).

. Es recomendable que esta protección no sobrepase el 250% de la corriente nominal primaria del transformador (Ver ejemplo 6.1)

2. - SISTEMA DE PROTECCION DEL USUARIO. (ARTICULO 601.8)

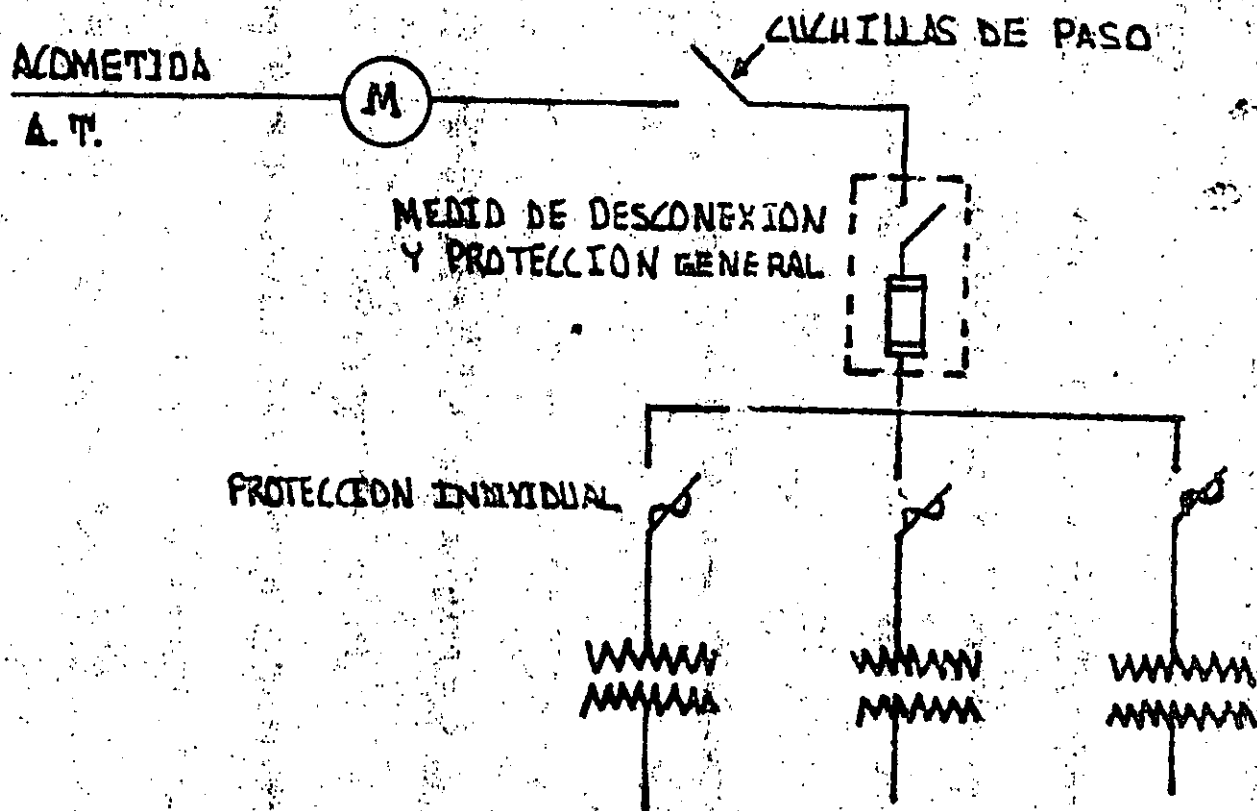
a). - La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación del usuario debe ubicarse dentro de su predio.

3. - CUCHILLAS DE PRUEBA Y PASO. (ARTICULO 601.9 Y 605.11)

(Ver Figura 6.1.e y 6.1.f.)

ARREGLO ACEPTADO

FIGURA 6.1.2



ARREGLOS INCORRECTOS.

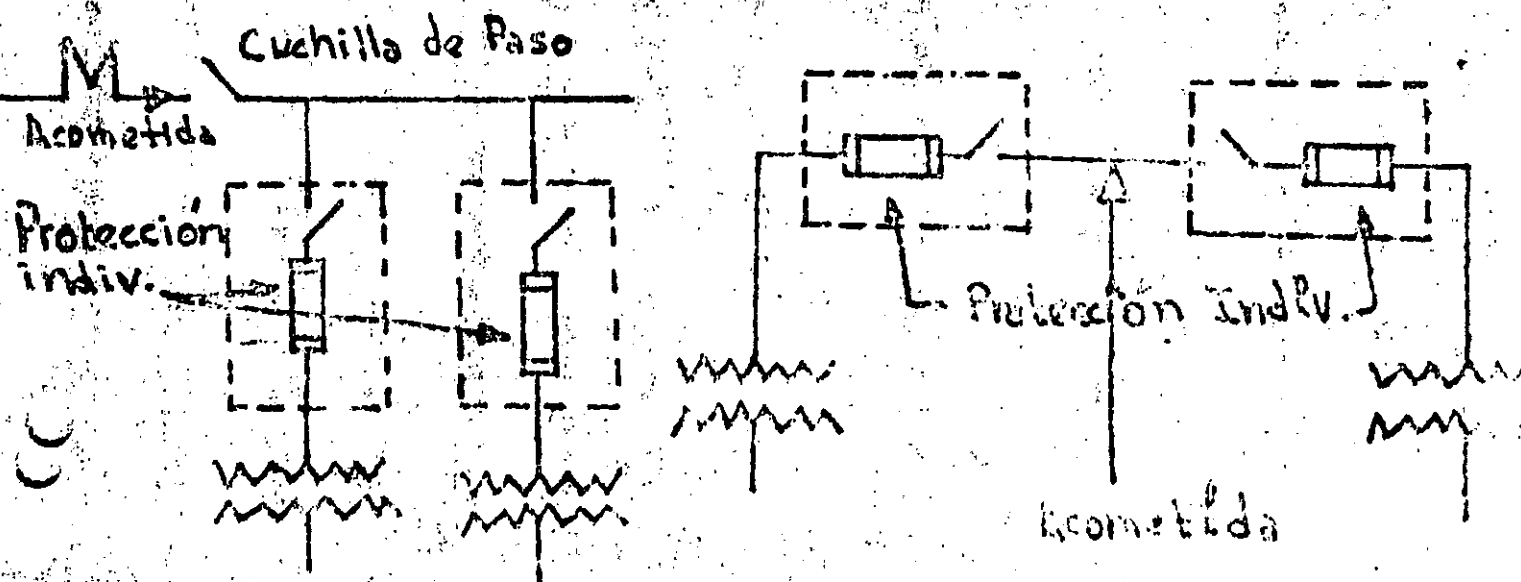


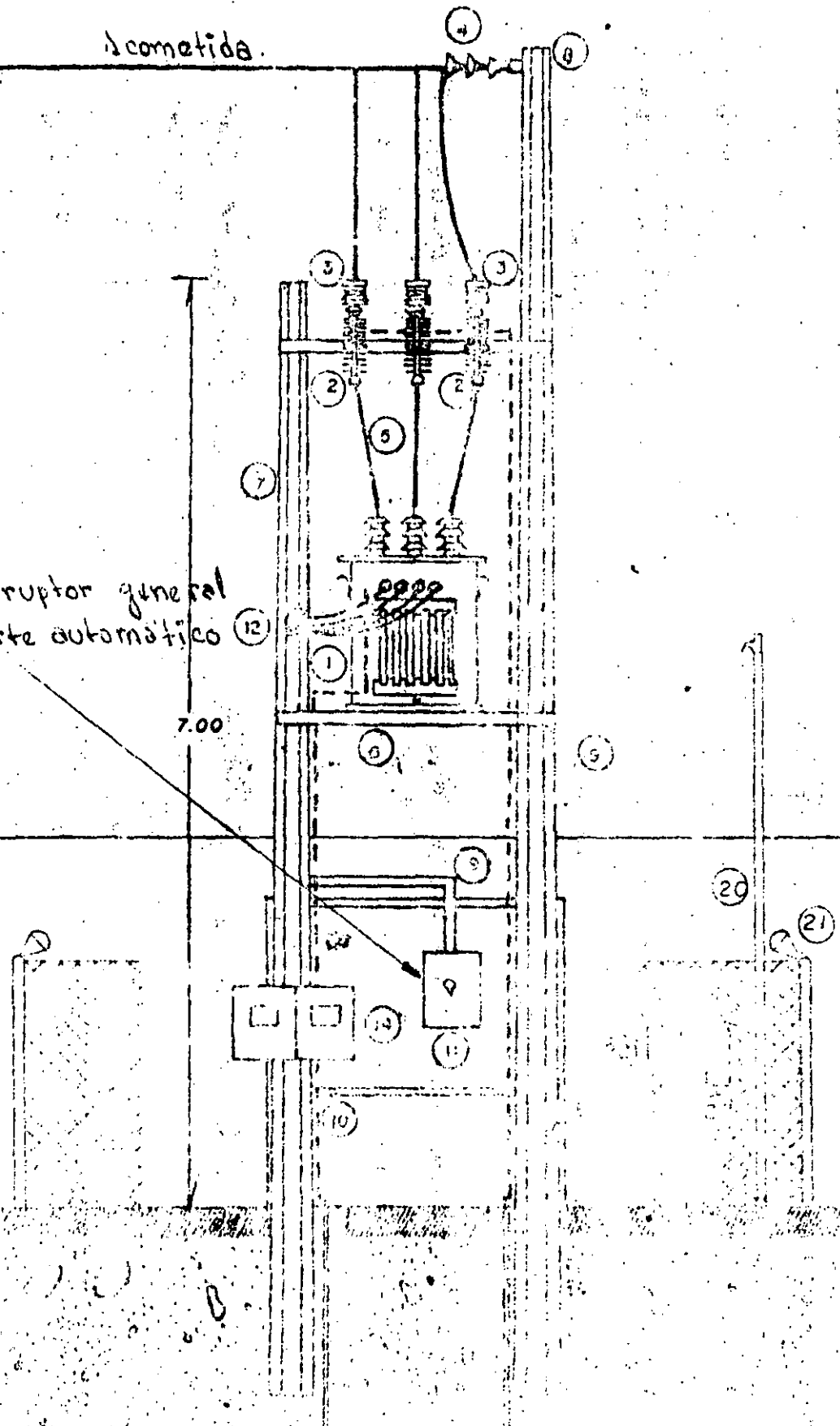
FIGURA 6.1.3

FIGURA 6.1.4

cometida.

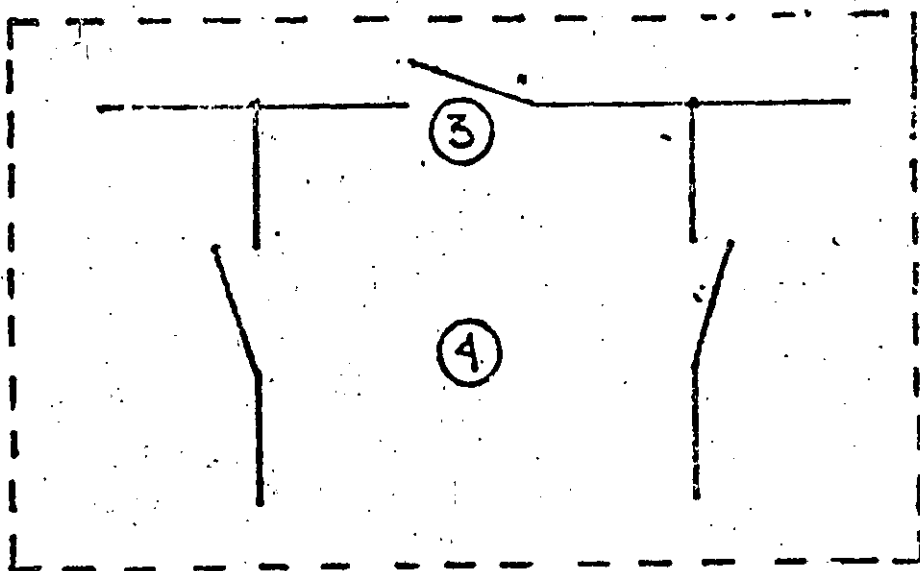
11.- Interruptor general de corte automático (12)

7.00



④ CUCHILLAS DE PRUEBA

EN SUBESTACIONES GRANDES CONVIENE INSTALAR OTROS DOS JUEGOS DE CUCHILLAS DESCONECTADORAS, CON EL PROPÓSITO DE QUE PERMITAN INTERCALAR EL EQUIPO DE MEDICIÓN DE PRUEBA Y ASÍ NO SE INTERRUMPA EL SERVICIO.



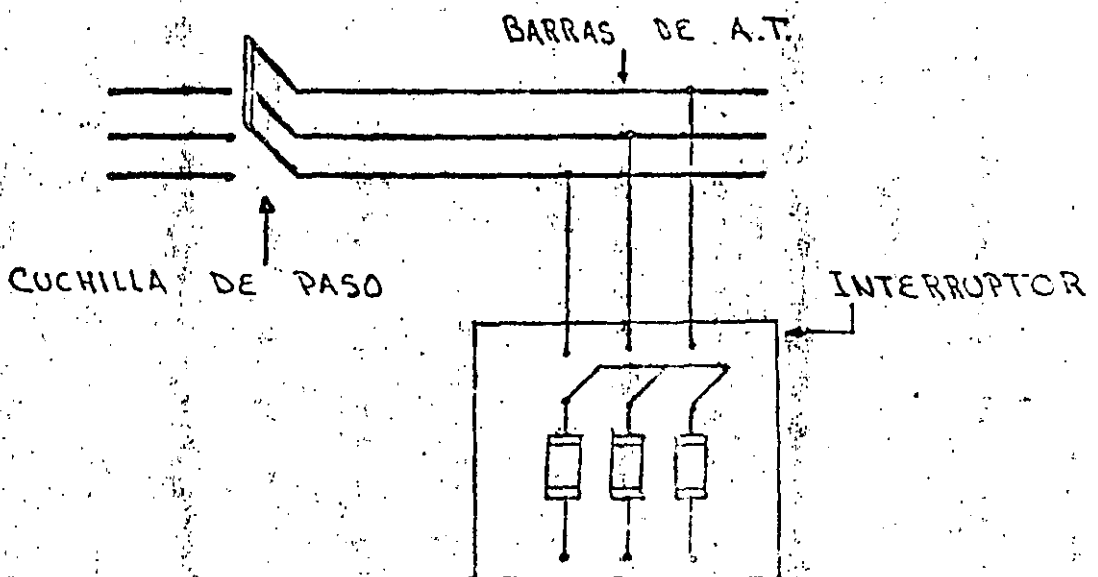
③ CUCHILLAS DE PASO.

④ CUCHILLAS DE PRUEBA.

—EQUIPOS QUE TIENEN LA FUNCIÓN DE DES
CONECTAR UN CIRCUITO Y AISLAR LAS PAR
TES ENERGIZADAS

—NORMALMENTE SON DE OPERACIÓN SIN CAR
GA Y ACCIÓN SIMULTANEA. (EN S.E. COMPACTAS)

—SE INSTALA UN JUEGO ANTES DEL INTE
RROPTOR PRINCIPAL.



—PERMITEN CAMBIAR SIN PELIGRO LOS FUSI
BLES Y DAR MANTENIMIENTO AL INTERRUPTOR.
ADEMAS POR REGLAMENTO DEBE INSTALARSE
ENTRE EL E.M. Y MEDIO DE PROTECCIÓN Y DES
DEJO (VER ANEXO 14 (D.T.E.))

EJEMPLO 6. I.

6

CONDICION

PORCENTAJE MAXIMO SOBRE I_n DE TRANSFORMADORES

Sin Protección Secundaria

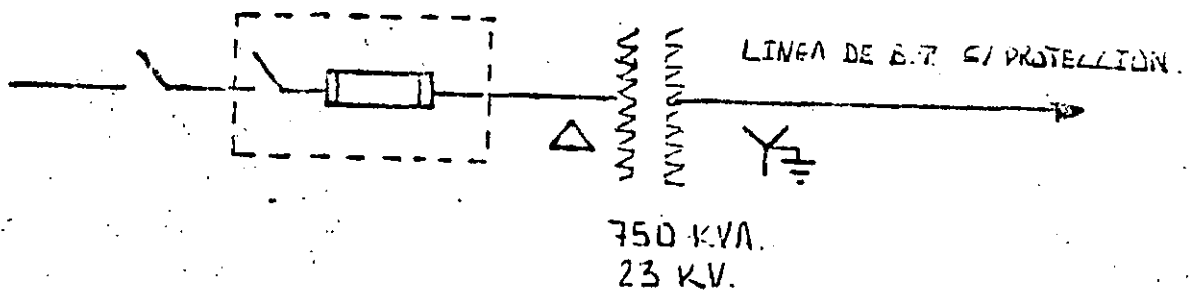
- Fusibles 250%
- Otros interruptores 300%

Con protección secundaria calibrada a no más del 250 %

de la I_n secundaria

- Fusibles 300%
- Otros interruptores 300%
- $Z_T \leq 6\%$ 600%
- $Z_T > 6\%$ 400%

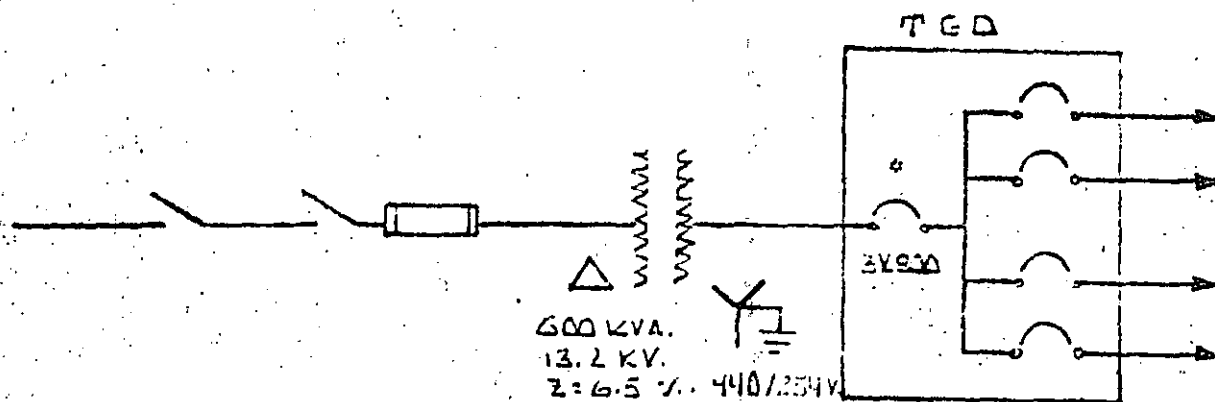
Caso I. - Transformador sin protección secundaria.



Corriente nominal primaria = $\frac{\text{KVA}}{\text{KV}}$ = 18.83 A.

- Fusibles = $2.5 \times 18.83 = 47.07$ Amps.
Fusible comercial: 50 Amps.
- Interruptores = $3 \times 18.83 = 56.48$ Amps.

CASO 2. - Transformador con protección secundaria, calibrado a no más del 250% de la corriente nominal secundaria.



$$\text{Corriente Primaria:} = \frac{600 \text{ KVA}}{3 \times 13.2 \text{ KV.}} = 26.24 \text{ Amps.}$$

$$\text{Corriente Secundaria:} = \frac{600 \text{ KVA}}{3 \times 0.44 \text{ KV.}} = 787.3 \text{ Amps.}$$

$$\text{Fusibles} = 3 \times 26.24 = 78.7 \text{ Amp.}$$

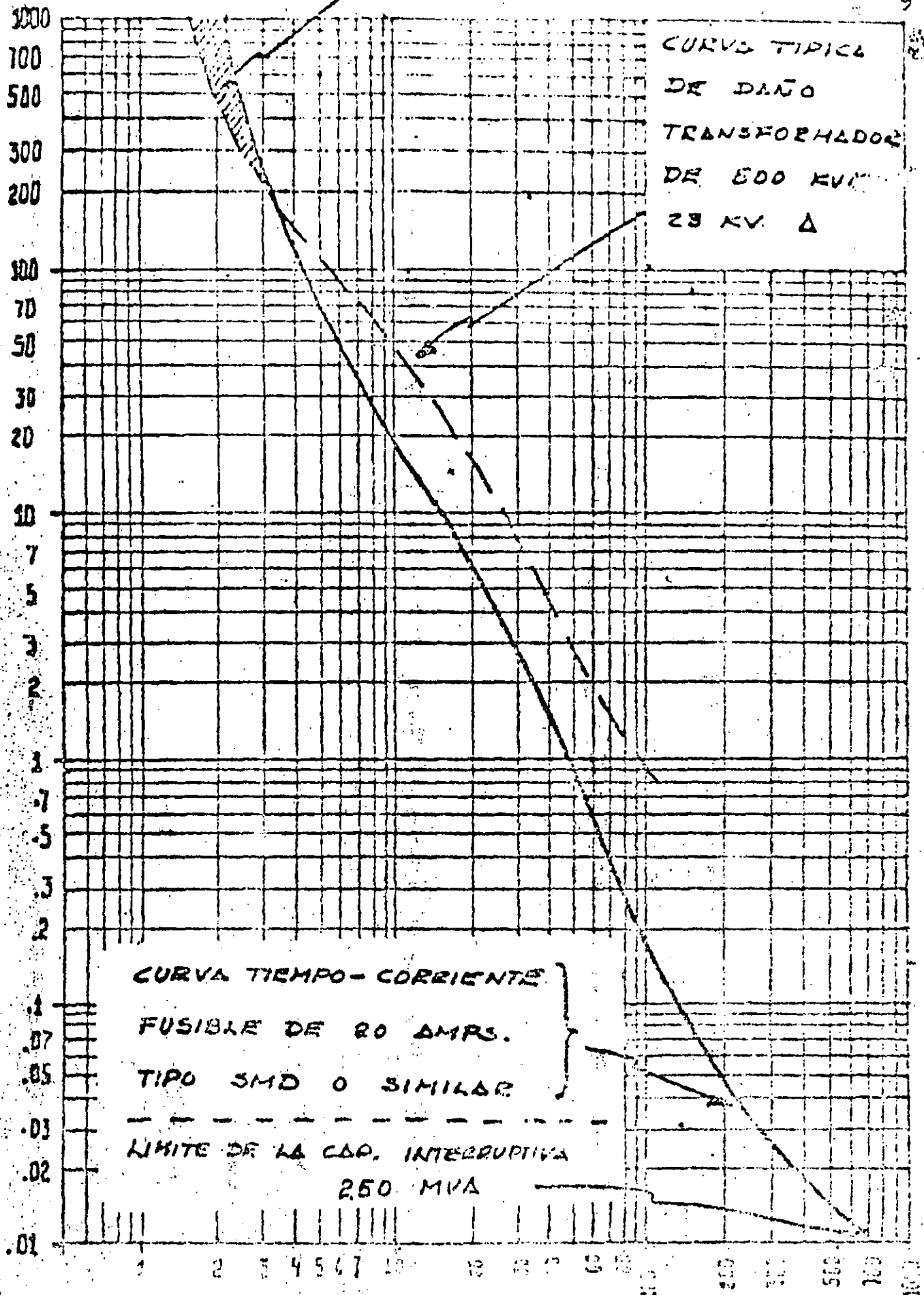
Valor comercial del fusible: 70 Amps.

$$\text{Interruptores} = 4 \times 26.24 = 105 \text{ Amps.}$$

Calibración: 100 Amps.

* Nótese que el valor de la protección no excede el 250% de la corriente secundaria.

ACION NO PROTEGIDA POR EL FUSIBLE



TIEMPO EN SEUNDOS

CORRIENTE - AMPERES x 10

a). - Las cuchillas de prueba pueden omitirse siempre y cuando pueda interrumpirse el servicio en el momento en que se requiera (Advertir al usuario).

b). - Independientemente del medio de desconexión general, - debe instalarse entre éste y la fuente de suministro un desconectador (cuchilla de paso).

4. - INSTALACION DE ALUMBRADO (ARTICULO 602.3)

a). - Las subestaciones deben contar con alumbrado adecuado.

b). - El circuito que alimenta las lámparas y contactos en las subestaciones debe ser independiente.

c). - Las lámparas deben ubicarse en lugares de acceso seguro

5. - SALIDAS. - (Artículo 602.5).

a). - Las puertas del local deben abrir hacia afuera.

b). - Debe existir en las puertas un rótulo con la leyenda "PE-
LIBRO ALTA TENSION"

6. - EXTINGUIDORES. - (Artículo 602.6).

a). - Deben instalarse cuando menos dos, en puntos cercanos a la entrada.

7. - SISTEMA DE TIERRAS. - (Artículo 603.2)

- a). - La resistencia total de la malla de tierras no debe ser mayor de 10 ohms.
- b). - Recomendar que la malla encierre el área ocupada por la subestación y que el conductor de la malla sea de cobre, con un calibre mínimo de 4/0 y los conductores de la puesta a tierra del equipo no sean menores de un calibre No. 2.
- c). - Comprobar este valor con los datos del proyecto, empleando la fórmula contenida en el inciso c) del Artículo 603.2. (Ver Ejemplo 6. II.)
- d). - Todas las partes metálicas no conductoras de corriente del equipo instalado en las subestaciones deben conectarse a tierra. Verificar esto en el proyecto (Artículo 605.6, 605.24)

8.- TARIMAS Y TAPETES AISLANTES. - (Artículo 604.3)

Verificar la existencia y características de estos elementos en el proyecto.

9.- ESPACIOS PARA TRABAJAR. - (Artículo 604.15)

Verificar que alrededor del equipo exista el espacio necesario para realizar maniobras de revisión y mantenimiento.

RECOMENDACION: Ancho mínimo frente al equipo principal:

1.50 m.

EJEMPLO 6.II

1) RESISTENCIA A TIERRA DE LAS USLLS.

LA RESISTENCIA TOTAL DE LAS USLLS CON RESPECTO A TIERRA SE PUEDE DETERMINAR EN FORMAS SIMPLIFICADAS, POR LA EXPRESION:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (\Omega)$$

DONDE:

r : Es el radio en metros de una placa circular equivalente, cuya área es la misma que la ocupada por la malla real de tierra.

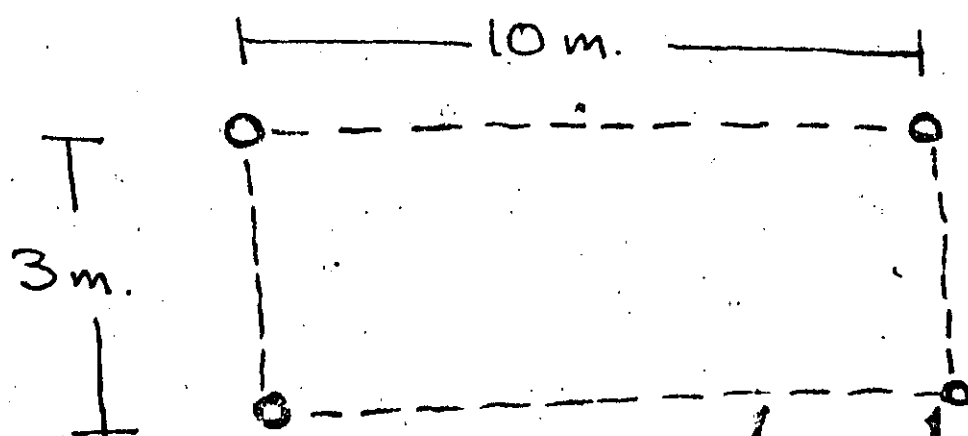
L : Es la longitud total de los conductores y varillas enterrados (metros.)

ρ : Es la resistividad eléctrica del terreno ($\Omega \cdot m$)

DATOS :

$$\rho = 50 \Omega \cdot m$$

$$L = 38 \text{ m.}$$



CONDUCTOR DE COBRE
4/0 AWG

VARILLAS COPPERWELD
DE 3 m. DE LONGITUD

$$r = ?$$

$$\Delta_{\text{RECTANGULO}} = L \times \Delta$$

$$\Delta_{\text{CIRCULO}} = \pi \times r^2$$

IGUARDANDO AREAS .

13

$$L \times \Delta = \pi \times r^2$$

DONDE :

$$r = \left(\frac{L \times \Delta}{\pi} \right)^{1/2}$$

$$r = \left(\frac{10 \times 3}{\pi} \right)^{1/2} = 3.01 \text{ mts.}$$

POR LO TANTO :

$$R = \frac{50}{4(3.1)} + \frac{50}{38} = 5.34 \Omega$$

$$R = 5.34 \Omega < 10 \Omega$$

10. - INTERRUPTORES EN ACEITE . (Artículo 605.11)

- a). - En subestaciones de más de 7.5 KV, los interruptores deben contar con control local y remoto.
- b). - Antes de estos interruptores deben instalarse desconectores.

11. - APARTARRAYOS. - (Artículo 605.29)

- a). - Deben instalarse apartarrayos en plantas industriales.
- b). - Los apartarrayos deben conectarse a tierra con un conductor de baja impedancia (No menor que el más pequeño usado en la malla de tierra). Ver figura 6.1.g.

6.2. SUBESTACIONES ABIERTAS.

a). - Servicio Interior.

- De cualquier capacidad o tensión, su medio principal de desconexión debe ser capaz de operar con carga (Artículo 601.5) +
Por ejemplo: Interruptores en aceite o en aire o de expansión o de cuchillas.
- Todos los fusibles empleados deben ser del tipo desconector. No de mordaza.
- Los fusibles no deben ser del tipo de expulsión. Ver figuras 6.2.1 y 6.2.2.

APARTARRAYOS.

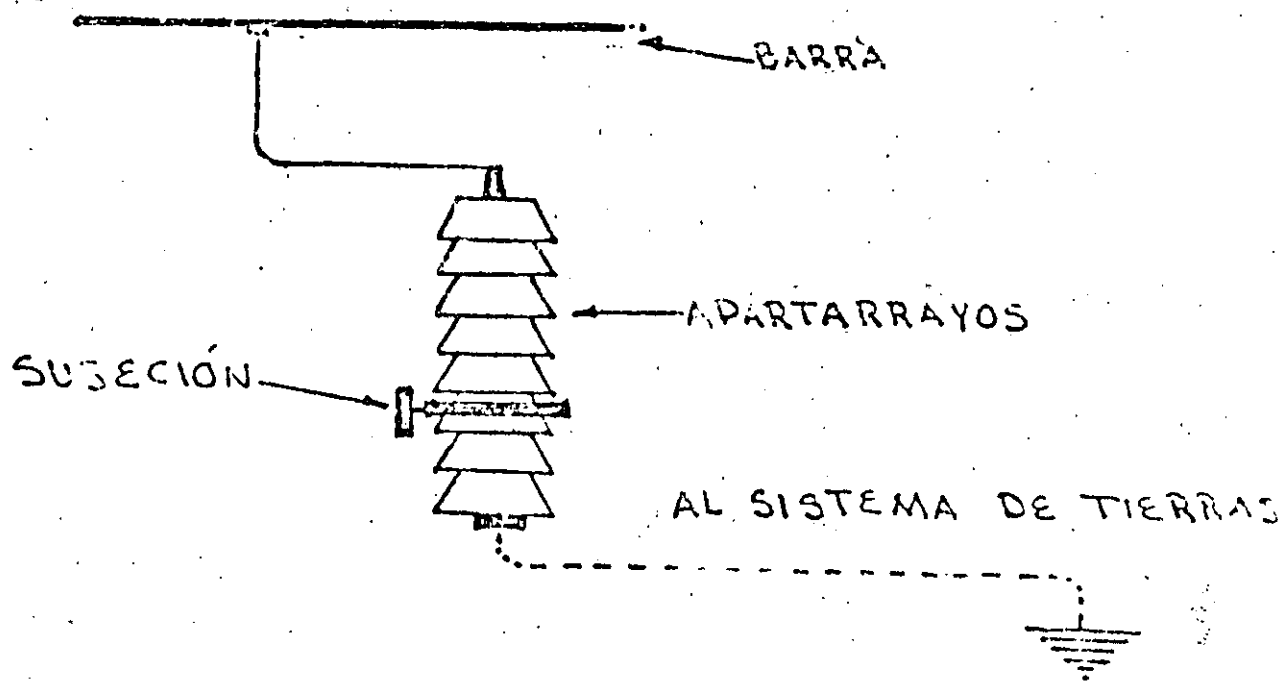
FIGURA G.1.3

15

—SU FUNCIÓN ES CORTAR LAS SOBRETENSIONES OCASIONADAS POR:

- SWITCHEO.
- DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.
- CONTACTO CON LÍNEAS DE MAYOR TENSION

—SE CONECTAN ENTRE FASE Y TIERRA

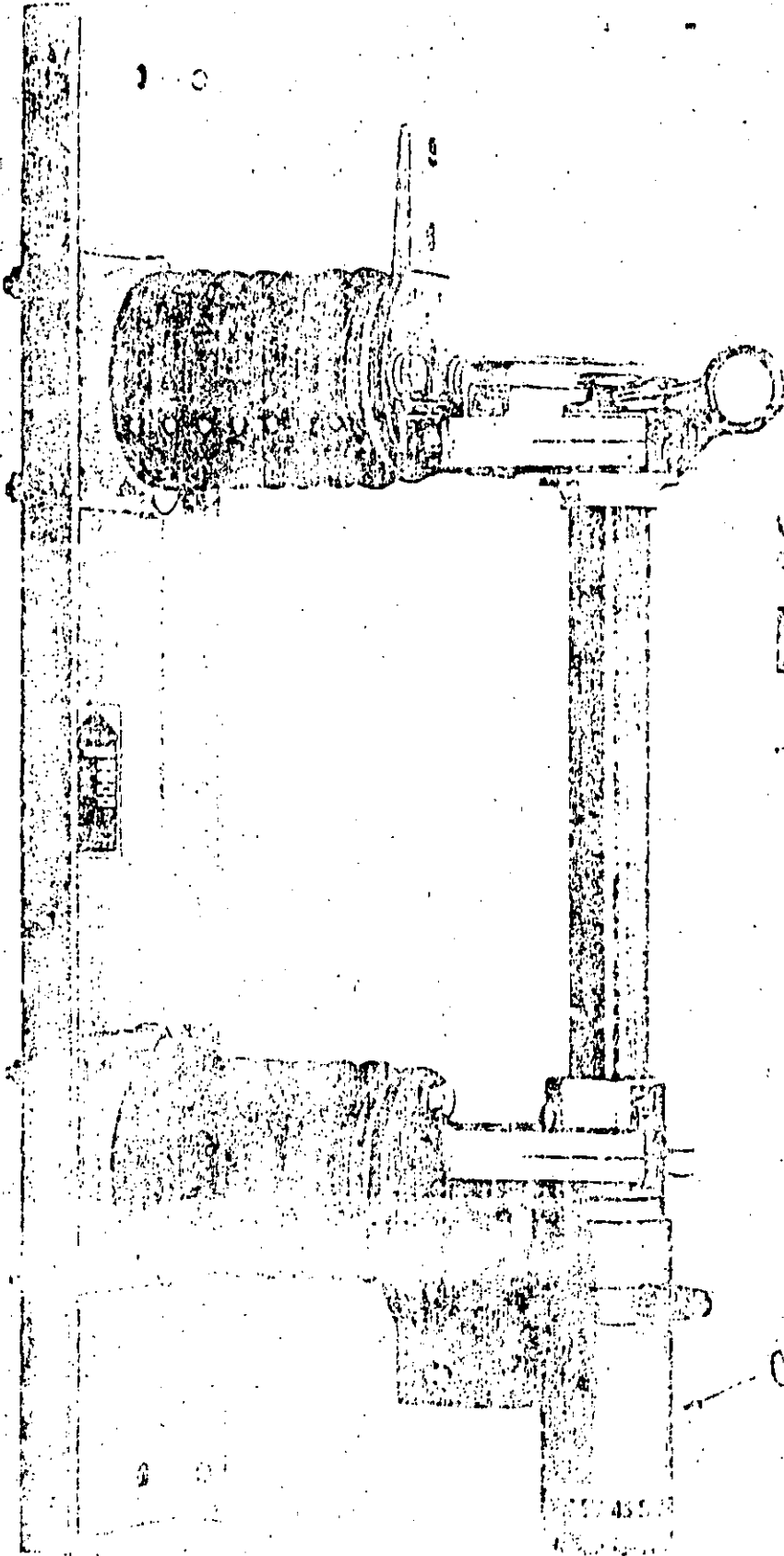


—SE INSTALAN ANTES DE EQUIPO IMPORTANT

- INTERRUPTORES.
- BANCOS DE CAPACITORES.
- TRANSFORMADORES.

—SU TENSION DE OPERACION DEBE SER SIMILAR A LA DEL EQUIPO E INSTALACION

This publication
and its contents
are available
without charge
when it becomes available



S&C Power Fuses Type SM — Indec

Condensador de Gases
(MUFFLER)

FIGURA 6.1.1

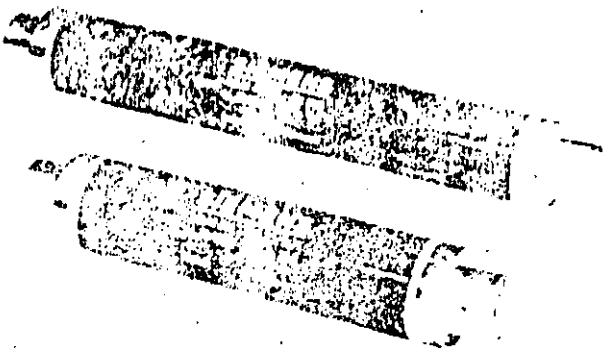
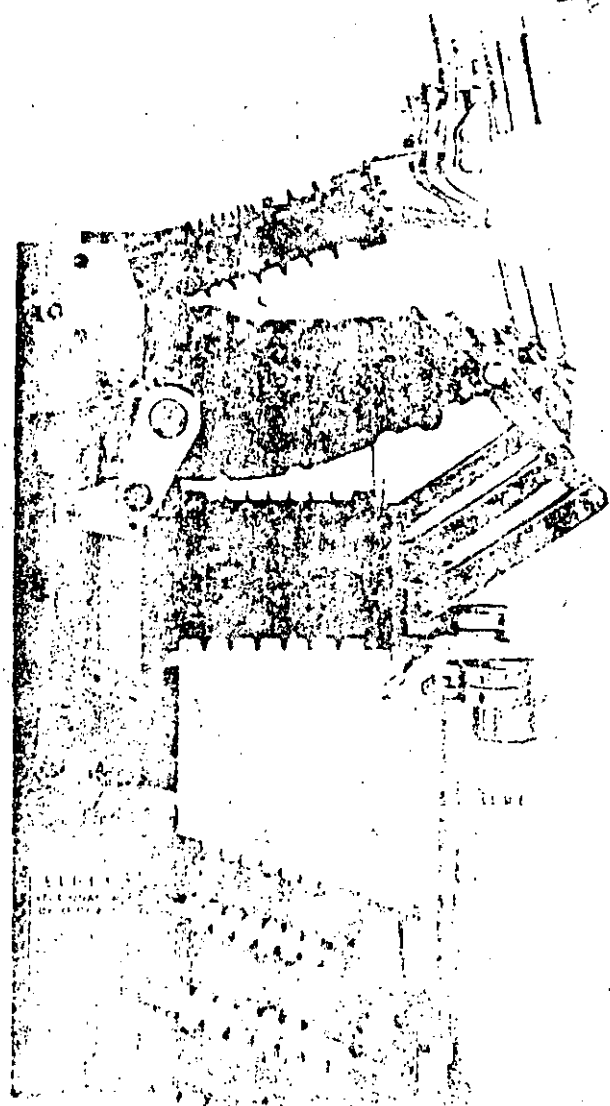


FIGURA 6.2.2.

INTERRUPTOR DE POTENCIA
CON FUSIBLES CERRADOS
(NO DE EXPULSION)



- Los locales deben construirse con materiales incombustibles. Deben estar exentos de polvo o pelusas combustibles, gases inflamables o corrosivos, en cantidades peligrosas. Deben tener ventilación adecuada. (Artículo 602.2)

- Resguardo de partes vivas.

Todas las partes vivas descubiertas deben respetar las siguientes distancias. (Artículo 604.1). Ver tabla 1

- Para tensiones mayores de 2500 Volts a tierra el aislamiento no debe considerarse como protección. (Artículo 604.2d)

- Deben existir tarimas y tapetes aislantes. (Artículo 604.3), frente a las palancas de mando de los interruptores, cuchillas desconectoras, etc.

- Debe existir el espacio apropiado para el empleo de la pèrtiga.

b). - Servicio Intemperie

- Deben estar resguardadas por medio de cercas de tela de alambre. (Artículo 602.1)

Para la puesta a tierra de las cercas, debe observarse lo siguiente: (Artículo 603.3).

Si la cerca se coloca dentro de la zona correspondiente a la malla, ésta debe quedar a 1.50 m. fuera de la cerca como mínimo. Ver figura 6.2.3.

Si la cerca se encuentra fuera de la zona correspondiente

TABLA 1.- DISTANCIAS MÍNIMAS A PARTES VIVAS DESCUBIERTAS.

1	2	3	4
Tensión nominal entre fases, Volts	Altura mínima metros	Distancia horizontal mínima, metros	Distancia mínima de resguardo a partes vivas, metros
Hasta 600	2.40	1.00	0.05
Más de 600			
Hasta 6 000	2.50	1.00	0.15
13 800	2.70	1.10	0.20
23 000	2.80	1.10	0.25
34 500	2.90	1.20	0.35
69 000	3.20	1.50	0.65
85 000	3.30	1.70	0.90
115 000	3.50	1.90	1.05
138 000	3.70	2.00	1.25
161 000	4.00	2.40	1.50
230 000	4.30	2.60	2.10

Los valores de la columna 4 no fijan un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma mínima para la instalación del resguardo.

CONDUCTOR DE PUESTA
A TIERRA (2 AWG).

MAILLA DE TIERRAS
(4/0 AWG)

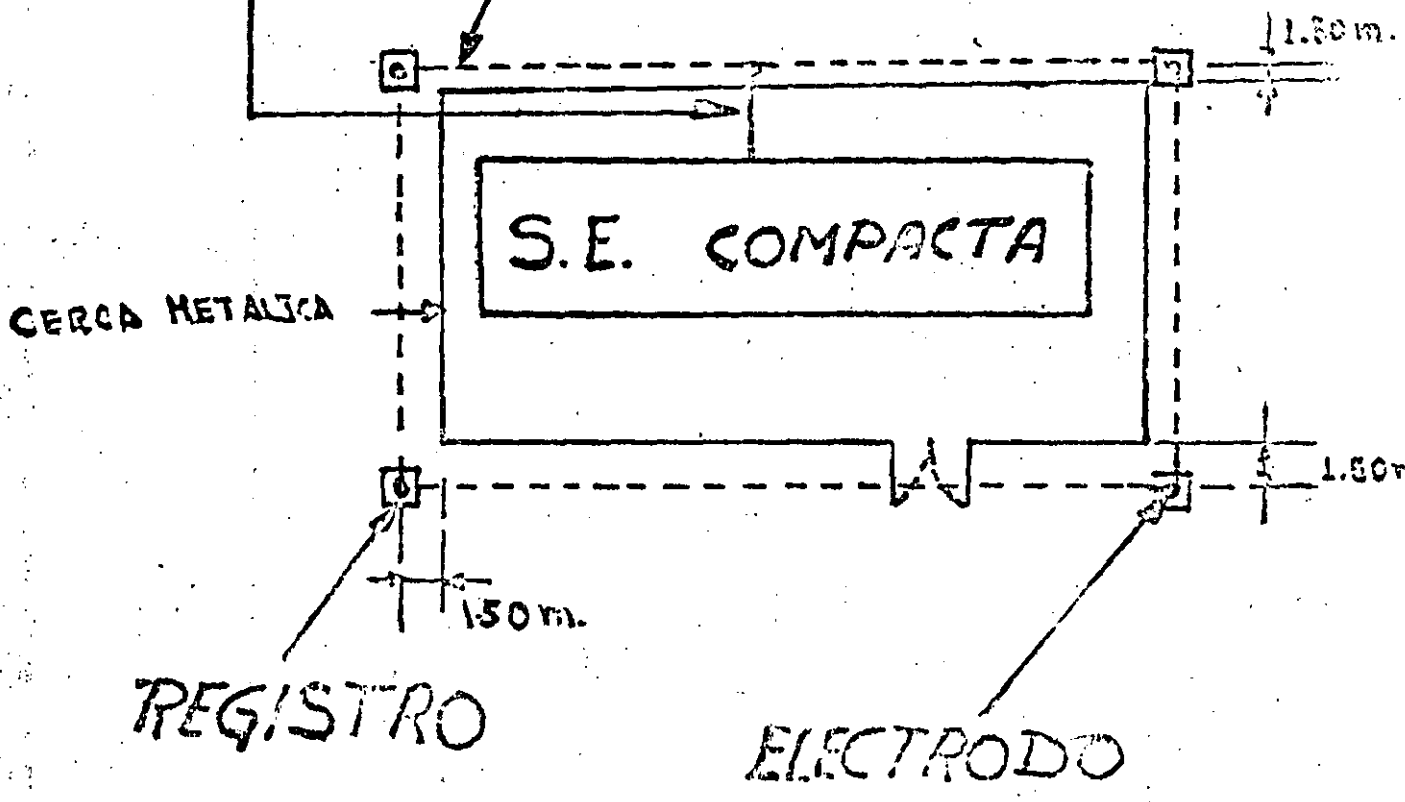


FIGURA 6.2.3.

a la malla debe alejarse del límite de ésta, por lo menos 2 metros. Ver figura 6.2.4

Las cercas metálicas deben conectarse a sus propios electrodos de tierra. A menos que la cerca se encuentre próxima al equipo puesto a tierra, que una persona pueda tocar simultáneamente a la cerca y al equipo. Ver figura 6.2.5

-En las subestaciones de este tipo, de hasta 500 KVA, el medio principal de des-conexión, puede ser de operación sin carga. Pero debe instalarse en el lado secundario del transformador, un interruptor automático. Artículo 601.5. Ver Figura 6.d.

-Todos los fusibles deben ser del tipo desconectador. No de mordaza. Ver Figura 6.2.6.

-Todas las partes vivas descubiertas deben respetar las mismas distancias que se indican en la Tabla 1.

6.3 SUBESTACIONES COMPACTAS.

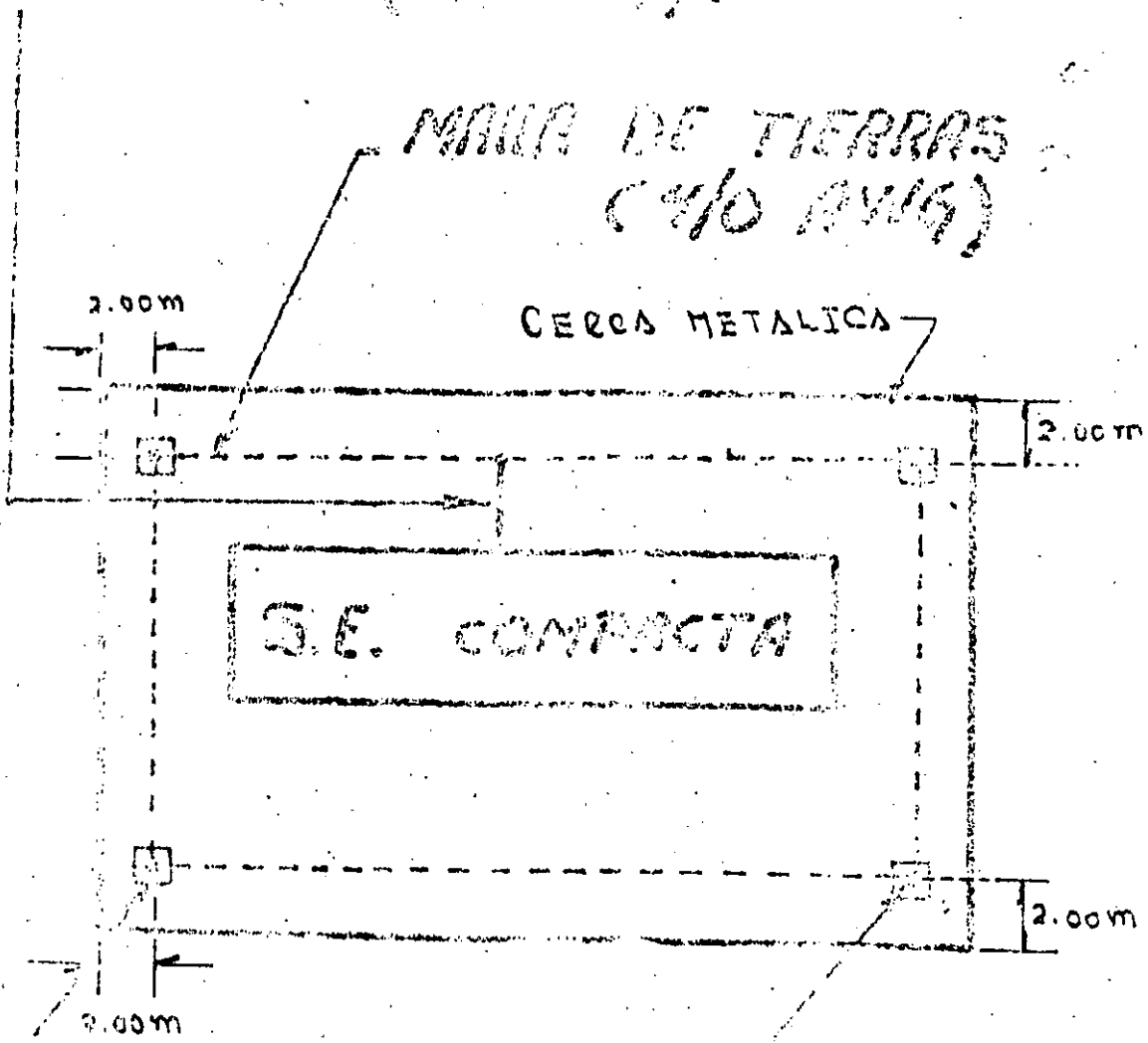
a). - Interiores

b). - Intemperie.

- Deben estar autorizadas por la Secretaría para su venta y uso. De acuerdo a lo previsto en el Artículo 29 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

- Se fabrican para 6 KV, 13.8 KV y 34.5 KV.

CONDUCTOR DE TIESTA
A TIERRA (2.00m).



TIESTE A TIERRA

CONDUCTOR

Figura 6.2.4

CONDUCTOR DE TIESTA A TIERRA (2 A.M.G.)

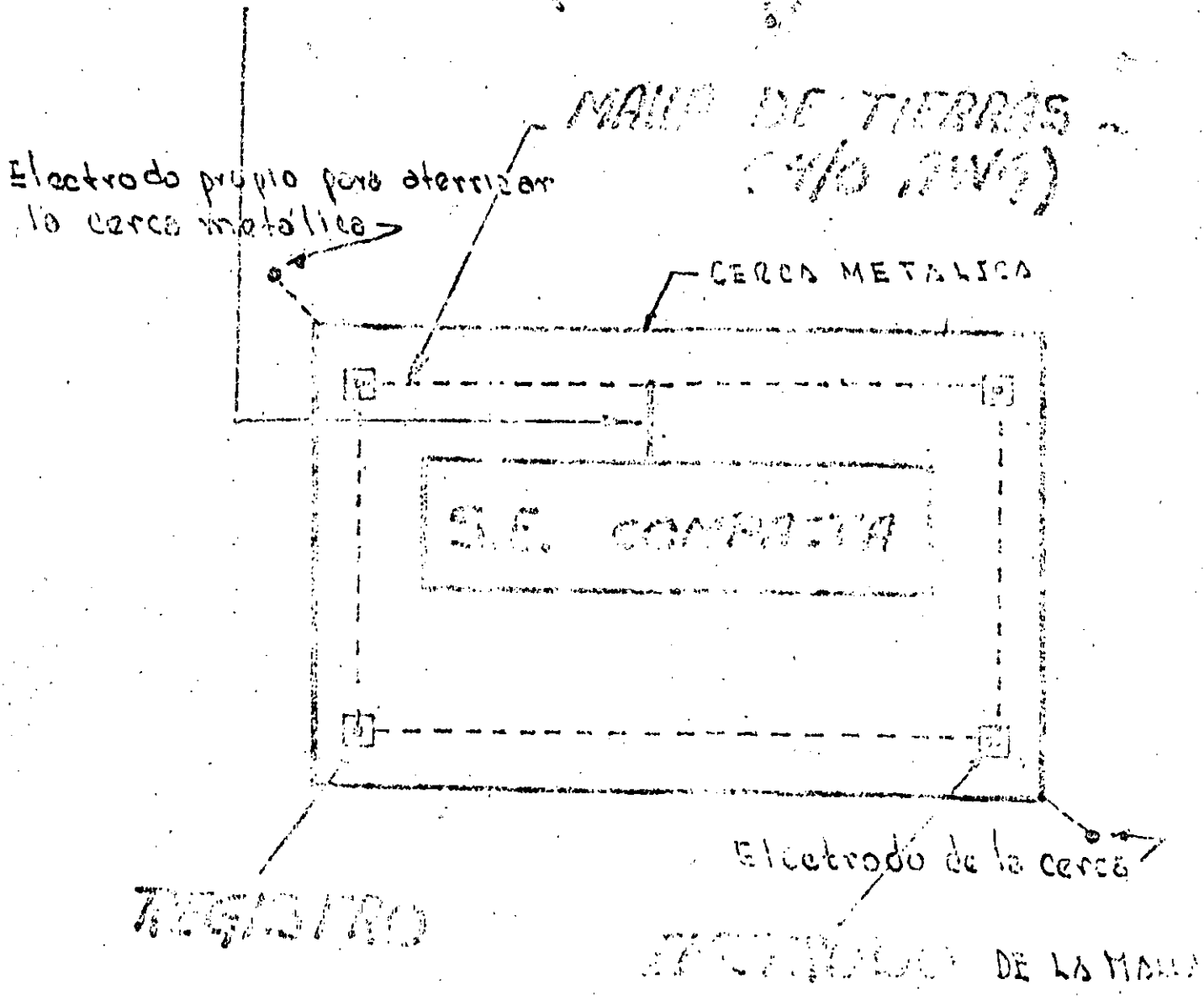
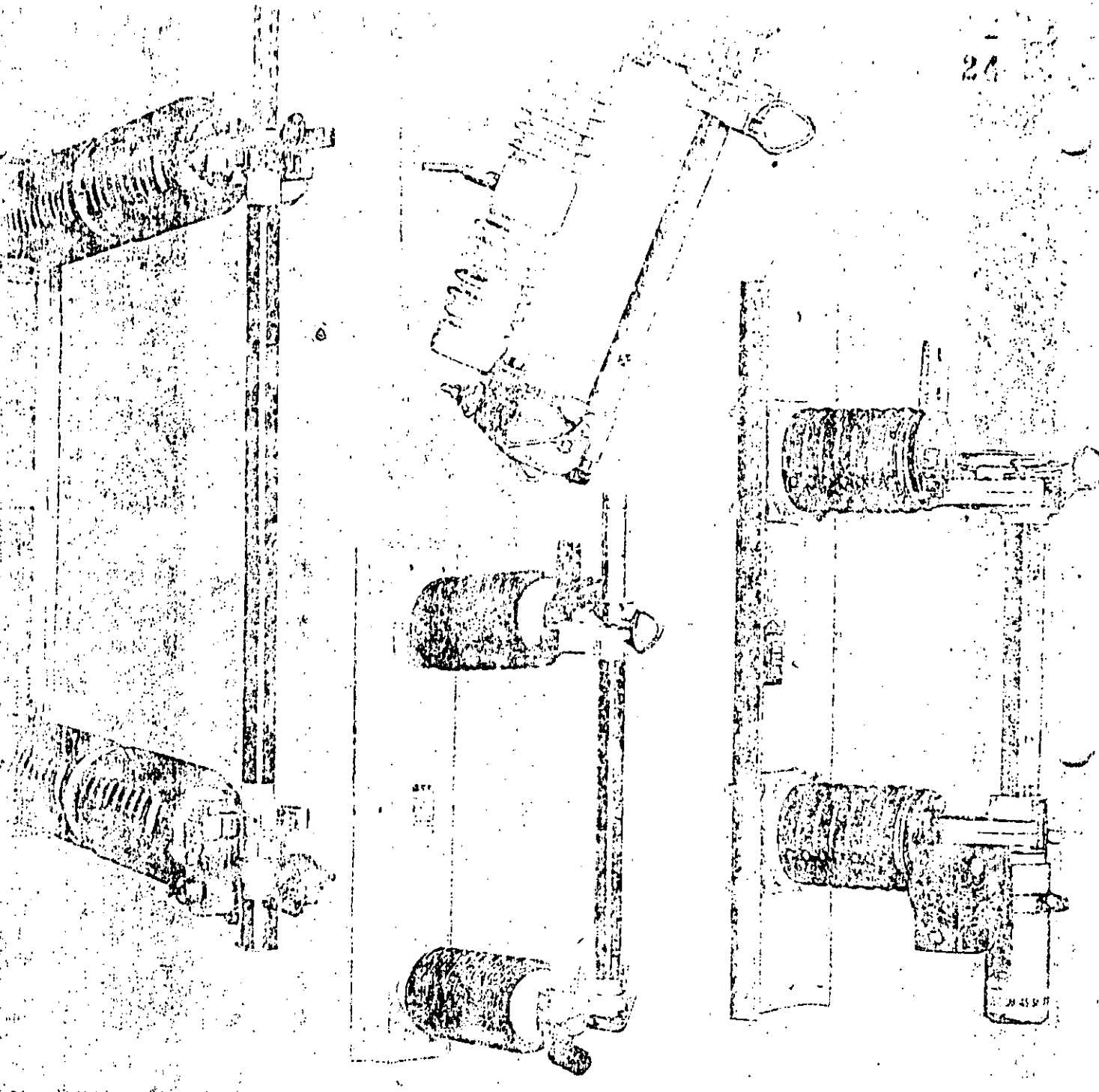


Figure 4.2.5



S&C POWER FUSES

Type SM — Type SMD

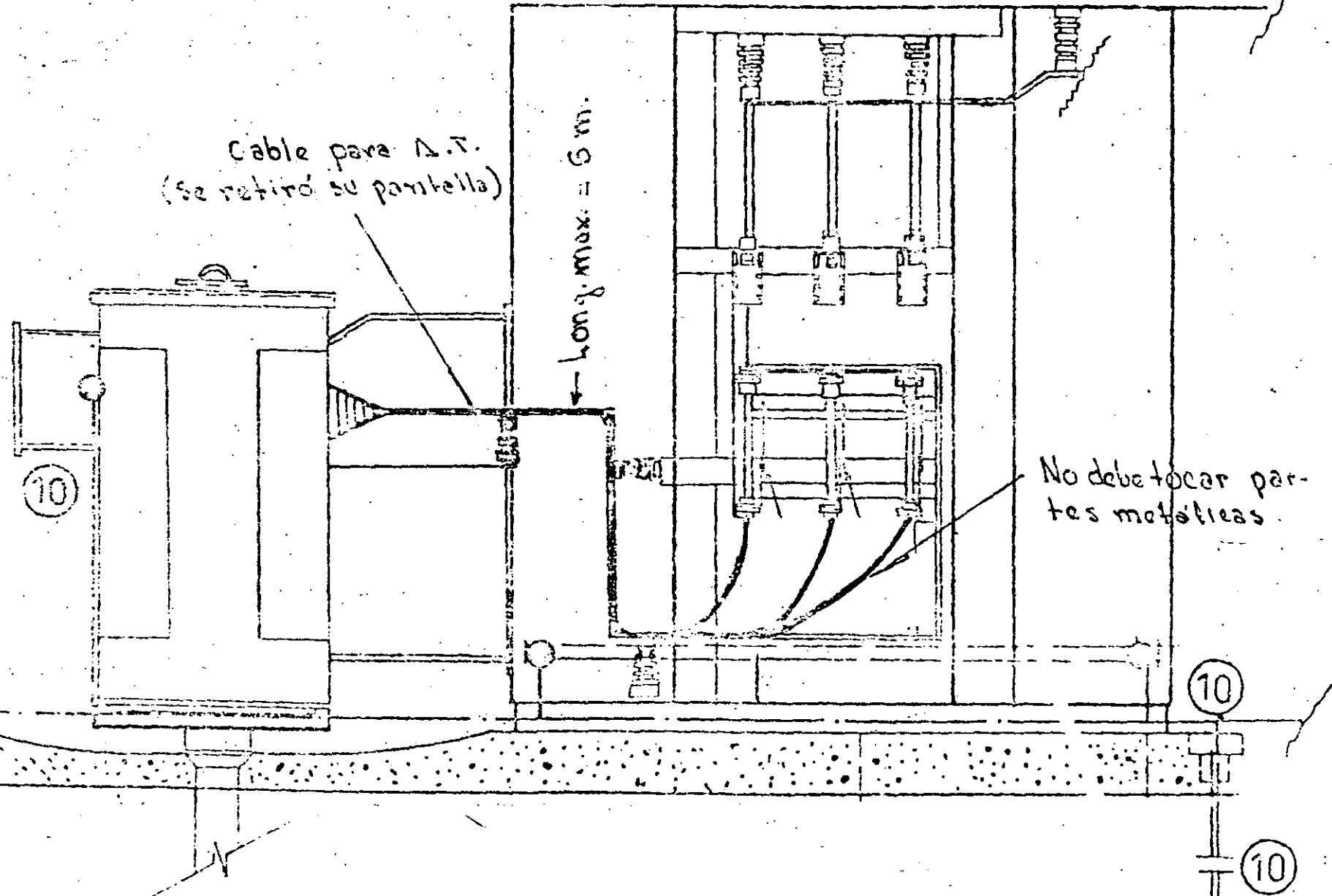
50/60-Cycle

Short-Circuit Interrupting Ratings

Fig. 6.2.5

- Debe mostrarse el arreglo interno del equipo y demás componentes eléctricos.
- Deben contar con bloqueos que impidan abrir sus puertas cuando el interruptor se encuentre en la posición de "cerrado"
- Aún cuando estas subestaciones cuentan, de fábrica, con una solera de cobre para tierra, es recomendable que exista una red o malla de tierra alrededor de sus gabinetes y transformador (es).
- Si la interconexión entre el interruptor y el primario del transformador es a base de cables aislados, sus pantallas metálicas deben aterrizarse. Deben utilizarse conos de alivio.
 - Si estos cables se les retira la pantalla, no deben tocar partes metálicas. Ver Figura 6.3.1)
- El medio de desconexión debe ser de operación con carga - sin importar la capacidad de la subestación.
- Si existen fusibles, estas no deben ubicarse al fondo del gabinete. Estos fusibles NO DEBEN SER DE EXPULSION.
- Si al operar un fusible no se interrumpe en forma automática el circuito, debe instalarse un interruptor de corte automático, trifásico simultáneo en el lado de baja tensión del transformador a efecto de evitar el monofaseo.

Debido a que no tiene partes vivas descubiertas, no necesariamente deben existir otros dispositivos que las circunda.



Cable para A.T.
(se retiró su pantalla)

long. max. = 5 m.

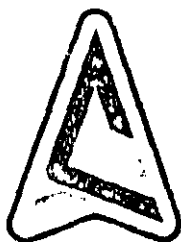
No debe tocar partes metálicas.

10

10

10

FIGURA 6.3.1



CONDUMEX

CABLES DE ENERGIA VULCANEL
EP TIPO DS, PARA 15 Y 25 KV.

DESCRIPCION:

Conductor compacto de aluminio. Pantalla semiconductora extruida sobre el conductor. Aislamiento de Etileno-Propileno (EP). Pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento. Pantalla electrostática a base alambres de cobre suave dispuestos helicoidalmente y cubierta de PVC rojo.

APLICACION:

Este cable está diseñado para usarse en sistemas trifásicos de distribución y es apropiado para instalación aérea, en ducto o directamente enterrado.

TENSION NOMINAL DEL CABLE:

15 y 25 Kv entre fases (Nivel de aislamiento 100%)*
15 y 25 Kv entre fases (Nivel de aislamiento de 133%)*

TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION:

Normal 90°C
Sobrecargas 130°C
Corto Circuito 250°C

PROPIEDADES:

1. Gran estabilidad térmica.
2. Resistencia excepcional a la ionización (corona).
3. Flexibilidad (facilidad de manejo).
4. Alta rigidez dieléctrica.
5. Gran resistencia a arborescencias.
6. Bajas pérdidas dieléctricas.
7. Bajo coeficiente de expansión térmica.

ESPECIFICACIONES:

CFE E 0000-16

DATOS PARA PEDIDO:

Cable de energía Vulcanel EP, tipo DS, tensión entre fases, nivel de aislamiento, calibre y longitud total en metros.

REGISTROS:

SIC-DGE 2824 y SePaVal 24427

Pantalla Metálica

Fig. 6.3.1.

CABLE VULCANEL EP TIPO DS CONDUCTOR DE ALUMINIO

Conductor de aluminio			Diámetro mm *				Peso *		Rca 90°C y 60 Hz Ohms/km	
Calibre	Area	Número	Conductor	Aislamiento *		Total		kg/km		
AWG-MCM	mm ²	de hilos	mm	15 kV	25 kV	15 kV	25 kV	15 kV	23 kV	
2	33.6	7	6.8	17.1	—	22.5	—	640	—	1.099
1/0	53.5	19	8.5	18.9	23.3	24.3	28.7	750	962	0.691
2/0	67.4	19	9.6	19.9	24.3	25.3	29.7	830	1100	0.549
3/0	85.0	19	10.7	21.1	25.5	26.5	30.9	907	1294	0.435
4/0	107.0	19	12.1	22.4	27.1	27.8	32.5	1036	1320	0.345
250	127.0	37	13.2	23.8	28.4	29.2	33.8	1123	1424	0.293
350	177.0	37	15.7	26.2	30.9	31.6	36.3	1351	1674	0.210
500	253.0	37	18.7	29.3	33.9	34.7	39.3	1683	2025	0.147
600	304.0	61	20.7	31.5	36.1	36.9	41.5	2015	2430	0.122
750	380.0	61	23.1	33.9	38.5	39.3	43.9	2165	2715	0.098
900	456.0	61	25.4	36.2	40.9	41.6	46.3	2595	2980	0.083
1000	507.0	61	26.9	37.8	41.8	43.2	47.2	2817	3258	0.075

Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias normales de manufactura.

* Nivel de aislamiento 100%.

(1) Condiciones para el cálculo de corriente:

Temperatura del conductor 90°C
 Temperatura ambiente del aire 40°C
 Temperatura del terreno 25°C
 Resistividad térmica del terreno 120°C cm/Watt
 Factor de carga 100%
 Cables en ductos y directamente enterrados en configuración plana con espaciamiento de 20 cm.

Calibre	CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE (1)		
	En aire	En ductos sub-terráneos	Directamente enterrados
2	130	135	135
1/0	170	175	160
2/0	200	200	195
3/0	230	225	220
4/0	265	250	245
250	300	280	270
350	370	330	310
500	460	390	370
600	510	470	400
750	590	460	440
900	630	480	460
1000	650	490	470

* NIVEL 100% (CLASE 1): Quedan incluidos en esta clasificación los cables utilizados en sistemas cuyas protecciones liberen fallas a tierra en no más de un minuto.

NIVEL 133% (CLASE 2): Se incluyen en esta categoría los cables destinados a sistemas que no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que en cualquier caso, se libere la falla en no más de una hora.

- Si la subestación se ubica a la intemperie, es necesario que el gabinete y demás componentes que la integran -- estén autorizados por la Secretaría para tales condiciones.

- Las distancias mínimas entre fases y a tierra (cubierta) no deben ser menores a las siguientes, en condiciones normales de trabajo. (Artículos 604.7). Ver tabla 2.

6.4 SUBESTACIONES TIPO POSTE. Ver Figura 6.4.1

- El medio de desconexión puede ser de operación sin carga, pero en el lado secundario del transformador debe existir un interruptor automático general. Artículo 601.5

- El interruptor de baja tensión, si está colocado a la intemperie debe ser a prueba de lluvia.

- Normalmente se diseñan para una capacidad máxima de 225 -- KVA y 23 KV. Se basan generalmente en las especificaciones internas de la C.F.E.

- El electrodo de tierras debe ser de los tipos enunciados en el Artículo 206.48

- Debe existir el espacio adecuado para las maniobras de reposición de fusibles.

- Los apartarrayos no deben utilizarse como aisladores soporte.

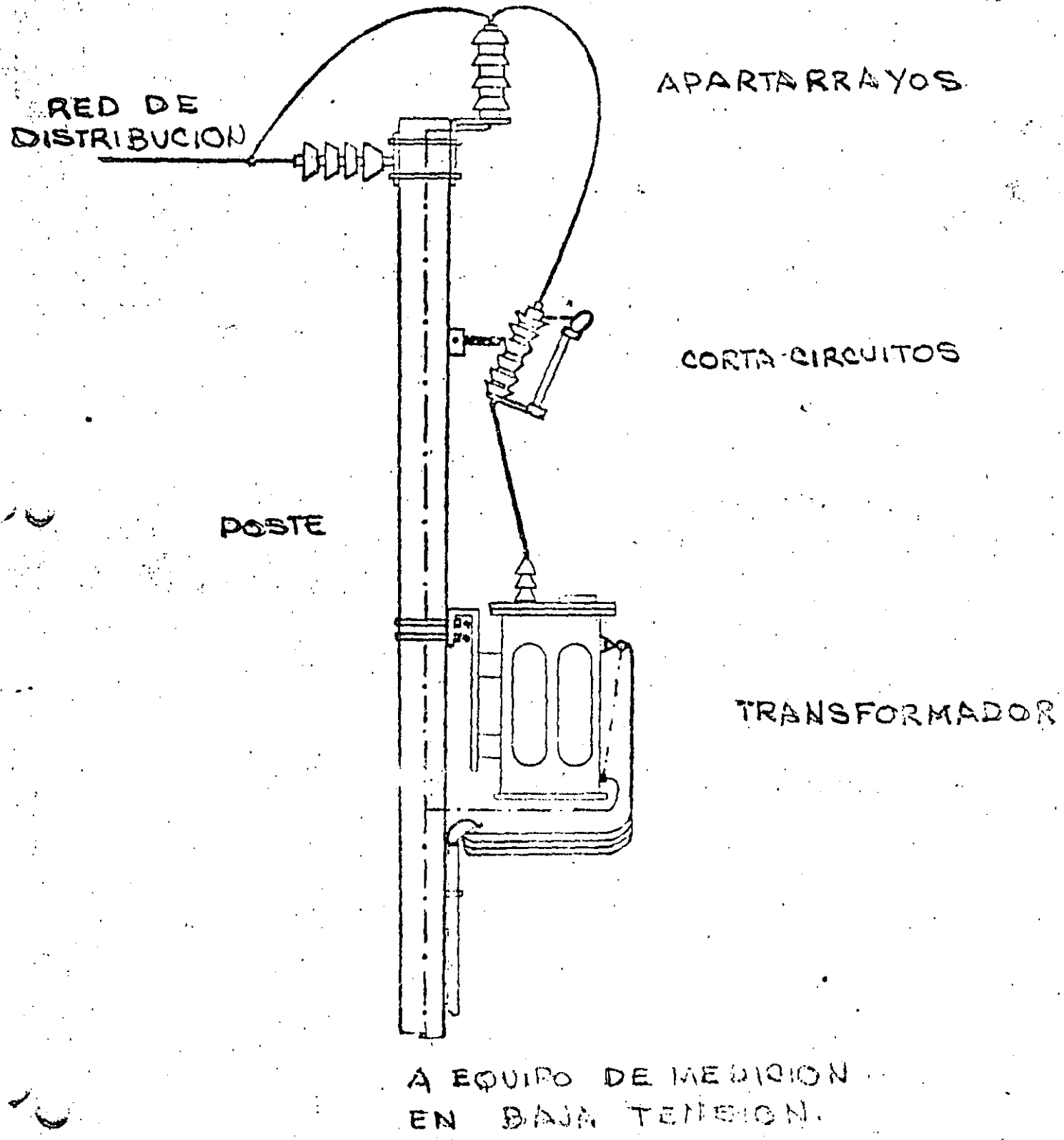
6.5 SUBESTACIONES EN AZOTEA. Ver Figura 6.5.1.

TABELA 2

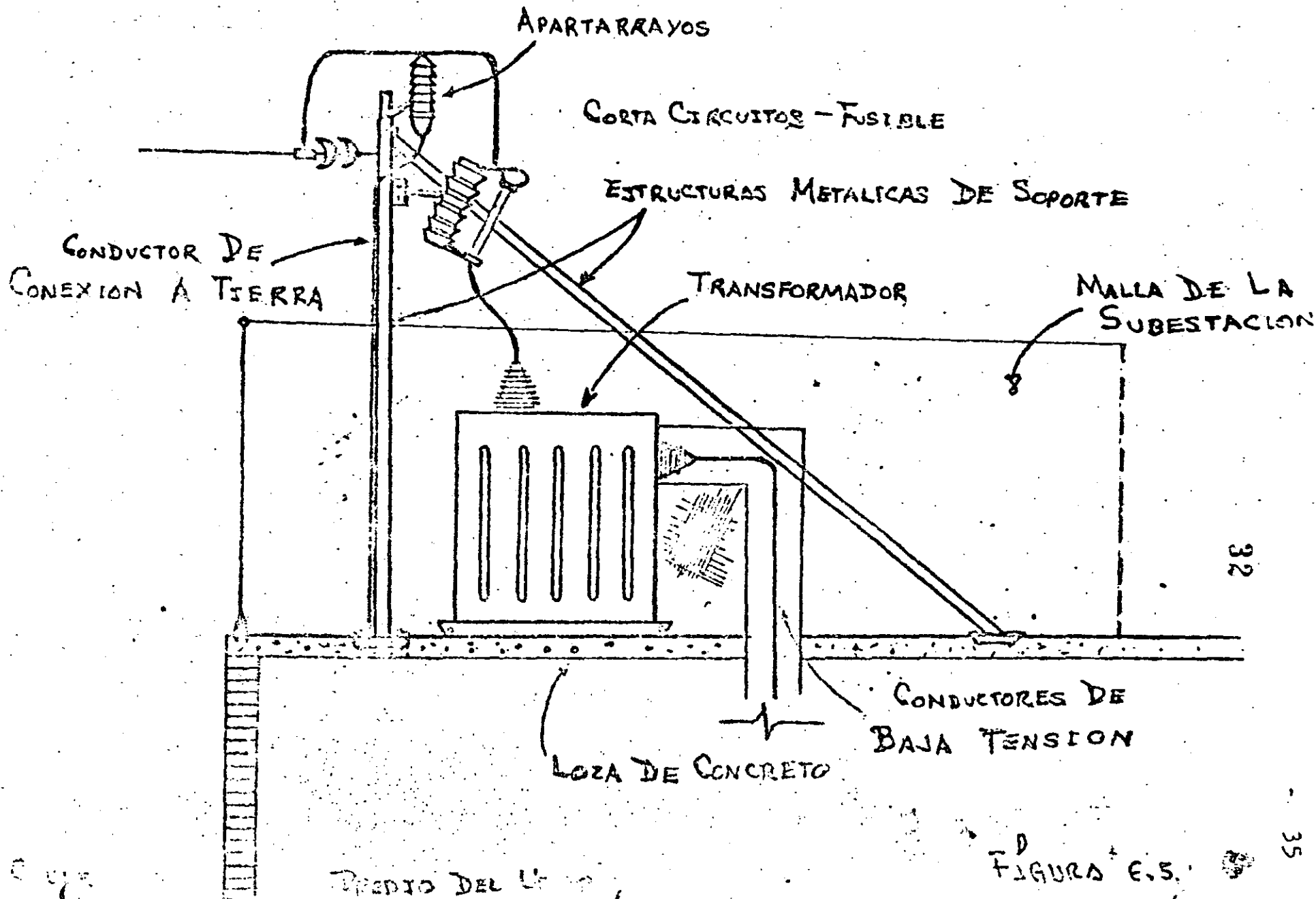
DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE FASES Y A TIERRA, EN CONDUCTORES DESNUDOS RIGIDOS.

Tensión nominal entre fases KV	Distancia mínima cm			
	Entre fases		De fase a tierra	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior
2.4-4.16	12	18	8	15
6.6	14	18	10	15
13.8	19	31	13	18
23	27	38	19	26
34.5	32	38	24	26
	46	46	33	33
69		54		43
		79		64
85		107		88
115		135		107
138		135		107
		160		127
161		160		127
		183		148
230		183		148
		226		180
		267		207

SUBESTACION RURAL. (TIPO POSTE)



SUBESTACION TIPO AZOTEA



- Debe delimitarse la zona ocupada por la propia subestación y por su acometida de servicio.
- Debe existir el espacio suficiente para realizar maniobras de mantenimiento y revisión.
- El conductor de tierra no debe tocar ni estar próximo (cuando menos 1.80 m) a ninguna parte metálica del edificio. Debe bajar lo más recto posible a su electrodo o malla de tierras, la cual, también debe estar separada de otras partes metálicas, cuando menos 1.80 m.
- No se deben utilizar escaleras tipo marino.

6.6. SUBESTACIONES TIPO PEDESTAL. Ver Figura 6.6.1 y 6.6.2

- Debe instalarse un medio de desconexión visual antes de estas subestaciones.
- No necesariamente deben existir cercas metálicas alrededor de ellas.
- Deben estar aprobadas para su venta y uso, de acuerdo a lo previsto en el Artículo 29 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

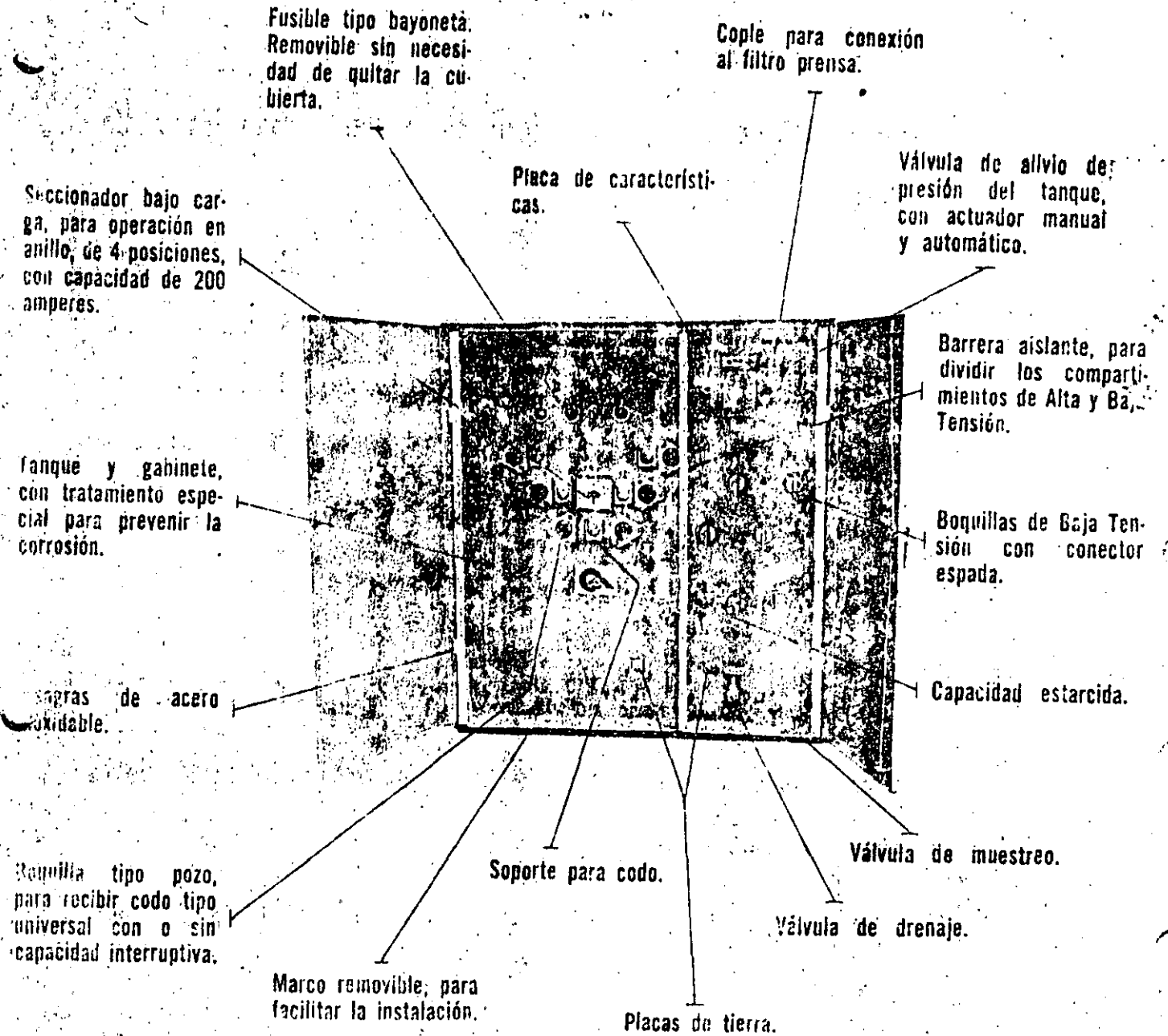


FIG. 6.6.1.

OTRAS CARACTERISTICAS DE CONSTRUCCION

- Gabinete construido con lámina de acero calibre No. 10.
- La puerta de acceso al compartimiento de Baja Tensión lleva manija con portacandado.
- El acceso al compartimiento de Alta Tensión se logra quitando un seguro localizado en el compartimiento de Baja Tensión.
- Tanque construido con lámina de acero de 6.35 mm. de espesor.

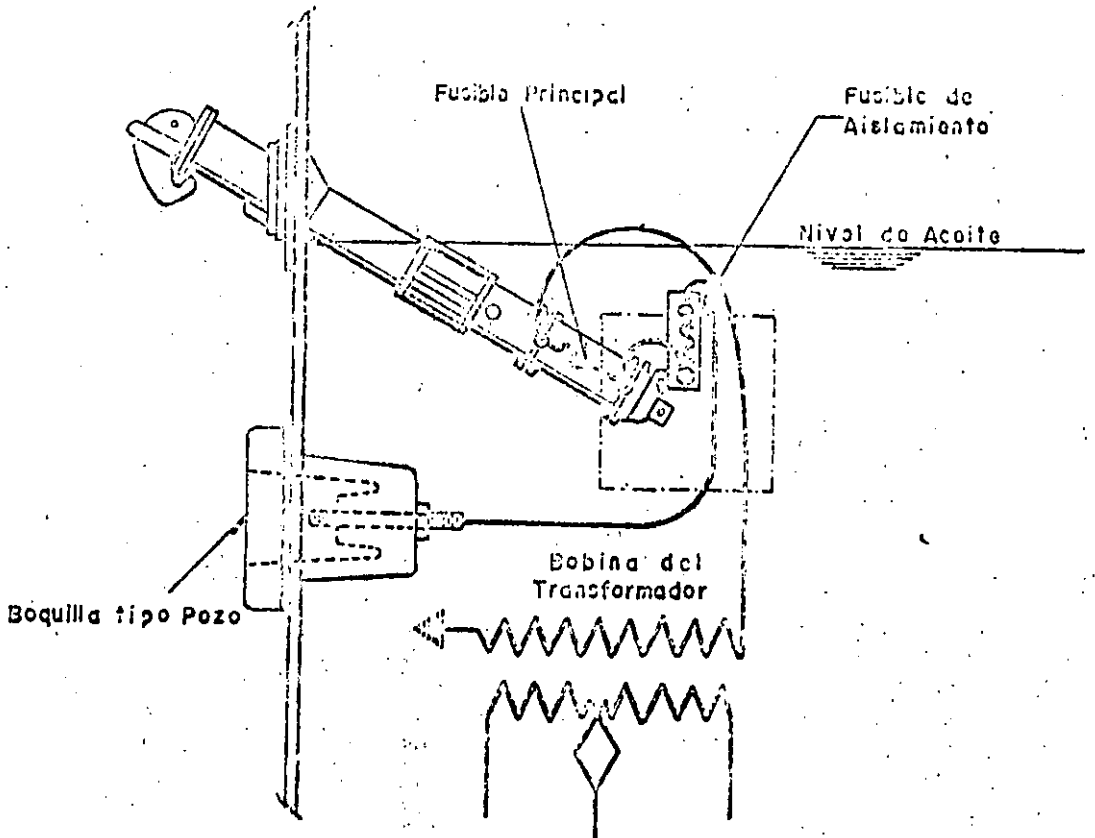


FIGURA 6.6.2

ENSAMBLE TIPO BAYONETA PARA FUSIBLES DE EXPULSION.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

"ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE
INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS CO-
RRESPONDIENTES"

e) INSTALACIONES ESPECIALES

ENERO 1985

CAPITULO 5

INSTALACIONES ESPECIALES

SECCION 501. LUGARES PELIGROSOS

501.6 CLASIFICACION

(DE ACUERDO DE LA NATURALEZA DE SU PELIGROSIDAD)

CLASE I -- GASES O VAPORES INFLAMABLES O EXPLOSIVOS.

CLASE II -- POLVOS COMBUSTIBLES O ELECTRICAMENTE CONDUCTORES

CLASE III -- FIBRAS O PELUSAS INFLAMABLES (EN POCA CANTIDAD)

501.7, 501.8 y 501.9

DIVISION DE LAS DIFERENTES CLASES

DIVISION I -- LUGARES CON CONDICIONES MUY CRITICAS.

DIVISION 2 -- LUGARES CON CONDICIONES POCO PELIGROSAS O CRITICAS ESPORADICAMENTE.

501.11 LAS AREAS PELIGROSAS DEPENDEN DE :

- TIPO DE FUENTE DE PELIGRO
- CANTIDAD Y DENSIDAD DE AGENTE
- TIPO DE VENTILACION

501.15 EL EQUIPO ELECTRICO A UTILIZAR DEPENDERA DE :

- LA CLASE DE LUGAR DE QUE SE TRATA
- TIPO ESPECIFICO DE AGENTE CONTAMINANTE EN LA ATMOSFERA.

501.16 AGRUPACION DE LAS DIFERENTES ATMOSFERAS PELIGROSAS

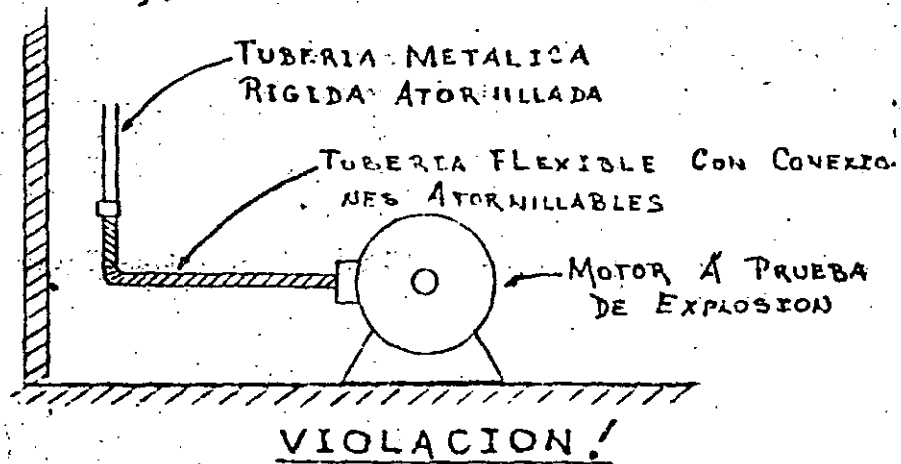
GRUPOS "A" A LA "G"

SECCIONES 502 , 503 Y 504

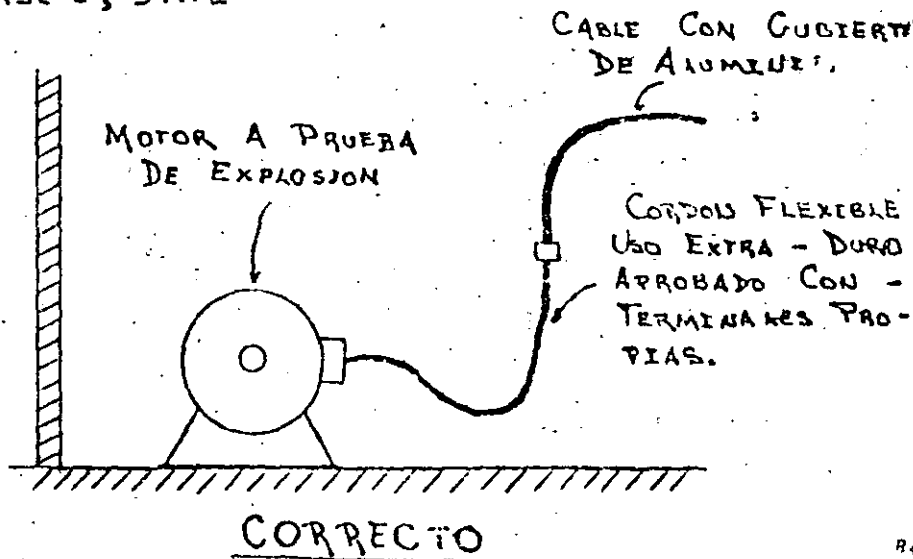
CONTIENEN LAS CARACTERISTICAS Y REQUISITOS DEL EQUIPO INSTALADO EN CADA AREA.

EJEMPLO

CLASE I, DIV. 1



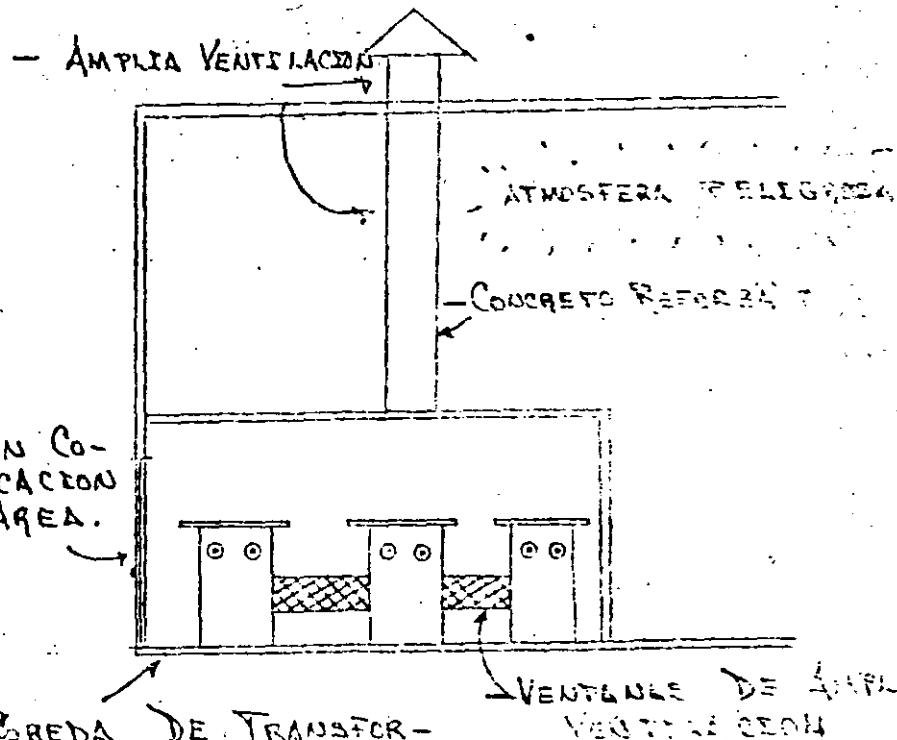
CLASE I, DIV. 2



② INSTALACION DE TRANSFORMADORES Y CAPACITORES

SI CONTIENEN LIQUIDOS INFLAMABLES

- DEBEN INSTALARSE FUERA DEL AREA PELIGROSA

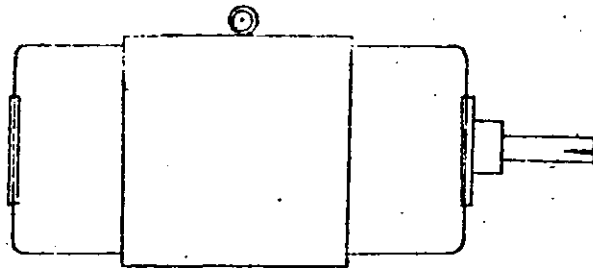


* ESTAS DISPOSICIONES VARIAN CON RESPECTO AL TIPO DE AREA.

INSTALACION DE MOTORES Y GENERADORES

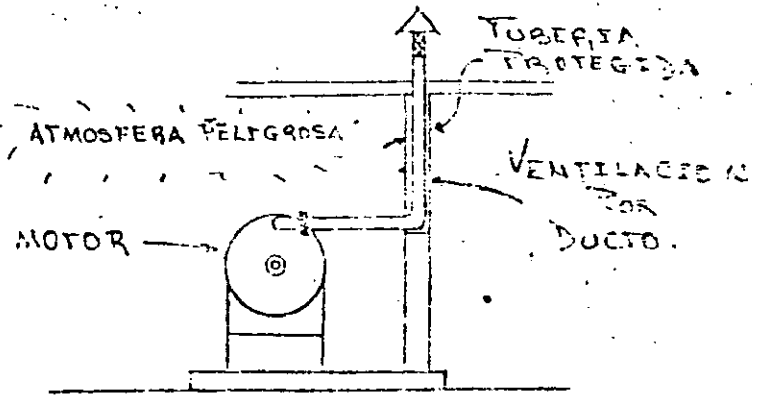
EN GENERAL :

- DEBEN SER DEL TIPO APROBADO PARA EL LUGAR A UTILIZARSE.



- CLASE I : - A PRUEBA DE EXPLOSION O TOTALMENTE CERRADO (VENTILACION POR DUCTOS)
- CLASE II : - A PRUEBA DE IGNICION POR POLVO TOTALMENTE CERRADO (VENTILACION POR DUCTOS)
- CLASE III : - TOTALMENTE CERRADOS NO VENTILADOS
 - TOTALMENTE CERRADOS
 - CON VENTILACION POR DUCTOS
 - O CON VENTILACION FORZADA.

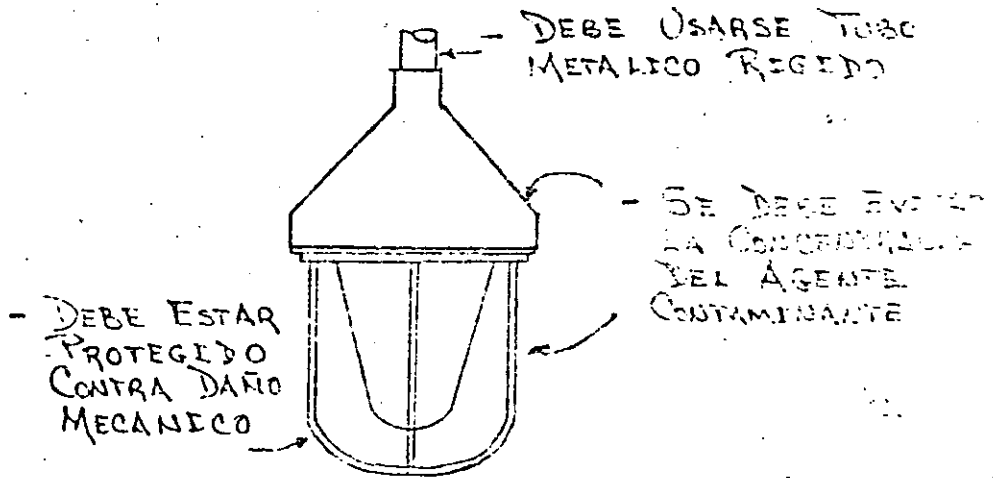
③



INSTALACION DE LUMINARIOS

- DEBE SER DEL TIPO APROBADO PARA EL LUGAR CLASIFICADO.

• PERO EN GENERAL :



- LA TEMPERATURA DE OPERACION DEBE SER MAYOR AL 80% DE IGUALACION DEL AGENTE.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

"ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE
INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TEC-
NICAS CORRESPONDIENTES"

f) ORGANO RECTOR Y PERSONAS
RESPONSABLES.

ENERO 1985

1

ORGANO RECTOR DE INSTALACIONES
ELECTRICAS DE UTILIZACION .Y

SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO
INDUSTRIAL

SUBSECRETARIA DE COMERCIO INTERIOR

DIRECCION GENERAL DE NORMAS

DIRECCION DE ELECTRICIDAD Y GAS

SUBDIRECCION DE ELECTRICIDAD.

- DEPTO. DE AUTORIZACIONES
ELECTRICAS.

- DEPTO. DE AUTORIZACION DE
PROYECTOS ELECTRICOS.

- DEPTO. DE RESPONSABLES
EN INSTALACIONES ELECTRICAS.

FUNCIONES Y FACULTADES DE LA SECOFI EN MATERIA DE ELECTRICIDAD

- VERIFICAR QUE LOS PROYECTOS ELECTRICOS SE ADEGUEN A LA REGLAMENTACION VIGENTE (REVISION Y ESTUDIO DE PROYECTOS)
- VERIFICAR QUE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS SEAN SEGURAS. (INSPECCION Y REVISION DE INSTALACIONES)
- REGISTRAR Y CONTROLAR LAS ACTIVIDADES DE LAS PERSONAS REGISTRADAS COMO RESPONSABLES EN MATERIA ELECTRICA.
- ACTUALIZAR LAS NORMAS TECNICAS Y DEMAS DISPOSICIONES RELACIONADAS CON LA SEGURIDAD ELECTRICA.

LEGISLACION ELECTRICA

LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA
ELECTRICA.

(Publicada en el Diario Oficial de la Federación del 22 de Diciembre de 1975)

ARTICULO 28.- DEBE EXISTIR UN PROYECTO DEBIDAMENTE ELABORADO, PREVIAMENTE A LA EJECUCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS.

(MODIFICACION.- Diario Oficial de la Federación del 27 de Diciembre de 1983)

(SE REQUIERE LA AUTORIZACION DE LA SECOFI PARA CONTRATAR EL SERVICIO ELECTRICO CON LA CFE LOS SIGUIENTES TIPOS DE INSTALACIONES INDUSTRIAS, ALTA TENSION, LOCALES DE CONCENTRACION PUBLICA Y CON AMBIENTES PELIGROSOS, EDIFICIOS CON DOS O MAS USUARIOS)

4
(LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD ~
NO PROPORCIONARA EL SERVICIO SI LAS ~
INSTALACIONES DEL TIPO ANTERIOR NO ~
CUENTAN CON LA AUTORIZACION DE SECOFI.)

ARTICULO 29 ~ SOLO PODRAN PONERSE A LA
VENTA O UTILIZARSE LOS EQUIPOS Y
COMPONENTES ELECTRICOS AUTORIZA ~
DOS POR LA SECRETARIA.

VENTAJAS:

- MAYOR CONFIANZA EN SU BUEN FUNCIONA
MIENTO.
- MAYOR SEGURIDAD PARA EL USUARIO.
- BRINDA PROTECCION AL CONTRATISTA
- REFACCIONES Y FOLLETOS INSTRUCTIVOS.
- DEFINE CAMPOS DE RESPONSABILIDAD.

REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO
PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA.

CAPITULO XI . - DE LAS OBRAS E INSTALACIONES ELECTRICAS.

ARTICULOS 93 AL 97, 101 y 102

CAPITULO XVIII . - DE LA INSPECCION Y VIGILANCIA.

ARTICULO 202 . -

I . - INICIALES

II . - PERIODICAS

III . - EXTRAORDINARIAS.

CAPITULO XIX . - DE LAS PERSONAS CAPACITADAS PARA PROYECTAR Y EJECUTAR OBRAS E INSTALACIONES ELECTRICAS.

PERITOS RESPONSABLES

FUNCIONES:

- VERIFICAR QUE LOS PROYECTOS CUMPLAN CON LAS NORMAS DE SEGURIDAD.
- VERIFICAR QUE LAS OBRAS ELECTRICAS CUMPLAN CON LAS NORMAS DE SEGURIDAD.
- ASESORAR A LOS USUARIOS SOBRE EL USO ADECUADO, SEGURO Y ECONOMICO DE LA ENERGIA ELECTRICA.
- AUXILIAR A LOS USUARIOS SOBRE EL MANTENIMIENTO ADECUADO Y LA OPERACION APROPIADA DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS.

RESPONSABLES DE OBRAS Y PROYECTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS

REGIDOS POR: REGLAMENTO DE LA INDUSTRIA ELECTRICA - CAPITULO III

CLASIFICACION

GRUPD I.- PROFESIONALES

FACULTADES PARA PROYECTAR, CONSTRUIR OPERAR CUALQUIER INSTALACION SIN LIMITACION DE CAPACIDAD O TENSIONES

FORMAN ESTE GRUPO LOS INGENIEROS TITULADOS DE:

IPN — OPCION POTENCIA O UTILIZACION

UNAM — ESPECIALIZACION ELECTRICIDAD.

ADEMAS:

LIAM.

ITESM.

INSTITUTOS TECNOLÓGICOS REGIONALES.

UNIVERSIDADES PRIVADAS.

UNIVERSIDADES PÚBLICAS DE PROVINCIA.

OTRAS INSTITUCIONES, UNIVERSIDADES, COLEGIOS DE ENSEÑANZA SUPERIOR, SIEMPRE QUE EXISTA CONSTANCIA ESCRITA EXPLÍCITA DE HABER CURSADO A NIVEL DE LICENCIATURA LOS TEMAS DE:

_ SUBESTACIONES.

_ LINEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.

_ INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE FUERZA Y ALUMBRADO.

(10) GRUPO - II TÉCNICOS

FACULTADES PARA PROYECTAR, CONSTRUIR Y OPERAR INSTALACIONES CON CAPACIDAD TOTAL NO MAYOR DE 1000 KVA, SIN QUE EXISTAN EQUIPOS INDIVIDUALES MAYORES DE 100 KVA;

FORMAN ESTE GRUPO

_ TODOS LOS PASANTES DE LAS CARRERAS E INSTITUCIONES MENCIONADAS PARA EL GRUPO I, SIEMPRE QUE EXISTA CONSTANCIA ESCRITA EXPLÍCITA DE HABER CURSADO LAS MATERIAS CITADAS A NIVEL LICENCIATURA.

_ EGRESADOS TITULADOS DE LA ESCUELA WILFRIDO MASSIEU, QUE HAYAN TERMINADO UN AÑO DE ESPECIALIZACIÓN ADICIONAL EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

FORMAN ESTE GRUPO LAS UNIDADES DE :

8

- CECYT
- CENETI
- INSTITUTOS TECNOLÓGICOS REGIONALES
(A NIVEL TÉCNICO)
- OTRAS ESCUELAS O INSTITUCIONES EDUCATIVAS
PÚBLICAS O PRIVADAS. (A NIVEL TÉCNICO)

ES NECESARIO QUE EXISTA CONSTANCIA ESCRITA DE HABER CURSADO A NIVEL TÉCNICO LOS TEMAS DE :

- SUBESTACIONES
- SISTEMAS DE UTILIZACIÓN
(FUERZA Y ALUMBRADO)
- PLANTAS GENERADORAS
- SISTEMAS DE TIERRAS
- PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE.
- CANALIZACIONES
- CONDUCTORES (SELECCIÓN Y CÁLCULO).

LOS DOCUMENTOS EXPEDIDOS POR LOS CENTROS EDUCATIVOS DEBEN ESTAR REGISTRADOS POR LA S. E. P.

A FALTA DE DOCUMENTOS SE PUEDE SUS-
TENTAR UN EXAMEN DE COMPETENCIA AN-
TE LA SECRETARIA.

GRUPO III - "OBREROS CALIFICADOS"

FACULTADES :

PROYECTOS - UNICAMENTE EN BAJA TENSION
Y CON CAPACIDAD NO MAYOR DE
100 KVA.

OBRAS ELECTRICAS - IDEM. (CON EXCEP-
CION DE LAS INSTALACIONES
QUE CONTENGAN GRUAS, MON-
TACARGAS Y ELEVADORES
A CUALQUIER VALOR DE TEN-
SION.

DOCUMENTOS : CERTIFICADOS O DIPLOMAS EXPE-
DIDOS O REVALIDADOS POR S.E.P.

EN LOS QUE CONSTEN MATERIAS RELACIONADAS CON LOS TEMAS :

- SISTEMAS DE UTILIZACION
(FUERZA Y ALUMBADO)
- PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE
- CONDUCTORES Y CARACTERISTICACIONES.

TAMBIEN PUEDE PRESENTARSE UN EXAMEN DE COMPETENCIA A FALTA DE DOCUMENTOS PARA OBTENER EL REGISTRO.

LAS SOLICITUDES PARA TRAMITAR EL REGISTRO DE PERSONAS RESPONSABLES DEBEN HACERSE POR ESCRITO Y DIRIGIRSE A:

SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL
DIRECCION GENERAL DE NORMAS
DIRECCION DE ELECTRICIDAD Y GAS
AVE. CUANTENOC # 80, 1er PISO.

EL REGISTRO TIENE UNA VIGENCIA DE DOS AÑOS.

SU RENOVACION PUEDE HACERSE EN OFICINAS CENTRALES (D.F.) O EN CUALQUIER DELEGACION DE LA SECRET.

//

EXAMEN DE COMPETENCIA:

PROCEDIMIENTO:

- SOLICITUD POR ESCRITO DIRIGIDO A SECOFI OFICINAS EN D.F. O EN CUALQUIERA DE SUS DELEGACIONES ESTATALES.
- SEÑALAR DE COMUN ACUERDO LA FECHA DEL EXAMEN EL CUAL VERSARA SOBRE CONCEPTOS - TECNICOS QUE SE INDICAN EN EL TEMARIO QUE LA SECOFI ENTREGARA.
- REALIZAR EL EXAMEN ANTE LA PRESEN CIA DE UN REPRESENTANTE DE LA SECOFI, OTRO DE C.F.E. Y OTRO, SI LO DESEA EL SOLI CITANTE, DE SU SINDICATO O GREMIO AL CUAL PERTENEZCA.
- SI EL EXAMEN ES APROBADO SE CONCEDE EL REGISTRO SOLICITADO.

PUEDE NUEVAMENTE PRESENTARSE EL EXAMEN SIGUIENDO LOS PASOS ANTERIORES, EXIS TIENDO 6 MESES CUANDO MENOS ENTRE UN EXAMEN Y EL SIGUIENTE.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

"ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INS-
TALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS --
CORRESPONDIENTES"

- g) ACUERDO SECRETARIAL PUBLICADO
EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FE
DERACION EL 18 DE JUNIO DE 1984.

ENERO 1985

ACUERDO SECRETARIAL PUBLICADO EN EL
DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION EL
18 DE JUNIO DE 1984.

ESTABLECE Y DEFINE LOS PUNTOS SIGUIENTES:

- TIPOS DE INSTALACIONES QUE REQUIEREN LA AUTORIZACION PARA SU SUMINISTRO.
 - TODOS LOS SERVICIOS PROPORCIONADOS EN ALTA TENSION DE CUALQUIER TIPO.
 - TODOS LOS EDIFICIOS DE DOS O MAS USUARIOS.
 - TODOS LOS SERVICIOS INDUSTRIALES DE MAS DE 20 KW DE CARGA CONECTADA.
 - TODOS LOS SERVICIOS QUE INVOLUCREN AMBIENTES EXPLOSIVOS O INFLAMABLES.

• TODOS LOS CENTROS DE REUNION PUBLICA:

SALAS DE DIVERSION Y ESPARCIMIENTO

ESCUELAS

CENTROS COMERCIALES DE MAS DE
20 KW

INSTITUCIONES BANCARIAS (Δ 3ϕ)

IGLESIAS (Δ 3ϕ)

RESTAURANTS, BARES, CANTINAS
(Δ 3ϕ)

ETC.

— CONDICIONES Y REQUISITOS QUE DEBEN SATISFACER LOS PROYECTOS ELECTRICOS.

• PLANOS

• MEMORIAS DESCRIPTIVAS Y DE CALCULO.

— CONDICIONES Y REQUISITOS QUE DEBEN DETERMINAR LAS INSTALACIONES ELECTRICAS:

• INSTALACIONES CON BASE EN UN PROYECTO PREVIAMENTE APROBADO.

• EQUIPOS Y COMPONENTES ELECTRICOS AUTORIZADOS.

• REALIZACION DE PRUEBAS ELECTRICAS EN LAS INSTALACIONES.

- REQUISITOS QUE DEBEN CUBRIRSE PARA RECA-
BAR LA AUTORIZACION PARA EL SUMINISTRO.

• SOLICITUD DE AUTORIZACION QUE CONTENGA LOS DATOS DEL USUARIO INCLUYENDO LISTA DE CARGAS.

• MENCIÓN DEL N° Y FECHA DEL OFICIO DE APROBACION DEL PROYECTO.

• CARTA DE RESPONSA DE LA CONSTRUCCION DE INSTALACIONES ELECTRICAS. CONTENIENDO LOS DATOS SIGUIENTES:

DECLARACION DEL RESPONSABLE BAJO
 PROTESTA DE DECIR VERDAD :

QUE LA CONSTRUCCION SE ADEGA
 AL PROYECTO APROBADO.

QUE SE UTILIZARON EQUIPOS
 Y COMPONENTES ELECTRICOS AU-
 TORIZADOS POR LA SECRETARIA

QUE LA INSTALACION ELECTRICA
 CUMPLE CON LAS NORMAS TECNICAS
 DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES
 ELECTRICAS.

QUE SE EFECTUARON LAS PRUE-
 BAS ELECTRICAS. - (Anexar
 una copia del resultado de ~
 pruebas).

- LA SECRETARIA EJERCERA INSPECCION EN
 LAS INSTALACIONES ELECTRICAS, SI DEBI LO ~
 JUZGA CONVENIENTE.

— LA SECRETARIA EJERCERA CONTROL SOBRE LAS ACTIVIDADES DE LOS RESPONSABLES.

- INCIDIRA SOBRE EL REGISTRO O REFRENDO.
- SE APLICARAN SANCIONES ADMINISTRATIVAS

SI EXISTE DOLO O MALAFE

SI EXISTE INDOLENCIA O IGNORANCIA DE LAS DISPOSICIONES REGLAMENTARIAS DE SEGURIDAD ELECTRICA. (NORMAS TECNICAS).

SI EXISTE DESACATO A CUALQUIER ORDENAMIENTO DE LA SECOFI RELACIONADO CON SU ACTIVIDAD.

14. SELECCION Y ESPECIFICACION DE EQUIPOS

La selección y especificación de equipos se efectúa en base al proyecto de la obra.

Un proyecto está integrado por:

- 1.- Memoria descriptiva. Resumen de las bases, criterios y limitantes consideradas dentro del diseño.
- 2.- Memoria de cálculo. Trabajo realizado para la definición y dimensionamiento de los elementos del proyecto.
- 3.- Cantidades de Obra. Resumen de los materiales y equipos que se requieren en la construcción.
- 4.- Presupuesto. Estimación del costo de adquisición e instalación de la obra diseñada.
- 5.- Especificaciones. Establecimiento de las características de construcción y operación de los principales elementos del proyecto.
- 6.- Planos. Presentación gráfica resultante de los cálculos y criterios aplicados durante el diseño. Base para la construcción y/o distribución y montaje del equipo.

La selección del equipo dentro del diseño está definida principalmente en el concepto de "especificaciones" y complementada por los "planos".

CARACTERISTICAS DE UNA INSTALACION

Economía _____

Costo inicial
Costo de operación _____

Mano de obra
Equipo

Vida útil _____

Deterioro
Obsolescencia

Eficiencia

Respaldo _____

Servicio
Refacciones

Mantenimiento _____

Inspección
Servicio
Reparación
Reemplazo
Modificación

Flexibilidad

Simplicidad

Confiabilidad _____

Continuidad en el servicio

Seguridad

Adaptabilidad _____

Compatibilidad
Apariencia

T A B L A 14.0.2

ELEMENTOS DE UNA INSTALACION

Suministro o acometida

Seccionamiento

Control

Protección

Inspección

Almacenamiento

Regulación

Distribución

Conducción

Conexión

T A B L A 14.0.3

RECURSOS PARA LA SELECCION DE EQUIPO

Experiencia _____

Propia
Estadística
Gremial

Análisis de Ingeniería _____

Condiciones de operación
Puntos de falla

Información de los fabricantes

Normas y reglamentos

Publicaciones de asociaciones.

SECUENCIA PARA ADQUISICION O REEMPLAZO DE UN EQUIPO

1. Recopilación de información
 - Planeación del sistema (2)
 - Tensión (3)
 - Conductores (4)
 - Instalación en áreas riesgosas (12)
 - Plantas de emergencia (13)
 - Suministro (17)
 - Diagrama unifilar (16)
2. Planteamiento y análisis del problema
 - Fallas (5)
 - Protección (6, 8, 9)
3. Identificación de alternativas
4. Arreglo de equipo
5. Selección de equipo
 - Normas (11)
6. Elaboración de especificaciones
7. Evaluación de propuestas
8. Instalación
 - Pruebas (15)
9. Operación
10. Mantenimiento

Los números entre paréntesis representan el número de capítulo a que se hace referencia en este curso.

CLASIFICACION DE ESPECIFICACIONES

- POR ELEMENTOS:

Materiales

Equipo

Componentes

Procedimientos

Servicios

- POR OBJETIVO:

Operación

Diseño

Fabricación

- POR IMPORTANCIA

Absolutas

Complementarias

. Mandatorias

. Auxiliares

ESPECIFICACIONES DE CONCURSOS

1. GENERALIDADES DEL CONCURSO

1.1 ANTECEDENTES

- . Registro
- . Precalificación

1.2 OBJETO

1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONCURSO

- . Nombre del concurso
- . Tipo de fondos
- . Lugar, fecha y hora de recepción de propuestas
- . Lugar, fecha y hora de apertura de propuestas
- . Garantía de seriedad de licitación
- . Oficinas relacionadas con la convocatoria

1.4 DEFINICION DE TERMINOS Y SU INTERPRETACION

1.5 NORMAS DEL LICITADOR

1.6 DERECHOS DEL LICITADOR

1.7 IDIOMA Y SISTEMA DE MEDIDAS

1.8 ASOCIACION DE EMPRESAS

1.9 CAMBIOS A LAS ESPECIFICACIONES

1.10 ACLARACIONES

2. INFORMACION GENERAL DE LA OBRA

2.1 DESCRIPCION GENERAL DE LA OBRA

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPAMIENTO

2.3 PROGRAMA DE OBRA

2.4 INFORMACION AL LICITANTE

- . Planos
- . Visita al sitio de la obra

3. PROPUESTA

- 3.1 INTEGRACION DE LA PROPUESTA A LAS ESPECIFICACIONES
- 3.2 PRESENTACION DE LA PROPUESTA
- 3.3 OFERTA
- 3.4 LUGAR Y FECHA PARA LA APERTURA DE PROPUESTAS
- 3.5 FORMA DE EVALUACION
- 3.6 MOTIVOS DE DESCALIFICACION
- 3.7 FALLO

4. DOCUMENTOS QUE INTEGRAN LA PROPUESTA

- 4.1 RELACION DE DOCUMENTOS (VER TABLA ANEXA)
- 4.2 GARANTIA DE SERIEDAD DE LA PROPUESTA
- 4.3 CONSTANCIA DE REGISTRO DE LA EMPRESA
- 4.4 CATALOGO - PROPUESTA (ANEXAR MODELO)
- 4.5 INFORMACION TECNICA
- 4.6 CALENDARIO DE ENTREGAS, MONTAJE Y PRUEBAS
- 4.7 CERTIFICADOS DE GARANTIA
- 4.8 REFACCIONES
- 4.9 PROGRAMAS DE ENTRENAMIENTO
- 4.10 REFERENCIAS ADICIONALES DE LOS CONCURSANTES

5. CONTRATO

- 5.1 ADJUDICACION DEL CONTRATO
- 5.2 FORMA DEL CONTRATO (ANEXAR MODELO)
- 5.3 CONDICIONES DE PAGO
- 5.4 GARANTIA DEL CUMPLIMIENTO
- 5.5 CANCELACION DEL CONTRATO
- 5.6 MULTAS
- 5.7 INCONFORMIDADES DEL CONTRATISTA
- 5.8 GARANTIA DE CALIDAD
- 5.9 DURACION DE LA GARANTIA DE CALIDAD

6. ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES

- 6.1 NORMAS DE FABRICACION
- 6.2 PLANOS E INSTRUCTIVOS
- 6.3 PINTURA Y RECUBRIMIENTO
- 6.4 INSPECCION Y ACEPTACION DEL EQUIPO EN LA FABRICA
- 6.5 TIPO E IMPORTE DE LAS PRUEBAS
- 6.6 EMBARQUE Y LIMITACIONES
- 6.7 MONTAJE
- 6.8 INSPECCION Y PRUEBA EN SITIO
- 6.9 ACEPTACION FINAL
- 6.10 NORMALIZACION

7. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARTICULARES DEL EQUIPO

- 7.1 OBJETIVO
- 7.2 DATOS GENERALES
- 7.3 CONDICIONES DE OPERACION
- 7.4 NORMAS
- 7.5 CARACTERISTICAS GENERALES DE CONSTRUCCION
- 7.6 MATERIALES
- 7.7 PINTURA
- 7.8 SISTEMAS AUXILIARES
- 7.9 INSTRUMENTACION
- 7.10 PARTES COMPLEMENTARIAS
- 7.11 PLACA DE CARACTERISTICAS
- 7.12 MONTAJE
- 7.13 EFICIENCIA
- 7.14 INFORMACION QUE PROPORCIONARA EL FABRICANTE
- 7.15 CUESTIONARIO

T A B L A

RELACION DE DOCUMENTOS
A PRESENTAR EN UNA PROPUESTA

DOCUMENTO 1	Comprobante de la personalidad del representante legal del concursante.
DOCUMENTO 2	Comprobante de la existencia legal de la empresa
DOCUMENTO 3	Escrito-Propuesta
DOCUMENTO 4	Garantía de seriedad de la propuesta
DOCUMENTO 5	Constancia del registro de la empresa
DOCUMENTO 6 *	Programa de suministro y montaje
DOCUMENTO 7 *	Catálogo - Propuesta
DOCUMENTO 8	Información Técnica
DOCUMENTO 9	Carta-Garantía. Carta con la cual la empresa se compromete a garantizar los equipos.
DOCUMENTO 10	Formación de consorcio.

* Los documentos deberán presentarse consignando en todas las hojas el nombre del concursante y debidamente firmadas por el representante autorizado.

**ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES
DE CUCHILLAS SECCIONADORAS.**

1. Normas
2. Aislamiento
3. Elementos de conducción
4. Contactos
5. Base
6. Mecanismos de operación
7. Mecanismo de puesta a tierra
8. Embarque
9. Especificaciones técnicas particulares de cuchillas seccionadoras.
10. Cuestionario.

ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

1. Normas
2. Corriente secundaria y aislamiento
3. Clase y carga nominal de precisión
4. Frecuencia
5. Esfuerzos por corto circuito
6. Polaridad
7. Condiciones y altura del lugar de instalación
8. Boquillas
9. Tanque
10. Base
11. Identificación de las terminales
12. Caja para terminales secundarias
13. Montaje
14. Placa de datos
15. Accesorios
16. Refacciones
17. Empaque
18. Diversos
19. Especificaciones técnicas particulares de transformadores de corriente
20. Cuestionario

ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES DE INTERRUPTORES DE POTENCIA.

1. Objeto
2. Normas
3. Definición
4. Mecanismo de operación
5. Disparo
6. Gabinete
7. Tanques de almacenamiento y sus accesorios
8. Bases de sustentación
9. Partes conductoras
10. Contactos principales
11. Conectores terminales
12. Conectores para tierra
13. Circuito de control
14. Elementos fusibles
15. Bobinas principales
16. Bloqueos
17. Alarmas
18. Interruptor auxiliar
19. Cables para el control, señalización y fuerza
20. Tablillas terminales
21. Secuencia de operación
22. Simultaneidad y disparidad en la operación de los polos del interruptor
23. Acabado y mantenimiento
24. Montaje
25. Niveles de aislamiento
26. Aislamiento de porcelana
27. Otras partes aislantes
28. Circuitos de control y señalización
29. Circuito de fuerza
30. Elementos y accesorios
31. Elementos adicionales
32. Placas de datos
33. Pruebas de rutina
34. Especificaciones técnicas particulares de los interruptores de potencia.
35. Cuestionario

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES DE APARTARRAYOS

1. Generalidades
2. Pruebas
3. Empaque
4. Especificaciones técnicas particulares de apartarrayos.
5. Cuestionario

ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- 1. OBJETO
- 2. NORMAS QUE SE APLICAN
- 3. CARACTERISTICAS GENERALES DE FABRICACION.
 - 3.1 Núcleo
 - 3.2 Devanados
 - 3.3 Boquillas
 - 3.4 Tanque
 - 3.5 Cambiadores de derivaciones
 - 3.6 Radiadores
 - 3.7 Motores y ventiladores
 - 3.8 Aceite aislante
 - 3.9 Equipo de preservación
 - 3.10 Base
 - 3.11 Caja de conexiones
 - 3.12 Pintura y empaques
 - 3.13 Accesorios
 - 3.14 Refacciones
- 4. CARACTERISTICAS TECNICAS
 - 4.1 Transformador
 - 4.2 Capacidad
 - 4.3 Impedancia
 - 4.4 Resistencia mecánica de los devanados
 - 4.5 Nivel de ruido
 - 4.6 Pruebas
- 5. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARTICULARES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.
 - 5.1 Datos generales
 - 5.2 Utilización
- 6. CUESTIONARIO

ESPECIFICACIONES GENERALES DE TABLEROS

1. OBJETO
2. DATOS GENERALES
3. CONDICIONES GENERALES DE OPERACION
 - 3.1 Tableros de arrancadores e interruptores
 - 3.2 Celdas de acoplamiento
4. CARACTERISTICAS GENERALES DE CONSTRUCCION
 - 4.1 Mecánicas:
 - 4.1.1 Lámina
 - 4.1.2 Pintura y recubrimiento
 - 4.1.3 Soldadura
 - 4.1.4 Estructuras
 - 4.1.5 Barras y conexiones
 - 4.1.6 Accesos
 - 4.1.7 Base
 - 4.2 Eléctricas:
 - 4.2.1 Tablillas terminales
 - 4.2.2 Alimentadores eléctricos
 - 4.2.3 Conexión de alimentadores de potencia
 - 4.2.4 Unidad polar
 - 4.2.5 Contactos
 - 4.2.6 Fuelle
 - 4.2.7 Cámaras de arqueo
 - 4.2.8 Mecanismos de operación
 - 4.2.9 Operación
5. INSTRUMENTACION Y CONTROL
 - 5.1 Transformadores de potencial
 - 5.2 Transformadores de corriente
 - 5.3 Control
6. ALAMBRAO DE CONTROL Y FUERZA
7. ALIMENTACION A MOTORES
8. PLACA DE CARACTERISTICAS Y DIAGRAMA UNIFILAR
9. INDICADOR
10. NORMAS
11. REFACCIONES
12. ESPECIFICACIONES TECNICAS PARTICULARES DE TABLEROS
13. CUESTIONARIO.

EVALUACION TÉCNICA

La evaluación técnica de las propuestas se debe realizar con base a un "modelo" el cual es conveniente esté disponible previamente a la invitación al concurso. Esto último es requisito indispensable en los concursos internacionales.

Un modelo de evaluación en general consiste de lo siguiente:

- Definición de indicadores:
En este concepto se analizan y establecen las principales características a considerar del equipo dentro de la evaluación.
- Determinación de los pesos de los indicadores:
En esta actividad se define el porcentaje que representa el indicador dentro de la evaluación.
- Forma de evaluar los indicadores:
En esta parte del modelo se debe definir la forma de cuantificar y/o calificar los indicadores, estableciendo las relaciones, fórmulas y/o criterios, por ejemplo:

En el caso de evaluar costo, se podrá establecer directamente el precio o bien definir una relación, tal que establezca los rangos de precios y sus valores relativos. Otro ejemplo puede ser el aspecto de servicios, el cual se podrá evaluar en función del número de talleres, localización y capacitación del personal. Un ejemplo técnico podría ser el valor del momento de inercia en un motor, con sus unidades métricas.

- Homogenización de los valores de los indicadores.

Una vez definido en el punto anterior la forma de cuantificar y/o calificar los indicadores, es conveniente homogenizarlos en base a valores relativos, en forma tal de obtener números adimensionales.

- Cálculo:

Una vez obtenidos los números homogenizados relativos adimensionales de los indicadores, éstos se multiplicarán por los pesos correspondientes en forma tal de obtener un número final que permita jerarquizar los resultados.

Es importante hacer notar la necesidad de establecer en forma previa al concurso todos los criterios de evaluación, ya que de otra forma se prestaría a la realización de una evaluación "tendenciosa".

Es muy conveniente elaborar algunos análisis de sensibilidad de los resultados con objeto de tener presente cuáles fueron los parámetros principales que afectaron la selección final del equipo.

Un ejemplo práctico de evaluar un motor de alta capacidad, es el siguiente:

INDICADOR	PORCENTAJE
Costo inicial	33 %
Costo por consumo de energía	8
Programa de entrenamiento	2
Disponibilidad de servicios	3
Respaldo	5
Experiencia nacional	3
Experiencia internacional	5
Precio de refacciones	6
Intercombiabilidad de partes	5
Materiales	5
Características particulares	25

En el concepto de características particulares se toma como base los siguientes valores:

INDICADOR	PORCENTAJE
Potencia nominal	20
Factor de potencia	10
Corriente de arranque	10
Tiempo de arranque	5
Peso total	10
Peso del rotor	10
Nivel de ruido	15
Servicios Auxiliares	15
Características de los parámetros del -circuito equivalente	5

Dentro de las características de servicios auxiliares se tomarán los siguientes indicadores:

INDICADOR:

Gasto de aceite (l/s)

Incremento de la temperatura del aceite

Pérdidas de la presión en el aceite

Gasto de agua (l/s)

Incremento de la temperatura del agua

Pérdida de la presión del agua.

Los precios de los equipos propuestos en la oferta (P_0) pueden ser considerados de las formas siguientes:

- Firmes.
- Variables, con base a:
 - . Fórmulas escalatorias
 - . Cambios porcentuales
 - . Calendario
- Los precios firmes son aquéllos que se consideran fijos, es decir, que se mantendrá el precio sin variación alguna.
- Los precios variables son aquéllos que se modificarán conforme a una serie de reglas establecidas por el concursante, el cliente y/o ambos de común acuerdo.

La revisión de los precios conforme a las reglas preestablecidas por el concursante puede ser un parámetro muy importante a considerar en la evaluación de las propuestas.

En general no debe considerarse que los precios se establezcan en base a uno sólo de los criterios enlistados anteriormente, ya que es posible el obtener un precio final con base a diferentes combinaciones de formas de presentación de precios.

Normalmente, en una oferta a precios variables, los precios se consideran firmes durante un periodo (por ejemplo de 30 ó 90 días) a partir de la apertura de las propuestas, conforme al calendario pre establecido. Algunos de los componentes de los precios pueden considerarse firmes, como: ingeniería, diseño o construcción de modelos, capacitación.

Los precios de los equipos están integrados principalmente por los siguientes conceptos:

- Ingeniería
- Materiales
- Mano de obra
- Costos de fabricación
- Costos indirectos
- Utilidades

Generalmente, para un análisis de precios a entregar al cliente, dentro de los tres primeros conceptos se incluyen los tres restantes.

Otros conceptos que integran el precio de un equipo pueden ser:

- Diseño y fabricación de modelos
- Pruebas de modelos y/o prototipos
- Transportación
- Montaje
- Supervisión
- Pruebas de campo
- Capacitación
- Puesta en marcha
- Servicio (Mantenimiento)
- Impuestos especiales

En ocasiones el cliente solicita adicionalmente al equipo otros elementos y servicios, tales como:

- Herramientas de montaje
- Herramientas de mantenimiento
- Instrumentos de prueba
- Garantías especiales
- Refacciones
- Accesorios
- Integración de partes de otros fabricantes
- Instructivos y/o manuales

Un criterio general de identificación de las variables en una fórmula escalatoria, es:

- P = Precio definitivo
- Po = Precio original de la oferta
- Lo = Índice de salarios en la fecha de la propuesta
- Lm = Media aritmética de los índices de los salarios del tiempo estimado comprendido de fabricación.
- Mi = Índice de precios de materiales en la fecha de la propuesta.
- Mo = Media aritmética de los índices de materiales del tiempo estimado dentro del cual se considera incluido el suministro de éstos a fábrica.

Normalmente se estipula como límite máximo de tiempo para el cálculo de media aritmética de los índices la aceptación de los equipos en fábrica y/o aprobación para su embarque.

En forma similar se identificarían los demás parámetros que quieran incorporarse en la fórmula escalatoria.

- Los precios variables en base a fórmulas escalatorias, son aquellos en los cuales se establece una ecuación de ajuste de los precios en función de aquellos parámetros de importancia y/o en los que incida un probable cambio importante de precios.
- Cambios porcentuales. La variación de precios en base a cambios porcentuales indica que en función de la variación de precios en el mercado, en base a índices preestablecidos, se modificará el precio de la oferta por rangos en por ciento.
- La variación de precios con base en un calendario propuesto indica que a partir de una serie determinada de fechas tendrán que modificarse los precios conforme a unos valores establecidos en la oferta.

Ejemplos de fórmulas escalatorias:

Como ejemplo de fórmula de revisión de precios para un equipo se tiene lo siguiente:

$$P = P_o (0.20 + 0.40 \frac{L_n}{L_o} + 0.40 \frac{M_n}{M_o})$$

Un ejemplo de revisión de los precios de las pruebas de los equipos en fábrica, así como su montaje y pruebas en campo puede ser en base a la siguiente fórmula escalatoria:

$$P = P_o (0.20 + 0.80 \frac{L_n}{L_o})$$

L_n = Media aritmética de los índices de los salarios, en el período en que respectivamente se concentren las pruebas principales o se realice el montaje.

Los precios de los transportes marítimos, en caso de requerirse, se revisarán con base en las tarifas oficiales establecidas por la Conferencia de Navegación a la que pertenezca la línea naviera elegida por el Contratista, considerando los incrementos en las tarifas que se presenten entre la fecha de la oferta y la fecha de embarque. En caso de que los fletes marítimos se realicen en línea que no pertenezca a la Conferencia estipulada, el cliente podrá tomar para fines de escalación, la variación que hayan sufrido las tarifas reales, o bien las de la Conferencia indicada en la documentación de concurso, según convenga a sus intereses.

Los precios de los transportes terrestres en territorio Mexicano se actualizarán con base en las tarifas oficiales de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, considerando los incrementos que se presenten en éstas entre la fecha de la oferta y la fecha en que se realicen los transportes.

Los índices de materiales, salarios y transportes, deberán estar basados en los valores mensuales publicados en forma oficial en el país donde se fabriquen los equipos. El concursante deberá anexar, en su documentación de concurso, la estadística de los índices mensuales de los últimos años (por ejemplo: 2 ó 3 años), al igual que una copia de las publicaciones oficiales sobre las cuales se basarán sus índices en caso de recibir el pedido.

Los índices de los salarios deberán corresponder a valores publicados en forma oficial, no siendo aceptables los correspondientes a revisiones contractuales. Para poder aplicar la escalación de precios el concursante deberá señalar la categoría del personal que, apareciendo en los índices, propone para que sea tomada en cuenta para ajuste por salarios en las diferentes fórmulas escalatorias. En caso de considerar personal de diferentes categorías, deberá manifestar el porcentaje de participación de cada una de ellas en la componente de salarios de las fórmulas escalatorias.

En el caso de revisión de precios por escalación, el concursante deberá presentar un desglose de porcentajes de participación de los diferentes insumos (los más importantes), correspondientes a la componente de materiales de las fórmulas escalatorias, señalando los índices correspondientes que propone.

- Proposición de fórmulas escalatorias.

Se aceptarán proposiciones de fórmulas escalatorias por parte del concursante, las cuales podrán ser o no aceptadas a juicio del cliente, siendo aplicables en este último caso las consignadas por el cliente.

- Derecho a revisión de precios.

Se tendrá derecho a un ajuste de precios conforme al cumplimiento oportuno por parte del contratista del programa de construcción, el calendario de entregas, montaje y pruebas presentado por el concursante y aprobado por el cliente y/o de acuerdo con las órdenes que para el objeto legire éste al contratista. Los máximos incrementos que se considerarán serán los obtenidos de la aplicación de las fórmulas y criterios aprobados para escalación, con base en los meses o períodos señalados para cada concepto en estas fórmulas y criterios, pero referidos a las fechas del calendario de entregas, montaje y pruebas aprobado, excepto cuando el cliente autorice y acepte entregas previas o anticipadas, en cuyo caso los meses o períodos estipulados en las fórmulas y criterios de escalación se relacionarán con las fechas reales de recepción.

- Normas generales de presentación de precios.

Los participantes también deberán especificar separadamente los costos de equipo, accesorios, herramientas, transportes, montaje y otros costos relacionados con la entrega.

Las propuestas de concursantes mexicanos se indicarán en moneda nacional y el precio contractual será pagado totalmente en ella.

Si un concursante de nacionalidad extranjera resultara favorecido con la adjudicación del contrato o si en la proposición presentada en moneda diferente a la mexicana, en el concurso base para esta adjudicación, se aplicaran las siguientes disposiciones:

- a) En los conceptos de fabricación 100% extranjera, los precios unitarios e importes respectivos se expresarán en moneda mexicana y su equivalente en la moneda extranjera.
- b) En los conceptos de fabricación extranjera que incluyan partes de fabricación mexicana, el precio unitario y el importe de los mismos se presentará de la siguiente manera:

A la parte del suministro que corresponda a fabricación extranjera, el precio unitario e importe que corresponda se expresará en moneda mexicana y su equivalente en la moneda extranjera.

A la parte del suministro y montaje que corresponda a fabricación mexicana, el precio unitario y el importe se expresarán en moneda mexicana únicamente.

- c) En los conceptos de fabricación 100% mexicana, los precios unitarios e importes respectivos se expresarán únicamente en moneda mexicana. Se garantizará al contratista que los importes de los suministros expresados en moneda extranjera realmente ejecutados por él mismo y aceptados por el cliente serán pagados en moneda mexicana al tipo de cambio publicado oficialmente en México, el día de su pago, conforme a las fechas del calendario propuesto y aceptado por el cliente, siempre y cuando el Contratista cumpla oportunamente con las fechas y plazos de entrega que se estipulan en el calendario de entregas, montaje y pruebas aprobado y/o con las órdenes que para el objeto giro el cliente al contratista.

- d) Para determinar el monto de las variaciones de costo, el contratista se sujetará a los criterios establecidos en los puntos correspondientes a este concepto.

Protección a la fabricación local nacional.

La componente nacional de las propuestas goza generalmente de un margen de preferencia del orden del 15% para efectos de evaluación. Este margen se aplicará, agregando dicho porcentaje al precio del equipo o material puesto en el sitio de destino, para las ofertas extranjeras o para la componente extranjera de cualquier propuesta.

En caso de que se demuestre que la componente local es inferior a la indicada en la propuesta, se aplicará al contratista una deducción que se determinará multiplicando el importe de su cotización por un factor preestablecido (por ejemplo el doble) del porcentaje que resulte de la diferencia entre los márgenes de preferencia expresados en por ciento, correspondientes a la componente local manifestada en su proposición y la componente local real. Esta deductiva se aplicará sobre el importe total cotizado en su propuesta, con lo que se obtendrá la cotización real o corregida, misma que será la considerada para fines de pago y para cálculo de los incrementos que procedan por concepto de escalación. Esta sanción procederá en el momento en que se detecte que existe una reducción en la componente local manifestada u ofrecida, haciéndose los ajustes que sean necesarios para corregir los pagos indebidos o en exceso que pudieran haberse efectuado por no haber realizado el ajuste correspondiente. Adicionalmente serán por cuenta del contratista todos los incrementos por cualquier tipo de impuestos o gastos que pudieran presentarse, por el hecho de suministrar equipos o parte de éstos con mayor componente extranjera.

ANALISIS DEL FINANCIAMIENTO EN LAS OFERTAS

- Condiciones del financiamiento:

- . Importe del financiamiento propuesto
- . Plazo de amortización
- . Período de gracia
- . Frecuencia, importe y moneda o monedas, de los pagos del capital
- . Frecuencia, importe y moneda o monedas, de los pagos de los intereses.
- . Tasa de interés y tipo de la misma, señalando si los intereses serán o no capitalizables

- Comisiones y cargos:

- . Concepto, importe, forma de pago y moneda o monedas en que se efectuarán, base y período de vigencia de las comisiones.
- . Concepto, importe, forma de pago y moneda o monedas en que se efectuarán y período de vigencia de los cargos.

- Otras condiciones:

- . Condiciones por pagos anticipados.
- . Condiciones y características adicionales que estime pertinentes.

INSTALACIONES ELECTRICAS

Acometida. Parte de los conductores de una línea de servicio, comprendida desde las líneas o equipos inmediatos del sistema general de abastecimiento, hasta el primer punto de sujeción de los conductores (acometida aérea), o el límite (acometida subterránea) de la propiedad servida.

Tipos de acometida

{ aérea
subterránea

Línea de alta tensión. Voltaje mínimo 750 V entre líneas

Línea de baja tensión. Voltaje máximo 750 V entre líneas.

Línea de comunicación. Canalización para servicios de comunicación y señales con tensión máxima de 400 V a tierra ó 750 V entre conductores.

Líneas de distribución. Para alimentación de cargas a tensiones hasta de 22 KV.

Línea de transmisión. Para conducir energía eléctrica a:

- Un centro de distribución a tensiones entre 11 y 22 KV.

- Interconexión entre plantas generadoras.

- Líneas a tensiones mayores de 22 KV.

Transmisiones más usuales a tensiones de: 23, 34, 69, 115, 150, 230 y 400 KV.

Línea de servicio. Desde el punto de generación hasta el punto de desconexión y protección contra sobrecorriente de la instalación servida.

INFRAESTRUCTURA ELECTRICA

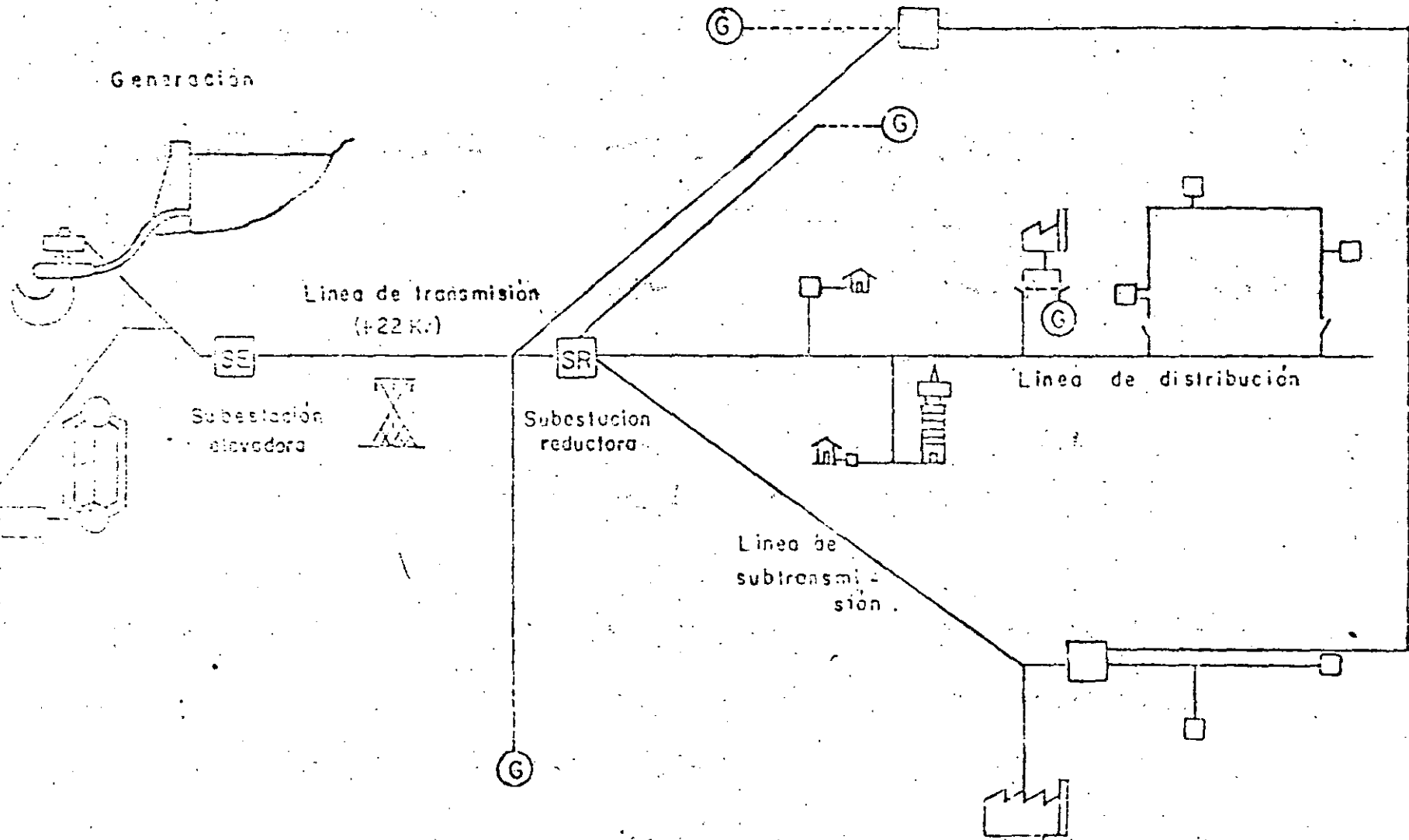


FIG. 14.1

SUBESTACION.

DEFINICION.- Conjunto de equipos que se utilizan para el control, transformación, subdivisión, regulación o conversión de energía eléctrica que reciba o envíe dicha energía a alta tensión.

La energía eléctrica que se suministra a muchas plantas y edificios se hace a voltajes primarios, que son demasiado altos para ser aplicados a las cargas conectadas al sistema eléctrico de dichas plantas y edificios. Con el objeto de convertir los voltajes mencionados a niveles adecuados, tales como 220 ó 440 V, se usan las subestaciones.

CLASIFICACION:

CONVENCIONAL

COMPACTA

{ Normal
Pedestal

INTEMPERIE

INTERIOR

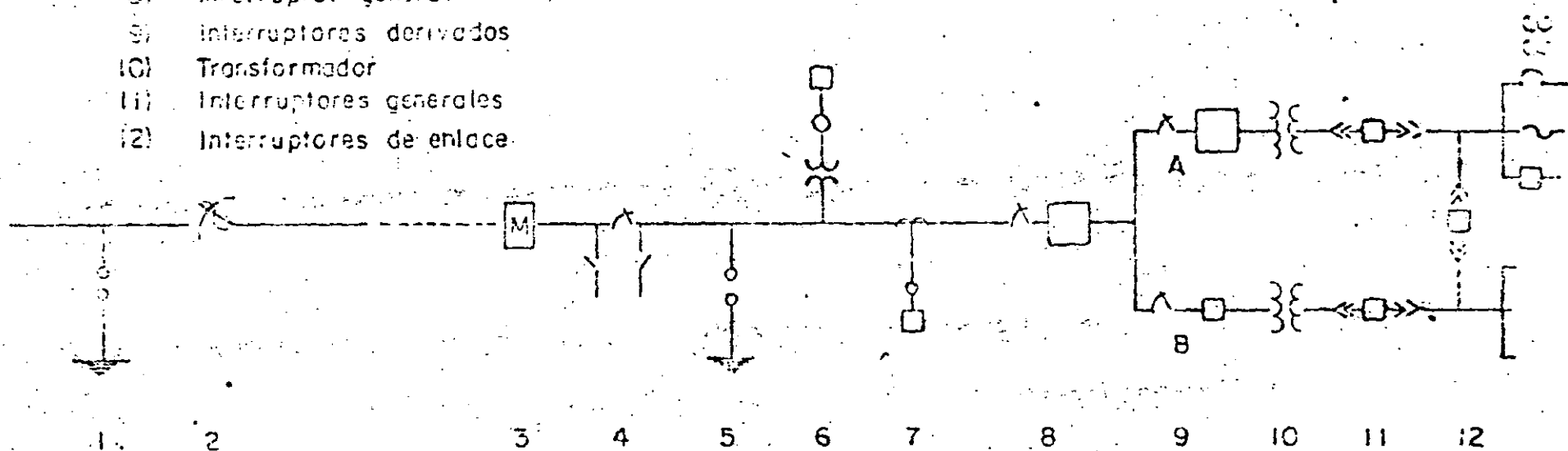
S F 6

Las ventajas de las subestaciones compactas son:

- 1) Diseñadas totalmente por el fabricante, lo que da por resultado una subestación compacta, de apariencia moderna, fácil de instalar y fácil de ordenar.
- 2) El costo de la subestación compacta es bajo, debido al diseño producido en serie y a los métodos de manufactura y de ensamble también normalizados.
- 3) Su construcción totalmente blindada, "de frente muerto" proporciona seguridad y confiabilidad.

SUBESTACION DIAGRAMA UNIFILAR

- 1) Aterramientos
- 2) Corta circuitos fusibles
- 3) Equipo de medición
- 4) Cuchillas de prueba
- 5) Aterramientos
- 6) Equipo de medición de potencial
- 7) Equipo de medición de corriente
- 8) Interruptor general
- 9) Interruptores derivados
- 10) Transformador
- 11) Interruptores generales
- 12) Interruptores de enlace



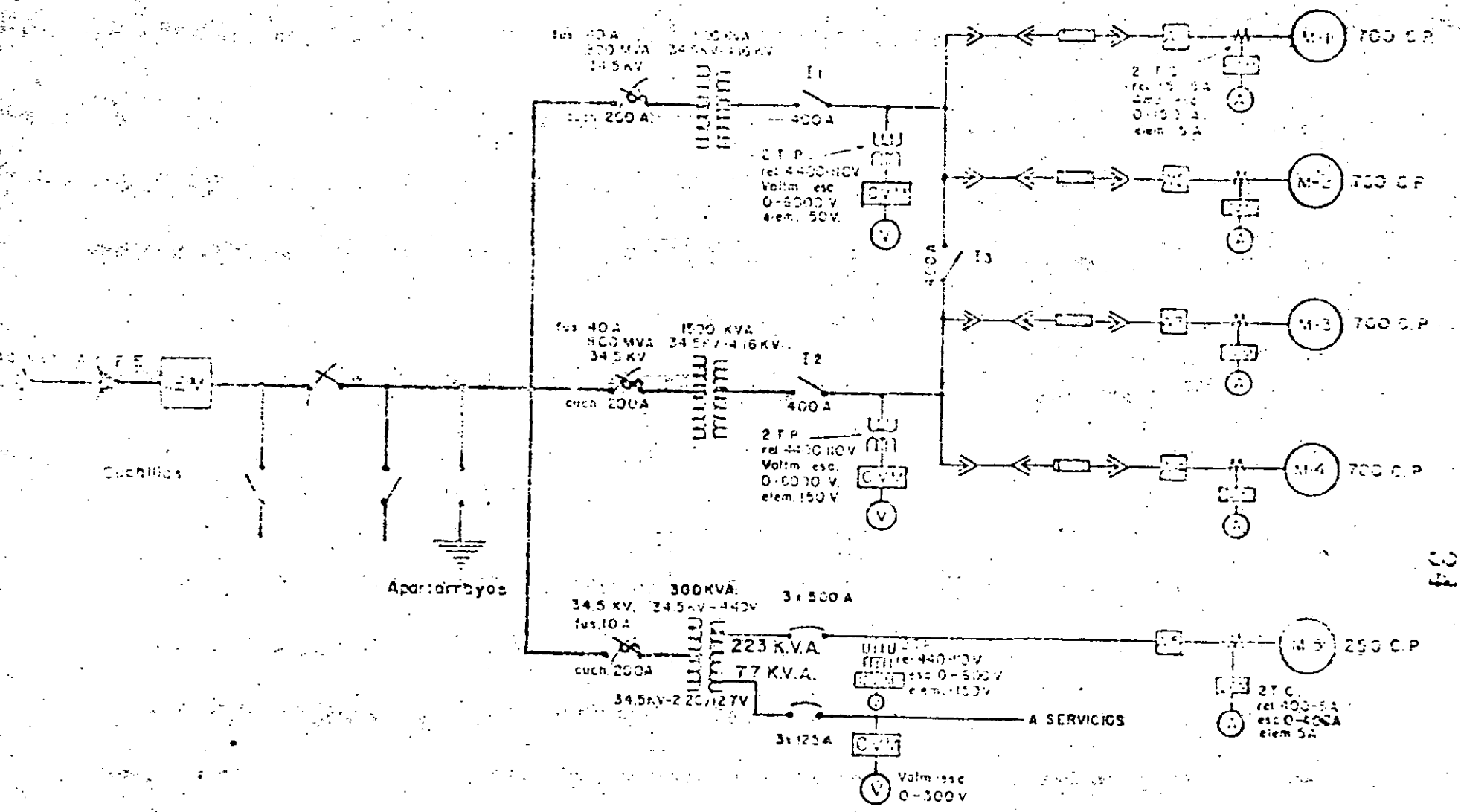


DIAGRAMA UNIFILAR

Fig. 14.3

14.3

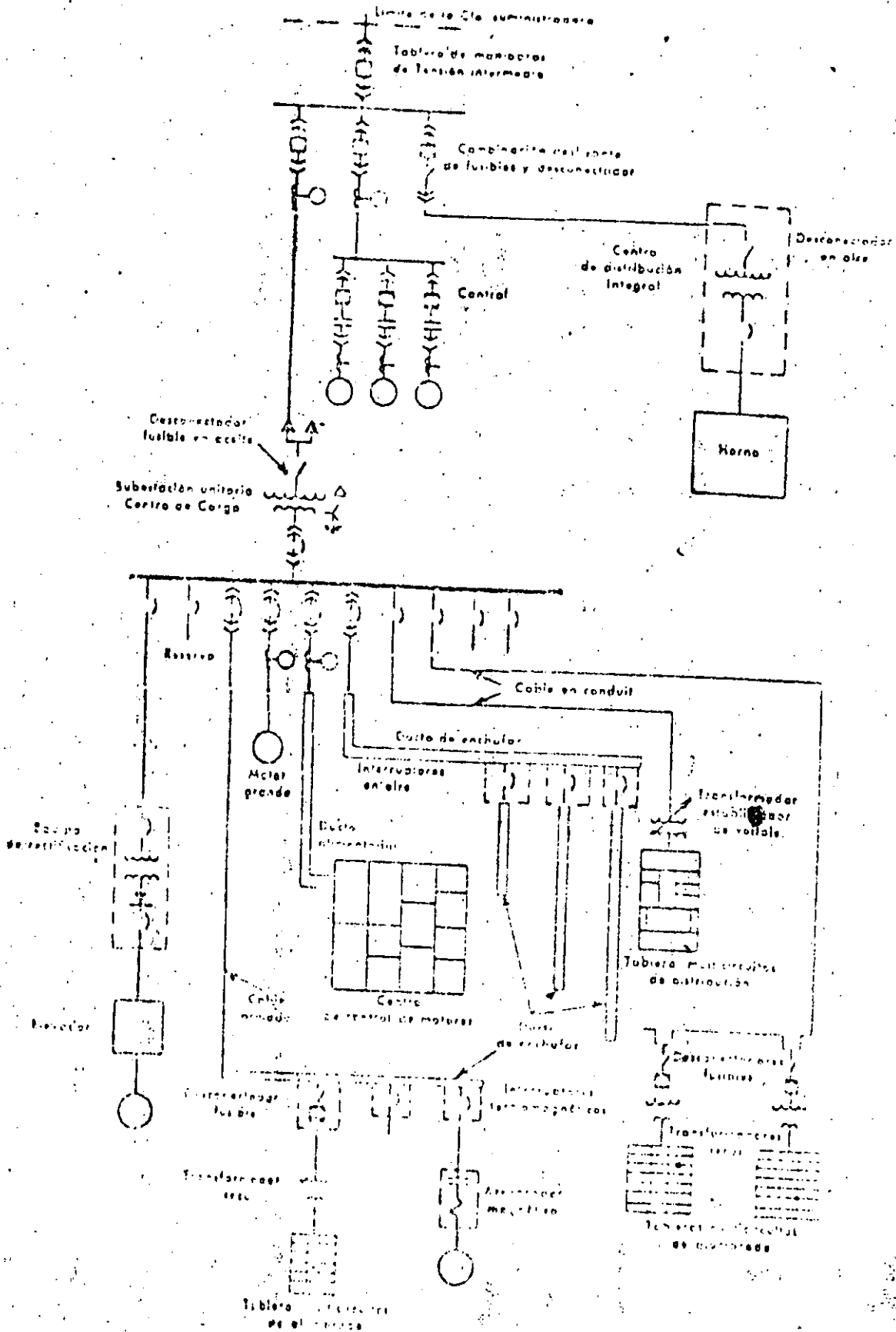
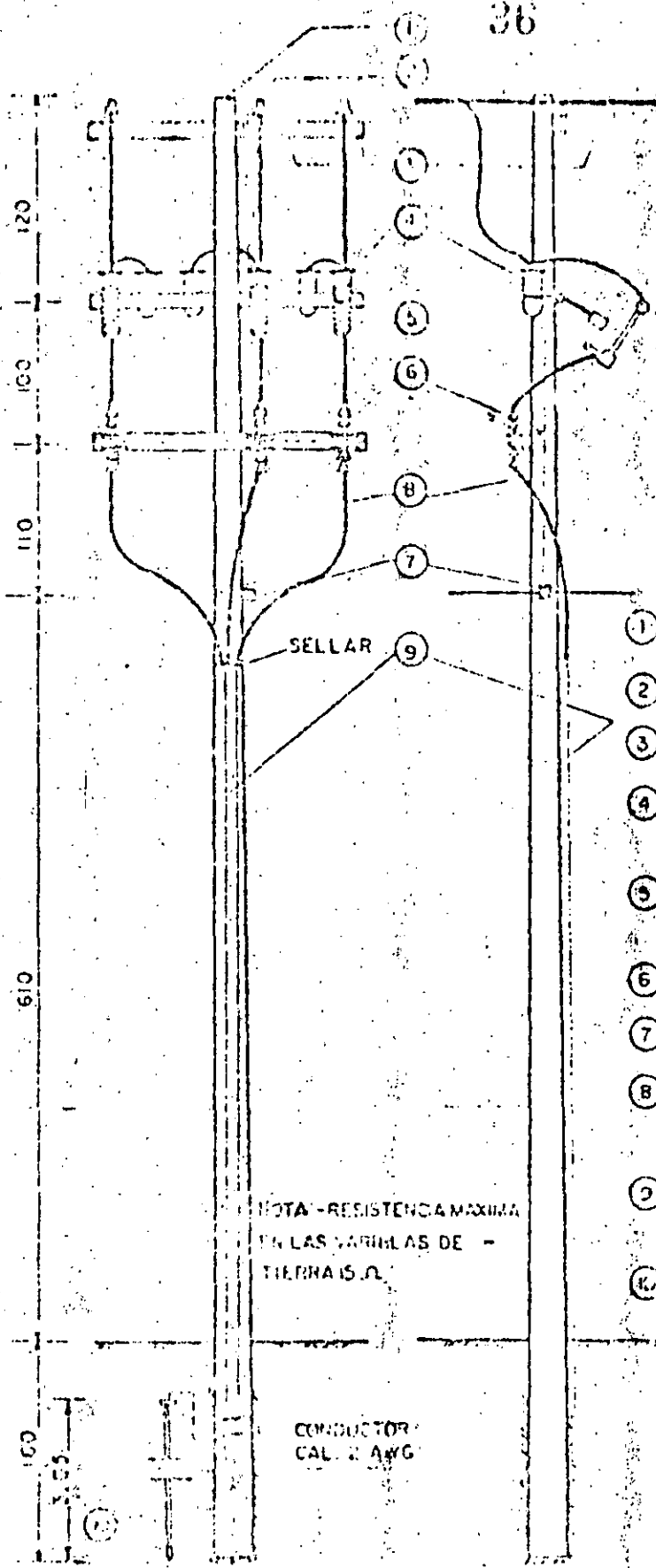


Fig. 14.4



ESPECIFICACIONES

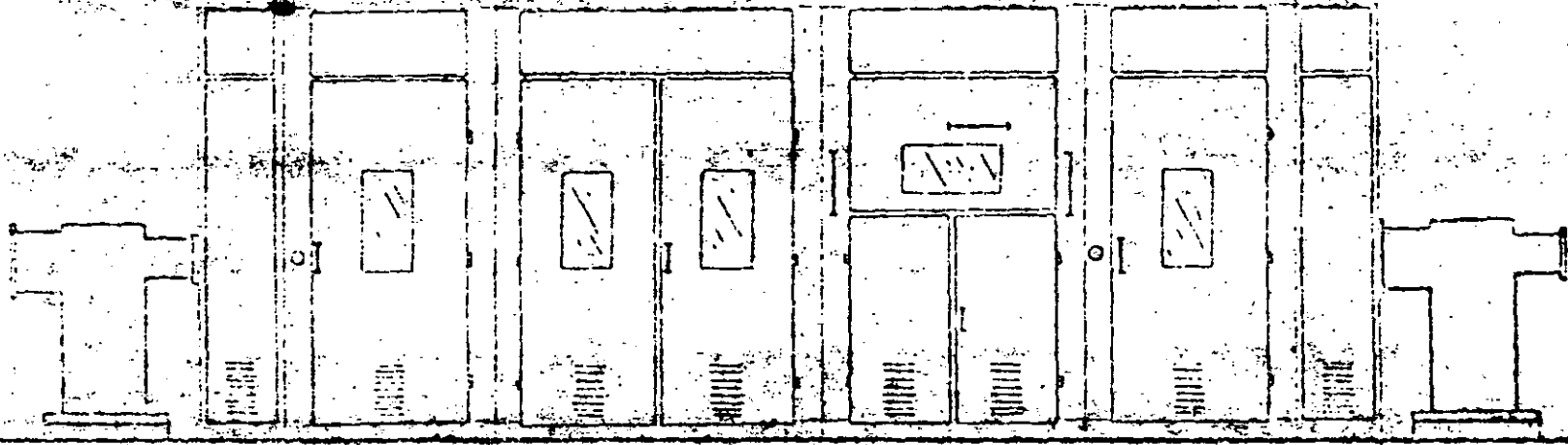
- ① POSTE DE CONCRETO REFORZADO CII-700
- ② AISLADOR TIPO ALFILER
- ③ CRUCETA TIPO C 4T
- ④ APARTARRAYOS AL TOVALVULARES PARA 15 KV. CON NEUTRO A TIERRA.
- ⑤ DESCONECTADOR FUSIBLE PARA 15 KV 100 AMPS TIPO XS
- ⑥ TERMINAL TERMO CONTRACTIL
- ⑦ AISLADOR TIPO CARRETE
- ⑧ CABLE DE ALUMINIO UNIPOLAR CON PANTALLA METALICA AISLADA PARA 15 KV CAL. No. AWG.
- ⑨ TUBO CONDUIT PARED GRUESA GALV. DE 71mm Ø. 3"
- ⑩ SISTEMA DE TIERRAS

NOTA - RESISTENCIA MAXIMA EN LAS VARILLAS DE TIERRA IS. O.

CONDUCTOR CAL. 2 AWG

Figura 14. 5

SUBESTACION COMPACTA



317

SUBESTACION COMPACTA

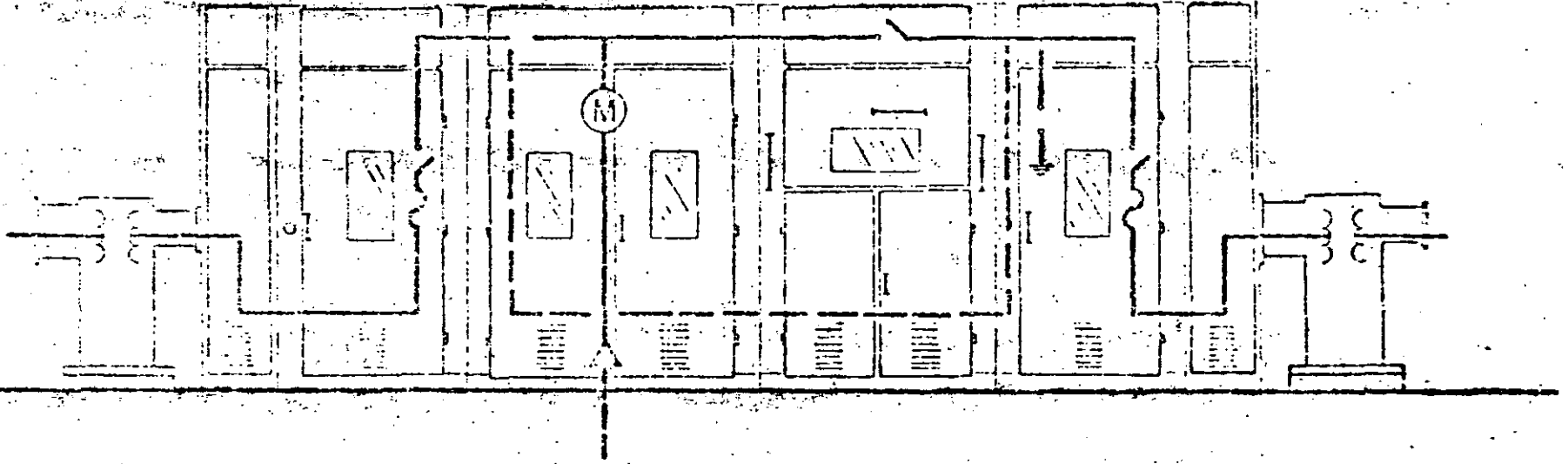


FIG. 7

14.1 EQUIPO DE SECCIONAMIENTO

Dentro de este concepto se consideran las cuchillas seccionadoras, entre las que debemos distinguir:

- Por su operación:
 - . Con carga
 - . Sin carga
- Por su apertura:
 - . Operación individual
 - . Operación en grupo
- Por su mecanismo de accionamiento:
 - . Manual
 - . Eléctrico.

Las cuchillas seccionadoras, para operar sin carga, se utiliza normalmente en las siguientes aplicaciones:

- . Cambiar conexiones en un circuito.
- . Aislar al equipo eléctricamente para su reemplazo.

Las cuchillas, para operar sin carga, deberán operarse después de abrir el circuito, lo cual se logra por medio de otros elementos.

Existen, adicionalmente, cuchillas para operar con carga.

14.2 INTERRUPTORES

Los interruptores son equipos de seccionamiento para operar con carga, los cuales reúnen las siguientes características generales:

- Mayor robustez. Esto es necesario para poder soportar los efectos mecánicos en la apertura y cierre.
- Mayor rapidez en la apertura y cierre. Esto se logra mediante carga mecánica o algún otro dispositivo que asegure una alta velocidad en la apertura o cierre.
- Protección contra el arco eléctrico. Esto se logra, normalmente, mediante:
 - Cámara de arqueo. Tiene como objetivo descomponer un arco eléctrico en un mayor número de arcos de menor intensidad que produzcan menores efectos mecánicos.
 - Cuerno de arqueo. Esto es un elemento sobre el cual se produciría el arco, fuera de los elementos de desconexión para que el efecto mecánico de esta descarga no los afecte.
 - Medio eficiente de extinción. Prácticamente los interruptores se clasifican en función de su medio de extinción, pudiendo ser:

Aire

Pequeño volumen de aceite

Gran volumen de aceite

Vacío

Hexafluoruro de azufre (SF₆).

Para la selección de un interruptor se debe tomar en consideración los siguientes conceptos:

- Corriente
- Capacidad interruptiva
- Tensión de operación
 - . Baja tensión
 - . Tensión media (2.3, 4.16 KV).
 - . Alta tensión.

En la selección de interruptores de alta tensión es muy importante tomar en consideración el fabricante y el desarrollo tecnológico actual.

Normalmente los interruptores van instalados dentro de gabinetes, dentro de los cuales se efectúa la conexión del interruptor con el sistema, se efectúa el control y la medición. El gabinete que presentaría mayores ventajas sería aquel que sus dimensiones y distribución permita intercambiar diferentes tipos de interruptores e incluso de diferentes marcas.

14.3 TRANSFORMADORES

El transformador es un dispositivo estático de alta eficiencia, que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin contacto eléctrico entre los dos, a la misma frecuencia y cambiando los valores de tensión y corriente.

El traslado de energía eléctrica de un punto a otro actualmente representa problemas por la capacidad a transmitir, y la distancia entre los dos puntos, lo cual creó la necesidad de modificar la forma de efectuar esta transmisión mediante la elevación de la tensión y por lo tanto reducción en la corriente.

Un esquema típico de infraestructura eléctrica está constituido por:

- Generación.- Esto normalmente en plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en tensiones hasta de 13 200 V.
- Transmisión.- A partir de la generación es necesario instalar una subestación elevadora para transformar la tensión de la generación en una tensión mayor para reducir las pérdidas.
- Utilización.- En esto tenemos las redes de distribución a partir de la reducción de la tensión de transmisión a la tensión de subtransmisión o de distribución y posteriormente a la de utilización.

Los transformadores se clasifican en:

- Por características eléctricas.
 - . Transformadores de distribución
 - . Transformadores de potencia.
 - Capacidad menor o igual a 500 KVA
 - Tensiones primarias hasta de 67,000 V.
 - Tensiones secundarias hasta de 15,000 V.
- Por construcción.
 - . Interiores
 - . Intemperie
- Por forma de instalación.
 - . Tipo poste
 - . Tipo subestación.
- Por tipo de enfriamiento.
 - . Secos
 - . Aceite.
 - . Líquidos aislantes.

1. Conexión

1. Cambiador de derivaciones (sin carga)

2. Tapa

3. Bushings de alta tensión

13. Bushings de alta tensión

10. Cubierta

5. Manómetro

2. Nivel magnético líquido

4. Termómetro

6. Tapa



Placa de cables

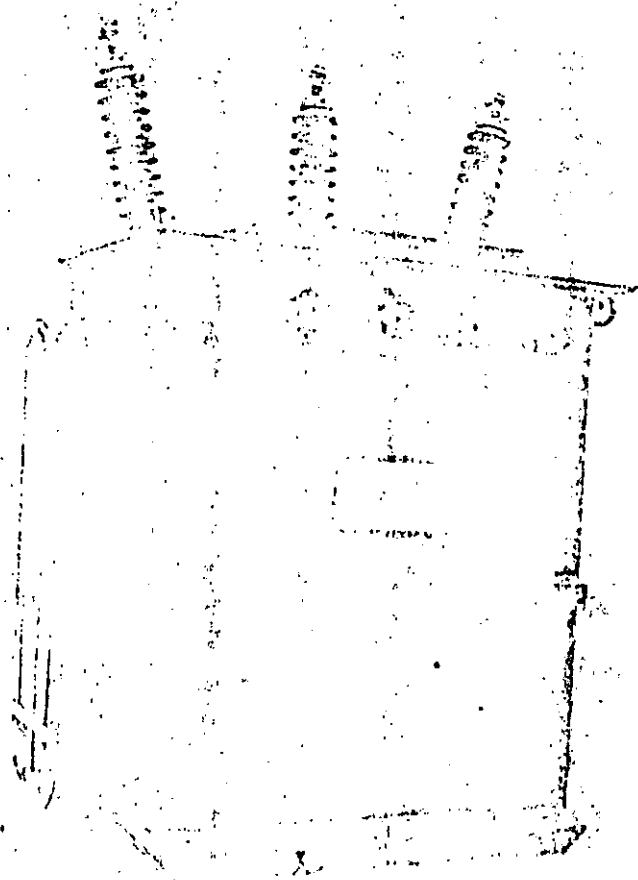
Alfileres de fijación

Continúa en la página...



Tipo poste

Tipo subestación



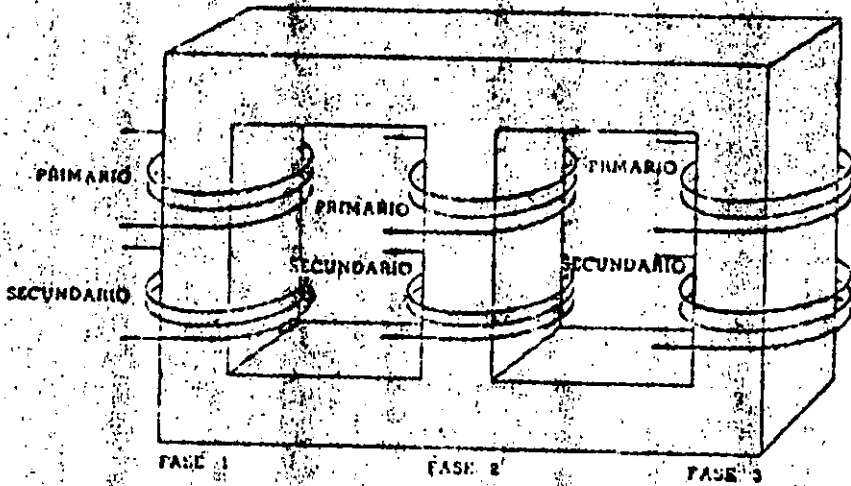
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE UN SOLO NUCLEO

Fig. 14.3.3

FORMA DE ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR

Para definir un transformador es necesario proporcionar los siguientes datos:

1. Capacidad (KVA).
2. Número de fases
3. Frecuencia de operación (Hz).
4. Relación de transformación
(tensión en el primario-secundario).
5. Conexión (primario-secundaria).
6. Número de derivaciones arriba y abajo del voltaje nominal y su porcentaje.
7. Tipo de enfriamiento
8. Servicio
9. Altura sobre el nivel del mar a la cual va a operar el transformador
10. Impedancia
11. Sobreelevación de temperatura ($^{\circ}\text{C}$).
12. Gargantas de ductos en alta y baja tensión y su colocación relativa.
13. Accesorios
14. Condiciones especiales de servicio.

1.- CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

La capacidad nominal de un transformador se define, como los KVA, que su devanado secundario es capaz de operar por un tiempo especificado, bajo condiciones de tensión y frecuencia de diseño, sin exceder los límites de temperatura establecidos por norma. En los transformadores en aceite la temperatura promedio de un devanado no debe exceder de 65°C, sobre una temperatura promedio de 30°C y máximo de 40°C.

Es muy importante que el responsable de la instalación calcule en forma correcta los KVA, de transformación que necesita, pues en caso contrario se llegará a la situación de tener capacidad ociosa, lo que representa valores altos de corriente de excitación y una inversión inicial mayor, ambos casos son costos que representa pérdidas para el usuario.

A continuación damos a conocer la forma de calcular los KVA, de transformación y un ejemplo para mayor entendimiento:

La forma de calcular la capacidad del transformador es:

$$C = \frac{CI \times FD}{fd}$$

C = Capacidad

CI = Carga instalada

FD = Factor de demanda

fd = Factor de diversidad

CAPACIDADES NOMINALES DE TRANSFORMADORES
(KVA)

MONOFASICO

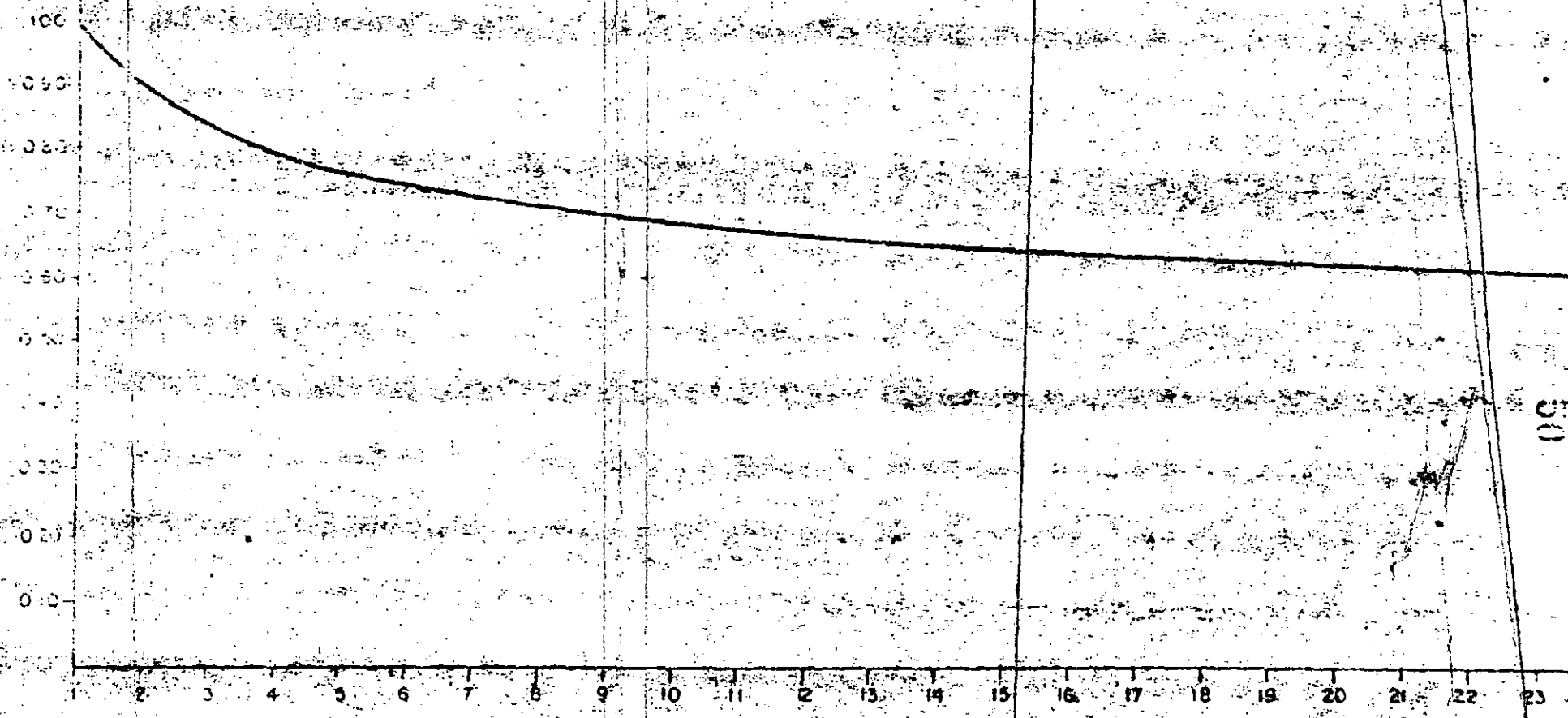
TRIFASICO

3		9
5		
10	-----	15
15	-----	30
25	-----	45
37.5	-----	
50	-----	75
75	-----	112.5
100	-----	150
167	-----	225
250	-----	300
333	-----	500
500	-----	750*
		1000*
		1500*

* Transformador de potencia

* Transformadores secos Monofásicos 3 a 50 KVA

Trifásicos 9 a 150 KVA



No. LOTES

FIG. 14.3.4

50

EQUIPOS, CAPACIDAD Y HORARIO DE USO

AREA		AIRE ACONDICIONADO				ALUMBRADO		SERVICIOS AUXILIARES		
No.	CANT.	OP. VOSA	TOTALES K W.	TOTALES KVAR.	HORARIO	TOTALES K W.	HORARIO	TOTALES K W.	TOTALES KVAR.	HORARIO
CORNIFICIO	4	46.000	12	5.38	0-8, 14-17 y 20-24	0.640	20-22	—	—	—
PST. COMEDOR	1	24000	6	3.16	13-15 y 19-22	0.480	19-22	—	—	—
TELEVISION	1	—	—	—	—	—	—	0.300	—	14-22
COCINA	1	—	—	—	—	0.300	16-24	—	—	—
REFRIGERADOR	1	—	—	—	—	—	—	0.375	—	10-16 y 18-24
PLANCHA	1	—	—	—	—	—	—	1.000	—	17-18
TOSTADOR	1	—	—	—	—	—	—	1.200	—	8-8 y 21-21.15
LAVADORA	1	—	—	—	—	—	—	0.200	—	11-12
CUARTO DE SERV.	1	—	—	—	—	0.060	19-23	—	—	—
BANOS	3	—	—	—	—	0.180	—	—	—	—
LAVADIN	1	—	—	—	—	0.330	19-22	—	—	—
ELUCRCA	1	—	—	—	—	0.500	19-22	0.375	0.199	8-12

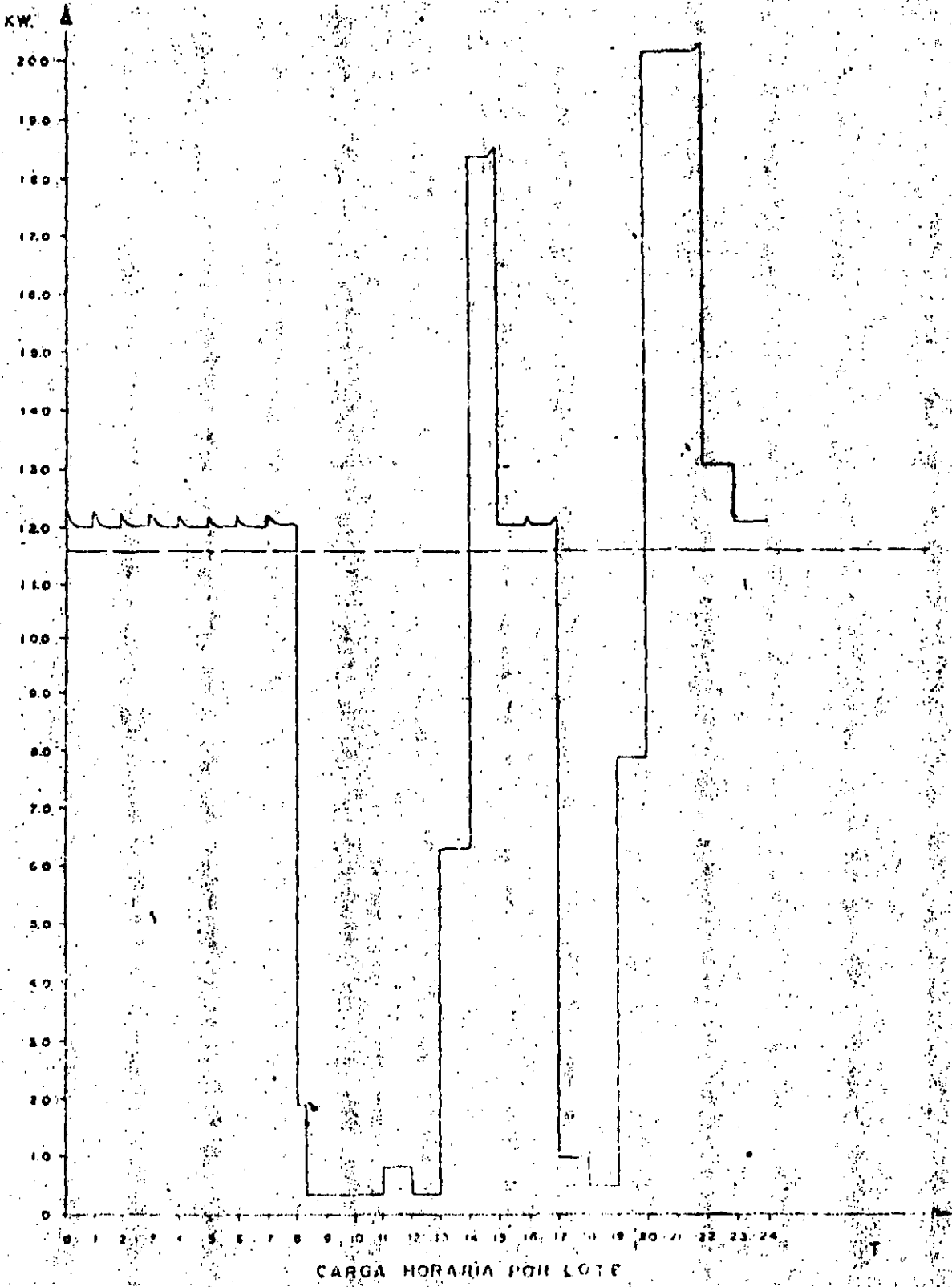


Fig. 14.3.5

2. NUMERO DE FASES

En instalaciones industriales el número de fases es de 3, por las ventajas que representa.

La determinación de si el equipo de transformación por instalar debe ser banco de transformadores monofásicos o trifásicos, así como su tipo de conexión, debe ser el resultado de un análisis exhaustivo tanto técnico como económico. Para este análisis se debe considerar:

Ventajas del transformador trifásico:

Costo inicial más barato (aproximadamente 35%)

Costos más bajos de instalación y transporte

Menos peso total

Menos superficie requerida

Ventajas de los transformadores monofásicos:

En caso de avería puede reemplazarse una sola unidad

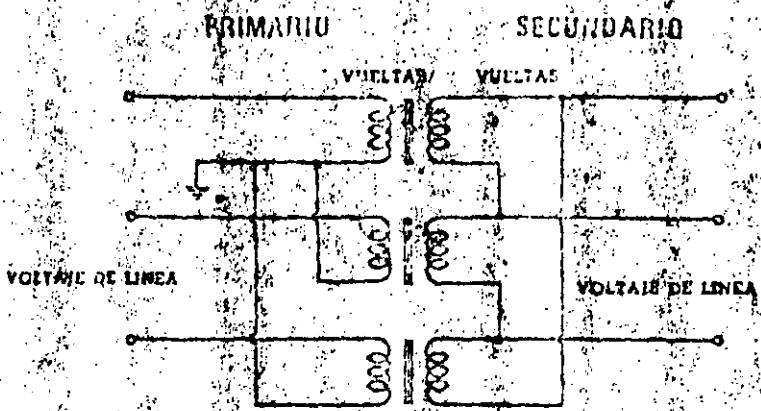
Normalmente se instala un cuarto transformador para asegurar la continuidad en el servicio

Piezas de repuesto más baratas

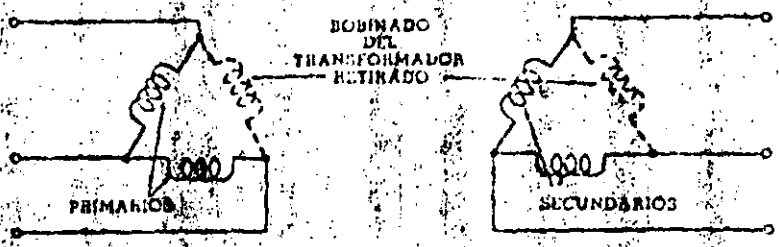
Costo de reparación más barato

Más flexibilidad de voltaje

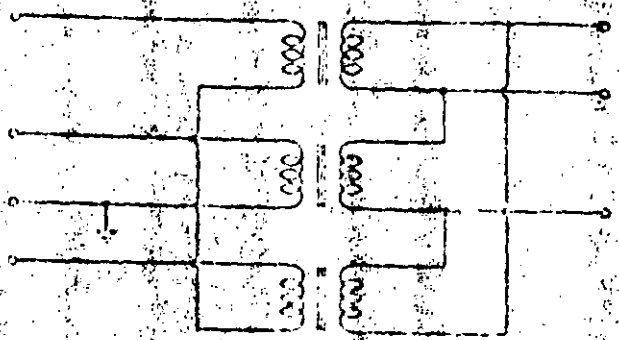
BANCOS DE TRANSFORMACION



TRIFASICO (Y-Δ)



Δ - ABIERTA



MONOFASICO (Y-Δ)

FIG. 19.3.6

CONEXIONES DE TRANSFORMADOR TRIFASICO 143

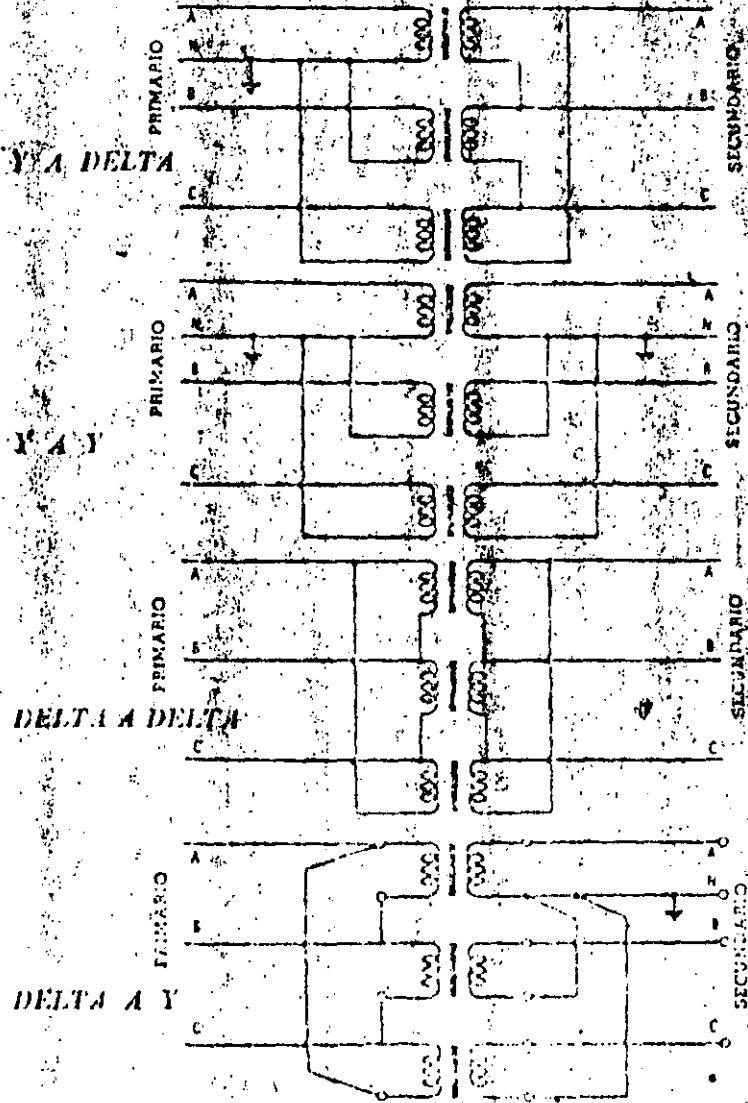


FIG. 14.3.

FIG. 14.3.7

6. NUMERO DE DERIVACIONES

14-70

El valor de la variación con las derivaciones no debe exceder por norma del 10% de la tensión nominal.

El número más usual de derivaciones es cuatro, cada una del 2.5% del voltaje nominal primario; dos arriba y dos abajo de dicho voltaje.

En ocasiones se tienen también derivaciones de uno arriba y tres abajo de 2.5% cada uno.

7. ENFRIAMIENTO

Existen en el mercado diferentes tipos de enfriamiento para los transformadores:

- Autoenfriados
- Aire forzado
- Elemento líquido aislante

La forma de especificar los tipos de enfriamiento se presenta a continuación:

OA	Autoenfriados en aceite
AA	Autoenfriados secos
OA/FA	Autoenfriados en aceite/enfriados por aire forzado
AFA	Autoenfriados secos/enfriados por aire forzado
FOA	Autoenfriados y enfriados por aire y aceite forzado

OPERACION CON VENTILACION FORZADA

Esta operación consiste en trabajar el transformador con sobrecargas continuas, pero sujeto a ventilación forzada a fin de que no se exceda el límite de temperatura, para el cual se diseñó y construyó el transformador.

Por norma las sobrecargas a obtener con ventilación forzada, son las indicadas en la tabla.

SOBRECARGA

CAPACIDAD
(KVA)

15%

Hasta 2,000

25%

2,001 - 10,000

33%

mayores de 10,000

A continuación se presenta el enlistado de equipo para efectuar la operación con ventilación forzada.

- Transformador de corriente bobina de deflexión y relevador térmico
- Tablero situado a un costado del tanque debidamente alambrado con tablilla de conexiones, fusibles y arrancador termomagnético.
- Ventiladores soportados sobre la estructura de los radiadores.

8. SERVICIO

Esta característica define la localización del transformador. Se clasifica en:

Interior

Intemperie

9. ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR

A mayor altura sobre el nivel del mar, el aire se enrarece, se ioniza y rompe a tensiones menores, tiene menor densidad y por lo tanto su capacidad de disipación térmica se abate. Todos estos factores originan que se incremente el volumen y peso del transformador y por lo tanto su precio.

Los transformadores de distribución están diseñados para una altitud mínima de 1000 metros sobre el nivel del mar. Sin embargo estos transformadores pueden operarse a capacidad nominal a mayores altitudes, siempre que la temperatura ambiente promedio máxima no exceda de $3^{\circ}\text{C}/1000\text{ m}$ por abajo de los 30°C , como se anota en la tabla 14.3.3.

La altitud de 4500 metros es considerada la máxima para transformadores normales.

Si la temperatura ambiente promedio máxima excede de los valores indicados pero sin exceder la temperatura promedio de 30°C , se puede operar a capacidad reducida, en un porcentaje de 0.4% (aproximadamente) por cada 100 metros en exceso de los 1000 m.

La rigidez dieléctrica de algunas partes de un transformador, que dependen total o parcialmente del aire para su aislamiento, disminuye conforme la altitud aumenta. Para una clase de aislamiento, dada la rigidez dieléctrica a 1000 metros de altitud, debe multiplicarse por el factor de corrección apropiado para la nueva altitud a fin de obtener la nueva rigidez dieléctrica a la altitud especificada.

T A B L A 14.13

CAPACIDAD NOMINAL DE TRANSFORMADORES
VARIACION POR ALTITUD Y TEMPERATURA

ALTITUD

TEMPERATURA
PROMEDIO MAXIMA

1000 msnm

30°C

2000

27°C

3000

24°C

4000

21°C

T A B L A 1434

FACTORES DE CORRECCION DE RIGIDEZ DIELECTRICA

ALTITUD (msnm)	FACTOR DE CORRECCION
1 000	1.00
1 200	0.93
1 500	0.95
1 800	0.92
2 100	0.89
2 400	0.86
2 700	0.83
3 000	0.80
3 600	0.75
4 200	0.70
4 500	0.67

10. IMPEDANCIA

El valor de la impedancia está definido por la suma vectorial de los valores de la resistencia y de la reactancia. Se mide en por ciento o sea un número adimensional.

La impedancia depende en gran parte de la geometría y construcción de las bobinas.

El conocimiento del valor de la impedancia de un transformador, es necesario para seleccionar las protecciones adecuadas tanto para el transformador como para el sistema completo, ya que la impedancia es la limitadora de la corriente en caso de un corto circuito, por lo cual debe ajustarse a las normas y coordinarse correctamente con el circuito de protección.

La impedancia es de mucha importancia cuando el transformador vaya a operar en paralelo.

La impedancia de un transformador se mide colocando en corto circuito un devanado y haciendo circular por el otro corriente de plena carga, leyendo así directamente un voltaje, el cual nos sirve para calcular el porcentaje de impedancia del transformador.

El valor de impedancia de un transformador debe ser definido por:

Su operación: como en el caso de trabajar en paralelo

Valor de corto circuito en sus terminales secundarias

Disponibilidad en el mercado de equipo de interrupción

Valor de regulación que necesite el proceso, etc.

T A B L A 14.3.5
 IMPEDANCIA EN TRANSFORMADORES

(%)

ALTA TENSION (VOLTS NOMINALES)	VOLTAJE SECUNDARIO	
	480 V	2 400 V o mayor
2400 - 22900	5.75	5.5
26400 - 34400	6.25	6.0
43800	6.75	6.5
67000	-----	7.0
115000	-----	7.5
138000	-----	8.0

13. ACCESORIOS ESPECIALES DE TRANSFORMADORES

- Termómetro con contactos de alarma.
- Indicador del nivel del líquido aislante con contactos de alarma.
- Tanque conservador.
- Relevador Buchholz.
- Indicador de temperatura del punto más caliente, con contactos de alarma.
- Cambiador de derivaciones con 5 posiciones, además de la tensión nominal.
- Cambiador de derivaciones operado bajo carga.
- Ventiladores.
- Provisión para ventilación por aire forzado.
- Válvula de presión y vacío.
- Conectores para baja tensión.
- Conectores para alta tensión.
- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión nominal.
- Base con ruedas para rolar en dos sentidos.
- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de alta tensión.
- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de baja tensión.

14. CONDICIONES ESPECIALES DE SERVICIO.

Condiciones de servicio fuera de las indicadas en los párrafos anteriores, se deben especificar previamente al fabricante. Ejemplo de algunas de estas condiciones son las siguientes:

Vapores o atmósferas dañinas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas de polvo o gases, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva, etc.

Vibraciones anormales, golpes o cambios de posición.

Temperaturas ambiente excesivamente bajas o altas.

Condiciones de transporte o almacenaje poco usuales.

Limitaciones de espacio.

Otras condiciones de operación, dificultades de mantenimiento, tensión desbalanceada, forma de onda deficiente, necesidades especiales de aislamiento, etc.

En mantenimiento se debe verificar lo siguiente:

- 1) Relación de transformación.
- 2) Resistencia de aislamiento.
- 3) Factor de potencia del aislamiento.
- 4) Resistencia óhmica de los devanados.
- 5) Revisar el termómetro.
- 6) Verificar el nivel de aceite.
- 7) Limpiar el tanque y bushings.
- 8) Verificar fugas.
- 9) Verificar el estado y sellado de las juntas.
- 10) Apriete general de tornillería y conexiones.
- 11) Verificar la ventilación del local en que se aloja el transformador.
- 12) Verificar que no haya trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
- 13) Verificar las características del aceite mediante una muestra.

OTRAS CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

Operación a tensiones superiores a la nominal.

Los transformadores deben ser capaces de operar:

Con 5% arriba de la tensión nominal del secundario a capacidad nominal en KVA, sin exceder los límites de sobre elevación de temperatura. Este requisito se aplica cuando el factor de potencia de la carga es de 80% mayor.

Con 10% arriba de la tensión nominal del secundario en vacío, sin exceder los límites de sobre elevación de temperatura.

NOTA: Para cualquier derivación se aplican los mismos requisitos anteriores.

Nivel de ruido.

Los transformadores deben estar contruidos para que el promedio del nivel de ruido no exceda los decibeles especificados en la tabla 14, cuando el transformador sea excitado a tensión nominal, sin carga y sea medido en las condiciones indicadas en el método de prueba.

Los valores en decibeles indicados en la tabla corresponden a los KVA nominales equivalentes a un transformador de dos devanados con la elevación de temperatura permitida por esta norma, para cualquier frecuencia hasta 60 Hz.

T A B L A 14.3.6

NIVEL DE RUIDO (db) EN TRANSFORMADORES

C L A S E

Equivalente a dos devanados (KVA nominales)	AA	AFA	OA	FA
Hasta 300	66	70	56	70
301 a 500	68	71	58	70

TABLA 14.3.7
 CARACTERÍSTICAS DE TRANSFORMADORES

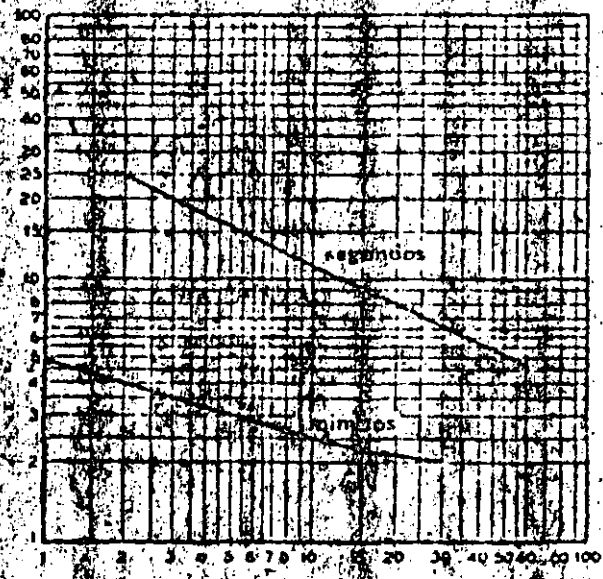
NIVEL BÁSICO DE TENSIONE (KV)	VOLTAJE APLICADO (KV)	NIVEL BÁSICO DE IMPULSO (KV)	
		DISTRIBUIDOR	POTENCIA
2	10	20	45
2.5	15	45	60
5.0	19	60	75
8.7	26	75	95
15.0	34	95	110
25.0	50	150	150
34.5	70	200	200
46.0	95	250	250
69.0	140	350	350
92.0	185		450
145.0	230		550

69

14.3.7

SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES

Número de veces de corriente nominal



Tiempo

FIG. 14.3.8

Transformadores en baño de aceite.
 Temperatura ambiente 30°C.
 Enfríos por ventilación natural

DESIGNACION DE LAS TERMINALES DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS Y MONOFASICOS.

De acuerdo con las normas industriales, la terminal de alta tensión marcado H1, es el de la derecha, visto el transformador desde el lado de alta tensión y las demás terminales "H" siguen un orden numérico de derecha a izquierda. La terminal H0 de los transformadores trifásicos, si existe, está situado a la derecha del H1, visto el transformador desde el lado de alta tensión.

En los transformadores monofásicos la terminal de baja tensión X1, está situada a la derecha, visto el transformador desde el lado de baja tensión, si el transformador es de polaridad aditiva (X1 queda diagonalmente opuesto a H1), o la izquierda, si el transformador es de polaridad substractiva (H1 y X1 son adyacentes).

En los transformadores trifásicos, la terminal X1 queda a la izquierda, visto el transformador desde el lado de baja tensión. Las terminales X1 y X3 están situados para que las tres terminales queden en orden numérico de izquierda a derecha. La terminal X0, si existe, está situado a la izquierda de la terminal X1.

POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

El objetivo es determinar el desplazamiento angular, expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase de alta tensión y el vector que representa la tensión de línea a neutro en la fase correspondiente en baja tensión.

La polaridad de un transformador de distribución monofásico puede ser aditiva o subtractiva. Una simple prueba para determinar la polaridad de un transformador es conectar dos bornes adyacentes de los devanados de alta y baja tensión y aplicar un voltaje reducido a cualquiera de los devanados.

La polaridad es positiva si el voltaje medido entre los otros dos bornes de los devanados es mayor que el voltaje en el devanado de alta tensión (fig. A).

La polaridad es subtractiva si el voltaje medido entre los dos bornes de los devanados es menor que el voltaje del devanado de alta tensión (fig. B).

De acuerdo con las normas industriales, todos los transformadores de distribución monofásicos de hasta 200 KVA con voltajes en el lado de alta de hasta 3,660 volts (voltaje del devanado) tienen polaridad aditiva. Todos los demás transformadores monofásicos tienen polaridad subtractiva.

La polaridad reviste una gran importancia en la conexión de los transformadores, sobre todo si éstos han de ser conectados en paralelo o en bancos.

CONEXION EN PARALELO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

Si se necesita mayor capacidad, pueden conectarse en paralelo dos transformadores de igual o distinta potencia nominal. Los transformadores monofásicos de polaridad aditiva o substractiva pueden conectarse en paralelo si son idénticos sus voltajes nominales, derivaciones y frecuencia, además de sus impedancias deben ser similares entre sí en $\pm 7.5\%$.

1459

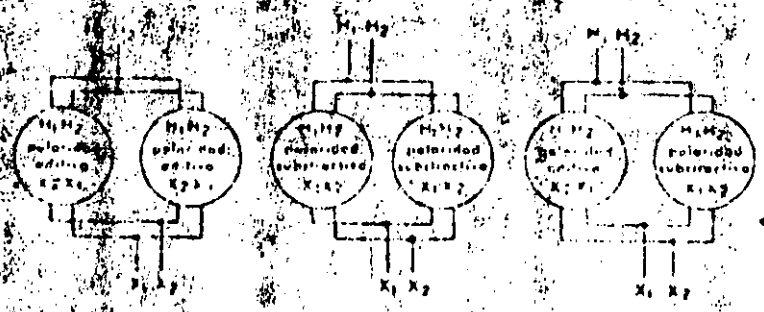
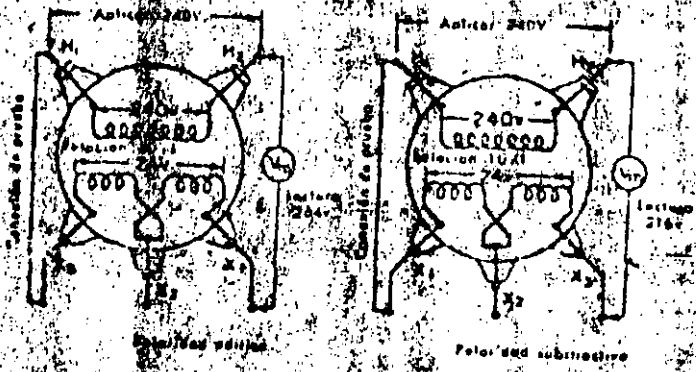


FIG. 14.3.9

FIG. 14.3.9

14.4 EQUIPO EN BAJA TENSION

CARACTERISTICAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

COMPAÑIA SUMINISTRADORA

1.1 Características generales

Tensión: 127 V (Tolerancia $\pm 10\%$)
 220 V
 13.8 KV

Frecuencia: 60 Hz (Tolerancia $\pm 2\%$)

1.2 Responsabilidades

- Hasta el punto de entrega
- En interrupciones por servicio:
 - Avisar de la suspensión con una anticipación mínima de 72 h
 - Procurar sea menor a 24 h/mes y/o 8 h/día y/o se presente en horas de menor perjuicio
- No existe responsabilidad en interrupciones por causas de fuerza mayor y/o menores de 2 h.

EQUIVOS

Tensión: 127 V, 220 V, 440 V, 600 V, 2300 V, 4160 V

Frecuencia: 25, 50, 60, 50/60 Hz

Número de fases: 1, 2, 3

Número de hilos: 1, 2, 3, 4

Combinaciones: 1Ø, 2H

2Ø, 2H

3Ø, 3H

3Ø, 4H

Corriente: alterna

directa

* Automóviles

Línea de Servicio independiente.

LÍNEA DE SERVICIO (Int. 7)

Aconectada:

Conductores cal. min.	Num. de ctos.
14 AWG	1
10 AWG	2

CANALIZACIÓN ELÉCTRICA

Medios principales de desconexión y protección contra sobre corriente

Circuitos de control, señales, alarmas, emergencia, etc.

CONDUCTOR ALIMENTADOR

CIRCUITOS

DERIVADOS

CARGA

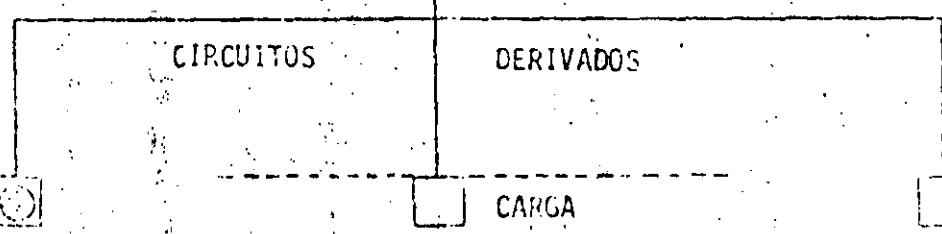
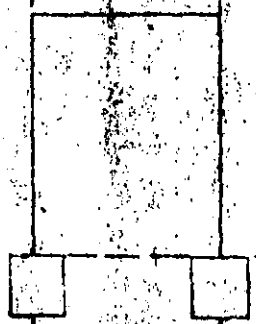
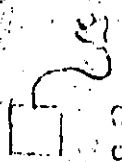
Medios protectores contra

MOTOR

Conductor cal. min.

Capacidad de circuito

18 AWG	15A
16 AWG	20A
14 AWG	30A
12 AWG	50A



SOBRECORRIENTE

La sobrecorriente en un circuito eléctrico se presenta por los siguientes conceptos:

SOBRECARGA. - Es un exceso de corriente dentro del circuito establecido; los efectos son:

- . Color.
- . Magnetismo.
- . Arqueo.

El incremento de los efectos se presentan en forma gradual; en los dos primeros en forma directamente proporcional al cuadrado de la corriente.

Las principales sobrecargas se presentan:

- Conexión de un mayor número de dispositivos.
- En circuitos. Conexión de un dispositivo de mayor capacidad.
- Motores por causas:
 - . Mecánica.
 - . Bajo voltaje.
 - . Falta de fase.

CORTO CIRCUITO. Es un exceso de corriente fuera del circuito establecido, debido principalmente a fallas:

- . Aislamiento
- . Contacto

Las fallas pueden ser:

- . Entre fases
- . Entre fase y tierra

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

La capacidad de los dispositivos de protección no deberá ser mayor que la corriente permitida por los conductores del circuito.

Cuando el circuito alimenta a un solo aparato con capacidad mayor de 10A, la capacidad máxima de la protección contra sobrecorriente es del 150%.

- MOTORES EN SERVICIO CONTINUO.

Mayores de 1 CP

Dispositivo de sobrecorriente individual con ajuste máximo del 140% de la corriente nominal a plena carga.

Menores de 1 CP

Arranque Manual

Se considera protegido contra sobrecorriente por el dispositivo de protección del circuito derivado si no excede de 20 A.

Arranque Automático

Dispositivo de sobrecorriente individual con ajuste máximo del 140% de la corriente nominal a plena carga.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE MOTORES

28-18 Fusibles. Conductores en los que se intercalan. Si se usan fusibles para la protección contra sobrecarga del motor, deberán intercalarse en cada conductor no conectado a tierra.

28-19 Dispositivos que no sean fusibles, tales como bobinas de disparo, elevadores o elementos térmicos, que se permitan y su colocación.

Clase de motor	Sistema de abastecimiento	Número mínimo y colocación de las unidades de protección contra sobrecorriente
Monofásico o de C.D.	Bifilar, monofásico o de C. D., no conectado a tierra.	Uno, en cualquier conductor.
Monofásico o de C.D.	Bifilar, monofásico o de C. D., un conductor conectado a tierra.	Uno, en el conductor no conectado a tierra.
Monofásico o de C.D.	Trifilar, monofásico o de C. D., neutro conectado a tierra.	Uno, en cualquiera de los dos conductores no conectados a tierra.
Trifásico	Trifilar, trifásico no conectado a tierra.	Dos, en dos conductores cualesquiera.
Trifásico	Trifilar, trifásico, un conductor conectado a tierra.	Dos, en los conductores no conectados a tierra.
Trifásico	Trifilar, trifásico, neutro conectado a tierra.	Dos, en dos conductores cualesquiera.
Trifásico	Tetrafilar, trifásico, neutro conectado a tierra.	Dos, en dos conductores cualesquiera, excepto el neutro.

MOTORES EN SERVICIO INTERMITENTE.

Se considerará protegido contra sobrecorriente por el dispositivo de protección del circuito derivado, si éste no es mayor del 400% de la corriente nominal a plena carga del motor.

MOTORES CON CORRIENTES INFERIORES A 4A.

Se considerarán protegidos con el dispositivo de protección contra sobrecorriente de 15A del circuito derivado.

Los conductores de control (28-35) se consideran protegidos contra sobrecorriente por dispositivos que no excedan del 500% de la corriente permitida por los conductores.

8.1

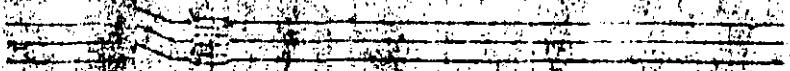
ALIMENTACIÓN DE LÍNEAS

DEL PLAN GENERAL DE LA FERRIENAS COMUNICACIONES EN AEREO

(Para otras formas de alimentación veras otras, véase el artículo 26)

Entrada
de la red

Conductores alimentadores



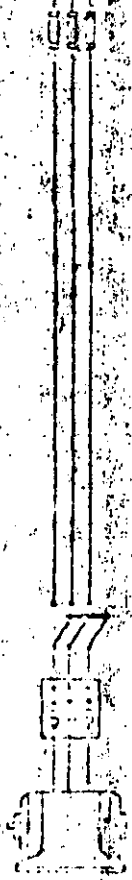
Medio principal de desconexión y protección contra sobrecorriente.
(Véase las fracs. 23-24 a 23-33)

Protección contra sobrecorriente del circuito derivado.
Fusibles o interruptor automático.
(Véase las fracs. 23-24 a 23-30)

Circuito derivado para motor

Aparato y medio de protección contra sobrecorriente del motor.
(Véase las fracs. 23-31 y 23-32 a 23-33)

Medio de desconexión.
(Véase las fracs. 23-34 a 23-37)



TABLEROS

Un tablero de distribución es un ensamble de uno o más interruptores o seccionadores con otros equipos de control, medición y protección en una estructura que contiene las interconexiones entre los aparatos, una bus principal y una serie de accesos, los como soportes, aisladores, barras, etc.

Los tableros de distribución son aplicados en las plantas industriales a través de todo un sistema de potencia, pero su principal uso es en la entrada de las líneas del servicio (aconectada) y en el control y protección de los centros de carga, motores, transformadores y otros equipos de distribución secundaria.

Los tableros los podemos clasificar en:

- Tablero abierto.- Es aquel que no cuenta con una envolvente metálica como extensión o parte de su estructura.

- Tablero en gabinete.- Generalmente consiste en una estructura metálica envolvente con tapas metálicas en la parte superior y todos sus lados.

Por su localización los tableros pueden ser:

- Interior
- Intemperie

TABLEROS DE DISTRIBUCION

ALTA TENSION

(MAYORES DE 1000 VOLTS)

TABLEROS BLINDADOS COMPARTIMENTADOS (METAL-CLAD)

TABLEROS BLINDADOS DE FACE SEPARADA

TABLEROS BLINDADOS NO COMPARTIMENTADOS

BAJA TENSION

(MENORES DE 1000 VOLTS)

TABLEROS COMPARTIMENTADOS

TABLEROS NO COMPARTIMENTADOS

TABLEROS MIXTOS

TABLEROS DE CONTROL SECUNDARIO

SIMPLEX
DUPLEX
DUAL
ESCRITORIO

TABLEROS DE CONTROL

TABLEROS DE CONTROL DE PROCESO

TIPOS DE GABINETE DE VIS

EXAMEN EN NEUMATOLOGIA

I.T.P.O.	SERVICIO	PROTEGE AL EQUIPO CONTRA	GABINETE RESISTENTE
1 Usos generales	Interior	Contactos accidentales de personas	
2 A prueba de goteo	Interior	Goteo de líquidos no corrosivos, salpicadura de lodos.	
3 Para servicio intemperie	Exterior	Tolvaneras, aire húmedo	A la explosión
3R A prueba de lluvia	Exterior	Lluvia	A la corrosión
4 Hermético al agua y al polvo	-	Condensaciones externas, salpicaduras de agua, chorro de manguera	80
4R Hermético al agua, polvo y resistente a la corrosión	-	Condensaciones externas, salpicaduras de agua, chorro de manguera	A la corrosión (metálico o poliéster)
5 Hermético al polvo	Interior	Polvo	
6 Sumergible, hermético al agua y polvo	Interior Exterior	Inmersión ocasional, chorros directos de agua y polvo	

J. I. P. O.	SERVICIO	PROTEGE AL EQUIPO CONTRA	GABINETE RESISTENTE
7 A prueba de gases explosivos (Equipo encerrado en aire)	Atmósferas peligrosas	Una explosión interna sin causar peligros externos	
8 A prueba de gases explosivos (Equipo encerrado en aceite)	Atmósferas peligrosas	Chispas Una explosión interna sin causar peligros externos	
9 A prueba de polvos explosivos (Equipo encerrado en aire)	Atmósferas peligrosas	Ingreso de cantidades peligrosas de polvos explosivos.	
10 Para uso en minas	Atmósferas con metano y aire	-	A explosión
11 Resistente a la corrosión (Equipo encerrado en aceite)	-	Condensaciones externas de líquidos corrosivos, humos y gases corrosivos	A la corrosión
12 Uso industrial Hermetico al polvo	Interior	Fibras, insectos, pelusas, polvos, salpicaduras tóxicas, goteos y condensaciones externas de líquidos	
13 Uso industrial Hermetico al aceite y polvo	Interior	Aceites líquidos refrigerantes Polvos	

87

TABLERO METAL-CLAD

- El equipo de interrupción es de tipo removible, con mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones de conectado y desconectado, equipados con medios de autoalineamiento e inserción.
- Las partes principales del circuito primario, tales como equipo de interrupción, transformadores de potencia, etc. deben estar rodeadas por barreras metálicas aterrizadas, para asegurar que las partes energizadas del circuito primario no sean accesibles cuando las puertas estén abiertas.
- Todas las partes vivas del circuito primario son automáticamente cubiertas cuando los aparatos removibles están en las posiciones de prueba o desconexión.
- Las barras y conexiones son cubiertas con material aislante.
- Los aparatos son provistos de enlaces o bloqueos mecánicos para asegurar su correcta secuencia de operación.
- Los instrumentos, medidores, relevadores, aparatos de control secundario y su alambrado, son aislados por cubiertas metálicas aterrizadas de todos los elementos del circuito primario.

TABLEROS BLINDADOS DE ALTA TENSION NO COMPARTIMENTADOS. 11/74

- En estos tableros los aparatos de alta tensión deben ser de montaje fijo.
- Las conexiones a los aparatos de alta tensión pueden efectuarse con conductores forrados o desnudos según se especifique. Cuando se usen conductores desnudos, dichos soportes deben ser de porcelana o de un material equivalente.
- Los soportes de los conductores deben tener las resistencias mecánica y dieléctrica adecuadas para soportar los esfuerzos de corto circuito especificados y la prueba dieléctrica correspondiente.
- En los tableros de alta tensión que contengan un desconectador con carga combinado con fusibles, las puertas deben quedar entrelazadas mecánicamente, de tal manera que los fusibles no sean accesibles mientras dicho desconectador esté cerrado.

TABLEROS DE BAJA TENSION COMPARTIMENTADOS 14.75

- Cada interruptor debe tener su compartimiento.

- Los instrumentos de medición y control, elementos indicadores y otros dispositivos, deben alojarse en compartimientos propios o en las puertas o cubiertas frontales de los compartimientos de interruptores.

- Las barras colectoras, deben alojarse en el espacio restante del tablero, donde pueden colocarse también transformadores de medición y control, fusibles, reactores, apartarrayos y condensadores.

- Las barras colectoras correspondientes a diferentes fuentes de alimentación se separan en compartimientos propios.

TABLEROS DE BAJA TENSION CON INTERRUPTORES DE POTENCIA ENCHUFABLES

- Estos tableros deben ser compartimentados.
- Cada compartimiento de interruptor debe llevar al frente una puerta, a menos que el interruptor esté provisto de una cubierta integral.
- Deben proporcionarse cubiertas posteriores y superiores, en cantidad suficiente para permitir el libre acceso a las barras y conexiones que no sean accesibles por el frente.
- Deben proporcionarse medios mecánicos para el cierre y disparo de interruptores de operación eléctrica. El interruptor debe poder dispararse desde el frente del tablero.
- El indicador del cierre o apertura del interruptor debe quedar visible por el frente del tablero.
- Deben proporcionarse dispositivos de entrelace mecánico para:
 - Evitar el enchufe o desenchufe del interruptor cuando esté cerrado.
 - Mantener trabado el interruptor en su posición de enchufado.
 - Evitar el cierre del interruptor mientras no esté en la posición de "enchufado" o no haya una distancia segura entre los elementos de conexión primaria móviles y sus contrapartes estacionarias.
- Las barras selectoras y sus conexiones deben estar desmudas, excepto cuando la distancia entre ellas o a tierra indique que es necesario aislarlas.

14.77

- Todos los interruptores enchufables, con el diseño mecánico y características nominales exactamente iguales, deben ser físicamente intercambiables en todos los compartimientos correspondientes. Esto no implica necesariamente intercambiabilidad en los circuitos auxiliares secundarios.

- Las conexiones del alambrado secundario entre el elemento enchufable y su contraparte estacionaria, deben estar provistas de medios de desconexión automática, cuando éste se mueva de la posición de enchufado, a menos que los contactos de desconexión secundarios pasen a la posición de prueba.

TABLEROS DE BAJA TENSION NO COMPARTIMENTADOS

- Estos tableros no deben llevar barras entre sus elementos, tales como interruptores, equipos de medición y control, barras colectoras, etc.
- En estos tableros se deben montar interruptores en caja moldeada, desconectadores con o sin fusibles u otros similares
- Las conexiones de los interruptores y otros dispositivos de desconexión a las barras colectoras pueden hacerse con alambre, cable o solera según se especifique.
- En los casos de usarse alambre o cables, estos deben estar aislados con aislamiento termoplástico para 90°C y 600 V.

El tablero de alumbrado se clasifica como tablero de distribución en baja tensión, no compartimentado.

T A B L A

LÍMITES DE TEMPERATURA EN BARRAS

TIPO DE BUS Y CONEXIÓN	ELEVACIÓN MÁXIMA PUNTO MÁS CALIENTE (°C)	TEMPERATURA TOTAL PUNTO MÁS CALIENTE (°C)
Buses y conexiones de cobre a cobre (Punto de conexión)	30	70
Buses y conexiones plateados (o equivalente) (punto de conexión)	65	105
Conexión a cables aislados (Cobre a cobre)	30	70
Conexión a cables aislados (Superficies plateadas)	45	85

Los interruptores son dispositivos diseñados para proporcionar un medio de:

- Apertura y cierre manual o controlado de un circuito.
- Apertura automática del circuito, protegiéndolo contra posibles daños producido por las condiciones de sobrecorriente.
- Desconexión del circuito.

Los dispositivos protectores de circuitos están diseñados para permitir que fluyan las sobrecorrientes normales (arranque de motores y sobrecargas mecánicas momentáneas) y abrir al presentarse una sobrecorriente durante un periodo normal de tiempo.

Los interruptores protegen con una característica de retardo de tiempo inverso contra condiciones de sobrecorriente, respondiendo al aumento de calor y magnetismo producido por el flujo excesivo de corriente.

El elemento que protege contra sobrecargas es generalmente un elemento térmico que responde a incrementos de calor.

En los interruptores el dispositivo de protección contra corto circuito es la unidad magnética que reacciona al incremento de magnetismo que resulta del aumento del flujo de corriente.

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

Los interruptores electromagnéticos para bajos voltajes son de construcción abierta, ensamblados en estructuras metálicas y diseñados para que todas sus partes sean accesibles para su mantenimiento, reparación y fácil remplazo. Sus unidades de disparo tienen un gran campo de ajuste y son completamente intercambiables en un mismo tamaño (o modelo) de interruptor.

En la actualidad estas unidades de disparo por sobrecorriente se construyen en los tipos electromecánicos y de estado sólido, con accionamientos por C.A. o C.D.

Cuando se necesitan capacidades interruptivas de 200 KA o más, se pueden utilizar los modelos con fusibles limitadores de potencia integrados, los cuales tienen equipo de protección contra operación monofásica.

Estos interruptores están diseñados para montarse en cubículos y pueden ser de ejecución extraíble (Draw - Out), lo que da flexibilidad en mantenimiento.

Su operación puede ser eléctrica o manual.

INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA

El interruptor automático en caja moldeada es un aparato de interrupción y equipo de protección ensamblados en una caja de material aislante.

Los interruptores automáticos en caja moldeada están sellados de fábrica para prevenir los daños en sus contactos debidos a la falta de precaución en su inspección. La falta de partes de repuesto en el mercado,

obliga al remplazo total de la unidad si se presentan fallas.

Se tienen de los siguientes tipos:

- Termomagnético.- Este tipo tiene un elemento de disparo térmico para sobrecargas y un elemento de disparo instantáneo magnético de protección contra corto circuito.

- Magnético.- Este tipo solo tiene elemento de disparo instantáneo magnético para emplearse cuando solo se requiere protección contra corto circuito.

- Combinación de termomagnético con fusible.- Este tipo combina la protección termomagnética normal contra corto circuito y sobrecarga, con la protección que ofrecen los fusibles, limitadores de corriente contra altas corrientes de falla.

- Termomagnéticos de alta capacidad interruptiva.- Este tipo proporciona mayor protección contra altas corrientes, que los termomagnéticos normales, sin la necesidad de fusibles limitadores y sin incrementar el costo. Esta línea incorpora contactos y mecanismos más robustos para el caso de alto impacto.

INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO

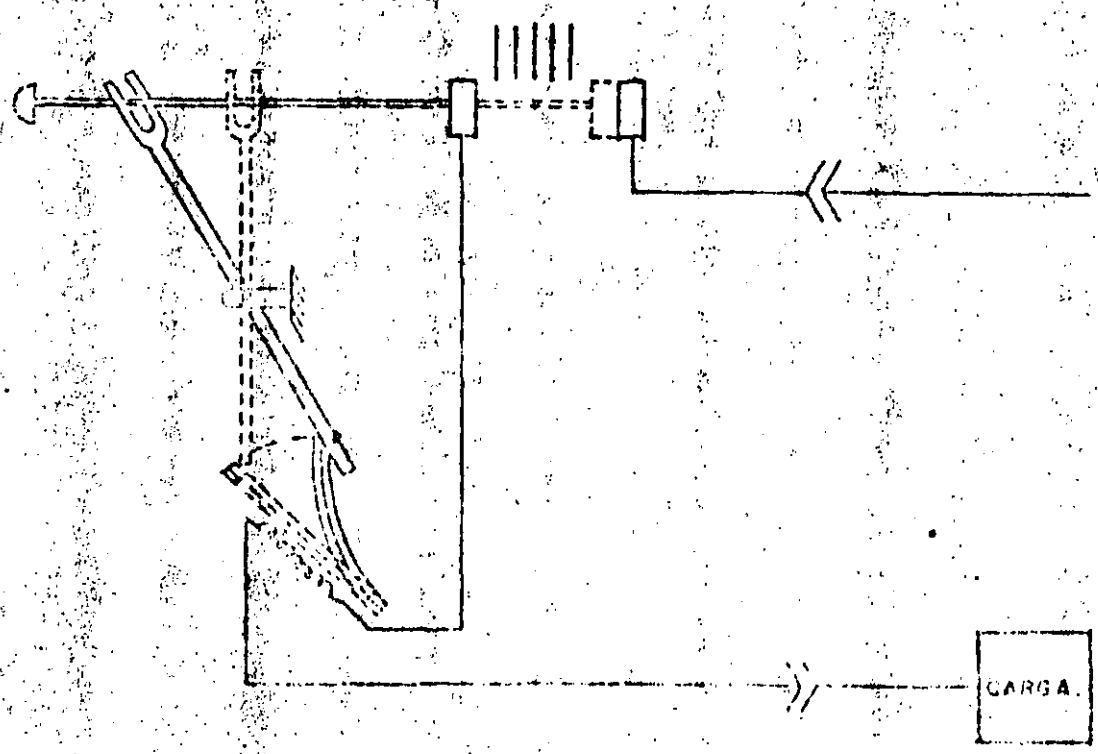
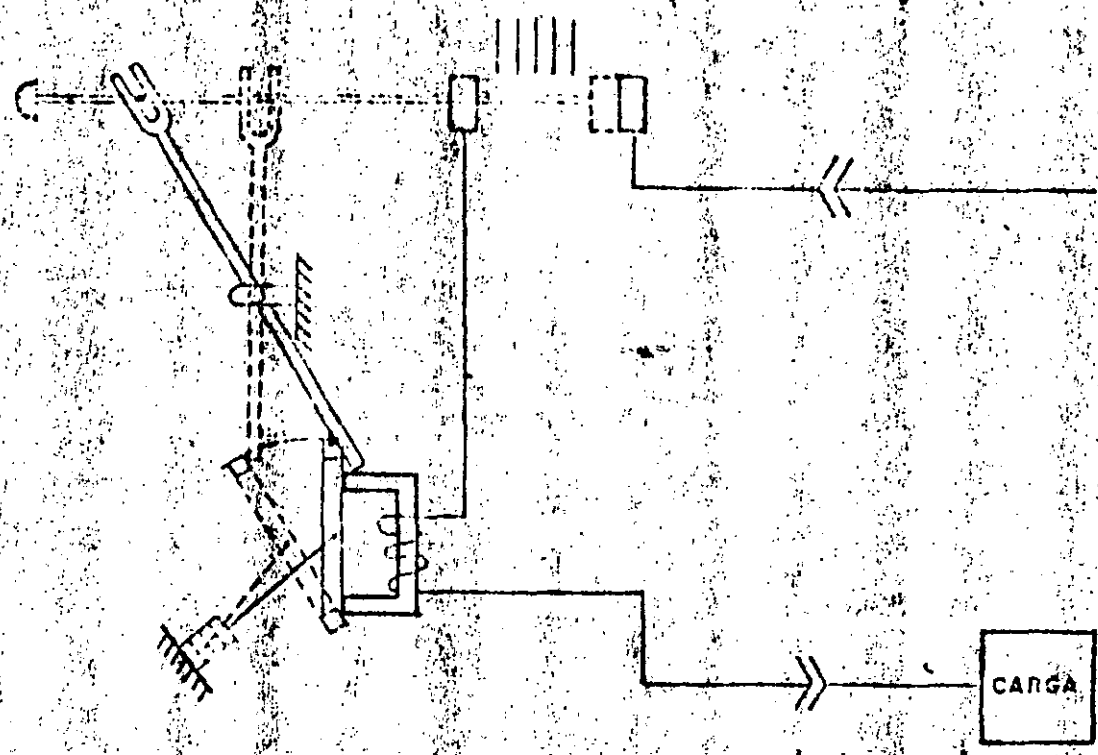


FIG.

INTERRUPTORES DE SEGURIDAD PARA BAJO VOLTAJE

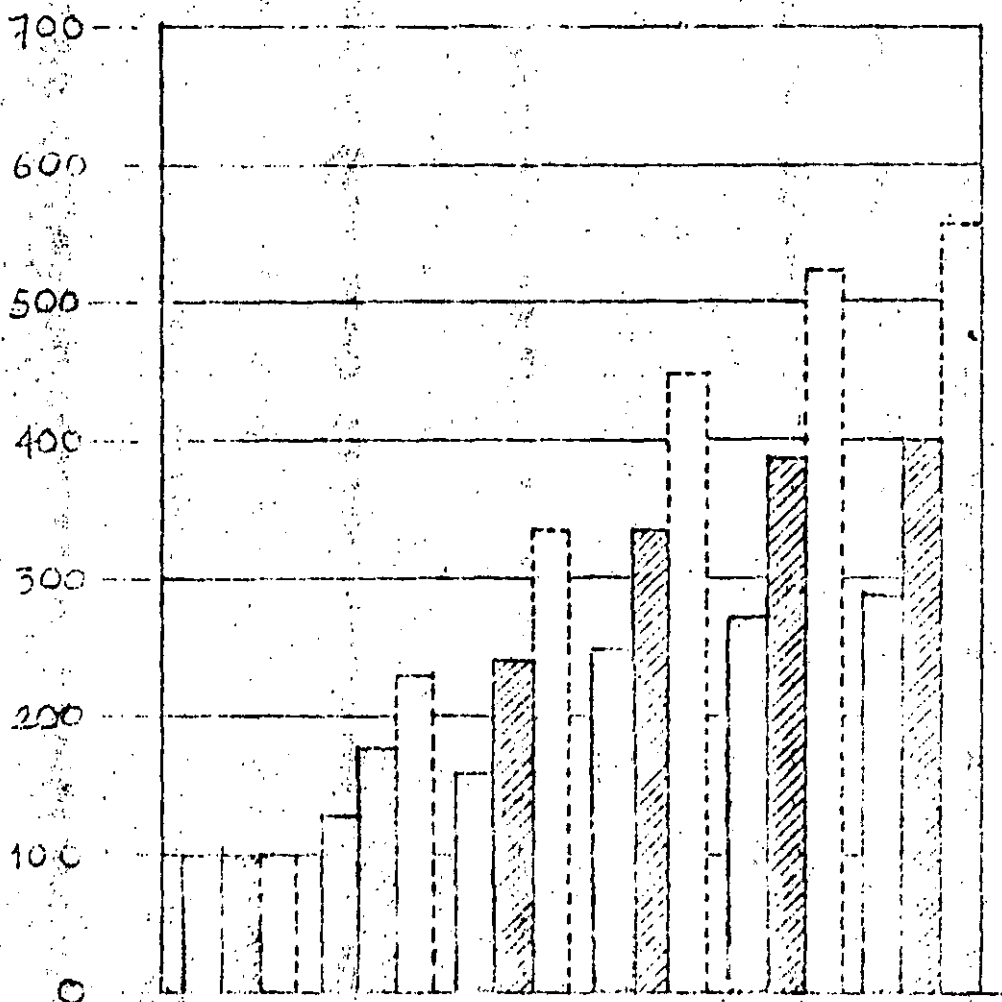
Los interruptores de seguridad para bajo voltaje son blindados y pueden o no tener fusibles. Este tipo es operado manualmente desde fuera de la caja.

Si el interruptor está adecuadamente aplicado para la capacidad de un motor, éste será capaz de interrumpir la máxima corriente de sobrecarga, ya que éstos se construyen para conducir más de seis veces la corriente de plena carga. En la aplicación de fusibles en los interruptores de seguridad se debe observar la siguiente regla. "La capacidad de los fusibles aplicados a un interruptor de seguridad no debe exceder del 80% de la capacidad de conducción del mismo interruptor sin fusibles".


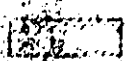
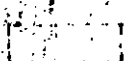
Con la combinación interruptor-fusibles limitadores de corriente se pueden obtener altas capacidades interruptivas, pero nunca se debe asumir que la combinación de un fusible con alta capacidad interruptiva y un interruptor de baja capacidad, proporcione una elevación de capacidad interruptiva.

COMPARACION DE PRECIOS DE ARRANCADORES.

PRECIO DE VENTA (%)



TENSION PLENA DEPARTIDO ESTRELLA RESIS-DELTA AUTO-TENCIA REACTOR-TRANSFORMADOR

-  TAMANO NEMA 5 (100 H.P.)
-  TAMANO NEMA 3 (30 H.P.)
-  TAMANO NEMA 1 (15 H.P.)

CARACTERISTICAS DE LOS ARRANCADORES

TIPO AUTO TRANSFORMADOR

VENTAJAS

- 1.- El balance entre tensión y par de arranque se logra mediante las tres piernas del auto-transformador.
- 2.- Alta eficiencia del par de arranque
- 3.- Flexibilidad para la aplicación
- 4.- Protección contra bajo voltaje
- 5.- Relevador de sobrecarga bimetálicos
- 6.- Larga vida con pocas partes móviles.

DESVENTAJAS

Ciclo de trabajo limitado por el autotransformador.

TIPO MAGNETICO

- 1.- Operación automática después de la señal de arranque
- 2.- Operación a control remoto de acuerdo a las necesidades.
- 3.- Mayores ciclos de operación que el tipo manual. (15 s en periodos de 4 min. durante 1 hora y después un periodo de descanso de 2 horas).
- 4.- Circuito de transición cerrada. (El motor está conectado desde arranque hasta plena carga, sin interrupciones de corriente).
- 5.- Protección al auto-transformador.

Más caro que el tipo manual.

TIPO MANUAL

VENTAJAS

DESVENTAJAS

1.- Más barato que el magnético.

1.- Operación más difícil que el magnético.

2.- 15 s. de arranque en períodos de 4 min. y con un total de cuatro ciclos.

3.- Circuito de transición abierta.

RESISTENCIA PRIMARIA

1.- Es el menos complejo de los arrancadores a voltaje reducido.

1.- Bajo par de arranque cuando el voltaje decrece.

2.- Aceleración suave.

2.- Las características de arranque no son fácilmente ajustadas después de manufacturarse.

3.- Circuito de transición cerrada.

4.- Factor de potencia alto al arranque.

DEVANADO BIPARTIDO

1.- Aplicaciones de alto o bajo voltaje.

1.- Normalmente baja eficiencia de par.

2.- Circuito de transición cerrado.

2.- No recomendable para motores de alta inercia.

3.- Aceleración plena en un paso para la mayoría de los motores de inducción o motores especiales de devanado bipartido.

3.- Requiere diseños de motores especiales para motores arriba de 220 V.

4.- Para cargas ligeras únicamente.

5.- Las características del par o corriente de arranque no

ESTRELLA DELTA

VENTAJAS

- 1.- Alta capacidad de trabajo en el arranque y aceleración durable.
- 2.- Par eficiente por ser alto.

DESVENTAJAS

- 1.- Las características de arranque y par no son ajustables para motores con alta inercia.
- 2.- Requiere de un diseño especial en el motor.
- 3.- Circuito de transición abierta.
- 4.- Para cargas ligeras únicamente.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

CALCULO DE FALLAS

ING. ANDRES D. CHAVEZ SANUDO

ENERO 1985

TEMA: "ANÁLISIS DE TENSIONES SOBRE LA
LÍNEA F4 EL SISTEMA"

1

Sept/1992

RESUMEN DE NIVELES CRÍTICOS
DE TENSION EN EL SISTEMA CUANDO
SE ARRANCAN MOTORES.

Localización de la caída de Tensión	Voltaje mínimo aceptable.
Terminales del motor	80%
Otros motores por recalentar	71%
Contactores (cierre de bobina)	85%
Contactores (rotación de bobina)	80%
Controles Estáticos	90%
Cambios notados en el alumbrado	3% de variación de voltaje



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

Ing. Enrique Ramírez Zermeño

SEPTIEMBRE, 1984

Celebración de contratos de energía eléctrica.
Conexiones y desconexiones.
Lectura de medidores.
Cobranza a consumidores.
Cancelación de contratos.
Aclaraciones sobre adeudos y consumos.
Quejas acerca del servicio.
Mantenimiento de las instalaciones de servicio.
Electrificación de unidades habitacionales en el lado de alimentación de baja tensión.
Asignación y cobro de aportaciones por nuevos servicios (Solicitudes de Presupuesto).
Recuperación de adeudos de clientes morosos.
Atención de solicitudes de servicios nuevos o ampliaciones.
Cobro de reconexiones.
Adiestramiento del personal operativo y administrativo.
Estadística de consumidores.
Estudios tarifarios.
Análisis de costos.
Interpretación de tarifas.
Contratos especiales.
Relaciones con público y autoridades en todo lo relacionado - - con los servicios y la venta de energía eléctrica.

Las ramas de atención al público en que se divide la Gerencia - Comercial son:

Subgerencia Comercial de Sucursales.
Subgerencia Comercial de Agencias Foráneas.
Subgerencia Comercial de Cuentas Especiales.

A continuación se describen las funciones particulares de las - Subgerencias que tienen relación con el usuario y/o solicitante.

SUBGERENCIA COMERCIAL DE SUCURSALES

La Subgerencia Comercial de Sucursales, tiene a su cargo todas las funciones para la atención de los servicios ordinarios, que se suministran en baja tensión en la mayor parte del Distrito - Federal y parte del Estado de México.

La Sección de Sucursales tiene a su cargo las funciones administrativas de atención a los usuarios para su contratación, conexión, desconexión, toma de lectura, facturación y cobranza de consumos, para ello cuenta con 28 sucursales divididas en cuatro sectores, cada una de las sucursales, de acuerdo con la zona en la que está situada, atiende determinado número de consumidores.

SUBGERENCIA COMERCIAL DE AGENCIAS FORANEAS

La Subgerencia Comercial de Agencias Foráneas atiende todo lo relacionado con los servicios suministrados a los consumidores ordinarios, en baja tensión principalmente, en las zonas foráneas del D.F. y en los estados de México, Hidalgo, Morales, Guerrero, Puebla, Michoacán y Tlaxcala. Esto se efectúa por medio de 48 agencias foráneas, 9 oficinas de contratos, lecturas y cobros y las unidades comerciales de los departamentos de Toluca y Pachuca.

Esta Subgerencia tiene asignada la atención de consumidores en más de 1120 localidades entre las que se encuentran algunas ciudades como las de Cuernavaca, Toluca y Pachuca, pueblos y otros centros de población.

SUBGERENCIA COMERCIAL DE CUENTAS ESPECIALES.

La Subgerencia Comercial de Cuentas Especiales consta de dos secciones: la Sección de Cuentas Especiales y la Sección de Presupuestos a Consumidores. En esta Subgerencia se realizan las labores tendientes a la atención de los servicios de todos aquellos usuarios a quienes la Compañía estima que debe dar un tratamiento especial por presentar características diferentes a la mayoría. En este grupo se encuentran incluidos los servicios importantes en baja tensión, todos los servicios que se suministran en alta tensión industriales y comerciales y todos aquellos que se suministran al gobierno, a las empresas y organismos descentralizados y que suman en total 26,354.

La Sección de Presupuestos a Consumidores tiene a su cargo la tramitación de solicitudes de presupuestos, gestiones de cobro, de aportaciones, contratos, conexiones y desconexiones, cortes y todo lo relacionado con los usuarios en este aspecto.

La Sección de Cuentas Especiales se encarga de los trabajos de toma de lecturas, cobranza, facturación y de la elaboración de los datos básicos para la contabilidad que se ejecuta en forma mecanizada en el Departamento de Máquinas Electrónicas y Procedimientos.

DATOS QUE DEBERAN PROPORCIONAR LOS INTERESADOS AL SOLICITAR --
SERVICIOS DE ENERGIA ELECTRICA. (PARA CARGAS MAYORES DE 40 KW).

5

I Entregar carta responsiva, firmada por un perito registrado en SEPAFIN. Segun Anexo 1 (Original y dos copias).

II Presentar escrito u oficio del interesado o su representante - legal (original y dos copias) dirigido a Compañía de Luz y - - Fuerza del Centro, S. A. Av. Melchor Ocampo No 171 7o Piso, -- México 17, D. F. indicando lo siguiente:

- 1.- Razón Social y dirección anotando calles transversales, co- lonia o pueblo, zona postal, municipio o delegación, enti- dad federativa y código postal. Además adjuntar croquis -- mostrando la ubicación del predio donde se requiere el ser- vicio.
- 2.- Actividad o giro para el que se requiere el servicio: fá- brica de plásticos, fundición, oficinas, etc.
- 3.- Nombre, teléfono y dirección del Ingeniero o Técnico res- ponsable de la obra, facultado para tratar los asuntos de carácter técnico relativos.
- 4.- Relación detallada de la carga total (según ejemplo del -- Anexo 2).
 - a) Lista de motores de acuerdo a su capacidad expresada en caballos de potencia y su equivalencia en kilowatts de -- acuerdo a la tabla de conversión (Anexo 3) clasificados en monofásicos y trifásicos.
 - b) Lista de lámparas clasificadas por tipo y capacidad en - watts. (fluorescentes, incandescentes, etc.) Para lámpa- ras que operen con reactor, incrementar el 25% de la ca- pacidad.
 - c) Número de contactos.
 - d) Relación de otros aparatos fijos, indicando su capacidad y número de fases, según datos de placa (hornos, calenta- dores, soldadoras mencionando su tipo, punteadoras, etc.)

NOTA

Si se trata de un edificio de oficinas o departamentos, - indicar el número de niveles y carga de cada uno de ellos, especificando el servicio propio del edificio y número de oficinas o departamentos por nivel.

5.- Indicar la tensión deseada para el servicio: Baja Tensión -- (220/127 V) ó Alta Tensión (20/23 Kv).

6

a) En Baja Tensión:

Para cargas mayores de 100 Kw adjuntar carta compromiso en la cual aceptan proporcionar un local para alojar -- subestación (Anexo 4).

b) En Alta Tensión:

Presentar plano eléctrico de la subestación propiedad -- del solicitante, que indique las características técnicas y localización de está dentro del predio.

- 6.- Si se trata de un aumento de carga conectada, además de -- los datos anteriores indicar nombre, número de cuenta, carga y demanda contratadas. Presentar copia del contrato y -- último recibo.
- 7.- En servicios para edificios de oficinas, conjuntos comer-- ciales o habitacionales y fraccionamientos deberá cubrirse el importe del depósito correspondiente de acuerdo al Ane-- xo 5.

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.

EJEMPLO DE COMO DEBERA PRESENTAR EL INTERESADO LA RELACION DETALLADA DE CARGA INSTALADA.

<u>Descripción</u>	<u>Subtotales en KW</u>
a).- 5 motores monofásicos de 1/4 Cp.	1.465 ✓
3 motores monofásicos de 1/2 Cp.	1.531
2 motores trifásicos de 1 Cp.	1.906 ✓
1 motor trifásico de 5 C.P.	4.490
	<u>9.412</u>
b).- 40 lámparas incandescentes de 60 w	2.400
20 lámparas fluorescentes de 74 w	1.850
4 lámparas vapor de mercurio 250 w	1.252
	<u>5.502</u>
c).- 25 contactos monofásicos para varios aparatos con _____	3.125
5 contactos trifásicos para varios aparatos portátiles con _____	1.5
	<u>4.625</u>
d).- 3 calefactores resistivos de 150 w c/u	1.200
2 copiadoras de 800 w c/u	1.600
1 horno eléctrico de 1500	1.500
1 aparato de Rayos "X" de 5 KVA	4.250
	<u>9.550</u>

SUMA TOTAL DE CARGAS ELECTRICAS - - - - - 37.561

e).- 1 Planta generadora de emergencia de combustión interna con 50 KVA de capacidad, 3 fases, 220 volts. Anexa proporcionamos memoria de cálculos y carta responsiva del proyecto de instalación.

f).- 2 tableros de fuerza, 3 tableros de alumbrado, 1 tablero mixto.

g).- 95 cajas de conexiones.

TABLE DATA CONVERTIBLE CAPACITY OF MOTOR LA. MOTOR DATA

CAPACIDAD HP.	CAPACIDAD MONOP. KWATTS	CAPACIDAD TRIF. KWATTS	KW/HP
1/20 = 0.0500	0.060		1.200
1/16 = 0.0625	0.080		1.280
1/8 = 0.1250	0.150		1.200
1/6 = 0.1666	0.202		1.212
1/5 = 0.2000	0.233		1.165
0.25	0.293	0.264	1.172 - 1.056
0.33	0.395	0.355	1.197 - 1.075
0.50	0.527	0.507	1.054 - 1.014
0.67	0.700	0.668	1.044 - 0.997
0.75	0.780	0.740	1.040 - 0.986
1.00 - y	0.993	0.953	0.993 - 0.953
1.25	1.236	1.190	0.988 - 0.952
1.50	1.480	1.418	0.986 - 0.945
1.75	1.620	1.622	0.925 - 0.926
2.00	1.935	1.844	0.967 - 0.922
2.25	2.168	2.067	0.963 - 0.918
2.50	2.390	2.290	0.956 - 0.916
2.75	2.574	2.503	0.936 - 0.910
3.00	2.766	2.726	0.922 - 0.908
3.25		2.959	0.910
3.50		3.182	0.909
3.75		3.415	0.910
4.00		3.618	0.904
4.25		3.840	0.903
4.50		4.074	0.905
4.75		4.266	0.898
5.00		4.490	0.892
5.50		4.945	0.899
6.00		5.390	0.898
6.50		5.836	0.897
7.00		6.293	0.899
7.50		6.577	0.877
8.00		7.022	0.877
8.50		7.458	0.877
9.00		7.894	0.877
9.50		8.340	0.877
10.00		8.674	0.867
11.00		9.535	0.867
12.00		10.407	0.867
13.00		11.278	0.867
14.00		12.140	0.867
15.00		12.860	0.857
16.00		13.720	0.857
20.00		16.953	0.847
25.00		21.188	0.847
30.00		24.725	0.824
40.00		32.609	0.815
50.00		40.756	0.815

El factor de conversión de caballos de potencia (C.P.) a KW, para motores de 50 caballos de potencia o mayores, es de 0.3 por cada

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A.
SUBGERENCIA COMERCIAL DE CUENTAS ESPECIALES
MELCHOR OCAMPO No 171, 7o PISO
MEXICO 17, D.F.

Por medio del presente, aceptamos proporcionar una superficie de 426 m² x 364 m² y por 2.60 de altura, para la instalación de una subestación propiedad de esa Compañía en el predio que ocupa el edificio ubicado en _____

Asimismo estamos de acuerdo en que una vez que se haya preparado el proyecto para el suministro de energía eléctrica, firmaremos el convenio que normará la utilización de la superficie y construcción para la S.E.

A t e n t a m e n t o .

Razón Social _____
Dirección _____
Teléfonos _____

10

México, D.F. a

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. (en liquidación)
Av. Melchor Ocampo No. 171, 7° Piso
México 17, D.F.

At'n: Subgerencia Comercial de Ctas.
Especiales,
Sección Presupuestos a Consumi.
Ref.: SP. _____ OC. _____
Cuenta _____
Dem. contratada _____

Muy señores nuestros:

Por convenir así a nuestros intereses y de acuerdo con la autorización que nos dió la Dirección General de Energía de la Secretaría del Patrimonio y Fomento Industrial, instalamos una subestación sin cuchillas para prueba, en el servicio de alta tensión para nuestra fábrica ubicada en _____

Por ese motivo y para los efectos de prueba y calibración del equipo de medición que ustedes instalen dentro de nuestra subestación, damos nuestra conformidad para que se suspenda, en cualquier momento, el servicio que nos suministran.

Atentamente,

Gerente General o Apoderado

c.c.p' Pruebas
S.P.
Distribución
Arch. Central (2)

**ATENCIÓN AVISO
A NUESTROS
CONSUMIDORES**

//

SIRVANSE TOMAR NOTA DE LAS CANTIDADES QUE A PARTIR DE ESTA FECHA DEBERÁN CUBRIR A LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. POR CONCEPTO DE DEPOSITOS, AL FORMULAR SOLICITUDES DE PRESUPUESTO.

23 KV. Doble alimentación	\$	50 000.00 *
Relocalizaciones	"	25 000.00 *
Parques Industriales, por hectárea	"	9 000.00 *
Redes de distribución para fraccionamientos:		
Hasta 100 lotes	\$	50 000.00 *
Más de 100 lotes, por lote	"	500.00 *
Redes de distribución para Unidades Habitacionales, Centros Comerciales y Fracciones Prediales:		
Hasta 25 servicios	\$	25 000.00 *
Hasta 100 servicios	"	50 000.00 *
Más de 100 servicios, por cada servicio	"	500.00 *
Alumbrado Público, por cada lámpara	"	350.00 *
Hasta 30 lámparas	"	10 500.00 *
Servicios en 85 KV.	"	600 000.00 *

EL HORARIO PARA RECIBIR PAGOS ES:
DE LAS 8.00 HRS. A LAS 12.30 HRS.

* MAS 15% DE IVA

Atentamente

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.
(EN LIQUIDACION)

MEXICO, D.F. JULIO DE 1993.

1

Doméstico

12

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa.

1-A

Doméstico para Localidades con Clima muy Cálido

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades con clima muy cálido. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa.

2

General hasta 25 Kw de Demanda

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 (veinticinco) Kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

General para más de 25Kw. de Demanda

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demandas de más de 25 (veinticinco) Kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

4

Para Molinos de Nixtamal y Tortillerías

Esta tarifa sólo se aplicará para el servicio en baja tensión a molinos de nixtamal y tortillerías oficialmente autorizados. Se permitirá para alumbrado en los locales de los mismos hasta un máximo de 40 (cuarenta) watts por cada Kilowatt de capacidad instalada en motores o, cuando no haya éstos o sean de reducida capacidad hasta un máximo de 200 (doscientos) watts.

SERVICIO:

13

APLICACIONES:

Para Alumbrado Público.

Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio de alumbrado de calles, plazas, parques y jardines públicos, así como el servicio a semáforos.

Para Bombeo de Aguas Potables o Negras.

Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

Temporal.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo permita, y éste tenga líneas de distribución adecuadas para dar el servicio.

General en Alta Tensión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en alta tensión a cualquier uso, con demanda inicial de 20 (veinte) kilowatts o más.

Para Bombeo de Agua para Riego Agrícola.

Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en alta o baja tensión, que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas, al alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo.

En Alta Tensión para Reventa.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en alta tensión para revenderla al público.

En Alta Tensión para Explotación y Beneficio de Minerales.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en alta tensión para explotación y beneficio de minerales, con una demanda superior a 20 (veinte) kilowatts.

General para 5000 KW o más de Demanda a Tensiones de 66-KVo Superiores.

14 Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, con una demanda inicial de 5000 (cinco mil) kilowatts o más, suministrados a tensiones de 66 (sesenta y seis) kilovolts superiores.

Organo del Gobierno
Constitucional
de los Estados Unidos Mexicanos



DIARIO
OFICIAL

México, D. F.
Viernes 30
de Diciembre
de 1983

Dic 30 11:07 AM '83

PRIMERA SECCION

Registrado como artículo 100 de la Ley de Imprenta de 2a. clase en el año 1944

Director: Lic. Luis de la Hidalga

Tomo CCCLXXI
No. 44

INDICE

PRIMERA SECCION

SECRETARIAS DE ESTADO

Gobernación.....	5
Hacienda y Crédito Público.....	7
Comunicaciones y Transportes.....	41
Trabajo y Previsión Social.....	42
Reforma Agraria.....	46

Convocatorias para Concursos de Obras y Adquisiciones.....	56
--	----

SEGUNDA SECCION

Hacienda y Crédito Público.....	1
Ley que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones fiscales y que modifica Decreto de carácter mercantil.	

TERCERA SECCION

Trabajo y Previsión Social.....	1
Resolución del H. Consejo de Representantes de la Comisión Nacional de los Salarios Mínimos, que fija salarios mínimos generales y para trabajadores del campo en las 39 Zonas Económicas, en que está dividida la República Mexicana, así como salarios mínimos profesionales, para el año de 1984.	
Reforma Agraria.....	25

ESTA EDICION CONSTA DE 224 PAGINAS EN 3 SECCIONES

AVISO

EN EL AREA METROPOLITANA PUEDE
ADQUIRIRSE EL DIARIO OFICIAL EN TODOS
LOS PUESTOS DE VENTA DE PERIODICOS Y
REVISTAS.

b).—Reducir el salario del trabajador;

c).—No entregar el salario en la fecha o lugar convenidos o acostumbrados; y

d).—Hacer descuentos al salario por conceptos no permitidos en esta Ley.

V.—Ocasionar el personal directivo o administrativo intencionalmente daños a las herramientas o útiles de trabajo y responsabilizar de ello al trabajador.

VI.—Ocasionar o permitir la existencia de un peligro grave para la seguridad o la salud del trabajador, ya sea por carecer de condiciones higiénicas el establecimiento o porque no se cumplan las medidas preventivas de seguridad que las leyes establezcan;

VII.—Comprometer la institución con su imprudencia o descuido inexcusable la seguridad del establecimiento o de las personas que se encuentren en él, y

VIII.—Las análogas a las establecidas en las fracciones anteriores, de igual manera graves y de consecuencias semejantes en lo que al trabajo se refieren.

ARTICULO 22.—Son causas de terminación de las relaciones de trabajo:

I.—La renuncia del trabajador presentada por escrito;

II.—La terminación del tiempo o de la obra, en los casos en que el trabajador haya sido nombrado por tiempo u obra determinados;

III.—Que el trabajador adquiera la calidad de pensionado por jubilación, por invalidez o por incapacidad permanente total;

IV.—La incapacidad física o mental o la inhabilidad manifiesta del trabajador que haga imposible la prestación del trabajo, y

V.—La muerte del trabajador.

CAPITULO QUINTO

De la Federación Nacional de Sindicatos Bancarios.

ARTICULO 23.—Los sindicatos podrán constituir y adherirse a la Federación Nacional de Sindicatos Bancarios, única central reconocida para los efectos de esta Ley.

CAPITULO SEXTO

De la supervisión de las instituciones

ARTICULO 24.—La Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá en todo tiempo supervi-

visar, a través de la Comisión Nacional Bancaria y de Seguros, que las instituciones cumplan con las obligaciones que les impongan la presente Ley y demás disposiciones aplicables, así como para proveer lo necesario para su debida y cabal aplicación

TRANSITORIOS

ARTICULO PRIMERO.—La presente Ley entrará en vigor el 10. de enero de 1984.

ARTICULO SEGUNDO.—Se derogán las disposiciones que se opongan a lo establecido en este ordenamiento.

ARTICULO TERCERO.—En tanto se expiden las condiciones generales de trabajo de las instituciones, seguirán aplicándose los Reglamentos Interiores de Trabajo respectivos. Dichas condiciones deberán expedirse dentro de los tres meses posteriores a la fecha de entrada en vigor de la presente Ley.

ARTICULO CUARTO.—Las relaciones laborales de los trabajadores al servicio de las instituciones continuarán surtiendo efectos y deberán formalizarse con la expedición de los nombramientos correspondientes, en un plazo no mayor de seis meses a partir de su entrada en vigor. La falta de expedición de los nombramientos no impedirá la continuación de la relación de trabajo establecida con anterioridad al vencimiento de dicho plazo.

México, D. F., a 29 de diciembre de 1983.—Luz Latou, D.P.—Raul Salinas Lozano, S.P.—Enrique León Martínez, D.S.—Myrna Esther Hoyos de Navarrete, S.S.—Rúbricas.

En cumplimiento de lo dispuesto por la fracción I del artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y para su debida publicación y observancia, expido el presente Decreto en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Ciudad de México, Distrito Federal, a los veintinueve días del mes de diciembre de mil novecientos ochenta y tres.—Miguel de la Madrid Hurtado.—Rúbrica.—El Secretario de Hacienda y Crédito Público, Jesús Silva Herzog.—Rúbrica.—Secretario del Trabajo y Previsión Social, Arsenio Farrell Cuhillas.—Rúbrica.—El Secretario de Gobernación, Manuel Bartlett Díaz.—Rúbrica.

—000—

Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.—Secretaría de Hacienda y Crédito Público.—Secretaría Particular.—No. Of.: 101-1000.

ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION DE LAS TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.

Con fundamento en los artículos 12 fracción VI, 30, 31, 32 y 33 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; y en ejercicio de las atribuciones que a esta Secretaría le confiere el artículo 31 fracción XV de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; y

CONSIDERANDO

Que mediante escrito fechado el ocho de diciembre en curso, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad, actuando también con el carácter de representante legal de las empresas en liquidación denominadas: Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A. y sus Asociadas, Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S. A., Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S. A. y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S. A., solicitó de esta Secretaría, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la modificación, reestructuración y ajuste de las tarifas que rigen la venta de energía eléctrica en el país, con el fin, según manifestó, de compensar parcialmente los incrementos en los costos internos y externos y el deterioro en el precio real de la electricidad; reducir la presión financiera a que se ha visto sujeto el sector eléctrico nacionalizado en los últimos años y atender la creciente demanda del mercado eléctrico, por lo que requiere ineludiblemente, allegarse recursos propios adicionales que contribuyan gradualmente al mejoramiento de su economía y estar en aptitud de continuar la realización de inversiones en obras nuevas, para garantizar el oportuno suministro de energía, acorde con el desarrollo del país y asegurar la buena marcha del sector eléctrico, el que, de conformidad con lo consignado en la solicitud, ha puesto ya en práctica acciones específicas en materia de productividad y organización interna; y está cumpliendo estrictamente el programa de obras e inversiones, atendiéndose en forma especial la diversificación de las fuentes de energía eléctrica distintas de los hidrocarburos.

Que la Comisión Federal de Electricidad acreditó que según lo previsto en el artículo 12 fracción VI de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, obtuvo de su Junta de Gobierno, la aprobación de las bases, criterios y propuestas de adecuación tarifaria, sometidos a consideración de dicho Organismo; y acompañó a la solicitud, sus balances generales, estados y proyecciones financieras, estudios y análisis, para fundamentar su propuesta.

Que de la información aportada por la Comisión Federal de Electricidad se infiere que los recursos propios derivados de la venta de energía eléctrica, constituyen sólo un reducido porcentaje del total que representan los diversos renglones de erogaciones del sector; y que por resultar deficitarias todas las tarifas, se requieren crecientes aportaciones y subsidios del Gobierno Federal.

Del análisis efectuado por esta Secretaría se

desprende que el quebranto patrimonial en cuanto a recursos propios del Sector deriva principalmente de la diferencia entre los ingresos por venta de energía eléctrica cuyo precio real se redujo en los últimos años; y el costo de generación, transmisión, distribución y entrega de energía eléctrica, como consecuencia de los fenómenos de inflación y el consiguiente incremento en el precio de los insumos internos y externos y particularmente de los materiales y equipos, así como de los intereses de los créditos obtenidos para hacer frente a los requerimientos de nuevas obras de infraestructura, que es indispensable realizar, en cumplimiento de las medidas de política en materia energética, para satisfacer la demanda de energía eléctrica en los próximos años.

Que por la especial trascendencia que reviste la prestación del servicio público de energía eléctrica, se estima pertinente destacar, con fines de transparencia y para la mejor fundamentación de las modificaciones tarifarias materia del presente, los principales datos y resultados derivados del análisis efectuado:

— El 67% del total de usuarios del sector, se rige por las tarifas domésticas, cuyo importe representa el 21% de las ventas totales y el 52% del déficit total actual por tarifas. El precio del suministro, que en diciembre en curso será de un 17% del costo medio de producción del KWH, ha demostrado una evolución muy inferior a la casi totalidad de los comprendidos en el índice de precios al consumidor.

— El 41% de los usuarios de esas tarifas, consumen 50 KW-hora por mes o menos; por lo cual en ese rango, mientras en 1962 se requerían 14.5 horas de salario mínimo para cubrir la facturación respectiva, para julio de 1963, bastaban aproximadamente 2 horas. Por otra parte, el consumo medio mensual de energía eléctrica en México, para el sector residencial, es de 109 KW-h por mes, por lo que la captación de ingresos es muy baja comparada con el costo.

— En tarifa 1-A, para localidades con clima muy cálido, se aplica durante los 5 meses de mayor temperatura en el año, un solo precio reducido al KWH, con un nivel casi igual al precio del primer bloque de energía de la tarifa 1; y puesto que tiene una misma cuota en dicha época para cualquier consumo, propicia el uso dispensioso de la energía, respecto de los usuarios con consumos elevados y favorece en menor grado, a los de bajo consumo; mientras que durante el resto del año la propia tarifa, igual a la tarifa 1, apoya a los usuarios de bajos ingresos.

— De acuerdo con la información examinada, la incidencia en el gasto familiar del costo de energía eléctrica, es muy reducida, en comparación con los diversos renglones que constituyen aquél.

— A partir de 1962, se registra también un déficit en los servicios industriales, cuyo precio medio igualmente ha disminuido en términos reales. Su incidencia es comúnmente inferior al 2% del valor bruto total de la producción industrial, sobrepasando ese porcentaje, únicamente

en formas de las 72 consideradas en la matriz de insumo-producto, destacando que de las 205 clases de actividad económica consideradas en el último censo industrial, sólo 20 representan una incidencia superior al repetido porcentaje.

Las tarifas industriales aplicables al sistema eléctrico nacional, son en general hasta 3.7 veces más bajas, para factores de carga de 0.50, que las de la mayoría de empresas estadounidenses y de Centro y Sur América.

En la tarifa 2, relativa al servicio general hasta 25 KW de demanda, se encuentran incluidos el 11.4% de los usuarios del sector. Se aplica en un porcentaje apreciable a pequeñas comercios y a estructura vigente favorece a bajos consumos.

La tarifa 6, para alumbrado público, permaneció sin variación en los precios por casi 6 años, hasta agosto de 1962, por lo que su relación precio-costo, es de sólo 0.76.

La tarifa 9, para servicio agrícola, ha tenido un déficit pronunciado desde 1972, por haberse establecido precios muy inferiores a los costos de suministro. Independientemente de los subsidios implícitos que ha otorgado el Gobierno Federal a los consumidores correspondientes, quienes se encuentran además, exentos del pago del Impuesto al Valor Agregado; por lo que su efecto directo ha sido muy pequeño, en el valor bruto de la producción del sector agrícola.

La tarifa 4, para servicio de energía eléctrica para molinos de nixtamal, resulta la más deficiente, al haberse establecido precios muy inferiores al costo, por obvias razones sociales.

Que por otra parte y según consta de los análisis llevados al cabo, desde 1977 se estableció un plan de incremento de productividad del sector eléctrico, que ha permitido aumentar de 0.733 GWH vendidos por trabajador en operación, a 0.932 en el año de 1982, lo cual significa una mejora de 27%.

Igualmente, se han logrado mejoras en la productividad de los combustibles, entre otros motivos por el incremento de la capacidad de las unidades termoelectricas nuevas que han entrado en operación.

La capacidad instalada para generar energía eléctrica se incrementó a un ritmo en promedio del 9.7% anual entre 1970 y 1982, al pasar de 6,063 MW a 18,390 MW.

Han continuado los programas de expansión del sector eléctrico, diversificándose el uso de energéticos primarios, requiriéndose inversiones mayores a fin de reducir proporcionalmente, el consumo de hidrocarburos y a mediano plazo, el costo de operación.

Que los elementos mencionados, robustecen la conclusión en el sentido de que los recursos propios del sector eléctrico nacionalizado, son notoriamente insuficientes para compensar los incrementos en los precios de los insumos, principalmente, por la diferencia entre el precio de venta y el costo de producción de la energía, así como por el costo financiero elevado, consecuencia de la contratación de créditos, en su mayoría, en el extranjero.

Que por los motivos anteriores y por la las aportaciones del Gobierno Federal y a los subsidios ajustes tarifarios, subsiste una discrepancia respecto de los costos, por el decremento en términos reales del precio de venta de la energía, que es imperativo corregir para evitar que continúe prestandose el servicio en condiciones deficitarias, haciéndose uso excesivo de créditos internos y externos; y absorbiendo el Gobierno Federal, subsidios crecientes, que de todas maneras paga el pueblo, por lo que, en armonía con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo expedido por el titular del Poder Ejecutivo Federal y en el Programa de Reordenación Económica, han de adoptarse medidas para asegurar la continuidad del servicio y la indispensable expansión del sector eléctrico, con base en una sana política tarifaria, flexible y realista, que permita a mediano plazo la autosustentación de los suministradores; así como una más adecuada distribución de los ingresos del sector público.

Que en los estudios presentados por el Organismo, además del ajuste de tarifas, se propone la adecuación de algunas estructuras tarifarias; estimándose por esta Secretaría que, al unificarse los dos cargos por demanda de las tarifas industriales; tal como se sugiere en la solicitud, se logra una simplificación; propiciándose el uso racional de energía, al relacionarse la utilización de la misma, con el factor de carga; y que procede también la supresión de la Tarifa 11, que se ha dejado de aplicar y que regia específicamente para empresas mineras, las que se incorporaron a las tarifas 8 o 12, según los casos.

Que igualmente en los repetidos estudios, se proponen reformas tendientes a eliminar disposiciones que propicien uso inadecuado de la energía eléctrica, racionalizándolo, así como cuotas diferenciales para los servicios domésticos, de acuerdo con los consumos medios mensuales, estableciéndose por razones sociales, cuotas y cargos menores para el pequeño consumo; que comprende el mayor porcentaje de usuarios a fin de resguardar el poder adquisitivo de los consumidores de bajos ingresos; y aplicándose en cambio ajustes mayores para el consumo de la energía destinada a usos continuos.

Que la Comisión Intersecretarial de Precios y Tarifas de los Bienes y Servicios de la Administración Pública Federal, constituida por acuerdo del titular del Poder Ejecutivo Federal, publicado en el Diario Oficial de la Federación de 15 de diciembre en curso, con el objeto de estudiar y analizar las necesidades y los diversos factores que deben tomarse en cuenta por esta Dependencia para la revisión y el establecimiento de los precios y tarifas de los bienes y servicios de la Administración Pública Federal, en el Plan emitido con fecha 15 del presente, está convenientemente se autorice los ajustes y modificaciones solicitadas, para fines de reordenación económica de los suministradores, asegurando la buena marcha del sector eléctrico, con el apoyo solidario de los usuarios y a través de esfuerzos continuados del Gobierno Federal, por lo que se

19

sugieren diversas modalidades en la aplicación de los ajustes a fin de lograr gradualmente el equilibrio financiero a través de recursos propios, a mediano plazo y sin que influyan en forma brusca en los procesos productivos para reducir el impacto económico a los usuarios.

Que para el efecto, dicho dictamen contiene recomendaciones relativas a continuar con la política actual de financiamiento del sector eléctrico nacionalizado, comprendiéndose aportaciones del Gobierno Federal para asegurar la oportuna expansión del mercado eléctrico y satisfacer la demanda, enfatizándose también la necesidad de continuar aplicando las políticas de productividad trazadas para el propio sector, destacándose las consistentes en los programas de productividad de mano de obra y combustibles, para mejorar en la eficiencia de conversión de energía, ya que son los dos componentes de la estructura de costos sobre los que puede actuarse en forma directa, a través de un control riguroso de la tasa de crecimiento del personal de nuevo ingreso y la asignación eficiente de los recursos de generación disponibles así como el aumento en los índices de disponibilidad de las plantas termoelectricas y la incorporación de nuevas unidades generadoras, de mayor capacidad, que permitan ahorros de escala en costos de inversión y una mayor eficiencia en la operación.

Que en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 31 reformado de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, los estudios presentados por el solicitante fueron revisados por esta Secretaría, escuchando a las Secretarías de Comercio y Fomento Industrial y de Programación y Presupuesto, y con intervención de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, concluyéndose que las cuotas de venta de energía eléctrica, vigentes a la fecha, son insuficientes para atender los requerimientos del sector eléctrico y que procede adecuarlos con base en mecanismos operativos y a fin de lograr en forma gradual y a mediano plazo el incremento de los recursos propios del sector eléctrico en la cuantía necesaria para la reordenación de las finanzas públicas y contribuir al sano financiamiento del desarrollo, fortaleciéndose los ingresos del sector paraestatal, a través de una política realista de precios y tarifas, sin gravar excesivamente al consumo.

Que en armonía con lo estatuido en el Plan Nacional de Desarrollo y en el Programa de Reordenación Económica, expedidos por el titular del Poder Ejecutivo Federal:

— Los precios y tarifas de las empresas públicas serán piezas fundamentales para elevar el ahorro y la capacidad de inversión del Estado y simultáneamente reducir el déficit del sector público, como proporción del Producto Interno Bruto, para sanear las finanzas públicas.

— Es necesario adecuar el crecimiento del sector eléctrico para reducir el consumo de energía por unidades de producción, a niveles de mayor racionalidad.

— Como parte integral del esfuerzo de

ero se han anunciado una serie de ajustes en la política de precios y tarifas del sector eléctrico, que significan abandonar los esquemas rígidos que habían conducido a la descapitalización de los organismos y empresas públicas, para adoptar un enfoque realista que alorgue a cada bien o servicio un precio acorde a su costo real.

— No es deseable continuar deteriorando la situación financiera de las empresas, al obligarlas a una extrema dependencia de los apoyos fiscales y crediticios.

— La política de precios y tarifas habrá de ser flexible para evitar los rezagos que generó en años anteriores y el crecimiento indiscriminado y sin direccionalidad de los subsidios.

— De los recursos financieros requeridos por el sector eléctrico para el año de 1983, aproximadamente el 30% proviene de ingresos de operación, mientras que el 70% (2 mil millones de pesos) serán transferencias del Gobierno Federal, integradas por aportaciones al patrimonio y subsidios explícitos a los usuarios de energía eléctrica, cuyos pagos son inferiores a los costos del suministro.

— La revisión tarifaria propuesta para el periodo 1984-1988, toma como punto de partida la situación en que se encuentran las tarifas en el presente mes de diciembre, reconociéndose que solamente con una política tarifaria de correcciones graduales, sostenidas durante varios años, será posible alcanzar el equilibrio entre precio medio y costo medio en el sector eléctrico.

— Que según lo previsto en el artículo segundo transitorio de la ley que establece, re-forma, adiciona y deroga diversas disposiciones fiscales para el ejercicio de 1983, publicada en el Diario Oficial de la Federación de 31 de diciembre de 1982, durante el año en curso se ha venido aplicando, por concepto de impuesto especial sobre producción y servicios, la suma de un peso por KWH de energía eléctrica consumida, cuyo importe se ha reflejado en las facturaciones respectivas, al trasladarse a los usuarios y dejara de aplicarse a partir del primero de enero de 1984, no obstante que ha constituido fuente importante de ingresos del Erario Federal, para apoyar al sector eléctrico nacionalizado.

Que por ello, los ajustes tarifarios que se autorizan, no representarán de hecho para los usuarios, una erogación adicional, en la misma medida que impliquen un mecanismo substitutivo, vía tarifaria, del citado gravamen, lográndose una mejor redistribución de los ingresos del sector público y una situación más equitativa para el usuario.

Que ante las circunstancias que concurren, esta Secretaría estima conveniente el implantar en forma paulatina los ajustes que se aprueban, para reducir el impacto en los usuarios, y autorizar para los servicios domésticos, cuotas diferenciales en función del consumo, reduciendo en forma notoria en comparación con el costo medio de producción, las tarifas ponderadas a un consumo mensual hasta de 50 KWH, el cual permite satisfacer las necesidades de energía eléc-

trique de la mayoría de los usuarios le esa tarifa; y eximir de cargos fijos a los que se mantengan en el rango mencionado para no guardar el poder adquisitivo del salario en favor de personas de escasos recursos.

Que con las propuestas de modificación tarifaria se tiende a una equitativa distribución social de los costos generales de producción; al racional consumo de energía eléctrica y al objetivo de lograr en forma gradual, la obtención de los recursos propios necesarios para la inversión, que requiere el desarrollo del servicio público de energía eléctrica; por lo cual y a juicio de esta Secretaría, el estudio que sustenta la propuesta del sector eléctrico, con las modalidades y encomiendas aludidas, se cife a las normas y principios establecidos en el artículo 31 reformado de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y se justifica en razón de las obligaciones financieras y de los factores ya enunciados y máxime que los ingresos derivados de la venta de energía eléctrica, sólo compensarán parcialmente los costos de producción.

He tenido a bien dictar el siguiente:

ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION DE LAS TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA.

PRIMERO.—Se autoriza a la Comisión Federal de Electricidad y a las empresas en liquidación denominadas Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.; Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S. A.; Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S. A.; y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S. A., los ajustes, modificaciones y reestructuración de las tarifas generales para el suministro y venta de energía eléctrica, establecidas en el acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación de 2 de agosto de 1982, que expidió la entonces Secretaría de Comercio, en los términos siguientes:

TARIFA No. 1

Servicio Doméstico

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa.

2. CUOTAS APLICABLES. MENSUAL-MENTE

2.1. Cargo Fijo

Exento para los servicios con un consumo mensual hasta de 50 (cincuenta) kilowatt horas en los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

\$30.00 (treinta pesos) para los demás servicios.

2.2. Cargos adicionales por la energía consumida

\$1.85 (tres pesos ochenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 50 (cincuenta) kilowatt horas.

\$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatt horas.

\$7.20 (siete pesos veinte centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatt horas.

\$8.00 (ocho pesos) por cada kilowatt hora adicional a los anteriores.

3. MINIMO MENSUAL

El equivalente a 8 (ocho) kilowatt hora.

4. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulta de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 40 (cuarenta) kilowatt horas para los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

El importe que resulta de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 200 (doscientos) kilowatt horas para los servicios suministrados con 2 (dos) hilos de corriente.

El importe que resulta de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 500 (quinientos) kilowatt horas para los servicios suministrados con 3 (tres) hilos de corriente.

TARIFA No. 1A

Servicio Doméstico para Localidades Con Clima Muy Cálido

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades con clima muy cálido. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa.

2. PERIODO DE APLICACION

El suministro deberá cubrir las cuotas del punto 3 (tres) en el período que comprenda los seis meses consecutivos más calidos en el año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos. Las cuotas del punto 4 (cuatro) serán aplicables por el suministrador en los periodos restantes del año.

3. CUOTAS MENSUALES PARA LA TEMPORADA DE CLIMA MUY CALIDO

3.1. Cargo Fijo

Exento para los servicios con un consumo mensual hasta de 50 (cincuenta) kilowatt horas en los servicios suministrados con 1 (un) hilo de corriente.

\$30.00 (treinta pesos) para los demás servicios.

3.2. Cargos adicionales por la energía consumida durante la temporada de clima muy cálido.

\$3.85 (tres pesos ochenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 100 (cien) kilowatt horas.

\$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatt horas.

\$7.20 (siete pesos veinte centavos) por cada

kilowatt-hora a los anteriores. **21**

4. CUOTAS MENSUALES FUERA DE LA TEMPORADA DE CLIMA MUY CALIDO

4.1. Cargo Fijo.

Exento para los servicios con un consumo mensual hasta de 50 (cincuenta) kilowatt-horas en los servicios suministrados con 1 (uno) hilo de corriente.

\$30.00 (treinta pesos) para los demás servicios.

4.2. Cargos adicionales por la energía consumida.

\$3.85 (tres pesos ochenta y cinco centavos) por cada uno de los primeros 50 (cincuenta) kilowatt-horas.

\$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatt-horas.

\$7.20 (siete pesos veinte centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatt-horas.

\$8.00 (ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

5. MINIMO MENSUAL

El equivalente a 8 (ocho) kilowatt-hora.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulta de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 4.2 (cuatro punto dos) a un consumo mensual de 40 (cuarenta) kilowatt-horas para los servicios suministrados con 1 (uno) hilo de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 4.2 (cuatro punto dos) a un consumo mensual de 200 (doscientos) kilowatt-horas para los servicios suministrados con 2 (dos) hilos de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 4.2 (cuatro punto dos) a un consumo mensual de 500 (quinientos) kilowatt-horas para los servicios suministrados con 3 (tres) hilos de corriente.

7. LUGARES DONDE REGIRA LA TARIFA

Esta tarifa regirá con la autorización de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en todas aquellas localidades con clima muy cálido. Se considerarán como localidades con clima muy cálido aquellas cuya temperatura media mensual durante 2 (dos) meses consecutivos o más, sea de 25°C o mayor, de acuerdo con las observaciones termométricas registradas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.

TARIFA No. 2

Servicio general hasta 25 kw de demanda

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 (veinticinco) kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1. Cargo Fijo

\$60.00 (sesenta pesos)

2.2. Cargos adicionales por la energía consumida.

\$5.65 (cinco pesos sesenta y cinco centavos)

por cada uno de los primeros 50 (cincuenta) kilowatt-horas.

\$6.35 (seis pesos treinta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 25 (veinticinco) kilowatt-horas.

\$7.80 (siete pesos noventa centavos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

3. MINIMO MENSUAL

Cuando el usuario no haga uso del servicio cubrirá como mínimo el cargo fijo a que se refiere el punto 2 (dos) de esta tarifa.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se considerará como kilowatt completo.

Cuando el usuario exceda la demanda de 25 (veinticinco) kilowatts, deberá solicitar al suministrador aplique la tarifa No.3 (tres). De no hacerlo, a la tercera medición consecutiva en que exceda la demanda de 25 (veinticinco) kilowatts, será reclasificado por el suministrador, notificándole al usuario.

5. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 40 (cuarenta) kilowatt-horas para los servicios suministrados con 1 (uno) hilo de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 200 (doscientos) kilowatt-horas para los servicios suministrados con 2 (dos) hilos de corriente.

El importe que resulte de aplicar el precio del primer bloque de energía del inciso 2.2 (dos punto dos) a un consumo mensual de 500 (seiscientos) kilowatt-horas para los servicios suministrados con 3 (tres) hilos de corriente.

TARIFA No. 3

Servicio General para más de 25 Kw de Demanda

1. APLICACION

Esta tarifa de aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 (veinticinco) kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1. Cargo por demanda máxima.

\$795.00 (setecientos noventa y cinco pesos) por cada kilowatt de demanda máxima medida.

2.2. Cargo adicional por la energía consumida.

\$3.95 (tres pesos noventa y cinco centavos) por cada kilowatt-hora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 6 (seis) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia y tendrá que ser mayor de 25 (veinticinco) kilowatts. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEMANDA MAXIMA MEDIDA

La demanda máxima medida se determinará normalmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda medida en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

TARIFA No. 4

Servicio para Molinos de Nixtamal y Tortillerías

1. APLICACION

Esta tarifa sólo se aplicará para el servicio en baja tensión a molinos de nixtamal y/o tortillerías oficialmente autorizados. Se permitirá para alumbrado en los locales de los mismos, hasta un máximo de 40 (cuarenta) watts por cada kilowatt de capacidad instalada en motores o, cuando no haya estos o sean de reducida capacidad, hasta un máximo de 200 (doscientos) watts.

2. CUOTA APLICABLE MENSUALMENTE

2.1. Cargo por la energía consumida.
\$2.60 (dos pesos sesenta centavos) por cada kilowatt-hora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar 40 (cuarenta) veces el cargo por kilowatt-hora.

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEPOSITO EN GARANTIA

4 (cuatro) veces el mínimo mensual aplicable.

TARIFA No. 5

Servicio para Alumbrado Público.

1. APLICACION

Esta tarifa sólo se aplicará al suministro de energía eléctrica para el servicio de alumbrado de calles, plazas, parques y jardines públicos, así como el servicio a semáforos.

2. HORARIO

Del anochecer al amanecer del día siguiente, excepto el servicio a semáforos, o el que se establezca en los convenios que en cada caso suscriban las partes contratantes.

3. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

3.1. Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en alta tensión.
\$3.55 (tres pesos treinta y cinco centavos) por cada kilowatt-hora.

3.2. Cargo por la energía consumida en los servicios suministrados en baja tensión.

\$4.00 (cuatro pesos) por cada kilowatt-hora.

4. MINIMO MENSUAL

La cantidad que resulte de aplicar las cuotas correspondientes al consumo equivalente a 4 (cuatro) horas diarias del servicio de la demanda contratada.

5. CONSUMO DE ENERGIA

Normalmente se medirá los consumos de energía, aunque en los contratos específicos se establecerán el o los procedimientos para determinar el consumo de energía, de acuerdo con las características en que se efectúe el suministro de servicio y de conformidad con las normas aplicables.

6. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

7. REPOSICION DE LAMPARAS

El prestador de servicio de alumbrado público deberá reponer las lámparas, los aparatos y materiales accesorios que requiera la operación de las mismas. Cuando el suministrador esté de acuerdo en tomar a su cargo la reposición de las lámparas y dispositivos necesarios, se fijará en los contratos la forma para el cobro de los gastos que origine este servicio adicional al del suministro de energía.

8. DEPOSITO DE GARANTIA

4 (cuatro) veces el mínimo mensual aplicable.

TARIFA No. 6

Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para servicio público de bombeo de aguas potables o negras.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1. Cargo fijo, independiente de la energía consumida.

\$875.00 (ochocientos setenta y cinco pesos)

2.2. Cargo adicional por la energía consumida.

\$4.30 (cuatro pesos cuarenta centavos) por cada kilowatt-hora.

3. MINIMO MENSUAL

Cuando el usuario no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el cargo a que se refiere el inciso 2.1 (dos punto uno).

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEPOSITO DE GARANTIA

4 (cuatro) veces el mínimo mensual aplicable.

6. SERVICIO EN ALTA TENSION

Los usuarios podrán contratar sus servicios en tarifas 8 (ocho) o 12 (doce), cuando las características de sus instalaciones lo permitan.

TARIFA No. 7

Servicio Temporal

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía temporalmente a cualquier uso, exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones del suministrador lo

permanen y éste tenga líneas de distribución ma-
cuerdas para dar el servicio.

2. HORARIO

Lo convenido en un día entre el suministrador y el usuario, el cual no deberá hacer uso del servicio fuera de los días estipulados.

3. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

3.1 Cargo por servicio independiente, en base de la energía consumida.

\$25.00 (veinticinco pesos) por el primer día de servicio.

\$30.00 (treinta y seis pesos) por cada día adicional de servicio.

3.2 Cargos por demanda y consumo cuando no se haga cargo por servicio.

\$20.00 (veintidós pesos) por cada kilowatt de demanda.

\$18.00 (dieciocho pesos) por cada kilowatt hora consumido.

3.3 Cargos por equipos eléctricos portátiles.

En los casos de personas o negociaciones que se dediquen a usar aparatos eléctricos portátiles, tales como: máquinas de pulir, encerrar y lavar pisos, pintar, soldar, etc., el suministrador podrá optar por aplicar las cuotas de los puntos 3.1 (tres punto uno) o 3.2 (tres punto dos), o bien:

\$1,435.00 (un mil cuatrocientos treinta y cinco pesos) por cada kilowatt de demanda.

4. CONTRATACION DEL SERVICIO Y DETERMINACION DE LA ENERGIA ELECTRICA.

Los contratos se celebraran por el número de días consecutivos por los que el usuario quiera disponer del servicio.

Ningún servicio temporal podrá tener una vigencia mayor de treinta días, excepto en los casos de personas o negociaciones que utilicen máquinas de pulir, encerrar y lavar pisos, pintar y soldar, etc., cuya vigencia puede ser por un plazo mayor. El consumo de la demanda y el consumo se hará de acuerdo con la carga de los aparatos instalados y el número de horas que se use el servicio, el que en ningún caso será menor de 4 (cuatro) horas diarias, teniendo el suministrador derecho de verificar en cualquier tiempo la carga individual y el consumo de cada uno de los aparatos instalados.

El suministrador podrá verificar por medio de procedimientos y aparatos adecuados, aprobados por la autoridad competente, la demanda y el consumo que se haga de la energía eléctrica.

5. FACTURACION Y PAGOS

Las cuentas se formularán aplicando el cargo por servicio o el cargo correspondiente a la demanda, según el que resulte mayor, y los cargos por energía al consumo estimado por el suministrador.

Los pagos se harán por adelantado y conforme a dichas cuentas. En caso de que el suministrador mida los consumos y la demanda, podrá hacer una liquidación final a la terminación del contrato respectivo. En este último caso no deberá haber por adelantado ningún depósito.

Como garantía una garantía mensual de \$100.00 que resulte de aplicar los cargos por de-

manda y energía a la demanda y a los consumos estimados.

6. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la línea independiente el usuario con base en el hecho de los de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

TARIFA No. 8

Servicio General en ALTA TENSION

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinan la energía en alta tensión a cualquier uso, con una demanda inicial de 20 (veinte) kilowatts o más.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargos por demanda máxima.

\$200.00 (seiscientos pesos) por cada kilowatt de demanda máxima media.

2.2 Cargo adicional por la energía consumida.

\$2.00 (dos pesos) por cada kilowatt-hora.

3. MINIMO MENSUAL

El importe que resulte de aplicar lo diez veces el cargo por kilowatt de demanda máxima a que se refiere el inciso 2.1 (dos punto uno).

4. DEMANDA POR CONTRATAR

La demanda por contratar la línea independiente el usuario con base en sus necesidades de potencia. No podrá ser menor de 20 (veinte) kilowatts. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

5. DEMANDA MAXIMA MEDIA

La demanda máxima media se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo de facturación.

6. DEPOSITO DE GARANTIA

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a la demanda contratada.

TARIFA No. 9

Servicio Para Bombeo de Agua Para Riego Agrícola

1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará exclusivamente a los servicios en alta o baja tensión, que destinen la energía para el bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo de productos agrícolas y al alumbrado del local de riego se encuentre instalada el equipo de bombeo.

2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

2.1 Cargos por la energía consumida.

\$2.05 (dos pesos cinco centavos) por cada uno de los primeros 5 000 (cinco mil) kilowatt-horas.

\$2.45 (dos pesos cuarenta y cinco centavos) por cada uno de los siguientes 10 000 (diez mil) kilowatt-horas.

\$2.70 (dos pesos setenta centavos) por cada uno de los siguientes 20 000 (veinte mil) kilowatt-horas.

\$3.40 (tres pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

ESPECIFICACIONES DE LOCALES PROPIEDAD DEL USUARIO PARA LA INSTALACION DE SUBESTACIONES DEL SUMINISTRADOR.

En los servicios solicitados en Baja Tension en zona de cables subterrancos o bien cuando la magnitud de la carga lo requiera, es necesario que el Usuario adapte un local para la instalacion de una subestacion, dentro de su predio.

A continuacion se indican las especificaciones que ese local debe cumplir generalmente:

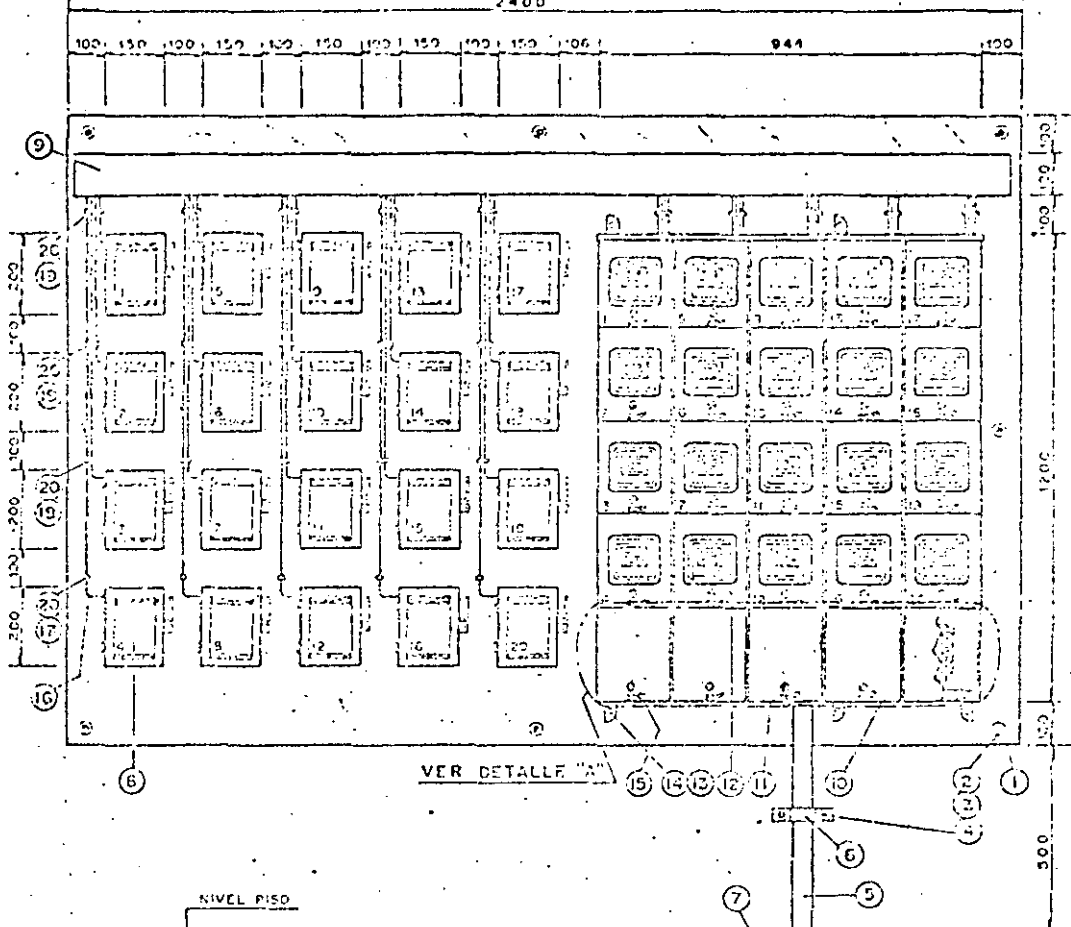
- 1.- PROPIEDAD.- El Suministrador instalara la subestacion, quedando esta de su entera propiedad. La ocupacion del local por parte del Suministrador se hará sin retribucion.
- 2.- INCENDIO.- Antes de energizar la subestacion en forma definitiva, el Usuario aceptara por escrito:
 - a).- El Suministrador queda liberado de toda responsabilidad en caso de incendio en el local motivo de estas especificaciones.
 - b).- En el seguro contra incendio del edificio queda incluido el local de la subestacion.
- 3.- DIMENSIONES.- Las dimensiones interiores del local, son aproximadamente de 6.00 X 5.00 m. por 2.50 m' de altura minima.
- 4.- VENTILACION.- La ventilacion del local sera a traves de persianas colocadas en la puerta de acceso, asi como por una ventana cuyas dimensiones se indiquen en plano expreso.
- 5.- PAREDES Y PISO.- Las paredes seran de concreto armado con un espesor minimo de 0.15 m. y el piso del mismo material y calculado para soportar una carga de 4 toneladas /m2.
- 6.- DRENAJE.- Para evitar la inundacion del local, se instalara una coladera conectada al drenaje general, con un sifon intermedio para recibir el liquido que salga del transformador en caso de falla, teniendo el piso pendiente hacia ella.

- 7.- PASO DE CABLES.- Se abrirán los pasos de cables necesarios de acuerdo al proyecto que se prepare, siendo estos con ductos de asbesto cemento de 3 o 4 pulgadas según el caso; y llegarán hasta 0.50 en el límite del parámetro exterior.
- 8.- SISTEMA DE TIERRAS.- Se instalarán dos varillas Copper Weld de 5/8" por 3.00 m. de largo, sobresaliendo 0.20 m. del piso terminado.

30

1 de 2

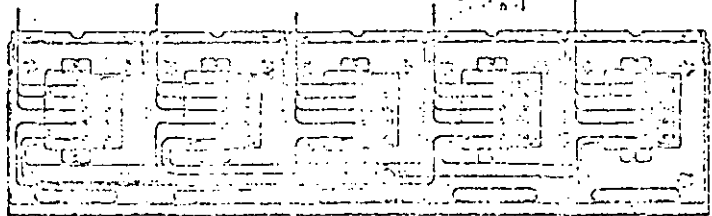
2400



VER DETALLE "A"

REGISTRO B.T.

NIVEL PISO



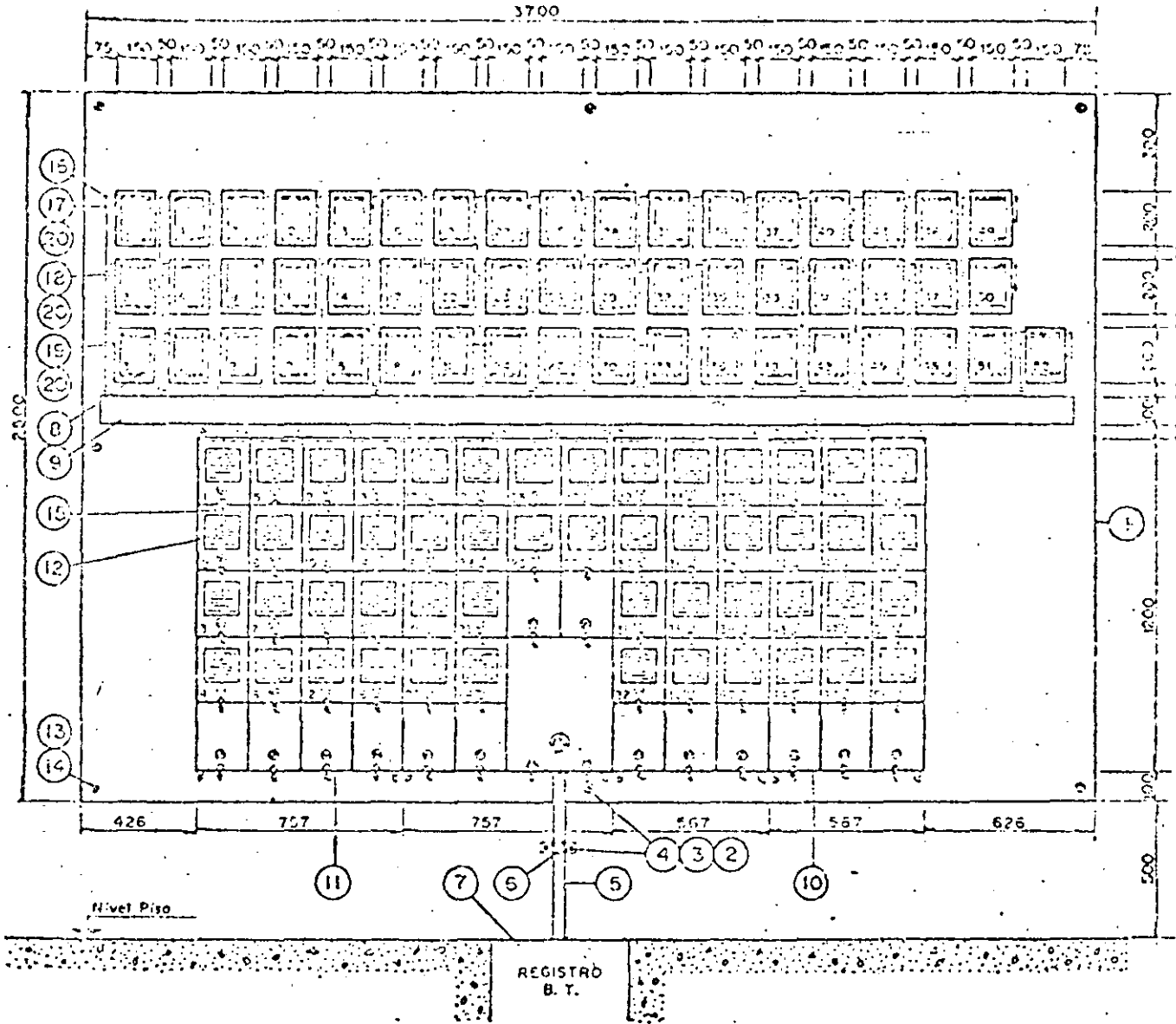
CORRIENTE TIERNA

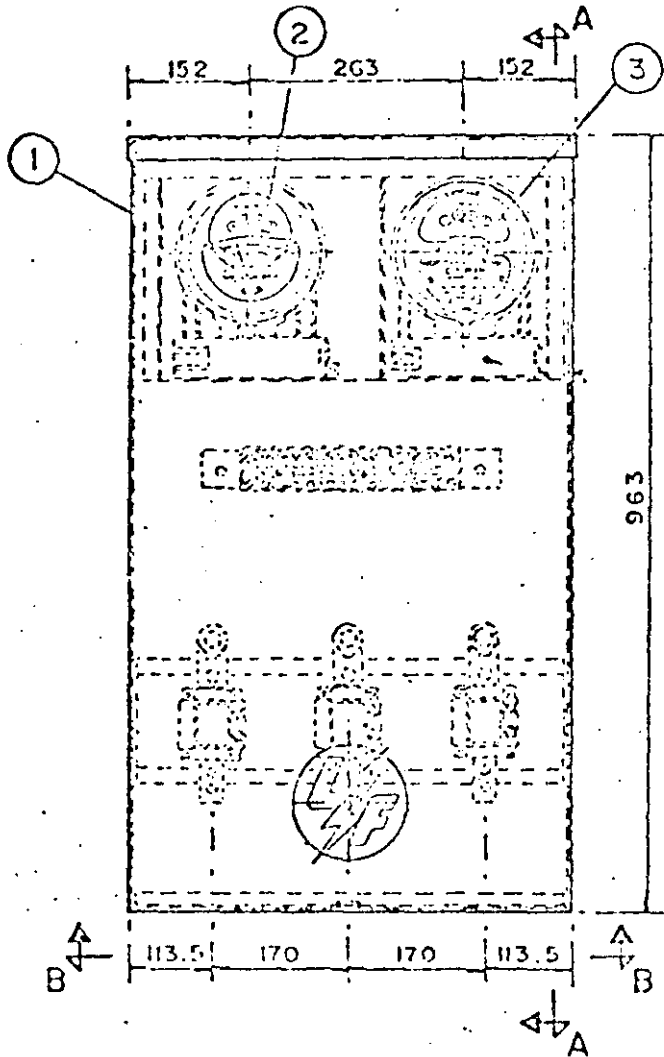
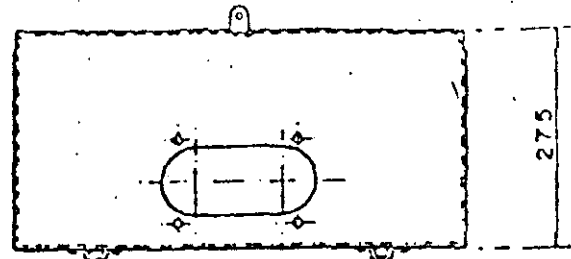
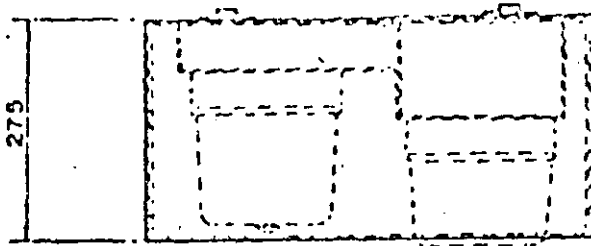
DETALLE "A" (SIN TAPA)

31

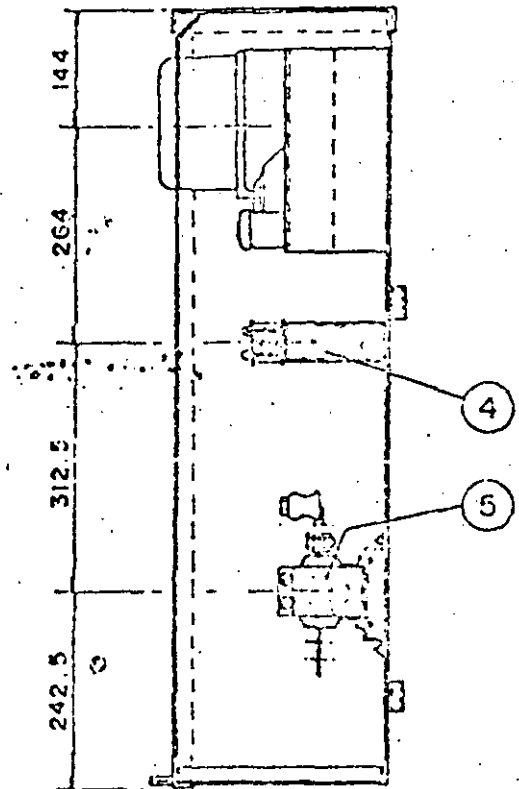
1 de 2

3700





VISTA B-B



CORTE A-A

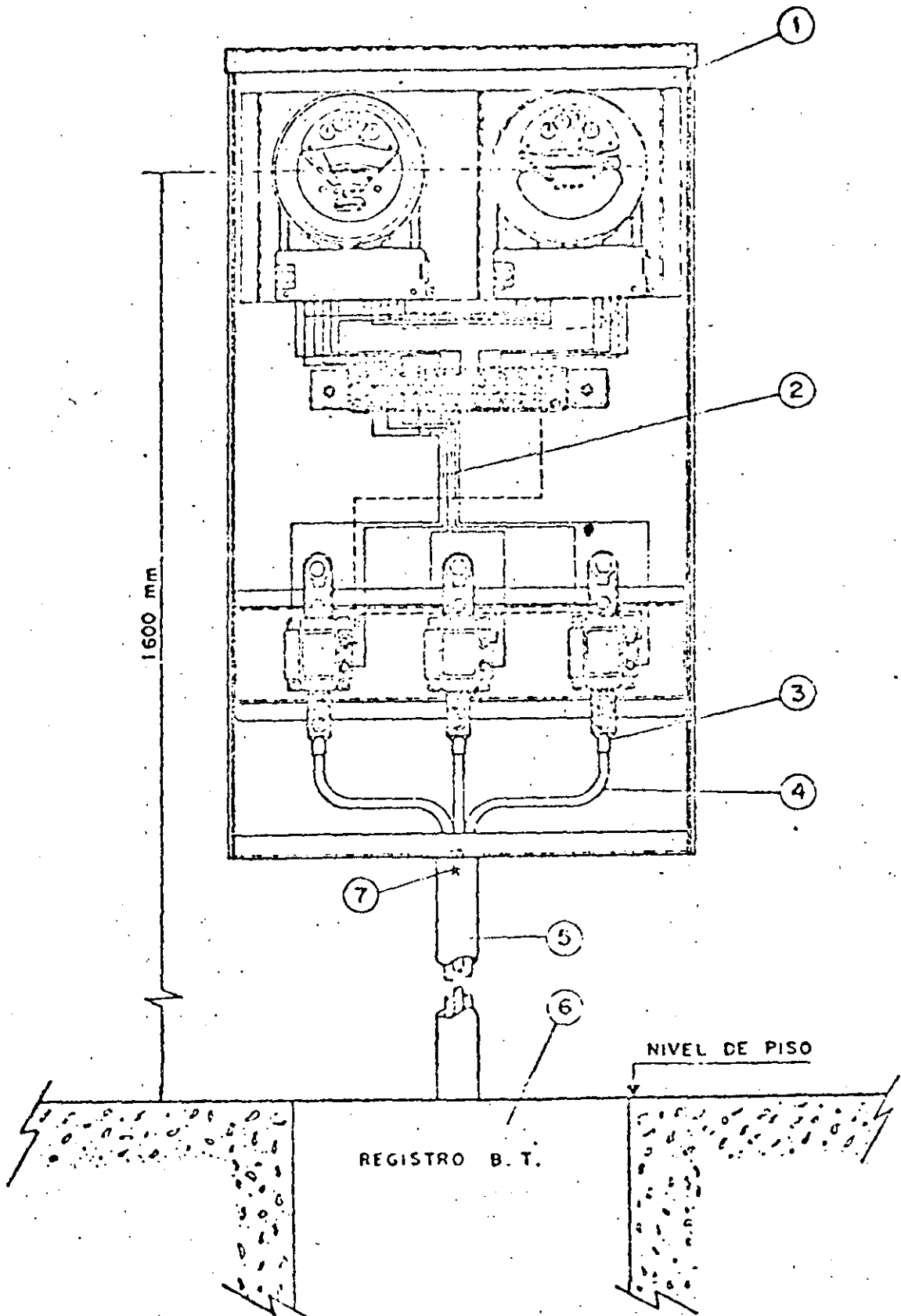
Acotaciones en mm

MATERIALES

REF.	CANTIDAD	NOMBRE
1	1	Caja VBP
2	1	Wattmetro - Wattmetro 5 x 10 (Norma Lyf 2.0023)
3	1	Variómetro 3 x 10 (Norma Lyf 2.0025)
4	1	Indicador MI P10 BI (Norma Lyf 2.0024)
5	3	Transformador de corriente Norma Lyf (2.0045)

USO:

Fijado a muro interior o exterior mediante 4 tornillos casquiná de 9.5 x 101.5 (3/8" x 4") permite medir en servicios trifásicos de BF el consumo en kWh, horas y la demanda máxima en Kw.

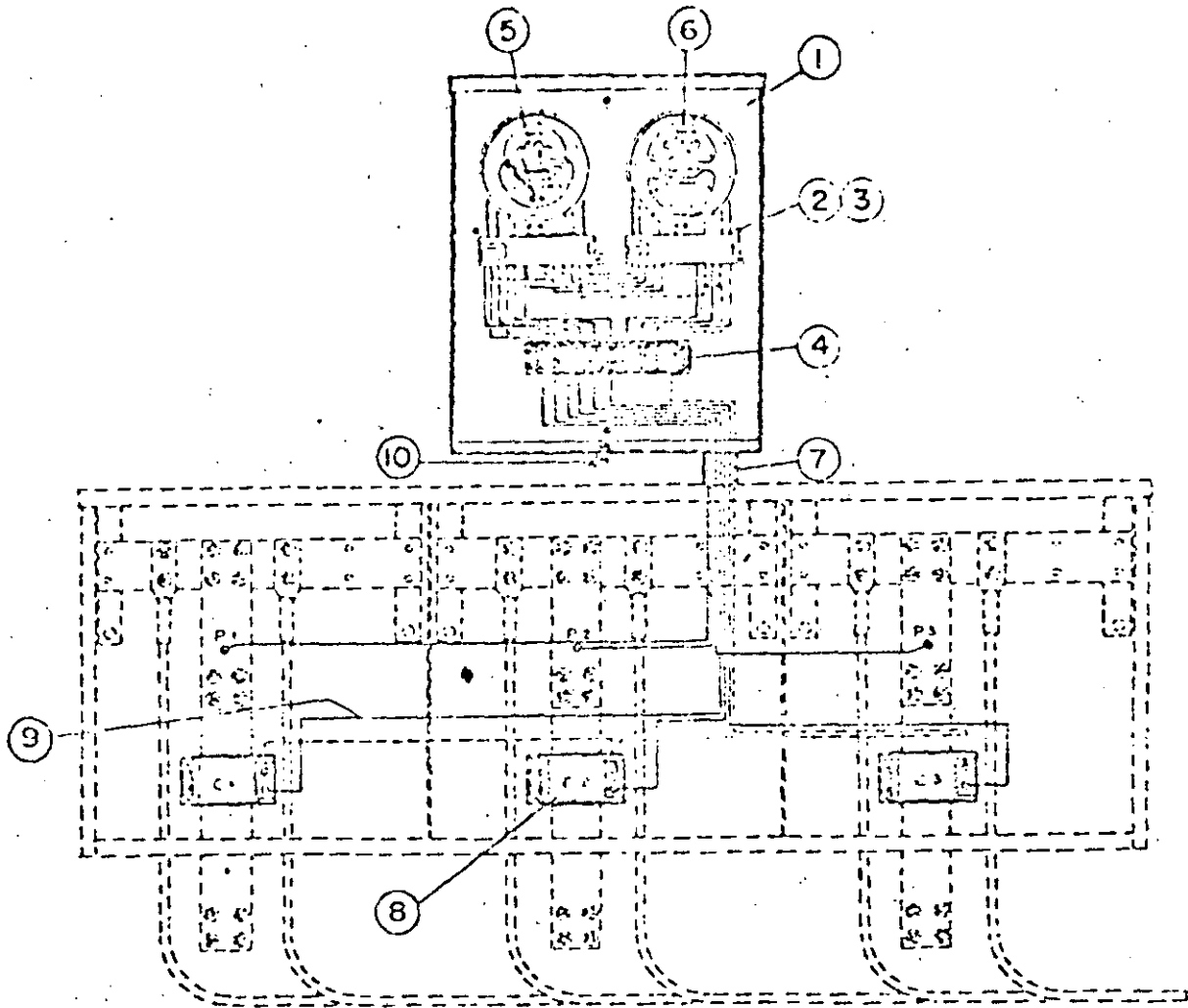


EQUIPO FS-2MP

NORMAS LyF
MONTAJE
4.0250

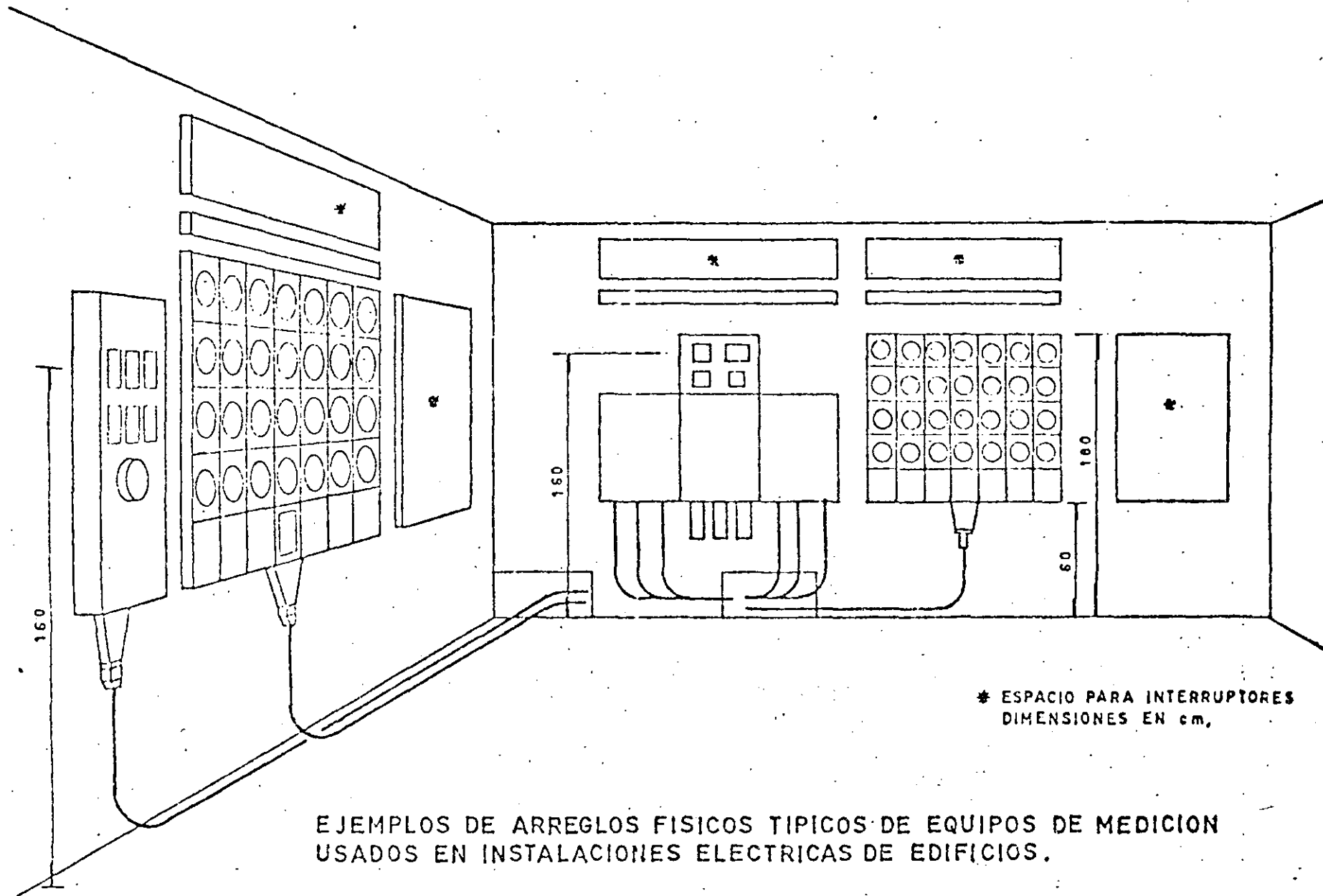
34

1 de 2



MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

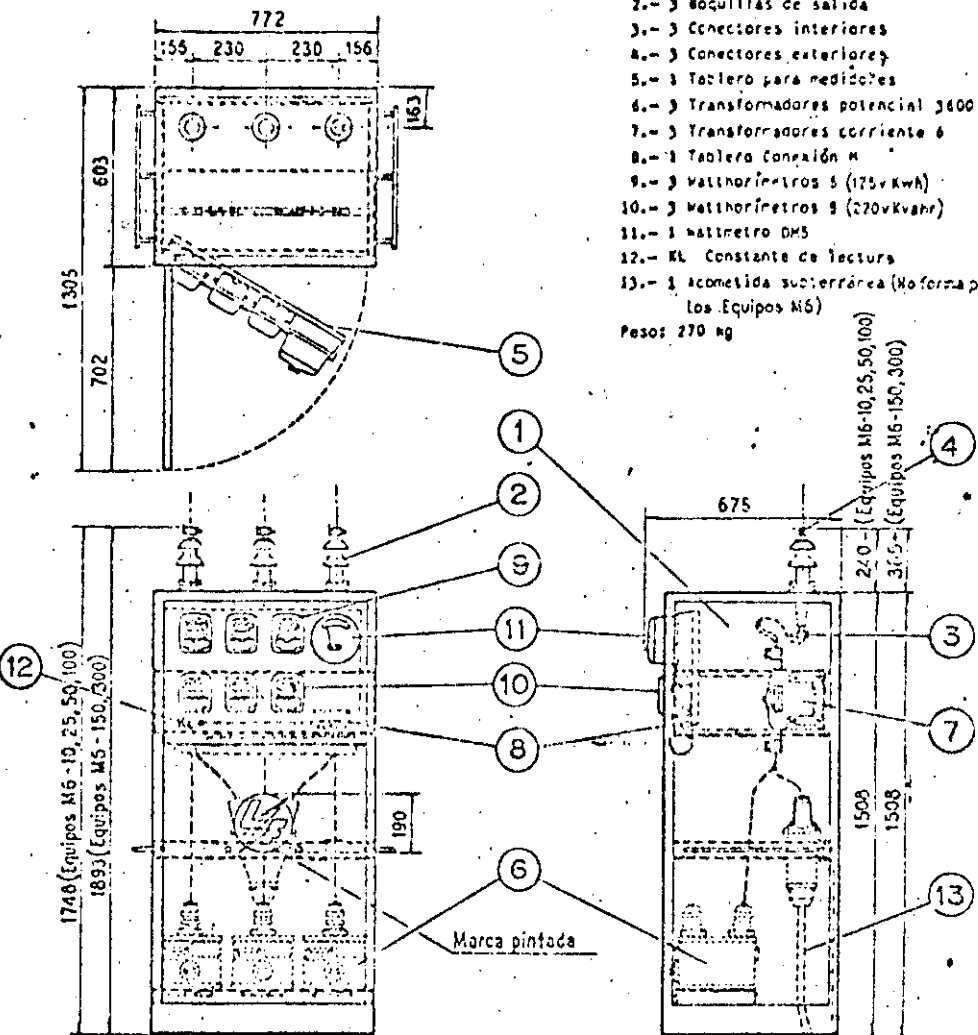
Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Caja 2MP	2.0352	Pza	1
2	Tornillo madera 14 x 3 cg C/roldana de 5.3 mm	2.0243	Pzu	2
3	Tacete Nylon 10	2.0003	Pza	2
4	Tablilla MIP 10 BT	2.0474	Pza	1
5	Wattmetro - wattmetro DM 3 x 10	2.0053	Pza	1
5	Varómetro 3 x 10	2.0255	Pza	1
7	Tubo PVC		m	0.10
8	Transformador de corriente BV	2.0449	Pza	3
9	Alambre Cuf 14, Cuf 14 A,R,C,V,N,E	2.0398	m	-
10	Sello plato A	2.0250	Pza	1



EQUIPOS M6

NORMA LY F
2.4350.20
SEP 67

36



- 1.- 1 Gabinete M6
 - 2.- 3 Boquillas de salida
 - 3.- 3 Conectores interiores
 - 4.- 3 Conectores exteriores
 - 5.- 1 Tablero para medidores
 - 6.- 3 Transformadores potencial 3600
 - 7.- 3 Transformadores corriente 6
 - 8.- 1 Tablero Conexión M
 - 9.- 3 Watthorímetros 5 (175v KwH)
 - 10.- 3 Watthorímetros 9 (270v KwHr)
 - 11.- 1 wattmetro DMS
 - 12.- Kl Constante de lectura
 - 13.- 1 Acometida subterránea (No forma parte de los Equipos M6)
- Peso: 270 kg

Esc. 1:20

USO: En servicios de 6 kv trifásicos para los centros en van, avanz y la demanda máxima en un según tabla, se coloca sobre el piso en interior y se alimenta con acometida subterránea según tabla. Las conexiones del equipo - M6 a los boquillas del consumidor se realizan en círculo norma MUF 3.4100.20 y 3.4100.30.

NOMBRE	Corriente máxima permanente Amp	Transformadores de corriente	Acometida de cable F.C.G. 424
EQUIPO M6 - 10	10	6- 10	3 x 31
EQUIPO M6 - 25	25	6- 25	3 x 31
EQUIPO M6 - 50	50	6- 50	3 x 31
EQUIPO M6 - 100	100	6- 100	3 x 31
EQUIPO M6 - 150	150	6- 150	3 x 700
EQUIPO M6 - 300	300	6- 300	3 x 700

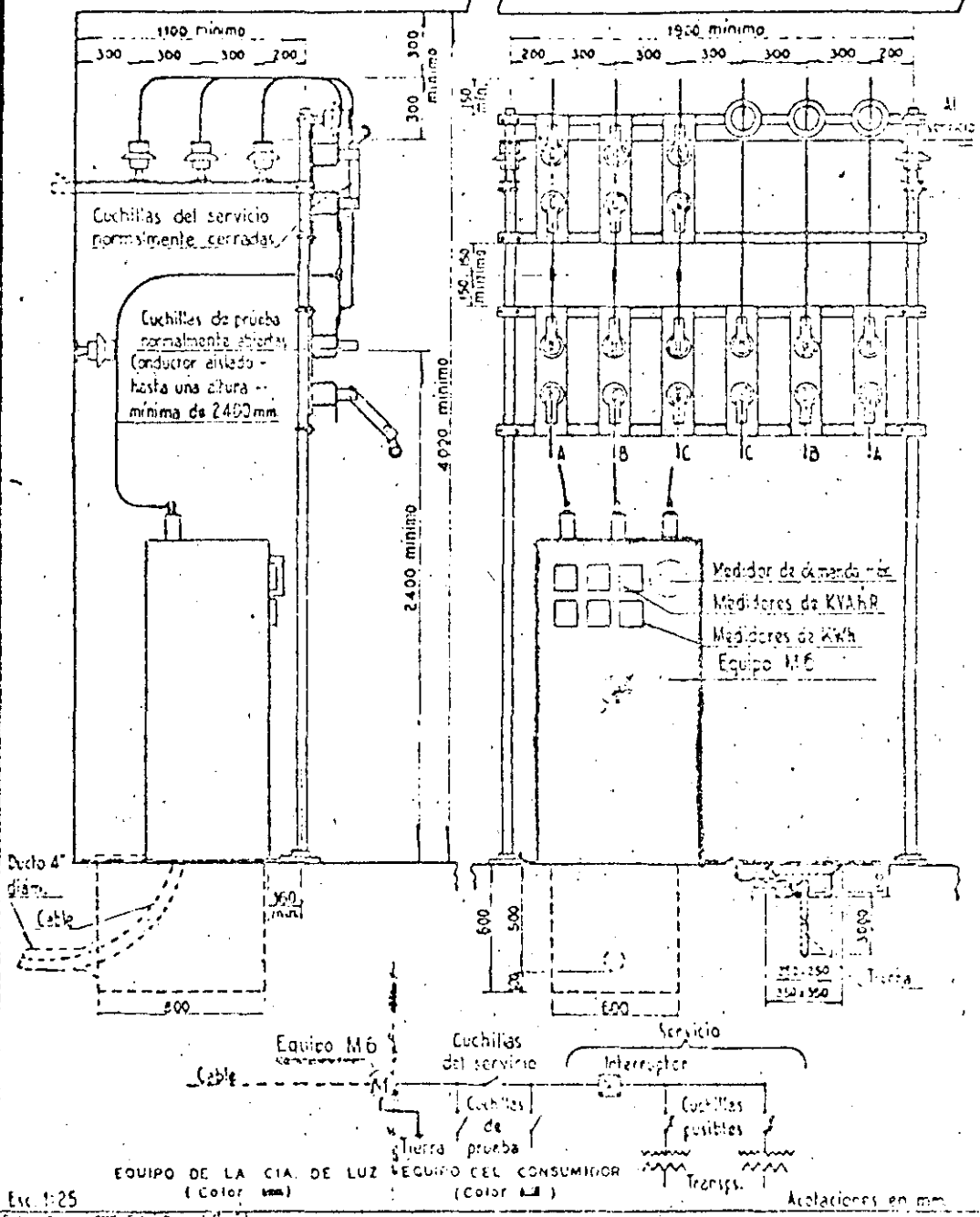
Referencias: Plano DISTRIBUCION A-227 Ay3; norma MUF 2.5010.10

Clave del nombre:
M6 = Medición en 6000 volts
10, 25, 50, 100, 150 y 300 = Capacidad en amperes.

EQUIPO M6 Y CUCHILLAS DE PRUEBA
DESCUBIERTAS EN INTERIOR, PARA SERVICIOS DE 6000V.

NORMAS I.E.E.
3.410.070
CM

37

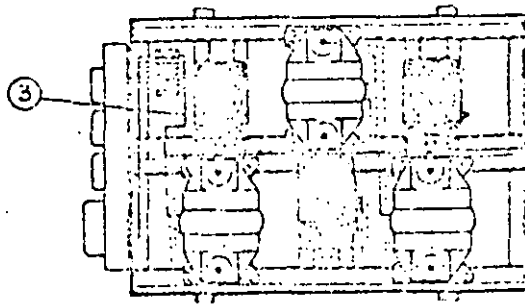
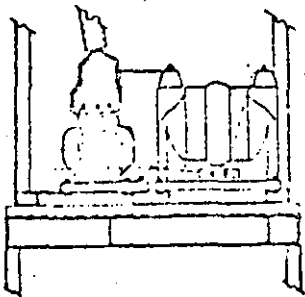
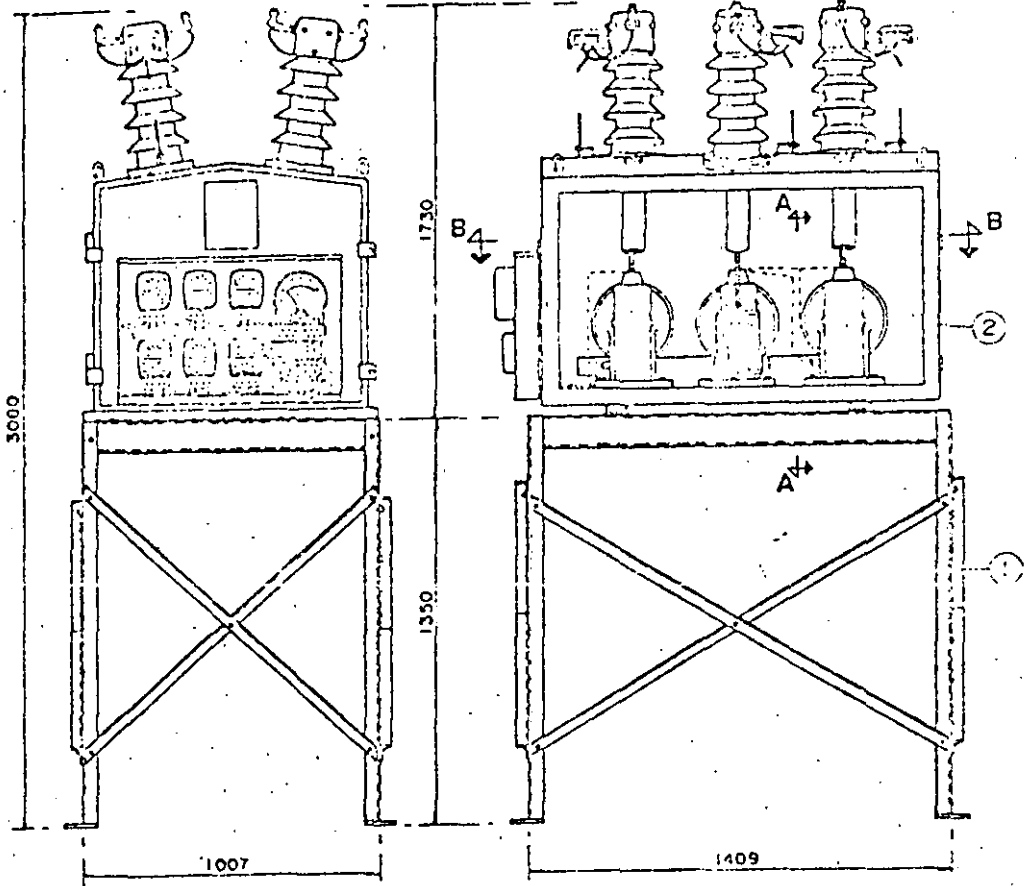


EQUIPOS M 20

NORMAS LYI
MONTAJE
4.0247

38

1 de 2



EQUIPO MT 20 Y CUCHILLAS DE PRUEBA CUBIERTAS EN INTERIOR PARA SERVICIOS DE 20 000 V.

NORMA LYF
3.4100.70
Feb. 66

39

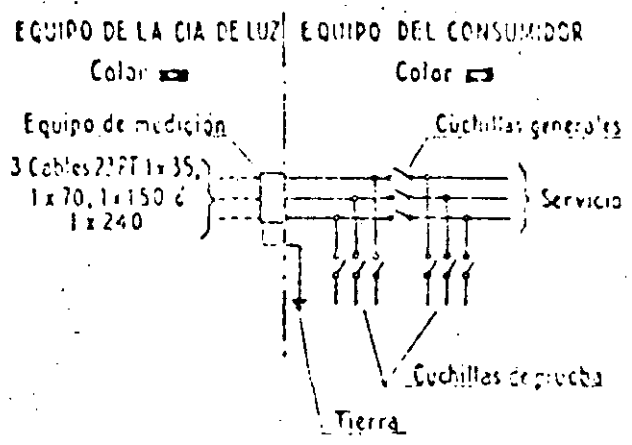
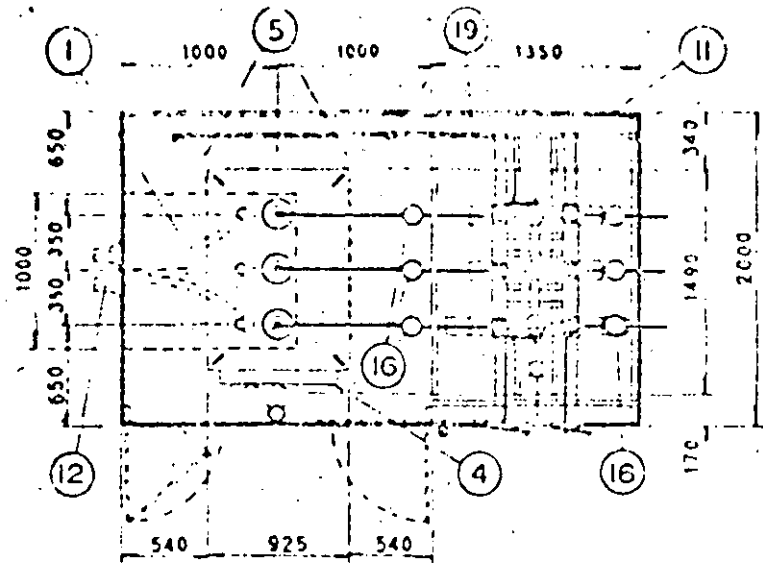
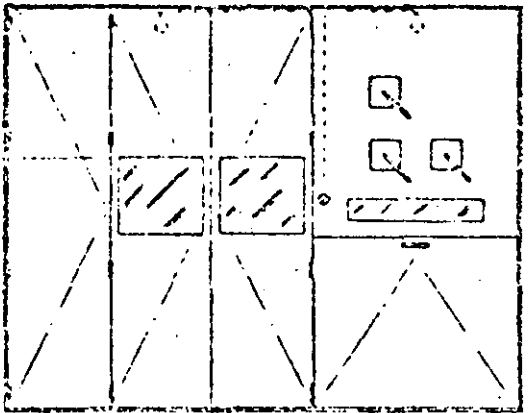
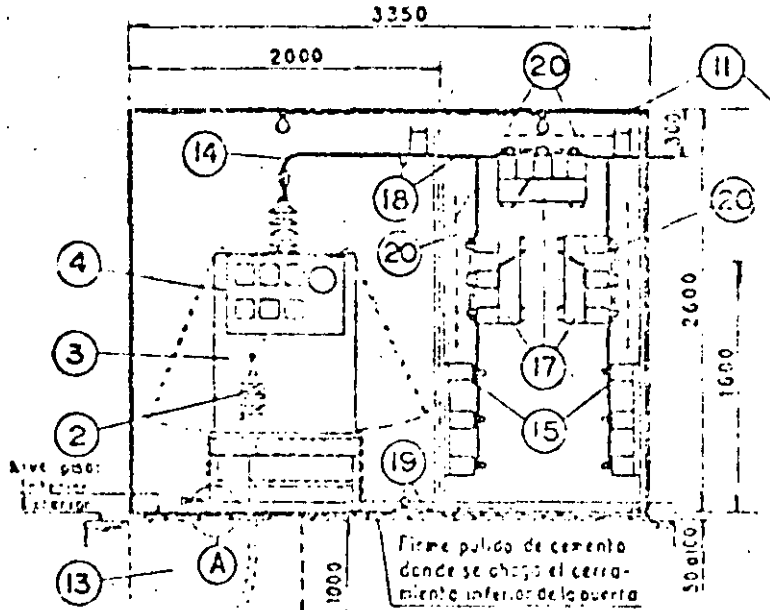
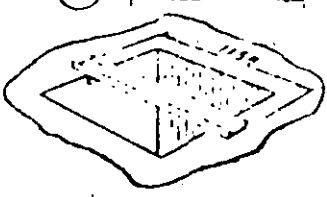
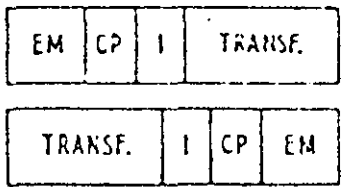


DIAGRAMA TRIFILAR DE CONEXIONES



DESARROLLOS FACTIBLES DE LA SE.



Esc. 1:50; Acotaciones en mm

EQUIPO DE LA CIA DE LUZ		
Nº	Cant.	Nombre
1	3	Cables 22FT 1x35, 1x70, 1x150, 1x240
2	3	Terminales 1/250
3	1	Equipo MT20
	1	Estructura M.O. 050
4	1	Caja M 18
5	4m	Alambre Cud 2 (Tierra)
6	1,15m	Canal fierro ligera de 152 mm con 2 topes de ángulo (DETALLE A)

EQUIPO DEL CONSUMIDOR		
Nº	Cant.	Nombre
11	1	Gabinete cerrado con alumbrado para la instalación del Equipo MT20 y Cuchillas
12	2	Vías Ductos AE con broquilla ducto 15
13	1	Registro de 1.10x1.00x1.00 m sin tapa
14	3.5m	Alambre Cud 1/0 a 4/0
15	6	Aisladores soporte 20 kv con conectores mecánicos para conectar el equipo de comprobación de medidores
16	6	Aisladores soporte 20 kv
17	9	Cuchillas 20 kv 200 Amp con movimiento de interrupción paralelo a la base
18		Buses de solera cobre electrolítico 6.2x25.4 mm con conectores mecánicos
19		Barra tierra de solera cobre 6.3x25.4 mm con conectores mecánicos
20		Barrares aislantes nicarte 6.3mm grado 1mm 77

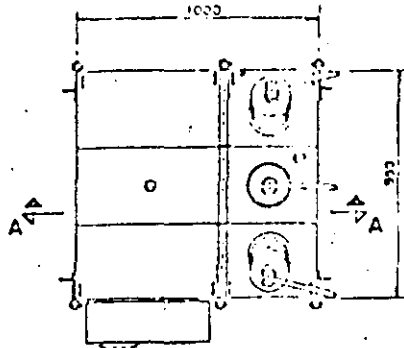
EQUIPO MTS 23

MONTAJE
4.0251

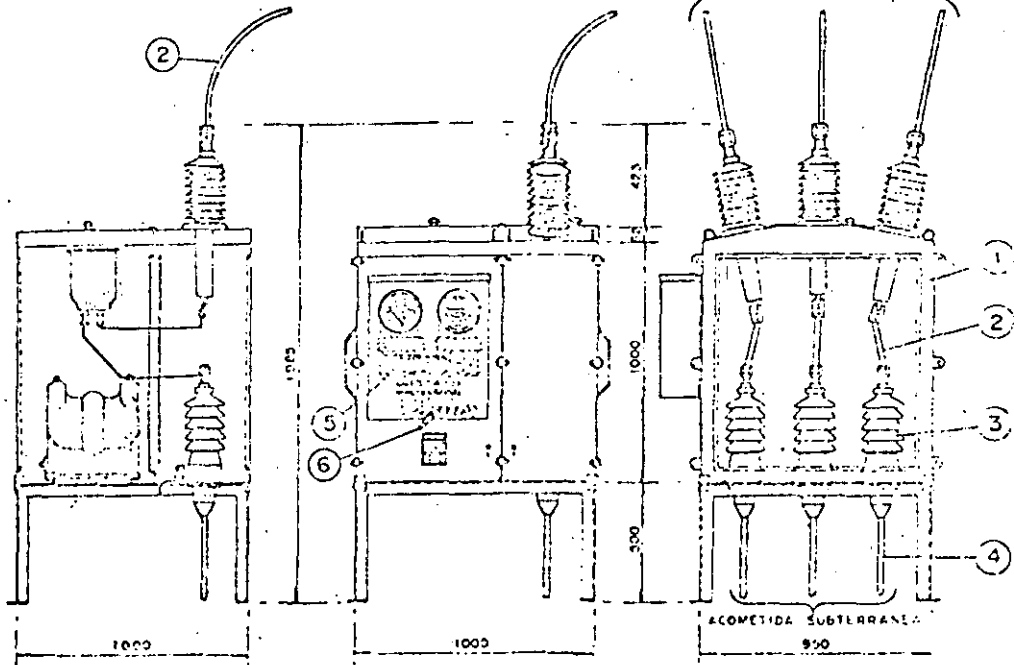
40

1 de 2

CM



AL CONSUMIDOR



CORTE A-A

VISTA SIN TAPA

PARCIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma Lyf	Unidad	Cantidad
1	Equipo MTS 23	2.0177	Pza	1
2	Cable Cui 2/0 & 250	2.0112	m	10
3	Insuladores 23 1 x 700 & 23 1 x 3400	2.0052	Pza	5
4	Cable 23 PT 1 x 55 & 1 x 70 & 1 x 150 & 10000	2.0025	m	-
5	Alambre Cui 14, Cui 10A, B, V, A, D.	2.0070	m	-
6	Sello de plomo A	2.0150	Pza	1



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO SA

SEPTIEMBRE, 1984

SUMINISTRO

DE

ENERGIA ELECTRICA

CURSO DE INSTALACIONES
ELECTRICAS INDUSTRIALES. U. N. A. M.
SEPTIEMBRE 1984.

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

INTRODUCCION

1. DESCRIPCION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION.
 - 1.1 SISTEMA AEREO.
 - 1.2 SISTEMA SUBTERRANEO.
 - 1.3 SISTEMA MIXTO.

2. ACOMETIDAS.
 - 2.1 ACOMETIDAS EN 23 KV.
 - 2.1.1 DE 20 KW A 200 KW DE DEMANDA.
 - 2.1.2 DE MAS DE 200 KW DE DEMANDA.
 - 2.2 ACOMETIDAS EN A.T. DE MAS DE 23 KV.
 - 2.3 ACOMETIDAS DE B.T.
 - 2.3.1 ACOMETIDAS EN B.T. HASTA 35 KW DE DEMANDA PROBABLE.
 - 2.3.1.1 DE LINEA AEREA.
 - 2.3.1.2 DE CABLE SUBTERRANEO.
 - 2.3.2 ACOMETIDAS EN B.T. DE 35 KW A 95 KW DE DEMANDA PROBABLE.
 - 2.3.2.1 DE LINEA AEREA.
 - 2.3.2.2 DE CABLE SUBTERRANEO.
 - 2.3.3 ACOMETIDAS EN B.T. DE MAS DE 95 KW DE DEMANDA PROBABLE.

3. LOCALES PARA GABINETES 23 KV.
 - 3.1 PARA GABINETE TIPO EXTERIOR.
 - 3.2 PARA GABINETE TIPO INTERIOR.

4. LOCALES PARA S. E. EN INTERIOR DE EDIFICIOS.
 - 4.1 REQUISITOS QUE DEBERA PRESENTAR EL SOLICITANTE DEL SERVICIO.
 - 4.2 UBICACION DEL LOCAL.
 - 4.3 CONSTRUCCION DEL LOCAL.

5. BOVEDAS PARA EQUIPOS SUMERGIBLES

INTRODUCCION.

Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., tiene normalizadas las siguientes tensiones de distribución: 23 y 6 KV (por desaparecer) para mediana tensión y 220/127 volts en baja -- tensión. La energía proviene de los anillos de 85 y 230 KV que rodean el Area Metropolitana y las S.E.'s conectadas directamente a dichos anillos, como se muestra en la figura 1:

DESCRIPCION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

SISTEMA AEREO

Las redes aéreas que se realizan montando sobre postiería los transformadores, conductores primarios y secundarios equipos de protección y seccionamiento, se localizan por lo general en las guarniciones, conservando las distancias a edificios y alturas reglamentarias. En zonas urbanas con más de 5 MVA/Km² de densidad de carga, presentan un congestionamiento tal que va encontrando limitaciones fuertes en la vía pública, lo cual representa una restricción al enfrentarla a las potencias por alimentar que están en continuo crecimiento.

Las redes aéreas son muy vulnerables a contingencias físicas (choques de vehículos y cuerpos extraños) y a los agentes -- atmosféricos (rayos, granizo, lluvia, polvos, sales, etc.), lo que hace necesario dotarlos de un mayor número de elementos automáticos de protección, para aumentar su eficiencia, redundando en un mayor costo adicional.

Tiene la ventaja de ser accesibles para la reparación fallas, para ampliaciones y modificaciones en zonas sujetas a cambios urbanos. Son de tipo radial; este tipo de instalación se muestra en la figura 2.

1.2 SISTEMA SUBTERRANEO.

Los Sistemas Subterráneos presentan una exposición muy reducida a fallas en comparación con las aéreas, ofreciendo un servicio de alta confiabilidad y un alto grado de continuidad. Se utilizan en zonas urbanas de más de 5 MVA/km², ya que su costo es elevado. No presentan un obstáculo a las restricciones al ocupar la vía pública.

En caso de fallas, el tiempo de reposición del servicio es mayor que en el aéreo por estar las instalaciones ocultas.

En la figura 3, se muestra un plano de la Ciudad de México, D. F., donde se indican la zona aérea y la subterránea, con densidades de 5 hasta 40 MVA/Km².

Las redes subterráneas se dividen por su operación en: Radiales y Automáticas. En las primeras se pueden dar servicios tanto en A. T. como en B. T. En las segundas solamente se proporcionan servicios en B. T.

En la figura 4, se muestran las zonas de las diferentes redes subterráneas existentes y por construirse, tanto de operación radial como automática.

1.2.1. RED AUTOMÁTICA.

La Red Automática es un sistema con dos estructuras diferentes a la red primaria que es de tipo radial simple o en derivación múltiple, constituida con alimentadores primarios imbricados y conectados con el mismo banco de la S. E. de potencia. La red secundaria que es de tipo de operación en paralelo, formando una malla solidamente unida, ver figura 5.

1.2.2. RED RADIAL.

Se emplean fundamentalmente dos tipos de estructura en la -

red primaria: Anillo abierto (figura 6 y 7) y alimentadores selectivos (figura 8), ambos en seccionamiento. La red secundaria es del tipo de operación radial simple (figura-9) para la estructura de anillo abierto y radial con amarre (figura 10) para alimentadores selectivos.

1.3 SISTEMA MIXTO.

Este sistema es una mezcla de los dos anteriores, siendo - aérea la red de A. T. y la B. T. en Cable Subterráneo (figura 11).

2 ACOMETIDAS.

Se define como acometida (aérea ó subterránea), los conductores que ligan la red de distribución del sistema de suministro, con el punto en que se conecta el servicio a la instalación de un usuario. Se le llama también línea de servicio.

De acuerdo con las disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, señalados en el Capítulo II, Artículo 11o., Párrafo 2o., en ningún caso el suministrador estará obligado a realizar la instalación de equipos limitadores ó de medición en distancias superiores a 5 (cinco) metros de la entrada oficial, medidos paralelamente al piso, observándose lo que disponga el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas.

2.1 ACOMETIDAS EN 23 KV.

2.1.1 DE 20 KW A 200 KW DE DEMANDA.

Una acometida en A. T., puede derivarse de una línea aérea o de un cable subterráneo. En el primer caso la acometida se hará con cable subterráneo, bajando de una línea aérea hasta la S. E. del usuario, según se muestra en la figura 12 haciendo la medición en el lado de B. T. de su S. E. El segundo caso se proporciona en las zonas de redes radiales, para lo cual el usuario deberá proporcionar un cuarto donde se instalará un gabinete, como se muestra en la figura 13, haciéndose también la medición en el lado de B. T. de su S. E.

2.1.2 DE MAS DE 200 KW DE DEMANDA.

En este caso, también se puede hacer la acometida desde una línea aérea o de un cable subterráneo, en forma similar a la del inciso anterior, la única diferencia que existe con la anterior, es que la medición se realiza directamente en el lado de A. T., como se observa en las figuras-14 y 15.

2.2. ACOMETIDAS EN A. T. DE MAS DE 23 KV.

Cuando la demanda es mayor a 9 MVA ó 12 MVA (dependiendo de la zona donde se encuentre el Servicio), es necesario hacer una solicitud de servicio en 85 KV ó 230 KV. En este caso el proyecto lo elabora la Gerencia de Planeación e Ingeniería, a través del Departamento de Desarrollo de la -- Compañía de Luz; En cada caso se hace el estudio respectivo, para que en el terreno del usuario, se proporcione un espacio para instalar los interruptores y el equipo de medición, junto a su S. E.

2.3. ACOMETIDAS EN B. T.

2.3.1 ACOMETIDAS EN B. T. HASTA 35 KW DE DEMANDA PROBABLE.

Este tipo de acometidas se proporcionan de línea aérea o de cable subterráneo.

2.3.1.1 DE LINEA AEREA.

Las acometidas B-3 y CA-3 (fig. 16 y 17), se proporcionan a servicios de 8.1 KW de carga instalada y hasta 35 KW de demanda.

Se hace notar que hasta 24 KW de demanda estimada, se utili-

zan 3 watthorímetros para la medición y de 25 KW en adelante se instala un equipo de medición de baja tensión polifásico (Equipo MBP), el cual permite medir en los servicios trifásicos de baja tensión, el consumo en kWh, KVARR y la demanda máxima en KW.

2.3.1.2 DE CABLES SUBTERRANEOS.

En las figuras 18 y 19 se muestran este tipo de acometidas también en este caso se hará la medición con 3 watthorímetros hasta 24 KW de demanda y de 25 KW en adelante se utilizará equipo MBP.

2.3.2 ACOMETIDAS EN B.T. DE 35 A 95 KW DE DEMANDA PROBABLE.

Este tipo de acometidas puede ser de línea aérea o de cable subterráneo.

2.3.2.1 DE LINEA AEREA.

En las figuras 20, 21 y 22 se muestran este tipo de acometidas.

2.3.2.2 DE CABLE SUBTERRANEO.

En las figuras 23 y 24 se muestran este tipo de acometidas.

Notas: 1).- Si la Red de Distribución esta sobrecargada se le solicitará al interesado local para S. E.

2).- Tanto para línea aérea, como cable subterráneo se instalará en estos casos equipo MBP.

3).- Los equipos de medición de energía eléctrica deberán localizarse a no más de 5 m. de la entrada

da oficial del edificio, medidos paralelamente al piso.

- 4).- El usuario deberá construir un registro de 60 Cm. X 60 Cm. de profundidad e instalar 2 ductos de 10.16 Cm. de diámetro interior entre el registro y la banqueta, hasta 20 Cm. después de paramento. fig. 25.

2.3.3 ACOMETIDAS EN B.T. DE MAS DE 95 KW DE DEMANDA PROBABLE.

Para este tipo de servicios se solicitará invariablemente local para S. E., tanto en zona de línea aérea, como en zona de cables subterráneos.

3. LOCALES PARA GABINETES 23 KV.

En la zona donde se ubican Redes Subterráneas con Alimentadores Selectivos o en Anillo Abierto, se requiere de un Gabinete de Seccionamiento y Protección (como ya se mostró en las fig. 13 y 15), para proporcionar los servicios en 23 KV. Por tal motivo, se solicitará al usuario un espacio para la instalación del Gabinete mencionado. En él, se construirá una trinchera (fig. 26) de la cual saldrán 8 ductos de asbesto cemento de 7.62 Cm. (3") de diámetro interior (que permitirán la entrada y salida de la red de A. T.) y 4 ductos de asbesto cemento de 7.62 Cm. (3") de diámetro interior que se utilizarán en la acometida al servicio propiamente dicho. En cada caso, se elaborarán especificaciones para las obras civiles a construir.

3.1. PARA GABINETES TIPO EXTERIOR.

En la fig. 27 se muestra el área de 4.00 M X 3.00 M que se requiere para instalar, el Gabinete de Seccionamiento y Protección, requerido para proporcionar el servicio en 23 KV.

Debe quedar con entrada directa de la calle, para permitir al personal de los Departamentos de Cables Subterráneos -- hacer maniobras para operación y mantenimiento, y en un -- área que no represente peligro para el equipo o en caso -- contrario, se deberá proporcionar la protección adecuada -- por medio de una barda o de una alambrada. El Gabinete es propiedad de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., y únicamente su personal podrá operarlo.

3.2. PARA GABINETES TIPO INTERIOR.

En la fig. 28 se muestra un local de 4.00 M X 3.00 M X 2.50 M.

de altura que se requiere para alojar el Gabinete de Secciónamiento y Protección. Este local tendrá entrada directamente de la calle y las únicas comunicaciones con el resto del edificio, serán la instalación eléctrica para B. T. y la acometida en 23 KV.

4. LOCALES PARA S. E. EN INTERIOR DE EDIFICIOS.

En servicios que requieren local para S.E. en interior de edificios, deberán llenarse ciertos requisitos que la Compañía de Luz proporcionará a cada usuario. Es conveniente que el usuario solicite asesoría con tiempo a CLFC.

4.1 REQUISITOS QUE DEBERA PRESENTAR EL SOLICITANTE DEL SERVICIO.

El solicitante deberá entregar a la CLFC un juego de copias de planos en planta y elevación escala 1:200 y un detalle en escala 1:50, indicando las vías de acceso, que deberán ser libres desde el exterior hasta la puerta de la S. E., con objeto de que CLFC puede hacer maniobras con su equipo a instalar.

4.2 UBICACION DEL LOCAL.

En las figuras 29, 30, 31 y 32 se muestran las probables ubicaciones de los locales, de acuerdo con el tipo de construcción del edificio.

Es necesario que dicho local colinde con el parámetro de la calle o vía pública y de preferencia tan próximo a la entrada principal como sea posible.

Cuando el local se seleccione en lugar diferente de lo antes

expuesto, será motivo de un estudio especial.

4.3 CONSTRUCCIÓN DEL LOCAL.

El local se construirá de concreto armado (de acuerdo con las especificaciones que tiene CLFC), con losa inferior para 6 ton/m² de carga rodante y losa superior con resistencia suficiente para fijar estructuras y accesorios necesarios para soportar los cables de la instalación.

Para la construcción del local, CLFC proporciona plano de la O. C. indicando a detalle las características del local (puerta de acceso, ventilación, drenaje, iluminación, etc.).

5. BOVEDAS PARA EQUIPOS SUMERGIBLES.

En las figuras 33, 34 y 35 se muestran los diferentes arreglos de S. E., en bóveda, cuando no se tiene posibilidad de contar con un local en el interior del edificio. Debido a que se utiliza equipo sumergible, el costo se incrementa en forma considerable. El costo de esta bóveda corre por cuenta del usuario.

Los equipos de medición se colocarán en un local próximo a la S. E., según se muestra en la figura 36, o en un local cercano a la entrada principal y a no más de 5 M. del parámetro.

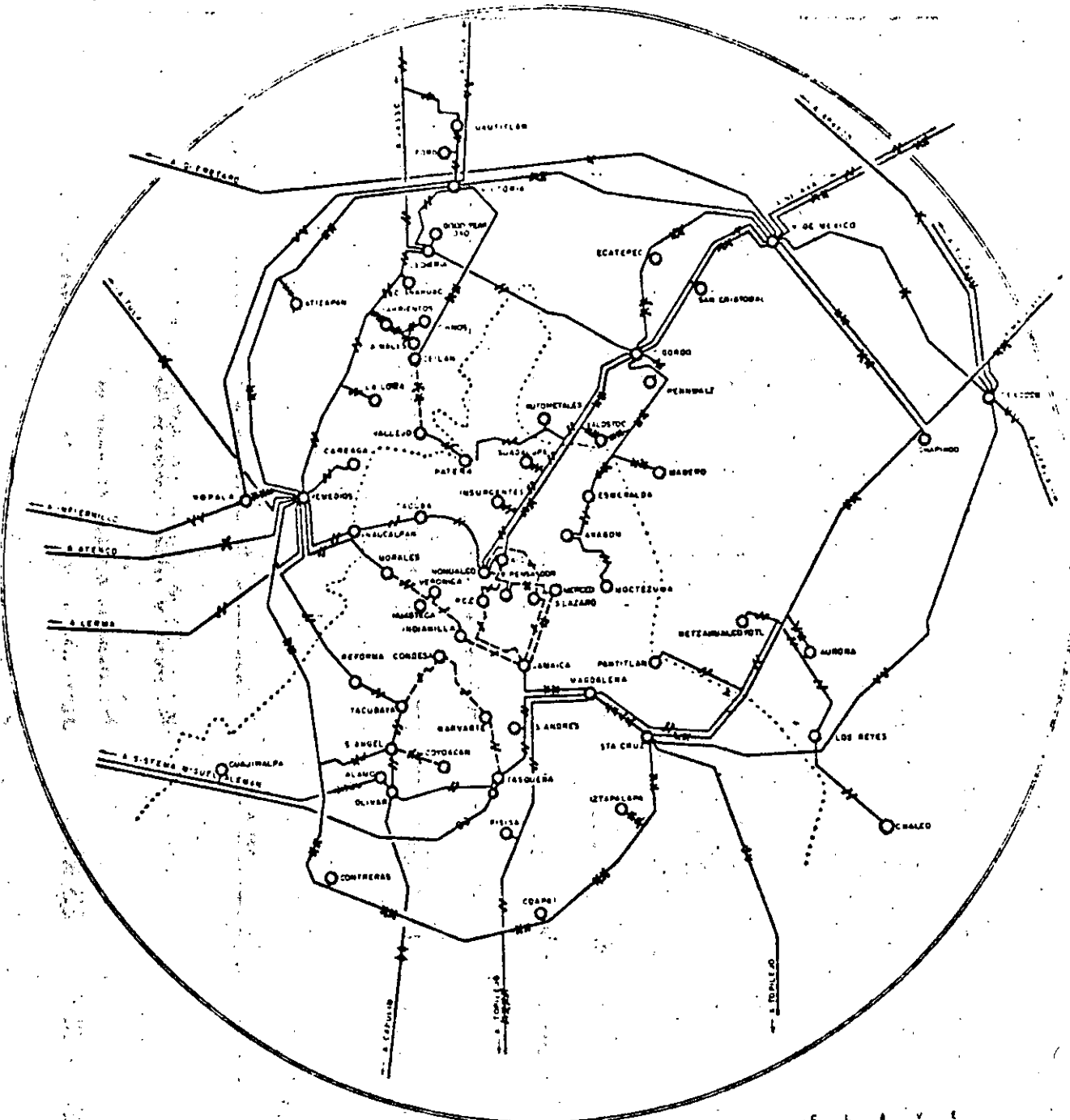
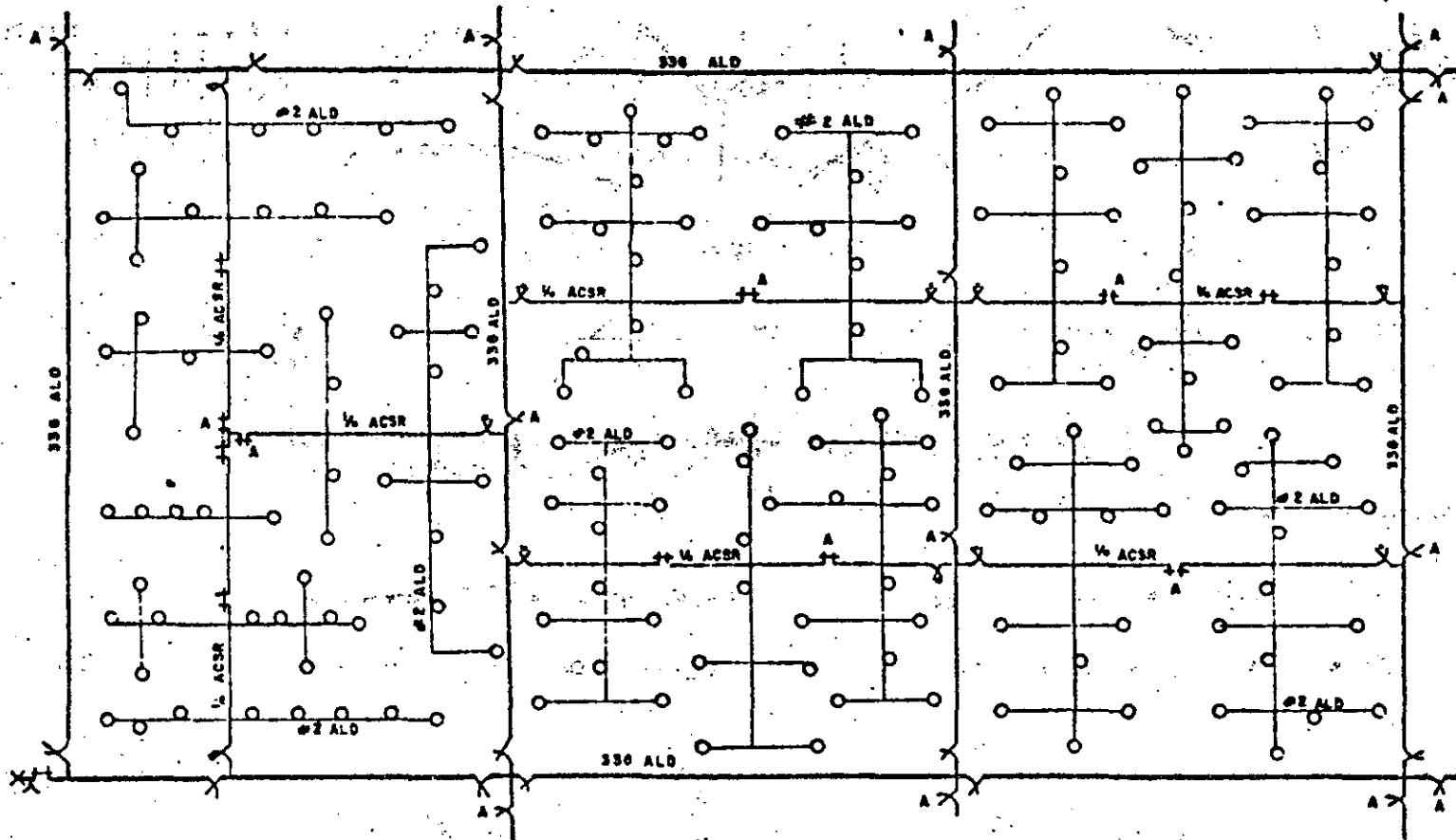


FIG. 1

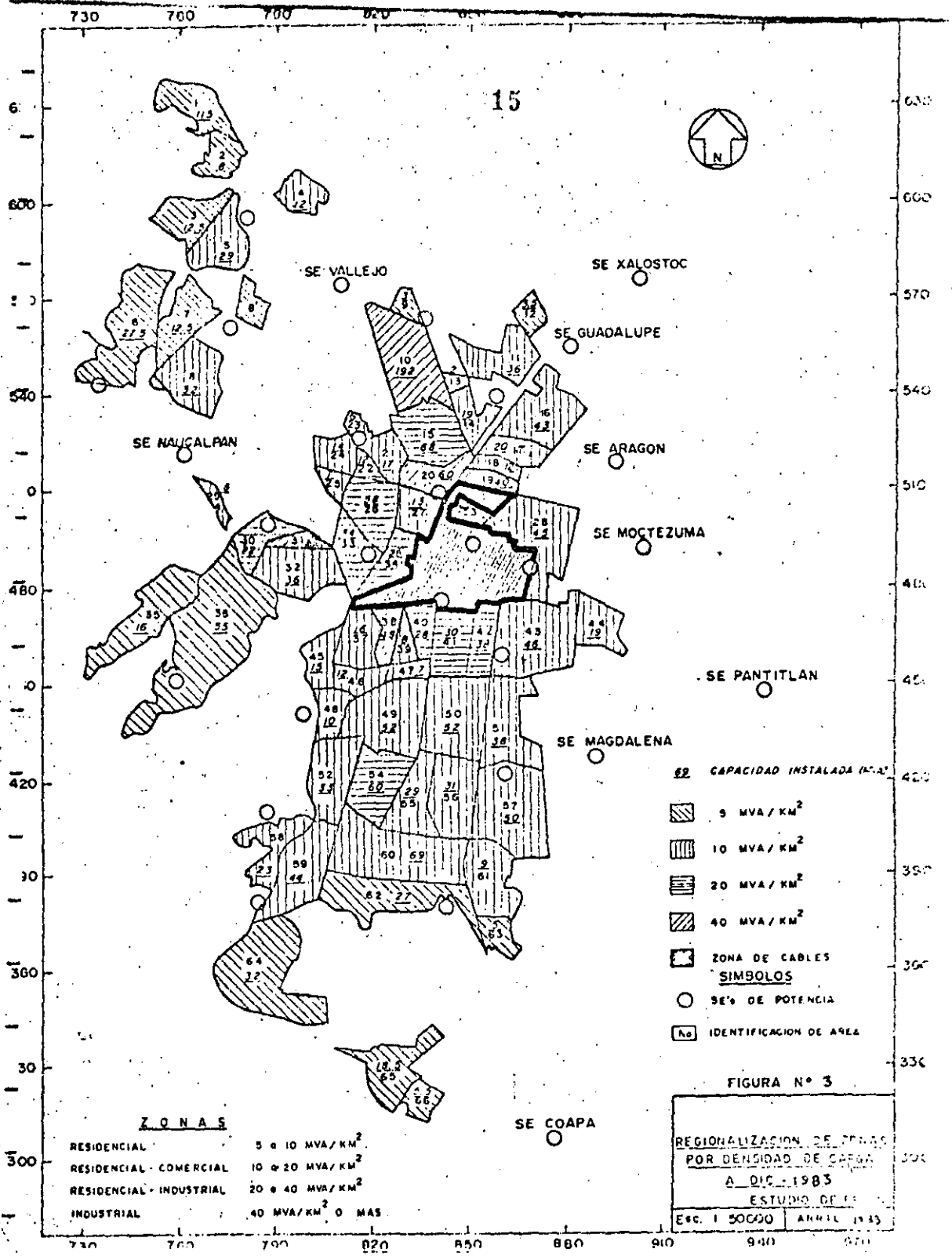
C L A V E

○	SUBESTACION
—V—	400 KV
—X—	250 KV
—●—	150 KV
—◆—	85 KV
—▲—	60 KV
—★—	44 KV
- - - -	CABLE SUBTERRANEO



ESTRUCTURA DE LA RED AEREA DE 23 KV

- X INTERRUPTOR EN AIRE, CAPACIDAD NOMINAL 600 AMPERES,
1 CAMARA DE EXTINCION (OPERACION MANUAL)
- R INTERRUPTOR EN AIRE, CAPACIDAD NOMINAL 400 AMPERES,
1 CAMARA DE EXTINCION (OPERACION MANUAL)
- ⊥ CUCHILLAS DE NAVAJA PARA ABRIR SIN CARGA (OPERACION MANUAL)
- X JUEGO DE TERMINALES MONOFASICAS DE 23 KV
- ^ JUEGO DE PARARRAYOS DE 23 KV
- TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
- A INTERRUPTORES Y CUCHILLAS NORMALMENTE ADIERTAS



15



730

760

790

820

850

880

910

630
600
570
540
510
480
450
420
390
360
330
300

630
600
570
540
510
480
450
420
390
360
330
300

ZONAS

RESIDENCIAL	5 o 10 MVA/KM ²
RESIDENCIAL - COMERCIAL	10 o 20 MVA/KM ²
RESIDENCIAL - INDUSTRIAL	20 o 40 MVA/KM ²
INDUSTRIAL	40 MVA/KM ² O MAS

- 82 CAPACIDAD INSTALADA (MVA)
- 5 MVA / KM²
- 10 MVA / KM²
- 20 MVA / KM²
- 40 MVA / KM²
- ZONA DE CABLES
- SIMBOLOS**
- SE'S DE POTENCIA
- IDENTIFICACION DE AREA

FIGURA N° 3

REGIONALIZACION DE ZONAS
 POR DENSIDAD DE CARGA
 A DIC. 1983
 ESTUDIO DE
 Esc. 1 50000 ANIL 1983

730

760

790

820

850

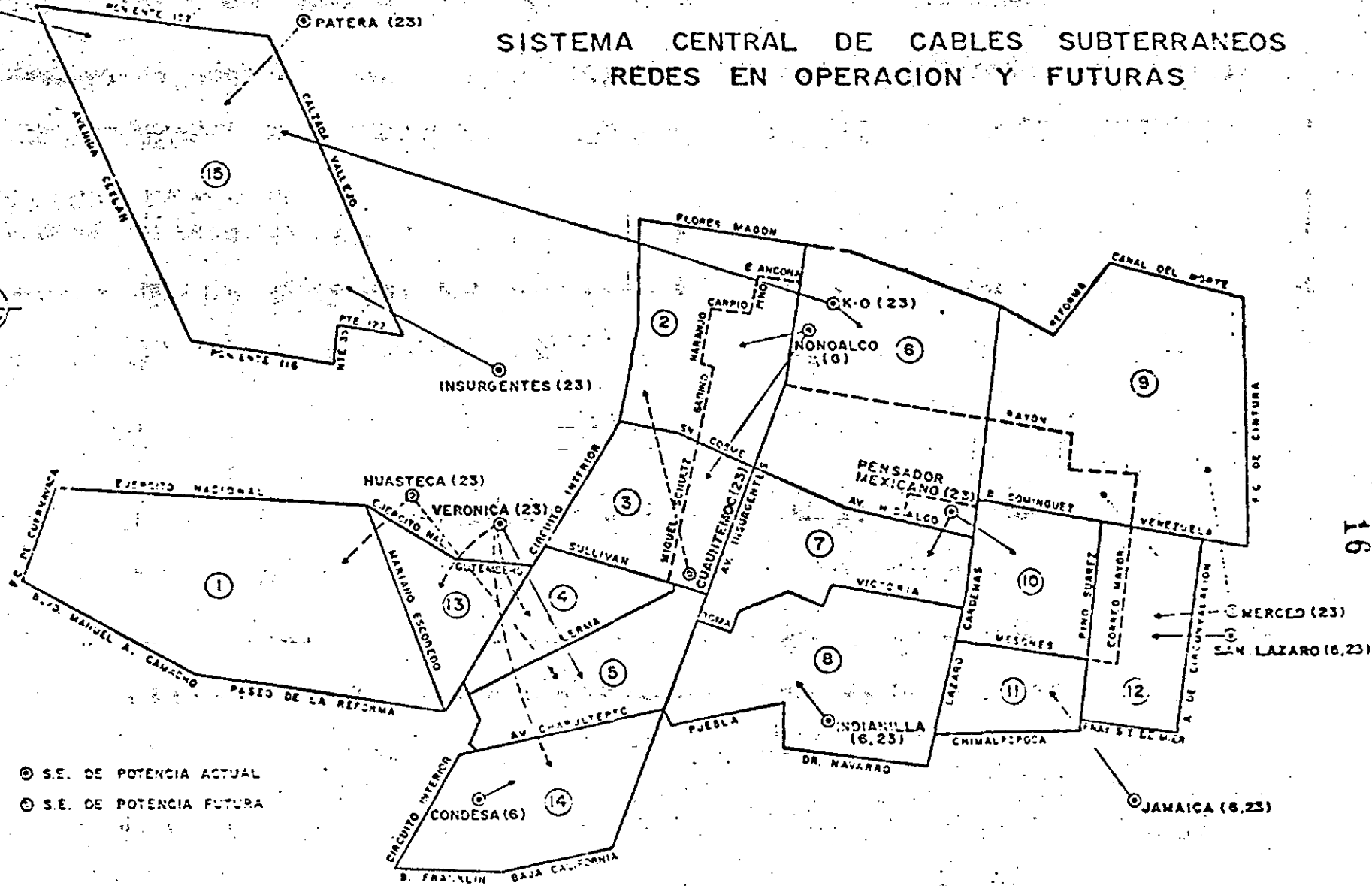
880

910

940

970

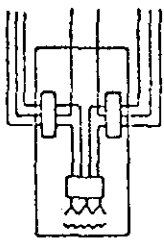
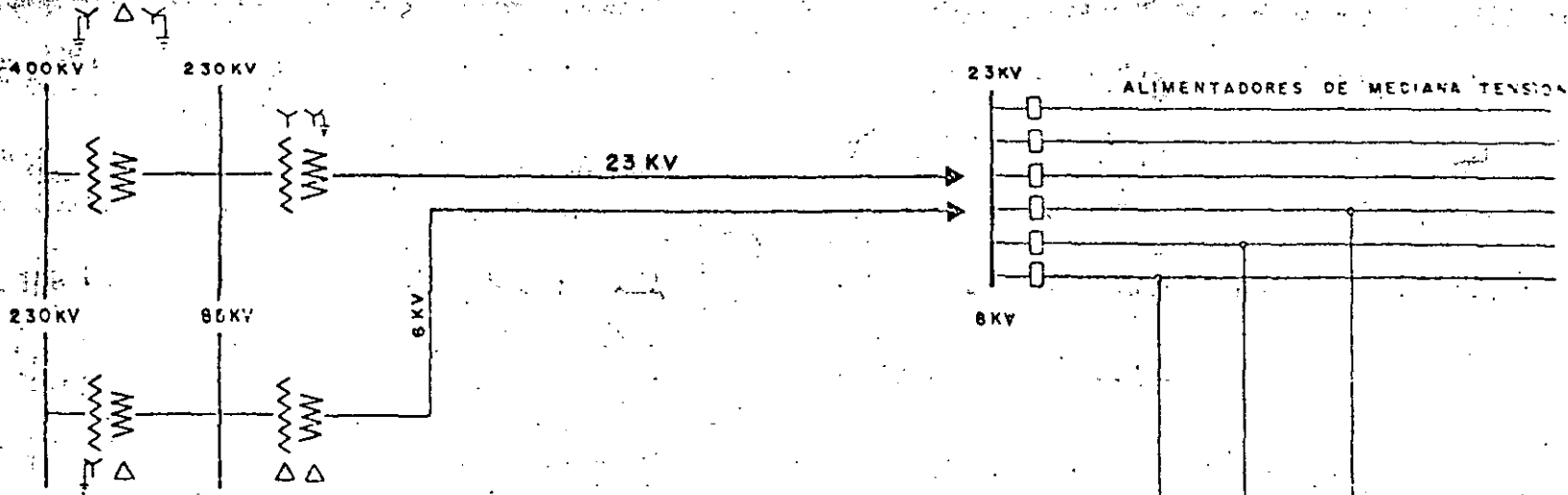
SISTEMA CENTRAL DE CABLES SUBTERRANEOS REDES EN OPERACION Y FUTURAS



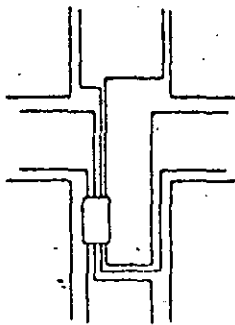
⊙ S.E. DE POTENCIA ACTUAL
⊙ S.E. DE POTENCIA FUTURA

REDES

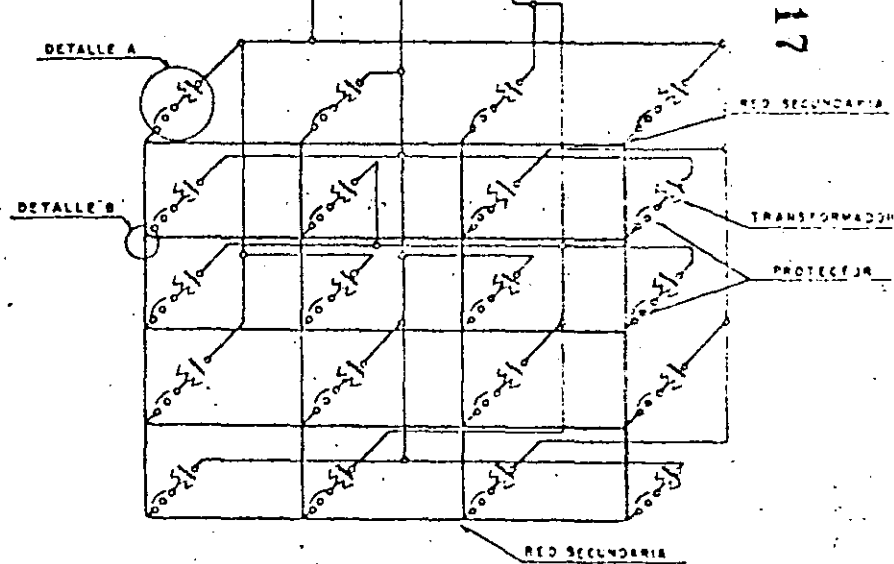
- | | |
|---------------------------------|---|
| 1 FUTURA RED POLANCO 23 KV | 8 RED INDIANILLA 23 KV |
| 2 FUTURA RED SANTA MARIA 23 KV | 9 FUTURA RED MORELOS 23 KV |
| 3 FUTURA RED SAN RAFAEL 23 KV | 10 RED AUTOMATICA CENTRAL 23 KV |
| 4 FUTURA RED CHAHTEMOC 23 KV | 11 RED AUTOMATICA JAMAICA 6 KV |
| 5 RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV | 12 FUTURA RED AUTOMATICA MERCEDES 23 KV |
| 6 FUTURA RED BUENAVISTA 23 KV | 13 FUTURA RED ANZURES 23 KV |
| 7 RED AUTOMATICA REFORMA 23 KV | 14 FUTURA RED CONDESA 23 KV |
| | 15 FUTURA RED INSURGENTE VALLEJO 23 KV |



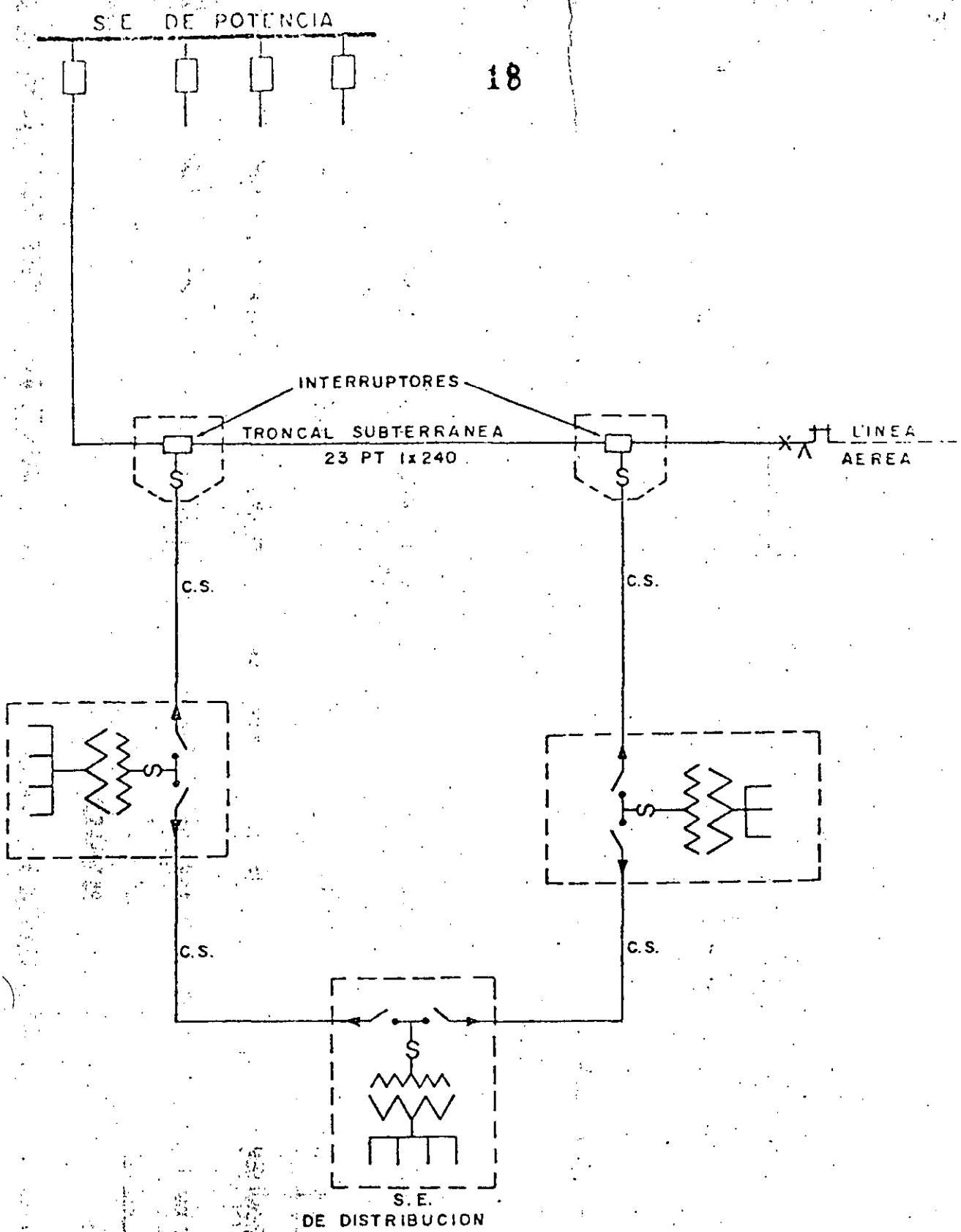
DETALLE A



DETALLE B

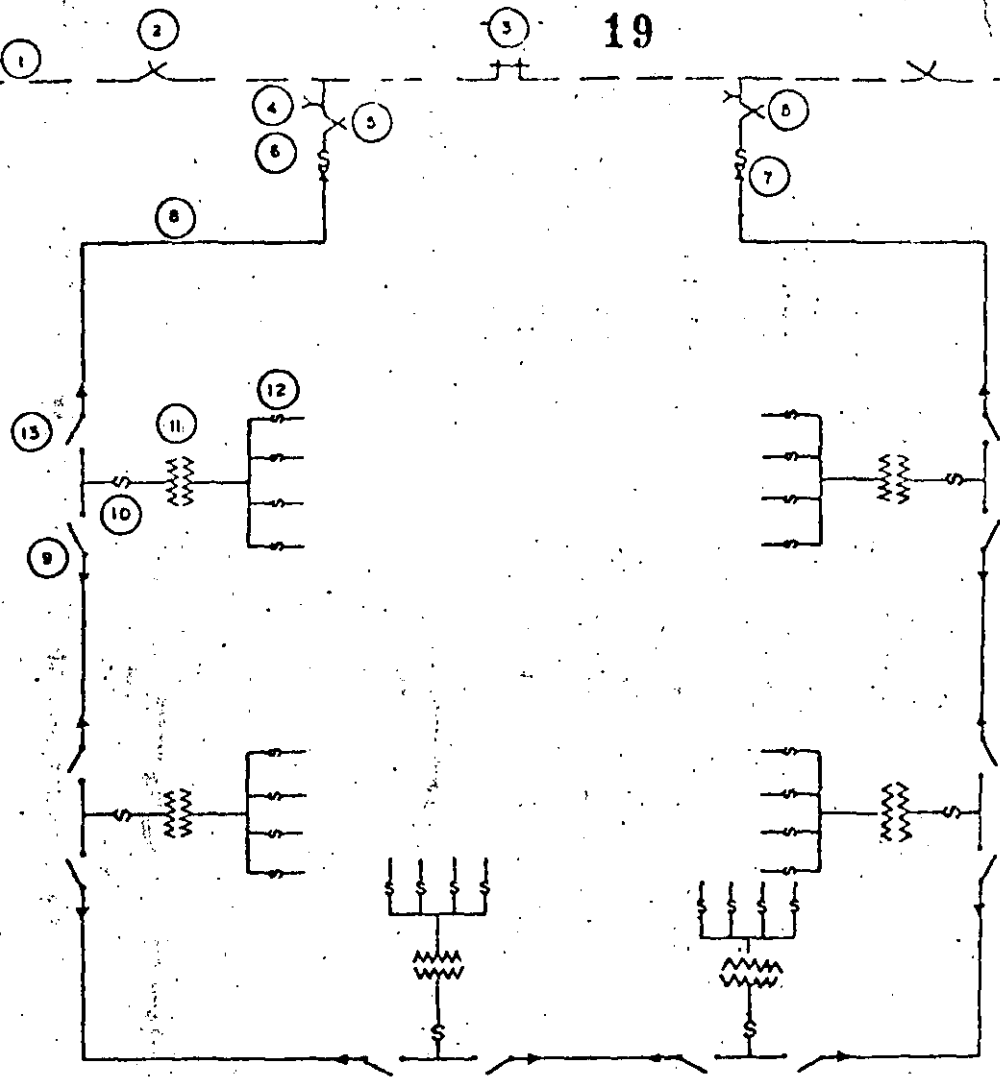


COMPANIA DE LUZ Y FEA DEL CENTRO S.A.
 EN CONSTRUCCION
 SISTEMA DE DISTRIBUCION EN
 RED AUTOMATICA
 FIGURA No 5



COMPANIA DE LUZ Y FZA DEL CENTRO S.A.
 EN LIQUIDACION
 DERIVACION DE UNA TRONCAL SUBTERRANEA
 PARA UNA ESTRUCTURA EN ANILLO ABIERTO

FIGURA No. 6

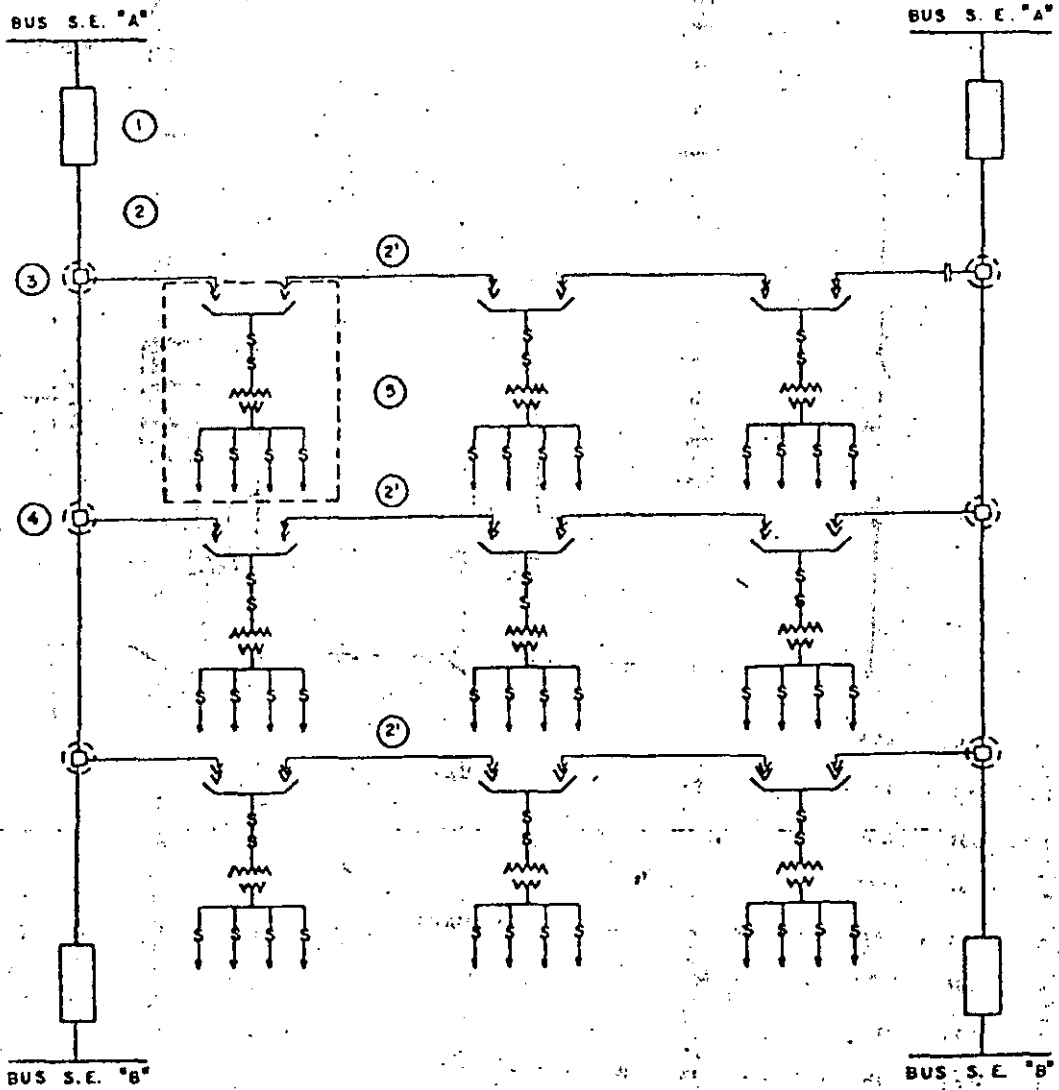
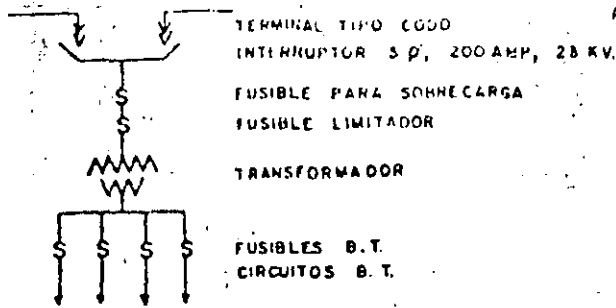


- ① LINEA AEREA
- ② INTERRUPTOR EN AIRE PARA ABRIR CON CARGA
- ③ CUCHILLAS DE NAVAJA
- ④ PARARRAYOS
- ⑤ INTERRUPTOR EN AIRE PARA ABRIR CON CARGA
- ⑥ CORTACIRCUITOS FUSIBLE
- ⑦ TERMINAL
- ⑧ CABLE UNIPOLAR DE AISLAMIENTO SECO
- ⑨ TERMINAL
- ⑩ CORTACIRCUITOS FUSIBLE
- ⑪ TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
- ⑫ BUS Y CIRCUITOS B.T.
- ⑬ CUCHILLAS DE NAVAJA

COMPANIA DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO S.A.

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA
EN ANILLO ABIERTO

FIGURA No.7

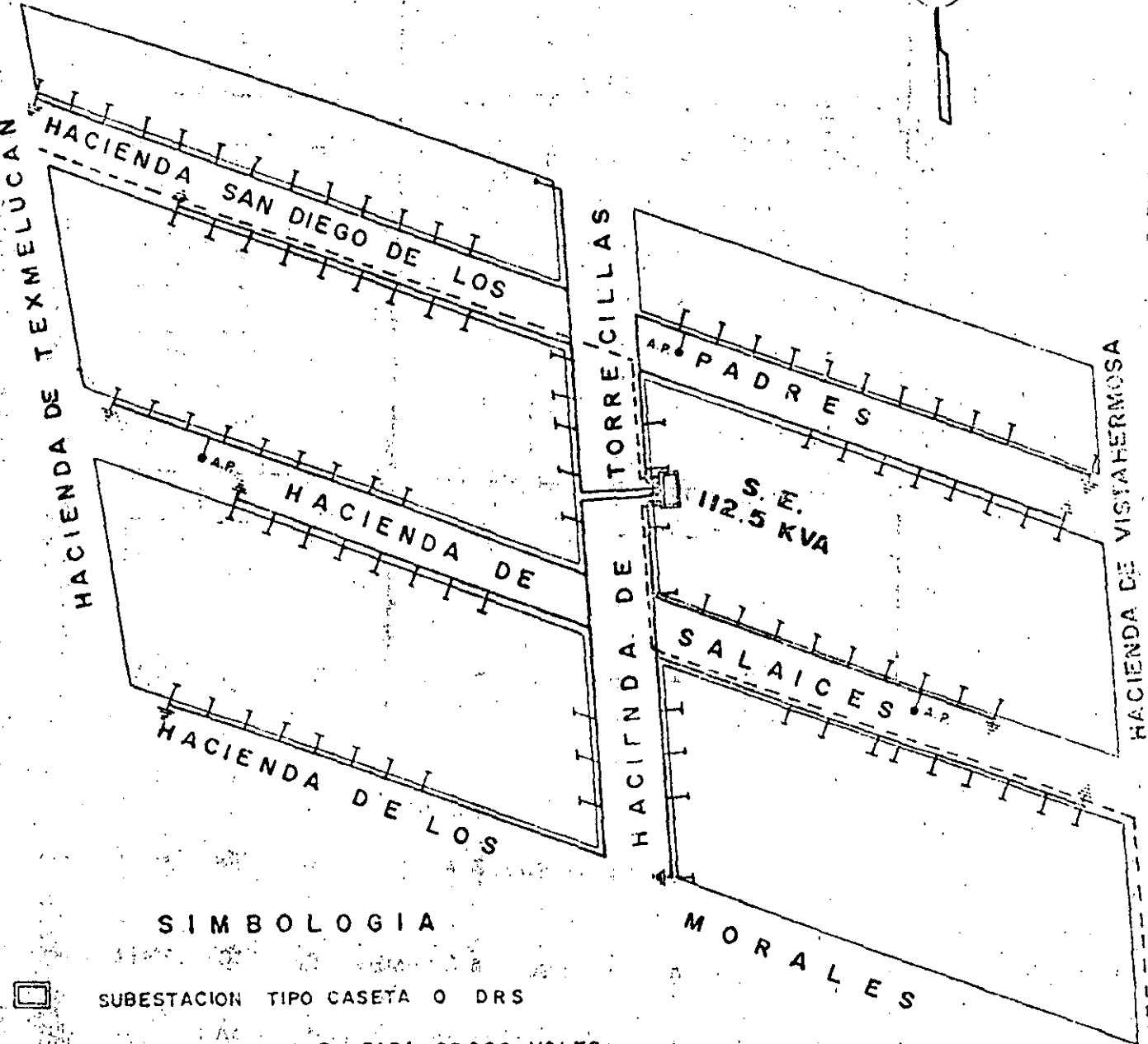


- ① INTERRUPTOR EN LA S.E. DE POTENCIA
- ② CABLE 25 MVA. ②' CABLE 23 TC
- ③ INTERRUPTOR TRIPOLAR PARA OPERACION CON CARGA
- ④ DERIVACION DE TRES VIAS DE TIPO MODULAR

COMPANIA DE LUZ Y FZA DEL CENTRO S.A
 EN LIQUIDACION

ESQUEMA DE UNA RED DE
 ALIMENTADORES SELECTIVOS

RED DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA SECUNDARIA RADIAL SIMPLE



SIMBOLOGIA



SUBESTACION TIPO CASETA O DRS



CABLE SUBTERRANEO PARA 23,000 VOLTS



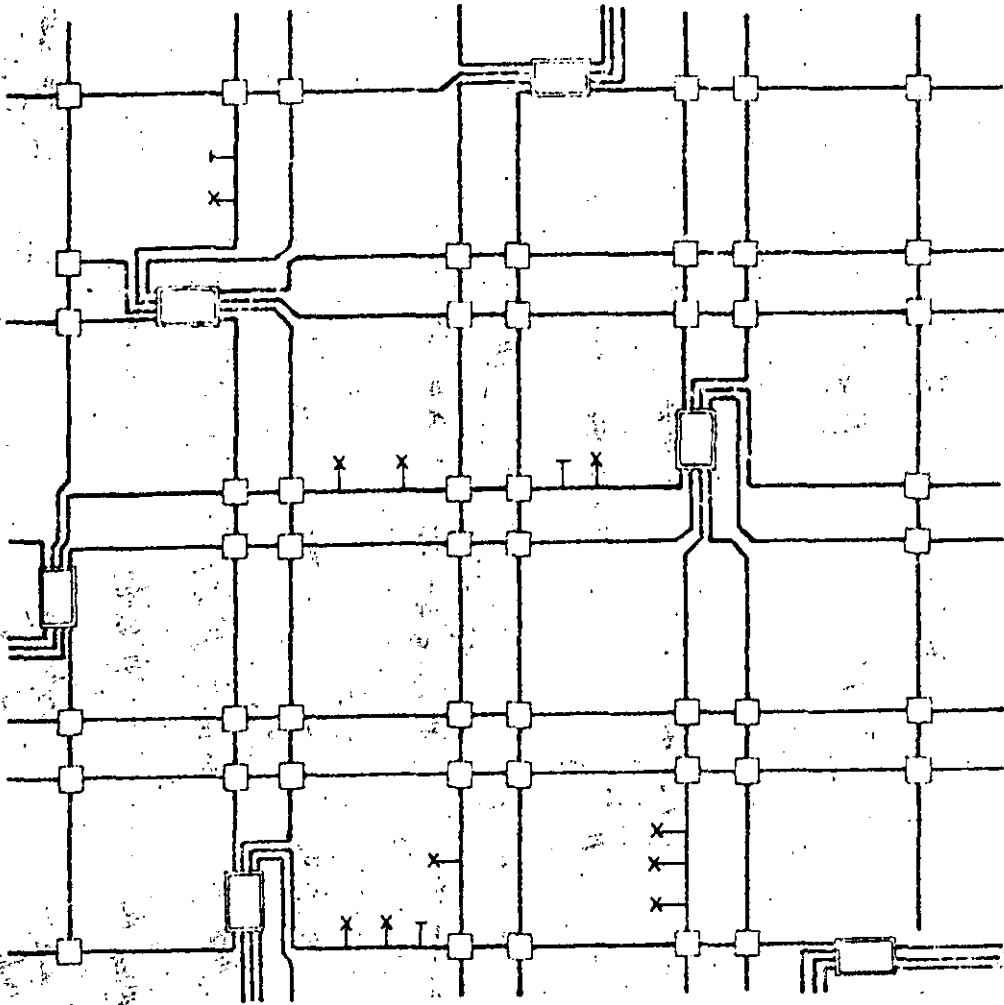
CABLE SUBTERRANEO DE BAJA TENSION Y ACOMETIDAS






TIERRA: VARILLA COPPERWELD 15.9 mm Ø Y 3048 mm LONG.

FIGURA Nº 9

RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA RADIAL CON AMARRES

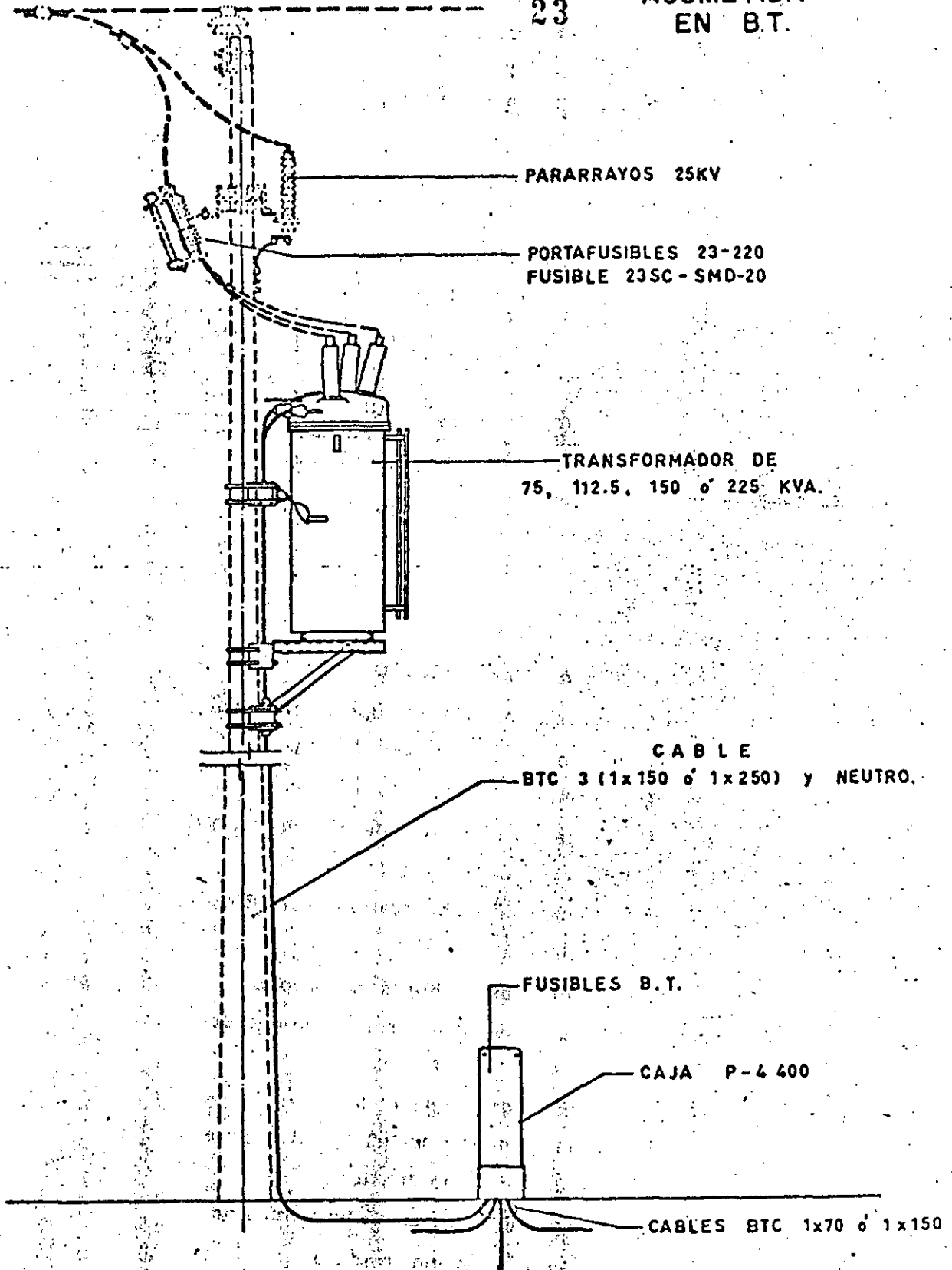


SIMBOLOGIA

-  BOVEDA O SUBESTACION PARA TRANSFORMADORES.
-  CAJA TIPO ESQUINA (ELEMENTO DE SECCIONAMIENTO).
-  CABLE DE BAJA TENSION Y ACOMETIDAS.

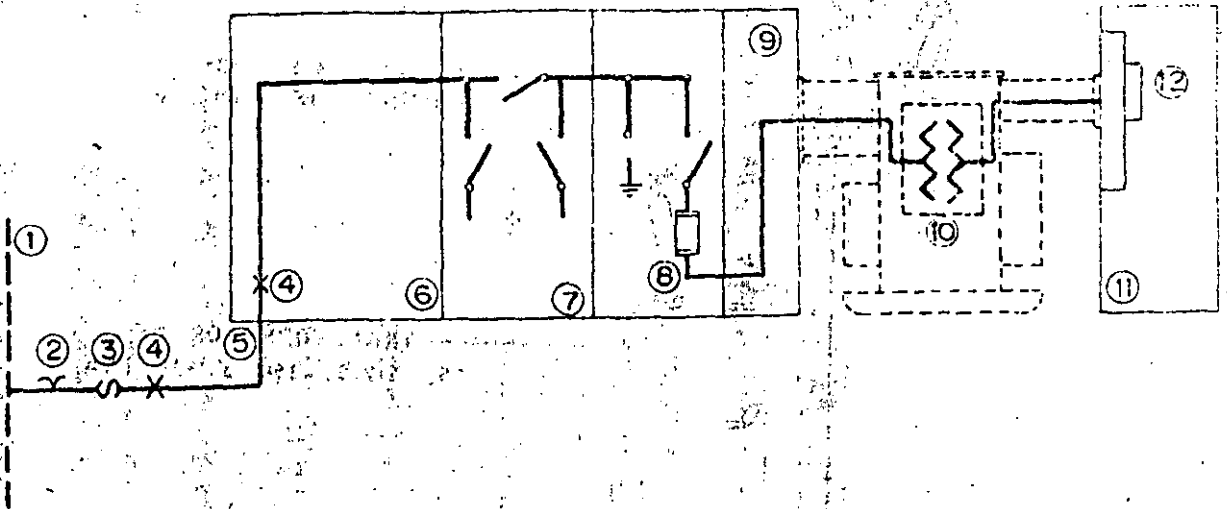
23

ACOMETIDA
EN B.T.



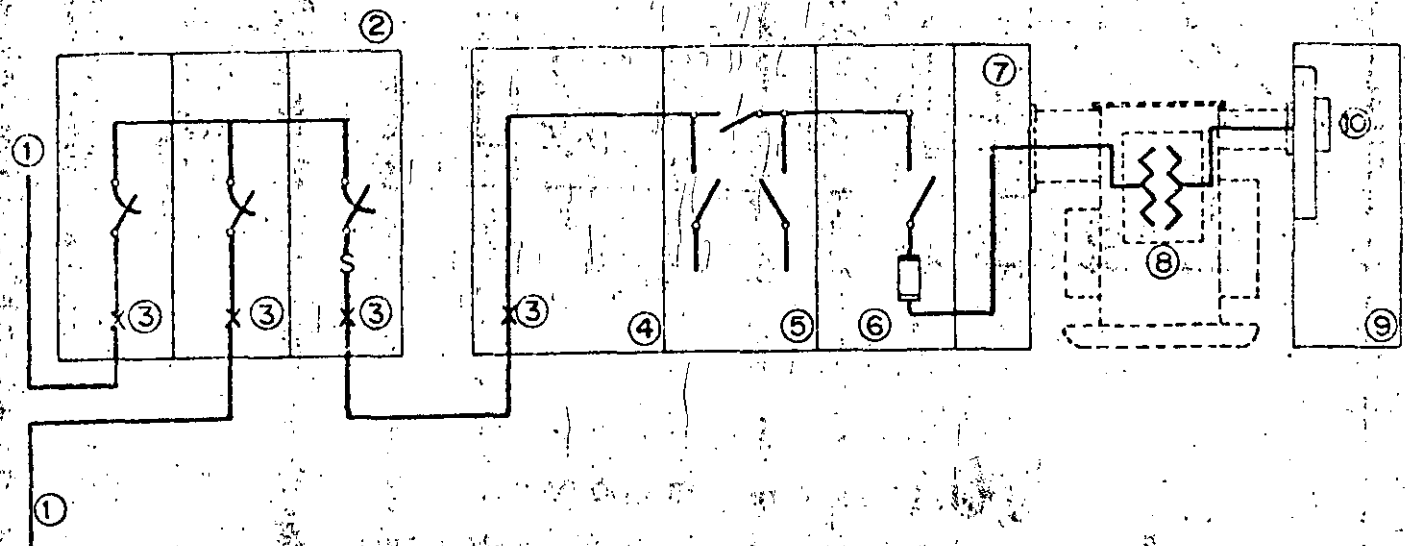
MONTAJE DE SUBESTACION
PARA RED MIXTA

SERVICIO EN AT. CON MEDICION EN
EL LADO DE BAJA TENSION DEL
TRANSFORMADOR DEL CLIENTE
CON DERIVACION DE RED AEREA



- ① - Línea aérea 23,000 Volts.
- ② - Pararrayos. 23 KV, tipo distribución.
- ③ - Portafusibles 23KV 200 Amp.
- ④ - Terminal 23 KV.
- ⑤ - Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.
- ⑥ - Sección para acometida de la Cía. suministradora.
- ⑦ - Sección de cuchillas de prueba.
- ⑧ - Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.
- ⑨ - Sección de acoplamiento.
- ⑩ - Transformador trifásico del cliente.
- ⑪ - Sección de baja tensión.
- ⑫ - Equipo de medición de baja tensión de la Cía. suministradora.

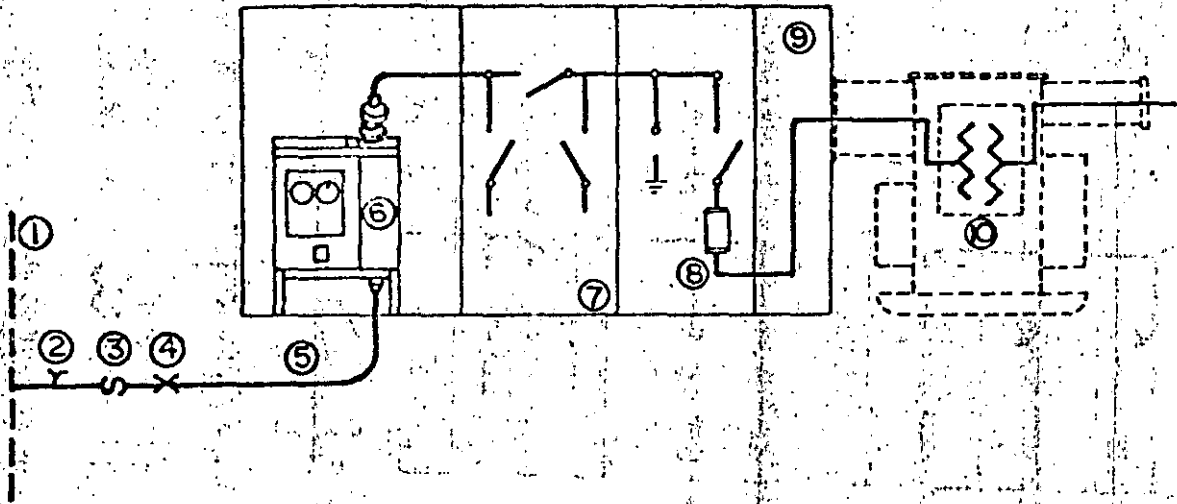
**SERVICIO EN AT CON MEDICION EN
EL LADO DE BAJA TENSION DEL
TRANSFORMADOR DEL CLIENTE
CON DERIVACION DE RED
SUBTERRANEA RADIAL**



- ① - Cable subterráneo de aislamiento seco para: 23,000 Volts.
- ② - Gabinete 23 KV, servicio interior con 2 juegos de interruptores en aire de 400 Amp. y un juego de Rupto fusibles, con fusibles limitadores de corriente, instalado dentro de un local independiente de la subestación del cliente.
- ③ - Terminal 23 KV, tipo Interior.
- ④ - Sección para acometida de la Cía. suministradora.
- ⑤ - Sección de cuchillas de prueba.
- ⑥ - Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.
- ⑦ - Sección de acoplamiento.
- ⑧ - Transformador trifásico del cliente.
- ⑨ - Sección de baja tensión.
- ⑩ - Equipo de medición de baja tensión de la Cía. suministradora.

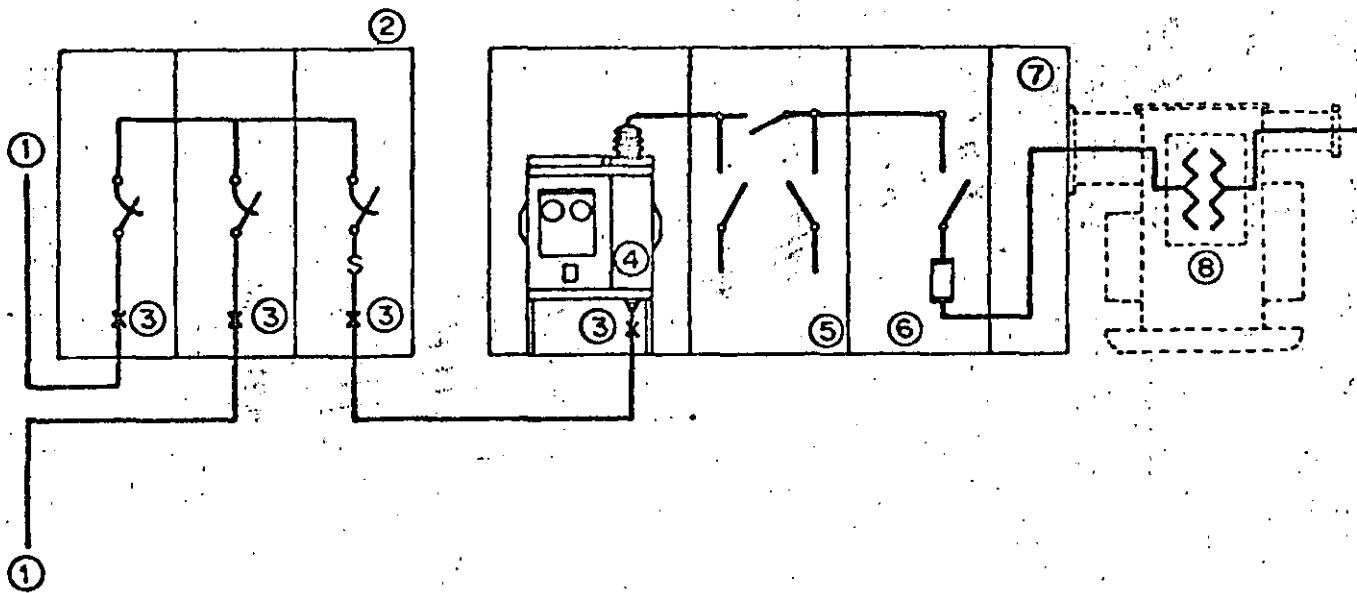
26

SERVICIO EN AT. (23-KV) CON MEDICION EN EL LADO DE ALTA TENSION DEL TRANSFORMADOR DEL CLIENTE CON DERIVACION DE RED AEREA



- ① Línea aérea 23,000 Volts.
- ② Pararrayos 23 KV, tipo distribución
- ③ Portafusibles 23 KV 200 Amp.
- ④ Terminal 23-KV, tipo Exterior
- ⑤ Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.
- ⑥ Equipo de medición en 23,000 Volts (M.T.S - 23.)
- ⑦ Sección de cuchillas de prueba.
- ⑧ Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.
- ⑨ Sección de acoplamiento.
- ⑩ Transformador trifásico del cliente.

SERVICIO EN A.T. (23KV) CON MEDICION EN
EL LADO DE ALTA TENSION DEL
TRANSFORMADOR DEL CLIENTE
CON DERIVACION DE RED
SUBTERRANEA RADIAL



- ① Cable subterráneo de aislamiento seco para 23,000 Volts.
- ② Gabinete 23 KV, servicio interior con 2 juegos de interruptores en aire de 400 Amp. y un juego de Rupto fusibles, con fusibles limitadores de corriente, instalado dentro de un local independiente de la subestación del cliente.
- ③ Terminal 23 KV, tipo interior.
- ④ Equipo de medición en 23,000 Volts. (MTS 23)
- ⑤ Sección de cuchillas de prueba.
- ⑥ Sección para interruptor de operación con carga y pararrayos.
- ⑦ Sección de acoplamiento.
- ⑧ Transformador trifásico del cliente.

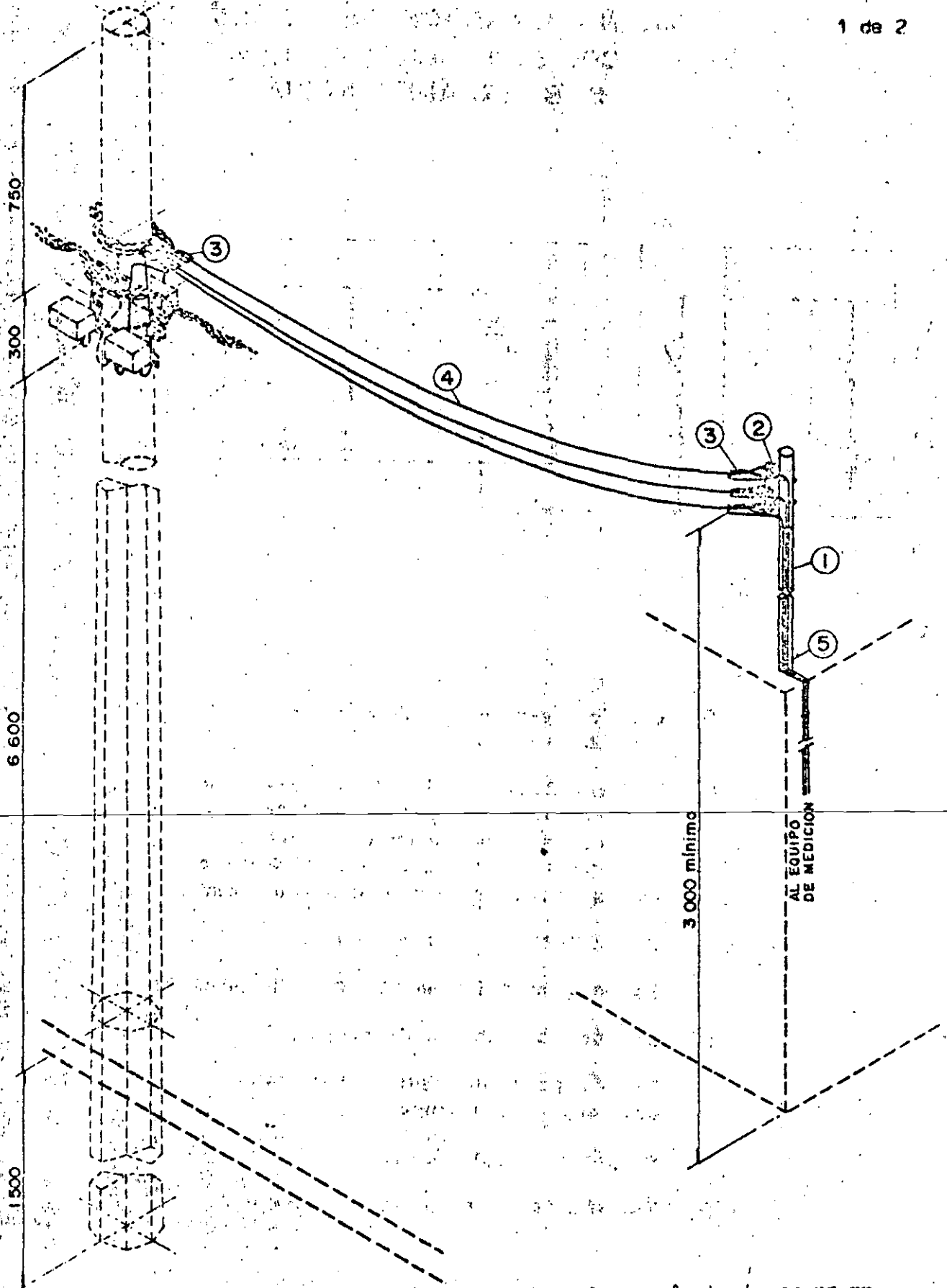


FIGURA N° 16

Acotaciones en mm.

ACOMETIDA B 3 29

NORMAS LYF
MONTAJE
4.0223

2 de 2

MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
* 1	Tubo galvanizado de 38 mm de diámetro		m	
2	Soporte CM3	2.0419	Pza	1
3	Remate CCE 4, 6, 10 ó 12	2.0416	Pza	6
4	Cable CCE 4, 6, 10 ó 12	2.0216	m	-
5	Grapas CMS (encadenadas)	2.0407	Pza	8

* Nota.- El material indicado en la referencia 1, será proporcionado y colocado por el cliente, su longitud será tal que la altura mínima del soporte CM3 sea de 3000 mm sobre el nivel del piso terminado.

APLICACION:

Colocada a la red de baja tensión con cajas CMS y fijada a postes de concreto ó acero con anillo CM y remate CCE, del otro extremo se recibe en un tubo galvanizado de 38 mm de diámetro con soporte CM3 y remates CCE. Alimenta uno o varios servicios domésticos, comerciales e industrias pequeñas con carga total instalada hasta de 35 KW.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Acometida efectuada a un servicio sobre la misma Banqueta.
3 = Servicio a 3 fases.

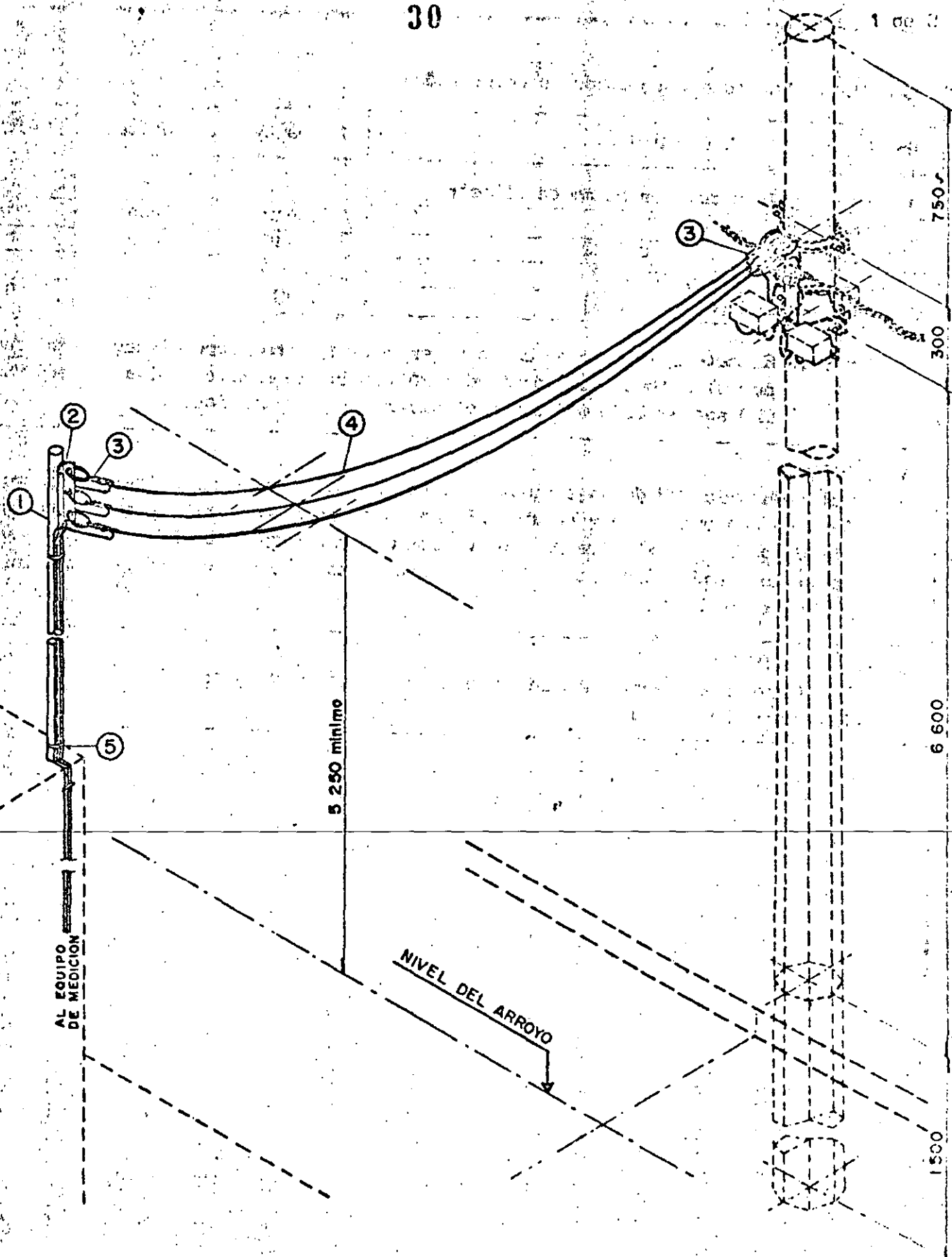


FIGURA Nº 17 Acotaciones en mm.

MATERIAL. (En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo galvanizado de 38 mm de diámetro		m	*
2	Soporte CM3	2.0419	Pza	1
3	Remate CCE 4, 6, 10 6 12	2.0416	Pza	6
4	Cable CCE	2.0216	m	-
5	Grapas CU5 (encadenadas)	2.0407	Pza	8

* Nota.- El material indicado en la referencia 1 será proporcionado y colocado por el cliente, su longitud será tal que la altura mínima del cable CCE al cruzar el arroyo sea de 5250 mm.

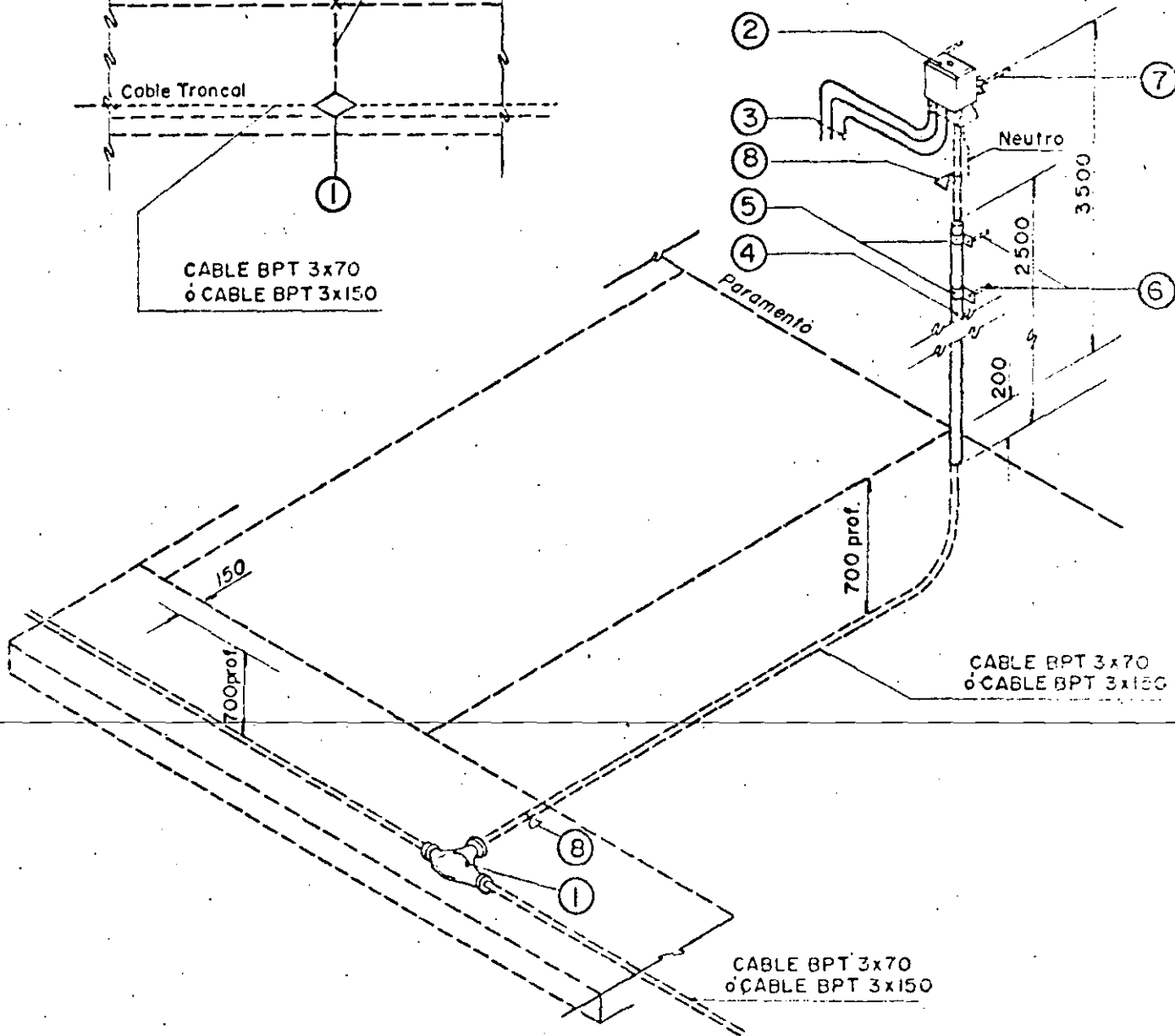
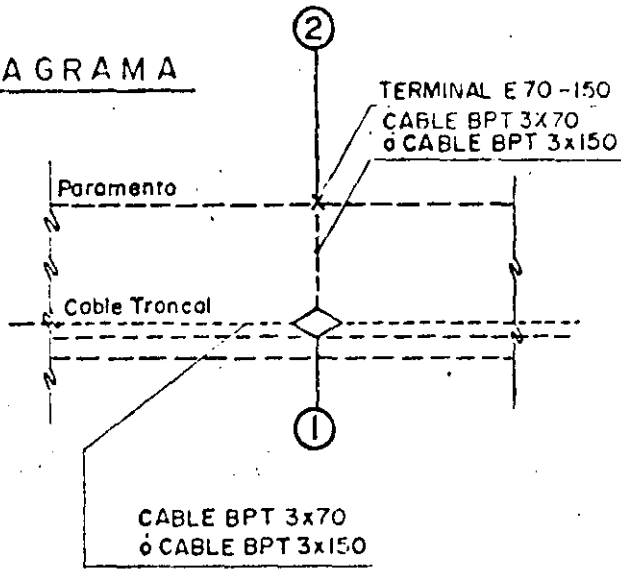
APLICACION:

Colocada a la red de baja tensión con cajas CM5 y fijada a postes de concreto ó acero con anillo CM y remate CCE, del otro extremo se recibe en un tubo galvanizado de 38 mm de diámetro con soporte CM1 y remate CCE. Alimenta servicios domésticos y comerciales con carga total instalada hasta de 35 KW.

CLAVE DEL NOMBRE:

CA = Acometida efectuada a un servicio con cruce de arroyo.
3 = Servicio a tres fases.

DIAGRAMA



Esc. 1:30

Acotaciones en mm

MATERIAL: (en 2 de 2)

APLICACION:

Encajar y proteger los extremos de cable de acometida 3 x 70 ó 3 x 150 entre cable de alimentación o troncal de igual o mayor sección BPT 3 x 70 ó BPT 3 x 150 y muro o soporte al exterior, en lugar de la acometida.

ACOMETIDA BPT 70-150 CABLE-E

NORMAS LYF
MONTAJE
4.0161

33

2 de 2

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LYF	Unidad	Cantidad
1	Mufa T 150	2.0050	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Mufa T 150	2.0196	Jgo	1
2	Terminal E 70 - 150	2.0227	Pza	1
	Aislantes y Auxiliares Terminal E 70-150	2.0222	Jgo	1
3	Cable BPT 1x70	2.0041	m	3
4	Tubo Protector PVC 2560	2.0292	Pza	1
5	Abrazadera Tubo P-PVC 60	2.0235	Pza	2
6	Tornillo Máq. 9.5x60	2.0187	Pza	4
7	Tornillo Máq. 12.7x100	2.0187	Pza	2
8	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	2

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

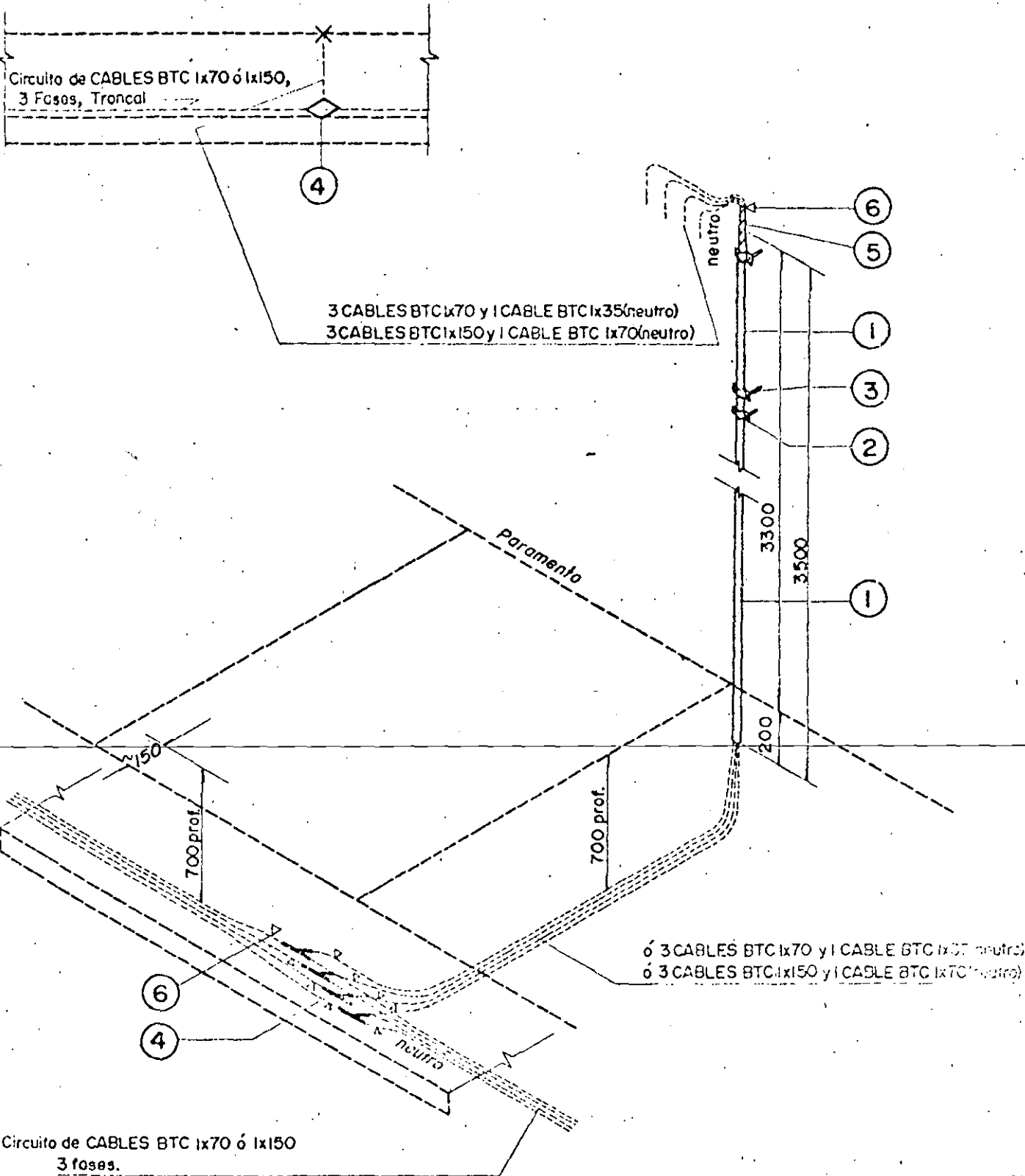
P = Papel plomo, aislamiento papel cubierta plomo del cable.

T = Termoplástico, cubierta exterior del cable

70-150 = 70 mm² ó 150 mm² sección de los conductores del cable.

E = Exterior, terminal exterior en el lugar de la acometida.

DIAGRAMA



MATERIAL :

(En 2 de 3)

FIGURA Nº 19

Anotaciones en mm

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo Protector PVC 2060	2.0292	Pza	2
2	Abrazadera Tubo P-PVC 60	2.0235	Pza	3
3	Tornillo M4 9.5 x 60	2.0187	Pza	6
4	Unión Y BTC 70-70 (ó 150-70)	2.0203	Jgo	4
5	Cinta Selladora	2.0086	m	6
6	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	12

APLICACIÓN:

Proteger los dos extremos de un circuito trifásico de cables de acometida BTC --
1x70 ó 1x150 entre un circuito principal o troncal de cables de igual o mayor --
sección BTC 1x70 ó 1x150 y muro o soporte al exterior en el lugar de la acometi-
da.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

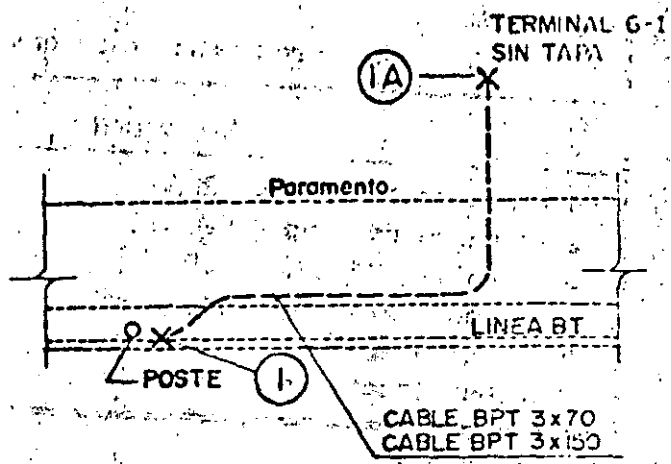
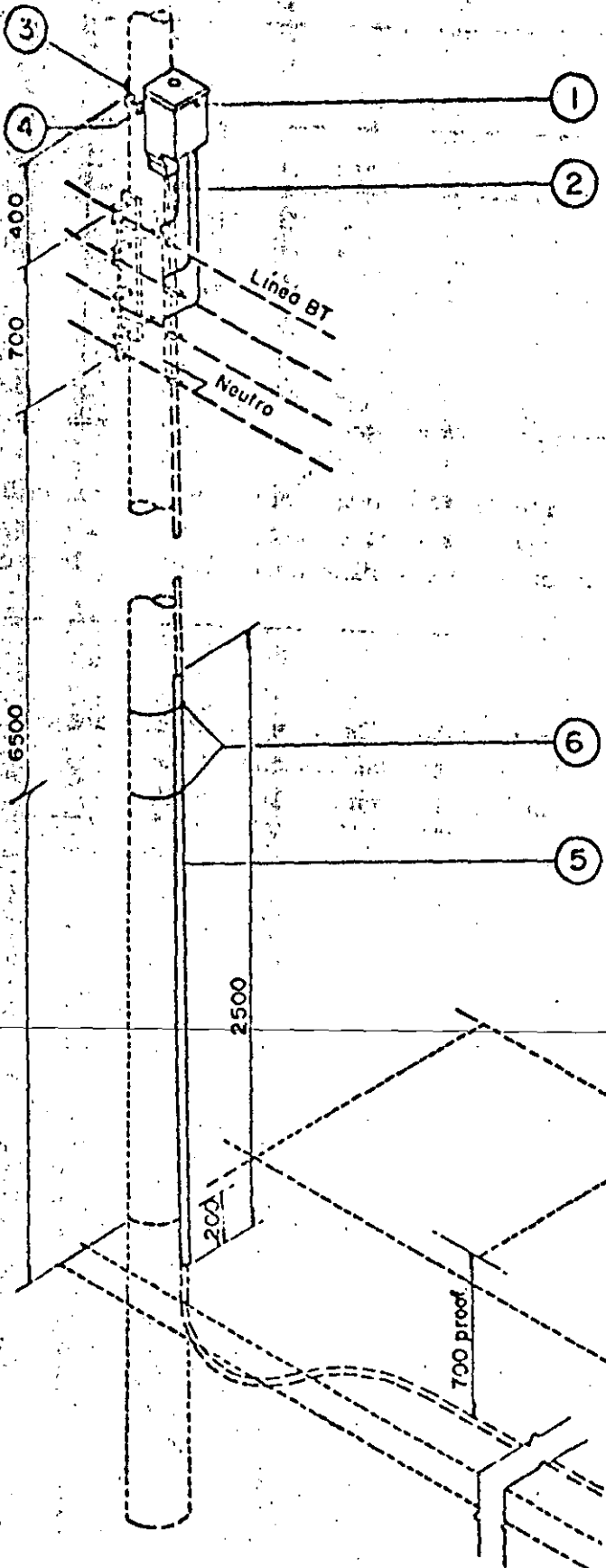
TC = Termofijo, polietileno cadena cruzada, aislamiento de los cables

70-150 = 70 mm² ó 150 mm² sección del conductor de los cables

E = Exterior, terminación exterior en el lugar de la acometida.

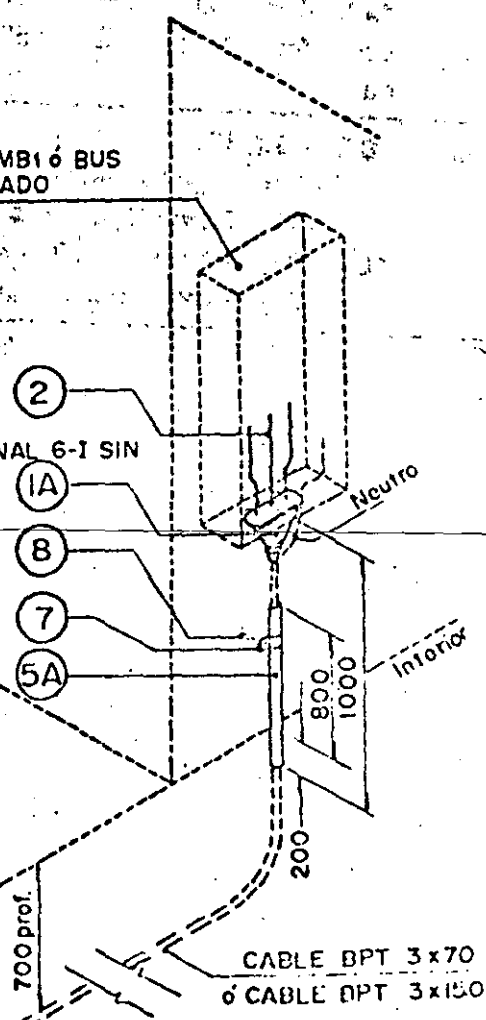
36

1-du. 2



CAJA MB1 ó BUS BLINDADO

TERMINAL 6-1 SIN TAPA



MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

CANT.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Terminal E 70-150 Aislantes y Auxiliares Terminal E70-150	2.0287	Pza	1
		2.0222	Jgo	1
1A	Terminal SI sin tapa Aislantes y Auxiliares Terminal SI sin tapa	2.0289	Pza	1
		2.0224	Jgo	1
2	Cable BTC 1x70	2.0041	m	5
3	Soporte Terminal BE 6	2.0280	Pza	1
4	Tornillo Mán 9.5x50	2.0187	Pza	2
5	Tubo Protector PVC 2530	2.0292	Pza	1
5A	Tubo Protector PVC 2030	2.0292	Pza	1
5	Alambre Fe galv. 10	2.0297	m	5
7	Abrazadera Tubo P-PVC 50	2.0235	Pza	2
8	Tornillo Mán 9.5x50	2.0187	Pza	4

APLICACION:

Terminar y proteger los dos extremos de cable de acometida EPT 3x70 ó 3x150 entre poste con línea de alimentación BT y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida. La terminal SI sin tapa se coloca preferentemente en caja PE 1 ó Bus. blindado.

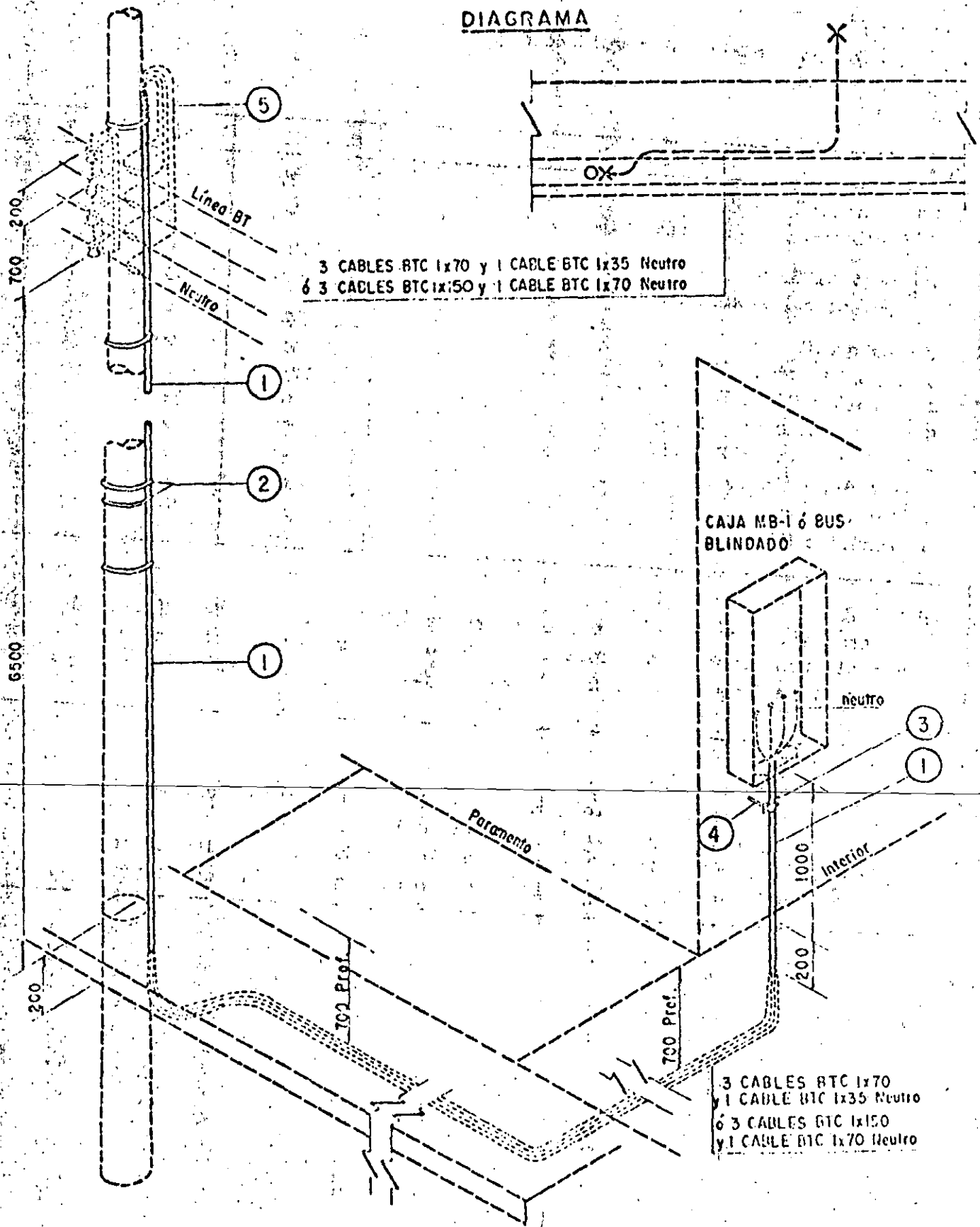
CLAVE DEL NOMBRE:

- B = Baja tensión
- o = Papel plomo, aislamiento papel cubierta plomo del cable
- I = Termoplástico, cubierta exterior del cable
- 70-150 = 70 mm² ó 150 mm² sección de los conductores de los cables
- I = Interior, terminal interior en el lugar de la acometida.

38

1 de 2

DIAGRAMA



MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Tubo protector PVC 2000	2.0292	Pza.	5
2	Alembre Fe. Galvanizado 10	2.0297	m	12
3	Abrazadera tubo P - PVC 60	2.0238	Pza.	2
4	Tornillo Máq. 9.5 x 60	2.0187	Pza.	4
5	Cinta Selladora	2.0025	m	12

APLICACION:

Proteger los dos extremos de un circuito de 3 fases de cables de acometida BTC 1 x 70 ó 1 x 150 entre poste con línea de alimentación BT y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida. Los cables de acometida se colocan preferentemente en caja MS - 1 ó Bus blindado.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

TC = Termofijo polistileno cadena cruzada aislamiento de los cables

70-150 = 70 mm² ó 150 mm² sección del conductor de los cables

I = Interior, terminación interior en el lugar de la acometida.

ACOMETIDA
EN BT.

40

PARARRAYOS 25KV

PORTAFUSIBLES 23-220
FUSIBLE 23SC-SMD-20

TRANSFORMADOR DE
75, 112.5, 150 o 225 KVA.

CAJA M6-M6 EUS
BLINDADO

Paramento

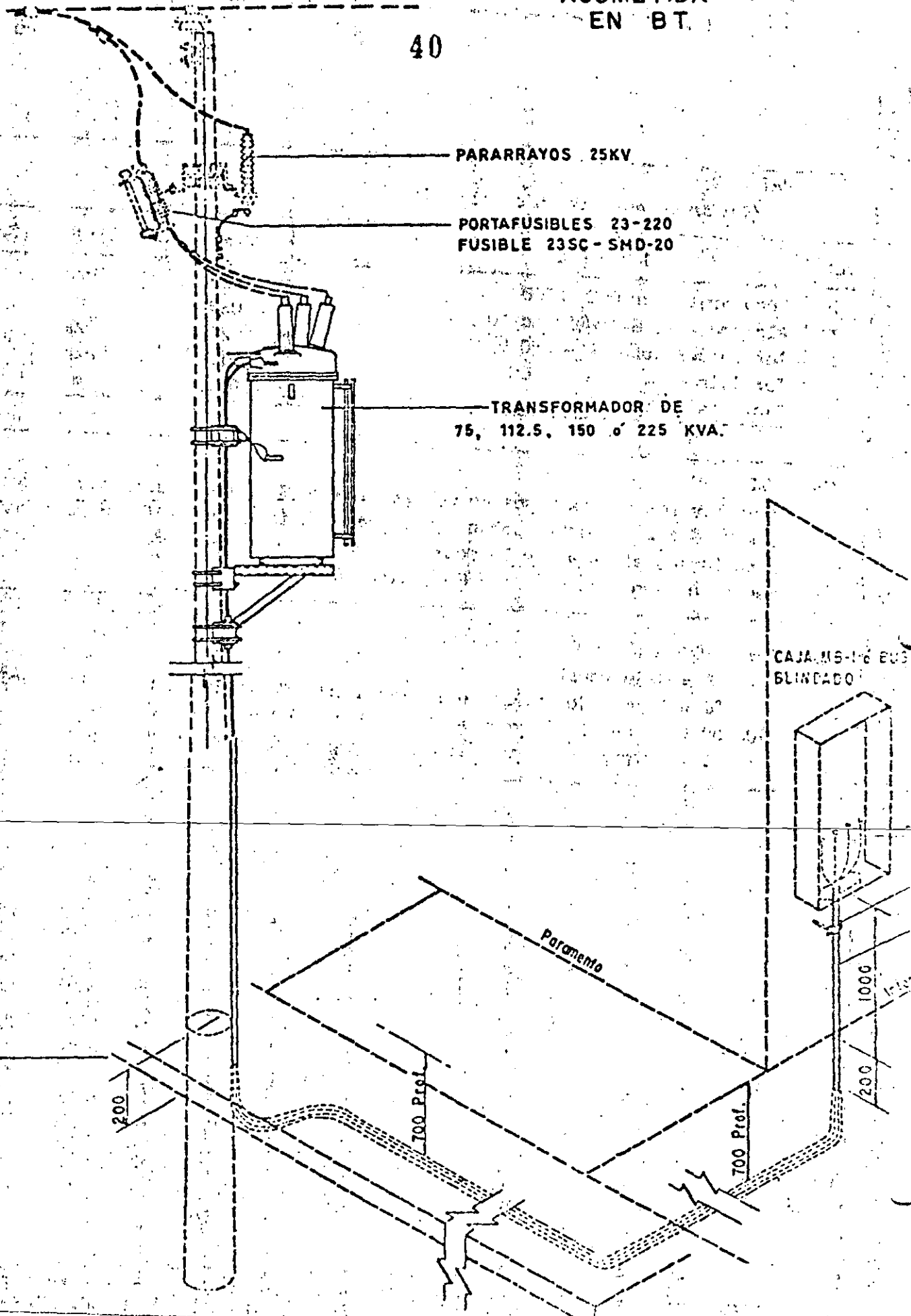
700 Prof.

700 Prof.

1000

200

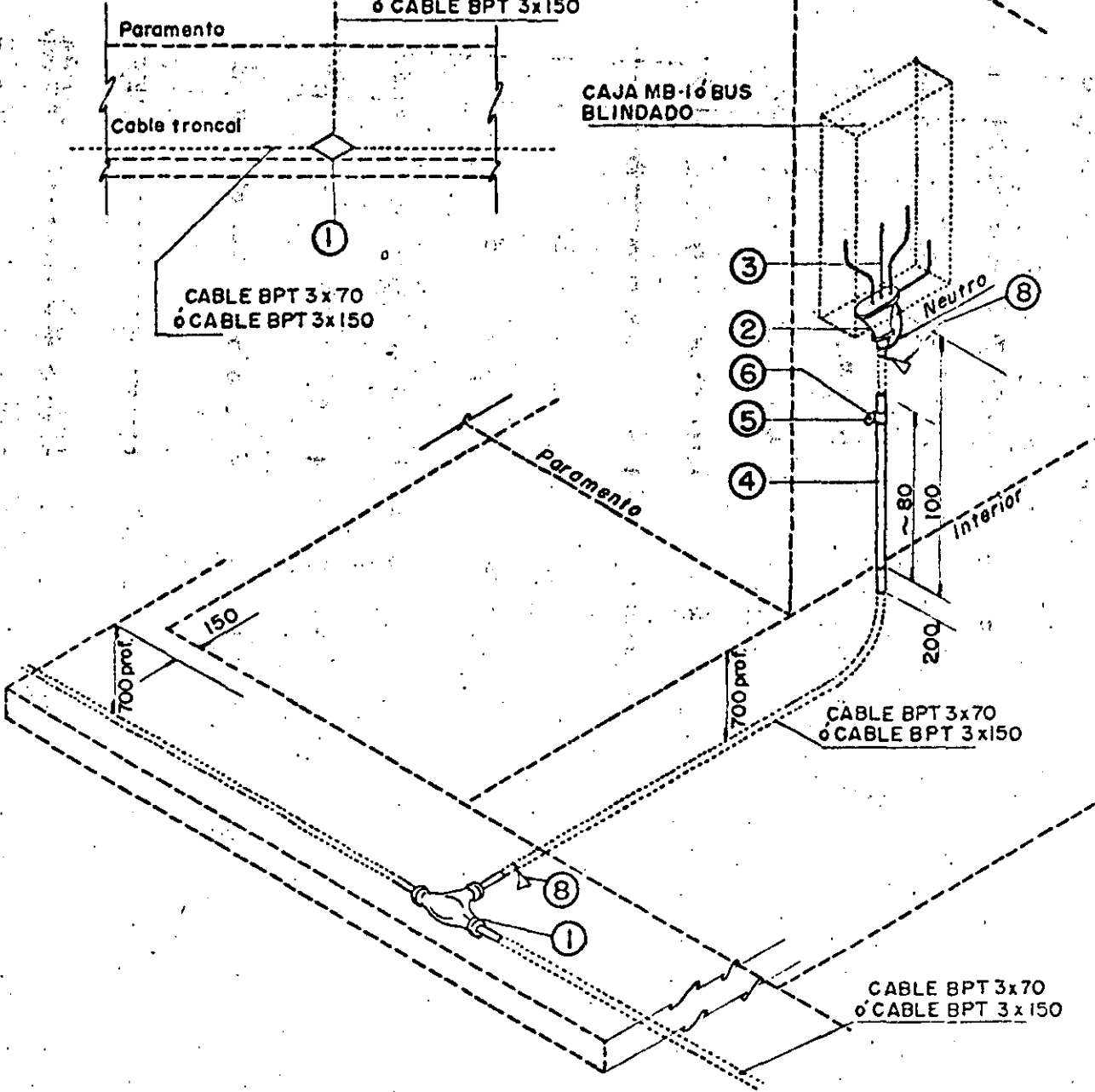
200



41

1 de 2

DIAGRAMA



Esc. 1:30

Acotaciones en mm

MATERIAL: (en 2 de 2)

APLICACION:

Empalmar y proteger los extremos de cable de acometida SPT 3 x 70 ó 3 x 150 entre cable de alimentación o troncal de igual o mayor sección EPT 3 x 70 ó 3 x 150 y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida. La terminal 6I sin tapa del cable de acometida, se coloca preferentemente en caja MB-1 ó en Bus Blindado.

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma Lyf	Unidad	Cantidad
1	Mufa T 150 Aislantes y Auxiliares Mufa T 150	2.0050 2.0195	Pza Jgo	1 1
2	Terminal 6I sin tapa Aislantes y Auxiliares Terminal 6I sin tapa	2.0289 2.0224	Pza Jgo	1 1
3	Cable BTC 1x70	2.0041	m	4
4	Tubo Protector PVC 2560	2.0292	Pza	1
5	Abrazadera Tubo P-PVC 60	2.0236	Pza	2
6	Tornillo M4x 9.5x60	2.0167	Pza	4
8	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	2

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

P = Papel, plomo aislamiento papel cubierta plomo del cable

T = Termoplástico, cubierta exterior del cable

70-150 = 70 mm² ó 150 mm² sección de los conductores del cable

I = Interior, Terminal interior en el lugar de la acometida.

DIAGRAMA

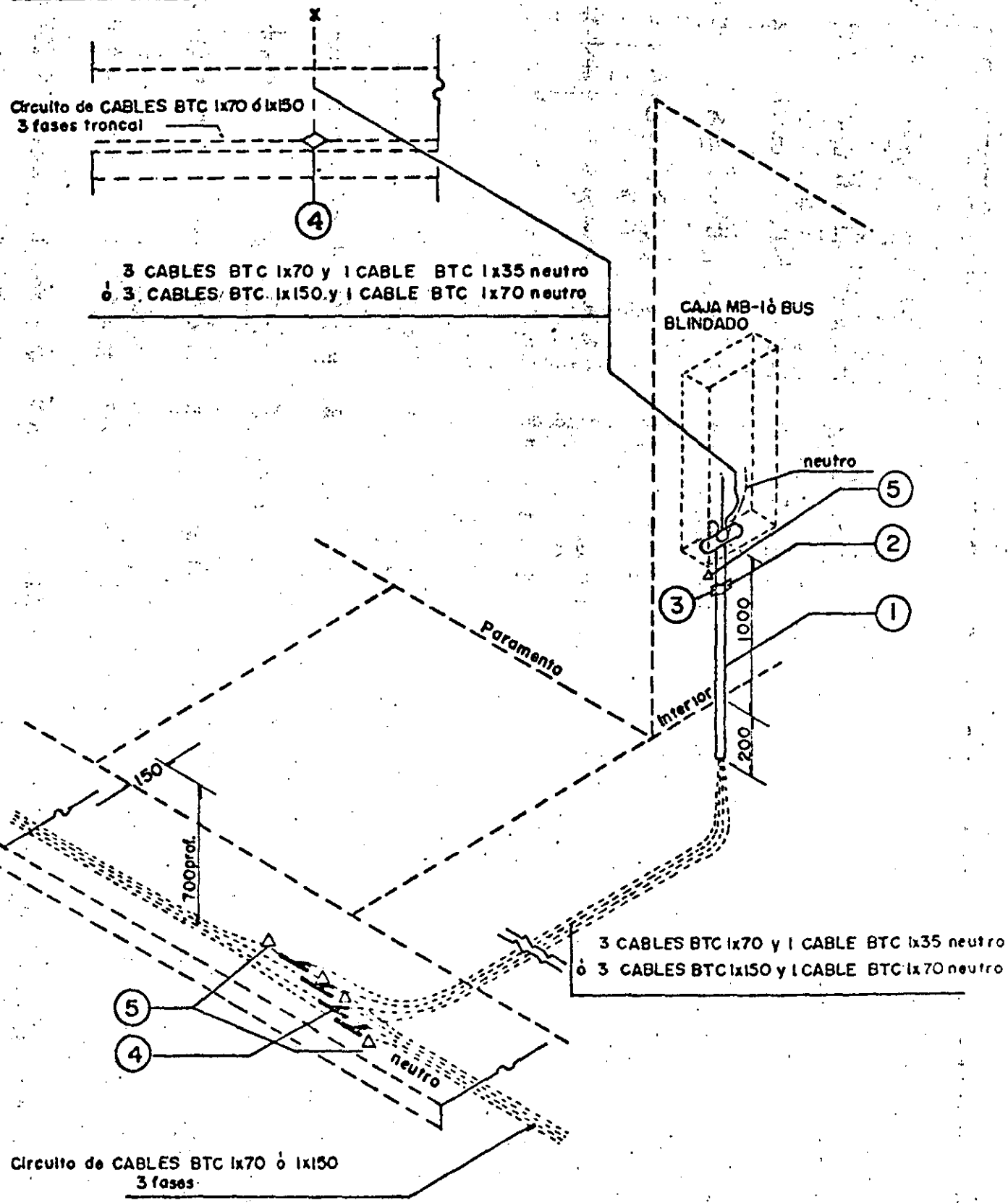


FIGURA Nº 24

Acotaciones en mm

ACOMETIDA BTC 70-150 CABLE - I

NORMAS LY.F
MONTAJE
4.0167

41

2 de 2

MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma Lyf	Unidad	Cantidad
1	Tubo Protector PVC 2060	2.0292	Pza	1
2	Abrazadera tubo P-PVC 60	2.0236	Pza	1
3	Tornillo Maq 9.5 x 60	2.0187	Pza	2
4	Unión Y BTC 1x70-70 (ó 150-70)	2.0203	Jgo	4
5	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	12

APLICACION:

Proteger los dos extremos de un circuito trifásico de cables de acometida BTC - 1x70 ó 1x150 entre un circuito principal o troncal de cables de igual o mayor - sección BTC 1x70 ó 1x150 y muro o soporte al interior en el lugar de la acometida.

Los cables de acometida se colocan preferentemente en caja MB-1 o bus blindado.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = Baja tensión

TC = Termofijo cadena cruzada aislamiento de los cables

70-150 = 70 mm² ó 150 mm² sección del conductor de los cables

I = Interior terminación interior en el lugar de la acometida.

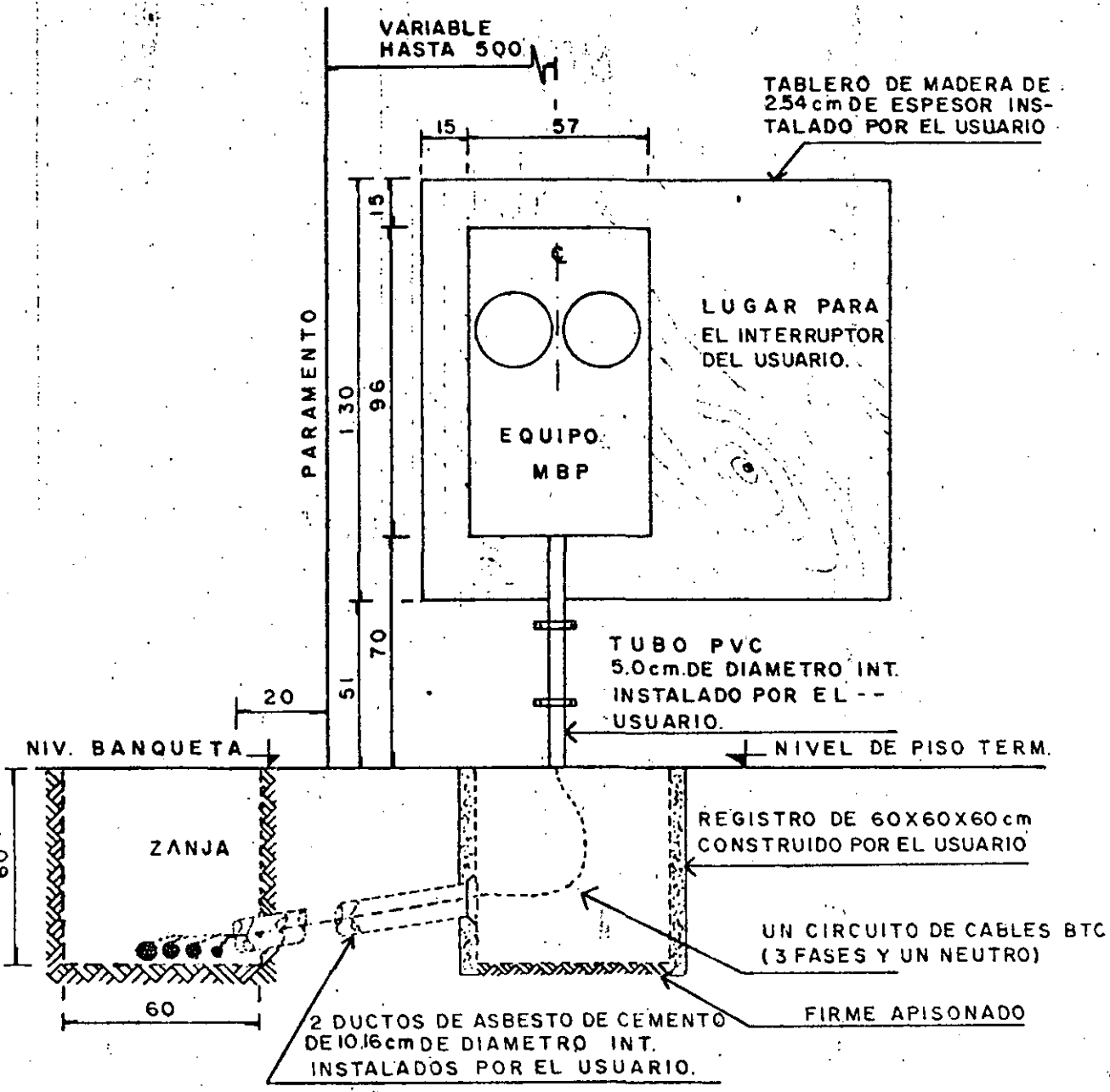
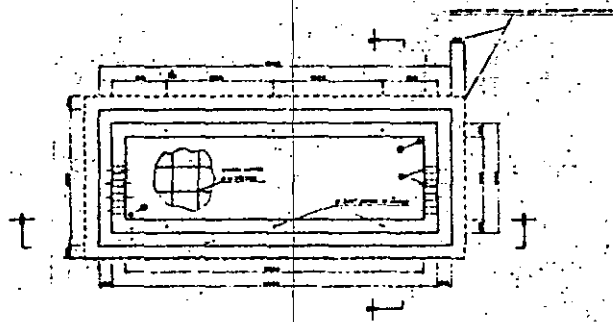


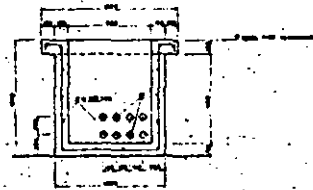
FIG. 25

ACOMETIDA SUBTERRANEA A SERVICIO TRIFASICO, BT

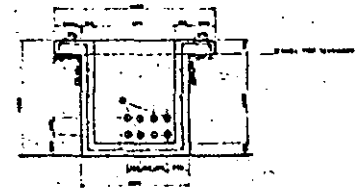
ACOTACION EN: cm.



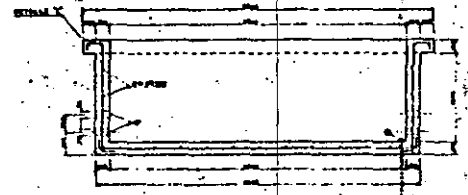
PIANTA



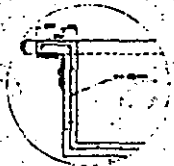
CORTE B-B



CORTE B-B



CORTE A-A



DETALLE C



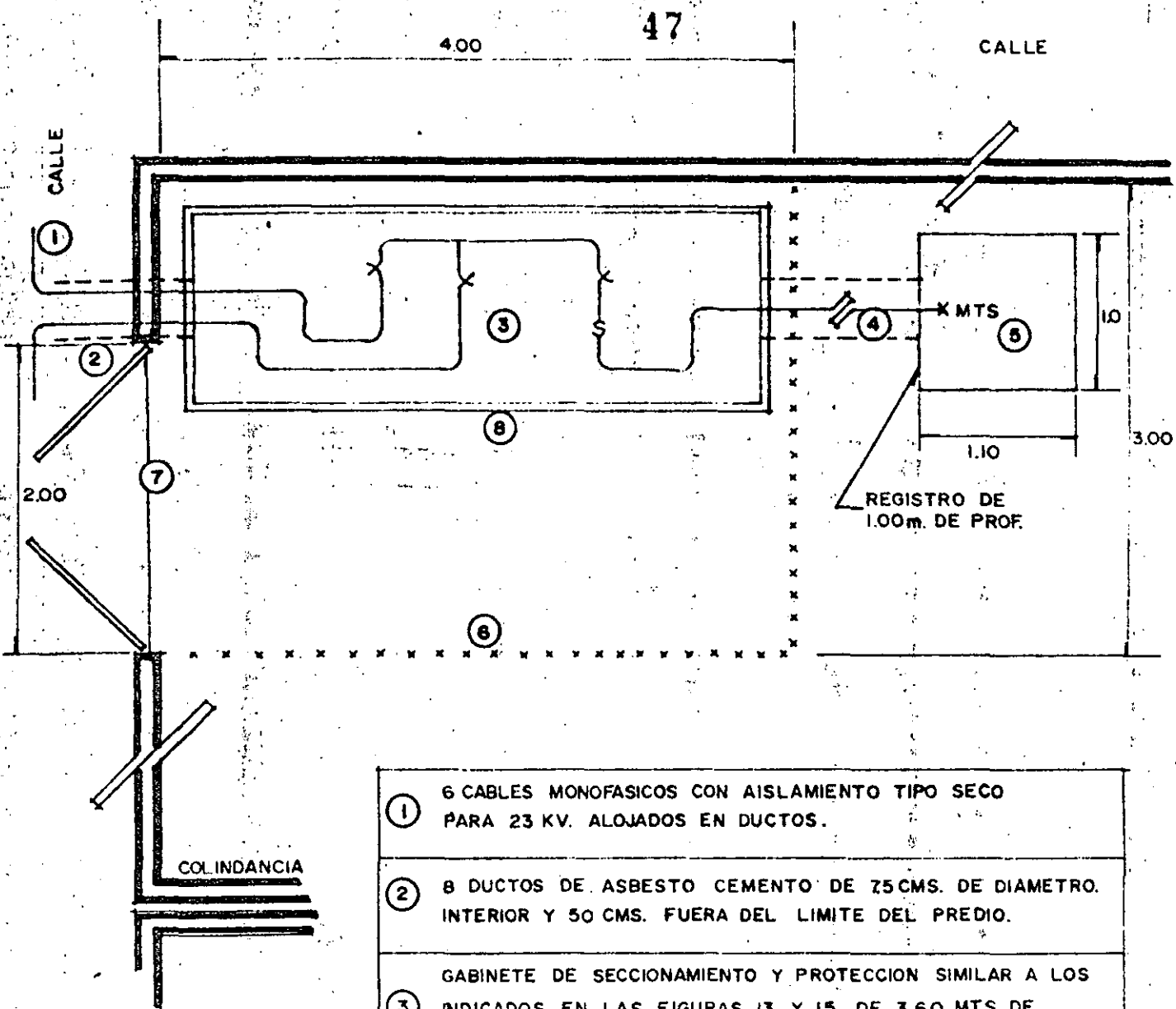
DETALLE D

DESCRIZIONE
 1. ...
 2. ...
 3. ...
 4. ...
 5. ...
 6. ...
 7. ...
 8. ...
 9. ...
 10. ...
 11. ...
 12. ...
 13. ...
 14. ...
 15. ...
 16. ...
 17. ...
 18. ...
 19. ...
 20. ...
 21. ...
 22. ...
 23. ...
 24. ...
 25. ...
 26. ...
 27. ...
 28. ...
 29. ...
 30. ...
 31. ...
 32. ...
 33. ...
 34. ...
 35. ...
 36. ...
 37. ...
 38. ...
 39. ...
 40. ...
 41. ...
 42. ...
 43. ...
 44. ...
 45. ...
 46. ...
 47. ...
 48. ...
 49. ...
 50. ...
 51. ...
 52. ...
 53. ...
 54. ...
 55. ...
 56. ...
 57. ...
 58. ...
 59. ...
 60. ...
 61. ...
 62. ...
 63. ...
 64. ...
 65. ...
 66. ...
 67. ...
 68. ...
 69. ...
 70. ...
 71. ...
 72. ...
 73. ...
 74. ...
 75. ...
 76. ...
 77. ...
 78. ...
 79. ...
 80. ...
 81. ...
 82. ...
 83. ...
 84. ...
 85. ...
 86. ...
 87. ...
 88. ...
 89. ...
 90. ...
 91. ...
 92. ...
 93. ...
 94. ...
 95. ...
 96. ...
 97. ...
 98. ...
 99. ...
 100. ...

46

FIG. 26

CEMENTACON PAPA
 GABINETTES M-234
 DSI-N-476



①	6 CABLES MONOFASICOS CON AISLAMIENTO TIPO SECO PARA 23 KV. ALOJADOS EN DUCTOS.
②	8 DUCTOS DE ASBESTO CEMENTO DE 75CMS. DE DIAMETRO. INTERIOR Y 50 CMS. FUERA DEL LIMITE DEL PREDIO.
③	GABINETE DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION SIMILAR A LOS INDICADOS EN LAS FIGURAS 13 Y 15, DE 3.60 MTS. DE LARGO, 1.22 DE ANCHO Y 2.20 MTS. DE ALTO.
④	3 CABLES MONOFASICOS CON AISLAMIENTO TIPO SECO PARA 23 KV. QUE CONECTARAN AL GABINETE CON EL EQUIPO DE MEDICION EN 23 KV.
⑤	EQUIPO DE MEDICION EN 23 KV.
⑥	CERCA DE MALLA CICLONICA (OPCIONAL).
⑦	ENTRADA PRINCIPAL QUE OSTENTA EL N° OFICIAL.
⑧	CIMENTACION PARA GABINETE DE 3 SECCIONES PLANO DIST-N-476 (FIG. 26).

FIGURA N° 27

AREA PARA LA INSTALACION DE UN GABINETE DE TRES SECCIONES TIPO EXTERIOR.

ACOTACIONES EN: m.

COLINDANCIA

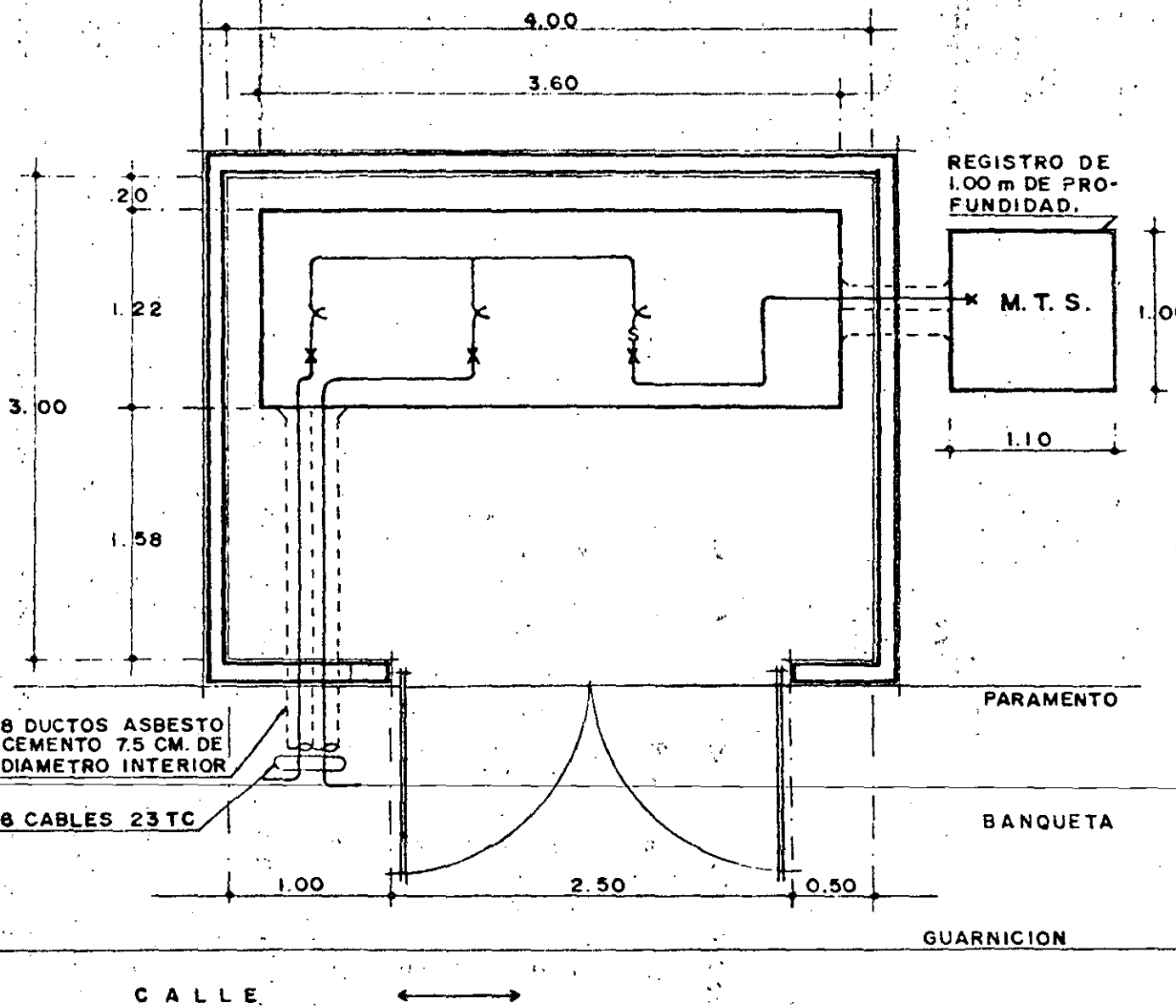
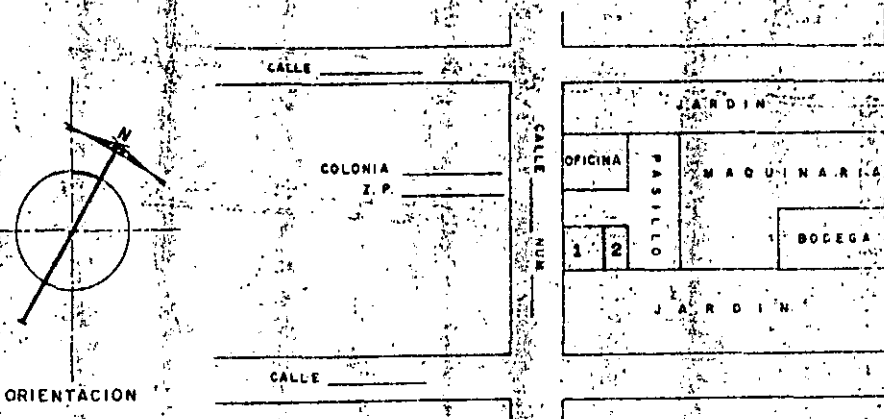


FIG. 28

LOCAL PARA GABINETE 23 KV
3 SECCIONES TIPO INTERIOR

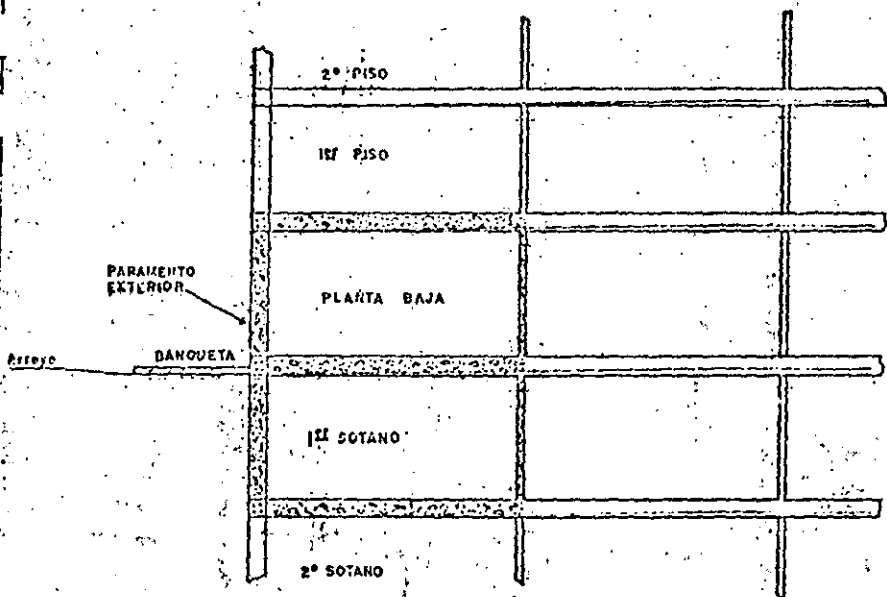
ACOTACIONES EN: m

LOCALIZACION DE SUBESTACION Y EQUIPO DE MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA



- 1- LOCAL PARA S.E.
- 2- LOCAL PARA EQUIPO DE MEDICION E INTERRUPTORES
O INTERRUPTOR DEL USUARIO.

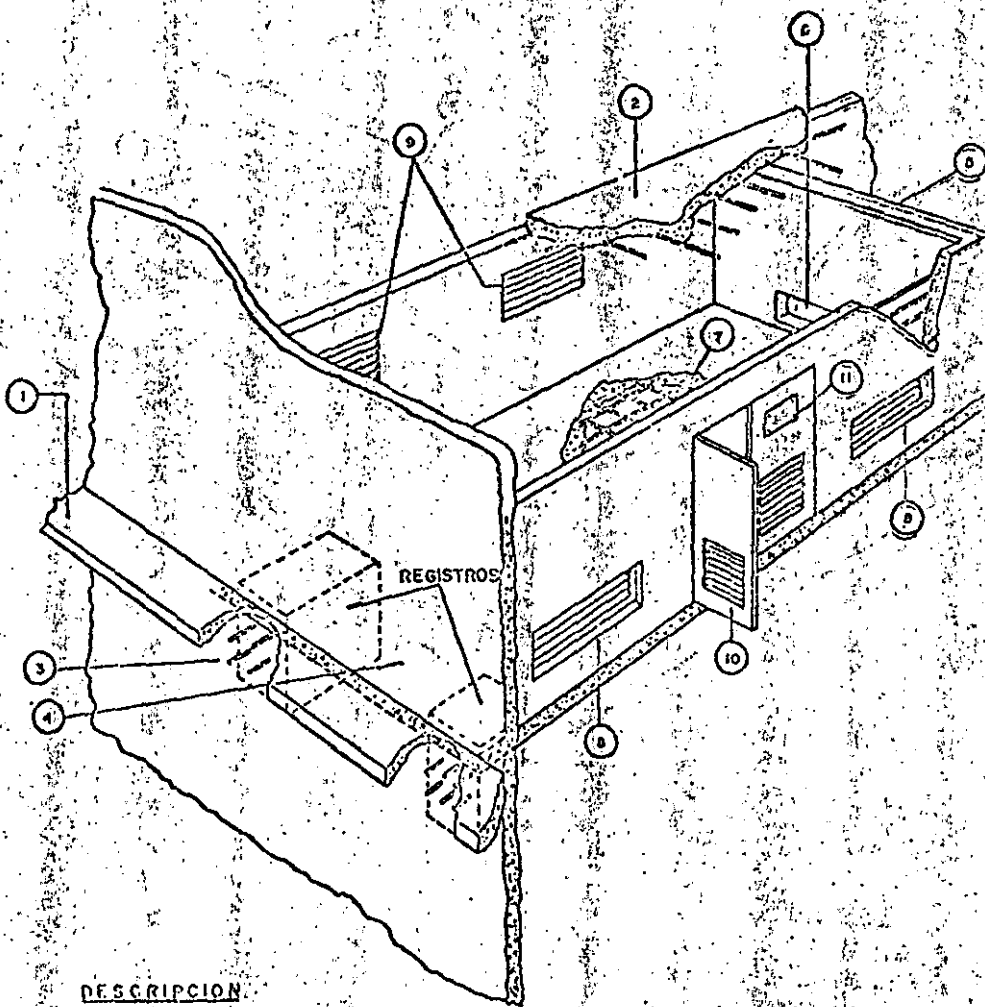
50



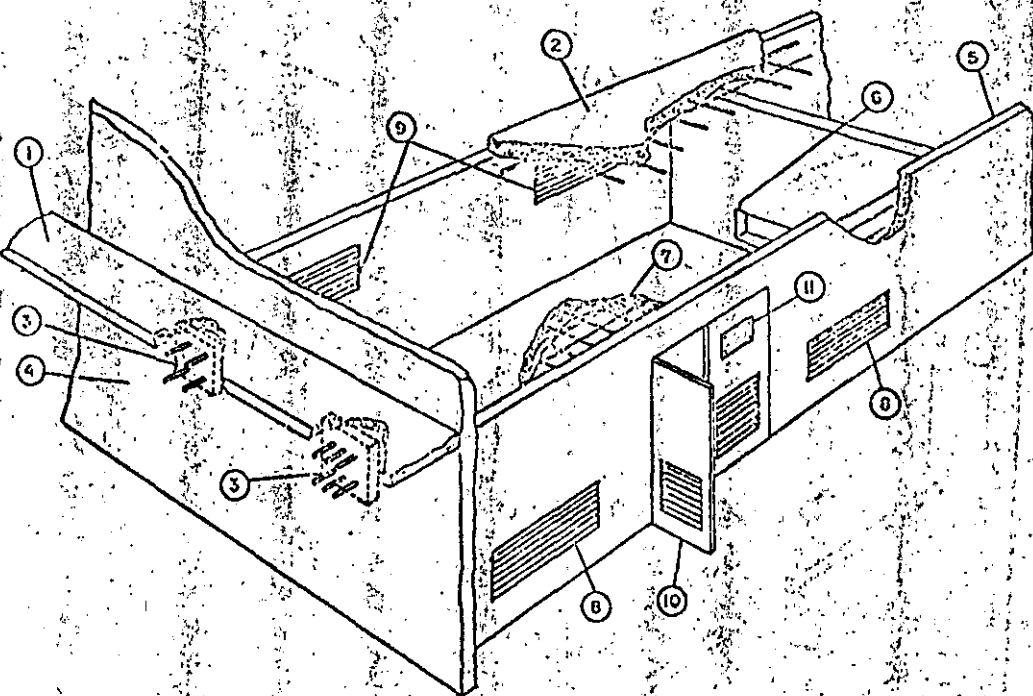
ALTERNATIVA 1-LOCALIZACION EN LA PLANTA BAJA DEL EDIFICIO
Y COLINDANTE CON EL PARAMENTO EXTERIOR.

ALTERNATIVA 2-LOCALIZACION EN EL 1er SOTANO DEL EDIFICIO
Y COLINDANTE CON EL PARAMENTO EXTERIOR.

51

DESCRIPCION

- 1 BANQUETA
- 2 LOSA SUPERIOR DE CONCRETO
- 3 BANCO DE DUCTOS
- 4 MURO DEL PAVIMENTO EXTERIOR
- 5 MUROS DE CONCRETO ARMADO
- 6 VENTANA DE PASO
- 7 LOSA INFERIOR DE CONCRETO ARMADO
- 8 VENTANA INFERIOR
- 9 VENTANA SUPERIOR
- 10 PUERTA DE ACCESO AL LOCAL
- 11 PLACA CON LEYENDA (PELIGRO ALTA TENSION)



DESCRIPCION

- 1 BANQUETA
- 2 LOSA SUPERIOR DE CONCRETO
- 3 BANCO DE DUCTOS
- 4 MURO DEL PARAMENTO EXTERIOR
- 5 MUROS DE CONCRETO ARMADO
- 6 VENTANA DE PASO
- 7 LOSA INFERIOR DE CONCRETO ARMADO
- 8 VENTANA INFERIOR
- 9 VENTANA SUPERIOR
- 10 PUERTA DE ACCESO AL LOCAL
- 11 PLACA CON LEYENDA (PELIGRO ALTA TENSION)

S.E. BOVEDA 23 B 500 RAD

NORMAS L y P
MONTAJE
4.0.193

1 de 1

53

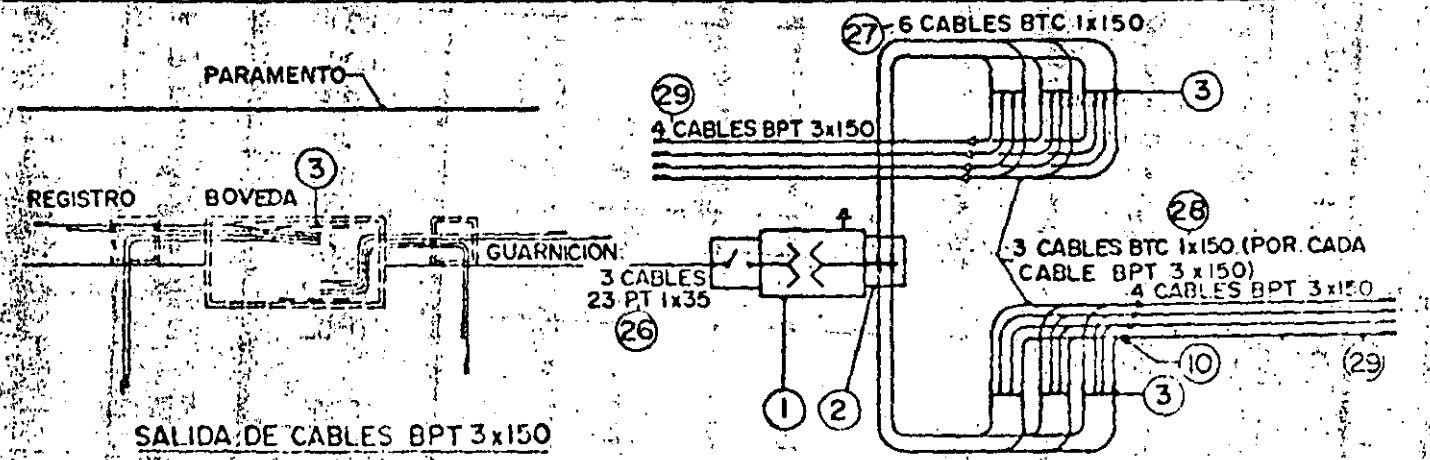
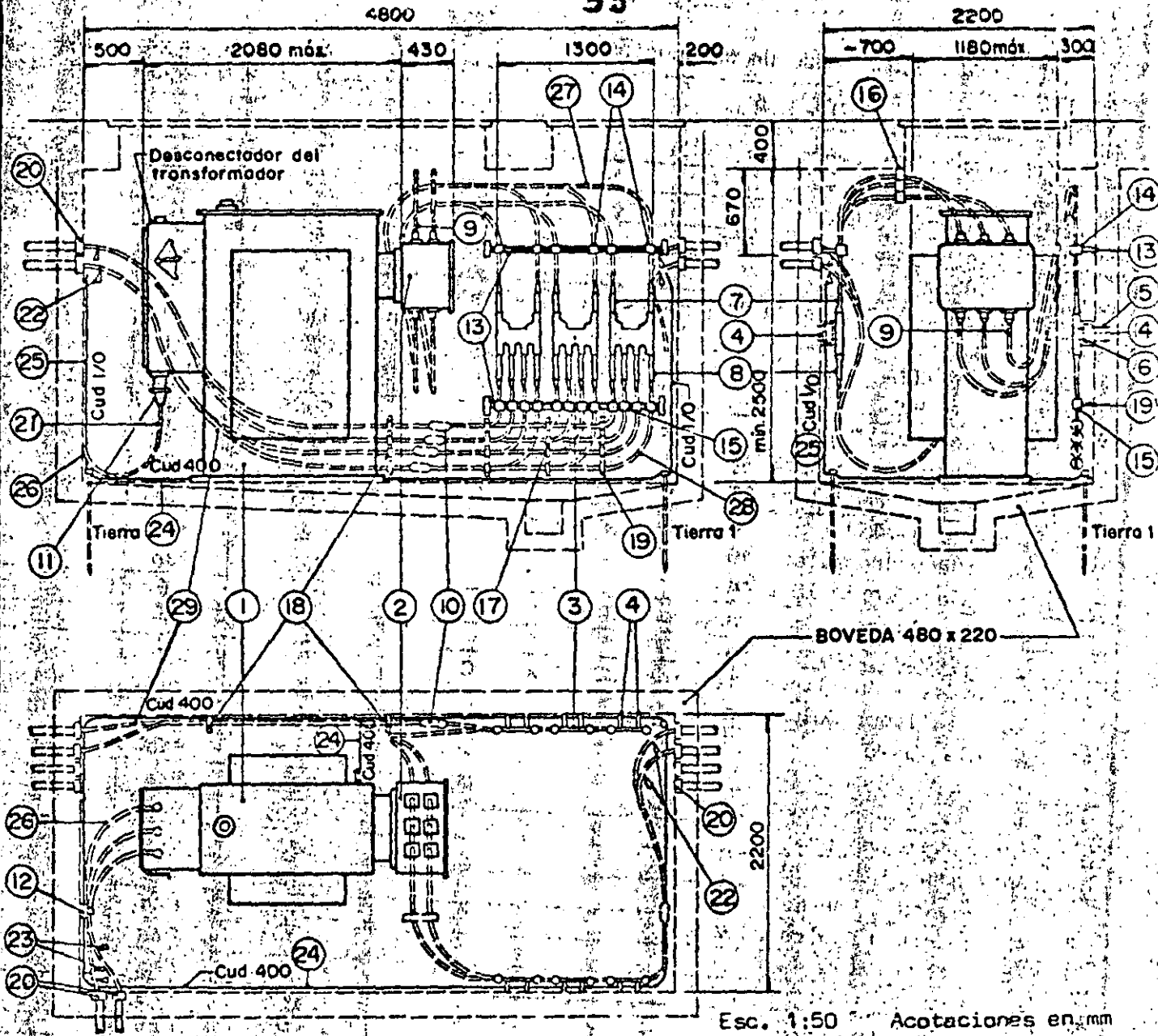


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E. FIGURA Nº 33

MATERIALES:

(En orden aproximado de colocación)

54

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Transformador Sumergible 500	2.0217	Pza	1
2	Cable a Transformador S 500	2.	Pza	1
3	Bus Cubierto S.800	2.0043	Pza	6
4	Soporte Bus Cubierto S.800	2.0225	Pza	12
5	Ancla Barren 1/2"	2.0238	Pza	24
6	Tornillo Mán 12.7 x 75 (con tuerca y 2 roldanas planas)	2.0187	Pza	24
	Zapata C 400-2	2.0010	Pza	12
	Zapata C 150-2	2.0010	Pza	24
7	Funda 34.61.320 T	2.0045	Pza	12
	Abrazadera cremallera 24	2.0237	Pza	12
	Abrazadera cremallera 44	2.0237	Pza	12
8	Funda 22.51.450 T	2.0044	Pza	24
	Abrazadera cremallera 16	2.0237	Pza	24
	Abrazadera cremallera 44	2.0237	Pza	24
9	Epoxi Sellador Soldadura (Jgo 250 gr)	2.0314	gr	500 (2 Jgos)
10	Trifurcación Cable SPT-8TC 150	2.0255	Jgo	8
11	Aislantes y Auxiliares Terminal 23E 1 x 70 C	2.0033	Jgo	3
	Epoxi Sellador Soldadura (Jgo 250 gr)	2.0314	gr	250 (1 Jgo)
12	Ménsula CS 35 C	2.0222	Pza	4
	Porcelana Ménsula CS 37	2.0270	Pza	6
13	Soporte 1450 Abrazaderas Cable M	2.0282	Pza	4
14	Abrazadera Cable 32 M	2.0234	Pza	12
15	Abrazadera Cable 22 M	2.0234	Pza	24
15	Abrazadera 3 Cables 32 M	2.0235	Pza	8
17	Abrazadera 3 Cables 22 M	2.0235	Pza	12
18	Abrazadera Cable 45 M	2.0234	Pza	8
19	Perno Pistola 3/8" -25	2.0253	Pza	48
20	Compresor Sello Ducto 75	2.0275	Pza	11
	Sello Ducto 75	2.0279	Pza	11
21	Cinta Yute 100	2.0310	m	50
	Asbesto Fibra	2.0301	kg	5
	Cemento Portland	2.0304	Ton	0.02
	Pintura Esmalte	2.0329	l	0.5
22	Placa Identificación Cable B	2.0027	Pza	32
23	Placa Identificación Cable 23	2.0027	Pza	16
24	Cable Cud 400	2.0102	m	17
	Grapa C 1/2"	2.0267	Pza	10
25	Cable Cud 1/0	2.0102	m	5
	Fusible CB 350	2.0254	Pza	24
26	Cable Cud 1 x 35	2.0030	m	15
27	Cable Cud 1 x 150	2.0041	m	1

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
28	Cable BTC 1 x 150	2.0041	m.	45
29	Cable BPT 3 x 150	2.0005	m	50

APLICACION:

Alimentar a red radial con hasta 8 cables BPT 3 x 150 que se conectan o desconectan a 6 Buses Cubiertos 5.800 conectados a Transformador S 500 kVA alimentado por cable 23 kV que se conecta o desconecta sin carga mediante el desconector del transformador. Este equipo queda colocado en Bóveda 480 x 220.

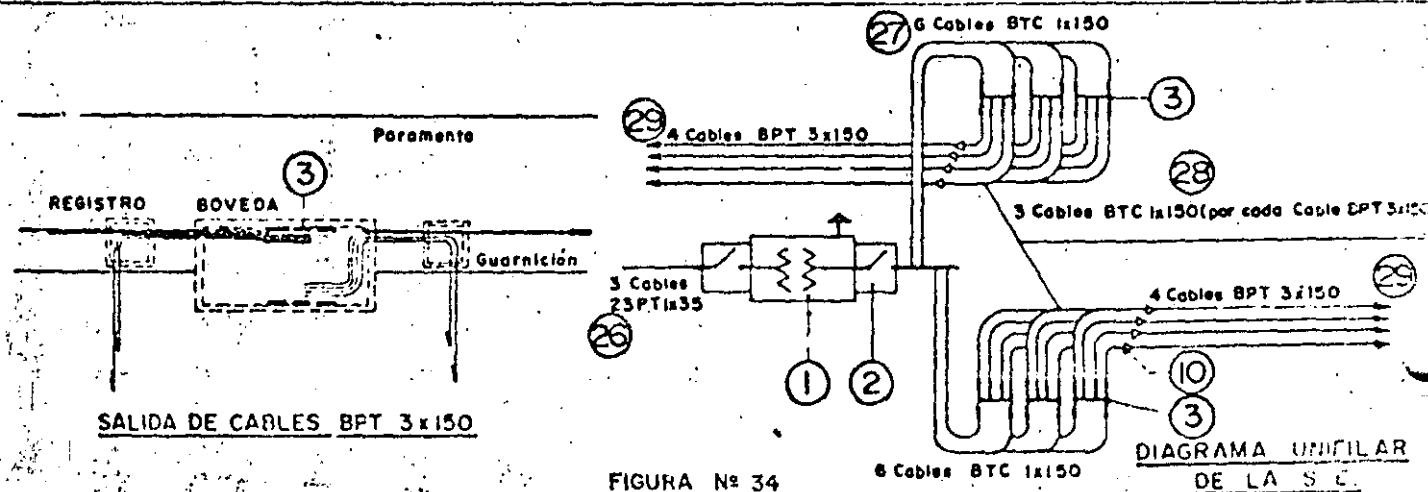
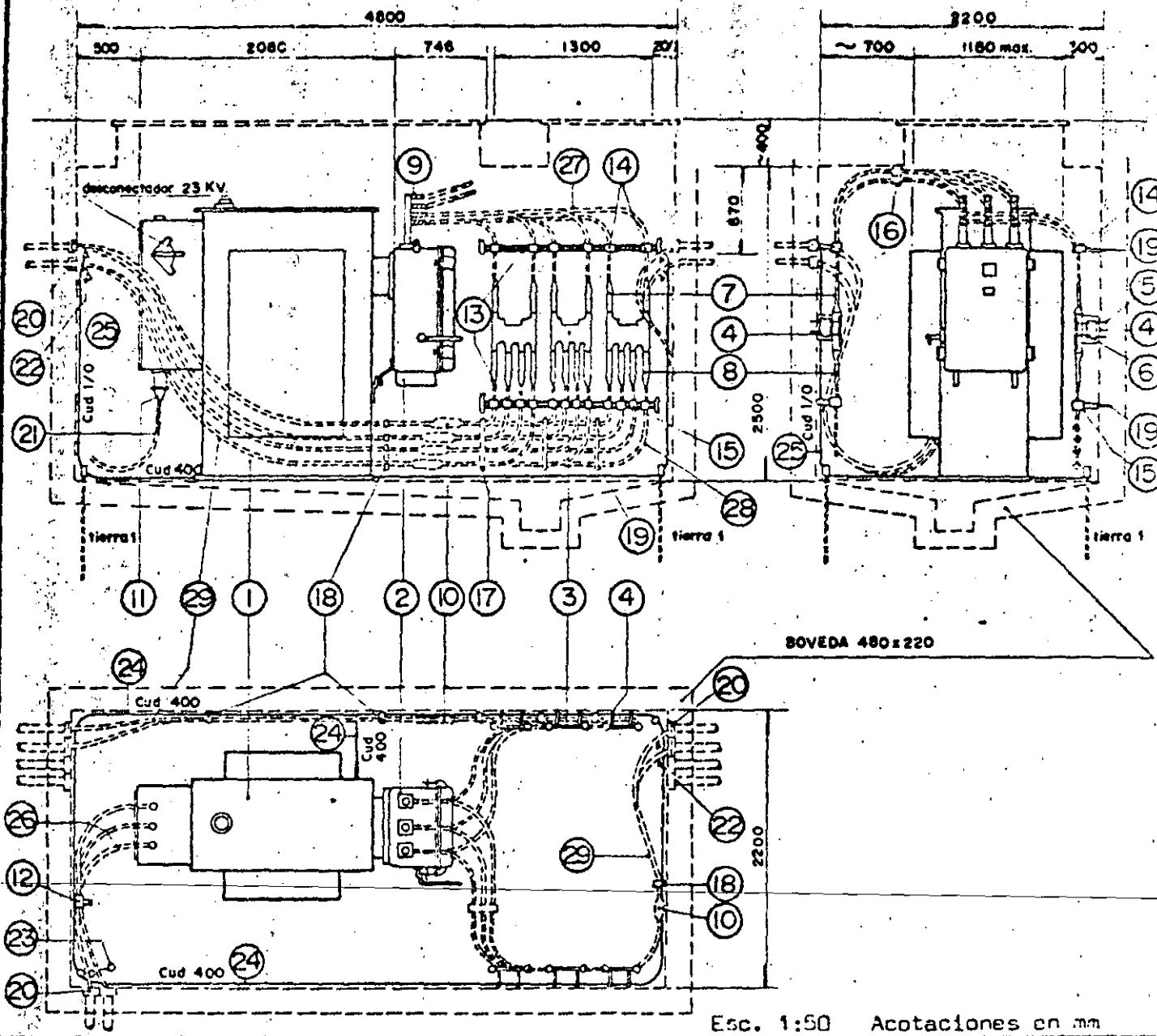
REFERENCIA:

CLAVE DEL NOMBRE:

- SE = Subestación
- 23 B = 23 kV a baja tensión
- 500 = 500 kVA
- RAD = Para alimentación a red radial

56

1 de 3



MATERIAL:

(En orden aproximado de colocación)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Transformador Sumergible 500	2.0217	Pza	1
2	Protector Sumergible Red 1600	2.0275	Pza	1
3	Bus Cubierto 5.800	2.0043	Pza	5
4	Soporte Bus Cubierto 5.800	2.0225	Pza	12
5	Ancla Barrera 1/2"	2.0238	Pza	24
6	Tornillo M ^o 12.7 x 75 (con tuercas y 2 roldanas - planas)	2.0187	Pza	24
	Zapata C. 400-2	2.0010	Pza	12
	Zapata C. 150-2	2.0010	Pza	24
7	Funda 34.61.320 T	2.0045	Pza	12
	Abrazadera cremallera 24	2.0237	Pza	12
	Abrazadera cremallera 44	2.0237	Pza	12
8	Funda 22.61.450 T	2.0044	Pza	24
	Abrazadera cremallera 16	2.0237	Pza	24
	Abrazadera cremallera 44	2.0237	Pza	24
9	Epoxi Sellador Soldadura (Jgo 250 gr)	2.0314	gr	500 (2 Jgos)
10	Trifurcación Cable 6PT-8TC 150	2.0255	Jgo	8
11	Aislantes y Auxiliares Terminal 23E 1x70 C	2.0033	Jgo	3
	Epoxi Sellador Soldadura (Jgo 250 gr)	2.0314	gr	250 (1 Jgo)
12	Ménsula CS 35 C	2.0220	Pza	4
	Porcelana Ménsula CS 37	2.0270	Pza	6
13	Soporte 1400 Abrazaderas Cable M	2.0282	Pza	4
14	Abrazadera Cable 32 M	2.0234	Pza	12
15	Abrazadera Cable 22 M	2.0234	Pza	24
16	Abrazadera 3 Cables 32 M	2.0235	Pza	8
17	Abrazadera 3 Cables 22 M	2.0235	Pza	12
18	Abrazadera Cable 46 M	2.0234	Pza	8
19	Perc Pistola 3/8" - 25	2.0253	Pza	48
20	Compresor Sello Ducto 75	2.0275	Pza	11
	Sello Ducto 75	2.0279	Pza	11
21	Cinta Yute 100	2.0310	m	50
	Asbesto Fibr.	2.0301	kq	5
	Cemento Portland	2.0304	Ton	0.02
	Pintura Esmalte	2.0329	l	0.5
22	Placa Identificación Cable B	2.0077	Pza	32
23	Placa Identificación Cable 23	2.0027	Pza	5
24	Cable Cud 400	2.0102	m	17
	Grado C 1/2"	2.0237	Pza	10
25	Cable Cud 120	2.0102	m	4
26	Cable 23 PL 1 x 35	2.0030	m	15

(MATERIAL: Sigue de 2 de 3)

Ref	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	Cantidad
27	Cable BTC 1 x 150	2.0041	m	42
28	Cable BTC 1 x 150	2.0041	m	45
29	Cable BPT 3 x 150	2.0005	m	60

APLICACION:

Alimentar a red automática con hasta 8 cables BPT 3 x 150 que se conectan o desconectan en 6 Buses Cubiertos 5.800 conectados a transformador S 500 alimentado por Cable 23 kV que se conecta o desconecta sin carga mediante el desconectador del transformador. Este equipo queda colocado en Bóveda 480 x 220.

REFERENCIA:

CLAVE DEL NOMBRE:

- SE = Subestación
- 23 B = 23 kV a baja tensión
- 500 = 500 kVA
- AUT = Para alimentación a red automática.

S.E. BOVEDA DCS-23-BT-300 a 750 RAD

NORMAS L y F
MONTAJE
4.0252

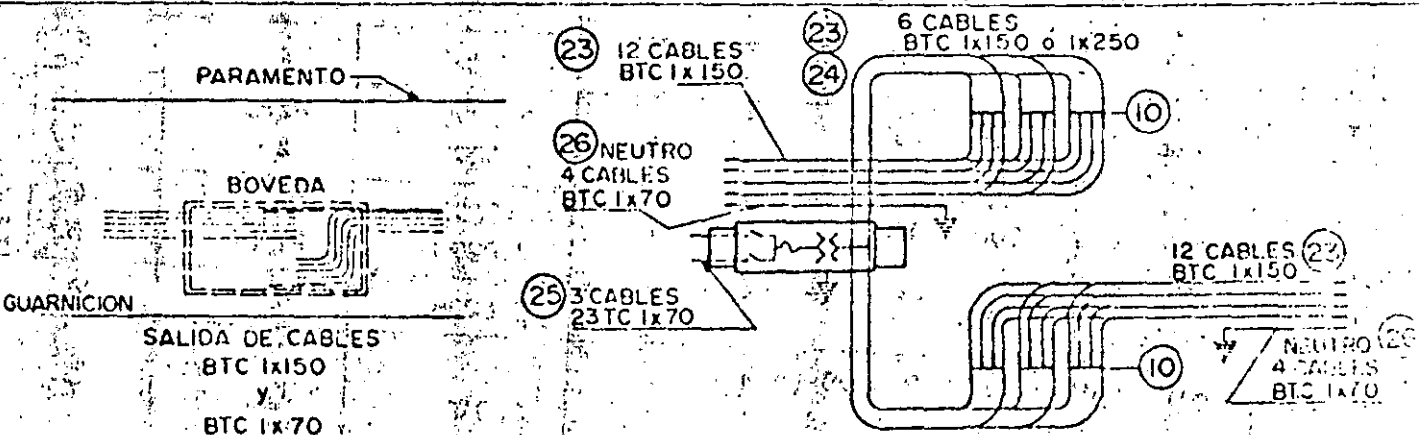
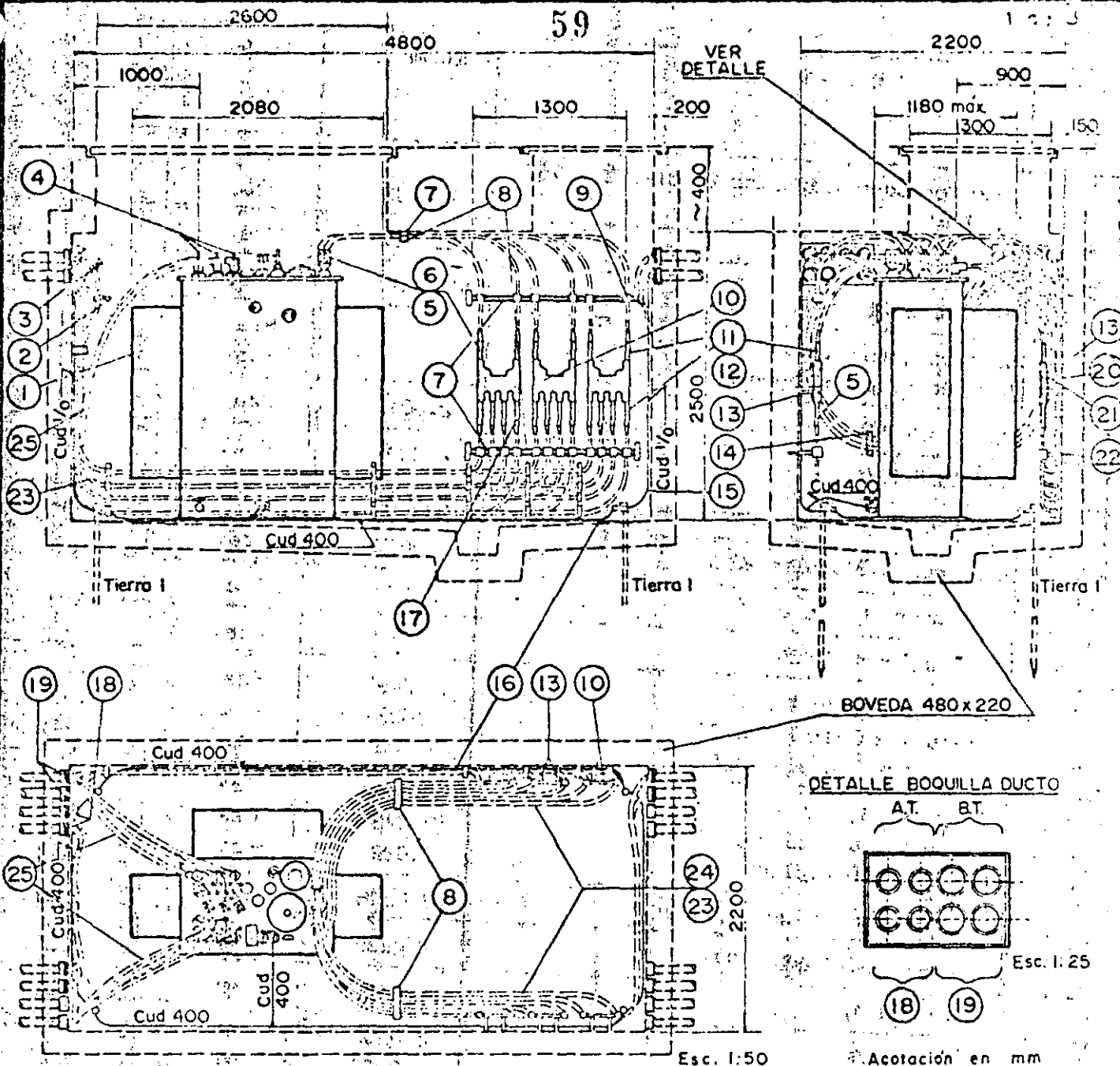


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S.E. FIGURA Nº 35

Ref.	N U M B R E	Norma Lyf	Unidad	CANT (DAD)	
				300-500 KVA.	750 KVA.
1	Transformador Trifásico 23-BT-300 a 750 DCS POZO	2.0409	Pza.	1	1
2	Placa Identificación cable 23	2.0027	Pza.	12	12
3	Placa Identificación cable B	2.0027	Pza.	48	48
4	Codo conector K-154 LR Abrazadera codo conector		Pza. Pza.	6 5	5 5
5	Zapata C-150-2	2.0010	Pza.	48	24
6	Zapata C-250-2	2.0010	Pza.	-	24
7	Soporte 1400 Abrazaderas Cable M	2.0282	Pza.	5	5
8	Abrazadera 3 Cables 22 M	2.0235	Pza.	40	40
9	Abrazadera Cable 22 M	2.0234	Pza.	72	72
10	Bus Cubierto 6,800	2.0043	Pza.	5	5
11	Funda 25.61.320 T Abrazadera Cremallera 24 Abrazadera Cremallera 44	2.0493 2.0237 2.0237	Pza. Pza. Pza.	- - -	12 12 12
12	Funda 22.61.450 T Abrazadera Cremallera 16 Abrazadera Cremallera 44	2.0044 2.0237 2.0237	Pza. Pza. Pza.	36 35 35	24 24 24
13	Soporte Bus Cubierto 6,800	2.0225	Pza.	12	12
14	Abrazadera 3 Cables 37 M	2.0235	Pza.	5	5
15	Cable Cud 1/0	2.0102	m	4.5	4.5
16	Cable Cud 400 Grapa C 1/2"	2.0102 2.0267	m Pza.	17.5 8	17.5 8
17	Fusible CR 350	2.0254	Pza.	24	24
18	Opresor Sello Ducto 75 Sello Ducto 75	2.0275 2.0279	Pza. Pza.	16 16	16 16
19	Opresor Sello Ducto 100 Sello Ducto 100	2.0275 2.0279	Pza. Pza.	15 15	15 15
20	Ancla Barrena 1/2"	2.0238	Pza.	24	24
21	Tornillo Máquina 12.7 x 75 (con - Tuerca y 2 Roldanas Planas)	2.0187	Pza.	24	24

61

3 de 3

Ref.	NOMBRE	Norma LyF	Unidad	CANTIDAD	
				300-500 KVA	750 KVA
22	Perno pistola 3/8" - 25	2.0268	Pza.	50	50
23	Cable BTC 1 x 150	2.0041	m	192	150
24	Cable BTC 1 x 250	2.0041	m	-	42
25	Cable 23 TC 1 x 70	2.0002	m	23	23
25	Cable BTC 1 x 70	2.0041	m	20	20

APLICACION:

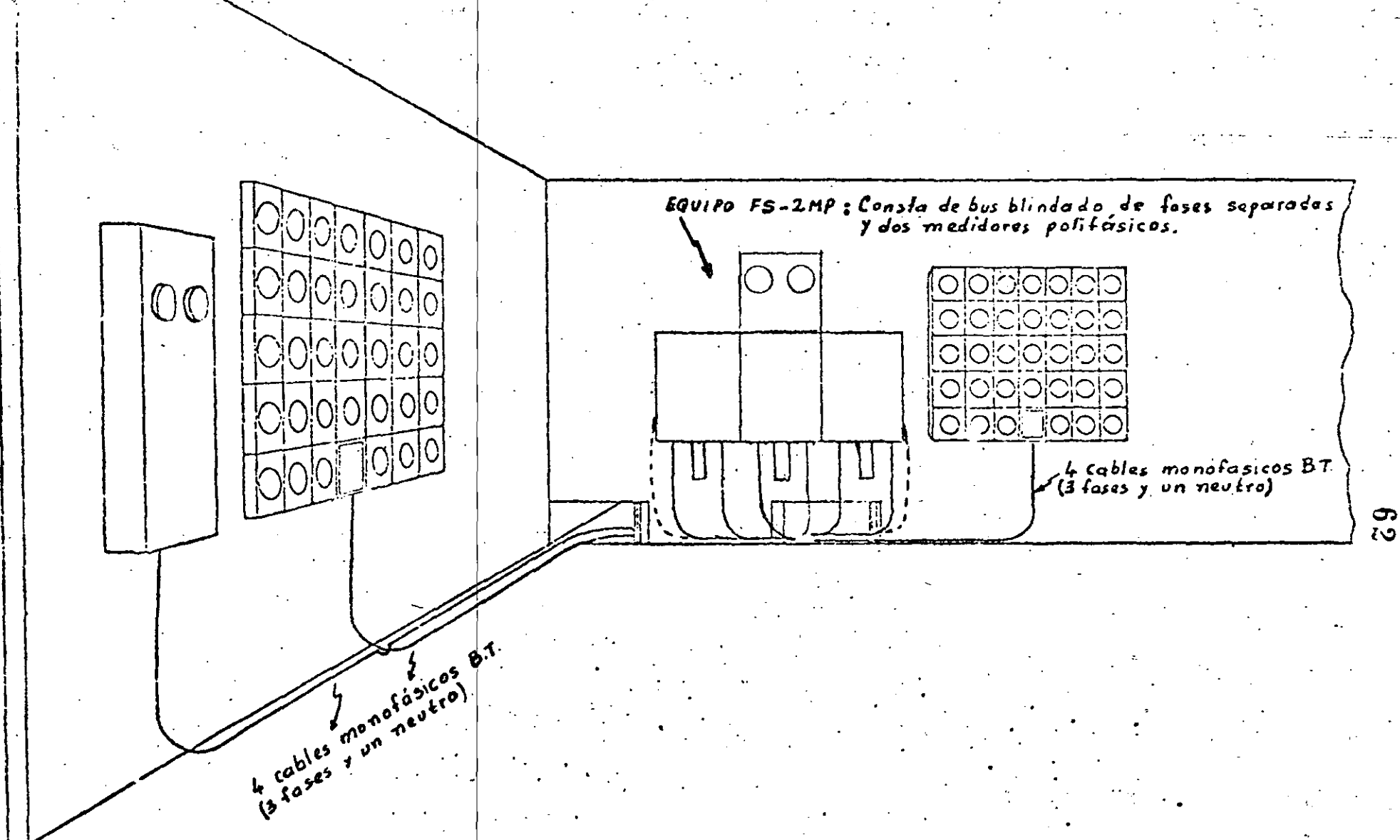
Alimentar a red radial con 24 Cables BTC que se conectan o desconectan en 6 Buses. Cubiertos 5800 conectados a transformador Trifásico 23-BT-300 a 750 DCS POZO alimentado por cable 23TC 1 x 70 que se conecta o desconecta sin carga mediante dos conectores. Este equipo queda colocado en bóveda 480 x 220.

REFERENCIA:

Normas LyF mencionadas.

CLAVE DEL NOMBRE:

SE = Subestación
 DCS = Distribución Comercial Subterránea
 23-BT = 23KV a 0.220Y/0.127 KV
 300 a 750 = 300, 500 y 750 KVA
 RAD = Para alimentación a Red radial



Detalle del área de medición anexa al local de la subestación.



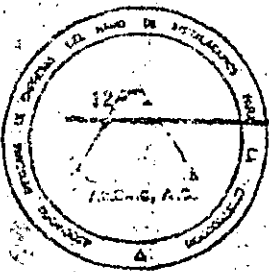
**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE
DISEÑO

ING. JUAN J. QUEZADA RAMIRZ

ENERO 1985



SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL

Acuerdo que establece los requisitos para la aprobación de los proyectos e instalaciones para el uso de energía eléctrica.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.—Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

ACUERDO que establece los requisitos para la aprobación de los proyectos e instalaciones para el uso de energía eléctrica.

HECTOR HERNANDEZ CERVANTES, Secretario de Comercio y Fomento Industrial, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 34 fracción XXI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 28, 44 y demás relativos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y

CONSIDERANDO

Que de acuerdo con el artículo 28 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, requieren la previa aprobación de esta Secretaría las instalaciones eléctricas destinadas a industrias, servicios de alta tensión, lugares de concentración pública, edificios para varios usuarios y áreas consideradas peligrosas.

Que el mismo precepto de la Ley mencionada establece que la Comisión Federal de Electricidad sólo suministrará energía eléctrica, previa la comprobación de que las instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica hayan sido aprobadas por esta Secretaría en los casos que así se requiere.

Que con el objeto de precisar y facilitar los trámites a realizar para la aprobación de los proyectos e instalaciones eléctricas, es conveniente que se presenten a aprobación de esta Secretaría los planos y proyectos correspondientes, conforme a los cuales deberán ejecutarse las instalaciones, he tenido a bien expedir el siguiente.

ACUERDO QUE ESTABLECE LOS REQUISITOS PARA LA APROBACION DE LOS PROYECTOS E INSTALACIONES PARA EL USO DE ENERGIA ELECTRICA.

ARTICULO 1o.—Requerirán la previa aprobación de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, los proyectos e instalaciones de energía eléctrica que se destinen a:

I.—Industrias con carga instalada mayor de 20 kw.

II.—Suministros en alta tensión, cualquiera que sea el fin al que se destine la energía eléctrica.

III.—Inmuebles de concentración pública.

IV.—Edificios ocupados por arrendatarios, copropietarios o condóminos.

V.—Áreas consideradas peligrosas.

ARTICULO 2o.—Para los efectos de este Acuerdo se considerarán:

I.—Industrias, las señaladas en el Catálogo Mexicano de Actividades Económicas.

II.—Inmuebles o lugares de concentración pública:

Arenas de box

Auditorios

Bancos

Baños públicos

Bares y cantinas (1)

Bibliotecas públicas

Cárceles y reclusorios

Carpas y circos

Centros de conferencias

Centros nocturnos (cabarets)

Cines

Edificios para oficinas públicas (1)

Edificios para oficinas privadas en donde se atienda al público (1)

Escuelas y demás centros docentes

Establecimientos comerciales con carga instalada mayor de 20 kw (1)

Estadios

Ferias y exposiciones

Galerías o salas de exposición (1)

Gimnasios y centros deportivos (1)

Hospitales y clínicas

Hoteles, moteles y albergues

Iglesias y templos, capillas ardientes

Mercados

Museos

Plazas taurinas

Restaurantes cafés (1)

Salas para fiestas

Salones de baile

Teatros

Términales para pasajeros (aéreas, terrestres, marítimas)

Los demás inmuebles destinados a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro que sea motivo de reunión en forma habitual, cuando el suministro sea trifásico, requisito éste que será aplicable también respecto de los establecimientos distinguidos con el signo (1).

III.—Inmuebles y áreas peligrosas:

Bodegas y almacenes de materias líquidas, sólidas y gaseosas peligrosas.

Estaciones terminales de almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos

Fábricas de pinturas a base de solventes

Fábricas de productos de hule y sus derivados

Fábricas donde haya áreas de niquelado, galvanoplastia y polvos metálicos

Fábricas textiles

Fábricas de muebles de madera

Gasolineras

Hangares y talleres de reparación aeronáutica Laboratorio (donde se manejen sustancias peligrosas).

Madererías

Minas y plantas de refinación en general

Plantas de bombeo y rebombeo de hidrocarburos líquidos y gaseosos

Plantas de almacenamiento y envasado de gas.

Plantas de refinación de petróleo
Plantas de tratamiento de carbón
Plantas químicas y petroquímicas

En general, todos aquellos inmuebles o áreas en que se procesen o almacenen sustancias sólidas, líquidas o gaseosas fácilmente inflamables.

ARTICULO 3o.—Los proyectos y la construcción de las instalaciones para el uso de energía eléctrica, estarán a cargo de personas previamente autorizadas por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, a la que en lo sucesivo se le denominará la Secretaría.

ARTICULO 4o.—Prviamente a la elaboración del proyecto, el usuario deberá consultar al suministrador si puede proporcionar el servicio con oportunidad, en los siguientes casos:

1.—Si la carga instalada excede de 20 kw.

2.—Si el lugar en el que deberá proporcionarse el servicio se encuentra a más de 200 m. del registro o poste de la red de alta o baja tensión existente más próxima.

ARTICULO 5o.—El proyecto que se presente a la Secretaría deberá estar integrado por planos y memoria técnica, esta última sólo en el caso de que las instalaciones sean para alta tensión o alta y baja tensión.

ARTICULO 6o.—Los planos se elaborarán tomando en cuenta lo siguiente:

1.—El original se dibujará a tinta, en papel albanene o cualquier otro que permita obtener copias heliográficas con claridad.

2.—El tamaño de los planos se sujetará a las siguientes dimensiones en cm: 70x110, 55x70, 35x55, 28x40 y 21.5x28.

3.—La letra será de un alto mínimo de 2 mm., y puede ser escrita con plantilla o a mano usando el tipo de imprenta, en cuyo caso deberá ser lo suficientemente clara.

4.—Las escalas serán las adecuadas para que en los tamaños fijados, se tenga el espacio suficiente para lo que se desee presentar, anotándose en cada plano la escala utilizada. Es recomendable según el caso, usar las siguientes escalas: 1:100,000; 1:5,000; 1:2,000; 1:1,000; 1:500; 1:100 y 1:50.

5.—Se usará el Sistema General de Unidades de Medidas, de acuerdo con la Norma NOM-Z1 y gente (Sistema Métrico Decimal).

6.—Contendrán exclusivamente los datos relativos a las instalaciones eléctricas, serán claros e incluirán la información suficiente para su correcta interpretación, de manera que permita construir la instalación. Se indicarán notas aclaratorias a los puntos que el proyectista considere necesarios.

7.—Se usarán los símbolos que se indican en la Tabla 1. En caso de tener que usar algún símbolo que no aparezca en dicha Tabla, se indicará su descripción en los planos.

8.—Se dejará en la esquina inferior derecha un cuadro en el que se anotará:

a).—Nombre o razón social del solicitante del servicio.

b).—Domicilio (calle y número, colonia, C. P., Delegación o población, municipio y entidad).

c).—Uso al que se vaya a destinar la instalación (giro o actividad).

d).—Nombre, número de registro en la Secretaría y firma del responsable del proyecto. En el caso de la elaboración de planos de instalaciones ya construidas, el que firma como responsable del proyecto también se hace responsable de ésta.

e).—Fecha de elaboración del proyecto.

f).—Espacio para los sellos y firmas de aprobación por parte de la Secretaría.

9.—En caso de que el proyecto esté integrado por varios planos, se anotará la continuidad de cada plano con respecto al general de conjunto en el que se indicará la acometida, la subestación, en su caso, los alimentadores principales hasta los centros de cargas, anotando los números de los planos correspondientes y acotándose la parte de la instalación comprendida en cada plano.

10.—El proyecto contendrá:

A).—Diagrama unifilar.

B).—Cuadro de distribución de cargas por circuito.

C).—Planos de planta y elevación, en su caso.

D).—Croquis de localización en relación a las calles más cercanas.

E).—Lista de materiales y equipo por utilizar.

F).—Memoria técnica a que se refiere el artículo 5o. de este Acuerdo.

11.—El diagrama unifilar comprenderá:

A).—Acometida.

B).—Subestación, en su caso, mostrando las características principales de los equipos que la integran. Si la subestación es del tipo unitario se indicará el número de la autorización de la Dirección General de Normas de la Secretaría.

C).—Alimentadores hasta los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, etc., indicando su longitud en cada caso y caída de tensión representada en por ciento.

D).—Alimentadores y circuitos derivados, excepto los controlados desde los tableros de alumbrado.

E).—Tipo, capacidad interruptiva y rango de ajuste de cada una de las protecciones de los alimentadores principales y derivados.

F).—Calibre, tipo de material y aislamiento de los conductores activos y neutros de los alimentadores principales y derivados.

G).—Tipo y dimensiones de la canalización empleada en cada alimentador.

12.—El cuadro de distribución de cargas comprenderá:

A).—Alumbrado.

Número de circuito, número de lámparas, contactos o dispositivos eléctricos por cada circuito, fases a que va conectado el circuito, carga en watts y corriente en amperes de cada circuito, calibre de los conductores, diámetro de tubería y protección contra sobrecorriente por

cada circuito, desbalanceo entre fases expresado en por ciento.

B).—Fuerza

Número del circuito, fases del circuito, características de los motores o aparatos y sus dispositivos de protección y control así como indicar a qué circuito están conectados y el nombre de la máquina o máquinas que accionen, calibre de conductores, diámetro de tubería o ducto y el resumen de cargas indicando el desbalanceo entre fases expresado en por ciento.

3.—Los planos de planta y elevación comprenderán:

A).—Localización del punto de la acometida, del interruptor general y del equipo principal incluyendo el tablero o tableros generales de distribución.

B).—Localización de centros de control de motores, tableros de fuerza, de alumbrado y contactos y de concentraciones de interruptores.

C).—Trayectoria horizontal y vertical (cuando ésta exceda de 4 metros) de alimentadores y circuitos derivados, tanto de fuerza como de alumbrado identificando cada circuito, e indicando su calibre y canalización, localización de motores y equipos alimentados por los circuitos derivados, localización de los arrancadores y sus medios de desconexión, localización de contactos y unidades de alumbrado con sus controladores, identificando las cargas con su circuito y tablero correspondiente.

D).—Localización, en su caso, de áreas peligrosas indicando su clasificación de acuerdo a las normas técnicas de instalaciones eléctricas.

Si en el proyecto existen puntos que puedan dar lugar a diferentes interpretaciones, se detallará la información pertinente, como por ejemplo en los casos de concentración de interruptores, derivaciones de alimentadores principales, etc.

14.—El croquis de localización comprenderá:

La manzana y las calles que circundan a ésta, la ubicación del predio dentro de la manzana, número de lote o número oficial, la orientación, colonia, población y otras referencias que faciliten su localización.

15.—La lista de materiales y equipo especificado comprenderá:

Cada uno de los principales materiales y equipos que se utilizarán especificando su marca y número de registro en esta Secretaría.

ARTICULO 7o.—La memoria técnica comprenderá:

1.—Los datos que sirvieron de base para establecer el criterio de diseño y que fijará la forma de operar la instalación, tales como factor de demanda de cada alimentador principal y derivado, régimen de trabajo y tipo de servicio de motores y soldadoras, etc.

2.—Los cálculos para la adecuada selección de la capacidad interruptiva simétrica y nominal de las protecciones principales de la instalación.

ARTICULO 8o.—En la elaboración de los planos de detalle de las instalaciones se tomará en cuenta:

1.—Para subestaciones:

a) Mostrar el arreglo del equipo eléctrico que integra la subestación, indicando las distancias entre partes energizadas entre sí y a tierra. Cuando se trate de subestaciones abiertas, marcar la altura de montaje de cuchillas, interruptores, apartarrayos, postes, etc. La vista de planta, elevación y detalles de la subestación, mostrarán con claridad la acometida del servicio, subidas y bajadas de conductores, cruzamiento entre líneas, mufas, instalaciones de aisladores de suspensión, de alfiler, de tensores y retenidas, etc.

b) Indicar dónde se localiza: el drenaje, la ventilación, los extinguidores, los accesorios de seguridad, los accesos al local, cercas protectoras, sistema de tierra, anuncios de peligro, las tarimas aislantes y las unidades de alumbrado normal y de emergencia que el proyecto incluya.

c) Mostrar la localización e instalación de cables en ductos, excepto lo referente a la acometida del servicio, los registros y las vueltas que los cables efectúen en su recorrido. Asimismo, anotar las características de estos conductores.

d) Indicar claramente la conexión realizada entre el interruptor de alta tensión y el primario del transformador; incluyendo sus medios de soporte y terminales, en su caso.

e) Anotar el tipo de apartarrayos utilizado y su tensión nominal de operación; el o los tipos de interruptores utilizados, su corriente nominal en amperes, su calibración o ajuste del disparo y la capacidad interruptiva simétrica de los mismos; cuando se utilicen fusibles, de indicará si son de expulsión o no, si son limitadores de corriente o son de potencia y si son del tipo indicador, así como el valor del elemento fusible y el valor de su capacidad interruptiva.

f) Anotar la capacidad de corto circuito disponible en el punto de suministro, consultando para el efecto al suministrador.

g) Señalar la existencia de mecanismos que impidan operar con carga los desconectadores y abrir las puertas de los gabinetes cuando existan partes energizadas en el caso de subestaciones compactas.

h) Anotar las características completas del o los transformadores tal y como aparecen en sus placas de datos.

i) Indicar tipo y mecanismos de operación de desconectadores e interruptores, material, tipo y tensión de operación de los aisladores utilizados; material y dimensiones de las barras o conductores de alta tensión, características de capacitores y sus medios de desconexión y puesta a tierra.

2.—Para protección contra sobrecorriente, indicar el tipo de la protección (si es fusible, anotar si es de doble elemento, limitador de corriente o del tipo convencional); tensión y corriente nominal (especificar el valor del elemento fusible o la calibración, en caso de termomagnéticos y electromagnéticos con disparo ajustable); marco y capacidad interruptiva en amperes simétricos y tipo de cubierta. En caso

de utilizarse relevadores se indicará su tipo y rango de ajuste.

3.—Para conductores.—Indicar calibre, tipo de material, clase de aislamiento y tensión en volts, mencionando si es cable o alambre, así como el tipo y material de sus cubiertas y si cuenta con pantallas semiconductoras.

4.—Para canalizaciones:

a) Tubos conduit.—Indicar tipo de material, espesor de la pared, recubrimiento, diámetro nominal y si es flexible o rígido.

b) Ducto metálico con tapa.—Indicar el área o sección transversal del ducto.

c) Charolas.—Anotar tipo de material y ancho de la charola y dibujar detalle del acomodo de los cables en cada tramo.

5.—Para motores:

a) Indicar para cada motor, los datos completos de sus respectivas placas.

b) Cuando se trate de soldadoras, indicar los datos completos de sus placas.

c) Indicar el tipo de controlador (clavija, desconectador, interruptor o contactor), si es automático o manual y si es a tensión reducida o completa, así como el tamaño y tipo de cubierta del mismo.

d) Anotar el valor en amperes de la protección contra sobrecorriente del motor.

e) Tipo, capacidad y tensión nominal del medio de desconexión, indicando las características de la cubierta.

f) Identificar todos los motores que aparecen en los diagramas unifilares, vistas físicas y cuadros de cargas.

6.—Para alumbrado y contactos:

a) Indicar el tipo de lámparas y portalámparas; tensión nominal; capacidad en watts; pérdidas en watts del balastro o reactor, mencionando el número de lámparas que dependen de cada reactor y si éste es parte integrante del portalámpara o no, asimismo, especificar el tipo de cubierta del portalámpara.

b) Indicar la capacidad en watts de los contactos, número de fases especificando si está o no aterrizado, tensión nominal y tipo de cubierta.

7.—Para sistemas de tierras, la instalación referente al aterrizado del sistema eléctrico y a la puesta a tierra de las partes metálicas no conductoras de corriente del equipo eléctrico, pueden representarse en planos o memorias descriptivas, pero en cualquier caso contendrá las características de electrodos, dimensiones, tipo de material y longitud enterrada; especificará las características del puente de unión que conecta el electrodo de entrada del servicio con los conductores de tierra, tanto del sistema como del equipo; indicar las características del conductor de tierra del sistema, las correspondientes al medio de conexión individual de los equipos y/o aparatos al sistema de tierra, señalando las características de los conectores empleados, incluyendo si son del tipo soldable o atornillable; se anotarán los criterios y cálculos, en su caso, que dieron base a la selección del sistema de tierra.

ARTICULO 9o.—Para obtener la aprobación

del proyecto, se deberá presentar ante la Dirección General de Normas de esta Secretaría o en la Delegación Federal de la propia dependencia en cuya jurisdicción se encuentra el domicilio del solicitante, una solicitud por escrito, que contendrá la siguiente información:

1.—El nombre y número de registro del responsable del proyecto, el nombre de la persona física o moral propietaria de la instalación y la dirección en donde se localizará ésta (calle y número, colonia, código postal, delegación o población, municipio y entidad), uso al que se vaya a destinar y carga (kw).

2.—Una copia del proyecto, de las instalaciones:

3.—Un tanto de la memoria técnica en los casos mencionados en el artículo 5o. de este Acuerdo.

ARTICULO 10.—En los casos a los que se refiere el artículo 1o. de este Acuerdo, la construcción de una instalación o su ampliación deberá estar a cargo de persona previamente autorizada por la Secretaría, quien deberá efectuarla tomando en cuenta lo siguiente:

1.—Apegarse al proyecto previamente aprobado por la Secretaría.

2.—Utilizar los materiales, dispositivos, aparatos y equipos oficialmente aprobados, con especial cuidado en las áreas peligrosas.

3.—En caso de que el proyecto tenga alguna deficiencia, se corregirá ésta, informando al solicitante del servicio.

4.—Cuando durante la construcción surjan cambios importantes al proyecto, deberá actualizarse el mismo y ponerlo nuevamente a consideración de la Secretaría.

5.—Una vez terminada la instalación y antes de energizarla se harán como mínimo las pruebas indicadas en el artículo 11.

ARTICULO 11.—El número de pruebas que deben realizarse en las instalaciones eléctricas serán, como mínimo, las previstas en las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas cuyo número se indica entre paréntesis.

1.—Resistencia de aislamiento (102.5).

2.—Continuidad de conductores (301.6).

3.—Continuidad de canalizaciones (301.5).

4.—Resistencia de electrodos artificiales (206.49).

5.—Resistencia total del sistema de tierras en las subestaciones (603.2).

ARTICULO 12.—Para obtener la aprobación de la instalación eléctrica se deberá presentar lo siguiente:

1.—Aviso por escrito de terminación de la construcción, firmado por el responsable y el propietario o usuario comunicando el resultado de las pruebas mencionadas en el artículo 11 de este Acuerdo y declarando, bajo protesta de decir verdad, lo siguiente:

a) Nombre y número de registro del responsable del proyecto y fecha de elaboración del mismo.

b) Que la instalación eléctrica se hizo ajustándose al proyecto previamente aprobado.

c) Que se utilizaron los materiales y equipos aprobados por la Secretaría.

d) Que se cumplió con el Reglamento de Instalaciones Eléctricas y sus Normas Técnicas.

e) Que la carga en kw (kva para subestaciones) corresponde a lo que se proyectó anexando la relación de carga de la instalación.

f) Nombre del solicitante del servicio.

g) Dirección de la instalación y giro.

h) Nombre, número de registro en la Secretaría y firma del responsable de la construcción, de la instalación eléctrica.

La Secretaría podrá, de considerarlo necesario, practicar inspección ocular sobre las instalaciones. De satisfacerse todos los requisitos exigibles aprobará la instalación para que pueda contratarse el servicio, sin perjuicio de corroborarse el cumplimiento de los requisitos técnicos y de seguridad que fijen los reglamentos. De no corresponder la instalación al proyecto previamente aprobado, se concederá al interesado el plazo que se considere necesario para que realice los cambios que se requieran.

ARTICULO 13.—Para obtener el suministro de energía eléctrica respecto de los inmuebles o lugares comprendidas en los artículos 1o. y 2o. de este Acuerdo, el solicitante del servicio deberá exhibir al suministrador la aprobación de la instalación expedida por esta Secretaría, sin la cual no podrá contratar el servicio.

En los demás casos no se requerirá de autorización previa de la Secretaría y el suministrador

deberá proporcionarlo bajo la responsabilidad del solicitante, salvo de que acuerdo con la Ley u otra disposición vigente no sea procedente o se condicione a satisfacer algún requisito.

ARTICULO 14.—En lo no previsto en los artículos anteriores serán aplicables las demás disposiciones legales en materia de energía eléctrica.

ARTICULO 15.—La Dirección General de Normas de esta Secretaría, llevará un control de las actividades que realicen las personas autorizadas para la proyección y ejecución de obras e instalaciones eléctricas destinadas al uso de la energía eléctrica, el que se tendrá en cuenta para el refrendo del registro correspondiente.

TRANSITORIOS

PRIMERO.—El presente Acuerdo entrará en vigor el 15 de julio de 1984.

SEGUNDO.—Se abroga el Acuerdo por el que se establecen los trámites relativos a la aprobación de los proyectos y construcción de instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica y los datos y condiciones que deben satisfacer los mismos proyectos y construcciones, publicado en el Diario Oficial de la Federación de 17 de marzo de 1982.

México, D. F., a 14 de junio de 1984.—El Secretario de Comercio y Fomento Industrial, Héctor Hernández Cervantes.—Rúbrica.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

FUSIBLES EN BAJA TENSION

ENERO 1985

PROTECCION AL MOTOR

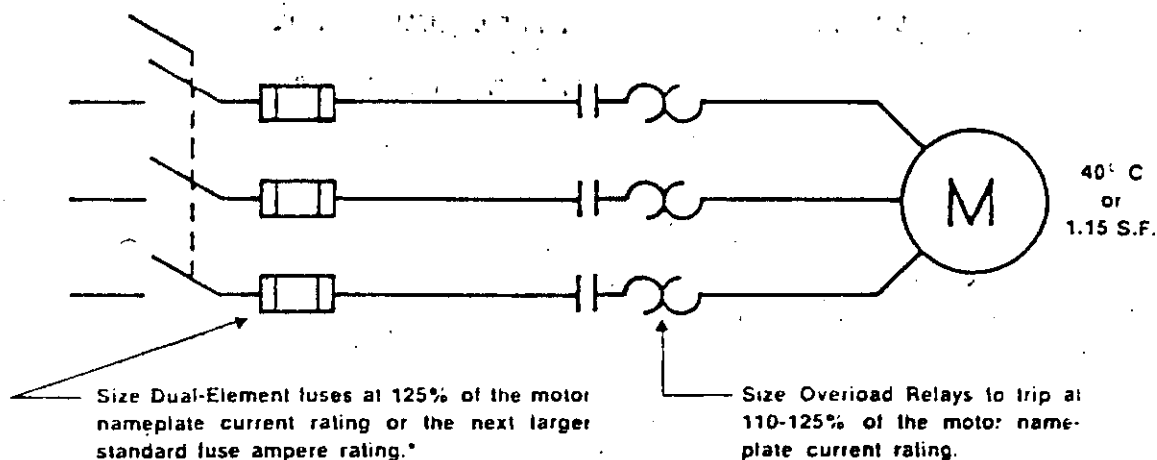
2

(2)

PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

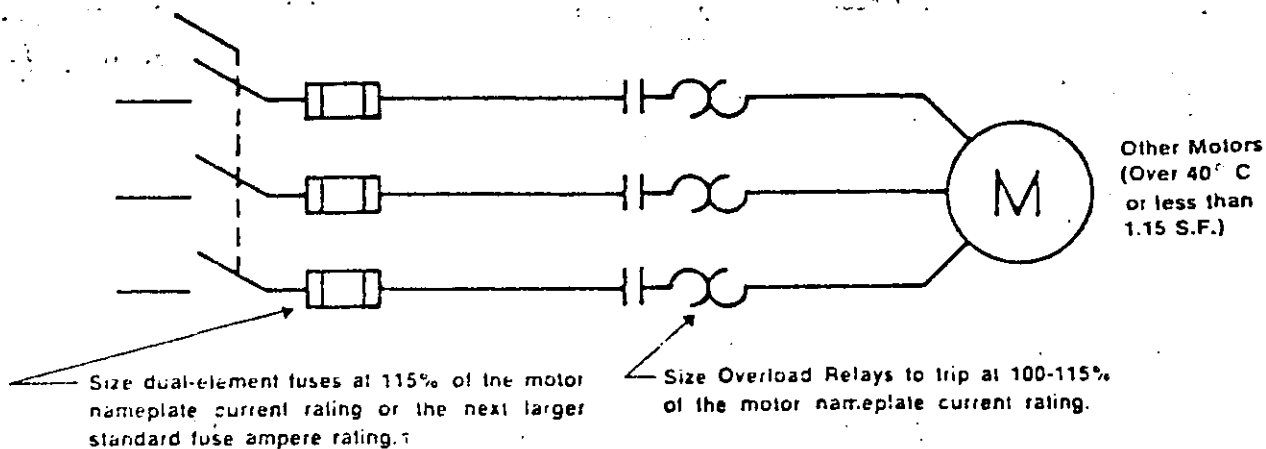
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL ESTANDARD. DEL FUSIBLE.



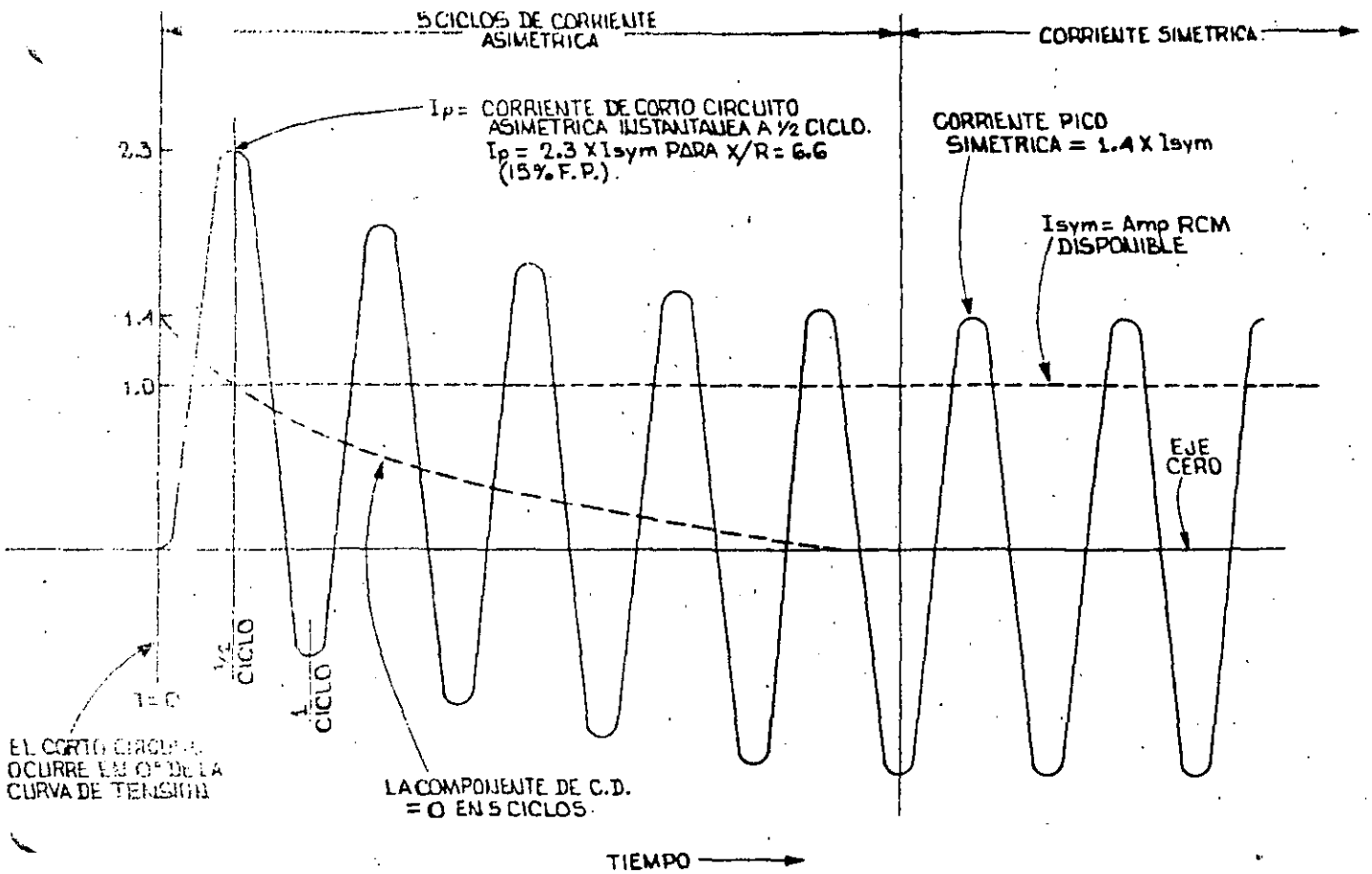
OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

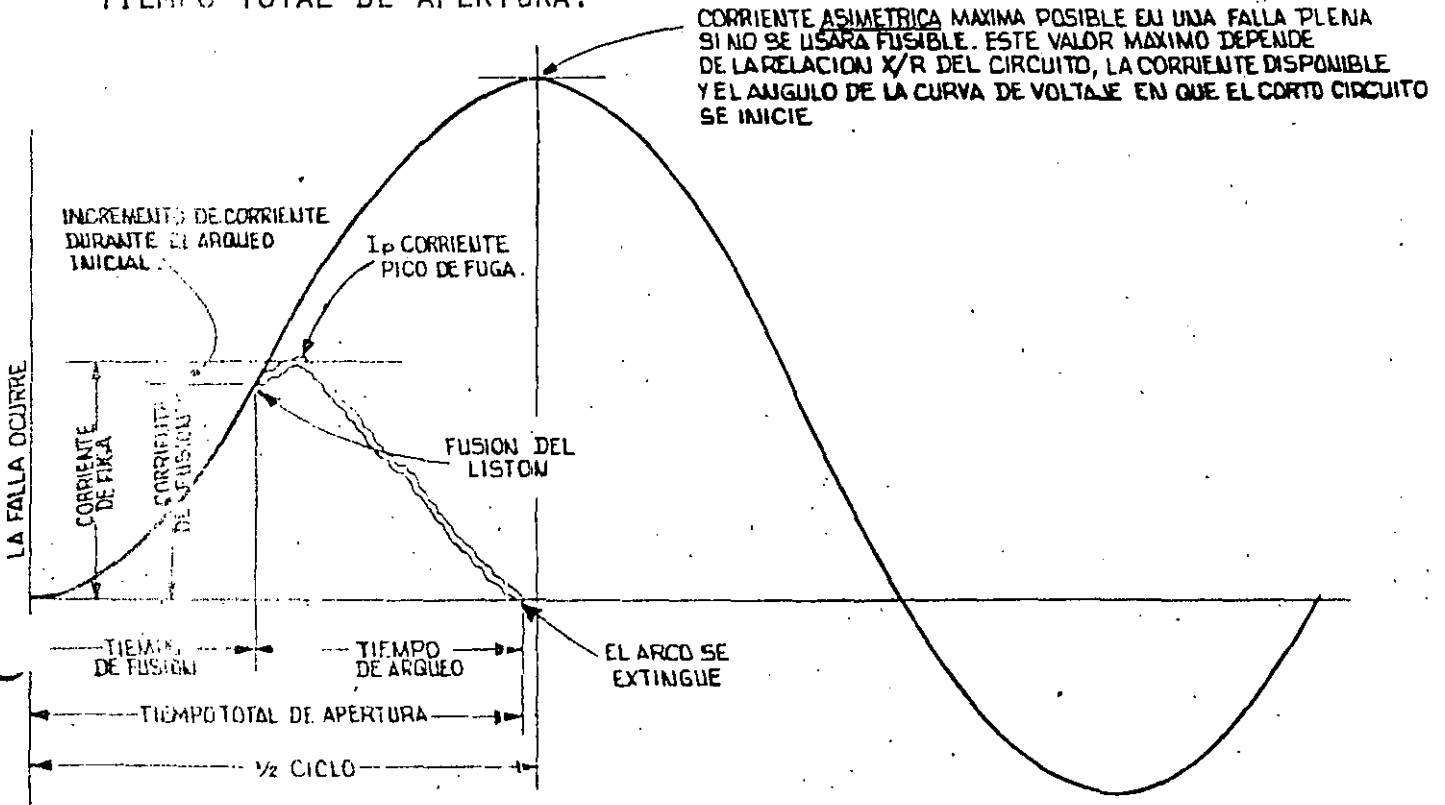
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 115% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE.



CORRIENTE DE FALLA ASIMETRICA: CIRCUITO CON RESISTENCIA Y REACTANCIA



LIMITACION TYPICA DE CORRIENTE MOSTRANDO LA CORRIENTE DE FUGA Y EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.

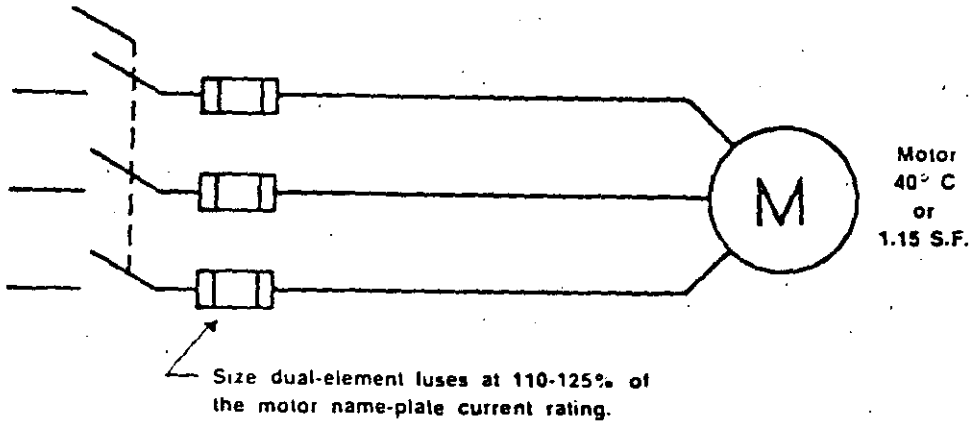


PROTECCION AL MOTOR

(4)

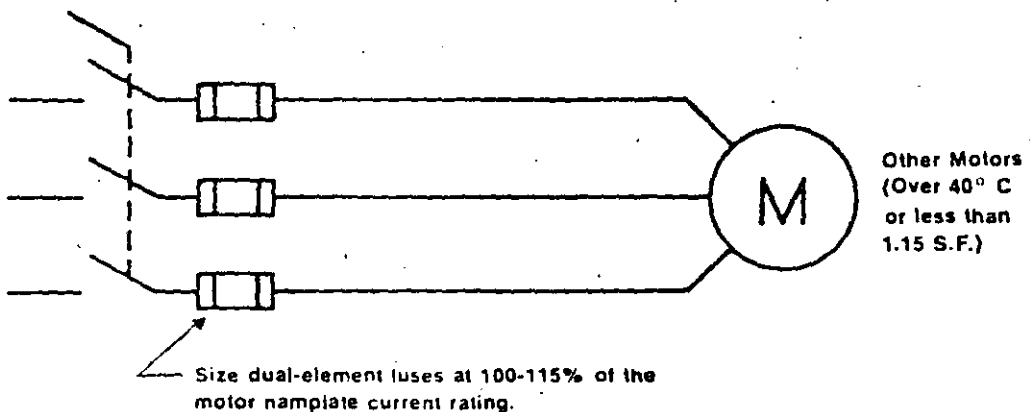
PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERA SER 110-125% DE PLENA CARGA DEL MOTOR.



OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERA SER 110-115% DE PLENA CARGA DEL MOTOR.



NEC. TABLAS 430-148 INDICAN QUE EL FUSIBLE QUE PROTEGE EL
-149 CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR, NO DEBERA
-150 EXCEDER EL PORCENTAJE DE LA CORRIENTE
DE PLENA CARGA SIGUIENTE:

CUANDO LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR ES:

MENOR DE 9 AMPERES	170%
9.1 AMPERES - 20 AMPERES	156%
MÁS DE 20 AMPERES	140%

CORRECCION POR TEMPERATURA (FUSIBLE DOBLE ELEMENTO).

EL FUSIBLE ESTA DISEÑADO PARA OPERAR AL 100% DE SU CORRIENTE NOMINAL ENTRE 70 A 80 °F DE TEMPERATURA AMBIENTE, UN AMBIENTE A MAYOR TEMPERATURA REQUIERE DE CORREGIR EL VALOR DE LA CORRIENTE NOMINAL, CADA FABRICANTE DISPONE DE TABLAS PARA ELLO.

BIBLIOGRAFIA

(6)

- 1.- APPLYING LOW-VOLTAGE FUSES
HERMAN W REICHENSTEIN
MC GRAW HILL.
- 2.- 1981 N.E.C. HANDBOOK
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION.
- 3.- BOLETIN. FUSIBLES.
FEDERAL PACIFIC ELECTRIC DE MEXICO, S.A. DE C.V.
- 4.- CARTRIDGE FUSES A COMPENDIUM
ECONOMY FUSE DIVISION
FEDERAL PACIFIC ELECTRIC CO.
- 5.- BOLETIN SP81 ELECTRICAL PROTECTION HANBOOK
BUSS FUSE.

9.3.A.- PERDIDAS EN EL SISTEMA

UNO DE LOS BENEFICIOS QUE NOS APORTA LA INSTALACION DE CAPACITORES ES LA REDUCCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE EN LOS TRAMOS DE ALIMENTADORES QUE VAN DESDE LA CONEXION DEL SERVICIO HASTA EL PUNTO DONDE ESTAN INSTALADOS LOS CAPACITORES.

LAS PERDIDAS POR CALOR EN LOS ALIMENTADORES PROVIENEN TANTO DE LAS CORRIENTES ACTIVAS COMO DE LAS REACTIVAS Y REPRESENTAN ENERGIA PERDIDA QUE DEBERA PAGARSE COMO SI SE HUBIESE TRANSFORMADO EN TRABAJO PRODUCTIVO.

LA REDUCCION DE PERDIDAS EN EL SISTEMA POR CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA POCAS VECES ES SUFICIENTE PARA JUSTIFICAR SI SOLA LA INSTALACION DE CAPACITORES.

LAS PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES POR EFECTO JOULE SON PROPORCIONALES AL CUADRADO DE LA CORRIENTE, POR TANTO SI LA REDUCCION DE CORRIENTE ES DIRECTAMENTE PROPORCIONAL A LA CORRECCION DEL F.P., LAS PERDIDAS SON INVERSAMENTE PROPORCIONALES AL CUADRADO DEL F.P.:

$$\% \text{ PERDIDAS} = 100 \frac{\text{F.P. ORIGINAL}}{\text{F.P. CORREGIDO}}$$

$$\% \text{ REDUCCION DE PERDIDAS} = 100 \left(1 - \frac{\text{F.P. ORIGINAL}}{\text{F.P. CORREGIDO}} \right)$$

9.3.B.- REGULACION DE VOLTAJE

AUNQUE EL AUMENTO DE VOLTAJE POR SI SOLO NO JUSTIFICA EL EMPLEO DE CAPACITORES ES IMPORTANTE TOMARLO EN CUENTA COMO UN BENEFICIO ADICIONAL.

LA SIGUIENTE EXPRESION MUESTRA LA IMPORTANCIA DE LA REDUCCION DE LA CORRIENTE REACTIVA EN LA CAIDA DE VOLTAJE.

$$AV = RI, \cos \phi + XI, \sin \phi \quad \text{EC. 9.5}$$

$$AV = R (\text{CORRIENTE ACTIVA}) + X (\text{CORRIENTE REACTIVA}) \quad \text{EC. 9.6}$$

$$AV = (R, \cos \phi + X, \sin \phi)$$

EL FACTOR $R, \cos \phi$ ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA ACTIVA A LA CAIDA DEL VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

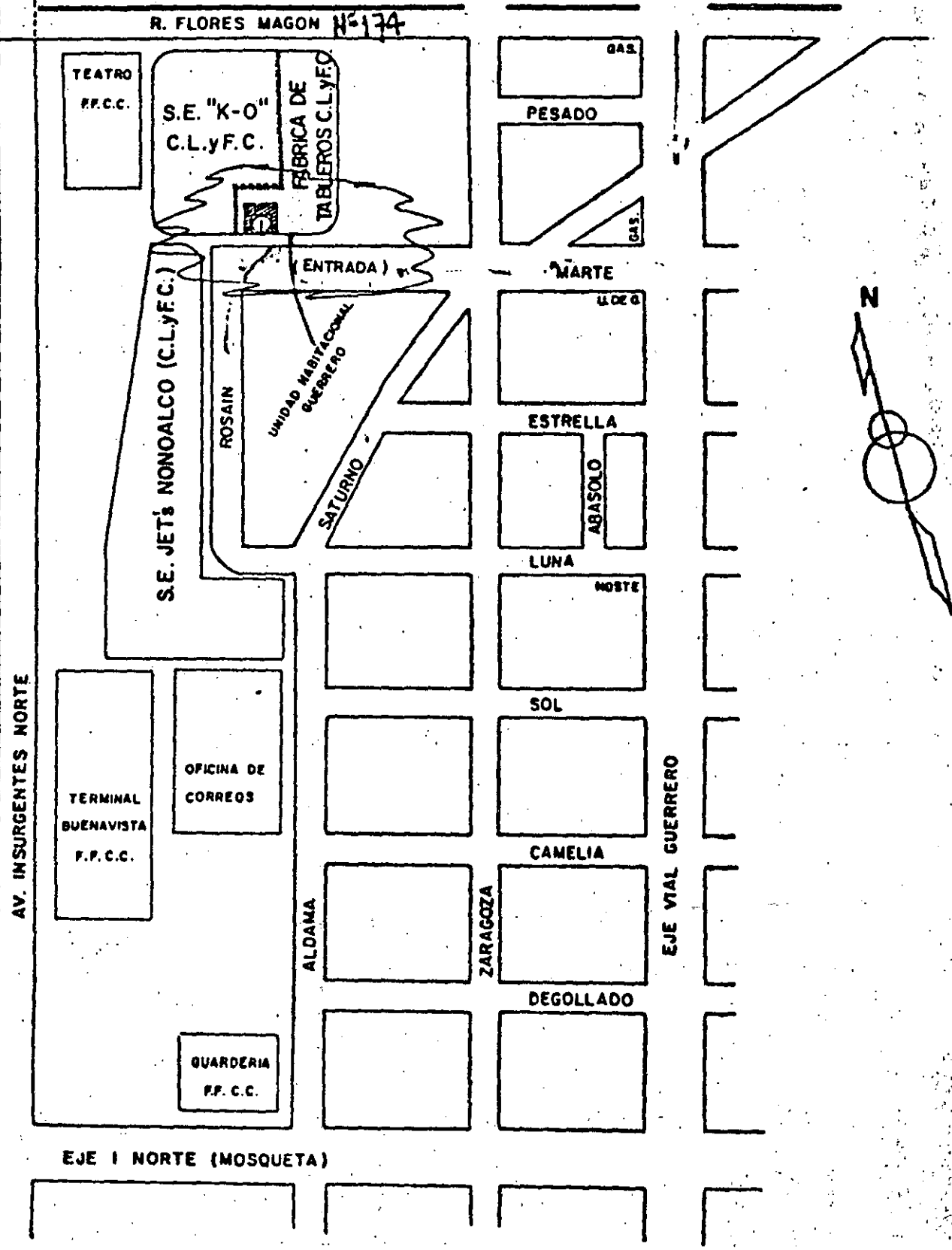
$X \sin \phi$ ES LA CONTRIBUCION DE LA POTENCIA REACTIVA A LA CAIDA DE VOLTAJE POR AMPER DE CORRIENTE TOTAL.

AL FACTOR $X \sin \phi$ ES TÍPICAMENTE DE 5 A 10 VECES MAYOR QUE EL FACTOR $R \cos \phi$ POR TANTO LA CAIDA DE VOLTAJE PRODUCIDO POR EL FLUJO DE LA POTENCIA REACTIVA ES VARIAS VECES MAYOR QUE LA PRODUCIDA POR LA POTENCIA ACTIVA.

LA ECUACION 9.6 PUEDE SER REESCRITA DE LA SIGUIENTE FORMA PARA DETERMINAR EL CAMBIO DE VOLTAJE EN LOS TRANSFORMADORES DEBIDO A LA ADICION DE CAPACITORES.

$$\% \Delta V = \frac{\text{KVAR DE LOS CAPACITORES} \times \text{IMPEDANCIA DEL TRANS.}}{\text{KVA DEL TRANSFORMADOR}}$$

LA REGULACION DEL VOLTAJE PUEDE SER MAYOR AL 2%



CROQUIS DE LOCALIZACION

TEMA "PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MATERIALES"
 14/SEPT/84; 14:30 HS

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA UNAM.
CURSO DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

PROGRAMA PARA EL DIA ¹⁴~~20~~ DE SEPTIEMBRE DE 1984

TEMA: "PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MATERIALES ELECTRICOS"

Nº DE PARTICIPANTES 80. APROX.

SE DIVIDIRA EN DOS SECCIONES DE 40 PERSONAS CADA UNA, LLAMADAS SECCION A Y SECCION B RESPECTIVAMENTE :

HORARIO DE RUTINA

	14	15	16	17	18	19	20 Hrs.	
SEC. A →	ORGANIZACION	①	②			③	④	⑤
			SU.	T.D.	I.			
SEC. B →	ORGANIZACION	④	⑤	①	②		③	
					SU.	T.D.		I.

- ① TEORIA DE PRUEBAS EN CAMPO
- ② PRACTICA DE PRUEBAS
- ③ DUDAS Y ACLARACIONES
- ④ TEORIA Y PRACTICA DE PROTECCIONES
- ⑤ VISITA A LA FABRICA DE TABLEROS DE LyF

PARA LA PRACTICA DE PRUEBAS (TEMA 2) SE PROBARAN TRES EQUIPOS QUE SON:

X).- SUBESTACION UNITARIA

Y).- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Z).- INTERRUPTOR EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

PARA LO CUAL, CADA SECCION SE DIVIDE EN TRES GRUPOS DE 13 PERSONAS QUE LLAMAREMOS, PARA LA SEC. "A", 1A, 2A y 3A, PARA LA SEC. "B" SERAN 1B, 2B y 3B.

SOLAMENTE ESTARAN 30 MINUTOS EN CADA ESTACION ('X', 'Y' y 'Z')

BAJO EL SIGUIENTE PROGRAMA Y HORARIO.

SEC. "A" →

	16	16½	17	17½ Hrs.
X	1A	3A	2A	
Y	2A	1A	3A	
Z	3A	2A	1A	

SEC. "B" →

	17½	18	18½	19 Hrs
X	1B	3B	2B	
Y	2B	1B	3B	
Z	3B	2B	1B	

ESTACION "X" SUBESTACION COMPACTA

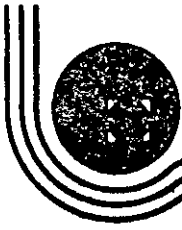
PRUEBA	EQUIPO	PROGRAMA DETALLADO
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	MEGGER	CALIBRACION DEL EQUIPO CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RESISTENCIA DE CONTACTOS	DUCTER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
PERDIDAS DIELECTRICAS CON C. A.	EQUIPO MEU o' MH	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ESTACION "Y" TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION .

PRUEBA	EQUIPO	PROGRAMA DETALLADO
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	MEGGER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RELACION DE TRANSFORMACION	T.T.R.	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	BAUR	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS	EQUIPO MEU	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE	EQUIPO MEU	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ESTACION "Z" INTERRUPTOR EN PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE .

PRUEBA	EQUIPO	PROGRAMA DETALLADO
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	MEGGER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS	EQUIPO MEU	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
TIEMPOS DE OPERACION	MILLIGRAPH	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RESISTENCIA DE CONTACTOS	DUCTER	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	BAUR	CALIBRACION CONEXIONES PROCEDIMIENTO DE PRUEBA



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACURZ, VER.

DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO

ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ

ENERO 1985

DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO.

1.- GENERALIDADES

1.1 Definición

1.2 Normas

1.3 Consideraciones Básicas.

1.3.1 Consideraciones Básicas Técnicas.

1.3.1.1 Seguridad

1.3.1.2 Confiabilidad

1.3.1.3 Simplicidad

1.3.1.4 Flexibilidad

1.3.2 Consideraciones Básicas Económicas.

1.3.2.1 Costo Inicial

1.3.2.2 Costo de operación y mantenimiento.

1.3.2.3 Costo de fallas

1.3.3 Consideraciones Básicas en Areas de Alto Grado de Continuidad de Servicio

2.- INGENIERIA DE DISEÑO.

2.1 Anteproyecto

2.1.1 Análisis de cargas, actual y futura

2.1.2 Características del suministro de Energía Eléctrica.

2.1.3 Centros de carga

2.1.4 Puntos Básicos del Sistema

2.2 Ejemplo

2.2.1 Proyecto original

2.2.2 Alternativa

2.2.3 Análisis Comparativo.

2.2.4 Conclusiones.

3.- PROYECTO DEFINITIVO

3.1 Diagrama Unifilar definitivo

3.2 Corrientes de falla

3.3 Selección de equipo de protección

3.4 Sistema de Tierras

3.5 Alumbrado y Contactos.

3.6 Distribución de Fuerza.

3.7 Sistema de distribución secundaria

3.8 " " " primaria

3.9 Plantas de Emergencia.

3.10 Coordinación de Protecciones

3.11 Corrección del factor de potencia

3.12 Pararrayos

3.13 Instalaciones menores: teléfonos, sonido, intercomunicación, TV en circuito cerrado, alarmas, etc.

4.- ESPECIFICACIONES.

5.- MEMORIA DE CALCULO

6.- PLANOS

7.- RELACION DE EQUIPO Y MATERIALES.

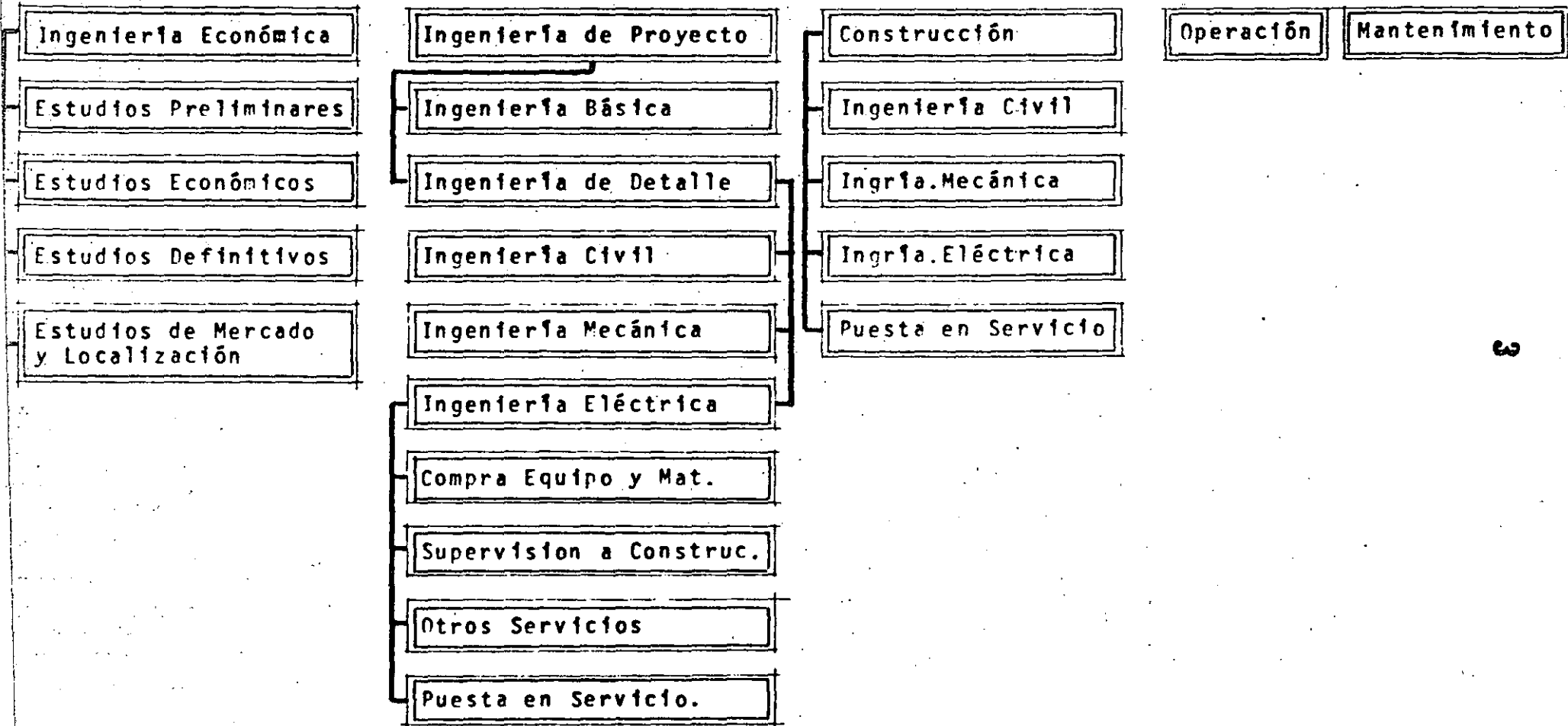
8.- ESTIMACION DEL COSTO.

1.- GENERALIDADES:

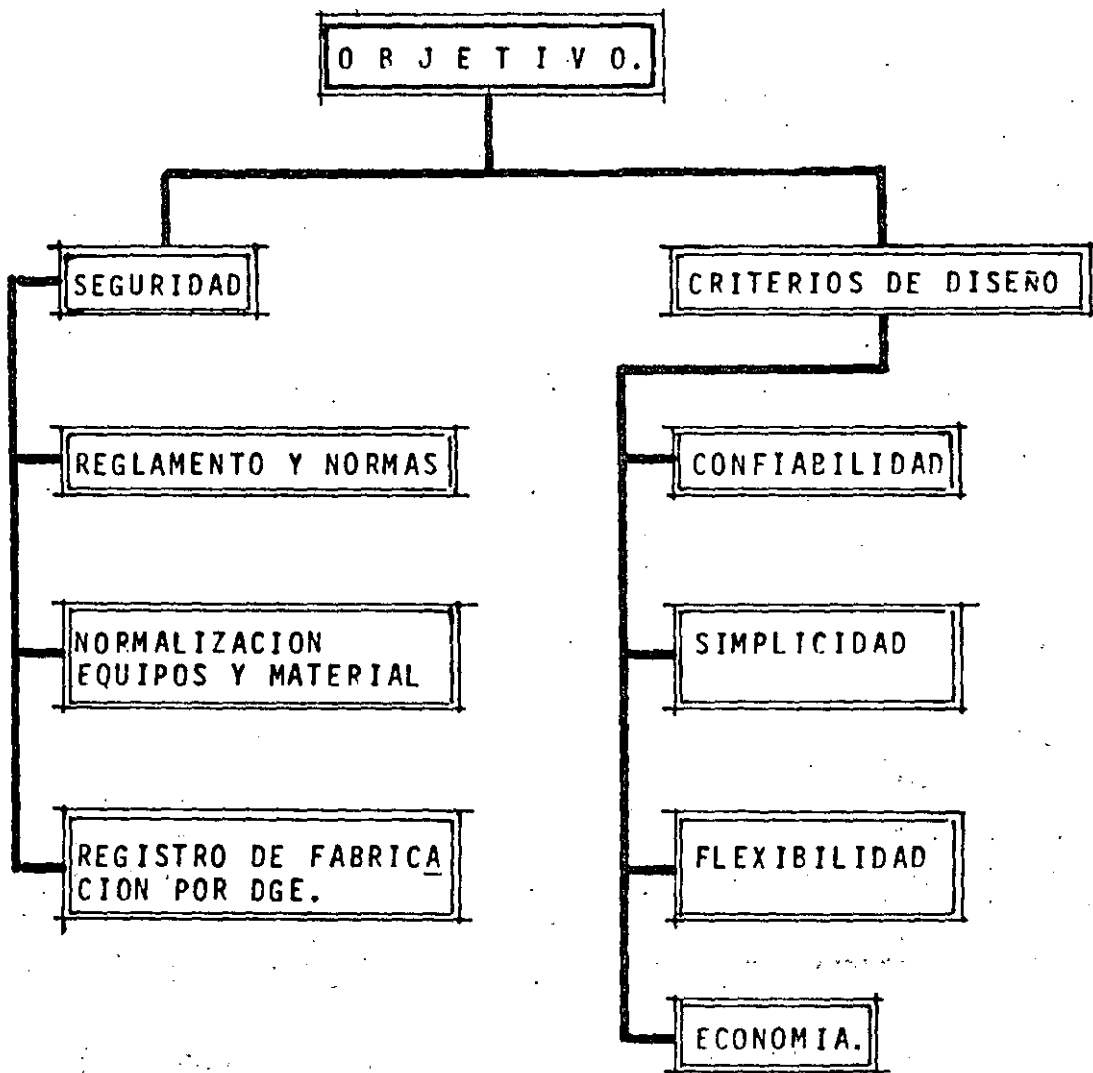
1.1 DEFINICION.

La Ingeniería de Diseño de Instalaciones Eléctricas Industriales permite obtener el sistema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos dentro de un valor económico. Estos requerimientos o necesidades se traducen en dibujos o planos y especificaciones que unidos a una Memoria de Cálculo con lo cual se tiene la información para la adquisición de equipo y materiales, instalación y pruebas de puesta en marcha, así como la consideración de la operación del sistema y su mantenimiento.

INGENIERIA Y CONSTRUCCION.



INSTALACIONES ELECTRICAS.



5

1.3.- CONSIDERACIONES BASICAS.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total, que incluye los aspectos técnicos y económicos. Algunos de los más importantes aspectos a considerar son:

1.3.1 CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

1.3.1.1 Seguridad.- De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

1.3.1.2 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.

1.3.1.3 Simplicidad.- La operación deberá ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento seguros y confiables del sistema de potencia industrial.

1.3.1.4 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 incrementos de carga.

1.3.2 CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS.

1.3.2.1 Costo Inicial.- En base a un análisis económico y siempre bajo la misma base de comparación. El costo inicial debe incluir todas las partes del sistema a comparar.

1.3.2.2 Costo de operación y mantenimiento.

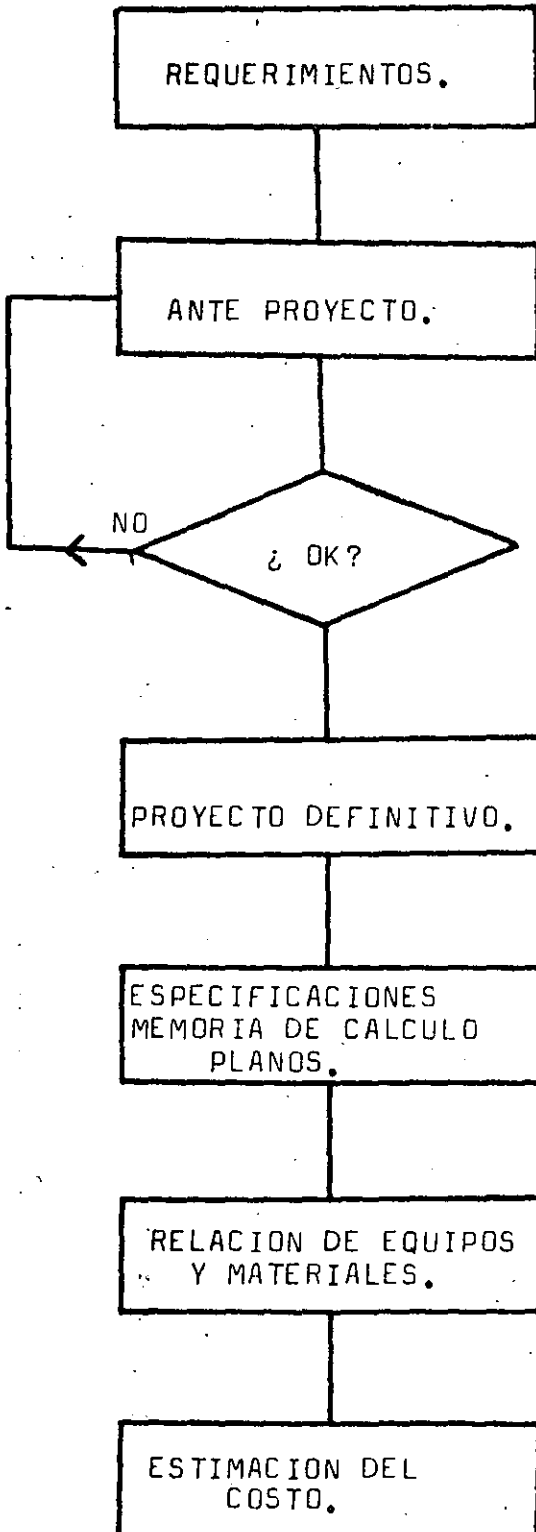
1.3.2.3 Costo de Fallas.

1.3.3 Consideraciones Básicas en áreas de alto grado de continuidad de servicio como son líneas de producción continua y salas de cómputo.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deberán considerar a estas áreas con un sistema.

- . Independiente
- . Exclusivo
- . Redundante

2.- INGENIERIA DE DISEÑO.



2.1.- ANTEPROYECTO

2.1.1 ANALISIS DE LAS CARGAS. ACTUAL Y FUTURA.

- . Naturaleza
- . Magnitud
- . Localización.

Además conocer el proceso de manufactura o producción y estimar cargas no conocidas.

2.1.2 CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA.

- . Voltaje, fases, frecuencia.
- . Capacidad interruptiva MVA.
- . Relación $\frac{X}{R}$
- . Interrupciones en la zona.
- . Acometida aérea o subterránea.
- . Costos de energía. Tarifas.

Iniciar solicitud de presupuesto con CFE ó CLYF para conocer problemas en el suministro.

2.1.3 CENTROS DE CARGA.

Considerar los siguientes criterios:

- . Niveles de tensión
 - . Motores grandes
 - . Agrupar por: zonas
función
 - . Considerar cargas para servicio: Normal
Emergencia
 - . Cargas de alta prioridad de continuidad de servicio
 - . Areas riesgosas
- En esta base calcular centro(s) de carga.

2.1.4 PUNTOS BASICOS DEL SISTEMA.

- . Niveles de voltaje
 - . Distribución Primaria.- En alta tensión.
 - . Distribución Secundaria.- En baja tensión.
- . Configuración del sistema en base a confiabilidad, flexibilidad, etc.
 - . Radial
 - . Secundario selectivo

- . Malla secundaria
- . Otros.
- . Localización y tamaño de Subestaciones.
- . Circuitos de emergencia.
 - . Iluminación
 - . Cargas críticas
 - . Cargas con alto grado de continuidad de servicio.
- . Sistemas combinados de fuerza y alumbrado.
 - . Problemas de parpadeo
 - . Transformadores secos
 - . Luminarios con balastos a 440/257V.
- . Sistema de Tierras.
 - . Sistema con neutro aterrizado.
 - . Sistema de tierras del equipo no conductor de corriente
- . Distribución Secundaria
 - . Tipo y tamaño de alimentaciones
 - . Tipo de canalizaciones
 - . Tipo de protección de circuito corto en circuitos derivados.
- . Regulación de voltaje.
 - . Para variación amplia de voltaje de suministro.
 - . Análisis de cargas sensibles al voltaje.
 - . Uso de reguladores de voltaje.
 - . En el suministro
 - . Individuales
 - . Otros medios; capacitores
- . Protección de circuito corto.
 - . Análisis interruptores Vs fusibles
 - . Previsión de incrementos futuros.
- . Protección contra sobrevoltajes
 - . Características y localización de Apartarrayos.
 - . Protección de máquinas rotativas.
- . Corrección del factor potencia.
 - . Regulación de voltaje y capacidad de corriente en alimentadores por el uso de capacitores.
 - . Localización y capacidad de capacitores. Ahorro por cargas por bajo factor de potencia.
 - . Control de KVAR.

CONSIDERAR LOS SIGUIENTES CRITERIOS:

- NIVELES DE TENSION
- MOTORES GRANDES
- AGRUPAR POR ZONAS Y FUNCION
- POR SERVICIO

NIVELES DE TENSION.- CUANDO SE REQUIEREN DIFERENTES NIVELES DE TENSION EN UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL, LAS CARGAS SON AGRUPADAS DE ACUERDO A ESTOS NIVELES.

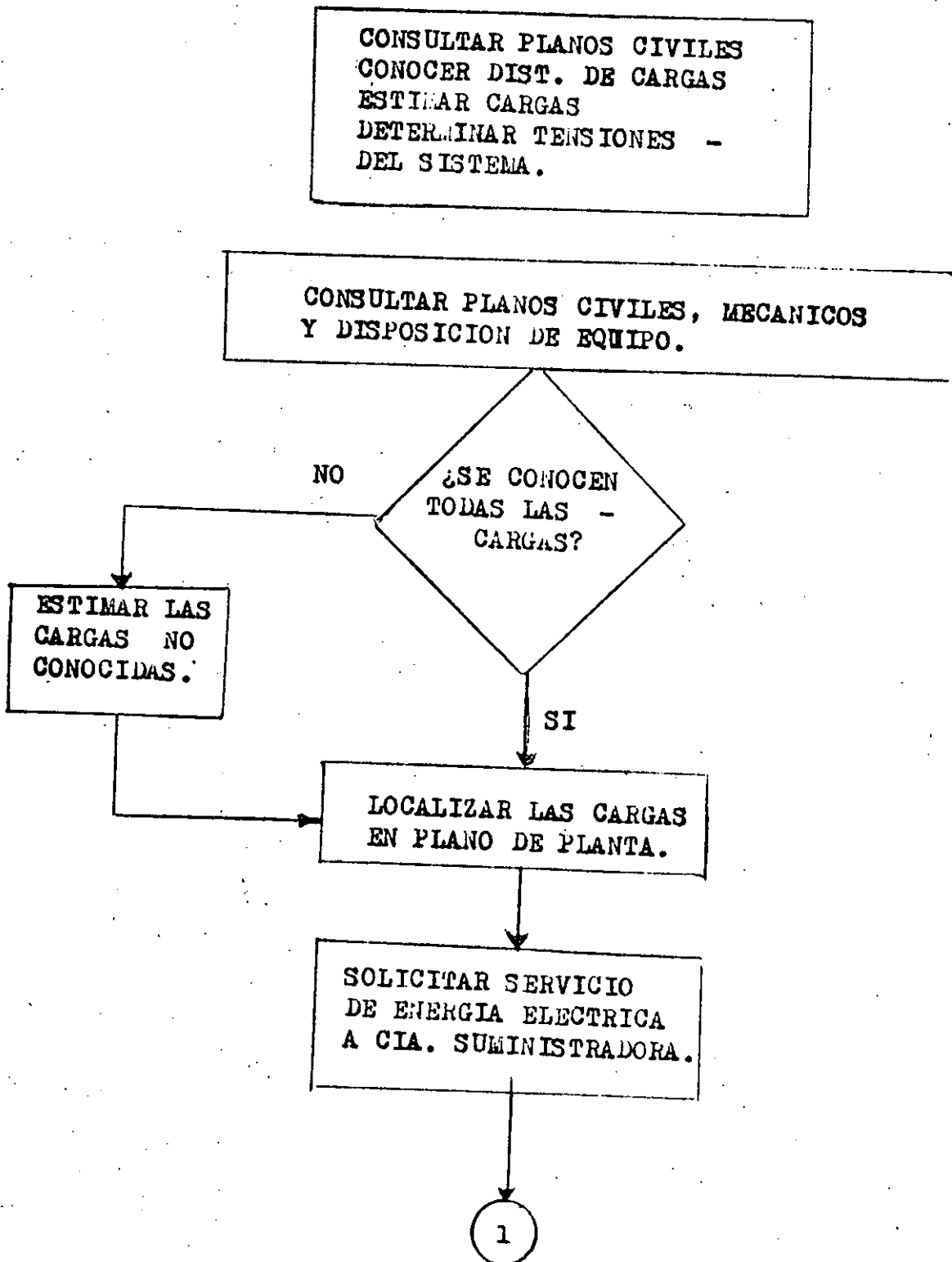
MOTORES GRANDES.- NORMALMENTE INFLUYEN EN LOS NIVELES DE TENSION ESCOGIDOS. SE DEBE CONSIDERAR LA FLUCTUACION DE LA TENSION DURANTE EL PERIODO DE ARRANQUE.

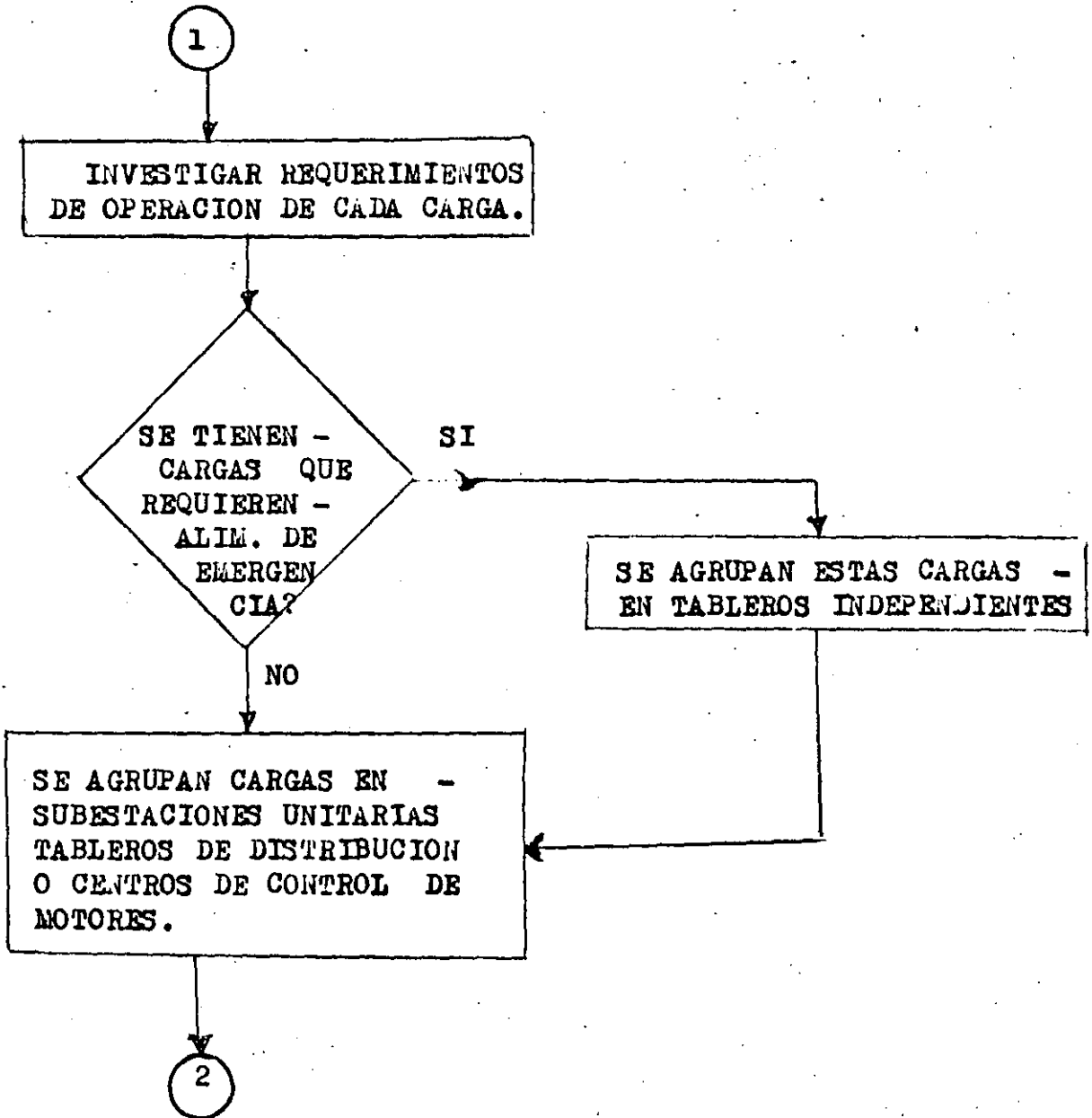
AGRUPACION POR ZONAS.- DE ACUERDO AL ARREGLO QUE SE TIENE DE LAS CARGAS, ESTAS SON AGRUPADAS TAMBIEN POR ZONAS, YA QUE DE NO HACERSE ASI SE TENDRIAN COSTOS MUY ALTOS DE LA INSTALACION DEBIDO A LAS DISTANCIAS QUE SE TENDRIAN DEL CENTRO DE CARGA A LAS CARGAS.

AGRUPACION POR FUNCION.- HAY CARGAS QUE SE PUEDEN CONECTAR DIRECTAMENTE A UN TABLERO DE DISTRIBUCION, MIENTRAS QUE OTRAS REQUIEREN DE DISPOSITIVOS ADICIONALES PARA SU OPERACION (MOTORES) Y QUE GENERALMENTE SE CONECTAN A CENTROS DE CONTROL DE MOTORES.

POR SERVICIO.- EN LA GRAN MAYORIA DE INSTALACIONES INDUSTRIALES SE TIENEN SERVICIOS QUE REQUIEREN DE CONTINUIDAD POR SU IMPORTANCIA, POR LO QUE ESTE TIPO DE SERVICIOS SE AGRUPAN EN LO QUE SE LLAMA SERVICIOS DE EMERGENCIA Y DE ALTA PRIORIDAD DE CONTINUIDAD DE SERVICIO INDEPENDIENTES DE LAS CONSIDERADAS COMO CARGAS DE SERVICIO NORMAL. 5 1/4

AREAS PELIGROSAS.- POR SUS CARACTERISTICAS REQUIEREN DE EQUIPO E INSTALACIONES ESPECIALES E INDEPENDIENTES

SECUENCIA DE UN PROYECTO ELECTRICO INDUSTRIAL



12

2

SE ELABORAN DIAGRAMAS UNIFILARES DE CADA UNA DE LAS SUBESTACIONES, DE LOS TABLEROS DE DISTRIBUCION Y DE LOS CCM'S.

VACIAR DATOS A PLANO DE D.U.

S.E. ELABORA UN DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.

SE SELECCIONA EL ARREGLO, LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES Y SU LOCALIZACION.

SE SELECCIONA LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE LAS PROTECCIONES.

SE ELABORAN ARREGLOS FISICOS DE LAS SUBESTACIONES, TABLEROS Y CCM'S

VACIAR DATOS A PLANOS DE S.E. Y ALIMENTACIONES.

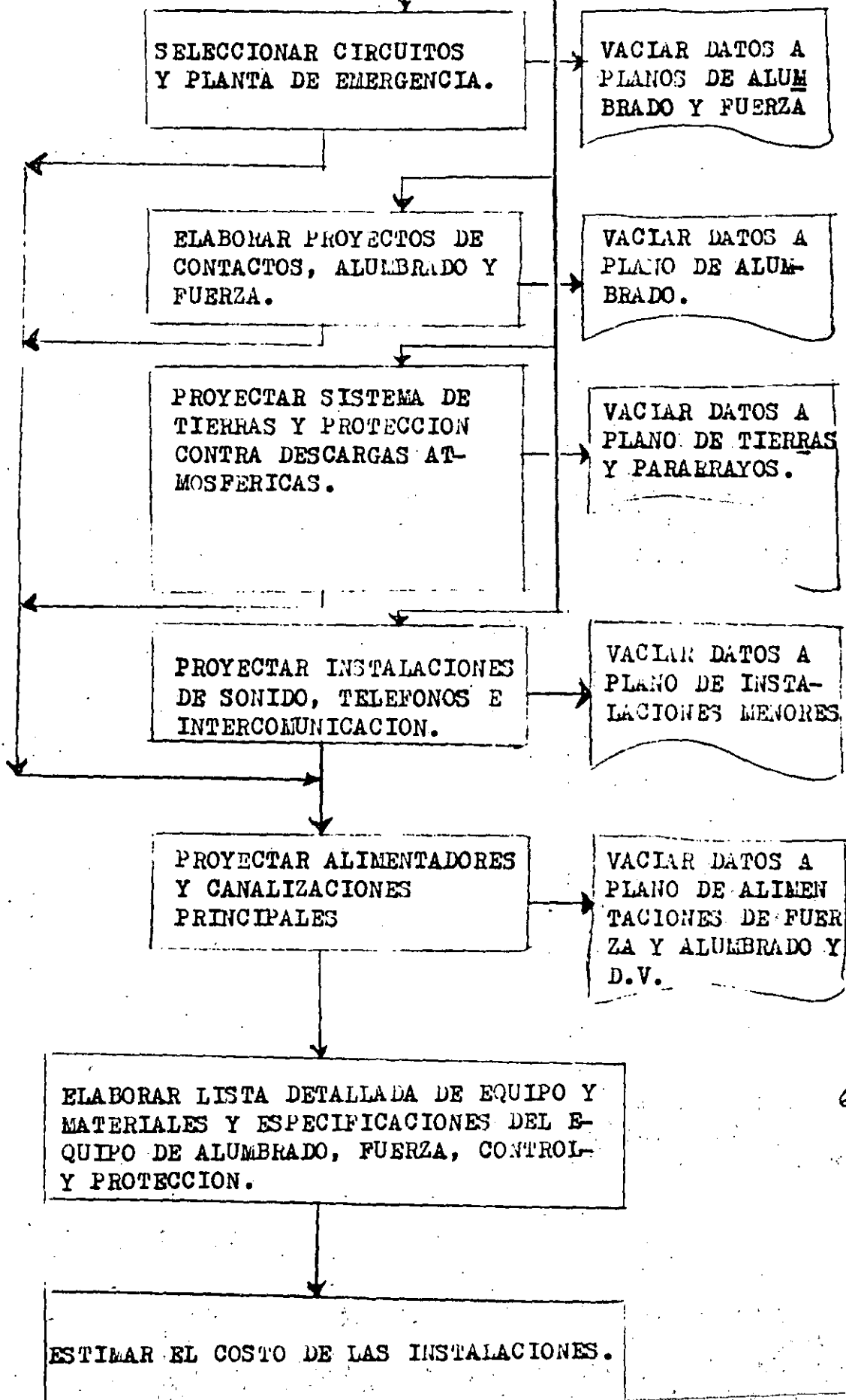
3

3

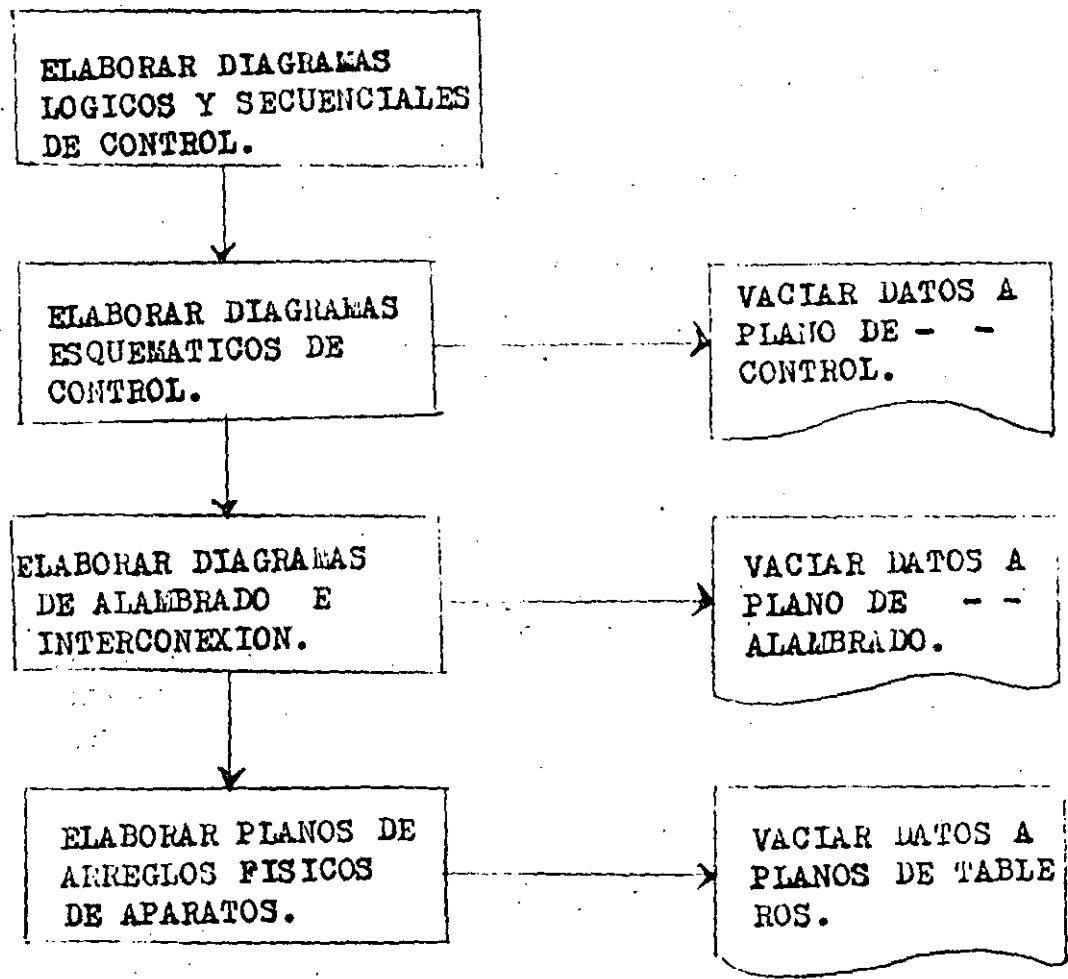
SE ELABORAN LISTAS DE EQUIPO MAYOR Y ESPECIFICACIONES GENERALES. (SE'S Y TABLEROS)

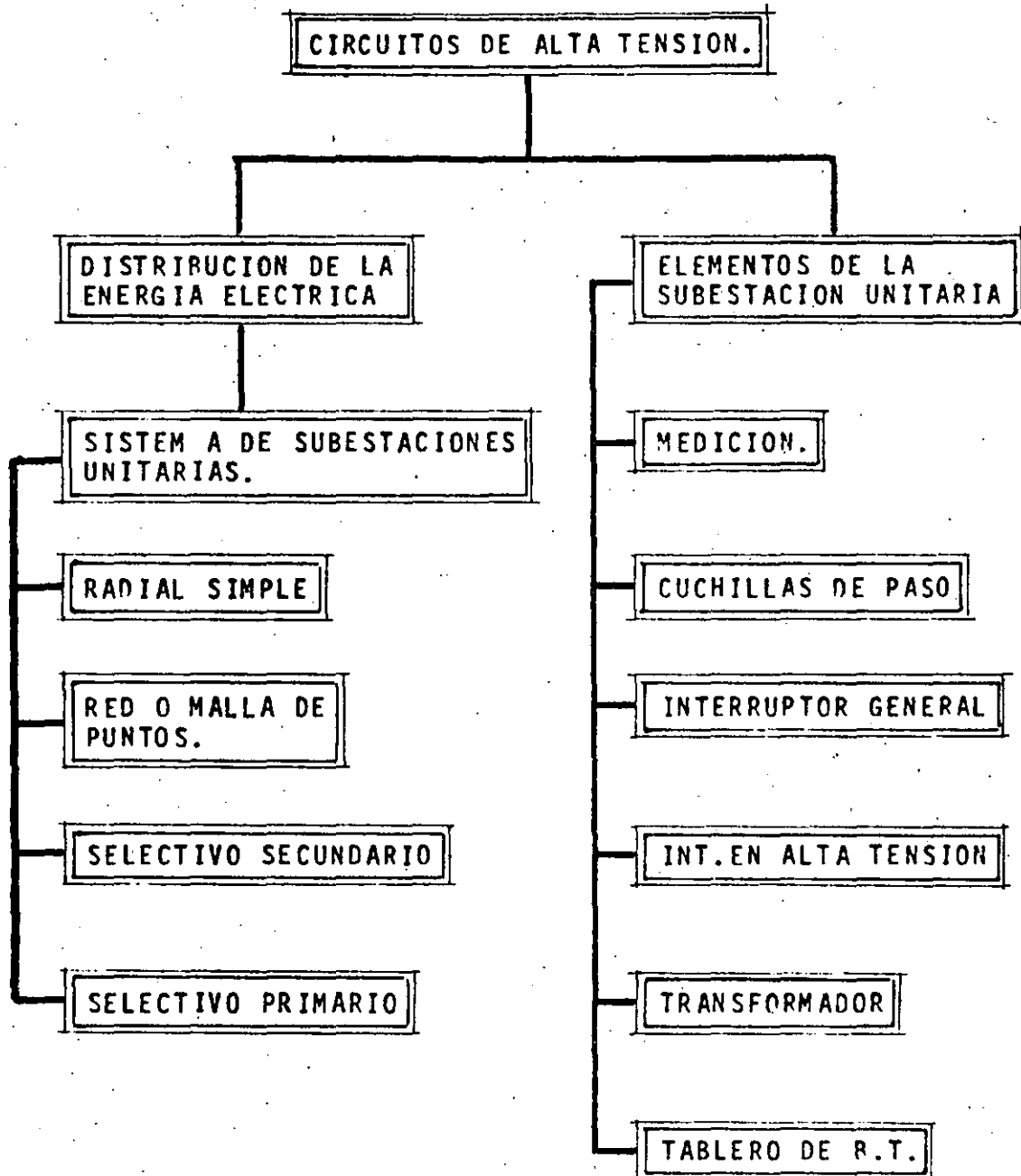
VACIAR DATOS A PLANOS DE S.E. Y ALIMENTACIONES.

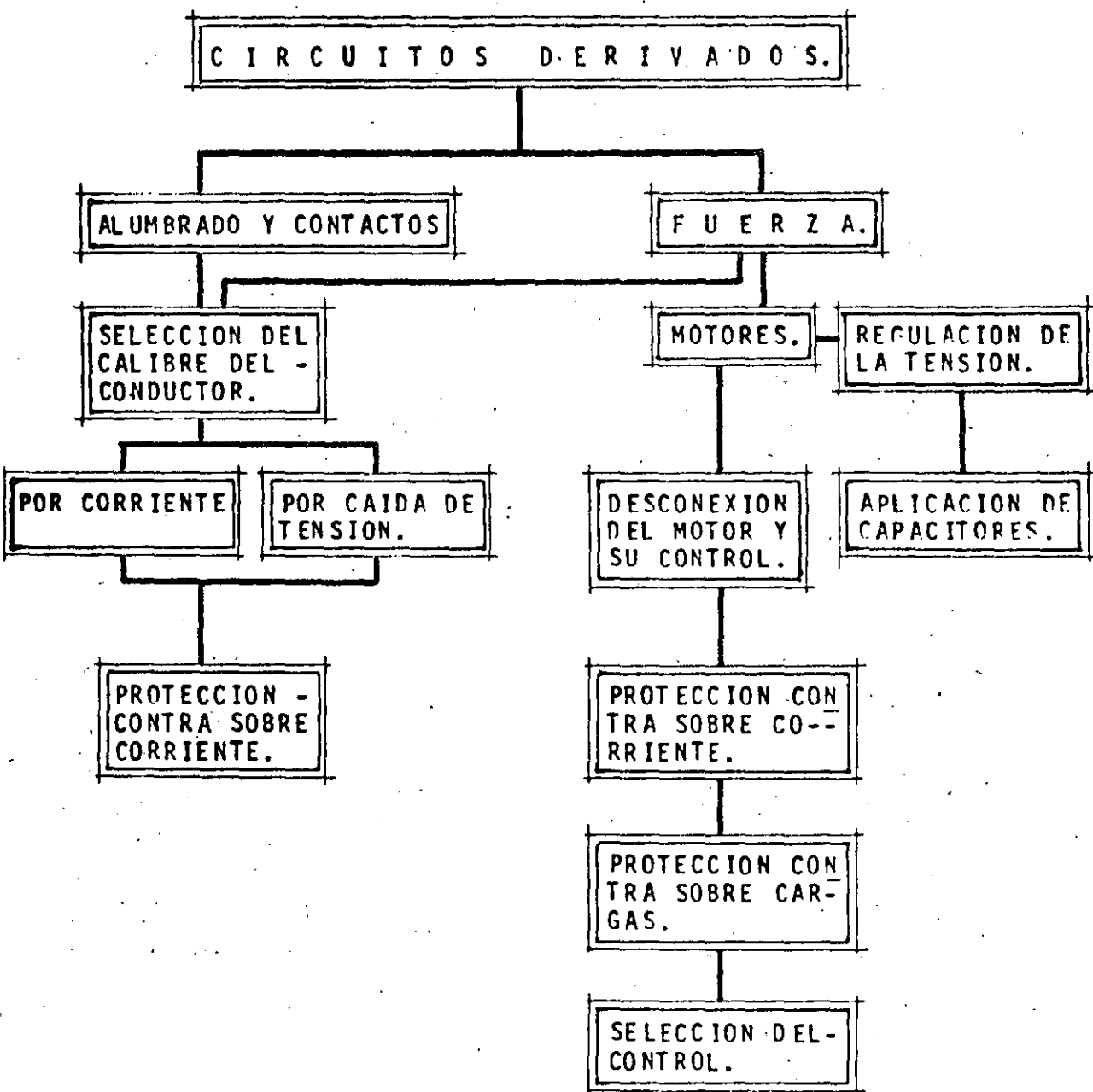
4

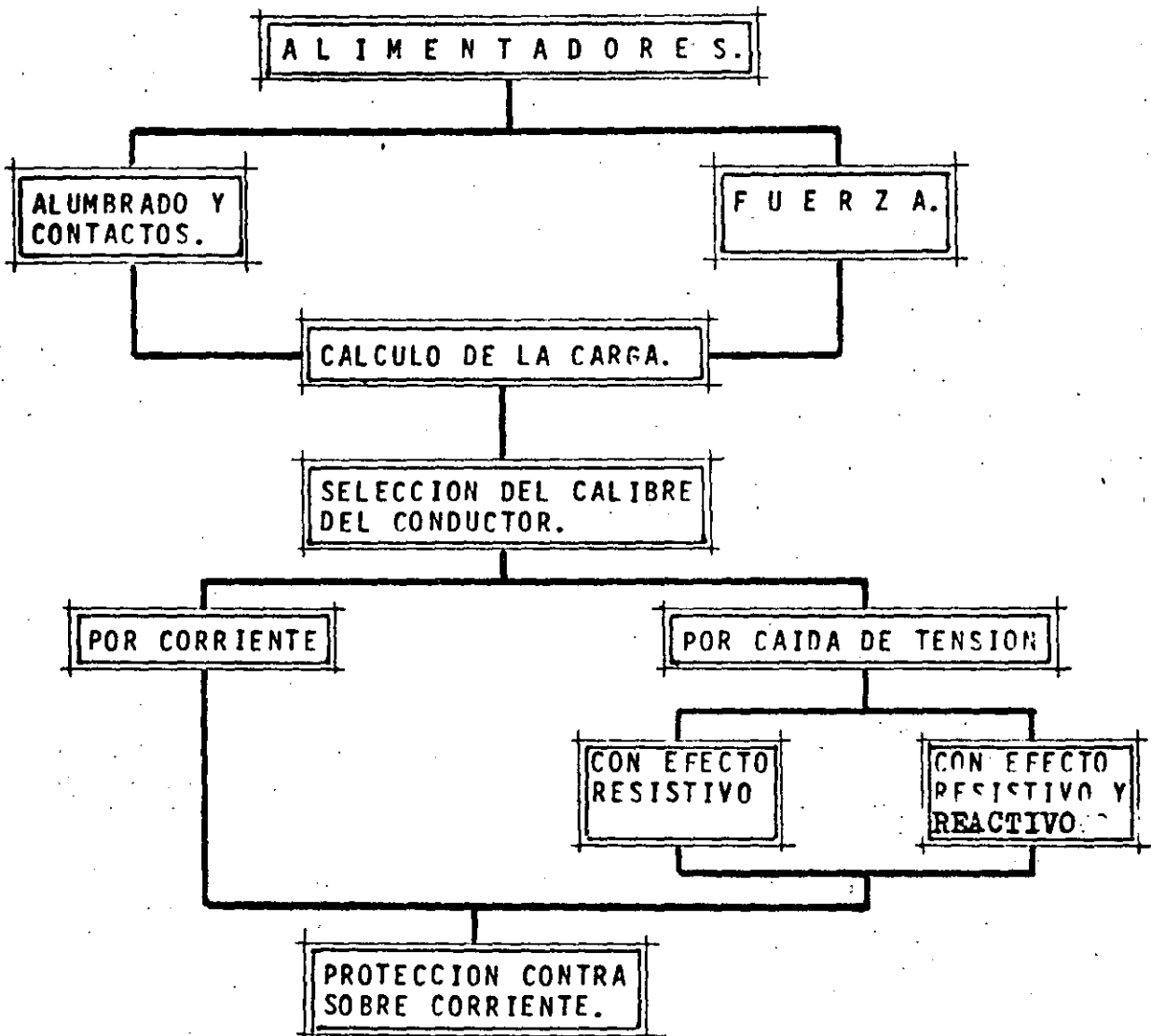


CIRCUITOS DE CONTROL









ANALISIS COMPARATIVO DE INTERRUPTORES Y FUSIBLES.

INTERRUPTORES

FUSIBLES.

- | | |
|---|---|
| 1.- Capacidad para cerrar con seguridad cualquier corriente de carga o circuito corto -- dentro de su capacidad momentánea. | Requiere el uso de un desconectador con carga y fusibles. |
| 2.- Capacidad para abrir con seguridad cualquier corriente hasta su capacidad interruptiva. | Idem anterior. |
| 3.- Interrumpe automáticamente el flujo de corrientes anormales hasta su capacidad interruptiva. | Lo cumple con mayores tolerancias. |
| 4.- Elimina operación monofásica. | No se cumple en algunos equipos |
| 5.- Protecciones ajustables. | Protección fija. |
| 6.- Operación eléctrica.- Para control automático, control remoto, circuitos auxiliares | No lo cumple. |
| 7.- Amplia selección de características tiempo-corriente. | Uso restringido. |
| 8.- Repetición de operaciones -- sin destruir el elemento interruptor. | Se destruye el elemento interruptor. |
| 9.- Mismo grado de protección -- después de operar. | Puede cambiarse. |
| 10.- Mínimo efecto de la temperatura ambiente. | Depende de las condiciones térmicas para activarse. |
| 11.- Velocidad de operación moderada.- Facilita la coordinación de protecciones. | La mayoría de los fusibles operan con rapidez; recomendables para circuitos derivados. |
| 12.- Amplios rangos de corriente. | Capacidades limitadas por consideraciones térmicas. Los fusibles requieren ventilación. |

INTERRUPTORES

13.- Mecánicamente complicados

14.- Son costosos.

FUSIBLES.

Son más simples mecánicamente.

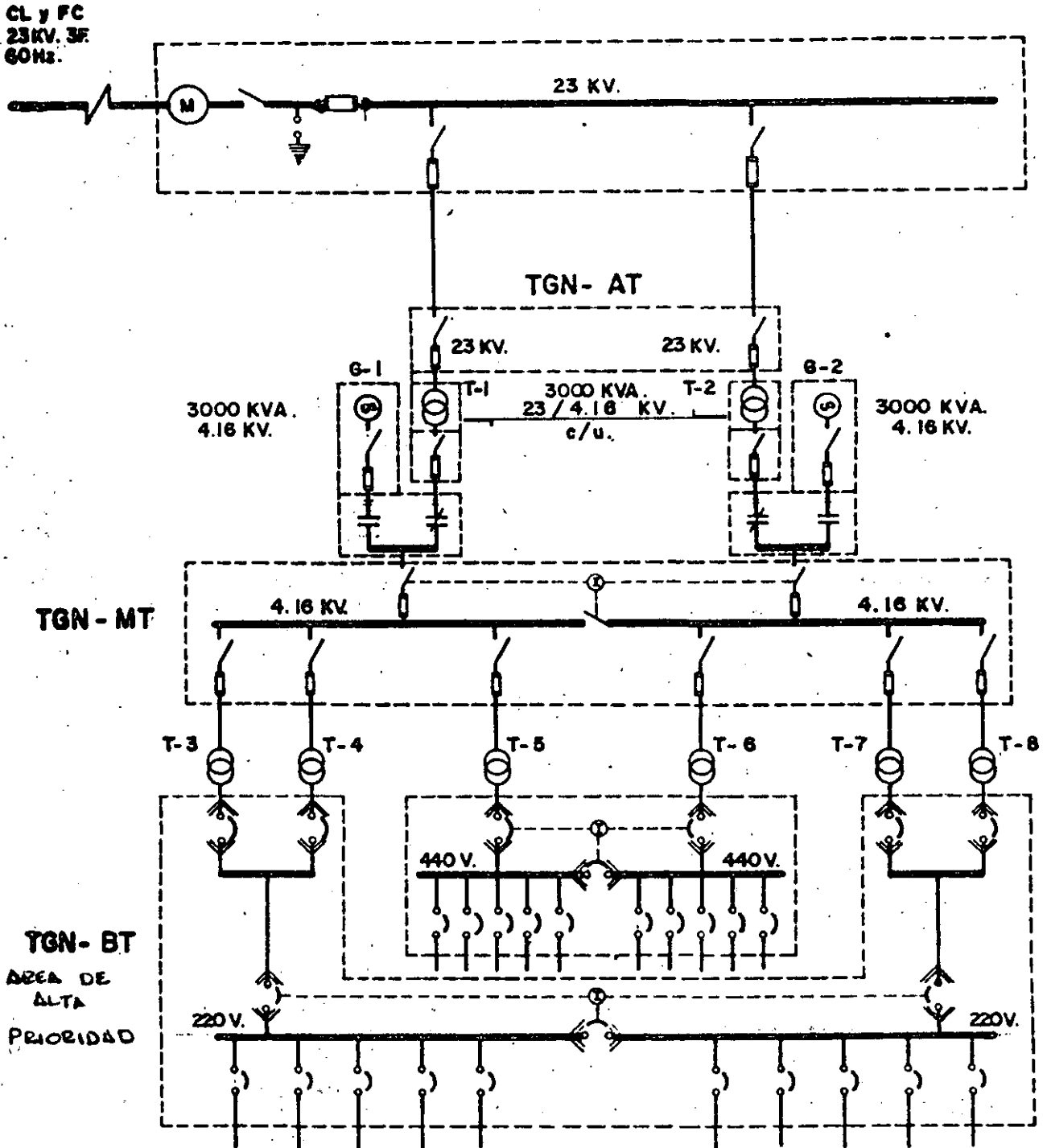
Bajo costo.

2.2.- EJEMPLO

ANALISIS TECNICO ECONOMICO
A NIVEL DE ANTEPROYECTO.

2.2.1 Proyecto Original.

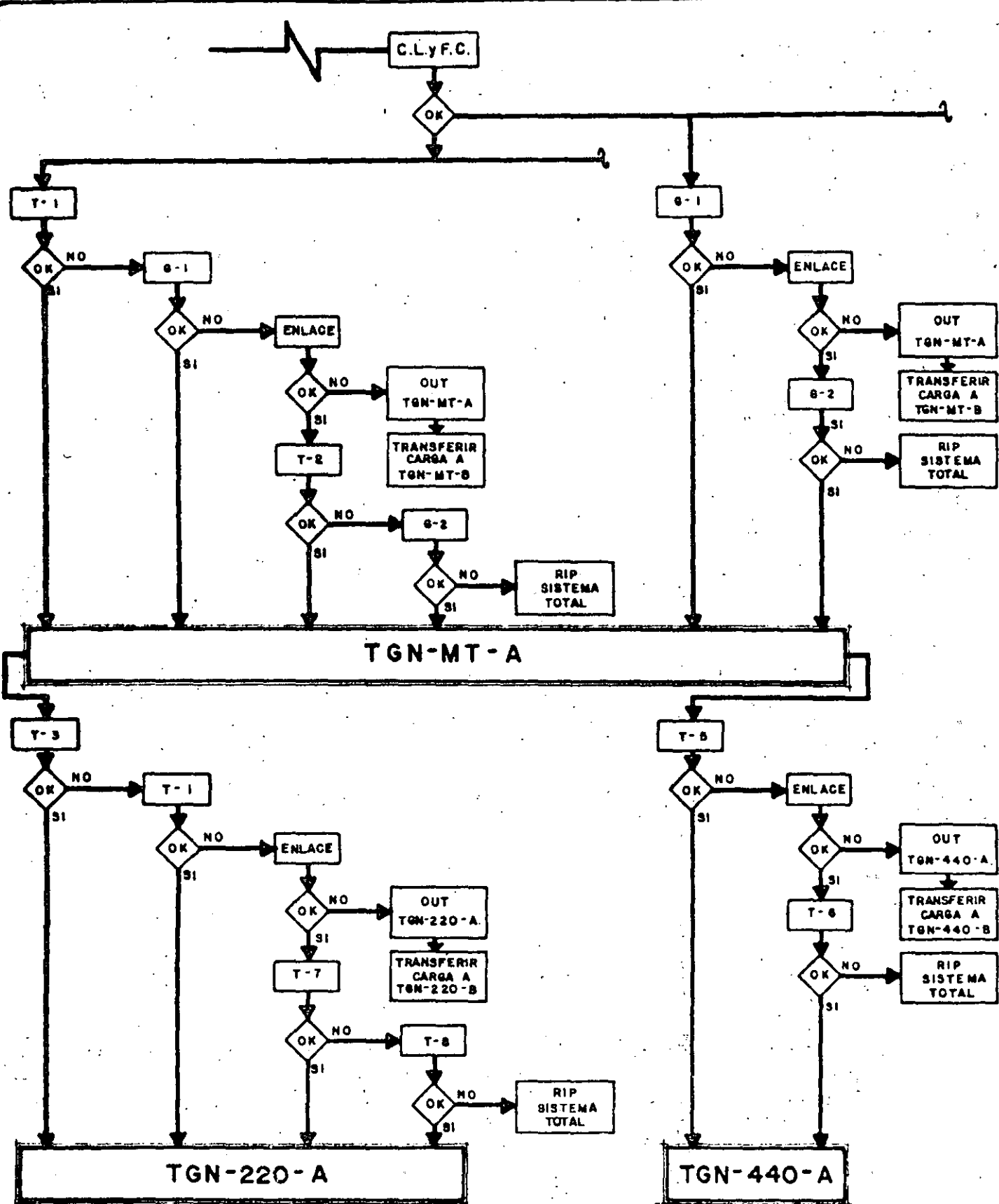
a) Diagrama Unifilar.



TRANSFORMADORES T-3 al T-8 , SON DE 1500 KVA.

2.2.1. Proyecto Original.

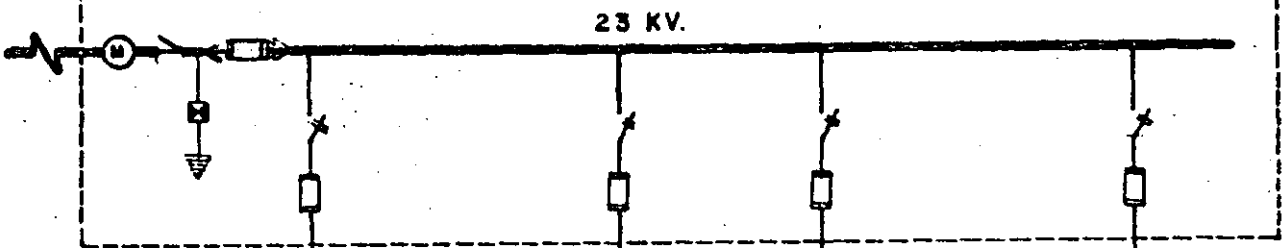
b) Diagrama de Secuencia de Fallas.



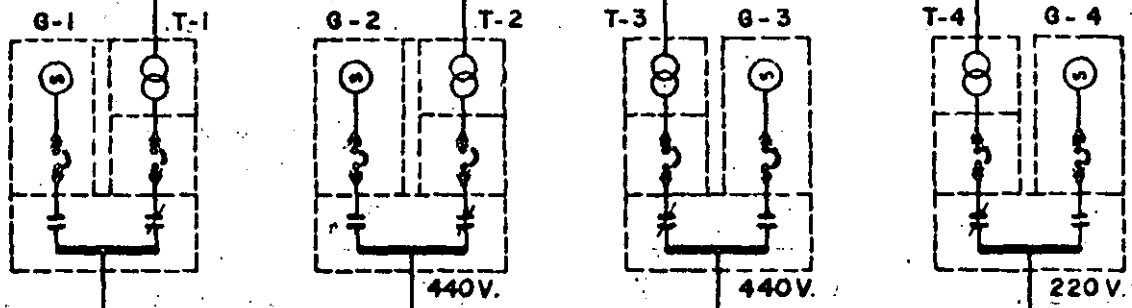
2.2.2 Alternativa.

a) Diagrama Unifilar.

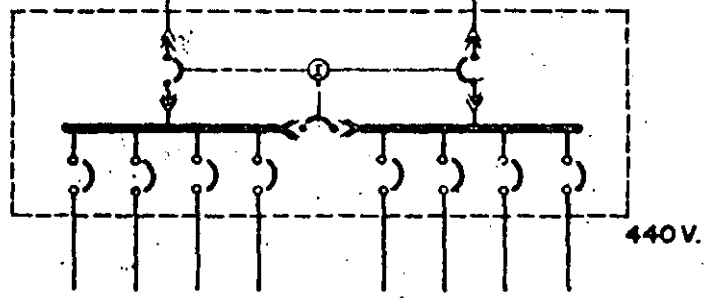
CLy FC
23KV. 3F.
60Hz.



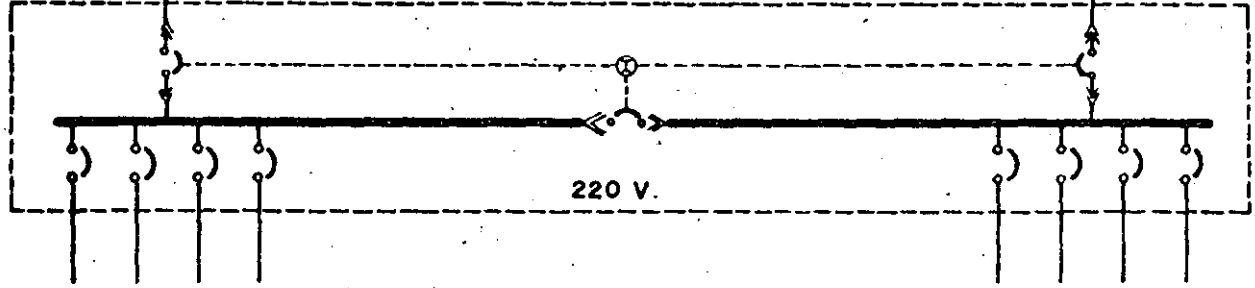
TGN- AT



TGN - BT



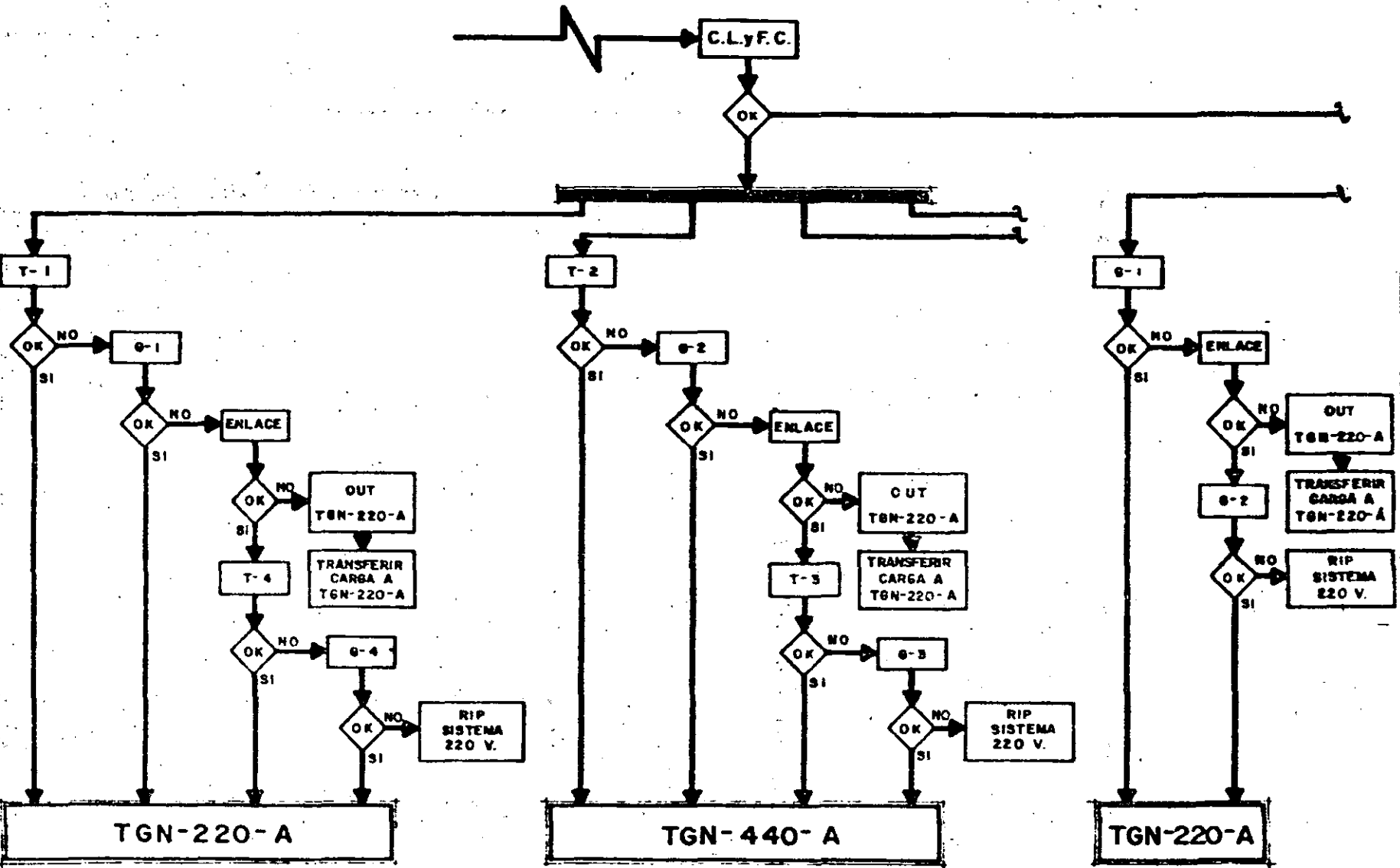
TGN - BT



TRANSFORMADORES DE 1500 KVA. c/u.

GENERADORES DE 1500 KVA. c/u.

b) Diagrama de Secuencia de Fallas.



24
2.2.3 Análisis Comparativo.

2.2.3.1 ANALISIS TECNICO...

a) CONFIABILIDAD.- Continuidad en el servicio.

EQUIPOS	IMPOR- TANCIA	O R I G I N A L			A L T E R N A T I V A		
		CANTI- DAD	CALIFI- CACION %	TO- TAL	CANTI- DAD	CALIFI- CACION %	TOTAL
TRANSFORMADORES	40	8 (15MVA)	50	20	4 (6MVA)	100	40
PROTECCIONES Y TRANSFERENCIAS							
23 KV		4	50	15	8	100	30
4.16 KV	30	11			No hay		
Transferencia		2 (4.16KV)			4 (BT)		
PLANTAS DE EMERGENCIA	25	2 (6 MVA)	100	25	4 (6MVA)	50	125
ALIMENTACIONES 23 KV.	5	2	100	5	4	50	2.5
T O T A L	100			65			85

2.2.3 Análisis Comparativo.

b) . . SEGURIDAD

EQUIPO	IMPOR- TANCIA	ORIGINAL		ALTERNATIVA	
		CALIFI- CACION %	TOTAL	CALIFI- CACION %	TOTAL
SISTEMA DE TIERRAS	30	85	25.5	70	21.0
TABLEROS BLINDADOS	10	0	0	30	3
EQUIPOS DE ALTA TENSION	10	100	10.0	50	5
OPERACION	50	50	25.0	100	50
TOTAL	100		60.5		79

c) SIMPLICIDAD

EQUIPO	IMPOR- TANCIA	ORIGINAL		ALTERNATIVA	
		CALIFI CACIÓ N %	TOTAL	CALIFI CACIÓ N %	TOTAL
<u>OPERACION</u>					
TRANSFORMADORES PLANTAS DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACION	60	60	36	100	60
<u>MANTENIMIENTO</u>					
TRANSFORMADORES PLANTAS DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACION	40	60	24	50	20
TOTAL	100		60		80

d) FLEXIBILIDAD

EQUIPOS	IMPOR- TANCIA	ORIGINAL		ALTERNATIVA	
		CALIFI- CACION	TOTAL	CALIFI- CACION	TOTAL
<u>OPERACION</u> TRANSFORMADORES PLANTAS DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACION	60	100	60	100	60
<u>MANTENIMIENTO</u> TRANSFORMADORES PLANTA DE EMERGENCIA PROTECCIONES LINEAS DE ALIMENTACIONES	30	50	15	100	30
<u>AMPLIACIONES</u> MODIFICACIONES CARGA FUTURA	10	100	10	100	10
T O T A L	100	-	85	-	100

2.2.3.2 ANALISIS ECONOMICO.- Estimación de precio de Equipo *

	ANTEPROYECTO ORIGINAL	ALTERNATIVA
TRANSFORMADORES	35	22
EQUIPO DE ALTA TENSION 23 KV	15	7
EQUIPO DE MEDIA TENSION 4.16 KV	29	-
EQUIPOS DE BAJA TENSION	<u>40</u>	<u>37</u>
SUBTOTAL	119	66
PLANTAS DE EMERGENCIA	<u>482</u>	<u>527</u>
T O T A L	601	593

* MILLONES DE PESOS.

EVALUACION	IMPORTANCIA	ANTE PROYECTO ORIGINAL.		ALTERNATIVA.	
		CALIFICACION TOTAL		CALIFICACION	TOTAL
EQUIPO		%		%	
VARIOS	100	98	98	100	100

2.2.3.3 RESUMEN

CONCEPTO	IMPOR- TANCIA	ORIGINAL		ALTERNATIVA	
		CALIFI- CACION %	TOTAL	CALIFI- CACION %	TOTAL
CONFIABILIDAD	35	65	23	85	30
ECONOMICO	20	98	19	100	20
SEGURIDAD	20	61	12	79	16
SIMPLICIDAD	15	60	9	80	12
FLEXIBILIDAD	10	85	9	100	10
TOTAL	100		72		88

20.

2.2.4 Conclusiones

Acorde a la importancia y a la experiencia, los análisis cualitativo y cuantitativo de los factores y/o -- características del sistema eléctrico indicados, concluimos -- y recomendamos la transformación directa de 23000V a 440/220V. sin tensión intermedia.

5.- MEMORIA DE CALCULO.

a).- CALCULO DE ILUMINACION.- METODO DEL LUMEN.

DEPARTAMENTO	Nivel de Ilum.	Unidad Holophone Cat No.	DIMENSIONES (m)				AREA m ²	I.C.	C.U.	F.A.I.	Lumens en Servicio	NUMERO DE UNIDADES						Total
			L	A	H	H _m						75W	100W	150W	200W	300W	500W	
Calib. e Inyectores.	200	684-AL	18.75	12.00	4.40	4.40	225.00	E.	0.61	0.85	87,000			26.4			24	
Lavado de Piezas.	150	02480	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.49	0.80	28,700			8.7			8	
Lavado de Filtros.	150	684-AL	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.53	0.85	25,000			7.6			8	
Cobrería	150	684-AL	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.53	0.85	25,000			7.6			8	
Depto. de Aire.	150	684-AL	12.00	6.25	4.40	4.40	75.00	H.	0.51	0.85	25,000			7.6			8	
Cuarto de Herramienta.	100	684-AL	12.00	4.25	4.40	4.40	51.00	I.	0.49	0.85	12,300			3.7			4	
Oficina Almacénista.	175	S-5540	10.00	6.00	4.40	3.30	60.00	G.	0.49	0.80	26,700			5.1			6	
Oficina Mayordomo.	175	S-5540	6.00	5.00	4.40	3.30	30.00	H.	0.45	0.80	14,600			4.4			4	
Supte. Almacén.	100	615	15.50	12.00	4.40	3.50	186.00	D.	0.65	0.85	31,700		14.0				18	
Pailería.	150	684-AL	12.00	5.00	4.40	4.40	60.00	J.	0.49	0.85	21,600			4.2			4	
Carpintería y Pintura.	150	684-AL	6.00	5.00	4.40	4.40	30.00	I.	0.49	0.85	10,800			2.2			2	
Baterías.	150	684-AL	12.50	12.00	4.40	4.40	150.00	F.	0.58	0.85	45,700			9.1			10	
Equipo en Inspección.	200	685-AL	6.00	5.00	4.40	3.50	30.00	H.	0.51	0.85	11,400					1.5	2	
Taller Eléctrico.	200	684-AL	16.00	10.00	4.40	4.40	160.00	F.	0.58	0.85	65,000			12.8			15	
Oficina de Control.	175	S-5540	10.00	6.00	4.40	3.30	60.00	G.	0.49	0.80	26,700			5.1			6	
Instrumentos Eléctricos	100	620	6.00	5.00	4.40	3.50	30.00	H.	0.51	0.80	7,150			2.2			2	
Regaderas.	50	02470	6.00	5.00	4.40	3.50	30.00	H.	0.55	0.80	3,150	2.2					2	
W.C. Lavabos, Mingitorios	50	615	12.00	5.00	4.40	3.50	60.00	G.	0.57	0.80	6,590		2.8				3	
W. C. y Baños.	50	615	3.25	1.75	3.00	3.00	9.75	J.	0.40	0.80	1,520	1.0					1	
Ofna. M. Mecánico	175	S-5540	6.50	6.00	4.40	3.30	39.00	H.	0.45	0.80	19,000			3.8			4	
Ofna. Ing. Mecánico	175	S-5540	6.50	6.00	4.40	3.30	39.00	H.	0.45	0.80	19,000			3.8			4	
Empleados.	100	615	6.50	6.00	4.40	3.55	39.00	H.	0.55	0.80	9,550		4.0				4	
Pasillo N-3	50	615	52.00	4.00	4.40	5.50	208.00	F.	0.57	0.80	22,800			9.5			10	
Pasillo E-0	50	615	12.00	4.00	4.40	3.50	48.00	F.	0.57	0.80	5,300			2.2			3	

Tabla No. 3

5.- MEMORIA DE CALCULO.

b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	H P	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Bra. de Pot.	Mom. (+)	Mom. (-)	Signo	Bra. de Pot.	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	+	150.0	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		+	43.8	21.9	
16	1/16		0			+	4.1	2.1	
17	5	+	2.0	10.0		+	36.0	180.0	
18	5	+	4.0	20.0		+	36.2	131.0	
19	5	+	1.0	5.0		+	39.0	145.0	
20	1/2	+	6.3	3.2		+	31.0	14.0	
21	1/4		0			+	7.2	6.8	
22	11/2	+	1.5	2.3		+	31.0	30.5	
23	1	+	1.5	1.5		+	31.0	23.0	
24	11/2	+	1.5	2.3		+	31.0	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		1119.0
28	19.24KW								
29	0.75KW								
30	1/3	+	10.4	3.47		-	31.0		16.7
31	1	-	2.5		2.5	-	31.0		49.0
32	0.9	-	4.5		4.1	-	49.0		44.1
33	1/4	-	9.4		2.4	-	37.5		12.4
34	80W								
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	+	35.6	17.8					
43	1	+	35.6	35.6					
44	2	+	35.6	71.2					
45	1/4	+	62.6	15.7		+	47.6	11.9	
46	15	+	63.0	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	Eje de Pol.	Momento(+)	Mom.(-)	Signo	Eje de Pol.	Momento(+)	Momento(-)
49	1	+	64.0	64.0		+	40.9	40.9	
50	1	+	64.0	64.0		+	34.7	34.7	
51	1/2	+	64.0	32.0		+	14.2	14.2	
52	1/2	+	64.0	32.0		+	7.9	7.9	
53	1/2	+	64.0	32.0		+	1.8	1.8	
54	1	+	62.0	186.0		-			15.0
55	1/4	+	62.0	15.5		-			1.3
56	7 1/2	+	64.5	483.8		+	33.8	33.8	
57	7 1/2	+	64.0	480.0		-			63.8
58	1/2	+	64.0	32.0		-			7.9
59	2	+	64.0	128.0		-			44.0
60	1/2	+	75.0	37.5		-			16.8
61	30	+	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		-			23.0
66	30	+	56.5	1,695.0		-			921.0
67	1/2	+	72.0	36.0		-			15.4
68	3	+	9.5	28.5		-			205.5
69	11/2	+	9.5	14.3		-			93.8
70	1/4	+	10.0	2.5		-			15.7
71	2	+	9.0	18.0		-			142.0
72	2	+	11.5	23.0		-			142.0
73	7 1/2	+	9.0	67.5		-			555.0
74	7 1/2	+	11.5	86.3		-			555.0
75	11/2	+	13.4	20.1		-			67.5
76	1/2	+	13.4	6.7		+		2.0	
77	1/2	+	15.3	7.7		-			52.0
78	1/2	+	15.3	7.7		-			52.0
		+		10,034.37	459.00	+		16,478.14	4,340.9
	375.2	+	25.5	9,575.37		+		12,137.24	
A	31.5Kv	+	45.0	1,417.5		-			885.1
B	31.5	+	45.0	1,417.5		+		885.15	
C	28.9	+	28.5	823.7		-			716.7
D	28.9	+	28.5	823.7		+		716.7	
E	28.9	+	0	0		-			832.3
F	17.0	+	13.0	221.0		+		416.5	
G	19.15	+	12.0	229.8		+		34.5	
e	8.4	+	45.0	370.0		-			236.0
b	9.3	+	45.0	418.5		+		261.3	
c	27.8	+	28.5	792.3		-			689.4
d	26.4	+	28.5	752.4		+		654.7	
e	13.2	+	0	0		-			380.2
f	7.85	+	5.5	43.2		+		197.0	
		+		7,309.60		+		3,165.85	3,748.7
	278.80	+	26.2	7,309.60		-			582.9

C2)- DISTRIBUCION GENERAL

F U E R Z A

ALIM. Nº	125 l/m	I M _m	F.D.	I _T	COND. Nº	L(m)	r(Ω/Km)	r'Ω	x(Ω/Km)	x'Ω	T.Cond. mm.	e _r	e _%
F 1	49.80	53.52	1.00	103.32	4/0	190	0.1608	30.6x10 ⁻³	0.1275	24.2x10 ⁻³	64	6.98	3.17
F 2	223.00		1.00	223.00	500 MCM	160	0.0680	10.9x10 ⁻³	0.1150	18.4x10 ⁻³	75	8.21	3.73
F 3	37.50	55.34	0.75	79.00	2	60	0.5127	35.8x10 ⁻³			31	4.90	2.23
F 4	18.70	51.60	0.75	57.40	6	26	1.2960	33.3x10 ⁻³			25	3.35	1.52
F 4	18.70	36.00	0.80	47.50	6	20	1.2960	25.9x10 ⁻³			25	2.13	0.97
F 5	91.80		1.00	91.80	2	85	0.5127	43.5x10 ⁻³			31	6.90	3.13
F 6	4.37	7.80	1.00	12.17	8	106	2.0610	218.0x10 ⁻³			19	4.66	2.13
F 6	11.45	52.25	0.50	37.57	8	20	2.0610	41.2x10 ⁻³			19	2.52	1.15
F 7	50.00	20.50	0.75	65.38	4	55	0.8152	44.8x10 ⁻³			31	5.07	2.30
F 8	25.40	35.92	0.75	55.04	4	78	0.8152	63.7x10 ⁻³			31	6.05	2.74
F 9	96.20	106.00	0.50	149.20	3/0	35	0.2028	7.1x10 ⁻³			51	1.83	0.83
F 10	96.50	3.90	1.00	100.40	1/0	75	0.3224	24.2x10 ⁻³			51	4.19	1.90
F 11	23.70	58.50	0.70	64.65	2	115	0.5127	59.0x10 ⁻³			31	6.60	3.00
F 12	65.00		1.00	65.00	2	130	0.5127	61.8x10 ⁻³			31	7.51	3.42
F 13	65.00		1.00	65.00	4	85	0.8152	69.2x10 ⁻³			31	7.80	3.55
D. E.	65.00		1.00	65.00	4						31		

FECHA : _____
 OBRA : _____

TABLERO: _____

LOCALIZADO EN : _____
 ALIMENTADO DE : _____

A _____ m. de longitud _____ F, _____ H, _____ V _____ caída de tensión.

CORRIENTE DE REGIMEN

CARGA CONECTADA _____ X FACTOR _____ = _____ Demanda máxima.

Motor Mayor.	_____	A X 1.25	=	_____	A
Suma otros motores.	_____	A X _____ demanda	=	_____	A
Reserva.	_____	A X 1	=	_____	A
T o t a l.	_____	A	=	_____	A= I _c

PROTECCION

Protección del Motor Mayor.	_____	A	
Suma otros motores.	_____	A	(demanda)
Reserva.	_____	A	
T o t a l.	_____	A	
INTERRUPTOR PRINCIPAL	_____	A	

CALCULO DEL ALIMENTADOR.

A).- POR DENSIDAD DE CORRIENTE:

• CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

• FACTOR DE AGRUPAMIENTO. FA= _____

• FACTOR DE TEMPERATURA. FT= _____

• CORRIENTE EQUIVALENTE. $= I' = \frac{I}{FA \cdot FT} = \underline{\hspace{2cm}} = A$

• CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: _____ AWG.
 AISLAMIENTO THW QUE TIENE UNA CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE DE _____ A (PARA _____ A _____ CONDUCTORES).

O B R A

HOJA N°

34

RELACION DE CONCEPTOS

INSTALACION

FECHA

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	<p>SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTO, - montaje autosoportado. para servicio NEMA -- KV. con barras generales de</p> <p>A normales, 3 fases, 3 hilos, 60 Hz. para soportar esfuerzos de circuito corto de MVA simétricos en KV. deberá contar con barra de tierra a lo largo de las culpas. Construída en secciones de lámina 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, tendrán ventanas con cristal inastillable para soportar sobre presiones internas eventuales hasta de 0.42 Kg/cm². para observar su interior. El acabado será con un tratamiento previo de desengrasado y , pintura anticorrosiva y pintura de color , la Subestación estará formada por los siguientes gabinetes de</p> <p>Pza.- Gabinete para contener el equipo de medición de la compañía suministradora de energía; con placa lateral desmontable.</p> <p>Pza.- Gabinete para cuchilla de servicio A, KV. catálogo , 3-polos, un tiro, operación sin carga, por medio de palanca desde el frente del</p>				

RELACION DE CONCEPTOS

INSTALACION

FECHA

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	<p>gabinete, con portacandado - en las posiciones abierto - cerrado y con bloqueo mecánico que impida su apertura - si antes no se desconecta - el seccionador principal.</p> <p>Pza.- Gabinete para interruptor principal -- A, KV., Catálogo -- , 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 MVA de capacidad interruptiva simétrica a KV., marca , equipado con dispositivo para disparar tripolarmente el interruptor cuando opera alguno de los fusibles; con seguro mecánico para evitar abrirla puerta si no está desconectado el interruptor; con un juego de apartarrayos autoválvulares, para operación a m.s.n.m. para sistema con neutro sólidamente conectado a tierra, - KV, marca Cat. -</p> <p>Pza.- Gabinete para interruptor derivado A., KV. catálogo , 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 MVA. de capacidad interruptiva simétrica a KV. marca , equipado para disparar tripolarmente el -</p>				

RELACION DE CONCEPTOS

INSTALACION

FECHA

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	<p>interruptor cuando opera al gungo de los fusibles; con - seguro mecánico para evitar abrir la puerta si no está- desconectado el interrup--- tor.</p>				
	<p>Pza.- Placa lateral des-- montable.</p>				
	<p>Pza.- Gabinete de- acoplamiento a transforma-- dor, con las barras y sopor tes necesarios para conec-- tar con las terminales de - KV. del transformador.</p>				
	<p>Fusibles limitadores de co- rriente MVA, de capaci-- dad interruptiva simétrica- a KV. marca de: A, Pza. Cat. A, Pza. Cat. A, Pza. Cat. A, Pza. Cat. A, Pza. Cat.</p>				
	<p>La subestación será proba- da de acuerdo a normas - lo requerido por el Re- glamento de Instalaciones- Eléctricas y sus Normas -- Técnicas en vigor y garanti- zada por un año contra to- do defecto de manufactura.</p>				Pza.
	<p>Pza.- Gabirete de - cuchillas de prueba a base de 3 juegos de cuchillas - A, KV, catálogo - - tres polos, un ti- ro, operación sin carga -- por medio de volante desde el frente del gabinete.</p>				

SUBESTACION ELECTRICA TIPO COMPACTA.

2 NOMENCLATURA DE LA SUBESTACION.

3 Servicio: Interior () Exterior ()

4 NEMA: 1.- Servicios generales { }
2.- A prueba de goteo { }
3.- Servicio intemperie { }
3R.- A prueba de lluvia { }
4.- Hermético al agua y al polvo. ()
4X.- Hermético al agua, polvo y resistente a la corrosión. { }
5.- Hermético al polvo. { }
12.- Uso industrial, hermético al polvo y al goteo. { }

5 Clase de aislamiento: 7.5KV () 25KV () KV ()
15KV () 34.5KV ()

6 Barras Generales: Material: Cobre electrolítico { }
Aluminio { }
7 Capacidad: 400A () 800A () A ()
600A () 1200A ()

8 Capacidad de circuito corto.- Investigar o calcular capacidad a la tensión de servicio 1000 MVA a 23 KV

9 Tratamiento: bonderizado ()
tropicalizado { }

10 Color: Para interior: gris claro ANSI 61 { }
" exterior: gris azul ANSI 24 { }
otros: verde claro { }

11 Información para construcción: De izquierda a derecha { }
De derecha a izquierda { }
Otros { }

11A Gabinete de medición: 1 Pza ()

12 Gabinete para cuchilla de servicio: 1 Pza. ()

13 Dar número de gabinete.

15 Dar número de gabinete

16 Cuchilla de servicio 400A () 7.5KV
600A { } 15 KV
A () 23 KV
KV

18 Dar número de gabinete.

19 Interruptor principal: 400A { } 600A { } — A { }
7.5KV { } 15KV { } KV { }

Catálogo Siemens _____
Elmex _____

20 Fusibles limitadores de corriente:
MVA a KV, marca

21 Apartarrayos: Para operar a _____ m.s.n.m., _____ KV
marca _____ Catálogo _____

24 Interruptor derivado:

Corriente nominal- 400A.- Gabinete No. _____
600A.- " " _____
A.- " " _____

KV: 75KV () 15KV () 23KV () _____KV ()

Catálogo: Siemens _____
Elmex _____

28 Gabinete de acoplamiento: 7.5KV { } 23KV { }
15 KV { } KV- { }

29 Fusibles _____ A, _____ Pza; Cat. _____
30 " _____ A, _____ Pza; Cat. _____
31 " _____ A, _____ Pza; Cat. _____
32 " _____ A, _____ Pza; Cat. _____
33 " _____ A, _____ Pza; Cat. _____

34 NORMAS: NEMA { }
ANSI { }
CCONNIE { }

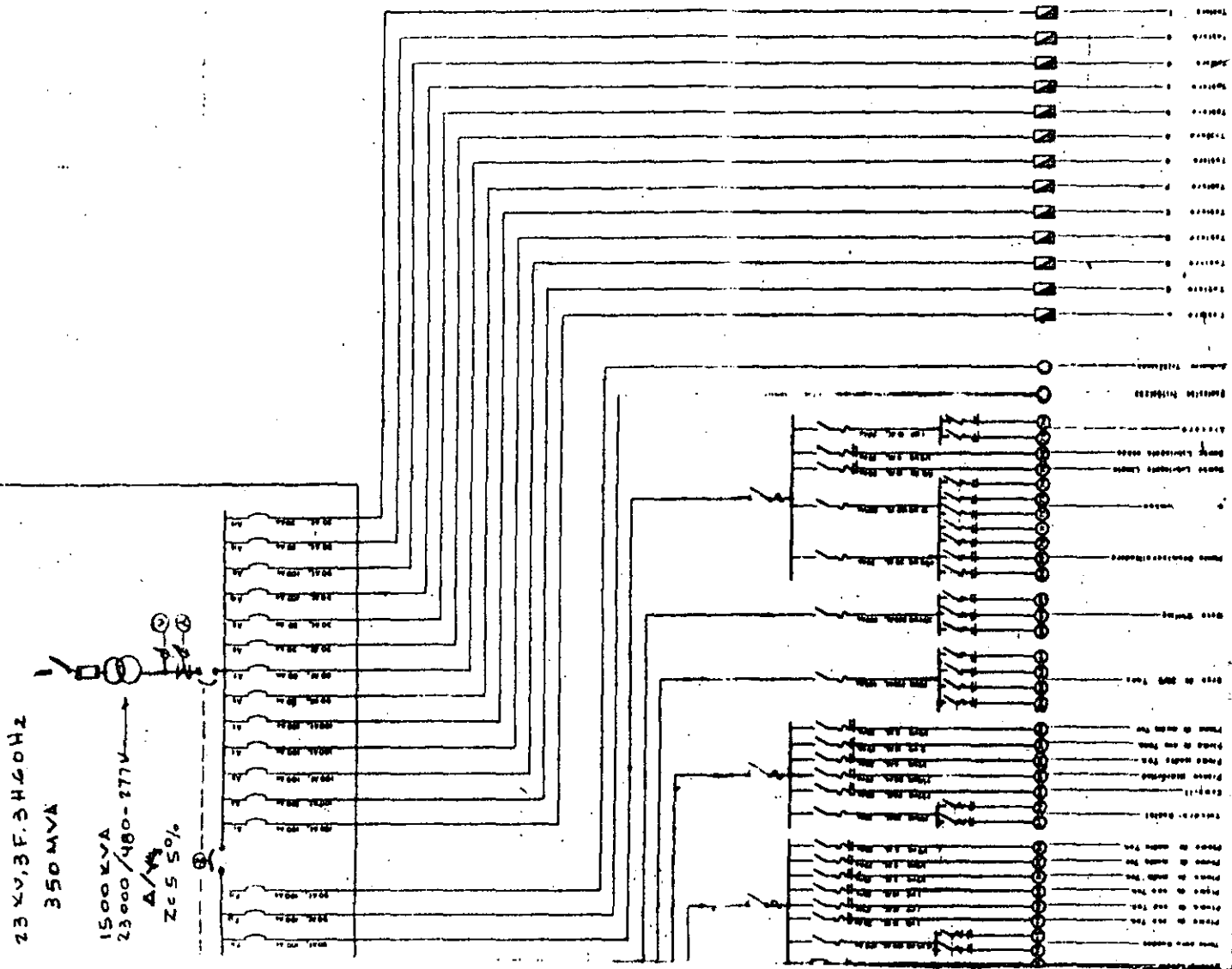
PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	<p>PARTIDA 1. SUBESTACION ELECTRICA AIRE ACONDICIONADO.</p> <p>SUBESTACION ELECTRICA RECEPTORA "SER AA", tipo compacto montaje autosoportado para servicio interior, NEMA-1, 25 KV. con barras generales de cobre electrolítico-400A. normales, 3 fases, 3-hilos 60 Hz. para soportar esfuerzos de circuito corto de 1000 MVAS en 23 KV., deberá contar con barra de tierra lo largo de las celdas. Construida en secciones de lámina rolada en frío calibre 12, acoplados 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, tendrán ventanas con cristal inastillable para soportar sobrepresiones internas eventuales de hasta 0.42 Kg/cm². para observar su interior.</p> <p>El acabado será con un tratamiento previo de desgrasa y bonderizado, pintura anticorrosiva y pintura de color verde claro.</p> <p>La Subestación estará formada por los siguientes gabinetes de izquierda a derecha.</p> <p>3 Pzas. Gabinete No. 8,9 y 10 para interruptor derivado, 400A, 23KV., Cat. II 2400 3 polos, 1 tiro, operación-</p>				

ARTDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPOR
	<p>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 800 MVA a 24 KV, marca ELMEX equipado para disparar tripoláramente el interruptor cuando opera algunos de los fusibles. Con seguro mecánico para evitar abrir la puerta sino está desconectado el interruptor.</p> <p>1 Pza. placa lateral desmontable.</p> <p>Fusibles limitadores de corriente 800 MVA de capacidad interruptiva simétrica a 24 KV, marca ELMEX de:</p> <p>Fusibles de 100A, 12 Pzas. - Cat. FE-24100.</p>				
	<p>La Subestación será probada de acuerdo a normas NEMA lo requerido en el Reglamento de Instalaciones Eléctricas y sus Normas Técnicas en vigor y garantizada por un año contra todo defecto de manufactura.</p>	Pza.	1		879,873.00
	<p>Estas tres celulas irán acopladas mecánica y eléctricamente a Subestación existente marca SIEMENS, por lo que se deberá incluir todo lo necesario para su acoplamiento.</p>	Lote	1		30,000.00
	<p>VARIOS DE SUBESTACION:</p> <p>Tarima aislante de 0.5x1.0m con marco de madera ensamblada sin partes metálicas</p>				

PARTIDA	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	IMPORTE
	soportadas con aisladores - para 23KV. insertados con - espiga de madera con tapete de hule estriado, pegado -- con adhesivo y barnizadas - con barniz a prueba de agua.	Pza.	4	1,942.50	7,770.00
	TOTAL DE MATERIALES				917,643.00
	MANO DE OBRA:				23,320.00
	VARIOS Y MATERIALES MENORES:				<u>44,964.50</u>

6.- PLANOS.

a)- DIAGRAMA UNIFILAR.



28a

23 KV, 3F, 60 HZ

350 MVA

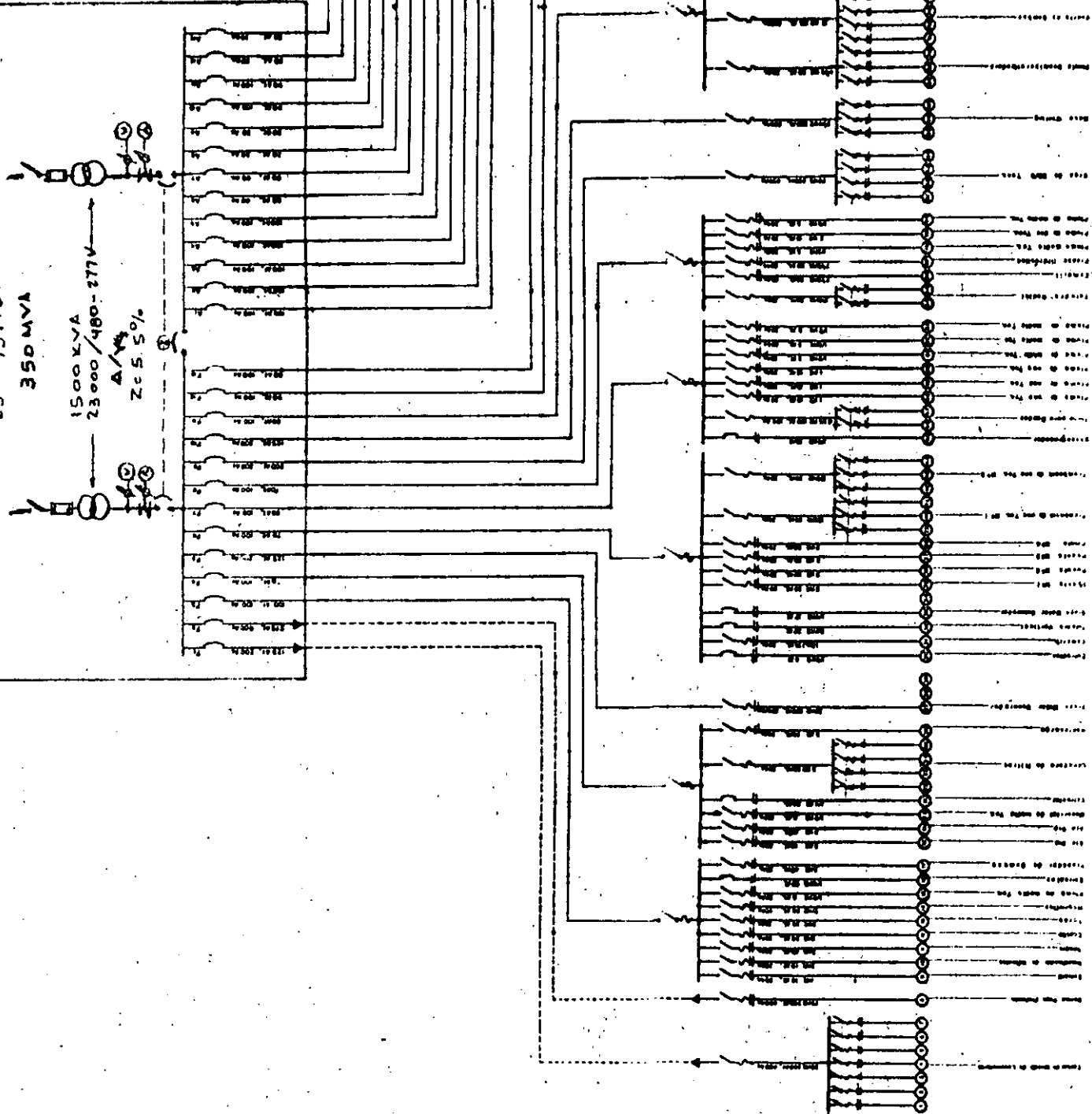
1500 KVA

23000/480-277V

Δ/Δ

Z = 5.5%

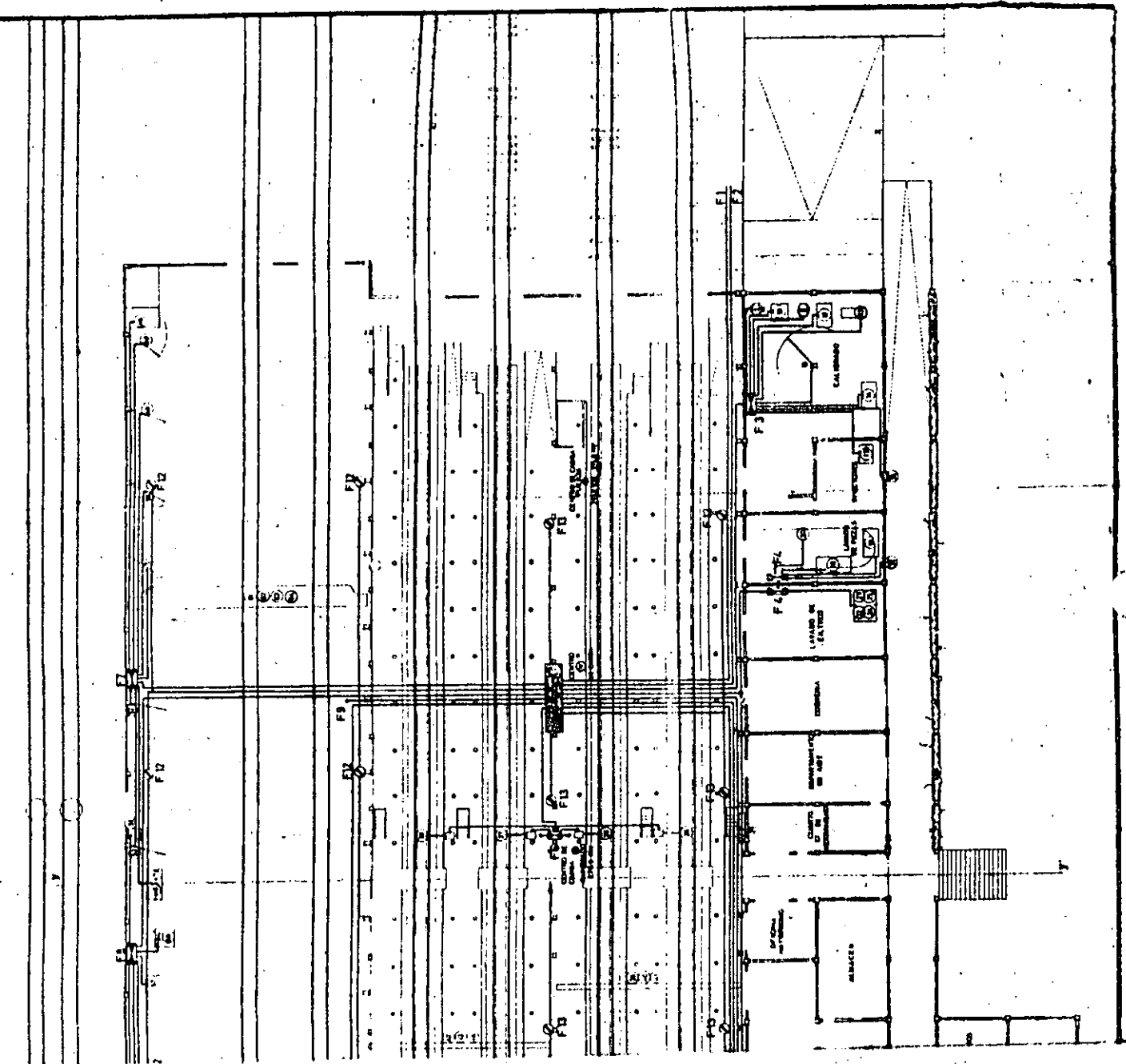
51

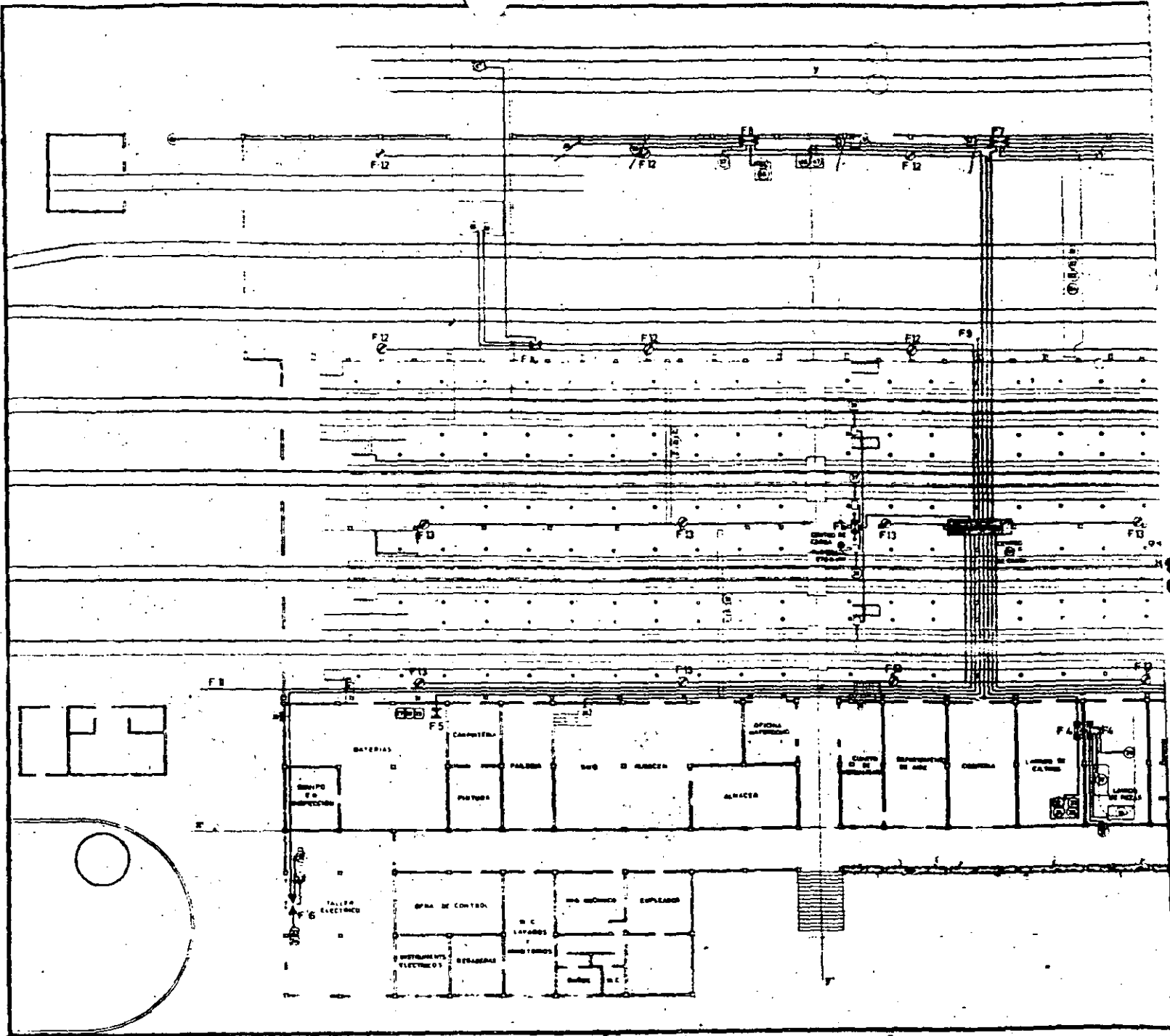


6.- PLANOS.

52

b)- DISTRIBUCION DE FUERZA.



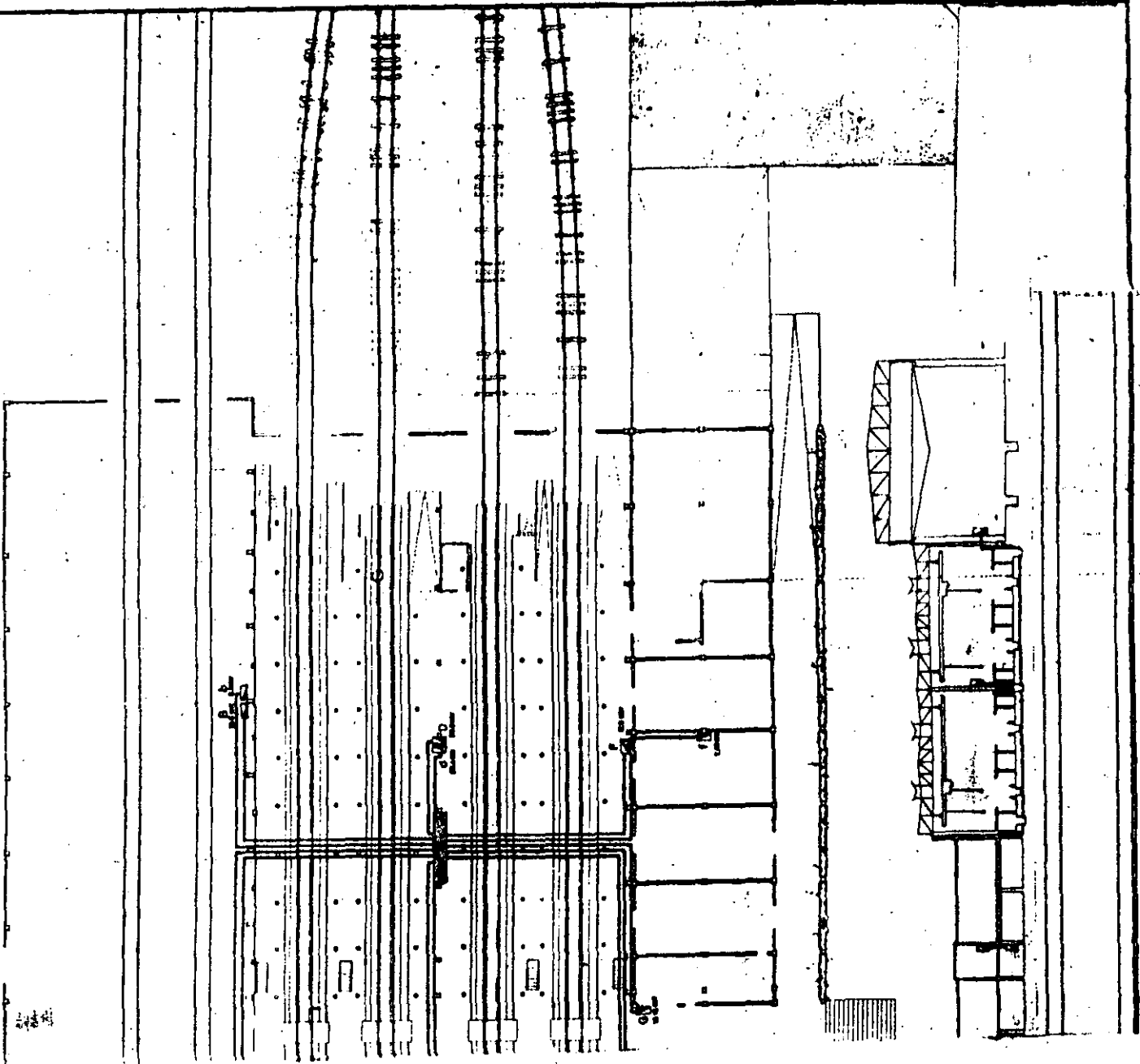


53

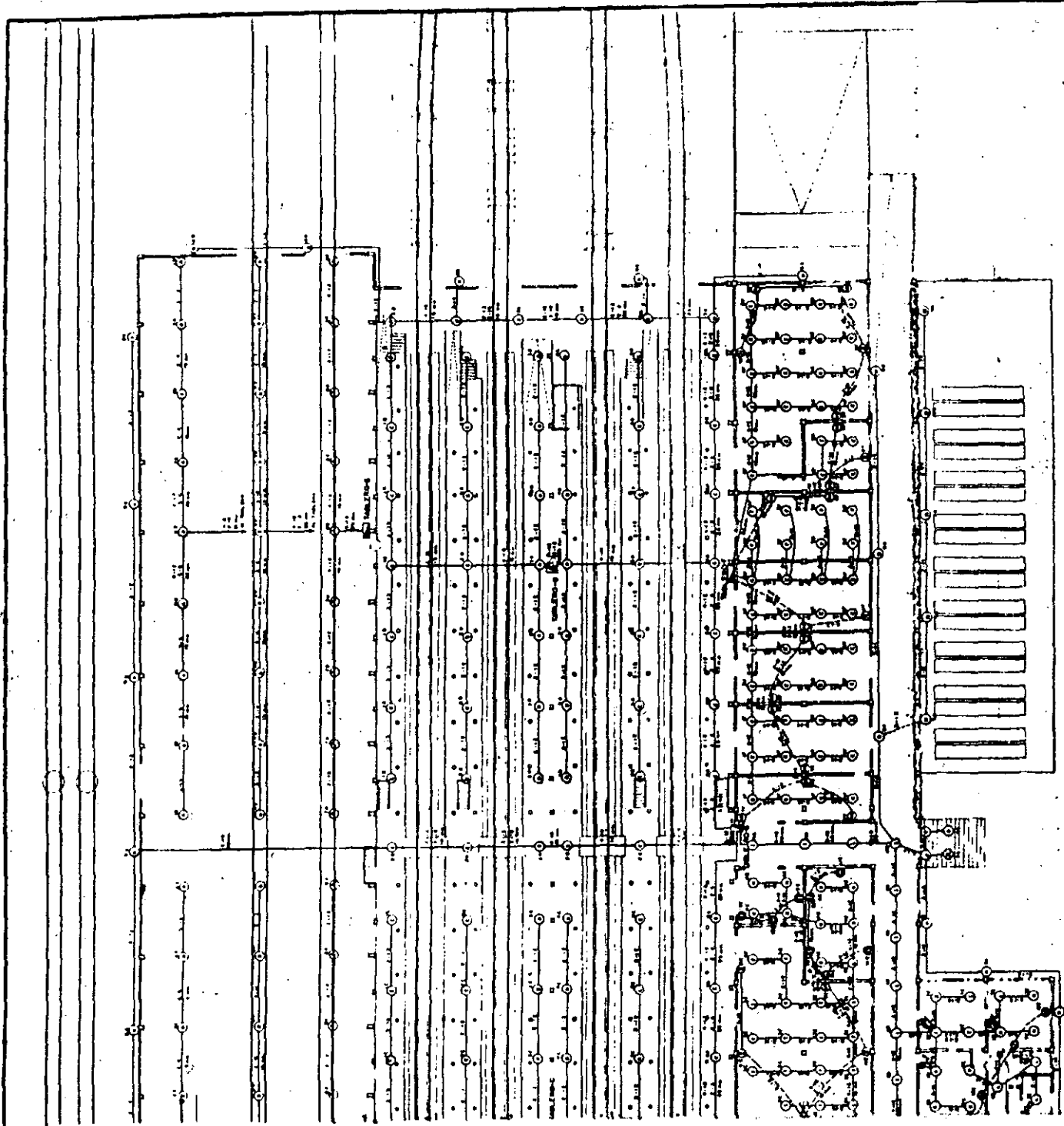
2902

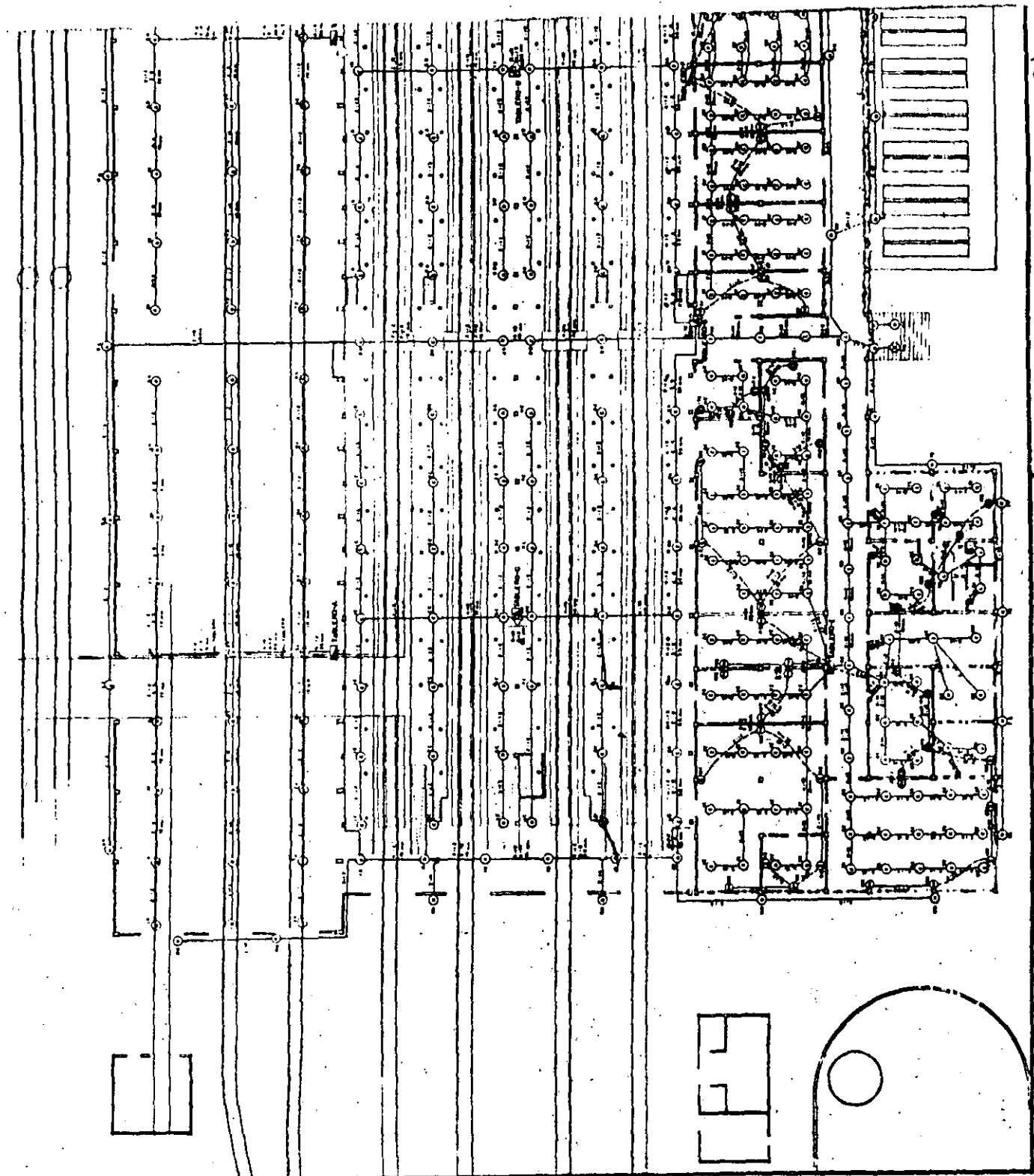
6.- PLANOS.

c) - ALIMENTADORES DE ALUMBRADO.



d)- ALUMBRADO Y CONTACTOS.





MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA

22/sept/82

José Andrés Chávez Saavedra
Sello No. 28-002
2265598



CONDUMEX

.... primeros en tecnología

Oficinas generales y fábrica: Poniente 140 No. 720, México, D.F. 02300
Con Oficinas Regionales de Ventas en toda la República.

1a. Edición

Edición a cargo de:

Ing. Víctor Sierra Madrigal
Gte. de Servicios Técnicos
División Potencia.

Ing. Alfonso Senzores E.
Gte. General Div. Accesorios.

Con Colaboración de:

Ing. Ricardo Bolado
Jefe de Asesoría Técnica
Div. Potencia.

Ing. Oscar Grajeda
Asesor Técnico Div. Potencia

Ing. José Formoso
Asesor Técnico Div. Potencia

Nota: Para cualquier información adicional sobre los distintos cables dirigirse a: Condumax División Potencia.

	Pag.
Prefacio	8
Generalidades	9
Aplicaciones	10
 Sección I.— Diseño	
Capítulo 1.— Selección de Conductores	19
1 1.1.— Materiales	19
1.2.— Flexibilidad	22
1.3.— Forma	23
1.4.— Dimensiones	24
Capítulo 2.— Comparación de Aislamientos	29
2 2.1.— Materiales	29
2.2.— Características Eléctricas	34
2.3.— Características Mecánicas	36
2.4.— Nivel de Aislamiento	37
Capítulo 3.— Funciones de las Pantallas Eléctricas	41
3 3.1.— Pantalla sobre el Conductor	41
3.2.— Pantalla sobre Aislamiento	42
3.2.1.— Pantalla semiconductor sobre el aislamiento	44
3.2.2.— Pantalla metálica	44
3.3.— Selección de la Pantalla metálica	44
3.4.— Aplicaciones de las Pantallas	45
Capítulo 4.— Propiedades de las Cubiertas	49
4 4.1.— Selección de las Cubiertas	49
4.2.— Propiedades	50
 Sección II.— Parámetros Eléctricos	
Capítulo 5.— Resistencia del conductor	55
5 Introducción	55
5.1.— Resistencia del Conductor	57
5.2.— Efecto de la temperatura en la resistencia	59
5.3.— Resistencia a la corriente alterna	62
5.4.— Ejemplos	64
5.5.— Gráficas	64

Capítulo 6.— Inductancia y Reactancia Inductiva 75

6

- 6.1.— Inductancia 75
 6.2.— Reactancia Inductiva 76
 6.3.— Inductancia y Reactancia aparente 77
 6.4.— Inducción de cables en paralelo 81
 6.5.— Ejemplos 82
 6.6.— Gráficas 83

Capítulo 7.— Capacitancia y Reactancia Capacitiva 97

7

- 7.1.— Cable monopolar con cubierta ó pantalla metálica 97
 7.2.— Cable tripolar con cubierta común 97
 7.3.— Reactancia Capacitiva 97
 7.4.— Ejemplos de cálculo 98

Sección III.— Operación

Capítulo 8.— Impedancia, caída de Tensión y Regulación 101

8

- 8.1.— Impedancia 101
 8.2.— Caída de tensión 101
 8.3.— Regulación 102
 8.4.— Ejemplos 104
 8.5.— Gráficas 105

Capítulo 9.— Pérdidas de Energía 119

9

- 9.1.— Pérdidas en el conductor 119
 9.2.— Pérdidas en el dieléctrico 120
 9.3.— Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas 121
 9.4.— Selección del calibre económico 124
 9.5.— Ejemplos 128

Capítulo 10.— Capacidad de Conducción de Corriente 133

10

- 10.1.— Ley de ohm térmica 133
 10.2.— Resistencias térmicas 135
 10.2.1.— Del aislamiento 135
 10.2.2.— De la cubierta 135
 10.2.3.— Del aire dentro del ducto 136
 10.2.4.— Del ducto 136
 10.2.5.— Del terreno 136
 10.3.— Factor de pérdidas 139
 10.4.— Gráficas 140
 10.5.— Ejemplos 162

Capítulo 11.— Sobrecargas y Cortocircuito	167
11 11.1.— Sobrecargas	167
11.2.— Cortocircuito	171
11.3.— Gráficas	174
Capítulo 12.— Tensiones Inducidas en las Pantallas o Cubiertas Metálicas.	185
12 12.1.— Conexión a tierra	186
12.2.— Ejemplos	188
12.3.— Gráficas	189
Sección IV.— Accesorios	
Generalidades	193
Capítulo 13.— Terminales	193
13 13.1.— Principios de operación	193
13.2.— Tipos de terminales	195
13.3.— Selección e instalación	200
13.3.1.— Terminales TTB	200
13.3.2.— Terminales TMI	204
13.3.3.— Terminales TIP	208
13.3.4.— Terminales para cables trifásicos	213
Capítulo 14.— Empalmes	219
14 14.1.— Principios de operación	219
14.2.— Clasificación y tipos	222
14.3.— Selección e instalación	224
Capítulo 15.— Conectores Aislados Separables	235
15 15.1.— Principios de Operación	235
15.2.— Clasificación y tipos	238
15.3.— Selección e instalación	244
Capítulo 16.— Indicadores de Fallas	259
16 16.1.— Principios de operación	259
16.2.— Guías de utilización	262
16.3.— Selección e instalación	266

Esta primera edición de nuestro Manual Técnico sobre aplicaciones de Cables de Energía, ha sido cuidadosamente preparado por el Departamento de Asesoría Técnica a Clientes de la División Potencia, con el objeto principal de auxiliar a los Ingenieros y Técnicos Especializados en la solución adecuada de los problemas que, en el área de cables aislados de media tensión, se presentan con frecuencia tanto en las compañías de servicio público como en la industria en general.

Debido a que las tensiones de operación de los sistemas eléctricos que se usan en México van generalmente desde 5 KV hasta 35 KV entre fases, toda la información técnica contenida en este Manual se refiere a cables de energía con aislamiento extruido diseñados para operar en este rango de tensiones.

Hemos procurado incluir en este manual los datos técnicos (relativos a nuestros productos) más frecuentemente solicitados por nuestros clientes. Estos datos se presentan de tal forma que su utilización responde a los requie-

rimientos prácticos exigidos en la mayoría de los problemas de cables; sin embargo, toda la información aquí contenida está fundamentada en rigurosos principios técnicos que, por su volumen y complejidad, no se pueden incluir en una obra de esta naturaleza.

Cabe mencionar que en este manual sólo se han considerado los productos (cables y accesorios) que fabrica Conдумex en México. Como es sabido, las prácticas de ingeniería de cables son de dominio universal y su adaptación en nuestro país depende principalmente de la disponibilidad de materiales en el mercado y de la habilidad técnica de los instaladores y usuarios para lograr el mejor aprovechamiento de los recursos.

Para obtener información técnica sobre productos y/o servicios no descritos aquí se sugiere consultar al representante de Conдумex más cercano a su domicilio ó bien dirigirse al Departamento de Asesoría Técnica a Clientes de la División Potencia, en Poniente 140 No. 720, México D.F. 02300.

DESCRIPCION DE UN CABLE DE ENERGIA TIPICO

La función primordial de un cable de energía aislado, es la de transmitir energía eléctrica a una corriente y tensión preestablecidas, durante cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben estar diseñados para soportar el efecto combinado producido por estos parámetros.

Los elementos constructivos adecuados para cumplir con estas tres funciones son: a) El conductor, por el cual fluye la corriente eléctrica; b) El aislamiento, que soporta la tensión aplicada;

c) La cubierta, que proporciona la protección contra el ataque del tiempo y los agentes externos.

Un cuarto elemento fundamental en la operación correcta de un cable de energía aislado, son las pantallas, que como función principal permiten una distribución de los esfuerzos eléctricos en el aislamiento en forma radial y simétrica.

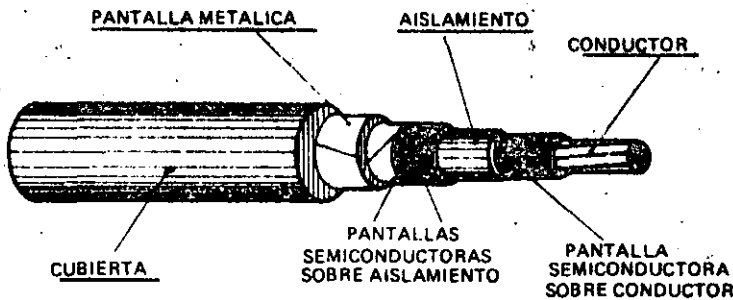


Fig. 1 Cable de energía unipolar aislado para media tensión (5-35 Kv)

Finalmente, sobre los elementos anteriores y cuando es deseable dar protección adicional al cable contra agentes externos y/o esfuerzos de tensión extraordinarios, se usan las armaduras metálicas.

El cable por su formación final podrá ser unipolar (Figura 1) o tripolar (Figura 2), según el número de conduc-

tores que contenga.

En el caso de cables tripolares, los espacios dejados entre fases se ocupan con rellenos adecuados.

Los cables unipolares una vez terminados, pueden ser reunidos en un cableado en espiral de paso largo, dando lugar a un cable en formación triplex (ver Figura 3)

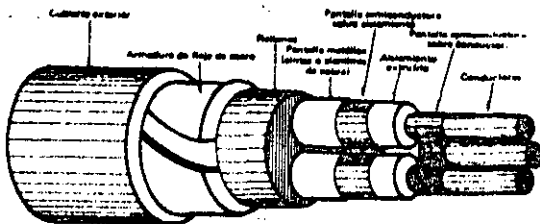


Figura 2.- Cable de energía tripolar aislado para media tensión (5-35 Kv)

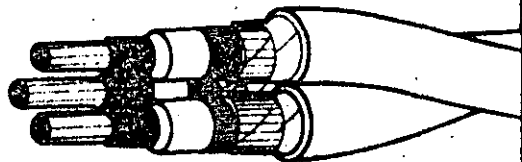
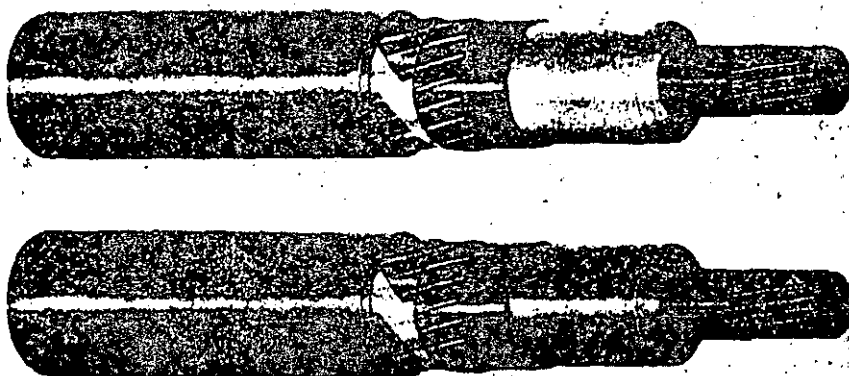


Figura 3.- Cable de energía en formación triplex aislado para media tensión (5-35Kv)

CABLES DE ENERGIA VULCANEL MEJORADO EP Y XLP PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL



Antecedentes:

Las redes primarias industriales tienen el propósito de garantizar la continuidad de servicio dentro de la industria. Considerando la importancia de estos circuitos, CONDUMEX ha desarrollado el nuevo VULCANEL MEJORADO, que tiene las características adecuadas para operar bajo cualquier condición de instalación, charolas, ductos subterráneos o directamente enterrados.

La construcción del VULCANEL MEJORADO es tal, que su manejo durante la instalación y su operación son sumamente sencillos; el conductor de cobre permite una capacidad de conducción de corriente superior a la del aluminio debido a su baja resistividad eléctrica, la pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento y pantalla

semiconductora extruida sobre el aislamiento. La pantalla metálica del VULCANEL MEJORADO está formada por alambres de cobre suave dispuestos helicoidalmente. El área de la pantalla debe calcularse en función de la corriente máxima de cortocircuito del sistema. Para la selección del área de la pantalla, se recomienda consultar el capítulo 3 de este manual. La cubierta exterior es de PVC rojo que provee al cable una protección adecuada contra la mayoría de los agentes químicos que están presentes en las industrias, además de ser resistente a la abrasión e intemperie.

Las múltiples ventajas que presenta el VULCANEL MEJORADO hacen de él un cable insuperable para la industria en general.

CABLE SINTENAX PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL



Antecedentes:

En las acometidas cortas a plantas industriales, o en circuitos de distribución dentro de las mismas, se requiere un cable con una serie de características, tales como propiedades eléctricas insuperables y facilidad de manejo, que permitan tanto su instalación como su operación en una forma sencilla y satisfactoria.

Los cables Sintenax son adecuados para instalarse en charolas, directamente enterradas o en ductos subterráneos. Su construcción es como se indica a continuación:

- a).- Conductor de cobre suave compacto.
- b).- Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.
- c).- Aislamiento de SINTENAX,

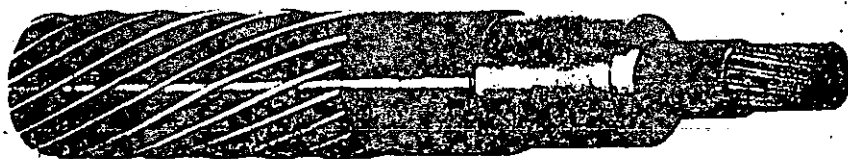
que entre sus principales ventajas está su resistencia al efecto corona, y una buena resistencia a la humedad.

- d).- Pantalla sobre el aislamiento formada por cintas semiconductoras y cintas de cobre.
- e).- Cubierta exterior de PVC rojo, que es resistente a la abrasión y a la intemperie.

El cable SINTENAX es ligero y fácil de instalar, terminales y empalmes sencillos. Su construcción permite contracciones y dilataciones sin dañar sus componentes.

Toda la información técnica necesaria para la adecuada selección de este cable se encuentra en nuestra publicación HT-1101 que está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES VULCANEL EP - DR PARA DISTRIBUCION RESIDENCIAL SUBTERRANEA



Antecedentes:

Hace algunos años, la Comisión Federal de Electricidad trazó las directrices para el diseño y construcción de redes de distribución subterráneas en fraccionamientos residenciales. Estas redes, comparadas con las redes aéreas tradicionales, tienen un costo ligeramente mayor, pero también tienen una serie de ventajas que en la mayoría de

las veces hacen que el costo no sea un factor limitante. Algunas de estas ventajas son:

- **Confiabilidad.** - Los cables subterráneos no están expuestos directamente a cargas de viento, granizo, descargas atmosféricas directas, ni a la imprudencia de los con-

ductores de vehículos motorizados.

— **Mantenimiento reducido.**— Considerando como un factor de costo en los planes de inversión, el mantenimiento de redes subterráneas en fraccionamientos residenciales es mínimo, siempre y cuando se haya hecho una adecuada selección de los diversos elementos del sistema.

— **Belleza del Fraccionamiento.**— Hay que recordar que el concepto de contaminación no se restringe exclusivamente al área elementos extraños en el aire, agua o tierra, sino que se extiende también a factores como el ruido y a obstáculos que empobrezcan el paisaje. En muchos fraccionamientos modernos, esta razón ha sido suficiente para justificar la inversión en la red subterránea de distribución de energía y otros servicios.

— **Plusvalía.**— El precio de los terrenos de fraccionamientos residenciales con instalaciones subterráneas es más alto que el correspondiente a fraccionamientos con instalaciones aéreas convencionales.

En México, la tendencia hacia los sistemas monofásicos de distribución residencial subterránea (DRS) requiere la creación y desarrollo de una tecnología apropiada. Por lo que a los cables primarios se refiere, su diseño básico debe reunir las siguientes características:

- 1.) Dos conductores (fase y neutro) en un solo cable.
- 2.) Resistencia notable a la humedad para que pueda enterrarse directamente o instalarse en ductos subterráneos.

3.) Resistencia mecánica adecuada para protección contra accidentes por agentes mecánicos externos.

4.) Aislamiento que garantice muchos años de servicio confiable.

5.) Bajo costo consistente con los otros requerimientos.

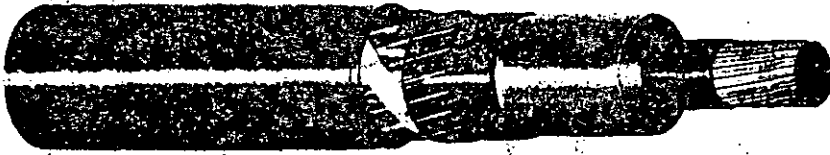
CABLE PRIMARIO PARA DRS

La selección para esta aplicación es el cable Vulcanel EP-DRS, cuyas características principales se mencionan a continuación:

- a).- Conductor compacto de aluminio
- b).- Pantalla semiconductor sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.
- c).- Aislamiento de Etileno-Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia a arborescencias.
- d).- Cubierta semiconductor extruida sobre aislamiento para brindar protección electromecánica.
- e).- Neutro concéntrico, a base de hilos de cobre suave estañado, aplicados en forma helicoidal sobre la cubierta, que a la vez hace la función de blindaje electrostático.

Todos los datos técnicos necesarios para la adecuada selección y características de este cable se encuentran en nuestra publicación HT-3103 que se puede obtener a través de nuestro Departamento de Ventas.

CABLE VULCANEL EP TIPO DS PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA



Antecedentes:

Los sistemas trifásicos de distribución subterránea son aquellos que alimentan cargas en zonas comerciales. El tipo de cable que la Comisión Federal de Electricidad ha venido utilizando para este propósito, es el denominado Cable de Energía Vulcanel EP tipo DS. Es adecuado para operar en instalaciones aéreas, ductos o directamente enterrados, siendo la flexibilidad, una de sus principales características.

Su construcción es la siguiente:

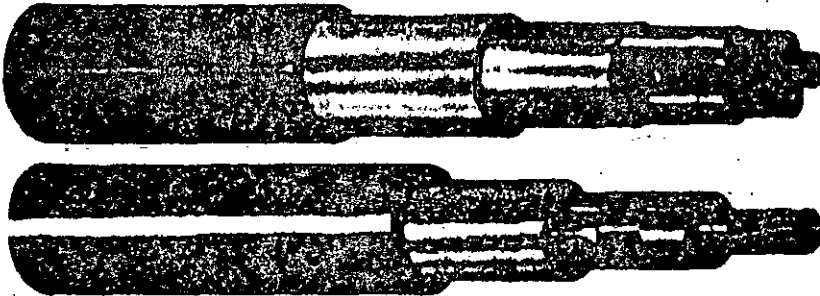
- a).- Conductor compacto de aluminio.
- b).- Pantalla semiconductor sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.
- c).- Aislamiento de Etileno - Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como es-

tabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia de arborescencias.

- d) Pantalla sobre el aislamiento formada de un material semiconductor extruido y alambres de cobre suave aplicados helicoidalmente.
- e).- Cinta separadora entre la pantalla metálica y la cubierta exterior.
- f).- Cubierta exterior de PVC rojo resistente a la abrasión e intemperie.

Para facilitar la selección adecuada de este cable, le recomendamos consultar nuestra publicación HT-3102 que se puede obtener en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES DE ENERGIA 6PT Y 23PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO



Antecedentes:

Desde finales del siglo pasado, el papel impregnado en aceite ha sido el aislamiento de la mayoría de los cables que, hasta la fecha, siguen operando en algunos circuitos del centro de la Ciudad de México.

Actualmente la Compañía de Luz y Fuerza del Centro sigue utilizando los cables aislados con papel impregnado tanto en circuito de baja tensión como de media tensión. Los cables de energía 6PT son cables tripolares con conduc-

tor redondo normal y sectorial de cobre suave, cinta de papel semiconductor sobre el conductor, aislamiento de papel impregnado en aceite y una cintura de cintas de papel sobre el conjunto; un forro de plomo que garantiza la hermeticidad del cable contra la entrada de humedad y cubierta exterior de polietileno negro que es resistente a la intemperie y a agentes químicos. La aplicación principal de este cable es en sistemas de 6KV, en circuitos troncales subterráneos. Normalmente va instalado en ductos de asbesto-cemento, cemento.

Los cables de energía 23PT son cables monopolares con conductor redondo normal de cobre suave, cinta de papel semiconductor sobre el con-

ductor y aislamiento de papel impregnado en aceite; la pantalla sobre el aislamiento está formada por una cinta de papel semiconductor y una cinta de papel intercalada con una cinta de cobre. El forro de plomo sobre la pantalla metálica protege al cable de la entrada de humedad. La cubierta exterior es de polietileno negro, resistente a agentes químicos y a la intemperie.

Todos los datos técnicos para una selección adecuada de estos cables podrá encontrarla en nuestras publicaciones técnicas HT-1802 para el cable 6PT y HT-1803 para el cable 23PT. Ambas publicaciones están a su disposición en nuestro Departamento de Ventas.

CABLE DE ENERGIA VULCANEL 23 TC PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA



Antecedentes:

En nuestro país existe el Sistema Eléctrico Central, que está manejado por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro actualmente en pleno proceso de interconexión.

En este sistema se ha venido utilizando un cable, denominado Cable de Energía Vulcanel 23TC cuya principal aplicación es en circuitos para troncales, ramales y acometidas, y su instalación es directamente enterrada.

Su construcción es la siguiente:

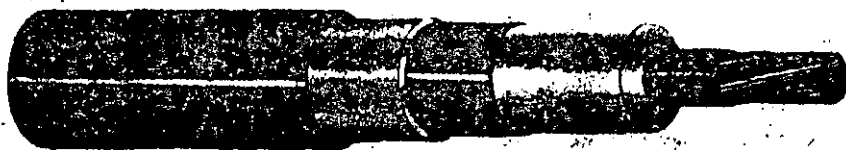
- a).- Conductor compacto de cobre suave.
- b).- Pantalla semiconductor sobre el conductor extruido simultáneamente con el aislamiento.
- c).- Aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), que tiene inmejorables propiedades como excelente resistencia térmica, alta rigidez dieléctrica, baja

absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas. La tensión nominal de operación es de 23 KV.

- d).- Pantalla sobre el aislamiento formado de un material semiconductor extruido y pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave.
- e).- Cinta separadora entre la pantalla metálica y la cubierta.
- f).- Cubierta exterior de polietileno negro que aparte de proteger mecánicamente al cable es resistente a los agentes químicos y a la intemperie.

Para una selección adecuada de este cable, recomendamos consultar nuestra publicación HT-1604 que está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES PARA REFINERIAS DE PETROLEO Y PLANTAS PETROQUIMICAS

**Antecedentes:**

Los cables de alta tensión (5 a 35 KV) que forman parte de un sistema industrial de distribución de energía eléctrica, presentan un alto índice de confiabilidad en comparación con otros equipos eléctricos de sofisticado diseño y construcción más delicada.

Las condiciones particulares de las instalaciones eléctricas en refinerías de petróleo y plantas petroquímicas impone serias restricciones al uso de cables de diseño simplificado, principalmente por la presencia de sustancias químicas en el subsuelo. Las dos soluciones obvias a este problema son: instalar los cables en soportes abiertos sobre el nivel del piso, o bien pensar en un diseño especial de los cables subterráneos para que soporten adecuadamente las condiciones arriba mencionadas.

La primera solución (uso de soportes abiertos) involucra a su vez dos problemas interesantes: el primero en lo que se refiere a la protección contra la corrosión de las estructuras de soporte, sobre todo en áreas costeras como Ciudad Madero, Minatitlán y Pajaritos, y el segundo, en lo que se refiere al mejor aprovechamiento de los cables desde el punto de vista de la capacidad de conducción de corriente, ya que los cables expuestos al sol deben ser compensados en su sección conductora, a fin de mantener el equilibrio térmico necesario para su correcta operación.

La segunda solución (uso de cables subterráneos en ductos o directamente enterrados), plantea el problema de la protección contra los agentes químicos presentes en el subsuelo de la mayoría de instalaciones de este tipo. En este

caso el problema térmico es de menor importancia porque la disipación del calor (generado en los conductores principalmente) se facilita, permitiendo el uso de conductores de menor sección que en el caso de cables expuestos directamente al sol.

Una vez que el diseñador ha seleccionado el tipo de instalación (apoyado en criterios económicos principalmente), se puede pensar en la selección de los cables de alta tensión. Esta selección depende de un gran número de variables que difícilmente pueden conocerse en todo detalle. En los Seminarios de Ingeniería Eléctrica Petrolera, auspiciados por la Dirección de Ingeniería del Instituto Mexicano del Petróleo, se han discutido, entre fabricantes de cables y usuarios (IMP y PEMEX), los muchos factores que intervienen en la selección del tipo de cables empleados en refinerías.

La construcción a la que se llegó con este diseño es como se describe a continuación:

- a).- Conductor compacto de cobre suave.
- b).- Pantalla semiconductor sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.
- c).- Aislamiento de:
 - 1.- Etileno-Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y gran resistencia de arborescencias.

2.- Polietileno de cadena cruzada (XLP) que presenta magníficas propiedades como alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas.

d).- Pantalla semiconductor extruida sobre el aislamiento.

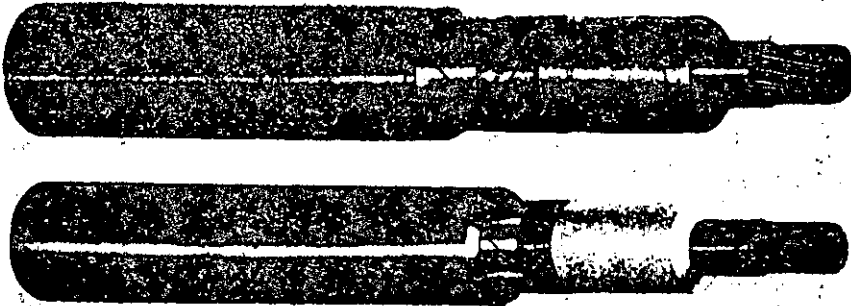
e).- Pantalla electrostática formada por un forro de plomo que además protege al cable de los hidrocarburos del suelo, y le da

mayor resistencia a los humos y gases químicos.

f).- Cubierta de PVC rojo que es resistente a la absorción, ozono, humedad y al desgaste. Protege también al plomo de la corrosión electrolítica.

Una descripción completa de este cable puede encontrarla en nuestra publicación HT-1602, la cual le recomendamos consultar y está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP Y XLP PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL



Antecedentes:

La distribución de energía eléctrica en el interior de cualquier industria, requiere de un sistema de cables con una confiabilidad elevada, que solo los cables de energía Vulcanel EP y XLP son capaces de ofrecer, ya sea en instalaciones aéreas, ductos o directamente enterrados.

Los cables de Energía Vulcanel EP y XLP permiten una instalación rápida, debido a su facilidad de manejo y la elaboración de sus terminales y empalmes es sencilla. Su construcción es:

a).- Conductor compacto de cobre

b).- Pantalla semiconductor sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento.

c).- Aislamiento de:

1.- Etileno-Propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades como estabilidad térmica,

resistencia excepcional a la ionización (corona) y gran Resistencia a las arborescencias.

2.- Polietileno de Cadena Cruzada (XLP) que presenta magníficas propiedades como alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas.

d).- Pantalla sobre el aislamiento a base de cintas semiconductoras y cintas de cobre.

e).- Cubierta exterior de PVC rojo, resistente a la abrasión y a la intemperie.

Para una selección adecuada de este cable, le recomendamos consultar nuestra publicación HT-1603 que está disponible en nuestro Departamento de Ventas.

Sección I. — Diseño**Capítulo 1. — Selección de Conductores**

- 1.1. — Materiales
- 1.2. — Flexibilidad
- 1.3. — Forma
- 1.4. — Dimensiones

1.) SELECCION DE CONDUCTORES.

Son cuatro los principales factores que deben ser considerados en la selección de conductores:

- 1.1.) Material
- 1.2.) Flexibilidad
- 1.3.) Forma
- 1.4.) Dimensiones

En las páginas a continuación se analizan estos factores en forma más detallada.

1.1.) Materiales:

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente del 60% de la del

cobre y su resistencia a la tensión mecánica del 40%), las características de bajo peso del aluminio, han dado lugar a un amplio uso de ambos metales en la fabricación de cables aislados y desnudos.

En la tabla 1.1 se comparan en forma general las principales propiedades de los metales usados en la manufactura de cables. Se han incluido en esta tabla metales que no se utilizan directamente como conductores, v.gr. el estaño, que se utiliza como revestimiento del cobre para aumentar la resistencia a la corrosión y facilitar soldaduras (en cables para usos en electrónica), el plomo usado para asegurar la impermeabilidad del cable y el acero que se emplea como armadura para protección y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalaciones verticales.

TABLA 1.1.— Propiedades comparativas de materiales empleados en la fabricación de cables eléctricos

Metales	Densidad	Temperatura de fusión	Resistividad Eléctrica a 20°C	Coefficiente térmico de Resistividad a 20°C	Conductividad Eléctrica a 20°C	Coefficiente térmico de Conductividad
	g/cm ³	°C	microhm/cm	%/°C	% de IACS	10 ⁻⁴ por °C
Aluminio	2.703	950	2.828	0.00403	30.57	22.9
Cobre recocido	8.89	1083	1.7241	0.00383	100.0	16.5
Cobre duro	8.89	1083	1.77	0.00389	95.49	16.5
Plomo	11.35	327.4	20.65	0.0043	7.71	28.7
Acero	7.80 - 7.80	1800 - 1475	10.4 - 11.9	0.0045 - 0.0032	12.25	10.5
Estaño	7.30 - 7.26	231.89	11.5	0.0042	14.8	28.92
Zinc	7.14	419.47	8.92	0.0037	30.0	28.25

* IACS = International Annealed Copper Standard

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres temple o grados de suavidad del metal: suave o recocido, semiduro y duro, con propiedades algo diferentes, siendo el cobre suave el de mayor conductividad eléctrica y el cobre duro el de mayor resistencia a la tensión mecánica.

El cobre suave tiene las aplicaciones más generales, ya que su uso se extiende a cualquier conductor, aislado o no, en el cual sea de primordial importan-

cia la alta conductividad eléctrica y flexibilidad.

La principal ventaja del aluminio, sobre el cobre es su menor peso (peso específico de 2.70 g /cm³ contra 8.89 g /cm³ del cobre).

En la Tabla (1.2) que se presenta a continuación se comparan algunas de las características más importantes en conductores fabricados con cobre y aluminio.

TABLA

CARACTERISTICAS	COBRE	ALUMINIO
Para igual volumen: relación de peso	1.0	0.3
Para igual conductancia: relación área relación de diámetro relación de peso	1.0 1.0 1.0	1.64 1.27 0.49
Para igual ampacidad: relación de áreas relación de diámetro relación de pesos	1.0 1.0 1.0	1.39 1.18 0.42
Para igual diámetro: relación de resistencias capacidad de corriente	1.0 1.0	1.61 0.78

TEMPLES DE COBRE Y ALUMINIO
ALEACIONES
TEMPLES DE COBRE

Ej. Calibre 10 AWG.

Temple	Conductividad % IACS	Esfuerzo de tensión a ruptura kgf/mm ²
Cobre suave	100	25
Cobre semiduro	96.66	35.4 a 40.3
Cobre duro	86.16	48.6

TEMPLES DE ALUMINIO

Temple	Conductividad % IACS	Esfuerzo de tensión a ruptura kgf/mm ²
HF	61.3 mín.	11.7 - 15.3
HD	61.4 mín.	10.7 - 14.5

* IACS "International Annealed Copper Standard".

Patrón Internacional para Cobre Recocido, igual a 100% de conductividad.

EQUIVALENCIAS ENTRE DESIGNACIONES DEL TEMPLE DE
ALUMINIO

Nombre descriptivo del temple	Clave internacional (ISO)	Clave EUA (ANSI)
3/4 duro	HF	H18 - H26
1/2 duro	HD	H14 y H26

El significado de las letras empleadas para los temple usados en estas tablas es el siguiente:

H; Endurecido por tensión
mecánica

Se aplica al aluminio cuyo esfuerzo es incrementado por el endurecimiento mecánico, con ó sin tratamiento térmico suplementario.

La letra H es seguido por una letra en la clave internacional (ISO) ó por dos ó mas dígitos en la clave de EUA (ANSI)

HG, HD y HF

La segunda letra, indica en orden alfabético progresivo, el grado ascendente del esfuerzo de ruptura, desde el HA hasta el HH.

1.2.) FLEXIBILIDAD

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

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

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa median-

te 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 requerirá mayor flexibilidad.	K	Cables portátiles y para soldadoras.
CYD	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 (porta-electrodos) para calentadores, 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 calentadoras que requieran mayor flexibilidad que los anteriores.
		P	Cordones más flexibles que en las clases anteriores.
		Q	Cordón para ventiladores oscilantes, flexibilidad máxima.

(*) Nota.— 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. 1.3.1)

Un conductor redondo es un alambre ó cable cuya sección transversal es substancialmente 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 ó 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 obteniéndose 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 substancialmente 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 protectivos.

Comparando los cables con conductores sectoriales con los equivalentes con 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:

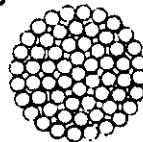
- 1) Menor flexibilidad
- 2) Mayor dificultad de ejecución de uniones.

La experiencia demuestra, sin embargo, que los cables sectoriales se pueden manejar e instalar sin dificultades.

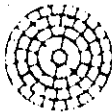
FORMA DE CONDUCTORES



Conductor sólido



Cablado concéntrico



Cable redondo compacto



Cable sectorial

Fig. 1.3.1

1.4.) Dimensiones :

Calibres

Escala AWG

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, especialmente en Estados Unidos. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

En Estados Unidos la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gage" (A.W.G.), misma que ha sido ya adoptada en México.

La "American Wire Gage" también conocida como la "Brown and Sharpe Gage" fue ideada en 1857 por J.R. Brown. Esta escala de calibres así como algunas otras de las escalas usadas, tiene la propiedad de que sus dimensiones representan aproximadamente los pasos sucesivos del proceso del estirado del alambre y además, al igual que otras escalas de calibres, sus números son retrogresivos, un número mayor representa un alambre de menor diámetro correspondiendo a los pasos de estirado.

A diferencia de otras escalas, los calibres del "American Wire Gage" no se han escogido arbitrariamente, sino que están relacionados por una ley matemática. La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios. Los diámetros base seleccionados son 0.4600 pulgadas (calibre 4/0) y 0.0050 pulgadas (calibre 36), y hay 38 dimensiones entre estos dos. Por lo tanto, la relación entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala está dada por la expresión.

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = \sqrt[39]{92} = 1.1229$$

Esta progresión geométrica puede expresarse como sigue:

La relación entre dos diámetros consecutivos en la escala es constante e igual a 1.1229.

Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Las unidades adoptadas en Estados Unidos a este fin son:

Mil, para diámetros, que es una unidad de longitud igual a un milésimo de pulgada.

Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 mils. cuadrados. Para secciones mayores se emplea la unidad designada por las siglas KCM ó MCM que equivale a mil circular mils.

ESCALA MILIMETRICA IEC

La escala de la "International Electrotechnical Commission", es la más usada en la actualidad con excepción de Estados Unidos y la mayor parte de los países Latinoamericanos. En sí la escala consiste en proporcionar la medición directa de las áreas transversales de los calibres en milímetros cuadrados.

En las tablas a continuación se muestran los valores correspondientes de la escala AWG, su equivalente en mm² y el calibre correspondiente en la escala milimétrica IEC.

ESCALA AWG -- REGLAS PRACTICAS

Hay una serie de reglas aproximadas útiles de recordar, aplicables a la escala de calibres AWG:

- 1) El incremento de tres números de calibre (verbigracia del 10 al 7) duplica el área y el peso, por lo tanto reduce la resistencia a la corriente continua a la mitad.
- 2) El incremento de seis números de calibre (verbigracia del 10 al 4) duplica el diámetro.
- 3) El incremento de 10 números de calibre (verbigracia del 10 al 1/0) multiplica área y peso por 10 y divide entre 10 la resistencia.

Tabla 1.5 Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo compacto

Designación AWG ó MCM	Área de la sección Transversal mm ²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal mm	Peso nominal kg/km
8	8.37	7	3.40	75.5
6	13.30	7	4.29	120
4	21.45	7	5.41	181.2
2	33.6	7	6.81	305
1	42.4	19	7.59	386
1/0	48.3	19	8.33	438
2/0	63.5	19	9.83	568
3/0	67.4	19	9.88	612
4/0	85.0	19	9.78	825
1	85.0	19	10.74	771
2	107.2	19	12.86	972
3	128.7	37	13.21	1148
4	147.1	37	14.22	1234
5	152.0	37	14.48	1279
6	177.3	37	15.65	1605
7	203	37	16.74	1830
8	238	57	18.25	2200
9	252	37	18.89	2200
10	304	51	20.6	2750
11	380	61	23.1	3450
12	405	61	23.8	3550
13	502	61	26.8	4550

TABLA 1.6 Construcciones preferentes de cable de aluminio con cableado compacto

Designación AWG 6 MCM	Area 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	87.4	19	9.85	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	20.8	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

Designación		CLASE B			
mm ²	Area de la sección	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

Capítulo 2.— Comparación de Aislamientos

- 2.1.— Materiales
- 2.2.— Características Eléctricas
- 2.3.— Características Mecánicas
- 2.4.— Nivel de Aislamiento

2: COMPARACION 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 operación, medio ambiente, envejecimiento, etc., pueden degradar al aislamiento rápidamente hasta el punto en que este falle, por lo que es importante seleccionar el aislamiento adecuado.

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

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 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 y el mejoramiento de algunos ya existentes, obligan al ingeniero de proyectos, al conocimiento actualizado de las diferentes alternativas disponibles.

Los aislamientos podemos dividirlos básicamente en dos grupos principales:

A) De papel Impregnado.— Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, de celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel libre de humedad se impregna para mejorar las

características del aislanté. La impregnación se logra con los siguientes compuestos, los cuales dependerán de la tensión y de la instalación del cable.

- 1.- Aceite Viscoso
- 2.- Aceite Viscoso con resinas refinadas.
- 3.- Aceite Viscoso con polímeros de hidrocarburos
- 4.- Aceite de baja viscosidad.
- 5.- Parafinas micro-cristalinas del petróleo

El compuesto ocupa todos los intersticios, dejando libre de burbujas de aire al papel, evitando así la ionización en la operación. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante de acuerdo al tipo de instalación del cable; con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con pendientes mayores para el segundo.

Sus propiedades, ventajas y desventajas comparativas con los aislamientos secos, aparecen en la Tabla No. 2.1.

B). Aislamientos de Tipo Seco.— A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base es obtenida de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos:

- 1).- Termoplásticos.— Son aquellos que al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
- 2).- Termofijos.— A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no los reblandecen.

COMPORTAMIENTO EN SERVICIO.

Los cables aislados con XLP y EP fueron introducidos en servicio comercial en 5 KV y mayores tensiones a principios de 1961 y 1962 respectivamente. Desde entonces muchos kilómetros de cables en ambos aislamientos se han instalado.

En general las estadísticas de servicio para los dos materiales han sido satisfactorias. La mayoría de las fallas se han debido a daños mecánicos o a condiciones particulares del ambiente (presencia de agua, etc.)

Es ampliamente reconocido que la presencia de agua representa la condición de ambiente más severa que se puede encontrar en servicio para cualquier tipo de material (EP, XLP, PE, PVC, etc.), utilizado como aislamiento en cables de energía.

En particular los cables aislados con XLP o EP y complementados con pantalla sobre el aislamiento a base de cintas textiles semiconductoras, se reconocen como susceptibles a la formación de arborescencias cuando se instalan en lugares húmedos. Y si bien, con el uso de semiconductores extruidos parece haber disminuido la incidencia de las fallas de este tipo, se ha encontrado en pruebas de largo tiempo en agua que se continúan desarrollando arborescencias potencialmente peligrosas.

Aunque especialistas dedicados a la investigación de los mecanismos que rigen la presencia de arborescencias todavía no tienen una comprensión completa del fenómeno, han arribado a la conclusión de que en el rango de los esfuerzos de operación adoptados en la práctica,

- agua en el aislamiento
- tensión aplicada de C.A.
- irregularidades en el aislamiento (cavidades, impurezas, protuberancias en las pantallas semiconductoras).

Sintenax: El PVC (Policloruro de vinilo) para aislamiento de cables de alta tensión desarrollado en Condu-mex, bajo el nombre comercial "SINTENAX", ha adquirido una importancia especial, gracias a sus ventajas sobre los plásticos hasta ahora conocidos.

La alta rigidez dieléctrica y su resistencia a la ionización (efecto corona), permiten su operación en cables de energía de hasta 23 KV.

La estabilidad de características como: resistencia de aislamiento, factor de potencia, constante dieléctrica en presencia de humedad, lo convierten en una mejor selección para ambientes húmedos. En general los cables de energía Sintenax resultan ligeros (no requieren cubierta de plomo), fáciles de instalar y de empalmes y terminales de sencilla manufactura.

COMPARACION DE EP vs XLP.

El hule etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena de cruzada (XLP) son los principales materiales empleados en la actualidad para cables de energía con aislamiento extruido en media tensión.

Esto no significa que los cables aislados con EP y con XLP se comportan igualmente bien y con la misma probabilidad de perdurar bajo las condiciones encontradas en operación normal. La selección se debe realizar basada en una comparación del comportamiento en servicio y de pruebas de laboratorio que correlacionan las exigencias de operación y durante la instalación.

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

PRUEBAS RELACIONADAS CON LA OPERACION

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

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

- 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 CA 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 valúa a través de pruebas de corto tiempo, de tal manera que las condiciones reales de servicio prácticamente no se toman en cuenta. Por lo contrario, en las pruebas de envejecimiento cíclico y larga duración en agua, se combinan los factores térmicos y ambientales en los factores eléctricos.

- Pruebas y ruptura en tensión de CA y de Impulso.

Un cable aislado con XLP puede soportar a temperatura ambiente mayores tensiones de CA y el impulso que el EP a menos que contenga burbujas o cavidades de tales 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 CA y de impulso conforme la temperatura excede de la temperatura de operación normal de 90°C.

Aún más, en el rango de la temperatura de emergencia por sobrecargas, las propiedades físicas del XLP están consistentemente por abajo de aquellas de un buen aislamiento de EP.

Por otro lado la vulnerabilidad del XLP al ataque de las descargas parciales está bien documentada. En la práctica aún la presencia de microcavidades que no pueden ser detectadas con los equipos más sofisticados, pueden reducir por más de 30% el esfuerzo dieléctrico de los cables con XLP.

- Pruebas de envejecimiento Cíclico.

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

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 superiores resultados que el XLP.

2 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.

Quando se prueban los cables bajo esfuerzos térmicos, debe considerarse que los cables de energía están diseñados para tres rangos de temperatura, cada uno relacionado con una duración típica:

- Temperatura de Servicio Normal o Contínuo
- Temperatura de emergencia por sobrecargas, hasta 100 h por año.
- Temperatura de corto circuito, típicamente 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 contínuo, 130°C en emergencias o sobrecargas y 250°C por corto circuito. Sin embargo el valor de emergencia para cables aislados con XLP está siendo cuestionado y se ha sugerido para ellos una temperatura de emergencia de 110°C

Especialmente para las temperaturas más altas la estabilidad mecánica del sistema de pantallas debe ser garantizada.

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

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

Es más, la tendencia al XLP a deslizarse y fluir durante los ciclos térmicos extremos, ha sido descrita por algunos autores con el posible desarrollo consecuente de cavidades en los empalmes y terminales, los cuales muy bien 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 son frecuentemente expuestos a agentes siendo el agua el más frecuente de ellos.

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 la 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 consistentemente superan a los cables con XLP, con un promedio de vida por lo menos el doble de largo. Esta mayor resistencia al agua y al esfuerzo es otra importante razón para preferir los cables aislados con EP a los cables aislados con XLP.

Debido a la disminución del exponente de vida en agua, es necesario especialmente en el caso de cables de XLP, reducir tanto como sea posible las irregularidades (cavidades, inclusiones debidas a contaminaciones, etc.) y para los enlaces más importantes apli-

car una cubierta metálica para prevenir la penetración de agua.

Para cables con EP, una buena resistencia en presencia de agua puede ser obtenida a través de una adecuada formulación del compuesto, de tal manera que debido también a su menor sensibilidad de este aislamiento a los contaminantes y a las intersecciones de manufactura, las duraciones de vida de 2 a 3 veces mayor que para XLP, pueden ser fácilmente obtenidas para las mismas condiciones de servicio

INSTALACION.

Manejo de los cables

Algunos usuarios prefieren el EP, debido a su mayor flexibilidad, que lo hace más fácil de manejar que el XLP durante la instalación. Esta preferencia se hace mayor en el caso de cables de muy altas tensiones. La dureza de cables de grandes dimensiones de XLP, ha forzado a algunos usuarios a precalentar los extremos del cable 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 puede ser menos preciso para el EP. En pruebas de tensión y vida hemos observado gran número de rupturas en terminales no adecuadamente ejecutadas en XLP (pequeñas ondulaciones, raspaduras, cortes, etc.), o en el caso de pantallas de cintas con aún muy pequeñas discontinuidades. Tales problemas nunca han sido observados en terminales de cables con EP que presenten similares defectos.

Este fenómeno es ciertamente debido a la bien conocida vulnerabilidad del XLP a las descargas parciales originadas en puntos o cavidades sometidas a altos esfuerzos.

Otro factor en conexión con el acabado superficial es la resistencia a la absorción de humedad; nuevamente 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 que los cables aislados con EP tienen más confiabilidad en servicios que los cables aislados con XLP.

En particular las siguientes ventajas del EP sobre el XLP pueden ser enfatizadas:

- Definitivamente mejor resistencia a las arborescencias en agua.
- Resistencia a las descargas parciales (corona), aún cuando sean indetectables.
- Mejor 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 corto circuito.
- Mayor duración de vida tanto en condiciones secas como bajo ciclos térmicos y en el agua.
- Mejor coeficiente de expansión térmica, resultando en 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 ó conceptos de las principales características que identifican a los aislamientos. Una mayor comprensión de estas definiciones permitirá una selección más adecuada. En la tabla 2.1. se muestran los valores típicos de estas características de los diferentes aislamientos.

Rigidez Dieléctrica:

La rigidez dieléctrica se refiere a los valores de gradientes a la tensión de ruptura del 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 es usualmente kV/mm

Gradiente de Operación:

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

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

Donde:

V_0 = Tensión al neutro del sistema

d_a = Diámetro sobre aislamiento (en mm)

d_p = Es el diámetro sobre la pantalla semiconductora sobre el conductor. (en mm)

x = La distancia a la que se desea saber el valor del gradiente

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

$$\frac{0.869 V_0}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \quad \text{kV/mm} \quad (2.2)$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la parte externa del aislamiento:

$$\frac{0.869 V_0}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \quad \text{kV/mm} \quad (2.3)$$

Resistencia del aislamiento:

La diferencia de potencial entre conductor a 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 le conoce como Resistencia de Aislamiento (R_a). El aislamiento perfecto resultaría entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que por tanto inhibiría totalmente el paso de esta corriente. El valor de R_a está dado por la siguiente expresión, usualmente en unidades de Megohms por kilómetro.

$$R_a = K \log_{10} \frac{d_a}{d_p} \quad \text{M}\Omega \cdot \text{Km} \quad (2.4)$$

Donde:

K = Es un valor constante característico del material aislante.

Factor de potencia, tangente δ .

Factor de potencia:

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

2

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 .

a 90° que es el caso de los aislamientos en general, 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.

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos

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, (Corrientes alterna, elevación rápida)	16	20	20	32
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (Impulsos)	47	60	60	73
Permitividad relativa SIC, (60 ciclos, a temp. de op.)	5.5	2.3	2.3	3.6
Factor de potencia, % (a 60 ciclos a temp. de op.)	1	0.1	1.5	0.8
Constante K de resistencia de aislamiento a (1.516^{0C}) (Megohm-km).	750	6100	6100	3000
Resistencia a la ionización.	excelente	regular	muy buena	buena
Resistencia a la humedad.	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas.	mala	excelente	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad ó ionización)	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal ($^{\circ}C$).	Hasta 6 kV 80 Superior 6 kV 75	90	90	85
Temperatura de sobrecarga ($^{\circ}C$).	100	130	130	100
Temperatura de cortocircuito ($^{\circ}C$).	160	250	250	160
Principales ventajas	Bajo costo, Factor de pérdidas resistente a bajo la ionización, facilidad de instalar	Factor de pérdidas regular	Bajo factor de pérdidas, flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes propiedades eléctricas
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas, resistencia a la temperatura, ventajas	Rigidez, baja resistencia a la ionización.	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a $80^{\circ}C$.	Requiere tipo de plomo y terminales herméticos.

2.3.) Características Mecánicas:

El énfasis 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 ó termofijas.

Los recientes desarrollos realizados en base a las causas prevalentes de fallas en cables, han sido enfocadas ha enfatizar en 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 está determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura en el conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad de 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 inmersión durante un cierto período en agua caliente.

Los aislamientos de papel resultan los más susceptibles de absorber 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 de absorción gravimétrica de humedad no es por si sólo un índice para calificar el comportamiento del material en presencia de humedad, sobre todo cuando contemporáneamente 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 porque hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido de agua. Esto es particularmente cierto en la comparación del Vulcanel EP y el Vulcanel XLP. Las mediciones muestran que el agua penetra más rápidamente 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. Es en efecto uno de los objetivos comúnmente usados para describir la construcción de un cable; sin embargo, sorprendentemente no existe un estándar de comparación. No existe a la fecha ningún método de prueba para medir el grado ó magnitud de flexibilidad.

Sin embargo, la mejor base para evaluar la flexibilidad es la eficacia en las ventajas que representan en los cables de energía, que es en última instancia una apreciación. A continuación se enuncian las ventajas de la flexibilidad:

- (1) Más fácil de sacar ó meter el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad de daño al momento de instalar.
- (2) Más fácil de 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 menor esfuerzo, evitando que utilicen prácticas que resultarían perjudiciales, como calentar el cable para permitir dobleces, etc.

2.4.) Nivel de Aislamiento

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

CLASE 1.— NIVEL 100%.— Quedarán incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas provistos de protección de relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible y 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 relación de reactancia de secuencia cero y secuencia positiva (X_0/X_1) no este en el rango de -1 a -40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el rango 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. Actualmente se incluyen los cables destinados a instalaciones donde las condiciones de tiempo de operación de protecciones no cumple 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 de aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo cables submarinos donde por los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

CLASE 3 — NIVEL 173%.— Los cables en esta categoría deberán aplicarse en sistemas donde el tiempo para liberar una falla es indefinido. El uso de cables en este nivel también se recomienda en sistemas con problemas de resonancia, en que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.

2

Capítulo 3. — Funciones de las Pantallas Eléctricas

- 3.1. — Pantalla sobre el Conductor
- 3.2. — Pantalla sobre Aislamiento

- 3.2.1. — Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

- 3.2.2. — Pantalla metálica

- 3.3. — Selección de la Pantalla metálica
- 3.4. — Aplicaciones de las Pantallas

3.-- Funciones de las Pantallas Eléctricas:

Cuando se aplica una tensión entre un conductor eléctrico y el plano de tierra (ó 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 si es que no son controlados 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 ó cables.

Las pantallas usadas en el diseño de los cables de energía tienen diferentes funciones. Dependiendo del material y su localización, éstas 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 ó extruída. Los materiales usados en la fabricación de estas pantallas, depende 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 extruídas 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 (Ver figura 3.1.). La inclusión de este elemento en el diseño de cable es con el fin de obtener una superficie equipotencial uniforme al cual las líneas de fuerza del campo eléctrico sean perpendiculares.

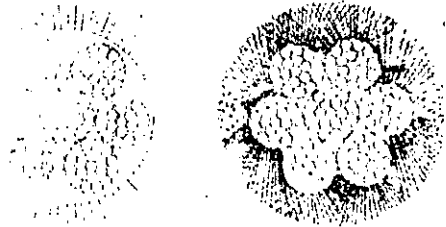
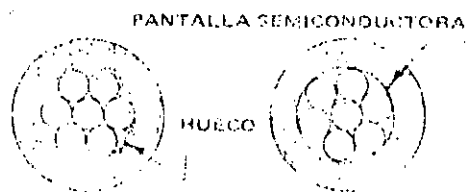


Fig. 3.1.

Otra función es evitar ionización en los intersticios del conductor y aislamiento. Si el aislamiento fuera extruído directamente sobre el conductor, la curvatura de los alambres de la corona superior darían lugar a la formación de hoquedades ó burbujas de aire (figura 3.2.a) que al estar sujetas a una diferencia de potencial, se provocaría la ionización del aire con el consiguiente deterioro del aislamiento. La situación anterior se elimina al colocar la pantalla semiconductor presentando una superficie uniforme, figura 3.2.b



(a) Fig. 3.2. (b)

Las pantallas sobre el conductor sirven también como elemento de transición entre el conductor 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 aislamiento

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

- Pantalla semiconductor.
- Pantalla metálica:

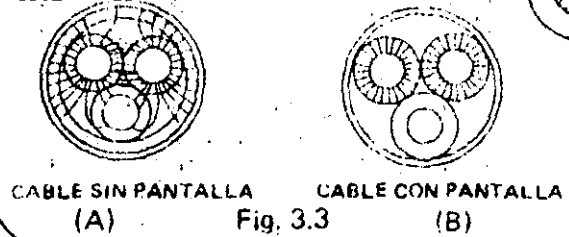
En conjunto, las funciones de las pantallas sobre el aislamiento son:

- A) Crear una distribución radial simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento.
- B) Proveer al cable de una capacidad a tierra uniforme.
- C) Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal ó en presencia de productos inflamables.

A) 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 resulta en 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.



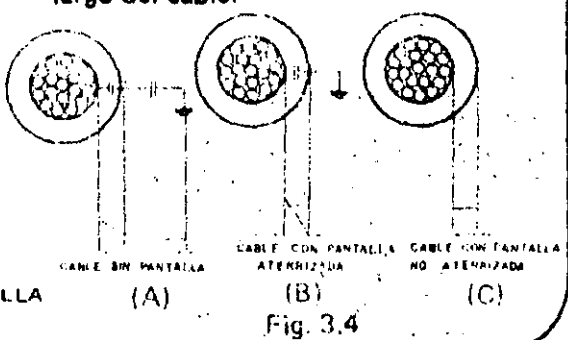
Esfuerzos tangenciales y longitudinales. Uno de los principios básicos de campos eléctricos, es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie con diferente permitividad relativa $K_1 \neq K_2$, esta se dividirá en proporción inversa de las permitividades relativas de ambos materiales.

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 que será igual al potencial que se presentará en la superficie del aislamiento. Esta tensión superficial podría alcanzar el potencial del conductor si el dieléctrico, cubierta y medio ambiente es de gran magnitud y/o bien el potencial de tierra cuando la superficie del aislamiento esté cerca a 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 el conductor individual no está apantallado y en cualquier cable monopolar sin pantalla

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



El contacto íntimo de la pantalla semiconductora con el aislamiento, la conexión física adecuada de la pantalla metálica a tierra y en general la correcta aplicación de las pantallas sobre 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 ó directamente enterrados, normalmente pasarán por secciones de terreno húmedo y seco o ductos de características eléctricas variables. Esto resulta en una capacitancia a tierra variable y consecuentemente en una impedancia no uniforme.

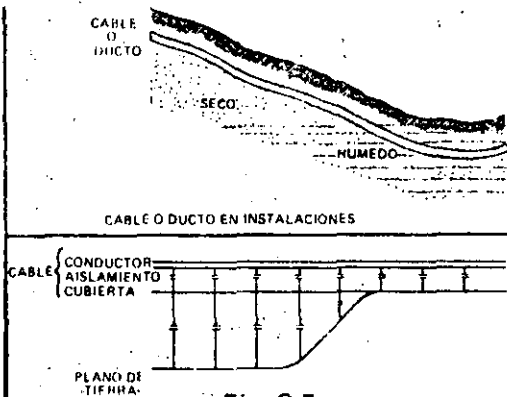


Fig. 3.5

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, dando 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 eliminar la posibilidad de producir sobretensiones debidas al aislamiento.

b) Proveer al cable de la máxima capacitancia del conductor a tierra 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.

Como se explicó anteriormente, cuando la superficie externa del aislamiento (exenta de las pantallas) de los cables no está en contacto a 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 adecuadamente aterrizada proporciona la trayectoria necesaria a 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 ó explosivos fuera de características desastrosas.

Por otra parte cuando se tiene el sistema adecuado de pantallas, se deberá buscar siempre que estas operen a los potenciales lo más cercanos a tierra posible.

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 resulta en una condición más peligrosa.

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

3.2.1.— Pantalla Semiconductora sobre el aislamiento:

La pantalla semiconductora sobre el aislamiento se encuentra en contacto inmediato con el aislamiento. 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 aún en el caso del movimiento de la pantalla metálica.

La pantalla semiconductora sobre el aislamiento para cables con aislamiento seco, puede estar constituida por una capa de material termoplástico o termofijo semiconductor ó bien por cinta semiconductora y/ó 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 consistir en alambres, cintas planas ó corrugadas ó 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 ó bien pueden ser cubiertas metálicas (plomo ó 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 derivadas de las condiciones de instalación. En la Tabla 3.1., se presenta el cuadro comparativo de pantallas a base de cintas comparadas 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, ejern. 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 del punto de vista mecánico proporciona una conductancia adicional aprovechable para conducir corriente de falla.

TABLA 3.1 Pantalla de cintas y alambres v.s. 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 trasape. - Requiere de radio 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 en cables de 5 kV y mayores requieren de pantallas sobre el aislamiento.

Esto significa que en el rango de 2 kV a 5 kV inclusive, se puede no utilizar pantallas sobre aislamiento, de aquí que una gran dosis de sentido común se involucra, para considerar la aplicación de las pantallas. Es innegable que un

3



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 las pantallas de acuerdo a 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 ó 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 triplex

1) Instalados en conduit aéreo ó charolas en interiores y lugares secos.

2) Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado.

CONEXION A TIERRA Y TERMINACION 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 arcos 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, ó al potencial de tierra. La pantalla que no tiene la conexión adecuada a tierra es más peligrosa del punto de vista seguridad que el cable sin pantalla. Además del peligro al personal, una pantalla "flotante" puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfora la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable.

Las pantallas deben conectarse preferentemente en dos ó más puntos. En caso de que se conecten en un solo punto precaución especial se deberá aplicar.

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.

Capítulo 4. — Propiedades de las Cubiertas

4.1. — Selección de las Cubiertas

4.2. — Propiedades



4. 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 en 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 naturaleza de los agentes externos al medio ambiente de 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 (Policloruro de vinilo) y polietileno de alta y baja densidad.

III. Cubiertas elastoméricas: Básicamente se utiliza el Neopreno (policloropreno) y Hypalon (polietileno cloro-sulfonado).

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, los materiales de las cubiertas o sus combinaciones, es necesario conocer las sollicitaciones a que pueden quedar expuestos los cables de energía por el medio ambiente de la instalación, sollicitaciones 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 caso de los aislamiento. Excesos sobre los límites establecidos conducen 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 sección 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 daños derivados del manejo en el transporte e instalación como son: Radios

de curvatura pequeños, tensión excesiva, compresión, cortes, abrasión, etc. que reducen la vida del cable completo.

4) **Eléctricas.** También para la cubiertas debe tomarse en cuenta las sollicitaciones de carácter eléctrico como son: corrientes elevadas de corto circuito en las pantallas.

4.2. Propiedades

En la tabla 4.1. se presentan las propiedades de las cubiertas en cuanto a las sollicitaciones antes mencionadas.

TABLA 4.1 PROPIEDADES DE CUBIERTAS

CARACTERISTICAS	P.V.C.	Poliéstero Bajo Densidad	Poliéstero Alto Densidad	Neopreno	Poliéstero Cloroplastico NYLON	Piñón
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	B	M
Flexibilidad	B	B	A	E	E	A
Diámetro en frío	R	E	MB	B	R	-
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	-
Resistencia a la intemperie	MB	E	E	B	C	MB
Resistencia a la llama	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:						
- 30% sulfúrico	E	E	E	R	B	E
- 2% sulfúrico	E	E	E	R	R	E
- 10% nítrico	R	E	E	R	R	M
- 10% clorhídrico	B	E	E	R	R	R
- 10% acético	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
- 10% hidróxido de sodio	E	E	E	M	R	B
- 2% carbonato de sodio	B	E	E	R	R	B
- 10% cloruro de sodio	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
- Acetona	M	B	B	B	B	E
- Tetrahidro de carbon	B	B	B	M	M	E
- Alcohol	E	B	B	B	R	E
- Gasolina	B	R	B	R	B	E
- Creosota	R	B	B	M	M	-
Rango de temperatura de operación (°C)	MIN. -55 MAX. 75	MIN. -50 MAX. 75	MIN. -50 MAX. 75	MIN. -50 MAX. 75	MIN. -50 MAX. 100	MIN. -50 MAX. 110
Peso específico	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	1.3
Principales aplicaciones:	Una gran variedad para interiores y exteriores.	Cable y aislamiento para cables y cables.	Cable y aislamiento para cables y cables.	Cable flexible. Cable para cables.	Cable flexible de gran calidad.	Cable con aislamiento de gran calidad para interiores y exteriores.

E = Excelente MB = Muy Buena B = Buena E = Regular M = Mala

• Bajo el calor puede convertirse negro de humo.



Sección II. — Parámetros Eléctricos**Capítulo 5. — Resistencia del conductor****Introducción**

- 5.1. — Resistencia a la corriente directa**
- 5.2. — Efecto de la temperatura en la resistencia**
- 5.3. — Resistencia a la corriente alterna**
- 5.4. — Ejemplos**
- 5.5. — Gráficas**

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

INTRODUCCION

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 en base a 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 tanto en los análisis de corto circuito del sistema, como en el comportamiento del cable en regímenes transitorios y al efectuar las pruebas de campo y el mantenimiento correspondiente.

5.1. — Resistencia a la corriente directa

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

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} \text{ en Ohms.} \quad (5.1)$$

en donde:

- L = Longitud del conductor
- A = Area seccional del conductor
- ρ = Resistividad volumétrica del material de conductor en unidades compatibles con "L" y con "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/m³. 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	microhms/cm
0.67879	microhms/pulgada
10.371*	ohm—cmil/ft
17.241*	ohm—mm ² /Km

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

2.828	microhms/cm
1.1128	microhms/pulgada
17.002*	ohm—cmil/ft
28.28*	ohm—mm ² /Km

*Estos valores son los más comúnmente usados para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos.

EFECTO DE CABLEADO

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

$$R_{cd} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} \cdot \frac{L}{A'} \quad (5.2)$$

en donde:

R' y A' son la resistencia y el área de cada alambre, respectivamente sin embargo, ésta 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 resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos se puede suponer:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} (1 + kc) \quad (5.3)$$

en donde:

kc es el "factor de cableado" y los valores correspondientes para diferentes ti-

pos de cuerdas se encuentran en la Tabla 5.1. y en las tablas a continuación se encuentran los valores de Resistencia

a la corriente directa de los conductores usuales.

TABLA 5.1
INCREMENTO DE LA RESISTENCIA
POR EFECTO DE CABLEADO

Tipo de cableado	kc
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectoral	0.015
Segmental	0.020

TABLA 5.1.a. Resistencia a la Corriente Directa a 20°C de conductores de cobre en cableado concéntrico normal o compacto y compacto

mm ²	AWG MCM	AREA DE LA SECCION (mm ²)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL CD. 20°C (Cu Suave) Ω/Km.
	6	8.37	2.10
	8	13.30	1.322
	10	16.77	1.050
	12	21.16	0.830
	14	26.70	0.658
	16	33.60	0.523
35	20	34.40	0.511
	22	42.20	0.415
50	24	48.30	0.364
	26	53.50	0.329
	28	67.50	0.261
70	30	69.00	0.255
	32	85.00	0.207
	34	107.20	0.164
	36	127.70	0.139
100	38	182.00	0.1157
	40	177.40	0.0991
	42	202.70	0.0867
150	44	242.60	0.0726
	46	203.30	0.0698
	48	304.10	0.0578
	50	384.70	0.0498
	52	380.00	0.0463
	54	406.40	0.0434
200	56	508.7	0.0343

5

TABLA 5.1 b. Resistencia a la corriente eléctrica a 20°C de conductores de aluminio en cableado concéntrico, espirado, piramido y compacto.

DESIGNACION AWG MCM	AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL (mm ²)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL A CD OHM/KM A 20°C
2	33.6	0.856
1/0	53.5	0.538
2/0	67.1	0.4277
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.2689
250	126.7	0.2275
350	177.3	0.1628
500	253.4	0.1159
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0568

5.2. Efecto de la Temperatura en la Resistencia

Dentro de los rangos normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados, son los incrementos en resistencia y longitud que éstos 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 interpostales.

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

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor a distintas temperaturas y trazáramos los valores obtenidos en una gráfica, obtendríamos la siguiente curva:

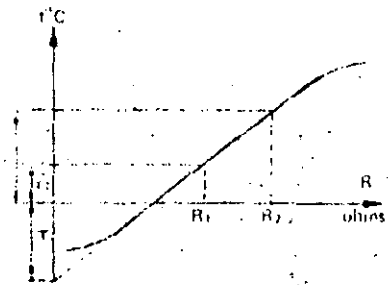


Fig. 5.1.

Relación de la resistencia de un conductor eléctrico con la temperatura.

en donde:

α se denomina "Coeficiente de Corrección por Temperatura" y sus dimensiones son grados centígrados recíprocos. El valor de la resistividad es expresado generalmente a una temperatura estándar de 20°C (68°F), y puesto que la resistencia de un conductor dado es proporcional a su resistividad, podemos escribir:

5

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:

$$R_2 = R_1 \left[\frac{t_2 + T}{t_1 + T} \right] \quad (5.4)$$

El punto de intersección de la prolongación de la parte plana de la curva de la figura con el eje de las "t" (temperaturas), es un valor constante para cada material; en esta temperatura el valor teórico de la resistencia del material es nula. Valores de "T" en °C, para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos están dados a continuación:

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:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{t_2 + T}{t_1 + T} \quad (5.5)$$

expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería (Ver Tabla 5.2) Asimismo es fácil demostrar que si:

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

entonces:

$$\alpha = \frac{1}{243.5 + X^\circ\text{C}} \text{ a } X^\circ\text{C} \quad (5.6)$$

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	1.088	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	0.926
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	0.806
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

5

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

$$R_1 = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T} = \frac{254.5}{234.5 + T} \quad (5.7)$$

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

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 25}{228 + T} = \frac{253}{228 + T} \quad (5.8)$$

5.3. 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 factores:

- El efecto superficial ó piel y
- El efecto de proximidad.

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

$$R_{CA} = R_{CD} (1 + Y_s + Y_p) \quad (5.9)$$

donde:

- R_{CA} = Resistencia a la corriente alterna
- R_{CD} = Resistencia a la corriente directa corregida
- Y_s = Factor debido al efecto 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 continua 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 conductor; todos ellos de la misma sección y de la misma longitud y consecuentemente de la misma resistencia.

Al circular corriente continua 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 al de los demás y se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor.

Quando 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 contra electromotriz inducida en los filamentos centrales será mayor que en 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 contra electromotriz inducida es mayor, tendrán que ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, ó 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 piel se calcula por:

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

con:

$$X_s = \frac{8 \pi f}{R} \cdot 10^{-1} k_s \quad (5.3)$$

donde:

- f = frecuencia del sistema Hz
- R = Resistencia del conductor a la CD corregida a la temperatura de operación, ohm/Km

Valores de k_s se dan en la tabla 5.3

$$Y_p = \frac{X_p^3}{192 \sqrt{0.8 X_p^4}} \left(\frac{dc}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{dc}{s} \right)^2 \right] \frac{1.18}{X_p^3} \frac{1}{192 \sqrt{0.8 X_p^4}} \quad (5.4)$$

con:

$$X_p = \frac{8 \pi f}{R} \cdot 10^{-1} k_p \quad (5.5)$$

donde:

- dc = 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.

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación cíclica, se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia de 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 que se calcula afectando la resistencia original por un factor (Y_p).

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da 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.

dc = dx que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectorial.

$$s = dx + t$$

donde: t es el espesor de aislamiento

FACTORES K_s y K_p .

	K_s	K_p
Conductor redondo compacto de cobre	1.0	0.6
Conductor redondo de cobre	1.0	0.8
Conductor compacto segmental de cobre	0.39	0.46
Conductor redondo compacto de aluminio	1.0	0.5
Conductor redondo de aluminio	1.0	0.5

De donde:

R_1 = Resistencia a 20°C

R_2 = Resistencia medida a la temperatura de prueba

T = Temperatura de prueba

Relacion de Resistencia CA/CD para conductores de Cobre y Aluminio a una frecuencia de 60 CPS. Cables tipo concentrico normal

Calibre conductor AWG 6 MCM	Para cubiertas no metálicas. Ver Nota 1		Para cables con cubiertas metálicas. Ver 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	1.026	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) Use la columna (1) para relación CA/CD para:

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

La columna (1) incluye únicamente el efecto piel (skin). Los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, pueden generalmente ser despreciados para instalaciones espaciadas en forma uniforme.

NOTA: (2). Use la columna (2) para relación CA/CD 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), proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

5.4.— Ejemplos

Como se podrá apreciar de las tablas que complementan los enunciados, se 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 de 20 cm.
2. Temperatura de operación del conductor 90°C.
3. Frecuencia de 60 Hz del sistema.

Mediante Fórmulas:

1. Cálculo de la resistencia a la CD 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 (Fórmula 5.10 y 5.10')
4. Calcular el efecto de proximidad (Fórmula 5.11 y 5.11')
5. Aplicar la fórmula

$$1. RCD_{20^{\circ}C} = \frac{17.241}{258.35} = 0.06805 \text{ Ohms/Km}$$

Ecuación 5.1

Corrección por cableado

$$RCD_{20^{\circ}C} = 0.0680 \times 1.02 = 0.0695 \text{ Ohm/Km}$$

Ecuación 5.3.

2. A la temperatura de operación:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.00392 \text{ } 1/^{\circ}C$$

Ecuación 5.6

$$RCD_{90^{\circ}C} = 0.0695 [1 + 0.00392 (90 - 20)] = 0.0885 \text{ Ohm/Km.}$$

Ecuación 5.4.

3. Por efecto piel y proximidad.

Efecto piel:

$$X_s^2 = \frac{8 \pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.703$$

$$Y_s = \frac{(1.703)^2}{192 + 0.8(1.703)^2} = 0.015$$

De proximidad

$$X_p^2 = \frac{8 \pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (0.6) = 1.0223$$

$$Y_p = 0.0002$$

$$RCA_{90^{\circ}C} = 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0002) = 0.0898 \text{ Ohm/Km.}$$

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

Por tablas (aproximaciones):

1. Resistencia a la CD a 20°C (Tabla 5.1.a)
2. Dividir por el factor correspondiente en la Tabla 5.2
3. y 4. Aproximar los efectos de proximidad y superficial multiplicando por el factor de la Tabla 5.4.

De la tabla 5.1.a

$$RCD_{20^{\circ}C} = 0.0696$$

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.2.

$$RCD_{90^{\circ}C} = \frac{0.0695}{0.784} = 0.0886$$

Con el factor de corrección de la Tabla 5.4.

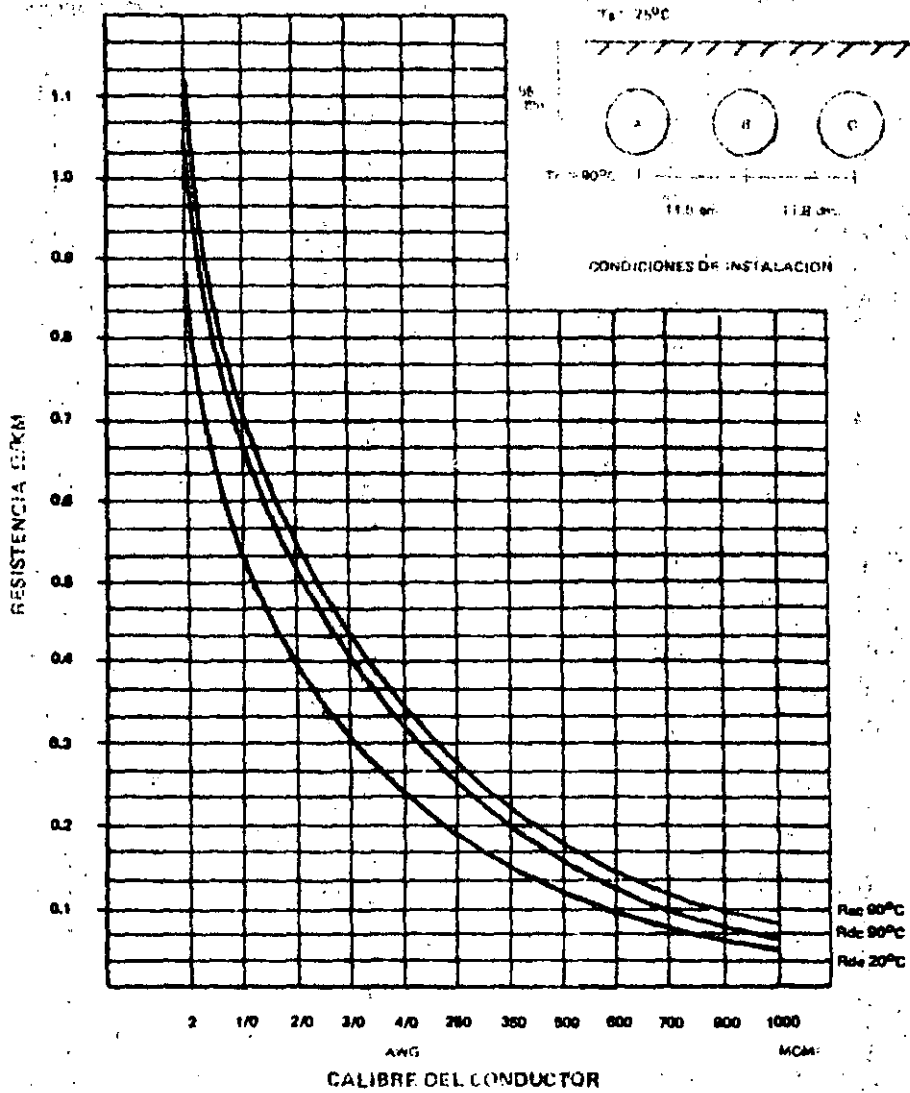
Incluimos el efecto piel y proximidad.

$$RCA_{90^{\circ}C} = 0.0886 \times 1.018 = 0.0901 \text{ Ohm/Km}$$

5

GRAFICA No. 5.1

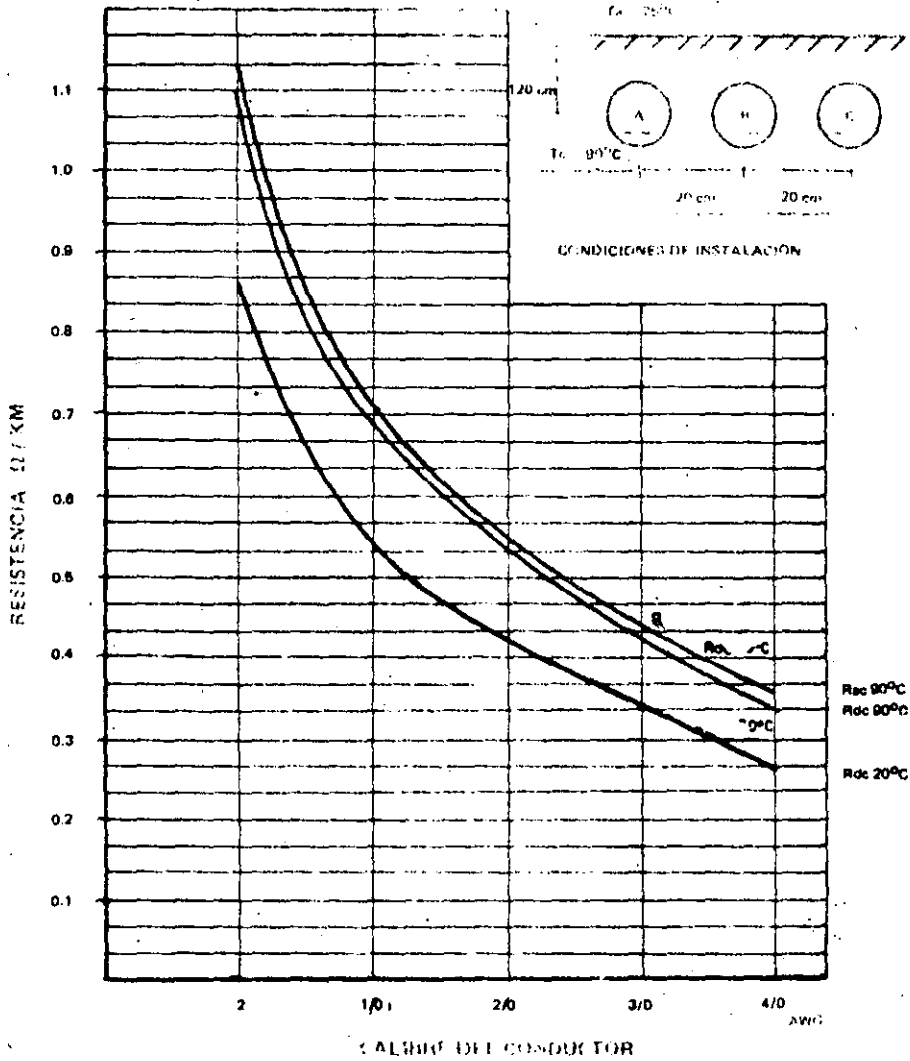
RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP -
TIPO DS. CONDUCTOR DE ALUMINIO 15 Y 25 KV.



5

GR-11-A No. 2

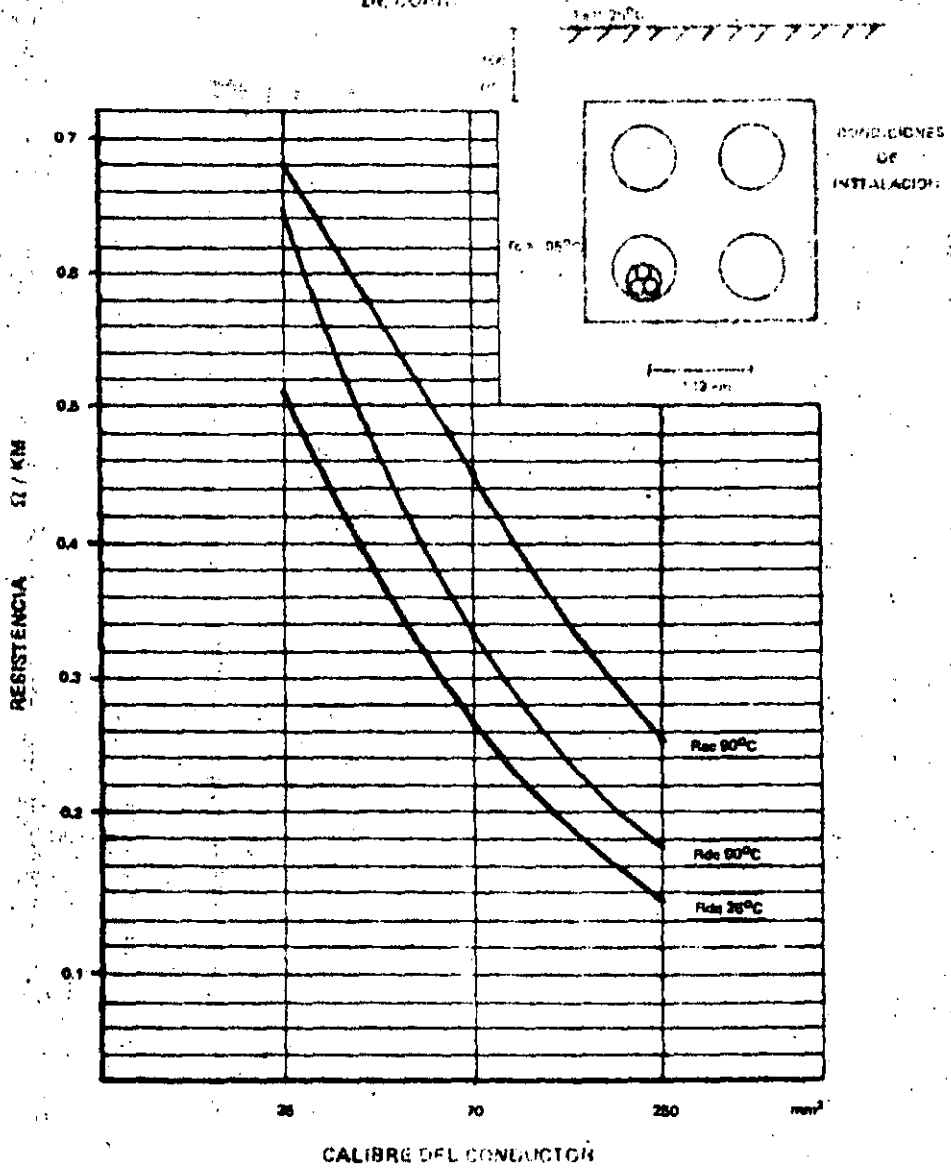
RESISTENCIA DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL LP-DRS.
CONDUCTORES DE ALUMINIO



5

GRAPICA No. 53

RESISTENCIA DE CABLES TIPO PAPER TYPE CON
AISLAMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO, 8 KV, CONDUCTOR
DE COPRE

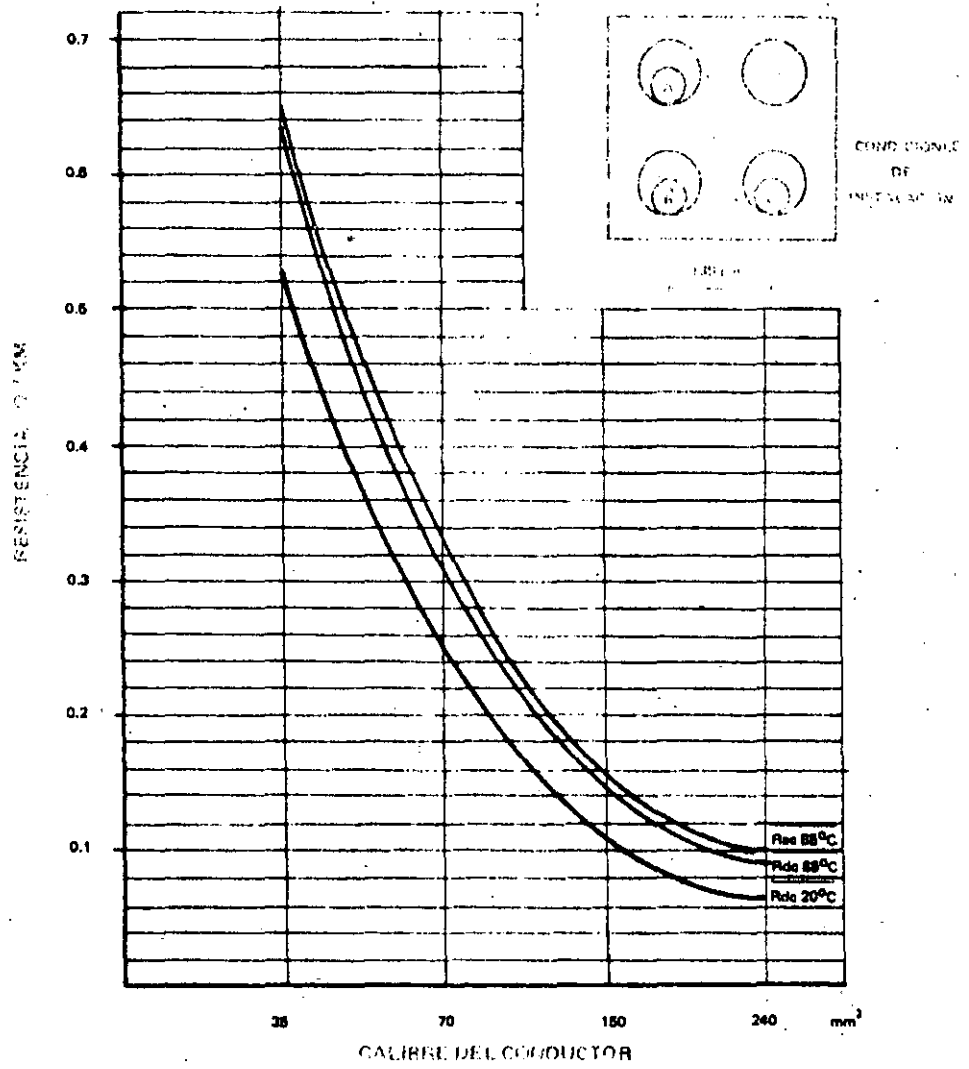


5

GRAFICA No. 4

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

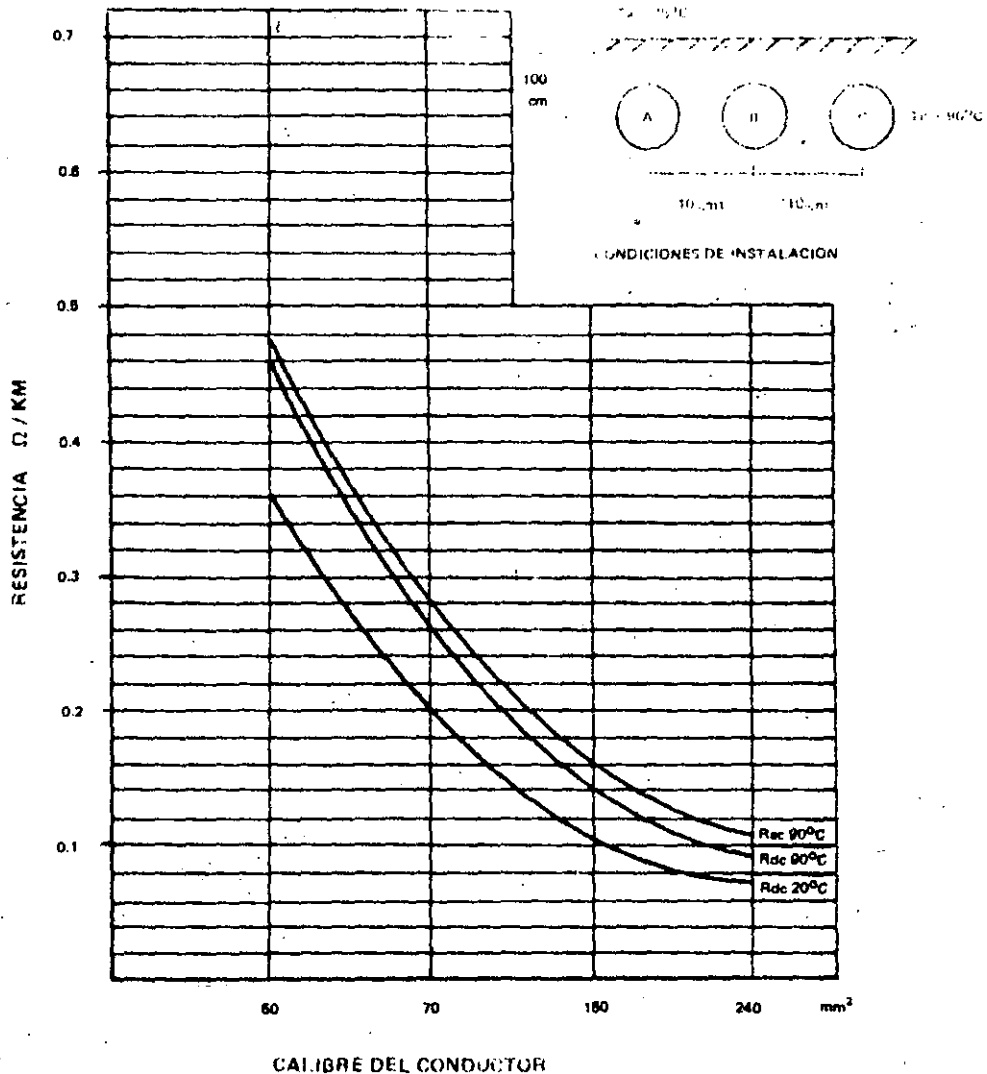
Ex = 20%



5

GRÁFICO No. 15

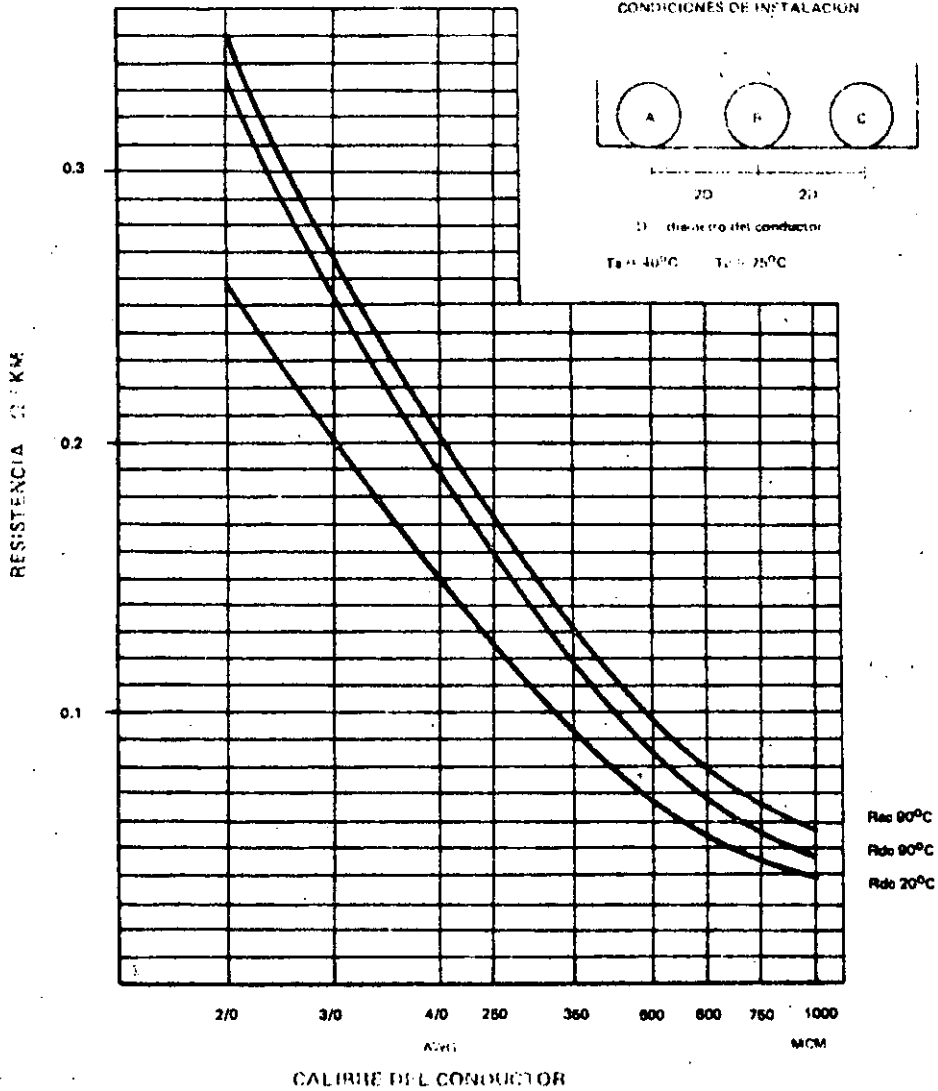
RESISTENCIA DE CABLES MULTICABLES TIPO 23 TC, CON AISLAMIENTO DE PVC Y CONDUCTOR DE COBRE



5

GRAFICO N. 1.3

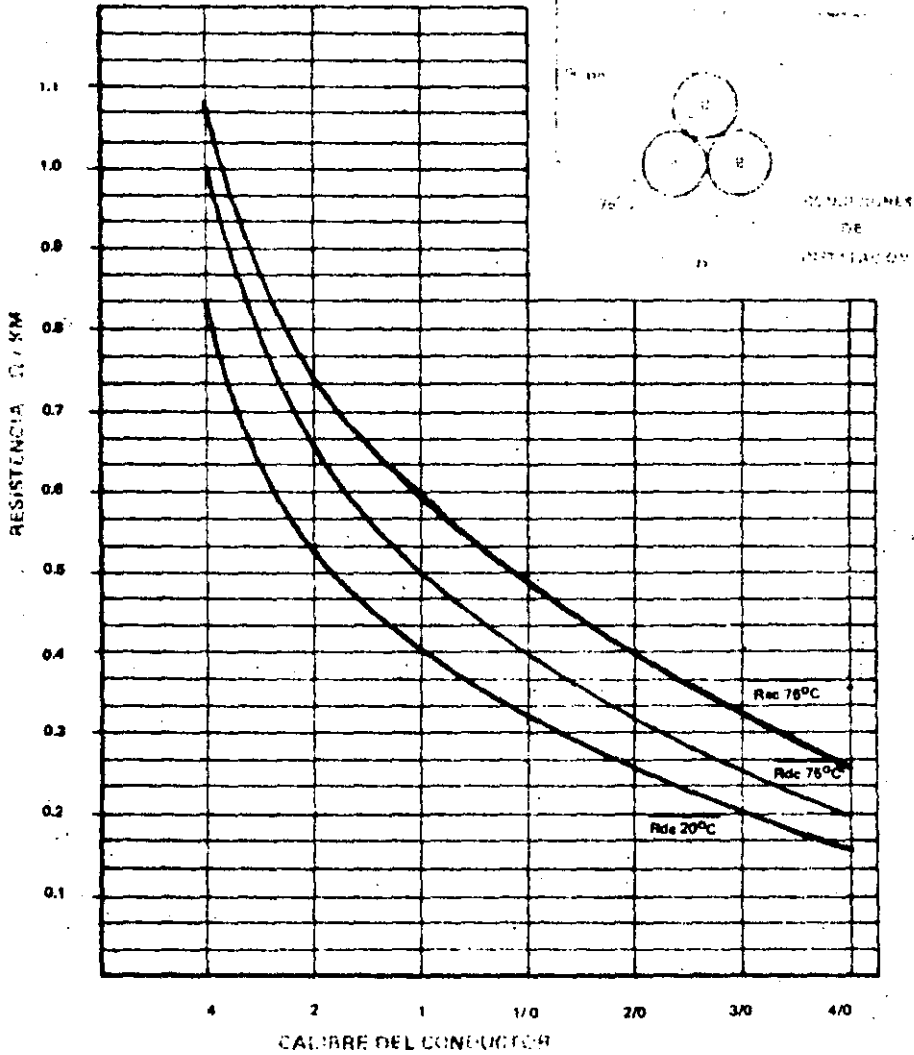
RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES CON AISLAMIENTO
EP - XLP, CONDUCTOR DEL OMBRE, TENSIONES DE OPERACION
5, 15, 25 Y 35 KV



5

GRAFICA No. 57

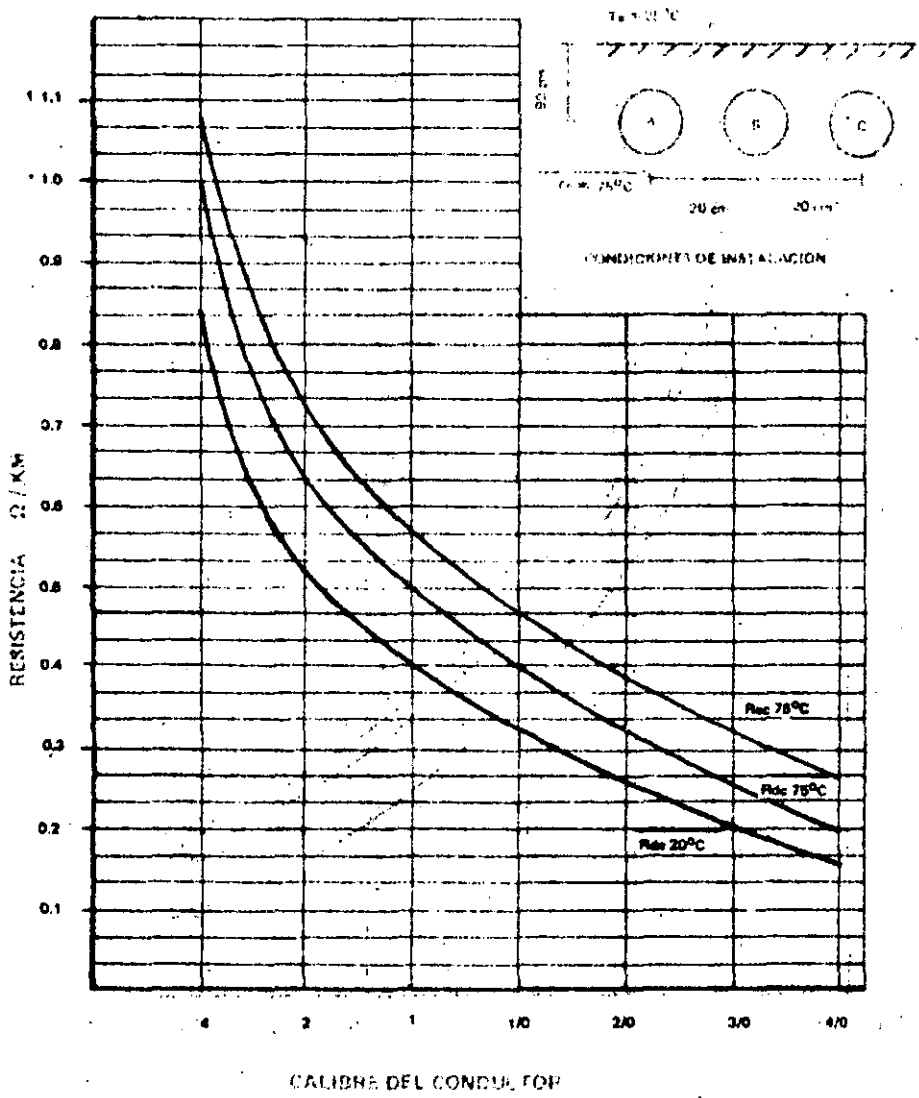
RESISTENCIA EN CABLES UNIPOLARES, CON AISLAMIENTO SINTENAX, 75°. CONDUCTOR DE COBRE 15 Y 25 KV.



5

GRAFICA No. 5.8

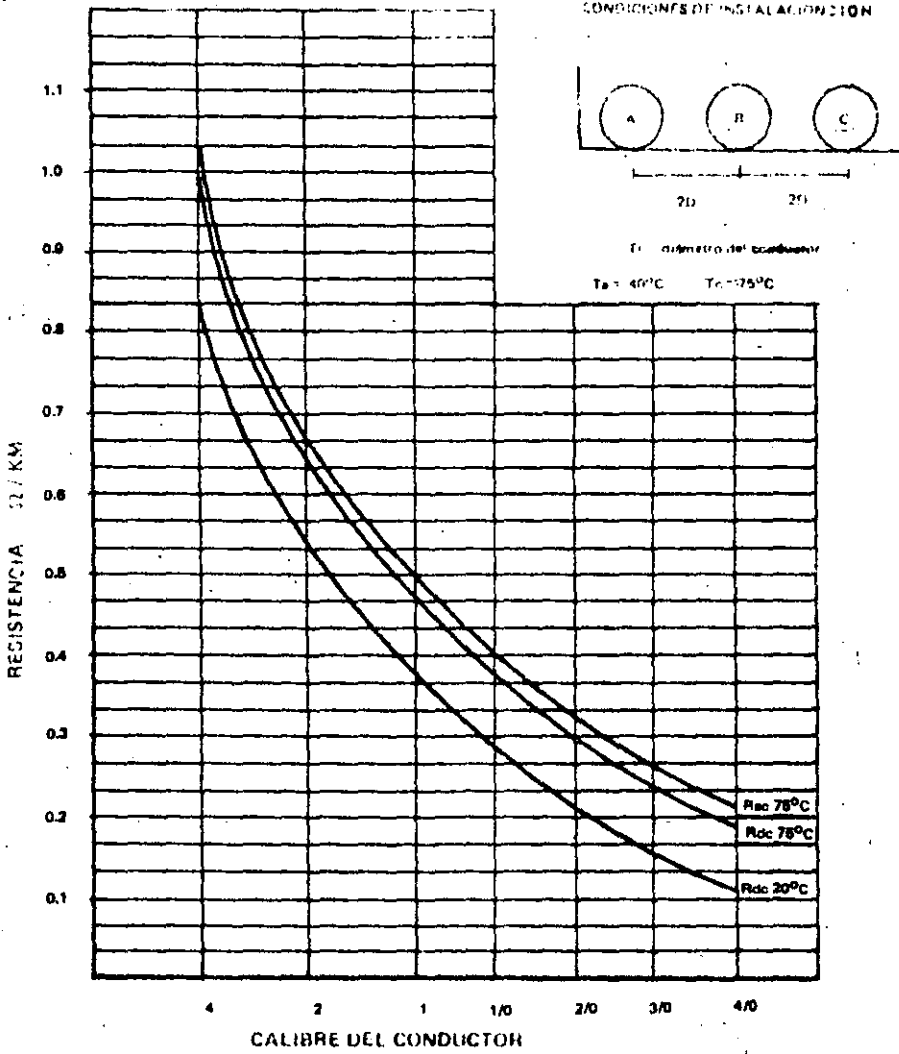
RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES. AISLAMIENTO SINTENAX,
75°. CONDUCTOR DE COBRE 15 Y 25 KV.



5

GP 1114-1-69

RESISTENCIA DE CABLES UNIPOLARES CON AUMENTO SINTENAX
CONDUCTOR DE CABLES 15 Y 25 KV.



5

Capítulo 6. — Inductancia y Reactancia Inductiva.

- 6.1. — Inductancia
- 6.2. — Reactancia Inductiva
- 6.3. — Inductancia y Reactancia aparente
- 6.4. — Inductancia de cables en paralelo.
- 6.5. — Ejemplos
- 6.6. — Gráficas

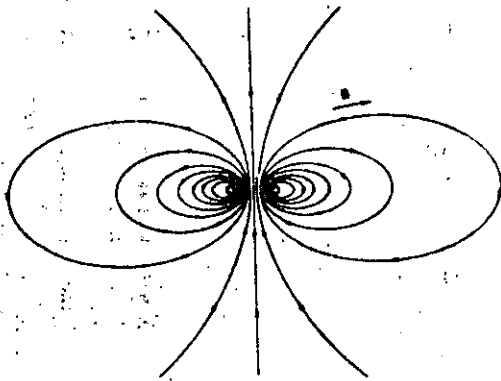
6. INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

6.1.1 Inductancia:

Cuando en un conductor eléctrico circula una corriente de magnitud variable con el tiempo, se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por lo que también circulan corrientes de naturaleza análoga), a la relación de la variación del flujo magnético con 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 está dada en Henrys



La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna L_0 (ya que parte del flujo generado corta al conductor mismo) más la externa o mutua L_m .

$$L = L_0 + L_m \quad 6.1$$

La inductancia propia (L_0) de un conductor es constante dependiendo únicamente de su construcción, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario al cual el flujo generado no lo corta, lo anterior se logra afectando al radio (R) de la sección conductora por una constante (ver tabla 6.1), que da lugar al radio de un conductor imaginario, al cual 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 de RMG según se indica en la tabla 6.2.

RADIO MEDIO GEOMETRICO DE CONDUCTORES USUALES	
CONSTRUCCION DEL CONDUCTOR	R M G
Alembre sólido	0.779 R
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726 R
19 hilos	0.758 R
37 hilos	0.768 R
61 hilos	0.772 R

R = Radio del Conductor

6

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 ó no de pantallas ó 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 ó cubierta metálica ó bien los cables que provistos de Pantallas ó cubiertas metálicas se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.
- 2.- Cables con pantallas⁽²⁾ ó cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permitan corrientes circulantes a través de las mismas.

o.2.) Reactancia inductiva:

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

$$X_L = 2 \pi f L \text{ Ohms/Km} \quad (6.2.)$$

Donde: f = Frecuencia del sistema en Hz

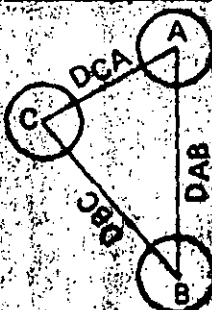
L = Inductancia en Henrys/Km

Nota.— (2) Para efectos prácticos los cables con pantalla a base de cintas metálicas ó equivalente, con conexión a tierra de la pantalla en dos ó más puntos y que por lo tanto presentan el fomeno de corrientes circulantes, 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 las corrientes circulantes a valores depreciables.

TABLA 6.2

FORMULAS DE CALCULO DE INDUCTANCIA TOTAL (H/Km)

CASO 1.- Cables sin pantallas o cubiertas metálicas, ó cables que provistos de estas se encuentran conectadas a tierra de tal forma que no permiten el paso a corrientes circulantes.



El valor medio de inductancia total del sistema es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (6.5)$$

Donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:

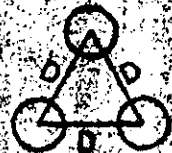
$$DMG = \sqrt[3]{DAB \times DBC \times DCA} \quad (6.5')$$

$DAB \neq DBC \neq DCA$
FORMACION TRIANGULAR



$$L_m = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{D}{RMG} \quad (6.3)$$

FORMACION TRIANGULAR EQUIDISTANTE



$$L = L_A = L_B = L_C$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{D}{RMG} \quad (6.4)$$



El valor medio de inductancia total es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (6.6)$$

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

FORMACION PLANA

6

76

CASO 2.— Cables con pantallas ó cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permitan corrientes circulantes a través de las mismas.

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

En este inciso se hará un especial énfasis en el tratamiento del efecto de estas corrientes circulantes, basado en el trabajo desarrollado por Halperin y Miller⁽¹⁾ que se utilizará no sólo en este inciso, sino también en los desarrollos correspondientes a voltajes, corrientes inducidas y pérdidas en las pantallas y cubiertas metálicas.

6.3.) Resistencia y Reactancia aparente

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

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

El valor final de la resistencia aparente se obtiene de adicionar a la resistencia efectiva a la C.A. determinada en la sección 5, más un término (ver 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 de sustraer a la reactancia que se obtendría de un cable idéntico sin pantalla ó cubierta metálica, un término similar de naturaleza inductiva.

La reducción aparente en la reactancia inductiva, debido a las corrientes circulantes es de poca magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en cables con pantallas ó cubiertas metálicas valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de estas.

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

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

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

donde:

R = Resistencia efectiva del conductor a la C.A. ohms/Km.

$$X_L = 2 \pi f L \quad \text{ohms/Km.}$$

NOTA 1.— Ver "Reduction of sheath losses in single conductor cables", Messrs. Halperin and Miller, Transactions del A.I.E.E. Abril de 1928 pg. 399.

L = Calculada de acuerdo a la tabla 6.2.

$$X_m = 2 \pi f M$$

M = Inductancia mutua entre conductor y pantalla ó cubierta metálica

$$X_m = 2 \pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{d}{r_0})$$

$$0.0754 \ln \frac{d}{r_0} \left[\frac{\text{OHMS}}{\text{KM}} \right] \quad (6.7)$$

R_p = Resistencia de la pantalla a la temp. de operación ver tabla 6.5

f = Frecuencia en ciclos por segundo

d = Distancia entre centros de los cables en cms.

r₀ = Radio medio de la pantalla en cms.

Resistencia (ohms/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 (ohms/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 6.5

Fórmulas para cálculo de resistencia eléctrica en pantalla y cubierta metálica	
Pantalla de alambres	<p>Resistencia eléctrica</p> $R_p = \frac{\rho \cdot 1.02}{n d^2 \times 0.7854} \text{ ohms/km}$ <p>ρ = Resistividad del material a la temperatura de operación de los alambres de la pantalla (ohms-mm²/km)</p> <p>n = Número de alambres que forman la pantalla.</p> <p>d = Diámetro de los alambres (mm)</p>
Tubular de plomo	$R_p = \frac{\rho}{d_m \cdot e} \text{ Ohms/Km}$ <p>ρ = Resistividad de material en Ohms mm²/km a la temperatura de operación.</p> <p>e = Espesor del forro metálico (mm)</p> <p>d_m = Diámetro medio del forro metálico (mm)</p>
Pantalla de cintas de cobre con traslape	$R_p = \frac{5.33 \rho K}{D_o \times e} \text{ Ohms/Km}$ <p>ρ = Resistividad del material en (Ohms · mm²)/Km</p> <p>D_o = Diámetro medio de la pantalla (mm)</p> <p>e = Espesor de la cinta (mm) (Aprox. 0.12 mm)</p> <p>K = Factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape ()</p>
MATERIAL	(ρ) RESISTIVIDAD A 20°C (ohms - mm²)/Km
COBRE	17.241
ALUMINIO	28.28
PLOMO	241

6.4.) Inducción de cables en paralelo:

En ocasiones las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de más 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 ellos 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 de la que fué proyectada ocasionando envejecimiento prematura de los aislamientos y consecuentemente fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo utilizando 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 están dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (Fig.) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas y mantener las separaciones entre los cables (d) pertenecientes a un sistema menor que las distancias (D) entre sistemas.



a) Posición incorrecta; cables de la misma fase contiguos



b) Posición correcta; cables de distintas fases formando sistemas



c) Posición incorrecta; cables con una mala secuencia de fases

Fig. 6.2

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas tróficos se recomienda la sucesión de fases de la fig. 6.2 (b).

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 fig. 6.2 (c) tenemos un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conservar 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 fases ABC, sino también, los de los cables paralelos en una misma fase.

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 figura.

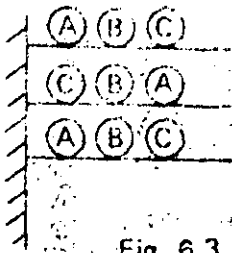


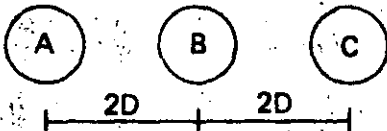
Fig. 6.3

Cables dispuestos en charolas

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.

6.5: EJEMPLOS

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 circulantes.



1.- Búsqueda de datos para calcular la inductancia total de la Tabla 6.2.

$$L = 2 \times 10^{-4} L_n \frac{DMG}{RMG} \left[\frac{H}{Km} \right] \tag{6.6}$$

donde:

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

D = Distancia entre centros de cables.

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

$$RMG = 0.768 R$$

donde:

R = es el radio del conductor.

El cable vulcanel XLP 15 KV cobre, tiene las siguientes dimensiones.

$$\text{Diámetro del conductor} = 13.2 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro total} = 28.7 \text{ mm}$$

II. SOLUCION NUMERICA

$$RMG = 0.768 (13.2) = 5.0688 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times (2 \times 28.7) =$$

$$= 72.32 \text{ mm}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} L_n \frac{72.32}{5.1} \left[\frac{H}{Km} \right]$$

$$L = .532 \left[\frac{mH}{Km} \right]$$

La reactancia inductiva esta dada por.

$$X_L = 2 \pi f L \left[\frac{ohms}{Km} \right] \tag{6.2}$$

donde:

f es la frecuencia de operación del sistema

$$f = 60 \text{ Hz}$$

$$L \text{ es la inductancia total en } \left[\frac{H}{Km} \right]$$

$$X_L = 2 \pi (60) (.532 \times 10^{-3}) \left[\frac{ohms}{km} \right]$$

$$X_L = 0.198 \left[\frac{ohms}{Km} \right]$$

III. SOLUCION GRAFICA

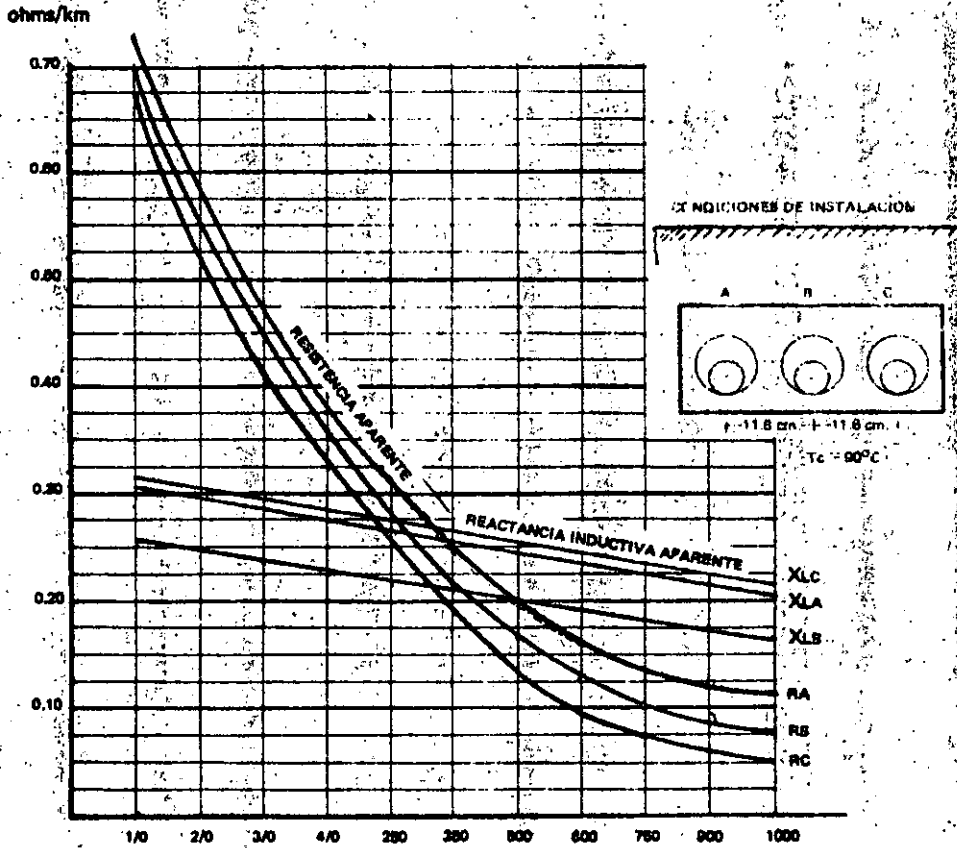
Viendo la gráfica No. 6.7 de esta sección se puede leer directamente

$$X_L = 0.189 \text{ ohms/Km}$$

6

GRAFICA N.º 6.1

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP TIPO DS PARA 15 y 25 KV.



COMO USAR LA GRAFICA: CALIBRE DEL CONDUCTOR AWG - MCM

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:

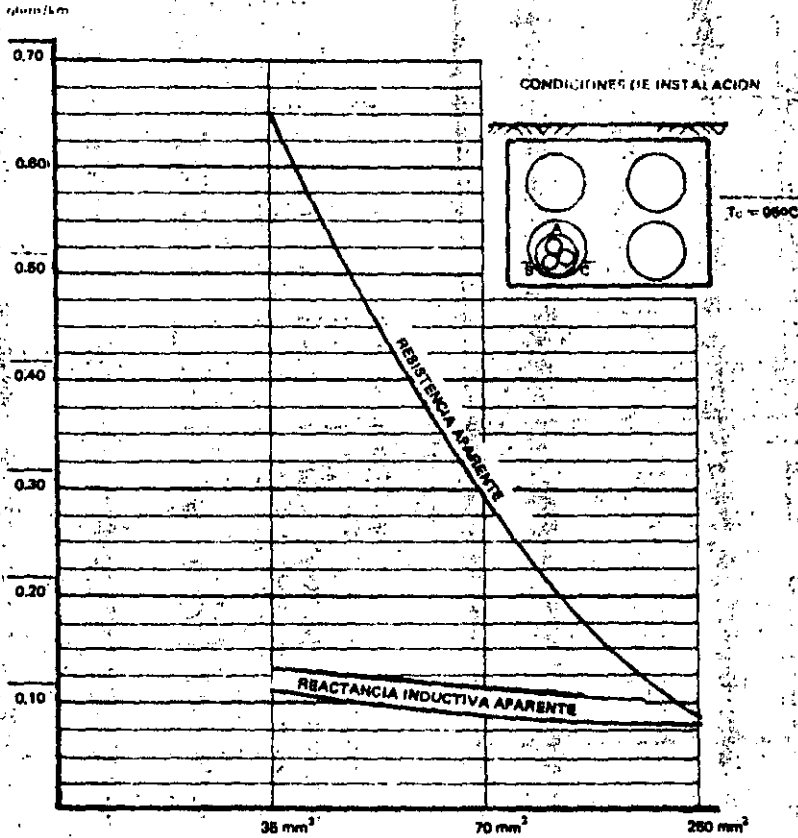
$$\Delta V = \sqrt{3} I L (R \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

donde ΔV = caída de tensión en volts.
 L = longitud de la línea en Kms.
 I = corriente del sistema en Amperios.
 R = resistencia del conductor en ohms/Km.
 X_L = reactancia inductiva del sistema en ohms/Km.
 $\cos \phi$ = factor de potencia del sistema.

6

GRAFICA No 6 2

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



CÓMO USAR LA GRAFICA:

CALIBRE DEL CONDUCTOR

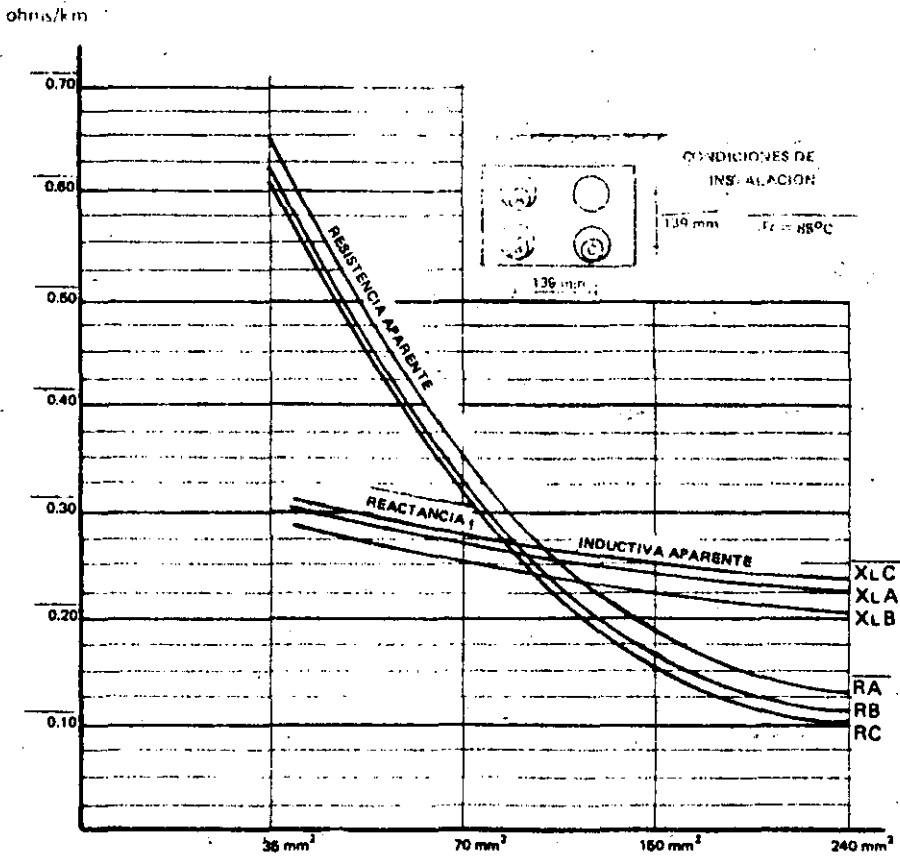
- 1.- Para obtener la resistencia y reactancia inductiva totales, multiplicar por la longitud de la línea.
- 2.- Para obtener la caída de tensión de las fases:

$$AV = \sqrt{3LI(R \cos \phi + \sin \phi)} \quad \text{donde:}$$

- AV = caída de tensión en volts.
- L = longitud de la línea en kms.
- I = corriente del sistema en amps.
- R = resistencia del conductor en ohms/km.
- X_L = reactancia inductiva en ohms/km.
- cos φ = factor de potencia del sist.

Gráfica No. 6.3

RESISTENCIA Y REACTANCIAS Y REACTANCIAS APARENTES DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23PT. CON PAPER CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE TELA PARA 23 KV.



COMO USAR LA GRAFICA:

CALIBRE DEL CONDUCTOR

- 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:

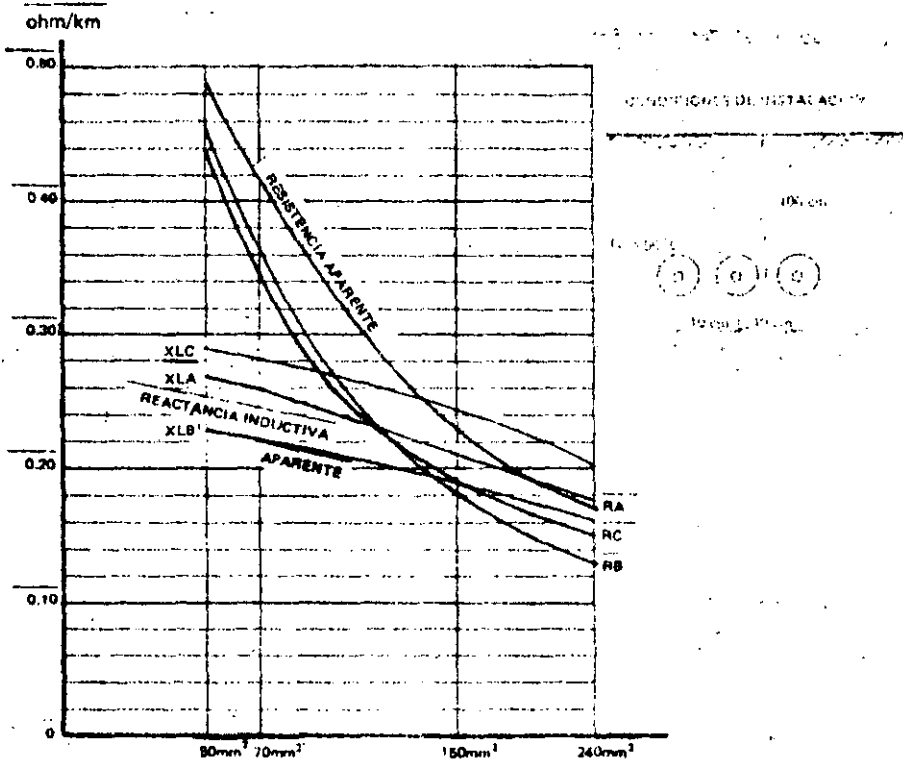
$$|AV| = \sqrt{3} L I (R \cos \phi + X_L \sin \phi) \text{ donde}$$

- AV = caída de tensión en v.c.f.s.
- L = longitud de la línea en kms.
- I = corriente del sistema en amps.
- R = resistencia del conductor en ohms/km.
- X_L = reactancia inductiva en ohms/km.
- cos φ = factor de potencia del sistema.

6

GRAFICO No. 64

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



COMO USAR LA GRAFICA CALIBRE DE CONDUCCION

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

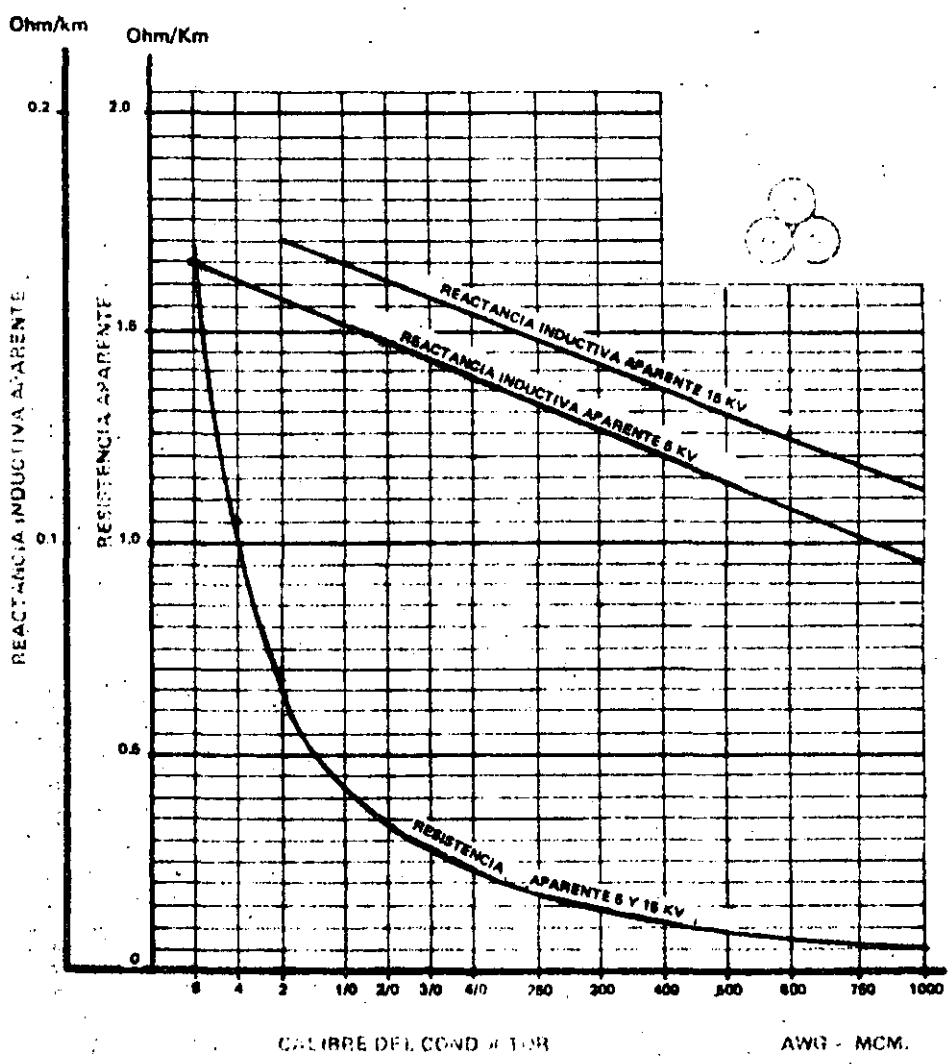
$$\Delta V = \sqrt{3} I L (R_{\text{cable}} + X_c \sin \phi)$$

- ΔV caida de tensión en volts
- L longitud de la línea en kms.
- I corriente del sistema en amperes
- R_{cable} resistencia por conductor en ohm/km
- X_c reactancia inductiva en ohm/km
- ϕ factor de potencia del sistema

6

GRAFICA No. 8.5

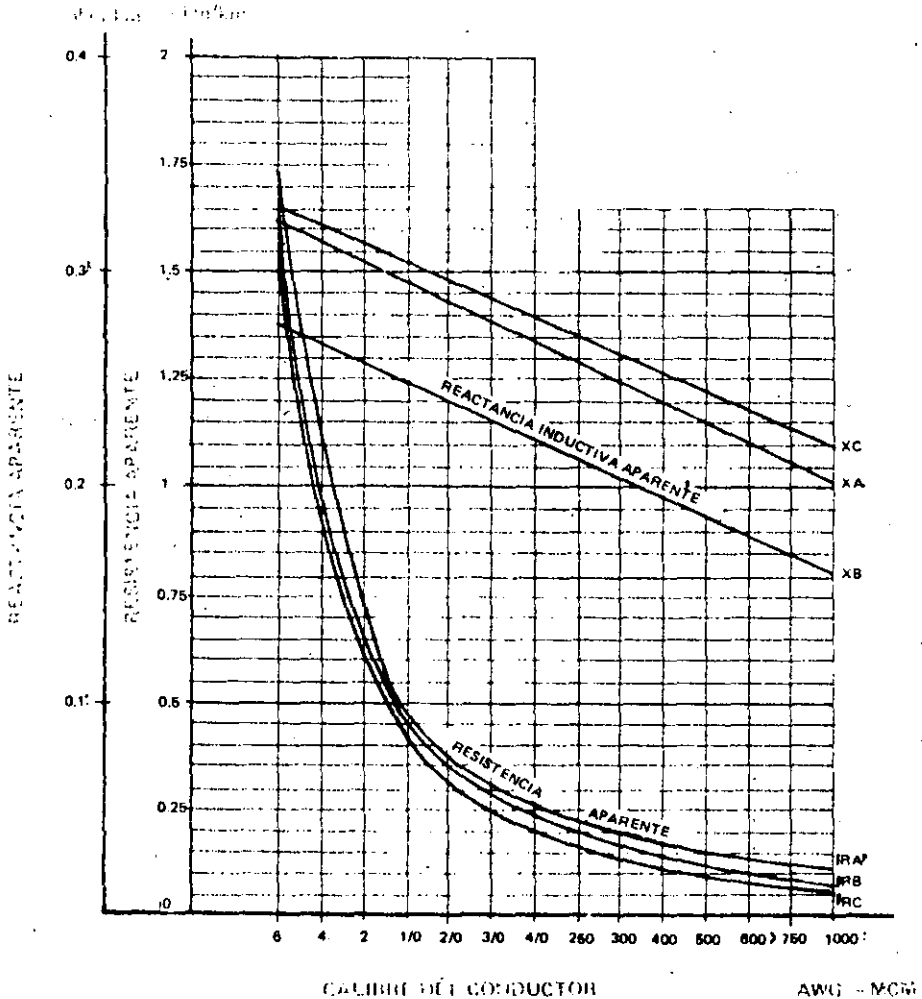
RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES EN CABLES VULCANIZADOS Y XLPE Y 15 KV CON PLOMOS A TIERRA, INSTALADOS EN CARRILAS, DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS



6

GRAFICA No. 6.6

RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES EN CABLES VULCANEL EP Y XLP CON PUNOS A TIERRA PARA 9 Y 15 KV INSTALADOS EN TUBOS SUBTERRANEOS DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



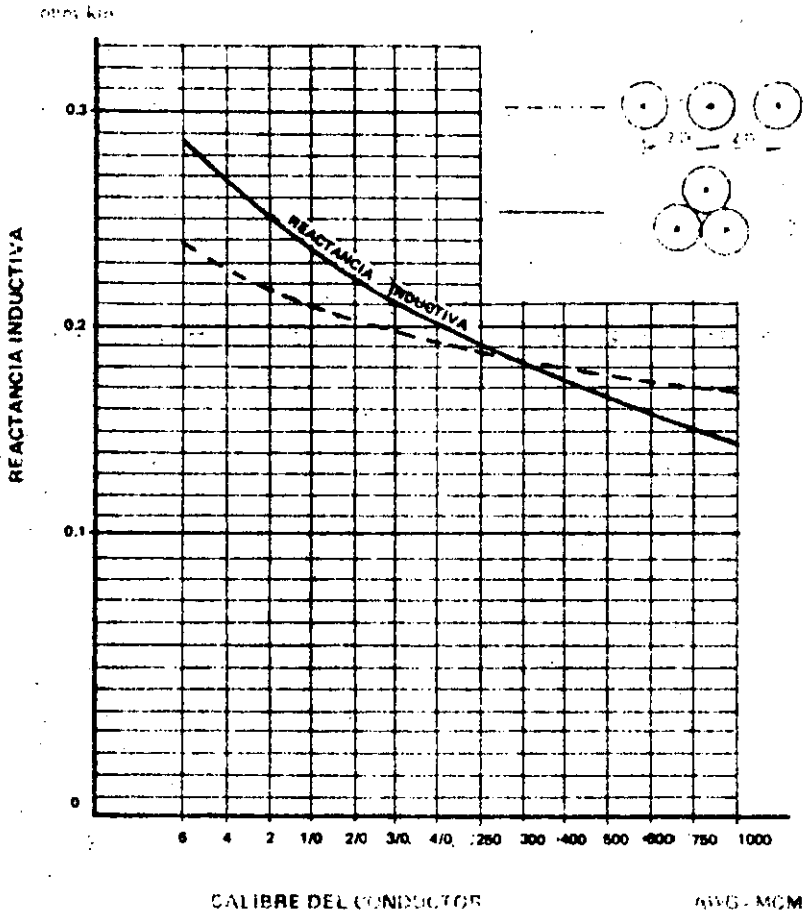
RESISTENCIA APARENTE



6

GRAFICA No. 6.7

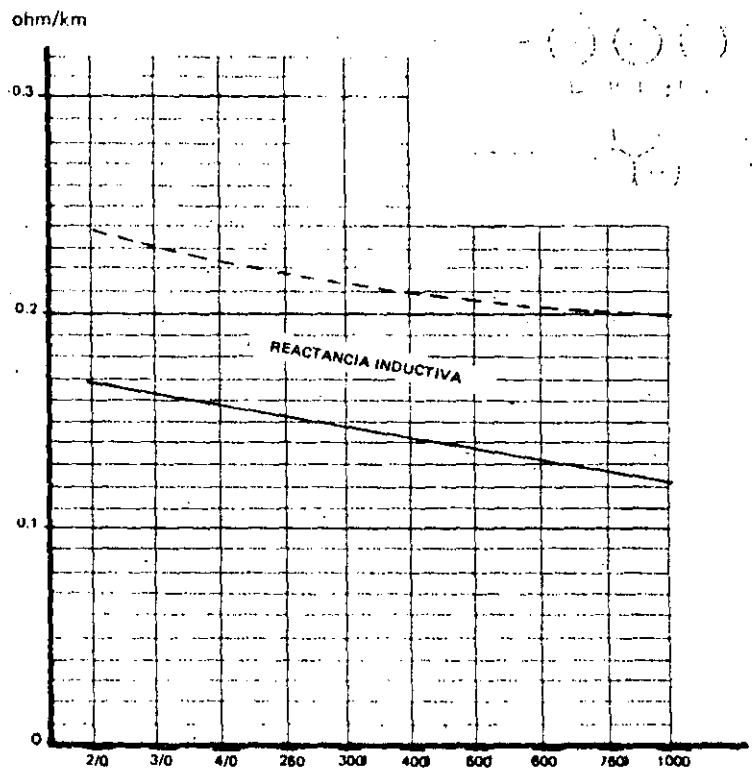
REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES VULCANEL EF Y XLP. 5 Y 15 KV EN CHAROLAS.



6

GRÁFICO N.º 11

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES SUDCABLE 20 Y N.º 25 Y 25 KY EN CABLES.



DIÁMETRO DEL CABLE (AWG)

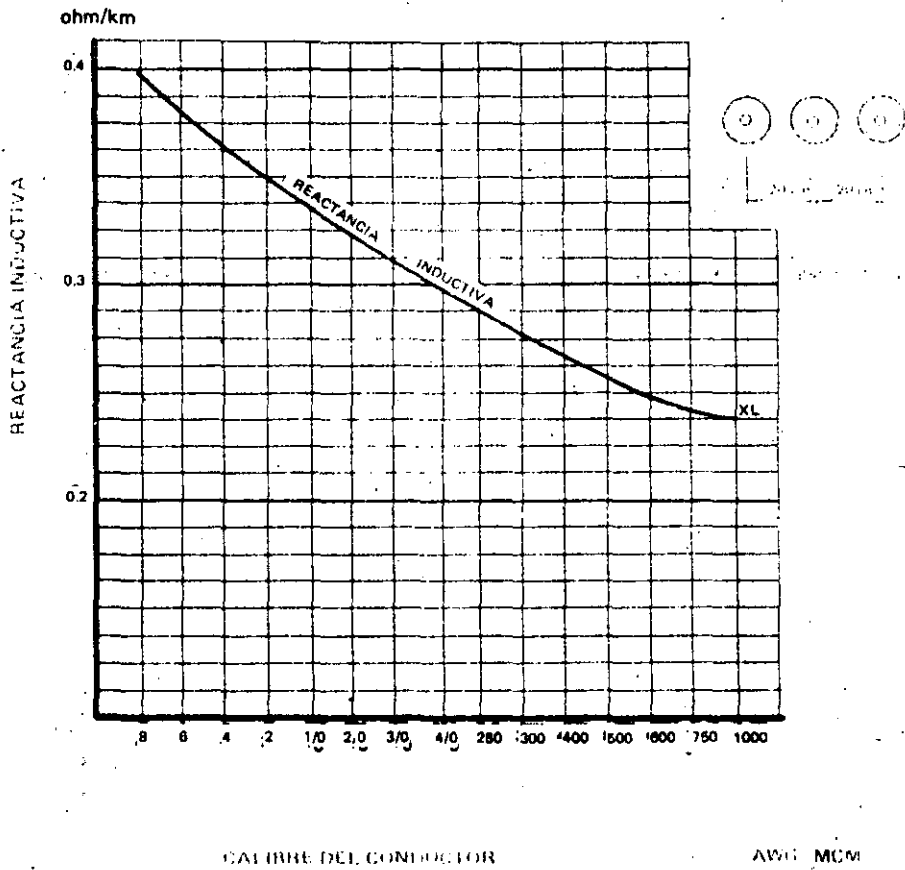
AWG NOM

6

80

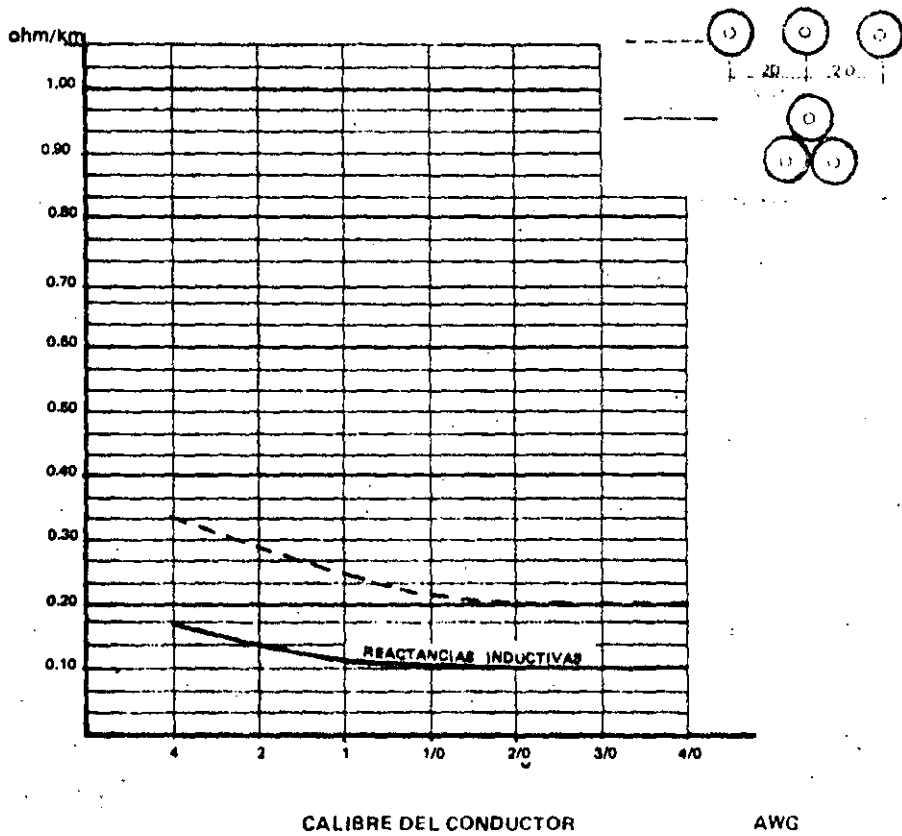
GRAFICA No. 6.9

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES MULTICANAL EP Y XLP. 5, 15, 25 Y 35 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



6

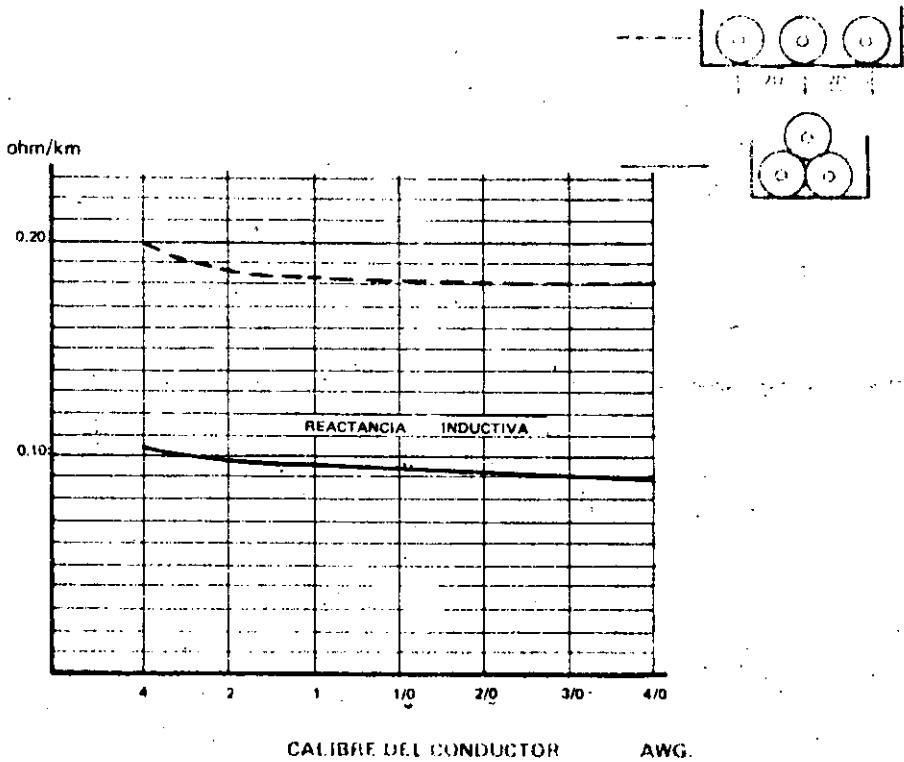
GRAFICA No. 6.10
 REACTANCIA EN CABLES SINTENAX EN DUCTOS Y
 DIRECTAMENTE ENTERRADOS. 15 Y 25 KV.



6

GRAFICA No. 6.11

REACTANCIA INDUCTIVA EN CABLES SINTENAX INSTALADOS EN CHAROLAS



6

Capítulo 7.— Capacitancia y Reactancia Capacitiva

- 7.1.— Cable monopolar con cubierta ó pantalla metálica
- 7.2.— Cable tripolar con cubierta común
- 7.3.— Reactancia Capacitiva
- 7.4.— Ejemplos de Cálculo

7. CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA.

La capacitancia entre dos conductores se define como la relación de carga entre dos conductores con respecto a la diferencia de potencial aplicado entre ellos y que en forma de ecuación se expresa como:

$$C = q/v \quad (7.1)$$

Donde:

q = Representa la carga entre conductores en coulombs por kilómetro y:

v = Es la diferencia de potencial.

En el caso de cables aislados el cálculo de capacitancia está en función 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.

7.1.) Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica.

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

En términos de la definición de capacitancia de la ecuación 7.1, se puede demostrar que para este tipo de cables la fórmula está dada por:

$$C = \frac{0.0241 SIC \times 10^6 \text{ farads/km}}{\log \frac{d_a}{d_c}} \quad (7.2)$$

Donde:

SIC = constante inductiva específica del aislamiento (ver tabla 9.2)

d_a = Diámetro sobre aislamiento

d_c = Diámetro bajo aislamiento

7.2.) 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:

$$C = \frac{0.166 E}{G} \text{ F/km} \quad (7.3)$$

El factor geométrico G está dado por la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para "G" pueden tomarse de la gráfica 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 de considerar al conductor sectorial por su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la gráfica (7.1).

7.3.) Reactancia capacitiva:

La reactancia capacitiva queda definida con la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C}$$

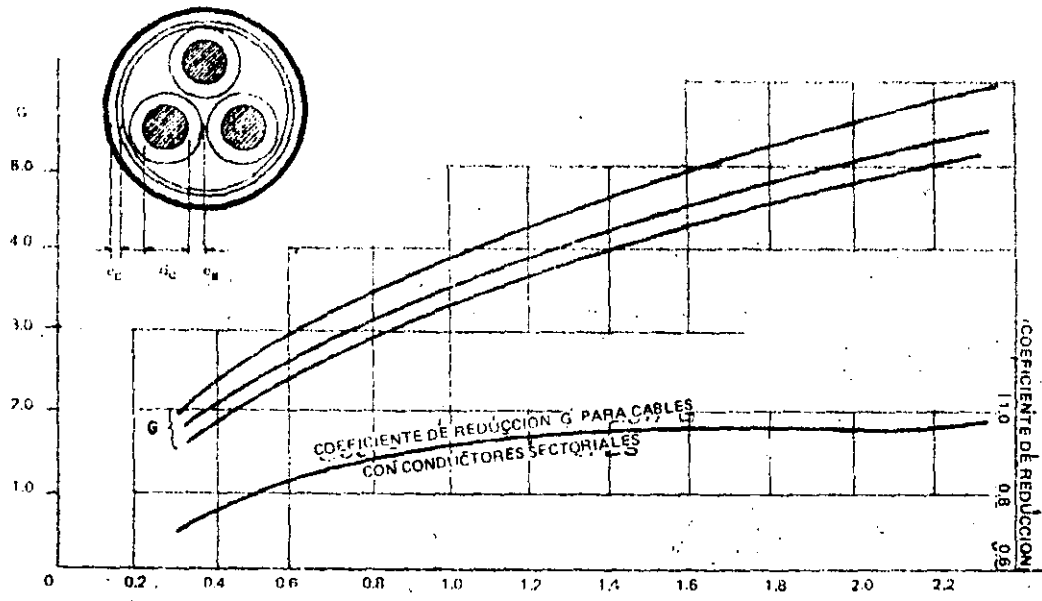
donde:

X_c es la reactancia capacitiva en Mohms/km

C es la capacitancia en farads/km calculada de los incisos anteriores.
f es la frecuencia del sistema

GRAFICA No. 7.1

COEFICIENTE GEOMETRICO G EMPLEADO EN EL CALCULO DE LA CAPACIDAD



7.4.) Ejemplo de Cálculo

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 (7.2)

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

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohms - km de la ecuación (7.4)}$$

$$X_c = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00692 \text{ M}\Omega - \text{Km}$$

7

Sección III.— Operación**Capítulo 8.— Impedancia, caída de Tensión y Regulación**

- 8.1.— Impedancia
- 8.2.— Caída de tensión
- 8.3.— Regulación
- 8.4.— Ejemplo de aplicación
- 8.5.— Gráficas

8. IMPEDANCIA, CAÍDA DE TENSION Y REGULACION

El calibre ó sección de un conductor requerido para una aplicación específica esta determinado por la corriente requerida por la carga (capítulo 10), por la caída de tensión permisible y por la corriente de cortocircuito que pudiera recorrer el conductor (capítulo 11). De aquí la importancia del concepto de caída de tensión y términos afines que se definen en esta sección.

8.1.) Impedancia

Al energizar con una tensión "E" un elemento puramente resistivo "R" provoca el flujo de una corriente "I" de magnitud acorde con la ley de ohm.

$$I = \frac{E}{R} \quad (8.1)$$

de igual manera si el elemento resistivo se sustituye por un elemento reactivo "X" inductivo ó capacitivo, el flujo de corriente estaría dado por:

$$I = \frac{E}{X} \quad (8.2)$$

Con un ángulo de defasamiento de 90° con respecto al voltaje aplicado, atrasado ó adelantado según la reactancia sea inductiva (capítulo 6) ó capacitiva (capítulo 7) respectivamente.

En la práctica en un circuito siempre existirá la combinación de resistencias, capacitancias e inductancias, por lo que es necesario utilizar el concepto de impedancia y la ley de ohm generalizada:

$$I = \frac{E}{Z} \quad (8.3)$$

Donde:

$$Z = R + j(X_L - X_C) \quad (8.4)$$

Siendo la impedancia representada por la letra Z

El operador j imprime un giro de 90° a la parte imaginaria ó reactancia "X" siendo positivo ó negativo según X_L sea mayor ó menor que X_C . La magnitud (ó módulo) de Z se obtiene como:

$$Z = \sqrt{R^2 + j(X_L - X_C)^2} \quad (8.5)$$

y el ángulo de fase ó argumento entre R y X se calcula como:

$$\theta = \text{ang. tan. } \frac{X}{R} \quad (8.6)$$

Para un cable de energía aislado, la impedancia esta dada por la ecuación 8.7, que es similar a la 8.4, excepto que se multiplica por la longitud de línea "L" en kilómetros para ser consistentes con las unidades derivadas en los capítulos 6, 7 y 8. Al mismo tiempo no se incluye en 8.7 la reactancia capacitiva, dado el alto valor que tiene.

$$Z = (R + jX_L) L =$$

$$L \sqrt{R^2 + X_L^2} \angle \theta \quad (8.7)$$

8.2) Caída de tensión

Las aplicaciones generales de cables de energía aislados para media tensión implican rara vez distancias mayores a los 10 kilómetros, lo que nos permite calcular estos cables como una línea de transmisión corta. El valor de la reactancia capacitiva en derivación es despreciable para los efectos de cálculo y solo se considera el circuito equivalente a la resistencia y reactancia inductiva.

tiva en serie como se ilustra en la figura 8.1.

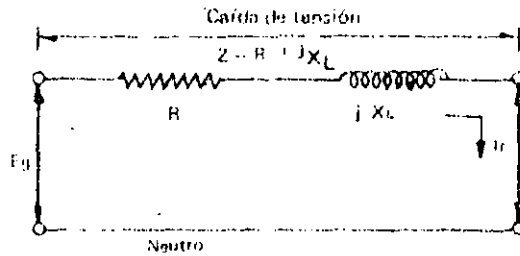


Figura 8.1

Circuito equivalente de un cable tratado como una línea de transmisión corta.

REPRESENTA EN LA FIGURA:

- E_g: la tensión de envío
- E_r: la tensión recibida
- I_r: la corriente enviada ó recibida
- R y X_L: la resistencia y reactancia inductiva del cable
- Z: Impedancia de la línea
- IZ: Caída de tensión en el cable

8.3) Regulación

En los diagramas fasoriales de la figura 8.2 se puede observar que se requiere una tensión de envío (E_g) mayor (Fig. 8.2 A) para mantener la tensión recibida (E_r) constante, cuando la corriente requerida por la carga esta defasada en atraso con respecto a la tensión, comparada con la misma corriente en fase en E_r (Fig. 8.2 B). Una tensión de envío todavía menor se requiere para mantener la tensión recibida cuando la corriente tomada por la carga está defasada en adelanto. Se dice que en el primer caso (factor de potencia atrasado) la regulación es mayor, mientras que es menor (factor de potencia unitario) ó incluso negativa cuando el factor de potencia está en adelanto.

En las figuras 8.2 A, B y C se ilustran los diagramas fasoriales de la línea corta de la figura 8.1 con factor de carga atrasado (carga inductiva), unitario (carga resistiva) y adelantado (carga capacitiva). En los tres casos el voltaje y corriente recibidos E_r e I_r son de las misma magnitud y ya que la impedancia del cable es constante, la caída de tensión en la línea es la misma.

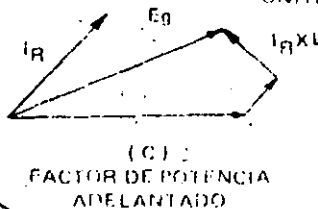
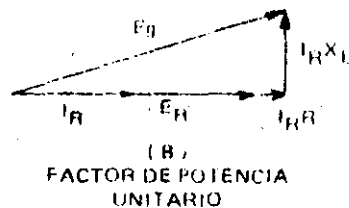
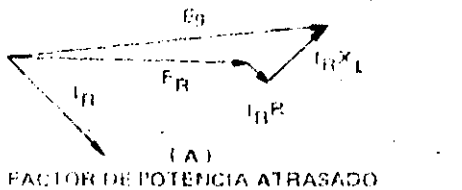


Fig. 8.2

La regulación de la tensión por lo tanto está ligada al factor de potencia de la carga. El concepto de regulación se define de la siguiente manera:

La regulación de tensión de una línea es el incremento de tensión en el extremo de recepción, expresado en porciento de la tensión a plena carga cuando la carga a un cierto factor de potencia se retira, mientras que la tensión en el extremo de envío permanece constante. En forma de ecuación:

$$\% \text{ regulación} = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100$$

Donde:

/ Vsc / = Eg = tensión sin carga

/ Vpc / = Er = Tensión a plena carga

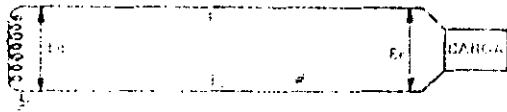


Fig. 8.3

Circuito monofásico a dos hilos

La corriente en la línea es:

$$I = \frac{W}{E_r \cdot \cos \phi} = \frac{VA}{E_r} \text{ en amperes}$$

Caída de tensión = $I \cdot Z \cdot 2L =$

$$\left[\sqrt{(E_r \cos \phi + IR)^2 + (E_r \sin \phi + IX)^2} - E_r \right] \times 2L \text{ en Volts}$$

CAIDA DE TENSION EN CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA, BALANCEADOS, TRIFASICOS A TRES O CUATRO HILOS.

Es el caso de la mayoría de los circuitos tanto residenciales como industriales y comerciales. En la figura 8.4 se representa un circuito de este tipo y se dan las ecuaciones para el cálculo de la caída de tensión.

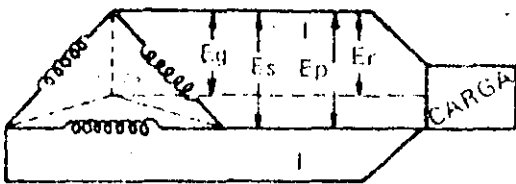


Fig. 8.4

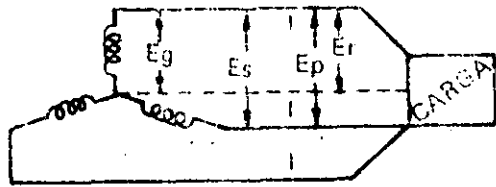


Fig. 8.4

Circuitos trifásicos balanceados (3 ó 4 hilos)

$$E_r = \frac{E_p}{\sqrt{3}} \text{ en volts}$$

Corriente en la línea = I

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} E_r \cdot \cos \phi} \text{ en amperes}$$

Caída de tensión al neutro = $I \cdot Z \cdot L =$

$$\left[\sqrt{(E_r \cos \phi + IR)^2 + (E_r \sin \phi + IX)^2} - E_r \right] \cdot L \text{ en volts}$$

La caída de tensión entre fases se calcula multiplicando la caída de tensión al neutro por $\sqrt{3}$

En las fórmulas anteriores, los símbolos tienen el siguiente significado:

- I = Corriente en la línea, en amperes
- Eg = Tensión al neutro en el extremo de envío, en volts.
- Er = Tensión al neutro en el extremo receptor, en volts
- W = Potencia real entregada a la carga, en watts
- cos φ = Factor de potencia de la carga
- VA = Potencia aparente entregada a la carga, en voltamperes

Z = Impedancia de la línea, en ohms por kilómetro

L = Longitud de la línea en kilómetros.

R = Resistencia a la corriente alterna de la línea, en ohms por kilómetro

X = Reactancia inductiva de la línea a la frecuencia de operación, en ohms por kilómetro

$$\text{Caída de tensión el neutro} = I \cdot Z \cdot L$$

$$= 400 \angle -36.9^\circ \times 0.135 \angle 49.5^\circ \times 5 =$$

$$= 270 \angle 12.6^\circ \text{ volts}$$

Tensión al neutro en el extremo generador

$$E_G = E_R + \text{Caída de tensión}$$

$$= \frac{22,900 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} + 270 \angle 12.6^\circ$$

$$= 13,491 \angle 0^\circ 15'$$

$$= 2.13\%$$

$$\text{Regulación} = \frac{13491 - 13221}{13221} \times 100$$

$$= 2.04\%$$

8.4) Ejemplo de aplicación

Calcular la caída de tensión al neutro en el extremo de un circuito de 5 Km de longitud, que lleva 400 amperes y que utiliza el cable vulcanel EP, 500 MCM cobre. El factor de potencia de la carga es 0.8 atrasado y la tensión entre fases en el extremo receptor es de 22.9 Kv.

Datos:

$$R_{ca} = 0.088 \text{ ohms/Km}$$

$$X_L = 0.103 \text{ ohms/Km}$$

$$Z = 0.135 \angle 49.5^\circ \text{ ohms/Km}$$

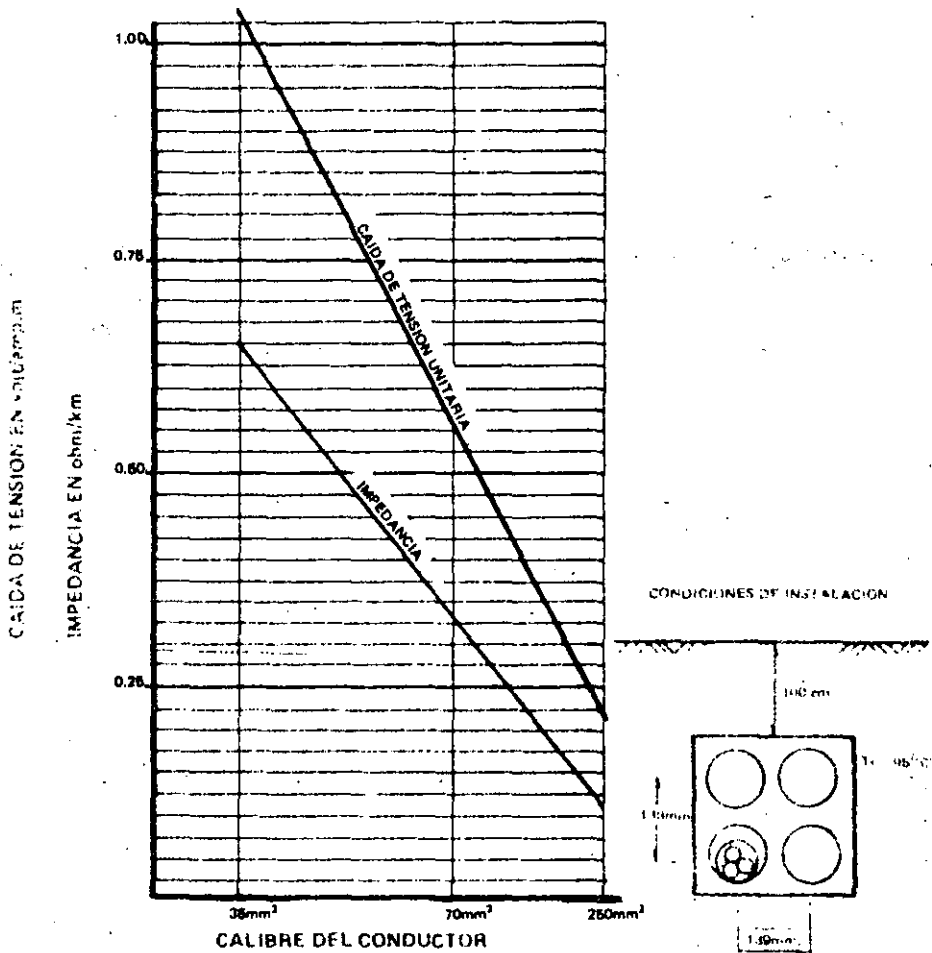
$$I = 400 \angle \text{ang } \cos 0.8 =$$

$$= 400 \angle -36.9^\circ \text{ amperes}$$

Cuando las líneas alimentan una carga balanceada, el neutro no lleva corriente y las fórmulas anteriormente expuestas se pueden aplicar exista o no el hilo neutro (circuitos de 3 ó 4 hilos).

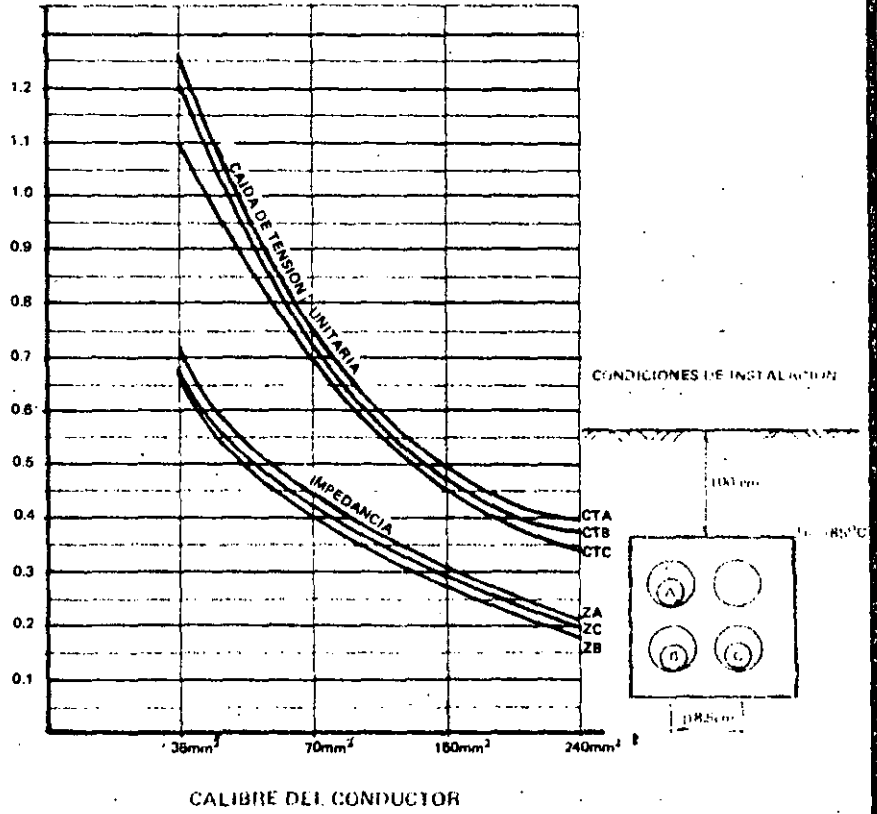
Para el cálculo de la regulación de tensión en líneas cortas de cables aislados, se consideran las mismas fórmulas anteriores. En el caso de líneas largas (más de 16 Km), se debe considerar la tensión al neutro en el extremo receptor pero SIN CARGA. Esta consideración hace que, en líneas largas, la regulación de voltaje resulte entre 1 y 2% mayor que la caída de tensión.

GRAFICA No. 6.1
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION POR FASE DE CABLES TRIPOLARES
 6 PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y CON FORRO DE PLOMO
 PARA 6 KV

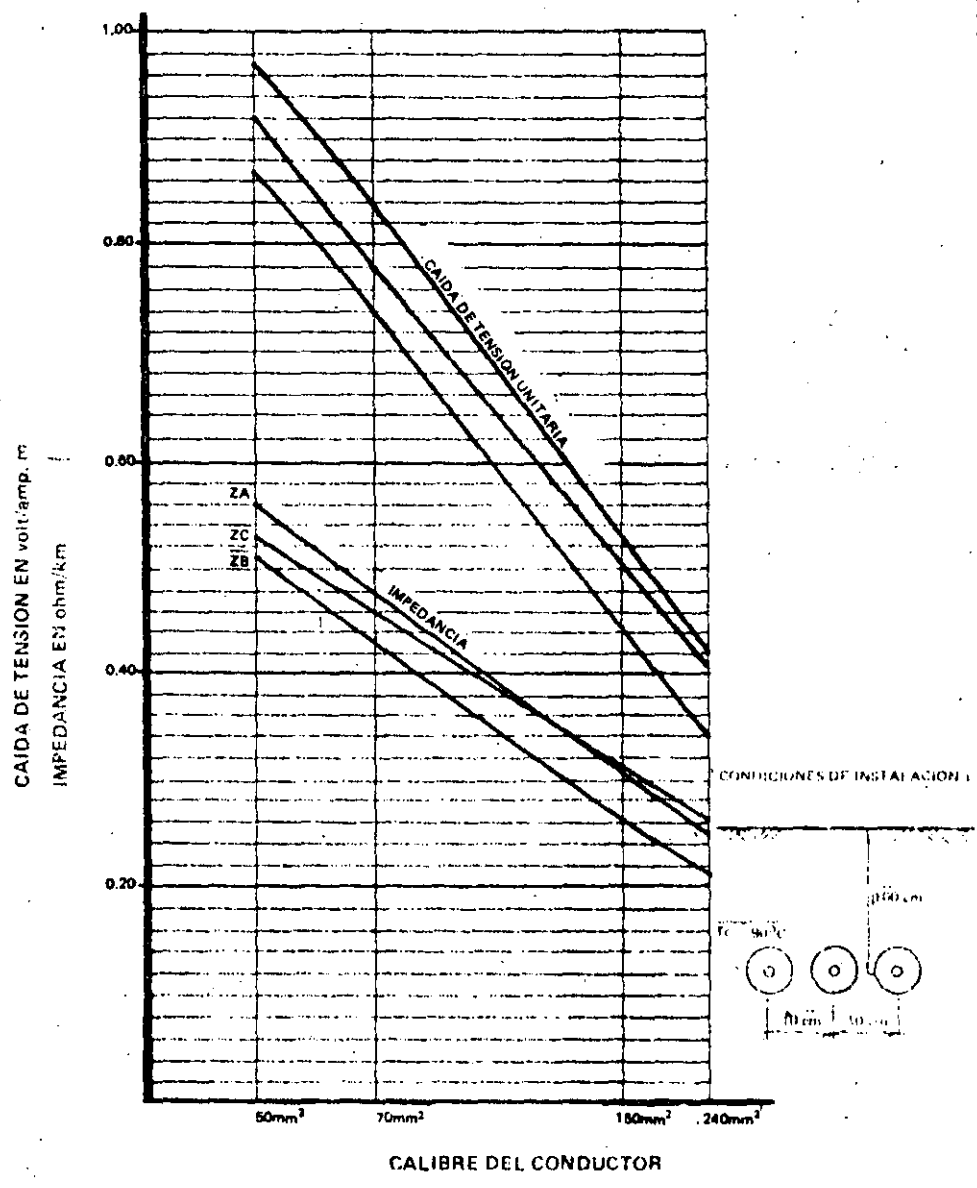


GRAFICA No. 3.2
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION POR FASE DE CABLES MONOPO-
 LAHES TIPO 23 PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE
 PLOMO

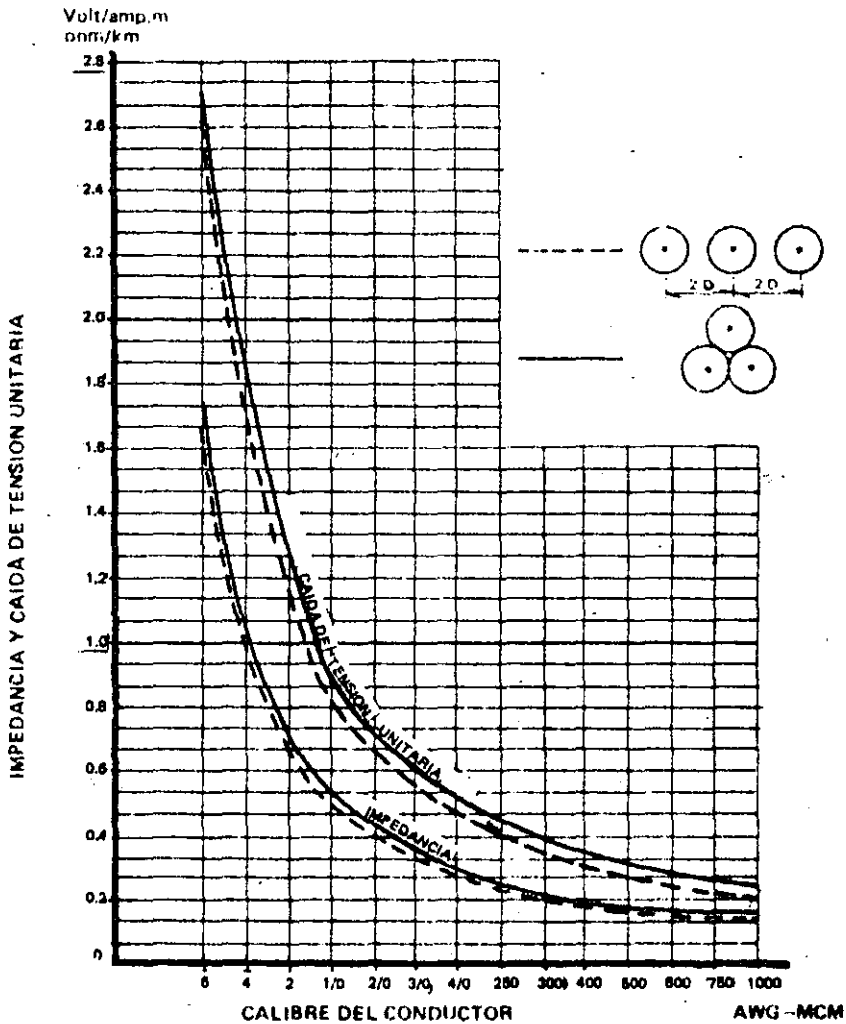
ohm/km



GRAFICA No. 8.3
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION POR FASE DE CABLES DE ENERGIA
VULCANEL 23 TC



GRAFICA No. 8.4
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES VULCANEL EP Y XLP.
 5 Y 15 KV EN CHAROLAS.



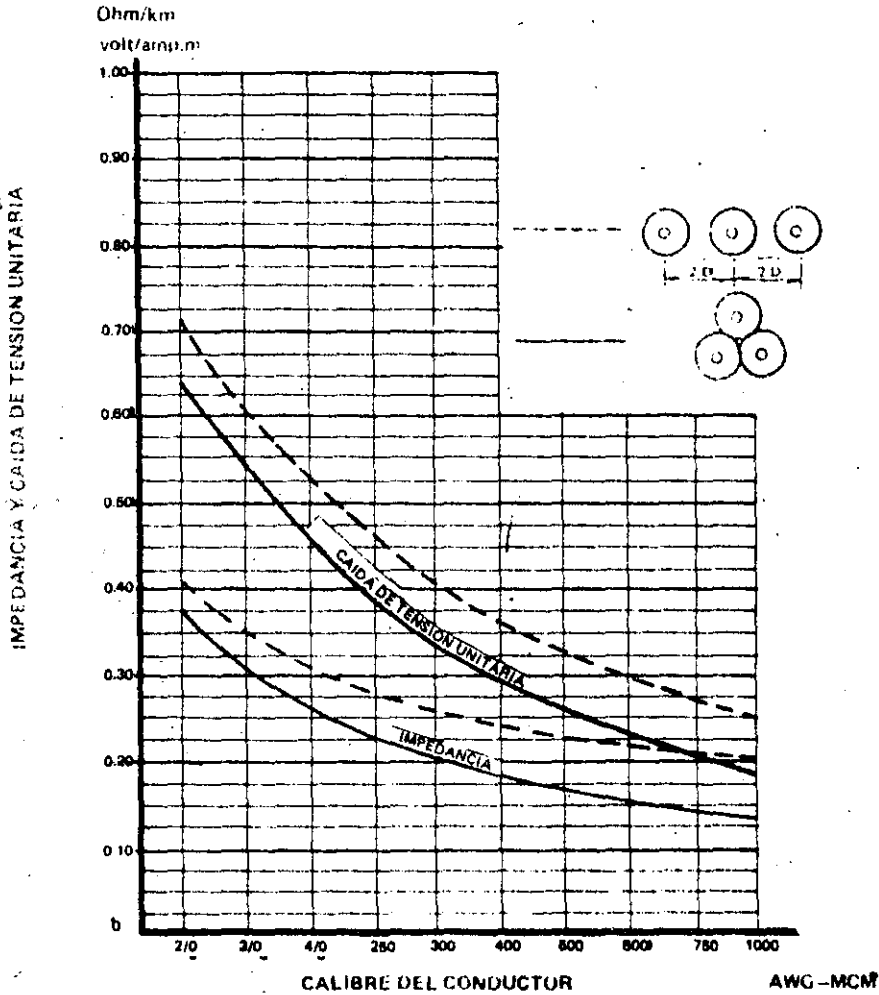
COMO USAR LA GRAFICA:

Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 HZ, temperatura en el conductor 90°C.

GRAFICA No. 8.5
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES VULCANEL EP Y XLP,
 25 Y 35 KV EN CHAROLA.



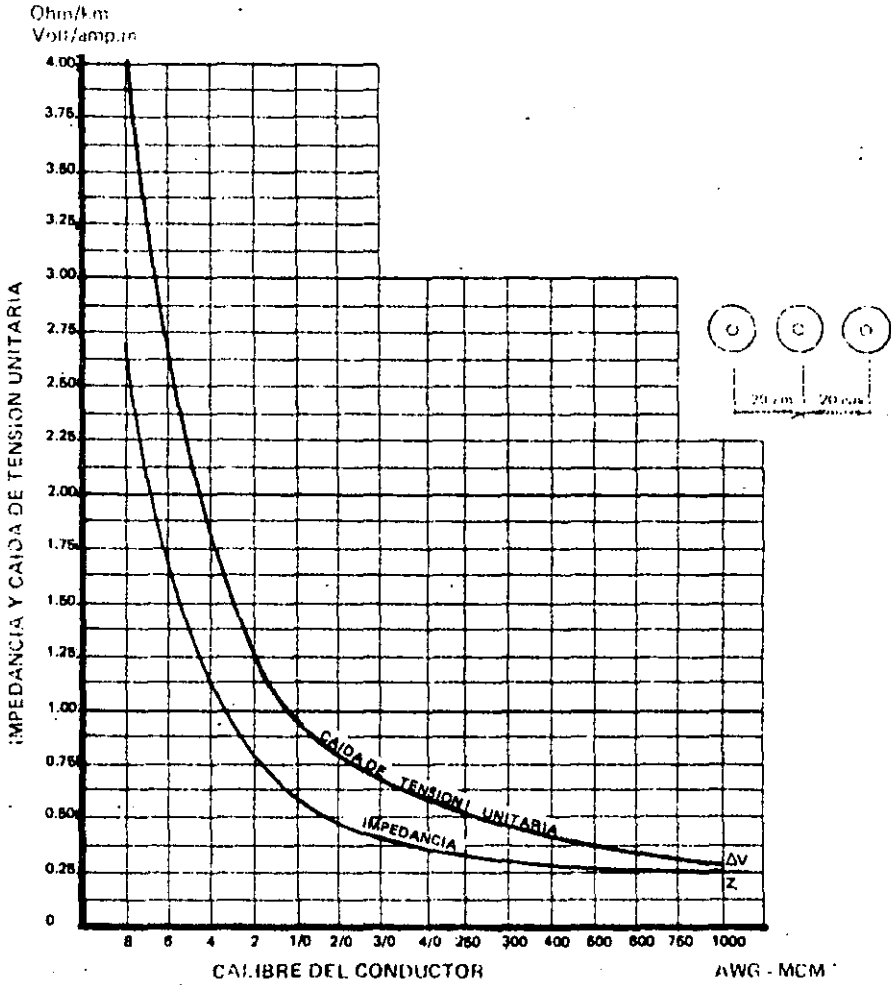
COMO USAR LA GRAFICA:

Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica, por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 Hz. temperatura en el conductor 90°C.

GRAFICA No. 86
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES VULCANEL EP Y XLP,
 5, 15, 25 Y 35KV CON PANTALLAS A TIERRA, INSTALADOS EN DUCTOS
 SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



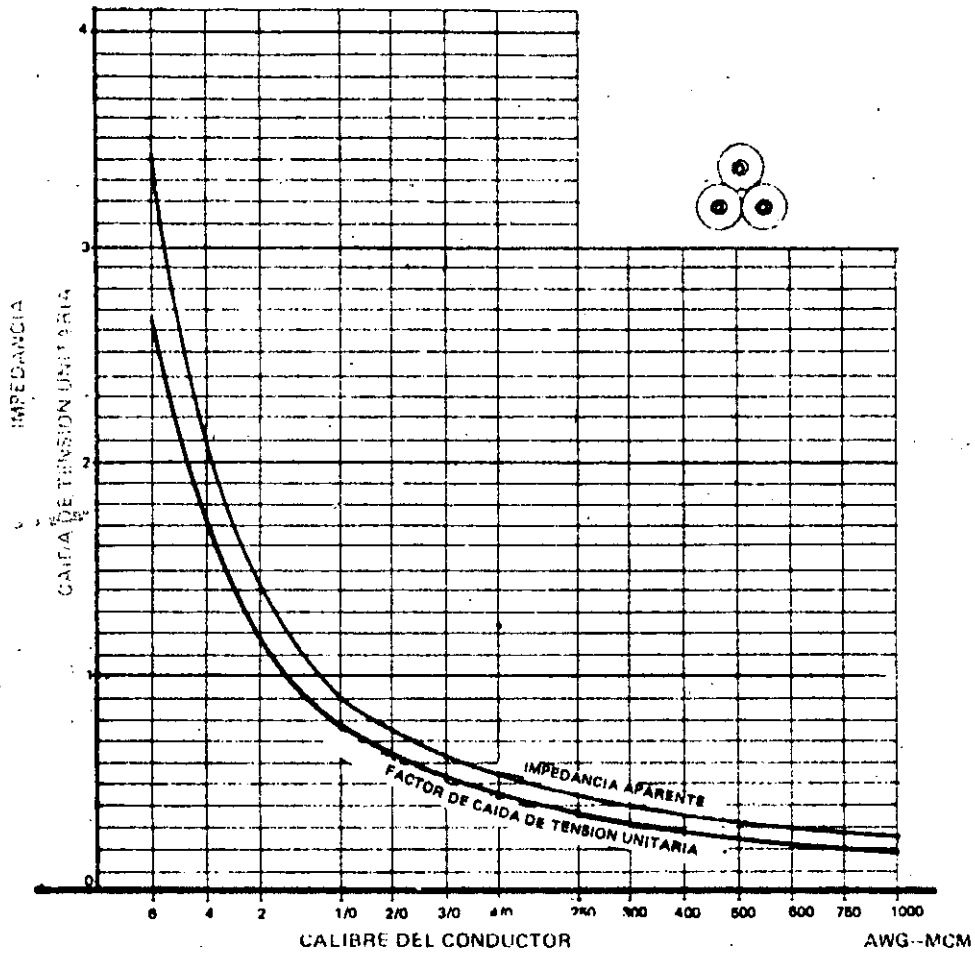
CÓMO USAR LA GRAFICA:

Par obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura en el conductor 90°C.

GRAFICA No. 8.7
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION UNITARIA DEL CABLE VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV, CON PLOMOS A TIERRA, INSTALADO EN CHAROLAS, DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



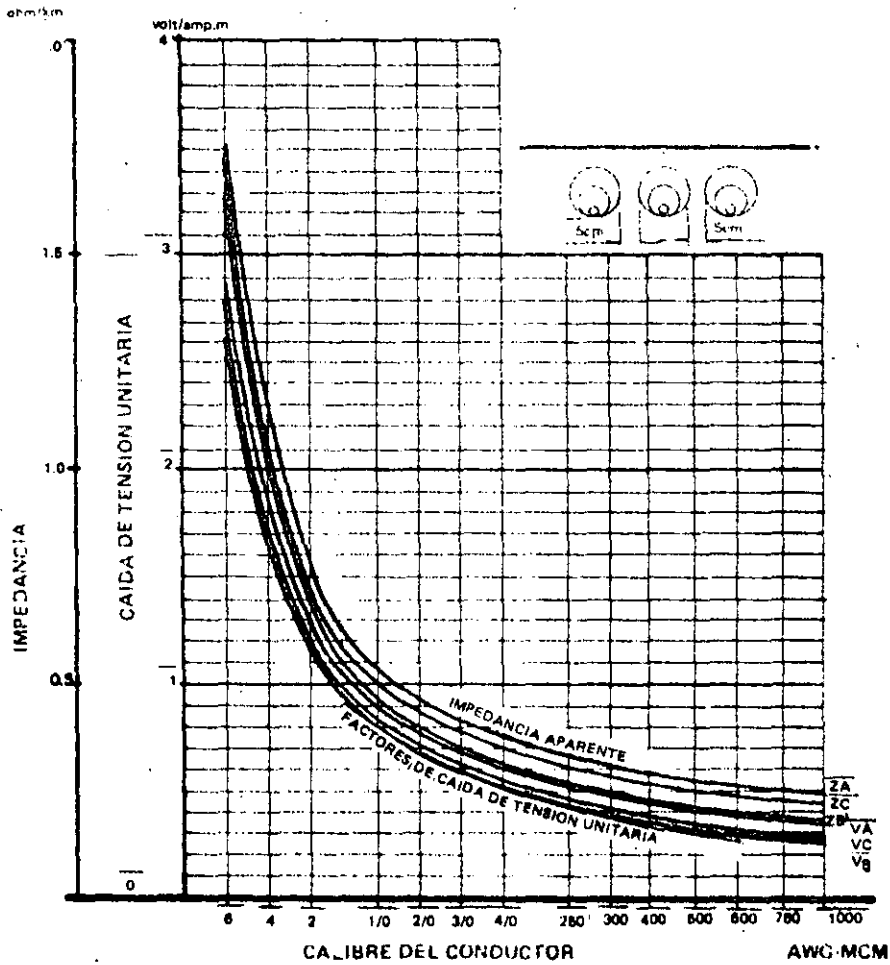
COMO USAR LA GRAFICA:

Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Sistema trifásico de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura del conductor 90°C.

GRAFICA No. 8.8
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION UNITARIA DEL CABLE VULCANEL EP Y XLP, 5 Y 15 KV CON PLUMAS A TIERRA, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS O DIRECTAMENTE ENTERRADOS.



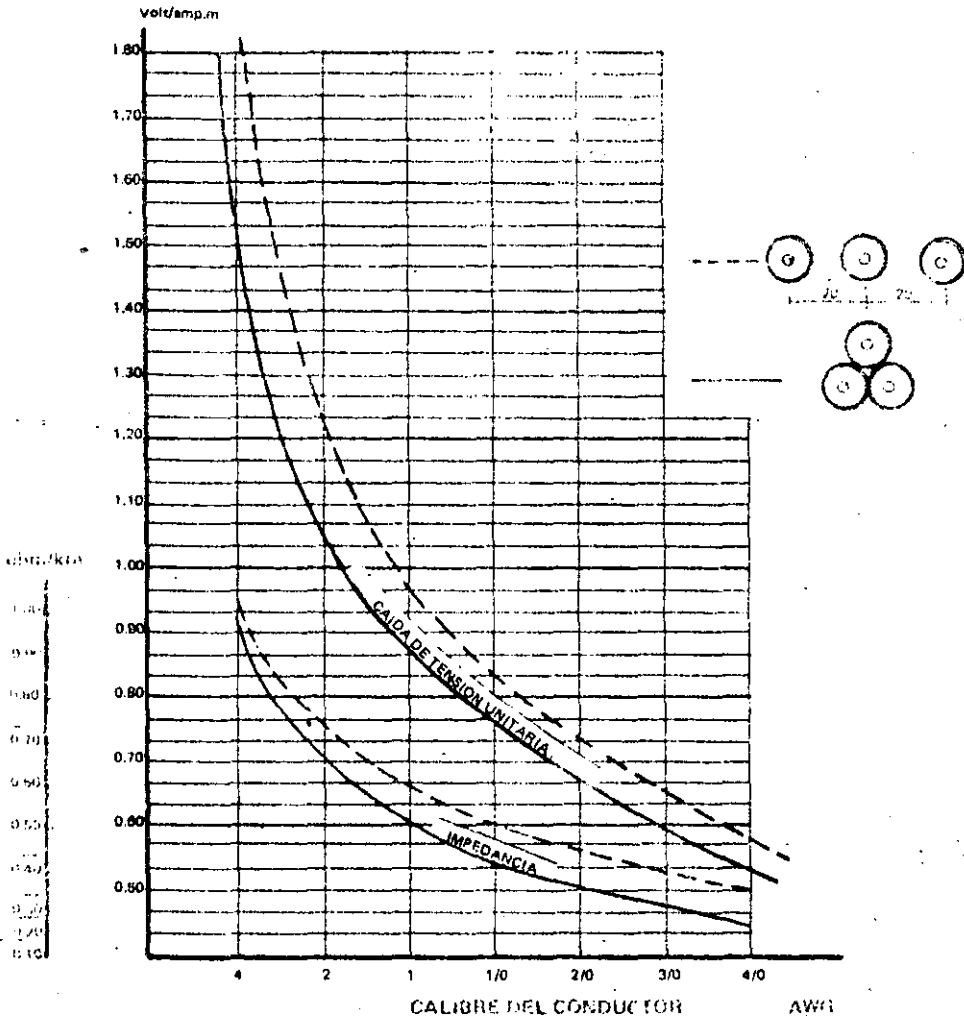
COMO USAR LA GRAFICA:

Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Sistema trifásico, factor de potencia 85%, frecuencia 60 Hz, temperatura del conductor 90°C.

GRÁFICA N.º 8.9:
IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSIÓN DE CABLES SINTÉTICOS EN DUCTOS
Y DIRECTAMENTE ENTERRADOS. 10 Y 20 KV



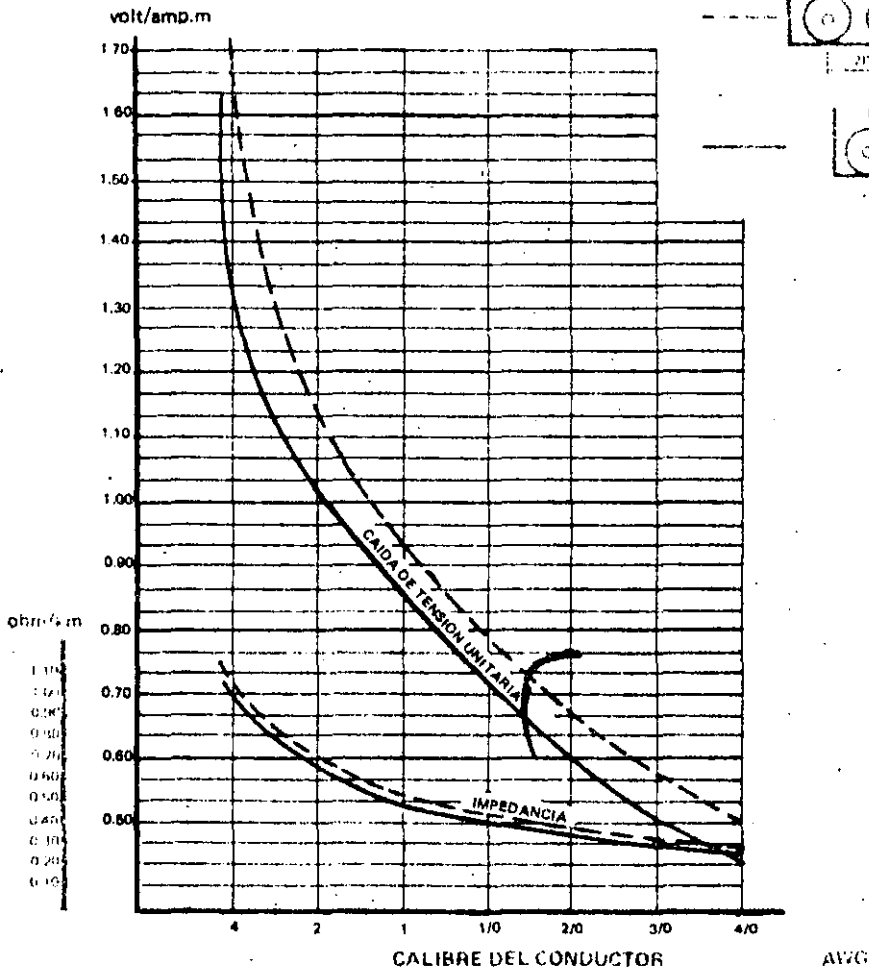
COMO USAR LA GRÁFICA:

Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en kms. y la corriente por conductor en amperes.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Factor de potencia 85%, sistema trifásico 3 rms en 100 Hz, temperatura en el conductor 70°C

GRAFICA No. 8.10
 IMPEDANCIA Y CAIDA DE TENSION EN CABLES SINTENAX INSTALADOS EN CHAROLAS.



COMO USAR LA GRAFICA:

Para obtener la caída de tensión en volts, multiplíquese el valor tomado de la gráfica por la longitud de la línea en lms. y la corriente por conductor en amps.

CONDICIONES SUPUESTAS:

Factor de potencia 85%, sistema trifásico. Frecuencia 60 Hz., temperatura en el conductor 75°C.

Capítulo 9.— Pérdidas de Energía

- 9.1.— Pérdidas en el conductor
- 9.2.— Pérdidas en el dieléctrico
- 9.3.— Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas
- 9.4.— Selección del calibre económico
- 9.5.— Ejemplos

9. PERDIDAS DE ENERGIA:

Parte de las pérdidas que tienen lugar en los sistemas eléctricos, se deben a la conversión de energía eléctrica a energía calorífica que se efectúa en los cables aislados.

En este inciso se desarrollan las pérdidas que en forma de calor se producen en tres elementos del cable:

- Conductor
- Aislamiento
- Pantallas o cubiertas metálicas.

9.1.) Pérdidas en el conductor (W_c)

Las pérdidas por calor generado en el conductor están descritas por el "efecto joule" y están en función del cuadrado de la corriente que circula por el conductor y a la resistencia efectiva que ofrece el conductor al paso de la corriente. Esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y deberá tomar en cuenta los efectos de piel y de proximidad, según las condiciones de instalación y operación.

En unidades de potencia podemos escribir lo anterior así:

$$W_c = I^2 \times R_{ca} \times 10^3 \text{ Kw/Km} \quad (9.1)$$

La corriente I dada en amperes y R_{ca} en ohms/kilómetro.

A fin de efectuar valuaciones totales en un cierto periodo (normalmente un año) se usa ponderar las pérdidas en unidades de energía como son Kilo-wats-hora, en esta unidad la ecuación 9.1 se expresa de la siguiente manera:

$$W_c = w_c \times L \times N \times H \times F_p^{(1)} \quad (9.2)$$

$Kw \text{ -- hr/año}$

Donde:

W_c = Pérdidas valuadas con la ecuación 9.1 Kw/Km.

L = Longitud del circuito en Km

N = Número de cables del sistema

H = Horas efectivas de operación del sistema después de descontar mantenimiento, paros programados etc. (ver tabla 9.1.)

F_p = Factor de pérdidas

$$= 0.3 \text{ (F.C.)} - 0.7 \text{ (F.C.)} \quad (9.3)$$

F_c = Factor de carga en por unidad

(1) Las pérdidas en el conductor y la pantalla no son constantes ya que la carga varía en el ciclo diario, mensual y anual; el factor de pérdida nos permite relacionar las variaciones de carga en un ciclo (factor de carga) y calcular las pérdidas correspondientes.

Tabla 9.1 Horas efectivas en que se verifican las pérdidas de acuerdo a la operación

Tipo de Operación	Horas efectivas
a) Equipo de trabajo ocasional	0 - 500
b) Carga irregular durante un turno	500 - 1500
c) Carga irregular en varios turnos	1500 - 3500
d) Carga uniforme en varios turnos	3500 - 7000
e) Carga plena ocasionalmente desconectada	7000 - 8000
f) Carga plena conectada permanentemente	8760

9.2) Pérdidas en el dieléctrico

Partiendo de la hipótesis de que ningún material aislante es perfecto, esto es de que todo material conocido sujeto a una diferencia de potencial permite una circulación de corriente activa entre dos puntos de diferente potencial, podemos establecer que esa corriente eléctrica también producirá calor.

Las pérdidas en el aislamiento de un cable de energía dependerán fundamentalmente de las características del material, características tales como: La permitividad del dieléctrico y factor de potencia que se ha relacionado con expresiones matemáticas que nos permiten cuantificar las pérdidas.

La expresión para el cálculo de las pérdidas en el dieléctrico de un cable de energía es la siguiente:

$$wd = 2 \pi f C Eo^2 \tan \delta \times 10^{-1} \text{ Kw/Km} \quad (9.4)$$

Donde:

- f = Es la frecuencia en Hertz
- Eo = Es la tensión al neutro, en volts
- tanδ = Factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y temperatura de operación (ver tabla 9.2) en por unidad.

C = Capacitancia f/km

$$C = 0.0241 \frac{SIC}{dc} \times 10^6 \quad (9.4)$$

SIC = Constante inductiva específica del aislamiento (ver tabla 9.2)

da = Diámetro sobre aislamiento

dc = Diámetro bajo aislamiento

En unidades de energía las pérdidas se expresan como:

$$Wd = wd \times L \times N \times H \text{ kw-hr/año} \quad (9.5)$$

Donde:

- wd = Pérdidas calculadas de acuerdo a (9.4)
- L = Longitud en Km.
- N = Número de cables del sistema
- H = Número de horas de operación efectiva en un año

Es importante notar que mientras que las pérdidas en conductor y pantallas están ligadas a las variaciones de corriente, las pérdidas en el dieléctrico son constantes y bastará energizar el cable aun sin la carga, para que se presenten los valores máximos calculados de acuerdo a la ecuación 9.5.

Tabla 9.2 Valores de permitividad relativa (SIC) y Tan δ para Aislamientos usualmente empleados

Aislamiento	Tan δ (%)	SIC
Vulcanel EP	0.8	2.6
Vulcanel XLP	0.01	2.3
SINTENAX	1.0	5.5
Papel Impregnado hasta 8 kv.	1.6	3.8
Papel Impregnado hasta 23 kv.	0.8	3.5

9.3.3 Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas

La corriente que circula por el conductor inducirá a su vez una corriente por las pantallas o cubiertas metálicas, cuando éstas se encuentran conectadas a tierra en sus extremos.

Las pérdidas en la pantalla ó cubierta de manera similar al conductor se deben al efecto Joule ó sea derivadas del paso de la corriente inductiva I_p por un elemento metálico que ofrece una resistencia R_p (ver tabla 6.5) que se expresa:

$$w_p = I_p^2 R_p \times 10^{-3} \text{ Kw/Km} \quad (9.6)$$

w_p = Pérdidas en la pantalla de un cable del sistema Kw/Km

Donde:

I_p = Es la corriente circulante por la pantalla en amperes.

R_p = Es la resistencia de la pantalla ohms/Km.

Mientras que la resistencia de la pantalla ó cubierta es constante y debe ser únicamente corregida a la temperatura de operación (10°C abajo de la del conductor) la corriente I_p depende de la corriente en el conductor, la construcción del cable, y la disposición y espaciamiento de los cables del sistema.

En función de la corriente del conductor, la corriente I_p que circula por las pantallas para cables monopoles en sistema monofásico ó trifásico con los cables dispuestos en configuración equilátera equidistante, se calcula con la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{I X_m}{\sqrt{X_m^2 + R_p^2}} \quad \text{amperes} \quad (9.7)$$

con

I = La corriente del conductor en amperes

X_m = Reactancia mutua entre conductor y pantalla ó cubierta metálica (ver sección 6.3)

R_p = Resistencia eléctrica de la pantalla a la temperatura de operación.

Para otras disposiciones la magnitud de I_p se deberá calcular para cada cable del sistema (ver tabla 9.3) y las pérdidas del sistema estarán dadas por:




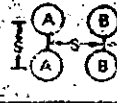

$$w_p = \frac{11}{N} \sum_{i=1}^N I_p^2 R_p \times 10^{-3} \text{ Kw/Km} \quad (9.8)$$

Donde:

N = Número de cables para los que se calculan las pérdidas

I_p^2 = Corriente que circula por la pantalla de cada cable de acuerdo a la tabla 9.3. Nótese que de estas tablas se obtiene directamente el valor del cuadrado de la corriente I_p .

Tabla 9.3 Formulario para cálculo de corrientes circulantes en las pantallas

CONFIGURACIÓN	I MONOFASICA EQUILATERA	II RECTANGULAR	III PLANA	IV DOBLE CIRCUITO	V DOBLE CIRCUITO
					
PANTALLAS SOLIDAMENTE ATERRIZADAS					
$\frac{I_1^2}{I^2} = \frac{Wb1 \times 10^3}{I^2 R_b} = \frac{R_{o1}}{R_b}$ $\frac{I_2^2}{I^2} = \frac{Wb2 \times 10^3}{I^2 R_b} = \frac{R_{o2}}{R_b}$ $\frac{I_3^2}{I^2} = \frac{Wb3 \times 10^3}{I^2 R_b} = \frac{R_{o3}}{R_b}$ $\frac{WbT \times 10^3}{3I^2 R_b} = \frac{R_{o\text{ prom}}}{R_b}$	$\frac{X_M^2}{R_b^2 + X_M^2}$ $\frac{X_M^2}{R_b^2 + X_M^2}$ $\frac{X_M^2}{R_b^2 + X_M^2}$ $\frac{X_M^2}{R_b^2 + X_M^2}$	$\frac{(p^2 + 3Q^2) + 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$ $\frac{1}{(Q^2 + 1)}$ $\frac{(p^2 + 3Q^2) - 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$ $\frac{p^2 + Q^2 + 2}{2(p^2 + 1)(Q^2 + 1)}$			
$P = \frac{R_b}{Y}$ $Q = \frac{R_b}{Z}$ $Y =$ $Z =$	X_M X_M	$\frac{(X_M + \frac{a}{2})}{2}$ $\frac{(X_M - \frac{a}{6})}{6}$	$(X_M + a)$ $\frac{(X_M - \frac{a}{3})}{3}$	$\frac{(X_M + \frac{a - b}{2})}{2}$ $\frac{(X_M + \frac{a - b}{3 - 6})}{3 - 6}$	$\frac{(X_M + \frac{a + b}{2})}{2}$ $\frac{(X_M + \frac{a - b}{3 - 6})}{3 - 6}$
$X_M = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{r}{r_0})$ $a = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 2)$ $b = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 5)$					
En c.m.s./Km: $X_M = 0.0754 \ln \frac{r}{r_0}$; $a = 0.0623$; $b = 0.1214$					

En términos de unidades de energía las pérdidas en las pantallas están dadas para los cables del sistema de la siguiente manera:

$$W_p = w_p \times L \times H \times F_p \quad \text{Kw-Hr/año} \quad (9.9)$$

con:

$$w_p \text{ calculada con la ecuación } (9.8)$$

L = Longitud en Km.

H y F_p definidas de la misma manera que para las pérdidas en el conductor.

El problema se reduce pues a evaluar la magnitud de las corrientes inducidas, problema que por otra parte se complica por los efectos de inducción de los demás cables del sistema.

La complejidad de los efectos inductivos se puede simplificar por desarrollos matemáticos que nos permiten asumir una resistencia efectiva (R_e) tal de la pantalla, que al ser multiplicada por el cuadrado de la corriente en el conductor se obtengan directamente las pérdidas en la pantalla o cubierta metálica.

Para el caso de dos cables monopolares en circuito monofásico o tres de circuito trifásico, en distribución triangular equilátera, separados una distancia D la resistencia efectiva R_e está dada por:

$$R_e = \frac{4 \ln R_p}{X_m^2 + R_p^2} \quad \text{Ohms/Km} \quad (9.10)$$

Con X_m y R_p reactancia inductiva mutua y resistencia de la pantalla respectivamente.

En el caso de cables multiconductores con pantalla común, las corrientes inducidas son usualmente pequeñas, ya

que la pantalla o cubierta circunda a todos los conductores y los efectos inductivos de la corriente en un conductor son neutralizados casi por completo por los efectos de las corrientes en los demás conductores. Sin embargo para conductores de secciones mayores y corrientes elevadas, la neutralización no es completa y existen pérdidas apreciables en la pantalla.

Para cables tripolares con conductores redondos la resistencia efectiva R_e se puede calcular con:

$$R_e = \frac{1298.9 \times S^2}{R_p R_o^2} \quad \text{ohms/km} \quad (9.11)$$

Donde S está dada a su vez por:

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2e)$$

Siendo:

d = Diámetro del conductor en cms.

e = Espesor de aislamiento en cm

R_p = Resistencia de la pantalla
ohms/km

R_o = Radio medio de la pantalla o cubierta en cms.

Para conductores sectoriales se puede derivar el valor de S multiplicando el diámetro d del conductor redondo equivalente en sección por 0.84.

La resistencia efectiva R_e debe ser cuidadosamente distinguida de la resistencia aparente R_a .

Mientras que esta última adecuadamente combinada con la reactancia inductiva aparente X_a nos permite con la corriente del conductor, calcular con exactitud la impedancia de la línea, caída de tensión, regulación, etc.

La resistencia efectiva a diferencia debe ser empleada en evaluaciones de pérdidas en la pantalla y cálculos relacionados con capacidad de conducción de corriente del conductor.

Esta corriente no es constante y varía de acuerdo al ciclo diario de carga, variación que se resume en el factor de carga (F.C.) del sistema. El factor de carga es la relación de la corriente promedio entre la corriente máxima ocuriente en el ciclo diario (figura 9:1)

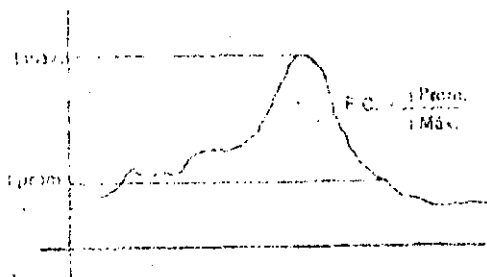


Fig. 9.1

Representación del factor de carga

Las pérdidas serán entonces función de esta variación de corriente y estarán ligadas al factor de carga por el llamado factor de Pérdidas F.P. que se calcula con la siguiente ecuación:

$$F.P. = 0.3 F.C. + 0.7 (F.C.)^2 \quad (9.11)$$

El factor de pérdidas afecta directamente a pérdidas en el conductor (W_c) y en las pantallas (W_p), no así a las pérdidas en el dieléctrico, ya que estas están en función del cuadrado de la tensión de operación y se presentan en todo el cable energizado aunque no esté conectada carga alguna.

Para totalizar las pérdidas, se deberá pues, considerar ciclos diarios de operación; generalmente las pérdidas totales se consideran de acuerdo a períodos anuales, por lo que la expresión para va-

luar pérdidas en el periodo anual quedará de la siguiente manera:

$$W_t = [(W_c + W_p) \times F.P. + W_d] \times L \times N \times T \quad \text{Kw-Hora/año}$$

Donde:

W_c = Pérdidas en el conductor
Kwatts/Km

W_p = Pérdidas en la pantalla
Kwatts/Km

W_d = Pérdidas en el dieléctrico
Kwatts/Km

F.P. = Factor de pérdidas

L = Longitud del circuito en Km

N = Número de cables en el sistema

T = Horas de operación en el año.

En términos económicos, bastará multiplicar el precio del Kw-hora por el producto obtenido, para saber el costo de las pérdidas en el sistema.

$$W_t = W_c + W_p + W_d \quad \text{Kw-hr/año}$$

Donde:

W_t = pérdidas totales del sistema en Kw-hr/año

9.4.) Selección de calibre económico

Las pérdidas identificadas en los incisos 9.1, 9.2 y 9.3 valuadas en términos económicos y sumadas a los costos por mantenimiento, representan los costos totales de operación de un sistema por lo que a cables se refiere.

Para una carga determinada existe una sección ó calibre mínima aceptable, secciones mayores a este mínimo producirán menos pérdidas y en consecuencia menores costos de operación. Por otra parte el calibre mínimo representa los menores costos iniciales y sec-

ciones mayores darán lugar a un incremento en estos costos iniciales. Esta relación se debe utilizar (fig. 9.2) para seleccionar el tamaño del conductor de mayores ventajas económicas.

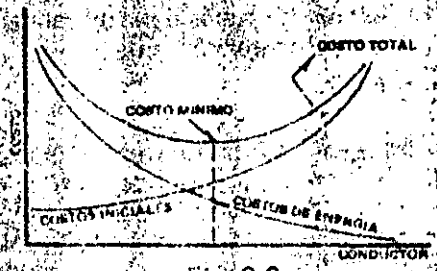


Fig. 9.2

Costos iniciales vs. costos de las pérdidas
COSTO DE LAS PERDIDAS

Los costos de los energéticos se han incrementado en forma dramática en los últimos años, por lo que a nivel mundial se observa un énfasis especial en políticas de conservación de energía y eficiencia en los sistemas de potencia.

En los cables de potencia el calor generado es energía perdida y es el costo que se incurre por transmitir la energía. Conforme la temperatura del conductor se incrementa este costo aumenta.

Existe una relación inversa entre las pérdidas en el conductor y la sección del conductor. El incremento de sección resulta en pérdidas menores debido a que presenta una resistencia eléctrica menor, tanto por el aumento del área conductora como por la menor temperatura de operación. Sin embargo hay una relación directa entre los costos iniciales y la sección del conductor.

La curva del costo total (CT) figura 9.2 se expresa como la suma de los costos iniciales C_i más los costos de operación (energía perdida) en la vida útil del cable. El mínimo de la curva resulta cuando el cambio en los costos totales al cambiar el calibre resulta cero; o bien

cuando los costos iniciales son iguales a los costos de operación o valor presente.

ANÁLISIS ECONOMICO:

Los costos de operación se dan en forma continua en la vida útil del cable, por lo que el análisis económico se debe realizar considerando que los egresos se realizan en tiempos diferentes.

Las técnicas de análisis "valor presente" nos permiten comparar los egresos que se realizan a través del tiempo en una base común que es el tiempo presente.

El valor del tiempo se refleja en el interés ganado por nuestro capital. Un peso de ahora genera intereses que resultan en un incremento de pesos en el futuro, de igual manera un peso en el futuro se deberá "descontar" para obtener su valor en el presente. Por ejemplo: Un peso a un año de distancia equivale a 90 centavos de hoy aplicando una tasa de interés del 10%.

Los costos de las pérdidas en los cables crean "anualidades" que son una serie de pagos realizados en un periodo de tiempo.

Para comprender el concepto de valor presente de una anualidad supongamos que se ofrecen las siguientes alternativas: Una anualidad de tres años a razón de 1000 pesos anuales ó una suma global en la actualidad. No necesitamos el dinero en los próximos tres años, por lo que se acepta la anualidad y se depositan los ingresos en una cuenta de ahorros que rinde un 4% de interés. ¿De qué cantidad tendría que ser la suma del pago global para que fuera equivalente en la actualidad a la anualidad? la ilustración gráfica de la figura 9.3 ayuda a explicar el problema.

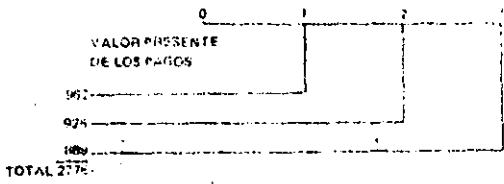


Fig. 9.3
Valor presente de una anualidad
El valor presente de la anualidad del año 1 a un interés i es de

$1000 [1/(1 + i)]$;
del segundo es
 $1000 [1/(1 + i)^2]$ y así sucesivamente. Al definir el valor actual de una anualidad de n años como A_n , podemos escribir la siguiente ecuación.

$$A_n = R \left[\frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} \right]$$

$$= \frac{R \cdot (1+i)^{n+1} - R \cdot (1+i)^0}{i \cdot (1+i)^n} = R \cdot A \tag{9.12}$$

- Siendo:
- R = El pago total anual.
 - i = El interés por cada período
 - n = Número de períodos
 - A = Factor de interés de la anualidad

Del ejemplo podemos observar que el valor presente de la anualidad de 3000 pesos tomando una tasa de interés del 4% es de 2776 pesos.

Finalmente el cálculo del costo total, combinación de costo inicial más el costo de operación se obtiene de la siguiente fórmula:

$$CT = CI + A(E \times P) \text{ pesos} \tag{9.13}$$

Donde:
 E = Pérdidas en el cable en kw-Hr/año
 P = Precio estimado de la energía eléctrica \$/Kw-hr.
 A = Factor de interés de la anualidad definida anteriormente:

INFLACION:
 La inflación distorsiona el valor del dinero en el tiempo y tiende a reducir la tasa del interés efectivo. Por ejemplo para una tasa de interés de 14% y una inflación de 10% anual el interés efectivo es cercano al 4%.

Mientras más bajo es el valor de la tasa de interés efectivo más alto es el valor presente del costo de las pérdidas.

VIDA DEL CABLE:
 El número de períodos para los que se debe efectuar el análisis económico, está en función del número de años en que se espera opere en forma satisfactoria el cable.

Decir cual es la vida útil del cable resulta difícil; se han encontrado instalaciones de cables de media tensión con más de 50 años de servicio, sin embargo de acuerdo a las disposiciones de la Ley de Impuesto sobre la Renta (art. 45) la depreciación anual autorizada para equipos eléctricos utilizados en la distribución de energía eléctrica es de 3%, por lo que para efectos de cálculos económicos se puede estimar una vida para cables de energía de 33 años.

APROXIMACIONES A LA SECCION ECONOMICA:

La selección del calibre económico solo se logra mediante la comparación de los costos iniciales, pérdidas, etc. de distintas secciones, comparación que resulta sencilla si tenemos acceso a computadoras, sin embargo este es el

caso general, por lo que debemos reducir al mínimo el número de comparaciones.

En un cálculo aproximado la sección económica se puede definir haciendo las siguientes consideraciones:

- A) La mayor parte de las pérdidas se producen en el conductor.
- B) Las pérdidas en pantalla y dieléctrico sufren pequeñas variaciones al considerar distintos calibres.
- C) Las variaciones de precios para una tensión determinada están ligados a la sección conductora y se pueden aproximar por una recta de pendiente G Fig. 9.2 que cruza el eje de ordenadas en un punto D que es variable conforme a los precios del mercado. Definir el valor de G de la siguiente manera:

$$G = \frac{D_2 - D_1}{S_2 - S_1} \quad (9.14)$$

Siendo D_2 y D_1 los precios de los calibres S_2 y S_1 .

Bajo estas consideraciones la ecuación 9.13 se puede aproximar de la siguiente manera:

$$CT = (D_2 L + G S L^2) + \frac{(I^2 p n H P F_p A \times 10^{-3} L)}{S} \quad (9.15)$$

derivando con respecto a S e igualando cero para encontrar el mínimo de la curva costo total (CT) tenemos:

$$0 = GL - \frac{I^2 p n H P F_p A \times 10^{-3} L}{S^2} \quad (9.16)$$

y la sección económica. Se obtiene despejando de 9.16.

$$S_e = I \sqrt{\frac{P \times n \times H \times F_p \times P \times A \times 10^{-3}}{G}} \quad (9.17)$$

con:

S_e = La sección económica del conductor en mm^2

I = La corriente nominal en ampers.

P = Resistividad del material del conductor a la temperatura de operación* ohms - mm^2/Km .

n = Número de cables activos del sistema.

H = Número de horas de operación en un año.

F_p = Factor de pérdidas.

P = Precios de la energía \$/Kwh.

A = Factor de Interés.

G = Pendiente de la recta. Precios vs AREA.

L = Longitud del circuito

OBSERVACIONES:

Es importante notar que la sección económica es independiente de la longitud del circuito y se obtiene en forma aproximada ya que por las siguientes razones se incurre en un error despreciable:

No se considera el incremento de resistencia en el conductor por el efecto de la corriente alterna.

(* NOTA. -- La temperatura de operación que se debe considerar para cables Vulcanel es de 70°C, Sintona 55°C y de Papel impregnado de 65°C.

- No se consideran las pérdidas en pantallas y aislamiento.
- Los precios de los cables se describen gráficamente mediante una curva.
- La sección económica resulta por lo general de mayor área que la requerida por corriente nominal y se asume que la temperatura del conductor estará por abajo de la máxima de operación.

9.5.) Ejemplos

Calcular las pérdidas para un alimentador de una fábrica, la que trabaja a plena carga desconectada ocasionalmente.

Se dará suministro a una fábrica, en la tensión de 23 KV. La fábrica requiere de 10 MVA, para satisfacer sus necesidades, (la subestación se encuentra a 100 mts., del suministro).

Calcular las pérdidas anuales en $(KW - hr)$, si se ha seleccionado un AÑO.

cable con las siguientes características:

Cable de Energía Vulcanel EP 25 KV calibre 4/0 AWG

El tipo de instalación será en configuración trébol y directamente enterrado.

$T_a = 25^\circ C$

De las gráficas de corriente (capítulo 10) para éstas condiciones de instalación y suponiendo una resistividad térmica del terreno de $120^\circ C - cm/Watt$ y un factor de carga del 75%, la corriente que conducirá será de 290 amperes.

Aplicando el método del cálculo para la resistencia a la corriente alterna descrito en la sección 5.3 obtenemos que:

$$RCA = 0.2505 \text{ ohms/km a } 90^\circ C$$

CALCULO DE PERDIDAS

- PERDIDAS EN EL CONDUCTOR

$$wc = Rca \times I^2 \times 10^{-3} \left[\frac{KW}{Km} \right] \quad (9.1)$$

donde:

I = Corriente en amperes

Rac = Resistencia a la temperatura de operación.

$$wc = (290)^2 \times (0.2505) \times 10^{-3} \left[\frac{KW}{Km} \right]$$

$$wc = 21.06 \left[\frac{KW}{Km} \right]$$

EN TERMINOS DE ENERGIA

$$Wc = wc \times L \times N \times H \times F.P. \left[\frac{Kw - hr}{año} \right] \quad (9.2)$$

$$FP = 0.3 (FC) + 0.7 (FC)^2 = 0.6188$$

$$Wc = 21.06 \times .1 \times 3 \times 8000 \times 0.6188$$

$$\left[\frac{Kw - hr}{AÑO} \right]$$

$$Wc = 31.28 \left[\frac{MW - hr}{AÑO} \right]$$

$$wd = 2 \pi f C E_o^2 \tan \delta \times 10^{-3} \left[\frac{KW}{Km} \right] \quad (9.4)$$

$$C = \frac{0.0241 \text{ SIC} \times 10^{-6}}{\log \frac{da}{dc}} \left[\frac{F}{Km} \right]$$

La SIC de la TABLA 9.2: EP = 2.6

da = diámetro sobre aislamiento =
= 26.8 mm

dc = diámetro bajo aislamiento =
= 13.3 mm

$$C = \frac{0.0241 (2.6) \times 10^{-6}}{\text{Log} \frac{26.8}{13.3}} \left[\frac{F}{Km} \right]$$

$$C = 2.059 \times 10^{-7} \left[\frac{F}{Km} \right]$$

$$E_o = \frac{25 \text{ Kv}}{\sqrt{3}} = 14.43$$

$$\tan \delta = 0.6 \% = 0.006 \quad (\text{Tabla 9.2})$$

$$wd = 2 \pi (60) 2.059 \times 10^{-7} \times (14,430.00)^2 (0.006) \times 10^{-3} \left[\frac{KW}{Km} \right]$$

$$wd = 0.0970 \left[\frac{KW}{Km} \right]$$

EN TERMINOS DE ENERGIA

$$Wd = wd \times L \times N \times H \left[\frac{Kw - hr}{AÑO} \right] \quad (9.5)$$

$$Wd = 0.0970 \times (.100) \times (3) \times (8000)$$

$$Wd = 232.74 \left[\frac{KW - hr}{AÑO} \right]$$

$$wp = I_p^2 R_p \times 10^{-3} \left[\frac{KW}{km} \right] \quad (9.6)$$

I_p: Para cables en formación trébol está dada por:

$$I_p = \frac{I X_m}{X_m^2 + R_p^2} \quad \text{amperes} \quad (9.7)$$

$$X_m = 2 \pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{d}{r_o})$$

d = Distancia entre centros de cables (cm) = 3.18

r_o = Radio medio de la pantalla (cm) = 1.35

$$X_m = 2 (60) \pi (2 \times 10^{-4} \ln \frac{3.18}{1.35})$$

$$X_m = 0.0646 \text{ ohms/km}$$

De la Tabla 6.5:

$$R_p = \rho \frac{5.53 K}{D_o \times e} \left[\frac{\text{ohms}}{Km} \right]$$

$$R_p = \frac{17.241 (5.53) (.875)}{(2.7) (1.7)} \left[\frac{\text{ohms}}{Km} \right]$$

$$R_p = 181.7 \left[\frac{\text{ohms}}{km} \right]$$

$$I_p = \frac{290 (0.0646)}{\sqrt{(181.7)^2 + (0.0646)^2}}$$

$$I_p = 0.1031 \text{ amperes}$$

$$wp = (0.1031)^2 (181.7) \times 10^{-3}$$

$$wp = 0.0019 \left[\frac{KW}{km} \right] \text{ por conductor}$$

EN TERMINOS DE ENERGIA
(EN LOS TRES CONDUCTORES)

$$W_p = 0.0019 \times (.100) \times (8000) \times$$

$$\times (.6188) (3) \left[\frac{\text{Kw} - \text{hr}}{\text{AÑO}} \right]$$

$$W_p = 1.8812 \left[\frac{\text{KW} - \text{hr}}{\text{AÑO}} \right]$$

LAS PERDIDAS TOTALES SERAN

EN $\left[\frac{\text{Kw} - \text{hr}}{\text{AÑO}} \right]$:

$$W_t = (31280) + (232.74) + (1.8812)$$

$$W_t = 31.51 \left[\frac{\text{MW} - \text{hr}}{\text{AÑO}} \right]$$

Capítulo 10.— Capacidad de Conducción de Corriente**10.1.— Ley de ohm térmica****10.2.— Resistencias térmicas****10.2.1.— Del aislamiento****10.2.2.— De la cubierta****10.2.3.— Del aire dentro del ducto****10.2.4.— Del ducto****10.2.5.— Del terreno****10.3.— Factor de pérdidas****10.4.— Gráficas****10.5.— Ejemplos**

10. CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE:

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente (AMPACIDAD) en cables de energía, es un problema de transferencia de calor.

Las pérdidas analizadas en el capítulo 9, es energía que se transforma en el cable en forma de calor, necesario de cuantificar para definir que cantidad de calor es posible disipar al medio ambiente a través de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del mismo en que se exceda la temperatura permisible de operación en el conductor.

10.1) Ley de ohm térmica

La ecuación que nos relaciona la transferencia de calor, que pasa a través de elementos que se oponen al flujo de calor a un gradiente de temperatura, se le denomina "LEY DE OHM TÉRMICA" (Fig. 10.1) por su analogía con la Ley de ohm Eléctrica y se expresa como:

$$\Delta T = w \sum R_t \quad (10.1)$$

ΔT = Gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperatura entre conductor y medio ambiente es análogo al voltaje en la Ley de Ohm Eléctrica.

$$= T_c - T_a$$

w = Calor generado en el cable y es análoga a la corriente eléctrica.

$\sum R_t$ = Suma de resistencia térmicas que se oponen al flujo de calor. Análogo a la resistencia eléctrica

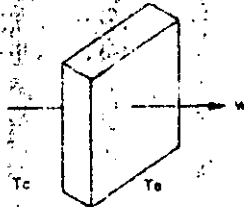


Fig. 10.1 Ley de Ohm térmica

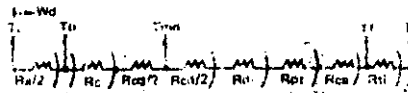
Ley de Ohm Térmica Generalizada

Las fuentes de generación de calor en un cable de energía son:

- A) el conductor
- B) el dieléctrico
- C) las pantallas.

Por otra parte la suma de resistencias térmicas que se oponen al calor generado en cada una de las fuentes difiere, así por ejemplo en el caso del conductor y de la pantalla del cable (fig. 10.3), mientras que el calor generado en el conductor debe pasar por las resistencias térmicas que se inician con el aislamiento, en la pantalla las resistencias térmicas se inician en la cubierta. De igual manera sucede con el calor generado en el aislamiento (figura 10.2).

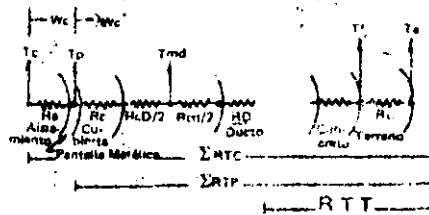
DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS EN EL CONDUCTOR



- Tc = Temperatura del conductor
- Ra = Resistencia térmica del aislamiento
- Tp = Temperatura de la pantalla metálica
- Rc = Resistencia térmica de la cubierta
- Rod = Resistencia térmica del aire ó aceite dentro del ducto
- Tmd = Temperatura media del ducto.
- Rd = Resistencia térmica del ducto
- Rpt = Resistencia térmica protección tubería
- Rco = Resistencia térmica del concreto
- Tf = Temperatura interfase

Fig. 10.2

DIAGRAMA DE CIRCUITO TERMICO SIN INCLUIR PERDIDAS DIELECTRICAS



CALOR GENERADO

$W_c =$ Conductor
 $\lambda W_c =$ Pantalla metálica

RESISTENCIAS TÉRMICAS

$R_a =$ Aislamiento
 $R_c =$ Cubierta
 $R_{od} =$ Aire

TEMPERATURAS

$T_c =$ Conductor
 $T_p =$ Pantalla metálica
 $T_{md} =$ Media del ducto
 $T_i =$ Interfase
 $T_a =$ Ambiente
 $R_d =$ Ducto
 $R_{co} =$ Concreto
 $R_t =$ Terreno

Separando las fuentes con las respectivas resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor la ecuación 10.1 se puede escribir como:

$$T_c - T_a = w_c \sum R_{tc} + W_d \sum R_{td} + W_p \sum R_{tp} \quad (10.2)$$

$$= I^2 R_c \sum R_{tc} + w_d \sum R_{td} + K I^2 R_p \sum R_{tp} \quad (10.3)$$

Donde: *

- $I^2 R_c =$ Las pérdidas en el conductor
- $\sum R_{tc} =$ La suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor del conductor.
- $\sum R_{td} =$ La suma de resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor generado en el dieléctrico.
- $K I^2 R_p =$ Pérdidas en las pantallas siendo K el factor de inducción e I la corriente del conductor.
- $\sum R_{tp} =$ La suma de resistencia térmicas que se oponen al flujo de calor de la pantalla.

De la ecuación 10.3 podemos calcular la corriente permisible en el conductor despejando I:

$$I = \sqrt{\frac{T_c - T_a - w_d R_{td}}{R \sum R_{tc} + K R_p \sum R_{tp}}} \quad (10.4)$$

O bien conociendo la corriente permisible podemos mediante la ecuación

10.3 encontrar la temperatura en el conductor.

La expresión 10.4 permite el cálculo de la corriente permisible conociendo la corriente de la pantalla de acuerdo al capítulo 9 Expresiones más sencillas de manejar para este cálculo se pueden obtener puesto que las pérdidas en el conductor están relacionadas con las pérdidas en la pantalla. Esta relación se le conoce como factor de pérdidas y se representa con la letra griega λ en publicaciones como la norma IEC 287 "Calculation of the continuous current rating of cables" y en base a esta relación podemos calcular la corriente I

$$I = \sqrt{\frac{T_c - T_a - w_d \sum R_{td}}{R \sum R_{tc} + R(1 + \lambda) \sum R_{tp}}} \quad (10.5)$$

Para encontrar la corriente permisible en el conductor es necesario pues definir:

1) Gradiente de temperatura:

Se encuentra conociendo la máxima temperatura de operación permisible sin degradar el aislamiento (tabla 10.1)

2) Resistencia térmicas:

Encontrar la magnitud de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del calor (inciso 10.2)

3) Factor de pérdidas:

Calcular el factor de pérdidas de la pantalla (inciso 10.3)

Tabla 10.1 Temperaturas máximas permisibles en cables de energía

Aislamiento	Temperatura °C
Vulcani Ep	90
Vulcani XLPE	100
Etileno	75
Polipropileno	70

10.2) Resistencias térmicas

La analogía de la resistencia eléctrica con la resistencia térmica se demuestra en la figura 10.4A, donde se puede observar que el valor de la resistencia térmica depende de la resistividad del material del espesor y del área por la que el calor debe circular. En la figura 10.4B se muestra la ecuación que permite el cálculo de resistencias térmicas para superficies cilíndricas.

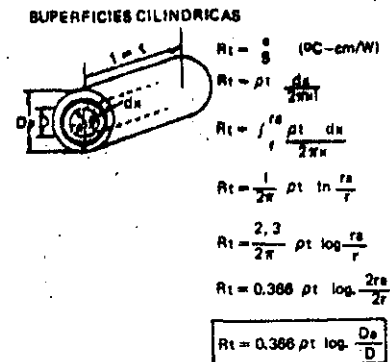
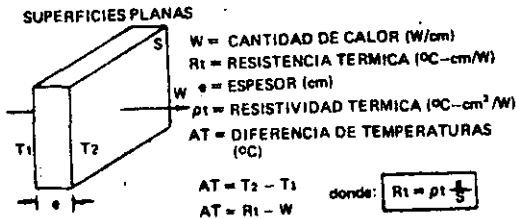
CALCULO DE RESISTENCIAS TERMICAS

10.2.1 Del aislamiento (Ra):

CABLES MONOPOLARES:

$$R_a = 0.386 \rho_a \log \frac{D_a}{D} \quad (10.6)$$

FIGURA 10.4 ANALOGIA DE RESISTENCIAS TERMICAS (A)



Donde:

- Ra = Resistencia Térmica del aislamiento
- pa = Resistividad térmica del aislamiento
- Da = Diámetro sobre el aislamiento
- D = Diámetro sobre conductor incluyendo pantalla

$$R_a = \frac{\rho_a}{2} G \quad (10.7)$$

Donde:

G = Factor Geométrico (figura 10.5)

A continuación se mencionan valores de resistividad de algunos aislamientos: Tabla 10.2 Resistividad de aislamientos

ABLAMIENTO	pa (°C-cm²/W)
Papel	0.01
Polietileno	0.02
P.V.C.	0.03
PPR	0.04
P.C.	0.05

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

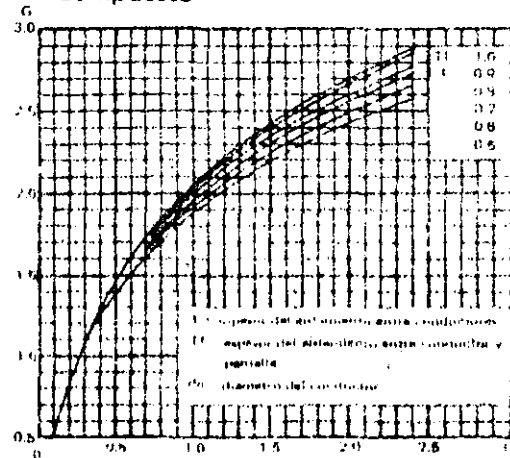


Fig. 10.5 Factor geométrico 10.2.2) De la cubierta (Rc) Rc = 0.386 pc Log (Dc / Do) (10.8)

(B)

10

Donde:

Rc = Resistencia térmica de la cubierta

ρc = Resistividad térmica de la cubierta

Dc = Diámetro sobre la cubierta

Do = Diámetro bajo la cubierta

A continuación se incluyen valores de ρc de algunas cubiertas:

Tabla 10.3.
Resistividad de cubiertas

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

10.2.3) Del aire dentro del ducto: (Rcd)

$$R_{cd} = \frac{100 A}{1 + (B + C)\theta_m} D_e \quad (10.9)$$

Donde:

A, B, C = Constantes en la función del tipo de instalación (Tabla 10.4)

D_e = Diámetro exterior del cable (cm)

θ_m = Temperatura del medio dentro del ducto.

Tabla 10.4. Valores de A, B, C:

INSTALACION	A	B	C
Conduit Metálico	5.2	1.4	1.011
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

10.2.4 del ducto: (Rd)

$$R_d = 0.366 \rho d \text{ Log } \frac{D_e}{D_i} \quad (10.10)$$

Donde:

R_d = Resistencia térmica del ducto

ρd = Resistividad térmica del ducto (Tabla 10.5)

D_e = Diámetro exterior del ducto

D_i = Diámetro interior del ducto

A continuación se incluyen valores de ρd de algunos materiales.

Tabla 10.5 Resistividad de Materiales Empleados en Ductos.

MATERIAL	ρd (°C-cm/W)
Asbesto Cemento	200
Concreto	100
PVC	700

10.2.5) Del terreno

— Efecto de la Resistividad Térmica del Terreno sobre la Capacidad del Conductor.

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 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 espe-

cables 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.

Es importante notar que la fórmula 10.5, nos permite calcular la corriente admisible, cuando se prevee operar el cable con una corriente constante, es decir, cuando el factor 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 (LF).

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

$$F.C. = \frac{I \text{ prom.}}{I \text{ máx.}} \quad \text{Factor de Carga}$$

$$LF = \frac{I^2 \text{ prom.}}{I^2 \text{ máx.}} \quad \text{Factor de Pérdidas}$$

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 afectando a las pérdidas I²R. 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.

$$\text{Haciendo } Re' = (LF) R_t$$

$$Re' = 0.366 \rho_{t,10} \left[\frac{\log 21.08}{De} + \frac{LF \log (4L \times F)}{21.08} \right]$$

Donde: (10.12)

ρ_t = Resistividad térmica del terreno (°C-cm/W)

n' = Número de cables enterrados

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

NOTA:

El factor de calentamiento F tiene cuenta de efectos de calentamiento mutuo entre cables colocados en una misma trinchera ó banco de ductos y se calcula con el método de imágenes ilustrado en la figura 10.7 con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{d_{12}}{d_{12}} \times \frac{d_{13}}{d_{13}} \times \dots \times \frac{d_{in'}}{d_{in'}} \quad (N-1 \text{ TERMINOS})$$

— Resistencia Térmica del Terreno para Cables enterrados en ductos

$$Re' = 0.366 \rho_c \frac{n' \log 21.08}{De} + LF \log \frac{4L \times F}{21.08} + 0.366 (\rho_t - \rho_c) \frac{n'/N/LF/Gh}{(10)}$$

10

Donde:

D_e = Diámetro exterior del ducto (cm)

ρ_c = Resistividad térmica del concreto ("C-cm/W)

N = Número de cables del sistema

G_b = Factor Geométrico (Fig. 10.8)

ρ_t = Resistividad térmica del terreno

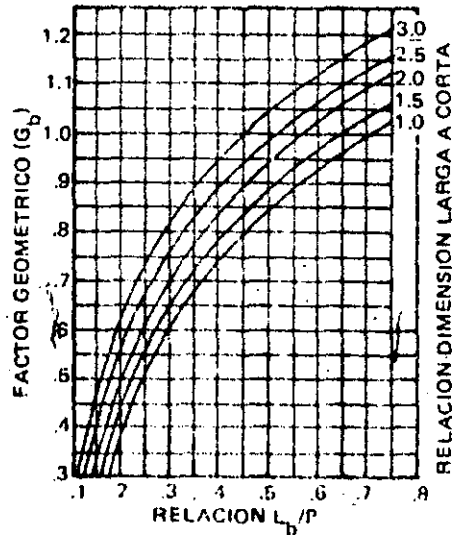


Fig. 10.8

Debido a que la variación de la corriente no influye en el cálculo del calor generado en el dieléctrico (W_d), las ecuaciones se calculan para un factor de carga de 100% 10.12 y 10.13

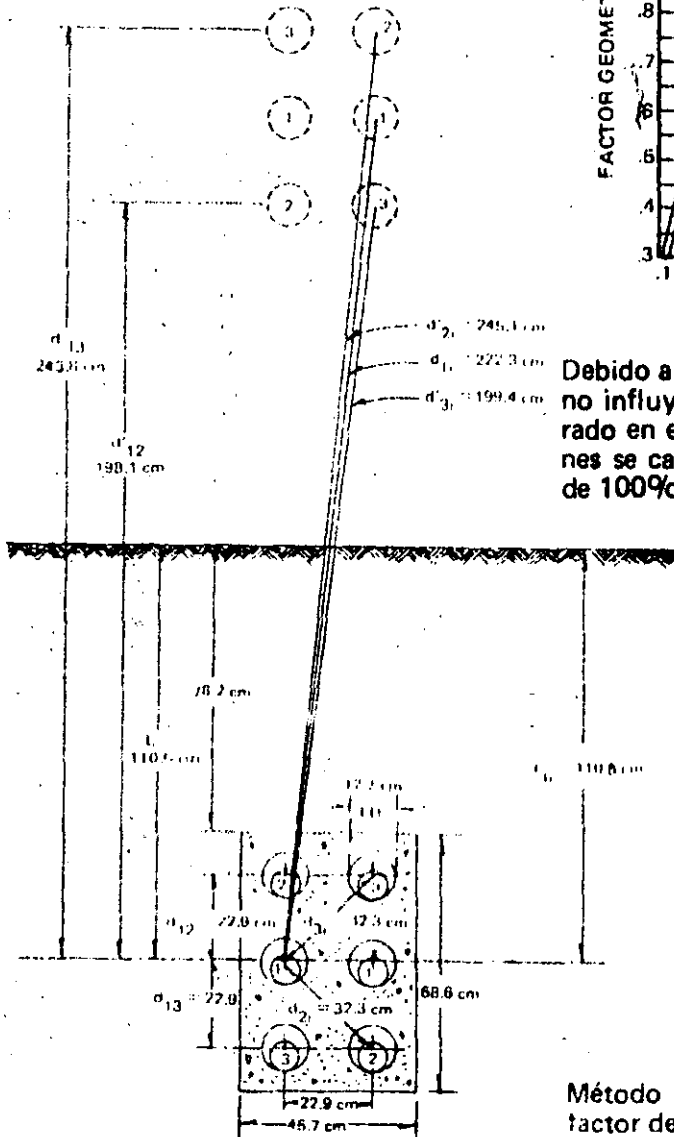


Fig. 10.7

Método de imágenes para obtener el factor de calentamiento.

10.3) Factor de pérdidas

Las fórmulas en esta sección expresan las pérdidas de la pantalla en términos de las pérdidas totales en el conductor ó conductores y para cada caso se indica qué tipo de pérdidas se consideran.

El factor de pérdidas en las pantallas λ consiste en la suma de las pérdidas causadas por corrientes circulantes (λ') y corrientes parásitas (λ'')

$$\lambda = \lambda' + \lambda''$$

El valor λ , depende de la construcción del cable, disposición y separación de los cables del sistema y conexión a tierra de la pantalla ó cubierta metálica.

Las fórmulas que se presentan en esta sección son las correspondientes a los casos que cubre este manual, otras situaciones se pueden consultar en la norma IEC - 287

En el caso de " λ " solo se calcula para conductores segmentales de grandes secciones. Dado que este caso no se encuentra en México se le da el valor de cero.

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

Para este caso el factor de pérdidas está dado por:

$$\lambda' = \frac{R_p}{R} \frac{1}{1 + \frac{(R_p)^2}{x}}$$

Donde:

R_p = Resistencia por unidad de longitud de la pantalla Ohm/cm.

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

$$= 4.6 \omega \text{ Log } \frac{(2s)}{d} 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

s = Distancia entre los centros de los conductores

d = Diámetro medio de la pantalla metálica

$$\omega = 2 \pi f$$

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

Para cables monopolares, en formación plana, con el cable central equidistante de los cables exteriores y con las pantallas aterrizadas en ambos extremos, el factor de pérdidas para el cable que tiene las mayores pérdidas (esto quiere decir, el cable exterior que lleva la fase atrasada) está dado por:

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

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

Para el cable central, las pérdidas están dadas por:

$$\lambda'' = \frac{R_p}{R} \frac{Q^2}{R_p^2 + Q^2}$$

En estas fórmulas:

$$R = X + X_m \quad Q = X - \frac{X_m}{3}$$

Donde:

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

$$= 4.6 \omega \text{ Log } \frac{(2s)}{d} 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

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.

$$= 4.6 \omega \text{ Log } (2) 10^{-9} \text{ Ohm/cm}$$

– 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_p es menor ó igual a $1 \mu\Omega/\text{cm}$

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

Donde:

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

d = Diámetro de la pantalla, cm

f = Frecuencia, Hz

Para conductores redondos y donde la resistencia de la pantalla R_p es mayor de $1 \mu\Omega/\text{cm}$:

$$\lambda'' = \frac{3.2 \omega^2}{R R_p} \left(\frac{2c}{d} \right)^2 \times 10^{-18}$$

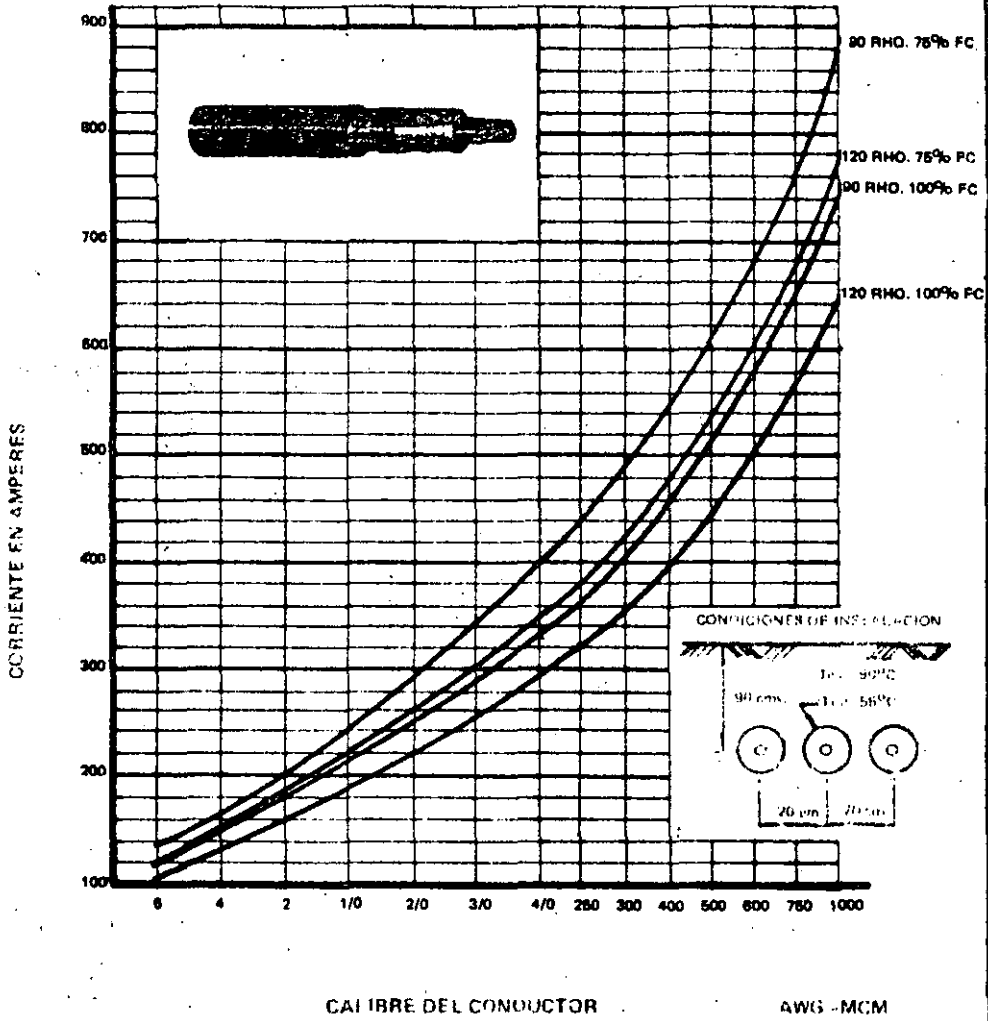
10.4 GRAFICAS DE CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA

USO DE LAS GRAFICAS

- Seleccione la gráfica adecuada en función del tipo de cable y forma en que será instalado.
- Compruebe que los datos que aparecen al pie de la gráfica coincidan con los datos reales de la instalación.
- En caso de que sus datos sean diferentes haga uso de los factores de corrección que aparecen en las tablas después de las gráficas.
- En caso de dudas estudie los ejemplos que aparecen al final de esta publicación

GRAFICA No. 10.1

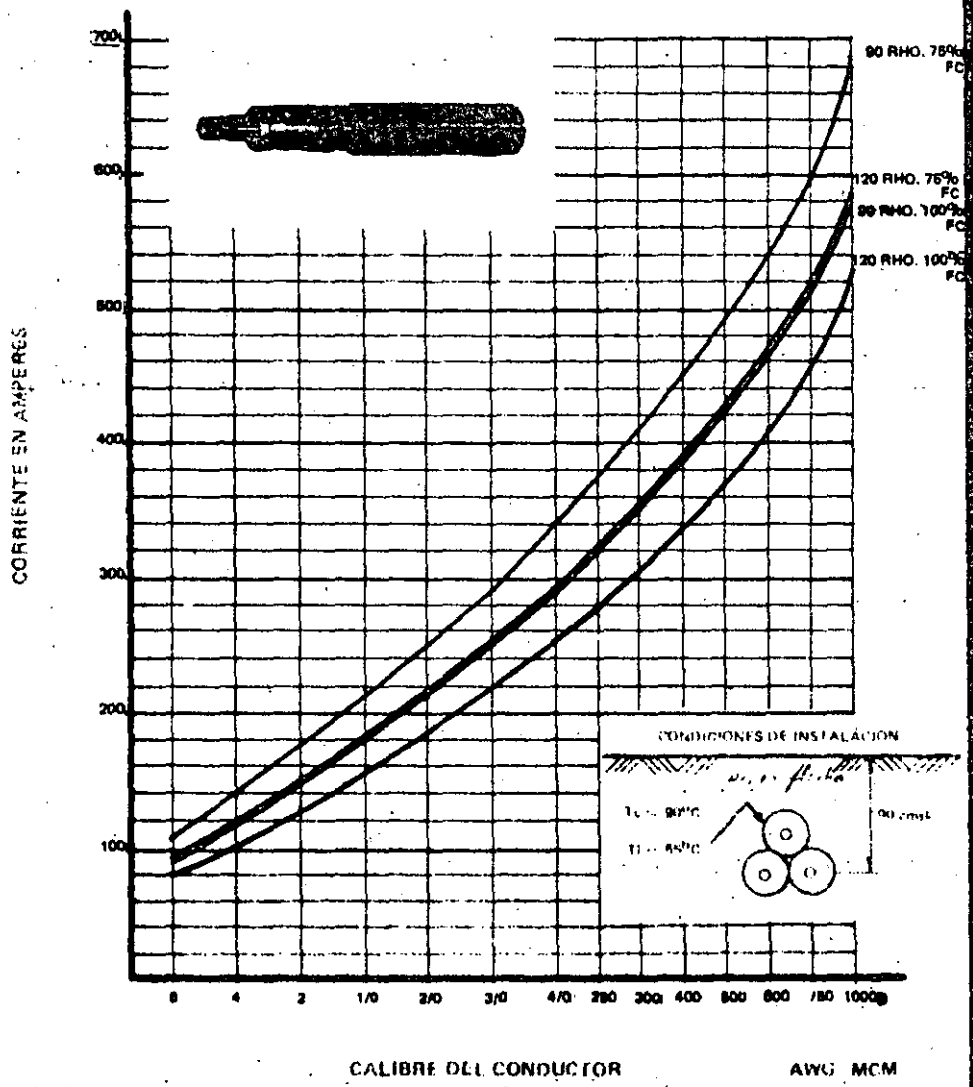
CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP Y XLP. 5, 15, 25, 35 KV DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA.



10

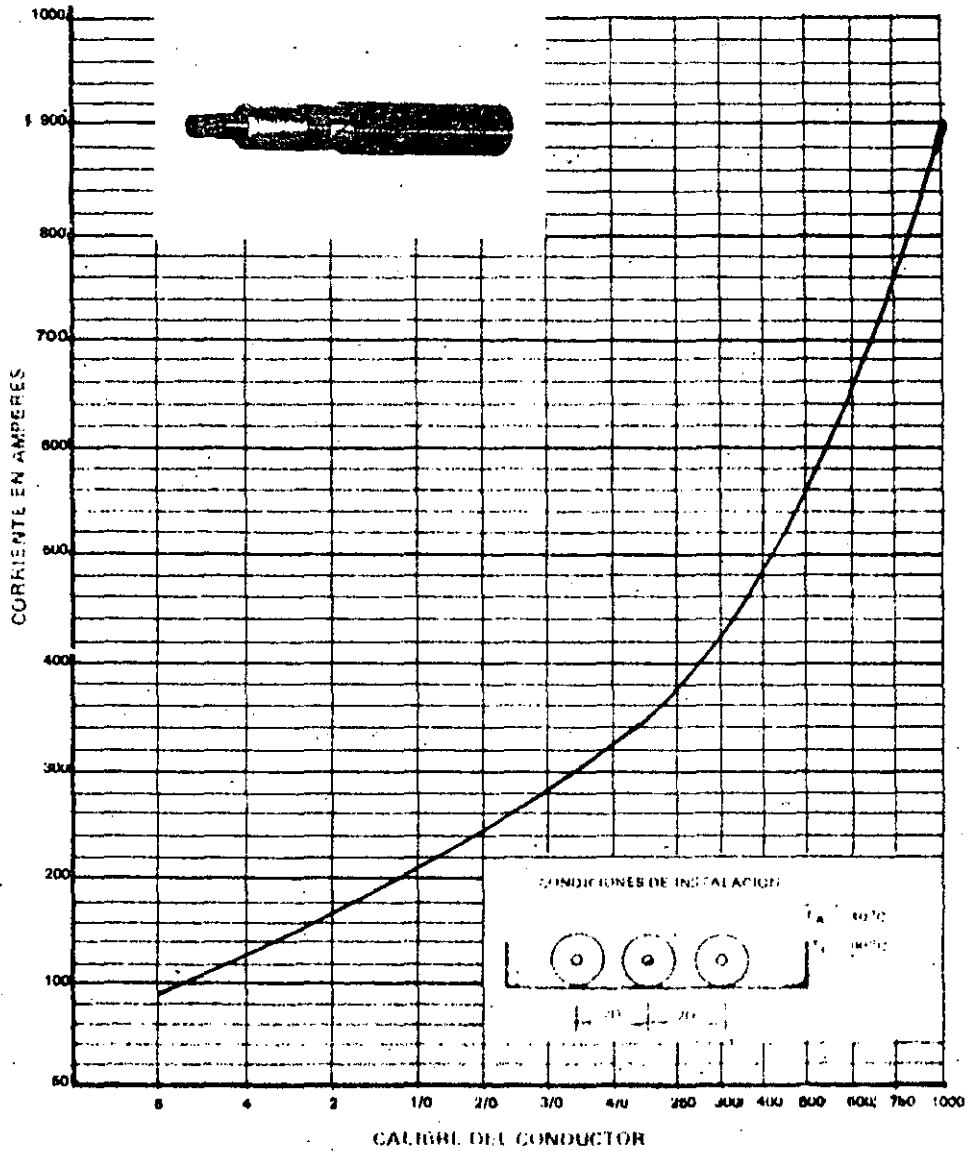
GRAFICA No. 10.2

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP Y XLP, 5, 15, 25 Y 35 KV DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA.



GRAFICA No. 103

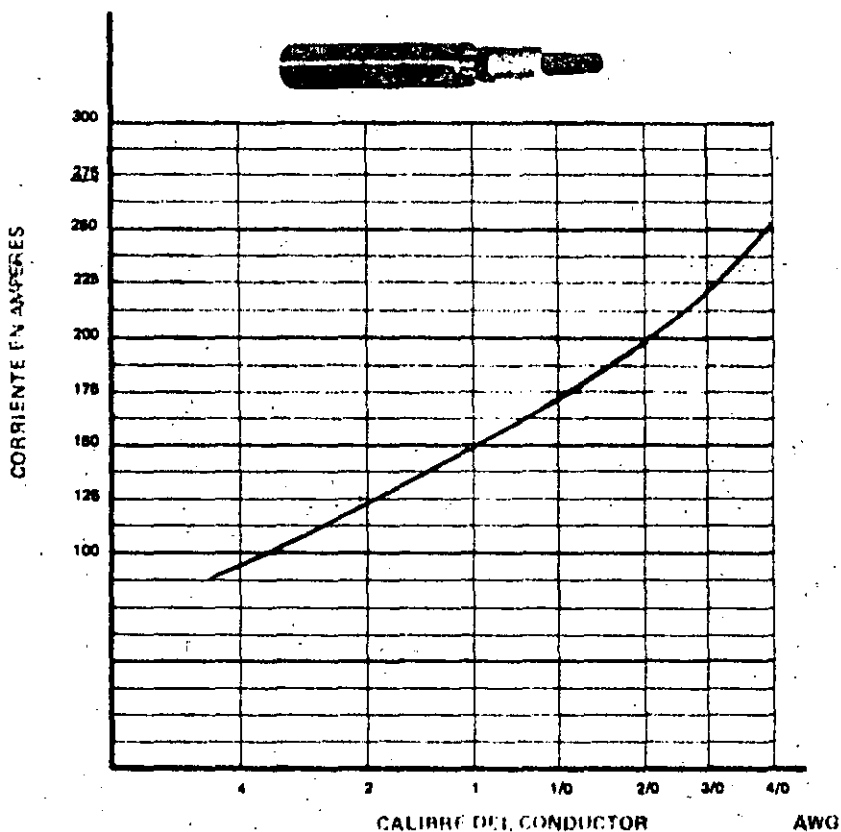
CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA UNIPOLARES CON AISLAMIENTO EXTRUIDO EPR -XLP, 5, 15, 25 Y 35 KV. INSTALADO EN CHAROLAS.



10

GRAFICA No. 10.4

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES. AISLAMIENTO SINTENAX
INSTALADO EN CHAROLAS. TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV.



CONDICIONES NORMALES

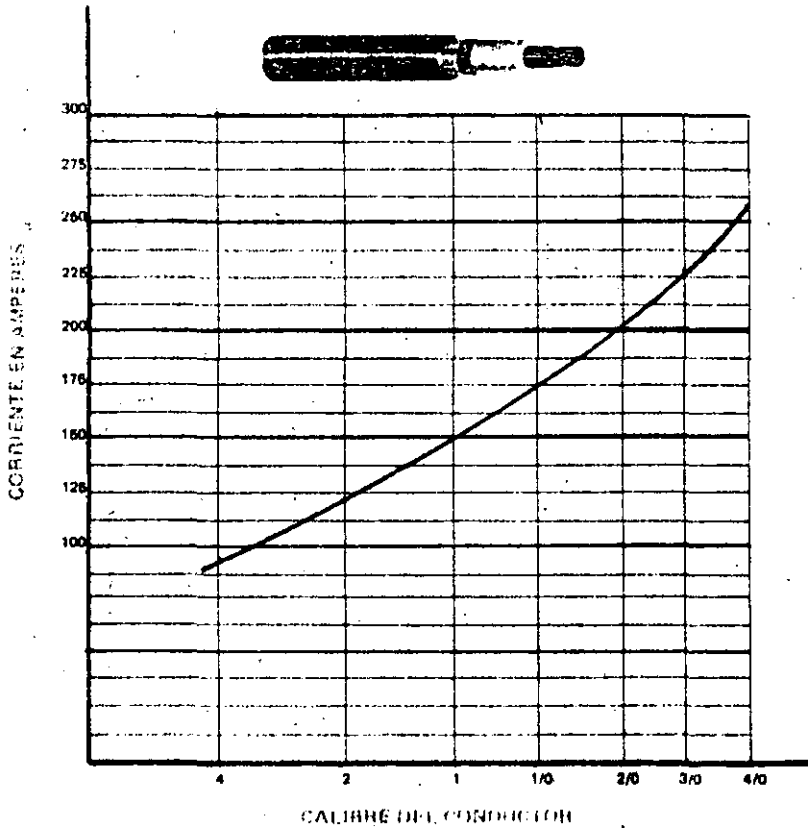
TEMPERATURA AMBIENTE 30°C

TEMPERATURA DE OPERACION 35°C



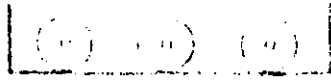
GRAFICA No. 105

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES AISLAMIENTO SILEX MAX
INSTALADO EN CIAROLAS TENDIDA ET OPERACION 15 Y 25 KV.



CALIBRE DEL CONDUCTOR

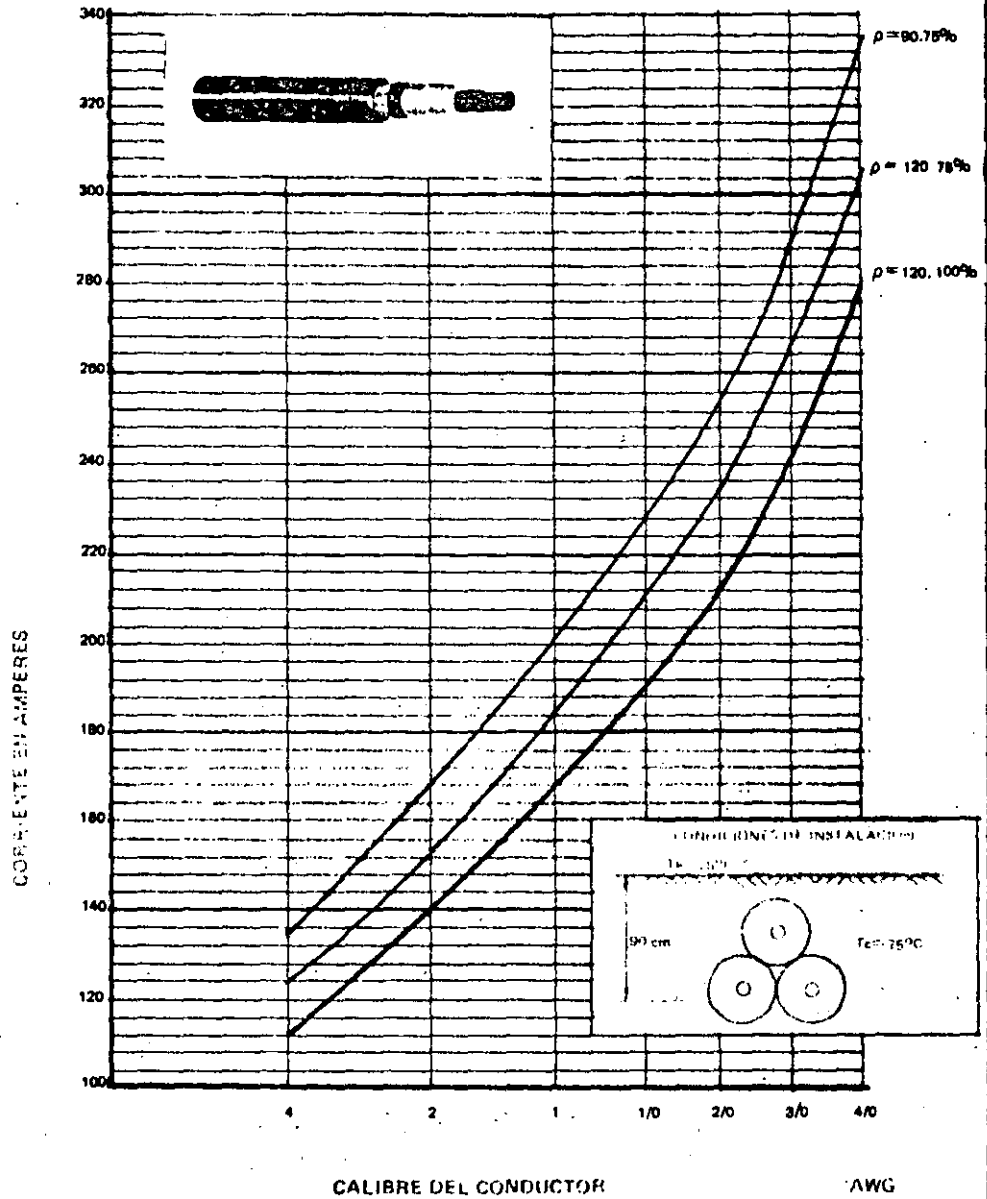
CONDICIONES SUPUESTAS:
 TEMPERATURA AMBIENTE 40°C
 TEMPERATURA DE OPERACION 70°C



10

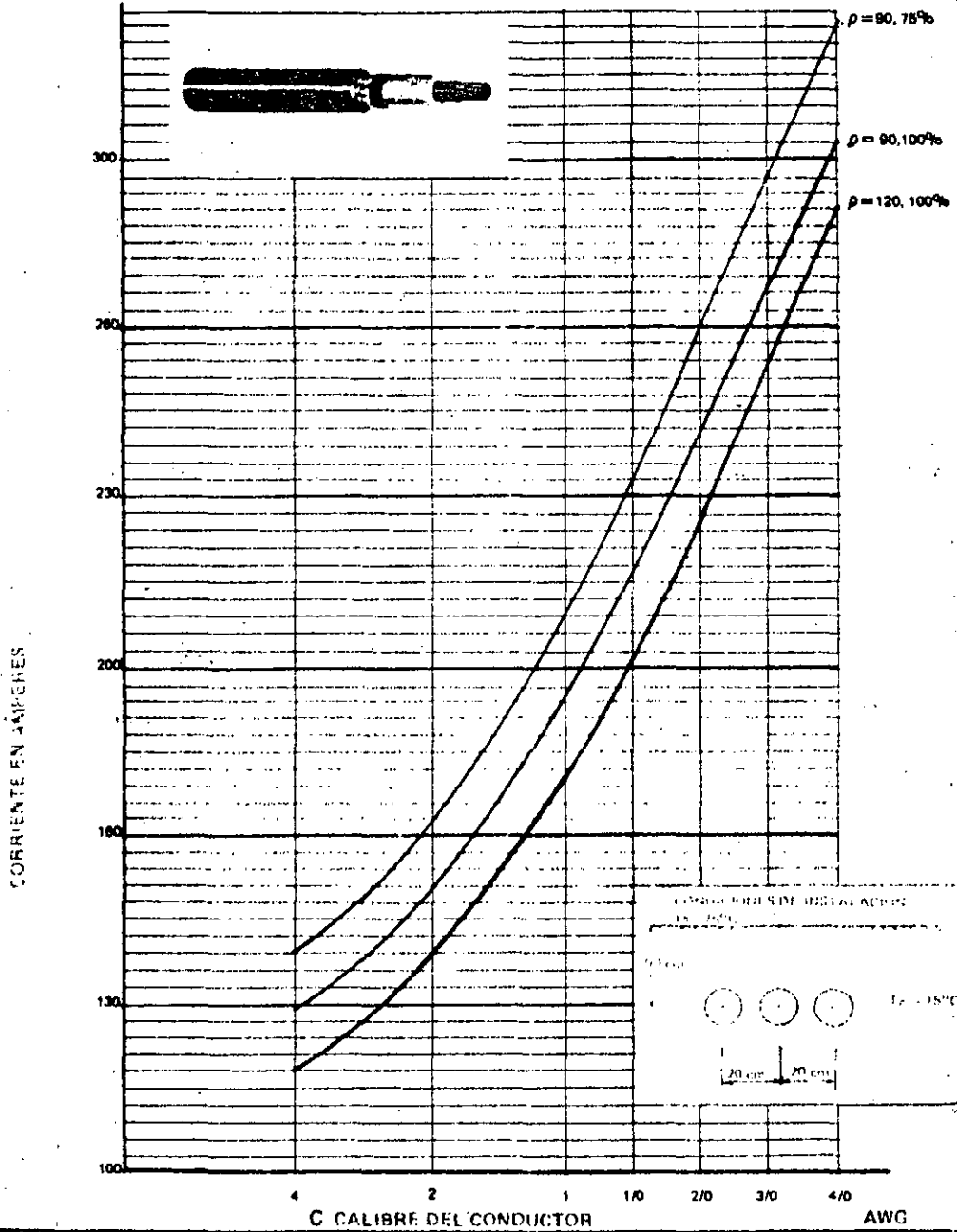
GRAFICA No. 10.6

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX, 75°C. ENTERRADOS DIRECTAMENTE. TENSION DE OPERACION: 15 Y 25 KV.



GRAFICA No. 10.7

CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX, 75°C, ENTERRADOS DIRECTAMENTE, PANTALLAS A TIERRA. TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV.

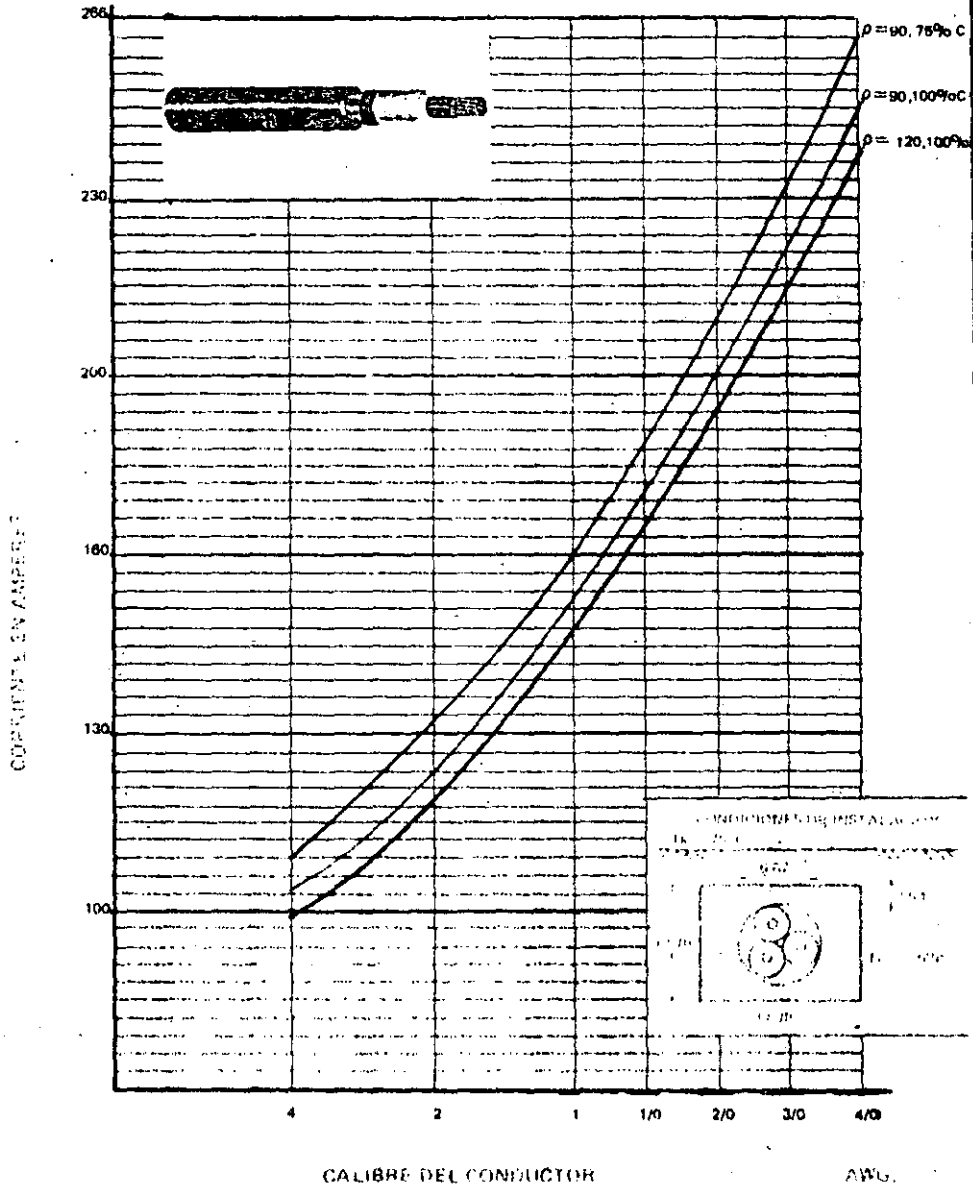


10

10

GRAFICA No. 10 B

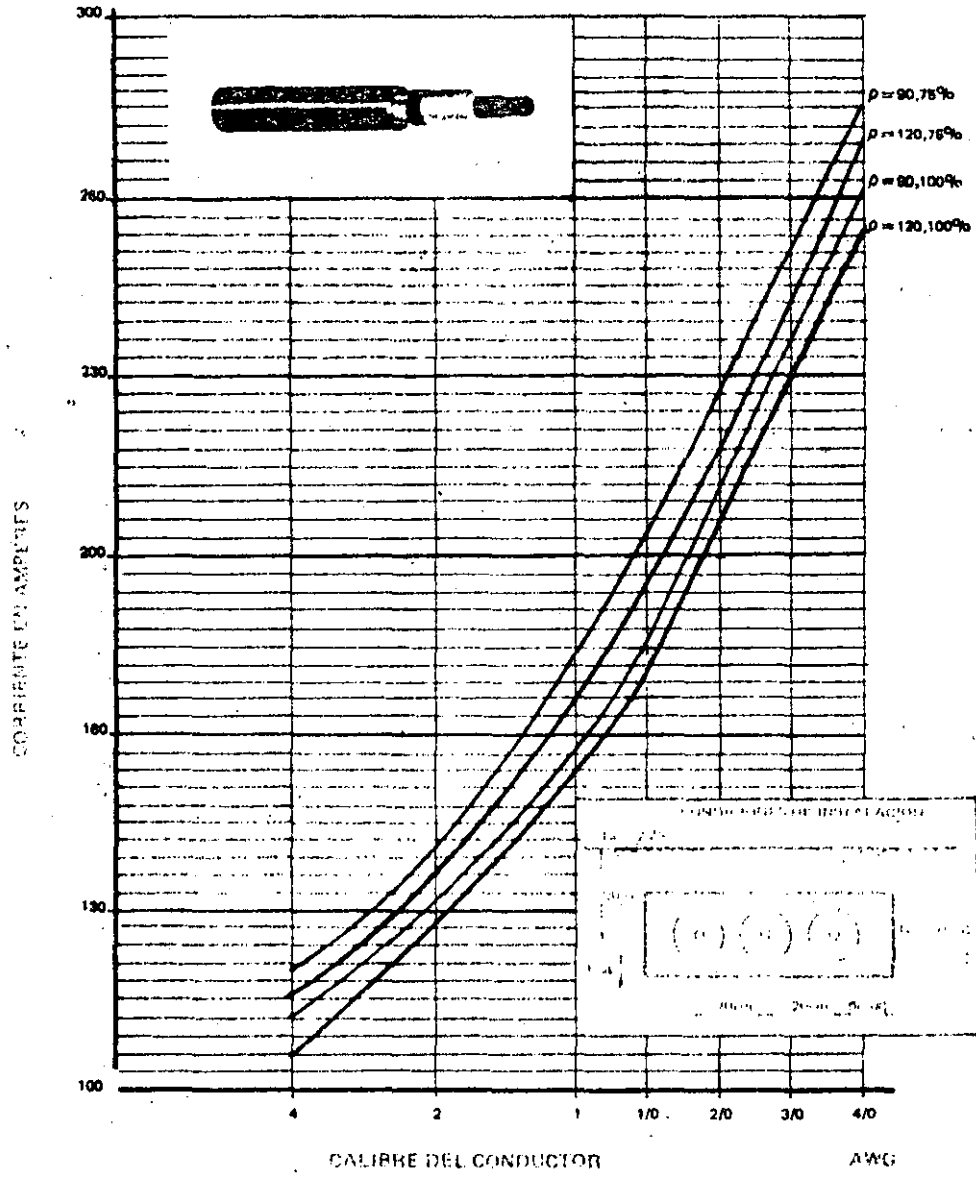
CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO SINTENAX 75°C, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS TENSION DE OPERACION 15 Y 25 KV



10

GRAFICA No. 19.9

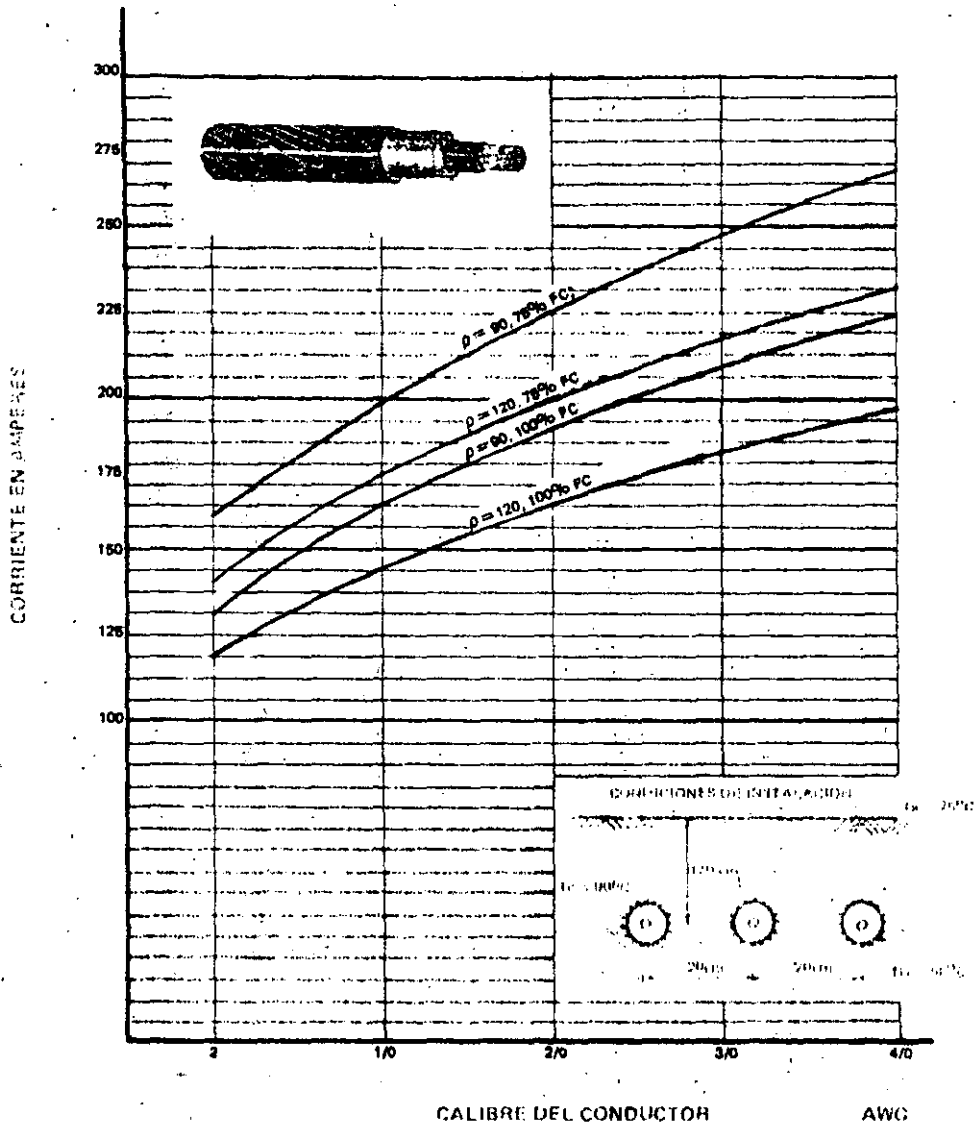
CORRIENTE EN CABLES UNIPOLARES, AISLAMIENTO NINTENAX, 75°C, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS, TENSION DE OPERACION: 15 Y 25 KV.



10

GRAFICA No. 10.10

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP-DRS INSTALADOS DIRECTAMENTE ENTERRADOS



GRAFICA No. 10 11

CORRIENTE EN CABLES DE ENERGIA VULCANEL EP TIPO DS PARA 15 Y 26 KV INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANEOS Y PANTALLAS A TIERRA.

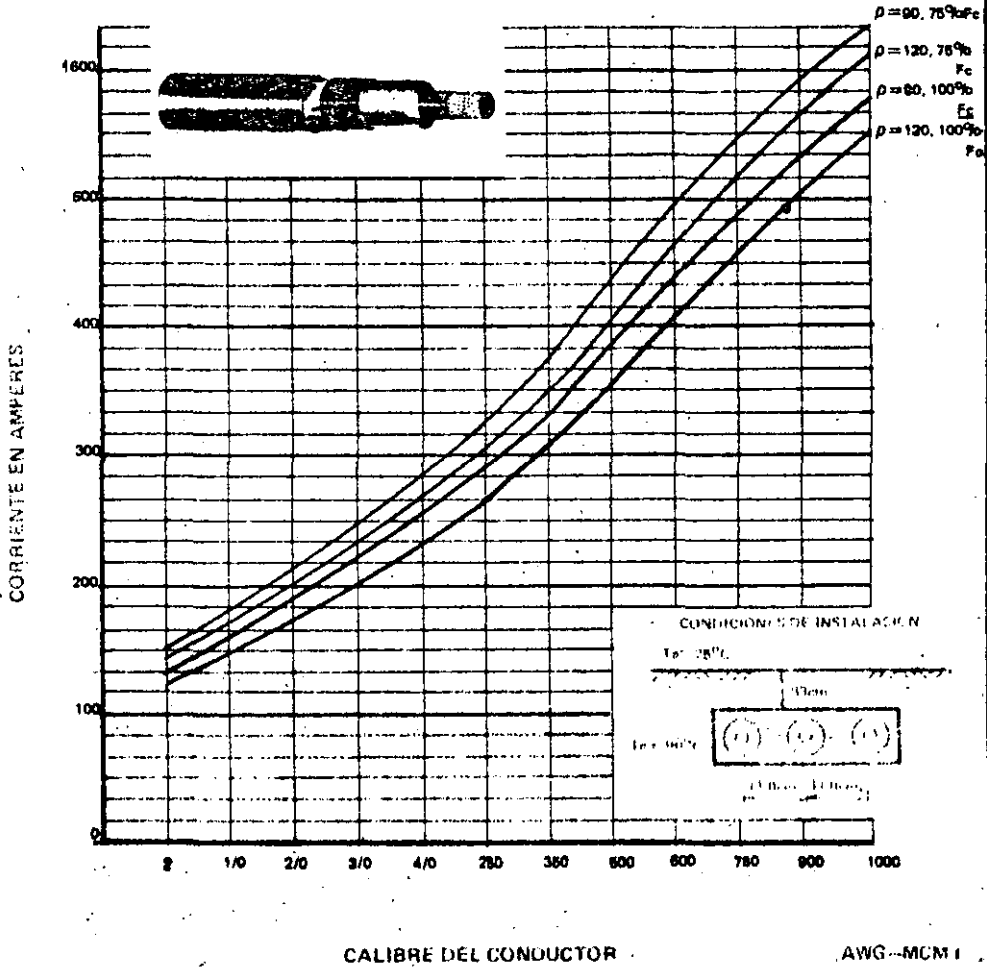
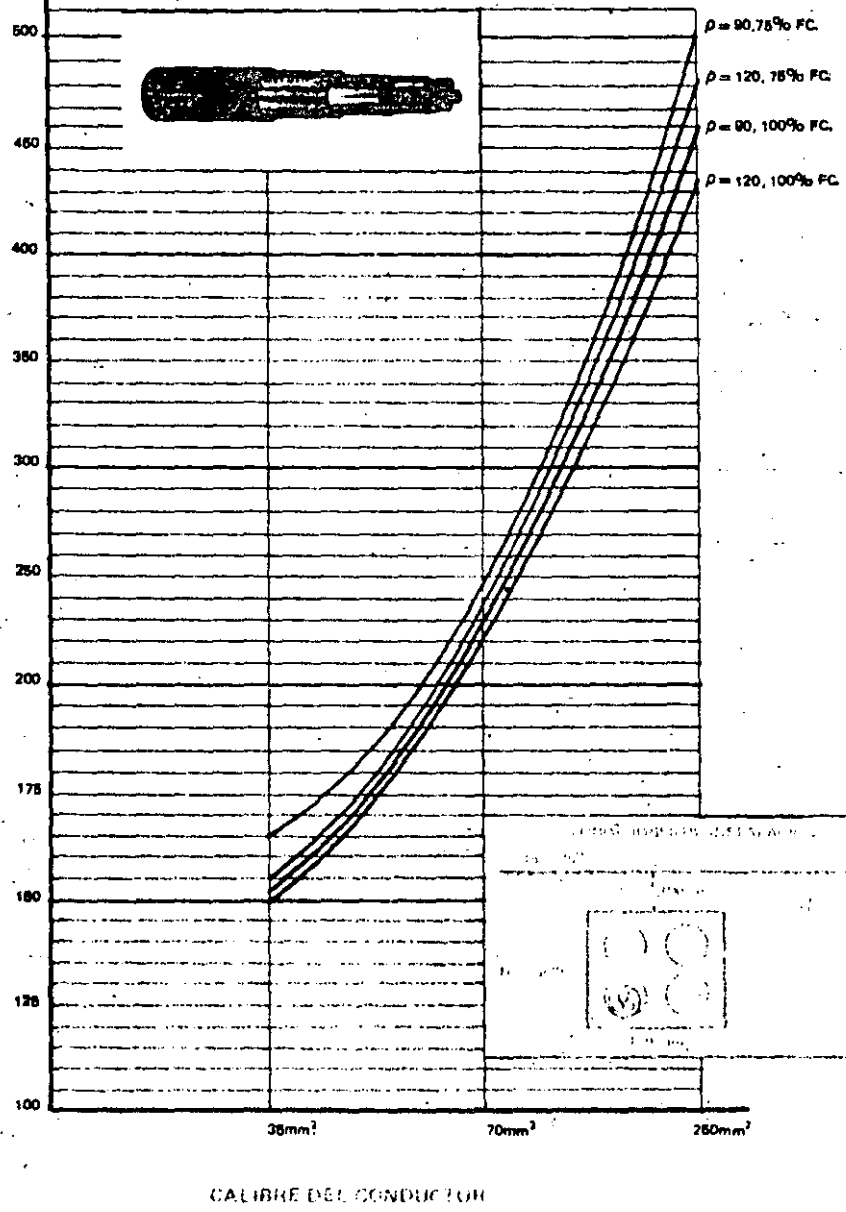


GRÁFICO 10-12 -

CORRIENTE EN CABLES TIPO EPT, AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y CON AISLAMIENTO DE POLIAMIDATO PARA 6 KV, INSTALADOS EN DUCTOS SUBTERRANOS Y CON PLOMOS A TIERRA



10

TABLA 10.6
FACTORES DE CORRECCIÓN POR VARIACIÓN EN LA
TEMPERATURA AMBIENTE

Máxima Temperatura del conductor °C	Cables directamente enterrados o en ductos subterráneos					Cables instalados al aire					
	Temperatura del terreno (°C)					Temperatura del ambiente (°C)					
	15	20	25	30	35	25	30	35	40	45	50
60	1.13	1.07	1.00	.93	.85	1.41	1.28	1.15	1.00	.80	.71
75	1.10	1.05	1.00	.95	.88	1.22	1.15	1.08	1.00	.91	.82
80	1.09	1.04	1.00	.96	.90	1.17	1.12	1.06	1.00	.94	.87
90	1.07	1.03	1.00	.97	.92	1.14	1.10	1.05	1.00	.95	.89

TABLA 10.7
CABLES EXPUESTOS AL SOL

Cuando un cable está expuesto al sol, la temperatura de su superficie exterior aumenta con respecto a la del aire ambiente a la sombra. Aunque la situación no es tan desfavorable cuando hay viento, conviene considerar las condiciones más críticas para efectos de cálculo. La siguiente tabla proporciona datos empíricos sobre los incrementos que se deben dar a la temperatura ambiente a la sombra (tomada generalmente como 40°C) para calcular la corriente de los cables usando los factores de corrección de la Tabla I.

Diámetro cable (mm.):	20	30	40	50	60	70	80
Cable con plomo ext.: °C	12	15	17	18	20	21	22
Cable con cubierta opaca (yute, PVC, etc.): °C	14	17	19	21	24	26	28

TABLA 10.8
FACTORES DE CORRECCIÓN POR INCREMENTO EN LA
PROFUNDIDAD DE INSTALACIÓN

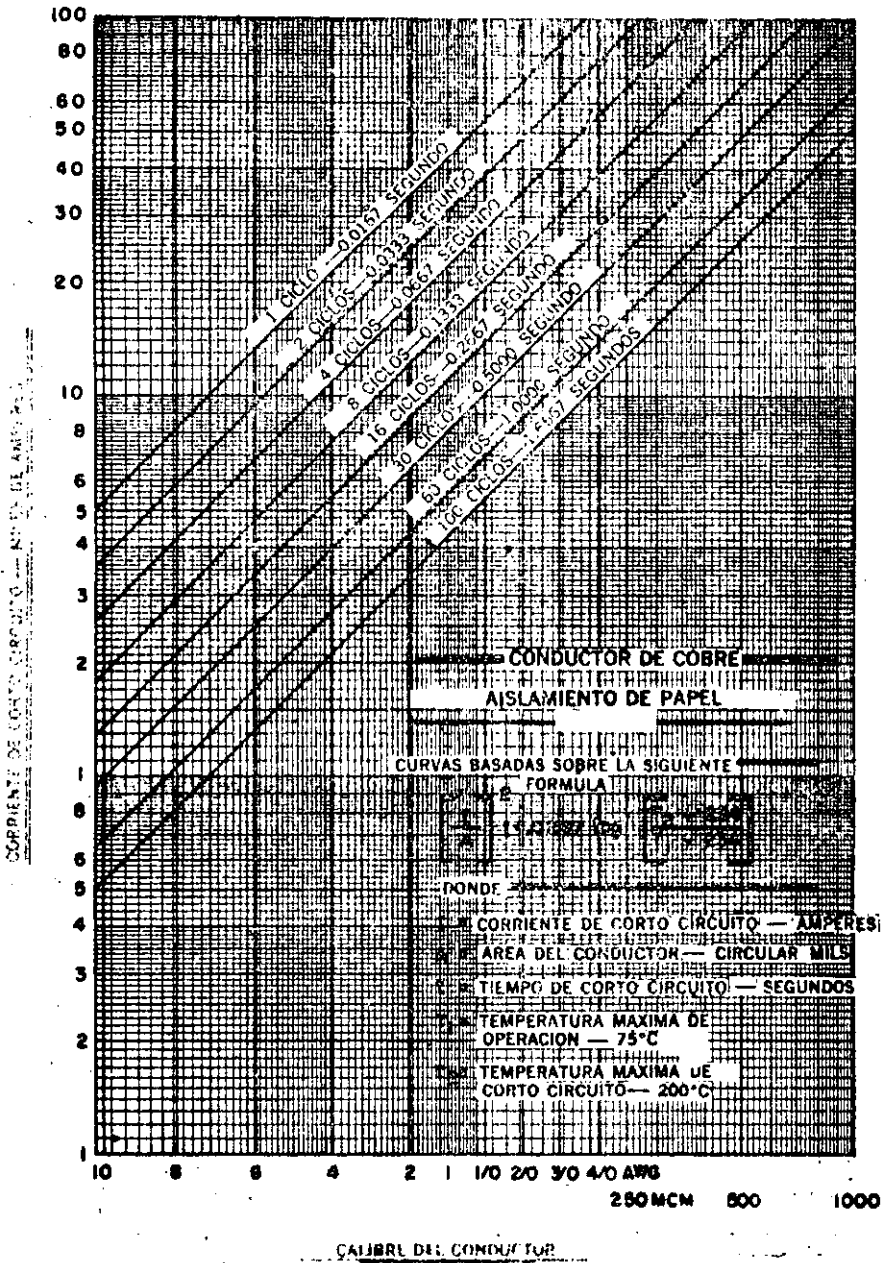
Profundidad de instalación en metros	Cables directamente enterrados		Cables en ductos subterráneos	
	5 KV a 23 KV	35 KV	5 KV a 23 KV	35 KV
0.90	1.00		1.00	
1.00	0.99		0.99	
1.20	0.98	1.00	0.98	1.00
1.50	0.97	0.99	0.97	0.99
1.80	0.96	0.98	0.95	0.97
2.50	0.95	0.96	0.91	0.92

TABLA 189
 FACTORES DE CORRECCION POR VARIACION DE LA
 RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO. ρ_{90} EN $\frac{\rho_{90} \text{---cm}}{W}$

CONTRUCCION DEL CABLE	AREA DEL CONDUCTOR		CABLES ENTERRADOS DIRECTAMENTE						CABLES EN DUCTOS					
	mm ²	AWG MCM	RESISTIVIDAD TERMICA DEL TERRENO											
			60	90	120	150	180	240	60	90	120	150	180	240
UNIPOLARES	16	6	1.27	1.11	1.00	0.91	0.85	0.75	1.14	1.06	1.00	0.95	0.90	0.83
	70	2/0	1.31	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.17	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81
	150	300	1.32	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.19	1.08	1.00	0.94	0.88	0.80
	240	500	1.33	1.13	1.00	0.91	0.84	0.73	1.20	1.08	1.00	0.93	0.88	0.79
	300	600	1.34	1.14	1.00	0.91	0.83	0.73	1.21	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78
	500	1000	1.35	1.14	1.00	0.90	0.83	0.72	1.23	1.10	1.00	0.92	0.86	0.77
TRIPOLARES	16	6	1.17	1.07	1.00	0.94	0.88	0.80	1.08	1.04	1.00	0.97	0.93	0.88
	70	2/0	1.22	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78	1.11	1.05	1.00	0.96	0.92	0.86
	150	300	1.24	1.10	1.00	0.92	0.87	0.77	1.12	1.05	1.00	0.95	0.91	0.84
	240	500	1.26	1.11	1.00	0.92	0.86	0.76	1.13	1.06	1.00	0.95	0.91	0.83
	300	600	1.27	1.11	1.00	0.92	0.85	0.75	1.15	1.07	1.00	0.95	0.90	0.83
	500	1000	1.29	1.12	1.00	0.91	0.85	0.75	1.16	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81

GRÁFICO 11

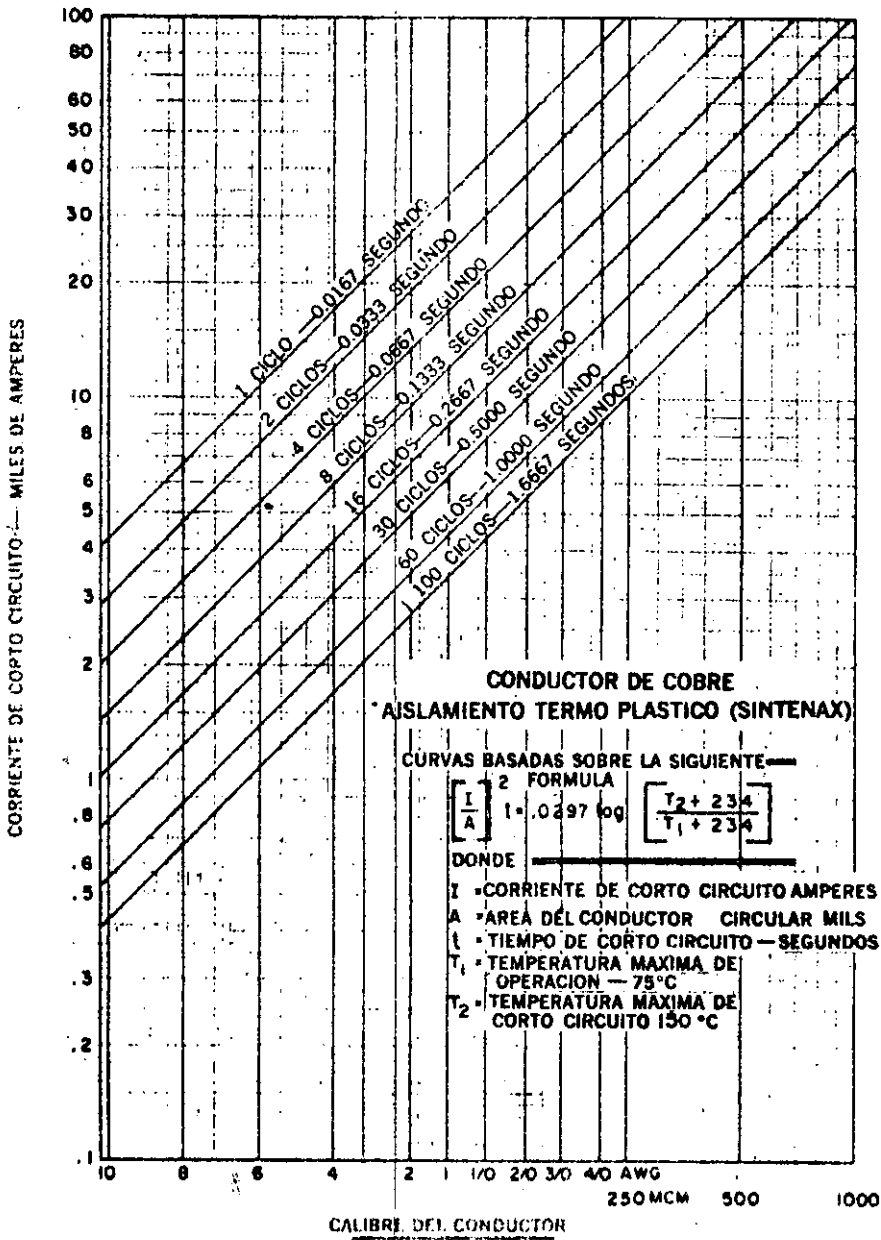
CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUTOR DE COBRE



11

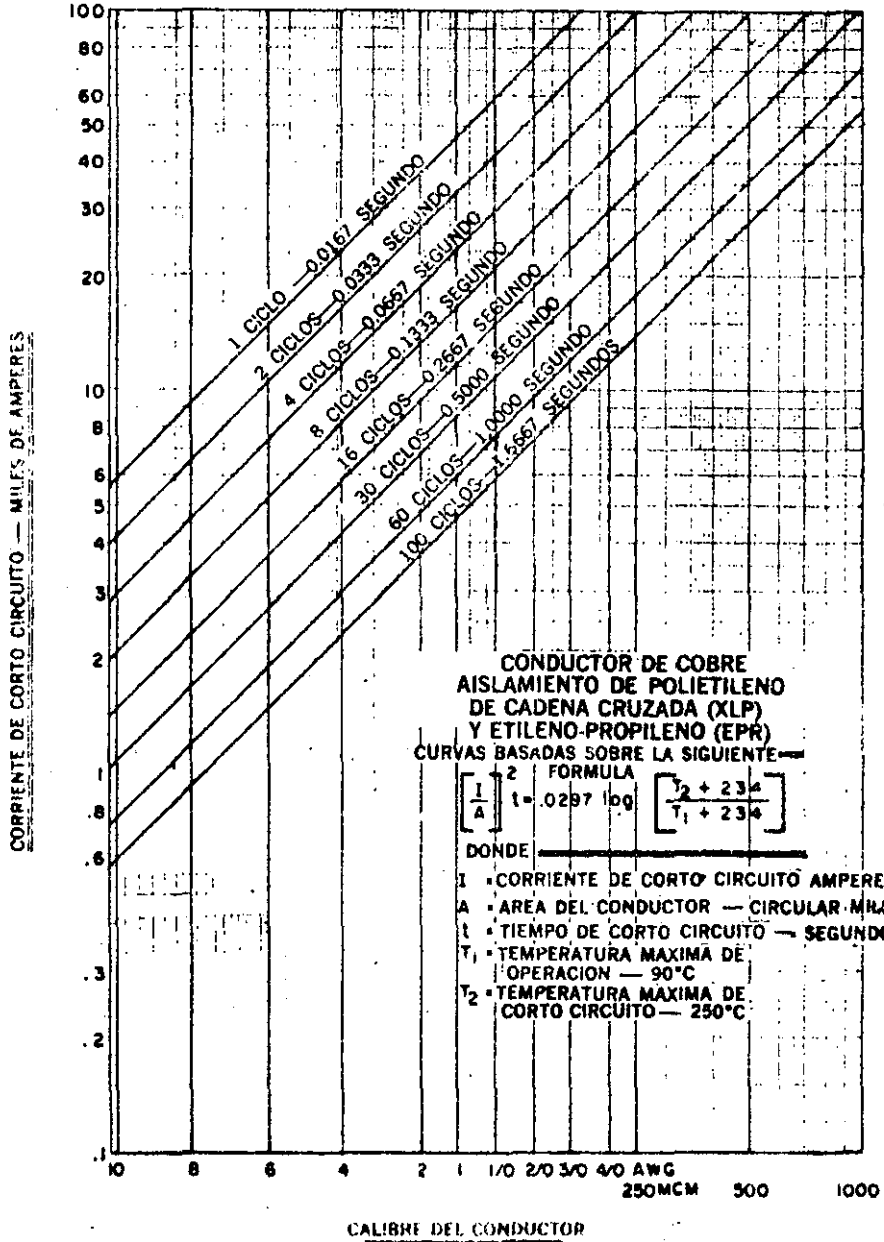
GRAFICA No. 11.8

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE



GRAFICA No. 11.9

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE

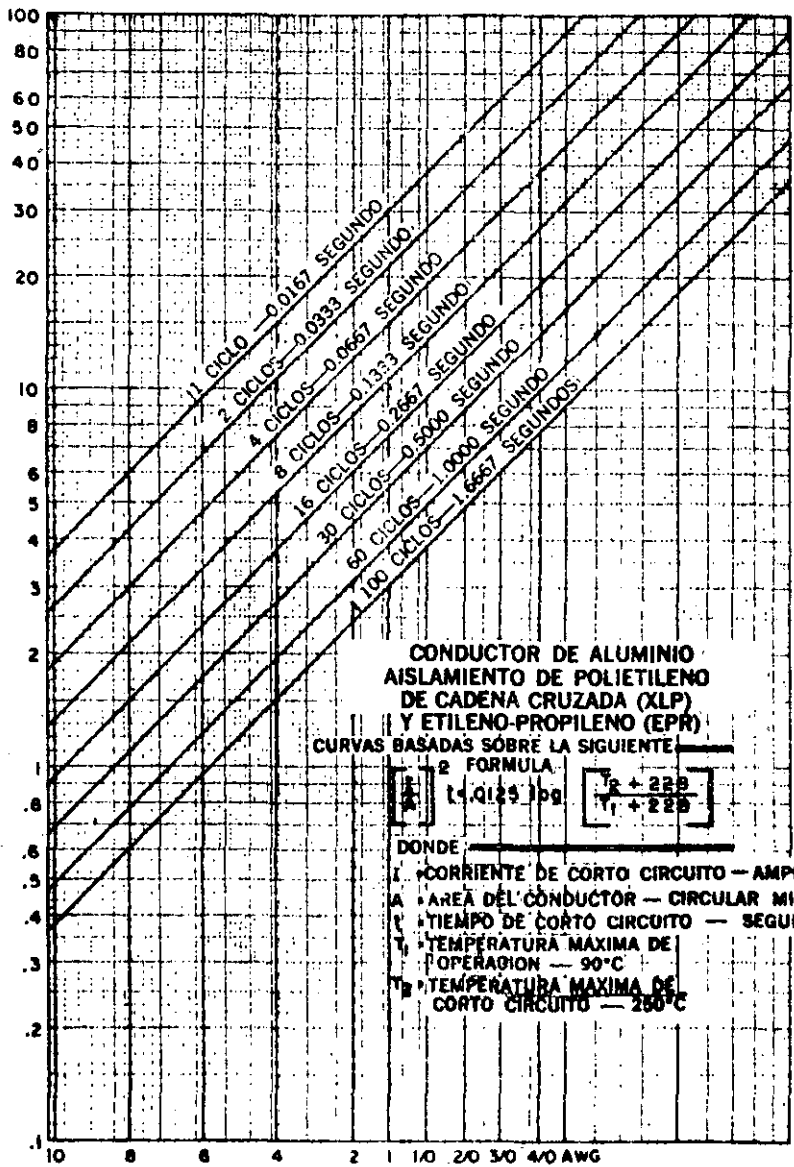


11

11

CORRIENTE MÁXIMA PERMISIBLE DE PASAJE EN CABLES
AISLADOS DE UN CONDUCTOR DE ALUMINIO

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN LOS CABLES



CONDUCTOR DE ALUMINIO
AISLAMIENTO DE POLIETILENO
DE CADENA CRUZADA (XLP)
Y ETILENO-PROPILENO (EPR)
CURVAS BASADAS SOBRE LA SIGUIENTE

2 FORMULA

$$I_{sc} = 1.0125 \sqrt{\frac{A(T_2 + 225)}{T_1 + 225}}$$

- DONDE:
- I = CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO — AMPERES
 - A = AREA DEL CONDUCTOR — CIRCULAR MILS
 - T = TIEMPO DE CORTO CIRCUITO — SEGUNDOS
 - T₁ = TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION — 90°C
 - T₂ = TEMPERATURA MAXIMA DE CORTO CIRCUITO — 250°C

CALIBRE DE CONDUCTOR

Capítulo 12.— Tensiones Inducidas en las Pantallas o Cubiertas Metálicas.

- 12.1.— Conexión a tierra**
- 12.2.— Ejemplos**
- 12.3.— Gráficas**

12. TENSIONES INDUCIDAS EN LAS PANTALLAS O CUBIERTAS METÁLICAS

El problema de cuantificar y minimizar las tensiones inducidas en las pantallas de los cables de energía, se refiere fundamentalmente a los cables unipolares, ya que las variaciones del campo magnético en los cables tripolares o en formación triplex se anulan a una distancia relativamente corta del centro geométrico de los conductores y consecuentemente las tensiones que se inducen en sus pantallas son tan pequeños que pueden despreciarse. Analizaremos pues este fenómeno para

el caso de circuitos que utilicen cables unipolares.

Si tenemos dos conductores paralelos colocados uno cerca del otro, y uno de ellos lleva una corriente alterna tendremos un campo magnético alrededor del conductor que lleva la corriente. Dada la cercanía de los conductores, las líneas de flujo del campo magnético del conductor energizado cortarán al otro conductor y se inducirá una tensión en este último como se ilustra en la siguiente figura:

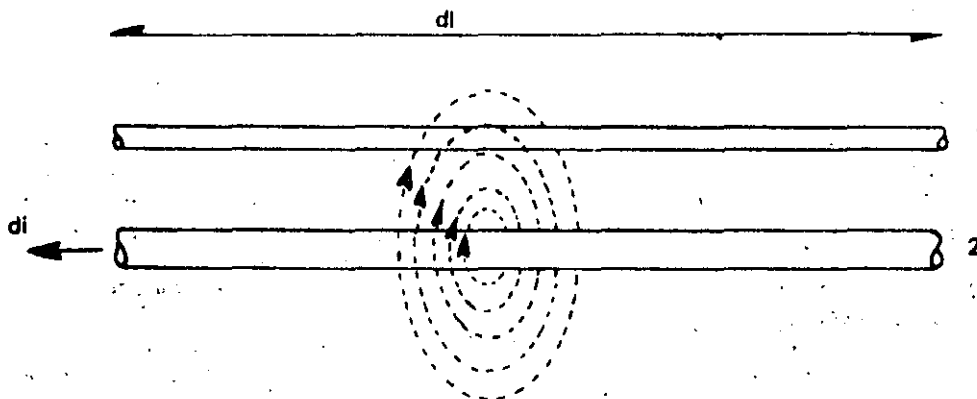


Fig. 12.1
Tensión inducida entre dos conductores paralelos

Las variaciones del campo magnético en el conductor (2) harán que la tensión inducida en (1) varíe en función del tiempo y de la magnitud de la corriente en el conductor (2).

Una vez expuesta en forma general la teoría elemental, pasemos a considerar el caso particular de un cable de energía.

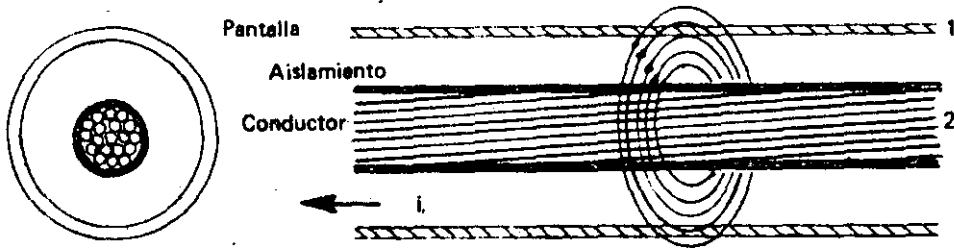


Fig. 12.2
Tensión inducida en la pantalla metálica
de un cable para media tensión.

12

En la figura 12.2 la corriente alterna que circula por el conductor central crea un campo magnético alterno cuyas líneas de flujo enlazan a la pantalla metálica y, se induce en ella una tensión a tierra cuya magnitud aproximada está dada por ecuaciones cuyas variables son función de la posición relativa que guardan entre sí el conductor central y la pantalla metálica.

12.1 Conexión a tierra

La conexión de las pantallas a tierra es de gran importancia. Si los extremos no se conectan se inducirá en la pantalla una tensión muy cercana al potencial del conductor, de manera similar al secundario de un transformador. Por lo que se procura aterrizar la pantalla evitando peligros de choque eléctrico al personal y posible daño al cable, por efecto de sobretensiones inducidas en las pantallas que pudieran perforar las cubiertas.

Usualmente las conexiones se realizan en un punto, fig. 12.3, o en dos o más puntos, fig. 12.4. El tipo de conexión a tierra debe analizarse con particular cuidado en función de la tensión máxima que se pudiera alcanzar.

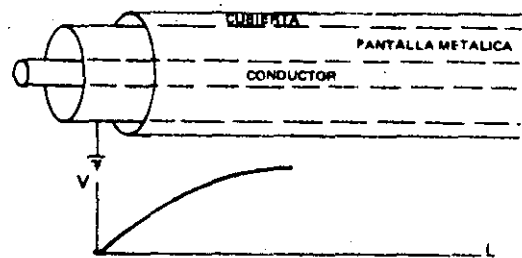


Fig. 12.3
Pantalla o cubierta aterrizada en
un punto




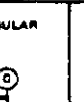

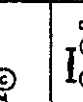
Cuando la pantalla del cable está aterrizada en ambos extremos, como sucede en la mayoría de los casos encontrados en la práctica, la tensión inducida producirá la circulación de corriente a través de la pantalla.

Esta corriente inducida produce a su vez una caída de tensión, que punto a punto es igual a la tensión inducida y el efecto neto de ambos fenómenos es

igual a cero.

Por lo anterior el potencial a tierra de las conexiones de los extremos se mantiene a lo largo de la pantalla del cable. Sin embargo es conveniente aterrizar la pantalla en el mayor número de puntos posibles, en la eventualidad que se abra alguna de las conexiones.

TABLA 12.1

CONFIGURACION	MONOFASICA	BIBILATERAL	RECTANGULAR	PLANA	DOBLE CIRCUITO	DOBLE CIRCUITO
						
PANTALLAS ABIERTAS						
$\frac{E_{s1}}{l} = \frac{E_{s1}}{l}$	X_M	X_M	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - a)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - a)^2}$	$\frac{1}{3} \sqrt{3V^2 + (X_M - b)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - b)^2}$
$\frac{E_{s2}}{l} = \frac{E_{s2}}{l}$	X_M	X_M	X_M	X_M	$\frac{(X_M + a)}{2}$	$\frac{(X_M + a)}{2}$
$\frac{E_{s3}}{l} = \frac{E_{s3}}{l}$		X_M	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - a)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - a)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - b)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3V^2 + (X_M - b)^2}$
PANTALLAS SOLIDAMENTE ATERRIZADAS						
$\frac{W_1}{l} = \frac{W_1 \times 10^3}{l^2} = \frac{R_{01}}{R_0}$	$\frac{X_M^2}{R_0^2 + X_M^2}$	$\frac{X_M^2}{R_0^2 + X_M^2}$	$\frac{(b^2 + 3a^2) + 3\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(b^2 + 1)(10^2 + 1)}$ $\frac{1}{(10^2 + 1)}$ $\frac{(b^2 + 3a^2) - 2\sqrt{3}(P - Q) + 4}{4(b^2 + 1)(10^2 + 1)}$ $\frac{a^2 + a^2 + 2}{2(b^2 + 1)(10^2 + 1)}$			
$\frac{W_2}{l} = \frac{W_2 \times 10^3}{l^2} = \frac{R_{02}}{R_0}$	$\frac{X_M^2}{R_0^2 + X_M^2}$	$\frac{X_M^2}{R_0^2 + X_M^2}$				
$\frac{W_3}{l} = \frac{W_3 \times 10^3}{l^2} = \frac{R_{03}}{R_0}$	$\frac{X_M^2}{R_0^2 + X_M^2}$	$\frac{X_M^2}{R_0^2 + X_M^2}$				
$\frac{W_4}{l} = \frac{W_4 \times 10^3}{3l^2} = \frac{R_0 \text{ prom}}{R_0}$			$\frac{(X_M + \frac{a}{2})}{2}$	$(X_M + a)$	$\frac{(X_M + a - \frac{b}{2})}{2}$	$\frac{(X_M + a + \frac{b}{2})}{2}$
<p>DONDE</p> $P = \frac{R_0}{Y} \quad Q = \frac{R_0}{Z} \quad Z = X_M$	$Y = X_M$	X_M	$\frac{(X_M - \frac{a}{2})}{2}$	$(X_M - a)$	$\frac{(X_M + a - \frac{b}{2})}{2}$	$\frac{(X_M + a + \frac{b}{2})}{2}$
$X_M = 2.97 (2 \times 10^{-6} \ln \frac{2}{r})$; $a = 2.97 (2 \times 10^{-6} \ln 2)$; $b = 2.97 (2 \times 10^{-6} \ln 6)$ $\ln \text{ cm/m} \quad X_M = 0.0784 \ln \frac{2}{r}$; $a = 0.0822$; $b = 0.1214$						

12

Se conectan a tierra las pantallas metálicas de los cables en todos aquellos puntos accesibles al personal (principalmente en los empalmes y las terminales), garantizando una diferencia de potencial nula entre pantalla y tierra en esos puntos; sin embargo, el hecho de conectarlas entre sí y a tierra en dos o más puntos del circuito, permite la circulación de corriente, cuya magnitud es función de la impedancia de la pantalla. Esta corriente produce tres efectos desfavorables sobre el cable:

a) Produce pérdidas

b) Puede reducir notablemente la ampacidad de los cables sobre todo en calibres mayores (350 MCM y mayores)

2) Produce calentamientos que pueden llegar a dañar a los materiales que lo rodean (aislamiento y cubierta del cable).

A pesar de las desventajas arriba mencionadas, se recomienda conectar entre sí y a tierra las pantallas metálicas de los cables de energía en todos aquellos puntos accesibles al personal de operación y mantenimiento.



Sección IV.— Accesorios**Generalidades****Capítulo 13.— Terminales****13.1.— Principios de operación****13.2.— Tipos de terminales****13.3.— Selección e instalación****13.3.1.— Terminales TT8****13.3.2.— Terminales TMI****13.3.3.— Terminales TIP****13.3.4.— Terminales para cables trifásicos**

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 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 período de vida con el mínimo de problemas.

La idea de esta sección 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 de instalación de diversos accesorios; con el único fin de que el usuario pueda con mayor certeza utilizar o especificar aquellos accesorios que satisfagan ampliamente sus necesidades.

13. TERMINALES

13.1 Principios de operación

La utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea tiene como objetivo primario el reducir ó controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla sobre 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 a la

Norma NOM 199, es de la siguiente manera:

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, ó 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 y terminales disponibles son de los tipos premoldeada, termocontractil 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 ó 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 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.

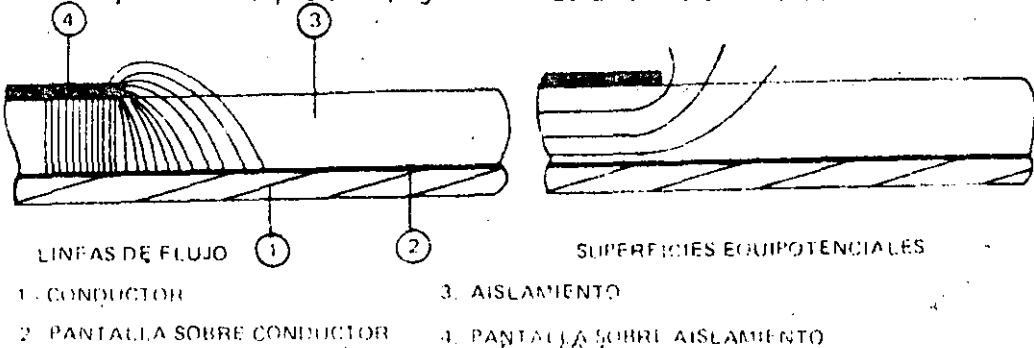


Fig. 13.1
Esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla sin usar ningún método de alivio

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 de cono de alivio consti-

tuye una continuación expandida en diámetro del blindaje electrostático; 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 estos es a base de cono de alivio. La expansión en diámetro dependerá de la clase de aislamiento del sistema que se utilice. Fig. 13.2.

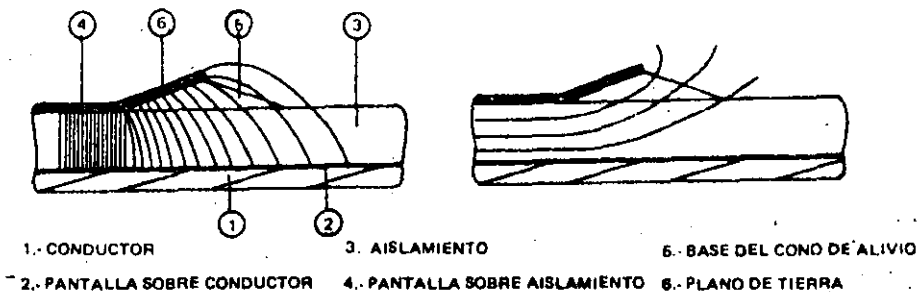


Fig. 13.2
Control de esfuerzos eléctricos por medio del cono de alivio

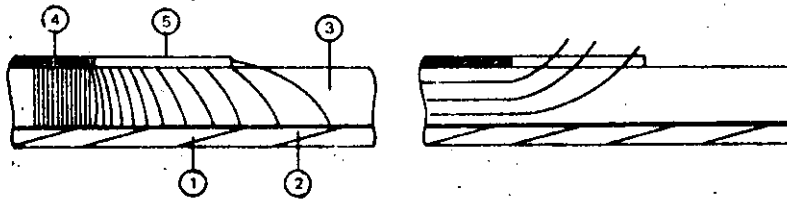
13

b) Método de Resistividad Variable

El método de 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 ó materiales termocontráctiles. La figura 13.3., muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando éste método.

c) Metodo Capacitivo

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



1.- CONDUCTOR

3.- AISLAMIENTO

5.- MATERIAL CON RESISTIVIDAD VARIABLE
CON EL GRADIENTE

2.- PANTALLA SOBRE CONDUCTOR

4.- PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO

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

13.2.) Tipos de terminales

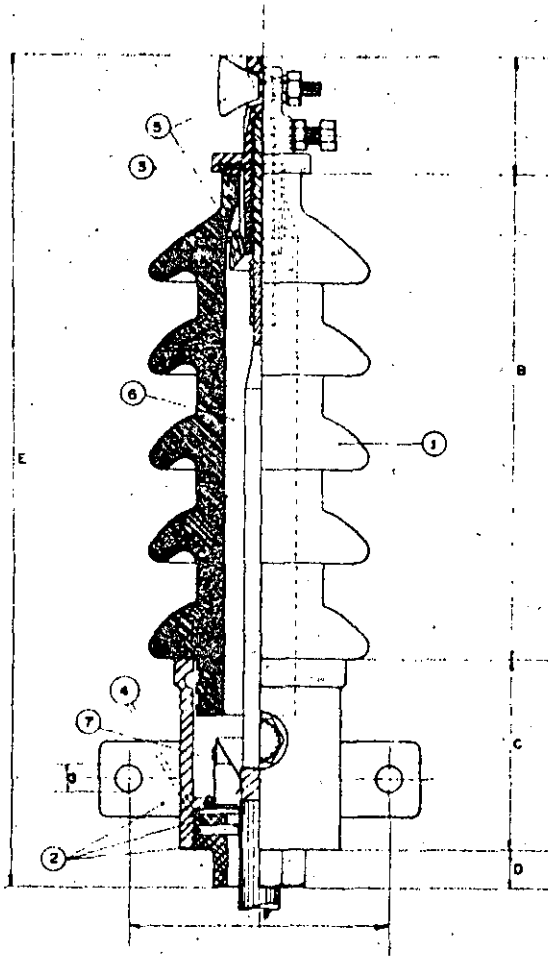
Con el propósito de ejemplificar cada una de las clases de terminales descritas en la sección de clasificación, a continuación se analizarán diversas terminales y con esto definir la clase a la que corresponden.

Terminales 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:

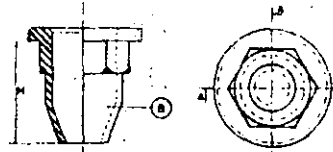
Fig. 13-4

Detalle constructivo de terminal tipo Bayoneta (T.T.B.)
instalada en cable con aislamiento extruido



TTB'S	DIMENSIONES 6 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	—

Ø DIMENSIONES SUJETAS A TOLERANCIAS NORMALES DE MANUFACTURA.



LISTA DE MATERIALES

- 1 AISLADOR DE PORCELANA
- 2 BASE, TAPA Y CONTRATAPA DE ALUMINIO
- 3 CONECTORES INTERIOR Y EXT. DE COBRE
- 4 EMPAQUE Y DIAFRAGMA DE EP.T.
- 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 usar boquilla de bronce.
- Para cable con aislamiento extruido usar contratapa.

— Cono de alivio metálico prefabricado, 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 es integrado al cuerpo de la terminal logrando un 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 de una distancia de fuga aislada adicional y por el material con que está hecho es utilizable en lugares de ambiente altamente contaminados.

— Base y elementos de sello: La función primordial que tienen estos materiales es la de proporcionar al sistema cable-terminal, de 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 terminal clase 1, pero adicional a los elementos mencionados cuenta también con algunos otros para lograr un conjunto integral además de tener la posibilidad de instalación en cables con aislamientos tanto 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 es entregada 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.

Terminal clase 2

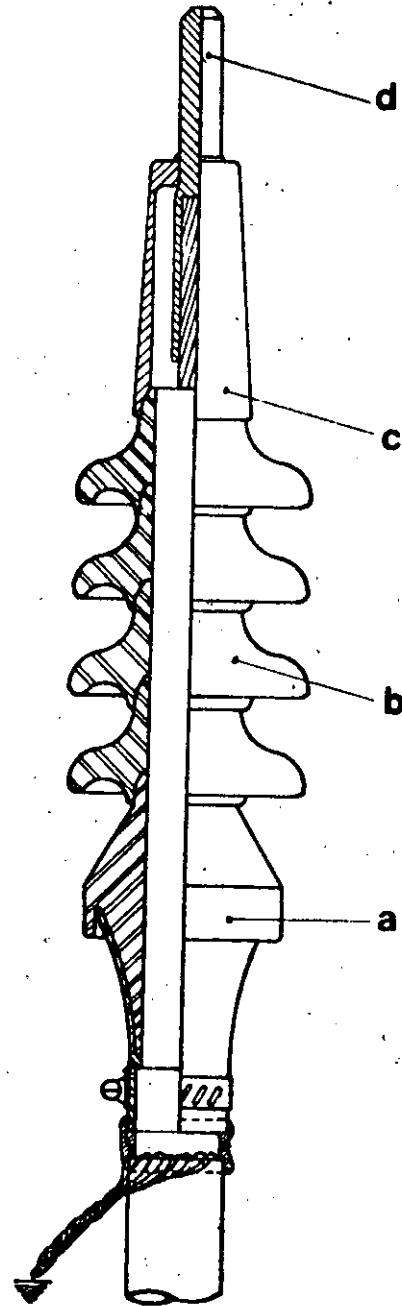
En la figura 13.5, se muestran los detalles constructivos de una terminal, premoldeada para utilización en intemperie (TM!), la función de cada uno de sus elementos se define a continuación:

Cono de alivio premoldeado: Consta de dos materiales elastoméricos uno de características aislantes y el otro de características semiconductores, unidos en el proceso de fabricación por medio de la aplicación de presión y temperatura, asegurando con esto una adhesión total eliminando 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 el de controlar los esfuerzos que se presentan sobre el aislamiento del cable al retirar el blindaje electrostático.

Campanas premoldeadas: Consisten 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 en condiciones de intemperie. La función que tienen estas piezas modulares en la terminal es la de proporcionar una distancia de fuga aislada adicional, 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 para sistemas 8.7 KV, 15 KV, 25 KV y 34.5 KV el número de campanas respectivamente será 3, 4, 6 y 8 campanas. Con el propósito de evitar el ingreso de humedad a la interface campana— cable cada

uno de los módulos ensambla y traslapa con el complementario una distancia de magnitud suficiente para evitar la posibilidad de deterioro del aislamiento del cable por agentes del medio ambiente.

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



Con los elementos antes descritos esta terminal TMI queda clasificada como terminal clase 2, adicionales a los referidos elementos cuenta también con dos partes que tienen un papel importante cuando las terminales se utilizan en condiciones de intemperie, estas partes son:

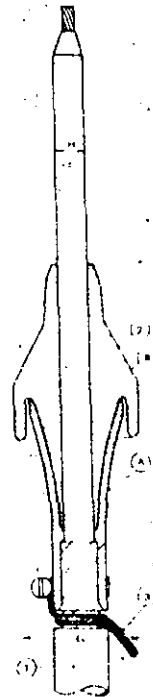
- Conector Universal: El cual se instalará en el conductor cable y formará parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al equipo ó línea aérea. El diseño de esta pieza, se ha integrado un pequeño reborde que evitará que el capuchón semiconductor se deslice y abandone su lugar.
- Sello semiconductor: Corresponde a una pieza elastomérica premoldeada cuyas funciones son eléctricas y mecánicas; la función eléctrica es la de homogenizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor —conector, y elimina la necesidad de efectuar punta de lápiz sobre el aislamiento; la función mecánica corresponde a proporcionar 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 la integridad del sistema de distribución.

La figura 13.6, ilustra el detalle de instalación de una terminal interior premoldeada (TIP) en un cable con aislamiento extruido el elemento funcional de esta terminal es básicamente el cono de alivio, el cual está constituido de materiales elastoméricos premoldeados; éstos materiales elastoméricos son de características uno de ellos aislante y el otro semiconductor (dentro del rango referido en std. IEEE No. 592-1977);

unidos 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 la magnitud libre de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla, es precisamente por esta razón que este tipo de terminales, está limitada para ser utilizada en condiciones de interior, esto es que no esté en contacto con las radiaciones solares directas, ni tampoco en contacto directo con precipitaciones pluviales.

DESCRIPCION:

- 1 Cable con aislamiento extruido y pantalla a base de cintas
- 2 Cono de alivio premoldeado
 - A) Semiconductor
 - B) Aislamiento
- 3 Trenza plana para conexión a tierra



13.3.) Selección e instalación

13.3.1. Terminales TTB

Las terminales tipo Bayoneta (TTB), como ya se indicó pueden ser instaladas tanto en cable con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.), como cables con aislamiento laminar (papel impregnado, cambray barnizado, etc.), asimismo pueden ser instaladas en cables con conductor de cobre ó 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 que se utilizan estas terminales, se ha elaborado la tabla No. 13.1 de selección del tamaño de la terminal, debiendo adicionar al código obtenido una letra "S" para cuando se trate de cable con aislamiento extruido ó una letra P para cuando el cable sea con aislamiento laminar, y de igual manera indicar el calibre y material del conductor del cable.

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 (20.0-28.0)*	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-35-1 (28.0-40.0)*	
2/0 AWG				
3/0 AWG				
4/0 AWG				
250 MCM				
300 MCM	TT-25-3 (30.0-42.0)*	TTB-35-2 (28.0-40.0)*		
350 MCM				
400 MCM				
500 MCM	TTB-35-2 (28.0-40.0)*			
750 MCM				
1000 MCM	TTB-35-2 (28.0-40.0)*			

* Diámetro sobre aislamiento (mm).

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; a continuación de manera general se indican las distancias de preparación en

las construcciones de cables más comúnmente empleados, y posteriormente se describen algunas de las operaciones a efectuar para la instalación de las terminales.

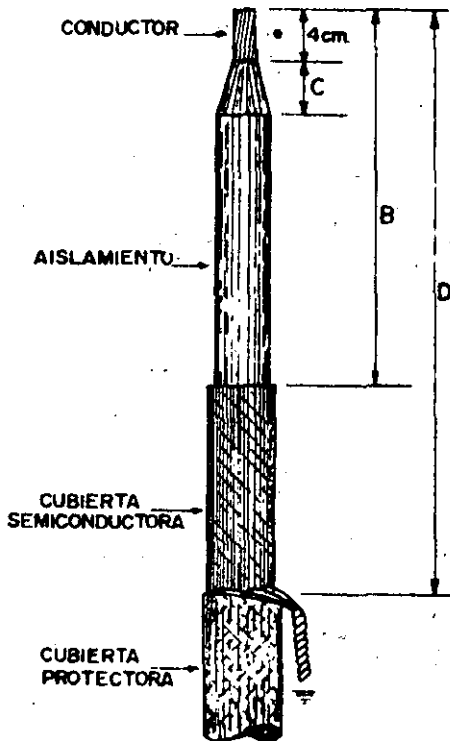
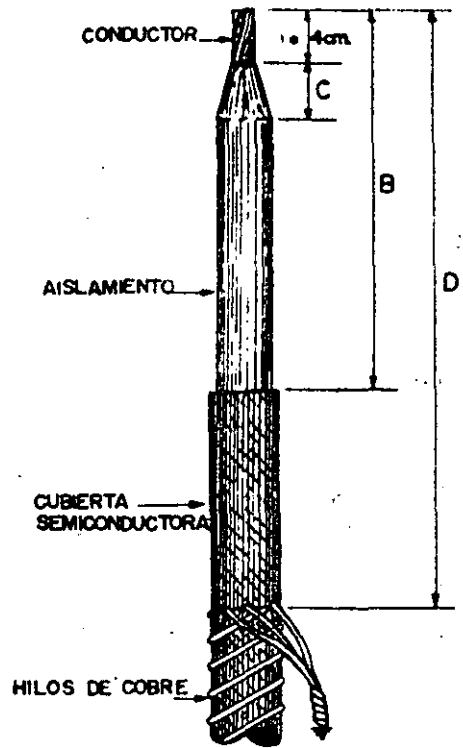
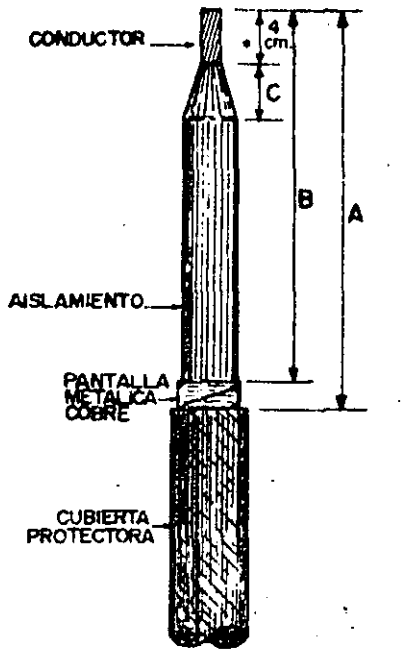
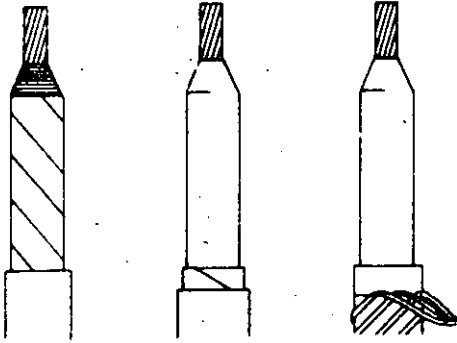


TABLA DE DIMENSIONES (CENTIMETROS)

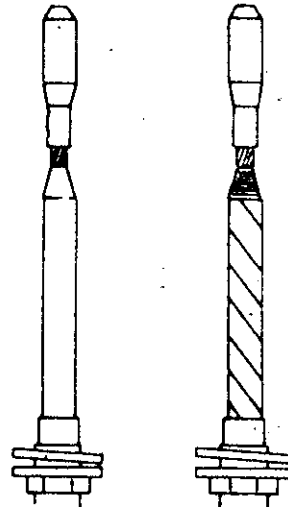
T T B. No.	DIMENSIONES			
	A	B	C	D
15-1	19.5	17.5	2.0	50.0
15-2	19.5	17.5	2.0	50.0
25-1	29.0	27.0	4.0	50.0
25-2	30.7	28.7	4.0	50.0
25-3	30.7	28.7	4.0	50.0
35-1	41.3	39.3	7.0	80.0
35-2	43.0	41.0	7.0	80.0

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

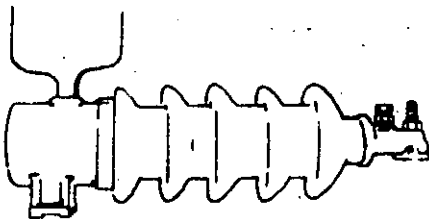
Fig. 13.7



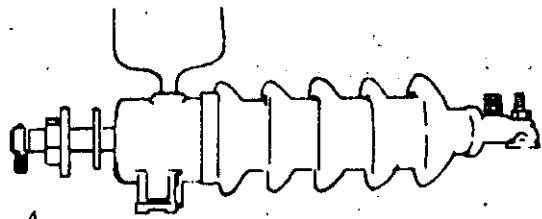
1 Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



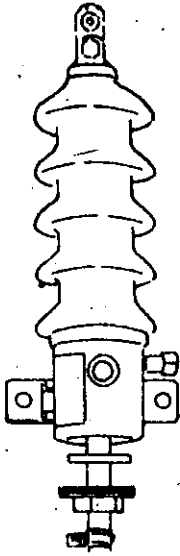
2 Coloque el conector ponchándolo o soldándolo e introduzca la abrazadera, la contratapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.



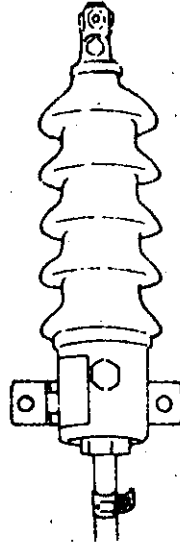
3 Quite el tapón de la terminal y en su lugar coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.



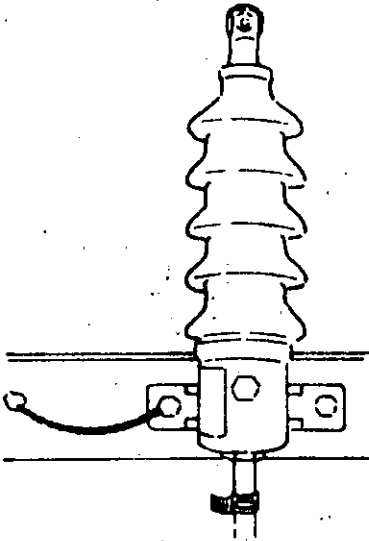
4 Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.



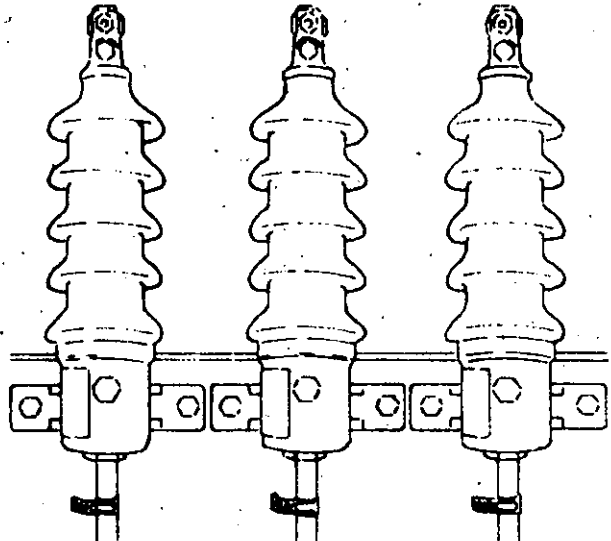
5 Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



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.

13.3.2) Selección Terminales TMI

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 en la instalación de terminales TIP, la TMI puede ser utilizada para la cual inclusive 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 un rango de clase de aislamiento desde 5 Kv hasta 34.5 KV, y calibres de conductores cobre ó aluminio desde 6 AWG hasta 1000 MCM, por medio de la utilización de 8 diferentes tamaños básicos de rangos de diámetro sobre aislamiento de los cables y adicionando campanas según sea la clase de aislamiento.

Para seleccionar el estuche apropiado para cubrir los requerimientos existentes en el sistema, se hace necesario especificar sustituyendo las literales de la siguiente expresión:

TMI - "X" - "Y" - "C" - "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-accesoría en KV

"C" = Calibre del conductor indicando si es AWG, MCM ó mm².

"M" = Material del conductor: Cu para cobre ó 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 rango de diámetro sobre aislamiento de tamaño básico seleccionado no cubre el diámetro sobre aislamiento del cable, la terminal no podrá cumplir su función adecuadamente.

A manera de guía general para selección de tamaño básico de la terminal, se ha preparado la tabla No. 13.3 en la que se ilustra la selección con base en el calibre del conductor y la clase de aislamiento.

Tabla 13.2

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

DIAMETRO 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

TABLA 13.3

TENSION	CALIBRE (A.W.G. o M.C.M.)																
	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	R		1			2			3		4			5		6	
25 KV	---			2			3			4			5		6		7
34.5 KV	---			4			5			6			7		8		

* Nota: Esta tabla de Selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables según norma. La selección debe verificarse o hacerse según el diámetro sobre aislamiento real del cable.

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 13200 voltios corresponde a una clase de aislamiento de 15 KV. Por lo tanto, Y = 15.

La terminal se ordena por lo tanto como sigue:

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

INSTALACION

Cada uno de los estuches de este

tipo de terminales contiene el correspondiente instructivo de instalación en el que se describen ampliamente las operaciones a seguir para el correcto montaje de estas terminales.

Como características importantes de estas terminales es conveniente hacer mención que no es necesario hacer punta de lápiz en el aislamiento y que las características elásticas de los componentes asegurarán un contacto y presión artificial entre cable y terminal durante el servicio del sistema.

A continuación se muestran las distancias de preparación en algunas de las construcciones de cable más comúnmente utilizadas, asimismo se muestra el proceso de instalación general de este tipo de terminales y vistas de instalaciones en usos intemperie e interior.

13



Fig. 13.9.

Distancias de preparación en diversas construcciones de cables extruidos

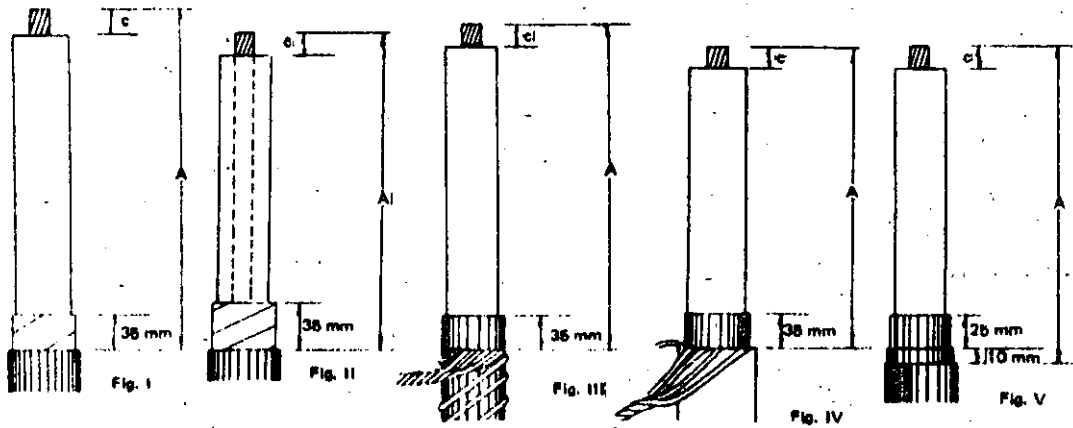


TABLA DE DIMENSIONES

Dimensiones (mm.)	Clase de Aislamiento (KV).			
	Hasta .87	15	25	34.5
A	260 + B	289 + B	383 + 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

Tipos de cables

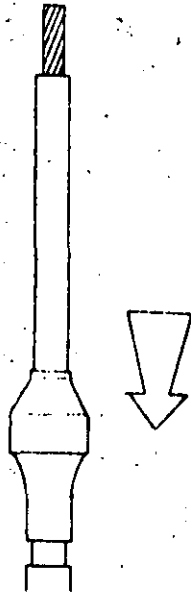
- I: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductor y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- II: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido y cinta de cobre; 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.

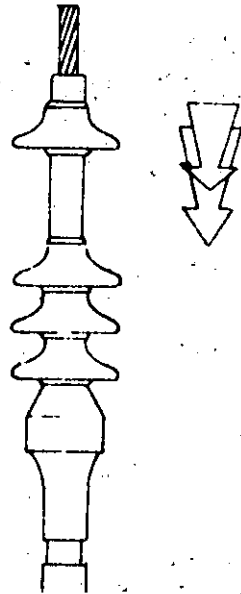
- IV: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente, y cubierta protectora.
- V: Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido y forro de plomo, y cubierta protectora.

Fig. 13.10

PROCESO DE INSTALACION DE TMI



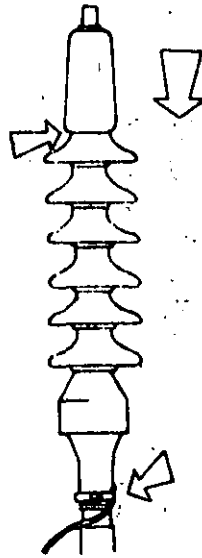
1 Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



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



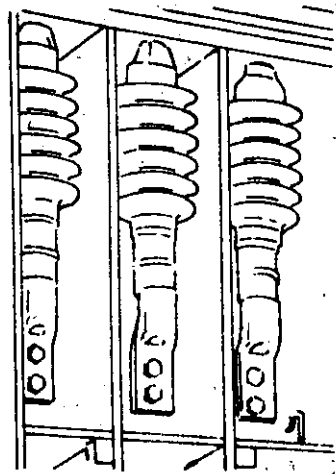
3 Corte a ras de la última campana el aislamiento del cable. Instale el conector universal a compresión.



4 Instale el sello semiconductor ST1 hasta que embone con la última campana y debajo del tope del conector. Aterrice a pantalla.



Fig. 13.11



13.12 Terminales TIP.

Selección

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 condiciones de interior para lo cual no será necesario adicionar 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 será necesario únicamente conocer el diámetro sobre el aislamiento real del cable (fig. 13-12) y de esta manera localizar en la tabla No. 13.4, el tamaño del TIP apropiado, seleccionando aquel rango en el

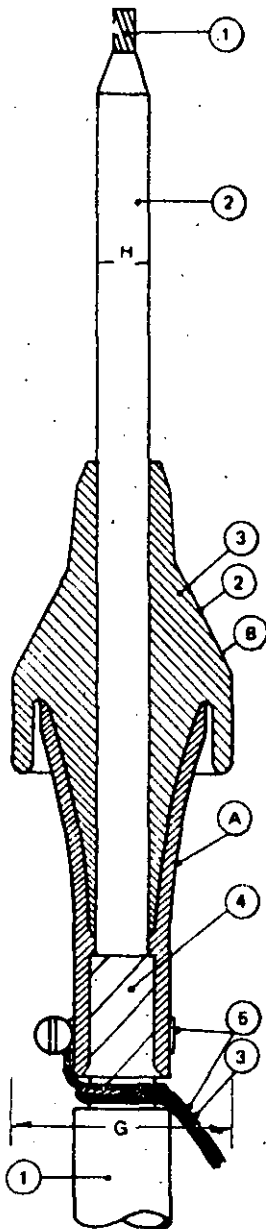
que quede comprendido el diámetro sobre aislamiento del cable en cuestión.

Como una guía general para selección del tamaño del TIP, se ha preparado la tabla No. 13.5 en la que se relaciona el calibre del cable con la clase de aislamiento del cable (nivel 100%) y se determina el TIP correspondiente.

Este tipo de terminales se deberá utilizar el tamaño seleccionado únicamente en cables que estén comprendidos dentro del rango del diámetro sobre aislamiento correspondiente, porque, de lo contrario la terminal no podrá dar el servicio esperado.

Tabla No. 13.4 Selección del tamaño del TIP.

DIAMETRO SOBRE AISLAMIENTO (H) (mm.)	TAMAÑO TIP	DIMENSION 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



DESCRIPCION

- 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 del TIP.

Fig. 13.12 Forma típica de instalación de TIP con adaptaciones para selección

Tabla 13.5

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

TENSION	CALIBRE (A.W.G. o M.C.M.)															
	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	R		1			2			3		4		5		6	
25 KV	—		2			3			4		5		6		7	
34.5 KV	—		4			5			6		7		8			

*Nota: Esta tabla de Selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables según norma. La selección debe verificarse o hacerse según el diámetro sobre aislamiento real 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 TIP 2.

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

INSTALACION

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

Como características importantes de este tipo de terminales cabe hacer mención que las características elásticas del cono de alivio asegurarán un contacto interfacial con el cable en condiciones

de servicio del sistema, y otra característica es que no será necesario adicionar ningún encintado adicional a la terminal para cuando sea instalada en condiciones de interior.

A continuación en la figura 13.13 se ilustran las dimensiones a las que será necesario retirar los diferentes elementos de diversas construcciones de cable en los que este tipo de terminal puede ser instalado. Y en la figura 13.14 se describe en forma general el proceso de instalación en la TIP.

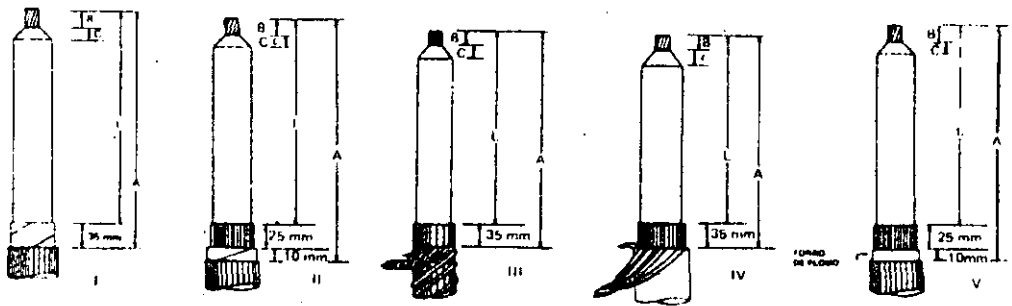


Fig. 13.13

Distancias de preparación para TIP en diversas construcciones de cables.

TABLA DE DIMENSIONES (mm.)

DIMENSION	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

Descripción 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. 14
 PROCESO DE INSTALACION DE TIP

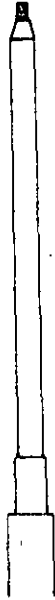


FIG. 1.- Presure el cable de acero con el extracto incluido en cada estuche.

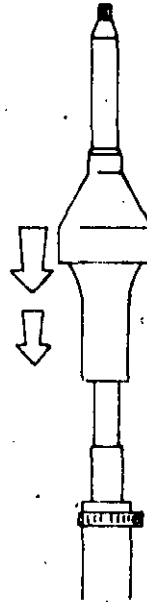


FIG. 2.- Inserte los abrazaderas para conectar a tierra, atornillando previamente a los tornillos. Lubrique el cono según instrucciones, y empuje a insertarlo.



FIG. 3.- ... hasta que su extremo inferior toque con la cubierta o la marca hecha en la pantalla (ver instructivo).

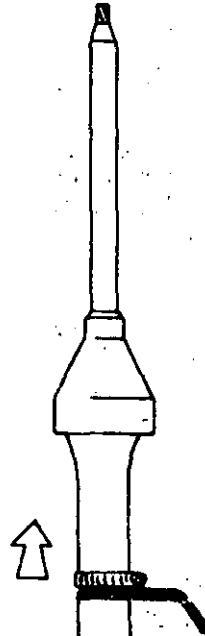


FIG. 4.- Conecte a tierra la trenza para el conductor a la base con una punta apropiada, la terminal está lista para ser conectada.

13

13.3.4) Terminales para cables Trifásicos

Los tipos de terminales antes tratados corresponden todas ellas a terminales que se instalarán en cables monopolares, la utilización de estas terminales en cables tripolares (las fases del cable están contenidas en la misma cubierta exterior) se hace posible mediante el uso de protecciones especialmente diseñadas 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 en forma individual su blindaje electrostático 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.

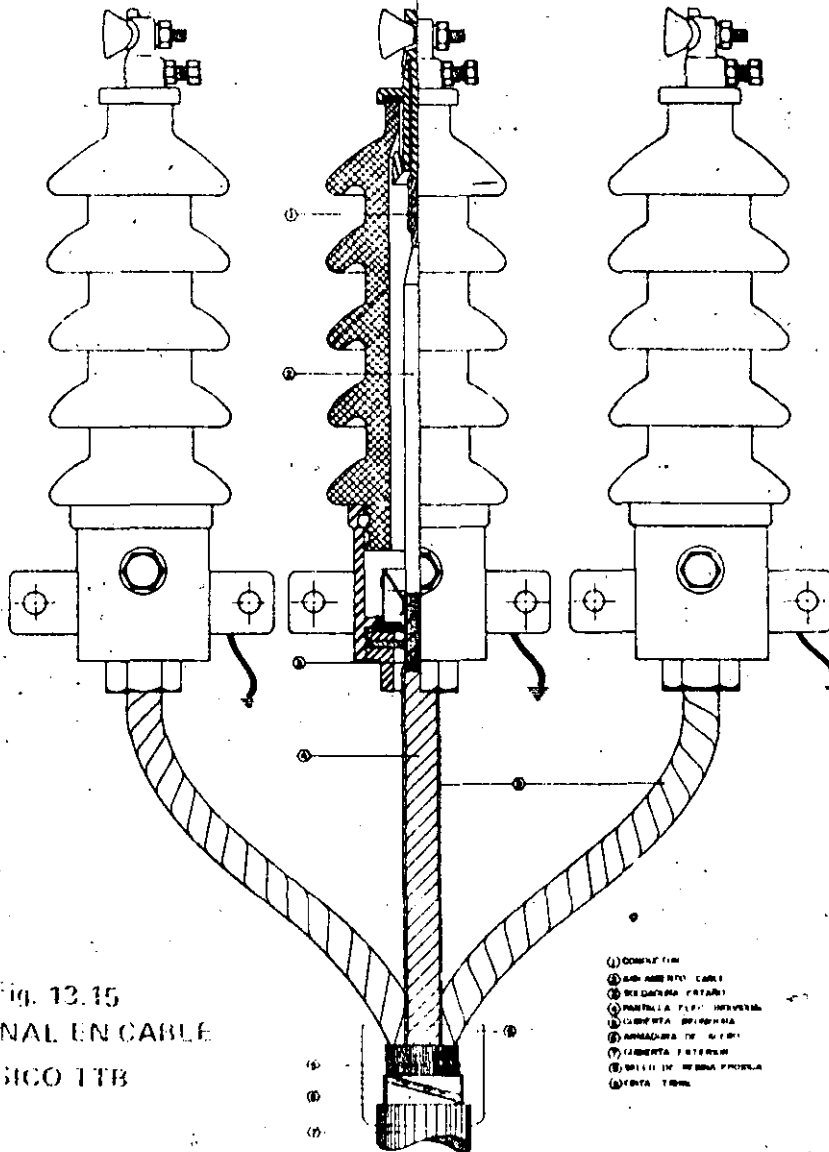


Fig. 13.15
TERMINAL EN CABLE
TRIFÁSICO TTB



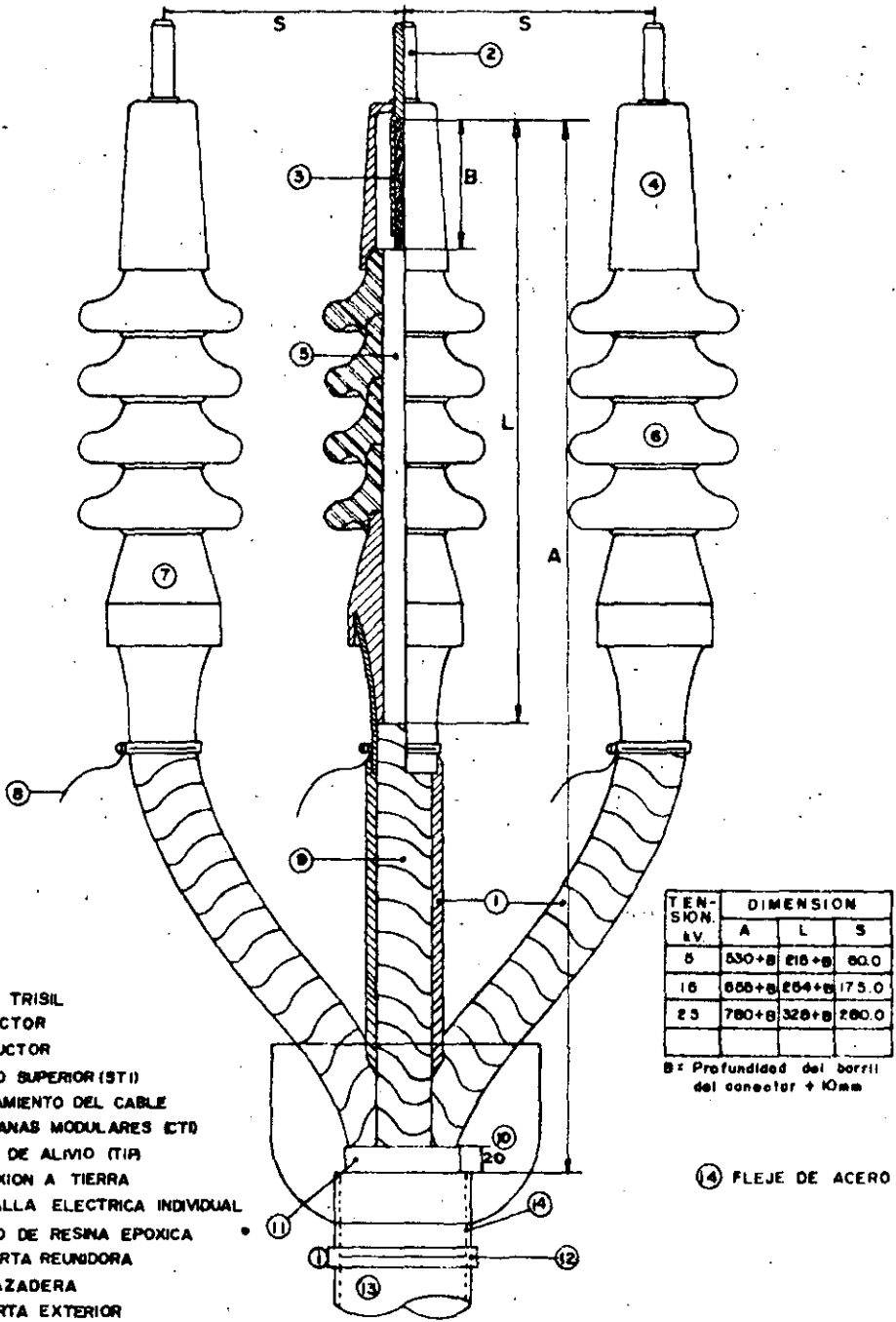
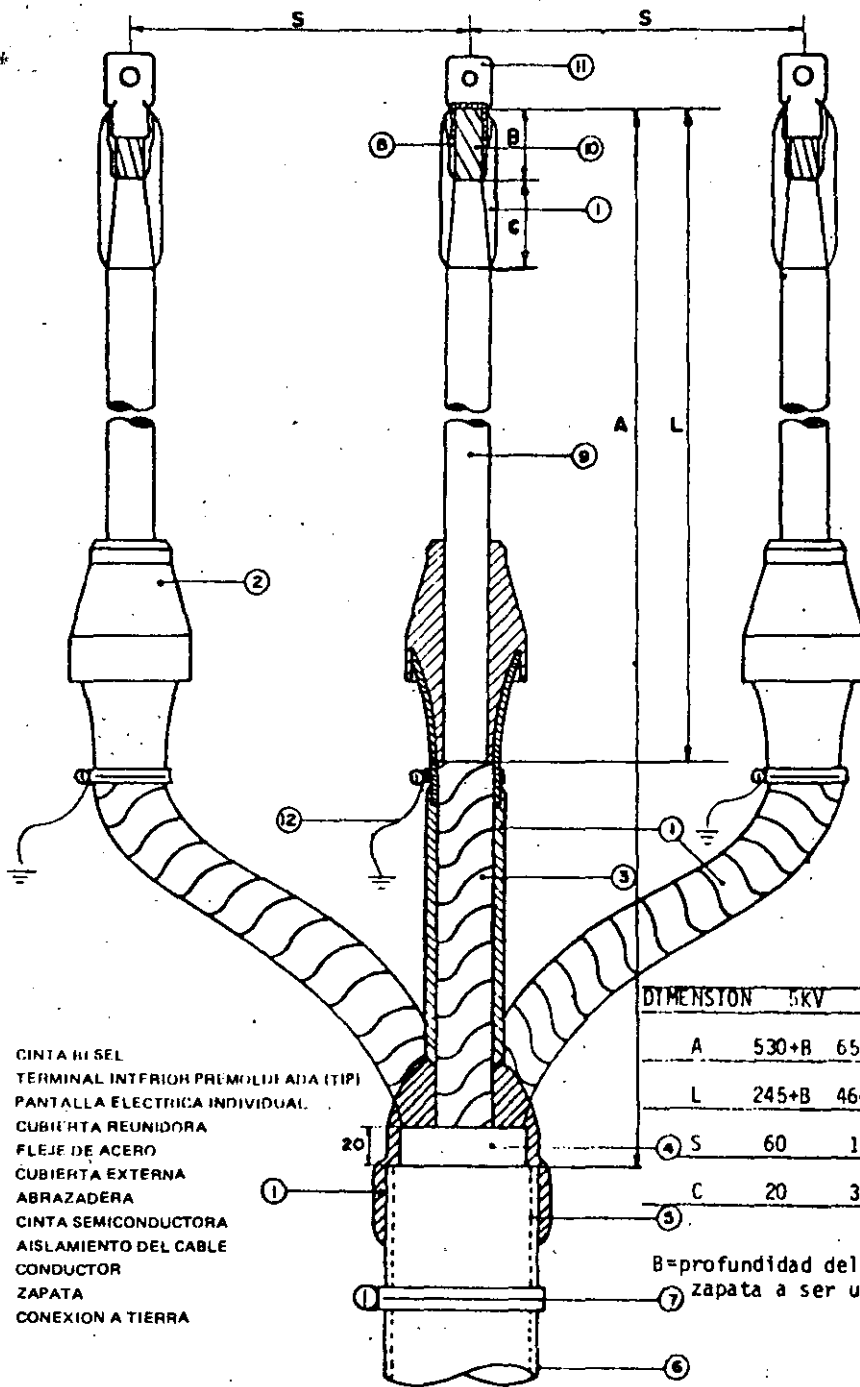


Fig. 13.16

TERMINAL "TMI" EN CABLE TRIFASICO

13



- ① CINTA HI SEL
- ② TERMINAL INTERIOR PREMOLIDA AIDA (TIP)
- ③ PANTALLA ELECTRICA 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 CONEXION A TIERRA

DIMENSION	5KV	15KV	25KV
A	530+B	655+B	760+B
L	245+B	460+B	570+B
④ S	60	175	280
C	20	32	50

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

Fig 13.17
TERMINAL TIP EN CABLE TRIFASICO

13

Capítulo 14.— Empalmes**14.1.— Principios de operación****14.2.— Clasificación y tipos****14.3.— Selección e instalación**

14. EMPALMES

14.1 Principios de operación:

Por definición (según norma NOM-J-158-1978) se entiende por empalme a: "La conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen a 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 del diseño, y de la mano de obra de instalación. La selección de los materiales debe estar apoyada en pruebas de evaluación y así incorporarlas a la geometría del diseño para obtener que los esfuerzos dieléctricos presentes sean de magnitudes tolerables.

Es necesario que en el diseño de empalmes se considere que los materia-

les utilizados deben ser compatibles con los elementos que constituyen el cable a unir, y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable.

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

En tanto el cable no pierde su continuidad, los gradientes de tensión típicos en su aislamiento son los indicados en la tabla 15.1 y las superficies equipotenciales y líneas de fuerza se pueden representar como se ilustra en la figura No. 14.1, sin embargo, en la unión, el electrodo de alta tensión (conductor-conector), presenta un contorno que produce cambios en el campo eléctrico.

GRADIENTES DE TENSION EN
CABLES CON AISLAMIENTO EXTRUIDO

SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR	(1)	GRADIENTE DE TENSION MAXIMO EN EL AISLAMIENTO (VOLTS/mm.)		
		15 KV (e = 4.45 mm)	25 KV (e = 6.60 mm)	35 KV (e = 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

(1) SOBRE EL CONDUCTOR
e = ESPESOR DEL AISLAMIENTO

(Continuación TABLA 14.1)

SECCION TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR	(2)	GRADIENTE DE TENSION MINIMO EN EL AISLAMIENTO (VOLTS/mm.)		
		15 KV (e = 4.45 mm)	25 KV (e = 6.60 mm)	35 KV (e = 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

(2) BAJO PANTALLA ELECTROSTATICA

Existen gradientes radiales, igual que en el cable, pero además se presentan

gradientes axiales que no existen en el cable.

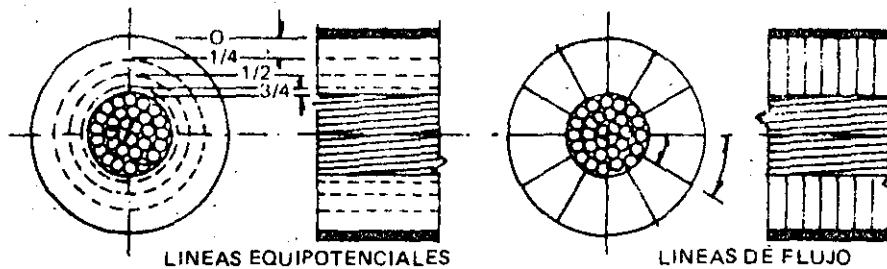


Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados

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

Los gradientes en la unión están relacionados con el logaritmo de las rela-

ciones de los diámetros de los materiales, y sus constantes dieléctricas.

En la figura 14.2 se muestra la distribución de líneas equipotenciales en una unión encintada y en la figura No. 14.3 en una unión premodelada.

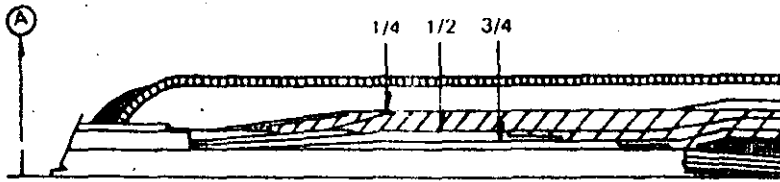


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encastado

Una vez calculados los gradientes que se presentan en la unión se comprueba que estén dentro de los limitantes permitidos, y la bondad del diseño y mate-

riales debe verificarse siguiendo los lineamientos establecidos en algunos estándares como por ejemplo: NOM J-159, IEEE-404.

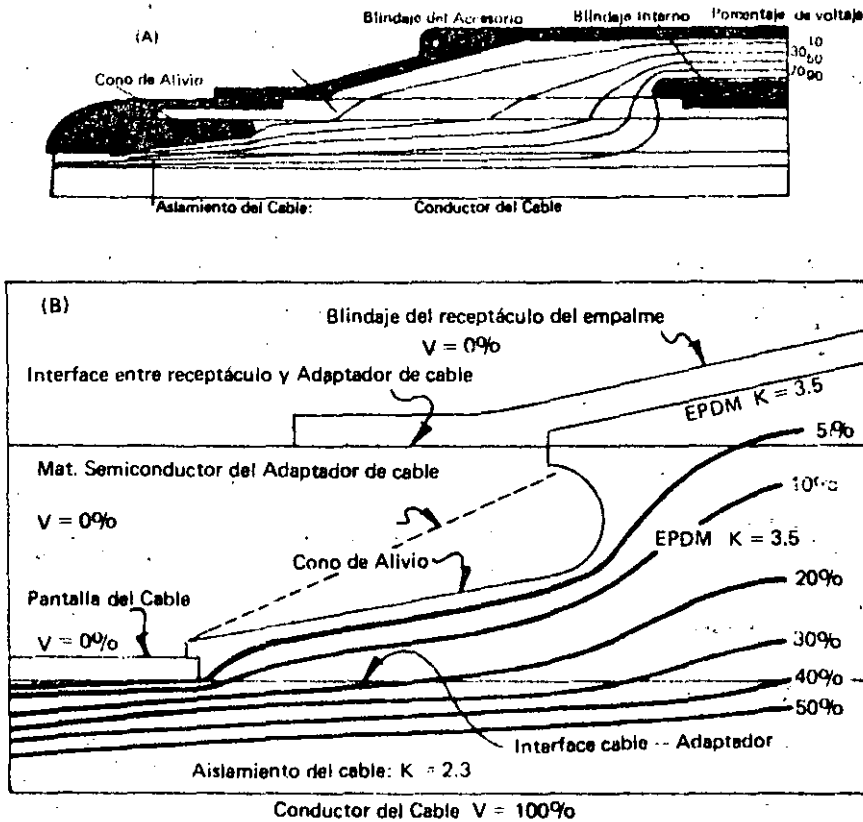


Fig. 14.3.

Las líneas equipotenciales en una unión premoldeada:

- A).- En la sección del blindaje del conductor y
- B).- En la sección de interferencia con el aislamiento del cable y partes de ensamble de la unión.

14

14.2. Tipos de empalmes

Existen varios tipos de empalmes los cuales son identificables considerando los materiales utilizados y la forma en que se aplican para restituir el aislamiento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

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

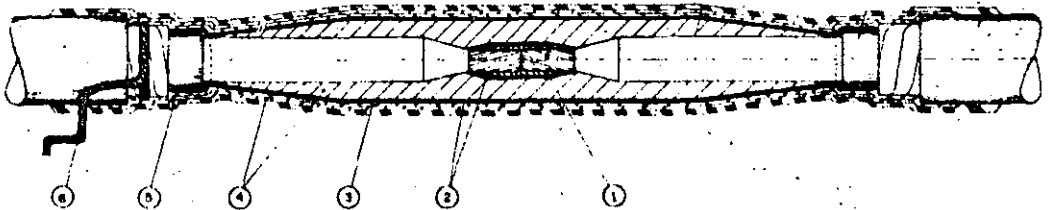
A).- Encintados

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 auto-vulcanizable o del tipo

no vulcanizable las cuales no contienen tampoco ningún adhesivo. Dependiendo del elemento a restituir serán las características físicas y químicas que tendrán cintas utilizadas en la elaboración de un empalme completamente encintando.

Existen algunos diseños en los cuales por sus condiciones de servicio se hace necesario proporcionarles de 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 el cable en la longitud el empalme, la función que desempeña el aceite.

En la figura 14.4 se muestran los detalles constructivos de un empalme encintado.



DESCRIPCION DE COMPONENTES

1 CONECTOR	4 CINTA AISLANTE
2 CINTA CONDUCTORA No. 17	5 CINTA VINILICA CON ADHESIVO
3 MALLA DE COBRE	6 TRENZA PLANA ESTIRADA

Fig. 14.4

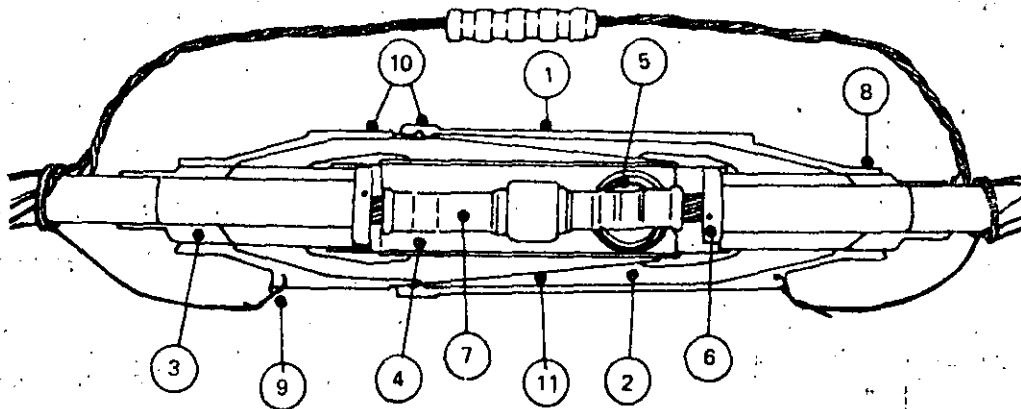
Detalles constructivos de empalmes encintado en cable monofásico con aislamiento extruido

Son aquellos en que los componentes son moldeados por el fabricante utilizando materiales elastoméricos.

Los componentes son ensamblados sobre los cables a 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 forma que todos los

elementos elastoméricos que los constituyen se encuentran contenidos en una sola pieza; existen otros que los fabrican utilizando varias piezas elastoméricas para obtener el empalme total. Ya que este tipo de accesorios consta en cualquier 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 semiconductivo. | 10.- Interfaz entre los dos cuerpos. |
| 5.- Resorte energizador. | 11.- Interfaz cónica. |
| 6.- Anillos de fijación. | |

Figura 14.5
EMPALME PREMOLDEADO

Los empalmes premoldeados fueron diseñados en un principio para unir cables con aislamiento extruido, y en la actualidad adicionando algunos otros componentes, estos accesorios se están desarrollando para unir cables con aisla-

miento laminar; la figura 14.6 muestra 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.

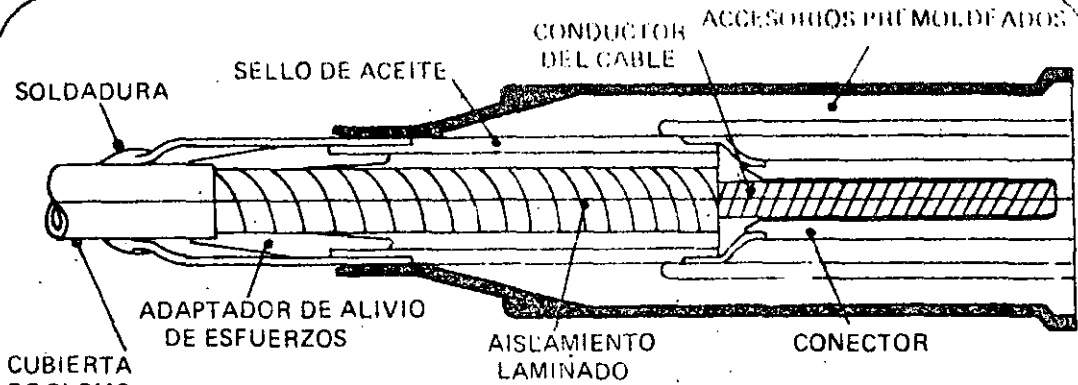


Fig. 14.6

Empalme premoldeado para cable con aislamiento laminado.

C) Moldeados en el campo.

Son aquellos en que los componentes del empalme son aplicados en el cable a unir utilizando materiales sólidos vulcanizables por medio de calor y presión suministrados por medio de equipo diseñado para tal fin.

El único diseño que se tiene a 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 la aplicación en cables con aislamiento extruido.

D) Termocóntactiles.

Son aquellos en que los componentes son aplicados en el cable a unir utilizando materiales con características retráctiles con 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.

Actualmente el uso de empalmes elaborados con esta técnica es utilizado en cables con aislamiento extruido y algunos países de Europa también usan esta técnica para unir cables con aislamiento laminar.

14.3) Selección e instalación

Selección

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

Los datos básicos para 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.

* 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 empalmes encintado se provee con el material suficiente para llevar a cabo desde las operaciones de preparación y limpieza de los cables a 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 a 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 de la secuencia de instalación de un empalme encintado en cables con aislamiento extruido.

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

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 está formado por el prefijo "CPM" que quiere decir "Cable con Pantalla Metálica", seguido del número 1 ó 3 que indica si el cable es monofásico o trifásico, a continuación aparece el calibre del mismo en A.W.G., M.C.M. ó mm^2 , posteriormente Cu ó Al., según se trate de conductor de cobre o de aluminio, finalmente la clase de aislamiento del cable, o sea:

CPM [1 ó 3] x [Cal. AWG, MCM ó mm^2], [Cu ó Al.], [5 a 138] KV.

Quando 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 tron-

cal y posterior a éste separado por un guión el calibre del cable en derivación; con lo cual la descripción será:

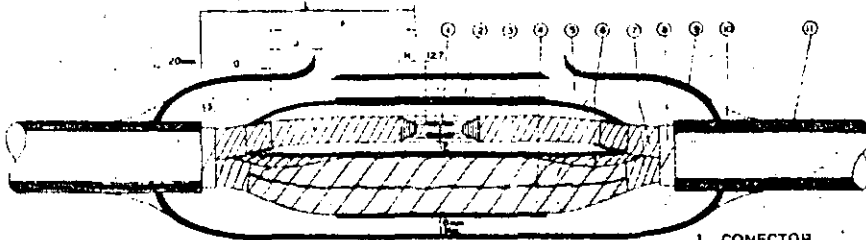
TCPM — [1 ó 3] x [Cal. WAG, MCM ó mm^2] —

— [1 ó 3 x Cal. AWG, MCM, ó mm^2] — [Cu ó Al] , [5 a 138] KV

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: CPM 1 x 250 MCM, Cu, 34.5 KV.

Fig. 14.7

CONSTRUCCION DE UN EMPALME RECTO EN DOS CABLES DE POTENCIA MONOPOLARES O TRIPOLARES, 13,000 A 35,000 VOLTS CON PANTALLA ELECTRICA. "EMPALME DE BALA"



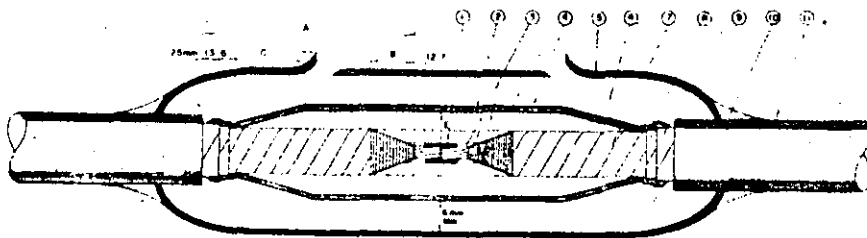
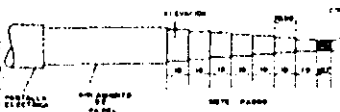
VOLTAGE	DIMENSIONES en mm					
	A	B	C	D	E	F
13	208-238	80-100	100	16	80	8
23	238-267	80-100	100	20	84	11
35	280-370	80-100	84.6	20	100	17.5

NOTAS.

LA MEDIDA MAYOR SE APLICA EN CABLES MAYORES DE 250 MCM.

EN 35 KV, PUEDE HACERSE EN EL AISLAMIENTO, UNA PUNTA DE LAPIZ O RIEN ESCALONARESE. ESTO ULTIMO ES PREFERIBLE, Y EL DETALLE DEL ESCALONAMIENTO SE MUESTRA A CONTINUACION

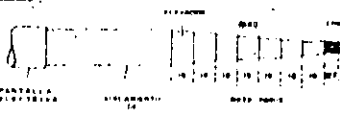
- 1 CONECTOR
- 2 AMARRE CON CINTA TERAGLAS
- 3 CINTA TERAGLAS
- 4 SOLDADURA (1 CORDON)
- 5 COMPUESTO AISLANTE
- 6 COMPUS
- 6 MALLA DE COBRE
- 7 PANTALLA INDIVIDUAL
- 8 PANTALLA GENERAL
- 9 TUBO DE PLOMO
- 10 SOLDADURA DE PLOMO ESTANO
- 11 CUBIERTA DE PLOMO



VOLTAGE	DIMENSIONES en mm				
	A	B	C	D	E
13	106	16	80	8	
23	107	20	84	11	
35	202	20	100	17.5	

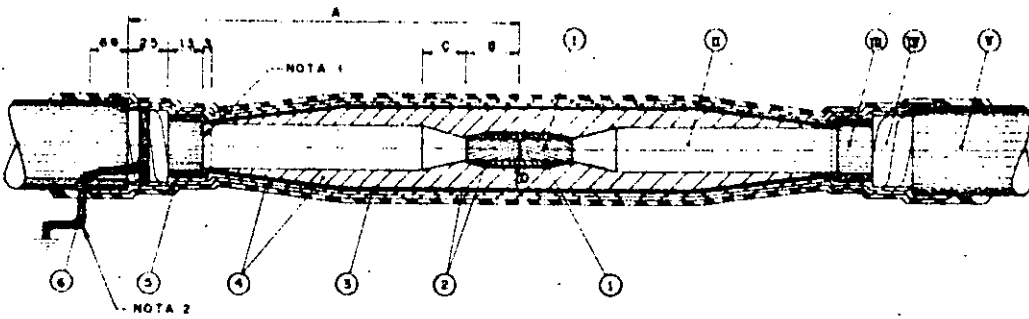
NOTA: EN 36 KV, PUEDE HACERSE EN EL AISLAMIENTO, UNA PUNTA DE LAPIZ O RIEN ESCALONARESE. ESTO ULTIMO ES PREFERIBLE, Y EL DETALLE DEL ESCALONAMIENTO SE MUESTRA A CONTINUACION:

1. CONECTOR
- 2 MALLA DE COBRE
- 3 CINTA TERAGLAS
- 4 SOLDADURA (1 CORDON)
- 5 TUBO DE PLOMO
- 6 COMPUESTO AISLANTE
- 7 AISLAMIENTO DEL CABLE
- 8 CINTA SEMICONDUCTORA
- 9 PANTALLA DE COBRE
- 10 SOLDADURA DE PLOMO ESTANO
- 11 CUBIERTA DE PLOMO



14

Fig. 14.1. EMPALME OPERATIVO



DESCRIPCION DEL CABLE

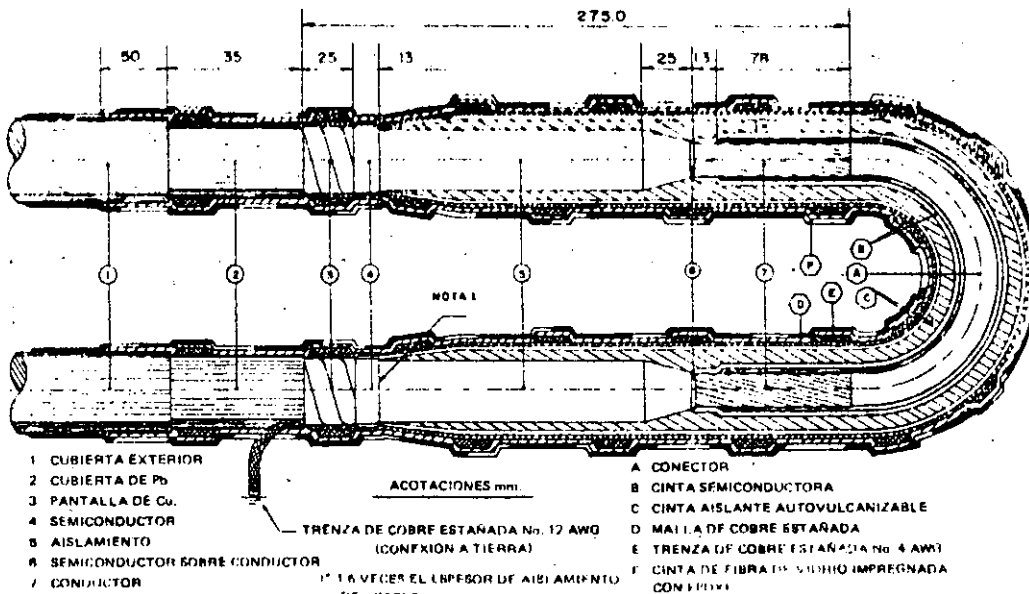
- I CONDUCTOR
- II AISLAMIENTO
- III CUBIERTA SEMICONDUCTORA
- IV PANTALLA DE COBRE
- V CUBIERTA DE PVC

- 6 TRENZA PLANA ESTANADA
- 5 CINTA VINILICA CON ADHESIVO
- 6 CINTA RI-SEAL
- 3 MALLA DE COBRE
- 2 CINTA CONDUCTORA No. 17
- 1 CONECTOR DE COMPRESION

MATERIAL POR ORDEN
APROXIMADO DE COLOCACION

DIMENSIONES DEL EMPALME	VOLTAJE DE OPERACION N.A.T			
	5	15	23	35
A	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS 153 mm 210 mm 260 mm 330			
B	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS 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. 14.2
EMPALME DE UN CABLE DE 150 MM. C. 15 M.



- 1 CUBIERTA EXTERIOR
- 2 CUBIERTA DE Pb
- 3 PANTALLA DE Cu.
- 4 SEMICONDUCTOR
- 5 AISLAMIENTO
- 6 SEMICONDUCTOR SOBRE CONDUCTOR
- 7 CONDUCTOR

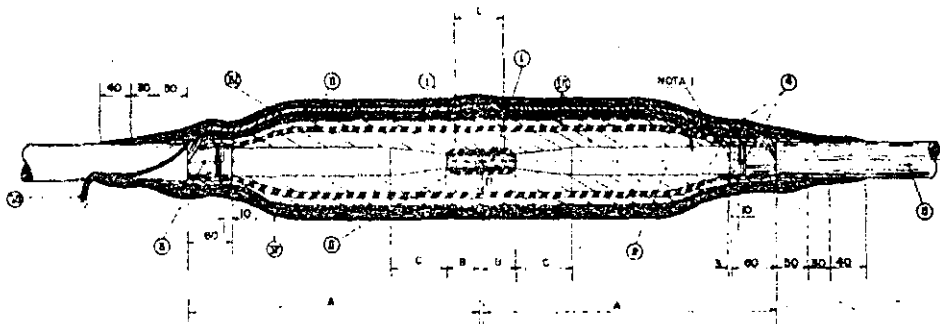
ACOTACIONES mm.

TRENZA DE COBRE ESTANADA No. 12 AWG
(CONEXION A TIERRA)
1.5 VECES EL ESPESOR DE AISLAMIENTO DEL CABLE

- A CONECTOR
- B CINTA SEMICONDUCTORA
- C CINTA AISLANTE AUTOVULCANIZABLE
- D MALLA DE COBRE ESTANADA
- E TRENZA DE COBRE ESTANADA No. 4 AWG
- F CINTA DE FIBRA DE VIDRIO IMPREGNADA CON RESINA

14

FIG. 14 - 10
 EMPALME RUNDADO PARA CABLE CO
 AISLAMIENTO EXTRUIDO NEUTRO CONCENTRICO
 Y CUBIERTA EXTERIOR



- COMPONENTES CABLE
- 1 CONDUCTOR
 - 2 AISLAMIENTO DEL CABLE
 - 3 PANTALLA SEMICONDUCTORA EXTRUIDA
 - 4 NEUTRO CONCENTRICO
 - 5 CUBIERTA EXTERIOR

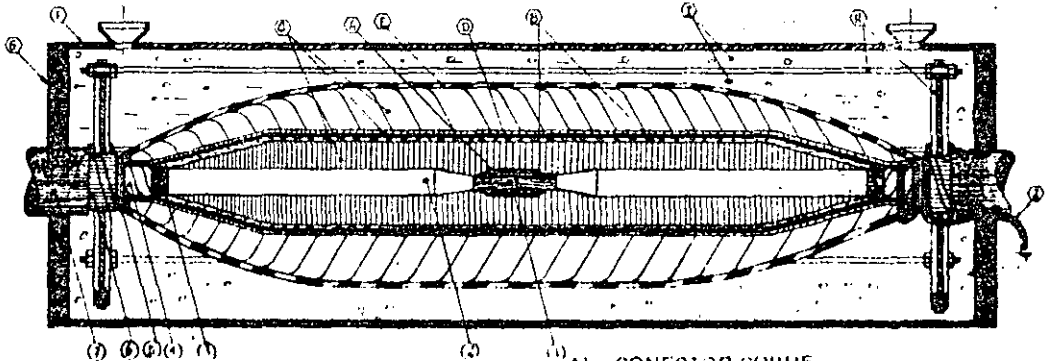
- COMPONENTES EMPALME
- I CONECTOR
 - II CINTA CONDUCTORA No. 17
 - III CINTA BI-SEAL
 - IV CINTA VINILICA CON ADHESIVO
 - V CINTA F.V IMPREGNADA CON RESINA EXPOXICA
 - VI TRENZA PLANA

DIMENSIONES DEL EMPALME (mm)	CLASE DE AISLAMIENTO kV			
	5	16	23	36
A	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS.			
	175	236	285	360
B	MITAD DEL LARGO DEL CONECTOR MAS			
	13	13	13	13
C	19	26	51	77
D	1.5 VECES EL ESPESOR DEL AISLAMIENTO DEL CABLE			

L = Largo del conector.

FIG. 14 - 11

EMPALME C.M. TRIFASICO PARA CABLE ARMADO CON FLEJE DE ACERO



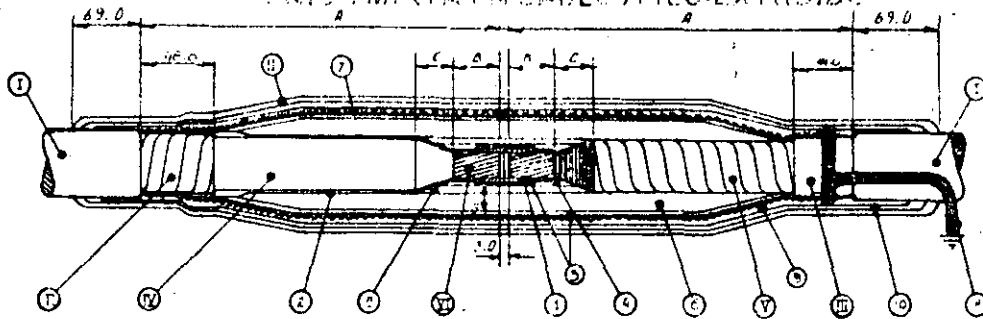
LISTA DE MATERIALES

- 1 CONDUCTOR
- 2 AISLAMIENTO
- 3 CINTA SEMICONDUCTORA
- 4 PANTALLA METALICA INDIVIDUAL
- 5 CUBIERTA REUNIDORA
- 6 FLEJE DE ACERO
- 7 CUBIERTA EXTERIOR

- A) CONECTOR COBRE
- B) CINTA SEMICONDUCTORA No. 17
- C) CINTA BI-SEAL No. 3
- D) MALLA DE COBRE ESTANADA
- E) CINTA DE F.V. CON EPOXY
- F) TUBO DE P.V.C.
- G) TACON DE NEOPRENO
- H) PROTECCION MECANICA DE EMPALME PARA CABLE ARMADO
- I) COMPUESTO ASFALTICO
- J) TRENZA PLANA



Fig. 14 12
UNION MIXTA EN CABLES PILC-EXTRUIDO



DESCRIPCION DEL CABLE

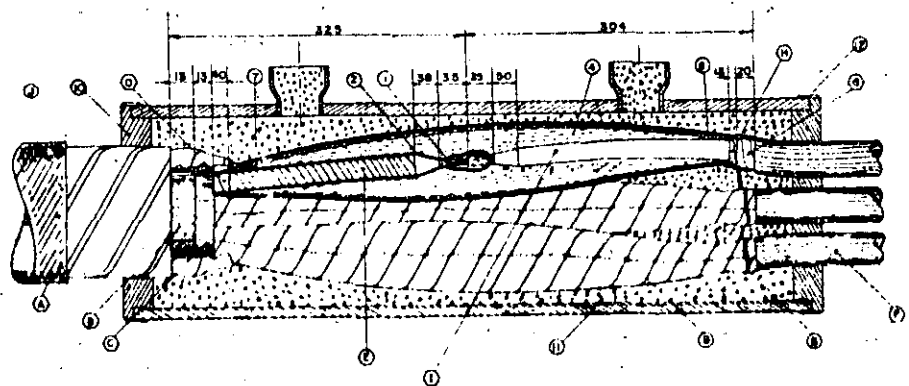
- I CUBIERTA EXTERIOR
- II PANTALLA DE COBRE
- III CUBIERTA DE PLOMO
- IV AISLAMIENTO EXTRUIDO
- V AISLAMIENTO LAMINAR
- VI CONDUCTOR

MATERIALES

- 1 CONECTOR
- 2 CINTA TRI-SIL
- 3 CINTA SEMICONDUCTORA
- 4 TERAGLAS DE 6.3 mm DE ANCHO
- 5 TERAGLAS DE 12.7mm 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 MAS			
	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 MAXIMO DEL AISLAMIENTO DEL CABLE			

Fig. 14 13
EMPALME MIXTO PILC-EXTRUIDO 25 KV



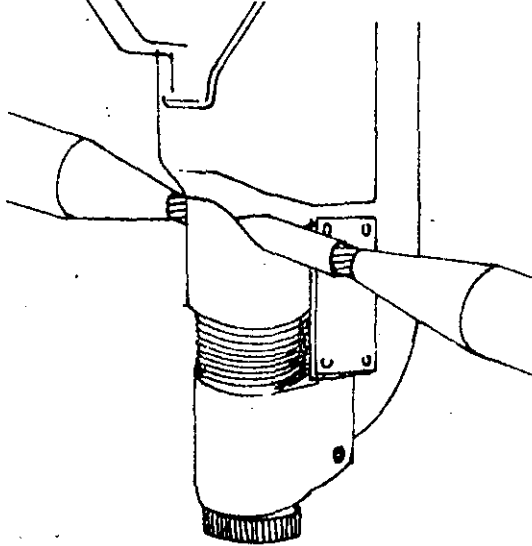
IDENTIFICACION DE MATERIALES

- 1 CONECTOR
- 2 CINTA TRI-SIL
- 4 CINTA BI-SEAL No. 3
- 6 CINTA SEMICONDUCTORA No. 17
- 7 MALLA DE COBRE ESTAÑADA
- 8 TRENZA PLANA ESTAÑADA
- 9 CORDON DE SOLDADURA
- 10 TACONES DE NEOPRENO
- 11 MOLDE DE PVC
- 12 CINTA DE PVC CON ADHESIVO
- A CUBIERTA PROTECTORA DE YUTE
- B CUBIERTA DE P.V.C.
- C PANTALLA GENERAL DE COBRE
- D PANTALLA INDIVIDUAL DE COBRE
- E AISLAMIENTO LAMINAR
- F CUBIERTA EXTERIOR
- G PANTALLA DE COBRE
- H CUBIERTA SEMICONDUCTORA
- I AISLAMIENTO EXTRUIDO
- J FLEJE DE ACERO

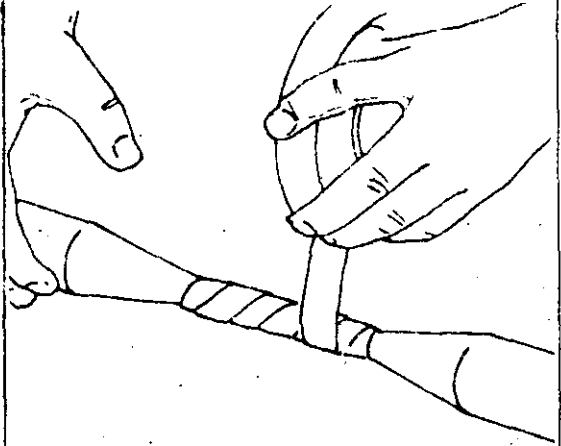
14

Fig. 14.14

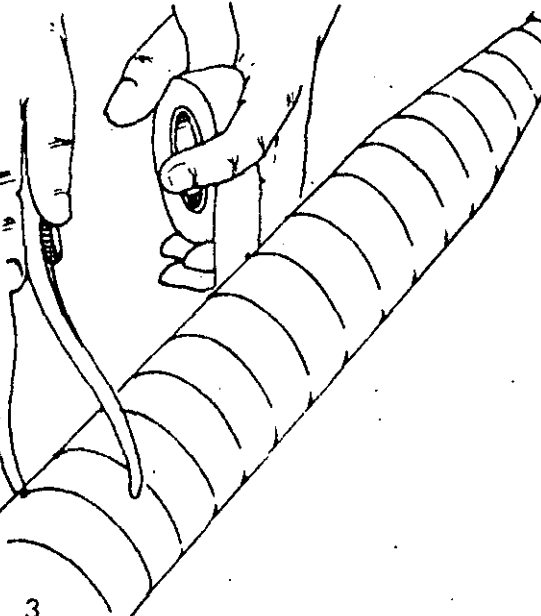
PROCESO DE ELABORACION DE EMPALME ENCINTADO



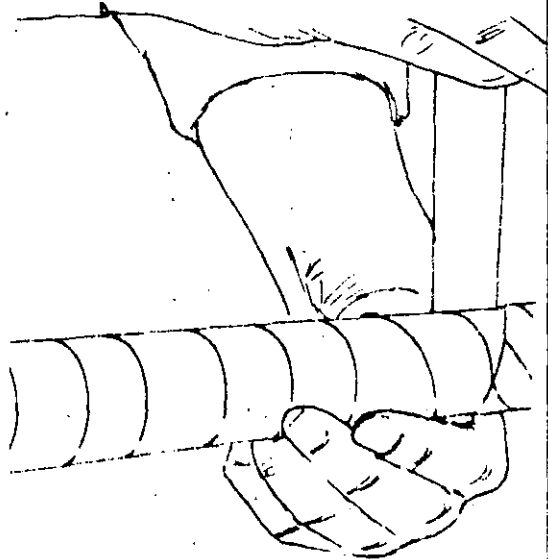
1
Prepare las puntas a unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el estuche, e instale el conector, preferentemente de compresión para cables con aislamiento seco.



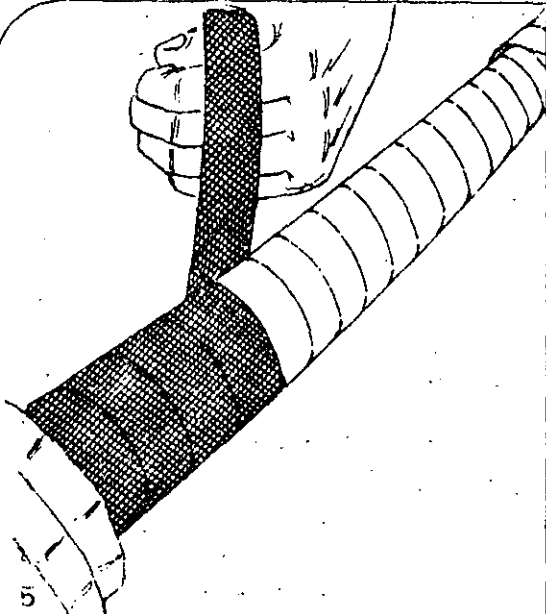
2
Rellene las indentaciones producidas por las pinzas en el conector y cubra el mismo y el conductor desnudo con cinta conductora Bishop No. 17, a fin de uniformizar el perfil.



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.

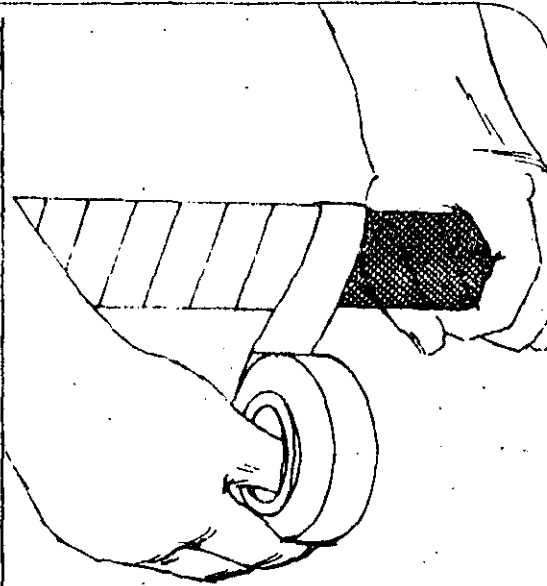


4
Restituya el primer elemento conductor de la pantalla del cable con cinta conductora Bishop No. 17, encintado a medio tralape y con tensión uniforme. Esta cinta vulcaniza con la Bi-seal No. 3.



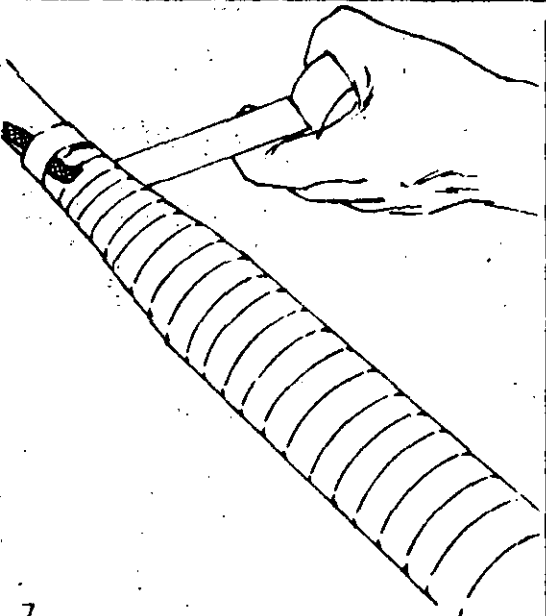
5

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.



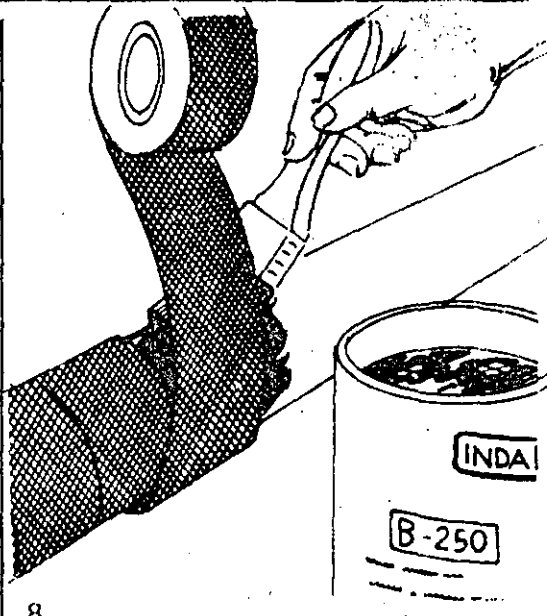
6

Eléctricamente terminado el empalme, falta ahora proporcionar la protección necesaria. Esta se logra con cinta Bi-seal No. 3 aplicada sobre la malla de cobre, y...



7

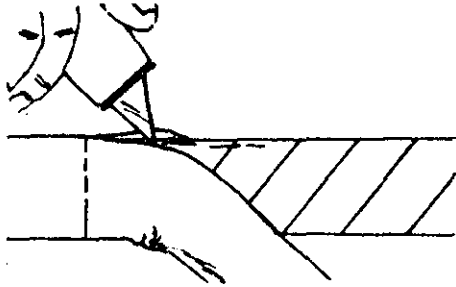
Restituyendo la cubierta externa original de cable con cinta de neopreno Bishop Bi-rone, o vinílica según sea el material original.



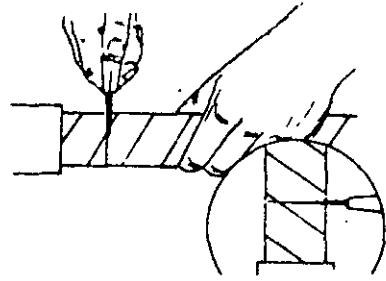
8

Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente o en registros mundados, se usa una cubierta de cinta de fibra de fibra impregnada en resina epoxy.

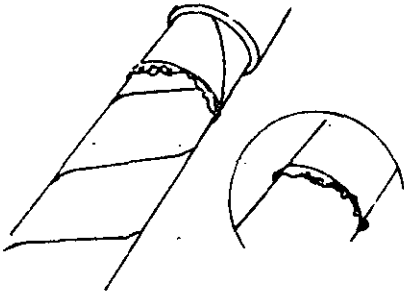
FIG. 14.15.
 FALLAS MAS COMUNES EN SU ELABORACION



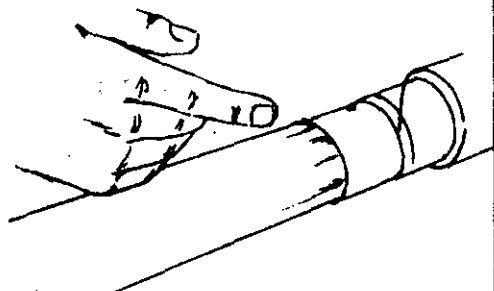
1 Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.



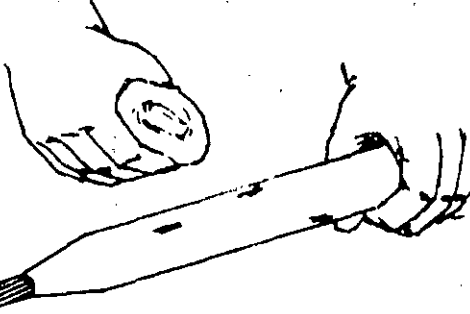
2 Al efectuar el corte de la pantalla, no cortar o lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.



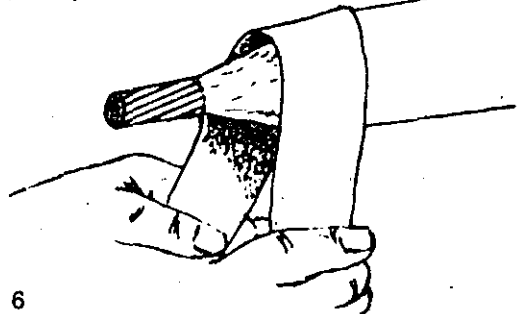
3 La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas ya que producen peligrosas concentraciones de esfuerzos.



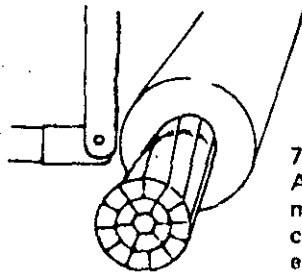
4 Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, este debe ser uniforme, y no dejar manchas o hilos.



5 La permanencia de materiales semiconductor 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 de.



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.

Capítulo 15.— Conectores Aislados Separables**15.1.— Principios de Operación****15.2.— Clasificación y tipos****15.3.— Selección e instalaciones**

19. CONECTORES AISLADOS SEPARABLES (CAS).

19.1) 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 ambos, de tal manera que la conexión pueda ser establecida o interrumpida fácilmente, acoplando o separando las partes de unión del conector en la interface o interfaces operativas.

Dos de las características principales de este sistema son las siguientes:

- a).- Una vez integrado el conjunto, queda un sistema de frente muerto.
- b).- El ensamble se logra mediante interfaces 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 uniformizar el campo eléctrico presente en la zona de transición de dos ó más componentes de CAS, y con esto asegurar el aislamiento correspondiente esté 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 primeramente la de confinar el esfuerzo eléctrico presente en el conjunto, y segundo 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 al personal que opera los sistemas en que se instalen al no tener potencial en el interior.

Adicionalmente a los elementos básicos descritos anteriormente, dependiendo de la pieza del CAS que se trate, se tendrán mayor cantidad de componentes, a continuación se mencionan algunos de éstos y en que elemento del CAS se localiza:

Punto de prueba:	Piezas de CAS en que se localiza. 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 que se lleva a cabo 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 que consiste y como 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 deionizante (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 deionizar el arco.

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 después.

Los conectores deben cumplir con las siguientes características 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 a la que fue diseñado en cualquier instante sin producir sobretensiones peligrosas.
- d).- Abierto debe ser capaz de cerrar rápidamente en cualquier instante, inclusive bajo corrientes de corto circuito sin soldarse 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.

En algunos modelos, el gas producido durante una operación de cierre contra falla, acciona un pistón que controla el cierre y disminuye el tiempo de arqueo.

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 deionizante y a que los gases producidos durante la extinción afectan las superficies de 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.

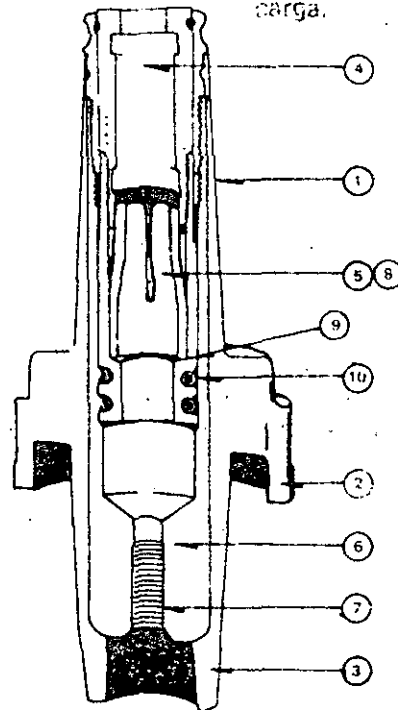
Una recomendación práctica es instalar una tarjeta de material plástico en cada conector y por medio de una ponchadora ir marcando con agujeros el número de veces que se opera el conector. Si las operaciones de apertura y cierre se hacen con menos de 200 A. El número de operaciones se puede incrementar.

Pueden presentarse tres tipos de modos de falla durante el switcheo:

- a).- Falla de soportar la tensión del circuito entre los contactos mientras el operador posiciona el seguidor (arc. follower) en la cavidad, al preparar una operación de conexión con carga.
- b).- Falla de interrumpir la corriente en una operación de desconexión con carga.
- c).- Falla de 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 varios diseños de inserto para operación con carga existentes en el mercado.

Fig. 15.1
Corte de inserto para operación con carga.



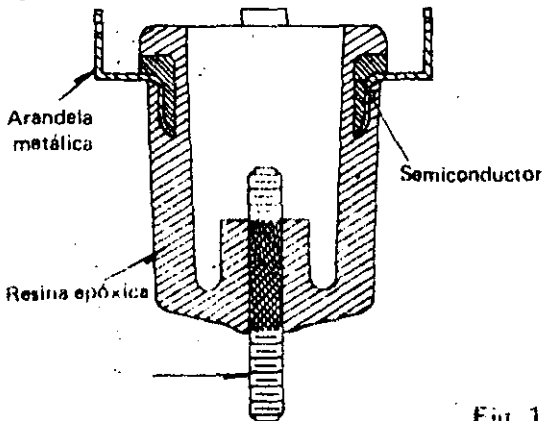
- 1.- Material aislante elastomérico.
- 2.- Blindaje semiconductor externo.
- 3.- Interface normalizada.
- 4.- Extinguidor de arco.
- 5.- Contacto de cobre.
- 6.- Receptáculo.
- 7.- Cuerda de receptáculo para boquilla tipo pozo.
- 8.- Diseño para contención de gases.
- 9.- Contactos móviles.
- 10.- Arrollamientos helicoidales plasteados.

15.2 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 para hasta 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 (10 ó 30), 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 de seccionalización de circuitos, más adelante, se tratará con más detalle la seccionalización de circuitos monofásicos y trifásicos, y la razón del doble rango 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 a desempeñar de 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, a la terminal del equipo en que se encuentre instalada (Interruptor, seccionizador, etc), y el resto de los componentes de los CAS.

Para esta aplicación se tienen versiones de 200 A ó 600 A, y clase 15 KV, 25 KV ó 34.5 KV en lo referente a clase de aislamiento.

En la figura 15.2 se ilustran dos tipos diferentes de las boquillas para equipo.

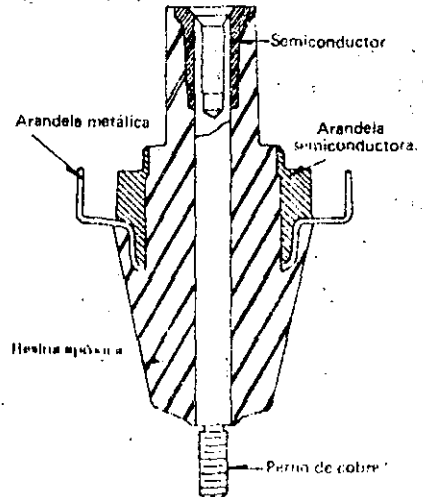


Fig. 15.2

Ejemplos de boquillas para equipo: A) Boquilla tipo poro 200 A y B) Boquilla integral 200 A, desconexión sin carga.

b).- Componentes tipo inserto. Existen varios diseños de este tipo de elementos, para clasificarlos se hará necesario hacerla de acuerdo a lo indicado en la sección de clasificación, ya que con base en dicha clasificación serán los componentes que contenga el inserto.

La función general que tienen es la de servir de enlace entre dos ó más elementos del sistema de CAS.

Algunos ejemplos de estos insertos son mostrados en la fig. 15.3.

c).- Conectores tipo codo y cuerpos para arreglos modulares.

Estos elementos se utilizan para hacer la integración del cable al sistema de CAS, de esta forma hacen posible la interconexión de cables a equipo (transformador, seccionizador, interruptor, etc.), entre varios cables.

Para nivel de 200 A se tienen codos tanto para operación con carga como también 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 fig. 15.5 se muestra un esquema típico de instalación de codos.

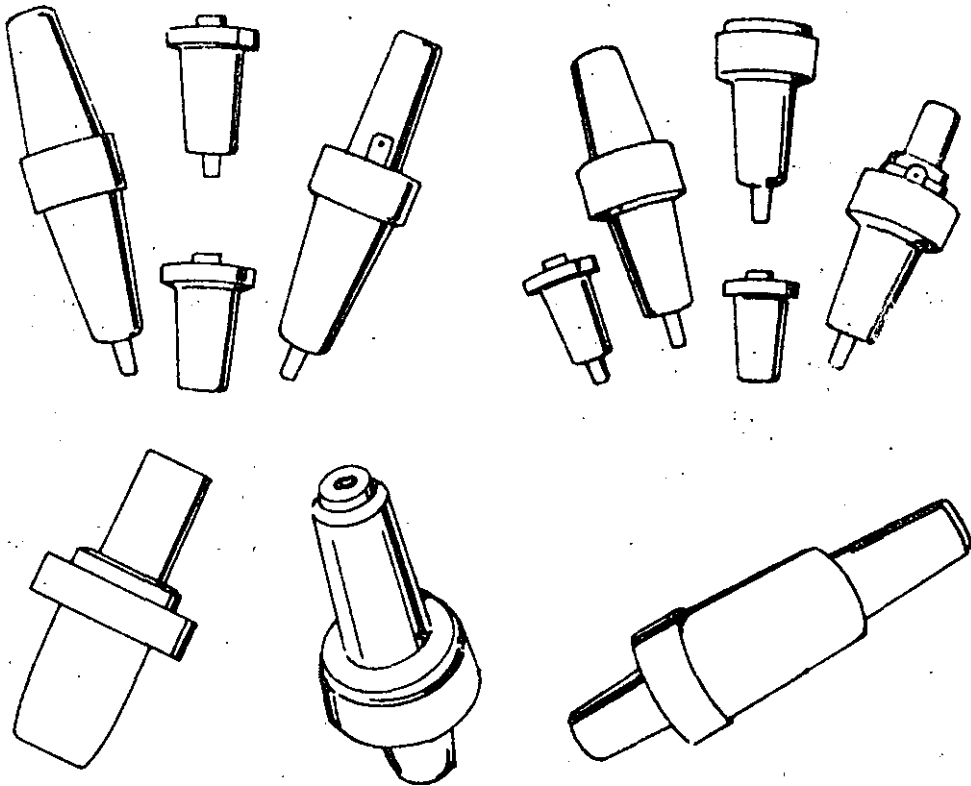


Fig. 15.3

Diferentes construcciones de insertos, en la parte superior se ilustran algunos para 600 A y en la parte inferior para 200 A

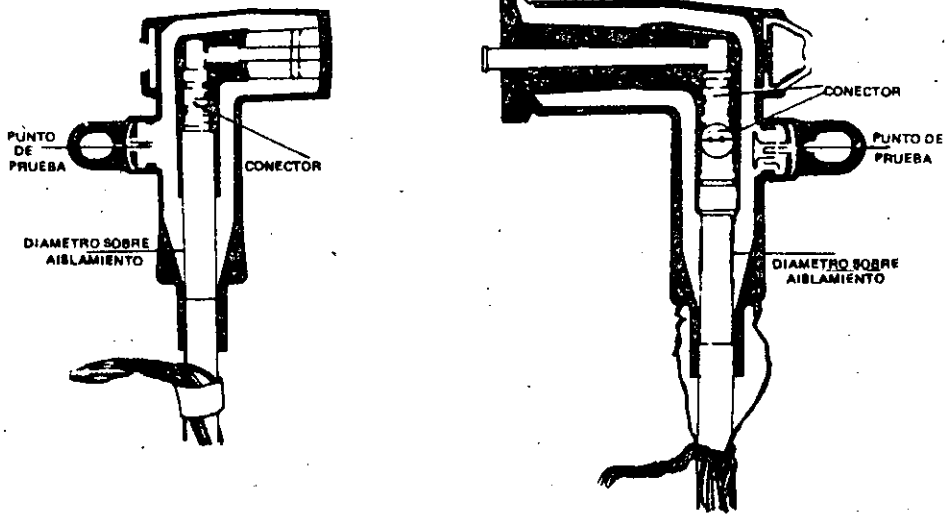


Fig. 15.4
CAS tipo code 200 A, a la izquierda uno para operación sin voltaje, y a la derecha para operación con carga.

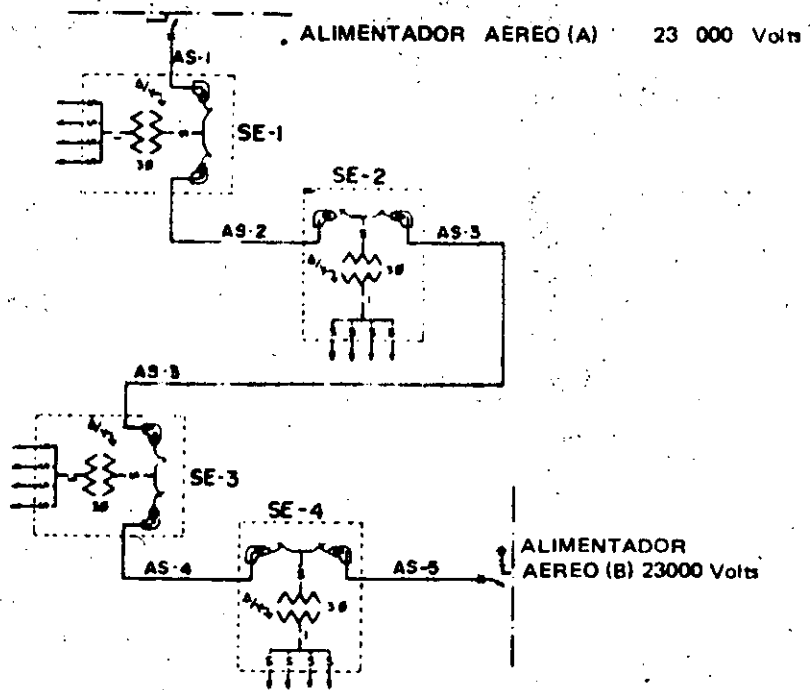


Fig. 15.5
Esquema general de una instalación típica de CAS tipo code.

15

INTERCAMBIABILIDAD

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).- Interface codo-inserto.
- b).- Interface cable-codo
- c).- Distancias de preparación del cable.
- d).- Dimensiones del conector interno-ancho y longitud.
- e).- Longitud del inserto macho del codo.

La importancia de esta normalización redonda en mayor confiabilidad, reducción de partes de repuesto y los consiguientes costos.

Seccionalización de circuitos monofásicos y trifásicos con conectores aislados separables.

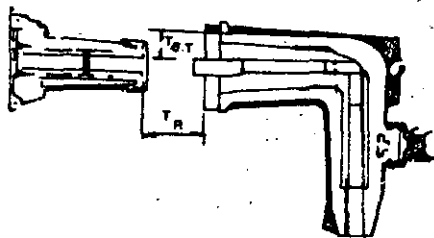
El conector de operación con carga fue inicialmente desarrollado para seccionalizar transformadores y ramales monofásicos; sin embargo, debido al incremento del uso de cables con aislamiento extruido en sistemas trifásicos comerciales y el uso de sistemas trifásicos residenciales, ha crecido el interés 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 a considerar:

- 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 originalmente diseñado para operar con tensiones de fase a tierra. Si dicho mecanismo se somete a tensiones mayores, habrá en promedio más ciclos de corriente antes de 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.



SISTEMA TRIFASICO:

$$T_{\theta-T} = 8.3, 15.2, 21.1 \text{ KV.}$$

$$T_R = 14.4, 26.3, 36.6 \text{ KV.}$$

$$T_R = 1.73 (T_{\theta-T})$$

SISTEMA MONOFASICO:

$$T_{\theta-T} = T_R = 8.3, 15.2, 21.1 \text{ KV}$$

Posteriormente, en 1975 se introdujeron los conectores de operación con carga para sistemas trifásicos en donde se pueden presentar tensiones de recuperación de hasta la tensión entre fases del sistema.

Por lo anterior, la selección del rango correcto ha llegado a ser más complicado 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 el rango de tensión entre fase y tierra para conectores de un solo rango.
- 3.- La tensión de recuperación no debe exceder el rango de tensión entre fases para conectores de doble rango.

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.

Tensión de recuperación durante operaciones de apertura y cierre con carga en función de la conexión del transformador y de la carga.

15.31 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 No. 15-8 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 15.9.

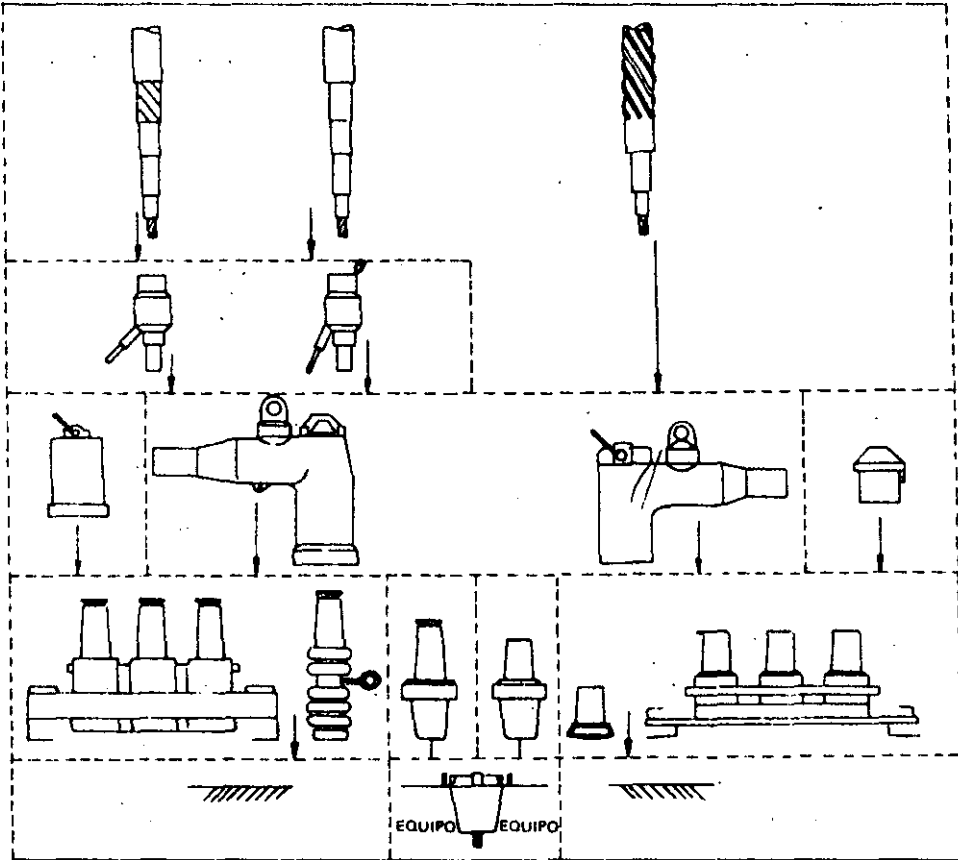


Fig. 15.8
 Con conmutador de CAS para 200 A.



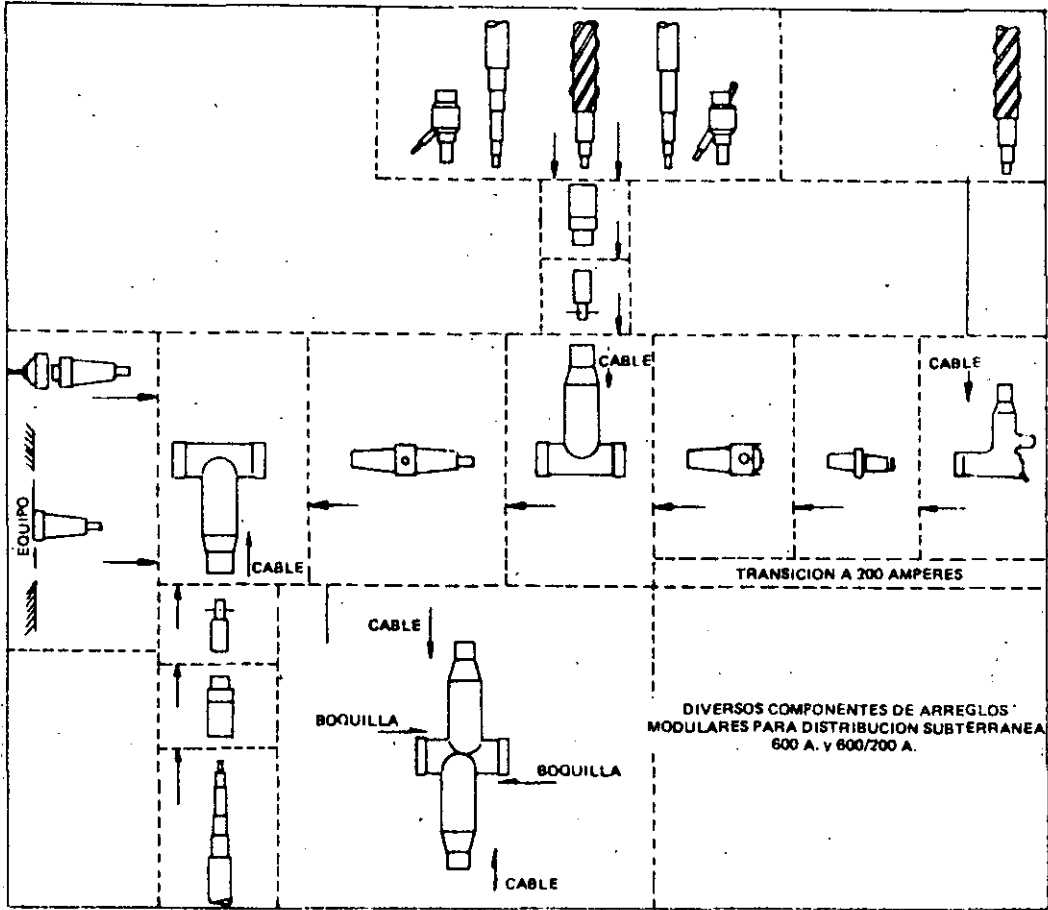


Fig. 15.9

Diversos componentes de arreglos modulares para distribución subterránea 600 A y 600/700 A.

TABLA 15.1

TABLA COMPARATIVA DE SELECCIÓN DE
TERMINALES TIPO CODO DE RANGO EXTENDIDO, 200 A

ACTUAL *		ANTIGUO	
NUEVO CODIGO	RANGO DE DIAMETROS SOBRE AISLAMIENTO (mm.)	CODIGO ANTIGUO	RANGO DE DIAMETROS SOBRE AISLAMIENTO (mm.)
—	—	EF FA	13.5 — 16.3 14.7 — 17.5
C	1.60 — 20.1	FAB FB	16.0 — 18.8 17.3 — 20.1
E	18.5 — 22.6	FG GA	18.5 — 21.3 19.8 — 22.6
G	21.1 — 25.1	GAB GB	21.1 — 23.9 22.4 — 25.1
J	23.6 — 29.2	GH HA	23.6 — 26.4 24.9 — 28.4

* Aplicable a terminales Tipo Codo de ITT Blackburn solamente

TABLA 15.2






RANGO DEL DIAMETRO SOBRE AISLAMIENTO (mm.)	SIMBOLO PARA TAMAÑO DE ADAPTADOR PARA CABLE (600 A)
21.1 — 23.9 22.4 — 25.1	GAB GB
23.6 — 26.4 24.9 — 28.4	GH HA
27.7 — 29.2 29.2 — 30.7 30.7 — 32.5 32.5 — 34.3 34.3 — 35.3 35.3 — 38.6 38.6 — 40.9 40.9 — 43.2 43.2 — 45.5 45.5 — 47.3	HAB HB HJ JA JAB JB KA KB PA PB

TABLA 15.3

CALIBRE DEL CONDUCTOR		SIMBOLO PARA "Y"	SIMBOLO PARA "N"
CABLEADO REDONDO NORMAL (AWG & MCM)	CABLEADO REDONDO COMPACTO (AWG & 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

	NUMERO DE CATALOGO	Descripción
	10CA "X"	Para cables con pantalla de cintas, cubierta de plomo.
	20CAFA-GAB 20 CAGB-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: Ver tabla 15.1 para productos 200 A y tabla 15.2 para productos para 600 A y así localizar el tamaño más apropiado al diámetro sobre aislamiento que se tenga.
- d).- Calibre del conductor: Ver tabla 15.3 para localización de código a seleccionar en función del calibre.
- e).- En caso de construcciones de cables diferentes a cables con semi-conductor 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 No. 15.4.

Cuando se requieran de arreglos modulares utilizando componen-

tes 600 A y 200 A, en las figuras 15.10 a 15 se indican que tipo de componentes forman parte de cada uno de los arreglos mostrados.

Instalación.

Cada uno de los componentes o arreglos de CAS contiene su instructivo de instalación ampliamente detallado, como observaciones generales se encuentran las siguientes:

- 1.- Leer el instructivo antes de iniciar la instalación y asegurarse que se cuenta con todos los elementos de CAS necesarios y las herramientas adecuadas para llevar a cabo la instalación.
- 2.- Todas las partes deben estar limpias y las interfaces operativas será necesario lubricarlas antes de hacer el ensamble.
- 3.- En el caso de preparaciones de cable, éstas deben ser hechas siguiendo las dimensiones indicadas en el instructivo.
- 4.- Operar los conjuntos de CAS exactamente en las condiciones para las cuales fueron fabricados, esto es, no operar accesorios de características sin voltaje, en condiciones de carga porque puede traer como consecuencia un lamentable accidente.

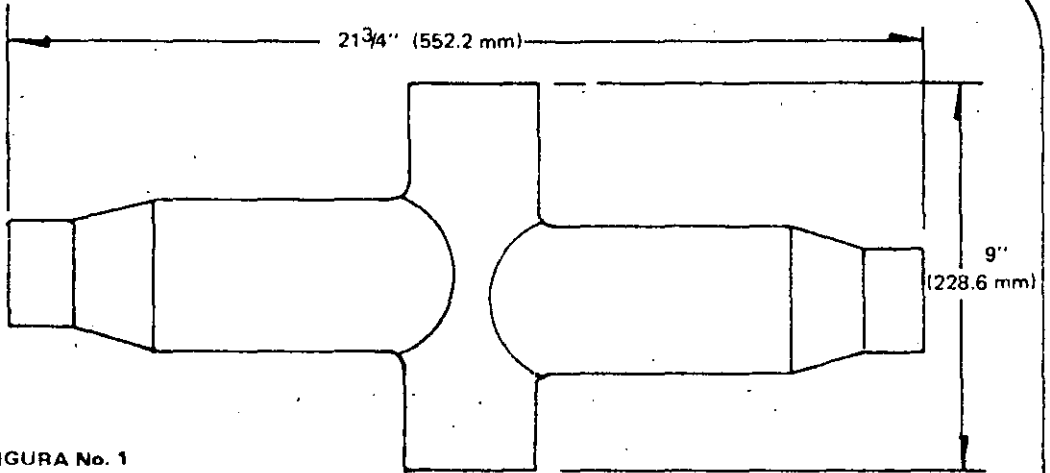


FIGURA No. 1
 CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE CATALOGO YB65
 PARA CLASE 15 KV: YB65B
 PARA CLASE 25 KV: YB65C

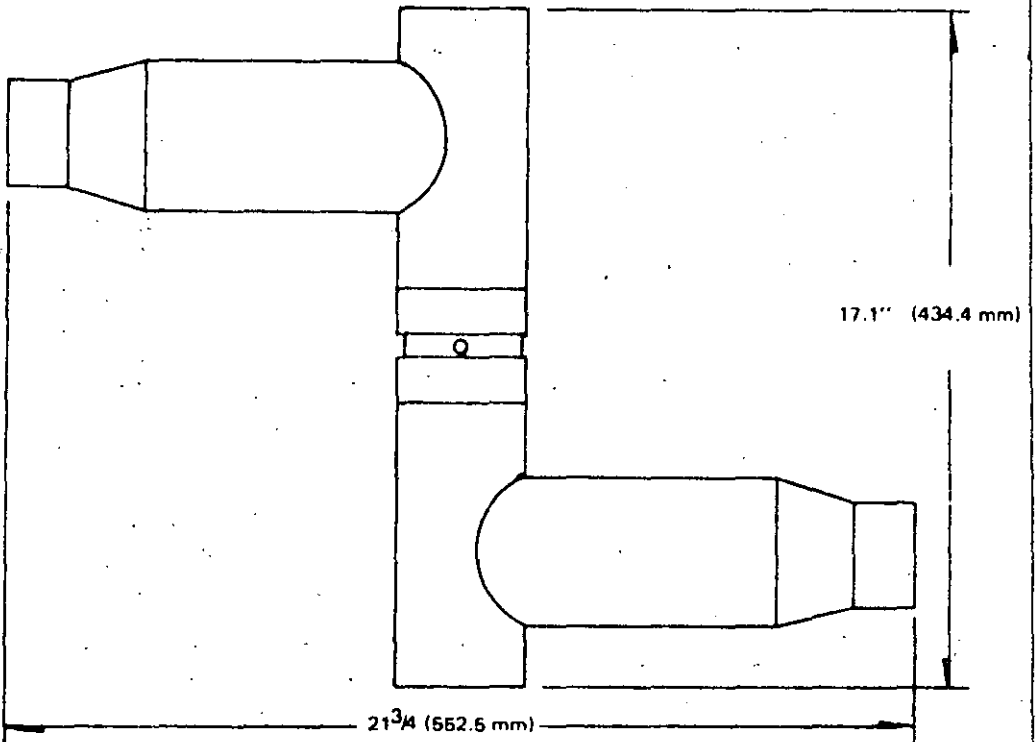
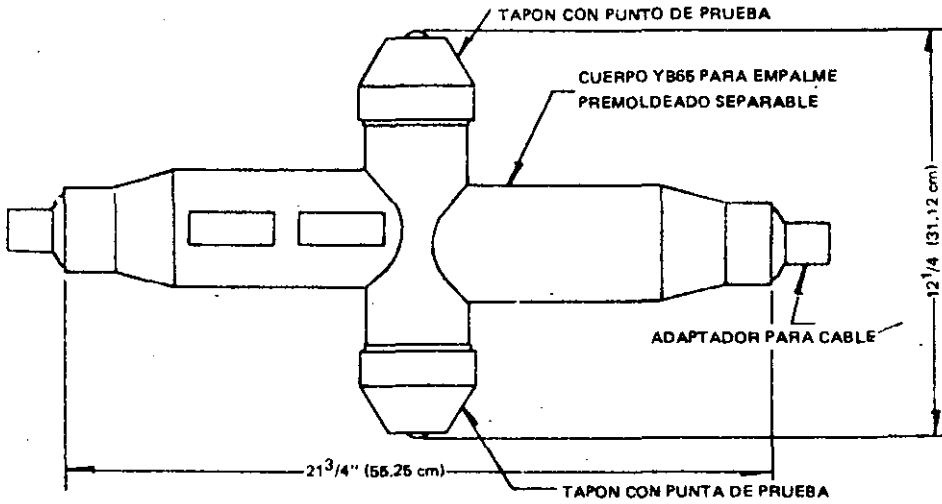


FIGURA No. 2
 2 CUERPOS TIPO CODO CATALOGO TB66 15 KV: TB66 B 25 KV: TB66 C ENSAMBLADOS CON
 UN CONECTOR DE UNION CATALOGO T C 6 TC6B: 15 KV. TC6C: 25 D TC6C: 25 KV

Fig. 15.10
 CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
 CONJUNTOS MODULARES 600 - 200 AMP/15KV
 EMPALMES SEPARABLES MODULARES 600 A
 TIPO 65

15

284

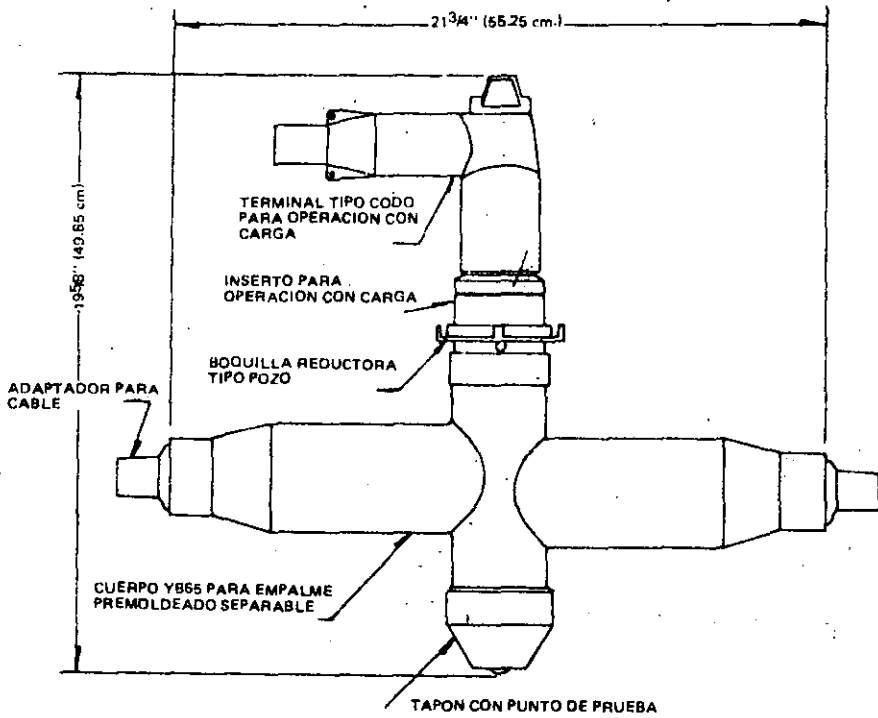


DISEÑADO y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES:

NEMA CC-P2-1971
EEI-NEMA TDJ162
ANSI C119.2

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON PERNO	YB66B-S	YB66C-S	1
2	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T16B	T16C	2
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
3	CONECTOR DE COMPRESION	TC 66 'Y'	TC 66 'Y'	2
4	ADAPTADOR PARA CABLE	TA66B 'X'	TA 66C 'X'	2

Fig. 15.13
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 - 200 AMPERES
EMPALME SEPARABLE 600 A. 3 VIAS
Y66B L2 y Y66C L2



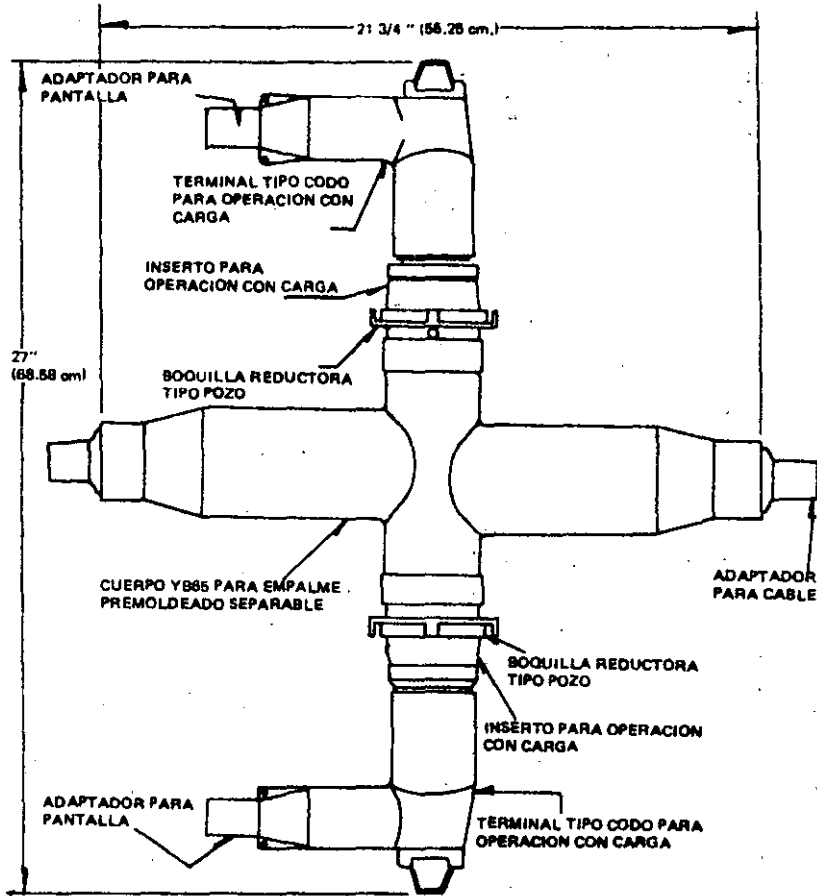
DISEÑADO Y PRUBADO SEGUN LAS
SECCIONES APLICABLES DE LOS
SIGUIENTES ESTANDARES

NEMA CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C 119.2

— LISTA DE MATERIALES —

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON PERNO	Y865B-S	Y865C-S	1
2	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T16 B	T16 C	1
3	BOQUILLA REDUCTORA	RW16B	RW16C	1
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
4	INSERTO OPERACION CON CARGA	LB 2 B	LB 2 C	1
5	CONECTOR DE COMPRESION	TC66 'Y'	TC66 'Y'	2
6	ADAPTADOR PARA CABLE	TA866 'X'	TA866 'X'	2
7	TERMINAL TIPO CODO	T 2 B	T 2 C	1

Fig. 18.12
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 - 2000 AMPERES
DERIVACION OPERACION CON CARGA
Y865B-L12 y Y865C-L12



DISEÑADO y APROBADO SEGUN LAS SECCIONES APPLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

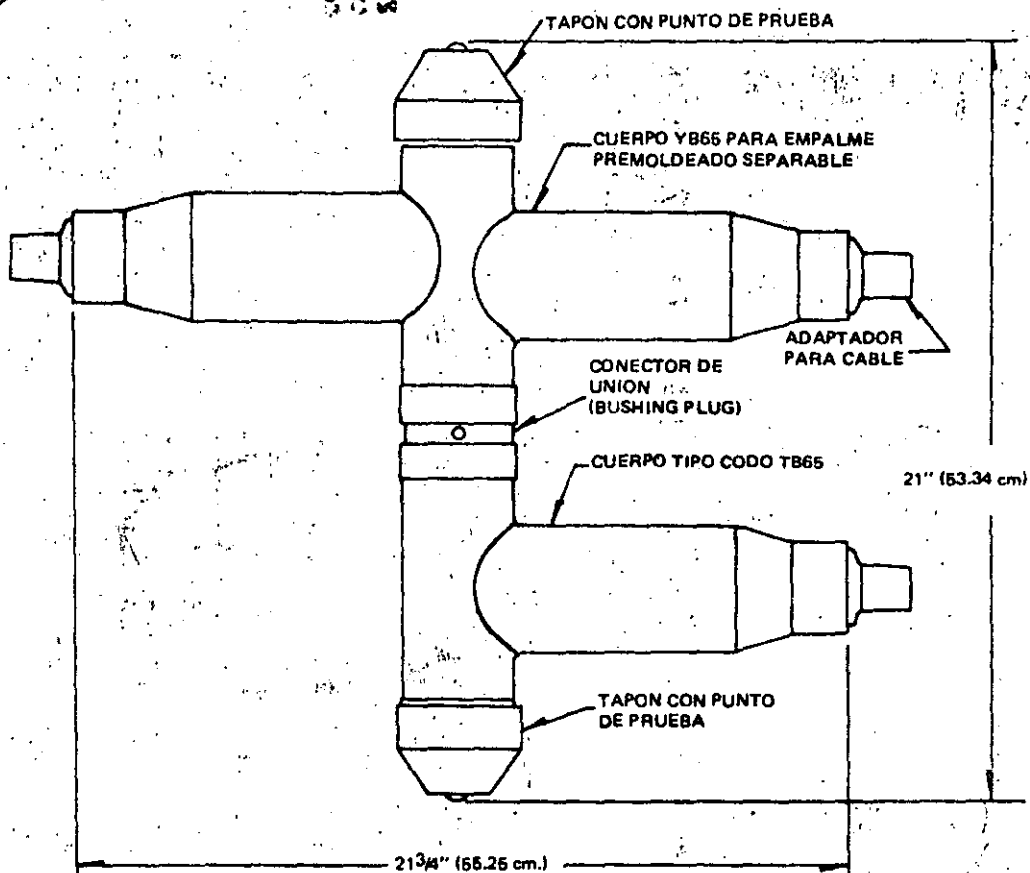
NEMA-CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C119.2

LISTA DE MATERIALES -

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE, CON FERNO	YB65B-S	YB65C-S	1
2	BOQUILLA REDUCTORA	RW16B	RW16C	2
ORDENAR POR SEPARADO)				
3	INSERTO OPERACION CON CARGA	LB2B	LB2C	2
4	CONECTOR CON COMPRESION	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	20-CA	312 CA	2

Fig. 15.13

CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 200 AMPERES
DOS DERIVACIONES OPERACION CON CARGA
YB65B-L13 y YB65C-L13



DISEÑADO Y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

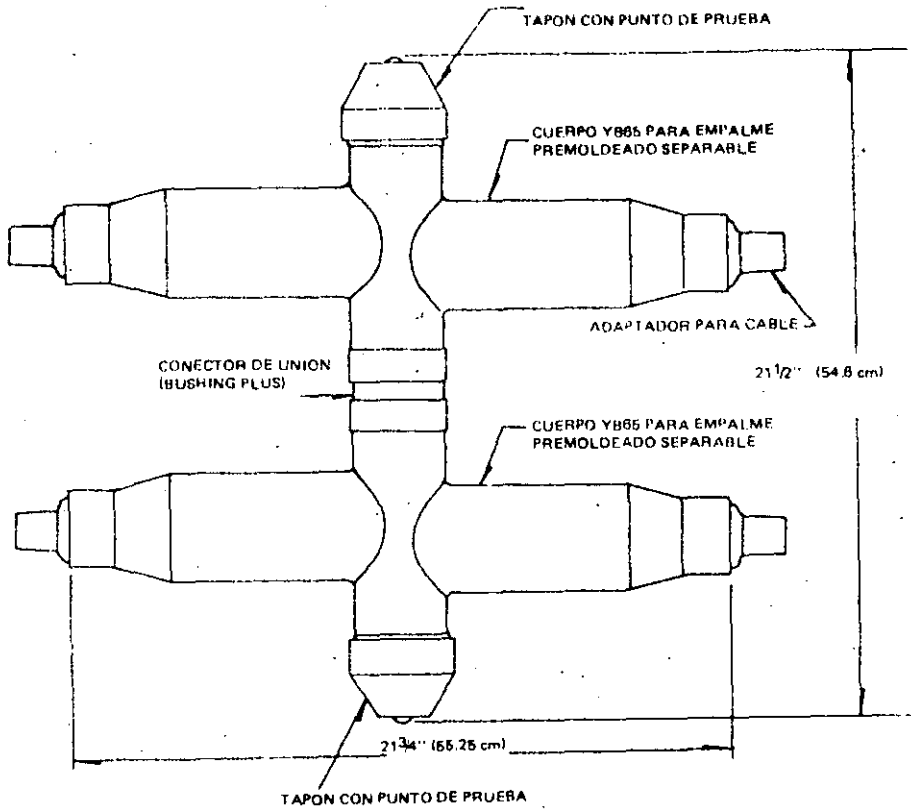
NEMA-CC-P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C119.2

LISTA DE MATERIALES

	DESCRIPCION	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	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T 16 B	T 16 C	2
4	CONECTOR DE UNION	TC16 B	TC 16 C	1
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
5	CONECTOR DE COMPRESION	TC 65 'Y'	TC65 'Y'	3
6	ADAPTADOR PARA CABLE	TA65B 'X'	TA65C 'X'	3

Fig. 15.14
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600-200 AMPERES
EMPALME SEPARABLE 600A. 3 VIAS
Y65B-L3 y Y65C-L3

15



DISEÑADO y PROBADO SEGUN LAS SECCIONES APLICABLES DE LOS SIGUIENTES ESTANDARES

NEMA-CC P2-1971
EEI NEMA TDJ 162
ANSI C 119.2

LISTA DE MATERIALES

	DESCRIPCION	8.3 KV. A TIERRA	15.2 KV. A TIERRA	CANTIDAD
1	CUERPO PARA EMPALME SEPARABLE CON PERNO	Y865B-S	Y865C-S	2
2	TAPON CON PUNTO DE PRUEBA	T18B	T18C	2
3	CONECTOR DE UNION	TC18B	TC18C	1
	(ORDENAR POR SEPARADO)			
4	CONECTOR DE COMPRESION	TC85 'Y'	TC85 'Y'	4
5	ADAPTADOR PARA CABLE	TA85B 'X'	TA85C 'X'	4

Fig. 15-15
CONECTORES AISLADOS SEPARABLES
CONJUNTOS MODULARES 600 / 200 AMPERES
EMPALMES SEPARABLES 600A, 4 VÍAS
Y865B L4 y Y865C L4

15

Capítulo 16.— Indicadores de Fallas

- 16.1.— Principios de operación**
- 16.1.— Guías de utilización**
- 16.3.— Selección e instalaciones**

16 INDICADORES DE FALLA.

16.1) Principios de operación

La complejidad de los sistemas de distribución de potencia, en constante incremento aunada a la creciente demanda pública de más eficiencia y más rápida reparación de interrupciones en el sistema, requiere de dispositivos que permitan localizar tales fallas de manera más simple y efectivamente.

Un análisis efectuado a los sistemas de distribución de potencia actuales, muestra que el uso de detectores de fallas automáticos, situados a intervalos regulares a todo lo largo del sistema, brinda la solución más económica para la detección y localización de fallas.

Dichos detectores deben tener las siguientes características:

- a).- La capacidad para detectar las más rápidas fallas transitorias y responder a todas las condiciones de fallas antes que los fusibles de más alta velocidad utilizados.
- b).- Proporcionar una lectura totalmente definida y ser legible a distancia.
- c).- Detectar las sobrecorrientes con precisión y restablecerse instantáneamente cuando la corriente de línea se restablezca a la corriente normal.
- d).- El mecanismo indicador debe ser capaz de proporcionar un registro de las fallas después de que la línea haya sido desenergizada.
- e).- Resistente a la corrosión para que pueda operar adecuadamente en ambientes con alta concentración de humedad.

- f).- Como características deseables se encuentran: La instalación rápida sobre las líneas existentes sin desconectarlas, larga vida activa.

En la práctica los indicadores de falla en una red de distribución subterránea, se instalan en cada transformador tipo pedestal o sumergible. Para localizar la sección de falla del circuito, se sigue la trayectoria de distribución desde la alimentación hasta la carga, revisando cada detector automático de fallas a lo largo de la misma. Cuando un detector es identificado con indicación de que una falla ha ocurrido, la falla se sitúa entre el detector con indicación de "falla" y el siguiente detector con indicación de "normal".

Los indicadores de falla modelos EC-100 y EC-300, son dispositivos, totalmente sumergibles de estado sólido, resistentes, capaces de soportar las condiciones más severas encontradas en líneas aéreas y subterráneas. Consisten de un traductor sensible a la corriente que pasa sobre la línea monitoreada y un indicador.

El indicador de fallas mostrará la letra "F" sobre la carátula cuando la corriente de línea exceda el valor especificado por el usuario para que sea la corriente de falla. Cuando la corriente de línea retorna a los niveles normales, el indicador se restablecerá automáticamente y la indicación será con una letra "N" sobre la carátula. Si la energía en la línea es interrumpida en cualquier momento, por cualquier razón, los modelos EC-100 y EC-300 continuarán indicando el último estado de la corriente de línea antes de que la energía se suspendiera.

Para el diseño de los indicadores de fallas modelos EC-100 y EC-300, ha sido tomado en cuenta en forma muy especial que sean capaces de brindar

instantáneamente la lectura de las condiciones de la corriente de línea así como permitir al usuario coordinar los indicadores con los más rápidos fusibles limitadores de corriente disponibles (fig. 16.1). Los modelos EC-100 y EC-300 reaccionarán a los transitorios de la falla tan pequeñas en duración como es 200 microsegundos. Para cortos circuitos momentáneos cuando los árboles rocen los cables, en corrientes anormales momentáneamente, etc. La unidad indicará la falla durante el período en que la corriente se exceda y volverá a su estado normal cuando la línea se restablezca a las condiciones normales.

Las ventajas más sobresalientes en los modelos EC-100 y EC-300 son las siguientes:

- a). Núcleo cerrado de ferrita.
- b). Totalmente sumergible.
- c). Precisión del indicador de $\pm 5\%$ de la corriente nominal.
- d). Amplio rango de temperatura de operación desde 40°C a 85°C .

En el diseño del elemento sensor se han considerado las características de diversos sensores que dependiendo del material con que sean hechos los núcleos se clasifican en: Saturados y no saturados. Y en función de como se forme el circuito magnético se definen como de núcleo abierto ó núcleo cerrado. Las características de cada uno de ellos son:

Saturación: Al tener un circuito magnético el hecho de utilizar un material con suficiente capacidad de magnetizarse como puede ser acero, el problema que se presenta es que a medida que se incrementa la corriente del sistema mayor será la potencia transmitida por el cable de enlace del sensor y la carátula pudiendo darse el caso de tener por efecto de dicha potencia un incremento de temperatura tal que puede ocasionar

la destrucción del indicador o bien riesgos a los trabajadores que revisarán la red de distribución.

Al utilizar un núcleo del tipo saturado, como es el caso del núcleo de ferrita, la corriente de saturación es tan pequeña, debido a las propiedades tan pobres de magnetización del núcleo, por lo cual aún al tener mayor corriente en el cable, la potencia transmitida por el sensor a la carátula será tan pequeña que el calor generado si acaso elevará la temperatura de la carátula uno ó dos grados centígrados.

Núcleo cerrado o abierto: Al tener el sensor abierto en alguno de sus extremos y estar instalado en una red en la cual existen varios cables instalados, el posible problema a presentarse es que la acción magnética de los cables que rodean al sensor puede ejercer ciertos disturbios en el indicador en cuestión y por lo tanto, restarle su confiabilidad y precisión.

En el caso de los modelos EC-100 y EC-300, el núcleo es del tipo cerrado y no tendrá influencia de otros cables colocados alrededor del sensor; además la forma de cerrar el circuito magnético es tal que el núcleo siempre estará en esa posición debido a los elementos rígidos utilizados para mantenerlo en esa posición. Existen algunos núcleos que permanecen cerrados debido a la acción de un resorte, y el problema que se puede presentar es que por efectos de maniobras de instalación se llegue a desalinearse las partes móviles del núcleo y por lo tanto quede de la forma de núcleo abierto.

En la figura 16.2, se ilustran los diferentes tipos de núcleos y se aprecia la forma en que pueden ser influenciados por la acción de cables adyacentes. Lógicamente los factores que determinan la influencia de cables adyacentes serán: La magnitud de la corriente que circule, y la distancia entre uno y otro.

Fig. 16.1

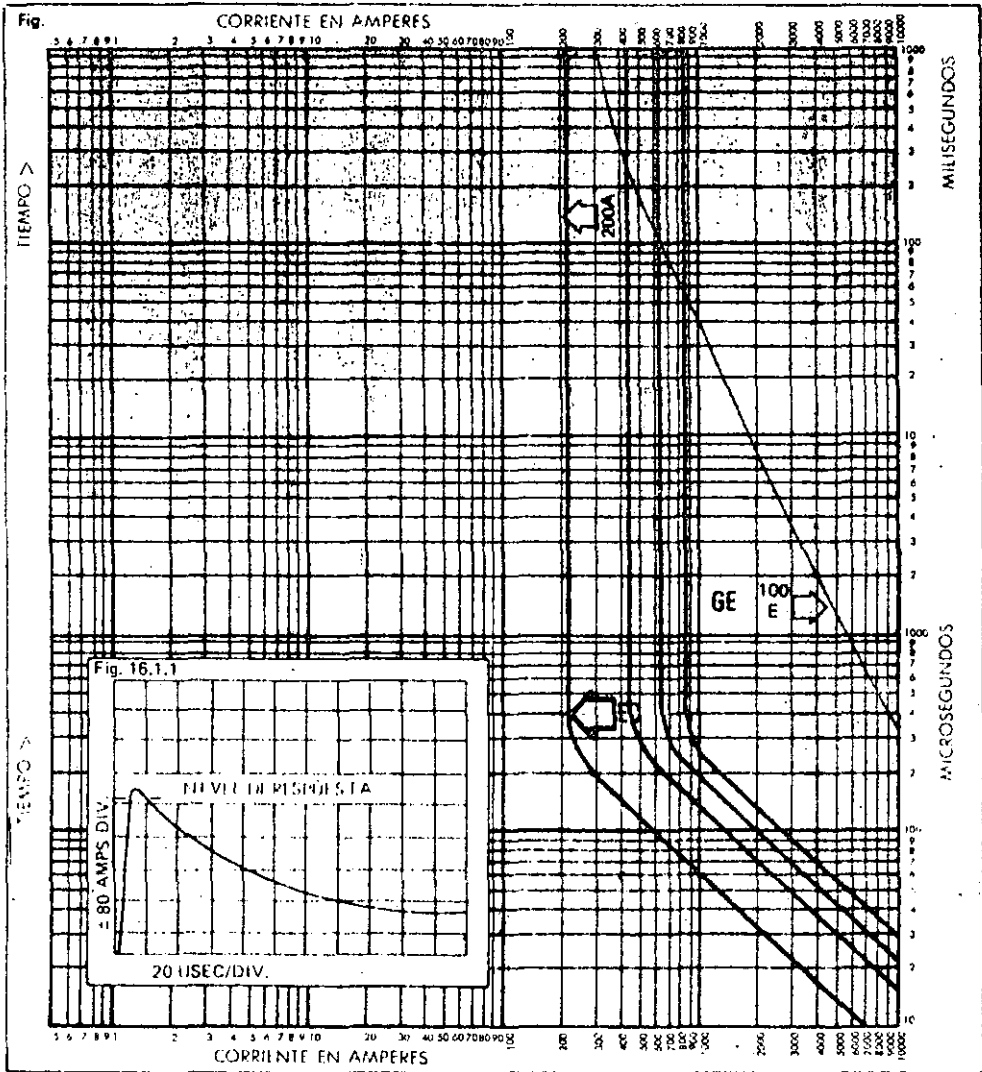
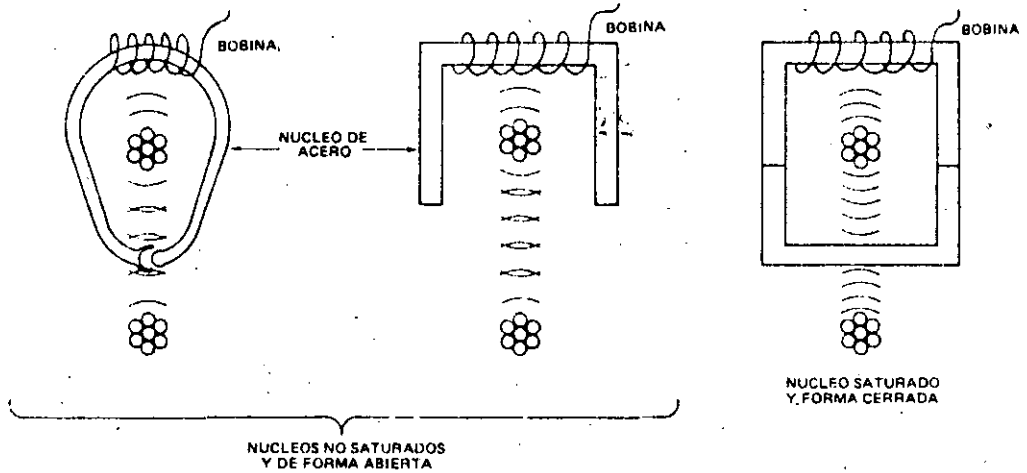


Fig. 16.2

Formas típicas de núcleos sensores de indicadores y falla, mostrando la acción que tienen cables adyacentes sobre la operación de las unidades.



16.3) Guía de utilización:

Considérese una falla en un sistema de distribución subterráneo tal como el normalizado por C.F.E. para áreas residenciales, en anillo, con operación radial, abierto aproximadamente en su

centro de carga, y provisto con un medio de seccionalización en todos los transformadores y derivaciones del anillo (norma CFE-DRS, Septiembre, 74, pág. 3).

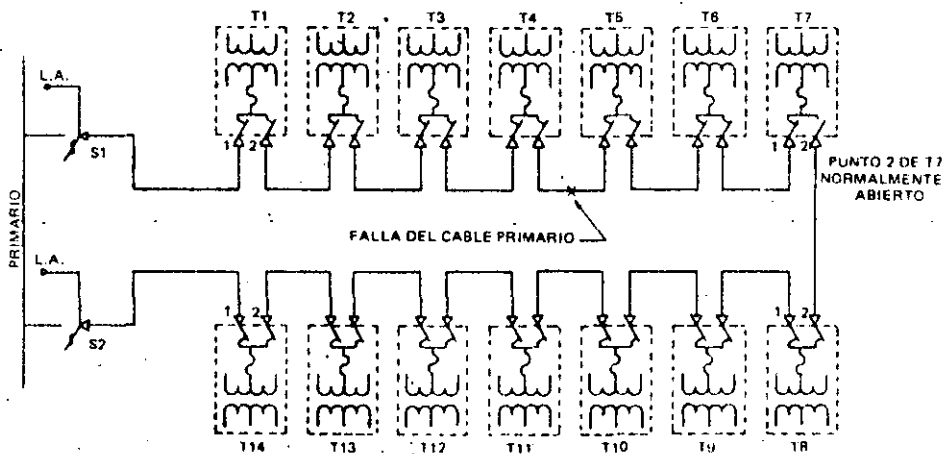


Fig. 16.3 Sistema de Distribución en Anillo



Considérese que la falla se ha presentado entre los transformadores T4 y T5, y que el switch 2 de T7 está normalmente abierto, en el sistema presentado en la figura 1. Suponiendo que no estuvieran instalados los indicadores de falla, se procederá a efectuar las siguientes operaciones:

- 1.- Inspección visual de cada transformador en sus terminales.
- 2.- Verificar que ningún tramo de cable se haya sometido a daño mecánico.
- 3.- Seccionar el sistema por medio de aperturas y cierres o por bisección, partiendo del switch 1 de T-4, en el centro de la mitad del anillo que está fuera de servicio.
- 4.- Seccionar en tres etapas con operación de switcheo.
- 5.- Verificación de la falla antes de cualquier seccionalización.
- 6.- Posible aumento a 7 etapas de seccionalización.
- 7.- Localización de tramo de la falla.
- 8.- Localización de falla.

Suponiendo que en cada transformador o punto de switcheo hubiera un indicador de fallas, las operaciones a efectuar serían las siguientes:

- 1.- Inspeccionar indicadores de falla, secuencialmente o al azar.
- 2.- Establecer la localización del tramo de falla.
- 3.- Localización de falla.

Pueden disponerse de dos opciones con indicadores de falla para localizar fallas en el sistema.

Contemplando la segunda opción tiene una ventaja principal que incluye inversiones financieras relativamente

reducidas sobre el equipo, puesto que sólo son necesarios indicadores de falla para equipar a las cuadrillas. Sin embargo, algunas desventajas podrían resumirse en:

- a).- Tiempo utilizado para determinación de donde se colocarán los I.F. portátiles.
- b).- Limpieza suficiente para la operación.
- c).- Limpieza o fumigación del lugar.
- d).- Instalación de indicadores.
- e).- Cambio de fusibles y recierre del sistema.
- f).- Chequeo de posición en los indicadores (falla o normal).
- g).- Localización de falla.

Estas desventajas tienden a aumentar el costo de la simple operación de localizar la falla, por lo que se desprende que el uso de indicadores de falla permanentes es el más recomendado.

Coordinación con fusibles o dispositivos de protección.

Un indicador de falla ideal sólo respondería cuando el dispositivo de protección en el circuito actuara. Las curvas tiempo corriente establecidas para los indicadores, permiten estudios de coordinación para tiempos mayores de 1 ciclo. La figura 16.4 muestra las curvas representadas de algunas unidades disponibles. Los valores abajo de 0.01 seg. no son prácticos para los estudios de coordinación, puesto que las curvas de dispositivos de protección no están usualmente disponibles para esos tiempos y no hay acuerdo general en los métodos para cubrir esta área. Si el dispositivo puede actuar en tiempos menores a 1 ciclo, es prudente referirse al fabricante para datos de prueba actualizados. La fig. 16.1 muestra una comparación entre curvas tiempo-co-

riente de un indicador Edison y un fusible marca G E. de acción rápida. En la figura 16-1 se observa la gráfica de osciloscopio de la respuesta de un indicador EC establecido a 225 ampe-

res R.M.S., correspondiente a un nivel de funcionamiento de 335 amperes. pico y una corriente de falla de 4000 amperes.

NUCLEOS DE INDICADORES

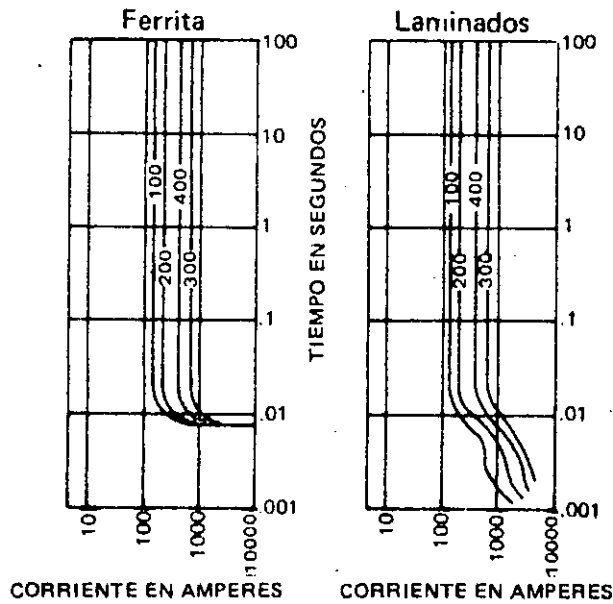


Fig. 16-4

Curvas representativas de dos diferentes indicadores con nucleos diferentes.

Normas de indicadores de falla de restablecimiento automático:

Un producto de esta naturaleza requiere cierto grado de normalización para asegurar una mutua comprensión entre usuario y fabricante. Varias asociaciones en los Estados Unidos han

tomado esta tarea y la tabla mostrada a continuación enlista aquellos requerimientos que se consideran significativos, así como los valores propuestos por los diferentes grupos.

Requerimientos	Comité de T y D, IEEE.	Comité de I y D, EEI.	Comité Western Underground
Rangos en amperes, R.M.C. simétricos.	200, 400, 600, 800, 1000 1200.	100, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1200.	200, 400, 500, 600, 800, 1000 1200
Tolerancia	± 5%	± 5%	± 10%
Corriente de restablecimiento, amperes, R.M.C.	3.5 + 5%	3 máx.	3 máx.
Diámetro interno del núcleo (Pulg.).	1.5, 2.0, 2.5	2.0	1.5, 2.0, 2.5
Longitud de la punta del cable para el indicador (pies).	6	8	6
Temperatura de operación (°C)	De -20 a + 55	De -40 a + 85	De -40 a + 85
Capacidad de soportar la falla, amperes R.M.C., simétricos	25 kA, 0.17 seg.	20 kA, 10 ciclos	20 kA
Altura de letras "N" (normal), y "F" (falla) en pulgadas, mínima	1/4"	3/8"	1/4"
En todos los casos se requieren marcar: Nombre de fabricante, modelo, corriente de disparo y fecha de fabricación, además:		Corriente de restablecimiento	Corriente de restablecimiento y tiempo de respuesta.
Inmersión en agua:	Ciclo de calentamiento a 1 pie de profundidad, 3 semanas a 6 pies de profundidad.	10 pies	15 pies, 168 horas

16. Señalización y configuración

Los indicadores de falla Edison-control se presentan en las siguientes configuraciones y especificaciones:

1. MODELO EC100 - DISPARO RÁPIDO, CARATULA PARTE N.º 01

Una unidad de rápido funcionamiento (1 Microseg.) de una sola fase con indicador integrado con núcleo para aplicación manual o remota para cables aéreos.

2. MODELO EC100 - DISPARO RÁPIDO, SEÑALIZACIÓN REMOTA, PARTE N.º 02

De las mismas especificaciones que la Parte 01, pero con el indicador remoto montado desde el núcleo sensor por un

cable (longitud estándar: 1.8 Mts.).

3. MODELO EC300 - 3 Fases - 3 Fases con Restablecimiento Individual Parte No. 03

Un sistema de nivel de fase de rápido funcionamiento, con 3 núcleos sensores que alimentan un solo indicador. La reposición se efectúa al restablecer la energía a cualquiera de los 3 cables.

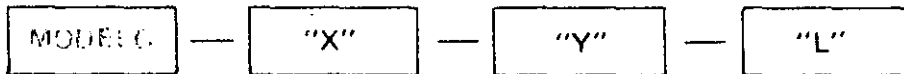
4. MODELO EC300 - 3 Fases Restablecimiento Combinado Parte No. 04

Una unidad del funcionamiento rápido similar al de Parte 03, pero que requiere el restablecimiento de energía en los 3 cables para reponer el indicador.

TABLA DE CARACTERÍSTICAS Y SELECCIÓN

MODELO	DESCRIPCION	"X"	"Y" (CALIBRACION EN AMPERES)	"L" (LONGITUD DEL CABLE EN METROS)
EC 100 OH	SEÑALIZACION (CARATULA INDICADORA EN CONDICION DE FALLA) INTEGRADA AL NUCLEO, DISPARO RAPIDO	01	CUALQUIER MAGNITUD DE CORRIENTE DE 50 A 1 500 AMPERES ESTANDAR; 200, 400, 600 AMPERES	1.8 METROS LONGITUD ESTANDAR
EC 100	SEÑALIZACION REMOTA, DISPARO RAPIDO, MONOFASICO	02		
EC 300	SEÑALIZACION REMOTA, DISPARO RAPIDO, TRIFASICO, RESTABLECIMIENTO INDIVIDUAL.	03		INDICAR EN METROS OTRA LONGITUD DESEADA
EC 300	SEÑALIZACION REMOTA, DISPARO RAPIDO, TRIFASICO, RESTABLECIMIENTO COMBINADO.	04		

METODO DE SELECCION



EJEMPLO

Seleccionar indicador de falla de señalización remota, longitud estándar

del cable, para un sistema de distribución residencial monofásico, calibrado a 200 Amperes:

EC 100 02 200 1.8



Instalaciones

Con el objeto de revisar la condición de falla o normal en los indicadores de falla, se instalan las carátulas de tal forma que se puedan revisar sin tener que abrir las puertas del equipo, reduciendo así el tiempo de revisión de los indicadores, en cuyo caso se cuenta con estuches que contienen todos los elementos para llevar a cabo dicho montaje, como son:

- Placa de material plástico: Resistente a la acción de la intemperie y al abuso mecánico, su función es la de proteger la carátula del indicador, como es transparente no impide la revisión del indicador.

- Tornillos para fijación: Para fijar la placa al equipo y la carátula a la placa.

- Plantilla de dimensiones autoadherible: Para indicación de los barrenos necesarios para llevar a cabo la instalación y poder revisar la carátula del indicador.

En la figura 16-5 ilustran la instalación de la carátula de los indicadores sobre la pared lateral de un transformador "tipo pedestal". Y la figura 16-6 muestra los elementos que contiene el estuche para instalación de carátula sobre pared lateral del equipo y lectura desde el exterior.

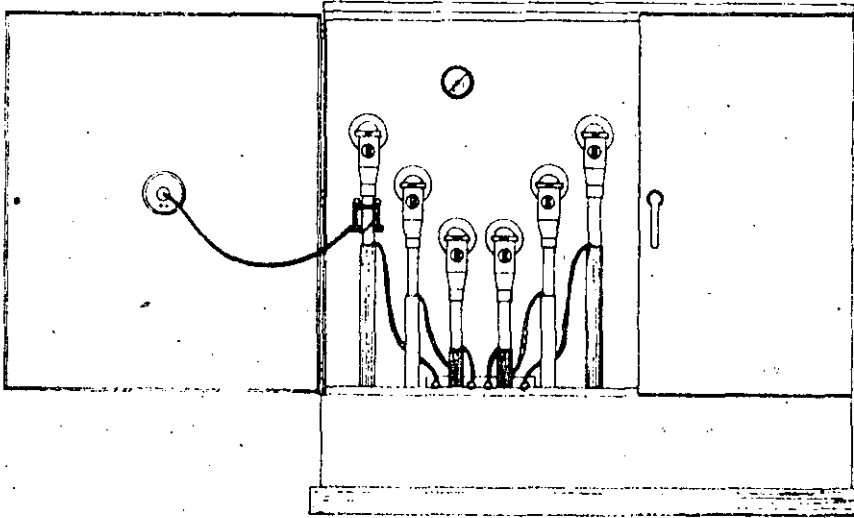


Fig. 16-5. Instalación de carátula sobre pared lateral de transformador tipo pedestal.

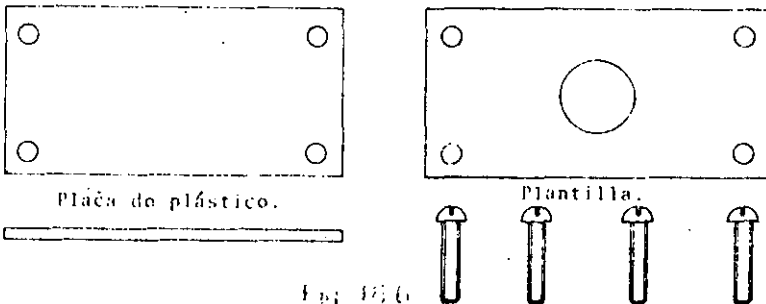
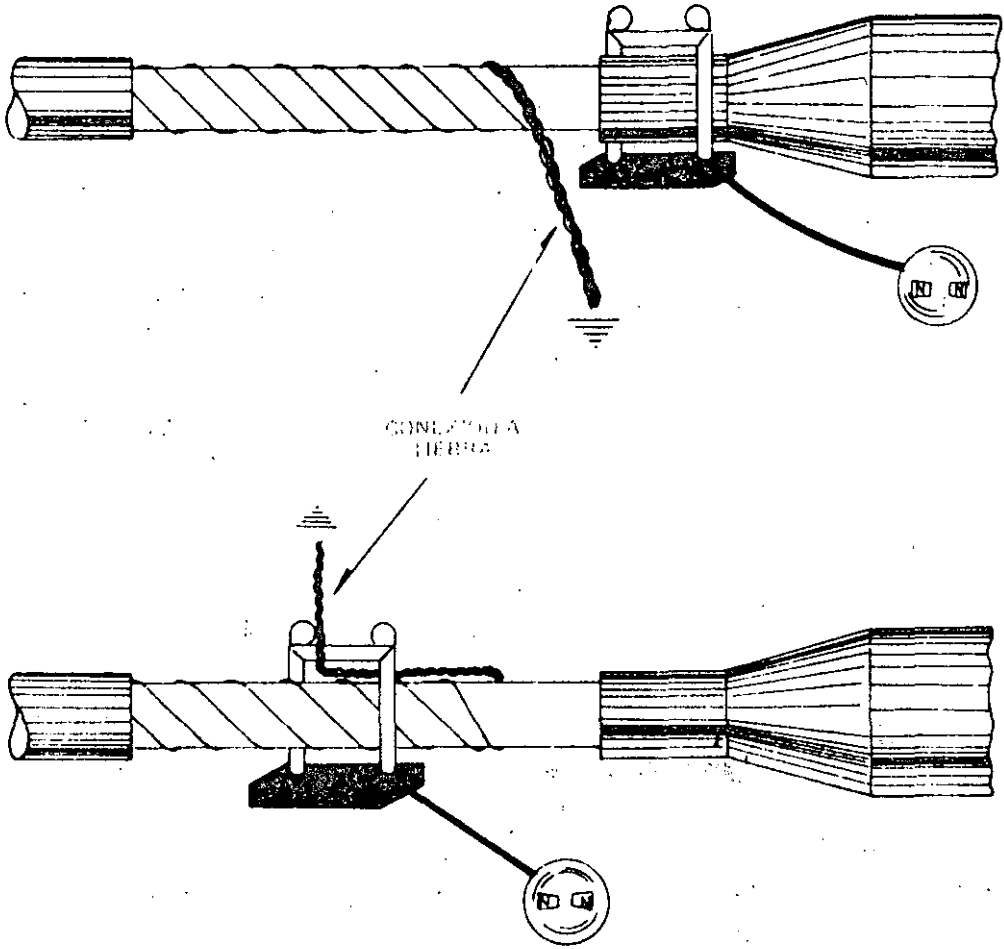


Fig. 16-6

Componentes del estuche para instalación de carátula sobre pared lateral de equipo.

La forma correcta de instalar el elemento sensor en el cable de distribución

subterránea es la mostrada en la figura 16.7





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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

COMPLEMENTO DEL TEMA: SELECCION Y ESPE-
SIFICACION DE EQUIPO"

ENERO 1985

Selección y Aplicación de Motores de Inducción.

1. Introducción.

- 1.1 Definición del Motor Eléctrico
- 1.2 Principio del Motor Eléctrico
- 1.3 Características de los Motores Eléctricos

2. Características de la Carga y del Motor.

- 2.1 Métodos de Acooplamiento
- 2.2 Selección del Motor
- 2.3 Características de Par de las Máquinas
- 2.4 Características del Motor

3. Sistemas de Arranque.

- 3.1 Arranque del Motor a través de la Línea
- 3.2 Arranque con Autotransformador.
- 3.3 Arranque con Resistencias
- 3.4 Arranque para Devanado Bipartido
- 3.5 Arranque Estrella-Delta.

4. Condiciones Ambientales y Aislamiento.

- 4.1 Condiciones Ambientales
- 4.2 Temperatura Ambiente
- 4.3 Altura sobre el Nivel del Mar
- 4.4 Impacto y Vibración
- 4.5 Contaminantes Atmosféricos

Selección y Aplicación de Motores de Inducción

1. Introducción. El motor impulsor de uso industrial más comúnmente conocido es el motor de inducción de corriente alterna conocido como motor de inducción jaula de ardilla. Sus principales ventajas son las siguientes:

- a) Bajo costo inicial.
- b) Control no complicado y de bajo costo.
- c) Bajas pérdidas de mantenimiento.
- d) Versatilidad de Diseño.
- e) Alta eficiencia.
- f) Aceptable factor de potencia.

La simple y robusta construcción que contribuye a un mínimo mantenimiento es evidente en el rotor jaula de ardilla que básicamente es un cilindro formado por un cierto número de barras de aluminio, cobre, etc., las cuales están conectadas en ambos extremos por unos anillos de corto circuito.

1.1. Definición de Motor Eléctrico. Las máquinas eléctricas son dispositivos capaces de transformar la energía eléctrica en energía de otro tipo o viceversa. Se denomina motor eléctrico a aquella máquina que transforma la energía eléctrica en energía mecánica.

1.2. Principio del Motor Eléctrico. Sabiendo que se puede producir electricidad haciendo que un conductor atraviese un campo magnético, éste es en esencia el principio de funcionamiento de cualquier máquina eléctrica rotativa de tal manera que lo que sucede en el motor de inducción es lo siguiente: a) Cuando el estator es energizado con corriente alterna un campo magnético en el rotor es establecido; inmediatamente, las barras del rotor son cortadas por las líneas de flujo de este campo, como resultado un voltaje se induce en las barras y causa un flujo de corriente en ellas que origina un campo magnético en el rotor con polos Norte (N) y Sur (S) en el rotor. Fuerzas de atracción y repulsión entre los polos del estator y rotor poseen el movimiento a éste último tratando de llevarlo a la velocidad del flujo del campo giratorio del estator.

1.3. Características de los Motores Eléctricos.

1.3.1. Potencia. La Potencia nominal de cualquier aparato de inducción es la potencia útil que puede suministrar junto con las características de voltaje, corriente y frecuencia incluídas.

dados por el fabricante. Generalmente la potencia de los motores eléctricos se mide en HP, mejor conocidos como caballos de potencia, ahora bien un caballo de potencia equivale a 745.7 Watts.

1.3.2.- Par: Es la fuerza en la flecha que el motor en un momento dado puede proporcionar así se tienen varias clases de pares:

a).- Par de Plena Carga: Es el correspondiente para producir la potencia nominal a la velocidad especificada en la placa de datos.

b).- Par de arranque: Es el par mínimo que un motor desarrolla con el rotor frenado a velocidad cero aplicando tensión y frecuencia nominales.

c).- Par mínimo: Es el mínimo desarrollado durante su curva de operación.

d).- Par de Aceleración: Es la diferencia ó exceso de pares entre los desarrollados por el motor y los demandados por la carga, en un período comprendido desde el reposo hasta la velocidad de operación.

e).- Par Máximo: Es el máximo desarrollado por el motor bajo frecuencia y tensión nominales sin que suceda un descenso brusco de la velocidad del motor. También se le conoce con el par de desenganche.

1.3.3.- Velocidad Síncrona: La velocidad síncrona del campo síncrono de un motor de inducción (jaula de ardilla) está determinada por la frecuencia del suministro de energía y el número de polos para los cuales el motor este en bobinado. La velocidad síncrona se puede obtener de la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{120 \cdot F}{P}$$

donde

$$N_s = \text{Velocidad Síncrona (RPM)}$$

$$F = \text{Frecuencia de la fuente de alimentación (Hz)}$$

$$P = \text{Número de Polos}$$

1.3.4.- Deslizamiento: La diferencia que existe entre la velocidad síncrona y la velocidad real del motor se le conoce como deslizamiento, el cual se expresa generalmente como porcentaje por lo tanto:

$$S = \frac{(N_s - N_r)}{N_s} \times 100$$

donde:

S es el porcentaje de deslizamiento

N_s es la velocidad síncrona

N_r es la velocidad del rotor.

1.3.5.- Corrientes: De la corriente (amperes) que toma de la línea un motor eléctrico se desprenden ciertas características tales como:

a).- Corriente de Plena Carga: Es la corriente nominal de datos de placa que el motor debe tomar de la fuente de alimentación para que a voltaje y frecuencia nominales satisfaga todas sus características de placa.

b).- Corriente en vacío: Esta viene siendo la corriente sin carga del motor de inducción y está formada por dos componentes: Corriente Magnetizante que es la corriente requerida para mantener el flujo en el circuito magnético y corriente activa que es la que se requiere para alimentar las pérdidas sin carga. Estas pérdidas sin carga son las pérdidas del núcleo, las de fricción y ventilación y las pérdidas del cobre del embobinado debidas a la corriente en vacío.

c).- Corriente de corto Circuito: Es la corriente que toma un motor de inducción de la línea cuando el rotor está frenado a velocidad cero.

1.3.6.- Pérdidas: Las pérdidas ó energía no aprovechable de un motor de inducción se pueden encerrar en tres grupos:

a).- Pérdidas por fricción y ventilación: Las pérdidas por fricción de un motor de inducción se deben a los apoyos (baleas) y las pérdidas por ventilación dependen de la velocidad.

trucción del motor, y son muy difíciles de calcular. Las pérdidas combinadas de fricción y ventilación son del orden del 3% de la potencia demandada por el motor.

b). - **Pérdidas en el Núcleo:** Las pérdidas en el núcleo para motores de inducción se componen de las de histéresis; las de dispersión en dientes y yugos más las pérdidas adicionales. Estas pérdidas adicionales comprenden las superficiales en los dientes debido a variaciones en la densidad del hierro, las de pulsación en los dientes debido a variaciones en la densidad de los dientes, pérdidas debidas a rebabas en las ranuras, pérdidas debidas al flujo no distribuido uniformemente, etc.

Las pérdidas por unidad de peso a varias densidades de flujo y para diferentes calidades de acero eléctrico se obtienen de curvas las cuales se trazan a partir de pruebas en muestras. Las pérdidas adicionales no se pueden calcular.

c). - **Pérdidas en el Cobre:** Tanto en los circuitos de corriente alterna como en las de corriente continua las pérdidas, ($I^2 R$) en el cobre se calculan multiplicando el cuadrado de la intensidad de corriente en amperes por la resistencia óhmica de los conductores a través de los cuales circula la corriente, el resultado viene dado en watts. En los motores de inducción las corrientes del estator y rotor producen pérdidas en el cobre de la máquina para cualquier valor de carga ó del deslizamiento y se pueden calcular por medio del circuito equivalente del motor.

1.3.7. - **Factor de Potencia:** A la función trigonométrica (coseno) del ángulo que forman la corriente activa y la corriente de plena carga se le llama factor de potencia, ya que representa la relación que existe entre la potencia real consumida (potencia activa) y la potencia absorbida (aparente) de la fuente de alimentación.

1.3.3.2. **Eficiencia:** La eficiencia de un motor eléctrico es la relación que existe entre la potencia entregada y la potencia consumida por lo que generalmente se expresa en porcentaje.

$$\eta = N = \frac{P}{W} \times 100$$

1.3.3.3. **Factor de Servicio:** El factor de servicio para motores es un multiplicador que indica la relación de plena carga a la cual la sobrecarga continua máxima permisible puede llevar el motor bajo las condiciones óptimas en sus datos de placa.

13.10. - Letra de Código NEMA. La placa de características de cualquier motor de corriente alterna, deberá ser marcada con una letra clave, seleccionada de acuerdo a la tabla adjunta, para indicar los KVA a ω r bloqueado por H.P. Esta letra de código deberá ser a tensión y frecuencia nominales.

Clave para KVA a Rotor bloqueado por HP.

Letra:	KVA/HP	Letra:	KVA/HP.
A	0 - 3.15	K	8.0 - 9.0
B	3.15 - 3.55	L	9.0 - 10.0
C	3.55 - 4.0	M	10.0 - 11.2
D	4.0 - 4.5	N	11.2 - 12.5
E	4.5 - 5.0	P	12.5 - 14.0
F	5.0 - 5.6	R	14.0 - 16.0
G	5.6 - 6.3	S	16.0 - 18.0
H	6.3 - 7.1	T	18.0 - 20.0
J	7.1 - 8.0	U	20.0 - 22.4
		V	22.4 - y mayores.

El problema de la aplicación de motores de inducción jaula de ardilla, se reduce esencialmente a determinar con el máximo cuidado los factores siguientes:

2. - Características de la carga y del motor: tales como acoplamiento del motor a la carga, velocidad, capacidad en CP., pares requeridos, características de inercia y aceleración y ciclo de trabajo.

3. - 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.

4. - Condiciones ambientales y aislamiento: 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.

Los motores se encuentran normados en México bajo las normas de CONNIE (Comisión Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica). En éste artículo nos basaremos en éstas Normas y en las Normas americanas de la NEMA.

2. - Características de la Carga y del Motor. -

2.1 - 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, solo es práctico, si la carga puede accionarse a la misma velocidad que el motor, como sucede en bombas, compresores centrífugo 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 del acoplamiento en sí, es necesario nivelar, alinear y anclar perfectamente el grupo.

Transmisión con banda o cadena. - Al aplicar éstos métodos de transmisión y reducción de velocidad a motores, deben comprobarse siempre dos factores.

- a).- Carga radial adicional sobre la chumacera 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 Armazón	No. de Polos	Velocidad Sincronica, RPM.	C.P. máximos Por transmitir.
250 T	2	3600	25
445 T	4	1800	200
445 T	6	1200	125
445 T	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.

2.2 Selección del Motor. -

Datos Básicos. - En general son tres los datos básicos que hay que conocer de una máquina para seleccionar el motor:

- 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:

- 1).- Una sola velocidad.

b). - Dos o más velocidades fijas.

c). - Velocidad infinitamente ajustable.

Potencia en C.P. - 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 en su 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:

CP en la flecha = $\frac{\text{KW de entrada} \times \text{Eficiencia del motor}}{736}$

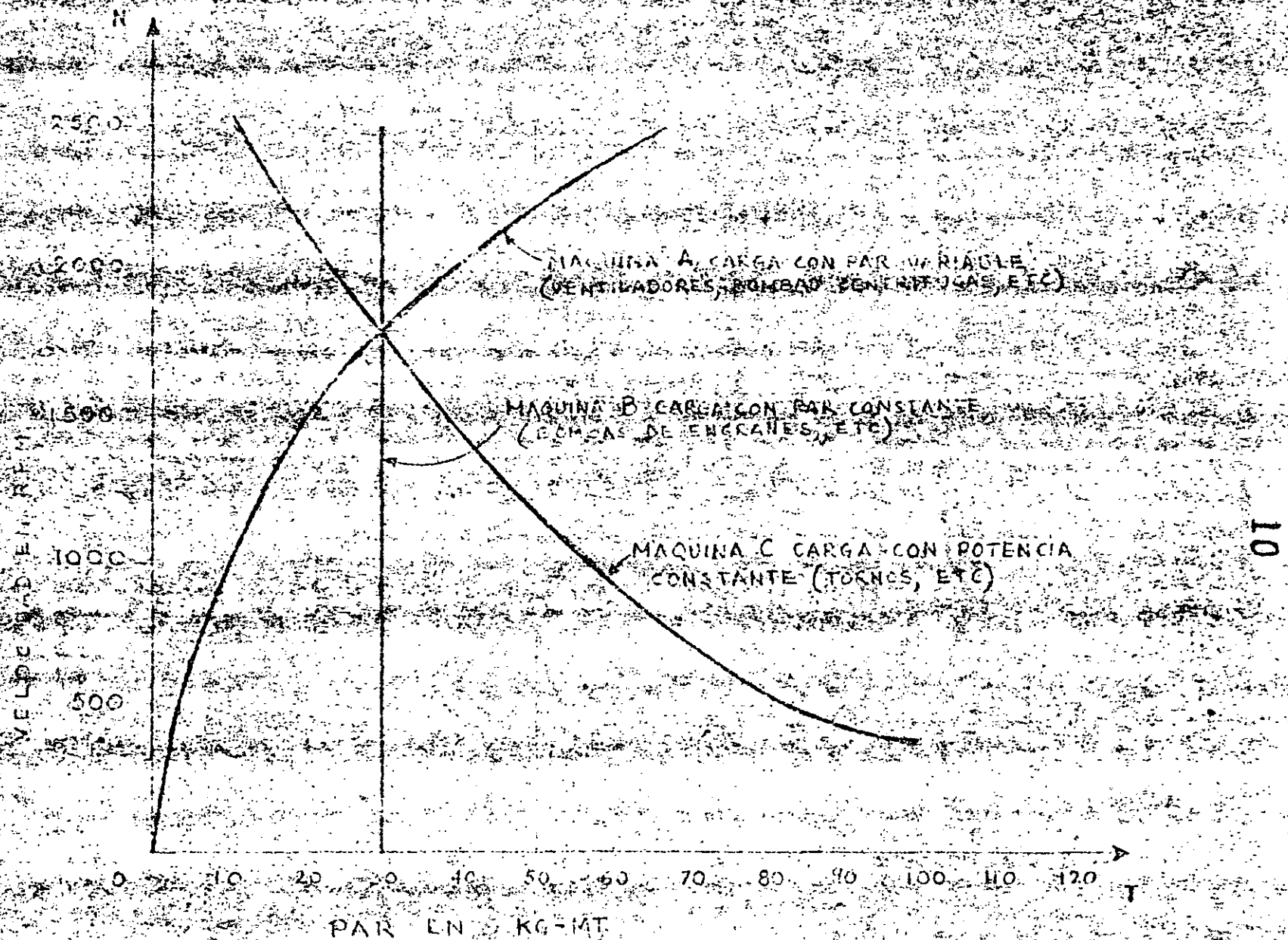
c). - Comparación. - Si a) o b) resultan imprácticos hágase una comparación cuidadosa de la máquina a propulsarse con máquinas similares cuyas necesidades de potencia sean conocidos. Este método es el más errático de los tres y solo debe usarse en casos extremos.

Parcs. - 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 hueso o desmenuzadores de troncos en la industria del papel.

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 parcs de los motores.

c). - Par máximo. - En el caso de cargas variables, el motor debe ser capaz de desarrollar suficiente par para prevenir que el mismo se caliente o se dañe, cuando la demanda de energía por parte de la máquina es máxima.



10

CARACTERÍSTICAS DE PAR DE ALGUNAS CARGAS

Características de Par de las Máquinas. -

En general existen tres tipos de requerimientos de par en las máquinas movidas como se muestra en la figura No. 1.

Máquina A: "Carga de Par Variable". -

En éstas máquinas el par varía con el cuadrado de la velocidad de operación, como en ventiladores, sopladores y bombas centrífugas, todas las cuales requieren pares mucho más bajos a velocidades bajas que a velocidades altas. En éstas máquinas el par de arranque solo es el requerido por fricción e inercia, que son relativamente bajas.

Máquina B. - "Carga de Par Constante". -

En éstas los requerimientos de par no varían con la velocidad. La carga principal en éstas máquinas es de fricción, como en transportadores, máquinas para las industrias del hule y papel, líneas de proceso, bombas de engranes, etc.

Máquinas C: "Carga de Potencia Constante". -

En éste tipo de máquinas, la demanda de par aumenta al decrecer la velocidad. La potencia requerida permanece constante para todo el rango de velocidades. Típico de esta carga, son algunos tornos donde se hacen cortas gruesas a velocidades bajas.

Sin embargo existen máquinas que no caen bajo ninguna de éstas tres clasificaciones. En este caso es necesario obtener la curva Par-velocidad del fabricante.

Máquinas con Velocidad Constante y Carga Variable. -

En muchos casos una máquina de velocidad constante, tiene una carga variable, es decir requiere de una potencia variable. Esto no siempre dicta el uso de un motor cuya potencia sea equivalente a la máxima requerida por la carga. Para determinar la potencia es necesario determinar el valor cuadrático medio de la misma como sigue:

1. Multiplíquese el cuadrado de la potencia por el tiempo requerido en segundos, en cada una de las fases del ciclo de trabajo.

2. Divídase la suma de estos resultados por el tiempo efectivo en segundos para completar el ciclo total. Use un $1/3$ de los tiempos de reposo para motores abiertos y $1/2$ de los tiempos para motores cerrados, debido a la abstracción calorífica reducida cuando el motor se encuentra parado.

3.- Extraigase la raíz cuadrada de este último resultado.

Por ejemplo, una máquina herramienta tiene el ciclo siguiente:

8 CP durante 4 minutos

6 CP durante 50 segundos.

10 CP durante 3 minutos.

Un período de reposo de 6 minutos.

Se usará un motor abierto.

$$\text{CP}^2 \text{ en dr. med.} = \frac{(8^2 \times 240) + (6^2 \times 50) + (10^2 \times 180)}{240 + 50 + 180 + 360/3} = 59.8$$

$$\text{C.P.} = 7.72 \text{ C.P.}$$

Se escogería un motor de $7\frac{1}{2}$ C.P., que como puede observarse se sobrecargará en 33% durante 3 minutos.

2.4 Características del Motor.

Existen cinco parámetros que definen las características de operación de un motor:

Velocidad en RPM.

Capacidad en CP.

Par en Kg-mts.

Corriente de arranque o máxima.

Aumento de temperatura.

Los primeros tres ya han sido discutidos brevemente en el "Selección del Motor" y en relación a la máquina cuyo motor vamos a 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 verificar 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. 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-mts, a un metro de radio.

RPM = Velocidad angular en revoluciones por minuto.

$$\text{Potencia} = \frac{F \cdot d}{t} = 2 \pi T \times \text{RPM} \text{ Kgmts/min.}$$

$$1 \text{ CP} = 75 \text{ kgmts/seg.} = 4500 \text{ kgmts/min.}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM} \times 2\pi}{4500}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \dots \dots \dots (1)$$

La simple fórmula anterior nos muestra la interrelación entre potencia, par y velocidad. Esta fórmula frecuentemente se olvida al aplicar 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 corrientes V y poleas con relación de diámetros 1:1.

Sin embargo el vendedor que ha comprendido la importancia de la fórmula anterior, puede demostrarle al cliente como 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 un 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 1735 RPM, y relación de poleas de 1:1.5.

Ahora hemos listado el costo relativo de los tres motores. El motor de 6 polos tiene más cobre y hierro para poder desaholivar al pie mayor, que los motores de 2 y 4 polos.

Gosto relativo de motores de 10 CP., abiertos.

Polos.	Velocidad en la flecha a 60 hertz RPM.	Armazón	Costo Relativo.
2	3475	213 T	103 %
4	1745	215 T	100 %
6	1160	256 T	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 técnica para ello que los de baja velocidad.

Definición de los Pares del Motor de Inducción.

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.

Par es el producto de fuerza (lgs.) por el radio (mts.) El valor resulta pues en Kg.mts., que indica el número de kilogramos aplicados a un radio de tantos metros.

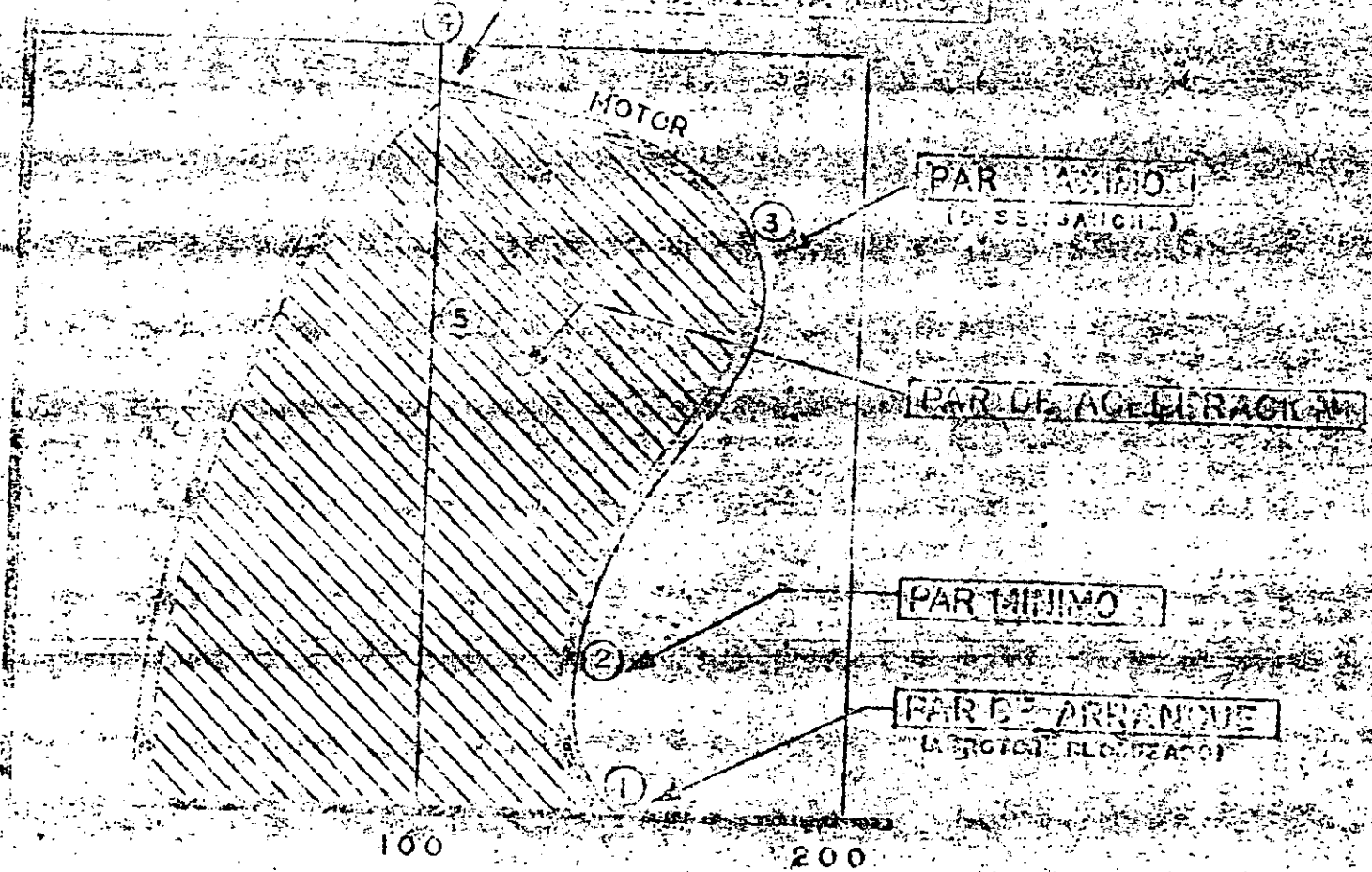
En el caso de una máquina movida, el par es la fuerza rotacional que absorbe la máquina para moverse. En el de un motor, par indica la fuerza rotacional que el mismo produce en su flecha.

La curva típica "Par-Velocidad" de un motor de inducción muestra en la Figura No. 2, ilustra 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 espiga que sigue al arranque. Como veremos adelante, en muchos motores no hay este desarrollo de par, después de arrancar.



--- PAR FORCIAMIENTO DE PLENA CARGA
 --- PAR DE UN MOTOR DE INDUCCION

FIG. 2

El "Par Máximo" es aquel que puede desarrollar el motor sin frenarse, o "señarse" súbitamente. Este se muestra en el punto (3) y generalmente se desarrolla alrededor del 80 % de la velocidad sincrónica o en vacío. También se le llama "Par de Desempeño".

"Par de 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 sombreada (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. La marca de un buen vendedor es el adecuar el motor a la carga.

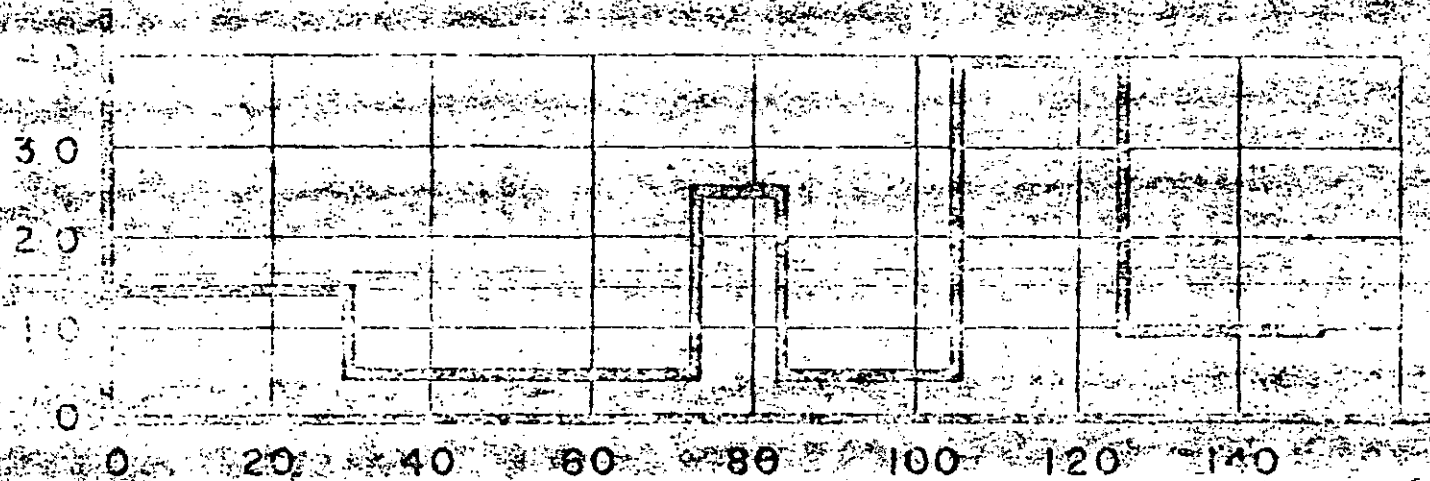
Factor de Servicio. - La capacidad en CP estampada en la placa del motor no necesariamente indica la capacidad máxima, excepto cuando el F.S. = 1.0. Cuando el factor de servicio es superior a 1.0, por ejemplo 1.15, el motor podrá sobrecargarse sin peligro en un 15 % por arriba de su capacidad nominal en forma continua.

Sin embargo es importante hacer notar, que el factor de servicio solo es aplicable cuando prevalecen y se mantienen las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en la placa. También es preciso advertir al cliente, que al 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.

Selección de un Motor para Carga Fluctuante. - Al seleccionar un motor para carga fluctuante, como por ejemplo un transformador de descarga de núcleos, el primer paso es calcular la potencia cuadrática media como ya se ilustró antes. Supongamos que la capacidad cuadrática media es de 18.1 CP.

Un motor de 15 CP con factor de servicio de 1.15, no es suficiente, por lo que uno de 20 CP, parece ser el indicado.

Sin embargo hay que profundizar el análisis para determinar si este motor tiene la capacidad necesaria para llevar todos los picos de carga del ciclo de trabajo. El segundo paso es determinar la capacidad máxima requerida. Esta información puede obtenerse a través de trabajo en forma gráfica mostrado en la figura 1. Nótese o bien de una representación gráfica o bien de una



TIEMPO EN MINUTOS

- CICLO DE TRABAJO DE UNA CARGA FLUCTUANTE -

(b). En este ejemplo, la capacidad máxima requerida son 40 C.P.

El siguiente paso es comprobar si el motor tiene un par máximo suficiente para manejar las demandas máximas de 40 C.P. Según Normas un motor de 20 C.P. tiene un par máximo de 200 %.

De lo anterior se concluye que un motor de 20 C.P., apenas puede manejar la carga en cuestión, sin embargo no existe ningún margen para tomar en cuenta variaciones de voltaje o de la carga de la máquina. Por lo tanto el motor de 20 C.P., no debe ser usado en esta aplicación.

Una regla práctica establece que los pares de arranque mínimo y máximo del motor, deben estar por lo menos 25% por arriba de los pares correspondientes requeridos por la carga.

Por lo tanto la selección aquí recaería sobre un motor normal de 25 C.P. o sobre un motor especial de 20 C.P. y con 250% de par máximo.

Uso de las Curvas Par-Velocidad.

Muchos de los usuarios de motores piensan y trabajan en términos del par de los mismos. Esto es especialmente cierto en el campo de los fabricantes de equipo original, en donde se hacen máquinas. Además, las características de par nos dan una idea mejor acerca de los requerimientos de las máquinas y del comportamiento del motor, que no son evidentes cuando se considera la capacidad solamente.

Una curva típica se muestra en la Figura No. 4, veamos que información podemos sacarle. Esta curva es típica para toda una familia de motores (NEMA Clase B), pero para esta discusión vamos a suponer que corresponde a un motor de jaula de ardida con 10 C.P., 1150 RPM., a 60 Hertz. El par a plena carga calculado por la fórmula 1, resulta ser de 6.20 kg-mts.

Al analizar la curva arrancamos en (2.); este es el par de arranque que es uno de los factores críticos de selección. El valor es de 150% del par a plena carga o sea 9.30 kg-mts. para este motor.

Ahora siguiendo la curva hacia arriba, vemos que el par cae un poco al bajar la velocidad y hasta que se alcanza más o menos el 75% de la velocidad sincrónica que es de 1200 RPM., se adquiere un momento el par que va aumentando unido con la velocidad, hasta el punto de 100% de la velocidad sincrónica (1200 RPM.). El motor está diseñado para trabajar a esta velocidad y a este par. Después de esto el par cae un poco y se estabiliza en un valor constante que es el par a plena carga de 6.20 kg-mts. Este valor es el que se debe utilizar para la selección de la máquina.

Este es otro factor crítico de selección, particularmente para cargas de carácter fluctuante. Nótese que ningún punto en el ciclo de trabajo de la máquina movida puede exceder a este par máximo, si esto ocurre el motor se frena o se desengancha. Los mecánicos de taller dicen que el motor se "sienta".

De aquí en adelante el par decrece al aproximarse el motor a su velocidad de operación, muy cercana a la velocidad sincrónica. En (4) el motor alcanza su par a plena carga y opera a 1160 RPM. Como es de esperarse, es precisamente en este punto donde el motor desarrolla su potencia nominal o de placa.

La velocidad sincrónica es aquella a la que gira el campo magnético rotatorio que se desarrolla en el estator y que es el que impulsa a nuestro motor de inducción. Esta velocidad se calcula por la fórmula:

$$\text{Velocidad sincrónica} = \frac{120 \times \text{Frecuencia}}{\text{No. de Polos}} \text{ en RPM.}$$

en nuestro ejemplo:

$$\text{Velocidad sincrónica} = \frac{120 \times 60}{6} = 1200 \text{ RPM.}$$

Notamos que en el punto (4) correspondiente a la plena carga del motor, la velocidad de operación de 1160 RPM, está 40 RPM por abajo de la velocidad sincrónica. La diferencia entre la velocidad sincrónica del campo rotatorio del estator y la velocidad a la que gira el rotor se llama "deslizamiento". En este motor el deslizamiento en % es:

$$\% = \frac{(1200 - 1160)}{1200} \times 100 = \frac{40 \times 100}{1200} = 3.33\%$$

Después de todo lo anterior, resulta obvio que mientras la curva Par-Velocidad de la máquina movida permanezca dentro, o a la izquierda, de la curva Par-Velocidad del motor, éste no tendrá dificultad para acelerar y para mover la carga. Sin embargo, si alguna porción de la característica de par de la máquina se sale a la derecha de la curva del motor, deberá seleccionarse un motor de mayor capacidad.

En el ejemplo la línea puntuada (5) representa la curva Par-Velocidad para un molino de bolas. La curva completa cae

dentro del área de operación del motor. Nótese sin embargo que para el arranque, la curva de la carga se acerca peligrosamente a la del motor en el punto (8). Por ello si la tensión o voltaje de alimentación es estable, puede seleccionarse el motor de 10 C.P., 6 polos, NEMA B, arrancándolo a plena tensión. Si la tensión no es estable y cae frecuentemente, sería más conveniente seleccionar un motor de la misma capacidad pero con más par de arranque como el NEMA C, como veremos más adelante.

Veamos ahora la curva de carga (6), que corresponde a un molino de laminación cargado. Aquí vemos que el par de arranque es de 200% y que está por encima de la curva. Par-velocidad del motor diseño NEMA B. Aquí también habría que usar otro tipo de motor como el NEMA C.

Pero refirámonos más a fondo a estos otros diseños. Como decíamos la curva mostrada en la Figura No. 4, corresponde a un motor con diseño NEMA B. Existen otros diseños que discutiremos a continuación, o sea los NEMA A, C y D, cada diseño tiene su uso apropiado.

Características de Par. Diseños NEMA A, B y C.

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 pueda manejar mejor la carga.

La gráfica de la Figura No. 5, muestra las curvas Par-Velocidad para los diseños NEMA A, B y C. La curva "B" es la misma que ya vimos. La curva "A" como puede verse se parece mucho a la "B". El diseño A tiene un par de arranque ligeramente más bajo y un par máximo ligeramente más alto, que el diseño B.

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, de modo que éste se usa solo en motores grandes totalmente cerrados de más de 100 C.P., en donde se resulta muy difícil limitar por diseño la corriente de arranque a las Normas NEMA. El diseño B es el normal para todos los motores de goteo hasta 200 C.P. y para motores cerrados hasta de 100 C.P.

Como muestra la curva de línea negra, un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el "A" o el "B". Este par es de 225% que en el caso del motor de 10 C.P., es de 14 libras.

En cambio el par máximo o de desenganche, es menor que para los diseños A o B. A pesar de que no hay un punto definido para este par, su valor se establece en aprox. 190% (11.9 kgmts. para el ejemplo del motor de 10 C.P., 6 Polos).

El par a plena carga es igual que para los diseños A y B. La curva (1) corresponde a la curva (6) de la figura anterior No. 4 o sea a un molino laminador cargado. Un motor de diseño NEMA C podría manejar esta carga debido a su par de arranque mayor. De acuerdo con la regla básica ya establecida, la curva de carga queda totalmente dentro de la curva del motor.

Los motores del diseño NEMA C debido a su alto par de arranque y de aceleración son aplicables a escaleras eléctricas, pulverizadores, compresores sin válvula de descarga, transportadores, etc. Se construyen en tamaños de 3 C.P., 6 Polos para arriba. Abajo de este límite los motores normales NEMA B, inherentemente desarrollan pares que corresponden al NEMA C.

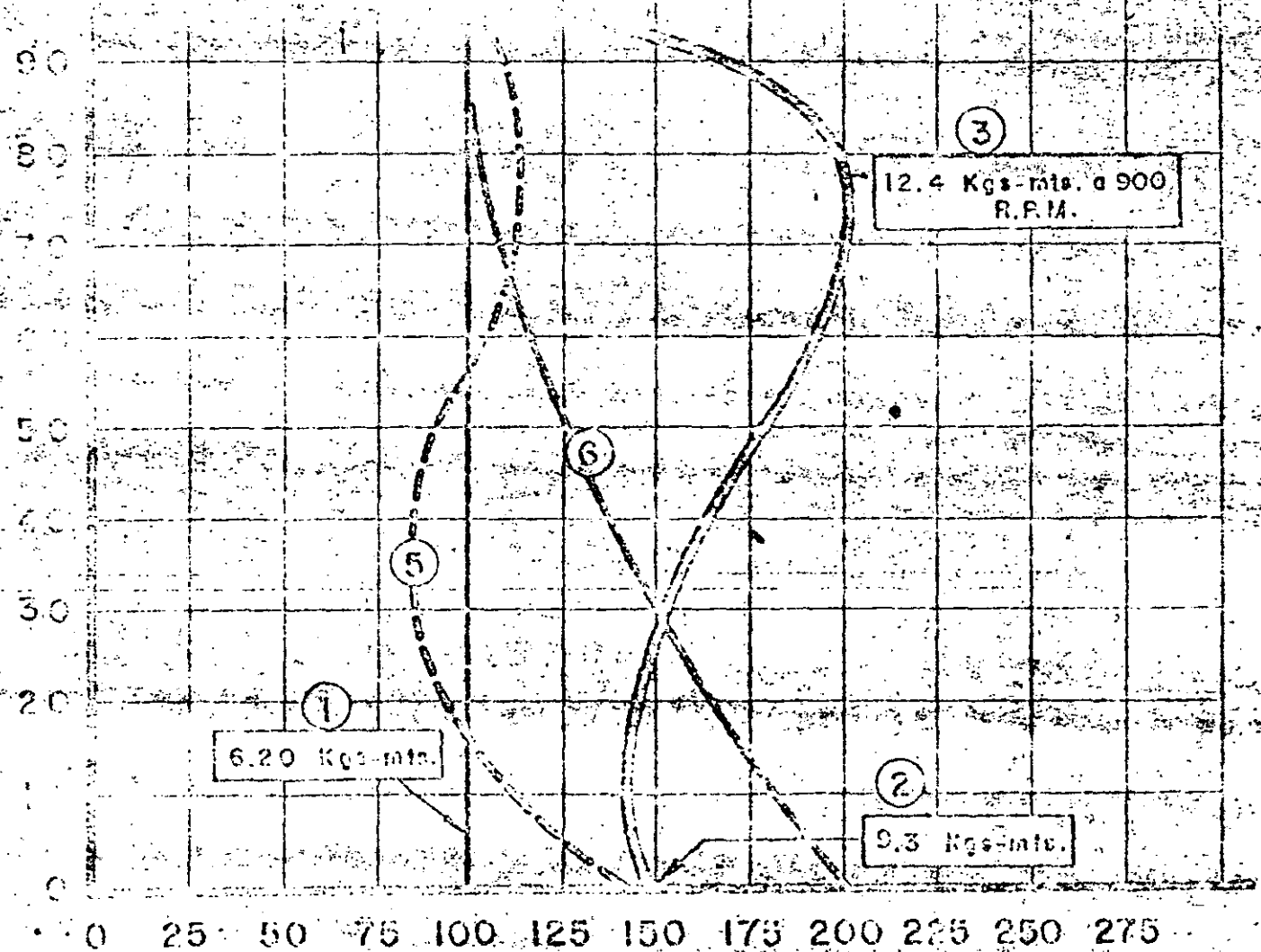
Características de Par, Diseño NEMA D.

La curva de línea sólida, mostrada en la Fig. 6, muestra la característica Par-Velocidad para un motor de diseño NEMA D. Este diseño desarrolla un par de arranque (1) muy alto y que es aprox. el 275% del par a plena carga. Sin embargo, como puede verse de la curva, el par decae gradualmente durante el período de aceleración, por lo que no hay un par máximo o de desenganche bien definido como en los diseños A y B.

Otra característica poco usual en este tipo de motor es su alto deslizamiento (2) a plena carga. La curva mostrada corresponde a un motor diseño D con deslizamiento de 10%. Los motores diseño NEMA D más usuales se hacen con deslizamientos entre 5 y 8% y el otro grupo menos usual con deslizamientos entre 8 y 15%. Las características de este diseño lo hacen muy útil para su aplicación en dos grandes categorías de máquinas. En primer lugar, su alto par de arranque lo hace adecuado para acelerar cargas difíciles de arrancar, particularmente las del tipo pulsatorio. En segundo lugar, la característica en declive de la curva Par-Velocidad, lo hace idealmente aplicable para aquellas cargas en que se requiere de aceleración de motor durante los períodos o picos de carga, de tal manera que pueda liberarse la energía cinética almacenada en un volante. Aplicaciones típicas incluyen prensas extra troquelado, embutido y prensas dobladoras de cortina. Tan pronto como ha pasado el pico de carga máxima al aplicarse la carrera de trabajo, el motor volverá a impulsar el volante acelerándolo y almacenando energía en la posición de el próximo ciclo de trabajo.

Por ejemplo una prensa troqueladora de 13 T. (11.2 kW) de 6 pulgadas de carrera se usa para perforar y cortar discos de 1/2

VELOCIDAD SINCRONICA POR CIENTO

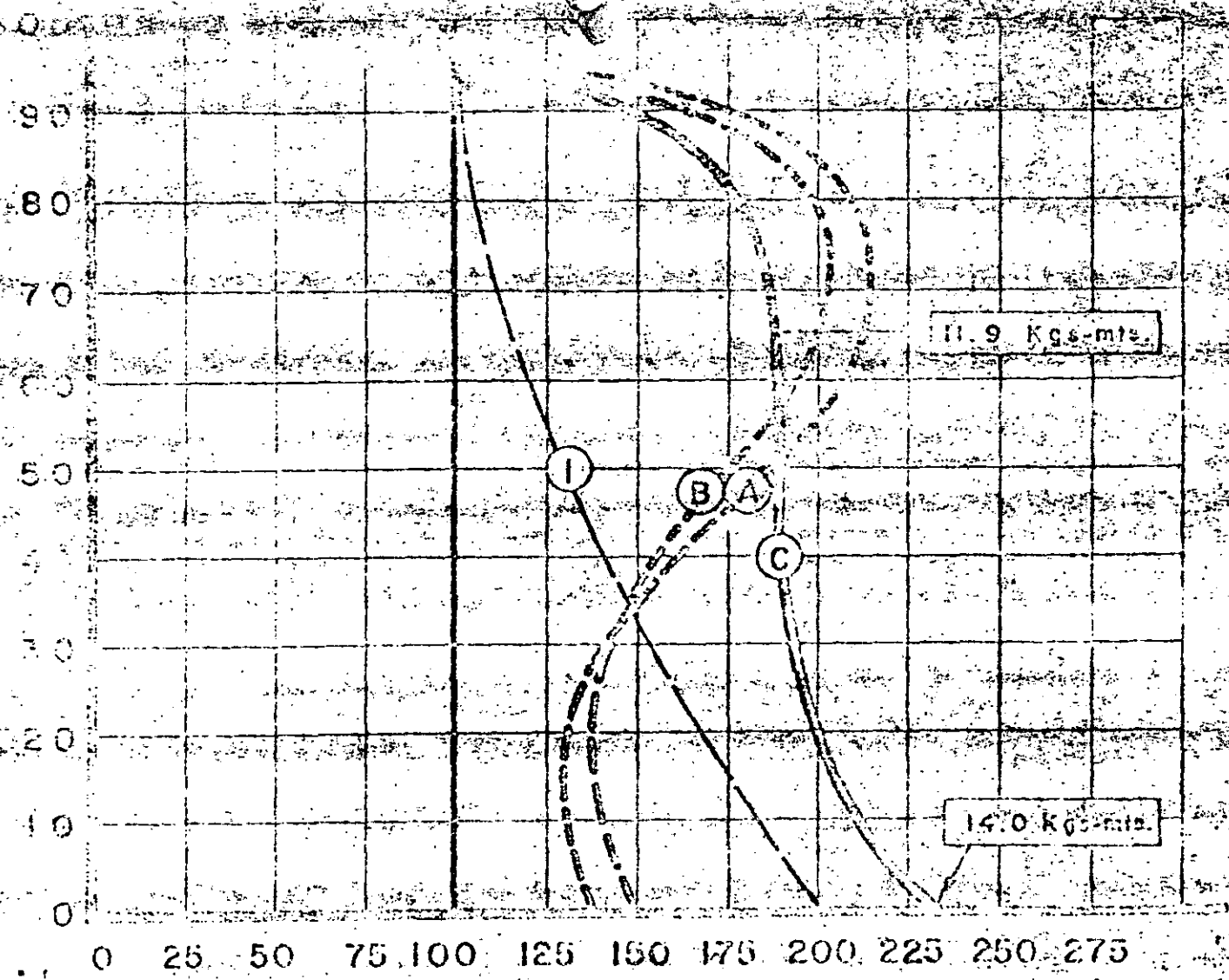


PAR PORCIENTO DE PLENA CARGA

— CURVA PAR-VELOCIDAD.-NEMA B—

FIG. 4

VELOCIDAD SINCRONICA PORCIENTOS



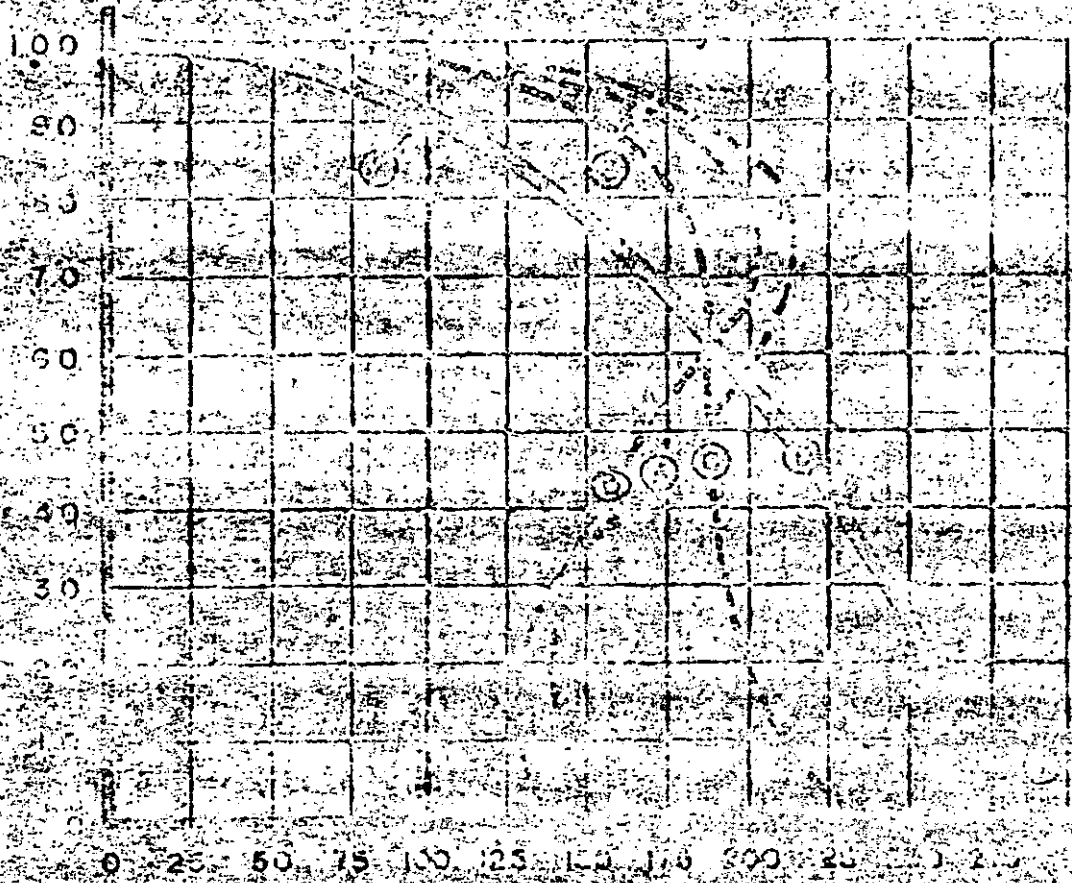
PAR PORCIENTO DE PLENA CARGA

— CURVA PAR VELOCIDAD — NEMA C —

FIG. 5

9/1/73

24 VELOCIDAD CRONICA PORCIENTO



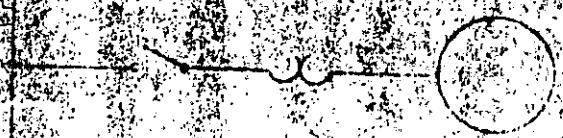
PORCIENTO DE CARGA PLENA

— CURVA DE VELOCIDAD PLENA —

durante los periodos o picos de carga, de tal manera que pueda liberarse energía cinética almacenada en un volante. Sus aplicaciones incluyen máquinas para troquelado, prensas dobladoras de cables, etc. Tan pronto como ha pasado al pico de carga máxima, al aplicarse la carrera de trabajo, el motor volverá a impulsar el volante acelerándolo y almacenando energía en preparación del próximo ciclo de trabajo. Las desventajas de este tipo de motor es su baja eficiencia comparado con los otros diseños, y que el alto par de arranque y el alto deslizamiento se obtienen a base de altas pérdidas en el rotor.

SISTEMA DE ARRANQUE A PULCABLES AL MOTOR

El sistema más simple de arrancar los motores es conectarlos directamente a la línea de alimentación, pero se tendría control sobre el motor por lo que es necesario emplear un dispositivo intermedio para controlar el motor. Este tipo de control recibe energía por un operario que regula la operación y el propio flujo para proteger al equipo.

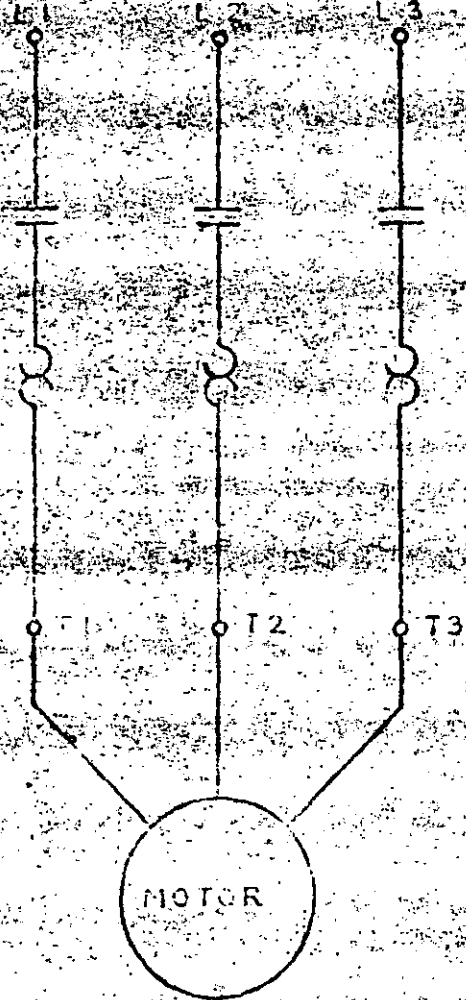




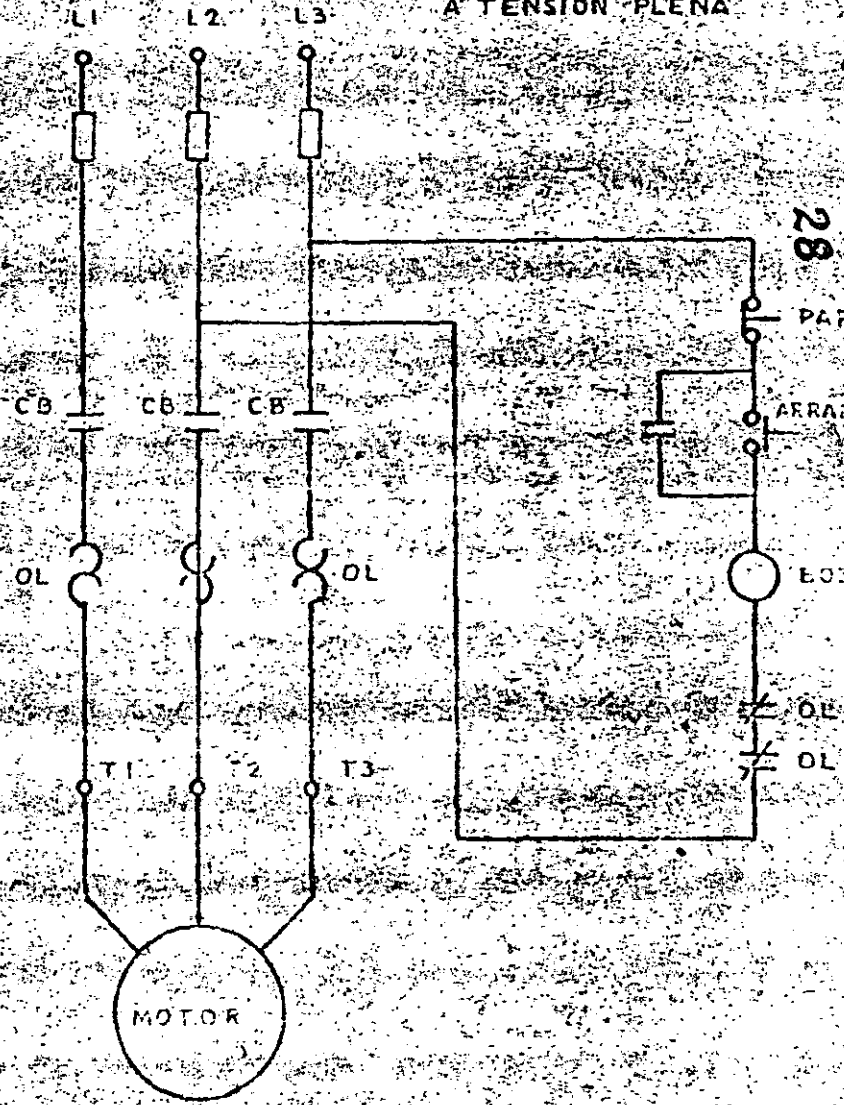
Este tipo de arrancador sencillo, tiene un interruptor de acción rápida de "cierre" o "abierto" que se acciona por una palanca. Este motor de inducción toma entre 6 y 8 veces el valor de la corriente de plena carga al ser arrancado a tensión plena. Esta fuerte demanda de energía y de corriente puede ser indeseable por la elevada caída de tensión que produce en la línea de alimentación, causando parpadeos en las luces o disturbios en equipo sensible a las variaciones de voltaje. También puede ser objetable por las limitaciones de demanda en kVA que establece la Compañía Alimentadora en dicha subestación. Como norma se tiene que motores hasta de 1/2 medio HP, pueden ser arrancados directamente a la línea, sin riesgo de dañarlos o provocar perturbaciones en el sistema eléctrico.

Los motores mayores de 1/2 HP, pero menores de 10 HP, deben ser arrancados por un arrancador a tensión plena, según lo establece el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas (Art. 26-15). Estos tipos de arrancadores, pueden ser manuales o magnéticos. Los manuales consisten en una caja que contiene un interruptor de acción rápida de "cierre" o "abierto" que se acciona por una palanca montada a la parte del arrancador. Estos arrancadores proporcionan una protección contra sobrecarga, por medio de una unidad termica tipo fusible. Algunos tipos de arrancadores

ARRANCADOR MANUAL PARA
MOTOR DE CORRIENTE ALTERNA



ARRANCADOR MAGNETICO
A TENSION PLENA



28

PAR

ARRAN

ECS

OL

OL

ventiladores, bombas, quemadores de petróleo, sopladores, unidades calefactoras y en general todos los motores accionarios. FIG. 6

El otro tipo de arrancadores a tensión plena es los magnéticos que emplean energía electromagnética para cerrar los interruptores del arrancador, este proporciona un medio seguro, conveniente y económico para arrancar motores. Generalmente se usan cuando al motor se le puede aplicar el par de arranque a voltaje plano, se controlan por dispositivos piloto, tales como estación de botones, interruptores de flujo de relevadores de control de tiempo.

El motor, como anteriormente se dijo, al recibir la plena tensión, tomará durante el periodo de aceleración de la carga, una corriente que es entre cinco y diez veces la corriente de plena carga.

Este arrancador consiste en una caja donde van montados los contactos que son accionados por una bobina de solenoide.

La bobina es accionada por una estación de botones, o por algún otro medio. Esta bobina nos sirve también como protección por bajo voltaje, ya que si existe un bajo voltaje, la bobina se desenergiza desconectando los contactos, evitando así el arranque del motor.

Bajo cualquier condición de sobrecarga, el motor toma una corriente excesiva que causa sobrecalentamiento, por lo que el aislamiento de los devanados se pueden deteriorar. Existen límites establecidos para las temperaturas de operación del motor, empleando relevadores de sobrecarga para limitar la corriente de corriente, ya sea por medio de fusibles en la línea ó relevadores bimetalicos de sobrecarga en el arrancador.

El motor en el arranque toma una corriente muy alta, que puede resultar objetable, pues produce una caída de tensión considerable, calentamiento de las líneas, del arrancador y del motor mismo y pueden ser objetables ó perjudiciales, por lo que es necesario usar un arrancador que reduzca el voltaje aplicado y en esta forma amortigue el transitorio de corriente a valores aceptables.

ARRANQUE DE MOTORES DE C.A. A VOLTAJE REDUCIDO.

Existen dos métodos para utilizar arrancadores a tensión reducida.

- 1- Para reducir la corriente de arranque del motor.
- 2- Para reducir el par aplicado a la carga en el arranque.

REDUCCIÓN DE CORRIENTE EN EL MOTOR DE INDUCCIÓN

El motor de inducción puede ser controlado de la siguiente manera:

31/40

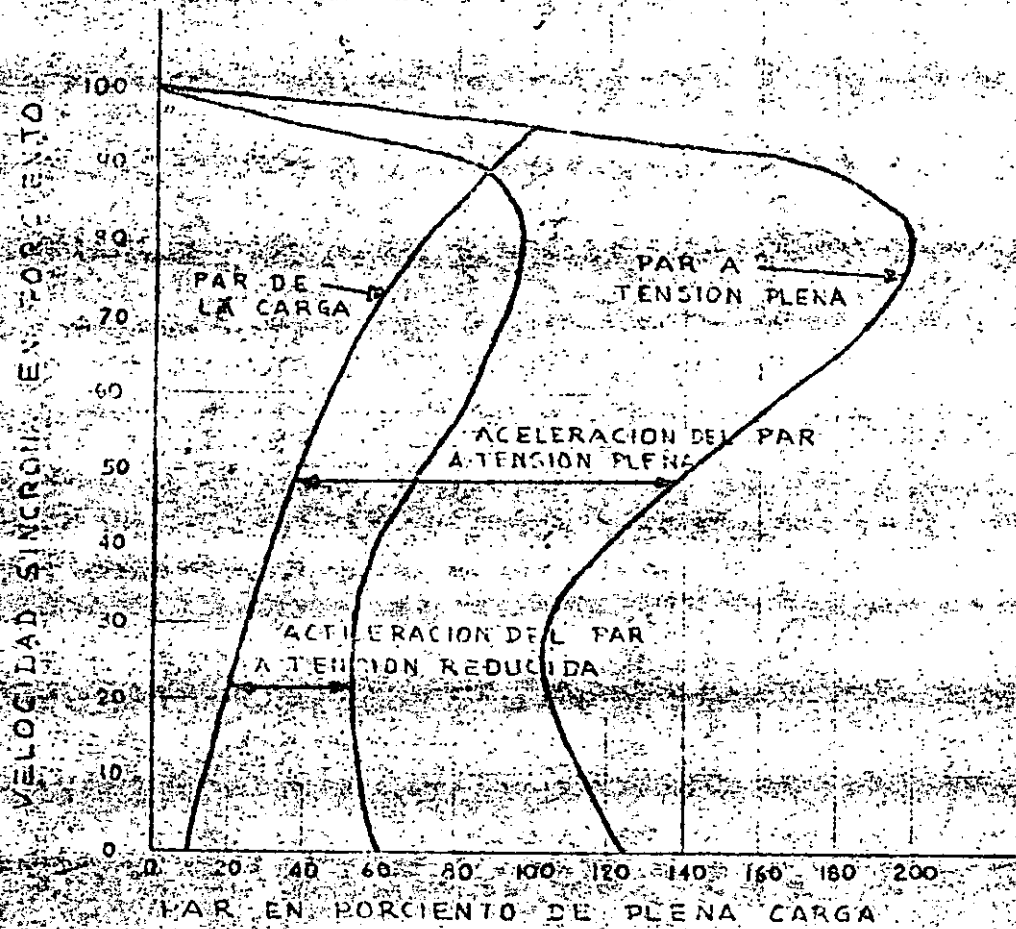


FIG. 7. CURVA PAR VELOCIDAD DE UN MOTOR

de plena carga durante el periodo de arranque. Estas altas corrientes frecuentemente producen una sobre carga al sistema de distribución, causando una disminución en la luz de las lámparas y otros efectos perjudiciales.

Cuando el arranque del motor es a voltaje reducido, la corriente de arranque también es menor, en proporción directa al voltaje aplicado. Por lo tanto el arranque a tensión reducida minimiza estos efectos adversos.

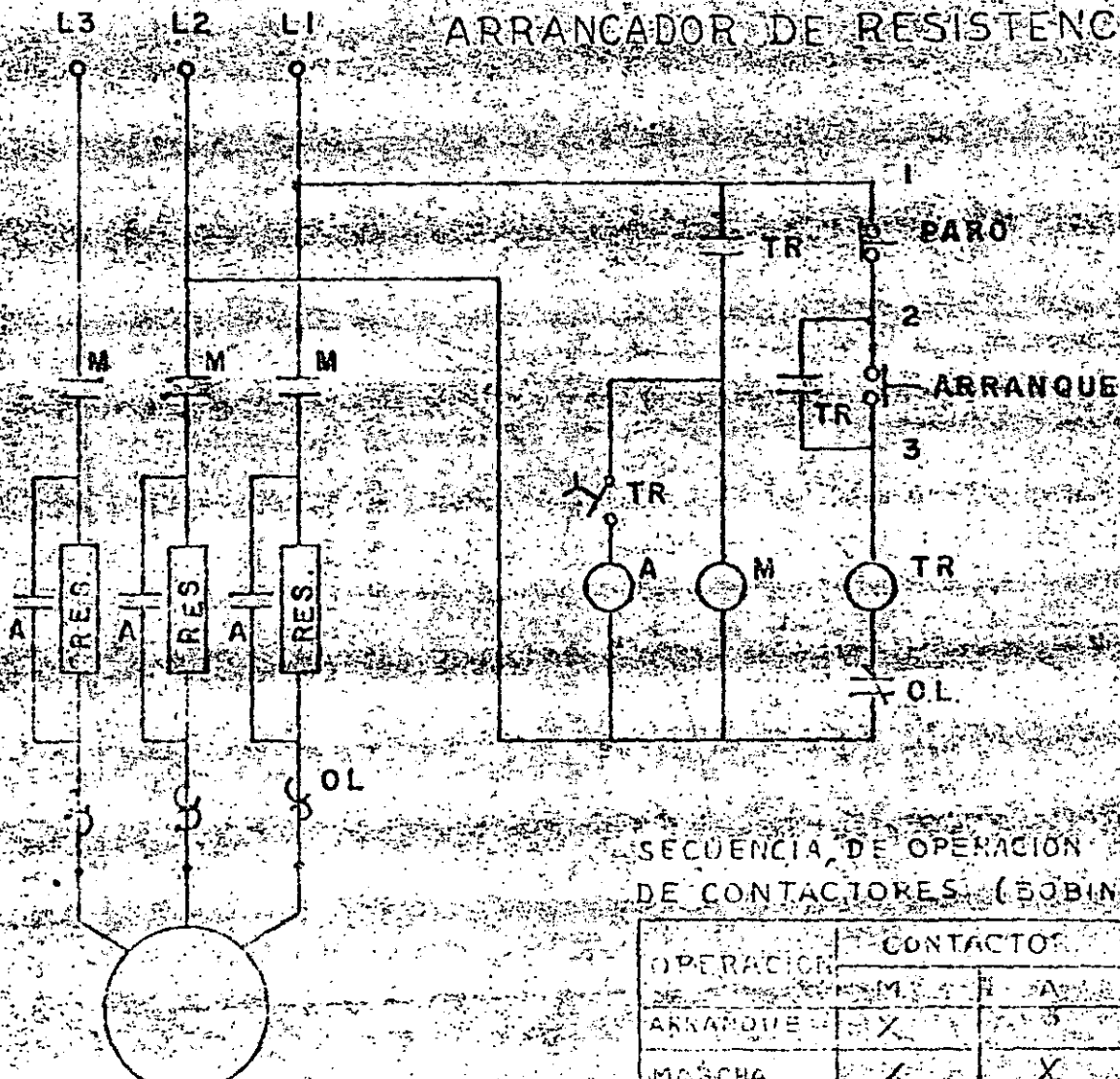
FIG. 7.

REDUCCION DEL PAR. - El arranque a tensión reducida minimiza el choque con la máquina conducida, pero reduce el par del motor. Esto es importante, porque un alto par aplicado puede causar deslizamiento en la banda o dañar el acoplamiento o engranes. Reduciendo el voltaje de arranque en el motor, se reduce el par de arranque. Esta reducción en el par es proporcional al cuadrado de la reducción de voltaje. Por ejemplo, reduciendo el voltaje de arranque al 50%, producirá solamente el 25% del par de arranque de plena carga.

MÉTODOS DE ARRANQUE - ARRANCADOR DE RESISTENCIA.

Una de las formas más comunes de arranque a tensión reducida es empleando un resistor en serie con el motor durante su aceleración. Este método de arranque puede utilizarse en motores de inducción y en motores de corriente continua.

ARRANCADOR DE RESISTENCIAS



SECUENCIA DE OPERACION DE CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTOR	
	M	A
ARRANQUE	X	X
MARCHA	X	X

ARRANCADOR DE RESISTENCIAS

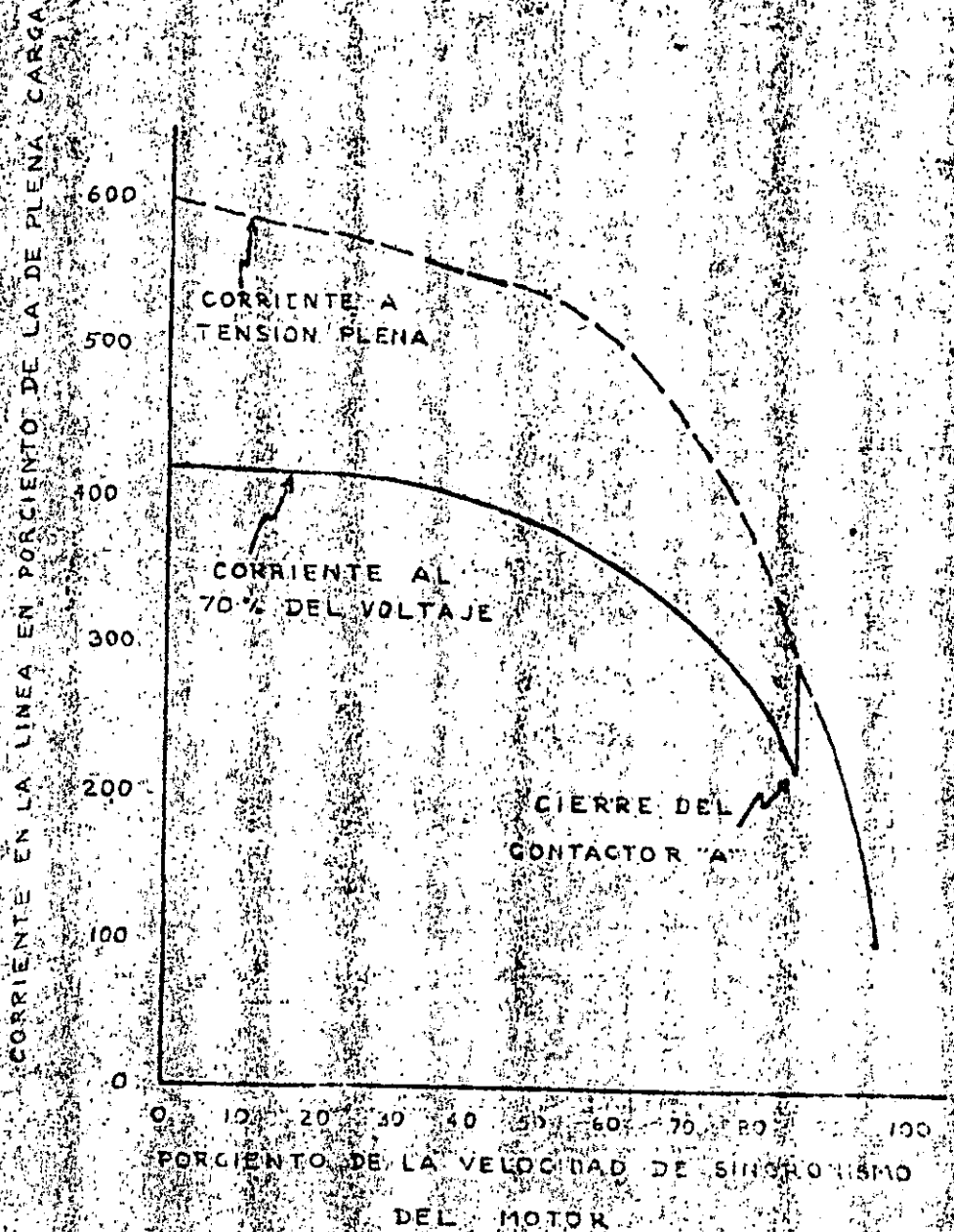


FIG. 9. CORRIENTE DEL MOTOR CON UN ARRANCADOR AL 70% DEL VOLTAJE.

disipa en las resistencias adicionales, mientras que el par es menor debido a la caída de tensión que reduce el voltaje en las terminales del motor. Como el motor está acelerando, la corriente a través de las resistencias, decrece para reducir la caída de voltaje e incrementar la tensión en las terminales del motor. El resultado es una aceleración suave con incrementos graduales del par y la tensión.

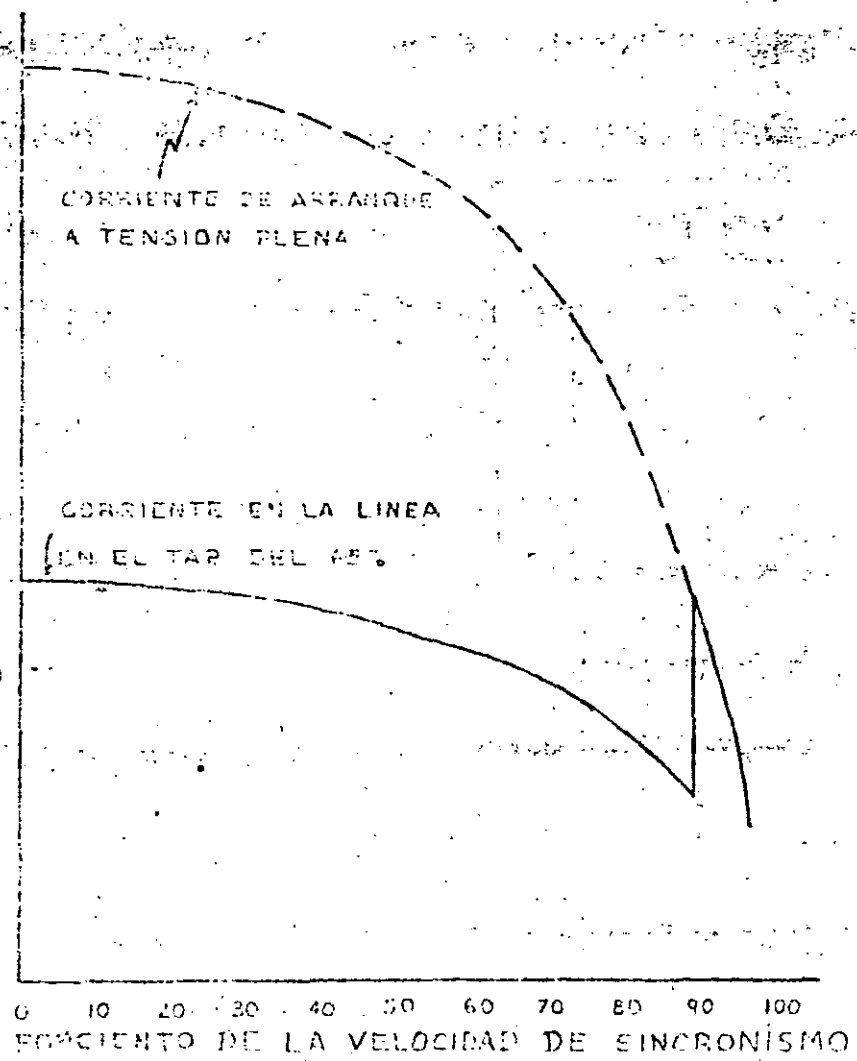
El ciclo de arranque es con transición cerrada, o sea que el motor nunca queda desconectado de la línea, desde el primer momento en que queda conectado, hasta que el motor opera a voltaje pleno. El arrancador por resistencias consume potencia que se (~~consume~~) disipa por calor para se obtiene un alto factor de potencia. Existen arrancadores de resistencias de dos puntos de aceleración (simple paso de resistencias) ó de 3, 4, 5, y puntos de aceleración. Si el voltaje esta limitado a valores en los cuales no causen parpadeos perjudiciales a las lámparas, la corriente tomada por los motores en el arranque debe ser limitada a valores determinados de incremento, determinando así el número de puntos de aceleración. FIG. 8 FIG. 9

La aplicación de este arrancador es a maquinaria delicada como escaleras eléctricas y transportadores que no pueden que arranquen súbitamente.

ARRANCADOR TIPO AUTO TRANSFORMADOR. - Este tipo de arrancador usa un autotransformador entre el motor y la alimentacion, que reducen el voltaje de arranque.

Una gran mayoría de arrancadores son de este tipo y utilizan un voltaje del 65% del de línea, cuando se requiere un mayor par, se cambia al tap del 80%, cuando el voltaje al 65% crea una excesiva caída en el arranque se cambia al tap del 50% de voltaje de alimentación. Esta disponibilidad solo se obtiene con este tipo de arrancador. El voltaje reducido se obtiene por la acción del transformador y la corriente de línea es menor que la corriente del motor. FIG 10 FIG 11

El arranque por ~~transformador~~ auto transformador emplea la transición en circuito abierto. El estator recibe una tensión reducida (del autotransformador cuando los contactos IS están cerrados) cuya magnitud y corriente resultante en el arranque varía con el tap escogido. Después de un espacio de tiempo determinado, el interruptor puede llevarse a su posición de marcha abriendo los contactos IS y cerrando los R en la transición abierta. Aquí es necesaria la transición abierta para evitar que se cortocircuite una parte del devanado del transformador. Este método de arranque produce mayor par por ampere de corriente en el arranque. Su uso es para arrancar cargas pesadas como motores con bombas, etc.



CORRIENTE DE ARRANQUE EN LA LINEA CON UN ARRANCADOR TIPO AUTOTRANSFORMADOR

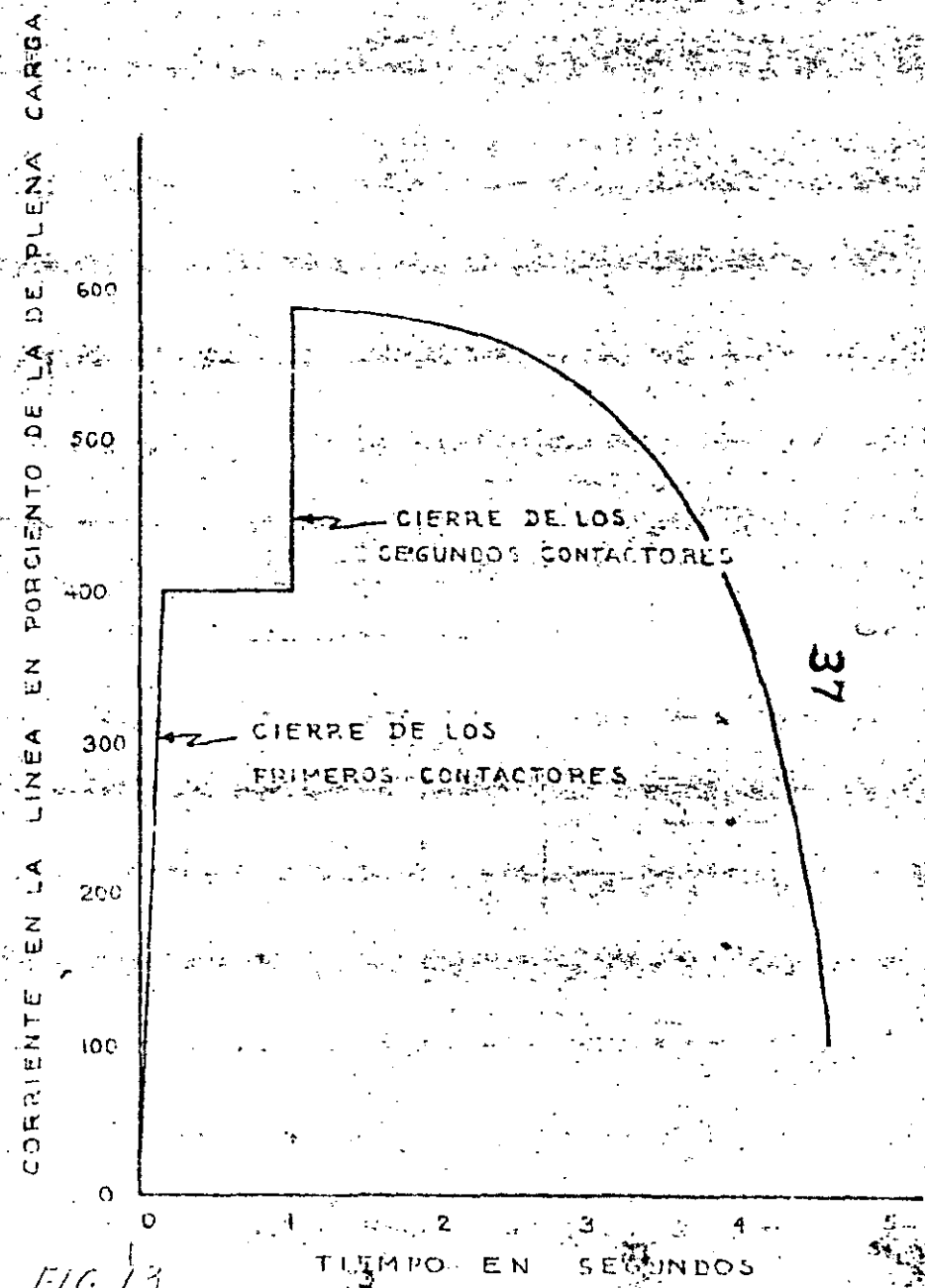
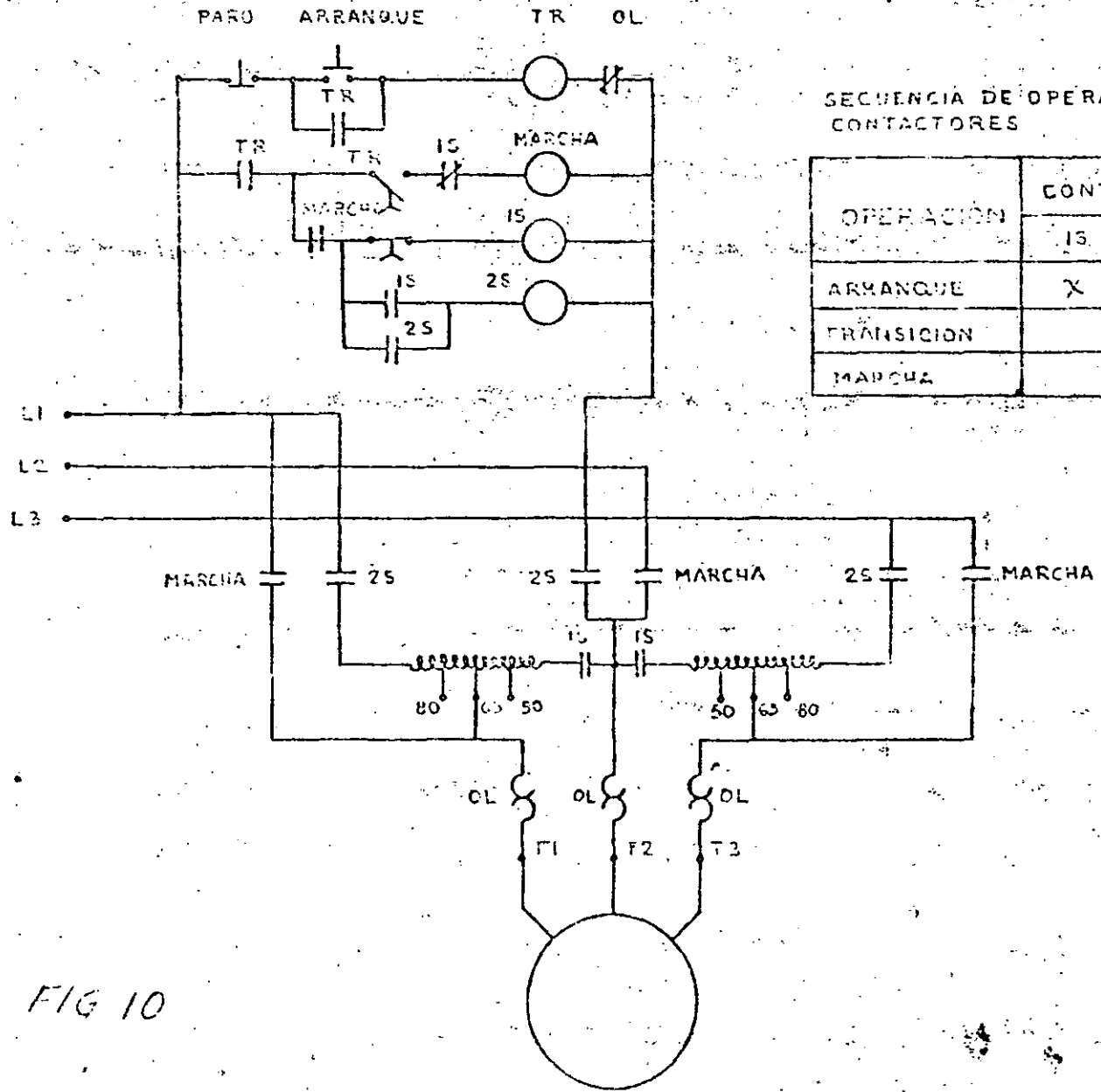


FIG. 13
CORRIENTE DE ARRANQUE PARA UN MOTOR CON DEVANADO PARTIDO



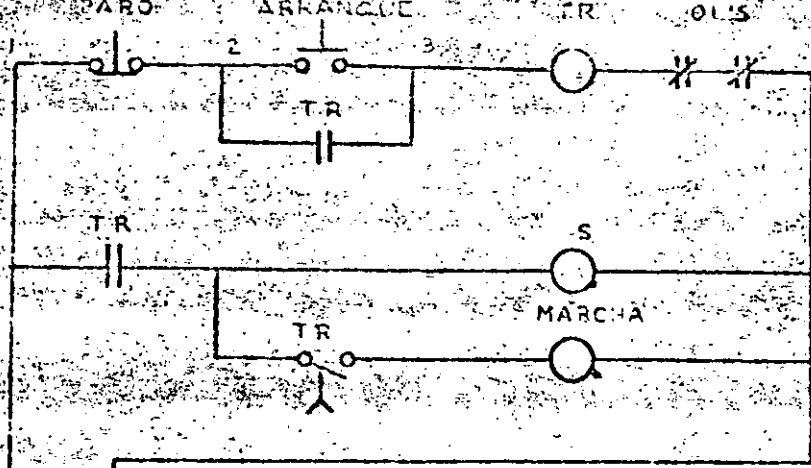
SECUENCIA DE OPERACION DE LOS CONTACTORES

OPERACION	CONTACTOR		
	1S	2S	MARCHA
ARRANQUE	X	X	
TRANSICION		X	
MARCHA			X

FIG 10

ARRANQUE POR DEVANADO PARTIDO.— Los motores con devanado partido son motores de inducción jaula de ardilla que tienen dos devanados en el estator. Estos devanados se pueden conectar en secuencia a la línea de alimentación para producir corriente y par reducidos. El motor se arranca utilizando la mitad de la totalidad del devanado trifásico del estator con la consiguiente reducción de la corriente en el arranque (a causa de la mayor impedancia del estator). La conexión es por transición cerrada. Como el arranque solo utiliza la mitad de los devanados conectados a la línea, el método se describe como bobinado parcial. Muchos motores de dos voltajes son adecuados para este tipo de arranque. Estos arrancadores son económicos cuando las necesidades de par en el arranque pueden manejarse con el 50% del par a tensión plena. Se usan en motores desde 220/440 volts, es necesario asegurarse de que el par desarrollado es suficiente para acelerar la carga, sin producir un transitorio indeseado al conectar todo el devanado a la línea o bien un "golpe" en la carga momentánea al ser esta acelerada al par pleno.

Los motores con devanado partido se emplean para impulsar cargas ligeras, como ventiladores, sopladores, bombas centrífugas, etc.



SECUENCIA DE OPERACION DE LOS CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTOR	
	S	MARCHA
ARRANQUE	X	
MARCHA	Y	X

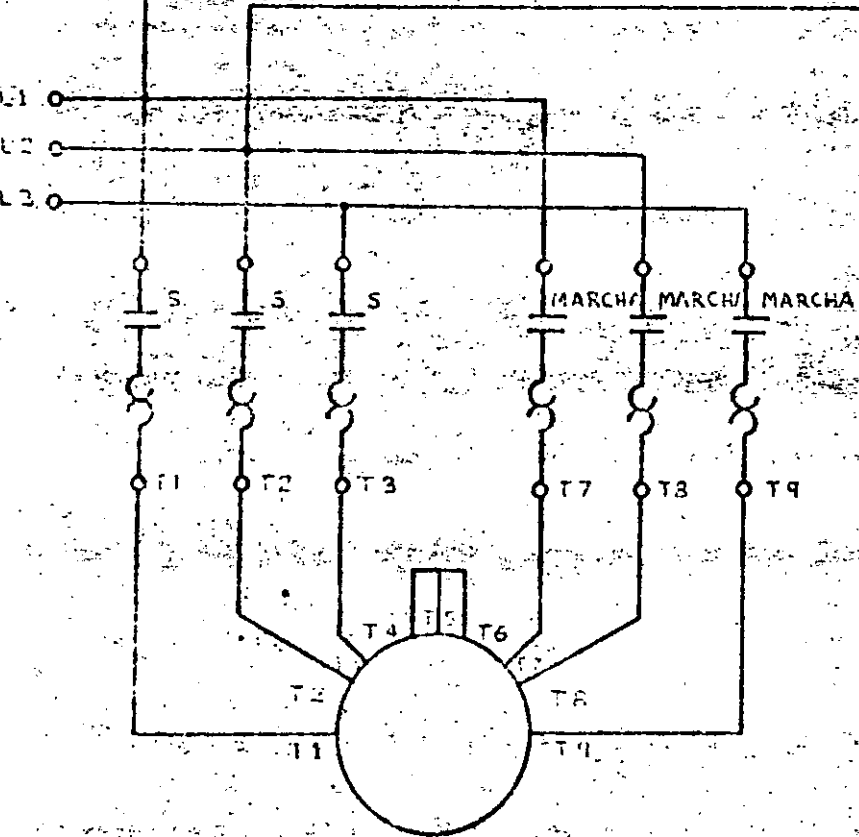
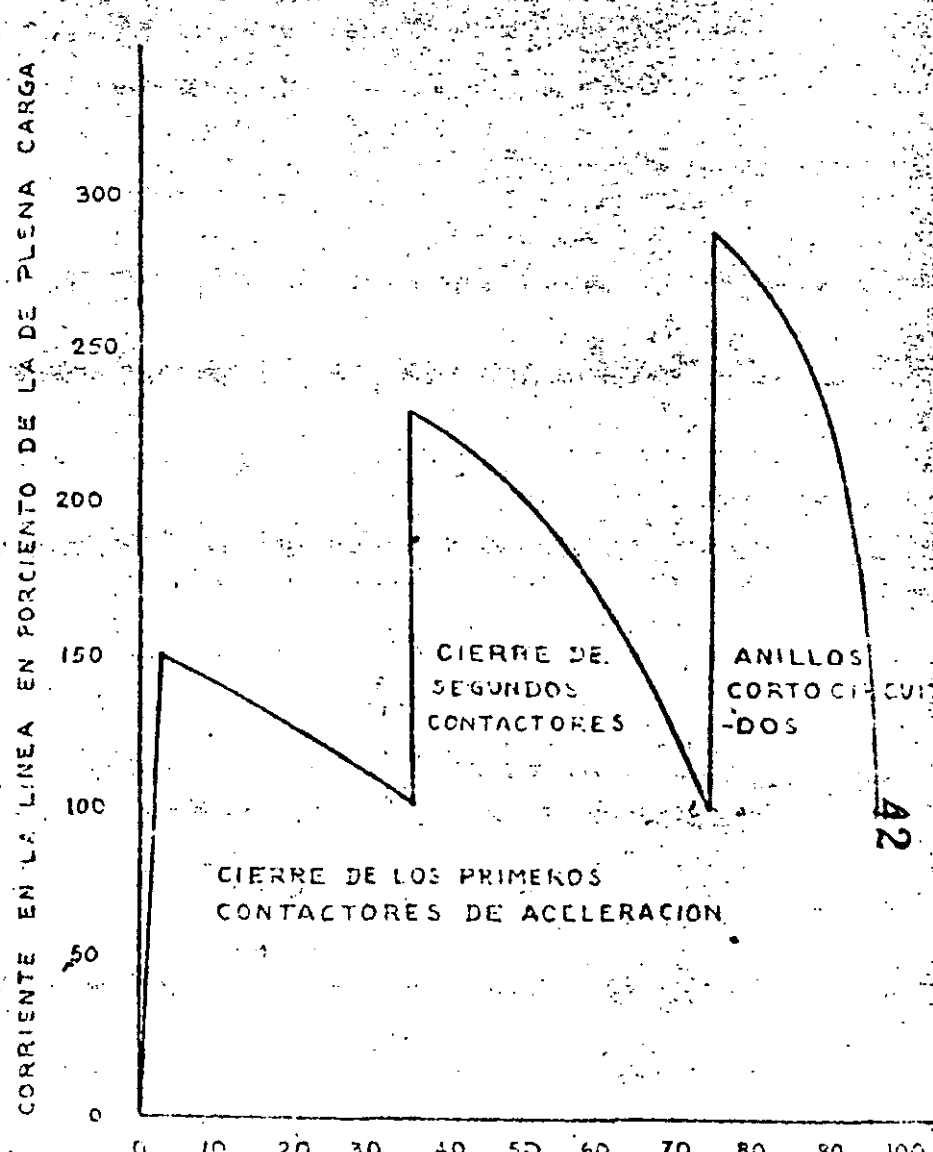
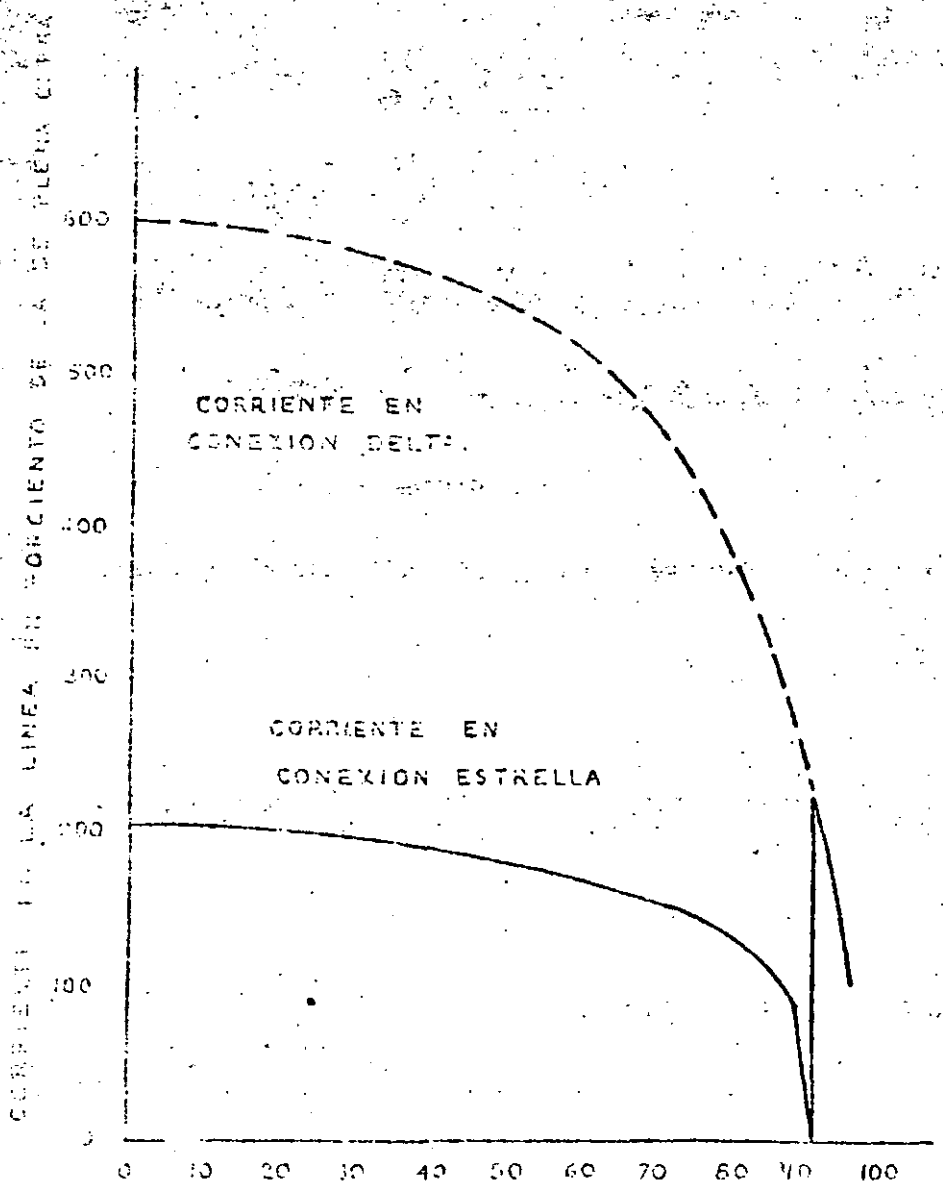


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE ARRANCADOR CON DEVANADO PARTIDO.

49/41

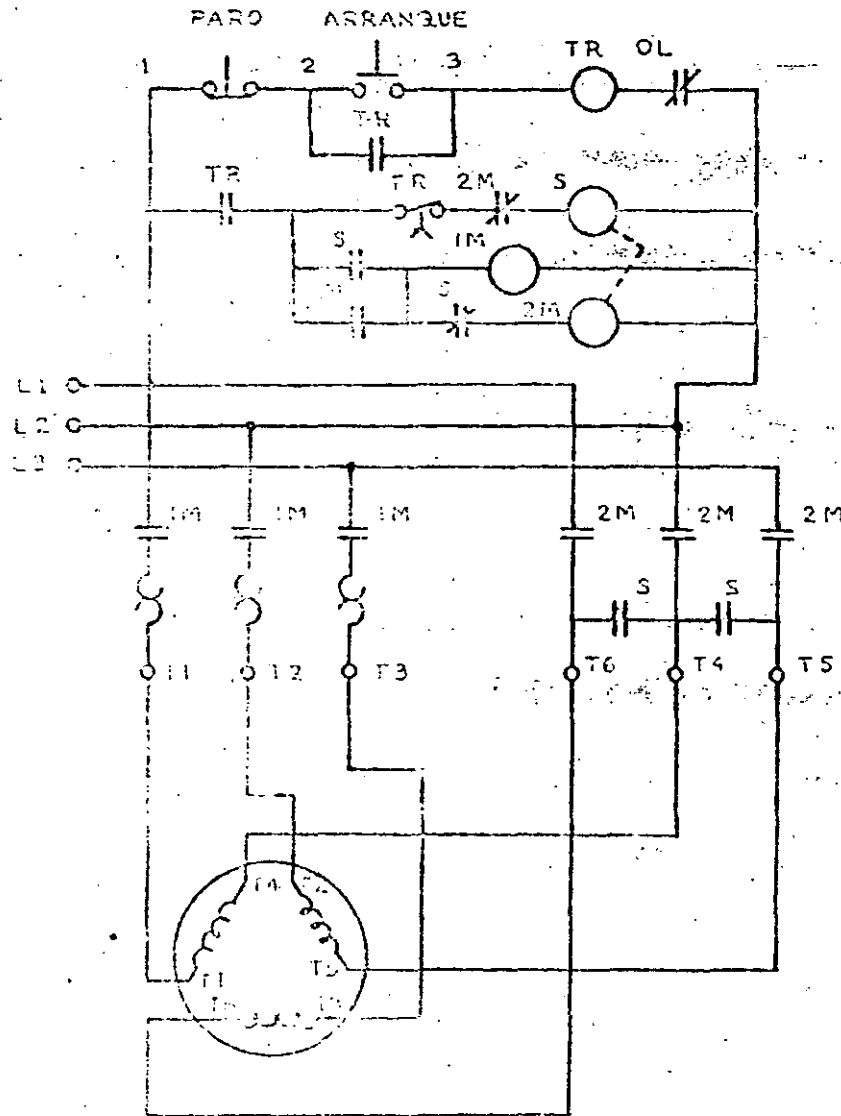
ARRANQUE AUTOMÁTICO PARA MOTORES EN ESTRELLA-DELTA.

Los motores en estrella-delta son de construcción similar a los jaula de ardilla excepto que ambos extremos de cada uno de los tres devanados se sacan hasta las terminales. Usando arrancadores con el mismo número de contactos, que estén alambrados, el motor se puede arreglar para arrancar en estrella y funcionar en delta. Es requisito indispensable que el motor esté embobinado con los devanados de su estator conectados en delta, y con todas las puntas accesibles al exterior. Los motores en estrella-delta se usan principalmente para impulsar cargas centrifugas, como ventiladores, bombas, etc.; y en aplicaciones donde se requiere un par de arranque reducido ó corriente reducida. La velocidad síncrona del motor en estrella-delta depende del número de polos y de la frecuencia (ambas constantes) el motor funcionará a la misma velocidad en cualquier conexión. Si bien la corriente de arranque y la corriente en la línea serán menores al conectarse en estrella que cuando se conectan en delta, la corriente del embobinado de fase es menor que la de la línea cuando se conecta en delta. La corriente en el arranque y la corriente de línea en la conexión en estrella, es $\frac{1}{\sqrt{3}}$ un tercio de la conexión en delta, mientras que la corriente del



CORRIENTE DE ARRANQUE EN UN MOTOR, CON ESTRELLA-DELTA TIPO TRANSICION ABIERTA.

FIG 16 CORRIENTE DE ARRANQUE DEL MOTOR CON ARRANCADOR DE 3 PUNTOS



SECUENCIA DE OPERACION
DE LOS CONTACTORES (BOBINAS)

OPERACION	CONTACTORES		
	S	1M	2M
ARRANQUE (ESTR)	X	X	
TRANSICION		X	
MARCHA (DELTA)		X	X

DIAGRAMA ESQUEMATICO
DE UN ARRANCADOR
ESTRELLA-DELTA CON
TRANSICION ABIERTA

devanado de fase en la conexión en estrella, es 1.732 veces ($\sqrt{3}$ veces mayor) de la conexión en delta.

Los relevadores de sobrecarga se deben seleccionar con base en la corriente del devanado, no a la corriente a plena carga de la conexión en delta.

$$I_{rel} = \frac{I_{L\Delta}}{\sqrt{3}}$$

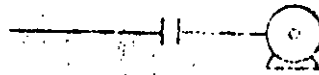
FIG 14

FIG 15

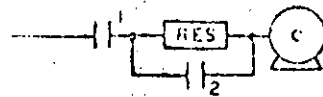
FIG 16

FIG 17

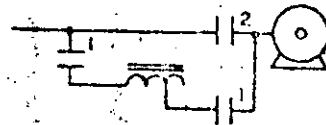
ARRANQUE A TENSION PLENA



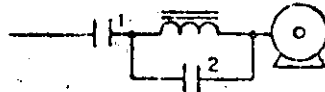
ARRANQUE CON RESISTENCIA PRIMARIA



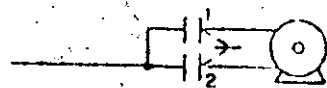
ARRANQUE CON AUTOTRANSFORMADOR



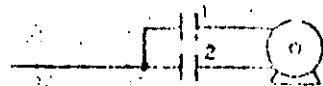
ARRANQUE CON IMPEDANCIA



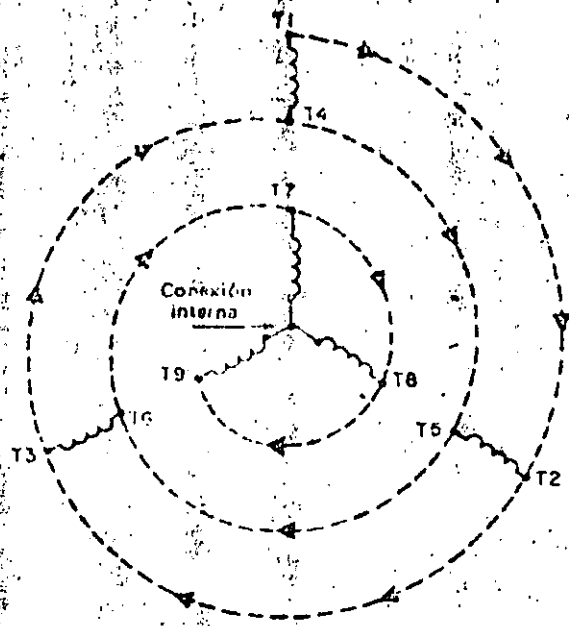
ARRANQUE EN ESTRELLA-DELTA



ARRANQUE CON DEVANADO PARCIAL



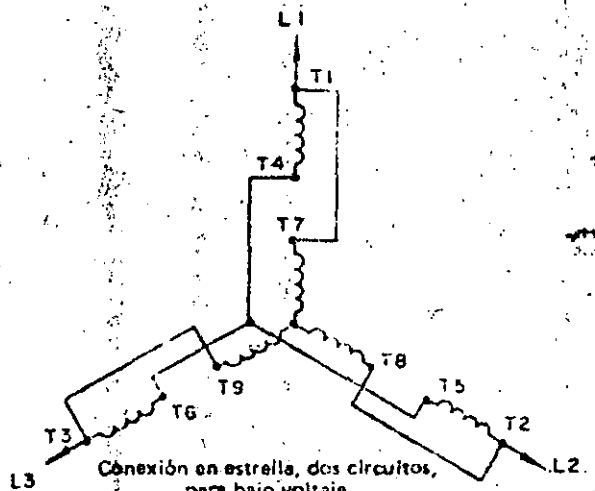
CONEXIONES DE LAS TERMINALES DE UN MOTOR TRIFASICO



Conexión en estrella para alto voltaje

Conectar

T1 A L1	T4 A T7
T2 A L2	T5 A T8
T3 A L3	T6 A T9

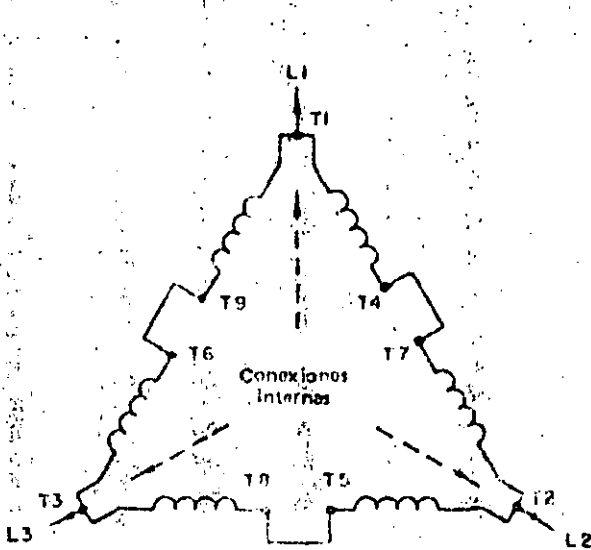


Conexión en estrella, dos circuitos, para bajo voltaje

Conectar

T1 A L1
T2 A L2
T3 A L3

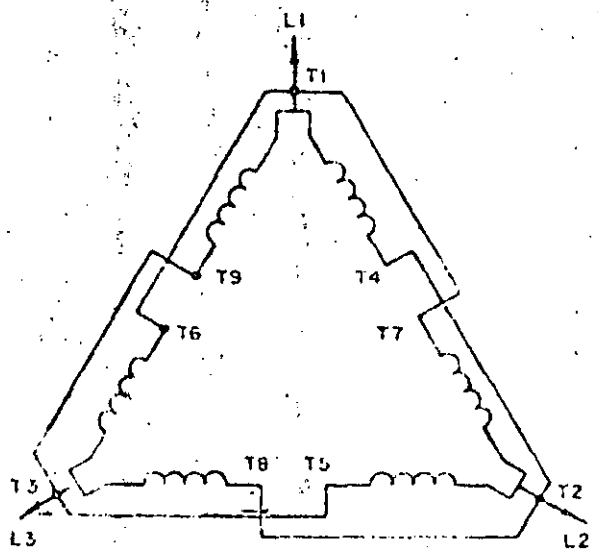
T1 A T7	T2 A T8
T3 A T9	T4 A T5 T6



Conexión delta en serie, para alto voltaje

Conectar

L1 A T1	T4 A T7
L2 A T2	T5 A T8
L3 A T3	T6 A T9

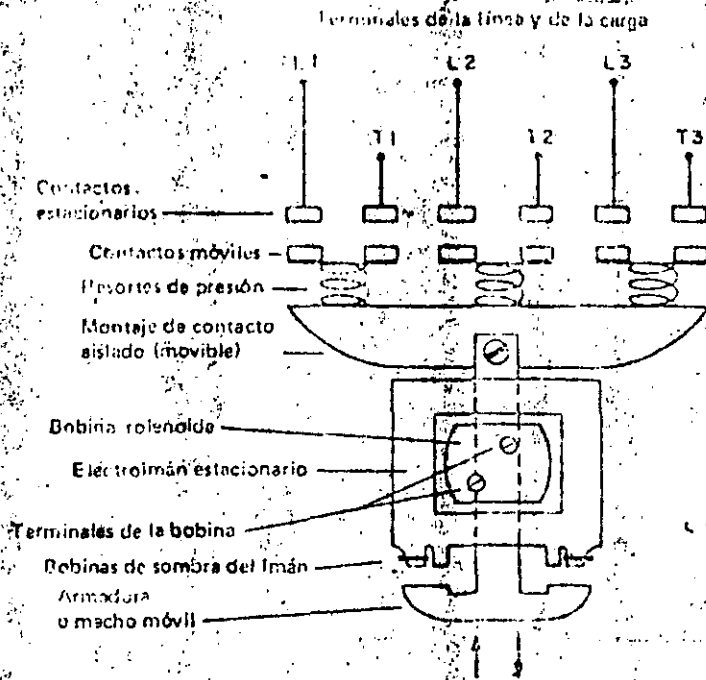


Conexión delta, dos circuitos, para bajo voltaje

Conectar

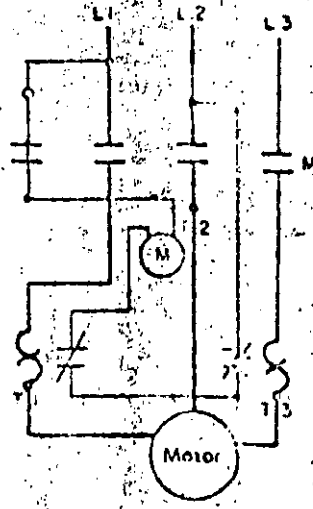
T1, T8, T7 A L1
T2, T4, T6 A L2
T3, T5, T9 A L3

INTERRUPTOR MAGNETICO TRIFASICO

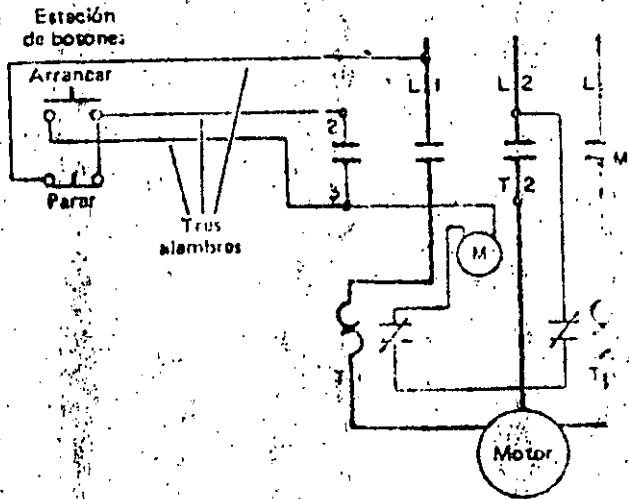


BOBINA

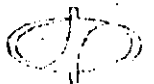
INTERRUPTOR MAGNETICO



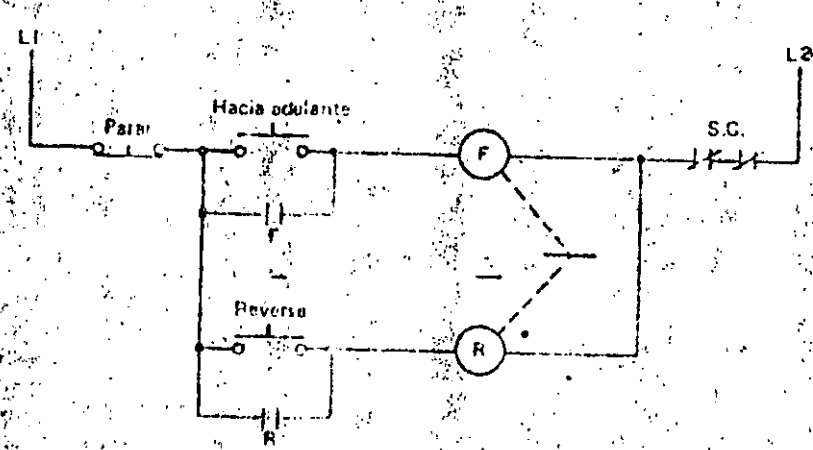
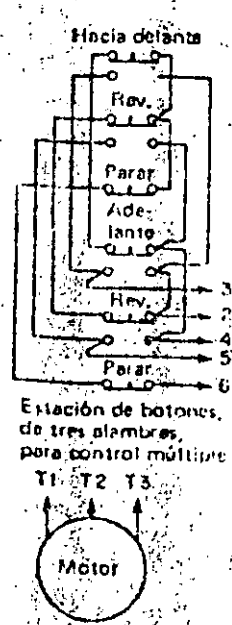
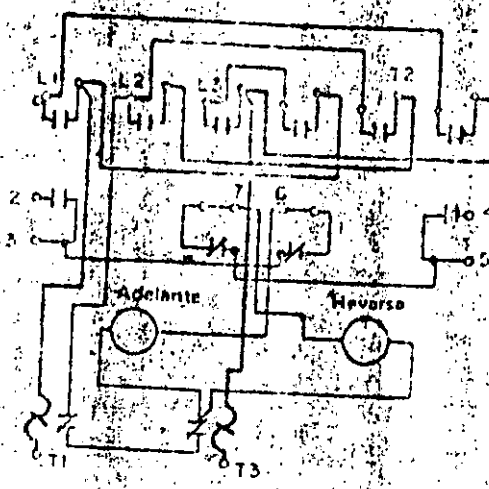
(CONTROL DE DOS ALAMBRES)



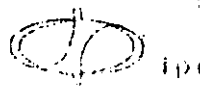
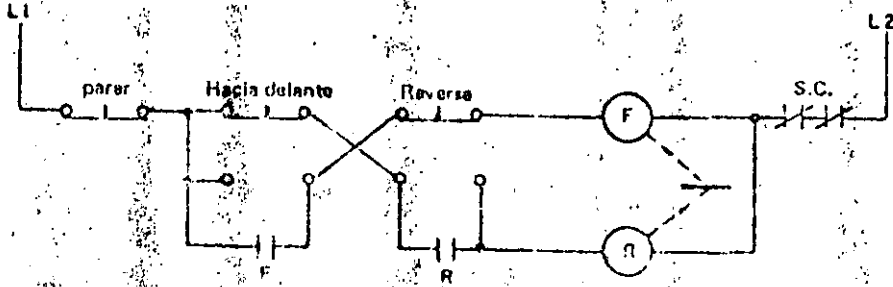
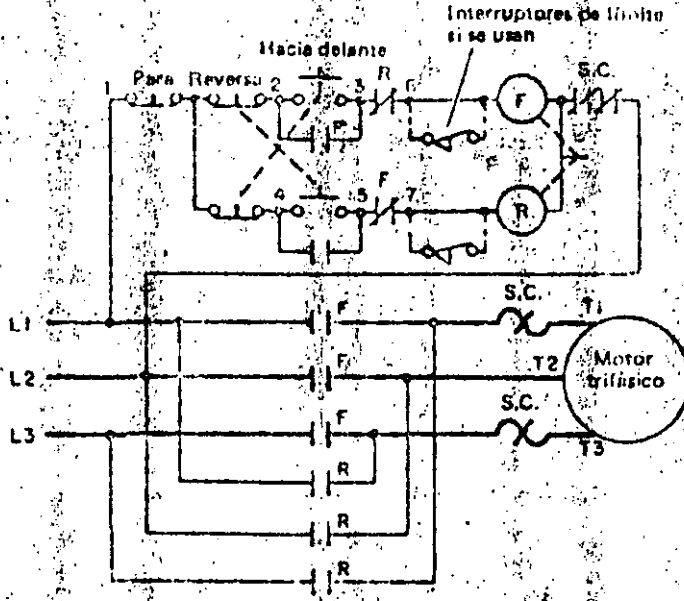
(CONTROL DE TRES ALAMBRES)



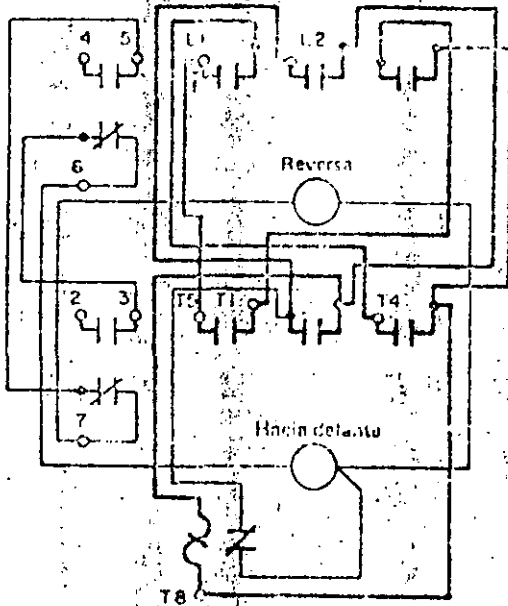
CONTROL REVERSIBLE



CONTROL REVERSIBLE DE MOTORES



CONTROL REVERSIBLE DE MOTORES



Arreglo para montaje vertical

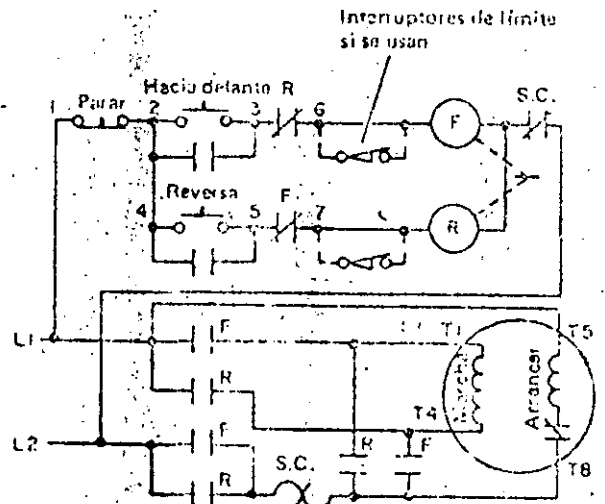
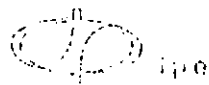
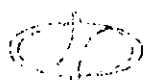
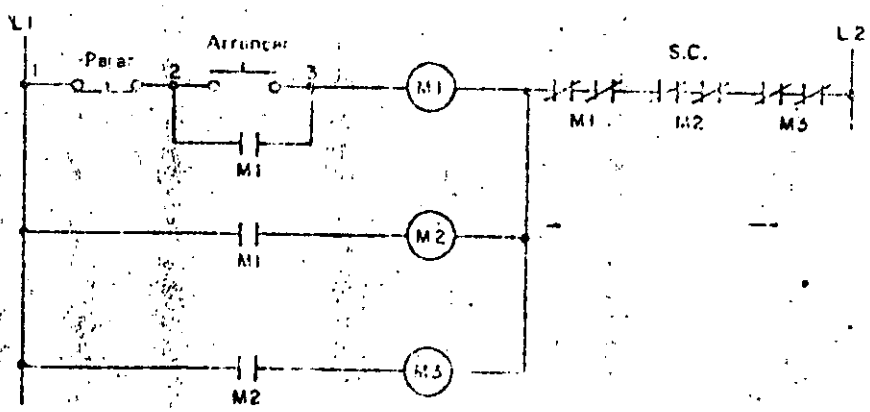
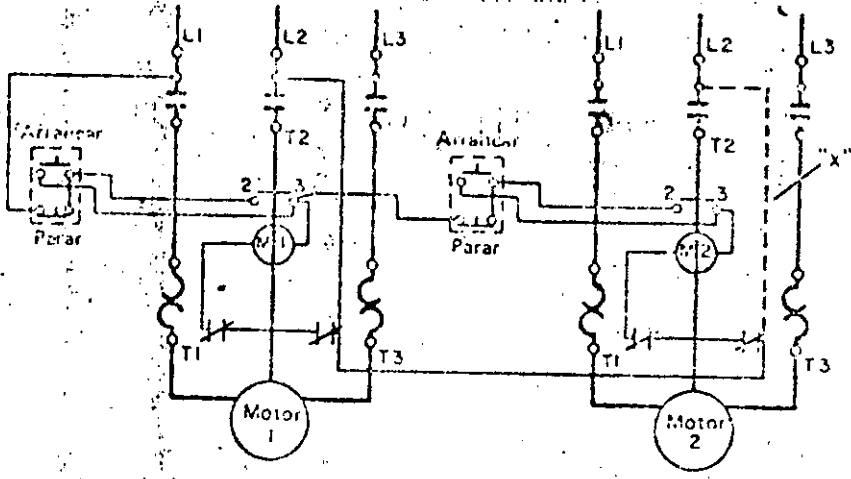


Diagrama elemental

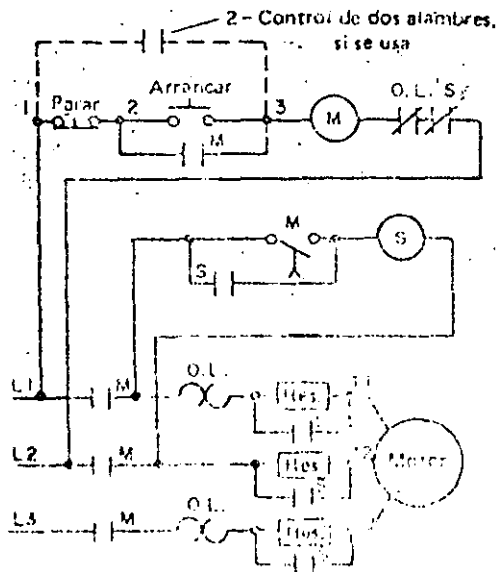
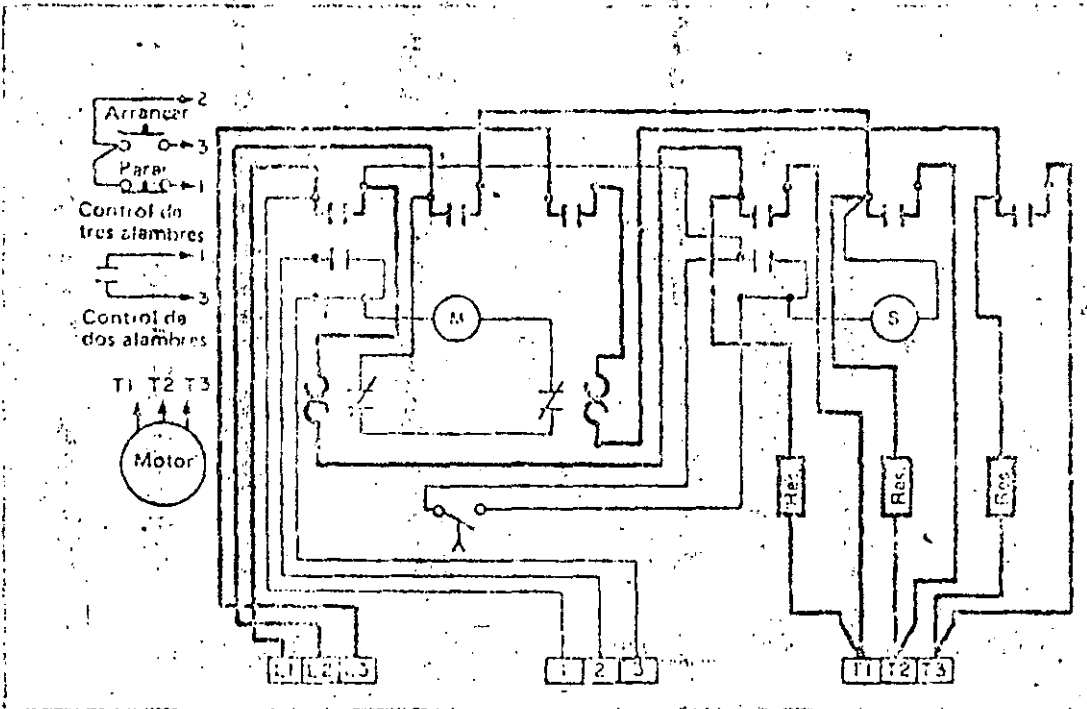
MOTOR MONOFASICO DE INDUCCION
 (FASE DIVIDIDA)
 (CUATRO ALAMBRES)



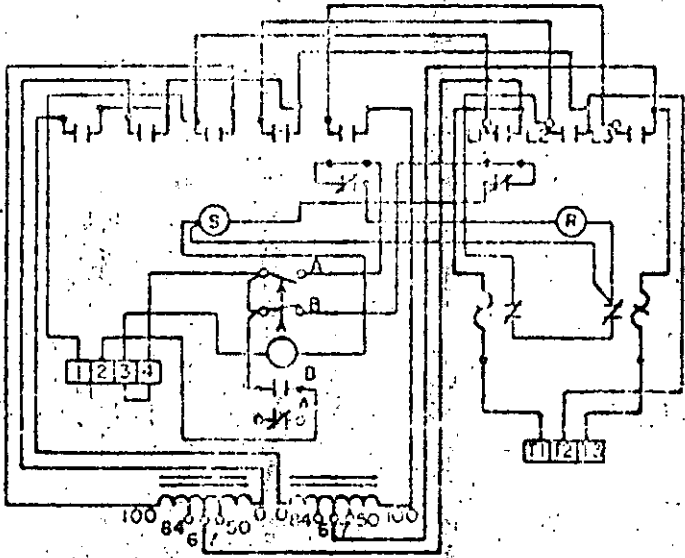
CONTROL DE SECUENCIA



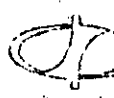
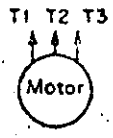
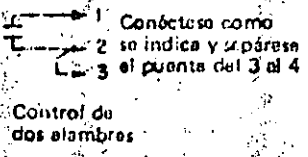
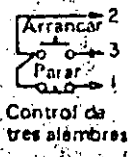
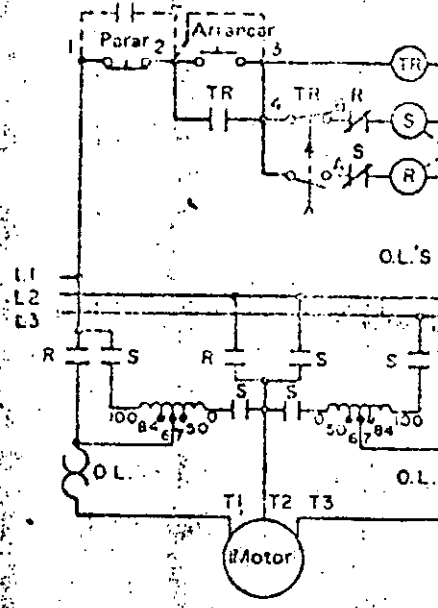
ARRANQUE CON RESISTENCIA PRIMARIA



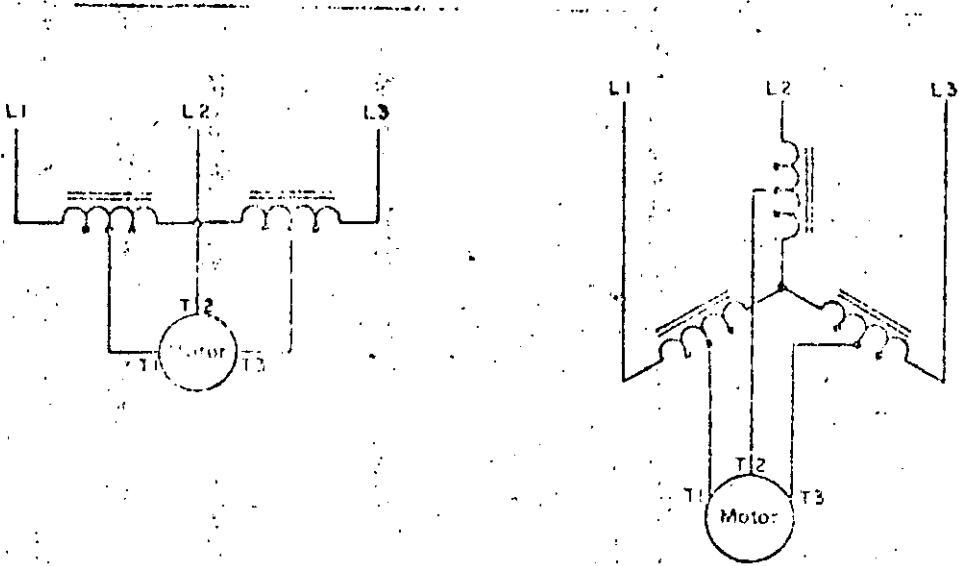
ARRANQUE CON AUTOTRANSFORMADOR



Para el control de dos alambres
conéctese según las líneas
punteadas y señárese el
puente del 3 al 4

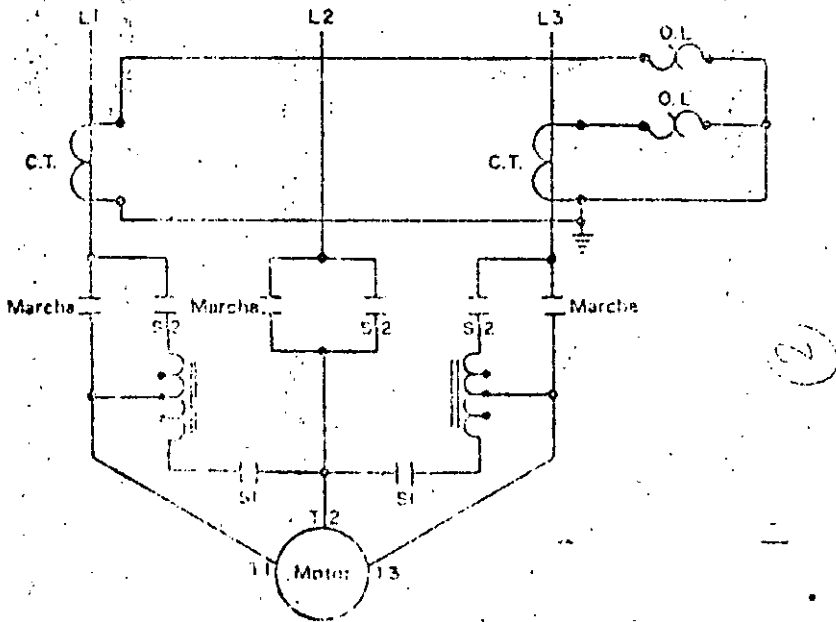


ARRANQUE CON AUTOTRANSFORMADOR



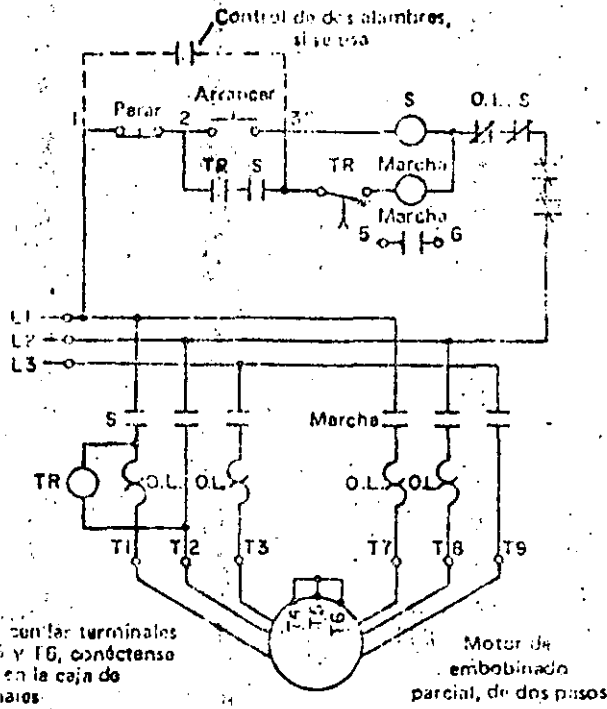
DOS AUTOTRANSFORMADORES

TRES AUTOTRANSFORMADORES

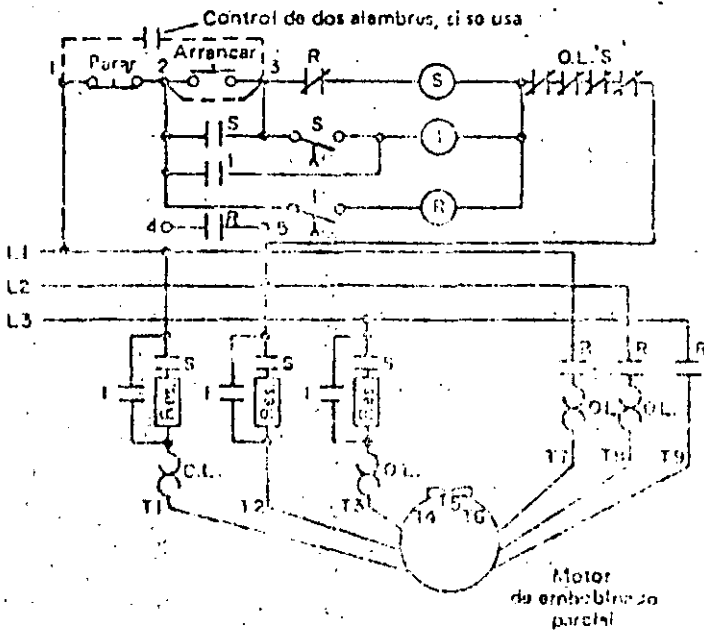


TRANSICION CERRADA

ARRANQUE DE MOTOR CON ENBOBINADO PARCIAL

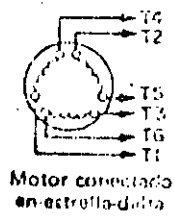
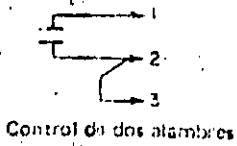
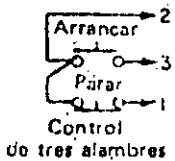
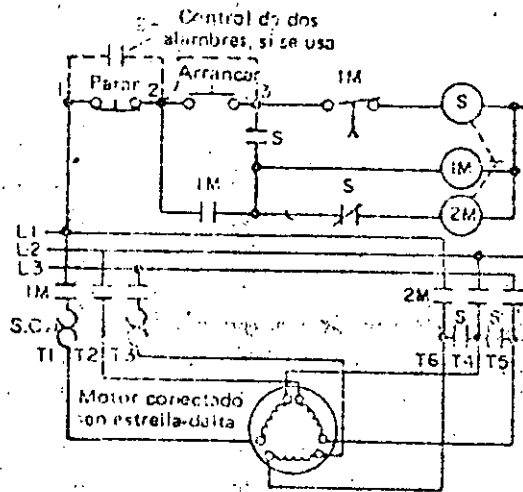
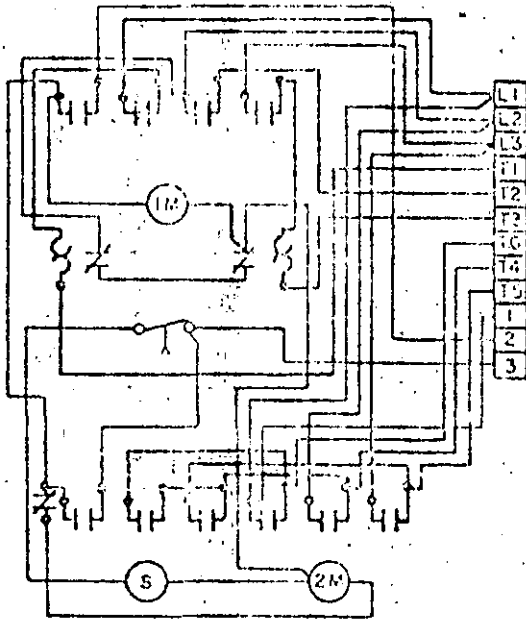


DOS PASOS

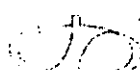
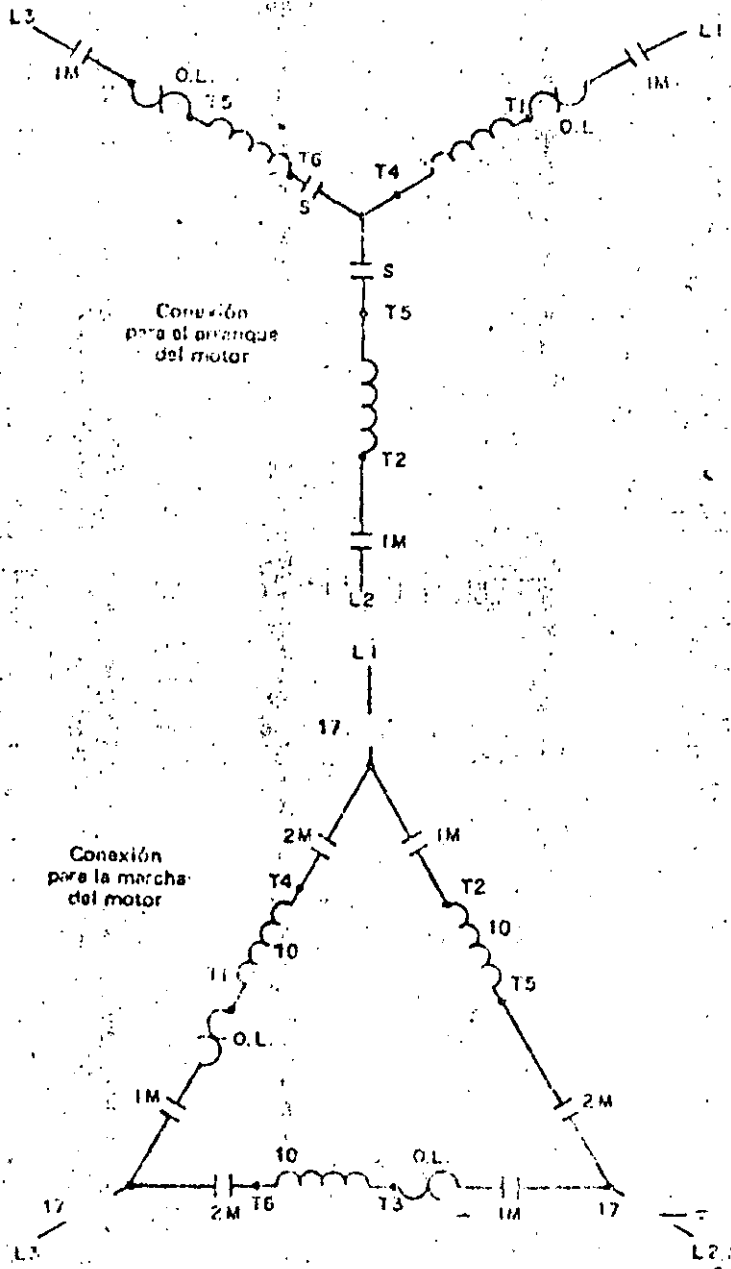


TRES PASOS

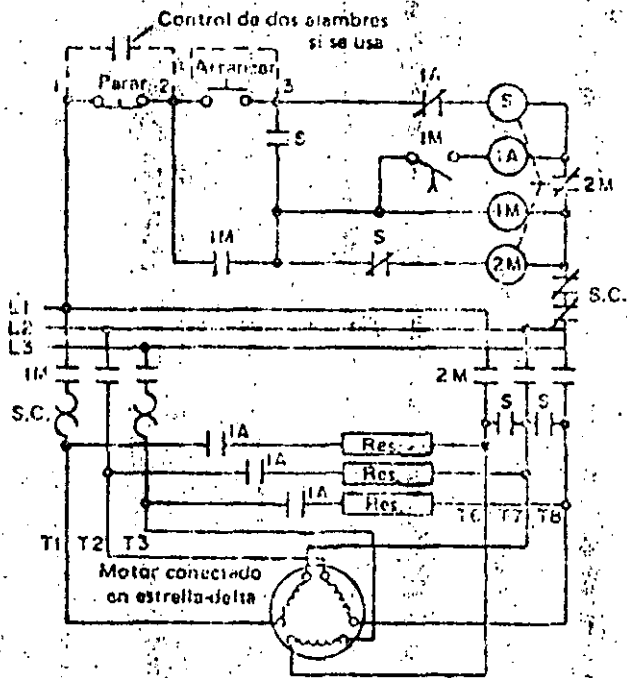
ARRANQUE ESTRELLA DELTA



ARRANQUE ESTRELLA - DELTA



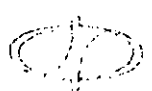
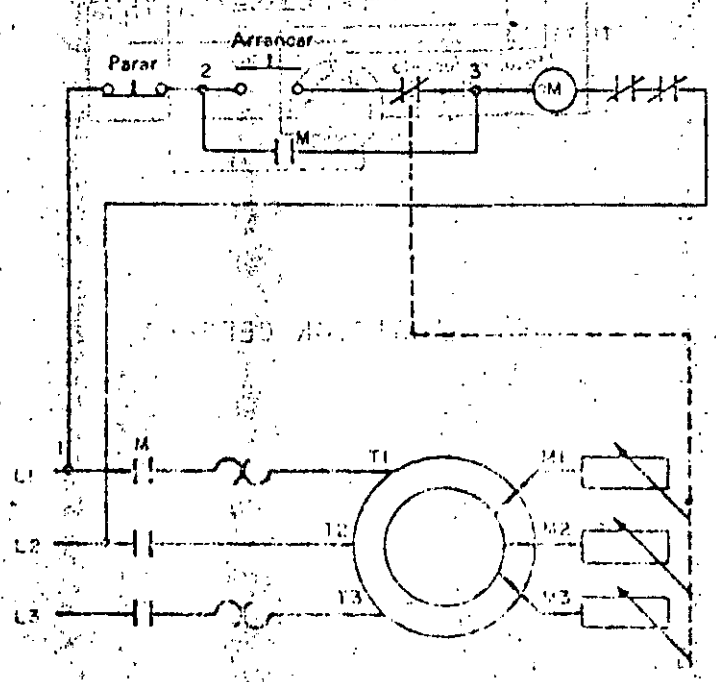
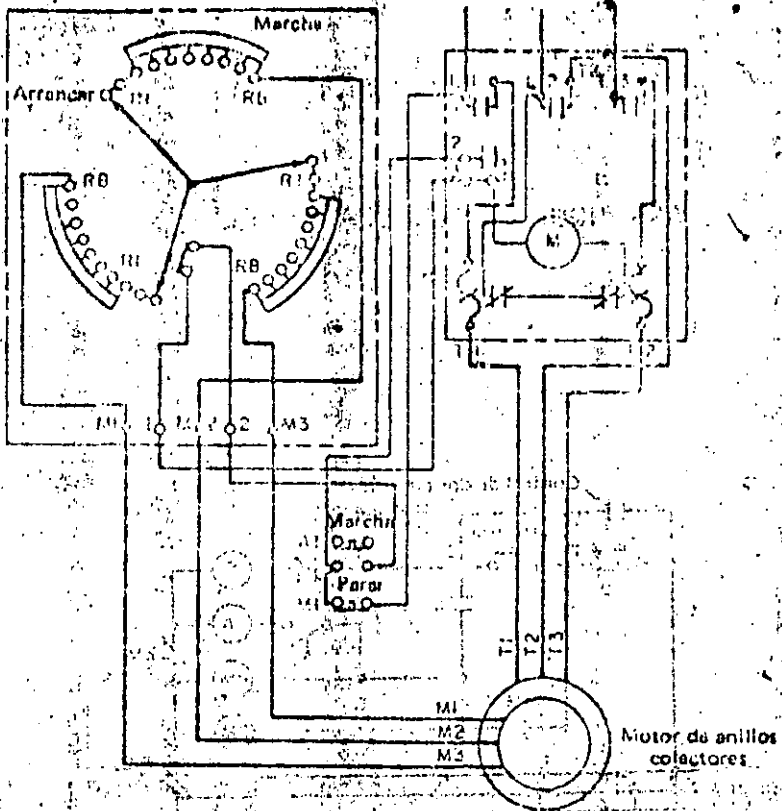
ARRANQUE ESTRELLA - DELTA



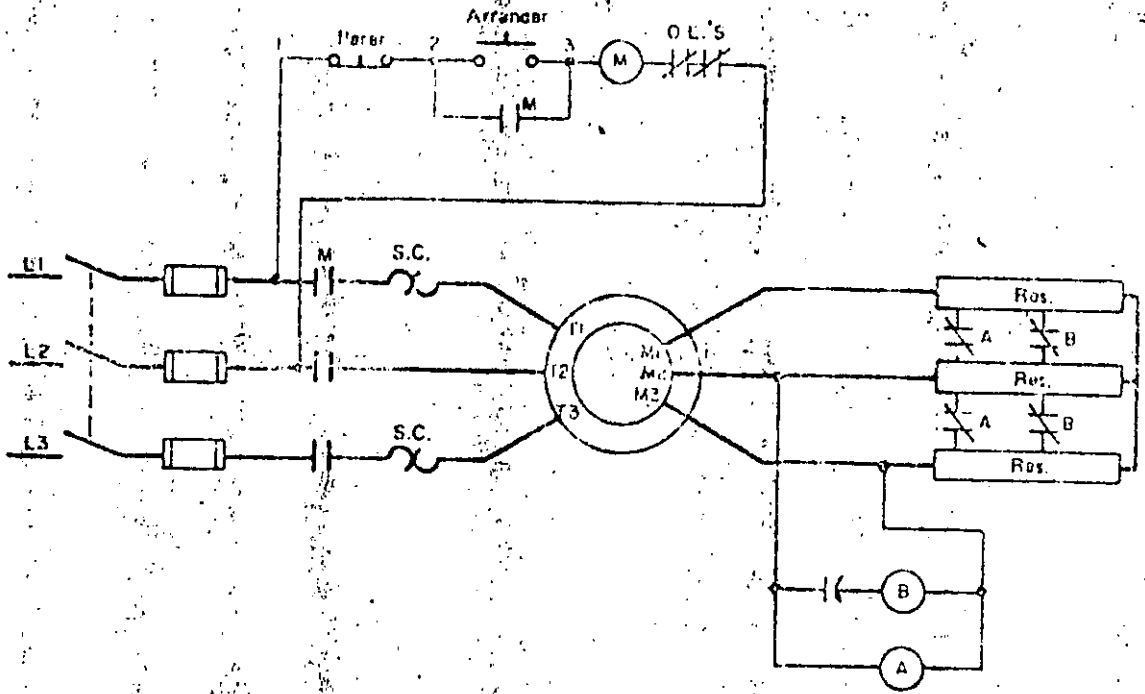
TRANSICION CERRADA

CONTROL DE UN MOTOR DE ANILLOS COLECTORES

60

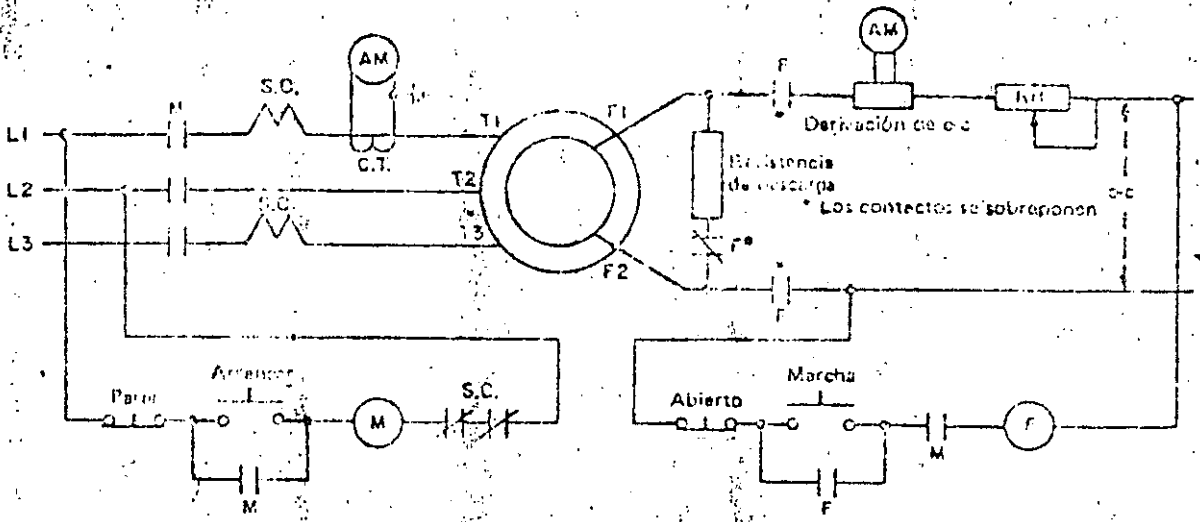


MOTOR CON ROTOR DEVANADO

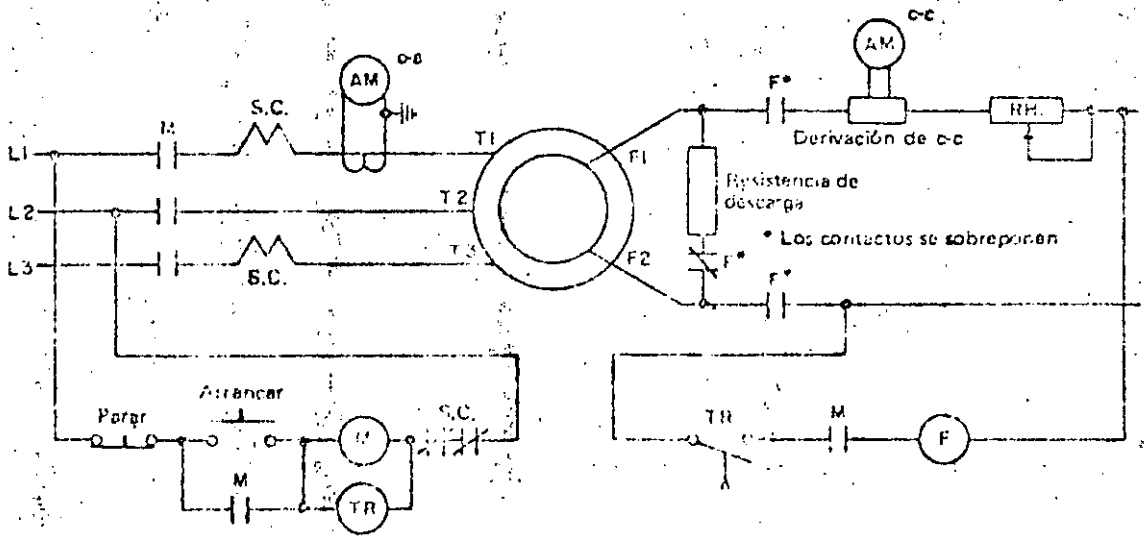


CON RELEVADOR DE FRECUENCIA

MOTOR SINCRONO



SINCRONIZACION POR MEDIO DE BOTONES



SINCRONIZACION SEMIAUTOMATICA CONTROLADA POR TIEMPO



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

SISTEMAS DE GENERACION DE ENERGIA
Y NO INTERRUPTIBLES

ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ

ENERO 1985

SISTEMA DE EMERGENCIAINDICEPAGINA

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.....	5
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 PISTONES 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 Detección 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, Codigos 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 perdidas 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 car--gas 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.

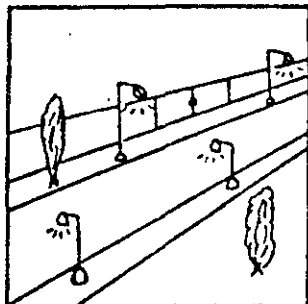
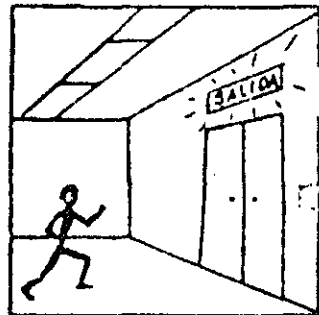
C).- La facilidad de Instalación y Mantenimiento de los Sistemas. - (Incluyendo su Capacidad de Incremento).

D).- Sus Ventajas Económicas.

2.1.-ALUMBRADO DE EMERGENCIA EN LUGARES PUBLICOS Y PLANTAS INDUSTRIALES

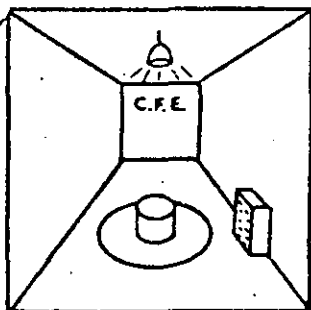
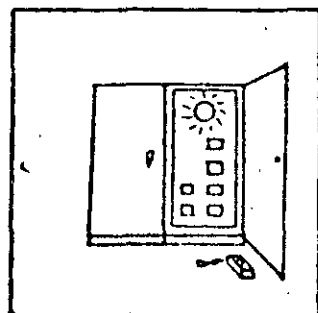
4

1.-ALUMBRADO DE EVACUACION DE PERSONAL.



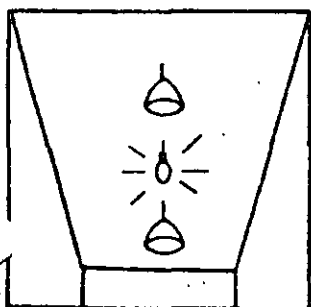
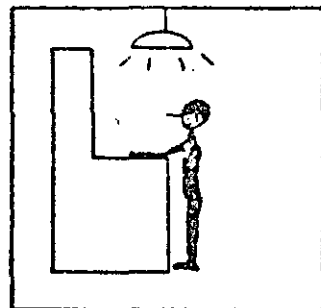
2.-ALUMBRADO PERIMETRAL Y DE SEGURIDAD.

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 Areas 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 perdida 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 ó 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 contiene 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 ¿ Que pasaría con una caldera "FRÍA" ó 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 ¿ Como 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 estan 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 elevadores

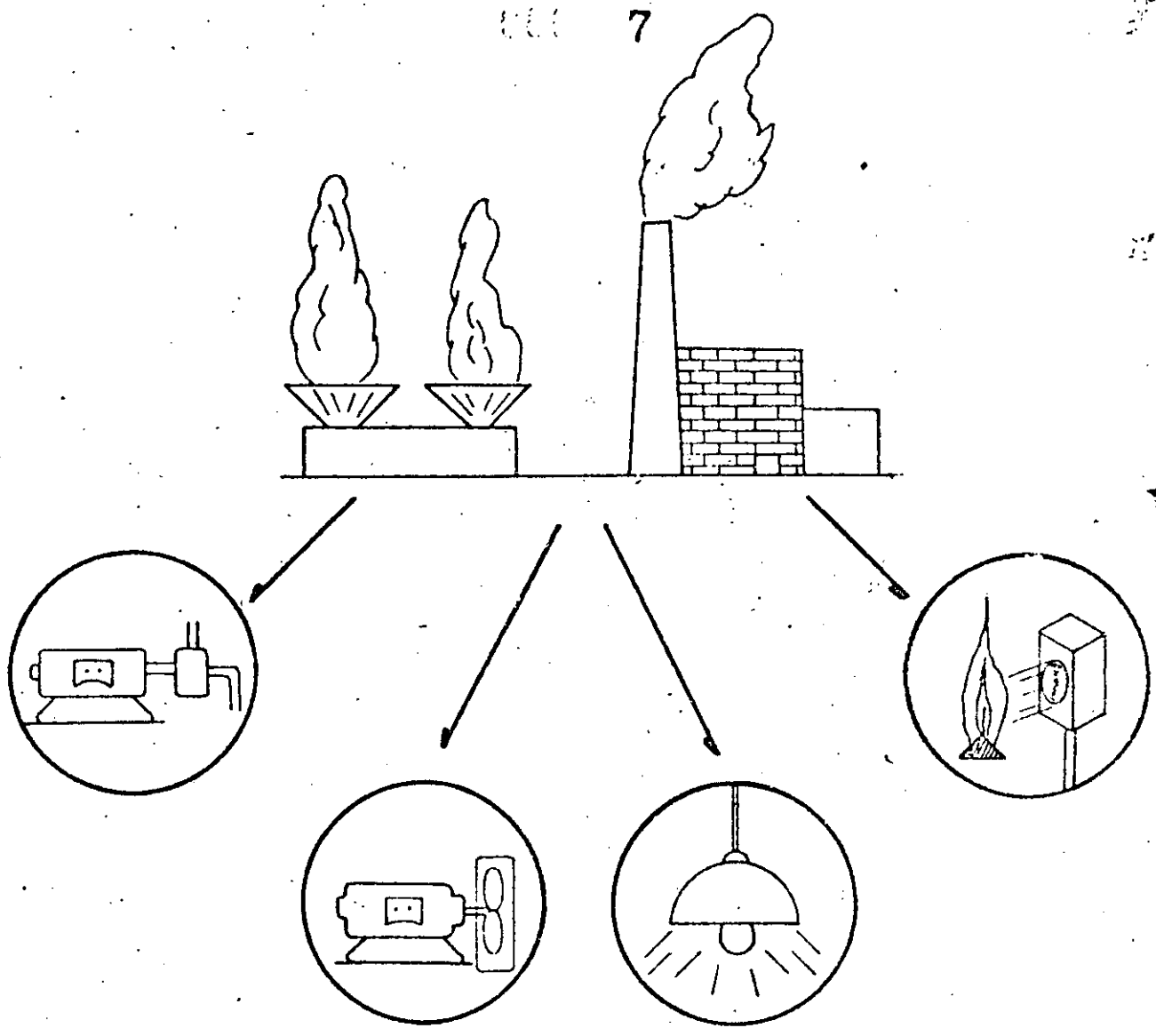


FIG. 2.2.1

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 máxima 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, causa 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 40% 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 hacerse críticas conforme dure la falla. En general puede considerarse un sistema de emergencia en:

(1) Los alimentos almacenados en restaurantes que requieren refrigeración y que puedan 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--- perderse durante la falla, o en su defecto, retrasarse.

(3) Las pruebas científicas de larga duración que requieren una continuidad para obtenerlas.

(4) Cuando en ciertos procesos químicos los aumentos de temperatura puedan causar daños severos o explosiones.

En todos estos casos se requiere que los generadores de emergencia sean arrancados como mínimo de manera manual y supervisados por un sistema de alarmas que notifique a la persona responsable la pérdida de refrigeración .

2.4.3.- PRODUCCION.- 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 devengados 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 la 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 operativo, etc.

c) Sistemas de suministro de combustible y aire para la combustión .

- 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 empiece 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 notificar a los departamentos implicados con los incendios (bomberos, auxilios médicos, policía, etc.), como guías de asistencia en estos simiostros.

(4) Iluminación para facilitar las actividades, en los edificios 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 esta 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-

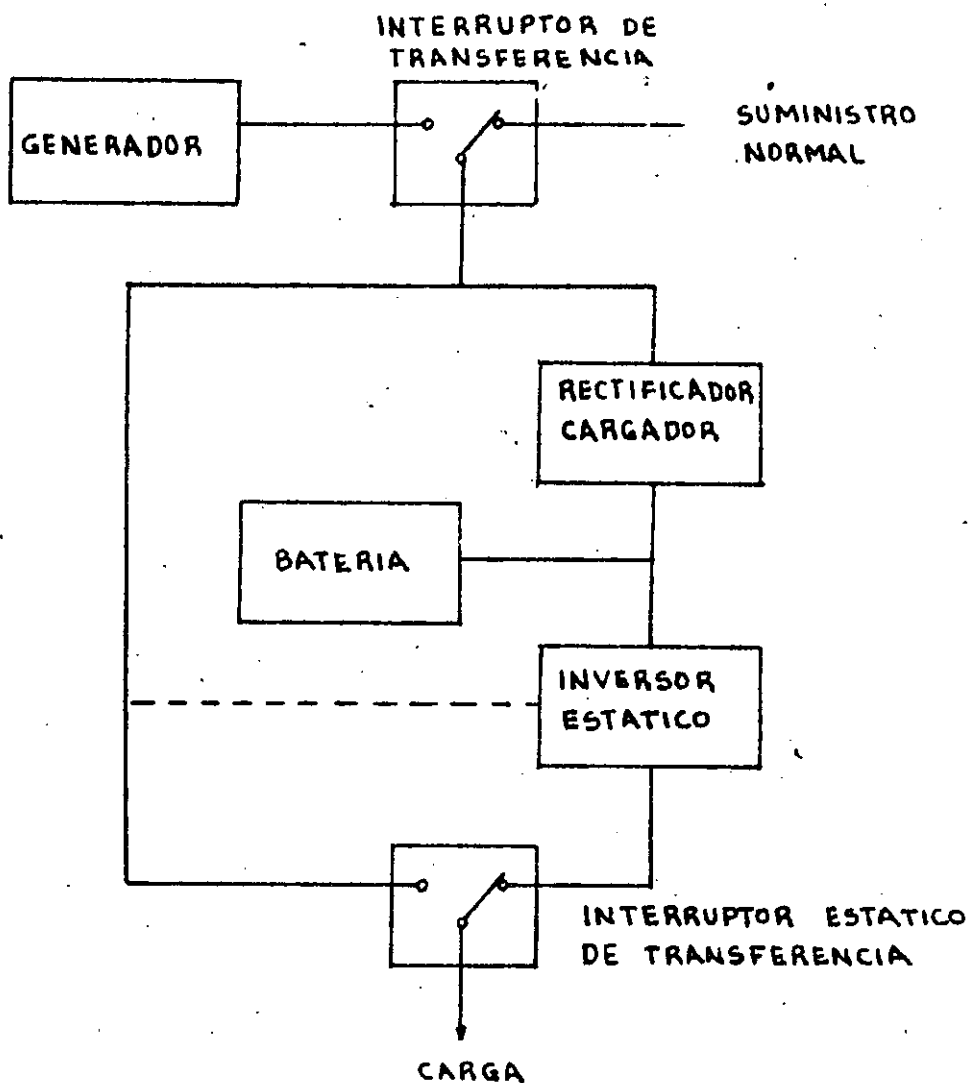


FIG. 2.7-1 DIAGRAMA UPS (UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY). EL SISTEMA ININTERRUPTIBLE DE ENERGIA ASEGURA EL SUMINISTRO CONTINUO DE ENERGIA A COMPUTADORAS Y A OTRAS CARGAS CRITICAS.

energía 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.

2.8.- 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) ¿ Como pueden enviarse o recibirse mensajes vitales a una planta remota concernientes a la producción,

(3) ¿ Como puede encontrarse a la persona clave, o darle instrucciones?, ¿ Como 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.

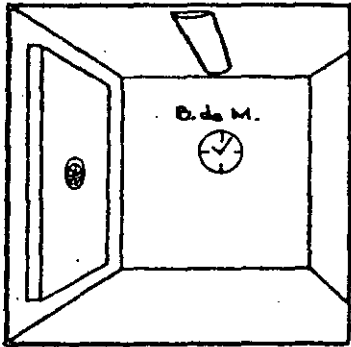
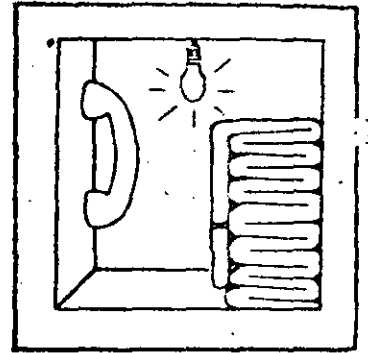
2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION

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:

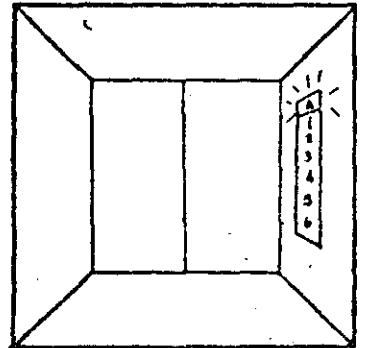
- (1) Sistemas de alarma contra fuego
- (2) Sistemas de iluminación para vigilancia.
- (3) Sistemas de señalización en elevadores.

2.9.- SISTEMAS DE SEÑALIZACION

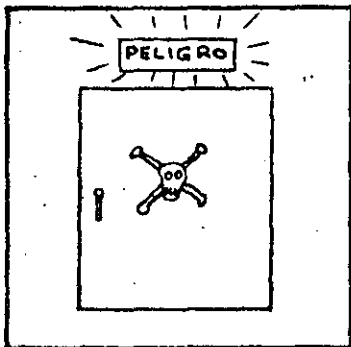
1.- SISTEMAS DE ALARMA
CONTRA FUEGO.



2.- SISTEMAS DE ILUMI
NACION PARA VIGILAN-
CIA.

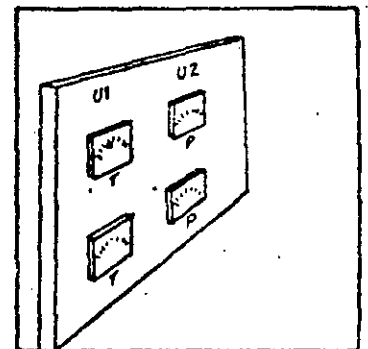


3.- SISTEMAS DE SEÑALI-
ZACION EN ELEVADORES.



4.- SEÑALES EN PUERTAS.

5.- INDICADORES REMOTOS
DE NIVEL DE LIQUIDOS,
PRESION, TEMPERATURA,
ETC.



(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.

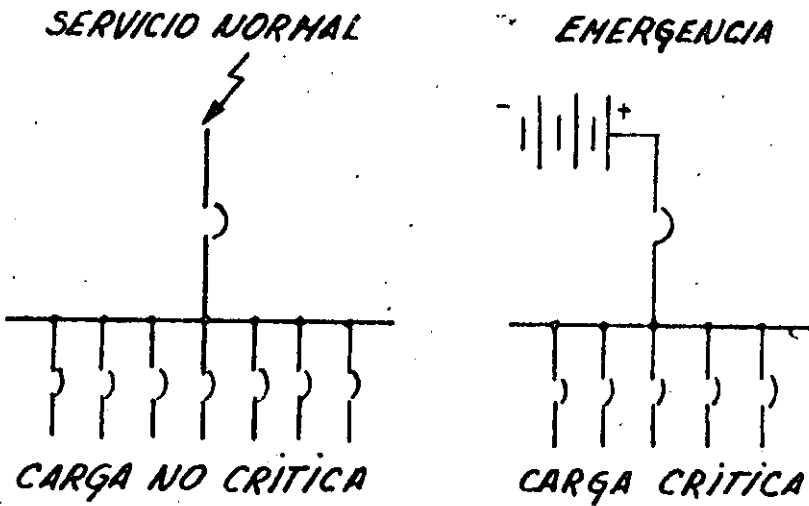
(2) Un control de arranque y regulación en caso de seleccionarse como fuente de respaldo un conjunto de generación propio e instalado en el lugar donde se va a utilizar.

(3) Controles que transfieran la carga de la fuente de emergencia a la primaria y viceversa. Fig. 3.0.3.

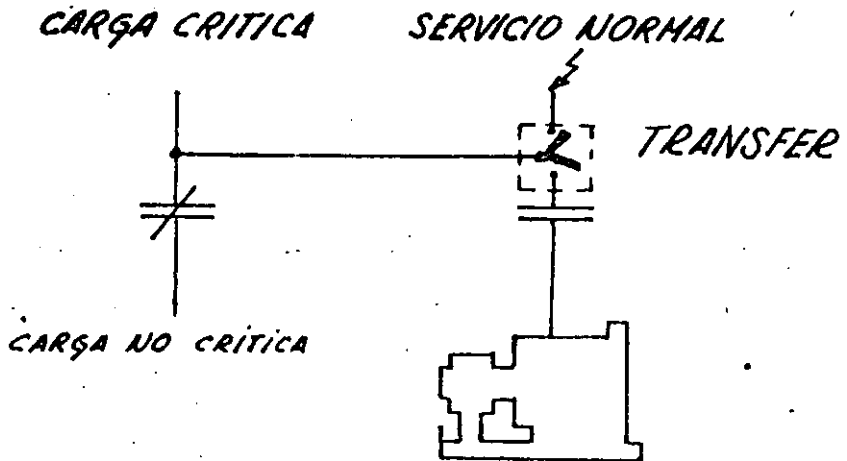
El equipo de generación propio generalmente está formado por un generador de C.A. impulsado por un primotor, el cual puede ser una máquina de combustión interna o una turbina de gas o vapor.

SISTEMAS TIPICOS DE EMERGENCIA

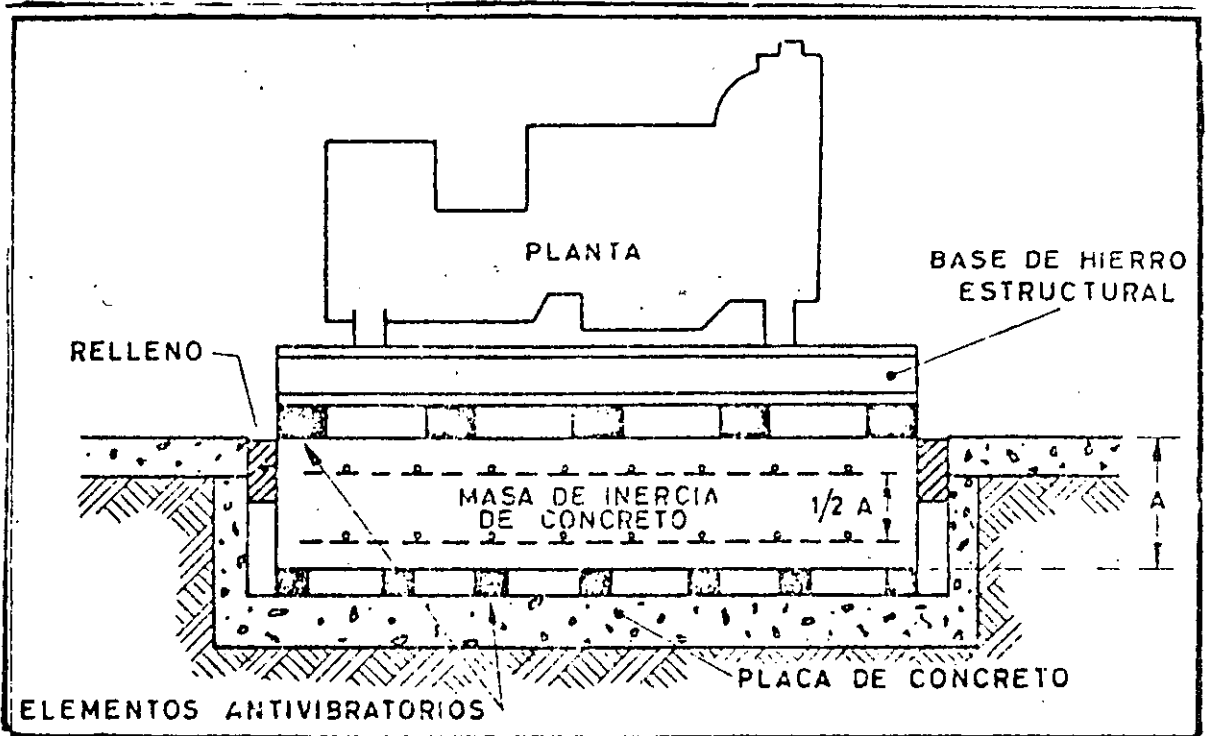
LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA SON DE DOS TIPOS
TIPO 1 FIG. 3.0.1



TIPO 2 FIG. 3.0.2



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)

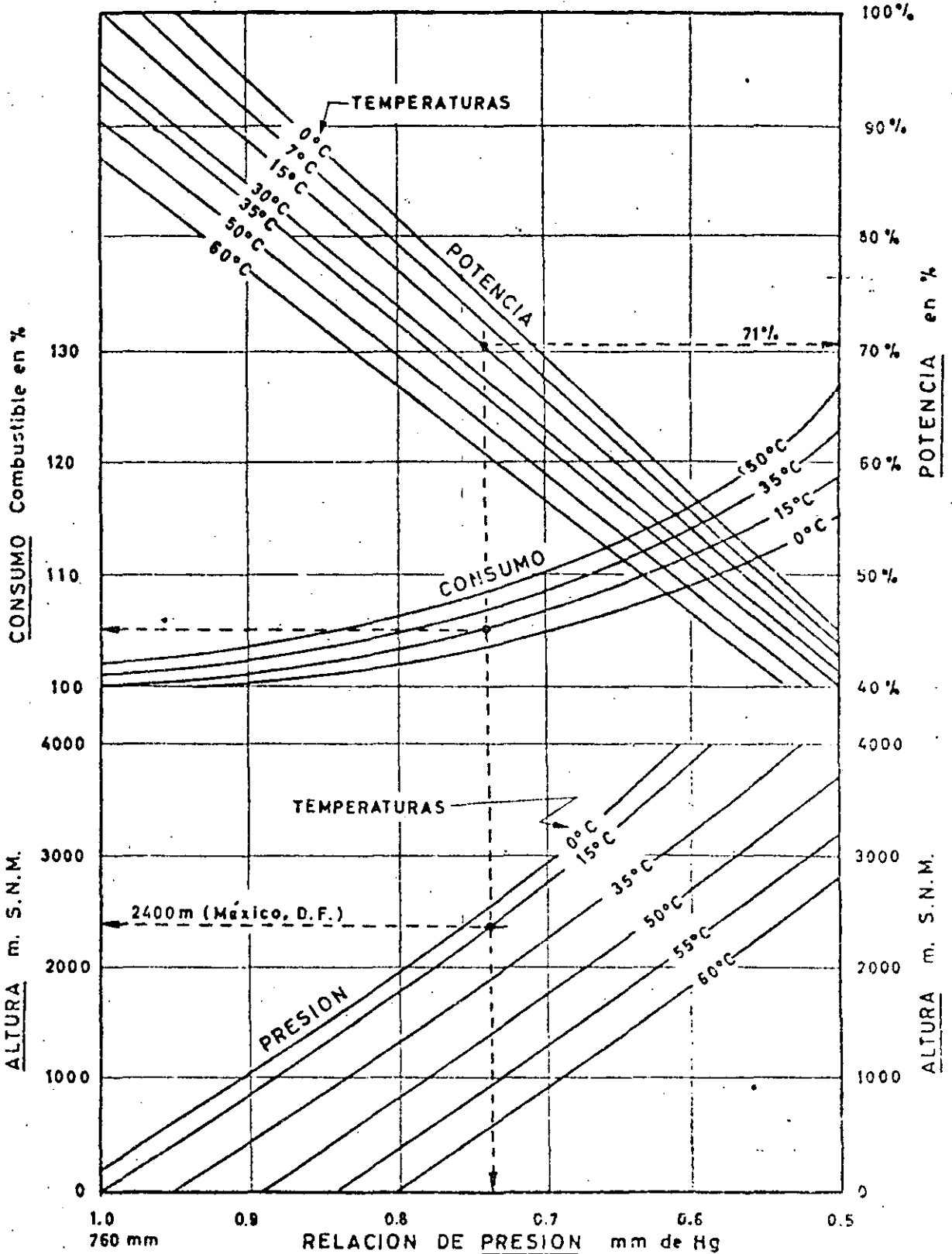
COMPARACION ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE MOTORES COMBUSTION INTERNA

		GASOLINA	DIESEL	GAS
V E N T A J A S	1	<ul style="list-style-type: none"> * SATISFACTORIO EN INSTALACIONES PEQUEÑAS * BAJO COSTO INICIAL 	<ul style="list-style-type: none"> * MAS COSTOSO PERO MAS ROBUSTO Y CONFIABLE 	<ul style="list-style-type: none"> * COSTOS SIMILARES AL MOTOR DE GASOLINA
	2	<ul style="list-style-type: none"> * ARRANQUE RAPIDO 	<ul style="list-style-type: none"> * MENOR COSTO DE OPERACION * EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE SU COMBUSTIBLES MENOS PELIGROSO 	<ul style="list-style-type: none"> * ARRANQUE RAPIDO DESPUES DE UN PERIODO DE PARO PROLONGADO * MAYOR TIEMPO DE VIDA QUE EL DE GASOLINA
	3	<ul style="list-style-type: none"> * BAJO COSTO DE PIEZAS DE REPUESTO 		<ul style="list-style-type: none"> * REQUIERE MENOS MANTENIMIENTO QUE EL MOTOR DE GASOLINA
	4		<ul style="list-style-type: none"> * DISPONIBLE EN CAPACIDADES DE 2.5 A 1000 KVA. 	<ul style="list-style-type: none"> * DISPONIBLE EN CAPACIDADES HASTA 600 KVA.
D E S V E N T A J A S	1		<ul style="list-style-type: none"> * ALTO COSTO EN TAMAÑOS PEQUEÑOS 	
	2	<ul style="list-style-type: none"> * ALTO COSTO DE OPERACION * GRANDES PELIGROS ASOCIADOS CON EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE LA GASOLINA 		<ul style="list-style-type: none"> * LA SELECCION DE ESTE MOTOR DEPENDE DE LA DISPONIBILIDAD DE SU COMBUSTIBLE
	3	<ul style="list-style-type: none"> * INSPECCION Y MANTENIMIENTO FRECUENTES 		
	4	<ul style="list-style-type: none"> * DISPONIBLES SOLO HASTA 150 KVA. 		

1. COSTO INICIAL 2. OPERACION 3. MANTENIMIENTO 4. TAMAÑOS DISPONIBLES

FACTORES DE CORRECCION POR ALTURA Y TEMPERATURA PARA MOTORES

FACTORES DE CORRECCION



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 15 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

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 toleran 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 además, 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 esta.

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

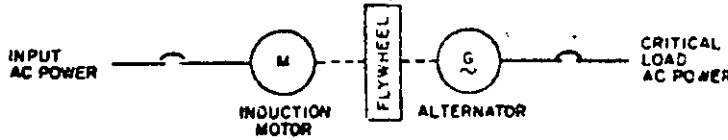
Este Sistema esta constituido por un motor de inducción, un generador de C.D., un banco de baterias, un volante, y un generador de C.A.

En operación normal, el motor de inducción mueve al generador 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 baterias. En condiciones de falta de suministro de energía, se cierra un contactor de C.D., aplicando voltaje de las baterias a la máquina de C.D., es entonces cuando esta opera como motor para mover el generador. La inercia del volante y de las maquinas rotatorias amortiguan la transición entre la operación normal y la de emergencia.

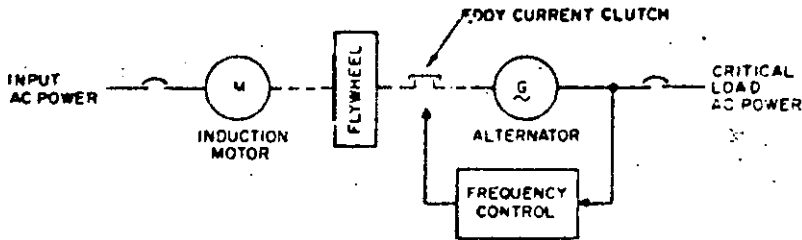
La capacidad de las baterias puede ser seleccionada con base en el tiempo requerido para arrancar y sincronizar un generador de emergencia.

Los diagramas esquematicos así como una tabla comparativa de los Sistemas anteriores se muestran a continuación.

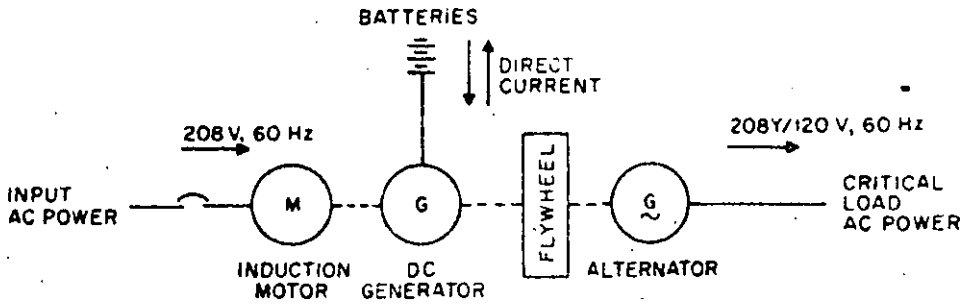
COMPARACION ENTRE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGIA MECANICA



1 SISTEMA INERCIAL SIMPLE



2 SISTEMA INERCIAL DE FRECUENCIA CONSTANTE



3 SISTEMA INERCIAL SOPORTADO POR BATERIAS

	Motor Generator and Flywheel 1	Motor/Flywheel/Clutch/Generator 2	AC Motor/Flywheel Battery/DC Motor/AC Generator 3
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	0.6 s	0.6 s	—
Frequency regulation	60 Hz \pm 0, -0.5	60 Hz \pm 0.5	59.7 Hz ac drive/60 Hz \pm 0.5 Hz dc drive
Frequency transient	\pm 0.5 Hz	\pm 0.5 Hz	—
Frequency transient recovery time	0.5 s	0.5 s	—
Phase angles, unbalanced loads up to 20 percent	120° \pm 5°	120° \pm 5°	—
Harmonic voltage	5% rms maximum	5% rms maximum	3% rms maximum
Electromagnetic interference	MIL-1-16910 or better	MIL-1-16910 or better	—

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 - POCO 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 - 12 AÑOS	MAJOR 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 suministro de energía eléctrica en base a 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.- DESCRIPCIÓN BÁSICA 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 las 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 μ seg.); 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 prevé 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).

36

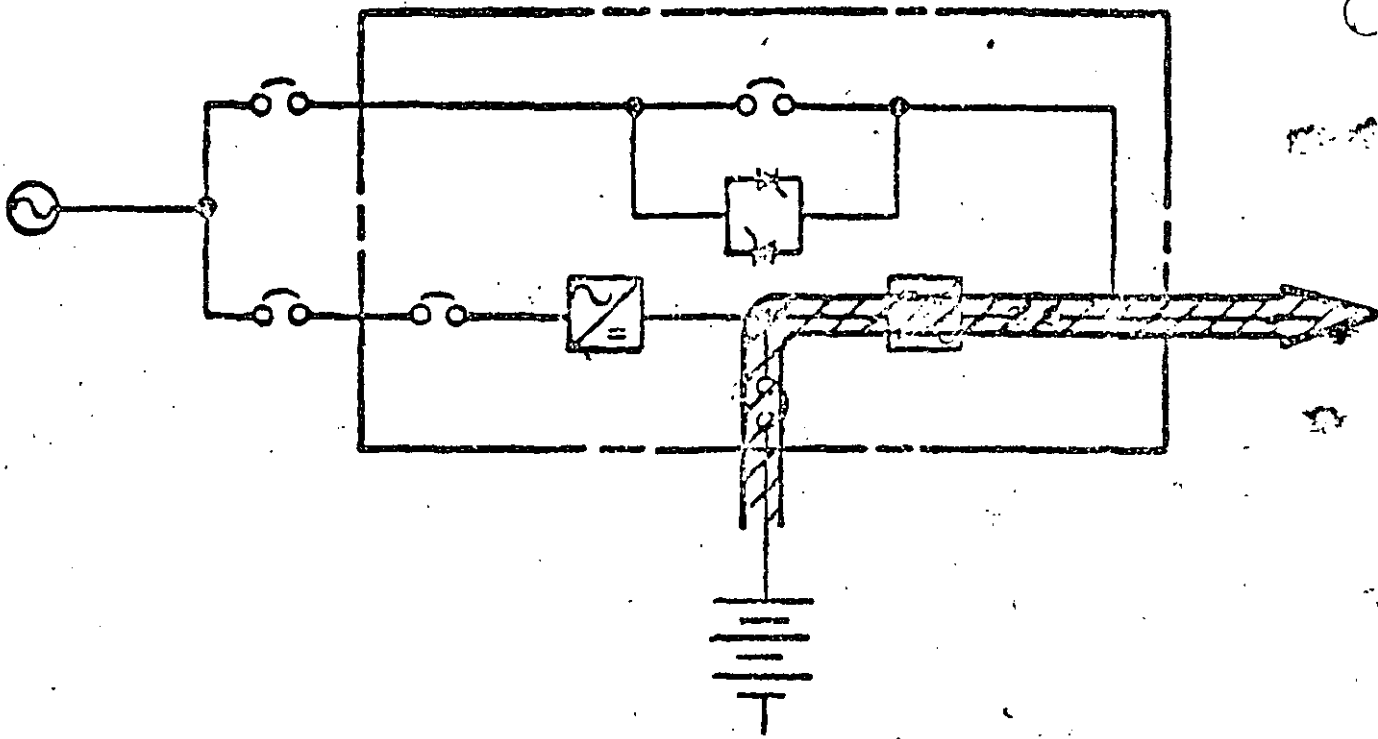


FIGURA 3.4.3.

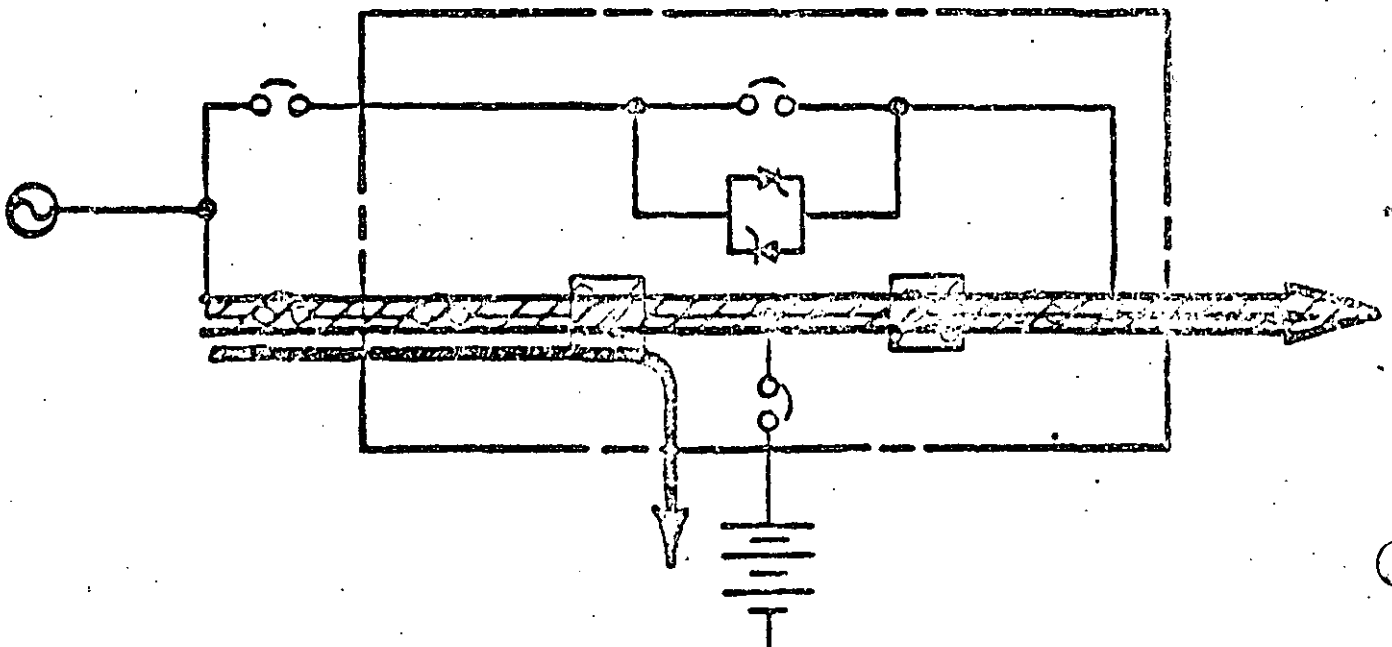


FIGURA 3.4.4

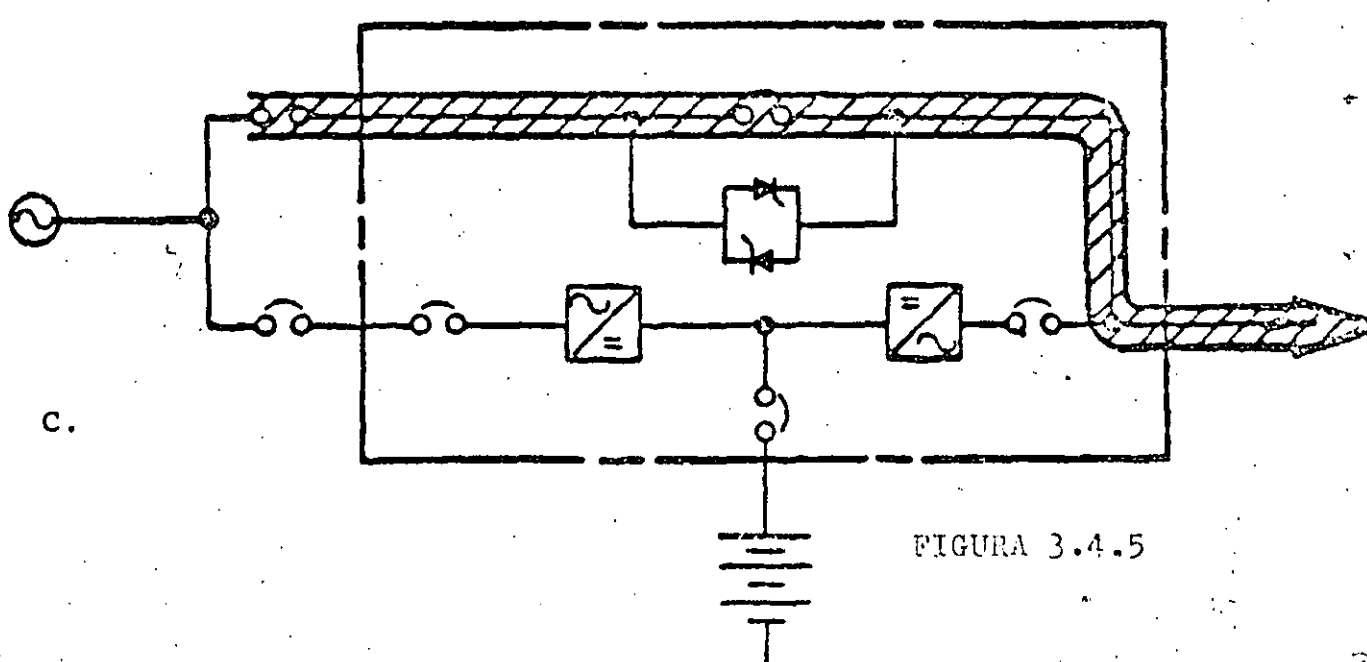
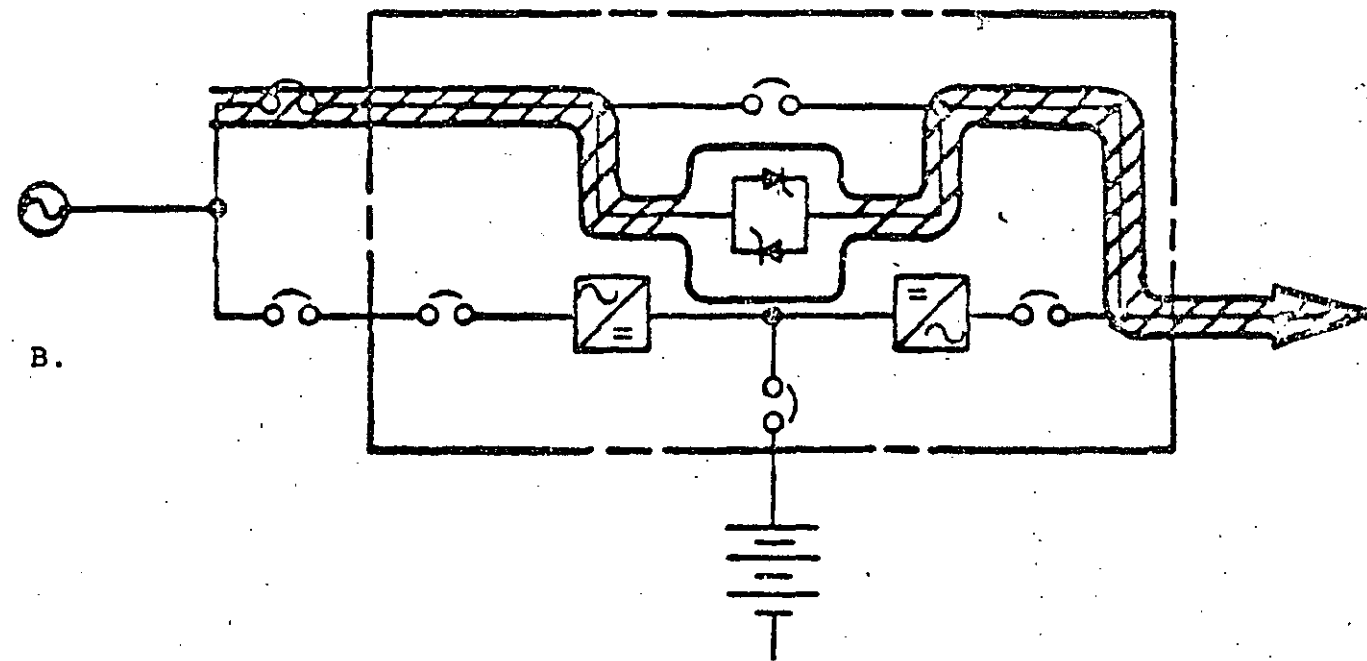
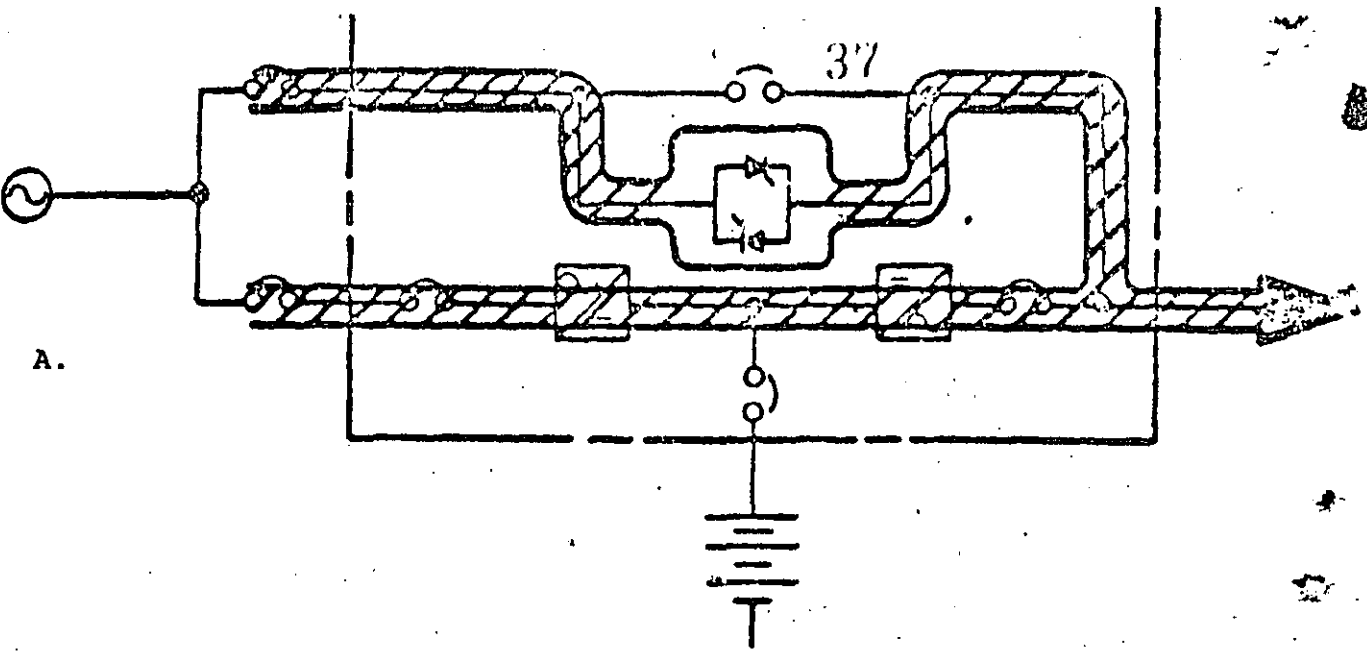


FIGURA 3.4.5

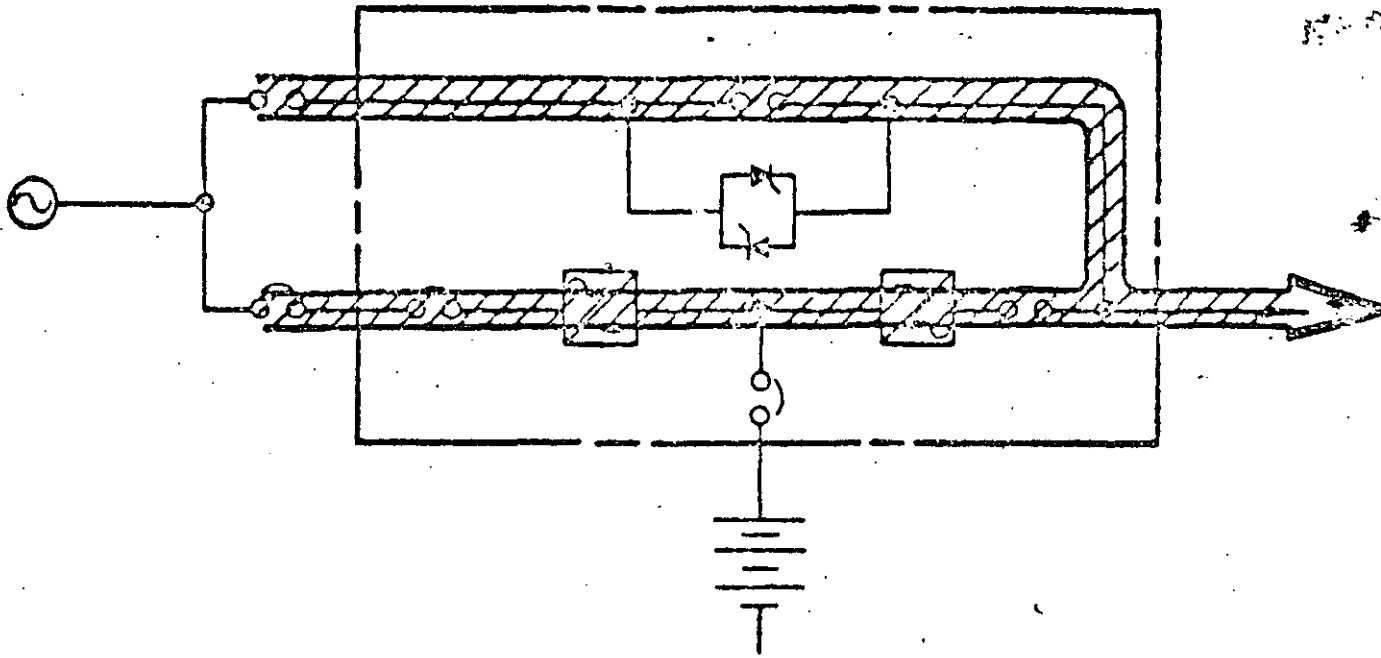


FIGURA 3.4.6

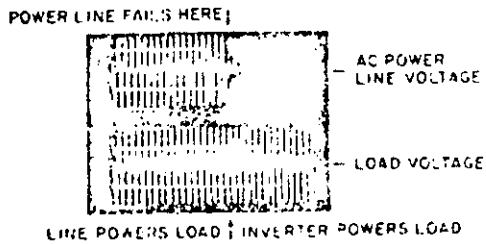
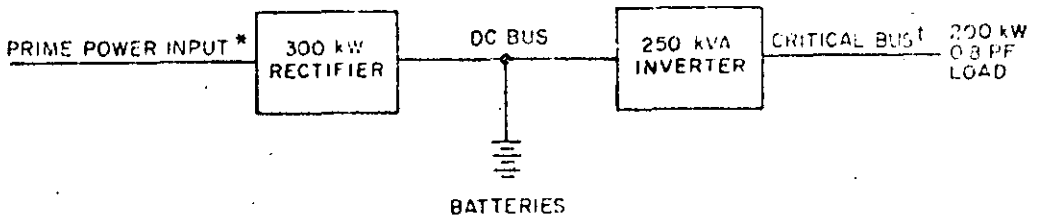


FIG. 3.4.7.- SISTEMA NO REDUNDANTE.

3.4.3.- CONFIGURACIONES TÍPICAS DE EQUIPOS NO INTERRUMPIBLES

Existen diferentes y variadas configuraciones de equipos no interrumpibles, los que a continuación se explican son algunos de los más usuales. Es importante mencionar que la aplicación de ellos dependerá fundamentalmente de las condiciones técnico-económicas que en cada caso prevalescan.

Sistema No Redundante.- La configuración básica consiste en un solo rectificador, una batería y un inversor operando continuamente 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 alimenta al inversor manteniendo en flotación la batería. No se cuenta con opción de transferencia de ningún tipo y solo 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:

$$A = \frac{TPF}{TPF + TPR}$$

Donde:

A= Disponibilidad del equipo

TPF= 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-

caso 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% 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 falle 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 incrementa 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-Redundante de Carga Compartida.— 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-

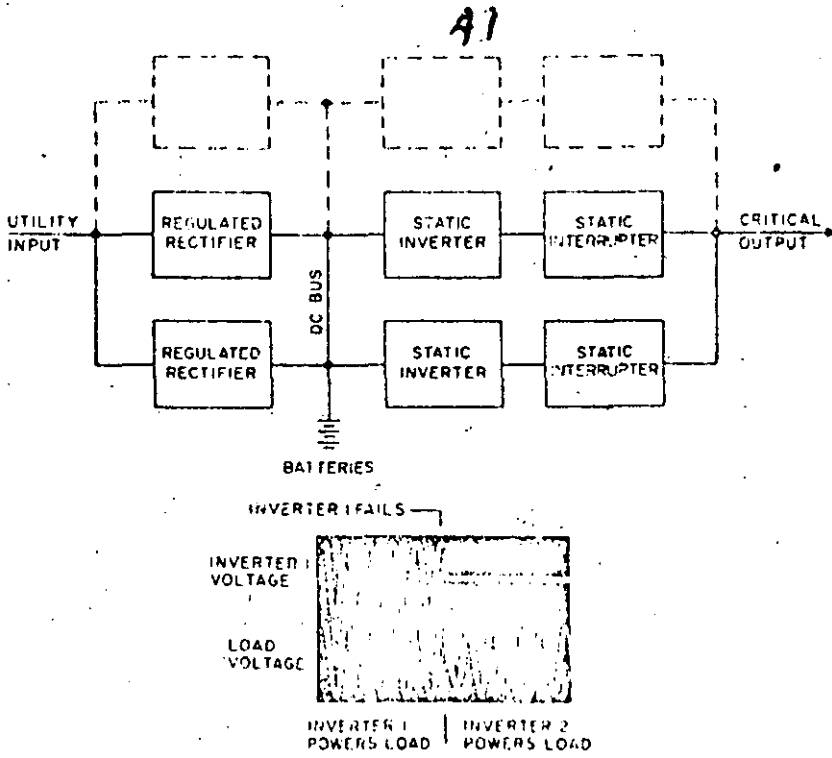


FIG. 3.4.8.- SISTEMA REDUNDANTE.

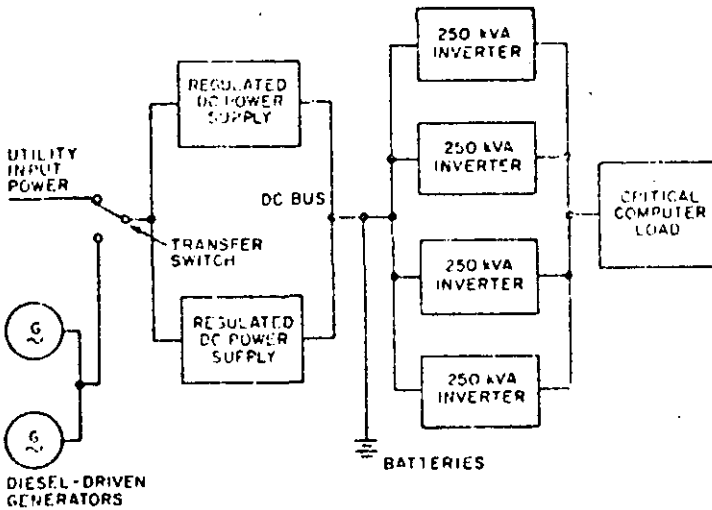


FIG. 3.4.9.- SISTEMA PARALELO-REDUNDANTE DE CARGA COMPARTIDA.

bido a que los parámetros de frecuencia y voltaje en la línea son inestables.

3.4.4.- ESPECIFICACION DE UN EQUIPO NO INTERRUPTIBLE.

La tabla 3.4.1 es una guía para especificar un equipo interruptible 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 min 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 96% (improves as kVA rating increases)

TABLA 3.4.1.- (CONTINUACION).

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 76 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	<p>Damaging fumes</p> <p>Excessive moisture</p> <p>Excessive dust</p> <p>Abrasive dust</p> <p>Steam</p> <p>Oil vapor</p> <p>Explosive mixtures of dust or gases</p> <p>Salt air</p> <p>Abnormal vibration, shocks, or tilting</p> <p>Weather or dripping water</p> <p>Special transportation or storage conditions (user to identify method of handling equipment)</p> <p>Extreme or sudden changes in temperature</p> <p>Unusual space and weight limitations</p> <p>Unusual operating duty</p> <p>Unusually high system impedance</p> <p>Seismic considerations</p> <p>Electromagnetic fields</p> <p>Radioactive levels above natural background</p> <p>Abnormally high system voltages to ground</p> <p>Nonlinear load or one generating excessive harmonic or ripple current</p> <p>Inability for the dc source to accept a current in the reverse direction</p> <p>Acoustical noise limitations</p> <p>Type of battery or power supply provided by user</p>

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 bondad) 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 cort-circuito 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 de l 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.

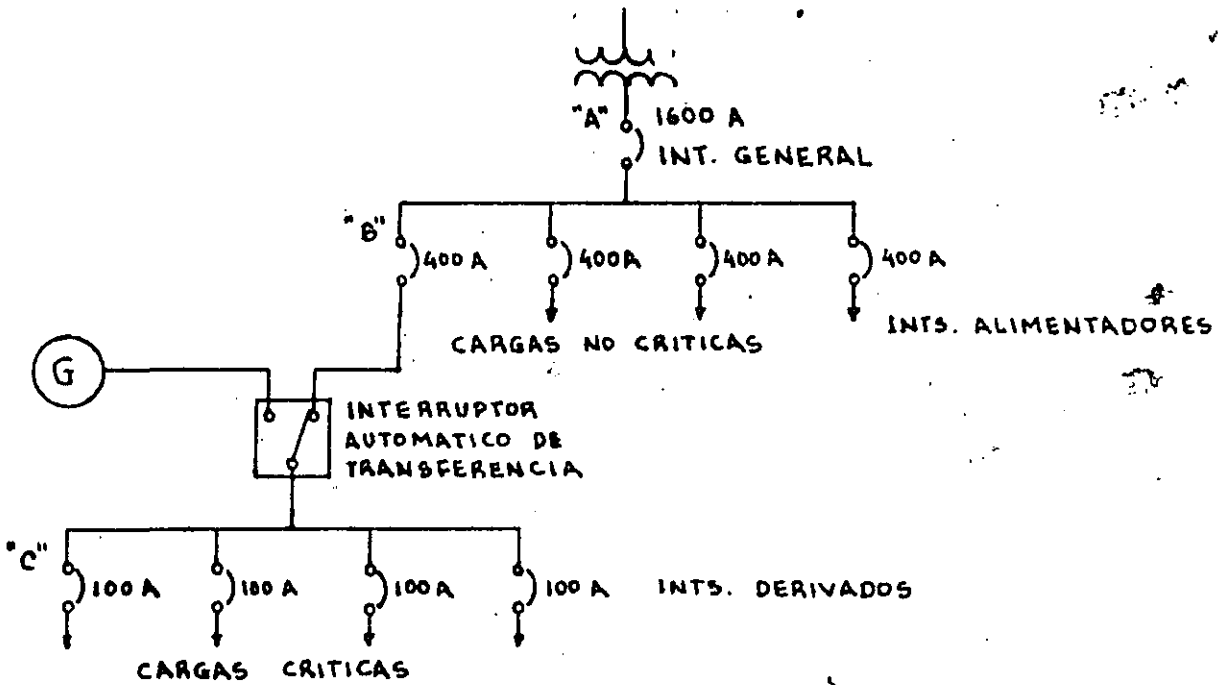


FIG. 4.2.1 DIAGRAMA UNIFILAR

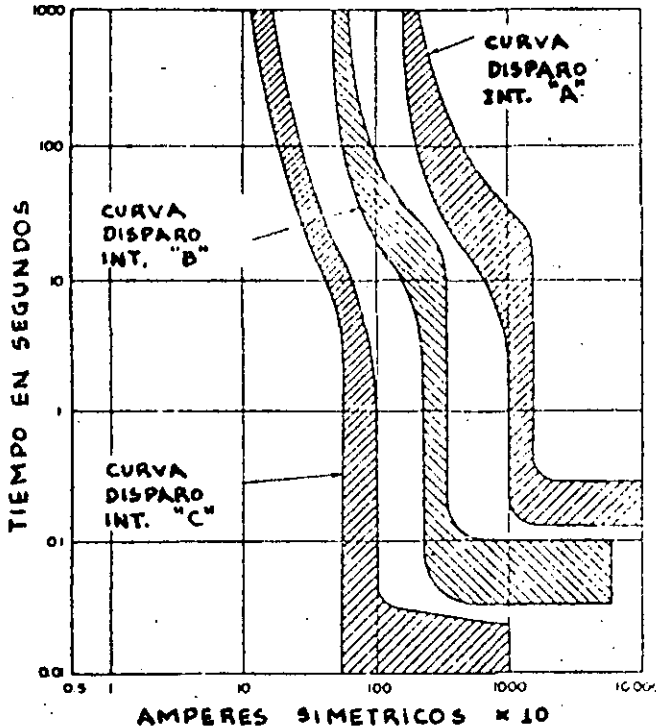
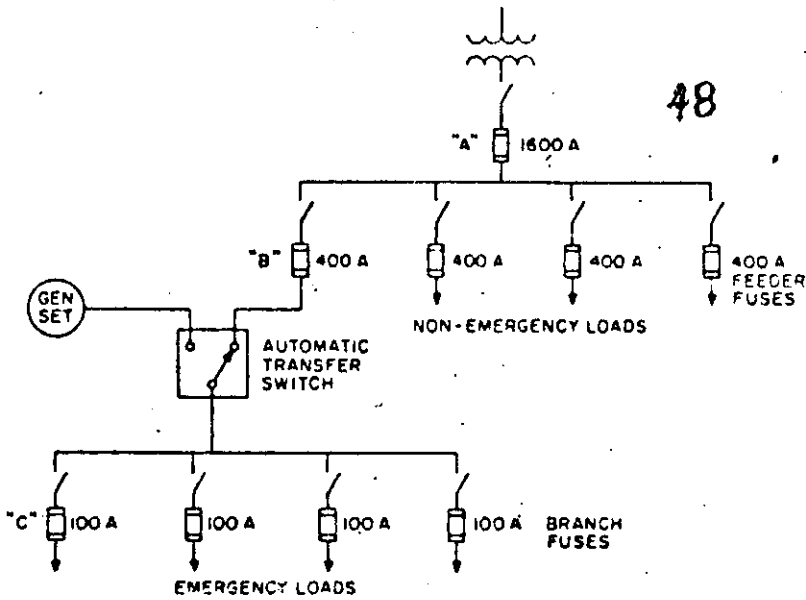


FIG. 4.2.2 COORDINACION DE PROTECCIONES



*PLANTA DE EMERGENCIA CON PROTECCION
POR FUSIBLES*

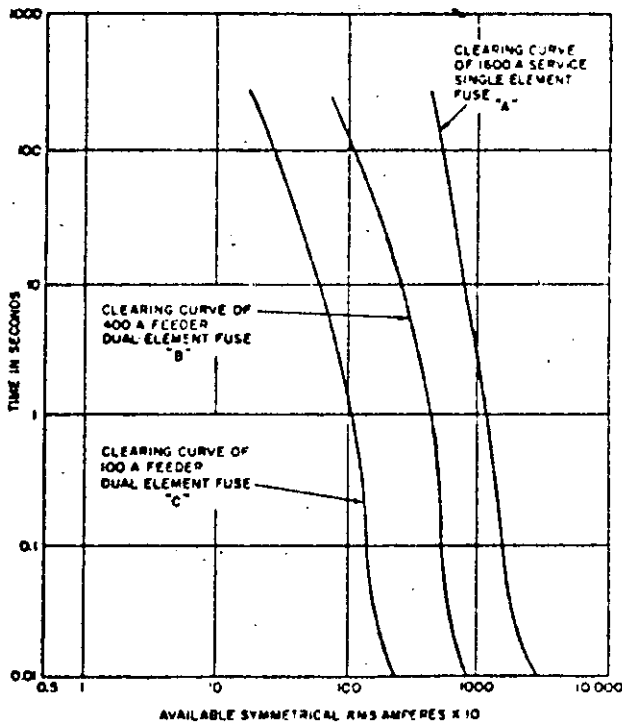


FIG. 4.2.3 *CARTA DE COORDINACION*

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.

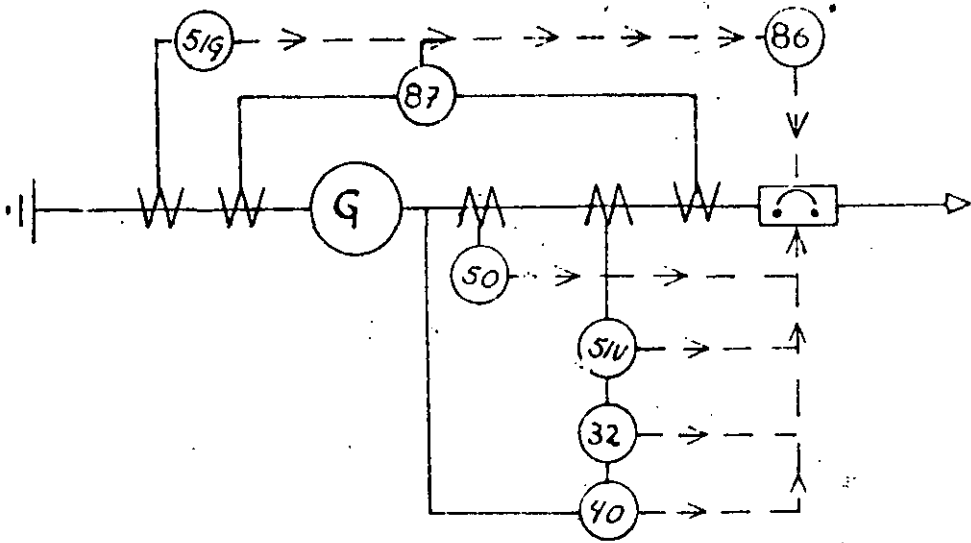
En los generadores pequeños la operación selectiva puede causar problemas cuando se dispone de corriente de corto-circuito limitada y es necesario ajustar el regulador de voltaje para lograr una corriente de falla apropiada para la selectividad necesaria. El colapso del generador debido a la lenta operación 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 instantaneo.
- 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.

87 Relevador de protección diferencial.

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 indeceables ó daños a los generadores.

4.4.- PRIMOTOR.

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 ó de las características del par del primotor.

La aplicación de los relevadores direccionales de potencia es una forma de protección de primotores, ellos deben prever la motorización de los generadores, cuando dos ó 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 ó 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 ó 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 debiera tener cuidado no solo de proveer la adecuada ventilación, sino tambien de prevenir bloqueos de esta ventilación.

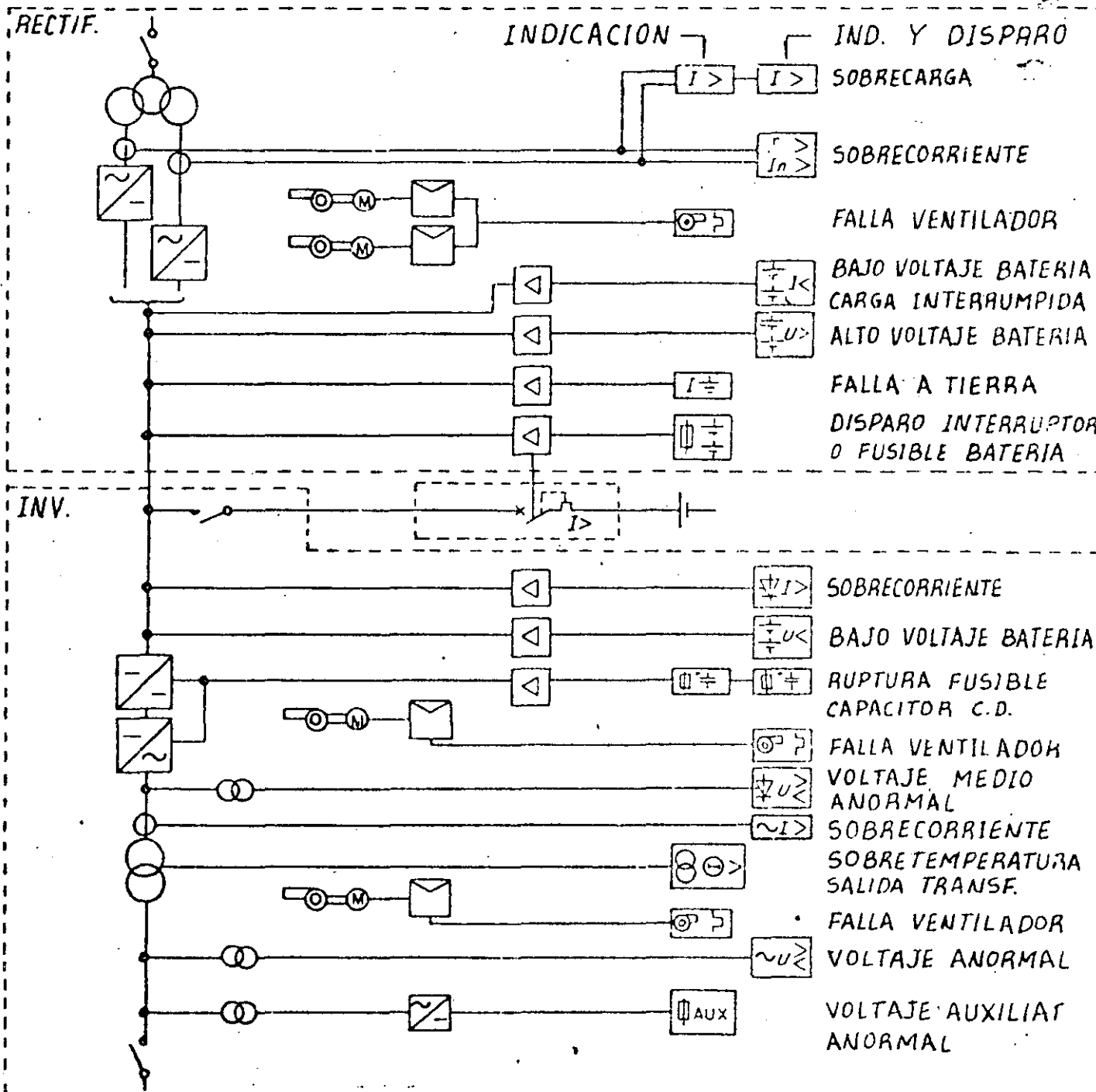
4.6.- SISTEMAS DE TIERRAS.

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 electricos 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 aterrizarse solidamente. 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 solidamente 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 a través 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 deberán aterrizarse en ó después 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 ó 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.

Cuando 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 a través de alta resistencia proporcionan un alto grado de continuidad de servicio, debido a que el equipo de protección no es disparado por una primera 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 a través de una resistencia (Fig. 4.6-4), cuando las cargas que requieren neutro solidamente 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 a través de una re-

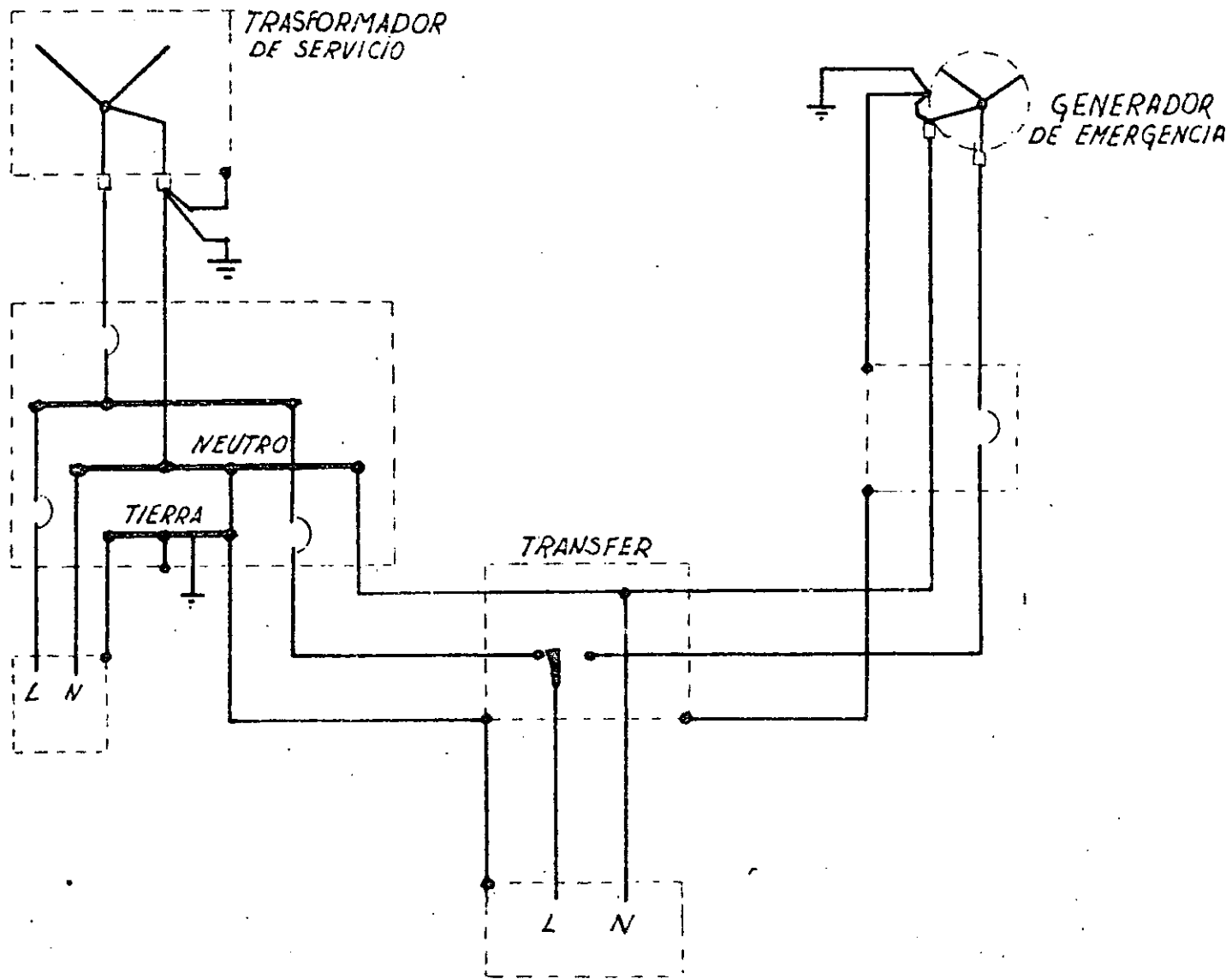


FIG 4.6-1
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON NEUTRO INTERCONECTADO

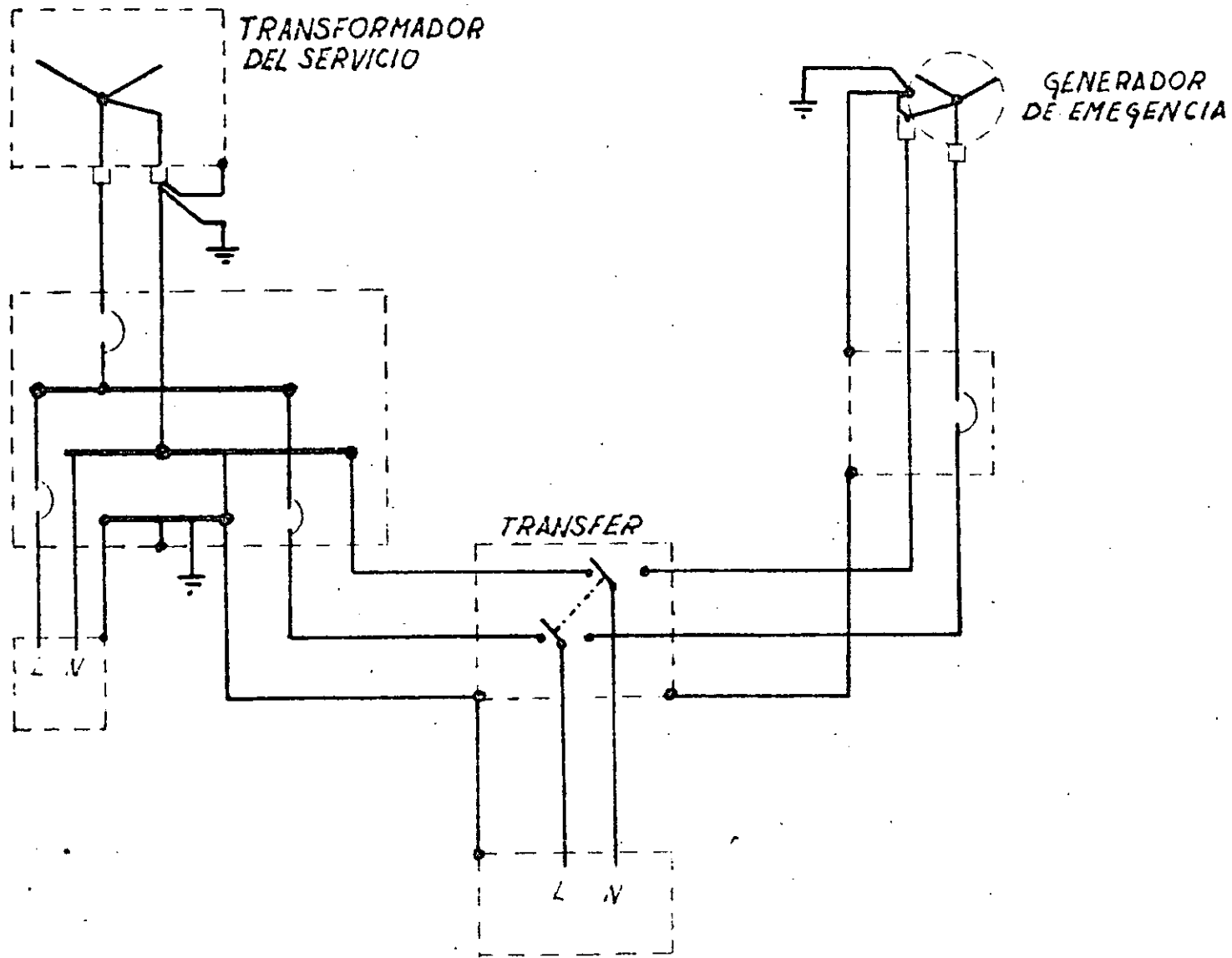


FIG 4.6-2
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON NEUTRO TRANSFERIDO

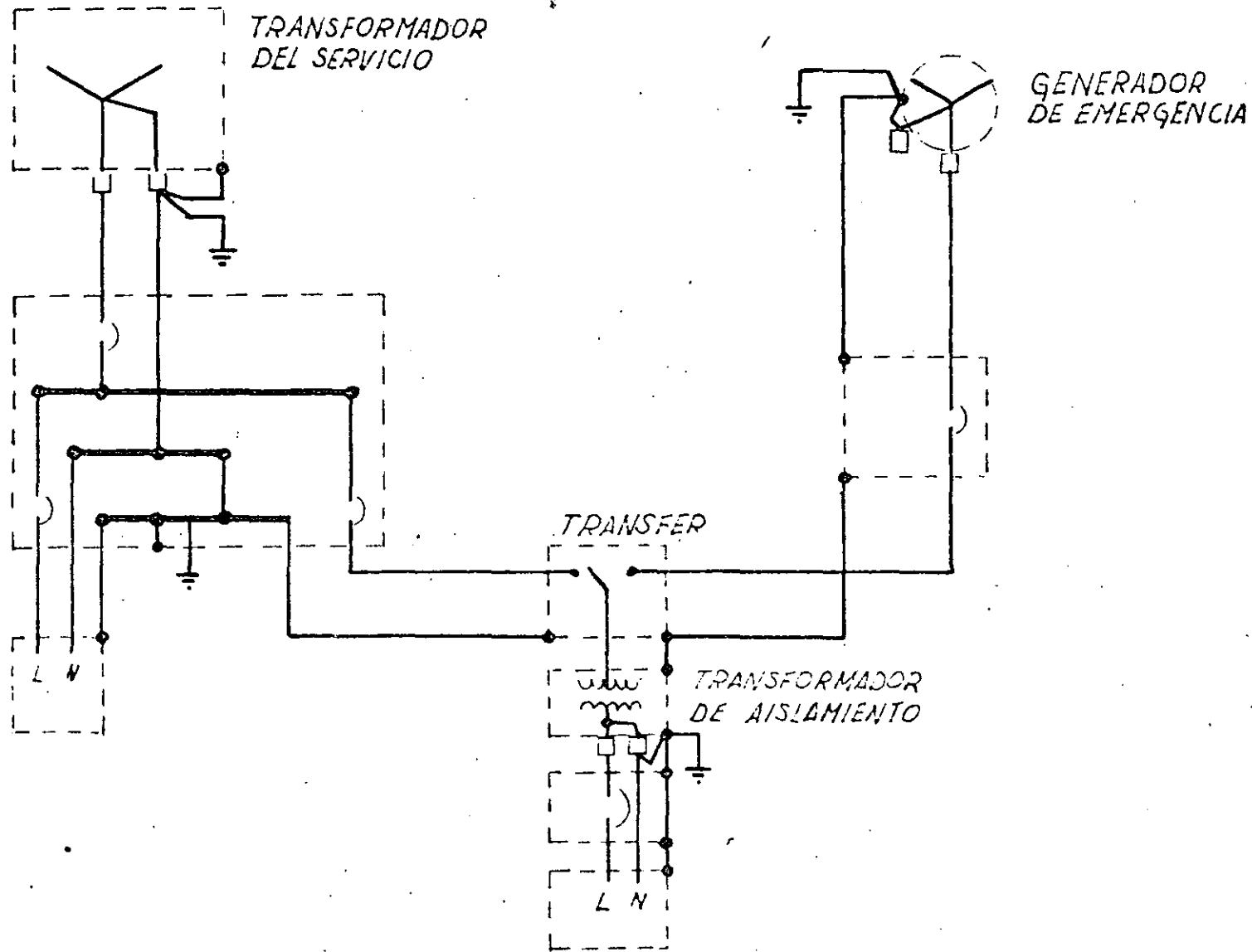


FIG 4.6-3
 SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO CON TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO
 PARA CARGA TRANSFERIBLE

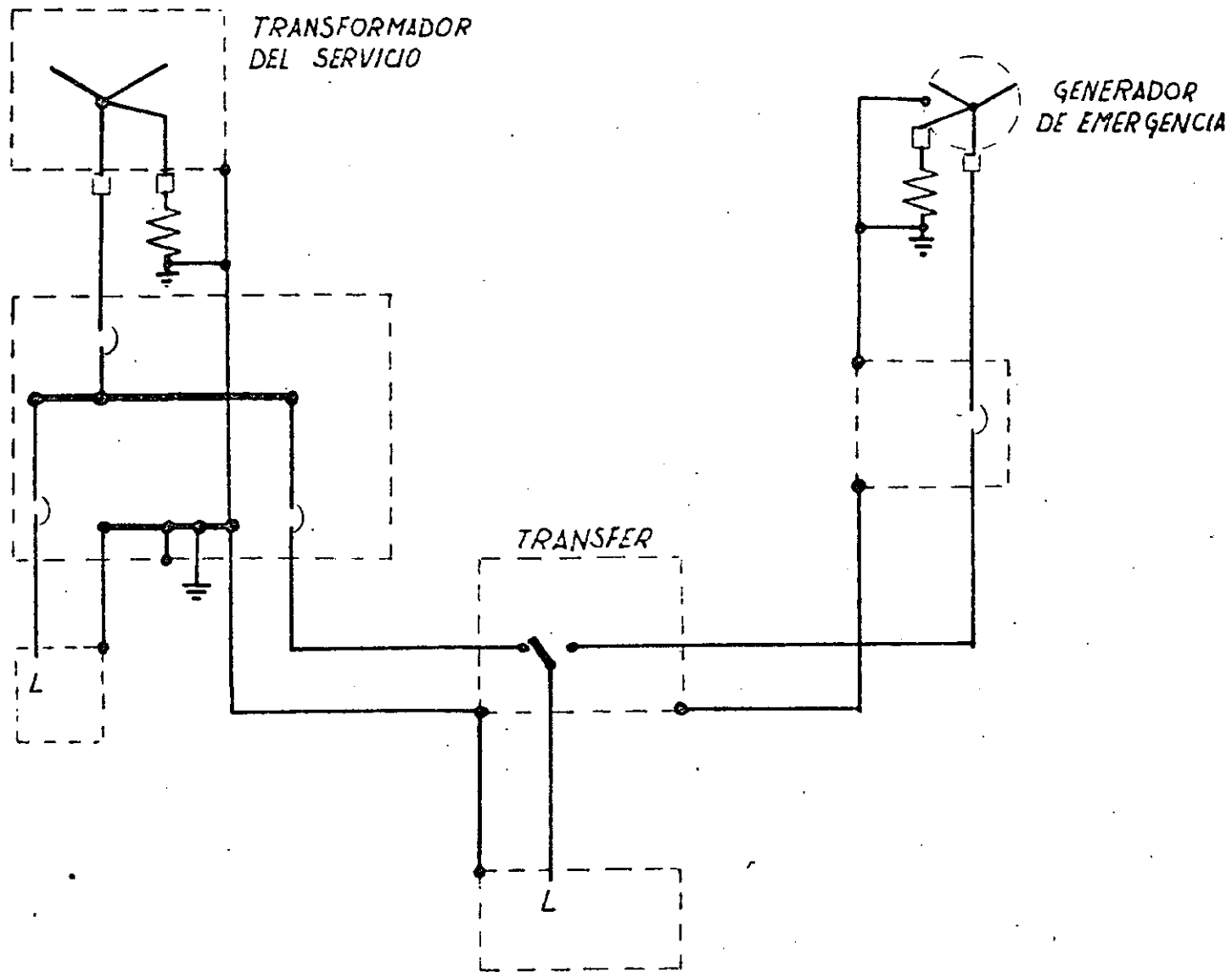


FIG 4.6-4
 SISTEMA CON NEUTRO ATERRIZADO ATRAVES DE UNA RESISTENCIA

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 rapidamente 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 corriente" 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:

$$E = AD (B + C)$$

$$H = FG$$

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, Jul 18-23, 1971.
- [24] SUMMERS, G. E. Providing Reliable Power for Computer Systems. *Plant Engineering*, Jan 7, 1971.
- [25] SWENSON, E. C. How to Select and Install Standby Electric Plants. *Electrical Construction and Maintenance*, Jan 1963.
- [26] The Exciting World of Rechargeable Batteries. *Factory*, Apr 1967, pp 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.



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

INSTALACIONES ELECTRAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MA-
TERIALES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES

ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

ENERO 1985

I. N D I C E .

- I.- INTRODUCCION
- II.- TEORIA Y EQUIPOS DE PRUEBA.
- 2.1.0 PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO
- 2.1.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.
- 2.1.2 ABSORCION DIELECTRICA.
- 2.1.3 INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION.
- 2.1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (CONTAMINACION).
- 2.1.5 EFECTO DE LA HUMEDAD.
- 2.1.6 EFECTO DE LA TEMPERATURA.
- 2.1.7 POTENCIAL DE PRUEBA APLICADO.
- 2.1.8 DURACION DEL VOLTAJE APLICADO DE PRUEBA.
- 2.1.9 UTILIZACION DE LA CONEXION DE GUARDA.
- 2.1.10 INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGGER.
- 2.1.11 METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.
- 2.2.0 PROBADOR DE RESISTENCIA DE TIERRA.
- 2.3.0 PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS "DUCTER".
- 2.4.0 FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.
- 2.5.0 RELACION DE TRANSFORMACION.
- 2.6.0 RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.
- 2.7.0 TIEMPO DE APERTURA Y CIERRE DE INTERRUPTORES.
- III.- GUIA DE APLICACIONES Y PRUEBAS.
- 3.1.0 PRUEBAS A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.
- 3.2.0 PRUEBAS A CIRCUITOS DE BAJA TENSION.
- 3.3.0 PRUEBAS A EQUIPO ELECTRICO.
- 3.3.1 BATERIAS Y CARGADORES.
- 3.3.2 INTERRUPTORES.
- 3.3.3 TRANSFORMADORES.
- 3.3.4 CABLES DE POTENCIA.
- 3.3.5 CUCHILLAS DESCONECTORAS.

- 3.3.6 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.
- 3.3.7 PARARRAYOS:
- 3.3.8 RELEVADORES
- 3.3.9 INSTRUMENTOS DE MEDICION
- 3.3.10 MOTORES Y MAQUINAS ROTATORIAS.
- 3.3.11 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS.
- 3.3.12 TABLEROS DE DISTRIBUCION.

IV.- RECOMENDACIONES TECNICAS PARA PRUEBAS.

- 4.1.0 PRUEBAS A SUBESTACIONES COMPACTAS.
- 4.2.0 PRUEBAS A TRANSFORMADORES
- 4.3.0 PRUEBAS A INTERRUPTORES.
- 4.4.0 PRUEBAS A MAQUINAS ROTATORIAS.
- 4.5.0 PRUEBAS A CAPACITORES.

V.- APENDICE

- 5.1.0 EJEMPLOS DE RESULTADOS DE PRUEBA.
- 5.2.0 NORMAS CCONNIE USUALES EN PRUEBAS.

VI.- BIBLIOGRAFIA.

Pruebas eléctricas de campo a equipos y materiales en instalaciones eléctricas industriales.

1.- INTRODUCCION:

Las pruebas en campo son necesarios en varias etapas de una construcción, o para mantenimiento eléctrico.

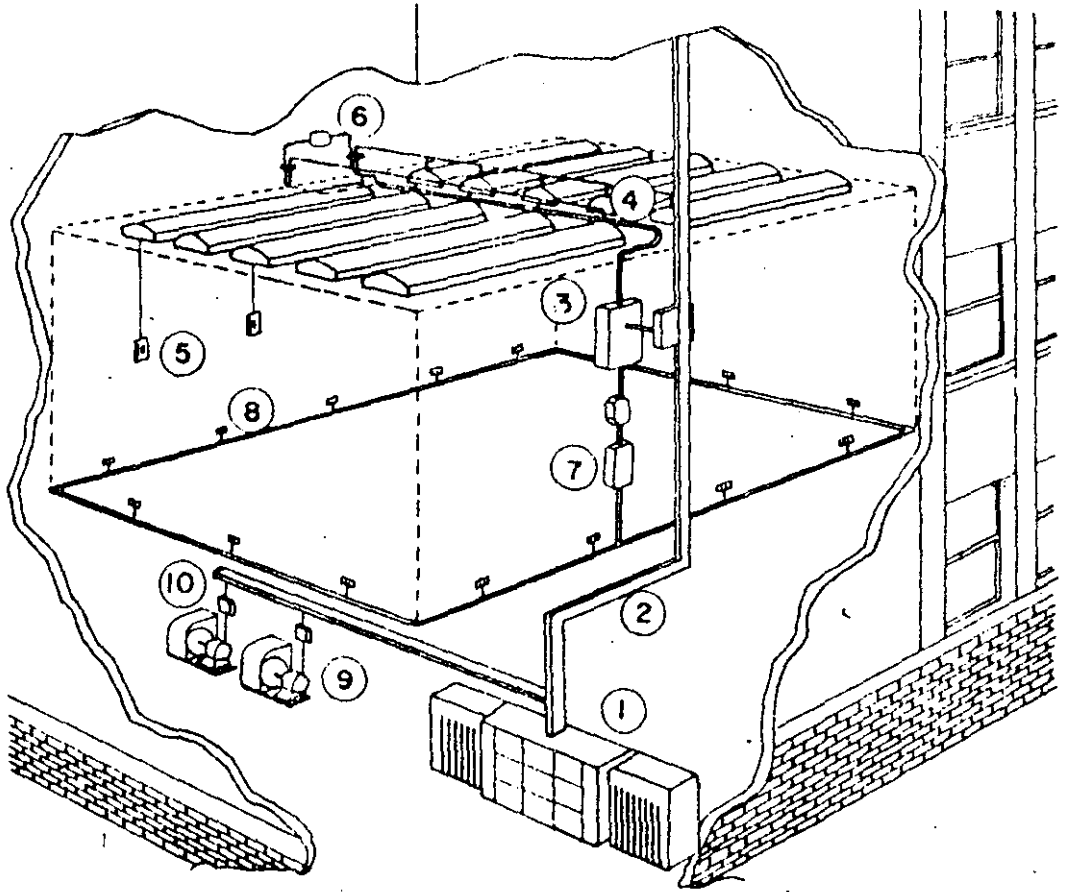
Es de suponer que todo equipo eléctrico es probado en fábrica, lo cual da una garantía al comprador., pero muchas veces es necesario desarmar parte del equipo para su transporte al lugar de su instalación y las condiciones de los aislamientos cambian a los establecidos en fábrica por lo cual, todo equipo eléctrico deberá ser revisado al llegar al sitio de su instalación y realizarle las pruebas necesarias sobre todo a los aislamientos, a los cuales les afecta directamente la humedad y algunos no deben ser expuestos directamente al ambiente.

Conforme se está ensamblando, se van realizando pruebas, hasta que está listo para entrar en servicio, una vez conectado al sistema donde va a funcionar se le realizan pruebas (de puesta en servicio) para estar seguros que no sufrirá ningún daño o exista algún riesgo durante la puesta en servicio.

Todos los valores de las pruebas con las cuales entró en servicio, son registrados y entregados al departamento de Mantenimiento para que periódicamente al realizar sus pruebas, compare las condiciones actuales y pueda detectar una falla de aislamiento antes de que ocurra y poder corregirla.

Normalmente, en todas las fábricas se cuenta con personal de mantenimiento, que nunca ha sido capacitado para desarrollar una especialidad eléctrica, sobre todo se concreta a realizar un mantenimiento cien por ciento correctivo, por no conocer las pruebas necesarias a cada equipo ó componentes eléctricos ó carecer de los equipos de pruebas necesarios.

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

Para poder realizar un mantenimiento eléctrico predictivo y preventivo, es necesario realizar las pruebas más completas, con el equipo adecuado a cada uno de los componentes eléctricos de una Instalación Eléctrica Industrial (fig. 1).

Los equipos mínimos necesarios con que deberá contar un departamento de pruebas o de mantenimiento son:

- a) Multímetro
- b) Ampérmetro de gancho
- c) Megger
- d) Ducter
- e) Medidor de factor de Potencia de Aislamientos
- f) T. T. R.
- g) Probador de Rigidez Dieléctrica del Aceite
- h) Cronógrafo
- i) Termómetro.

A continuación analizaremos un resumen donde se justifican los beneficios de un buen programa planeado de Inspección y pruebas, necesarios para Mantenimiento.

1.- Varios Millones de pesos son perdidos anualmente a causa de incendios causados por fallas eléctricas (corto circuitos)

2.- Un alto porcentaje de Interruptores, Fusibles y equipo de Protección en plantas industriales cuando son probados se encuentra que están inoperantes y no son confiables como equipo de protección.

3.- También varios Interruptores que tienen más de cuatro años de instalados están completamente inoperantes.

4.- Los Gerentes o Administradores no le dan importancia y es desatendida toda la instalación eléctrica.

5.- Varias plantas duplican o triplican su carga sin tomar en cuenta la capacidad y diseño de la instalación existente.

6.- El equipo original es modificado o cambiado, si no es capaz de controlar el incremento de carga. 6

7.- El equipo para producción (Maquinaria) está normalmente bajo supervisión y mantenimiento, pero el Mantenimiento del equipo de distribución y Subestación General no es una función del electricista de planta.

8.- El mantenimiento de este equipo requiere mayores conocimientos y saber utilizar los aparatos de pruebas, se deberá entrenar a un electricista de la planta para servicios en campo.

9.- La evaluación de los resultados de pruebas es el mejor diagnóstico conocido para evitar fallas imprevistas en los aparatos., probando se revelan varios peligros en la instalación.

10.- El costo de la inspección, pruebas y mantenimiento, es normalmente menor al 1 % del valor del equipo involucrado, esto es un pequeño precio a pagar por una gran confiabilidad.

11.- El trabajo puede hacerse en el momento que haya una interrupción programada, que no afecte la producción.

12.- Recuerde la responsabilidad de las compañías Suministradoras de energía eléctrica termina, donde se conecta la instalación de la planta.

Toda instalación eléctrica, deberá probarse cuando se termine la instalación completa o la reparación y quede libre de cortos circuitos y de contactos a tierra (salvo la conexión a tierra del sistema para fines de protección). Consecuentemente la resistencia de aislamiento en la instalación deberá conservarse dentro los límites adecuados de acuerdo a sus características.

II.- TEORIA Y EQUIPOS DE PRUEBAS.

7

En este capítulo veremos la teoría aplicable a equipos de pruebas, definiciones, principios básicos, y forma de interpretar los resultados obtenidos.

AISLAMIENTO.- El propósito de un aislamiento en un circuito eléctrico, es confinar el campo eléctrico y la corriente a áreas y trayectorias previamente establecidas.

Todo aislamiento tiene dos características principales que son:

- a) La Capacitancia del aislamiento, (cuyo valor en un buen material dieléctrico debe ser pequeño y en el dieléctrico ideal su valor sería cero).
- b) La resistencia de aislamiento, (cuyo valor en un buen material dieléctrico debe ser grande y en el dieléctrico ideal su valor sería infinito).

RIGIDEZ DIELECTRICA DE UN AISLAMIENTO.- Se define como la capacidad del material para soportar la tensión eléctrica, sin que se presente la ruptura dieléctrica ó también es la tensión eléctrica que soporta un material por unidad de longitud en el instante en que se presente la ruptura.

RESISTENCIA ELECTRICA DE LOS MATERIALES AISLANTES.- Se define como la resistencia que ofrece un material para que circule a través de él una corriente, cuando se le aplica una diferencia de potencial con C. D.

PERDIDAS DIELECTRICAS.- Se produce por la corriente que circula a través de la resistencia del dieléctrico cuando se somete a un gradiente de potencial, el efecto principal de éstas pérdidas es que se transforma en calor y empobrece la disipación de calor producido por la corriente que circula a través del conductor.

11.1 PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO "MEGGER".- La resistencia de aislamiento se define como la resistencia que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de C. D. durante un tiempo dado, medido a partir de la aplica---

REPORTES MUNDIALES QUE DAN UNA IDEA A LAS ESTADISTICAS DE LAS FALLAS EN LAS DISTINTAS PARTES DEL SISTEMA.

1.- LINEAS DE TRANSMISION	50%
2.- INTERRUPTORES DE POTENCIA	15%
3.- TRANSFORMADORES DE POTENCIA	12%
4.- TRANSFORMADORES DE MEDICION	5%
5.- EQUIPOS MISCELANEOS, DERIVADORES DE VOLTAJE, TABLEROS, APARTARRAYOS, TRAMPAS DE ONDA.	15%
6.- EN BARRAS DE SUBESTACIONES O BASES	3%

ción del mismo, y como referencia se utilizan los valores de 1 a 10 minutos.

II.1.2 Absorción Dieléctrica.- La Resistencia de aislamiento varia directamente con el espesor del aislamiento e inversamente con el área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de C. D. a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

A la curva obtenida cuando se grafican los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento.

Si el aislamiento está húmedo o sucio se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y se obtendrá una curva con baja pendiente.

II.1.3 INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION.

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la prueba. A la relación de 60 segundos a 30 segundos se le conoce como INDICE DE ABSORCION y a la relación de 10 minutos a 1 minuto se le conoce como INDICE DE POLARIZACION.

El índice de polarización es muy útil para la evaluación del aislamiento de devandos de generadores y transformadores y es indispensable que se obtenga antes de efectuar la prueba de alta tensión en máquinas rotatorias.

INDICE DE POLARIZACIONCLASIFICACION

	1			Peligroso
	1.5			Pobre
1.5	a	2		Dudoso
2	a	3		Aceptable
3	a	4		Bueno
>	4			Excelente

II.1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

La contaminación.- Tales como partículas de carbón, polvo o aceite depositados en las superficies aislantes, pueden bajar la resistencia de aislamiento. Este factor es particularmente importante cuando se tiene superficies aislantes relativamente grandes expuestas al medio ambiente contaminante.

El polvo depositado sobre las superficies aislantes, ordinariamente no es conductor cuando está seco. Pero cuando se expone a la humedad se vuelve parcialmente conductor y baja la resistencia de aislamiento, por lo que se deberá eliminar toda materia extraña que esté depositada sobre el mismo antes de efectuar la prueba.

II.1.5 La Humedad.- Influye en los materiales utilizados en los aislamientos como son aceite, papel, cartón y algunas cintas por ser materiales higroscópicos capaces de absorber humedad ocasionando una reducción de la Resistencia de Aislamiento.

II.1.6 Temperatura.- La Resistencia de aislamiento, varía inversamente con la temperatura en la mayoría de los materiales aislantes.

Normalmente todas las pruebas de resistencia de aislamiento, se refieren a una temperatura estandar llamada temperatura base.

Las temperaturas base recomendadas por los comités de Normas ---

son:

11

40°C Para Máquinas Rotatorias

20°C Para Transformadores

15.6°C Para Cables.

Para los demás equipos como interruptores, apartarrayos, boquillas basamuros, etc. No existe temperatura base, ya que la variación de la resistencia de aislamiento con respecto a la temperatura no es notable.

Al realizar pruebas de resistencia de aislamiento, es muy importante la medición de la temperatura en los equipos ya sea por medio de termopares o detectores de temperatura.

II.1.7 Potencial de Prueba Aplicado:

La Medición de resistencia de aislamiento es una prueba de potencial y debe restringirse a valores apropiados dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales de prueba más utilizados son tensiones de 500 a 5000 V. C. D.

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 que no sobrepasen el valor nominal de operación del equipo que se está probando.

C. D.	C. A.
Voltaje de Prueba del Megger	Voltaje del Equipo a Probar
100 y 250 V.	Hasta 100 V. incluyendo algunos tipos de equipo de señalización y control.

500 V.	De 100 V. en adelante hasta 400 V.
1000 V.	De 400 V. en adelante hasta 1000 V.
2500 V.	De 1000 V. en adelante.

Estos valores representan un margen seguro, ya que el equipo se fabrica con un grado de seguridad considerable.

II.1.8 Duración del Voltaje Aplicado de Prueba.

Este efecto tiene una importancia notable en el caso de las grandes máquinas rotatorias y transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones. Sin embargo en el caso de los interruptores, apartarrayos y cables de pequeña longitud, este efecto carece de importancia y por lo tanto es recomendable efectuar las pruebas a un minuto.

II.1.9 UTILIZACION DE LA CONEXION DE GUARDA.

Todos los Megger con rango mayor de 1000 Megohms están equipadas con una terminal de guarda., El propósito de ésta terminal, es al contar con un medio para efectuar mediciones en mallas de tres terminales, en tal forma que puede determinarse directamente el valor de una de las dos trayectorias posibles.

Concretamente puede decirse que la corriente de fuga de toda componente de un sistema de aislamiento conectada a la terminal de guarda no interviene en la medición.

Así en el caso de la siguiente figura, usando 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 3 a guarda.



COMPARACION DE VALORES DE RESISTENCIA
DE AISLAMIENTO.

CLASE DE AISLAMIENTO KV	MΩ REGLA 1MΩ/KV ² 75°	MΩ SEGUN FABRI- CANTE	MΩ PRUEBAS Y C. DE CALIDAD
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

II.1.10. INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGOHMETRO.

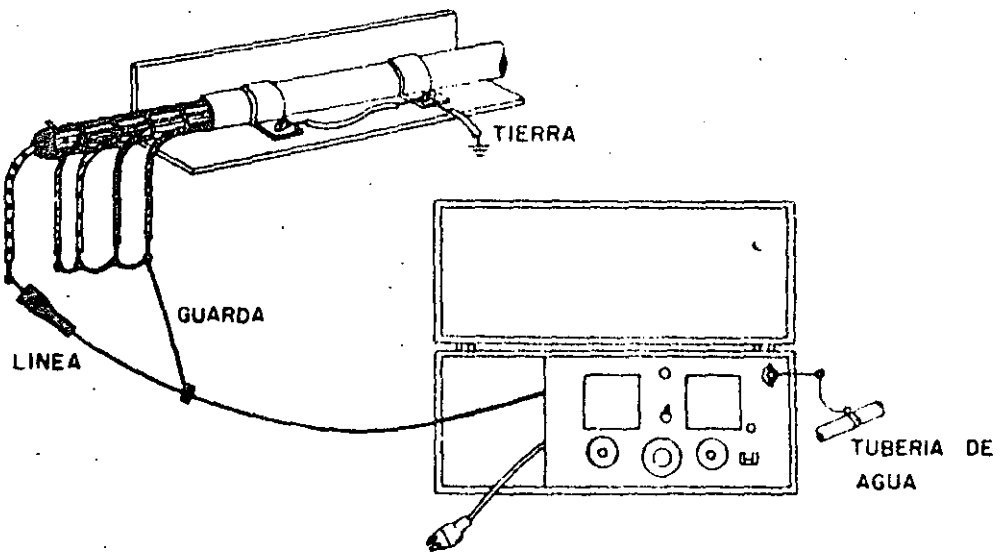
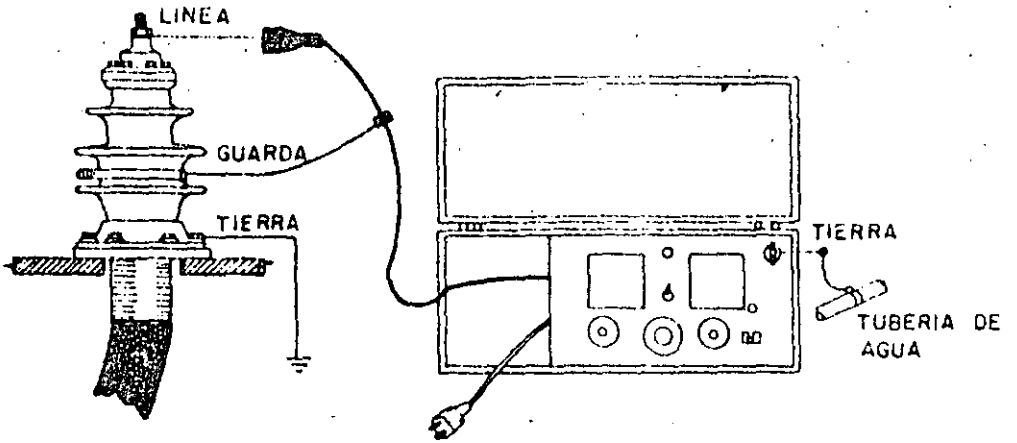
- 1.- Coloque el aparato en una base bien nivelada.
- 2.- Seleccione y ajuste el voltaje de prueba a utilizar.
- 3.- Verifique el infinito del aparato operandolo en Vacío o ajustandolo con el tornillo de ajuste.
- 4.- Corto circuite las terminales línea y tierra para verificar dos cosas:
 - a). Que los cables no esten abiertos.
 - b). Ajuste del cero en su aparato (con el potenciómetro de ajuste).
- 5.- En caso de haber desernigizado el equipo a probar, se deberá aterrizar y dejar por lo menos 10 minutos para eliminar toda carga capacitiva que pueda afectar la Medición.
- 6.- Registre la temperatura del equipo bajo prueba, anotándola en el formato de Prueba.
- 7.- Al efectuar pruebas de absorción en equipos con un volumen grande de aislamiento, se deberá tomar la precaución de descargo de toda corriente capacitiva y de absorción después de la prueba y antes de remover las terminales de prueba.

II.1.11. Métodos de Medición de Resistencia de Aislamiento.

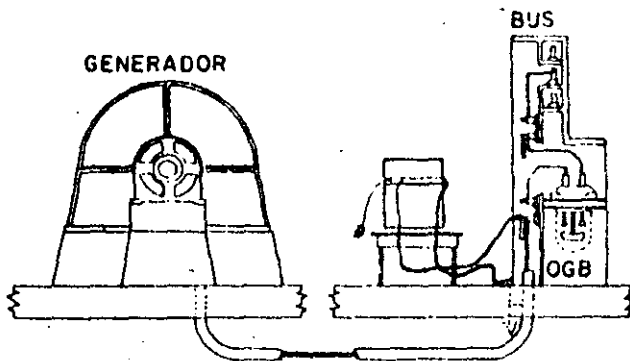
Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento mediante un Megohmetro (MEGGER):

- 1). Método de Tiempo Corto.- Este método es bueno para la prueba de rutina rápida, para fines de normalización recomienda aplicar voltaje de prueba durante 60 segundos, con objeto de efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros.

Este método se aplica principalmente a equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de



CONEXIONES GUARDA PARA PRUEBAS TÍPICAS A CABLES



COLOCACION DE ARREGLO PARA GENERADORES C.A.

absorción como son los interruptores, cables, apartarrayos

2). Método Tiempo-Resistencia, ó Absorción Dieléctrica.

Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un período de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto.

Proporciona una buena referencia para evaluar el estado de aislamientos en aquellos equipos con características de absorción notable, como son las grandes máquinas rotatorias y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existe historia de pruebas anteriores.

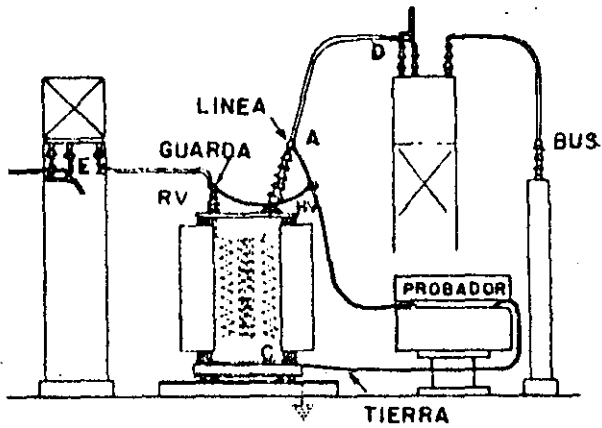
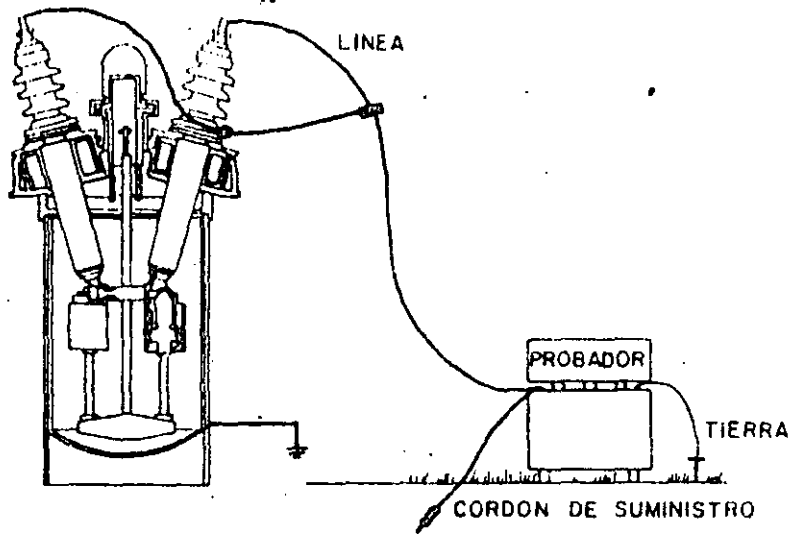
3). Método de Voltajes Múltiples.

Este método tiene su principal aplicación en la evaluación de aislamiento de las máquinas rotatorias y en menor grado para el de los transformadores.

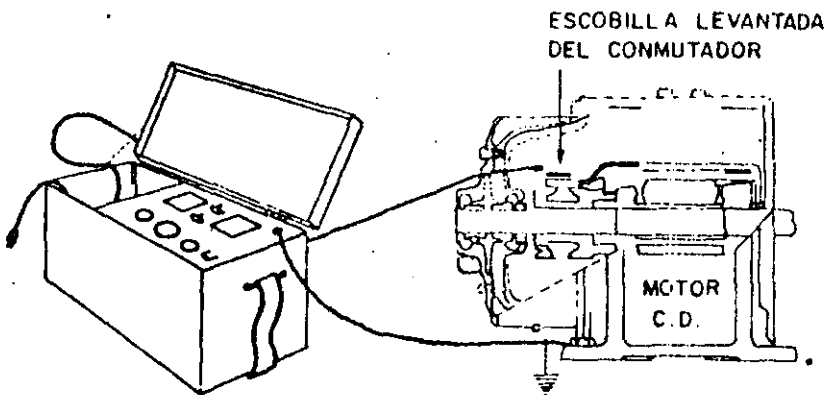
Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos por ejemplo 500 volts y después con 1000 V.

Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba, se aumentan los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento, al aproximarse o superar las condiciones de operación. La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de Resistencia adquirirá mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurre se tendrá una caída pronunciada en el valor de la 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.) Según la experiencia un cambio de 25 % en el valor de la resisten



CONEXIONES GUARDA PARA PRUEBAS TIPICAS A APARATOS



COLOCACION DE ARREGLOS PARA MOTORES Y GENERADORES C.D.

cia de aislamiento para una relación de voltaje de 1 a 5 generalmente se debe a excesiva humedad u otros contaminantes en los aislamientos. La prueba se realiza aplicando cada paso de voltaje durante el tiempo necesario para que desaparezca la corriente de absorción descargando el aislamiento en cada paso.

La interpretación es muy sencilla, ya que se considera que el aislamiento está en buenas condiciones si la relación entre resistencia y voltaje permanece constante.

II.2.0 PROBADOR DE RESISTENCIA DE TIERRA "MEGGER DE TIERRAS".

Las instalaciones deben contar medios efectivos para conectar a tierra todas aquellas partes metálicas del equipo eléctrico a otros elementos, que normalmente no conduzcan corriente y que estén expuestos a energizarse si ocurre un deterioro en el aislamiento de los conductores, también tiene como objeto, "limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en el propio circuito ó a contactos accidentales con líneas de mayor tensión; así como limitar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal. Una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos, de protección, como la protección contra sobrecorriente, en caso de fallas a tierra. Las canalizaciones y cubiertas metálicas de conductores ó equipos (ajenos al circuito eléctrico) son puestos a tierra con el objeto de evitar que éstas tengan un potencial mayor que el de tierra en un momento dado y representan riesgos para las personas.

Resistencia de Electrodo Artificial.

El valor de la resistencia a tierra de los electrodos artificiales, no debe ser mayor a 25 ohms en las condiciones más

desfavorables.

Los sistemas de tubería metálica continua y subterránea para la conducción de agua, tienen en general, una resistencia a tierra menor de 3 ohms. La estructura de edificios tienen en general una resistencia a tierra considerablemente menor de 25 ohms. Se recomienda probar la resistencia a tierra de los electrodos al instalarlos y repetir la prueba periódicamente. En subestaciones, la resistencia eléctrica total del sistema de tierras deberá conservar el valor más bajo posible (los valores aceptables van desde 10 ohms, hasta 1 ohms). Incluyendo todos los elementos que forman el sistema de tierras, esto es la malla, los electrodos y los conductores de puesta a tierra, para reducir la resistencia total del sistema se puede aumentar el área total de la malla, reduciendo los espaciamientos entre los conductores de ésta ó bien usar un mayor número de electrodos.

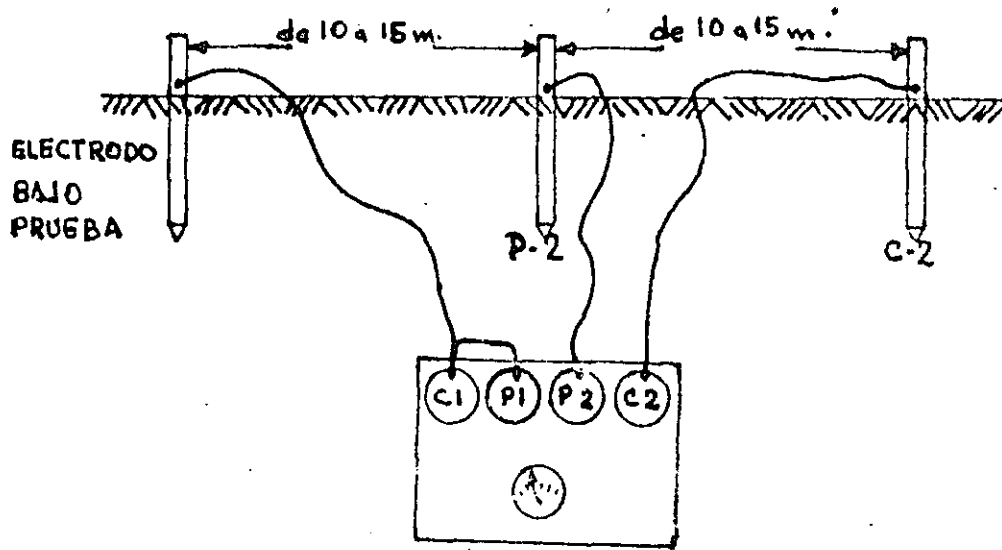
Existen varios tipos de Megger de tierras para medir la resistencia del sistema de tierra, por su funcionamiento puede ser manual o electrónico (de baterías). El caso más común es el manual ó de manivela el cual describimos a continuación.

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 C.1 y C.2.

La caída de potencial en la resistencia, se aplica a las terminales P.1 y P.2 provocando una deflexión del Galvanómetro. 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 condiciones de balance no fluye corriente en el circuito de potencial.

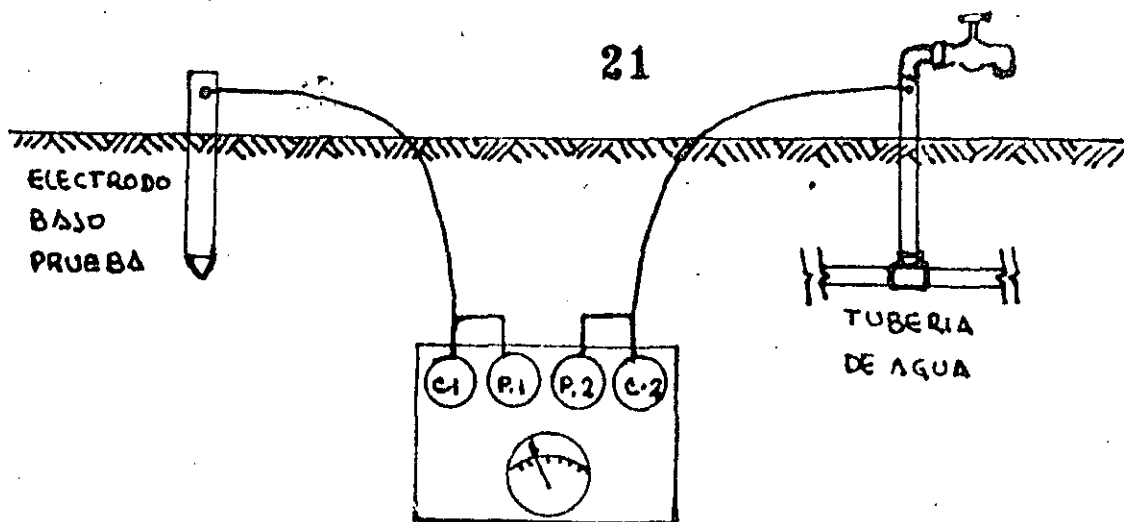
Prueba. - El aparato tiene 4 bornes (C.1, P1 y C2, P2).

conectandose de la siguiente manera:



Conectando los electrodos cortos a las terminales P.2 y C.2 - como se muestra en la fig. anterior, el aparato deberá conectarse a una distancia media entre C.1 y P.2.

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 (Zonas urbanas) en donde es imposible colocar los electrodos P.2 y C.2, 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, más la resistencia de la tubería y si ésta última 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 buenos, por lo cual es más conveniente el método anterior.

II.3 PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS "DUCTER"

La finalidad del Ducter es poder medir bajas resistencias por el método de caída de tensión con C. D., tienen varios usos - como medición de juntas de rieles, juntas soldadas, resistencias de contacto, microresistencias, etc. Nosotros los usamos para medir resistencias de contacto en interruptores y cuchillas desconectoras., tiene cinco rangos para medición desde 20 ohms hasta 1 microhms.

Están equipados con una fuente (interna o externa) la cual se recarga continuamente a través de su cargador, las terminales ó pincks deberán colocarse de la siguiente manera al efectuar la pruebas:



Las terminales de los extremos -- siempre serán las corrientes, y -- los potenciales hacia adentro.

La prueba de resistencia de contactos, en interruptores y -
 cuchillas, es muy variable su valor con respecto a la marca
 o tipo, actualmente no existe ninguna norma que nos indiquen
 los valores máximos permisibles por punto de contacto, pero
 una regla convencional para pruebas en campo se ha adoptado
 con un valor máximo permisible de 30 microhms por punto de
contacto todos los fabricantes de Interruptores y Cuchillas,
 entregan su protocolo de pruebas especificando el valor de
 resistencia de contactos total obtenido en fábrica, lo cual
 hay que comprobar en campo con estas pruebas.

La secuencia y precauciones que se deben seguir al realizar
 una prueba es la siguiente:

- 1). Los circuitos a probar deben estar desenergizados y desconec-
 tados de la fuente de alimentación o de cualquier otro apa-
 rato.
- 2). Colocar el ducter sobre una base nivelada, impidiendo que el
 instrumento quede cerca de campos magnéticos fuertes.
- 3). Checar que las terminales duplex esten bien conectadas donde
 las terminales de corriente (C1 y C2) y las terminales rojas
 conectadas a terminales de potencial (P1 y P2).
- 4). Si el valor de resistencia bajo prueba no se conoce, selec-
 cionar el rango mayor (20 ohms) y después ir ajustando hasta
 obtener su valor real.
- 5). Colocar las terminales de prueba en los lugares a medir y -
 presionarlas hacia abajo para obtener un buen contacto, to-
 mando la lectura obtenida y anotarla en su reporte.

Circuitos Inductivos. - Cuando se trabaje con circuitos induc-
 tivos es muy importante desconectar primero, las puntas de -
 las terminales de potencial y después las de corriente, con
 el objeto de evitar un alto voltaje en las terminales de --

potencial del instrumento y después retire las terminales de corriente.

II.4. FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.

El factor de potencia es en la actualidad, la principal herramienta para juzgar con mayor criterio, las condiciones de los aislamientos de los diferentes equipos eléctricos, siendo particularmente recomendada para la detección de la degradación, envejecimiento y contaminación de los mismos, pudiéndose afirmar que por estas características, es más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento.

El propósito de esta prueba, es detectar fallas peligrosas en aislamientos por el método no destructivo, antes de que la falla ocurra, lo cual de ésta manera previene pérdidas de la continuidad de servicio y permite el reacondicionamiento oportuno de dicho aislamiento.

El principio básico de ésta prueba no destructiva, es la detección de algunos cambios medibles en las características de un aislamiento que puede asociarse, con los efectos de agentes destructivos como la humedad, el agua, el calor, el efecto corona y en general, un incremento apreciable de las pérdidas dieléctricas en C. A. de Volts-Amperes ó factor de potencia de un aislamiento, es una indicación clara de deterioro.

Para ejecutar una prueba de factor de Potencia con un probador de la doble Engineering, es necesario en primer lugar, conectarle sus cuatro terminales que son:

- a). Cable de Alimentación al probador
- b). Interruptor de mano para seguridad
- c). Cable de Alta Tensión (Gancho)
- d). Cable de baja Tensión (Guarda)

Por seguridad, siempre debe estar aterrizado el aparato, con una tierra firme ya que está previsto en cada equipo.

Estando conectado el probador, deben conectarse las terminales de prueba al aparato a probar, el gancho al devanado por probar para energizarlo y la guarda al devanado o devanados por aterrizar ó guardar.

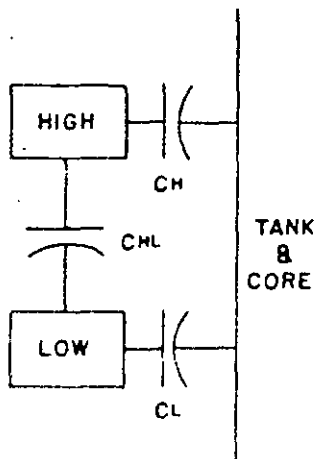
Antes de operar el interruptor general, debe verificarse que el reostato para elevar tensión esté en cero, el selector en la posición check, los rangos en los más altos para MVA y MW el selector de baja tensión en la posición tierra (GROUND) y el interruptor reversible en la posición "ON" dentro.

Comprobando lo anterior, se procede a energizar el equipo a probar, para lo cual es necesario cerrar el interruptor de mano primero, al hacer esto la luz verde se apaga y prende la luz roja. Si no sucede esto, significa que la polaridad de la alimentación al equipo está invertida, debiendo 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 pone en la posición MVA y selecciona el rango más legible y se toma la lectura obtenida, esta se comprueba con el interruptor reversible (Reversin Switch) en ambas posiciones.

En seguida el selector se pasa a la posición MW y se selecciona el rango más legible, se registra y se comprueba con el interruptor reversible en ambas posiciones. Con esto queda terminada la medición debiendo regresarse todos los controles a su posición original.



TEST	ENERGIZED	GROUNDING	GUARDED	UST.	MEASURE
1	H	L	—	—	CH + CHL
2	H	—	L	—	CH
3	L	H	—	—	CL + CHL
4	L	—	H	—	CL
5		Test 1 minus Test 2			CHL ·
6		Test 3 minus Test 4			CHL ·
7	H	—	—	L	CHL ·
8	L	—	—	H	CHL ·

Por tratarse de una medición de aislamiento, los parámetros por medir en los devanados, son exactamente los anteriores, sin embargo las conexiones de prueba presentan ciertas variaciones, debido a que este probador tiene únicamente dos terminales externas y un selector con el que se está en condiciones de tener tres posiciones en la terminal de baja tensión, la terminal de alta tensión siempre tendrá como función energizar el devanado bajo prueba.

El hacer una prueba de factor de potencia, representa efectuar la medición de las pérdidas de un aislamiento dado y por lo tanto, no es necesario dar un periodo determinado de tiempo más que el necesario para hacer las lecturas.

Con este aparato se obtienen lecturas de milivoltamperes y Milliwatts, con las cuales basta únicamente dividir las para obtener el factor de potencia correspondiente.

$$\% \text{ f.p.} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \times 100$$

11.5 RELACION DE TRANSFORMACION.

El analizador "TTR" está diseñado para determinar con exactitud la relación de vueltas de los devanados de los transformadores de tipo convencional, de potencia y distribución, así como de los autotransformadores, en los que la relación de las tensiones nominales de placa sea la misma que la relación real de vueltas. Los Nucleos de los transformadores a probar deben ser normales y todo el nucleo de hierro activo debe estar colocado en su lugar correspondiente (Laminación apretada y sin salientes).

La capacidad del TTR para probar transformadores es de una relación máxima de 130, sin embargo utilizando equipo auxiliar, es posible medir transformadores que tengan relación hasta 330, en

Durante la prueba de relación, se determina la polaridad y se detectan fácilmente espiras abiertas ó en corto circuito.

Por su facilidad de transportación el TTR por ser de poco peso y compacto, se facilita su uso en los lugares de utilización - como plantas Generadoras, Subestaciones, industrias, etc.

Cuando el devanado de baja tensión no se pueda usar como primario durante la prueba, debido aquella corriente magnetizante es muy alta, y la tensión de excitación indicada en el voltmetro no alcanza la nominal (3 volts) porque de hacerlo el ampermetro revasaría su escala, en estos casos devanado de alta tensión puede conectarse como, primario.

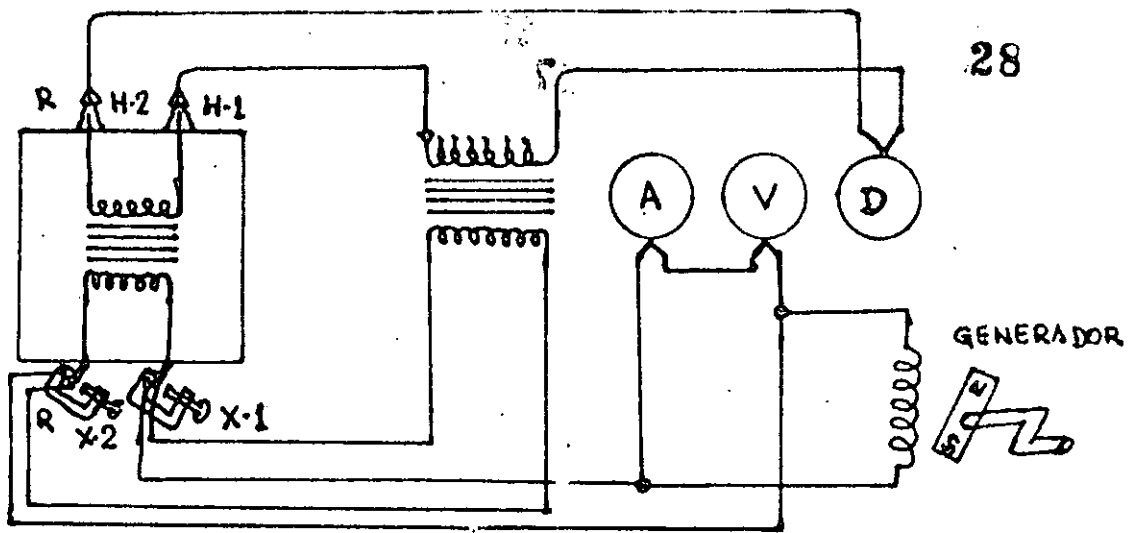
Si el TTR se utiliza de ésta manera, la lectura sera inversa - de la relación de vueltas, hasta con tres cifras decimales de aproximación.

Tambien se utiliza el equipo para pruebas de contraste o de comparación en transformadores especiales, tales como:

Transformadores de Potencial, Transformadores de Corriente, Transformadores para anuncios luminosos, etc. en tales transformadores el TTR no determinará con precisión la relación de vueltas de sus devanados.

MODO DE EMPLEO:

- 1). Desconecte y aisle el transformador bajo prueba, observando siempre las precauciones de seguridad.
- 2). Conecte como se muestra en el siguiente diagrama cerciorandose que las conexiones hagan buen contacto con las terminales del transformador bajo prueba.



- 3). La prensa X-2 y la pinza H-2 (Márcadas con rojo) tienen la misma polaridad instantánea. En transformadores que tienen polaridad substractiva, las conexiones rojas deben de estar en el mismo lado opuestas una a otra y cuando la polaridad es aditiva -- deben de estar cruzadas (diagonalmente).
- 4). Coloque los 4 conmutadores giratorios en la posición de cero (0.000) gire la manivela muy lentamente de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ vuelta. La -- aguja del detector (instrumento de la derecha) deberá de flexionarse bruscamente hacia la izquierda indicando que la polaridad -- es substractiva, si la aguja deflexiona hacia la derecha, las -- conexiones están invertidas, esto indica que el transformador -- tiene polaridad invertida es decir polaridad aditiva, y es necesario intercambiar las conexiones P1 por H2, manteniendo los conmutadores giratorios en cero durante ésta prueba.
- 5). Mientras gira la manivela muy lentamente, incrementa la relación en el primer conmutador giratorio (izquierdo), hasta que la aguja del detector deflexione hacia la derecha. Regrese el conmutador a la posición más alta en donde la aguja deflexione a la izquierda.
- 6). De la misma manera incrementa la relación sucesivamente en los conmutadores segundo y tercero.
- 7). Incremente la relación en el cuarto conmutador, ajustando hasta alcanzar un equilibrio en cero en el detector, mientras la velo

cidad se eleva y se mantiene a un valor tal que se obtengan aproximadamente 8 volts de excitación.

- 9). La relación de vueltas del transformador bajo prueba se lee directamente en las mirillas que indican la posición de cada conmutador.

II.6.0 RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

Los dielectricos líquidos se utilizan como aislantes ó refrigerantes en transformadores, interruptores, seccionadores, reactores, reguladores, cable de energía, capacitores, boquillas, etc.

La finalidad del aceite aislante utilizado en el equipo eléctrico es:

- a). Proveer un aislamiento eléctrico adecuado.
- b). Conducir y disipar el calor generado en el equipo.
- c). Extinguir el arco eléctrico y arrastrar las partículas que se forman durante el mismo.
- d). Proteger a los aislamientos solidos contra la humedad y el aire

El aceite aislante usado en transformadores e interruptores debe poseer ciertas propiedades, que deben mantenerse durante la operación para que cumpla con su múltiple función aislante eléctrico. Como agente que transfiere calor al medio ambiente y extinguir el arco eléctrico, debe tener adecuada rigidez dieléctrica que lo haga soportar los esfuerzos dieléctricos impuestos durante su operación.

La rigidez dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante, se define como el máximo gradiente de potencial que puede soportar el aceite aislante sin que se produzca la descarga disruptiva.

En la practica se mide la tensión de ruptura dieléctrica, que se define como el gradiente de potencial, en el cual se produce

la descarga disruptiva en el aceite aislante.

30

Los principales factores que influyen en el cálculo de la Rigidez dieléctrica en un aceite aislante son:

- 1). Forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos.
- 2). Efecto del contenido de humedad y otras impurezas.
- 3). Efecto del contenido de gases.
- 4). Influencia de la temperatura.
- 5). Influencia de la presión.
- 6). Efecto de la frecuencia.
- 7). Efecto del ritmo de elevación de la tensión.
- 8). Efecto de las ondas de impulso.
- 9). Efecto de la dispersión de los resultados.

La prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite, se realiza con el probador de aceite marca Baur siguiendo los pasos siguientes:

- 1). Checar la calibración entre electrodos y ajustarse si es necesario, la calibración depende de las Normas Aplicadas, los electrodos, la celda y tiempos entre prueba y prueba y N^o de pruebas.
- 2). La muestra de aceite a probar, se toma de válvula inferior del tanque (del transformador ó interruptor) que en esa parte inferior es donde se encuentran las impurezas, llenando la copa.
- 3). Se deja reposar el aceite que no contenga espuma ni burbujas de aire por lo menos 3 minutos.
- 4). El siguiente paso es aplicar voltaje que parte desde cero hasta el valor de rompimiento.

En el instante que sucede el rompimiento, la lectura de tensión máxima queda indicada en el voltmetro la cual se anotara en el protocolo de pruebas.

- 5). Posteriormente se agitará el aceite y se deja reposar otro minuto (cuidando que no existan burbujas).

6). El valor final de Rigidez Dieléctrica del Aceite en Kilovolts será el promedio de las 5 lecturas efectuadas.

A continuación mostramos una tabla con las características principales de las normas ASTM-^o77 y 1^o16 en la cual se basa la norma nacional CCONTE 9.^o1 .

II.7 TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE DE INTERRUPTORES.

El objetivo de ésta prueba, es la determinación de los tiempos de operación de interruptores de potencia, en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

Tiempos de Apertura.- Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo se han separado en todos los polos.

Tiempo de Cierre.- Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos principales en todos los polos.

Tiempo de arqueo en un polo.- Es el intervalo de tiempo entre el instante de la iniciación del arco hasta el instante de su extinción final en ese polo.

Tiempo de arqueo en un interruptor.- Es el intervalo de tiempo entre el instante en que se inicia el primer arco y el instante de la extinción final del arco en todos los polos.

Esta prueba es aplicable exclusivamente a interruptores de potencia y en particular a interruptores de alta tensión en todos sus tipos y diseños como:

Gran Volumen de aceite.

Pequeño Volumen de aceite.

Aire Comprimido.

Hexafluoruro de Azufre.

Soplo Magnético, etc.

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 677	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
DOORNIÉ 3.8.1.	CONTEMPLA	LAS DOS NORMAS ANTERIORES						

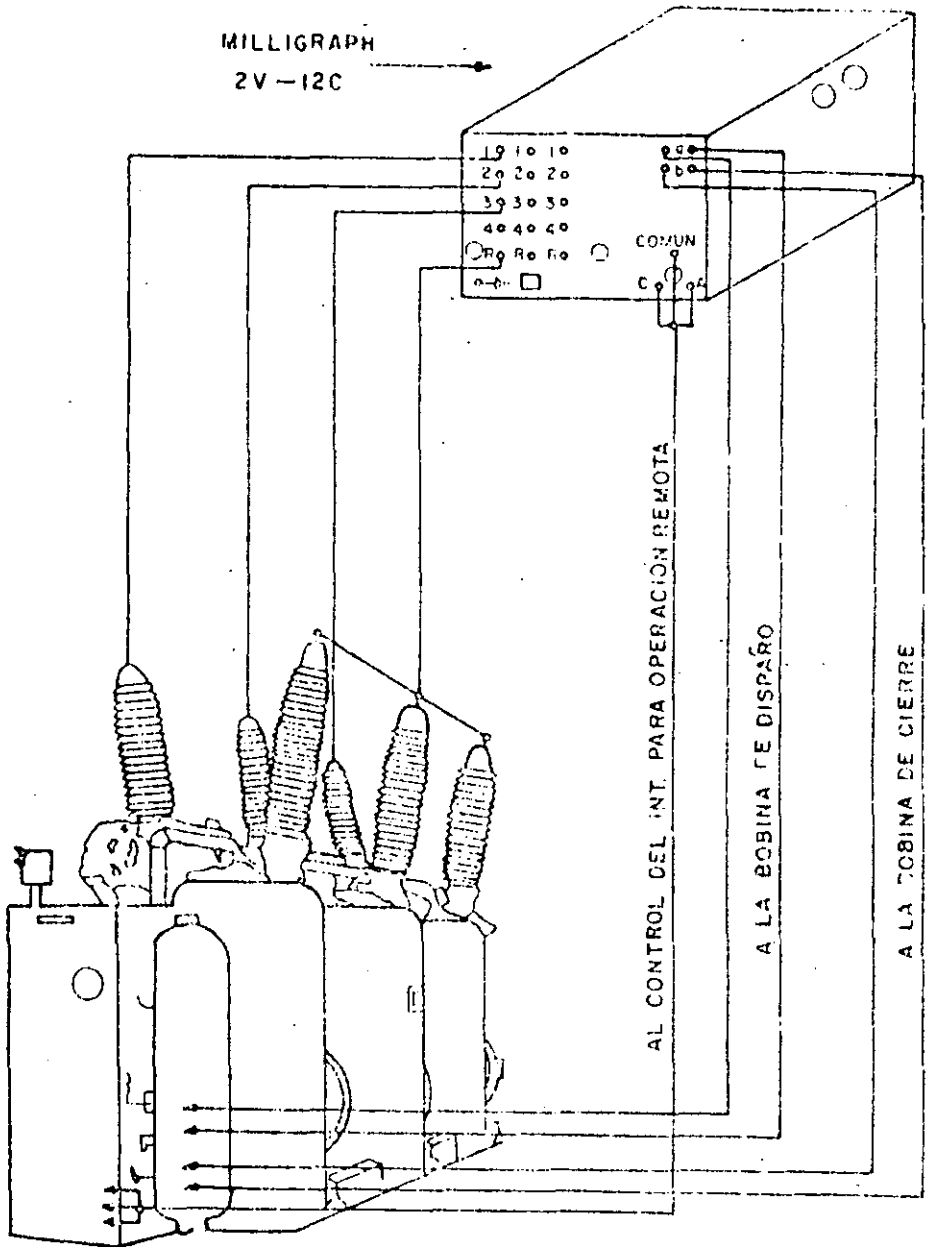


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UN EQUIPO MILLIGRAPH
A UN INTERRUPTOR DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE.

34

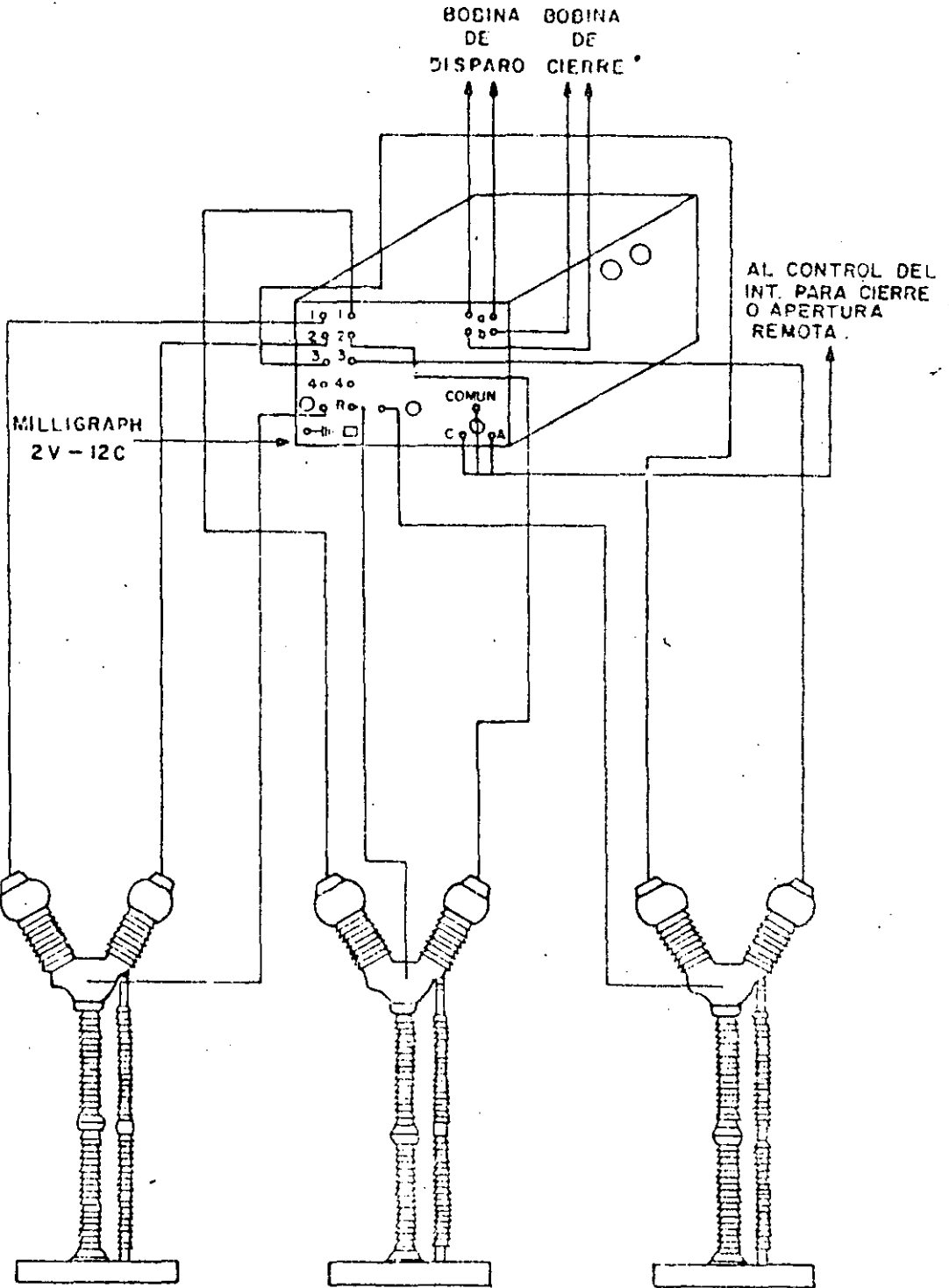


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE UN EQUIPO MILLIGRAPH A UNA FASE DE UN INTERRUPTOR MULTICAMARA.

Las siguientes recomendaciones y condiciones son para la mejor ejecución de las pruebas y una mayor seguridad.

Se probará el interruptor totalmente desenergizado o sea sin potencial de línea o bus en sus terminales.

Por seguridad deberán mantenerse abiertas las cuchillas desconectadoras en ambos lados del interruptor.

Cada prueba deberá realizarse a los valores nominales del interruptor en lo que se refiere a presión de operación en sus cámaras y mecanismos (acumuladores de presión) y voltaje de control para cierre ó disparo.

Se tomará la precaución de verificar los voltajes nominales del equipo de prueba. (Milligraph ó favac) aterrizandolo.

Las pruebas ó mediciones que se consideran normales para la puesta en servicio de un interruptor son:

- a). Determinación del tiempo de apertura.
- b). Determinación del tiempo de cierre.
- c). Prueba de Antibombeo.

Las pruebas de tiempo de apertura y cierre quedarán grabados en papel metalico en el caso de milligrap y en papel encerado en caso del favac., donde se tienen graficadas cada fase, la bobina al energizarse, y la referencia de tiempo para su cálculo.

Cada aparato, tiene diferentes números de canales existen desde 4, 8, y 12 canales para graficar al mismo tiempo.

III. APLICACIONES Y PRUEBAS.

III.1 PRUEBAS A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.

En la siguiente tabla, se muestran las pruebas que se realizan a una subestación de Distribución completa tipo Cía. De Luz, con todo el equipo que utiliza y sus pruebas, así como los aparatos utilizados.

RELACION DE PRUEBAS A EQUIPO ELECTRICO

S. E. NORMALIZADA

36

	DESCRIPCION	PRESENCIA DE AISLAMIENTO	FACTOR DE POTENCIA	VALOR DE TRAMPAS	RIGIDEZ DIELECTRICA	RESISTENCIA DE CONTACTOS	TIEMPO DE OPERACION	PERDIDAS DIELECTRICAS	CAMBIOS RESISIVAS	CONTINUIDAD	VALORES MINIMOS
6	INTERRUPTOR 230 KV.	*	*	-	*	*	*	*	*	-	*
12	CUCHILLAS 230 KV.	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	TRANSF. CORRIENTE 230 KV.	*	*	*	-	-	-	-	-	*	-
16	TRANSF. POTENCIAL	*	*	*	-	-	-	-	-	*	-
2	CONDENSADOR DE ACOR. 230 KV.	*	*	-	-	-	-	-	-	-	-
2	TRAMPA DE ONDA	*	-	-	-	-	-	-	-	*	-
12	APARTARRAYOS DE 230KV.	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
8	BUSHINGS 230 KV.	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
2	TRANSF. DE POTENCIA 60 MVA 230/23 KV.	*	*	*	*	-	-	*	*	-	-
8	BUSHINGS 23 KV.	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
14	INTERRUPTORES 23 KV.	*	*	-	*	*	*	*	*	*	*
28	CUCHILLAS 23 KV.	*	-	-	-	*	-	-	-	-	-
4	CUCHILLAS FUSIBLE 23 KV.	*	-	-	-	*	-	-	-	-	-
94	TRANSF. CORRIENTE 23 KV.	*	*	*	-	-	-	-	-	*	-
6	TRANSF. DE POTENCIAL	*	*	*	-	-	-	-	-	*	-
2	TRANSF. DE DISTRIBUCION	*	*	*	*	-	-	-	-	*	-
6	APARTARRAYOS DE 23 KV	*	-	-	-	-	-	*	-	-	-
2	REACTORES	*	-	-	-	-	-	-	-	*	-
2	BANCO DE CAPACITORES	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
*	PRUEBAS EFECTUADAS										
EQUIPO UTILIZADO		MEOR MOTORIZ ELECT	MEU MH M&H	TTR	BAUR	DUCTER PILAS O'ELECT	MILSHAF FABAB ANALIZ	MEU MH M&H	PANAME TRIC	MEGER MULTITRO	

III.2. PRUEBAS A CIRCUITOS DE BAJA TENSION.

37

La Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, ha editado el nuevo Reglamento NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS en la cual menciona las reglas y requisitos que deberán cumplir las instalaciones eléctricas.

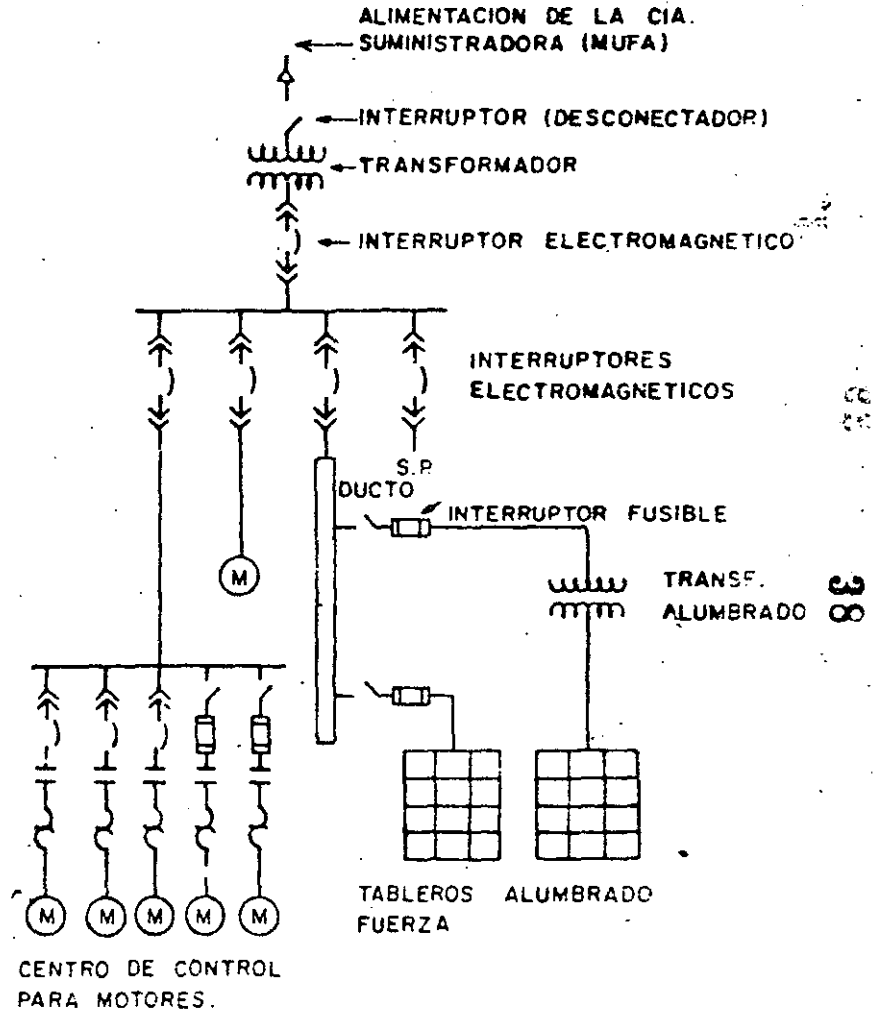
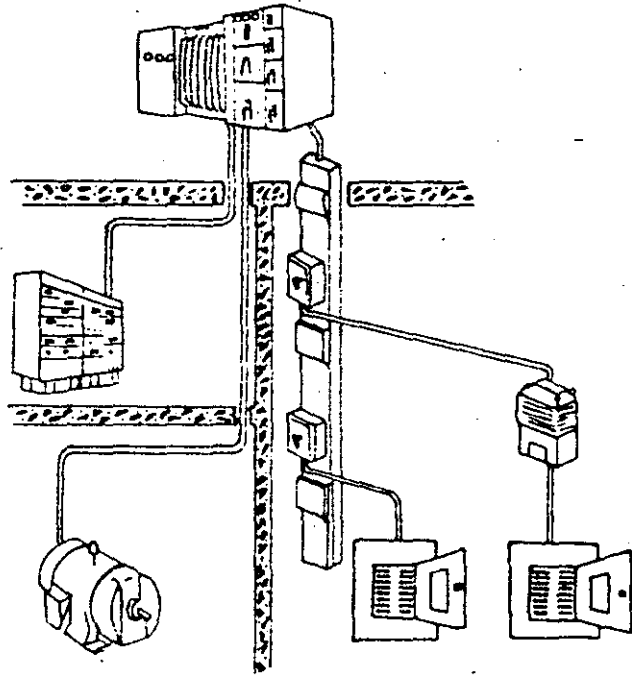
La siguiente tabla 1.5 nos da LOS VALORES MINIMOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO RECOMENDADOS PARA INSTALACIONES DE 1000 VOLTS O MENOS.

INSTALACION	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN (OHMS)
Para Circuitos con conductores Nº 14 ó Nº 12 AWG .	1 000 000 = 1 M
Para Circuitos con conductores Nº 10 AWG o mayores y con capacidad de conducción de corriente de:	
25 a 50 amperes	250,000
51 a 100 amperes	100,000
101 a 200 amperes	50,000
201 a 400 amperes	25,000
401 a 800 amperes	12,000
Más de 800 amperes	5,000

Nota 1.- Los valores de ésta tabla deben medirse, con todos los equipos que normalmente forman parte de los circuitos,-- tales como tableros, porta-fusibles, medios de desconexión y dispositivos de protección contra sobrecorriente instalado en su lugar y conectados.

Nota 2.- Cuando estén conectados a los circuitos derivados las lámparas y los aparatos de utilización, la resistencia mínima de aislamiento de los circuitos, pueden tomarse como la mitad de los valores de ésta tabla.

SISTEMA DE DISTRIBUCION ELECTRICA INDUSTRIAL



Nota 3.- Donde las condiciones del ambiente sean tales que las canalizaciones o equipo estén expuestos a humedad excesiva, puede ser necesario considerar valores diferentes a los de ésta tabla.

III.3 PRUEBAS A EQUIPO ELECTRICO.

A continuación daremos un listado de las principales pruebas que se efectúan a cada uno de los elementos o equipos eléctricos.

III.3.1.- BATERIAS Y CARGADORES.

- a). Pruebas al alumbrado de emergencia.
- b). Pruebas de aislamiento al cargador.
- c). Pruebas de control a los circuitos 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.
- g). Prueba de resistencia de aislamiento a los circuitos de C. D.

III.3.2.- INTERRUPTORES.

- a). Pruebas de aislamiento a los circuitos primarios y secundarios.
- b). Prueba y medición de resistencia de contactos primarios.
- c). Prueba del mecanismo de operación.
- d). Prueba y medición de tiempos de operación.
- e). Pruebas dieléctricas del aceite aislante.
- f). Pruebas y medición de factor de potencia en aislamientos.
- g). Prueba de voltajes mínimos de operación.

III.3.3.- TRANSFORMADORES.

- a). Medición de la resistencia de aislamientos.
- b). Medición de la relación de transformación.
- c). Medición de la resistencia ohmica de los devanados.
- d). Verificación de la polaridad.
- e). Secado de los embobinas.
- f). Pruebas dieléctricas al aceite.
- g). Medición de factor de potencia en aislamientos.

III.3.4.- CABLES DE POTENCIA.

- a). Verificar la protección de los extremos libres.
- b). Medir la resistencia de aislamiento antes de conectarlos.
- c). Prueba de alta tensión (High Pot).
- d). Faseo teórico y verificación de la conexión.
- e). Medición de la resistencia de aislamiento después de la conexión
- f). Medición de factor de potencia.

III.3.5.- CUCHILLAS DESCONECTADORAS.

- a). Verificar la operación manual.
- b). Prueba de mecanismos motorizados.
- c). Prueba de resistencia de contactos.

III.3.6.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

- a). Medición de la resistencia de aislamiento.
- b). Medición de la continuidad de los devanados
- c). Verificar la polaridad.
- d). Secado de embobinados.
- e). Medición de la relación de transformación.
- f). Prueba dieléctrica del aceite.
- g). Prueba dieléctrico del embobinado.
- h). Medición del factor de potencia.

III.3.7.- PARARRAYOS.

- a). Verificar las conexiones primarias.
- b). Verificar la conexión a tierra.
- c). Medición del factor de potencia.
- d). Medición de la resistencia de aislamiento.

III.3.8.- RELEVADORES.

- a). Verificar el montaje del tablero de control, protección y medición.
- b). Verificar continuidad en aparatos y circuitos.
- c). Verificar la operación de los relevadores.
- d). Verificar la calibración y ajuste.

III.3.9.- INSTRUMENTOS DE MEDICION. 41

- a). Verificar la continuidad de aparatos y circuitos.
- b). Calibración y ajuste.

III.3.10.- MOTORES O MAQUINAS ROTATORIAS.

- a). Medición de la resistencia de aislamiento de armadura y campo.
- b). Verificar la continuidad de los embobinados de armadura y campo.
- c). Secado de los embobinados.
- d). Pruebas dieléctricas a los embobinados.
- e). Verificar las conexiones.
- f). Verificar la rotación.
- g). Medición de la corriente de arranque y de carga.

III.3.11.- INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS.

- a). Prueba de resistencia de aislamiento.
- b). Verificación de las conexiones y aprietes.
- c). Prueba de la resistencia de contactos.
- d). Prueba de disparo por sobrecarga.
- e). Prueba de operaciones mecánicas.

III.3.12.- TABLEROS DE DISTRIBUCION.

- a). Verificar el tablero completamente.
- b). Checar todos sus bloqueos (Diagramas).
- c). Prueba de medición de resistencia de aislamiento, abriendo los interruptores o fusibles del control ó instrumentación, probando todas las barras.

Como complemento del capítulo II donde se habló ampliamente del objetivo de cada prueba, la norma aplicada, la forma de realizarse la prueba, ahora veremos su aplicación directa a cada equipo.

IV.1 PRUEBAS A SUBESTACIONES COMPACTAS.

Una subestación compacta tipo cliente, está formada por tres gabinetes principales donde se alojan los siguientes equipos:

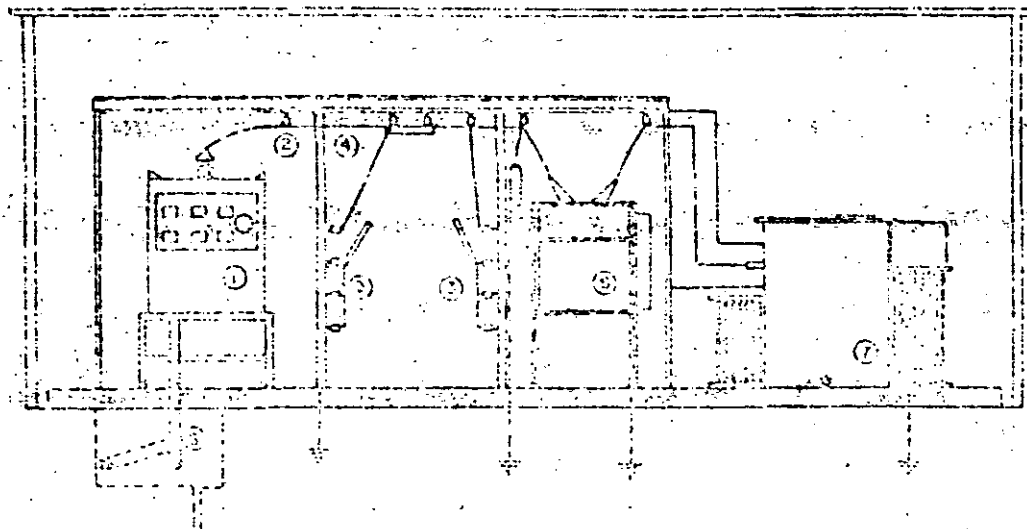
- a). Equipo de Medición de la Cía. Suministradora.
- b). Cuchillas desconectadoras operadas en grupo para intercalar el equipo de Medición.
- c). Pararrayos autovalvulares e interruptor en pequeño volumen de aceite.

Las tres secciones están interconectadas por medio un bus de barras de cobre montadas sobre aisladores soportes.

Las pruebas que se realizan en campo a estos gabinetes son para comprobar que durante el transporte de la fábrica al lugar de su instalación no sufrieron daños checando:

- 1.a). Al bus.- Con Megger se checa entre fases y fase a tierra con el mayor rango de voltaje que tenga el aparato, dando valores de aislamiento mayores a los 1000 Megohms.
- 1.b). A las cuchillas desconectadoras.- Además de involucrarlas en la prueba de megger, se deberá checar su resistencia de contactos que como ya se dijo antes, no debe ser mayor de 30 Micrones por punto de contacto.
- 1.c). A los Apartarrayos.- Además de involucrarlos en la prueba de Megger, se deberá realizar una prueba de pérdidas dieléctricas ó factor de potencia para determinar si no tienen humedad, o están directos a tierra.
- 1.d). Al Interruptor.- Se le deberán realizar las siguientes pruebas: Voltajes mínimos de operación (deberán operar con un voltaje menor al nominal hasta el 70% del voltaje nominal).

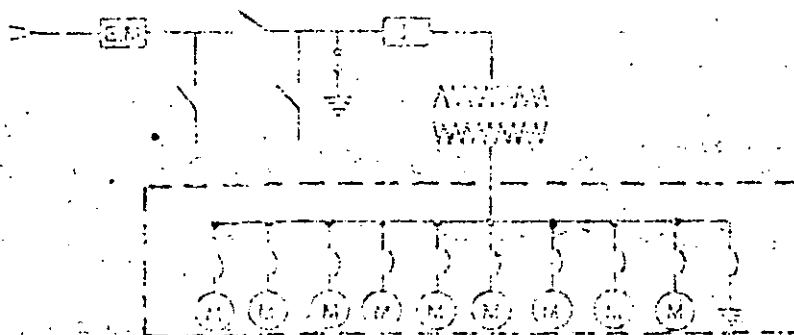
SUBESTACION COMPACTA



MATERIA Y EQUIPO

- 1- EQUIPO DE MEDICION DE DIA DE LUC.
- 2- AISLADOR SOPORTE
- 3- CUCHILLAS DESCONECTADORAS
- 4- BARRAS DE SOLERA DE CU
- 5- PARARRAYOS AUTOVALVULAR 23 KV
- 6- INTERRUPTOR 23 KV.
- 7- TRANSFORMADOR 23 KV / 220-127 V
- 8- ACOMETIDA SUBTERRANEA

DIAGRAMA UNIFILAR

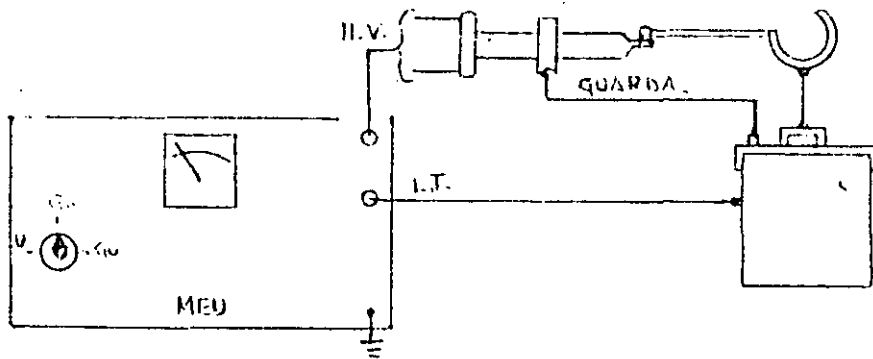


Hacerle Megger en la posición cerrado de cada fase contra tierra (estructura ó tanque) si hay problemas, discriminar polo - por polo.

Hacer una prueba de resistencia de contactos con ducter fase - por fase.

Medir con un cronógrafo los tiempos de apertura y cierre y -- comparar con los marcados en el reporte de pruebas en fábrica.

Realizar pruebas de Rigidez dieléctrica al aceite conforme se menciona anteriormente, de acuerdo a la NORMA y realizar una - prueba de factor de potencia al aceite en la forma siguiente:



Utilizando un probador tipo MEU aplicando 2.5 KV a una copa - especial para prueba de aceite.

Un aceite nuevo tiene un $\text{fp} = 0.05\%$ hasta 0.5% .

IV.2 PRUEBAS A TRANSFORMADORES.

Dentro de una instalación eléctrica, el equipo de mayor importancia es el transformador, conocido como el corazón de la instalación eléctrica, por lo cual hacen muy importantes sus pruebas.

2.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento.

Para un transformador de dos devanados se le hacen las siguientes pruebas:

Alta	Vs.	Baja	+	Tierra
Baja	Vs	Alta	+	Tierra
Alta y Baja	Vs			Tierra
Alta	Vs	Baja		

Para transformadores de tres devanados se le hacen las siguientes pruebas:

45

Alta Vs Baja + Terciario + Tierra
 Baja Vs Alta + Terciario + Tierra
 Terciario Vs Alta + Baja + Tierra
 Alta y Baja Vs Terciario + Tierra
 Alta y Terciario Vs Baja + Tierra
 Baja y Terciario Vs Alta + Tierra
 Alta, Baja y Terciario Vs Tierra...

Si la resistencia de aislamiento es medida con el transformador sin aceite, el valor equivalente a con aceite será de la $\frac{1}{2}$ a $\frac{1}{4}$ del valor obtenido sin aceite.

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA PARA LECTURAS DE MEGGER

TEMPERATURA	MAQUINAS ROTATORIAS		TRANSFORMADORES CON ACEITE.
	CLASE "A"	CLASE "B"	
0	.21	.40	0.3
5	.31	.50	0.4
10	.45	.63	0.54
15.6	.71	.81	0.73
20	1.00	1.00	1.00
25	1.42	1.25	1.3
30	2.20	1.58	1.8
35	3.24	2.00	2.5
40	4.80	2.5	3.3
45	7.10	3.15	4.5
50	10.45	3.99	6.0
55	15.50	5.00	8.1
60	22.80	6.30	11.0
65	34.	7.90	14.8
70	50.	10.00	20.0
75	74.	12.60	26.8

Debido a la diversidad de aislamiento en transformadores, no es posible establecer en forma exacta una relación entre la resistencia de aislamiento y la clase de aislamiento.

La siguiente tabla, nos muestra los valores promedio, tomados de experiencias en pruebas a diferentes clases de aislamiento.

RESISTENCIA MINIMA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES ENACEITE A 20°C

CLASE DE AISLAMIENTO KV.	MEGOHMS	CLASE DE AISLAMIENTO KV.	MEGOHMS
1.2	32	92	2490
2.5	68	115	3100
5.0	135	132	3720
8.7	230	161	4350
15.	410	196	5300
25.	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46.	1240	345	9300
69.	1860	400	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 debe tenerse en cuenta es el valor de resistencia de aislamiento de un transformador decrece al aumentar la temperatura. Se recomienda hacer estas mediciones en un rango entre 0 y 40°C.

2.2 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia de los aislamientos de un transformador, depende de la naturaleza y cantidad de los dieléctricos empleados en su diseño.

La humedad residual de los aislamientos de celulosa secos, impregnados de aceite, son del orden de 0.5 %, dichos aislamientos, --

tienen un factor de potencia de 1.0 % a 20°C.

47

El aceite aislante con 20 p.p.m. de agua, tiene un factor de potencia de 0.05 % a 20°C.

El factor de potencia de los aislamientos de un transformador sin aceite pero con aislamientos solidos impregnados es de 0.25 a 0.5 del valor de dicho factor, cuando el transformador tiene aceite.

Los factores de corrección por temperatura, del factor de potencia de los aislamientos, están dados en la siguiente tabla.

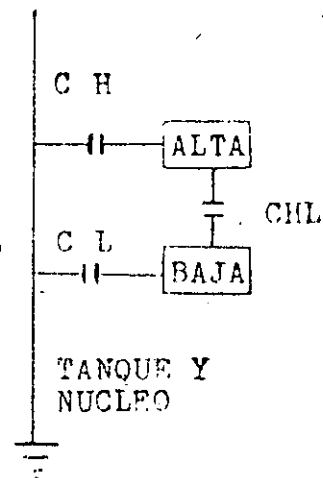
FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA DEL FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.

TEMPERATURA PROMEDIO EN °C	FACTOR DE CORRECCION	TEMPERATURA PROMEDIO EN °C	FACTOR DE CORRECCION
10	0.8	45	1.75
15	0.9	50	1.95
20	1.0	55	2.15
25	1.12	60	2.42
30	1.25	65	2.70
35	1.40	70	3.0
40	1.55		

Las conexiones utilizados para la prueba de factor de potencia son:

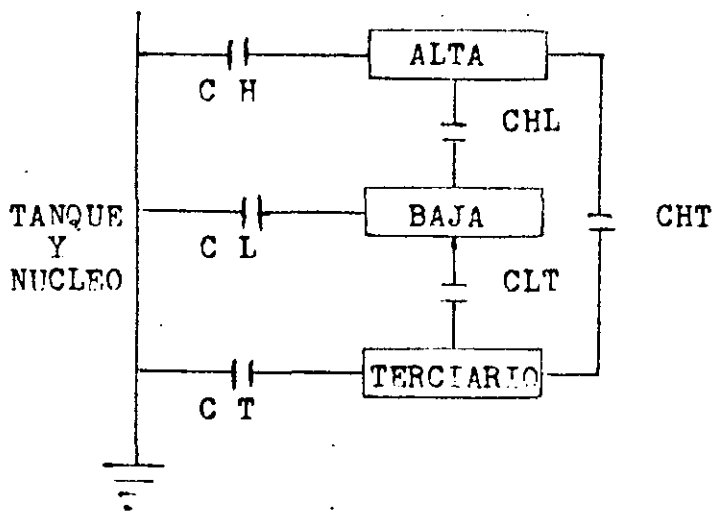
1. Transformadores de dos devanados.

DEVANADO ENERGIZADO	DEVANADO ATERRIZADO	DEVANADO GUARDADO	AISLAMIENTO MEDIDO
1- ALTA	BAJA		
2- ALTA		BAJA	CH
3- BAJA	ALTA		
4- BAJA		ALTA	CL



b). Transformador de tres Devanados.

DEVANADO ENERGIZADO	DEVANADO ATERRIZADO	DEVANADO GUARDADO	ATSLAMIENTO MEDIDO
ALTA	BAJA	TERCIARIO	-
ALTA	---	BAJA Y TERCARIO	CH
BAJA	TERCIARIO	ALTA	-
BAJA	---	ALTA Y TERCARIO	Cl
TERCIARIO	ALTA	BAJA	-
TERCIARIO	---	ALTA Y BAJA	Ct
TODOS	---	---	CH + Cl + Ct



Tambien se deberá determinar el factor de potencia de los Bushing antes de montarlos y una vez probados cerciorandose que no se encuentren humedos, de lo contrario se deberán secar.

Como ya se menciona anteriormente, en campo antes de meter el aceite al transformador, se le hacen dos pruebas principalmente:

- a). Rigidez Dieléctrica del Aceite.- Basada en el procedimiento y la Norma adecuada detalladas en el capítulo II.
- b). Factor de Potencia.- Basado en el procedimiento mencionado anteriormente en el capítulo II con equipo de la doble C.

Cuando por ningún medio se logre subir el valor de la rigidez dieléctrica de un aceite, se puede considerar que dicho aceite está envejecido.

Un valor alto de factor de Potencia en un aceite, indica degradamiento y contaminación con humedad, carbón ó algunas otras partículas conductoras.

IV.2.4 RELACION DE TRANSFORMACION.

Se deberá medir la relación de transformación, en todas las posiciones del cambiador de derivaciones y en todas las posibilidades de conexión de los devanados.

La relación medida, deberá estar dentro de los límites con respecto a la relación teórica con un margen de $\pm 0.5\%$.

Si una vuelta del devanado en el que está conectado el cambiador representa más del 0.5% de su número total de vueltas, la tolerancia adminta en la relación medida es de \pm una vuelta.

IV.3.0 PRUEBAS A INTERRUPTORES.

En los interruptores se esta comprobando lo siguiente:

- a). La resistencia de aislamiento y el factor de potencia.
- b). Que el aceite esté en buen estado.
- c). Los tiempos de operación de cierre y apertura.
- d). La resistencia de contactos.
- e). La operación simultanea de los contactos.
- f). Voltajes mínimos de operación.

Todas estas pruebas, ya se han comentado en el capítulo anterior para interruptores de potencia en alta tensión.

50

IV.3.1 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICO.

Una prueba en campo, que deberá hacerse es la de resistencia de aislamiento, el voltaje recomendado para ésta prueba, deberá ser cuando menos el 50 % mayor que el nominal del aparato, un mínimo de 500 V es permitido para equipos en general. Las pruebas deberán probarse entre la entrada y la salida del interruptor en la posición "fuera".

Valores de resistencia abajo de un Megohm, son considerados peligrosos y deberán ser investigados por posibles contaminaciones en las superficies de la caja del interruptor.

Debido al N° de operaciones con carga, los contactos se van deteriorando, para lo cual es necesario hacer pruebas de resistencia de contactos en cada polo del interruptor, una diferencia entre los polos del interruptor o interruptores similares de dos a uno indica que los contactos deberán limpiarse.

IV.4.0 PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A MAQUINAS ROTATORIAS.

La medición de resistencia de aislamiento, ha sido recomendada y utilizada durante más de medio siglo, en la evaluación de las condiciones del aislamiento de las máquinas rotatorias, con esta prueba se determinan la presencia de humedad, aceite, polvo, corrosión, etc.

Esta prueba, no debe tomarse como criterio exacto ya que tiene varias limitaciones como:

- a). La resistencia de aislamiento de un devanado no tiene una relación directa con su rigidez dieléctrica y por tanto es imposible predecir el valor de la resistencia a la que fallará.

- b). Aun cuando en base a la experiencia se han definido valores mínimos recomendables, existen máquinas que tienen una superficie de aislamiento extremadamente grande, que pueden tener valores de resistencia inferiores a los mínimos recomendados aun cuando sus devanados estén en buenas condiciones.
- c). Una medición aislada de resistencia de aislamiento a un voltaje - desado, no indica si la materia extraña, responsable de la baja resistencia está concentrada ó distribuida.

La conexión para la medición de resistencia de aislamiento de un motor, equipo de arranque y cables de alimentación, es preferible desconectar las componentes y probarlas separadamente, para poder determinar cual es la parte más débil ó dañada.

Para el motor se deberá probar los devanados contra tierra, se puede tomar de las conexiones de entrada separando los devanados ó conectandose directamente a las escobillas.

El arrancador y el interruptor por separado cada uno probando -- contra tierra.

CABLES TRIFASICOS.

Se efectuan tres pruebas, cada fase contra las otras dos a tierra y en caso de tener forro ó chaqueta de cobre, se conecta la chaqueta a tierra, las otras dos fases a guarda y la línea a la fase a probar.

CABLES DE CONTROL.

Se deberá seguir el mismo procedimiento anterior o sea cada cable contra el resto a tierra.

Todos los cables deberán estar desconectados y aislados en ambos extremos.

BUSES.

Para la prueba de buses se deberá probar una fase con respecto a las otras dos corto circuitadas, y despues cada una a tierra.

Antes de instalar o poner en servicio un capacitor, se deberán realizar algunas pruebas para cerciorarse del estado en que se encuentran los capacitores, dichas pruebas son:

- a). Rigidez Dieléctrica.- El capacitor se somete a un voltaje entre bornes que no sobrepase el 75 % del doble de su voltaje nominal durante 10 segundos.
- b). Capacidad.- Puede determinarse satisfactoriamente la capacidad de cualquier capacitor, midiendo la corriente que toma el capacitor cuando se le somete a un voltaje y frecuencia conocidos - (los valores nominales). La capacidad calculada en esta forma, debe estar comprendida, en un rango de 0 a 15 % de la capacidad nominal del capacitor.

$$C = \frac{I}{2 \pi \cdot f \cdot V} \quad \text{KVAR} = 2 \pi f C (KV)^2 \times 10^{-3}$$

- 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 C. D. 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 del orden magnitud mucho mayor, que dichas resistencias de descarga.

Cada fabricante nos da los límites especificados de resistencia de descarga para cada capacidad en KVAR de capacitores.

- d). Resistencia entre bornes y el tanque.- Es importante medir esta magnitud, para comprobar es estado de los aisladores que forman los bornes del capacitor y el estado del aislamiento del interior a tierra. La resistencia medida debe ser mayor de 1000 excepto los capacitores de un solo aislador ya que el otro borne está 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 del Dieléctrico. - La hermeticidad del tanque puede probarse limpiando cuidadosamente el capacitor y sometiendo a una temperatura de 75°C durante 4 horas aproximadamente esto creará una presión interna, debido a la dilatación del líquido impregnante que tendrá a poner de manifiesto la fuga. Es conveniente colocar el capacitor sobre un papel limpio y tendido horizontalmente del lado donde se sospeche que existe la fuga.
- f). Factor de Disipación. - El factor de disipación medido con precisión, puede dar una 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 disipación debe medirse a la frecuencia nominal del capacitor y a un voltaje que no sea inferior al 25 % de su voltaje nominal.

IMPORTANTE. - Al efectuar cualquier tipo de pruebas, deben tomarse las medidas de seguridad adecuadas, en previsión de un fallo violento del capacitor.

PRUEBAS DE MANTENIMIENTO.

Después de haberse instalado un nuevo banco de capacitores, se deberá checar 2 ó 4 horas después:

- 1). Que los voltajes de las fases estén balanceados.
- 2). Que la potencia reactiva del banco, no exceda la nominal.
- 3). Que todas sus protecciones estén correctamente.
- 4). Hacer una inspección ocular a todos los capacitores.

IMPORTANTE.- Antes de tocar las terminales de un capacitor que previamente ha sido energizado, deberá dejarse transcurrir 5 minutos para su descarga interna y después de descargarlos, es preciso --- corto-circuitarlos de las partes vivas y ponerlos a tierra.

Los capacitores pueden dañarse si se cortocircuitan las partes vi-- vas antes de que haya transcurrido, por lo menos un minuto de des-- carga.

En las inspecciones normales de mantenimiento debe comprobarse la ventilación de los capacitores, el estado de los fusibles, la tem-- peratura de operación y las condiciones de voltaje.

Las porcelanas de los bornes deben limpiarse periódicamente, con la mayor frecuencia cuando más severas sean las condiciones de servi-- cio.

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 radia-- dora de calor.

V. _ A P E N D I C E

5.1 .0 EJEMPLOS DE RESULTADOS DE PRUEBAS.

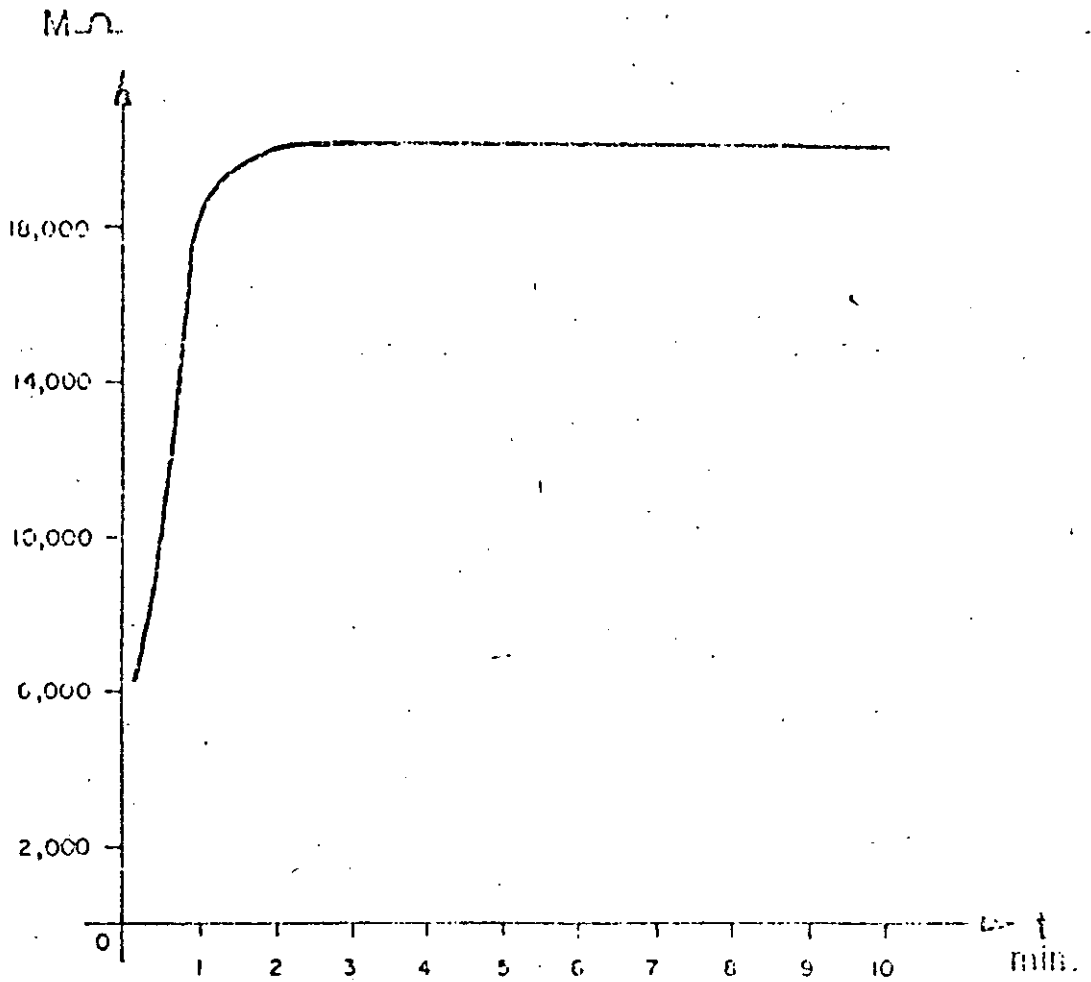
5.2.0 NORMAS CCONNIE USUALES EN PRUEBAS.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

TIEMPO	M E G O H M S			
	H - X + T	X - H + T	H - X ₂	
15 seg.	7,000			
30 "	10,000			
45 "	13,000			
60 "	19,000			
2 min	20,000			
3 "	20,000			
4 "	20,000			
5 "	20,000			
6 "	20,000			
7 "	20,000			
8 "	20,000			
9 "	20,000			
10 "	20,000			
INDICE DE ABSORCION (60/20 seg)				
INDICE DE POLARIZACION (10/1 min)				
AISLAMIENTO				

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

H-X-T



SUPERINTENDENCIA DE PRUEBAS Y CONTROL DE CALIDAD
SERVICIO AL CAMPO

PRUEBA DEL SISTEMA DE TIERRAS

LINEA TOPILEJO NOPALA 400 KVOCR 4PRUDO JORGE MIRELES C.REVISO ING GENARO GARCIA C.

FECHA _____

EQUIPO YEW TIPO 3235

TORRE No.	BASE No.	RESISTENCIA ENTRE ANCLA Y TERRENO	VOLTAJE DEL TERRENO	OBSERVACIONES
1	1	14.5 Ω	0	TERRENO HUMEDO TEMP. 20°C 29-VIII-82
	2	10.5 "	0	
	3	16 "	0	
	4	15 "	0	
2	1	6.5 "	0	TERRENO HUMEDO TEMP. 20°C 29-VIII-82
	2	6.5 "	0	
	3	6.2 "	0	
	4	4.5 "	0	
3	1	10.5 "	0	TERRENO HUMEDO TEMP. 20°C 29-VIII-82
	2	9.2 "	0	
	3	35 "	0	
	4	45 "	0	
4	1	10.5 "	0	TERRENO HUMEDO TEMP. 20°C 29-VIII-82
	2	10 "	0	
	3	11 "	0	
	4	11 "	0	

INTERRUPTOR O CUCHILLA
RESISTENCIA ELECTRICA ENTRE TERMINALES
INSTRUMENTO DE PRUEBA

MARCA DUCTER		CORRIENTE 10 AMP.		ESCALA		
POLO 1	POLO 2	POLO 3	TEMP. AMB. °C	EFECUO LA PRUEBA		
				NOMBRE	FIRMA	FECHA
114	72	102	20 °C	G. G. C.		12 - IV - 83

TRANSFORMADOR

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS

CONEXIONES PARA PRUEBA			KV PRUEBA	MILI VOLTAMPERES			MILI WATTS			% f. p.	
ENERGIA	A TIERRA	GUARDA		LECTURA	MULTIPLICADOR	mVA	LECTURA	MULTIPLICADOR	mW	MECIDO °C	CORREGIDO 30° C
ALTA	BAJA	—	2.5	76	100	7600	29.5	2	59	0.77	
ALTA	—	BAJA	2.5	56	20	1120	30.5	1	30.5	2.7	
BAJA	ALTA	—									
BAJA	—	ALTA									
ALTA	BAJA EN UST		2.5	66	100	6600	13.5	2	27	0.4	
BAJA	ALTA EN UST										

RESULTADO _____

TRANSFORMADOR

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

ALTA TENSION		BAJA TENSION		RELACION TEORICA	RELACION MEDIDA			RELACION TEORICA	RELACION TEORICA
POSICION	VOLTAJE	POSICION	VOLTAJE		Ø A	Ø B	Ø C	x 0.998	x 1.005
1	23000		127						
2	21500		127	84.645	84.651	84.660	84.651	84.221	85.066
3	20000		127	78.746	78.728	78.730	78.727	78.346	79.133

RESULTADOS DE PRUEBAS DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

PRUEBA No.	KV. MUESTRA 1	KV. MUESTRA 2	KV. MUESTRA 3
1	40	47	39 *
2	42	42	37
3	38	36	29
4	38	39	34
5	34	44	36
6	—	—	32
PROMEDIO	38.4	42	34
TEMPERATURA °C	22	20	24
NORMA	ASTM	CONNIE	ASTM
No. NORMA	877	0.81	1810

CRITERIO DE CONSISTENCIA ESTADISTICA

VALOR MAYOR	42	47	38
VALOR MENOR	34	36	29
DIFERENCIA X 3	$8 \times 3 = 24$	$9 \times 3 = 27$	$9 \times 3 = 27$
VALOR SUPERIOR AL MENOR	36	39	32
RESULTADO	BIEN	BIEN	BIEN

NORMAS COMITIE DE CONSULTA

<u>NUMERO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
2.1.3.	Métodos de prueba de transformadores de Distribución y Potencia.
2.1.4.	Transformadores de Distribución Subterranea tipo pedestal.
4.2.1.	Métodos de prueba y funcionamiento de acumuladores - Eléctricos Industriales tipo plomo acido.
5.6.1.	Definición de Vocablos Técnicos usados en Interruptores de Potencia.
5.6.2.	Características Nominales de Interruptores de alta Tensión para C.A.
6.3.1.	Métodos de Prueba de fusibles y corto circuitos.
6.3.4.	Aisladores de porcelana tipo alfiler para media y baja tensión.
8.4.2.	Métodos de prueba para la 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 prueba para tableros Eléctricos.
14.2.1.	Tableros de alta Tensión.

ILUMINACION INDUSTRIAL

GENERALIDADES

El propósito de la Iluminación Industrial es el proveer de energía lumínica eficiente en calidad y cantidad suficientes para crear un ambiente de seguridad y mejorar la visibilidad y productividad dentro de un ambiente confortable.

La Iluminación debe servir no solamente como una herramienta de producción y un factor de seguridad, sino que deberá de contribuir a mejorar las condiciones ambientales en las áreas de trabajo.

El diseño de un sistema de Iluminación y la selección del equipo adecuado pueden estar influenciadas por muchos factores relacionados con la energía y la economía. Las condiciones económicas al respecto de un sistema de Iluminación deberán no solamente estar basadas en la inversión inicial y los costos de operación, sino también en una inter-relación entre el costo de iluminación y otros factores productivos así como el costo de mano de obra.

Existen dos requerimientos propios del ser humano referentes a los sistemas de Iluminación. El primero es una necesidad física para asegurar la visión exacta, rápida y con el menor esfuerzo; el segundo corresponde a una necesidad de la luz y el objeto de crear e influir en la respuesta emocional.

En las áreas de trabajo el énfasis ha sido enfocado hacia las necesidades físicas de los trabajadores, de tal forma que los sistemas de Iluminación han sido diseñados para proporcionar un nivel de Iluminación en un punto dado que permita al trabajador realizar su tarea con un mínimo de esfuerzo en cuanto esto sea relacionado con la visión. En la actualidad el énfasis ha sido el utilizar la iluminación como ayuda para crear un sitio donde la gente pueda trabajar confortablemente; en algunos casos estos mejoramientos ambientales se pueden obtener con ningún ó pequeños incrementos en costos. A este respecto la Iluminación se ha evaluado hoy en día más y más sobre la base de una herramienta de producción ya que a mejores sistemas de Iluminación a menudo resultan en incrementos de producción.

El concepto de crear un ambiente placentero se basa sobre la idea de que la gente hace mejor las cosas en un ambiente confortable; de otra forma, crear condiciones placenteras con combinaciones de colores, distribuciones adecuadas y texturas y colores ligeros en las maquinarias.

VALOR DE LA ILUMINACION

El valor de la Iluminación está determinado en gran parte sobre la base de los beneficios en relación al costo. Los beneficios incluyen mejor producción por trabajador, por máquina ó por metro cuadrado de espacio de fabricación y pocos accidentes. Estos beneficios son el resultado de una rápida visión, más exacta, mejor estado de ánimo, mejor manejo y mejor motivación. Cada tarea y cada área deberán ser evaluadas en términos de su importancia en relación a la producción total.

A la vez influirán sobre las condiciones de seguridad en el trabajador, que son esenciales en cualquier Industria; y los efectos del sistema de Iluminación sobre la seguridad, deberán de considerarse. El ambiente de una área productiva deberá ser diseñado con el objeto de compensar las limitaciones de la capacidad humana, cualquier factor que permita incrementar la posibilidad de mejorar la visión de un trabajador, redundará en poder detectar adecuadamente y a tiempo cualquier causa potencial de un accidente.

Como se mencionó anteriormente el propósito de la Iluminación Industrial es el proveer un ambiente de trabajo seguro, proporcionando una eficiente y confortable visión así como una ayuda en todos los tipos de operaciones industriales reduciendo las pérdidas en el comportamiento visual. Es importante sin embargo, analizar varios factores, los cuales contribuyen a la visión; estos son: la tarea, el ambiente y la Iluminación.

CONDICIONES GENERALES

Factores que afectan la visión en las tareas de la Industria:

En general, el ser humano ve por reflejo, transmisión y siluetas. La visión de siluetas involucra la detección de la presencia de un objeto y su contorno, debido a que la oscuridad hace resaltar por contraste en contra de los alrededores iluminados. La transmisión se refiere a la detección de detalles a través de variación de transmisión de luz blanca, o el cambio de color, a través de materiales que son susceptibles a la penetración.

Asimismo, el método de visión por común es por reflejo, donde la luz y las áreas oscuras o detalles son detectados por diferencia en reflexiones.

La visibilidad de una tarea u objeto está determinada por su "Tamaño", "Contraste", "Tiempo de visión" y "Luminancia". Cada uno de estos factores es suficientemente dependiente de los otros, de tal forma que una deficiencia en uno puede ser compensada dentro de ciertos límites modificando uno o más de los otros.

"Tamaño".- Cuando el tamaño se incrementa la visibilidad se incrementa y hasta un cierto punto la visión es más fácil, en los casos en que el tamaño del objeto es demasiado pequeño, la operación normal es usar lentes de aumento o microscopio para identificarlo, en algunos casos el mismo resultado se puede obtener con mayor iluminación, con el objeto de distinguir en forma más fácil los detalles y hacer la visión más efectiva.

"Contraste".- Con el objeto de distinguir más fácilmente los detalles de un objeto, deberá de existir una diferencia en luminancia (ó color), con respecto al ambiente general. Se logrará el máximo de visibilidad cuando el contraste de detalles del ambiente general sea mayor, en otras palabras deberá de existir diferencia de luminancias entre el objeto y el ambiente.

"Tiempo de visión".- La velocidad con la cual un sujeto puede hacer su trabajo es a menudo una medida de su productividad, si la baja luminancia prevalece, tomará un tiempo relativamente largo para lograr la tarea de visión. Incrementando la luminancia, el tiempo requerido para la visión será más corto, de la misma forma la tarea de visión en condiciones de alto contraste y gran tamaño, requerirá generalmente menor tiempo que las tareas realizadas en bajos contrastes y pequeños tamaños.

"Luminancia".- Los factores de tamaño y contraste son inherentes en la tarea por sí misma y, dentro de ciertos límites el tiempo de visión puede ser considerado en esta misma categoría. Sin embargo en general, la luminancia es importante ya que es un factor controlable. La luminancia resultada de la luz en una tarea y sus alrededores en el campo de visión, puede ser controlada dentro de amplios límites, variando la cantidad y distribución de la luz. Así mismo se puede mencionar que con alta luminancia se pueden compensar deficiencias en otros factores.

Es comúnmente aceptado el hecho de que existe una degeneración de las funciones corporales con la edad. Los ojos no son la excepción, pero nunca dos ojos serán iguales. La degeneración de la visión con la edad puede ser atribuida a varios factores, por lo tanto debe considerarse el proporcionar mayor nivel de iluminación para trabajadores mayores para compensar su pérdida en la capacidad visual.

De tal forma que se requerirá mayor luminancia de los objetos para crear el mismo grado de luminancia en la retina de los ojos de un trabajador adulto comparado con los de un trabajador joven ya que el tamaño de la pupila decrece con la edad.

Asimismo, la función de acomodación que consiste en el ajuste del lente del ojo para fijar el objeto a una cierta distancia, va cambiando con respecto a la edad ya que el lente tiende a aplanarse permanentemente. La habilidad de un ojo adulto o joven, normal ó sub-normal a la acomodación, se mejora con el incremento en la iluminación, requiriendo mayores incrementos para los ojos con condiciones de acomodación sub-normal.

Existen además otros factores que muestran un deterioro con la edad, tales como la agudeza visual, la velocidad de visión, la habilidad para detectar movimientos perimetrales, la habilidad para ver sobre cambios rápidos de niveles de iluminación y la resistencia al brillo.

FACTORES DE LA BUENA ILUMINACION

En general, deberán de considerarse dos factores, la Cantidad y la Calidad. La cantidad se refiere a la cantidad de iluminación que produce luminancia de la tarea y el ambiente general y la calidad, la cual se refiere a la distribución de la luminancia en el ambiente visual e incluye el color de luz, su dirección, su difusión y el grado de brillo, etc.

Cantidad de Iluminación. - La cantidad de iluminación para cualquier instalación en particular, depende principalmente sobre el trabajo que se vaya a realizar. El grado de exactitud requerida, los detalles a ser observados, el color y la reflectancia, así como el ambiente general afecta los requerimientos de luminancia, la cual -- producirá óptimas condiciones de visión de tal forma que si la iluminación se incrementa, se facilitará la exactitud y la velocidad con la cual se pueda realizar una tarea.

Las recomendaciones de la cantidad de iluminación deberán de aplicarse a un determinado punto y en el plano de visión en el cual se esté realizando la tarea, ya sea horizontal, vertical ó en algún ángulo intermedio. Para asegurar que un sistema de Iluminación -- producirá un nivel mantenido es necesario diseñar el sistema a producir mayor cantidad inicialmente, que los niveles mínimos recomendados.

Calidad de Iluminación.- Como se mencionó anteriormente la calidad de la iluminación se refiere a la distribución de luminancia en el ambiente visual. El término es usado en un sentido positivo e implica que todas las luminancias contribuyen favorablemente al comportamiento visual, como la comodidad visual, facilidad de visión, seguridad y estética para funciones visuales específicas.

Las relaciones de brillo, difusión, dirección, uniformidad, color, luminancia, tienen significativos efectos en la visibilidad y en la habilidad de ver fácilmente con exactitud y rapidez. Existen ciertas tareas tales como la percepción de finos detalles que requieren de análisis cuidadosos y alta cantidad de iluminación en comparación con otros, de tal forma que en áreas donde se requieren realizar tareas severas y prolongadas, requieren mucho más calidad que donde se realizan tareas eventualmente y de relativa corta duración.

Brillo.- El brillo se puede definir como cualquier luminancia dentro del campo de visión de tal forma que cause incomodidad, molestia, interferencia con la visión ó fatiga del ojo. Cuando el brillo es causado por la fuente de iluminación dentro del campo de visión, ya sea eléctrica ó natural, se describe como brillo directo. Para reducir el brillo directo se pueden seguir los siguientes pasos:

- 1.- Decrecer la luminancia de la fuente de luz ó el equipo de iluminación, o de ambos.
- 2.- Reducir el área de alta luminancia que causa la condición de brillo.
- 3.- Incrementar el ángulo entre la fuente de brillo y la línea de visión.
- 4.- Incrementar la luminancia del área circundante a la fuente de brillo.

Con el objeto de reducir el brillo directo, los luminarios deberán estar montadas tan arriba de la línea normal de visión como sea posible y deberá de cumplir con los límites de luminancia y calidad de luz emitida en la zona de 45° a 85°, con el objeto de reducir la diferencia de luminancias entre la superficie iluminada del luminario y las áreas adyacentes del techo se recomienda que las superficies exteriores del luminario tengan alta reflectancia y que el luminario produzca un componente de luz significativo hacia arriba.

BRILLO REFLEJADO Y VELO POR BRILLO REFLEJADO

El brillo reflejado es causado por las imágenes con alta luminancia ó diferencia de luminancia reflejada de cielos brillantes, paredes, cubiertas, materiales ó superficies dentro del campo visual. Por otra parte, si la tarea de visión se hace sobre una superficie brillante, las imágenes reflejadas de la fuente de luz o luminarios producirán el velo por brillo reflejado y obscurecerán los detalles de la tarea. El brillo reflejado es frecuentemente más molesto que el brillo directo, debido a que es más cercano a la línea de visión, hecho por el cual el ojo no lo puede evitar.

DISTRIBUCION

En iluminación Industrial en interiores, se recomienda que la uniformidad del nivel horizontal de iluminación máximo y mínimo no deberá ser mayor a 1/6 arriba ó abajo del nivel promedio, con el objeto de que permita arreglos flexibles de operación y equipo, y asegurar de esta forma mayor uniformidad en luminancias en el área completa. Aún más, áreas oscuras e iluminadas alternadamente -- crean altas diferencias de luminancia que no son deseables, debido a que el ojo tiene dificultades en ajustarse por sí mismo a los dos luminancias causando una fatiga en la visión. Con el objeto de lograr la uniformidad deseada es esencial que el equipo de iluminación se coloque a espacios adecuados tomando en cuenta sus características fotométricas y las características físicas del cuarto.

INFLUENCIA DE LOS FACTORES AMBIENTALES

La habilidad de ver detalles depende de la diferencia de luminancia entre el detalle y el fondo. Existen diferentes relaciones de luminancia dependiendo de la aplicación. Las reflectancias de las paredes del cuarto, del techo y piso, así como del equipo, determina el patrón de luminancia influyendo en la visión como parte del medio ambiente. Asimismo, el color puede usarse para hacer el ambiente de trabajo más interesante y placentero.

Debido a la naturaleza de la construcción de los Edificios, es conveniente hacer dos clasificaciones generales: Área de altos montajes y Área de bajos montajes. Las áreas de bajos montajes son generalmente consideradas para construcciones en las cuales el techo es aproximadamente de 7.6 metros ó menos del nivel del piso, las áreas de altos montajes son aquellas cuyo techo está arriba de 7.6 metros (25 pies).

LUZ DE DIA

Con el objeto de usar la ventaja de la luz de día, deberán de considerarse varios factores para el diseño, los cuales incluyen las variaciones en la cantidad y la dirección de la incidencia de la luz, la distribución de luminancia de un cielo claro, parcialmente nublado ó nublado, variaciones en intensidad solar y su dirección, la nivelación del terreno, el medio ambiente exterior y la cercanía de edificios con el objeto de considerar la disponibilidad de luz. La luz del día que entra a los edificios depende del diseño arquitectónico, la decoración y amueblado del interior.

Existen diferentes maneras de proporcionar luz de día a las áreas productivas como son dientes de sierra, secciones laterales, claros, domos, etc., cada una de ellas tendrán diferente tratamiento.

SISTEMAS DE ILUMINACION

Para mantener buenas condiciones de visión se requieren sistemas eléctricos de iluminación en la mayoría de las áreas industriales ya que no existe a menudo suficiente cantidad de luz de día aun sobre las condiciones óptimas. Con luz de día el espacio a lo largo de las ventanas tiene la mayor iluminación; también a menudo como resultado de un diseño pobre del sistema eléctrico de iluminación este espacio es el que menos iluminación tiene, en otras palabras se requiere que el sistema de iluminación sea diseñado e instalado con el objeto de mantener el nivel de iluminación general aun en las áreas adyacentes a las ventanas ó paredes asegurando un buen nivel de iluminación en el área completa.

TIPOS DE LUMINARIOS

Existe una amplia gama de tipos de luminarios de acuerdo a las necesidades específicas de cada industria, de tal forma que para considerar un luminario en especial se deben de tomar en cuenta los siguientes parámetros:

Distribución en Candelas potencia: diseño del luminario para evitar brillos indeseables y producir niveles altos de iluminación considerando sus factores de mantenimiento; construcción mecánica que permita una conveniente instalación de servicios, clasificación de luminarios en cuanto a utilización en diferentes tipos de áreas.

Todos los sistemas de iluminación para interiores están comprendidos en alguna de las siguientes clasificaciones:

A) DIRECTO

Los luminarios clasificados como directos, son aquellos que producen prácticamente toda la iluminación hacia el área de trabajo (90 a 100%), por lo tanto en general, tales sistemas proporcionan iluminación en las superficies de trabajo más eficientemente, esto es frecuentemente a expensas de otros factores, por ejemplo: las sombras pueden ser distorsionadas a menos que los luminarios sean relativamente grandes en su área luminosa ó que las unidades sean montadas a menor distancia que la recomendada como distancia máxima de espaciamento. Estos sistemas adicionalmente producen brillo, directo y reflejado debido a la alta diferencia de luminancia entre la fuente brillante y el área circundante.

Algunos luminarios del tipo industrial clasificados como directos, están diseñados para emitir cuando mucho el 10% de la producción luminica hacia la parte superior, lo cual mejorará la comodidad visual a la vez que permite el flujo de aire a través de la unidad, lo cual reduce los depósitos de polvo en la lámpara y el reflector.

Asimismo, los luminarios clasificados como directos pueden ser con centrados o abiertos, lo cual nos permitirá determinar la relación conveniente de espaciamento a la altura de montaje.

B) SEMI-DIRECTO

Los luminarios clasificados como semi-directos son aquellos que proporcionan del 60 al 90% de la luz hacia el plano de trabajo y el resto hacia la parte superior. La utilización de la luz producida por estos luminarios, depende en gran medida de la reflectancia del techo, de tal forma que con cielos pintados de colores claros y alta reflectancia, estos sistemas dan por resultado un mejoramiento en la comodidad visual, reduciendo en mayor proporción la acumulación de polvo en la lámpara y el reflector, debido a la corriente de aire que circula por el luminario, dando como resultado mayor mantenimiento en los niveles de iluminación.

El incremento en la iluminación del techo cuando se usan sistemas de distribución semi-directos, reducen las diferencias de luminancia entre el luminario y el techo, suavizando las sombras e incrementando la difusión.

C) DIFUSO GENERAL O DIRECTO-INDIRECTO

Esta clasificación se refiere a luminarios en los cuales el componente hacia abajo y el componente hacia la parte superior son aproximadamente del mismo valor (40 a 60% del total de la producción luminica).

Los luminarios de este tipo emiten luz aproximadamente igual en todas direcciones, en el caso de los luminarios directos-indirectos hay que hacer notar que emiten muy poca iluminación en ángulos cercanos a lo horizontal, lo cual es preferible ya que producen baja luminancia en la zona directa de brillo.

La eficiencia de este sistema depende en gran parte de las reflectancias de todas las superficies del cuarto, particularmente del techo, por esta razón estos luminarios son utilizados ampliamente en instalaciones comerciales y no se recomiendan para áreas de fabricación en cuya atmósfera por lo general es sucia.

D) SEMI-INDIRECTO

El sistema semi-indirecto dirige la mayoría de la luz hacia la parte superior, del 60 al 90% del total de la producción. La mayor porción de la luz que llega al plano horizontal del trabajo deberá ser reflejada por el techo y las partes superiores de las paredes, por lo cual es imperativo que las reflectancias de estas superficies se mantengan tan altas como sea posible.

E) INDIRECTOS

Los luminarios de este tipo emiten del 90 al 100% de su luz hacia arriba y muy raramente son aplicados en instalaciones industriales a pesar de que esta iluminación es generalmente la más cómoda, es también la de menor utilización y es a menudo mucho más difícil de mantener.

MÉTODOS DE ILUMINACION PARA AREAS INDUSTRIALES

El principal requerimiento para iluminación de áreas industriales es que exista suficiente cantidad y alta calidad de iluminación en todos los planos de trabajo ya que sobre sus condiciones el personal podrá observar y controlar eficientemente la operación y mantenimiento de los diferentes tipos de maquinarias y procesos.

Existen tres formas de sistemas de iluminación usados en áreas industriales: 1) General; 2) Localizado General y 3) Suplementario.

1) General.- La iluminación general deberá producir iluminación uniforme a través de toda el área involucrada con la uniformidad requerida, donde la diferencia del máximo y el mínimo de iluminación no sea más de 1/6 parte del nivel promedio en el área.

2) Localizado general.- El sistema localizado general se requiere debido a la distribución de maquinaria, ensamble de líneas y áreas de inspección que requieren de mayores niveles de iluminación a los generales.

3) Suplementario.- Este sistema se requiere a menudo cuando se tienen condiciones adversas y cuya iluminación no es posible obtenerla del sistema general.

PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCION DE ILUMINANCIA

EL IESNA DESDE 1956 HABIA PUBLICADO VALORES RECOMENDABLES SOBRE ILUMINANCIA. EN RECIENTES AÑOS DEBIDO A LA INVESTIGACION Y A LA EXPERIENCIA EN DISEÑO, HA ESTABLECIDO UN NUEVO PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCION DE ILUMINANCIAS EN BASE A RANGOS DE ILUMINANCIA ACOMPAÑADOS POR UN SISTEMA DE PESOS ESPECIFICOS ENCONTRADOS EN INVESTIGACION.

LA INTENCION DE ESTE NUEVO PROCERIMIENTO ES ACOPLARSE A LAS NECESIDADES EN LA DETERMINACION DE LOS NIVELES DE ILUMINANCIA DE TAL FORMA QUE LOS DISEÑADORES PUEDAN CONFECCIONAR SISTEMAS DE ILUMINACION A LAS NECESIDADES ESPECIFICAS, ESPECIALMENTE EN ESTA EPOCA DE AHORRO DE ENERGIA. TAL FLEXIBILIDAD REQUIERE DE INFORMACION ADICIONAL PARA QUE EFECTIVAMENTE SE USEN LOS NUEVOS RANGOS INDICADOS DE TAL FORMA QUE EN LA ILUMINACION EN EL PLANO DE TRABAJO SE PUEDAN CONSIDERAR LOS SIGUIENTES PUNTOS:

1. - DETALLES DE VISION
2. - EDAD DE LOS OBSERVADORES
3. - LA IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y PRECISION DEL COMPORTAMIENTO VISUAL
4. - LA REFLECTANCIA DEL PLANO DE TRABAJO (AMBIENTE EN EL CUAL SE OBSERVAN LOS DETALLES)

1. - EN EL PRIMER PUNTO SE INVOLUCRA EL OBJETO EN SI, CON ALGUNAS DIFICULTADES DE VISION INHERENTES AL MISMO.

2. - LA EDAD DEL OBSERVADOR ES UN INDICADOR DE LAS CONDICIONES DEL SISTEMA VISUAL.

3. - LA IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y LA PRECISION SE PUEDE DESTINGUIR ENTRE CONDICIONES CASUALES, IMPORTANTES O CRITICAS.

4. - LA REFLECTANCIA DETERMINARA LA ADAPTACION DE LUMINANCIA PRODUCIDA POR LA ILUMINANCIA.

TODAS ESTAS CARACTERISTICAS CONSIDERADAS EN CONJUNTO DETERMINAN LA CANTIDAD APROPIADA DE LUZ PARA EL PLANO DE TRABAJO.

EN LA APLICACION DEL NUEVO PROCEDIMIENTO EL PRIMER PASO ES DETERMINAR EL RANGO DE ILUMINANCIA ADECUADO PARA LA DIFICULTAD VISUAL PRODUCIDA POR LOS DETALLES DE VISION. ASÍ DETERMINAR UN VALOR LIMITE DENTRO DEL RANGO, BASANDOSE EN LAS CARACTERISTICAS RESTANTES.

LA EXPERIENCIA Y EL JUICIO JUEGAN UN PAPEL IMPORTANTE EN EL ACOMPLAMIENTO DE LAS DIFICULTADES VISUALES Y SUS RANGOS. NUEVE RANGOS LLAMADOS CATEGORIAS DE ILUMINANCIA SE HAN ESTABLECIDO, LOS CUALES SE DESIGNAN POR LAS LETRAS A, B, C, D, E, F, G, H e I, CUBRIENDO NIVELES DE ILUMINANCIA DE 20 A 20,000 LUXES (Figura 2-2).

ALTERNATIVAMENTE SI LA DIFICULTAD VISUAL DE UN OBJETO HA SIDO MEDIDA EN TERMINOS DE SU CONTRASTE EQUIVALENTE A LAS CATEGORIAS DE ILUMINANCIA SE PODRAN DETERMINAR DE ACUERDO A LA FIGURA 2-3. ESTA TABLA DE CONTRASTES EQUIVALENTES Y CATEGORIAS DE ILUMINANCIA FUERON ESTABLECIDAS PARA RECOMENDACIONES DE CALIDAD Y CANTIDAD DE ILUMINANCIA.

UN VALOR ESPECIFICO DE ILUMINANCIA SE PUEDE ESCOGER DE LOS RANGOS RECOMENDADOS, SIEMPRE Y CUANDO LA 2a., 3a. y 4a. CARACTERISTICAS DEL PLANO DE TRABAJO SE CONOZCAN, TALES COMO: EDAD DE LOS OBSERVADORES, IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y/O PRECISION Y REFLECTANCIA DEL PLANO DE TRABAJO. ESTOS VALORES DEBERAN DETERMINARSE AL TIEMPO DEL DISEÑO POR EL DISEÑADOR EN CONJUNTO CON EL USUARIO. EN EL PROCEDIMIENTO PARA USAR LA 2a., 3a. y 4a. CARACTERISTICAS Y DETERMINAR DE ESTA FORMA EL VALOR DE LA ILUMINANCIA, SE REQUIERE CONSULTAR LA FIGURA 2-4 DE FACTORES DE PESO ESPECIFICOS DE TAL FORMA QUE EL DISEÑADOR O USUARIO DETERMINE EL PESO DE CADA CARACTERISICA, DANDO COMO RESULTADO QUE LA COMBINACION DE FACTORES DE PESO ESPECIFICOS NOS INDIQUEN EL VALOR DE LA ILUMINANCIA DENTRO DEL RANGO RECOMENDADO.

LIMITACIONES DEL NUEVO PROCEDIMIENTO DE SELECCION

ESTE PROCEDIMIENTO DE SELECCION DE ILUMINANCIA ESTA CONFECCIONADO PARA USARSE EN AMBIENTES INTERIORES DONDE EL COMPORTAMIENTO VISUAL ES UNA CONSIDERACION IMPORTANTE. HA SIDO DESARROLLADO TOMANDO EN CONSIDERACION LOS RESULTADOS DE LA EXPERIENCIA E INVESTIGACION DE EXPERIMENTOS DE COMPORTAMIENTOS VISUALES. SU USO ESTA LIMITADO A APLICACIONES DONDE LA INFORMACION PUEDE APLICARSE DIRECTAMENTE. POR LO TANTO EL PROCEDIMIENTO DE SELECCION NO SE DEBE USAR PARA DETERMINAR LA ILUMINANCIA APROPIADA CUANDO:

- 1) EL DEMOSTRAR MERCANCIA ES LA PRINCIPAL ACTIVIDAD EN EL ESPACIO Y CUANDO LA FUNCION PRINCIPAL DEL SISTEMA DE ILUMINACION ES -- MOSTRAR LOS PRODUCTOS.
- 2) CUANDO EL PROPOSITO DE LA ILUMINACION ES PUBLICIDAD O PROMOCIONES DE VENTAS O ATRACCION.
- 3) PARA APLICACIONES DE TELEVISION O CINEMATOGRAFIA.
- 4) CUANDO EL PROPOSITO DEL SISTEMA DE ILUMINACION ES LOGRAR EFECTOS ARTISTICOS.
- 5) CUANDO LAS RELACIONES DE LUMINANCIA TIENEN UNA MAYOR IMPORTANCIA QUE LA LUMINANCIA DE ADAPTACION, ASI COMO CUANDO SE DESEA LOGRAR UN EFECTO PSICOLOGICO O EMOCIONAL.
- 6) CUANDO SE REQUIERE MAXIMA ILUMINANCIA PARA SEGURIDAD.
- 7) CUANDO SE REQUIERE MAXIMA ILUMINANCIA PARA PREVEER EFECTOS NO VISUALES EN APLICACIONES TALES COMO MUSEOS, DEBIDO A LA RADIA-
CION ULTRAVIOLETA E INFRARROJA.
- 8) CUANDO LA ILUMINANCIA ES PARTE DEL PROCEDIMIENTO DE PRUEBA PARA EVALUACION DE EQUIPO TALES COMO EQUIPO DE CIRUJIA.

EL PROCEDIMIENTO PROVEE UN METODO PARA DETERMINAR UN VALOR MANEJADO DE ILUMINANCIA PARA UNA TAREA ESPECIFICA Y POR LO TANTO NO ASEGURA UN NIVEL DE ILUMINANCIA ADECUADO PARA UN ESPACIO DADO. LO ANTERIOR ES ESPECIALMENTE NOTORIO CUANDO EN EL LOCAL SE REQUIERE DE DIFERENTES TIPOS DE NIVELES DE ILUMINACION. NOS AYUDA ASEGURAR UNA APROPIADA ILUMINANCIA EN EL PLANO DE TRABAJO ASI COMO UNA DISMINUCION EN EL CONSUMO DE ENERGIA. EL DISENADOR DEBERA CONSIDERAR EL VALOR DE ILUMINANCIA COMO LA CANTIDAD DE LUZ REQUERIDA EN EL PLANO DE TRABAJO.

EL NIVEL DE ILUMINANCIA DETERMINADO USA ESTE PROCEDIMIENTO Y ES UNA FUNCION DE LAS CARACTERISTICAS VISUALES DE LA TAREA QUE SE VA A REALIZAR SIN EMBARGO, LA IMPORTANCIA, DURACION Y DIFICULTAD DE CADA TAREA EN EL ESPACIO PUEDE SER CONSIDERADA INDIVIDUALMENTE REQUIRIENDO DIFERENTES NIVELES DE ILUMINANCIA.

EN RESUMEN CADA CATEGORIA PRESCRIBE UN RANGO DE ILUMINANCIAS, PERMITIENDO AL DISENADOR ESTABLECER UN VALOR ESPECIFICO QUE RESPONDA A VARIAS TAREAS Y A LAS CARACTERISTICAS DEL OBSERVADOR, INCLUYENDO LA IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD Y/O PRECISION Y LA EDAD DEL OBSERVADOR. LOS PASOS SON LOS SIGUIENTES:

PASO 1. - DEFINA LA TAREA VISUAL

DETERMINE EL TIPO DE ACTIVIDAD PARA EL CUAL EL NIVEL DE ILUMINACION VA A SER SELECCIONADO. TAMBIEN ESTABLEZCA EL PLANO DE TRABAJO EN EL CUAL SE REQUIERE EL NIVEL DE ILUMINANCIA.

PASO 2. - SELECCIONE LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA

SELECCIONE LA CATEGORIA APROPIADA EN LA FORMA SIGUIENTE:

a. FIGURA 2-2, PARTE II Y III - CUANDO SE REFIERE A TAREAS ESPECIFICAS

b. FIGURA 2-2, PARTE I - SI NO PUEDE ESTABLECERSE LA TAREA ESPECIFICA, EN OTRAS PALABRAS DEBE USARSE UNA DESCRIPCION GENERICA

c. FIGURA 2-3, SI UN CONTRASTE EQUIVALENTE (C) HA SIDO DETERMINADO.

PASO 3. - DETERMINE EL RANGO DE ILUMINANCIA

REFIRIENDOSE A LA FIGURA 2-2 PARTE 1 Y CUANDO LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA SELECCIONADA EN EL PASO 2, DETERMINE EL RANGO RECOMENDADO DE ILUMINANCIAS.

LAS CATEGORIAS A, B Y C SE REFIEREN A ILUMINANCIAS QUE SE REQUIEREN SOBRE AREAS COMPLETAS EN ESPACIOS INTERIORES. LAS CATEGORIAS D, E Y F, SIN EMBARGO, SE REFIEREN A AREAS RELATIVAMENTE LOCALIZADAS DONDE SE REQUIERE UN EXCELENTE COMPORTAMIENTO VISUAL. LAS CATEGORIAS G, H e I, SE APLICAN PARA TAREAS EXTREMADAMENTE DIFICILES Y QUE PUEDE SER PROBLEMATICO EL SISTEMA DE ILUMINACION. POR RAZONES PRACTICAS Y ECONOMICAS LOS SISTEMAS DE ILUMINACION PARA ESAS TAREAS PUEDEN REQUERIR UNA COMBINACION DE ILUMINACION GENERAL O ILUMINACION LOCALIZADA. SE RECOMIENDA ESPECIFICAMENTE TENER ESPECIAL ANALISIS CUANDO SE UTILIZAN CATEGORIAS G, H e I.

PASO 4. - ESTABLEZCA EL VALOR LIMITE DE ILUMINANCIA

DEL RANGO DE ILUMINANCIA DETERMINADO EN EL PASO 3, LA ILUMINANCIA DE DISEÑO DEBE SER ESTABLECIDA CONSIDERANDO VARIOS FACTORES, LOS CUALES VARIAN DEPENDIENDO DE LA TAREA VISUAL. PARA ILUMINANCIAS CUYA CATEGORIA ES A, B y C, USE EL INCISO A QUE SE INDICA A CONTINUACION PARA ESTABLECER UNA ILUMINANCIA DE DISEÑO. EN EL CASO DE LAS CATEGORIAS DE ILUMINANCIA D, E, F, G, H e I DEBERA USAR LO INDICADO A CONTINUACION:

A) PARA CATEGORIAS A, B Y C

EL DISEÑADOR DEBERA FAMILIARIZARSE CON EL LOCAL Y SUS OCUPANTES CON EL FIN DE OBTENER LA SIGUIENTE INFORMACION:

- 1) EDAD DE LOS OCUPANTES
- 2) REFLECTANCIAS DE LAS SUPERFICIES

DESPUES DE HABER ESTABLECIDO LAS CARACTERISTICAS ANTERIORES, EL DISEÑADOR DEBERA DETERMINAR UN VALOR APROPIADO LIMITE DE LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA, USANDO LA FIGURA 2-4 COMO SIGUE:

- a. REVISE CADA UNA DE LAS 2 CARACTERISTICAS ANTERIORES Y DETERMINE EL PESO ESPECIFICO APROPIADO (-1, 0 o +1).
- b. SUME ALGEBRAICAMENTE LOS 2 FACTORES TOMANDO EN CUENTA LOS SIGNOS.

c. SI EL FACTOR TOTAL ES -2 , USE EL RANGO MENOR DE LAS 3 CATEGORIAS ESTABLECIDAS; SI EL FACTOR TOTAL ES $+2$, USE LA CATEGORIA SUPERIOR DE LOS 3 VALORES ESTABLECIDOS. DE OTRA FORMA USE LA ILUMINANCIA MEDIA.

b) PARA CATEGORIAS D, E, F, G, H o I

EL DISEÑADOR DEBERA ESTAR COMPLETAMENTE FAMILIARIZADO CON LA TAREA A REALIZARSE Y LOS OCUPANTES DE TAL FORMA QUE SE PUEDA DETERMINAR LA SIGUIENTE INFORMACION:

1. LA TAREA PRECISA A REALIZARSE
2. EDAD DE LOS OCUPANTES
3. IMPORTANCIA DE LA VELOCIDAD
4. IMPORTANCIA DE LA PRECISION

DESPUES DE HABER OBTENIDO LA INFORMACION ANTERIOR EL DISEÑADOR PODRA ESTABLECER UN VALOR LIMITE DE LA CATEGORIA DE ILUMINANCIA BASADO EN LA CATEGORIA 2-4b COMO SIGUE:

- a. REVISAR CADA UNA DE LAS 3 CARACTERISTICAS Y DETERMINAR EL FACTOR APROPIADO ESPECIFICO (-1 , 0 o $+1$)
- b. SUMAR LOS 3 FACTORES ALGEBRAICAMENTE TOMANDO EN CUENTA LOS SIGNOS.
- c. SI EL FACTOR ES -2 o -3 SE DEBE USAR LA MENOR DE LAS 3 ILUMINANCIAS ESTABLECIDAS EN EL RANGO; SI EL FACTOR ES $+2$ o $+3$ SE DEBE USAR LA MAYOR DE LAS 3 ILUMINANCIAS, DE OTRA FORMA USESE LA MEDIA.

d. CUANDO SE REQUIERA UNA CATEGORIA D, E, F, G, H o I, SE RECOMIENDA QUE EL NIVEL MINIMO ACEPTABLE EN EL PLANO HORIZONTAL DE ILUMINANCIA SEA DE 200 LUXES (20 PIES BUJIAS) COMO NIVEL GENERAL, NO PARA EL AREA DE TRABAJO ESTETICA.

LA DETERMINACION APROPIADA DE LOS FACTORES REQUIERE INFORMACION Y JUICIO POR PARTE DEL USUARIO. UNA SUPOSICION DE VALORES PUEDE RESULTAR EN UN ABUNDANTE O POCOR DISEÑO.

ILLUMINANCE CATEGORIES AND VALUES 2-5

Fig. 2-2. Currently Recommended Illuminance Categories and Illuminance Values for Lighting Design—Target Maintained Levels

The tabulation that follows is a consolidated listing of the Society's current illuminance recommendations. This listing is intended to guide the lighting designer in selecting an appropriate illuminance for design and evaluation of lighting systems.

Guidance is provided in two forms: (1) in parts II, III and IV an *Illuminance Category* (representing a range of illuminances) (see page 2-4 for a method of predicting a value) of each illuminance range; and (2) in parts IV, V and VI an *Illuminance Value*. Illuminance Categories are represented by letter designations A through I. Illuminance Values are given in lux with an approximate equivalence in footcandles and as such are intended as target (nominal) values with variations expected. These target values do represent maintained values (see page 2-24).

This table has been divided into five parts for ease of use. Part I provides a listing of both Illuminance Categories and Illuminance Values for different types of interior activities. The nominal value to be used for each Illuminance Category for a specific Area/Activity cannot be found in parts II and III, parts IV, V and VI, since the Target Maintained Illuminance Values for outdoor facilities, sports and recreational areas and transportation vehicles, which have special considerations, are discussed on page 2-4.

In all cases the recommendations in this table are based on the assumption that the interior will be properly designed to take into account the visual characteristics of the task. See the design information in the particular application sections in this Application Handbook for further recommendations.

Illuminance Categories and Illuminance Values for Generic Types of Activities in Interiors

Type of Activity	Illuminance Category	Illuminance		Reference Work Plans
		Footcandles	Footcandles	
Public spaces with dark surroundings	A	20-30-50	2-3-5	
Multiple orientation for short temporary visits	B	50-75-100	5-7.5-10	General lighting throughout space
Working spaces where visual tasks are only occasionally performed	C	100-150-200	10-15-20	
Performance of visual tasks of high contrast or large size	D	200-300-500	20-30-50	
Performance of visual tasks of medium contrast or small size	E	500-750-1000	50-75-100	Illuminance on task
Performance of visual tasks of low contrast or very small size	F	1000-1500-2000	100-150-200	
Performance of visual tasks of low contrast and very small size over a prolonged period	G	2000-3000-5000	200-300-500	Illuminance on task obtained by a combination of general and local (supplementary) lighting
Performance of very prolonged and exacting visual tasks	H	5000-7500-10000	500-750-1000	
Performance of very special visual tasks of extremely low contrast and small size	I	10000-15000-20000	1000-1500-2000	

Commercial, Institutional, Residential and Public Assembly Interiors

Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Air terminals (see Transportation terminals)		Barber shops and beauty parlors	E
Closets	C	Churches and synagogues (see page 7-2)	
Art galleries (see Museums)		Clubs - lounge rooms	
Ballrooms	D	Lounge and reading	D
Assembly	C	Conference rooms	
Social activity	B	Conferencing	
Dance (also see Reading)	A	Control room (television individual task)	
Lobby		Courtyards	
General	C	Seating area	
Writing area	D	Courtyards - seating area	E
Office partitions	E	Drinking fountains and urinals	B

2-6 LIGHTING SYSTEM DESIGN CONSIDERATIONS

SEE LIGHTING HANDBOOK
FOR ILLUMINANCE VOLUMEFig. 2-2. *Continued**Continued*

Area/Activity	Function Category	Area/Activity	Illuminance Category
Depots, terminals and stations (see Transportation terminals)		Health care facilities	
Drafting	F	Ambulance (day)	B
High contrast media: India ink, elastic leads, soft graphic leads	F	Anaesthetist	E
Low contrast media: hard graphic leads	F	Autopsy (general)	B
Vellum	F	Autopsy (table)	D
High contrast	F	Morgue, general	E
Low contrast	F	Muzoon	E
Tracing paper	F	Cardiac function lab	E
High contrast	F	Central x-ray supply	E
Low contrast	F	Inspection, general	E
Overlays	F	Inspection	E
Light table	C	At sink	E
Blue line	E	Work areas, general	D
Blueprints	E	Processed storage	D
Sepia prints	E	Corridors	C
Educational facilities		Nursing areas—day	C
Classrooms		Nursing areas—night	B
General (see Reading)		Operating areas, delivery, recovery, and labo- ratory suites and service	E
Drafting (see Drafting)		Critical care areas	
Home economics (see Residences)		General	C
Science laboratories	E	Examination	E
Lecture rooms		Surgical task lighting	F
Audience (see Reading)		Handwashing	H
Demonstration	F	Cystoscopy room ^{17, 18}	E
Music rooms (see Reading)		Dental suite	
Shops (see Part III, Industrial Group)		General	D
Sign-saving rooms	F	Instrument tray	E
Study halls (see Reading)		Oral cavity	H
Typing (see Reading)		Prosthetic laboratory, general	D
Sports facilities (see Part V, Sports and Recrea- tion Areas)		Prosthetic laboratory, work bench	E
Cafeterias (see Food service facilities)		Prosthetic laboratory, local	F
Dormitories (see Residences)		Recovery room, general	C
Elevators, freight and passenger	C	Recovery room, emergency examination	E
Exhibition halls	C	Dialysis unit, medical	F
Fire halls (see Municipal buildings)		Elevators	C
Food service facilities		EXG and specimen room	
Dining areas		General	B
Cashier	D	On equipment	C
Cleaning	C	Emergency outpatient	
Dining	D	General	E
Food displays (see Merchandising spaces)		Local	F
Kitchen	B	Endoscopy rooms ^{19, 20}	
Garages—parking (see page 14)	A	General	E
Gasoline stations (see Service stations)	E	Peritoneoscopy	D
Graphic design and material		Culdoscopy	D
Color selection	F	Examination and treatment rooms	
Charting and mapping	F	General	D
Graphs	E	Local	E
Keying	F	Eye binoculars	F
Layout and artwork	E	Free	F
Photographs, moderate detail	E	General	F
		Local	F
		Impression creery	D
		Laboratories	
		Specimen collection	E
		Tissue collection	F
		Microscope viewing room	D
		General specimen review	F

For information see page 2-19. For illuminance, see page 2-19. For reflectance, see page 2-19. For illuminance, see page 2-19.

Fig. 2-2 (Continued)

(All Continued)

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Chemistry rooms	B	Radiochemical suite	B
Bacteriology rooms	B	Diagnostic section	B
General	E	General	A
Reading culture plates	F	Waiting area	A
Hematology	E	Radiographic/fluoroscopic room	A
Linen	E	Film sorting	A
Sorting soiled linen	D	Film kitchen	E
Central (clean) linen room	D	Radiation therapy section	B
Sewing room, general	D	General	B
Sewing room, work area	E	Waiting area	B
Linen closet	B	Isotope kitchen, general	C
Lobby	C	Isotope kitchen, benches	E
Locker rooms	C	Computerized radiology/fluorography section	B
Medical illustration studio	F	Scanning room	B
Medical records	E	Equipment maintenance room	E
Nurses area	C	Solarium	B
General	C	General	C
Observation and treatment	E	Local for reading	D
Nursing stations	C	Stairways	C
General	D	Surgical suite	B
Desk	E	Operating room, general	B
Corridors, day	C	Operating table (see page 7-12)	B
Corridors, night	A	Scrub room	E
Medication station	E	Instruments and sterile supply room	D
Obstetric delivery suite	B	Clean up room, instruments	B
Labor rooms	B	Anesthesia storage	C
General	C	Substerilizing room	C
Local	E	Surgical induction room	E
Birthing room	F	Surgical holding area	E
Delivery area	F	Toilets	C
Scrub, general	G	Utility room	D
General	G	Waiting areas	C
Delivery table (see page 7-15)	G	General	C
Resuscitation	G	Local for resuscitation	D
Postdelivery recovery area	E	Homes (see Residences)	
Substerilizing room	B	Hospitals (see Health care facilities)	
Occupational therapy	C	Hotels	
Work area, general	D	Bathrooms, for grooming	D
Work tables or benches	E	Bedrooms, for reading	D
Patients' rooms	B	Corridors, elevators and stairs	G
General	B	Front desk	E
Observation	A	Linen room	A
Critical examination	E	Sewing	F
Reading	D	General	C
Toilets	D	Lobby	C
Pharmacy	D	General lighting	C
General	E	Reading and working areas	F
Locked vault	F	Jantry (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Laminar flow bench	F	Kitchens (see Food service facilities or Residences)	
Night hold	A	Libraries	
Parenteral solution room	D	Reading areas (see Part IV)	
Physical therapy departments	D	Book stacks (vertical, 60 millimeters (30 inches) above floor)	
Gymnasiums	D	Active stacks	D
Tank rooms	D	Inactive stacks	B
Treatment cubicles	D	Book repair and binding	D
Surgical recovery room	D		
General	E		
Local	F		
Pulmonary function laboratories	E		

For complete list, see page 2-19. For illuminance values for each Illuminance Category, see page 2-10.

Fig. 2-2. Continued

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Die cutting and sorting	E	Control rooms (see Electric generating stations—interior)	
Kiss making and wrapping	E	Corridors (see Service spaces)	
Canning and preserving		Cotton gin industry	
Initial grading raw material samples	D	Overland equipment—separators, driers, grid	
Tomatoes	E	cleaners, stick machines, conveyers, feed	
Color grading and cutting rooms	F	ends and catwalks	D
Preparation		Gin stand	D
Preliminary sorting		Control console	D
Apricots and peaches	D	Lint cleaner	D
Tomatoes	E	Bale press	D
Olives	E	Dairy farms (see Farms)	
Cutting and pitting	E	Dairy products	
Final sorting	E	Fluid milk industry	
Canning		Boiler room	D
Continuous-bolt canning	E	Bottle storage	D
Salt canning	E	Bottle sorting	D
Hand packing	E	Bottle washers	D
Olives	E	Can washers	D
Examination of canned samples	F	Cooling equipment	D
Container handling		Filling inspection	D
inspection	F	Gauges (on face)	D
Can unscramblers	E	Laboratories	D
Labeling and cartoning	D	Meter panels (on face)	D
Casting (see Foundries)		Pasteurizers	D
Central stations (see Electric generating stations)		Separators	D
Chemical plants (see Petroleum and chemical plants)		Storage refrigerator	D
Clay and concrete products		Tanks, vats	D
Grinding, filter presses, kiln rooms	C	Light interiors	M
Molding, pressing, cleaning, trimming	D	Dark interiors	M
Enameling	E	Thermometer (on face)	M
Color and glazing—rough work	E	Weighing room	M
Color and glazing—fine work	F	Scales	M
Cleaning and pressing industry		Dispatch boards (see Electric generating stations—interior)	
Checking and sorting	E	Dredging (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Dry and wet cleaning and steaming	E	Electrical equipment manufacturing	
Inspection and spotting	G	Impregnating	D
Pressing	F	Insulating: coil winding	E
Repair and alteration	F	Electric generating stations—interior (see also Nuclear power plants)	
Cloth products		Air-conditioning equipment, air preheater and fan	B
Cloth inspection	I	floor, ash sluicing	B
Cutting	G	Auxiliaries, pumps, tanks, compressors, gauges	C
Sewing	G	etc.	C
Pressing	F	Battery rooms	D
Clothing manufacture (men's)		Boiler platforms	D
Receiving, opening, storing, shipping	D	Cable room	S
Examining (checking)	I	Coal handling or heap	B
Finishing, dewatering, washing, measuring	D	Coal pulverizer	C
Finishing up and marking	E	Condensers, deaerator, flash evaporator, floor	B
Cutting	G	brake, stairs	B
Pattern making, preparation of trimming, piping, canvas and shoulder pads	E	Control rooms	
Fitting, bundling, stitching, stitching	D	Main control room's	C
Shoes	F	auxiliary control room's	D
inspection	G	Operator station	E
Pressing	F		
Sewing	G		

For footcandle, see page 2-10; for lux, see page 2-10; for illuminance range for each category, see page 2-10.

Fig. 2-2. Continued

ii. Continued

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Music study (piano or organ)		Schools (see Educational facilities)	
Simple scores	D	Service spaces (see also Storage rooms)	
Advanced scores	E	Stairways, corridors	C
Substand size scores	F	Elevators, freight and passenger	C
Reading		Toilets and wash rooms	C
In a chair		Service stations	
Books, magazines and newspapers	D	Service bays (see Part III, Industrial Group)	
Handwriting, reproductions and proofs	E	Sales room (see Merchandising spaces)	
in bed		Show windows (see page 9-8)	
Normal	D	Stairways (see Service spaces)	
Prolonged, serious or critical	E	Storage rooms (see Part III, Industrial Group)	
Desk		Stores (see Merchandising spaces and Show windows)	
Primary task plane, casual	D	Television (see Section 11)	
Primary task plane, study	E	Theatre and motion picture houses (see Section 11)	
Sewing		Toilets and washrooms	C
Hand sewing		Transportation terminals	
Dark fabrics, low contrast	F	Waiting room and lounge	C
Light to medium fabrics	E	Ticket counters	E
Occasional, high contrast	D	Baggage checking	D
Machine sewing		Rest rooms	C
Dark fabrics, low contrast	F	Concourse	B
Light to medium fabrics	E	Boarding area	C
Occasional, high contrast	D		
Table games	D		
Restaurants (see Food service facilities)			
Safety (see page 2-45)			

iii. Industrial Group

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Aircraft maintenance (see page 9-12)		Book binding	
Aircraft manufacturing (see page 9-12)		Folding, assembling, pasting	D
Assembly		Cutting, punching, stitching	E
Simple	D	Embossing and inspection	F
Moderately difficult	E	Breweries	
Difficult	F	Brew house	D
Very difficult	G	Boiling and keg washing	D
Exacting	G	Filling (bottles, cans, kegs)	D
Automobile manufacturing (see page 9-17)		Building construction (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Bakeries		Building exteriors (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Baking room	D	Candy making	
Face of shelves	D	Baking department	D
Inside of mixing bowl	D	Chocolate department	D
Fermentation room	D	Flouring, sifting, grading, extraction, crushing and refining, feeding	D
Make-up room	D	Bran cleaning, sorting, grading, packing	D
Bread	D	Wrapping	D
Sweet yeast-raised products	D	Milling	E
Proofing room	D	Cream making	D
Oven room	D	Mixing, rolling, molding	D
Fillings and other ingredients	D	Gum drops and rolled candy	D
Decorating and icing	D	Hand decorating	D
Mechanical	B	Hard candy	D
Hand	E	Mixing, cooking, molding	C
Scales and thermometers	E		
Wrapping	D		

For footnotes, see page 2-19. For illuminance ranges for each illuminance category, see page 2-10.

2-10 LIGHTING SYSTEM DESIGN CONSIDERATIONS

Fig. 2-2. Continued

III. Continued

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Die cutting and setting	E	Control rooms (see Electric generating stations—interior)	
Kiss making and wrapping	E	Corridors (see Service spaces)	
Canning and preserving		Cotton gin industry	
Initial grading raw material samples	D	Overhead equipment—separators, driers, grid cleaners, stick machines, conveyers, feeders and catwalks	D
Tomatoes	E	Gin stand	D
Color grading and cutting rooms	F	Control console	D
Preparation		Lint cleaner	D
Preliminary sorting		Bale press	D
Apricots and peaches	D	Dairy farms (see Farms)	
Tomatoes	E	Dairy products	
Olives	F	Fluid milk industry	
Cutting and pitting	E	Bottle room	D
Final sorting	E	Bottle storage	D
Canning		Bottle sorting	D
Continuous-bolt canning	E	Bottle washers	D
Sink canning	E	Can washers	D
Hand packing	E	Cooling (equipment)	D
Olives	F	Filling (inspection)	D
Examination of canned samples	F	Gauges (on face)	D
Container handling		Laboratories	D
Inspection	F	Meter panels (on face)	D
Can unscramblers	E	Pasteurizers	D
Labeling and cartoning	D	Separators	D
Casting (see Foundries)		Storage refrigerator	D
Central stations (see Electric generating stations)		Tanks, vats	D
Chemical plants (see Petroleum and chemical plants)		Light interiors	C
Clay and concrete products		Dark interiors	C
Grinding, filter presses, kiln rooms	C	Thermometer (on face)	C
Molding, pressing, cleaning, trimming	D	Weighing room	C
Enameling	E	Scales	C
Color and glazing—rough work	F	Dispatch boards (see Electric generating stations—interior)	
Color and glazing—fine work	F	Dredging (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Canning and pressing industry		Electrical equipment manufacturing	
Checking and sorting	E	Impregnating	D
Dry and wet cleaning and steaming	E	Insulating: coil winding	D
Inspection and spotting	F	Electric generating stations—interior (see also Nuclear power plants)	
Pressing	F	Air-conditioning equipment, air preheater and fan floor, ash slaking	D
Repair and alteration	F	Auxiliaries, pumps, tanks, compressors, gauge area	D
Cloth products		Battery rooms	D
Cloth inspection	I	Boiler platforms	D
Cutting	G	Burner platforms	D
Finishing	F	Cable room	D
Pressing	F	Coal handling system	D
Clothing manufacture (men's)		Coal pulverizer	C
Receiving, opening, storing, shipping	D	Condensers, deaerator, evaporator, floor, heater, hoists	C
Examining, merchandising	I	Control rooms	B
Cutting, defacing, winding, measuring	D	Main control rooms	C
Fitting up and marking	E	Auxiliary control rooms	C
Cutting	G	Operator stations	E
Pattern making, preparation of trimming, piping, canvas and shoulder pads	E		
Fitting, bundling, steaming, stitching	D		
Shoos	F		
Inspection	G		
Pressing	G		
Sewing	G		

The footnotes (see page 2-10) for III. Illuminance ranges for each Illuminance Category, see page 2-10

ILLUMINANCE CATEGORIES (INDUSTRIAL) 2-11

Fig. 2-2. Continued

Use/Activity	Illuminance Class	Use/Activity	Illuminance Category
Maintenance and wiring areas	D	General shop area (machinery, repair, rough sawing)	D
Emergency operating lighting	D	Rough bench and machine work (painting, fire storage, ordinary sheet metal work, welding, medium benchwork)	D
Gauge reading	A	Medium bench and machine work (fine wood working, drill press, metal lathe, grinders)	E
Hydrogen and carbon dioxide manifold area	C	Miscellaneous areas	
Laboratory	E	Farm office (see Reading)	
Percolators	B	Restrooms (see Service spaces)	
Screen house	C	Pumphouse	C
Soot or slag blower platform	C	Farms—poultry (see Poultry industry)	
Steam headers and throttles	B	Flour mills	
Switchgear and motor control centers	B	Rolling, sifting, purifying	E
Telephones and communication equipment rooms	D	Packing	D
Tunnels or galleries, piping and electrical	B	Product control	F
Turbine building		Cleaning screens, man lifts, aiseways and walkways, bin checking	D
Operating floor	D	Forge shops	E
Below operating floor	C	Foundries	
Visitor's gallery	C	Annealing (furnaces)	D
Water treating area	D	Cleaning	D
Electric generating stations—exterior (see Part IV, Outdoor Facilities)		Core making	E
Elevators (see Service spaces)		Fine	F
Explosives manufacturing		Medium	F
Hand furnaces, boiling tanks, stationary driers, stationary and gravity crystallizers	D	Grinding and chipping inspection	F
Mechanical furnace, generators and stills, mechanical driers, evaporators, filtration, mechanical crystallizers	D	Fine	G
Tanks for cooking, extractors, percolators, nurseries	D	Medium	G
Farms—dairy		Molding	F
Milking operation area (milking parlor and stall barn)		Large	F
General	C	Pouring	F
Cow's fodder	D	Sorting	F
Milk handling equipment and storage area (milk house or milk room)		Cooling	F
General	C	Shakeout	C
Washing area	E	Garages—service	
Bulk tank interior	E	Repairs	
Loading platform	C	Active traffic areas	D
Feeding area (stall barn food alley, pens, loose housing feed area)	C	Write-up	D
Feed storage area—storage		Glass works	
Narrow	A	Mix and turnpage rooms, pressing and lehr, glass blowing machines	C
High inspection area	C	Grinding, cutting, silvering	C
Ladders and stairs		Grinding, grinding, polishing	E
Silo	A	Inspection, recording	F
Silo room	C	Glove manufacturing	
Feed storage area—grain and concentrate		Flensing	F
Grain bin	A	Knitting	F
Concentrate storage area	B	Sorting	F
Feed processing area	B	Cutting	G
Livestock housing area (community, maternity, individual cell pens, and loose housing holding and resting areas)	B	Sewing and inspection	G
Machine storage area (garage and machine shed)	B	Kangars (see Aircraft manufacturing)	
Farm shop area	B	Hat manufacturing	
Active storage area	B	Dyeing, dyeing, dyeing, cleaning, finishing	E

For Abbreviations see page 2-14. For Illuminance Ranges for Each Illuminance Category, see page 2-5 (a).

2-2 LIGHTING SYSTEM DESIGN CONSIDERATIONS

Fig. 2-2. Continued

Activity	Illuminance Category	Activity	Illuminance Category
Farming, sizing, scouring, hanging, finishing, ironing	F	Storage room	C
Sewing	G	Engineered safety, athletic equipment	U
Inspection	D	Diesel generator building	D
Simple	D	Fuel handling building	D
Moderately difficult	E	Operating floor	D
Difficult	F	Below operating floor	C
Very difficult	G	Oil gas building	D
Etching	H	Radwaste building	D
Aluminum and steel manufacturing (see page 9-63)	G	Reactor building	D
Jewelry and watch manufacturing	G	Operating floor	D
Textiles	D	Below operating floor	C
Washing	D	Packing and boxing (see Materials handling)	D
Flat work ironing, weighing, fating, marking	D	Paint manufacturing	D
Machine and press finishing, sorting	E	Processing	D
Fine hand ironing	E	Mix comparison	F
Other manufacturing	D	Paint shops	D
Cleaning, flanning and stretching, vata	D	Dipping, simple spraying, lining	D
Cutting, fleshing and stuffing	D	Rubbing, ordinary hand painting and finishing art stencil and special spraying	D
Finishing and scuffing	E	Fine hand painting and finishing	D
Leather working	F	Extra-fine hand painting and finishing	D
Pressing, winding, glazing	F	Paper-box manufacturing	E
Grading, matching, cutting, scarfing, sawing	G	Paper manufacturing	D
Loading and unloading platforms (see Part IV, Outdoor Facilities)	C	Beaters, grinding, calendering	D
Locker rooms	C	Finishing, cutting, trimming, papermaking machines	E
Logging (see Part IV, Outdoor Facilities)	C	Hand counting, wet end of paper machine	E
Garber yards (see Part IV, Outdoor Facilities)	C	Paper machine reel, paper inspection, and laboratories	F
Machine shops	D	Rewinder	F
Rough bench or machine work	Parking areas (see page 14-24)	D	
Medium bench or machine work, ordinary automatic machines, rough grinding, medium buffing and polishing	E	Petroleum and chemical plants (see page 9-6)	D
Fine bench or machine work, fine automatic machines, medium grinding, fine buffing and polishing	G	Plating	D
Extra-fine bench or machine work, grinding, fine work	H	Polishing and burnishing (see Machine shops)	D
Materials handling	D	Power plants (see Electric generating stations)	D
Wrapping, packing, labeling	D	Poultry industry (see also Farm—dairy)	D
Reeling, stock classifying	D	Brooding, production, and laying houses	C
Loading, mail, truck bodies and freight cars	C	Feeding, inspection, cleaning	C
Meat packing	D	Charts and records	D
Slaughtering	D	Thermometers, thermostats, time clocks	D
Cleaning, cutting, cooking, grinding, canning, packing	D	Hatcheries	D
Electric power plants (see also Electric generating stations)	D	General area and loading platform	C
Auxiliary building, uncontrolled access areas	E	Inside incubators	D
Controlled access areas	E	Dubbing station	F
Count room	E	Sexing	H
Laboratory	E	Egg handling, packing, etc. shipping	D
Health physics office	E	Egg grading, etc.	E
Medical aid room	F	Egg quality inspection	E
Photography	D	Loading platform, egg storage area, etc.	C
		Egg processing	E
		General lighting	E
		Poultry processing plant	E
		General (production, killing, and unloading area)	E
		Government inspection station and grading stations	E
		Loading and unloading areas	C

For illuminance ranges for each illuminance category, see page 10-10.

ILLUMINANCE CATEGORIES (INDUSTRIAL) 2-13

Fig. 2-2. Continued

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Feed storage		Punches	E
Grain feed rations	C	Trill plate inspection, vulcanized	F
Processing	C	Sorting	F
Charts and records	D	Shoe manufacturing—leather	
Machine storage areas (garage and machine shed)	B	Cutting and stitching	
Printing industries		Grilling tables	G
Type foundries		Marking, buttonholing, skiving, sorting, yam-	
Matrix making, dressing type	E	ing, counting	G
Font assembly—sorting	D	Stretching, dark materials	G
Casting	E	Making and finishing rollers, sole layers, welt	
Printing plants		beaters and rollers, trimmers, wetters,	
Color inspection and appraisal	F	fasters, fedge setters, buffers, randers,	
Machine composition	E	wheelers, hammers, cleaning, spraying, buff-	
Composing room	E	ing, polishing, embossing	F
Presses	E	Shoe manufacturing—rubber	
Imposing stones	F	Washing, coating, mill run compounding	D
Proofreading	F	Vulcanizing, vulcanizing, calendaring, upper and	
Electrotyping		sole cutting	D
Molding, routing, finishing, leveling, molds,		Sole, trolling, lining, making and finishing	
trimming	E	processes	E
Blocking, fining	D	Soap manufacturing	
Electroplating, washing, backing	D	Kettle houses, cutting, soap chip and powder	D
Photoengraving		Stamping, wrapping and packing, filling and pack-	
Etching, staging, blocking	D	ing soap powder	D
Routing, finishing, proofing	E	Stairways (see Service spaces)	
Tint laying, masking	E	Steel (see Iron and steel)	
Receiving and shipping (see Materials handling)		Storage battery manufacturing	D
Railroad yards (see Part IV, Outdoor Facilities)		Storage rooms or warehouses	
Rubber goods—mechanical (see page 9-56)		Inactive	B
Rubber tire manufacturing (see page 9-56)		Active	
Safety (see page 2-45)		Rough, bulky items	C
Sawmills		Small items	D
Secondary log dock	B	Storage yards (see Part IV, Outdoor Facilities)	
Head saw (cutting area viewed by sawyer)	E	Structural steel fabrication	E
Head saw outfeed	B	Sugar refining	
Machine in-feeds (bull, edger, resaws, edgers,		Grading	E
trim, nota saws, planers)	B	Color inspection	F
Main mill floor (base lighting)	A	Tasting	
Sorting tables	D	General	D
Rough lumber grading	D	Exacting tests, extra-line instruments, scales,	
Finished lumber grading	F	etc.	
Dry lumber warehouse (planer)	C	Textile mills	
Dry kiln, drying shed	B	Staple fiber preparation	
Chopper, infeed	E	Stock dyeing, tinting	D
Basement areas		Sorting and packing (wool and cotton)	E
Active	A	Yarn manufacturing	
Inactive	A	Opening (not picking) comb feed	D
Finish room (work areas)	E	Carding (nonwoven web formation)	D
Service spaces (see also Storage rooms)		Drawing (spinning, air drafting)	D
Stairways, corridors	B	Combing	D
Elevators, freight and passenger	B	Rowing (slitting, dry frame)	E
Toilets and wash rooms	C	Spinning (ring spinning, twisting, texturing)	E
Sheet metal works		Tape preparation	
Miscellaneous machines, ordinary bench work	E	Winding, counting, winding	F
Presses, shears, stamps, spinning, rubber bench		Warping (beaming, sizing)	F
	E	Warp loom or drawing-in (automatic)	E

13 LIGHTING SYSTEM DESIGN CONSIDERATIONS

Fig. 2-2 (continued)

III (Continued)

Area/Activity	Illuminance Category	Area/Activity	Illuminance Category
Fabric production		Unfolding	F
Weaving, knitting, tufting	F	Warehouse (see Storage rooms)	
Inspection	G ^{1/2}	Wringing	
Washing		Orienting	F
Fabric preparation (desizing, scouring, bleach- ing, singeing, and mercerization)	D	Free-stroke manual arc-welding	H
Fabric dyeing (printing)	D	Woodworking	
Fabric finishing (calendering, sanforizing, sued- ing, chemical treatment)	E ^{1/2}	Rough sawing and bench work	D
Inspection	G ^{1/2}	Sizing, planing, roughing, turning, medium quality machine and bench work, turning, veneering, goopering	B
Finished products		Fine bench and machine work, fine sanding and finishing	E
Trucking, shipping	D		
Grading and sorting	F		
Toilets and wash rooms (see Service spaces)			

IV Outdoor Facilities

Area/Activity	Footcandles	Area/Activity	Footcandles
Building (construction)		Stairs and platforms	50
General construction	100	Ground level areas includ- ing precipitators, FD and ID fans, bottom ash hoppers	5
Expansion work	20	Cooking towers	60
Building exterior		Fan deck, platforms, stairs, valve areas	5
Entrances		Pump areas	20
Active (pedestrian and/or conveyance)	50	Fuel handling	
Inactive (normally locked, infrequently used)	10	Barge unloading, car dumper, unloading dumper, truck unload- ing, pumps, gas metering	50
Flat locations or structures	60	Conveyors	20
Building surroundings	10	Storage tanks	10
Buildings and monuments		Coal-to-ago piles, ash pumps	2
Footcandle		Hydroelectric	
Light surfaces	150	Powerhouse roof, stairs, platform and intake decks	50
Medium light surfaces	200	Inlet and discharge water area	2
Medium dark surfaces	300	Intake structures	
Dark surfaces	500	Deck and laydown area	50
Dark surroundings		Valve pits	20
Light surfaces	50	Inlet water area	2
Medium light surfaces	100	Parking areas	
Medium dark surfaces	150	Main plant parking	20
Dark surfaces	200	Secondary parking	10
Billboard and poster boards		Substation	
Light surroundings		Horizontal general area	20
Light surfaces	500	Vertical tanks	60
Dark surfaces	1000	Transformer yard	
Billboard surroundings		Horizontal general area	20
Light surfaces	200	Vertical tanks	60
Dark surfaces	500	Turbine areas	
Control station (see Electric generating stations— exterior)		Building surround- ing	20
Coal yards (protective)	2	Turbine and boiler deck	
Drainage	20	Unloading bays	50
Electric generating stations— exterior			
Boiler areas			
Control rooms, general areas	20		

See page 2-19 for illuminance sources for each illuminance category. See page 2-19 for footcandle conversion factors.

2-16 LIGHTING SYSTEM DESIGN CONSIDERATIONS

Fig. 2-2. Continued

V. Sports and Recreational Areas					
Area/Activity	Lux	Footcandle	Area/Activity	Lux	Footcandle
Archery (indoor)			Rowing on the water		
Target, tournament	500 ¹⁴	50	Tournament	100	10
Target, recreational	300 ¹⁴	30	Recreational	50	5
Shooting line, tournament	300	20	Boxing or wrestling (ring)		
Shooting line, recreational	100	10	Championship	5000	500
Archery (outdoor)			Professional	2000	200
Target, tournament	100 ¹⁴	10	Amateur	1000	100
Target, recreational	50 ¹⁴	5	Seats during bout	20	2
Shooting line, tournament	100	10	Seats before and after bout	50	5
Shooting line, recreational	50	5	Casting—bait, dry-fly, wet-fly		
Badminton			Pier or dock	100	10
Tournament	300	30	Target (at 24 meters [80 feet] for		
Club	200	20	ball casting and 15 meters		
Recreational	100	10	[50 feet] for wet or dry-fly		
Baseball			casting)	50 ¹⁴	5
Major league			Combination (outdoor)		
Infield	1500	150	Baseball/football		
Outfield	1000	100	Infield	200	20
AA and AAA league			Outfield and football	150	15
Infield	700	70	Industrial softball/football		
Outfield	500	50	Infield	200	20
A and B league			Outfield and football	150	15
Infield	600	60	Industrial softball/6-man foot-		
Outfield	300	30	ball		
C and D league			Infield	200	20
Infield	300	30	Outfield and football	150	15
Outfield	200	20	Croquet or Rique		
Semi-pro and municipal league			Tournament	100	10
Infield	200	20	Recreational	50	5
Outfield	150	15	Curling		
Recreational			Tournament		
Infield	150	15	Tees	500	50
Outfield	100	10	Rink	300	30
Junior league (Class I and Class			Recreational		
I)			Tees	200	20
Infield	300	30	Rink	100	10
Outfield	200	20	Fencing		
On seats during game	20	2	Exhibitions	500	50
On seats before and after game	50	5	Recreational	300	30
Basketball			Football		
College and professional	500	50	Distance from nearest sideline to		
College, intramural and high			the farthest row of specta-		
school	200	20	tors		
Recreational (outdoor)	100	10	Class I Over 30 meters (100		
Bathing beaches			feet)	1000	100
On land	10	1	Class II 15 to 30 meters (50 to		
150 feet from shore	30 ¹⁴	3	100 feet)	500	50
Billiards (on table)			Class III 9 to 15 meters (30 to 50		
Tournament	500	50	feet)	300	30
Recreational	300	30	Class IV Under 9 meters (30		
Bowling			feet)	200	20
Tournament			Class V No fixed seating		
Approaches	100	10	facilities	100	10
Lanes	200	20			
Pins	600 ¹⁴	60			
Recreational					
Approaches	100	10			
Lanes	100	10			
Pins	300	30			

For footnotes, see page 2-10.

It is generally conceded that the distance between the spectators and the play is the first consideration in determining the class and lighting requirements. However, the potential seating capacity of the stands should also be considered and the following ratios suggested: Class I for

Fig. 2-2. Continued.

Area/Activity		Lux	Footcandles	Area/Activity		Lux	Footcandles
Over 30,000 spectators, Class II for 10,000 to 30,000; Class III for 5,000 to 10,000; and Class IV for under 5,000 spectators.				Trapshooting			
Football, Canadian—rugby (see Football)				Starting area		100	10
Football, six-man				Acceleration, 400 meters (1320 feet)		200	20
High school or college		200	20	Deceleration, first 200 meters (650 feet)		150	15
High and recreational		100	10	Deceleration, second 200 meters (650 feet)		100	10
Golf				Setup, 250 meters (820 feet)		50	5
Tee		50	5	Trough		200	20
Fairway		10-30	1-3*	Motor (middle of motorcycle)		200	20
Green		50	5	Racquetball (see Handball)			
Driving range				Rifle 45 meters (50 yards)—nut			
At 180 meters (200 yards)		50	5*	On targets		500*	50*
Over tee area		100	10	Firing point		100	10
Miniature		100	10	Range		50	5
Practice putting green		100	10	Rifle and pistol range (indoor)			
Gymnasiums (refer to individual sports listed)				On targets		1000*	100*
General exercising and recreation		300	30	Firing point		200	20
Hockey				Range		100	10
Tournament		500	50	Rodeo			
Club				Arena			
Indoor—four-wall or squash		300	30	Professional		500	50
Outdoor—two-court		200	20	Amateur		300	30
Recreational				Recreational		100	10
Indoor—four-wall or squash		200	20	Pens and chutes		50	5
Outdoor—two-court		100	10	Rogue (see Croquet)			
Hockey, field		200	20	Shuffleboard (indoor)			
Hockey, ice (indoor)				Tournament		300	30
College or professional		1000	100	Recreational		200	20
Amateur		600	60	Shuffleboard (outdoor)			
Recreational		200	20	Tournament		100	10
Hockey, ice (outdoor)				Recreational		50	5
College or professional		500	50	Skating			
Amateur		200	20	Roller rink		100	10
Recreational		100	10	Ice rink, indoor		100	10
Horse shoes				Ice rink, outdoor		50	5
Tournament		100	10	Lagoon, pond, or flooded area		10	1
Recreational		50	5	Skeet			
Horse shows		200	20	Targets at 18 meters (60 feet)		300*	30*
Professional				Firing points		50	5
Amateur		1000	100	Shot and trap (combination)			
Lions		200	20	Targets at 30 meters (100 feet)			
Playgrounds		50	5	for trap, 18 meters (60 feet)			
Tennis		50	5	for skeet		300*	30*
Racing (outdoor)				Firing points		50	5
Auto		200	20	Ski slope		10	1
Bicycle				Soccer (see Football)			
Tournament		300	30	Soccerball			
Competitive		200	20	Professional and championship			
Recreational		100	10	Infield		500	50
Dog		300	30	Outfield		200	20
				Semi-professional			
				Infield		300	30
				Outfield		200	20

2-18 LIGHTING SYSTEM DESIGN CONSIDERATIONS

Fig. 2-3 Continued

V. Continued

Area/Activity	Lux	Footcandles	Area/Activity	Lux	Footcandles
Industrial league			Gymnasium (indoor)		
Infield	200	20	Tournament	1000	100
Outfield	50	5	Club	750	75
Recreational (6-pole)			Recreational	500	50
Infield	100	10			
Outfield	70	7	Tennis (outdoor)		
Slow pitch tournament—see industrial league			Tournament	300	30
Slow pitch recreational (6-pole)—see recreational (6-pole)			Club	200	20
			Recreational	100	10
Squash (see Handball)			Tennis, platform	500	50
Swimming (indoor)			Tennis, table		
Exhibitions	500	50	Tournament	500	50
Recreational	300	30	Club	300	30
Underwater—1000 (10) lamp lumens per square meter (foot) of surface area			Recreational	200	20
Swimming (outdoor)			Trap		
Exhibitions	200	20	Targets at 30 meters (100 feet)	300	30
Recreational	100	10	Firing points	50	5
Underwater—600 (60) lamp lumens per square meter (foot) of surface area			Volley ball		
			Tournament	200	20
			Recreational	100	10

VI. Transportation Vehicles

Area/Activity	Lux	Footcandles	Area/Activity	Lux	Footcandles
Aircraft			Road Conveyances		
Passenger compartment			Step walk and adjacent ground		
General	5	.5	area	100	10
Reading (at seat)	200	20	Fare box	150	15
Airports			General lighting (for seat selection and movement)		
Hangar apron	10	1	City and inter-city buses at city stop	100	10
Terminal building apron			Inter-city bus at country stop	20	2
Parking area	5	.5	School bus while moving	150	15
Loading area	20	2	School bus at stops	300	30
Rail conveyances			Advertising cards	300	30
Boarding or exiting	100	10	Back-lighted advertising cards (see Rail conveyances)		
Fare box (rapid transit train)	150	15	Reading (see Rail conveyances)		
Vestibule (commuter and inter-city trains)	100	10	Emergency exit (school bus)	30	3
Aisles	100	10	Ships		
Advertising cards (rapid transit and commuter trains)	200	20	Living Areas		
Back-lighted advertising cards (rapid transit and commuter trains)—0.5 cd/ft ² (250 ft ²) average maximum			Staterooms and Cabin		
Reading	200	20	General lighting	100	10
Rest room (inter-city train)	200	20	Reading and writing	300	30
Dining area (inter-city train)	500	50	Primer lighting	700	70
Food preparation (inter-city train)	700	70	Baths (general lighting)	100	10
Lounge (inter-city train)			Mirrors (directional)		
General lighting	200	20	(grooming)	500	50
Table lamps	300	30	Barber, salon, and shampoo parlor	500	50
Seating car			On suitor	1000	100
General lighting	100	10	City rooms		
Normal reading	300	30	General lighting	200	20
Prolonged reading	700	70	Desks	500	50
			Dining rooms		
			messengers	200	20

ILLUMINANCE VALUES (TRANSPORTATION) 2-19

Fig. 2-2. Continued.

Activity	Foot-candle	Fot-candela	Area Activity	Foot-candle	Fot-candela
Enclosed promenades			Service Areas		
General lighting	100	10	Food preparation		
Entrances and passageways			General	200 ^a	20 ^{b,c}
General	100	10	Butcher shop	200 ^b	20 ^b
Daytime embarkation	300	30	Cafeteria	300 ^{b,c}	30 ^b
Gymnasiums			Pantry	200 ^b	20 ^b
General lighting	300	30	Thaw room	200 ^b	20 ^b
Hospital			Silliness	200 ^b	20 ^b
Dispensary (general lighting)	300 ^a	30 ^{b,c}	Food storage (non-refrigerated)	100	10
Operating room			Refrigerated space (cold storage)	60 ^b	6
General lighting	500	50 ^b	Laundries		
Doctor's office	300	30 ^b	General	200 ^{a,b}	20 ^b
Operating table	2000 ^c	2000	Machine and press (ironing, sorting)	500	50
Wards			Lockers	50 ^a	5
General lighting	100	10	Offices		
Reading	300	30	General	200	20
Toilets	200	20	Reading	500 ^{b,c}	50 ^{b,c}
Libraries and lounges			Passenger counter	500 ^{b,c}	50 ^{b,c}
General lighting	200 ^b	20	Storerooms	50	5
Reading	300 ^{b,c}	30 ^{b,c}	Telephone exchange	200	20
Prolonged seeing	700 ^{b,c}	70 ^{b,c}	Operating Areas		
Purser's office	200 ^b	20 ^b	Access and casing	100	10
Shopping areas	200	20	Battery room	100	10
Smoking rooms	150	15	Boiler rooms	200 ^b	20 ^b
Stairs and foyers	200	20	Cargo handling (weather deck)	50 ^b	5 ^b
Recreation areas			Control stations (except navigating areas)		
Ball rooms	150 ^b	15 ^b	General		
Cocktail lounges	150 ^b	15 ^b	Control consoles	200	20
Swimming pools			Gauge and control boards	300	30
General	150 ^b	15 ^b	Switchboards	300	30
Underwater			Engine rooms	200 ^b	20 ^b
Outdoors—200 (60) lamp lumens/square meter (foot) of surface area			Generator and switchboard rooms	200 ^a	20 ^b
Indoors—1000 (100) lamp lumens/square meter (foot) of surface area			Fan rooms (ventilation & air conditioning)	100	10
Theatre			Motor rooms	200	20
Auditorium			Motor generator rooms (cargo handling)	100	10
General	100 ^b	10 ^b	Pump room	100	10
During picture	1	0.1	Shaft alley	100	10
Navigating Areas			Shaft alley escape	30	3
Chart room			Slewing gear room	200	20
General	100	10	Windlass rooms	100	10
On chart table	50 ^a	50 ^{b,c}	Workshops		
Cyclo room	200	20	General	300 ^b	30 ^b
Radio room	200	20	On top of work (off-shore)	500 ^b	50 ^b
Radio room, passenger foyer	100 ^b	10 ^b	At top of shaft	500 ^b	50 ^b
Ship's offices			Cargo holds		
General	200 ^a	20 ^b	Permanent luminaires	30 ^b	3
On decks and work tables	500 ^b	50 ^{b,c}	Passageways and stairs	100	10
Work tables	100	10			

Specific provisions for higher levels for exhibitions.
 Specific limits are provided to minimize glare and reflection effects.
 Subject to veiling reflections. Illuminance listed is not an ESI value. Currently, insufficient experience in the use of target values precludes the direct use of Equivalent Spherical Illumination in the present context. A rough approach to recommended illuminance values/Equivalent Spherical Illumination may be used as a basis for determining the attractiveness of controlling office reflections and as a half of the evaluation of lighting systems.
 Illuminance values are listed based on experience and standards. Values refer to needs during various typical operations.
 Additional factors: One should add a weighting factor for each system. Use the following to rate additional factors:

MEDICIONES DE ILUMINANCIA

CON EL OBJETO DE EVALUAR EL SISTEMA DE ILUMINACION DE UNA INSTALACION ACTUAL, ES NECESARIO MEDIR O INVESTIGAR LA CALIDAD Y CANTIDAD DE ILUMINACION EN UN AMBIENTE EN PARTICULAR. EL MESNA ESTA BLEGIC UN METODO TANTO PARA LA INVESTIGACION COMO PARA REPORTAR DE UNA MANERA UNIFORME LOS DATOS RECOPIADOS. LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN ESTA INVESTIGACION SE PUEDEN USAR COMO TALES, O BIEN CON PROPOSITOS DE COMPARACION CON EL OBJETO DE DETERMINAR HASTA QUE GRADO SE ESTA CUMPLIENDO CON LAS ESPECIFICACIONES REQUERIDAS, Y PUEDE SER USADO PARA DETERMINAR LAS NECESIDADES DE MANTENIMIENTO, MODIFICACIONES O REEMPLAZOS.

LAS MEDICIONES EN EL CAMPO (INTERIORES O EXTERIORES) SE APLICAN SOLAMENTE BAJO LAS CONDICIONES EXISTENTES DURANTE LA INVESTIGACION, DE TAL MANERA QUE DEBERAN DE REGISTRARSE TODOS LOS DETALLES QUE EN UN MOMENTO DADO PODRIAN AFECTAR LOS RESULTADOS DEL AREA BAJO INVESTIGACION, TALES COMO: REFLECTANCIAS DE LAS SUPERFICIES, TIPO DE LAMPARAS, Y TIEMPO DE INSTALADAS, VOLTAJE E INSTRUMENTOS USADOS.

EN EL CASO ESPECIFICO DE MEDICIONES DE ILUMINANCIA, SE DEBERAN USAR INSTRUMENTOS CON FOTOCELDA CUYA CARACTERISTICA SEA COSENO Y COLOR CORREGIDO. DEBERA USARSE DE SER POSIBLE A UNA TEMPERATURA MINIMA DE 15°C (60°F) Y MAXIMA 50°C (120°F). SE REQUERE EVITAR CAMBIOS BRUSCOS DE NIVELES DE ILUMINACION, POR LO CUAL SE RECOMIENDA QUE ANTES DE CUALQUIER LECTURA CON FOTOCELDAS, ESTA SEA EXPUESTA A UNA ILUMINANCIA DE VALOR APROXIMADO A LA QUE VA A SER MEDIDA HASTA QUE SE ESTABILICE; LO QUE REQUERE APROXIMADAMENTE DE 5 A 15 MINUTOS.

EN EL CASO DE SISTEMAS DE ILUMINACION EN BASE A LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD O SISTEMAS CON LAMPARAS FLUORESCENTES, ESTOS DEBERAN DE ENCENDERSE AL MENOS UNA HORA ANTES DE QUE SE EFECTUEN LAS MEDICIONES CON EL FIN DE ASEGURAR LA OPERACION NORMAL DEL SISTEMA Y LA COMPLETA PRODUCCION LUMINICA DEL MISMO. LAS MEDICIONES EN SISTEMAS CON LAMPARAS DE DESCARGA RELATIVAMENTE NUEVAS DEBERAN DE TOMARSE CUANDO HAYAN TRANSCURRIDO AL MENOS 100 HORAS DE OPERACION.

EN SISTEMAS CON LAMPARAS INCANDESCENTES LA MADURACION DE LOS MISOS SE LOGRA EN MENOR TIEMPO, RECOMIENDANDOSE AL MENOS 20 HORAS DE OPERACION ANTES DE TOMAR LAS LECTURAS.

MEDICIONES DE ILUMINANCIA PROMEDIO

DETERMINACION DE LA ILUMINANCIA PROMEDIO EN UN PLANO HORIZONTAL DEL SISTEMA DE ILUMINACION GENERAL.

EL USO DE ESTE METODO EN EL TIPO DE AREAS DESCRITAS, DEBERA RESULTAR EN VALORES DE ILUMINANCIA PROMEDIO, DENTRO DEL 10% DE LOS VALORES QUE PODRIAN OBTENERSE DE DIVIDIR LA AREA EN CUADRADOS DE $0.6 \text{ m}^2 (2 \text{ ft}^2)$, TOMANDO LECTURAS EN CADA CUADRADO Y OBTENIENDO UN PROMEDIO.

LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION (FOTOCELAS) DEBERAN DE COLOCARSE EN FORMA REGULAR A 760 mm (30 pulgs.) DEL PISO. LA LUZ DEL DIA DEBE RA DE EXCLUIRSE DURANTE LA MEDICION DE ILUMINANCIA, POR LO QUE SE RECOMIENDA EFECTUAR LAS MEDICIONES DURANTE LA NOCHE.

E J E M P L O S :

I.) AREA REGULAR CON LUMINARIOS ESPACIADOS SIMETRICAMENTE EN DOS O MAS FILERAS. Figura "A"

1.) TOMENSE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS r-1, r-2, r-3 Y r-4 DE UNA AREA TIPICA INTERIOR, REPITASE LA OPERACION EN LOS PUNTOS r-5, r-6, r-7 Y r-8 DE UNA AREA CENTRAL. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 8 LECTURAS, LO QUE DA COMO RESULTADO UN VALOR "R".

2.) TOMENSE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS q-1, q-2, q-3 Y q-4 CUYAS AREAS REPRESENTAN AREAS EXTREMAS DEL LOCAL. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 4 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "Q".

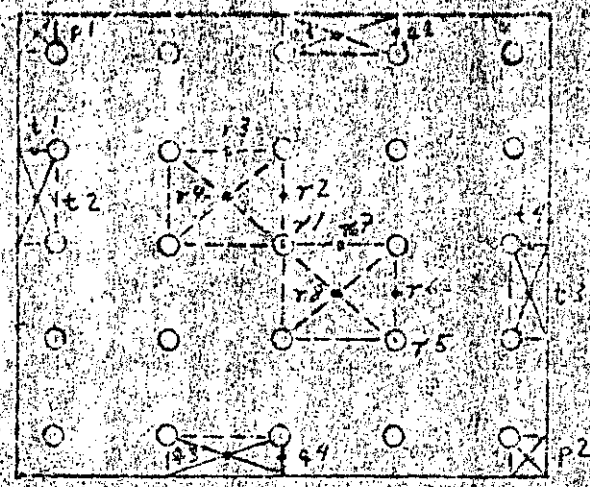
3.) TOMENSE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS t-1, t-2, t-3 Y t-4 CUYAS AREAS REPRESENTAN AREAS EXTREMAS DEL LOCAL. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 4 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "T".

4.) TOMENSE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS p-1 Y p-2 LOCALIZADOS EN LAS ESQUINAS DEL LOCAL. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "P".

5.) DETERMINESE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

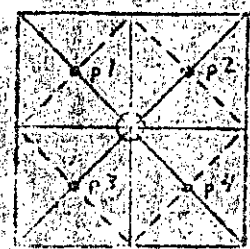
$$A.P = \frac{R(N-1) + Q(N-1) + T(M-1) + P}{NM}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIAS POR HILERA
 M = NUMERO DE HILERAS



II.) AREA REGULAR CON UNA LUMINARIA SIMETRICAMENTE COLOCADA. Figura "B"

- 1.) TOMESE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS p-1, p-2, p-3 Y p-4. OBTENGASE EL VALOR PROMEDIO DE LAS CUATRO LECTURAS Y SE RA LA ILUMINANCIA PROMEDIO DEL AREA

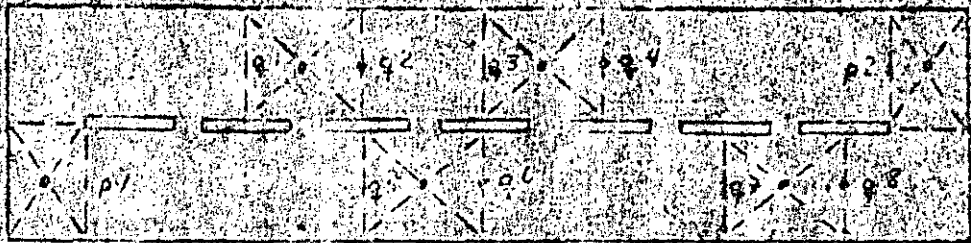


III.) AREA REGULAR CON UNA HILERA DE LUMINARIOS

- 1.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS g-1 AL g-6. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 6 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "Q"
- 2.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS p-1 Y p-2. PUNTOS TÍPICOS EN LAS ESQUINAS. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO UN VALOR "P"
- 3.) DETERMINESE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

$$A.I. = \frac{Q(N-1) + P}{N}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIOS



IV.) AREA REGULAR CON 2 O MAS HILERAS CONTINUAS DE LUMINARIOS.

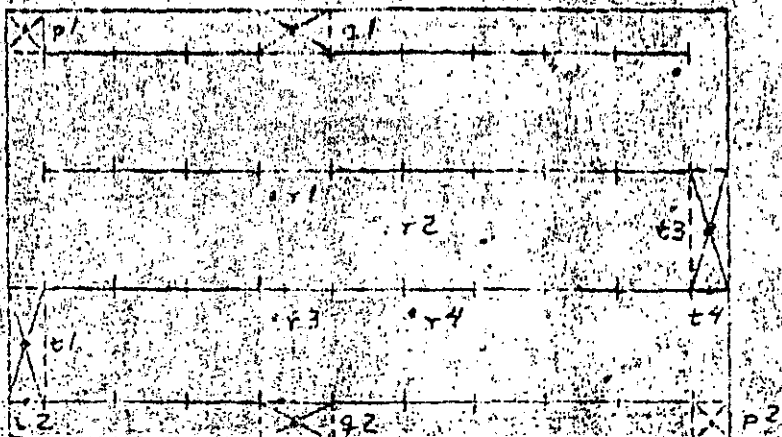
Figura "1"

- 1.) TOMESE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS r-1, r-2, r-3 Y r-4 LOCALIZADOS CERCA DEL AREA CENTRAL. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS CUATRO LECTURAS, RESULTANDO "R"
- 2.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS q-1 Y q-2 LOCALIZADOS EN EL PUNTO MEDIO DEL LOCAL Y LA PARTE MEDIA DE LA ULTIMA HILERA Y LA PARED. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, RESULTANDO "Q"
- 3.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS t-1, t-2, t-3 Y t-4. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 4 LECTURAS, DANDO COMO RESULTADO "T"
- 4.) TOMESE LAS LECTURAS DE LOS PUNTOS p-1 Y p-2 EN LAS ESQUINAS. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 2 LECTURAS, RESULTANDO "P"
- 5.) DETERMINE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO AL HACIENDO LA SIGUIENTE OPERACION:

$$A.I. = \frac{RN(N-1) + QN + T(M-1) + P}{(N-1)}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIOS POR HILERA

M = NUMERO DE HILERAS

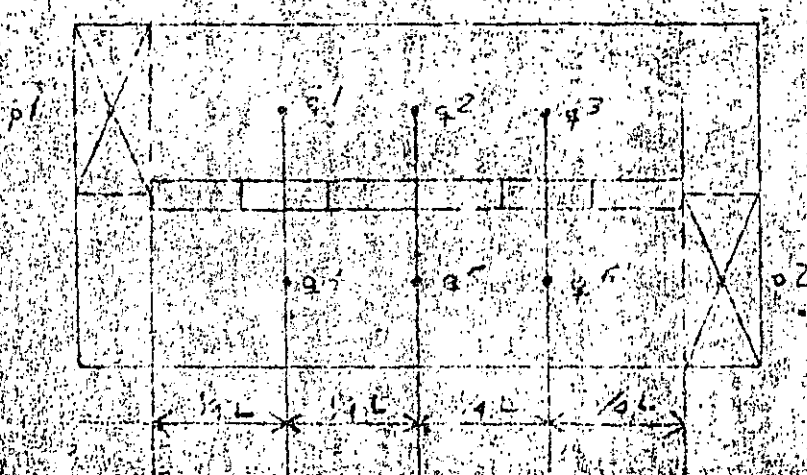


IV.) AREA RECTANGULAR CON UNA HILERA DE LUMINARIOS CONTINUA. Figura "5"

- 1.) TOMENSE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS q-1, q-2, q-3, q-4, q-5 Y q-6. OBTENGASE EL PROMEDIO DE LAS 6 LECTURAS, RESULTANDO UN VALOR "Q"
- 2.) TOMENSE LAS LECTURAS EN LOS PUNTOS p-1 Y p-2 LOCALIZADAS EN LAS ESQUINAS
- 3.) DETERMINESE EL VALOR DE LUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

$$A.I = \frac{QN + P}{N + 1}$$

Donde N = NUMERO DE LUMINARIOS.

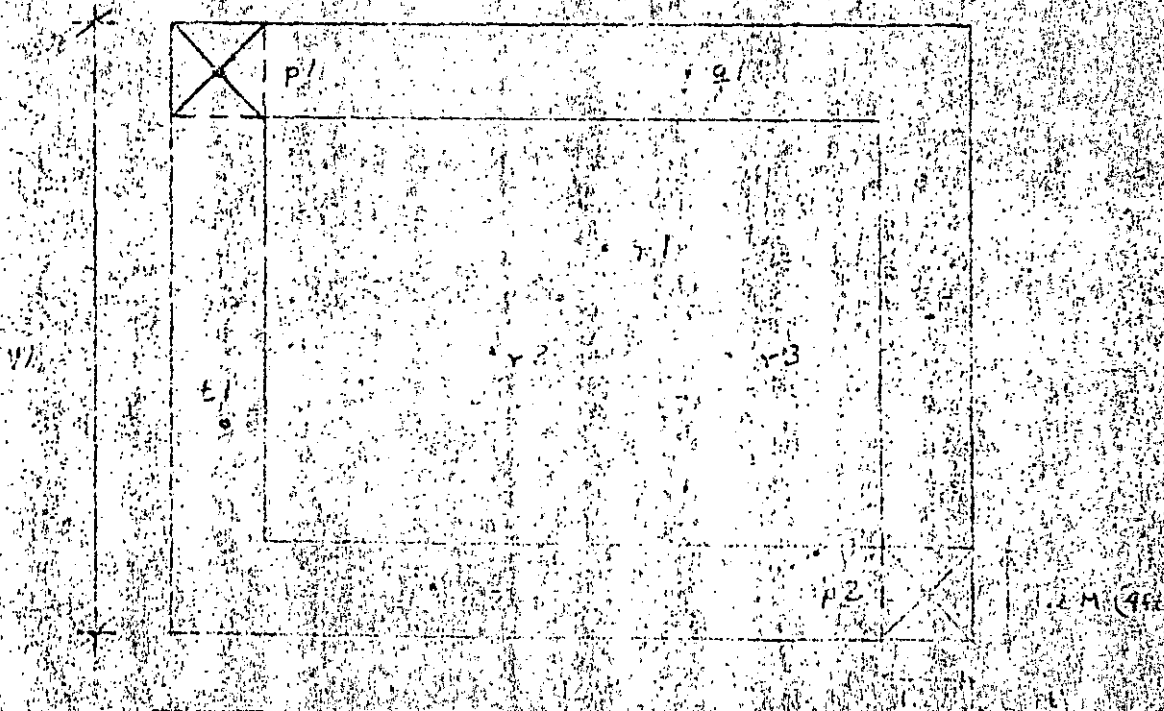


VI.) AREA REGULAR CON PLAFON LUMINOSO. Figura "1"

- 1.) TOMENSE LECTURAS EN LOS PUNTOS r-1, r-2, r-3, Y r-4 LOCALIZADOS AL AZAR EN LA PARTE CENTRAL DEL AREA. OBTENGA-SE EL VALOR PROMEDIO DE LAS LECTURAS, RESULTANDO "R"
- 2.) TOMENSE LECTURAS EN LOS PUNTOS q-1 Y q-2 LOCALIZADOS A 0.6 M (2 ft) DE LAS PAREDES DEL LOCAL. OBTENGA SE EL VA LOR PROMEDIO, RESULTANDO "Q"
- 3.) TOMENSE LECTURAS EN LOS PUNTOS t-1 Y t-2 Y OBTENGA SE EL VALOR PROMEDIO, RESULTANDO
- 4.) TOMENSE LECTURAS EN LOS PUNTOS p-1 Y p-2 LOCALIZADOS EN LAS ESQUINAS OPUESTAS A 0.6 M (2 ft) DE CADA PARED. OBTENGA SE EL VALOR PROMEDIO, RESULTANDO "P"
- 5.) DETERMINESE EL VALOR DE ILUMINANCIA PROMEDIO APLICANDO LA SIGUIENTE ECUACION:

$$A \cdot I = R(L-8)(W-8) + 8Q(L-8) + 8T(W-8) + 64P$$

Donde W = ANCHO DEL LOCAL
L = LARGO DEL LOCAL





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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

CONTROL DE OBRAS

ING. LUIS MUROW ITQUIN

ENERO 1985

CONTROL DE OBRAS.

2

A) Controles de Campo:

- 1.- Estudio de un proyecto para su construcción y montaje.
- 2.- Desglose de un proyecto (Incisos).
- 3.- Presupuesto.
- 4.- Plan de trabajo detallado para la ejecución de la obra.
- 5.- Planeación y programación de la obra (Ruta Crítica).
- 6.- Libro de Campo.
- 7.- Normas de instalación y sus ventajas.

B) Controles de Avance y Costo:

- 1.- Métodos para recabar la información de hombre-hora y costo.
- 2.- Costos directos, costos indirectos, costos totales.
- 3.- Avances.

C) Aplicaciones:

- 1.- Problema de selección de diseño (Teoría de Decisiones).
- 2.- Problema de optimización de transportes de materiales (P. del Agente Viajero).
- 3.- Presupuesto y Control de obras por módulo (Costos Norma).
- 4.- Control de personal por computadora.
- 5.- Control de información por computadora.

1-a Estudio de un proyecto para la construcción y --
montaje.

La palabra PROYECTO tenía en el pasado un sentido más reducido que el que se le da actualmente. Anteriormente considerábamos como proyecto a un conjunto de diseños únicamente. La influencia de la literatura de habla inglesa que se relaciona con el tema, ha ampliado su significado de la palabra y su sentido actual que sin duda ya ha tomado carta permanente de naturaleza, es el de diseño y desarrollo conjuntos.



Un proyecto es cualquier tarea que tiene un principio y un fin definibles y que requiere el empleo de uno o más recursos, en cada una de las actividades separadas, pero interdependientes que deben ejecutarse para alcanzar los objetivos del proyecto.

Los proyectos pueden ser cíclicos, como el de fabricación en serie de un producto industrial o no cíclicos, como la construcción de una nueva fábrica. Los sistemas de administración de proyectos que vamos a estudiar se aplican básicamente a los proyectos no cíclicos, existiendo otros sistemas más adecuados para controlar los proyectos cíclicos.

Un proyecto es normalmente el producto del trabajo conjunto interdisciplinario de profesionales y especialistas de-

muy diversas ramas. La metodología⁴ que aquí vamos a estudiar es especialmente adecuada para lograr la coordinación de los esfuerzos de todos los participantes de un proyecto, con el objeto de alcanzar en forma adecuada las metas comunes.

La planeación y programación de cualquier proyecto en sus diversas etapas de desarrollo, requiere de un proceso de aproximaciones sucesivas. Durante el avance del mismo es necesario llevar a cabo un trabajo permanente de planeación y programación que conduzca en todo momento el camino mejor para el éxito del proyecto.

1.1 Etapas generales de un proyecto.-

Un proyecto se genera con una idea y el propósito de un promotor, ya sea un individuo o una organización, de llevarla adelante. El primer paso necesario para el desarrollo del proyecto es la asignación de un presupuesto que haga posible la realización de los estudios previos que a su vez permitan determinar cuál es la mejor forma de alcanzar los propósitos que se generaron con la idea.

Aprobado el presupuesto y disponiéndose de los fondos necesarios para llevar a cabo los estudios, la primera etapa del proyecto consiste en la definición del problema a resolver y el planteamiento de sus diferentes alternativas de solución, definiendo al mismo tiempo un modelo de decisión que nos permita comparar adecuadamente las alternativas y elegir la mejor.

La etapa anterior constituye lo que se acostumbra a denominar: Evaluación de un proyecto. Una vez terminada la evaluación y tomada la decisión de elegir una determinada alternativa de solución, comienza propiamente la administración

Las etapas principales de la administración de un proyecto son las siguientes:

- ++ Preparación de la ingeniería de detalle.
- ++ Solución y adquisición del equipo principal.
- ++ Construcción y montaje del proyecto.
- ++ Pruebas y puesta en servicio.
- ++ Entrega a operación normal.

Como vemos un proyecto tiene cuatro funciones principales que son: Ingeniería, adquisiciones, construcción, pruebas y puesta en servicio. Estas funciones se realizan en parte en forma secuencial y en parte en forma paralela y tienen un conjunto importante de permanentes interrelaciones. El éxito de la administración del proyecto, depende fundamentalmente de la capacidad de realizar adecuadamente cada función, pero al mismo tiempo de la habilidad de coordinarlas todas en base a los objetivos y metas del proyecto en su conjunto.

1.2 Planeación y programación de un proyecto.-

No debemos olvidar que al hablar de la planeación y programación de un proyecto nos estamos refiriendo a la etapa de realización del mismo, después de que ya se ha terminado el proceso de evaluación.

Tomemos por objeto la previsión del futuro con el objeto de adecuar nuestra presente y futura actividad, para hacer posible el alcance de determinadas metas especificadas, en un tiempo determinado y de acuerdo con ciertas políticas establecidas. Incluye la estimación de los recursos generales necesarios para alcanzar dichas metas.

La planeación la podemos dividir en: Estratégica y Táctica. En la planeación estratégica se toman decisiones que tienen efectos más permanentes y que son más difíciles de cambiar y tienen repercusiones a plazos más largos; la planeación táctica por otra parte, se realiza para acciones a corto plazo y más fácilmente cambiables. Ambos tipos de planeación son necesarios y complementarios.

En términos generales se acostumbra dividir a la planeación en cuatro rangos: A corto, mediano, largo plazo y prospectiva. La duración de cada uno de estos rangos es variable con la rama de actividad en la que se realiza la planeación y del dinamismo con que dicha rama se desarrolle.

La Programación.-

Es la etapa final de la planeación, ya que con los factores establecidos en ésta, se procede a realizar el programa detallada de cada una de las actividades que se van a realizar, que quedarán finalmente establecidas con fechas de calendario claramente determinadas. Esta es la Programación.

Es importante tener en cuenta el realizar los dos procesos anteriores que una obra puede terminarse en tiempos -- muy disímiles dependiendo de la forma y la cantidad en que se utilicen los recursos disponibles. Al hacer un programa para realizar un Proyecto el objetivo fundamental que se persigue es el de terminarlo con la mayor CALIDAD y con el menor TIEMPO Y COSTO posibles.

Revisión periódica de la planeación y programación.-

Nunca debe olvidarse que los proyectos son dinámicos y que cualquier sistema de planeación y programación de los mismos tiene que serlo también. Muchas personas creen que todo termina con la preparación de un buen programa, que se pasa al personal técnico y administrativo para su ejecución. Esto es un gran error. Desde luego es mejor hacer un buen programa una sola vez que no hacer ninguno y avanzar en la obra a base de improvisación e intuición, pero no es suficiente.

La periodicidad de revisión de los programas detallados del Proyecto dependen básicamente del tipo de éste y de las restricciones internas y externas del mismo y en forma -- muy especial de la variabilidad con el tiempo de dichas restricciones y de la incertidumbre de su ocurrencia.

Haciendo un resumen muy conciso de los diferentes métodos utilizados para el control de proyectos, podemos clasificarlos esquemáticamente de la siguiente manera:

- 1) Experiencia, Intuición, Memoria.
- 2) Diagramas de Barras.
- 3) Diagramas de Flechas, Ruta Crítica.
- 4) Combinación de Diagramas de Flechas y Estadística.
- 5) Planeación conjunta de Diseños, Entrega de materiales y equipo y Construcciones.
- 6) Aplicación de Ingeniería de Sistemas.

Todos estos caminos llevan a un solo resultado: PREVISION Y CONTROL, tenerlos nos permiten conocer en cualquier proyecto y en cualquier momento, los siguiente:

- a) Qué es lo que hay que hacer.
- b) Cuándo va a realizarse y cuánto se va a tardar en hacerlo.
- c) Qué ha sido ya hecho.
- d) Qué se está haciendo.
- e) Qué falta por hacer.
- f) Cuál es el costo de lo realizado hasta la fecha y cuánto se estima que costará ejecutar lo que falta por hacer.

Para lograr estos controles que son totalmente indispensables para el buen manejo de los proyectos, el empleo de computadoras electrónicas representa un poderoso auxiliar -- que hace posible en la actualidad tener los controles citados en forma adecuada, por grande que sea el proyecto que se trata de controlar.

Cuando se pone un proyecto en nuestras manos para su realización debemos estudiarlo con todo detalle, para conocer perfectamente qué vamos a hacer, dónde lo vamos a hacer y cuándo se requiere que lo hagamos y cuáles son sus restricciones.

1.3 Pasos de la Planeación.-

Para una mejor comprensión de los pasos necesarios para llevar a cabo la planeación de un proyecto, vamos a analizar inicialmente los que se siguen en la administración de una empresa tradicional y de allí derivaremos en forma natural los pasos correspondientes que es necesario dar, para establecer la planeación de un proyecto.

Los pasos característicos de la planeación en una empresa tradicional son los siguientes:

- 1.- Establecimiento de objetivos generales.
- 2.- Establecimiento de metas cualitativas y cuantitativas para cada parte de la organización.
- 3.- Establecimiento de políticas estratégicas referentes a:

Principales líneas de productos.

Estructura de la organización.

Mercadotecnia.

Precios.

Finanzas.

Relaciones Laborales.

Investigación y desarrollo.

Ingeniería.

Las estrategias anteriores se proporcionan al diseñador de los sistemas de control gerencial, para que a partir de las mismas establezca los procedimientos y los métodos de control, estableciendo procedimientos y un sistema de información para anticipar errores, desviaciones y fallas en el plan, con objeto de prevenirlos o corregirlos en forma permanente.

El establecimiento de las estrategias forma parte de la FORMULACION DE POLITICAS, en oposición a la ADMINISTRACION. La formulación de políticas se refiere a la planeación a largo plazo. La administración a las operaciones corrientes.

La elección de la estructura de la organización cae en el ámbito de la planeación estratégica, aunque está parcialmente determinada por las consideraciones del control.

Las actividades repetitivas como preparación de listas de raya, inventarios, distribución y producción de la línea, requieren muy poca planeación una vez que los procedimientos para llevar a cabo las actividades han sido preparados y aprobados. En este caso los sistemas administrativos se enfocan predominantemente sobre análisis de variancia.

1.4 Nacimiento de un Proyecto.

Como se establece en la teoría de la administración,

Las actividades administrativas son:

- ++ La Planeación
- ++ La Organización
- ++ La Integración
- ++ La Dirección
- ++ El Control

Las actividades anteriores se llevan a cabo durante el proceso de administración de un proyecto nuevo, en la forma siguiente:

1.- La Planeación.- Establecimiento de objetivos y metas generales del proyecto.

Estimación de los recursos generales necesarios:

Humanos

Financieros

Tecnológicos

Establecimiento de la estructura de la organización, existiendo las siguientes alternativas:

- a) Con recursos propios existentes.
- b) Con recursos propios parcialmente nuevos
- c) Con la misma estructura organizativa o con modificaciones menores.
- d) Con una nueva estructura.
- e) Con recursos de organización ajenas, total o parcialmente:

Análisis de los efectos que el nuevo proyecto va a tener en el futuro funcionamiento de la empresa,

2.- La Organización.- Establecimiento de la estructura que va a controlar el proyecto y sus relaciones con la organización existente:

Funciones:

Ingeniería

Construcción

Administración

Encargándose la Administración de:

Controles de materiales y equipo

Finanzas

Lista de Raya

Caja

Adquisiciones

Transportes

Cóntrol de contratistas

Capacitación, Etc.

Dentro de la actividad de organización que se distribuye entre las diferentes funciones, está la de preparar los manuales de organización y de procedimientos.

3.- La Integración.- Juntas de trabajo para formar equipo.

Participación del personal que estará a cargo del proyecto en la planeación de éste.

Juntas periódicas de revisión del avance de las diferentes áreas del proyecto, con el propósito adicional de mantener la integración.

Formación de comités específicos de personal de las tres funciones citadas, para la realización de determinadas tareas.

4.- La Dirección y el Control.- Establecimiento de los sistemas de retroalimentación para conocer el estado de avance de las actividades y los problemas surgidos, fuera de los planes establecidos.

Revisión periódica de las rutas críticas.

Preparación de curvas, reportes gráficos y preparación de información estadística del cumplimiento de todas las tareas, por excepción, en relación con:

- a) Avance de Obra.
- b) Entrega de planos e instructivos.
- c) Entrega de equipos, materiales y herramientas.
- d) Información sobre la contratación de personal.
- e) Informes de costos.
- f) Informes de egresos.
- g) Estadísticas del personal.

- h) Estadísticas de accidentes de trabajo.
- i) Informes periódicos del avance del proyecto.
- j) Informes de pruebas de equipos.
- k) Informes del seguimiento de equipos en fábrica.
- l) Informes y estadísticas de equipo de transporte.

1.5 Fases de la Administración de Proyectos.-

La Administración de proyectos puede tener muy diferentes fases, según la importancia del mismo y según el organismo en que se origine. Además es muy común que en un proyecto se combine la acción de muy diferentes organizaciones - que pueden jugar muy diferentes papeles en el desarrollo del mismo.

Partiremos de los casos más simples, para llegar a los más complejos. El caso más desarrollado lo representa un organismo completo de diseño y construcción que está organizado para el control de muchos proyectos simultáneamente y en que se están manejando el mismo tiempo proyectos en diversas etapas de su desarrollo.

La primera etapa la representa una empresa que decida su ampliación, a escala menor. En este mismo caso existen diferentes alternativas. La primera es que el Departamento que tenga que ver más con el proyecto se haga cargo de la dirección del proyecto, nombrando un Administrador del Proyecto, - el cual tendrá autoridad para el desarrollo y puesta en servicio de las nuevas instalaciones. En todos los casos deberemos

analizar quien va a encargarse de las áreas principales del --
proyecto, éstas son:

Ingeniería del Proyecto.

- ++ Diseño conceptual.
- ++ Especificaciones del equipo principal.
- ++ Ingeniería de detalle.
- ++ Adquisición del equipo principal.
- ++ Adquisición del equipo complementario.
- ++ Preparación del Plan de la Obra.
- ++ Preparación de los programas generales, para la --
coordinación de la ingeniería, las adquisiciones y
entregas, la construcción y el montaje.

Construcción.

- ++ Preparación del libro de compo para la construcción.
- ++ Adquisiciones de los equipos, herramientas y mate-
rial de consumo. Seguimiento
- ++ Contratación del personal.
- ++ Establecimiento de los sistemas de control.
- ++ Realización de la construcción y el montaje.

Entrega a operación o producción.

- ++ Pruebas y puesta en servicio.
- ++ Operación inicial de las instalaciones.
- ++ Recpección de las instalaciones para su operación
y mantenimiento normales.

** Preparación del Libro de Montaje.

Este Administrador del Proyecto coordinará los diferentes trabajos que tendrán que realizar los otros departamentos de la empresa en una forma equivalente a como funciona un subcontratista y complementará los recursos necesarios ya sea contratando personal propio o contratistas que a su vez podrán hacer todo el trabajo ellos mismos o con la ayuda de subcontratistas.

En cualquiera de las alternativas citadas se deberá procurar que los departamentos funcionales no se distraigan de sus labores fundamentales, este hecho dará la medida de la posibilidad de que colaboren con el proyecto.

Si la empresa tiene otros proyectos podrá en principio seguir el mismo método, nombrando otros Administradores de proyectos. Sin embargo, al ir aumentando la importancia y la variedad de los proyectos será conveniente analizar la conveniencia de cambiar la forma de organización.

En cualquiera de los casos puede que a una empresa le convenga desarrollar más una fase del proyecto para lo cual se encuentre mejor preparada, por ejemplo, la Ingeniería, creando una Gerencia de Ingeniería para atender todos los nuevos proyectos que se están desarrollando y contratando la construcción y el montaje a otras empresas contratistas. O puede ser que el área que le convenga desarrollar sea la construcción y

el montaje creando una Gerencia de Construcción.

Nace así como siguiente paso un organismo de ingeniería y construcción, nombrando residentes de construcción para cada obra, que se encargan de llevar a cabo la realización del proyecto que coordina un organismo central. Sin embargo, esta organización puede también evolucionar hacia una organización descentralizada, con un Gerente General de Construcción que tiene Gerentes o Subgerentes funcionales, como son Gerente: Civil, Mecánico, Eléctrico, etc., y lo mismo en el área de Ingeniería.

Es muy común también para empresas de ingeniería y construcción muy desarrolladas que exista un organismo central de ingeniería y de apoyo a la construcción, pero el control de los proyectos se realicen en forma descentralizada. Para ello se nombra un Administrador del proyecto que coordina los trabajos en general y quien tiene la responsabilidad total del proyecto, incluyendo, ingeniería y construcción, teniendo el apoyo logístico de una Gerencia funcional de abastecimientos. Para el control de las obras se nombra un Gerente de Construcción quien es responsable del proyecto en el sitio y con quien colabora un gerente administrativo.

Las relaciones, las líneas de autoridad y las coordinaciones pueden ser muy variadas, cambiando entre unas organizaciones y otras.

En estos casos es muy conveniente el empleo de los criterios de:

- Normalización.

- Especialización.

- Mecanización.

- Prefabricación.

- Modulación.

1-b Desglose de un proyecto por incisos:

Una vez que se conocen las características generales de un proyecto, es necesario proceder a la preparación del DESGLOSE DEL PROYECTO como paso preliminar para el análisis detallado del mismo y para el establecimiento de los controles técnicos y administrativos de avances, de hombres-horas, de recepción de equipos y materiales, etc., o sea que, en general, el desglose nos permite establecer los planes para el control de la calidad, el costo y el tiempo del proyecto.

Como ejemplo de lo anterior se puede poner la lista siguiente que formaría parte del desglose del proyecto de una subestación de alta tensión:

2.000 Obra Eléctrica

2.100 Transformadores de potencia

2.110 Vías de maniobra

- 2 120 Instalación de los transformadores
- 2 130 Instalación del transformador extra
- 2 140 Reactores de los neutros
- 2 200 Interruptores de potencia
- 2 210 De 85 kv
- 2 220 De 23 kv
- 2 300 Cuchillas desconectadoras
- 2 310 De 85 kv
- 2 320 De 23 kv
- 2 330 Portafusibles

En esta sección veremos el método de Ruta Crítica que --
consiste en forma fundamental en lo siguiente:

1) Es una herramienta del coordinador de proyectos que --
sirve para definir y coordinar las actividades que deben de --
ser realizadas para cumplir con éxito y a tiempo, los objeti-
vos y metas del proyecto.

2) Es una técnica que ayuda en la toma de decisiones, --
pero no toma las decisiones por sí misma.

3) Existen dos alternativas básicas en el uso de la Ru-
ta Crítica que se analizarán con más detalle después: El C.P.
M. (Critical Path Method) y el P.E.R. (Program Evaluation and
Review Technique). La diferencia fundamental entre los dos -
procedimientos es que el primero asigna tiempos determinísti-
cos a las actividades del proyecto y el segundo asigna tiem-
pos aleatorios, basándose en la distribución BETA.

4) Es un método que permite al coordinador del proyecto
dirigir su atención hacia:

- a) Los problemas latentes que requieren solución.
- b) Los procedimientos y ajustes en lo que se refiere -
al tiempo, los recursos el mejoramiento de la efi-
ciencia, que permitan mejorar la capacidad que se -
tiene para cumplir con los objetivos propuestos.

Los pasos para Planear y Programar un proyecto son los siguientes:

1) Hacer una relación cuidadosa del trabajo a efectuar, a partir de los planos, especificaciones, memorias y condiciones del proyecto.

2) Separar el trabajo en sus partes principales, analizando que CALIDAD se requiere en cada una de ellas.

3) Hacer el estudio de métodos, tiempos y movimientos de cada una de las actividades a realizar, para encontrar el procedimiento más adecuado para llevar a cabo cada actividad y -- conocer la suma de recursos que se van a necesitar para su -- ejecución, asignando TIEMPOS a cada actividad finalmente.

4) Establecer la secuencia lógica necesaria entre las diferentes actividades.

5) Asignar los RECURSOS disponibles a las diferentes -- actividades.

6) Calcular las fechas límite de inicio y terminación -- de todas y cada una de las actividades del proyecto.

7) PROGRAMACION de las fechas de inicio y terminación -- de cada una de las actividades, dentro de sus límites de tiempo, y de acuerdo con los RECURSOS disponibles.

8) Analizar el tiempo total resultante para dar terminación total del proyecto o de una de sus partes, si así se requiere para ver si es mayor, igual o menor que el requerido. En caso de que el resultado no sea satisfactorio hacer una nueva Planeación y Programación.

9) Calcular los costos Directos e Indirectos del proyecto. En caso de que el costo no se considere adecuado, hacer una nueva planeación y programación o llegar a la conclusión de que el proyecto no es factible.

Diagramas de Flechas.-

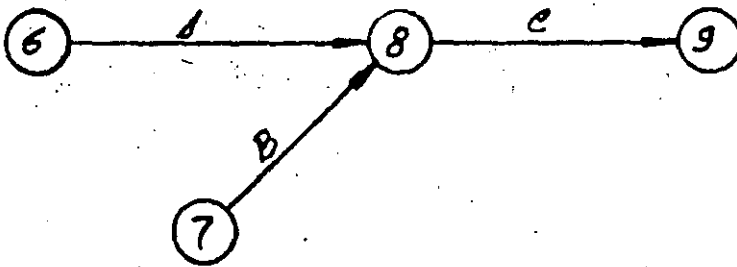
El Diagrama de Flechas es un modelo lógico del programa. En este diagrama cada flecha representa a una diferente actividad. La longitud de cada flecha no tiene importancia ni tampoco su dirección. La cola de la flecha representa el principio de la actividad y su punto el fin de la misma. Como se trata de un modelo lógico, la escala con que se dibuje el tamaño de la flecha no tiene importancia.

Para sacar provecho de los diagramas de flechas es necesario prepararlos siguiendo una serie de convenciones y reglas. Unos autores recomiendan unas, otros recomiendan otras y la práctica otras más, habiendo en conjunto muchas reglas comunes en las que todos están de acuerdo.

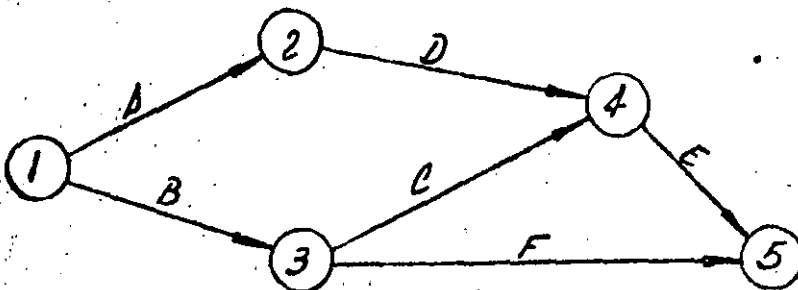
Estas reglas, por otra parte, van cambiando con el tiempo, a medida que se van desarrollando nuevos métodos o se

crean nuevos programas para la solución de estos problemas, -- por medio de computadoras electrónicas. En nuestro caso las reglas que van a ser empleadas son las siguientes:

Regla 1^a. Las actividades se representan por medio de flechas. Las actividades quedan limitadas por nodos o EVENTOS que son acontecimientos que tienen lugar cuando terminan una o varias de las actividades que concurren a ese nodo o evento.



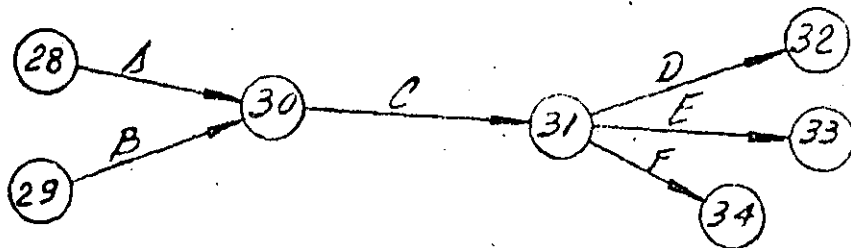
Regla 2. Se usa una flecha y solamente una para representar cada actividad, no teniendo ninguna importancia ni significación la longitud, la forma y el sentido de cada flecha. La cola representa el comienzo de la actividad y la punta el final de la misma.



Regla 3. Cada flecha o actividad queda denominada de acuerdo con el nodo que la antecede y que la precede y la descripción de la actividad se coloca sobre la flecha misma. En el diagrama anterior la actividad "A" se denomina (1-2).

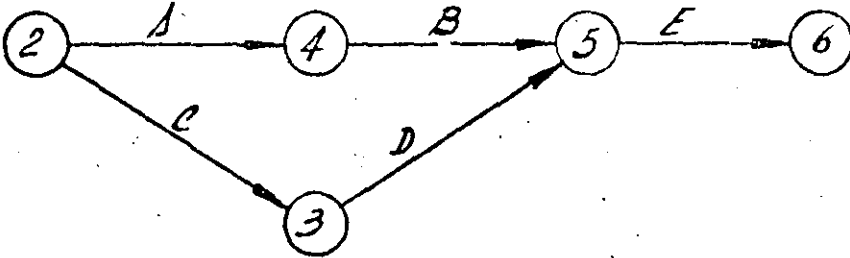
Regla 4. Para dibujar el diagrama de flechas de un proyecto lo más práctico es dibujar todas las flechas correspondientes a las actividades iniciales y avanzar hacia adelante, siguiendo la lógica del programa y estableciendo sistemáticamente todas las relaciones lógicas que existen entre las diversas actividades, hasta llegar a la actividad final.

Regla 5. A los nodos en que concurren más de una actividad se les denomina "CONCURRENTES" y a aquellos de los que parten más de una actividad, se les llama DIVERGENTES.

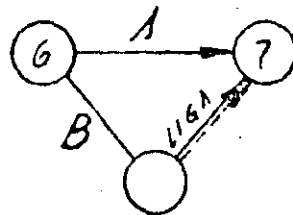
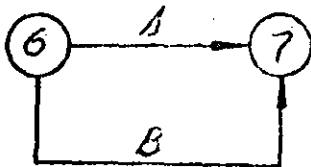


Regla 6. Antes de que una actividad pueda comenzar se deben haberse terminado todas las actividades que concurren al nodo donde dicha actividad comienza. Así, por ejemplo, en la figura siguiente la actividad (5-6) no puede ser comenzada -

mientras no se terminen las actividades (4-5) y (3-5).

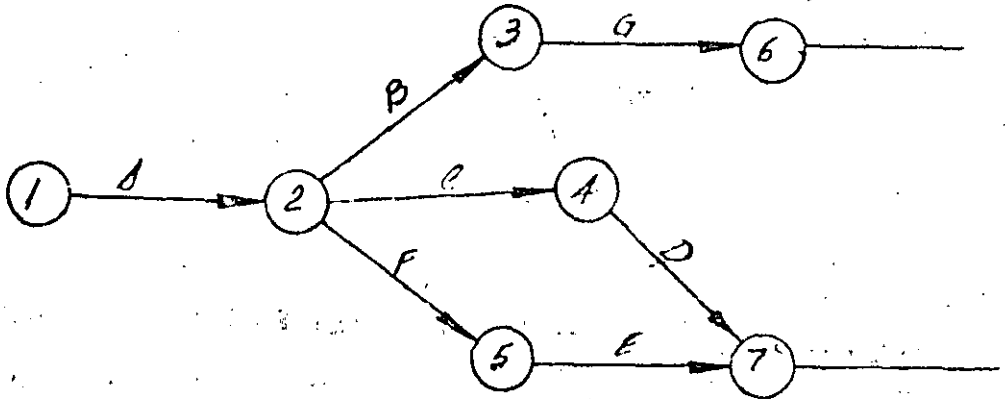


Regla 7. Como según la Regla 2 no podemos representar a dos actividades con los mismo números y en muchos casos ocurre que hay dos actividades y sólo dos que comienzan en un mismo nodo y terminan en un mismo nodo, se utilizan las "FLECHAS DE LIGA", adicionales, que no tienen duración, pero sí tienen utilidad para dar una secuencia lógica al diagrama de flechas.



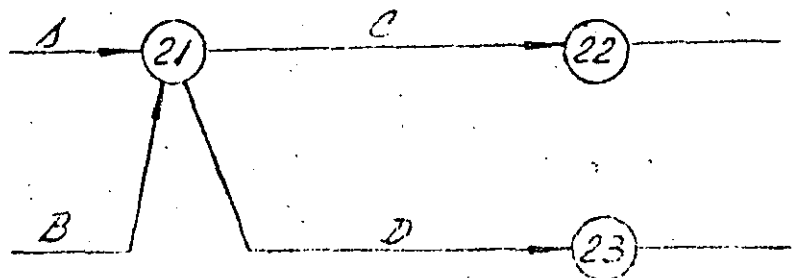
Regla 8. En algunos casos es conveniente poner el prin

cipio de todo un diagrama de flechas una flecha de tiempo de iniciación o que corresponda a actividades previas del proyecto en sí. A esta flecha se le puede asignar o no, según convenga, un tiempo posteriormente.

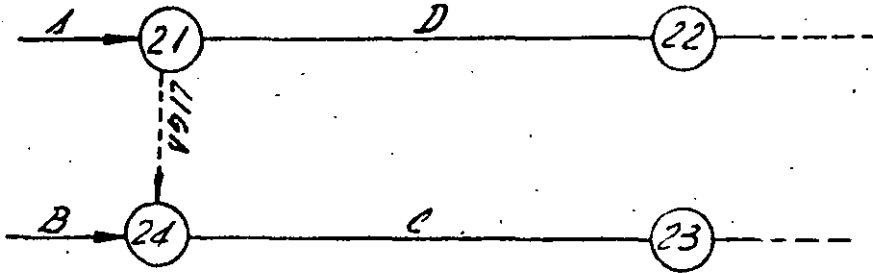


Regla 9. Cuando se hace un diagrama de flechas debe tenerse especial cuidado en que las secuencias lógicas sean correctas. Es muy común cometer errores a este respecto.

Tenemos, por ejemplo, el caso de que exista una actividad "C" que depende de dos actividades "A" y "B" y una actividad "D", que depende exclusivamente de la actividad "A". Es fácil cometer un error dibujando el diagrama, como indica la figura siguiente.



La forma correcta de dibujar el diagrama es diseñarlo tal como se indica a continuación, utilizando una flecha de línea, para dar la secuencia lógica.



Al realizar un proyecto existen siempre diferentes formas, a veces muy disímiles, de llevarlo a cabo. La preparación del diagrama de flechas y la programación posterior de las actividades nos permiten estudiar en el papel los diferentes caminos posibles de ejecución, antes del comienzo real de los trabajos, pudiéndose así escoger la mejor solución sin necesidad de realizar costosas experiencias prácticas para encontrarlo.

Por otra parte, como los diagramas de flechas sirven fundamentalmente para coordinar los trabajos de un proyecto, es indispensable que en la preparación de los mismos participen, con VOZ y VOTO, los sobrestantes, ingenieros o administradores que vayan a controlar los trabajos que se están programando. En esta forma, al tener una participación directa y viva en la preparación del programa, lo sentirán como suyo y

se interesarán más activamente en su realización y se sentirán más responsables del cumplimiento de las fechas establecidas.

ASIGNACION DE TIEMPOS A LAS ACTIVIDADES DEL DIAGRAMA DE FLECHAS.

La asignación de tiempos a las actividades del diagrama se puede ir haciendo a medida que se dibuja cada flecha, o bien, se puede terminar el diagrama completo para establecer todas las secuencias lógicas y, entonces, asignar la duración a cada actividad.

En páginas anteriores hemos indicado cuál es el proceso que debe seguirse para Planear y Programar el proyecto y allí se indicó que la duración de cada actividad se deberá, básicamente de los recursos que decidamos utilizar para su realización.

Cuando se utiliza el método conocido como C.P.M. la asignación de los tiempos se hace basándose en la experiencia de las personas que realizan la planeación, considerando que ya han participado en actividades similares la considerada y que pueden estimar con bastante aproximación el valor medio que tendrá dicha actividad.

Hay, por otra parte, ciertos tipos de proyectos como, por ejemplo, el desarrollo de nuevos productos o de investigación, en los que hay mucha incertidumbre acerca de la posible duración

de las actividades. Para resolver este problema, se ha desarrollado una solución estadística, que es la base del Sistema "PERT" y se funda en que la distribución de probabilidades de los tiempos de duración de actividades con mucha incertidumbre, sigue la distribución conocida como "DISTRIBUCION DE PROBABILIDADES BETA", la que para ser utilizada requiere de tres estimaciones de tiempo para cada actividad.

El tiempo optimista. Es el tiempo menor en que se estima que determinada actividad puede ser realizada o sea, el tiempo que tomaría realizarla si todo sucediera mejor de lo esperado.

El tiempo más probable. Es la mejor estimación del tiempo en que pueda realizarse una actividad, si todo ocurre normalmente.

El tiempo pesimista. Es el tiempo mayor que se estima que puede durar la actividad, o sea, el tiempo que tomaría si todo saliera mal. No debe considerarse en estos casos la posibilidad de catástrofes.

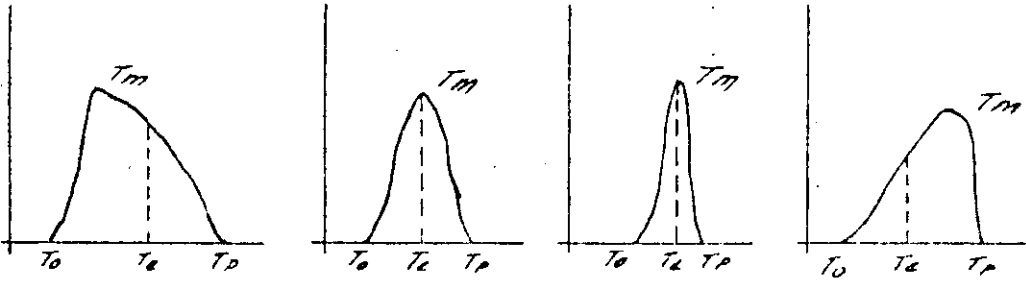
Cuando se hacen estimaciones de tiempo como las tres indicadas, se están estableciendo curvas de distribución de probabilidades como las que se indican en las figuras siguientes, donde;

T_o = al tiempo optimista.

T_m = al tiempo más probable.

T_p = al tiempo pesimista.

T_e = al tiempo esperado o medio.



Las posiciones relativas de T_e , T_m , y T_p , en las curvas de distribución, dependen lógicamente de los valores numéricos que hayan sido dados por el programador.

El valor de T_e para cualquier tipo de distribución como los aquí estudiados es:

$$T_e = \frac{T_o + 4T_m + T_p}{6}$$

INCERTIDUMBRE Y VARIANCIA

Cuanto mayor sea la separación entre el tiempo optimista y el pesimista, mayor será la incertidumbre acerca del tiempo en que realmente se ejecutará la actividad. El concepto ---

VARIANCIA nos da una medida de la incertidumbre.

Cuando la VARIANCIA es grande hay mayor incertidumbre acerca de cual será el tiempo real de realización de una actividad.

Por otra parte, la duración de una actividad es una variable aleatoria, cuya distribución de probabilidad tiene características que dependen del grado de control que se tenga de los factores que intervienen en la ejecución de la actividad.

Una actividad bien controlada tiene una Variancia chica y se tiene una menor incertidumbre acerca del tiempo real en que va a realizarse.

Al calcular los diagramas de flechas, cualquiera que sea el método que se use para dar valor a la duración de las actividades, siempre se trabaja con un solo valor, ya sea el directamente estimado o el calculado como tiempo medio, usando el sistema del PERT.

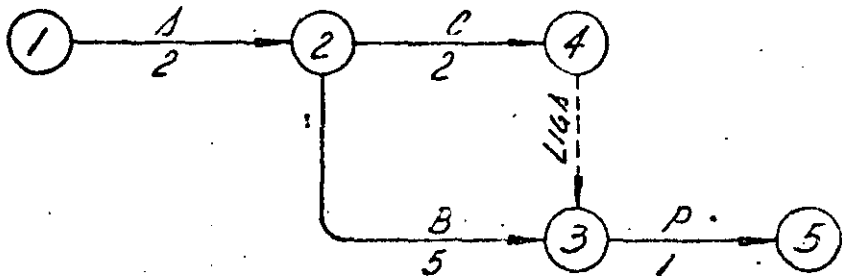
CALCULO DE UN DIAGRAMA DE FLECHAS.

Antes de proceder al cálculo de un Diagrama de flechas es conveniente definir algunos términos que se usarán en los cálculos.

t = tiempo directamente estimado o tiempo medio calculado a base de T_o , T_m y T_p .

- FMP = Fecha más próxima en que puede ocurrir un evento.
- FML = Fecha más lejana en que puede ocurrir un evento.
- CMP = Comienzo más próximo de una actividad o sea, la -- fecha más próxima en que puede comenzar.
- CML = Comienzo más lejano de una actividad, o sea, la --- fecha más lejana en que puede comenzar.
- TMP = Terminación más próxima de una actividad, o sea, -- la fecha más próxima en que puede terminar.
- TML = Terminación más lejana de una actividad, o sea, la fecha más lejana en que puede terminar.
- MT = Margen total de tiempo o tiempo flotante total.
- ML = Margen libre de tiempo o tiempo flotante libre.
- MI = Margen independiente, o tiempo flotante indepen--- diente.

Para mejor comprender el proceso de cálculo vamos a considerar el diagrama elemental que se indica a continuación, en el que hemos sustituido la descripción de las actividades, por una letra mayúscula.



En este caso el evento inicial lo hemos denominado (1) y a éste le corresponde un tiempo cero. En esta forma los tiempos, que pueden ser días, horas, minutos o cualquiera otra unidad de tiempo, se calculan como las edades de las personas, y que se considera que un niño no tiene un año sino hasta que no ha transcurrido el primer año.

El cálculo de los tiempo del diagrama de flechas se hace recorriendo ésta actividad por actividad, sin dejar ninguna, -- hasta llegar al evento final, en un camino de recorrido hacia adelante. Después se completan los cálculos haciendo, como -- veremos un recorrido semejante, pero en sentido contrario, desde el evento final hasta el inicial.

RECORRIDO HACIA ADELANTE.

Las reglas que deben reguirse para el cálculo del diagrama de flechas, en el recorrido hacia adelante son las siguientes:

- 1) La fecha más próxima en que puede ocurrir el evento inicial se hace igual a cero.

$FMP = 0$, para el evento inicial.

- 2) Se considera que cada actividad comienza en cuanto el evento anterior correspondiente tiene lugar, o sea, CMP de una actividad = FMP del evento que la precede.

- 3) En los nodos concurrentes, la flecha más próxima en que puede ocurrir el evento correspondiente al nodo en cuestión, es la fecha alejada de las terminaciones más próximas de todas las actividades que ocurren a este nodo.

FMP = Fecha más próxima de un evento, es la más alejada de las terminaciones más próximas ($TMP_1, TMP_2, \dots, TMP_n$), para un evento concurrente, con n actividades que concurren.

Aplicando esta reglas al diagrama de la página 22 - tenemos:

Nodo 1. Hacemos $FMP_1 = 0$

Actividad A, (1-2).-

$$CMPA = FMP_1 = 0$$

$$TMPA = CMPA + t = 0 + 3 = 3$$

Nodo 2. $FMP_2 = 3$, ya que antes del nodo 2 -- existe únicamente la actividad "A"

A continuación podemos seguir los cálculos por cualquiera de las dos rutas posibles, por 2-3, ó por 2-4; en este caso seguiremos por 2-3.

Actividad B, (2-3).-

$$CMPB = FMP_2 = 3$$

$$TMPB = CMPB + t = 3 + 2 = 5$$

Nodo 3. $FMP_3 = TMPB = 5$

Actividad D, (3-5).-

$$CMPD = FMP_3 = 5$$

$$TMPD = CMPD + t = 5 + 1 = 6$$

Actividad C, (2-4).-

$$CMPC = FMP_2 = 3$$

$$TMPC = CMPC + t = 3 + 4 = 7$$

Nodo 4. $FMP_4 = TMPC = 7$

Actividad E, (4-5).-

$$CMPE = FMP_4 = 7$$

$$TMPE = CMPE + t = 7 + 2 = 9$$

Nodo 5. FMP_5 es el mayor de los tiempos TMP de las actividades (3-5) y (4-5) que concurren a este nodo.

Por lo tanto $FMP_5 = 9$

Actividad F, (5-6).-

$$CMPF = FMP_5 = 9$$

$$TMPF = CMPF + t = 9 + 2 = 11$$

Nodo 6. $FMP_6 = TMPF = 11$

EL VALOR DE FMP_6 NOS DA LA DURACION TOTAL DEL DIAGRAMA DE FLECHAS.

En el caso que se pone como ejemplo, si se cumplen los tiempos de ejecución planeados, la duración total del proceso será de 11 unidades de tiempo.

El objetivo que se persigue al recorrer el diagrama de flechas en sentido contrario al anterior es el de calcular la fecha más lejana en que puede tener lugar cada evento y las fechas de terminación más lejana de las actividades del diagrama.

Para hacer estos cálculos se hacen las siguientes consideraciones:

- 1) La fecha más lejana en que puede tener lugar el evento final, debe ser igual a la fecha más próxima que se calculó en el recorrido hacia adelante.

Es decir:

$$FML_6 = FMP_6 = 11$$

- 2) El comienzo más lejano de cualquier actividad es igual a la fecha más lejana de evento que la sucede menos la duración de la actividad en cuestión.

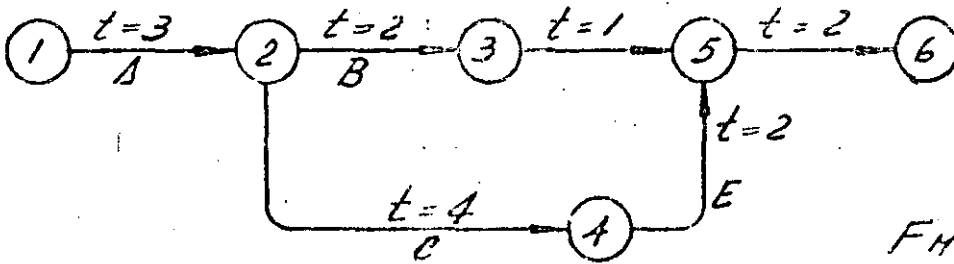
$$TML \text{ (De una actividad)} = FML \text{ (Del evento posterior).}$$

$$CML \text{ (De una actividad)} = TML \text{ (De la misma act.)} - t = FML - t$$

- 3) La fecha más lejana en que puede ocurrir un evento es la más cercana de las fechas de comienzo más lejano de las actividades que salen de este evento.

FML (De un evento) = a la más cercana de la fechas más lejana de comienzo de las actividades que se originan en dicho evento (CML₁, CML₂....CML_n) para n actividades.

Para mejor comprensión de las reglas vamos a aplicarlas al mismo ejemplo anterior:



$FML_6 = FMP_6 = 11$

Node 6. Hacemos $FML_6 = FMP_6 = 11$

Actividad F, (5-6).-

$TMLF = FML_6 = 11$

$CMLF = TMLF - t = 11 - 2 = 9$

Node 5. $FML_5 = CMLF = 9$

Actividad D, (3-5).-

$TMLD = FML_5 = 9$

$CMLD = TMLD - t = 9 - 1 = 8$

Actividad E, (4-5).-

$$TMLE = FML_5 = 9.$$

$$CMLE = TMLE - t = 9 - 2 = 7$$

Nodo 4. $FML_4 = CMLE = 7.$

Nodo 3. $FML_3 = CMLD = 8$

Actividad B, (2-3).-

$$TMLB = FML_3 = 8$$

$$CMLB = TMLB - t = 8 - 2 = 6$$

Actividad C, (2-4).-

$$TMCL = FML_4 = 7$$

$$CMLC = TMCL - t = 7 - 4 = 3$$

Nodo 2. La fecha más lejana en que puede ocurrir este evento es la menor de las fechas n comienzo más lejano de las actividades B y C.

Por lo tanto: $FML_2 = 3$

Actividad A, (1-2).-

$$TMLA = FML_2 = 3$$

$$CMLA = TMLA - t = 3 - 3 = 0$$

Este resultado final de $CMLA = 0$, nos sirve de probación de los cálculos, ya que $FMP_1 = FML_1 = FML_1 = 0$ en el evento --

inicial; de la misma forma que $FML_6 = FMP_6$ en el evento final.

CALCULO DEL MARGEN TOTAL, PARA CADA ACTIVIDAD.

El Margen Total es igual a la diferencia entre la fecha más lejana del Evento sucesor de una actividad y la fecha de terminación más próxima de la actividad en cuestión.

$$MT = FML - TMP$$

El Margen Total es, por lo tanto, el tiempo que puede retrasarse cualquier actividad, sin que se afecte el Comienzo más próximo o la fecha de ocurrencia de cualquier actividad o evento, del Camino Crítico del diagrama de flechas.

La definición anterior es equivalente a decir que el Margen Total es igual a la diferencia entre la Terminación más lejana y la Terminación más próxima de una actividad, o entre el Comienzo más lejano y el Comienzo más próximo de la misma.

$$MT = TML - TMP = CML - CMP$$

El Margen Total es el número de unidades de tiempo que faltan para que la actividad se vuelva crítica.

El Margen Total es, en general, el número de unidades de tiempo que puede tomar adicionalmente el tiempo de realización de una actividad, sin causar un retraso, o sea, sin aumentar, -

la fecha esperada de cualquier evento que se encuentre en la Ruta Crítica.

En nuestro ejemplo anterior las actividades A, C, E y F se encuentran en la Ruta Crítica y no tienen por lo tanto Margen Total. En cambio, las B y S sí tienen Margen Total, que es siguiendo los conceptos expresados.:

Para la actividad B (2-3).-

$$MT = TMLB - TMPB = 8 - 5 = 3$$

ó también: $MT = CMLB - CMPB = 6 - 3 = 3$

ó también: $MT = FML_3 - TMPB = 8 - 5 = 3$

Para la actividad D (3-5).-

Siguiendo nada más uno de los caminos de cálculos indicados:

$$MT = CMLD - CMPD = 8 - 5 = 3$$

Se puede ver que cuando dos actividades están en serie, como la B y D tienen el mismo Margen Total. En este caso, constituyen, además, la única Ruta Subcrítica del diagrama en cuestión.

CALCULO DEL MARGEN LIBRE, PARA CADA ACTIVIDAD.

Lás únicas actividades que tienen Margen Libre, son aquellas que concurren a un nodo y no pertenecen a ninguna Ruta Crítica.

En nuestro ejemplo anterior las actividades A, C, E y F se encuentran en la Ruta Crítica y no tienen por lo tanto Margen Total. En cambio, las B y D sí tienen Margen Total, que es, -- siguiendo los conceptos expresados.

Para la actividad B (2-3).-

$$MT = TMLB - TMPB = 8 - 5 = 3$$

$$\text{ó también: } MT = CMLB - CMPB = 6 - 3 = 3$$

$$\text{ó también: } MT = FML_3 - TMPB = 8 - 5 = 3$$

Para la actividad D (3-5).-

Siguiendo nada más uno de los cambios de cálculo indicados:

$$MT = CMLD - CMPD = 8 - 5 = 3$$

Se puede ver que cuando dos actividades están en serie, como la B y D, tienen el mismo Margen Total. En este caso, --- constituyen, además, la única Ruta Subcrítica del diagrama en cuestión.

CALCULO DEL MARGEN LIBRE, PARA CADA ACTIVIDAD.

Las únicas actividades que tienen Margen Libre, son aquellas que concurren a un nodo y no pertenecen a ninguna Ruta Crítica.

El Margen Libre es igual a la diferencia entre la fecha -- más próxima del evento posterior de una actividad y la fecha -- correspondiente a la terminación más próxima de la misma actividad.

$$O \text{ sea: } ML = PMP - TMP$$

El Margen Libre, es por lo tanto, el tiempo que puede retrasarse la terminación de una actividad, sin afectar al Comienzo más próximo de cualquier otra actividad o a la fecha más --- próxima de cualquier evento en el diagrama de flechas correspondiente.

En nuestro ejemplo, la única actividad que tiene Margen Libres es la D (3-5), por ser la única actividad que llega a un nodo concurrente y no está, el mismo tiempo en una Ruta Crítica.

La actividad D (3-5).-

$$ML = PMP_5 - TMPD = 9 - 6 = 3$$

Este tiempo es también el tiempo que puede tomar la actividad D (3-5) adicionalmente, sobre su Terminación más próxima esperada, sin que el evento (5) deje de realizarse en su fecha más próxima esperada.

Aplicando la fórmula de ML a cualquiera de las demás actividades del diagrama que sirvió de ejemplo encontramos que en todos los casos $ML = 0$.

Hagamos el cálculo, por ejemplo, para la actividad C:

$$ML = FMP_u - TMPC = 7 - 7 = 0$$

Es interesante llamar la atención sobre el hecho de que el Margen Total es siempre igual o Mayor que el Margen Libre, ya que:

$$MT = FML - TMP$$

y

$$ML = FMP - TMP$$

y FML es siempre igual o mayor que FMP.

CALCULO DEL MARGEN INDEPENDIENTE, PARA CADA ACTIVIDAD.

Las únicas actividades que pueden tener Margen Independiente positivo son aquellas que llegan a un nodo concurrente y no están en una ruta crítica.

Solamente los Margenes Independientes positivos nos sirven en el trabajo de programación.

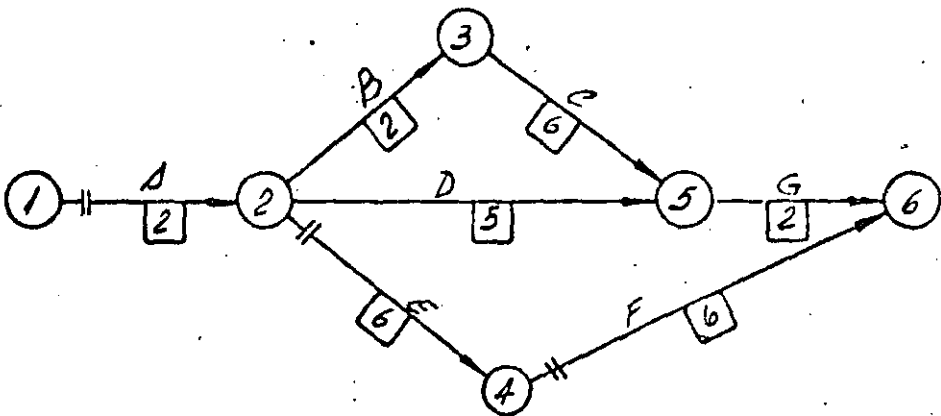
El Margen Independiente se obtiene restando a la fecha más próxima del evento posterior de una actividad, la suma de la fecha más lejana del evento anterior de la misma actividad y la duración de ésta.

/ O sea: para la actividad: X (M.N)

$$MIX = FMPN - (FMLM + t).$$

Cuando una actividad tiene Margen Independiente, aunque las actividades que concurren a su nodo inicial terminen en su terminación Más Lejana, haciendo que dicho evento tenga lugar en su Fecha Más Lejana, de todas maneras esta actividad puede retrasarse el tiempo correspondiente su Margen independiente, sin afectar a la fecha más próxima de su evento terminal.

En la figura siguiente, soló la actividad D tiene Margen Independiente positivo. Las duraciones se indican en los rectángulos que aparecen en cada flecha.



En el diagrama anterior, la Ruta Crítica corresponde a las actividades A-E-F, con un tiempo total para todo el diagrama de: $2 + 6 + 6 = 14$.

Si calculamos el diagrama anterior obtenemos lo que se -- muestra en la siguiente tabla:

ACTIVIDAD	DURACION	EMP	CMC	TMP	TML	HT	HL	HI	R.C.
A	2	0	0	2	2	0	0	0	x
B	2	2	4	4	6	2	0	0	
C	6	4	6	10	12	2	0	2	
D	5	2	7	7	12	5	3	3	
E	6	2	2	8	8	0	0	0	x
F	6	8	8	14	14	0	0	0	x

Puede observarse en los datos de la tabla anterior que -- para las actividades que están en la Ruta Crítica, todos los -- márgenes son iguales a cero. Y que, por otra parte, las activi-- dades que están en serie, a través de nodos no concurrentes, -- tienen los mismos márgenes totales, tal como se muestra en las -- actividades B y C. Es bueno recordar aquí que "nodo concurren-- te" es aquel al que llegan más de una actividad y "nodo no con-- currente", aquel al que sólo llega una actividad.

Puede constar de las siguientes secciones principales:

1) Relación del trabajo a efectuar.

En este capítulo, debe tenerse un resumen de la obra a realizar y de los métodos generales que van a utilizarse para ejecutarla.

2) Lista de Planos e Instructivos.

3) Programa detallado de la obra por Incisos.

Los principales incisos son:

- a) Personal necesario para el montaje.
- b) Duración del trabajo de cada inciso y su costo (puede ser con un solo dato de tiempo o varios).
- c) Métodos de trabajos especiales.
- d) Herramienta y equipo de montaje necesarios.
- e) Equipo por instalar.
- f) Material por instalar.
- g) Material de consumo.

4) Programa de trabajo general.

(Primero un programa tentativo, varios tanteos y un programa definitivo inicial)

5) Personal de administración, supervisión y su costo.

6) Resumen de costos indicando las fechas parciales de los egresos principales de pago de listas de raya, materiales y equipo.

¿ PORQUE HACER UN ESTUDIO DE SELECCION DE EQUIPOS DE PROCESAMIENTO ELECTRONICO
DE DATOS ?

¿ Necesito un equipo de procesamiento electrónico de datos, ó re-
 quiero cambiar el actual?.

Si así es. ¿ De qué características generales, tipo, rango y ---
 costo?.

¿Cuál de todos los proveedores de equipos de procesameinto elect-
 nico de datos (microcomputadoras, minicomputadoras y/o computadoras de esca-
 la mediana y mayor), de los existentes en el mercado mexicano, me proporciona
 la mejor relación costo/beneficio?.

Una de las inquietudes más frecuentes que se le presentan al ejecu-
 tivo contemporáneo, es la relativa a la adquisición (compra, arrendamiento o
 renta) de un equipo de procesamiento electrónico de datos, para satisfacer en
 mejor forma sus necesidades de información y control, y coadyuvar así al lo-
 gro de los objetivos de la empresa, tomando decisiones en forma más oportuna
 y confiable.

La proliferación de vendedores, tamaños y modelos de equipo de pro-
 cesamiento electrónico de datos en nuestro país, microcomputadoras, minicompu-
 tadoras y computadoras de escala mediana y mayor, ha elevado su número a cerca
 de 50 compañías y alrededor de más de 200 diferentes modelos.

Por las razones expuestas y debido principalmente a:

Una importante reducción en los costo de los equipos;

La disponibilidad de aplicaciones ya programadas (paquetes) para
 satisfacer las necesidades administrativas más comunes: contabilidad, nóminas,
 cuentas por cobrar, facturación, estadística de ventas, control de inventa-
 rios, etc.; y

El hecho de que los equipos modernos pueden ser operados por el propio personal de la empresa;

...se reducen considerablemente los requisitos de personal técnico especializado y se abaten los gastos asociados a la operación del computador, al menos en un 40%.

Por otra parte, las empresas empiezan a preguntarse si no les resultará más económico y menos riesgoso, el utilizar varias computadoras descentralizadas (proceso disperso y/o distribuido) que el mantener un solo equipo de procesamiento electrónico de datos central de mayor capacidad.

¿ COMO EFECTUAR BAJO ESTAS CIRCUNSTANCIAS UN BUEN ESTUDIO DE SELECCION DE EQUIPOS Y ALTERNATIVAS DE MECANIZACION ?.

Para desarrollar un estudio de selección de equipos de procesamiento de datos, existen algunos PRINCIPIOS Y REGLAS BASICAS que la experiencia nos ha proporcionado:

- . Aplicación de nuestra metodología y estándares correspondientes.
- . Conocimiento conceptual de los Sistemas de Información que se desean procesar, sus volúmenes actuales y su proyección de crecimiento para los próximos tres y cinco años.
- . Determinación de los volúmenes de entrada, almacenamiento y salida de información, asociados a los diferentes elementos que definan las características de los Sistemas de Información.
- . Definición de las alternativas y medio más adecuados para el procesamiento de los datos:
 - MANUALES
 - MECANIZADOS:
 - * Equipo propio
 - * Buró de Servicio
- . Evaluación de estas alternativas, considerando entre otros aspectos, si el proceso debe centralizarse o descentralizarse, llevarse cabo con proceso disperso y/o distribuido, tipo de equipo, elaboración de programación específica o uso de paquetes pre-programados, etc.
- . Establecimiento del rango y características generales de los equipos de procesamiento electrónicos de datos por seleccionar.

- . Definición de los criterios con los que serán evaluados los diferentes proveedores y equipos.
- . Preselección de proveedores.
- . Entrega a los proveedores de las especificaciones necesarias.
- . Prevaluación de propuestas y cotizaciones.
- . Primeras negociaciones con los proveedores finalistas.
- . Demostración de los procesos de las principales Sistemas de Información utilizando datos de prueba.
- . Evaluación definitiva de proveedores y equipos.
- . Negociaciones finales con los proveedores seleccionados.
- . Decisión del proveedor más adecuado.

Al efectuar un estudio de selección de equipos de procesamiento electrónico de datos, se pueden reducir los costos de una empresa en cientos de miles de pesos, con base a esta importante decisión.

En su guía para miembros, el Instituto de Consultores de Empresas del Reino Unido define la consultoria de empresas de la siguiente manera:

"Servicio prestado por una persona o personas independientes y calificadas en la identificación e investigación de problemas relacionados con políticas, organización, procedimientos y métodos; recomendación de medidas apropiadas y prestación de asistencia en la aplicación de dichas recomendaciones".

Las definiciones empleadas por otras asociaciones profesionales, como la Asociación de Ingenieros Consultores de Empresas, de los Estados Unidos, son muy parecidas. Esto indica que la consultoria de empresas es un servicio al cual los directores de empresa pueden recurrir si sienten necesidad de ayuda en la solución de problemas. El trabajo del consultor empieza al surgir alguna situación juzgada insatisfactoria y susceptible de mejora y termina, idelamente, en una situación en que se ha producido un cambio que constituye una mejora.

Ciertos rasgos particulares de la consultoria de empresas que deben subrayarse. Todo el párrafo.

En primer lugar, la consultoria es un servicio independiente. Se caracteriza por la imparcialidad del consultor, que es un rasgo fundamental de su papel. Pero esta independencia significa al mismo tiempo una relación muy compleja con las organizaciones clientes y con las personas que trabajan en ellas. El consultor no tiene autoridad directa para tomar decisiones y ejecutarlas. Pero esto no debe considerarse una debilidad si el consultor sabe actuar como promotor de cambio y dedicarse a su función sin por ello dejar de ser independiente. Por consiguiente, debe asegurar la máxima participación del cliente en todo lo que hace, de modo que el éxito final se logre en virtud

del esfuerzo de ambos.

En segundo lugar, la consultoria es esencialmente un servicio consultivo. Esto significa que no se contrata a los consultores para dirigir organizaciones o para tomar decisiones en nombre de directores o en dificultad. Su papel es el de actuar como asesores, con responsabilidad por la calidad e integridad de su consejo; los clientes asumen las responsabilidades que resulten de la aceptación de dicho consejo. (Por supuesto, en la práctica de la consultoria hay muchas variaciones y grados de *consejo*). No sólo se trata de dar el consejo adecuado, sino de darlo de la manera adecuada y en el momento apropiado, ésta es la cualidad fundamental del consultor. El cliente por su parte debe ser capaz de aceptar y utilizar esa ayuda del consultor. Estos elementos son tan importantes.

En tercer lugar, la consultoria es un servicio que proporciona conocimientos y capacidades profesionales para resolver problemas prácticos.

Una persona llega a ser consultor de empresas en el pleno sentido del término después de haber acumulado una masa considerable de conocimientos sobre los diversos problemas y situaciones que afectan a la dirección de empresas, y adquirido las capacidades necesarias para identificar los problemas, hallar la información pertinente, analizar y sintetizar, elegir entre posibles soluciones, comunicarse con personas, etc. Ciertamente es que los dirigentes de las empresas también tienen que poseer estas capacidades. Lo que distingue a los consultores es que pasan por muchas organizaciones y que la experiencia adquirida en las tareas pasadas puede tener aplicación en las empresas en que realizan nuevas tareas. Además, los consultores profesionales se mantienen continuamente al tanto de los progresos en métodos y técnicas, incluso los que

se realizan en universidades e instituciones de investigación, señalan estos progresos a sus clientes; y contribuyen a su aplicación. Funcionan, pues como vínculo entre la teoría y la práctica.

En cuarto lugar, la consultoria no proporciona soluciones milagrosas. Sería un error suponer que, una vez que se ha contratado un consultor, las dificultades desaparecen. La consultoria es un trabajo difícil basado en el análisis de hechos concretos y en la búsqueda de soluciones originales pero factibles. El empleo decidido de la dirección de la empresa en resolver los problemas de ésta y la cooperación entre cliente y consultor son por lo menos tan importantes para el resultado final como la calidad del consejo del consultor.

¿PORQUE SE EMPLEAN CONSULTORES?

El director de una empresa no vería razón alguna para emplear un consultor si éste no pudiera aportar algo que falta en aquélla. En general, los consultores se emplean por una o más de las siguientes razones:

1.- Para que aporten conocimientos y capacidades especiales.

Una organización llama a un consultor cuando no dispone de personas capaces de enfrentarse con determinado problema con la misma probabilidad de éxito. Tal problema requiere a menudo técnicas y métodos nuevos en que el consultor tiene especial pericia. En otros casos, el problema puede tener carácter más general si la organización no logra realizar su objetivo y si las lagunas que es necesario superar se refieren a política de dirección en general, planificación, coor-

dinación o liderazgo.

2.- Para que presten ayuda intensiva en forma transitoria.

Un examen a fondo de los problemas principales, como la organización de la empresa o la política de comercialización, exigiría la plena dedicación de altos directivos durante -- largos períodos. Ahora bien, la dirección cotidiana de una organización económica no permite disponer de mucho tiempo y , peor aún, hace difícil concentrarse simultáneamente en problemas operacionales y en problemas conceptuales.

Los consultores sólo intervienen el tiempo necesario y dejan la organización una vez que han terminado su tarea.

3.- Para que den un punto de vista parcial.

Los miembros de una organización pueden estar demasiado influidos por su propia experiencia o participación y tradiciones o hábitos establecidos para aclarar el verdadero carácter de un problema y proponer soluciones factibles. El consultor en cambio, puede, gracias a su independencia, ser imparcial en situaciones en que ninguna persona que trabaja en la organización podría serlo.

4.- Para que den a la dirección argumentos que justifiquen decisiones predeterminadas.

Se da el caso de que una organización recurra a consultores con el fin de que sus dirigentes puedan justificar una decisión remitiéndose a la recomendación del consultor. En otr.

palabras, un dirigente puede saber exactamente lo que desea y cuál será su decisión, pero prefiere pedir un informe de un consultor para fundamentar su posición. Esta forma de actuar no deja ser lógica, pero, por principio y en su propio beneficio. Los consultores profesionales deben cuidar de no aceptar tareas en las cuales sus recomendaciones podrían emplearse con fines de política interna de la organización. Las razones indicadas pueden estar presentes en grados tan variables y estar tan interrelacionadas que el consultor puede verse frente a una situación muy compleja; no obstante, debe esforzarse por mantener una visión clara de las razones por las cuales se emplean sus servicios, incluso si en el curso de su tarea las razones iniciales cambian o se descubren otras completamente nuevas.

5.- Duración de la tarea.

Los servicios de consultoría no son baratos, y los consultores profesionales no tratan de aumentar sus ingresos prolongando su tarea más del tiempo necesario. Por ejemplo, no sugieren que se les encargue la supervisión de la aplicación de sus propuestas si pueden adiestrar al personal del cliente para hacer esta operación sin ayuda externa.

Otro caso es el de las tareas urgentes, en que el consejo del consultor es requerido con premura a fin de evitar graves dificultades financieras o de otra índole. El consultor nunca debe tardar más tiempo que el exigido por el problema, y debe hacer todo lo posible por organizar su trabajo de acuerdo con la urgencia de la situación.

* SUBGERENCIA ELECTRICA *

PRESUPUESTO DEL TRABAJO EN S. E. EDO. DE HIDALGO

SE. TIPO CLIENTE

NO.	SUBINCISO	NOMBRE	UNIDAD	CANTIDAD	NUMERO	HRS-HOM	PORCENTAJE				
1	2100.02	TABLERO PROTECCION LINEAS	FZA	2	2360		61.9043				
2	2100.14	TABLERO HILO PILOTO	FZA	2	1760		38.0952				
							EL TOTAL DEL L.C.	2100 ES	4620	N.H.H.	
3	2510.01	INTERRUPTOR 85 K.V. S.E. CONV.	FZA	2	2200		11.4001				
							EL TOTAL DEL L.C.	2500 ES	2200	N.H.H.	
4	2601.00	BUSES DE CABLE	ACUM	0	1500		7.7778				
5	2605.00	BUSES DE TUBO	ACUM	0	2800		14.5093				
							EL TOTAL DEL L.C.	2600 ES	4300	N.H.H.	
6	2705.03	CUCHILLA 85 KV. OPERACION ELEC.	JGO	5	2200		11.4001				
7	2710.03	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 85 KV.	FZA	18	1584		8.2081				
							EL TOTAL DEL L.C.	2700 ES	3784	N.H.H.	
8	2801.00	INSTALACIONES PROVISIONALES	M2	200	600		3.1091				
9	2804.00	SISTEMA DE TIERRA (MALLA)	M2	4000	500		2.5909				
10	2804.01	SISTEMA DE TIERRA (CON. A EQUIPOS)	ACUM	0	630		3.2843				
11	2810.00	TUB. CONDUIT, DUCTOS, SOPORTES PARA CABLE DE CONTROL	ACUM	0	2080		10.6747				
12	2813.00	TENDIDO DE CABLE DE CONTROL	ACUM	0	850		4.4046				
13	2817.00	ALUMBRADO EXTERIOR	M2	4000	1200		6.2183				
14	2825.00	HERRAJES	ACUM	0	684		3.4408				
15	2831.00	CONEXION CABLE DE CONTROL	ACUM	0	1084		5.6172				
16	2861.00	PINTURA Y ROTULADO	ACUM	0	382		1.9795				
17	2870.00	FRUEBAS LOCALES	ACUM	0	508		2.6324				
18	2895.00	ENTREGA A DEPTOS. RECEPTORES	ACUM	0	536		2.7775				
							EL TOTAL DEL L.C.	2800 ES	9014	N.H.H.	
							EL TOTAL DEL TRABAJO ES	23918	N.H.H.		

56

* SUBGERENCIA ELECTRICA *

PRESUPUESTO DEL TRABAJO EN S. E. EDO. DE HIDALGO

SE. TIPO CLIENTE

COSTO MANO DE OBRA DIRECTA		\$2,064,450.00
SUPERVISION LOCAL	\$305,372.00	
SUPERVISION TEC.	\$464,833.00	
SUPERVISION		\$770,206.00
ADICION. SUBGERENCIA		\$1,001,410.00
ADICION. GERENCIA		\$84,583.00

COSTO TOTAL		\$4,740,680.00

PROGRAMA DE AVANCE DEL TRABAJO EN S. E. EDO. DE HIDALGO

SE. TIPO CLIENTE

PROGRAMA				REAL					
I	MES	TRAB	COS/ACUM	AVANCE	I	MES	TRAB	COS/ACUM	AVANCE
1983									
1	JUNIO	4	55,776.00	3.75	1	JUNIO			
2	JULIO	9	181,272.00	12.20	2	JULIO			
3	AGOSTO	13	404,576.00	27.21	3	AGOSTO			
4	SEPTIEMBRE	20	633,256.00	40.97	4	SEPTIEMBRE			
5	OCTUBRE	20	962,136.00	64.74	5	OCTUBRE			
6	NOVIEMBRE	16	1,185,240.00	79.75	6	NOVIEMBRE			
7	DICIEMBRE	9	1,310,740.00	88.19	7	DICIEMBRE			
1984									
8	ENERO	4	1,366,510.00	91.94	8	ENERO			

COSTO PROGRAMADO M. D. D. \$ 1,366,510.00

NOTA. - No incluye Fca. Tab., Alumbrado, Pruebas y Entrega a Deptos.

PROGRAMA DE AVANCE DEL TRABAJO EN S. E. CUAUTTEMOC

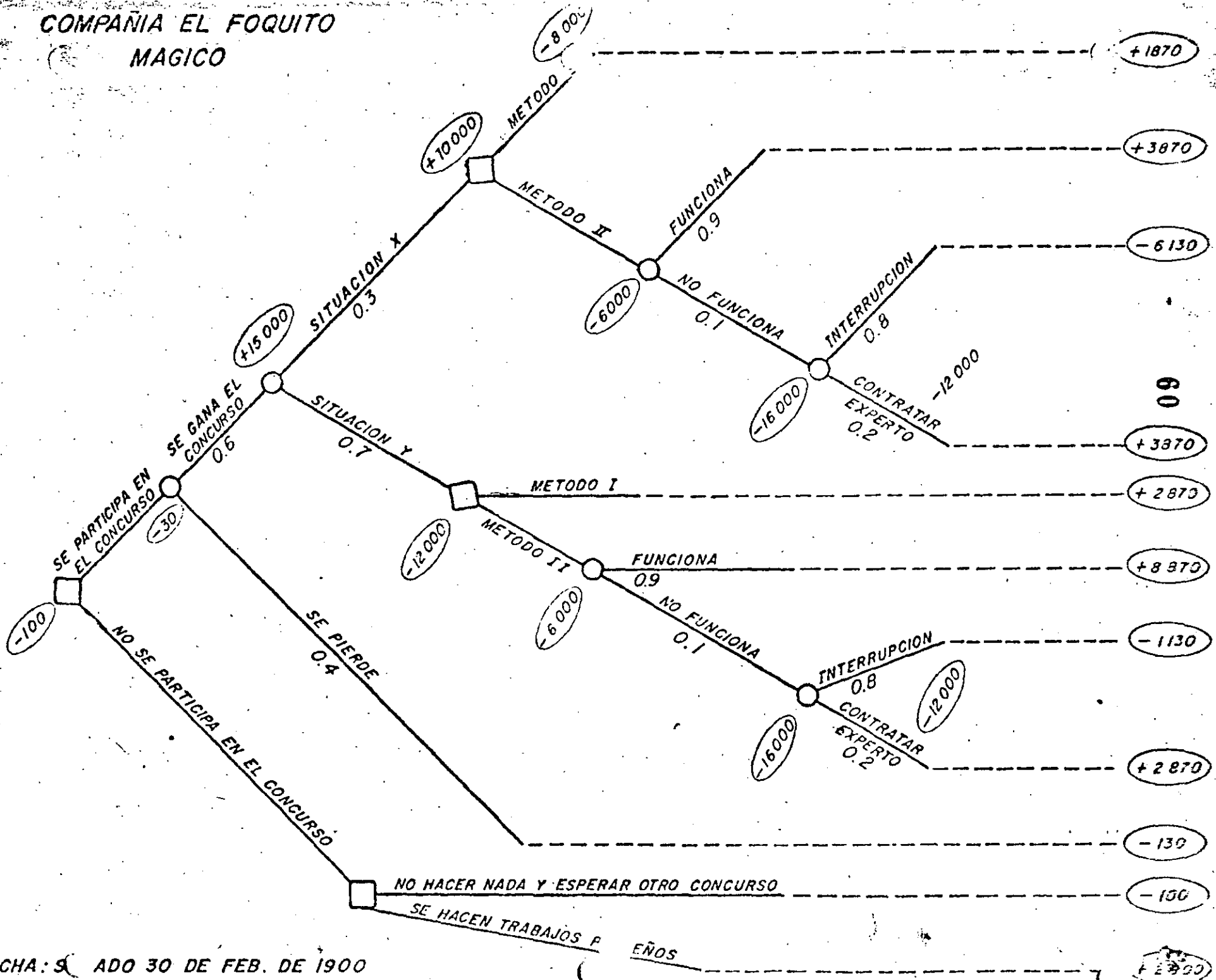
S. E. NVA 230/23 KV 3 600S 60 NVA-2 CAS-12 ALTH-3 600S CAP

PROGRAMA				REAL					
I	MES	TRAB	COS/ACUM	AVANCE	I	MES	TRAB	COS/ACUM	AVANCE
1983									
1	JUNIO	10	133,440.00	6.50	1	JUNIO			
2	JULIO	14	334,875.00	2.36	2	JULIO			
3	AGOSTO	19	577,920.00	4.22	3	AGOSTO			
4	SEPTIEMBRE	24	934,245.00	6.50	4	SEPTIEMBRE			
5	OCTUBRE	31	1,366,510.00	9.62	5	OCTUBRE			
6	NOVIEMBRE	37	1,882,440.00	13.25	6	NOVIEMBRE			
7	DICIEMBRE	44	2,498,950.00	17.57	7	DICIEMBRE			
1984									
8	ENERO	51	3,207,120.00	22.55	8	ENERO			
9	FEBRERO	57	4,091,950.00	26.17	9	FEBRERO			
10	MARZO	62	4,888,450.00	34.26	10	MARZO			
11	ABRIL	65	5,772,620.00	40.64	11	ABRIL			
12	MAYO	67	6,707,080.00	47.21	12	MAYO			
13	JUNIO	67	7,841,310.00	53.79	13	JUNIO			
14	JULIO	65	8,547,670.00	60.17	14	JULIO			
15	AGOSTO	62	9,412,200.00	68.25	15	AGOSTO			
16	SEPTIEMBRE	57	10,297,000.00	71.65	16	SEPTIEMBRE			
17	OCTUBRE	51	10,918,700.00	76.88	17	OCTUBRE			
18	NOVIEMBRE	44	11,531,700.00	81.17	18	NOVIEMBRE			
19	DICIEMBRE	37	12,047,600.00	84.50	19	DICIEMBRE			
1985									
20	ENERO	31	12,479,900.00	87.65	20	ENERO			
21	FEBRERO	24	12,814,500.00	90.20	21	FEBRERO			
22	MARZO	19	13,079,500.00	92.07	22	MARZO			
23	ABRIL	14	13,274,700.00	93.44	23	ABRIL			
24	MAYO	10	13,414,100.00	94.47	24	MAYO			

COSTO PROGRAMADO N.O.D. * 13,414,100.00

59

COMPANIA EL FOQUITO
MAGICO

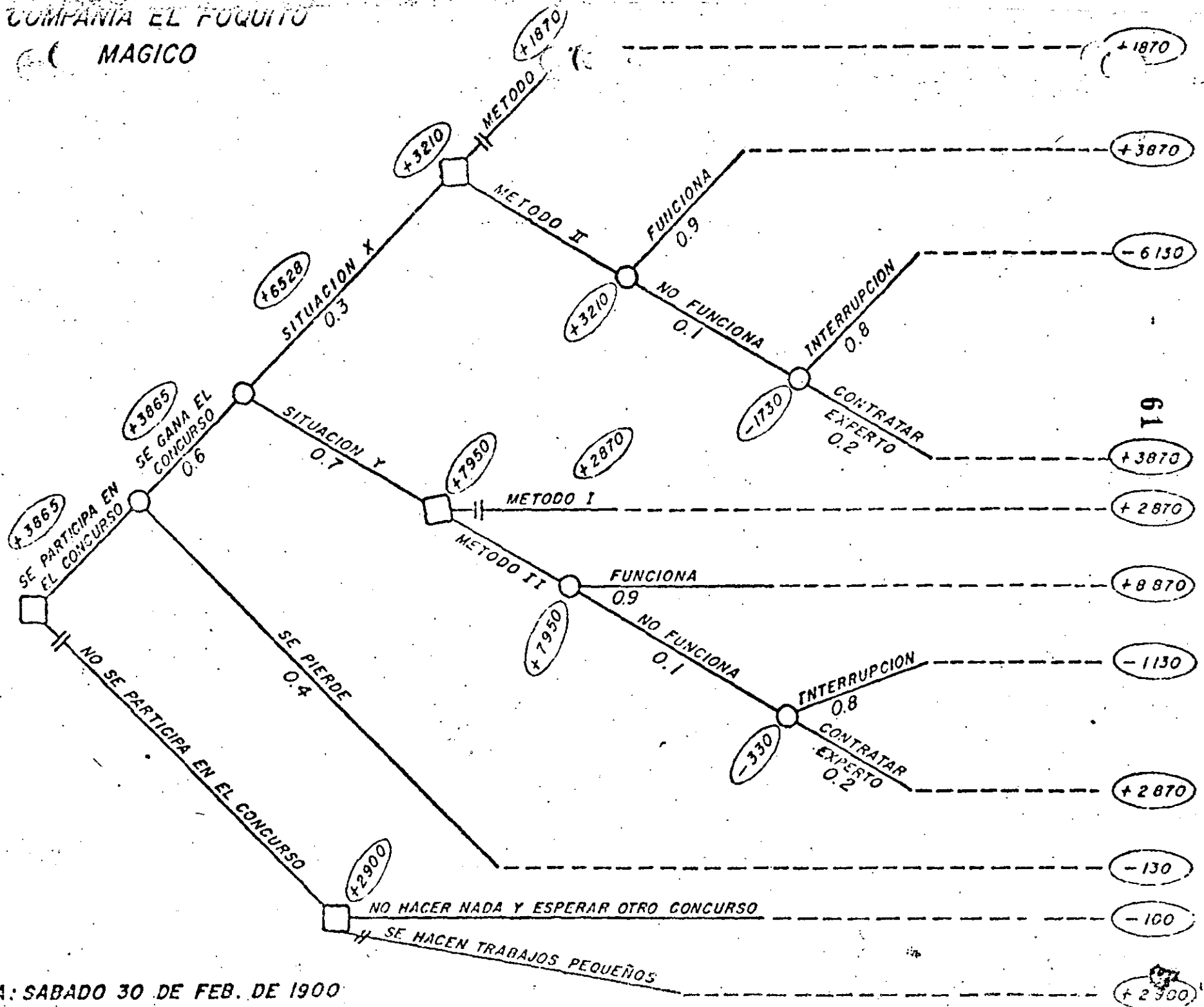


FECHA: 9 ADO 30 DE FEB. DE 1900

EÑOS

COMPANIA EL FOUQUITO

MAGICO



61

FECHA: SABADO 30 DE FEB. DE 1900

Veamos el primer cuadro que es el Mercado: tanto si hablamos de productos directos al público, como pueden ser zapatos, tornillos, etc como si hablamos de un mercado de servicios (luz eléctrica, agua potable, drenaje, etc.) éste debe ser investigado para saber exactamente los requerimientos de los usuarios y poder proporcionarles los -- productos o servicios de acuerdo a sus necesidades.

El Mercado de Servicios es el más complicado de todos los mercados -- para el fabricante porque el producto no va directamente al consumidor, hay toda una serie de gente que tiene una influencia muy fuerte en el resultado final, en la calidad de funcionamiento.

Las siguientes cuatro etapas, corresponden al fabricante de partes, a la producción de materiales.

Decisiones Básicas. -- En esta etapa, los Directivos de una empresa deciden, asesorados por sus técnicos y vendedores, si es posible o no fabricar un producto; si hay mercado para el producto, si la empresa tiene el equipo adecuado, si cuenta con el personal capacitado, en -- fin, si tiene la tecnología necesaria para emprender la fabricación.

Estas decisiones deben estar muy bien pensadas para no incurrir en errores que se reflejaran en una inadecuada o mala calidad del producto.

Programa de Requerimientos. -- De acuerdo con el tipo de producto, uso volumen probable de ventas, características de los posibles clientes

y su ubicación se planea la información que se debe dar al usuario, instalador o diseñador, los accesorios que necesita el producto, las Normas de Calidad que deben cumplir, los canales de distribución, el tiempo de entrega, en fin, todo aquello que requiere el producto para llegar a tiempo al usuario constructor y este pueda instalarlo y ponerlo a funcionar en el tiempo proyectado, si algo de esto falla, la calidad de la instalación se vera afectada.

Diseño Ingenieril.- Esta es la etapa en que se decide que forma va a tener el producto, cuales van a ser sus características de resistencia acordes con las normas, cuales sus dimensiones y se concreta la idea en dibujo o planos. Esto es el Diseño Ingenieril.

Si el diseño tiene fallas u omisiones la calidad de la instalación será afectada. Esta es la etapa del "Diseño de la Calidad del Producto". Y enfatizamos que ninguna cantidad de inspección, después de la producción, puede mejorar fallas en el diseño.

Producción.- Esta etapa se divide en dos partes; en la primera se definen las necesidades de equipo, herramienta, se seleccionan los proveedores de materias primas, y mano de obra para fabricar el producto.

Se hacen las corridas piloto en las cuales se ve la "calidad de conformación" o sea el grado de fidelidad del producto terminado con el diseño, sobre estas corridas piloto se rectifican defectos, y se llevan a cabo los ajustes necesarios para cumplir las necesidades del usuario y cubrir los requisitos que especifica la norma.

La segunda etapa comprende la producción en masa. Es en este momento cuando se establece la rutina de Control de Calidad: " Inspección ". Esta última parte tradicionalmente fue conocida como Control de Calidad; en la actualidad sabemos que sólo es uno de los componentes del Control de Calidad. Al diseñar y fabricar los productos " se hace la calidad " la inspección sólo cuida que esta calidad este de acuerdo con las normas establecidas.

Transporte.- Hace algún tiempo a ninguna persona se le hubiera ocurrido pensar que el transporte de materiales pudiera tener relación con el control de calidad. Pero ... ¿ Qué pasa si a un transportista se le ocurre completar su carga y coloca sobre materiales frágiles, o deformables que lleva, y otras cosas más, cubre su carga con una lona y se va muy orondo y al llegar; los productos rotos o deformados. Aquí se dio al traste con la calidad. En el transporte la calidad. En el transporte la calidad se conserva o se destruye. En esta actividad debe tomarse en cuenta el punto o zona geográfica en donde se va a entregar el producto, el tipo de transporte necesario o disponible y la oportunidad de entrega, todo lo cual tiende a preservar la calidad.

Selección de Materiales.- Actualmente este es un punto crucial para los materiales que van a formar una instalación o sistema, pues el proyectista generalmente no cuenta con una referencia técnica que le permita hacer una selección adecuada a las necesidades imperantes, las posibilidades económicas y los datos técnicos de comportamiento de todos los posibles productos a utilizar en una instalación. Será de gran utilidad un Manual de selección de materiales que el proyectista utilice.

Los materiales más adecuados para una instalación dada.

Un buen material mal aplicado, causa tantos o más problemas que un mal material.

Diseño de la Instalación.- Todos los técnicos relacionados con las instalaciones saben la importancia de un buen diseño, adecuado a las necesidades presentes y futuras y a las posibilidades técnico - económicas, o sea una "buena calidad de diseño".

Manejo y Almacenaje de los Productos.- Al instalador corresponde entre otras responsabilidades; el manejo y almacenaje de los productos que recibe. Por ejemplo en la industria de la construcción existe un dramático desperdicio de materiales, el cual fluctúa entre un 20 a 30 % causado por mal manejo, abundantes cortes, falta de coordinación en las operaciones, solo por mal manejo y mal sistema de almacenaje; no está considerado el material que en esta etapa, resulta fuertemente lesionado, pero, cuyo efecto no se ve hasta que está instalado e incluso en muchos casos, no antes de estar en uso.

Construcción del Sistema.- Aquí el fabricante de materiales tiene gran responsabilidad y consiste en dar al instalador toda la información necesaria; más en cuanto se trate de productos relativamente nuevos.

Si el constructor cuenta con un buen diseño, con los instructivos de instalación de los materiales utilizados, con personal capacitado para hacer esa instalación podrá garantizar una buena calidad de conformación o fidelidad de su instalación con respecto al diseño.

Operación, Funcionamiento y Mantenimiento.- El funcionamiento se re-

fiere a sistemas los cuales una vez instalados, requieren interve--
ción técnica únicamente para reparación o mantenimiento.

La operación se refiere a sistemas, cuyas características técnicas -
de funcionamiento, hacen necesaria la supervisión continúa de perso--
nal técnico capacitado. En este segundo caso es en donde es indispen--
sable contar con un instructivo o manual para operar adecuadamente -
el sistema y garantizar un servicio de buena calidad.

El mantenimiento es necesario en todas las instalaciones.

Una instalación bien diseñada, bien construida, bien manejada y con
un mantenimiento adecuado tiene una vida indefinida.

Volviendo al circuito de la calidad, si le damos un valor a la cali--
dad de cada etapa, dependiendo de la efectividad con la que fue rea--
lizada y tomando como referencia un valor máximo de uno, cuando se -
haya logrado el objetivo plenamente. El grado de calidad de la insta--
lación y por lo tanto del servicio, será el producto de todos sus --
factores de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$Q = q_1 \times q_2 \times q_3 \times q_4 \times \dots$$

De acuerdo con esto, si la calidad de una etapa fuera cero, la cali--
dad del servicio resultaría cero.

Sin embargo es lógico pensar que el peso de cada una de las etapas -
no es el mismo, y que es posible corregir, aún cuando esta correc--
ción signifique pérdida económica, de tiempo y en muchos casos des--
prestigio, para el instalador.

El análisis anterior nos demuestra que la calidad de una instalación o un sistema no es resultado de una función aislada, es el producto de todas las funciones de las empresas participantes, las cuales tienen que ver con la producción de los artículos y servicios.

Ahora bien nosotros debemos estar seguros que los principales básicos del Control total de la Calidad son válidos para cualquier tipo de empresa, para cualquier proceso de fabricación y para todas las fases de la producción.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

REGLAMENTO DE INSTALACIONES
ELECTRICAS

ENERO 1985

22-26



CONDUMEX

COMO UNA RESPUESTA A LA NECESIDAD DE CONOCER LOS REGLAMENTOS SOBRE INSTALACIONES ELECTRICAS, CONDUMEX - HIZO ESTE BREVE RESUMEN DEL LIBRO QUE EDITO LA SECRETARIA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL, EN EL AÑO DE 1981.

ESTE RESUMEN SE REGALA EXCLUSIVAMENTE A CLIENTES CONDUMEX.

17 sep

REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS
(RIE) Y LOS CONDUCTORES

ESTE REGLAMENTO EXISTE COMO DOCUMENTO OFICIAL DESDE EL 31 DE MARZO DE 1950, FECHA EN EL QUE FUE PUBLICADO POR EL DIARIO OFICIAL, PARA PRECISAR LOS REQUISITOS GENERALES PRECISAMENTE A LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS, PARA SALVAGUARDAR LA SEGURIDAD DE LOS USUARIOS Y SUS PERTENENCIAS ASÍ COMO EL ESTABLECER BASES QUE FIJEN LA FORMULACIÓN Y EXPEDICIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS QUE REGULEN DICHAS INSTALACIONES.

DESDE EL AÑO DE 1950, DICHO REGLAMENTO NO HABÍA SUFRIDO MODIFICACIÓN ALGUNA, NO FUE SINO HASTA EL 22 DE JUNIO DE 1981, EN EL QUE APARECIÓ UNA NUEVA PUBLICACIÓN YA REVISADA Y ACTUALIZADA DE ESTE REGLAMENTO Y AMPARADA POR EL DIARIO OFICIAL QUE ESPECIFICA ENTRE OTRAS COSAS:

- 1° EL PRESENTE REGLAMENTO Y SUS NORMAS TÉCNICAS, SERÁN DE OBSERVANCIA GENERAL EN TODA LA REPÚBLICA.
- 2° COMPETERÁ A LA SECRETARÍA DE PATRIMONIO Y FOMENTO INDUSTRIAL SANCIONAR ADMINISTRATIVAMENTE A LOS USUARIOS QUE VIOLAN LOS REQUISITOS FIJADOS POR EL PRESENTE ORDENAMIENTO.
- 3° SON MATERIA DE ESTE REGLAMENTO:
 - A) LAS INSTALACIONES QUE SE EMPLEAN PARA LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN CUALQUIERA DE LAS TENSIONES USUALES DE OPERACIÓN, INCLUYENDO EL EQUIPO CONECTADO A LAS MISMAS POR LOS USUARIOS
 - B) LAS SUBESTACIONES Y LAS PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA, PROPIEDAD DE LOS USUARIOS.

C) LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SU EQUIPO, QUEDANDO COMPRENDIDAS LAS LÍNEAS AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS, CONDUCTORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

D) CUALESQUIERA OTRAS INSTALACIONES QUE TENGAN POR FINALIDAD EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

3° EL EQUIPO Y LOS MATERIALES QUE SE EMPLEEN EN LAS INSTALACIONES PARA EL USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DEBEN SER ADECUADOS PARA CUMPLIR CON TAL FIN, DEBIENDO SATISFACER:

A) LOS LINEAMIENTOS CONTENIDOS EN ESTE REGLAMENTO Y SUS NORMAS TÉCNICAS, ASÍ COMO LAS NORMAS OFICIALES MEXICANAS QUE CORRESPONDAN.

B) LA PREVIA APROBACIÓN DE LA SECRETARÍA, PARA SU VENTA Y USO.

COMO SERÍA MUY EXTENSO EL TRATAR TODO EL REGLAMENTO, QUISIERAMOS ENFOCARNOS NADA MÁS A LO QUE NOS CONCIERNE EN MATERIA DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS Y LOS REQUISITOS FUNDAMENTALES DE INSTALACIÓN, MISMOS QUE PUEDEN AFECTAR EN UN MOMENTO DADO, UNA DECISIÓN EN MATERIA DE SELECCIÓN DE CONDUCTORES.

A CONTINUACIÓN MENCIONAMOS LAS PARTES DE LOS ARTÍCULOS QUE CONSIDERAMOS MÁS APLICABLES EN NUESTRO CASO:

REGLAMENTO :102.3 MARCAS DE IDENTIFICACIÓN.

TODOS LOS EQUIPOS Y MATERIALES QUE SE UTILICEN EN LAS -
INSTALACIONES ELÉCTRICAS, DEBEN TENER LA INDICACIÓN DEL NOMBRE
DEL FABRICANTE O UNA MARCA QUE PERMITA SU IDENTIFICACIÓN. ASI-
MISMO, DEBEN TENER INDICACIÓN DE SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRI-
CAS QUE PERMITAN PRECISAR CUÁL ES SU USO CORRECTO, EN LA FORMA
QUE SE INDICA EN OTRAS SECCIONES DE ESTAS NORMAS TÉCNICAS O EN
LA NORMA OFICIAL MEXICANA CORRESPONDIENTE.

102.5 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

TODA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEBE EJECUTARSE DE MANERA QUE
CUANDO ESTÉ TERMINADA, QUEDE LIBRE DE CORTOCIRCUITOS Y DE CON-
TACTOS CON TIERRA (SALVO LA CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA, PARA
FINES DE PROTECCIÓN, A QUE SE REFIERE LA SECCIÓN 206). CONSECUEN-
TEMENTE, LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN LA INSTALACIÓN DEBE -
CONSERVARSE DENTRO DE LOS LÍMITES ADECUADOS, DE ACUERDO CON LAS
CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES Y LA FORMA EN QUE ESTÁN INS-
TALADOS.

Véase la Tabla 1.5 del Apéndice 1, como guía para comprobar los valores mí-
nimos de resistencia de aislamiento.

102.6 CALIBRES DE CONDUCTORES.

LOS CALIBRES DE CONDUCTORES SE HAN DESIGNADO USANDO EL -
SISTEMA AMERICANO DE CALIBRES (AWG) Y EN CADA CASO, EN EL TEXTO
SE INDICA ENTRE PARÉNTESIS LA EQUIVALENCIA EN MILÍMETROS CUADRA-
DOS (mm^2). CUANDO EN UN ARTÍCULO SE HACE REFERENCIA A UN CIERTO
CALIBRE DE CONDUCTORES, SIN MENCIONAR MATERIAL, SE ENTIENDE QUE
SE TRATA DE CONDUCTORES DE COBRE.

102.12 INSTALACIÓN EN CONDICIONES DESFAVORABLES.

LOS MATERIALES Y EQUIPOS QUE SE INSTALAN A LA INTERIOR

O EN LUGARES HÚMEDOS O EXPUESTOS AL EFECTO DETERIORANTE O CORROSIVO DE GASES, HUMOS, VAPORES O CUALQUIER OTRO AGENTE PERJUDICIAL, O BIEN, QUEDEN EXPUESTOS A TEMPERATURAS EXCESIVAS, DEBEN ESTAR PRECISAMENTE DISEÑADOS O CONSTRUÍDOS PARA SOPORTAR LAS CONDICIONES DESFAVORABLES DEL CASO DE QUE SE TRATE.

102.13 DIS:ÑO DE INSTALACIONES.

A) DISEÑOS AMPLIOS. DENTRO DE LO POSÍBLE, NO DEBE LIMITARSE EL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN A LAS CONDICIONES INICIALES DE LA CARGA, SINO QUE DEBE DEJARSE UN MÁRGEN RAZONABLE DE CAPACIDAD PARA TOMAR EL AUMENTO NATURAL QUE TIENE TODOS LOS SERVICIOS.

B) CENTROS DE DISTRIBUCIÓN. DEBEN LOCALIZARSE LOS TABLEROS O CENTROS DE DISTRIBUCIÓN EN LUGARES FÁCILMENTE ACCESIBLES, PARA COMODIDAD Y SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO.

C) LIMITACIÓN DE DAÑOS POR FALLAS. LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN DEBEN LOCALIZARSE EN TAL FORMA, QUE, SI POR EFECTO DE UN CORTOCIRCUITO O FALLAS A TIERRA SE PRODUCIERA UNA INTERRUPCIÓN, INCENDIO, ETC., LOS DAÑOS QUEDEN CONFINADOS, EN LO POSÍBLE, A LA SECCIÓN EN QUE SE ENCUENTREN LOS CONDUCTORES Y TRAMOS DE CANALIZACIÓN AFECTADOS Y NO QUE DEN INVOLUCRADOS LOS SERVICIOS TOTALES DEL USUARIO NI, SOBRE TODO, LOS SERVICIOS ESENCIALES O DE EMERGENCIA.

D) TODA LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEBE EJECUTARSE DE ACUERDO CON UN PLANO PREVIAMENTE ELABORADO; ADEMÁS, CUALQUIER MODIFICACIÓN A LA INSTALACIÓN DEBE ANOTARSE EN EL MISMO O EN UN NUEVO PLANO. EL PLANO ACTUALIZADO DE LA INSTALACIÓN DEBE CONSERVARSE EN PODER DEL PROPIETARIO DEL INMUEBLE PARA FINES DE MANTENIMIENTO.

LO ANTERIOR ES INDEPENDIENTE DE QUE, EN CADA CASO PARTICULAR, EXISTA O NO LA OBLIGACIÓN DE PRESENTAR PLANOS DE LA INSTALACIÓN A LA AUTORIDAD, PARA SU APROBACIÓN, SEGÚN LO ES-

TABLEZCA LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU REGLAMENTO.

ACOMETIDAS.

201.2 A) EN GENERAL, EL SERVICIO A UN INMUEBLE DEBE ABASTECERSE POR MEDIO DE UNA SOLA ACOMETIDA.

B) EN EL CASO DE REQUERIRSE LA INSTALACIÓN DE MÁS DE UNA ACOMETIDA PARA EL SERVICIO A UN INMUEBLE, DEBE CUMPLIRSE CON LO QUE, AL RESPECTO, DISPONGA LA SECRETARÍA O INDIQUE EL SU MINISTRADOR, EN BASE AL REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

C) CUANDO LAS ACOMETIDAS SE INSTALEN EN UNA CANALIZACIÓN, ÉSTA NO DEBE CONTENER A OTROS CONDUCTORES, EXCEPTO CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA.

D) LOS CONDUCTORES DE UNA ACOMETIDA QUE ABASTEZCA A UN EDIFICIO, NO DEBE PASAR A TRAVÉS DE OTRO EDIFICIO O ESTRUCTURA.

E) OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LAS ACOMETIDAS Y DE SU INSTALACIÓN SON MATERIA DE LAS NORMAS PROPIAS DEL ORGANISMO SU MINISTRADOR.

201.3 EDIFICIOS PARA VARIOS USUARIOS.

LOS EDIFICIOS PARA VARIOS USUARIOS PUEDEN TENER DOS O MÁS JUEGOS DE CONDUCTORES DE ENTRADA DE SERVICIO, DERIVADOS DE UNA SOLA ACOMETIDA, PARA ALIMENTAR A LOS DIFERENTES SERVICIOS.

LAS PARTES DE UN EDIFICIO QUE TENGAN ENTRADA INDEPENDIENTE POR LA CALLE Y QUE NO SE COMUNIQUEN INTERIORMENTE CON EL RESTO DEL EDIFICIO, PUEDEN CONSIDERARSE COMO EDIFICIOS SEPARADOS Y, POR LO TANTO, ABASTECERSE CON DIFERENTES ACOMETIDAS.

201.4 EQUIPO DEL SERVICIO.

EL EQUIPO DEL SERVICIO EN UN INMUEBLE DEBE QUEDAR SITUADO EN UN LOCAL QUE ESTÉ LIBRE DE MATERIAL FÁCILMENTE INFLAMABLE Y QUE SEA DE DIMENSIONES TALES, QUE PERMITA AL PERSONAL DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA EFECTUAR, CON FACILIDAD Y SEGURIDAD, LA INSTALACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y RETIRO DEL MISMO EQUIPO. ASIMISMO, EL EQUIPO DEL SERVICIO DEBE QUEDAR LOCALIZADO EN UN LUGAR DE FÁCIL ACCESO PARA EL PERSONAL DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA.

MEDIOS DE DESCONEXION Y PROTECCION

201.10 LOCALIZACIÓN.

EL INTERRUPTOR EMPLEADO COMO MEDIO DE DESCONEXIÓN PRINCIPAL DEL USUARIO Y EL DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN PRINCIPAL DEBEN QUEDAR SITUADOS EN UN LUGAR EN EL CUAL SEAN FÁCILMENTE ACCESIBLES, PRÓXIMOS AL LUGAR DE ENTRADA DE LA ACOMETIDA Y A UNA DISTANCIA NO MAYOR DE 5 METROS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.

201.12 CONEXIÓN DIRECTA.

EN NINGÚN MOMENTO LA INSTALACIÓN DEL USUARIO DEBE QUEDAR CONECTADA DIRECTAMENTE AL SISTEMA SUMINISTRADOR, SINO QUE SIEMPRE DEBE ESTARLO A TRAVÉS DE SU CORRESPONDIENTE EQUIPO DE DESCONEXIÓN Y PROTECCIÓN.

CIRCUITOS DERIVADOS.

202.3 LOS CIRCUITOS DERIVADOS QUE ALIMENTAN VARIAS CARGAS - PUEDEN SER DE 15, 20, 30, 40 Y 50 AMPERES. LAS CARGAS INDIVIDUALES MAYORES DE 50 AMPERES DEBEN ALIMENTARSE CON CIRCUITOS DERIVADOS INDIVIDUALES, DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 202.10.

202.4 COLORES DE IDENTIFICACIÓN.

A) EL CONDUCTOR PARA PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS DEBE IDENTIFICARSE, CUANDO ES AISLADO, CON UN COLOR DIFERENTE AL DE LOS OTROS CONDUCTORES, DE PREFERENCIA COLOR VERDE.

B) SE RECOMIENDA QUE EL CONDUCTOR NEUTRO Y LOS

CIRCUITO ALIMENTADOR203.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.

LOS CONDUCTORES DE LOS CIRCUITOS ALIMENTADORES DEBEN -- TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE NO MENOR QUE LA CORRESPONDIENTE A LA CARGA POR SERVIR. EN LA SECCIÓN 204 SE DAN BASES PARA DETERMINAR LA DEMANDA MÁXIMA DE LOS ALIMENTADORES.

INDEPENDIEMENTE DE LO ANTERIOR, EL CALIBRE DE LOS -- CONDUCTORES ALIMENTADORES NO DEBE SER MENOR QUE EL NO. 10 AWG- (5.26 MM²) EN LOS SIGUIENTES CASOS:

1) CUANDO UN ALIMENTADOR BIFILAR ABASTEZCA A TRES O MÁS CIRCUITOS DERIVADOS BIFILARES; 2) CUANDO UN ALIMENTADOR TRIFILAR ABASTEZCA A TRES O MÁS CIRCUITOS DERIVADOS BIFILARES; 3) CUANDO UN ALIMENTADOR TRIFILAR ABASTEZCA A DOS O MÁS CIRCUITOS DERIVADOS TRIFILARES.

203.3 CAÍDA DE TENSIÓN.

EL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO ALIMENTADOR QUE ABASTEZCA A CIRCUITOS DERIVADOS DE ALUMBRADO, FUERZA O CALEFACCIÓN, DEBE SER TAL, QUE LA CAÍDA DE TENSIÓN DESDE LA ENTRADA DEL SERVICIO HASTA LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE LOS CIRCUITOS DERIVADOS, NO EXCEDA DEL 3 POR CIENTO. HAY QUE CONSIDERAR, ADEMÁS, QUE LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL EN ALIMENTADORES Y CIRCUITOS DERIVADOS NO DEBE EXCEDER DEL 5 POR CIENTO.

203.5 CIRCUITOS ALIMENTADORES CON NEUTRO COMÚN.

SE PUEDE EMPLEAR UN NEUTRO COMÚN PARA TRES CIRCUITOS -- ALIMENTADORES COMO MÁXIMO. CUANDO SE ALOJEN DENTRO DE CANALIZACIONES METÁLICAS, TODOS LOS CONDUCTORES DE CIRCUITOS ALIMENTADORES QUE EMPLEEN UN NEUTRO COMÚN, DEBEN IR JUNTOS DENTRO DE LA MISMA CANALIZACIÓN.

203.7 DERIVACIONES.

LAS DERIVACIONES QUE SE HAGAN A PARTIR DE UN CIRCUITO ALIMENTADOR DEBEN SATISFACER LOS SIGUIENTES REQUISITOS:

A) DERIVACIONES MAYORES DE 10 METROS. LOS CONDUCTORES DE ESTAS DERIVACIONES DEBEN TENER LA MISMA CAPACIDAD DE CORRIENTE QUE EL CIRCUITO ALIMENTADOR.

B) DERIVACIONES HASTA DE 10 METROS COMO MÁXIMO. LOS CONDUCTORES DE ESTAS DERIVACIONES PUEDEN SER DE CALIBRES MENOR QUE LOS DEL CIRCUITO ALIMENTADOR, SIEMPRE QUE SE CUMPLA CON LO SIGUIENTE:

B.1 LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE LA DERIVACIÓN, ADEMÁS DE SER SUFICIENTE PARA LA CARGA POR ALIMENTAR; DEBE SER POR LO MENOS IGUAL A UN TERCIO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL ALIMENTADOR.

Excepción. Las derivaciones hasta de 3 metros como máximo no necesitan cumplir con este requisito.

CÁLCULO DE LA CARGA DE LOS CIRCUITOS.

204.2 CÁLCULO DE LA CARGA EN LOS CIRCUITOS DERIVADOS.

A) CARGA DE ALUMBRADO:

A.1 EN EL CASO GENERAL, LA CARGA DE ALUMBRADO EN CIRCUITOS DERIVADOS DEBE CONSIDERARSE IGUAL AL 100 POR CIENTO DE LA CARGA CONECTADA AL CIRCUITO.

EN CASAS HABITACIÓN Y CUARTOS DE HOTELES, PARA EFECTOS DE CÁLCULO, DEBE ASIGNARSE UNA CARGA MÍNIMA DE 125 WATTS POR CADA SALIDA DE ALUMBRADO. EN ESTOS MISMOS LOCALES, DEBE ASIGNARSE UNA CARGA MÍNIMA DE 180 WATTS A CADA UNO DE LOS CONTACTOS DE USO GENERAL, QUE PUEDAN ESTAR CONECTADOS CONJUNTAMENTE CON SALIDAS DE ALUMBRADO EN UN MISMO CIRCUITO-

DERIVADO Y QUE NO SEAN LOS QUE SE MENCIONAN EN EL ARTÍCULO - 204.3 (MISMO P.).

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

205.5 INSTALACIÓN DE FUSIBLES DE TAPÓN CON ROSCA.

NO DEBEN USARSE FUSIBLES DE TAPÓN CON ROSCA EN CIRCUITOS QUE TENGAN UNA TENSIÓN ENTRE CONDUCTORES MAYOR DE 127 -- VOLTS, EXCEPTO EN EL CASO EN QUE DICHOS CIRCUITOS ESTÁN ALIMENTADOS POR UN SISTEMA CON NEUTRO PUESTO A TIERRA Y SIEMPRE QUE LA TENSIÓN DE CUALQUIERA DE LOS CONDUCTORES CON RESPECTO A TIERRA NO EXCEDA DE 150 VOLTS.

LOS FUSIBLES DE TAPÓN CON ROSCA DEBEN INSTALARSE EN EL LADO DE LA CARGA DEL CIRCUITO.

205.14 UBICACIÓN EN LOS LOCALES.

LOS DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE DEBEN COLOCARSE -- DONDE:

- A) SEAN FÁCILMENTE ACCESIBLES.
- B) NO ESTÉN EXPUESTOS A DAÑO MECÁNICO.
- C) NO ESTÉN EN LA VECINDAD DE MATERIAL FÁCILMENTE INFLAMABLE.

PUESTA A TIERRA.

206.5 CIRCUITOS Y SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA.

- A) CIRCUITOS DE MENOS DE 50 VOLTS. ESTOS CIRCUITOS REQUIEREN CONECTARSE A TIERRA, EXCEPTO EN LOS CASOS SIGUIENTES:

EXCEPCIÓN 1. CUANDO SE ALIMENTAN POR MEDIO DE -- TRANSFORMADORES CUYO PRIMARIO ESTÁ CONECTADO A UNA -- TENSIÓN MAYOR DE 150 VOLTS. A TIERRA.

EXCEPCIÓN 2. CUANDO EL PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR QUE LOS ALIMENTA ESTÁ CONECTADO A UN SISTEMA NO PUESTO A TIERRA.

EXCEPCIÓN 3. CUANDO EL CIRCUITO INCLUYE CONDUCTORES AÉREOS FUERA DE LOS EDIFICIOS.

B) SISTEMAS DE 50 HASTA 1000 VOLTS. LOS SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA INDICADOS A CONTINUACIÓN, DEBEN SER PUESTOS A TIERRA.

B.3 EL SISTEMA TRIFÁSICO CONEXIÓN DELTA DE 240-120 - VOLTS. 4 HILOS, EN EL CUAL UN CONDUCTOR DEL CIRCUITO SE DERIVA DEL PUNTO MEDIO DEL DEVANADO DE UNA FASE.

EXCEPCIÓN 1. SISTEMAS ELÉCTRICOS USADOS EXCLUSIVAMENTE PARA ALIMENTAR HORNOS INDUSTRIALES DE FUNDICIÓN, - REFINADO, TEMPLADO, ETC., NO REQUIEREN SER PUESTOS A TIERRA.

EXCEPCIÓN 2. LOS CIRCUITOS A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 206.6

206.6. CIRCUITOS QUE NO DEBEN ESTAR CONECTADOS A TIERRA.

NO DEBEN ESTAR CONECTADOS A TIERRA LOS CIRCUITOS QUE ALIMENTEN A LOS CONDUCTORES DE CONTACTO DE GRÚAS VIAJERAS O EQUIPO SIMILAR, QUE FUNCIONEN EN ATMÓSFERAS DONDE PUEDA HABER PARTÍCULAS DE FIBRAS COMBUSTIBLES O PELUSA, DEBIDO AL MANEJO O ALMACENAMIENTO DE ESTAS FIBRAS, O SEA, EN LUGARES DE CLASE III, QUE SE MENCIONAN EN LA SECCIÓN 501.

206.13 CONEXIÓN A TIERRA DE LOS SERVICIOS EN SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA.

EN UN SISTEMA SECUNDARIO DE SUMINISTRO PUESTO A TIERRA, CADA SERVICIO INDIVIDUAL DEBE TENER UNA CONEXIÓN A UN

ELECTRODO DE TIERRA. ESTA CONEXIÓN DEBE HACERSE, COMO PARTE-DE LA INSTALACIÓN DEL USUARIO, EN EL LADO DE ABASTECIMIENTO-DEL MEDIO DE DESCONEXIÓN PRINCIPAL Y NO EN EL LADO DE LA CAR- GA.

206.29 EQUIPO CONECTADO MEDIANTE CORDÓN Y CLAVIJA

DEBERÁN PONERSE A TIERRA LOS SIGUIENTES EQUIPOS:

C) EN CASAS HABITACIÓN Y LOCALES

C.1 REFRIGERADORES, CONGELADORES Y APARATOS DE AIRE ACON- DICIONADO.

C.2 LAVADORAS Y SECADORAS DE ROPA Y MÁQUINAS LAVAPLATOS.

C.3 HERRAMIENTAS Y APARATOS PORTÁTILES DE SUJECCIÓN MANUAL Y ACCIONADOS POR MOTOR ELÉCTRICO DE LOS SIGUIENTES - TIPOS:

TALADROS, PODADORAS DE ARBUSTOS, SEGADORAS DE - PASTO, PULIDORAS DE PISOS, ESMERILES Y SIERRAS.

206.46 TUBERÍAS DE AGUA.

UNA TUBERÍA METÁLICA SUBTERRÁNEA PARA LA CONDUCCIÓN - DE AGUA FRÍA PUEDE USARSE COMO ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA, PERO QUE ESTÉ EN CONTACTO DIRECTO CON LA TIERRA CUANDO MENOS EN UNA LONGITUD DE 3 METROS.

206.47 OTROS ELECTRODOS UTILIZABLES.

OTROS ELEMENTOS METÁLICOS QUE PUEDEN SER UTILIZADOS- COMO ELECTRODOS DE TIERRA, SON LOS SIGUIENTES:

A) LA ESTRUCTURA METÁLICA DE UN EDIFICIO SI ESTÁ -- EFECTIVAMENTE PUESTA A TIERRA.

B) LAS VARILLAS DE REFUERZO DE ACERO UBICADAS CERCA DEL FONDO DE UNA CIMENTACIÓN DE CONCRETO QUE ES- TÉ EN CONTACTO DIRECTO CON LA TIERRA. ES CONVE - NIENTE, PARA ESTE FIN, QUE LAS VARILLAS SEAN DE

13 MM. DE DIÁMETRO, COMO MÍNIMO Y DE UNA LONGITUD NO MENOR DE 6 METROS.

- C) OTROS SISTEMAS METÁLICOS, TALES COMO LA TUBERÍA METÁLICA DE REVESTIMIENTO DE UN POZO PROFUNDO, UNA CAÑERÍA METÁLICA DE DRENAJE, UN TANQUE METÁLICO O SIMILARES, CON EXCEPCIÓN DE TUBERÍAS O TANQUES QUE CONTENGAN ALGÚN MATERIAL COMBUSTIBLE.

206.48 ELECTRODOS ARTIFICIALES (ELECTRODOS CONSTRUÍDOS ESPECIALMENTE).

DONDE NO SE DISPONGA DE ALGUNO DE LOS ELECTRODOS -- DESCRITOS EN LOS DOS ARTÍCULOS PRECEDENTES, EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA PUEDE ESTAR CONSTITUIDO POR UN TUBO, UNA BARRA O UNA PLACA ENTERRADOS O POR OTRO DISPOSITIVO APROPIADO PARA EL OBJETO, QUE LLENE LOS REQUISITOS SIGUIENTES:

- A) ELECTRODOS DE PLACA. CADA ELECTRODO DE PLACA DEBE TENER POR LO MENOS 2 000 CENTÍMETROS CUADRADOS DE SUPERFICIE EN CONTACTO CON LA TIERRA. LOS ELECTRODOS DE PLACAS DE FIERRO O ACERO DEBEN TENER UN ESPESOR NO MENOR DE 6 MILÍMETROS Y LOS DE METAL NO FERROSO, NO MENOR DE 2 MILÍMETROS.
- B) ELECTRODOS DE TUBO. LOS ELECTRODOS DE TUBO DEBEN TENER POR LO MENOS 19 MILÍMETROS DE DIÁMETRO EXTERIOR Y SI SON DE FIERRO O ACERO, DEBEN ESTAR GALVANIZADOS.
- C) ELECTRODOS DE BARRA. LOS ELECTRODOS DE BARRA DE ACERO O DE FIERRO DEBEN TENER POR LO MENOS 1.6-CENTÍMETROS DE DIÁMETRO (2.0 CENTÍMETROS CUADRADOS DE SECCIÓN TRANSVERSAL). LAS BARRAS DE MATERIALES NO FERROSOS DEBEN TENER UN DIÁMETRO NO MENOR DE 1.27 CENTÍMETROS (1.26 CENTÍMETROS CUA

DRADOS DE SECCIÓN TRANSVERSAL).

206.56 SISTEMA DE CORRIENTE DIRECTA. CALIBRE DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA.

EL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA PARA UN SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE CORRIENTE DIRECTA, NO DEBE SER MÁS DELGADO QUE EL GRUESO ABASTECIDO POR EL SISTEMA, O SU EQUIVALENTE SI NO SON DEL MISMO MATERIAL. EN NINGÚN CASO EL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DEBE SER MÁS DELGADO QUE EL CALIBRE No.8 AWG (8.37 MM²) DE COBRE.

206.57 SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA. CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE TIERRA.

<u>AWG o MCM (COBRE)</u>	<u>AWG o MCM (COBRE)</u>
2 o MENOR	8
1/0	6
2/0 o 3/0	4
4/0 A 350 MCM	2
400 A 600 MCM	1/0
MAYOR DE 600 A 1100	2/0
MÁS DE 1100 MCM	3/0

206.69 MEDIOS DE CONEXIÓN A CIRCUITOS Y A EQUIPO.

LA CONEXIÓN ENTRE EL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA O LOS PUENTES DE UNIÓN Y LOS TUBOS, GABINETES, EQUIPO, ETC., QUE REQUIEREN SER PUESTOS A TIERRA, DEBE HACERSE POR MEDIO DE ZAPATAS, CONECTORES DE PRESIÓN, ABRAZADERAS U OTRO ACCESORIO SEMEJANTE. NO DEBE UTILIZARSE NINGÚN MEDIO DE CONEXIÓN QUE INCORPORA UNIONES HECHAS CON SOLDADURA DE ALEACIÓN DE ESTAÑO (SOLDADURA SUAVE).

MÉTODOS DE INSTALACIÓN. (CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN).

301.6 CONTINUIDAD DE CONDUCTORES.

- A) EN TUBOS Y EN DUCTOS CERRADOS SIN TAPA, LOS CONDUCTORES DEBEN SER FÍSICAMENTE CONTINUOS (SIN EMPALMES) ENTRE DOS CAJAS O ENTRE DOS ACCESORIOS -- CONSECUTIVOS.

301.7 LONGITUD LIBRE DE LOS CONDUCTORES EN LAS CAJAS DE SALIDA.

DEBE DEJARSE UNA LONGITUD SUFICIENTE DE CONDUCTOR DISPONIBLE EN CADA CAJA DE SALIDA, QUE DÉ FACILIDAD, TANTO PARA LA CONEXIÓN DE APARATOS Y DISPOSITIVOS, COMO PARA EMPALMES -- DENTRO DE LAS MISMAS Y PREVIENDO POSIBLES MODIFICACIONES O -- CORTES EN LA LONGITUD DEL PROPIO CONDUCTOR. EN EL CASO GENERAL, UNA LONGITUD LIBRE DE 15 CENTÍMETROS, COMO MÍNIMO, SE -- CONSIDERA ADECUADA PARA ESTE PROPÓSITO.

301.9 CONDUCTORES DE DIFERENTES SISTEMAS.

CUANDO SE TENGAN CONDUCTORES DE DIFERENTES SISTEMAS -- EN UNA MISMA INSTALACIÓN, DEBEN SATISFACER LOS REQUISITOS -- QUE A CONTINUACIÓN SE MENCIONAN, APLICABLES EN CADA CASO..

- A) LOS CONDUCTORES DE FUERZA Y ALUMBRADO CORRESPONDIENTES A SISTEMAS DE TENSIONES DIFERENTES, COMO POR EJEMPLO, UN SISTEMA TRIFÁSICO A 220 VOLTS., 3 Ó 4 HILOS, O UN SISTEMA TRIFÁSICO DE 440 VOLTS., 3 Ó 4 HILOS, O CUALQUIER OTRO SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA O CONTINUA DE TENSIÓN DIFERENTE, NO DEBEN OCUPAR LA MISMA CANALIZACIÓN. NO ES NECESARIO SEPARAR LOS CIRCUITOS DE ALUMBRADO DE LOS DE FUERZA NI LOS MONOFÁSICOS DE LOS TRIFÁSICOS CORRESPONDIENTES AL MISMO SISTEMA. ESTO SE APLICA IGUALMENTE PARA CONDUCTORES DE SISTEMAS QUE OPEREN A MÁS--

DE 600 VOLTS.

- B) LOS CONDUCTORES DE SISTEMAS DE FUERZA Y ALUMBRADO DE CORRIENTE CONTINUA, ASÍ COMO LOS DE CORRIENTE-ALTERNA DE FRECUENCIA ESPECIAL, NO DEBEN OCUPAR LA MISMA CANALIZACIÓN QUE LOS CONDUCTORES DE FUERZA Y ALUMBRADO DE SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA - QUE OPEREN A LA FRECUENCIA NORMAL DE SUMINISTRO.

301.10 NÚMERO DE CONDUCTORES PERMITIDOS EN UNA CANALIZACIÓN.

EN GENERAL, AL INSTALARSE CONDUCTORES EN UNA CANALIZACIÓN DEBE HABER SUFICIENTE ESPACIO LIBRE, QUE PERMITA LA DISTRIBUCIÓN DEL CALOR GENERADO Y UNA FÁCIL INSTALACIÓN Y REMOCIÓN DE LOS MISMOS CONDUCTORES. PARA UN TIPO ESPECÍFICO DE CANALIZACIÓN, VÉASE LA SECCIÓN CORRESPONDIENTE A TAL CANALIZACIÓN EN ESTE MISMO CAPÍTULO.

301.11 COLOCACIÓN DE LOS CONDUCTORES EN LAS CANALIZACIONES.

LAS CANALIZACIONES DEBEN LIMPIARSE INTERIORMENTE PARA EVITAR REBABA O SALIENTES QUE PUDIERAN DAÑAR A LOS CONDUCTORES. NO DEBEN USARSE LUBRICANTES O LIMPIADORES QUE PUEDAN DAÑAR EL AISLAMIENTO DE DICHS CONDUCTORES.

301.15 PREVENCIÓN CONTRA LA PROPAGACIÓN DE INCENDIOS.

LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEBEN HACERSE EN TAL FORMA, QUE SE REDUZCA AL MÍNIMO LA POSIBILIDAD DE PROPAGACIÓN DE INCENDIOS A TRAVÉS DE CUBOS VERTICALES DE EDIFICIOS, DUCTOS DE EXTRACCIÓN Y DUCTOS DE VENTILACIÓN Y AIRE ACONDICIONADO.

CONDUCTORES DE USO EN GENERAL.

302.2 USO DE CONDUCTORES DESNUDOS.

EN INSTALACIONES DE UTILIZACIÓN, PUEDEN USARSE CONDUCTORES

TORES DESNUDOS EN LOS SIGUIENTES CASOS:

- A) PARA CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA, DENTRO DE LA MISMA CANALIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES AISLADOS -- DEL CIRCUITO O BIEN, LLEVANDO EN FORMA INDEPENDIENTE COMO SE INDICA EN LA SECCIÓN 206.
- B) EN LÍNEAS AÉREAS, EN EL EXTERIOR DE EDIFICIOS.

302.3 USO DE CONDUCTORES AISLADOS.

LOS CONDUCTORES QUE SE EMPLEEN EN INSTALACIONES DE -- UTILIZACIÓN DEBEN ESTAR AISLADOS, DE ACUERDO CON SU TENSIÓN -- DE SERVICIO Y CONDICIONES DE OPERACIÓN, EXCEPTO EN LOS CASOS -- QUE SE MENCIONAN EN EL ARTÍCULO 302.2 ANTERIOR.

LA TABLA 302.3 MUESTRA LOS TIPOS DE CONDUCTORES AISLADOS MÁS COMÚNES, PARA TENSIONES, PARA TENSIONES HASTA DE 600 VOLTS. Y LAS CARACTERÍSTICAS DE SU AISLAMIENTO. ESTOS CONDUCTORES DEBEN USARSE DE MANERA QUE NO SOBREPASEN LA TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN INDICADA EN LA MISMA TABLA 302.3 PARA EL TIPO DE AISLAMIENTO DE QUE SE TRATE.

302.4 CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES AISLADOS.

- A) FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO. LA TABLA 302.4 A) MUESTRA LOS FACTORES DE CORRECCIÓN QUE DEBEN APLICARSE CUANDO EL NÚMERO DE CONDUCTORES -- ALOJADOS EN UNA MISMA CANALIZACIÓN O EN UN CABLE-- MULTICONDUCTOR, ES MAYOR DE 3.
- B) FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE. LA TABLA 302.4 B), MUESTRA LOS FACTORES DE CORRECCIÓN QUE DEBEN APLICARSE PARA CONDICIONES DE TEMPERATURA AMBIENTE (DEL LOCAL O DEL LUGAR EN QUE -- SE ENCUENTREN LOS CONDUCTORES) DE 31°C O MAYOR.

302.5 APLICACIÓN DE CONDUCTORES AISLADOS.

- A) LAS APLICACIONES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE CONDUCTORES AISLADOS SE MUESTRAN EN LA TABLA 302.3
- B) LOCALES O LUGARES MOJADOS. LOS CONDUCTORES AISLADOS QUE SE USEN EN LOCALES O LUGARES MOJADOS O DONDE HAYA CONDENSACIÓN O ACUMULACIÓN DE HUMEDAD DENTRO DE LAS CANALIZACIONES, DEBEN TENER AISLAMIENTO RESISTENTE A LA HUMEDAD O BIEN UNA CUBIERTA EXTERIOR DE TIPO APROBADO PARA ESTAS CONDICIONES DE TRABAJO.
- DICHOS CONDUCTORES NO SON ADECUADOS PARA ENTERRARSE DIRECTAMENTE, A MENOS QUE SE TRATE DE UN TIPO ESPECÍFICAMENTE APROBADO PARA ESTE USO.
- C) CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS. LOS CONDUCTORES QUE SE INSTALEN ENTERRADOS DIRECTAMENTE O EN CANALIZACIONES SUBTERRÁNEAS, DEBEN SER DEL TIPO ADECUADO Y APROBADOS PARA TAL USO. CUANDO SEA NECESARIO, DEBEN PROTEGERSE CONTRA DAÑO MECÁNICO POR MEDIOS TALES, COMO PLACAS METÁLICAS, LOSAS DE CONCRETO, DUCTOS, ETC.
- D) CORROSIÓN. LOS CONDUCTORES EXPUESTOS A VAPORES, ACEITES, GRASAS, GASES, HUMOS Y OTRAS SUSTANCIAS QUE PUEDAN DETERIORAR AL CONDUCTOR O A SU AISLAMIENTO, DEBEN SER DEL TIPO APROBADO PARA ESTE PROPÓSITO.
- E) CALIBRE MÍNIMO. LOS ALAMBRES Y CABLES DE INSTALACIÓN NO DEBEN SER MENORES QUE EL NO. 14 AWG (2.08MM²) SALVO LOS CASOS DE EXCEPCIÓN QUE CONSIDERAN ALGUNAS SECCIONES DE ESTAS NORMAS TÉCNICAS. NO SE INCLUYEN EN ESTA DISPOSICIÓN LOS CONDUCTORES USADOS EN CIRCUITOS DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEÑALIZACIÓN.

- F) CABLES. LOS CONDUCTORES NO. 8 AWG (8.37 MM²) O MAYORES, INSTALADOS EN CANALIZACIONES, DEBEN SER CABLES (O SEA, FORMADOS POR VARIOS HILOS TRENZADOS), EXCEPTO CUANDO SE USEN COMO BARRAS COLECTORAS.
- G) CONDUCTORES EN PARALELO. CUANDO SE USEN CONDUCTORES EN PARALELO, DEBEN TENER LAS MISMAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS O SEA, IGUAL LONGITUD, IGUAL TIPO DE AISLAMIENTO, EL MISMO MATERIAL DEL CONDUCTOR, CON LA MISMA SECCIÓN TRANSVERSAL; ASÍ COMO UNIRSE FIRMEMENTE EN SUS EXTREMOS PARA ASEGURAR UNA DISTRIBUCIÓN UNIFORME DE CORRIENTE ENTRE LOS MISMOS CONDUCTORES.

303.3 USO PERMITIDO.

LOS CORDONES Y CABLES FLEXIBLES PUEDEN USARSE PARA:

- A) CONEXIÓN DE APARATOS Y LÁMPARAS PORTÁTILES
- B) CONEXIONES COLGANTES
- C) ALAMBRADO DE LUMINARIOS
- D) ELEVADORES.
- E) CONEXIÓN DE EQUIPOS ESTACIONARIOS A FIN DE FACILITAR SU FRECUENTE CAMBIO.
- F) LOS CASOS EN QUE SE QUIERA IMPEDIR LA TRANSMISIÓN DE RUIDO O VIBRACIONES.
- G) FACILITAR LA DESCONEXIÓN DE APARATOS PARA SU MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN.

303.4 USO PROHIBIDO.

LOS CORDONES Y CABLES FLEXIBLES NO DEBEN USARSE:

- A) COMO SUBSTITUTOS DE INSTALACIONES FIJAS EN ESTRUCTURAS.
- B) INSTALADOS A TRAVÉS DE ORIFICIOS EN PAREDES, TECHOS O PISOS.

- C) INSTALADOS A TRAVÉS DE MARCOS DE PUERTAS, VENTANAS, O ABERTURAS SIMILARES.
- D) FIJADOS A SUPERFICIES DE INMUEBLES.
- E) OCULTOS DENTRO DE PAREDES, TECHOS O PISOS DE INMUEBLES.

303.5 EMPALMES.

LOS CORDONES Y CABLES FLEXIBLES DEBEN USARSE SÓLAMENTE EN LONGITUDES CONTINUAS, SIN EMPALMES NI DERIVADOS.

303.7 CALIBRE MÍNIMO.

LOS CONDUCTORES INDIVIDUALES DE LOS CORDONES Y CABLES FLEXIBLES NO DEBEN SER DE UN CALIBRE MENOR QUE EL -- No. 18 AWG (0.82 MM²) EXCEPTO LOS CASOS EN QUE LA SECRETARÍA AUTORICE UN CALIBRE MENOR PARA CONEXIÓN DE APARATOS ESPECÍFICOS.

TUBO METÁLICO RÍGIDO (PESADO- SEMI/PESADO-LIGERO)

304.3 LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL TUBO DEBE SER CIRCULAR. NO DEBE USARSE TUBO METÁLICO RÍGIDO DE DIÁMETRO NOMINAL INFERIOR A 13 MILÍMETROS (1/2 PULGADA).

304.4 NÚMERO DE CONDUCTORES (FACTORES DE RELLENO)

TODOS LOS CONDUCTORES, SEAN PORTADORES DE CORRIENTE O NO, INCLUYENDO SU AISLAMIENTO Y OTROS FORROS, NO DEBEN OCUPAR MÁS DEL 40 POR CIENTO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL TUBO EN EL CASO DE 3 CONDUCTORES O MÁS; NO MÁS DEL 70 POR CIENTO CUANDO SEAN 2 CONDUCTORES, Y NO MÁS DEL 55 POR CIENTO CUANDO SE TRATE DE UN SOLO CONDUCTOR. (VEANSE LAS TABLAS DEL APÉNDICE 1)

TUBO METÁLICO RÍGIDO PESADO Y SEMIPESADO.

304.14 Uso. EL TUBO METÁLICO EN LOS TIPOS PESADO Y SEMIPESADO, PUEDE USARSE EN INSTALACIONES VISIBLES U OCULTAS, EMBEBIDO EN CONCRETO O EMBUTIDO EN MAMPOSTERÍA, EN TODA CLASE DE EDIFICIOS Y BAJO CUALQUIER CONDICIÓN ATMOSFÉRICA O DIRECTAMENTE ENTERRADO, SIEMPRE Y CUANDO SE PROTEJA CON EL RECUBRIMIENTO ADECUADO PARA LAS CONDICIONES MÁS SEVERAS EN QUE PODIERA ESTAR TRABAJANDO.

TUBO METÁLICO RÍGIDO LIGERO.304.19 Uso PERMITIDO.

EL TUBO METÁLICO RÍGIDO TIPO LIGERO PUEDE USARSE EN INSTALACIONES VISIBLES U OCULTAS, EMBEBIDO EN CONCRETO O EMBUTIDO EN MAMPOSTERÍA, PERO SOLAMENTE EN LUGARES DE AMBIENTE SECO, NO EXPUESTOS A LA HUMEDAD O A UN AMBIENTE CORROSIVO.

304.20 Uso NO PERMITIDO.

EL TUBO METÁLICO RÍGIDO TIPO LIGERO NO DEBE INSTALARSE:

- A) CUANDO DURANTE SU INSTALACIÓN O DESPUÉS DE --- ELLA ESTÉ EXPUESTO A DAÑO MECÁNICO.
- B) EMBEBIDO EN CONCRETO Y EMBUTIDO EN MAMPOSTERÍA CUANDO ESTÉ EXPUESTO A LA ACCIÓN PERMANENTE DE LA HUMEDAD O DE UN AMBIENTE CORROSIVO.
- C) DIRECTAMENTE ENTERRADO.
- D) EN LUGARES HÚMEDOS O MOJADOS.
- E) EN LUGARES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS.

304.21 DIÁMETRO MÁXIMO.

NO DEBE USARSE TUBO METÁLICO RÍGIDO TIPO LIGERO DE

DIÁMETRO NOMINAL MAYOR DE 51 MILÍMETROS (2 PULGADAS).

TUBO METÁLICO FLEXIBLE .

305.2 TAMAÑO PERMITIDO

NO DEBE USARSE TUBO METÁLICO FLEXIBLE DE DIÁMETRO - NOMINAL INFERIOR A 13 MILÍMETROS (1/2 PULGADA) NI SUPERIOR - A 102 MILÍMETROS (4 PULGADAS).

EXCEPCIÓN: SE PERMITE EL USO DEL TUBO DE 9.5 MILÍMETROS DE DIÁMETRO NOMINAL (3/8 DE PULGADA) EN PEQUEÑAS EXTENSIONES DE CANALIZACIÓN BAJO EL ENLUCIDO DE MUROS, EN CONEXIONES DE MOTORES Y OTROS EQUIPOS Y EN TRAMOS NO MAYORES DE 1.80 METROS QUE FORMEN PARTE INTEGRAL DE UNIDADES DE ALUMBRADO.

305.7 USO DEL TUBO FLEXIBLE COMÚN.

A) EL TUBO METÁLICO FLEXIBLE COMÚN PUEDE USARSE EN LUGARES SECOS DONDE NO ESTÉ EXPUESTO A CORROSIÓN NI A DAÑO MECÁNICO.

PUEDE INSTALARSE EMBUTIDO EN MUROS DE LADRILLO-BLOQUE O SIMILARES, O EN RANURAS PRACTICADAS EN CONCRETO, SIEMPRE QUE NO ESTÉ EXPUESTO A LA ACCIÓN PERMANENTE DE LA HUMEDAD.

B) EL TUBO METÁLICO FLEXIBLE COMÚN NO DEBE INSTALARSE.

B.1 EN LUGARES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS, -- SALVO LOS CASOS INDICADOS ESPECÍFICAMENTE -- EN LAS SECCIONES 501 A 509.

B.2 DIRECTAMENTE ENTERRADO.

B.3 EMBEBIDO EN CONCRETO

B.4 CUANDO LOS CONDUCTORES (CON FORRO DE HULE)- QUE ALOJE EL TUBO QUEDEEN EXPUESTOS A GASOLINA, ACEITE U OTRAS SUBSTANCIAS QUE TENGAN -

EFFECTO DESTRUCTOR SOBRE SU AISLAMIENTO.

- B.5 EN SALAS DE BATERÍAS Y ACUMULADORES.
- B.6 EN CUBOS DE ELEVADORES, SALVO LOS CASOS SEÑALADOS ESPECÍFICAMENTE EN LA SECCIÓN 516.

TUBO NO METÁLICO. (REQUISITOS GENERALES)

306.3 SECCIÓN Y DIÁMETRO MÍNIMO.

LA SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS TUBOS DEBE SER CIRCULAR. NO DEBEN UTILIZARSE TUBOS DE DIÁMETRO NOMINAL INFERIOR A 13 MILÍMETROS (1/2 PULGADA).

306.4 SUPERFICIE INTERIOR.

LA SUPERFICIE INTERIOR DEL TUBO DEBE SER LISA PARA EVITAR QUE SE DAÑE EL AISLAMIENTO O LA CUBIERTA DE LOS CONDUCTORES. LOS EXTREMOS DEL TUBO DEBEN QUEDAR LIBRES DE BORDES CORTANTES.

306.7 NÚMERO DE CONDUCTORES. (FACTORES DE RELLENO)

EL NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES EN UN TUBO, DEBE ESTAR DE ACUERDO CON LOS FACTORES DE RELLENO QUE SE INDICAN A CONTINUACIÓN:

TODOS LOS CONDUCTORES, SEAN PORTADORES DE CORRIENTE O NO, INCLUYENDO SU AISLAMIENTO Y OTROS FORROS, NO DEBEN DE OCUPAR MÁS DEL 40 POR CIENTO DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL DEL TUBO EN EL CASO DE 3 CONDUCTORES O MÁS; NO MÁS DEL 30 POR CIENTO CUANDO SEAN 2 CONDUCTORES Y NO MÁS DEL 55 POR CIENTO CUANDO SE TRATE DE UN SOLO CONDUCTOR. (VÉASE LAS TABLAS DEL APÉNDICE 1.)

TUBO RÍGIDO DE PVC

306.14 GENERAL. EL TUBO CONDUIT RÍGIDO DE PVC DEBE SER AU

TOEXTINGUIBLE, RESISTENTE AL APLASTAMIENTO, RESISTENTE A LA HUMEDAD Y RESISTENTE A AGENTES QUÍMICOS ESPECÍFICOS. SE IDENTIFICA POR EL COLOR VERDE OLIVO. (PARA MAYOR INFORMACIÓN CONSÚLTASE LA NORMA NOM-E-12 VIGENTE).

306.15 USO PERMITIDO.

EL TUBO RÍGIDO DE PVC PUEDE USARSE EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

- A) EN INSTALACIONES OCULTAS.
- B) EN INSTALACIONES VISÍBLES, SIEMPRE QUE EL TUBO NO ESTÉ EXPUESTO A DAÑO MECÁNICO.
- C) EN LUGARES EXPUESTOS A LOS AGENTES QUÍMICOS ESPECÍFICOS PARA LOS CUALES EL TUBO Y SUS ACCESORIOS SON ESPECIALMENTE RESISTENTES.
- D) EN LOCALES HÚMEDOS O MOJADOS, TALES COMO PARTES DE LECHERÍAS, LAVANDERÍAS, EMPACADORAS DE ALIMENTOS, ETC. (EN EL CASO DE LOCALES MOJADOS, EL SISTEMA COMPLETO DE CANALIZACIÓN, INCLUYENDO LAS CAJAS Y ACCESORIOS, DEBE INSTALARSE O DISPONERSE DE MANERA QUE EL AGUA NO LE PENETRE. TODOS LOS SOPORTES, ABRAZADERAS, TORNILLOS, ETC. DEBEN SER DE MATERIALES RESISTENTES A LA CORROSIÓN O ESTAR PROTEGIDOS CONTRA ELLA).
- E) ENTERRADO A UNA PROFUNDIDAD NO MENOR DE 0.50 MÉTROS, A MENOS QUE SE PROTEJA CON RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 5 CENTÍMETROS DE ESPESOR COMO MÍNIMO.

306.16 USO NO PERMITIDO.

EL TUBO RÍGIDO DE PVC NO DEBE USARSE EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

- A) EN ÁREAS Y LOCALES CLASIFICADOS COMO PELIGROSOS

- B) EN TEATROS, CINES Y LOCALES SIMILARES, SALVO EL CASO QUE MENCIONA EL ARTÍCULO 512.2, EXCEPCIÓN 1.
- C) PARA SOPORTAR LUMINARIOS U OTROS EQUIPOS.
- D) DONDE ESTÉ EXPUESTO A TEMPERATURAS MAYORES - DE 70°C (TOMANDO EN CONSIDERACIÓN TANTO LA - TEMPERATURA AMBIENTE DEL LOCAL, COMO LA DE - OPERACIÓN DE LOS CONDUCTORES).

306.17 SOPORTES.

LAS INSTALACIONES CON TUBO RÍGIDO PVC, DEBEN -- SOPORTARSE A INTERVALOS NO MAYORES QUE LOS INDICADOS A CONTINUACIÓN:

TUBO DE	13 Y 19 MM	- - - - -	1.20 MÉTROS
TUBO DE	25 A 51 MM	- - - - -	1.50 METROS
TUBO DE	63 Y 76 MM	- - - - -	1.80 METROS
TUBO DE	89 Y 102 MM	- - - - -	2.10 METROS

TUBO DE POLIETILENO.

306.24 USO PERMITIDO.

EL TUBO DE POLIETILENO SÓLO PUEDE USARSE PARA -- TENSIONES DE OPERACIÓN HASTA DE 150 VOLTS, A TIERRA Y EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

- A) EMBEBIDO EN CONCRETO O EMBUTIDO EN MUROS, PISOS Y TECHOS.
- B) ENTERRADO A UNA PROFUNDIDAD NO MENOR DE 0.50 METROS, A MENOS QUE SE PROTEJA CON UN RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 5 CENTÍMETROS DE ESPESOR COMO MÍNIMO.

306.25 USO NO PERMITIDO. ADEMÁS DE SER APLICABLE LO --

QUE ESTABLECE EL ARTÍCULO 306.16, PARA EL TUBO PVC, EL TUBO DE POLIETILENO NO DEBE USARSE EN LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

- A) OCULTO POR PLAFONES, EN TECHOS
- B) OCULTO EN CUBOS DE EDIFICIOS (PARA ALIMENTADORES VERTICALES).
- C) EN INSTALACIONES VISÍBLES.

CHAROLAS PARA CABLES.

311.3 Uso PERMITIDO

LAS CHAROLAS PARA CABLES PUEDEN USARSE PARA SOPORTAR CABLES DE FUERZA, ALUMBRADO, CONTROL Y SEÑALIZACIÓN, QUE TENGAN AISLAMIENTO Y CUBIERTA APROBADOS PARA ESTE TIPO DE INSTALACIÓN, EN LOCALES CONSTRUIDOS DE MATERIALES INCOMBUSTIBLES O RESISTENTES AL FUEGO. LAS CHAROLAS TAMBIÉN PUEDEN USARSE PARA SOPORTAR TUBOS U. OTRAS CANALIZACIONES.

CUANDO SE INSTALEN A LA INTEMPERIE O EN OTRAS CONDICIONES DE AMBIENTE DESFAVORABLE, TANTO LAS CHAROLAS COMO LOS CABLES DEBEN SER ADECUADOS PARA LAS CONDICIONES EXISTENTES.

311.4 Uso NO PERMITIDO

LAS CHAROLAS PARA CABLES NO DEBEN INSTALARSE:

- A) EN CUBOS DE ASCENSORES.
- B) DONDE ESTÉN EXPUESTAS A DAÑO MECÁNICO SEVERO.
- C) EN LUGARES PELIGROSOS, A MENOS QUE LOS CABLES ESTÉN ESPECÍFICAMENTE APROBADOS PARA TAL USO. (VÉANSE LAS SECCIONES 501 A 504).

313.2 Uso PERMITIDO.

LAS EXTENSIONES CORTAS VISÍBLES PUEDEN HACERSE SI

SE SATISFACEN TODAS LAS CONDICIONES SIGUIENTES:

- A) QUE LAS EXTENSIONES PARTAN DESDE CAJAS DE SALIDA EXISTENTES, CORRESPONDIENTES A CIRCUITOS DERIVADOS DE 15 Ó 20 AMPERES.
- B) QUE EL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DE LAS EXTENSIONES NO SEA MENOR AL NO. 14 AWG (2.08 MM²).
- C) QUE LAS EXTENSIONES SE TIENDAN EN FORMA VISIBLE EN LOCALES SECOS.
- D) QUE LAS EXTENSIONES SE HAGAN DENTRO DE LOS LÍMITES DEL CUARTO EN QUE SE ORIGINARON.
- E) QUE LOS LOCALES DONDE SE UTILICEN SEAN PARA OFICINAS O CASA HABITACIÓN.
- F) QUE LAS SUPERFICIES SOBRE LAS QUE SE INSTALEN SEAN DE MATERIALES INCOMBUSTIBLES Y NO CONDUCTORES.

313.3 Uso NO PERMITIDO.

LAS EXTENSIONES CORTAS VISÍBLES NO DEBEN EMPLEARSE:

- A) COMO SUBSTITUTO DE ALGUNOS DE LOS MÉTODOS GENERALES DE INSTALACIÓN CONSIDERADOS EN EL PRESENTE CAPÍTULO.
- B) EN SÓTANOS NO HABITADOS, DESVANES O ESPACIOS-EN ENTRETechos.
- C) SI LA TENSIÓN ENTRE CONDUCTORES ES MAYOR DE 150 VOLTS.
- D) DONDE ESTÉN EXPUESTAS A GASES O VAPORES CORROSIVOS.
- E) CUANDO TENGAN QUE PASAR A TRAVÉS DE PAREDES O PISOS O SE PROLONGUEN FUERA DEL CUARTO DONDE-

SE ORIGINARON..

EQUIPO DE ALUMBRADO Y CONTACTOS.

401.21 GENERAL.

EL ALAMBRADO DE LOS LUMINARIOS, DENTRO O FUERA DE ELLOS, DEBE ESTAR ORDENADAMENTE DISPUESTO Y PROTEGIDO CONTRA DAÑO MECÁNICO. LOS CONDUCTORES DEBEN DISPONERSE DE MANERA QUE NO ESTÉN SOMETIDOS A TEMPERATURAS MAYORES QUE -- LAS APROBADAS PARA SU OPERACIÓN.

401.22 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.

LOS CONDUCTORES PARA LUMINARIOS DEBEN SER ADECUADOS A LA CORRIENTE DE OPERACIÓN DE LOS MISMOS, PERO EN -- NINGÚN CASO DEBEN SER MENORES DEL CALIBRE No.18 AWG - - - (0.82MM²).

401.28 USO DE LOS LUMINARIOS COMO CANALIZACIÓN.

LOS LUMINARIOS NO DEBEN USARSE COMO CANALIZACIÓN DE LOS CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS, EXCEPTO EN LOS CASOS SIGUIENTES.

1) CUANDO LA PROPIA CONSTRUCCIÓN DE LOS LUMINARIOS INCLUYA UNA CANALIZACIÓN EQUIVALENTE A CUALQUIERA DE LAS CONSIDERADAS EN LAS SECCIONES DEL -- CAPÍTULO 3.

2) CUANDO LOS LUMINARIOS SEAN ADECUADOS PARA EN-- SAMBLARSE FORMANDO UNA CANALIZACIÓN CONTINUA O -- PUEDAN UNIRSE POR MEDIO DE UN TUBO U OTRA CANALI-- ZACIÓN CERRADA, EN CUYO CASO SE PERMITE QUE PASEN A TRAVÉS DE ELLOS LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO DE RIVADO QUE LOS ALIMENTA.

NOTA: LOS CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS QUE--

ESTÉN DENTRO DE COMPARTIMIENTOS DONDE SE ALOJEN - BALASTROS, A UNA DISTANCIA MENOR DE 7.5 CENTÍMETROS DE ÉSTOS, DEBEN ESTAR APROBADOS PARA UNA TEMPERATURA NO MENOR DE 90°C, TALES COMO LOS TIPOS-- RHH, THW, THFN, XHW, FEP, FEPS, SA Y VA.

MOTORES:

403.14 CONDUCTORES QUE ALIMENTAN UN SOLO MOTOR.

LOS CONDUCTORES DE UN CIRCUITO DERIVADO QUE ALIMENTEN UN SOLO MOTOR DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE NO MENOR QUE EL 125 POR CIENTO DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR.

403.16 CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES.

COMO MÍNIMO, LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A DOS O MÁS MOTORES DEBEN TENER UNA CAPACIDAD IGUAL A LA SUMA DEL VALOR NOMINAL DE LA CORRIENTE A PLENA CARGA DE TODOS LOS MOTORES, MÁS EL 25 POR CIENTO DE LA CORRIENTE DEL MOTOR MÁS GRANDE DEL GRUPO.

403.17 CONDUCTORES QUE ALIMENTEN CARGAS COMBINADAS.

LOS CONDUCTORES QUE ALIMENTEN MOTORES EN COMBINACIÓN CON CARGAS DE ALUMBRADO Y APARATOS, DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE SUFICIENTE PARA LA CARGA DE LOS MOTORES, MÁS LA CARGA DE ALUMBRADO Y APARATOS. (VÉASE RECOMENDACIÓN DEL ARTÍCULO 202.10, INCISO A).

403.18 DERIVACIONES DESDE UN ALIMENTADOR.

LAS DERIVACIONES QUE SE HAGAN DESDE UN ALIMENTADOR PARA ABASTECER MOTORES, DEBEN TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE NO MENOR QUE LA REQUERIDA POR LA CARGA POR ALIMENTAR, TERMINAR EN UN SOLO DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE Y ADEMÁS, CUMPLIR ALGUNO DE LOS REQUISITOS SIGUIENTES:

- A) NO SER MAYOR DE 3 METROS DE LONGITUD.
- B) TENER UNA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE POR LO MENOS UN TERCIO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL ALIMENTADOR CUANDO SEA MAYOR DE 3 METROS, PERO NO MAYOR DE 10 METROS DE LONGITUD.
- C) TENER LA MISMA CAPACIDAD DE CORRIENTE QUE EL ALIMENTADOR CUANDO SEA MAYOR DE 10 METROS DE LONGITUD.

INSTALACIONES ESPECIALES.

501.6 CLASIFICACIÓN.

PARA EL FIN DE ESTABLECER MEDIDAS DE SEGURIDAD Y LAS CARACTERÍSTICAS NECESARIAS EN INSTALACIONES Y EQUIPOS EN LAS ÁREAS Y LOCALES PELIGROSOS, ESTOS LUGARES SE CLASIFICAN COMO SIGUE, DE ACUERDO CON LA NATURALEZA DE SU PELIGROSIDAD:

- A) CLASES I. LUGARES EN LOS CUALES SE ENCUENTRA O PUEDE ENCONTRARSE EN EL AIRE UNA CANTIDAD DE GASES O VAPORES INFLAMABLES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES.
- B) CLASE II. LUGARES QUE SON PELIGROSOS DEBIDO A LA PRESENCIA DE POLVOS COMBUSTIBLES O ELÉCTRICAMENTE CONDUCTORES.
- C) CLASE III. LUGARES QUE SON PELIGROSOS A CAUSA DE LA PRESENCIA DE FIBRAS O PELUSAS FÁCILMENTE INFLAMABLES, PERO EN LOS QUE NO ES PROBABLE -- QUE DICHAS FIBRAS O PELUSAS ESTÉN SUSPENDIDAS EN EL AIRE EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS INFLAMABLES.

CADA UNA DE LAS CLASES ANTERIORES COMPRENDE LAS DIVISIONES QUE SE INDICAN A CONTINUACIÓN, QUE CORRES

PONDEN A LA FRECUENCIA O PERMANENCIA Y GRADO -
DE LAS CONDICIONES DE PELIGRO Y QUE SE DEFINEN
EN LOS ARTÍCULOS QUE SIGUEN.

501.7 DIVISIONES DE LOS LUGARES CLASE I.

A) DIVISIÓN 1, QUE CORRESPONDE A LOS LUGARES CLA
SE I, EN LOS CUALES:

- EXISTEN CONTINUA, INTERMITENTE O PERIÓDICAMEN
TE, EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN, CON
CENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES IN
FLAMABLES; O
- PUEDEN EXISTIR FRECUENTEMENTE CONCENTRACIONES
PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES, A
CAUSA DE TRABAJOS DE REPARACIÓN O MANTENIMIEN
TO O A CAUSA DE ESCAPES; O
- UNA INTERRUPCIÓN O EL FUNCIONAMIENTO DEFEC- -
TUOSO DEL EQUIPO O LOS PROCESOS PUEDEN PROVO-
CAR LA FORMACIÓN DE CONCENTRACIONES PELIGROSAS
DE GASES O VAPORES INFLAMABLES Y SIMULTÁNEAMEN
TE PROVOCAR TAMBIÉN LA FALLA DEL EQUIPO ELÉC-
TRICO.

B) DIVISIÓN 2, QUE CORRESPONDE A LOS SIGUIENTES -
CASOS EN LA CLASE I:

- LOS LUGARES EN DONDE SE MANEJAN, PROCESAN O -
USAN LÍQUIDOS VOLÁTILES O GASES O VAPORES IN-
FLAMABLES, QUE ESTÁN NORMALMENTE CONFINADOS -
EN RECIPIENTES O SISTEMAS CERRADOS, PERO DE -
LOS CUALES PUÉDAN ESCAPAR EN CASO DE RUPTURA-
O AVERÍA ACCIDENTAL DE LOS RECIPIENTES O SIS-
TEMAS, O EN CASO DE FUNCIONAMIENTO ANORMAL DE
LOS EQUIPOS POR MEDIO DE LOS CUALES SE MANE--
JAR DICHS LÍQUIDOS, GASES O VAPORES; O

- LUGARES EN LOS CUALES UNA ADECUADA VENTILACIÓN DE PRESIÓN POSITIVA IMPIDE NORMALMENTE LA FORMACIÓN DE CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES, PERO QUE PUEDEN CONVERTIRSE EN PELIGROSAS POR FALLA O FUNCIONAMIENTO ANORMAL DEL EQUIPO DE VENTILACIÓN; O
- LUGARES ADYACENTES A LOS DE CLASE I, DIVISIÓN 1 Y A LOS CUALES PUEDAN PASAR OCASIONALMENTE CONCENTRACIONES PELIGROSAS DE GASES O VAPORES INFLAMABLES, A MENOS QUE TAL COMUNICACIÓN SE IMPIDA POR MEDIO DE UNA ADECUADA VENTILACIÓN DE PRESIÓN POSITIVA TOMADA DE UNA FUENTE DE AIRE LIMPIO Y SE PROVEAN SALVAGUARDAS EFICACES CONTRA FALLAS DEL EQUIPO DE VENTILACIÓN.

501.8 DIVISIONES DE LOS LUGARES CLASE II.

A) DIVISIÓN 1, QUE COMPRENDE LOS LUGARES CLASE II SIGUIENTES:

- LUGARES EN LOS CUALES HAYA O PUEDA HABER POLVOS-COMBUSTIBLES EN SUSPENSIÓN EN EL AIRE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN, YA SEA CONTINUA, INTERMITENTE O PERIÓDICAMENTE Y EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES; O
- LUGARES DONDE PUEDAN FORMARSE DICHAS MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES EN CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN O DE FALLA MECÁNICA DEL EQUIPO Y DONDE, AL MISMO TIEMPO, PUEDA PRODUCIRSE UNA FUENTE DE IGNICIÓN POR FALLAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO, DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN O POR CUALQUIER OTRA CAUSA; O

- LUGARES DONDE PUEDAN ESTAR PRESENTES POLVOS ELÉCTRICAMENTE CONDUCTORES.

B) DIVISIÓN 2, QUE COMPRENDE LOS LUGARES CLASE II EN DONDE LOS POLVOS COMBUSTIBLES NO ESTÁN NORMALMENTE EN SUSPENSIÓN EN EL AIRE, NI ES PROBABLE QUE SEAN PUESTOS EN SUSPENSIÓN POR LA OPERACIÓN NORMAL DEL EQUIPO, EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA FORMAR UNA MEZCLA EXPLOSIVA O INFLAMABLE, PERO DONDE:

- LOS DEPÓSITOS O ACUMULACIÓN DE POLVOS -- PUEDAN SER SUFICIENTES PARA INTERFERIR -- CON LA DISIPACIÓN EFECTIVA DEL CALOR DEL EQUIPO O APARATOS ELÉCTRICOS; O DONDE
- LOS DEPÓSITOS O ACUMULACIÓN DE POLVOS -- DENTRO, SOBRE O CERCA DEL EQUIPO ELÉCTRICO, PUEDAN INFLAMARSE A CAUSA DE ARCOS, CHISPAS O MATERIAL EN COMBUSTIÓN QUE PROVENGAN DEL MISMO EQUIPO.

501.9 DIVISIONES DE LOS LUGARES CLASE III.

- A) DIVISIÓN 1, QUE COMPRENDE LUGARES CLASE III, EN LOS CUALES SE MANEJAN, FABRICAN O USAN FIBRAS O MATERIALES FÁCILMENTE INFLAMABLES QUE PRODUCEN PELUSAS COMBUSTIBLES.
- B) DIVISIÓN 2, QUE COMPRENDE LOS CASOS EN QUE, FUERA DEL PROCESO DE MANUFACTURA, SE MANEJAN O ALMACENAN LAS FIBRAS FÁCILMENTE INFLAMABLES.

CASOS QUE PUEDEN CONSIDERARS INCLUIDOS EN LAS DIFERENTES CLASES DE LUGARES PELIGROSOS.

<p>CLASE 1</p> <p>FUENTE DE PELIGRO: GASES O VAPORES INFLAMABLES</p>	<p>DIVISIÓN 1</p> <p>(VÉASE ARTÍCULO 501 7, INCISO A)</p>	<p>LUGARES DONDE SE VIERTAN LÍQUIDOS INFLAMABLES O GASES LICUADOS INFLAMABLES DE UN RECIPIENTE A OTRO: INTERIOR DE LAS CABINAS DE PULVERIZACIÓN Y LAS ÁREAS CERCANAS A LAS DE PINTURA O PULVERIZACIÓN DONDE SE USEN DISOLVENTES VOLÁTILES INFLAMABLES; LUGARES QUE CONTENGAN TANQUES ABIERTOS O DEPÓSITOS DE LÍQUIDOS INFLAMABLES; LOCALES DE SECADO O COMPARTIMIENTO DE EXTRACCIÓN DE GRASAS O ACEITES -- POR MEDIO DE DISOLVENTES VOLÁTILES INFLAMABLES; PARTES DE LAS PLANTAS DE LIMPIEZA Y TINTORERÍA DONDE SE USEN LÍQUIDOS PELIGROSOS. LOCALES DE GENERACIÓN DE GAS Y LAS DEMÁS PARTES DE LAS PLANTAS MANUFACTURERAS DE GAS DE DONDE PUEDEN ESCAPARSE GASES INFLAMABLES; SALAS DE BOMBEO DE GASES O LÍQUIDOS VOLÁTILES NO ADECUADAMENTE VENTILADOS; INTERIORES DE REFRIGERADORAS Y CONGELADORAS EN LAS CUALES SE ALMACENAN MATERIALES INFLAMABLES VOLÁTILES EN RECIPIENTES ABIERTOS, FÁCILES DE ROMPER O MAL TAPADOS; LUGARES DONDE PUEDAN OCURRIR CONCENTRACIONES DE GASES O VAPORES INFLAMABLES EN EL CURSO NORMAL DE LAS OPERACIONES.</p>
	<p>DIVISIÓN 2</p> <p>(VÉASE ARTÍCULO 501 7, INCISO B)</p>	<p>LUGARES DONDE SE USEN GASES, VAPORES INFLAMABLES O LÍQUIDOS VOLÁTILES, PERO QUE, A JUICIO DE LA AUTORIDAD COMPETENTE, SÓLO PUEDAN HACERSE PELIGROSOS EN CASO DE ACCIDENTE O ALGUNA -- CONDICIÓN NO USUAL DE FUNCIONAMIENTO (LA CANTIDAD DE MATERIAL PELIGROSO QUE PUEDE ESCAPARSE EN CASO DE ACCIDENTE, LA EFICACIA DEL SISTEMA DE VENTILACIÓN, EL ÁREA TOTAL AFECTADA Y LA HISTORIA DE LA INDUSTRIA CON RESPECTO A EXPLOSIONES O INCENDIOS SON FACTORES QUE DEBEN CONSIDERARSE AL DETERMINAR LA CLASIFICACIÓN Y EXTENSIÓN DE CADA AREA PELIGROSA). LUGARES USADOS PARA EL ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS O DE GASES LICUADOS O COMPRIMIDOS EN DEPÓSITOS HERMÉTICAMENTE SELLADOS EXPUESTOS A CONDICIONES PELIGROSAS.</p>

<p>CLASE II</p> <p>FUENTE DE PELIGRO: POLVOS - COMBUSTIBLES O CONDUCTORES.</p>	<p>DIVISION 1.</p> <p>(VÉASE ARTÍCULO 501 8, INCISO A)</p>	<p>ÁREAS DE TRABAJO DE LAS PLANTAS DE ALMACENAMIENTO O MANEJO DE GRANOS; LOCALES EN ESTAS PLANTAS QUE TENGAN MOLEDORAS O PULVERIZADORAS, MÁQUINAS QUE SEPAREN LA CÁSCARA DE CÉREALES, TRANSPORTADORES ABIERTOS, CAJONES ABIERTOS O TOLVAS, MEZCALDORAS, BÁSCULAS AUTOMÁTICAS O CON TOLVAS, EMPACADORAS, ELEVADORES DE MATERIAL, DISTRIBUTRIDORAS A GRANEL, COLECTORES DE POLVO O MATERIAL A GRANEL (EXCEPTO LOS COLECTORES TOTALMENTE METÁLICOS Y VENTILADORES AL EXTERIOR); MAQUINARIA Y EQUIPOS SIMILARES QUE PRODUZCAN POLVO EN LAS PLANTAS PROCESADORAS DE GRANOS, ALMIDÓN, AZÚCAR PULVERIZADA, MALTA, PICADORAS DE PASTO Y OTRAS DE DESPACHO Y ENTREGA DE NATURALEZA SIMILAR.</p> <p>PLANTAS PULVERIZADORAS DE CARBÓN (EXCEPTO CUANDO EL EQUIPO PULVERIZADOR ES ESPECIALMENTE HERMÉTICO AL POLVO) ÁREAS DE TRABAJO DONDE SE PRODUZCAN, MANEJEN, PROCESEN, EMPAQUEN O ALMACENEN (EXCEPTO EN RECIPIENTES HERMÉTICOS) POLVOS O PARTÍCULAS METÁLICAS. VÉASE NOTA DE ESTA TABLA.</p> <p>OTROS LUGARES DONDE EL POLVO COMBUSTIBLE PUEDA EN CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO NORMALES, ESTAR PRESENTE EN EL AIRE EN CANTIDADES SUFICIENTES PARA PRODUCIR MEZCLAS EXPLOSIVAS O INFLAMABLES.</p>
	<p>DIVISIÓN 2</p> <p>(VÉASE ARTÍCULO 501 8, INCISO B)</p>	<p>LUGARES DONDE NO ES PROBABLE QUE SE PRODUZCAN CONCENTRACIONES DE POLVO EN SUSPENSIÓN, PERO DONDE PUEDEN FORMARSE ACUMULACIONES DE POLVO COMO SON: LOCALES Y ÁREAS QUE CONTENGAN CANALETAS DISTRIBUIDORAS Y TRANSPORTADORES CERRADOS; CAJONES O TOLVAS CERRADAS; MÁQUINAS Y EQUIPOS QUE DEJEN ESCAPAR CANTIDADES APRECIABLES DE POLVO SÓLO EN CONDICIONES ANORMALES DE FUNCIONAMIENTO.</p> <p>LOCALES O ÁREAS ADYACENTES A LOS LUGARES CLASE II, DIVISIÓN 1, A LOS CUALES NO PUEDEN LLEGAR CONCENTRACIONES EXPLOSIVAS O INFLAMABLES DE POLVOS EN SUSPENSIÓN MÁS QUE EN CASO DE</p>

		<p>CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO ANORMALES LOCALES O ÁREAS DONDE LA FORMACIÓN DE CONCENTRACIONES EXPLOSIVAS O INFLAMABLES DEL POLVO EN SUSPENSIÓN, ES IMPEDIDA POR EL FUNCIONAMIENTO EFICAZ DEL EQUIPO DE CONTROL DE POLVO.</p> <p>ALMACENES Y LOCALES DE DESPACHO, DONDE LOS MATERIALES QUE PRODUCEN POLVO SON MANEJADOS ÚNICAMENTE EN SACOS O RECIPIENTES.</p>
<p>CLASE III</p> <p>FUENTE DE PELIGRO: FIBRAS O PELÍCULAS INFLAMABLES.</p>	<p>DIVISIÓN 1</p> <p>(VÉASE ARTICULO 501.9, INCISO A)</p> <hr/> <p>DIVISIÓN 2</p> <p>(VÉASE ARTICULO 501.9, INCISO B)</p>	<p>FÁBRICAS DE RAYÓN Y ALGODÓN Y DEMÁS FÁBRICAS TEXTILES.</p> <p>PLANTAS DE PROCESAMIENTO Y MANUFACTURA DE FIBRAS COMBUSTIBLES.</p> <p>DESMOTADORAS DE ALGODÓN Y TRITURADORES DE SEMILLAS DE ALGODÓN.</p> <p>PLANTAS PROCESADORAS DE LINO.</p> <p>FÁBRICAS DE ROPA.</p> <p>PLANTAS PARA TRABAJAR MADERA Y ESTABLECIMIENTOS E INDUSTRIAS QUE USEN PROCESOS O CONDICIONES IGUALMENTE PELIGROSOS</p>

501.15 APROBACIÓN DEL EQUIPO PARA LUGARES PELIGROSOS.

A) EL EQUIPO ELÉCTRICO QUE REQUIERA APROBACIÓN -- ESPECIAL PARA USARSE EN UN LUGAR PELIGROSO, DE BE ESTAR APROBADO NO SOLAMENTE POR LA CLASE DE LUGAR DE QUE SE TRATA, SINO TAMBIÉN PARA EL TIPO ESPECÍFICO DE GAS, VAPOR O POLVO QUE PUEDA ESTAR PRESENTE EN LA ATMÓSFERA DEL MISMO LUGAR.

DICHA APROBACIÓN PUEDE REFERIRSE AL GRUPO DE ATMÓSFERA PELIGROSA QUE CORRESPONDA, ENTRE LOS GRUPOS QUE SE MENCIONAN EN EL ARTÍCULO 501.16.

B) EL EQUIPO ELÉCTRICO USADO EN UN LUGAR PELIGROSO NO DEBE TENER EXPUESTA NINGUNA SUPERFICIE - CUYA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EXCEDA A LA TEMPERATURA DE IGNICIÓN DEL GAS, VAPOR O POLVO ESPECÍFICO QUE PUEDA ESTAR PRESENTE EN EL LUGAR DE QUE SE TRATE.

501.16 GRUPOS DE ATMÓSFERAS PELIGROSAS.

PARA FINES DE PRUEBA Y DE APROBACIÓN DEL EQUIPO -- ELÉCTRICO ADECUADO PARA UNA CIERTA ATMÓSFERA CON GASES O VAPORES INFLAMABLES O POLVOS COMBUSTIBLES, SE HAN ESTABLECIDO DIFERENTES GRUPOS DE ATMÓSFERAS PELIGROSAS CON LAS SIGUIENTES DESIGNACIONES:

A) ATMÓSFERAS GRUPOS A, B, C, Y D QUE CORRESPONDEN A LUGARES CLASE I Y QUE CONTIENEN LOS GASES O VAPORES DE LÍQUIDOS VOLÁTILES QUE SE INDICAN EN LA TABLA 501.16 A), U OTROS DE CARACTERÍSTICAS PELIGROSAS SEMEJANTES.

NOTA: ESTA PELIGROSIDAD DE UNA ATMÓSFERA NO SÓLO DEPENDE DE LA TEMPERATURA DE IGNICIÓN DEL GAS O VAPOR (O, EN SU CASO, POLVO) QUE CONTIENE, SINO TAMBIEN DE LAS CARACTERÍSTICAS EXPLOSIVAS DEL MISMO.

GAS O VAPOR Y DEL GRADO DE CONCENTRACIÓN DE ÉSTE QUE SE REQUIERE PARA FORMAR UNA MEZCLA EXPLOSIVA.

B) ATMÓSFERAS GRUPOS E, F Y G, QUE CORRESPONDEN A LUGARES CLASE II Y QUE CONTIENEN, RESPECTIVAMENTE:

- EN LAS ATMÓSFERAS GRUPO E, POLVOS METÁLICOS, INCLUYENDO ALUMINIO, MAGNESIO Y SUS ALEACIONES COMERCIALES U OTROS METALES DE CARACTERÍSTICAS PELIGROSAS SEMEJANTES;
- EN LAS ATMÓSFERAS GRUPO F, NEGRO DE HUMO O POLVOS DE CARBÓN VEGETAL O MINERAL O DE COQUE, EN UNA PROPORCIÓN MAYOR DEL 8 POR CIENTO DE MATERIAL VOLÁTIL;
- EN LAS ATMÓSFERAS GRUPO G, HARINA, ALMIDÓN O POLVOS DE CEREALES.

501.17 MARCAS DE IDENTIFICACIÓN.

C) CUANDO NO SE ENCUENTRE INDICADO EN EL EQUIPO APROBADO PARA LUGARES CLASE I, EL VALOR DE LA TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN O EL NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN, SEGÚN LA TABLA 501.17 B), DEBEN CONSIDERARSE LOS SIGUIENTES:

- ATMÓSFERAS GRUPO A, 280°C
- ATMÓSFERAS GRUPO B, 280°C
- ATMÓSFERAS GRUPO C, 180°C
- ATMÓSFERAS GRUPO D, 280°C

NOTA: LA TEMPERATURA ASIGNADA A CADA GRUPO CORRESPONDE A LA MÁS BAJA TEMPERATURA DE IGNICIÓN DE LOS GASES O VAPORES COMPRENDIDOS EN EL GRUPO; POR LO

QUE LA INCLUSIÓN DE UN NUEVO GAS O VAPOR EN ALGUNO DE LOS GRUPOS, PUEDE DAR LUGAR A QUE SE MODIFIQUE LA TEMPERATURA LÍMITE ASIGNADA A ESE -- GRUPO.

TABLA 501.17 B)

TEMPERATURA MÁXIMA °C	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN	TEMPERATURA MÁXIMA °C	NUMERO DE IDENTIFICACIÓN.
450	T1	180	T3A
300	T2	165	T3B
280	T2A	160	T3C
260	T2B	135	T4
230	T2C	120	T4A
215	T2D	100	T5
200	T3	85	T6

DISTANCIAS MÍNIMAS A PARTES VIVAS DESCUBIERTAS

TABLA 604,1A)

1	2	3	4
TENSIÓN NOMI NAL ENTRE FA SES, VOLTS.	ALTURA MÍNIMA METROS	DISTANCIA HO RIZONTAL MÍ- NIMA, METROS	DISTANCIA MÍ - NIMA DE RES- GUARDO A PARTES VIVAS, METROS.
HASTA 600	2.40	1.00	0.05
MÁS DE 600			
HASTA 6 600	2.50	1.00	0.15
13 800	2.70	1.10	0.20
23 000	2.80	1.10	0.25
34 500	2.90	1.20	0.35
69 000	3.20	1.50	0.65
85 000	3.30	1.70	0.90
115 000	3.50	1.90	1.05
138 000	3.70	2.00	1.25
161 000	4.00	2.40	1.50
230 000	4.30	2.60	2.10



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

PROTECCION CONTRA FUSIBLES

ENERO 1985

FUSIBLES LG BAJA TENSION:

Los fusibles en baja tensión se dividen en (4) cuatro grandes categorías:

1.- FUSIBLE TIPO CARTUCHO: Diseñado para la protección de circuitos derivados o alimentadores de fuerza o alumbrado, de acuerdo al código nacional eléctrico (NEC): Clase H, G, K-1, K-5, K-9, J, L, RK1, RK5, T Y CC.

2.- FUSIBLES DE TAPON: Diseñado para la protección de circuitos de fuerza y alumbrado de acuerdo al código nacional eléctrico (NEC): Base-Edison y tipo S, nominados a 125 Volts C.A. y 30 Amps máximos.

3.- FUSIBLES DISEÑADOS PARA PROTECCION SUPLEMENTARIA: Por sobrecorriente, donde no están involucrados circuitos derivados o cualquier otra aplicación equivalente. Estos son generalmente, fusibles tipo miniatura para la protección de equipo electrónico pequeño ó equipo de uso doméstico.

4.- FUSIBLES ESPECIALES TIPO RECTIFICADOR: Diseñados para protección suplementaria por sobrecorriente donde no están involucrados circuitos derivados ó cualquier otra aplicación equivalente, estos fusibles son para protección de equipo eléctrico tal como capacitores, rectificadores para uso industrial y para interruptores termomagnéticos integrados con fusible.

Sobre la primera categoría, los fusibles tipo cartucho será de la que hablaremos en esta ocasión:

Los Fusibles tipo Cartucho están incluidos en las siguientes Normas:

NEMA FU 1 - 1972. LOW VOLTAGE CARTRIDGE FUSES.
UL - 198 STANDARDS FOR SAFETY - FUSES.
UL - 198B STANDARDS FOR SAFETY - CLASS H FUSES.
U1 - 198.2 STANDARDS FOR SAFETY - HIGH INTERRUPTING CAPACITY FUSES, -
CURRENT LIMITING FUSES.

UL - 198.3 STANDARDS FOR SAFETY - HIGH INTERRUPTING CAPACITY CLASS K FUSES.

UL - 198.4 STANDARDS FOR SAFETY - CLASS R FUSES.

Estos en su gran mayoría están diseñados para 2 tensiones nominales -- 250 V y 600 Volts. Los fusibles para 250V., pueden ser utilizados en -- circuitos con 120, 240/120, 208/120, 208, 220/127, 220 y 240 Volts.

Los fusibles para 600 V., pueden ser instalados en los mismos circuitos aplicables a 250V., además de para circuitos con, 277, 254, 480/277, -- 440/254, 440, 480, 550 y 575 Volts.

TERMINOLOGIA:

Hablaremos algo sobre algunos términos más comunes en el medio:

AMPERES NOMINALES: Es la corriente que el fusible conduce continuamente sin deteriorarse y sin exceder la sobreelevación de temperatura en los límites especificados para ese fusible.

ANSI: (AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE INC.): Actúa como una Institución Coordinadora para normalización voluntaria.

CASQUILLO O FERULA: Es la terminal cilíndrica metálica del fusible, la cual también aloja el extremo del eslabón fusible. Este diseño sólo se emplea normalmente en fusibles hasta 60 Amps. El casquillo se fabrica de cobre o de latón. ¿Cómo se llama en los fusibles de 100 A. y más?

CAPACIDAD INTERRUPTIVA: (CI). Es un valor basado en el mayor valor de corriente alterna RCM (o corriente continua) el cual debe interrumpir el fusible bajo las condiciones especificadas por las normas. Después de interrumpir la corriente de falla, el cartucho no deberá tener cuarteaduras, no deberá dañar a los portafusibles y no deberá hacer arqueos de extremo a extremo en la parte exterior del fusible.

El valor o rango interruptivo, en sí mismo, no tiene relación directa con el efecto de limitación de corriente del fusible.

CORRIENTE ASIMETRICA: (aplicada únicamente a CA). La corriente asimétrica es aquella que tienen una onda senoidal fuera del eje de simetría de

bido a una componente de CC. sobrepuesta. Una corriente asimétrica dará como resultado mayores valores de corriente de circuito corto que una corriente simétrica.

CORRIENTE SIMETRICA: Es una corriente con una onda simétrica respecto al eje cero. Este término se aplica a corriente alterna únicamente.

CORRIENTE PICO DE FUGA: Es la corriente máxima instantánea que pasa a través de un fusible durante el tiempo total de apertura. Dado que este será menor que la corriente de pico disponible si no hubiera fusible en el circuito.

CORRIENTE RCM: Literalmente significa "Corriente Raíz Cuadrática Media" Es el valor eficaz de una corriente alterna, el cual es calculable como la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de todos los valores instantáneos de corriente en un ciclo. La corriente alterna RCM es --- aquel valor de una corriente alterna la cual produce el mismo efecto de calentamiento que un valor dado de corriente continua.

DIMENSIONES "CNE": Son las dimensiones especificadas por el Código Nacional Eléctrico, pero que ahora se encuentran en la tabla III de las normas UL (Underwriters' Laboratories) para fusibles No. 198. Estas dimensiones son comunes para los fusibles clases H y K y aseguran que -- los fusibles sean intercambiables entre los diferentes fabricantes para un valor dado en amperes y volts. (ver tamaño de cartucho).

ESLABON FUSIBLE: Es el elemento responsable de la corriente en un fusible, el cual se diseña para fundirse bajo condiciones de falla y así interrumpir el circuito. Un "eslabón renovable" es aquel que se usa en fusibles renovables.

FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE: Es un cartucho fusible, el cual podrá interrumpir todas las corrientes disponibles dentro de su rango interruptivo, dentro del alcance de sus valores de limitación de corriente limita el "Tiempo de Apertura" a tensión nominal a un intervalo igual o menor que el mayor primer 1/2 ciclo o primer pico simétrico y limita la corriente pico de fuga a un valor menor que la corriente pico que sería posible si el fusible fuera reemplazado por un conductor sólido de la misma impedancia. Nótese que la limitación de corriente únicamente

Le es efectiva a un valor específico de corriente. Los Laboratorios Underwriters' (UL), únicamente reconocen y permiten etiquetar a las clases J y L como "Limitadores de corriente", aún cuando los fusibles de la clase K son, de hecho, limitadores de corriente en cierto grado.

FUSIBLES DOBLE ELEMENTO: SON los cartuchos fusibles que tienen elementos responsables de la corriente de dos diferentes características de fusión en serie, en un sólo cartucho. Uno de estos elementos puede consistir de dos componenetes, uno a cada extremo del segundo elemento, para obtener un mejor balance del calor generado. Esta construcción es normalmente usada en los fusibles con "retardo de tiempo".

FUSIBLES TIPO NAVAJA: Es la construcción de los fusibles arriba de 60 Amps. Las terminales en cada extremo son barras planas de cobre pulido y centradas al eje del tubo.

FUSIBLES DE UNA OPERACION: "One time". Estrictamente hablando, son todos aquellos fusibles no renovables, pero generalmente este término se emplea para describir cualquier fusible clase H, no renovables el cual tiene un sólo elemento fusible y adecuado para interrumpir fallas no mayores de 10,000 Amps. RCM.

FUSIBLES RENOVABLES: Es un fusible en el cual el elemento, generalmente un eslabón. puede ser rememplazado después que el fusible ha abierto. Este tipo de fusible gradualmente ha ido perdiendo popularidad en México por el hecho de que no puede interrumpir con seguridad más de 10,000 Amps. Además los eslabones sobrados de capacidad pueden dar lugar a una condición insegura para el equipo y el personal.

FUSIBLE PLATA - ARENA: Este término, no muy comunmente empleado se refiere a cualquier fusible compuesto de eslabones de plata y arena desílíce como material de relleno. Todos los fusibles limitadores de corriente modernos tienen este diseño.

I²T (I CUADRADA T): Es la medida de la energía calorífica generada en un cirucito durante la fusión o apertura de un fusible generalmente se donomina "Fusión" I²T". Donde "I" es la corriente efectiva de fuga (la cual está al cuadrado) y "t" es el tiempo en segundos. Por-

Lo tanto I^2t se expresa como "amp.² seg." el empleo de $\times 10^3$ después del valor significa simplemente "agregar 3 ceros"; por ejemplo 20 amp.²-seg. $\times 10^3$ es igual a 20,000 amp.² seg.

LIMITADOR DE CORRIENTE: Es un elemento diseñado para funcionar únicamente en corriente de falla de alta magnitud y el cual no operará en sobrecargas menores sin considerar el tiempo. Tal aparato deberá ser siempre usado en serie con un fusible o interruptor para que estos últimos protejan contra sobrecargas o circuitos cortos menores. Un caso típico es el de los interruptores en caja moldeada con fusibles integrales.

NEMA: Es la "National Electrical Manufacturers Association", la cual establece las normas con que la Industria Eléctrica elimina la posible incomprensión entre fabricantes de equipo y el usuario o comprador y para asistir al comprador en la selección del equipo. Estas son normas voluntarias que complementan pero no suplen a las normas UL.

NORMAS UL: Las normas UL (Underwriters' Laboratories) se formaron para asistir a las compañías aseguradoras estableciendo los principios y luego certificando los productos y materiales que cumplieran con las mismas. La organización es ahora patrocinada por la "American Insurance Association". Dado que las normas UL no abarcan todo el equipo eléctrico, se complementan con las normas NEMA u otras cuya naturaleza se debe verificar para determinar su valor tanto técnico como de carácter legal.

RETARDO: Este término se aplica a los tiempos de apertura de un fusible en exceso de un ciclo donde el tiempo puede variar dentro de las normas establecidas.

SOBRECARGA: Generalmente empleada para referirse a una sobrecorriente la cual no es de suficiente magnitud para ser considerada como un circuito corto. Una sobrecarga es normalmente aquel valor de sobrecorriente de 101% del valor nominal del fusible a 500% del mismo valor.

TIEMPO DE ARQUEO: Es el tiempo comprendido entre la fusión del elemento responsable de la corriente (tal como el eslabón fusible) a la apertura final del circuito. Este tiempo dependerá de factores tales

como tensión y reactancia del circuito.

TIEMPO DE APERTURA: Es el tiempo total transcurrido entre el principio de la sobrecorriente específica y la interrupción final del circuito, a tensión nominal. Es la suma del "tiempo de fusión" y el "tiempo de arqueo". Para tiempos de apertura mayores a 1/2 ciclos, este tiempo es substancialmente el tiempo de fusión.

TIEMPO DE FUSION: Es el tiempo requerido por la corriente para fundir el elemento sensible a ella en una sobrecarga específica. Donde el tiempo de fusión excede 1/2 ciclo, éste es aproximadamente igual al tiempo de apertura. Donde un fusible está limitando la corriente a menos de 1/2 ciclo, el tiempo de fusión puede ser aproximadamente la mitad o menos del tiempo de apertura. (Algunas veces es llamado "tiempo de pre-arqueo").

TIEMPO RETARDADO: Este término es en la actualidad empleado por las normas NEMA y UL para definir, en cartuchos fusibles, un tiempo mínimo de apertura de 10 segundos en una sobrecarga de 500% del valor nominal del fusible. Este retardo de tiempo es necesario para permitir la corriente de arranque o corriente de rotor bloqueado momentánea de los motores eléctricos. En los fusibles tipo "Tapón", el término "Tiempo Retardado" es interpretado por las normas UL como un mínimo tiempo de apertura de 12 segundos en una sobrecarga de 200% del valor nominal del fusible.

TENSION NOMINAL: Es la tensión de la corriente alterna RCM (o la corriente continua), al cual se diseña el fusible para operar. Todos los fusibles funcionan con seguridad en cualquier tensión menor, pero el empleo en tensiones mayores al nominal puede ser peligroso. Bajo altos valores de corriente de circuito corto, un incremento en la tensión ocasionará un incremento en los tiempos de arqueo y apertura

TAMAÑO DE CARTUCHO: Los fusibles se fabrican dentro de un cartucho de tamaño normalizados: 30, 60, 100, 200, 400, 600, 800, 1,200, 1,600, 2,000, 3,000, 4,000, 5,000 y 6,000 Amps. Cada cartucho está diseñado para acomodar un listón fusible cuyo valor nominal en amperes, es decir un cartucho de 60 amperes puede acomodar en su interior un listón fusible de 35, 40, 45 50, 6 de 60 amperes nominales.

El tamaño del cartucho varía también en longitud y en diámetro, debido a la tensión nominal, corriente nominal y clase de fusibles.

CLASE DE FUSIBLES:

LAS CLASES DE FUSIBLES SON LAS SIGUIENTES:

FUSIBLES CLASE H: El fusible clase H, cumple con las normas UL-198B, - ésta es la única norma de UL, que reconoce ambos fusibles (renovables y no renovables) apropiados para la protección de circuitos de fuerza y alumbrado. Su corriente nominal va de 0 a 600 Amps., tensión nominal es 250V. y 600V.

El parrafo 11.7 de esta norma indica que "tanto el fusible como la carga no deberán tener impreso ni implicar, que tiene capacidad interruptiva o que es limitador de corriente". Estos fusibles son probados en corto circuito, en un circuito de corriente alterna con una fuente capaz de suministrar 10,000 amps. RCM simétricos. La prueba se efectúa con un factor de potencia relativamente alto de 0.45 a 0.50 - para fusibles de 110 amps. a 600 amps y 0.85 a 0.95 para fusibles de 100 amperes o menores.

Estos fusibles no pueden utilizarse en circuitos de corriente directa los fusibles no renovables no tienen características tiempo retardo. Esta clase es intercambiable con los fusibles clase K-1, K-5 y K-9; - es decir que tienen las mismas dimensiones en el diámetro y longitud.

FUSIBLES CLASE G: Los fusibles clase G fueron desarrollados para uso en tableros de alumbrado, con un dispositivo de desconexión del fusible. Estos son fusibles no renovables para ser utilizados únicamente el circuito de corriente alterna donde el corto circuito disponible no es superior a 100,000 amperes. RCM simétricos. Unicamente 2 fabricantes de fusibles los producen en EEUU y tienen una corriente nominal de 0 a 60 amps. Y con una tensión nominal de 300 volts máximos.

Estos fusibles cumplen con las normas UL-198.2., Son no intercambiables; es decir que no tienen las mismas dimensiones de los clase K, - K-1, K-5 y K-9.

Los fusibles clase "G" tienen cierta capacidad de limitación de co---

riente por lo que pueden ser marcados como limitadores, la norma UL-198.2 determina los valores de energía I^2t de fuga, permitido. Además determina que el valor de tiempo retardo no sea mayor de 12 segundos con 2 veces la corriente nominal. Es importante mencionar que los fusibles K-5 y K-9 tienen un tiempo retardo de 10 segundos con 5 veces la corriente nominal.

FUSIBLES CLASE "K": Estos fusibles son no renovables y cumplen las normas UL-198.3. Se definen 3 clasificaciones:

CLASE K-1, K-5 y K-9. Todos se fabrican para 250V. y 600V. de corriente alterna y son no renovables en todos los casos. La capacidad interruptiva varía de 50,000, 100,000 ó 200,000 Amperes RCM simétricos. Los fusibles clase K como se había ya mencionado, son intercambiables por los clase "H".

Los fusibles clase K1, otorgan el mayor grado de limitación de esta clase K; los fusibles clase K5 otorgan un grado moderado de limitación y los fusibles clase K9, el menor grado de limitación.

Los fusibles clase K9, han sido descontinuados por la mayoría de los fabricantes. De cualquier forma, muchos, miles de ellos continúan operando como protección en los equipos existentes y existe suficiente literatura y curvas de fusión tiempo corriente, curvas de energía de fuga disponibles para usted, en el momento que lo desee.

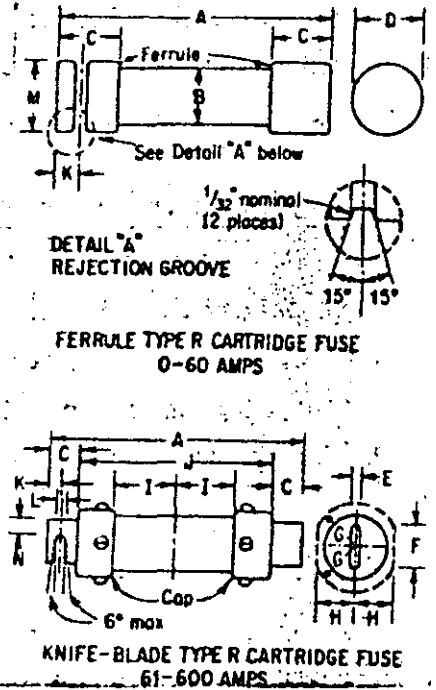
Los fusibles clase K-5 y K-9, pueden seleccionarse ya sea "rápidos" ó "tiempo retardo" (los fusibles K-1 se fabrican únicamente tipo "rápido"). La palabra "tiempo retardo" estampada en el fusible indica que el fabricante cumple con la norma UL, de fundirse en 10 segundos con una sobrecarga del 500% de su corriente nominal. La palabra "rápido" (designación del autor) significa que la característica de fusión no cumplen con la prueba U.L. de "tiempo retardo". Debido al hecho de que todos los fusibles clase K, requieren tener un valor predeterminado de "corriente de fuga", máximo en amperes cuadrados segundo; se clasifican como "limitadores de corriente". La norma U.L. no permite que sean marcados como tales debido a que son intercambiables con los fusibles clase "H".

FUSIBLES CLASE "R": Esta clasificación es relativamente nueva y se da a los fusibles que cumplen con la norma U.L. - 198.4, cuya primera

edición data de mayo 30, 1973. Estos fusibles son de construcción no renovables y los hay desde 0 hasta 600 amperes, dimensionados para 250 Volts. de C.A. y 600 V.C.A., tienen capacidad interruptiva de 200,000 Amperes RCM, simétricos.

DIMENSIONES DE FUSIBLES (PULGADAS)

Rated volts	Rated amperes	J	K	L	M	N
250	0-30		5/32	5/64	3/8	
	31-60		3/16	3/32	5/8	
	61-100	3 3/8	1/2	9/32		1/4
	101-200	4 1/8	11/16	9/32		7/16
	201-400	4 5/8	15/16	13/32		5/8
	401-600	5 3/16	1 1/8	17/32		3/4
600	0-30		3/16	3/32	5/8	
	31-60		1/4	3/32	7/8	
	61-100	5 3/8	1/2	9/32		1/4
	101-200	6 1/8	11/16	9/32		7/16
	201-400	7 1/8	15/16	13/32		5/8
	401-600	8 3/16	1 1/8	17/32		3/4



NOTE: Dashed line in drawing (dimension G) represents the limit of the maximum projection of a screw, rivet head, etc. It becomes a circle for a fuse rated at more than 200 amps.

NORMALIZADOS POR UL, COMO CLASE "R".

Las dimensiones de "A" a "I" para los fusibles clase R son idénticas de la de los fusibles clase H, K-1, K-5 y K-9. Adicionalmente se muestran dimensiones físicas de estos fusibles, en el caso de los elementos de rechazo que aquí se muestran, tanto en las férulas, (en los fusibles de 0-60 amps.) como en las navajas (en los fusibles de 61 A., 600 Amps)

Los fusibles clase R son limitadores de corriente y los RK-5 y RK-1 cumplen con el valor predeterminado de energía de fuga en amperes-cuadrado-segundo que marca la norma U.L. y estos son idénticos a los descritos para los fusibles K-1 y K-5 en la norma U.L. 198.3. Es más, los fusibles clase RK-1 y RK-5 son los fusibles K-1 y K-5 respectivamente; con la salvedad de tener el elemento de rechazo (R). Todos los fusibles RK-1 y RK-5 deberán ser marcados como "Limitadores de co-

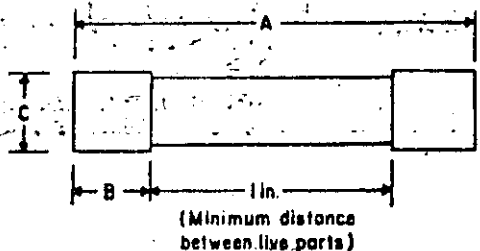
riente".

Los fusibles RK5 pueden ser tiempo retardo siempre que cumplan con prueba de fundirse en 10 segundos con una sobrecarga del 200% de su corriente nominal.)

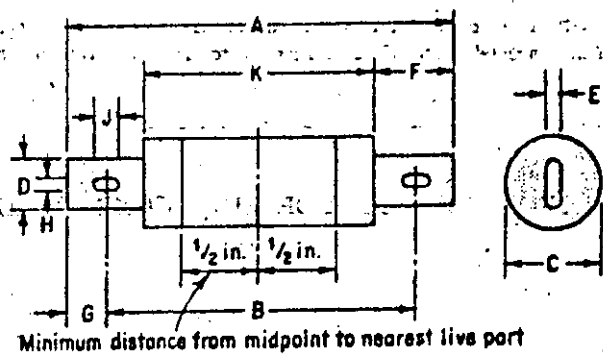
La muesca en la férula y la ranura en la navaja, cuando se utiliza en conjunción con un portafusibles especial diseñado para recibir únicamente fusibles clase R, previene la intercambiabilidad con los fusibles clase H.

FUSIBLES CLASE "J": Los fusibles clase J son del tipo no-repovables y limitadores de corriente y cumplen con la norma U.L. 198.23 (incorporada dentro de la norma ANSI (97.1-1972). Se fabrican para 600 volts, C.A. máximos y de 0-600 Amperes. Su capacidad interruptiva, es de --- 200,000 amperes RCM simétricos.

DIMENSIONES DE FUSIBLES (PULGADAS).



Amperes	A	B	C
0-30	2 1/4	1/2	13/16
31-60	2 3/8	5/8	1 1/16



Minimum distance from midpoint to nearest live part

Amperes	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
61-100	4 5/8	3 5/8	1 1/8	3/4	1/8	1	1/2	9/32	3/8	2 5/8
101-200	5 3/4	4 3/8	1 5/8	1 1/8	3/16	1 3/8	11/16	9/32	3/8	3
201-400	7 1/8	5 1/4	2 1/8	1 5/8	1/4	1 7/8	15/16	13/32	17/32	3 3/8
401-600	8	6	2 5/8	2	3/8	2 1/8	1	17/32	11/16	3 3/4

NORMALIZADOS POR NEMA Y UL ; COMO CLASE "J": 0-600 AMPERES PARA 600 - VOLTS C.A.

Los fusibles clase J son no-intercambiables con cualquier otro y se requiere que sean marcados como limitadores de corriente.

Los valores predeterminados de energía de fuga están dados por la mis

ma norma U.L. 198.2.

Ya que ni la norma U.L., ni la norma "NEMA", designa tiempo retardo para estos fusibles, de ahí que cuando cualquier literatura describa un fusible con las palabras "Clase J, tiempo retardo" ó en su defecto -- "Fusible tiempo retardo con dimensiones clase J", el fusible en cuestión no es un fusible clase J, puede tratarse de un fusible clase K5 con dimensiones de un clase J.

FUSIBLE CLASE "L": Los fusibles clase "L" son del tipo no-renovables y limitadores de corriente y cumplen con la norma U.L. - 198.2 (que ha sido incorporado como parte de la norma ANSI, 97.1 - 1972).

Tienen una tensión nominal de 600 Volts máximos en corriente alterna (únicamente), su corriente nominal es de 800 Amperes hasta 6,000 Amps. se encuentra en el mercado con los siguientes "tamaños de cartucho" -- 800, 1,00, 1,600, 2,000, 2,500, 3,000, 4,000, 5000 y 6,000 Amps. con capacidad interruptiva de 200,000 Amperes RCM simétricos.

Los fusibles clase L son "no-intercambiables" con ningún otra clase de fusible y su montaje se realiza directamente sobre las barras colectoras.

Los fusibles clase L deberán de ser marcados como "limitadores de corriente" con un valor de energía.

EJERCICIOS DE COORDINACION CON COMENTARIOS (Y RESPUESTAS):

1.- Supongamos que sobrecargamos un fusible 200 A., con 500% de su capacidad nominal (1,000 amperes) cuál será su tiempo mínimo de fusión.

- | | | | | |
|-----|----------|-------|-----------|---------|
| (a) | SCL-200? | (RK1) | RESPUESTA | 1 Seg. |
| (b) | ECS-200? | (RK5) | RESPUESTA | 17 Seg. |

1.- COMENTARIOS:

Analizando nuestras curvas tiempo corriente de nuestro Boletín Clase F-23 020582 Pag. 27, Boletín F-23 020582 Pag. 25, encontramos en las abscisas 1,000 amperes y levantando en este punto una perpendicular a este margen horizontal hasta cruzar la curva de 200 A., del fusible en cuestión, en este punto de intersección trazamos una paralela al margen de las abscisas cortando el margen de las ordenadas en 1 Seg., obteniéndose así el punto mínimo de fusión.

2.- Suponiendo un circuito con dos fusibles en serie un fusible NCI 9 (RK1) en el lado de línea y un fusible ECN60 (RK5) en el lado de carga, comparemos:

(a) La energía I^2t del fusible ECN60 (RK5), durante el tiempo total de apertura?

BOL. F-23 020582, Pag. 36 60 Amps. 2 seg. $\times 10^3 = 60,000 \text{ Amps}^2$ --
Seg.

(b) La energía I^2T del fusible NCL100 (RK1), durante el tiempo de fusión?

BOL. F-23 020582, Pag. 38 7 Amps.² seg. $\times 10^3 = 7,000 \text{ Amps}^2$. --
Seg.

2.- COMENTARIOS:

En la página No. 36 del Boletín F-23 020582 se encuentran los datos de Energía de Fuga I^2T para los fusibles RK5, doble element 250 V.C.A., tanto en el tiempo de fusión como el de tiempo total de apertura (fusión más arqueo).

En el margen inferior (Abscisas) buscamos la calibración del fusi-

ble RK5, ECN60 y donde la ordenada correspondiente (línea inclinada superior), corte al tiempo total de apertura en este punto de intersección - trazamos una paralela al margen inferior cortando al margen izquierdo en el valor de energía de fuga de $60 \text{ Amps}^2 \text{ seg.} \times 10^3$ (energía de fuga durante el tiempo total de apertura).

La energía de fuga en el tiempo de fusión para el fusible del lado de línea lo obtenemos en la Pag. 38 del Boletín F-23 020582.

Esta energía de fuga durante el tiempo de fusión se obtiene siguiendo el mismo método anterior únicamente que considerando el punto de intersección en la línea inclinada inferior leyendo en el lado del margen izquierdo $7 \text{ Amps}^2 \text{ seg.} \times 10^3$.

Es condición necesaria y suficiente que la energía de fuga durante el tiempo total de apertura del fusible de lado de carga no exceda al tiempo de fusión del fusible de lado de línea.

Como podemos constatar en este ejemplo no podemos coordinar el fusible - en el lado de línea, con un valor de energía de fuga de I^2T en el tiempo de fusión mayor de $60,000 \text{ Amps}^2 \text{ seg.}$

Regresamos a nuestra curva a buscar la calibración que nos de un valor superior a los $60,000 \text{ Amps}^2 \text{ seg.}$, del fusible de lado de carga y podremos observar que $70,000 \text{ Amps}^2 \text{ seg.}$, los puede proporcionar un fusible NCL300 (RK1). O sustituir por un doble elemento (RK5) ECN150.

3.- Si un interruptor de seguridad soporta los efectos de una energía de fuga I^2T de $20 \times 10^6 \text{ Amps}^2 \text{ seg.}$ ¿Cuál es el fusible de mayor capacidad que podremos instalar en este switch?, para su protección Un fusible clase "L", LCL de 1600A. que tiene $18 \text{ Amps}^2 \text{ seg.} \times 10^3$.

3.- COMENTARIOS:

El fusible debe tener una energía de fuga I^2T durante su tiempo total de apertura (fusión más arqueo) menor que la que soporta el interruptor de seguridad.

Para este ejemplo usamos los datos de I^2T del Boletín F-23 020582, Pag.- 41, tomando la ordenada correspondiente a la calibración del fusible cla

se "L" ICL1600 y donde corte a la línea inclinada (tiempo total de apertura). Leemos la energía de fuga correspondiente al margen izquierdo.

4.- Como seleccionar el fusible de mayor capacidad para proteger un interruptor termomagnético.

Consideremos que en el punto donde se instalará un interruptor termomagnético marco NJL se dispone de un cortacircuito simétrico de 100,000 amperes en 480 V., la capacidad interruptiva de este dispositivo de protección es de 35,000 amperes simétricos a 480V. Un fusible (RK1) SCL600 protegerá al interruptor.

4.- COMENTARIOS:

En caso de no tener fusible el pico máximo de la onda de cortocircuito será de 240,000 amperes (2.4 veces el corto simétrico disponible).

Como obtenemos este valor?

De las curvas de corriente pico defuga durante la apertura ver Pag. 33 y/o 42, Boletín F-23 020582.

En las abscisas se encuentra el valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrico (100,000) levantamos una perpendicular hasta cortar la línea inclinada la cual determina la máxima asimetría.

En este punto de intersección trazamos una paralela a la línea recta de las abscisas hasta cortar la ordenada del lado izquierdo y ahí se obtiene 240.000.

1.- Esta misma ordenada corta la curva correspondiente al fusible RK1, en cuestión (SCL600) y en este segundo punto de intersección trazamos otra paralela a las abscisas y en el punto donde corta la ordenada estamos en condiciones de obtener la corriente pico de fuga que deja pasar el fusible siendo este valor de 42.000 amperes. Esta última paralela intercepta a la línea de máxima asimetría, en este punto bajamos una línea perpendicular a las abscisas cayendo en el valor de 17,000 amperes.

Lo cual nos permite comprender que el efecto limitador del fusible lo traduce el cortocircuito de 100.000 amperes a un cortocircuito simétrico

de 17,500 amps. Y con este valor de corriente es menor que la capacidad interruptiva del termomagnético vemos que queda debidamente protegido.

5.- Como determinar el fusible de mayor capacidad para proteger un -- Centro de Control de Motores (CCM), el cual esta diseñado para so portar los efectos de cortocircuito de 50.000 A., simétricos si - en el lugar de su instalación se dispone de un nivel de cortocir- cuito de 100.000 amperes simétricos.

Debemos considerar la condición más crítica ó sea el pico de co- rriente máxima el cual se obtiene con un corto circuito asimétri- co consideremos el caso más crítico:

$$50.000 \times 2.4 = \underline{120.000} \text{ (Ip máx.)}$$

El fusible clase "L", LCL de 2000 amps., con una corriente de cortocir- cuito de 100.000 amps., permite una Ip de 100.000 de donde podemos com- prender que este fusible protegerá al CCM, ya que su Ip es menor a la - Ip que soporta el CCM.

5.- COMENTARIOS:

De nuestro Boletín No. F-23 020582, Pag. 35, podemos determinar la Ip - del fusible clase "L" LCL de 2000.

1.- Localizamos en las abscisas la corriente de simétrica disponible - y en este punto levantamos una perpendicular al margen inferior - al cortar la curva del fusible de 2000 A., trazamos una paralela - al margen inferior y al cortar el margen izquierdo estamos en con- diciones de leer 100.000 amperes de corriente de fuga (IP).

CAUSAS MAS COMUNES POR LAS CUALES PUEDE FUNDIRSE UN FUSIBLE, ASI COMO - LAS RECOMENDACIONES A OBSERVAR:

Cuando un fusible se funde busque la causa no se- concrete a reemplazarlo.

A.- Puede haber ocurrido un cortocircuito

Repare la falla antes de reemplazarlo.

(falla de aislamiento).

B.- Pudo haber ocurrido una sobrecarga

Elimine la sobrecarga antes de reemplazarlo.

C.- Insuficiencia en el retardo de tiempo

Por ejemplo: En el momento de arranque del Motor (a) reemplacese por un fusible K5. No es recomendable el uso de fusibles de un tiempo y - renovables.

D.- Exceso de calor por causas de falso contacto

1.- En el portafusibles.

(a) Reemplace ó corrija el portafusible.

2.- En las navajas del fusible (si es de navajas).

(a) Reemplace las partes ó repare el switch.

3.- Mala conexión en las zapatas.

(a) Apretar tornillos.

4.- Conexiones sucias en el fusible ó portafusible.

(a) Limpiar superficies de contacto.

5.- Oxidaciones y cambio de color son síntomas de superficies insuficientes de contacto.

6.- Superficies insuficientes de contacto pueden mostrar puntos de arqueo.

7.- Superficies insuficientes de contacto pueden carbonizar los extremos del tubo del fusible.

8.- Mala instalación de los eslabones fusibles, pueden también carbonizar los extremos del tubo del fusible.

E.- Tableros de Distribución tipo fusible con circuitos ligeramente sobrecargados y con excesivo calor

La solución es sustituir los fusibles por fusibles K5, los cuales operan fríos.

F.- La sección del portafusible no es la adecuada al fusible.

G.- Fusibles en lugares con exceso de calor, por ejemplo cerca de cal

deras u otras fuentes de calor

La sugerencia es sutituir esos fusibles por fusibles K5.

H.- Vibraciones.

Las cuales afectan tremendamente a los eslabones de los fusibles renova
bles.

I.- Fusibles Económicos puede ser la razón.....

1.- Conexiones internas muy pobres entre el eslabón fusible y la tapa
roscada.

2.- Envejecimiento.

APLICACION DE FUSIBLES:

Qué fusible recomendaremos para un caso determinado?

La siguiente guía nos ayudará a la selección adecuada.

A.- Quando debe recomendarse un fusible "H" (un tiempo).

En cirucuitos derivados donde estos son la mayor partida a proteger y -
las corrientes nominales a través de los fusibles no están cerca de la-
capacidad nominal del fusible y donde no se esperan fallas frecuentes.

B.- Quando se debe recomendar un fusible "RK5" (doble elemento con re-
traso de tiempo).

1.- Para protección desobrecarga y cortocircuito de Motores. Pudiendo
se seleccionar la protección de sobrecarga muy cercana a la corriente a
plena carga del motor sin tener apertura del fusible en el momento de -
arranque del Motor, como sucedería con fusibles de un tiempo.

2.- Para aplicaciones donde la corriente fluyendo a través del fusi--
ble esta muy cercana a su capacidad nominal en amperes. Los fusibles --
RK5, no cuasarán sobrecalentamientos en el portafusible evitándose la -
falla por calentamiento lo cual no podremos evitar en un fusible de un-
tiempo.

3.- Donde es necesario la protección de motores por falla de una fase
vague con la selección del Juego de fusibles RK5, al operar un fusible-

la sobrecarga resultante es suficiente para que operen los otros fusibles. Esta protección no se puede obtener con fusibles de un tiempo.

4.- Debido a que los fusible RK5 "operan fríos", no contribuyen con mucho calor al ambiente y pueden usarse por lo tanto donde se requieran temperaturas bajas.

5.- Donde se esperen conexiones eléctricas pobres (falsos contactos), ahí el fusible RK5 fundirá por calentamiento y prevendrá de daño al portafusible por calentamiento.

6.- Los fusibles RK5, nos permiten usar interruptores de seguridad de menor capacidad.

7.- Donde las corrientes de fallas son entre 10,000 y 200,000 Amps., los fusibles ECON interrumpiran segura y eficientemente el circuito. Los fusibles de un tiempo interrumpiran fallas no mayores de 10,000 amps.

C.- Quando se recomendará usar fusible clase "H", renovable?

Donde los niveles de falla no excedan 10,000 Amps., y principalmente en circuitos derivados donde se esperen fallas frecuentes y no requiera retraso de tiempo.

D.- Quando se debe recomendar fusibles limitadores clase "J ó L".

1.- Cuando se tienen niveles de corrientes de cortocircuito mayores de 100,000 amperes. Estos fusibles interrumpirán seguro y eficientemente el circuito. En la construcción de estos fusibles son usados los materiales más robustos que en cualquier otra clase de fusible.

2.- Cuando se desea limitar la corriente de fuga durante la fusión a niveles seguros para proteger los equipo, este fenómeno va acompañado por una interrupción mucho muy rápida.

3.- Cuando la capacidad del fusible excede de 600 amps. ya que estos fusibles son los únicos disponibles y con normas NEMA.

E.- Cuando se deben recomendar Fusible Miniatura.

Estos fusibles miniatura se construyen en las siguientes dimensiones -
 $\emptyset = 13/32"$ $l = 1-1/2"$ pudiendo ser de un tiempo, doble elemento, renovables y limitadores, pudiendose utilizar donde el factor espacio es primordial y donde la capacidad máxima en amperes no desea mayor de 30 -- Amps., y es específico para protección interior de circuito de control (arrancadores, Interruptores, etc.).

CLASE
1330



Fusibles de Cartucho Econ^o de Doble Elemento

Con Retraso de Precisión y
Capacidad Interruptiva de 200,000 Amperes RCM

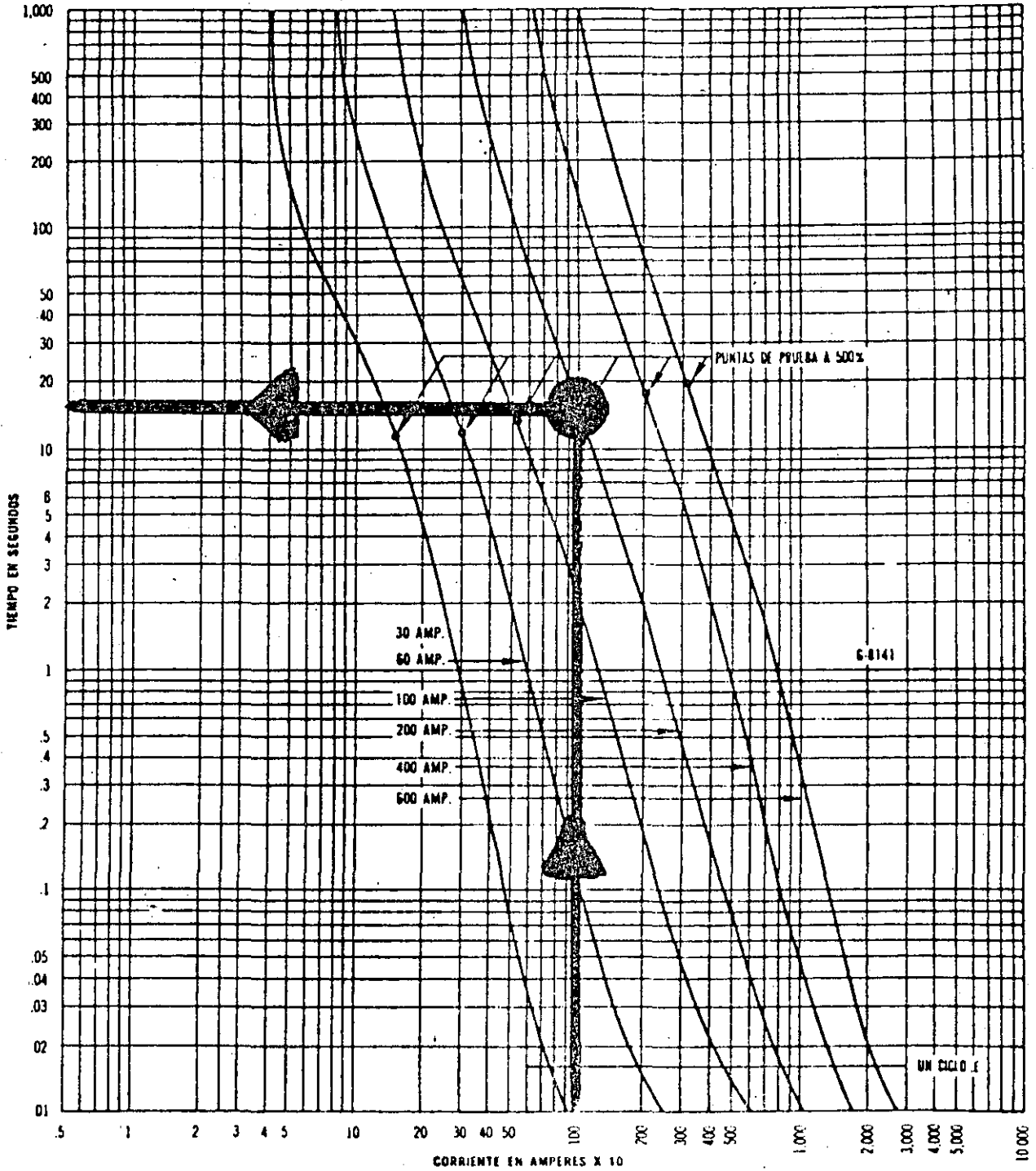
ECS

CLASE RK 5

126

CURVAS CARACTERISTICAS PROMEDIO TIEMPO-CORRIENTE - 0 a 600 Amp. 600 Volts.

20



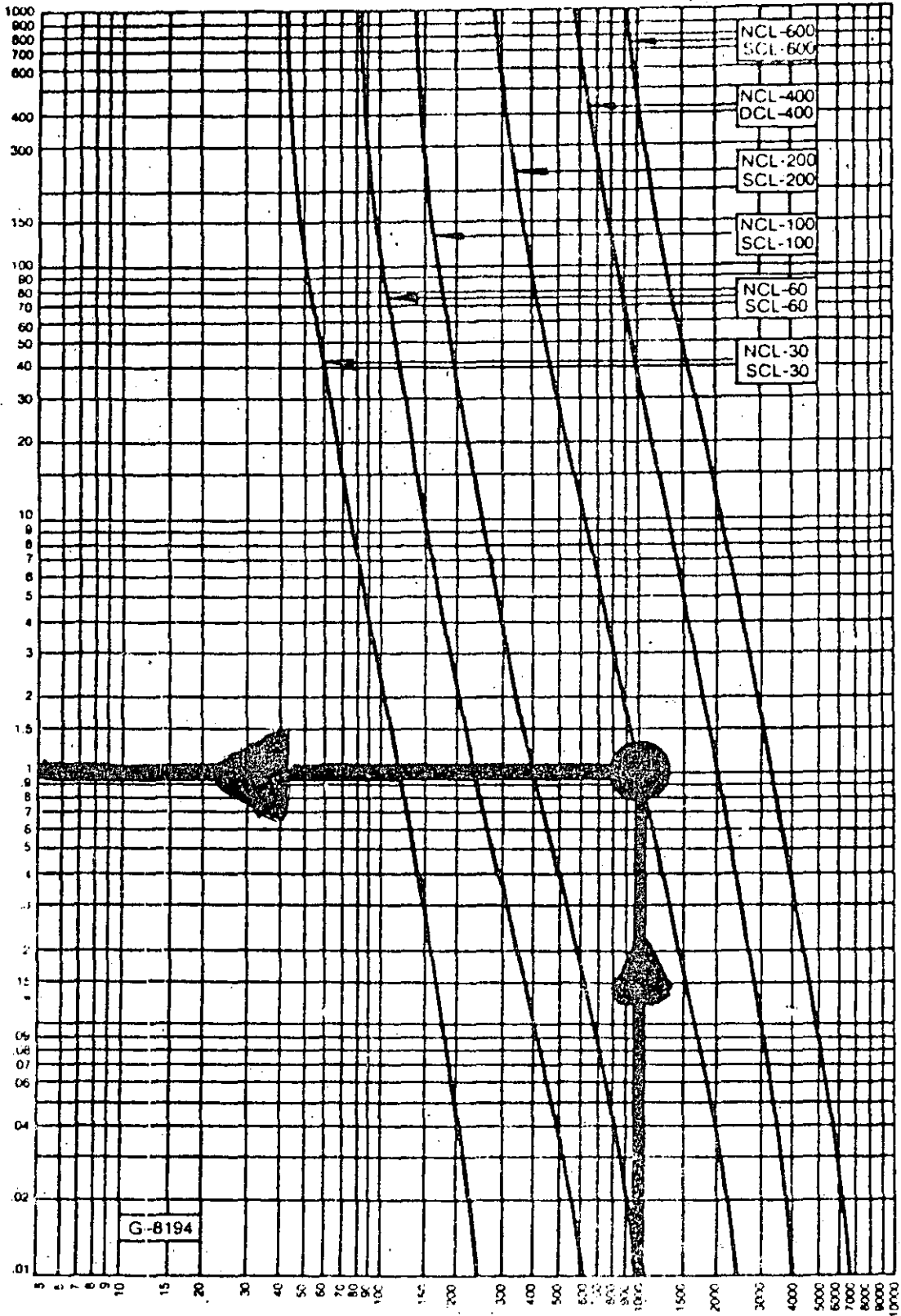
Fusibles Limitadores de Energía
 Símbolo NCL y SCL. Clase K-1 de U.L.



129

2

TIEMPO DE FUSION EN SEGUNDOS

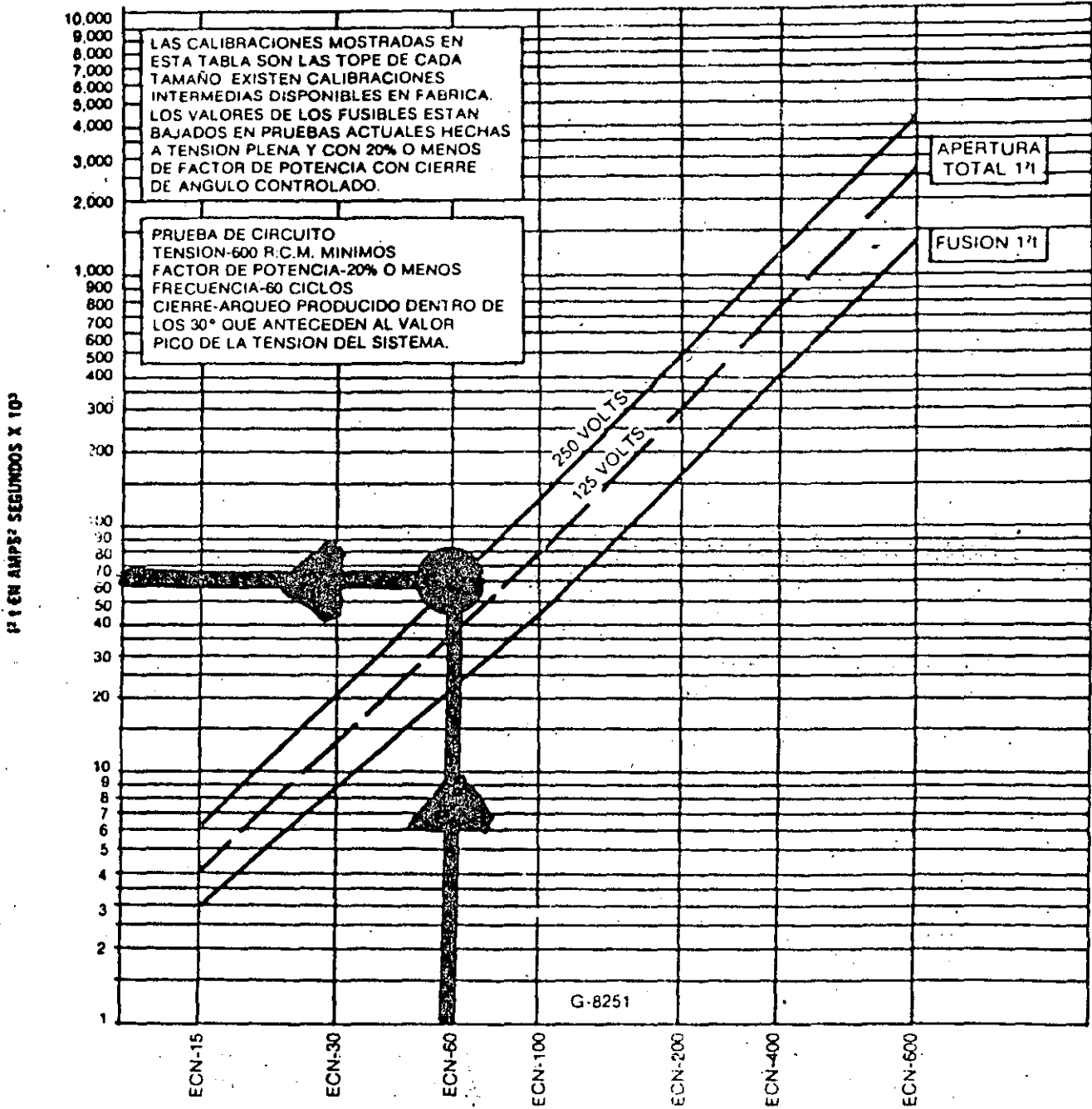


CORRIENTE SIMETRICA EN AMPS R.C.M.
 CURVA CARACTERISITICA TIEMPO/CORRIENTE

Fusibles de Cartucho Econ de Doble Elemento Símbolo ECN 250 Volts. Clase K-5 de U.L.



12 c



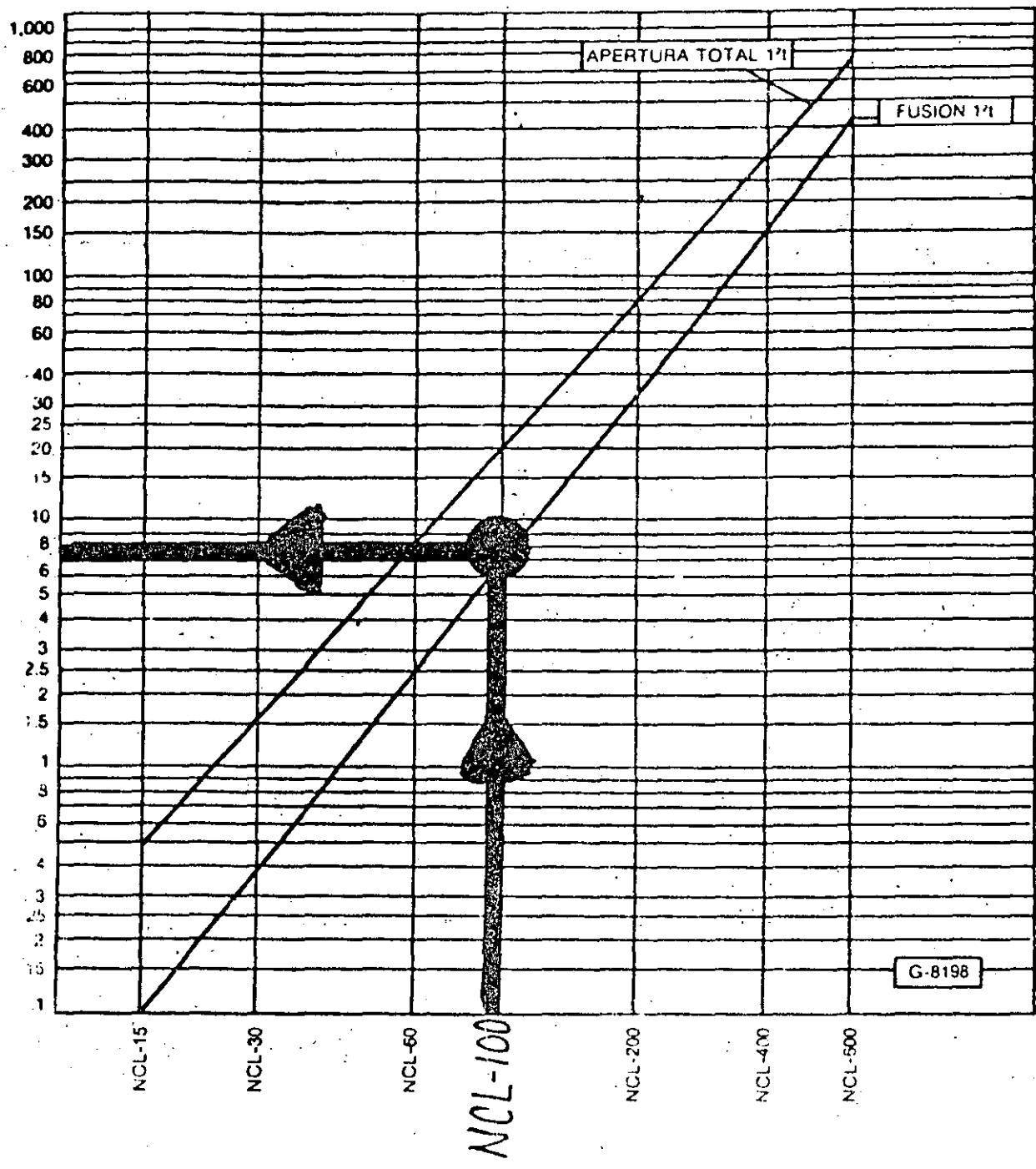
CALIBRACION DEL FUSIBLE EN AMPERES
 ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUCCION I²t (AMPS² SEGUNDOS)

Fusibles Limitadores de Energia Econolim
 Simbolo NCL. Clase K-1 de U.L.

13a



23



CAPACIDAD DEL FUSIBLE EN AMPERES
 ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUPCION I²t (AMPS² SEGUNDOS)
 BASADO EN CORRIENTE DISPONIBLE DE 100 000 AMPS. R.C.M. A LA TENSION NOMINAL

I²t EN AMPS² SEGUNDOS X 10³

Fusibles Limitadores Econolim

Símbolo LCL. Clase L de U.L.

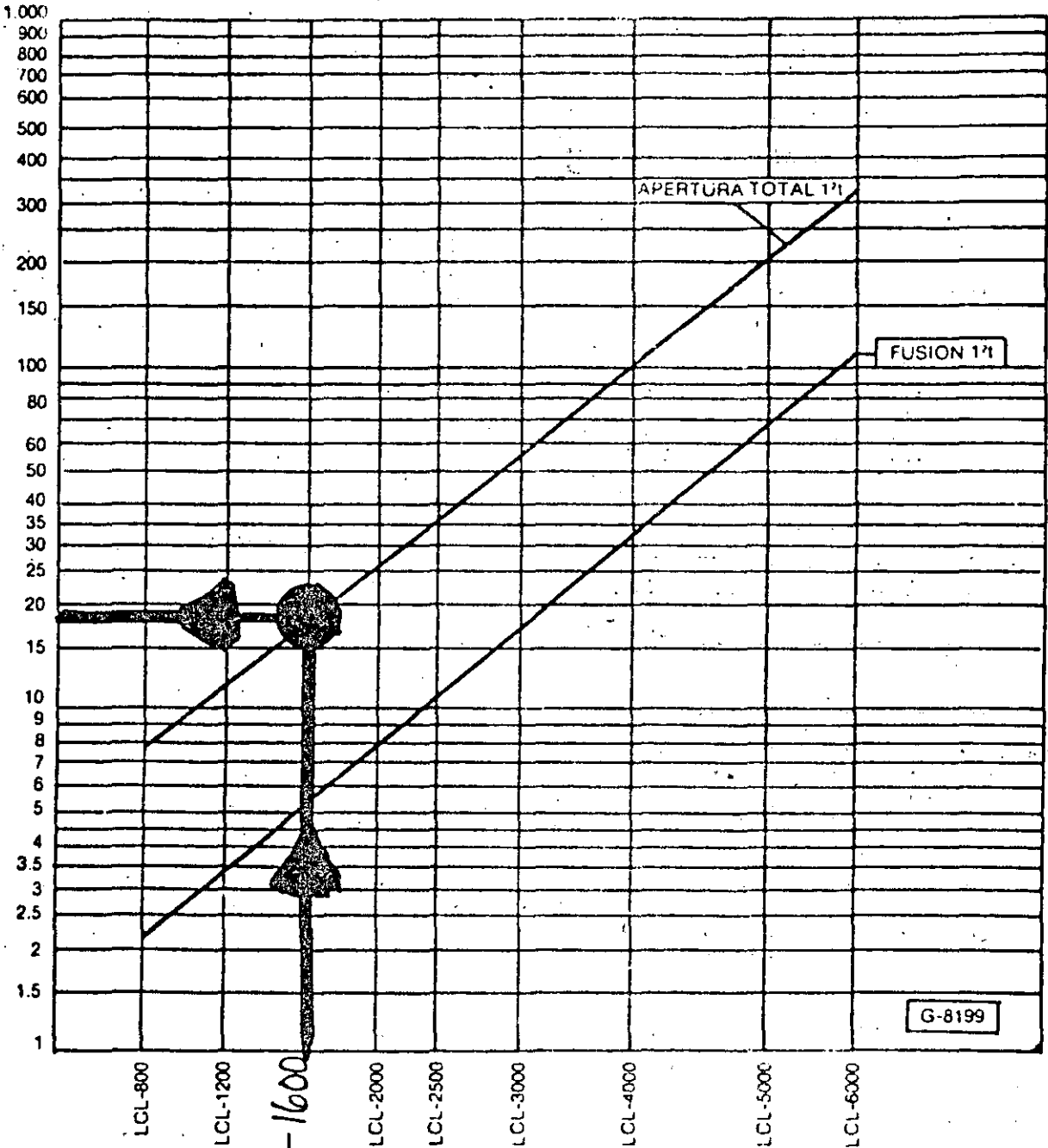
24

136

(24)



I² EN AMPS² SEGUNDOS X 10³



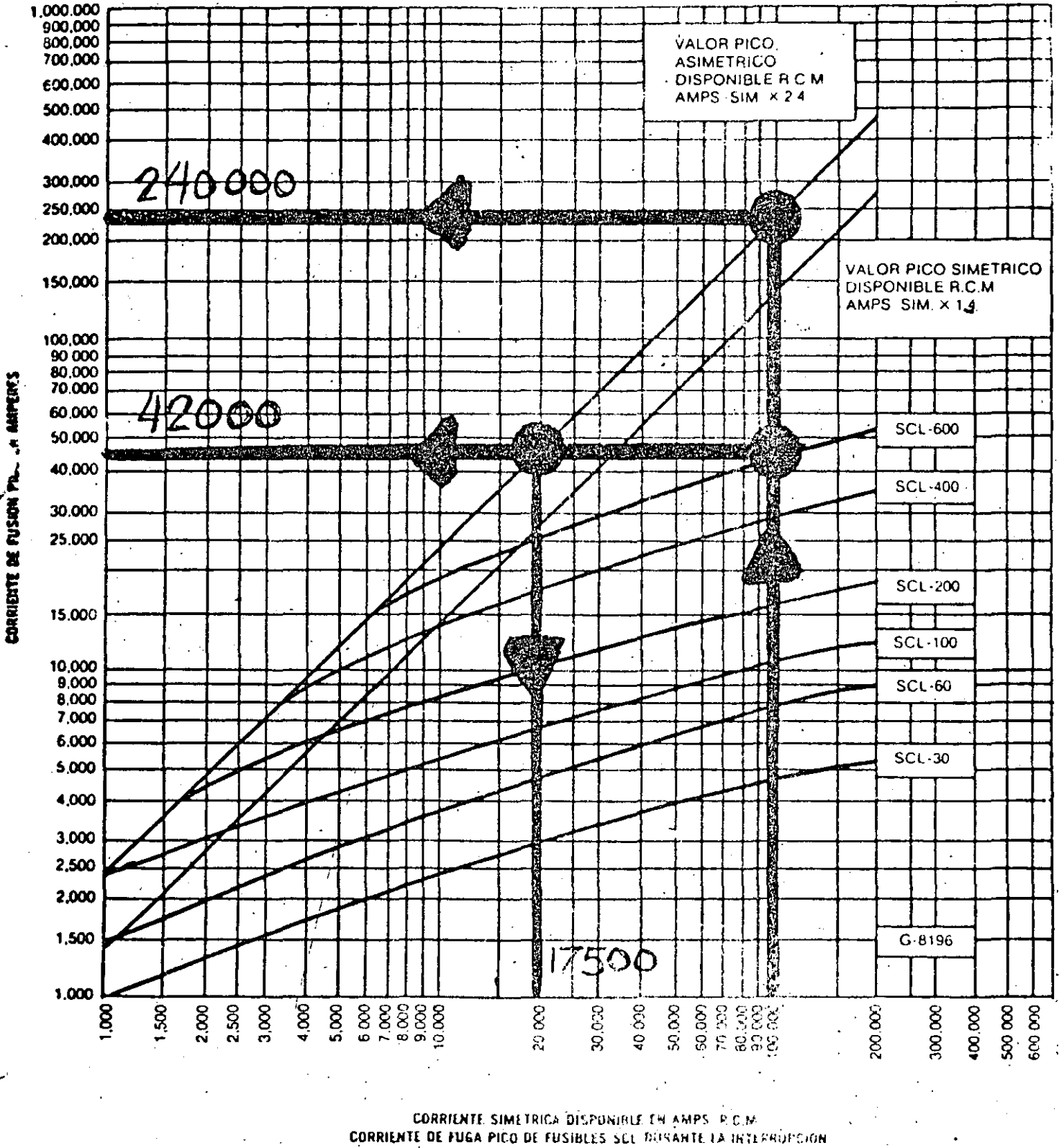
CALIBRACION DEL FUSIBLE EN AMPERES
 ENERGIA TOTAL DE FUSION E INTERRUCCION I² t (AMPS² SEGUNDOS)
 BASADOS EN CORRIENTE DISPONIBLE DE 100 000 AMPS. A LA TENSION NOMINAL

G-8199

Fusibles Econolim Limitadores de Energia
 Simbolo SCL 600 Volts. Clase K-1 de U.L.



149 (S)



Fusibles Limitadores Econolim

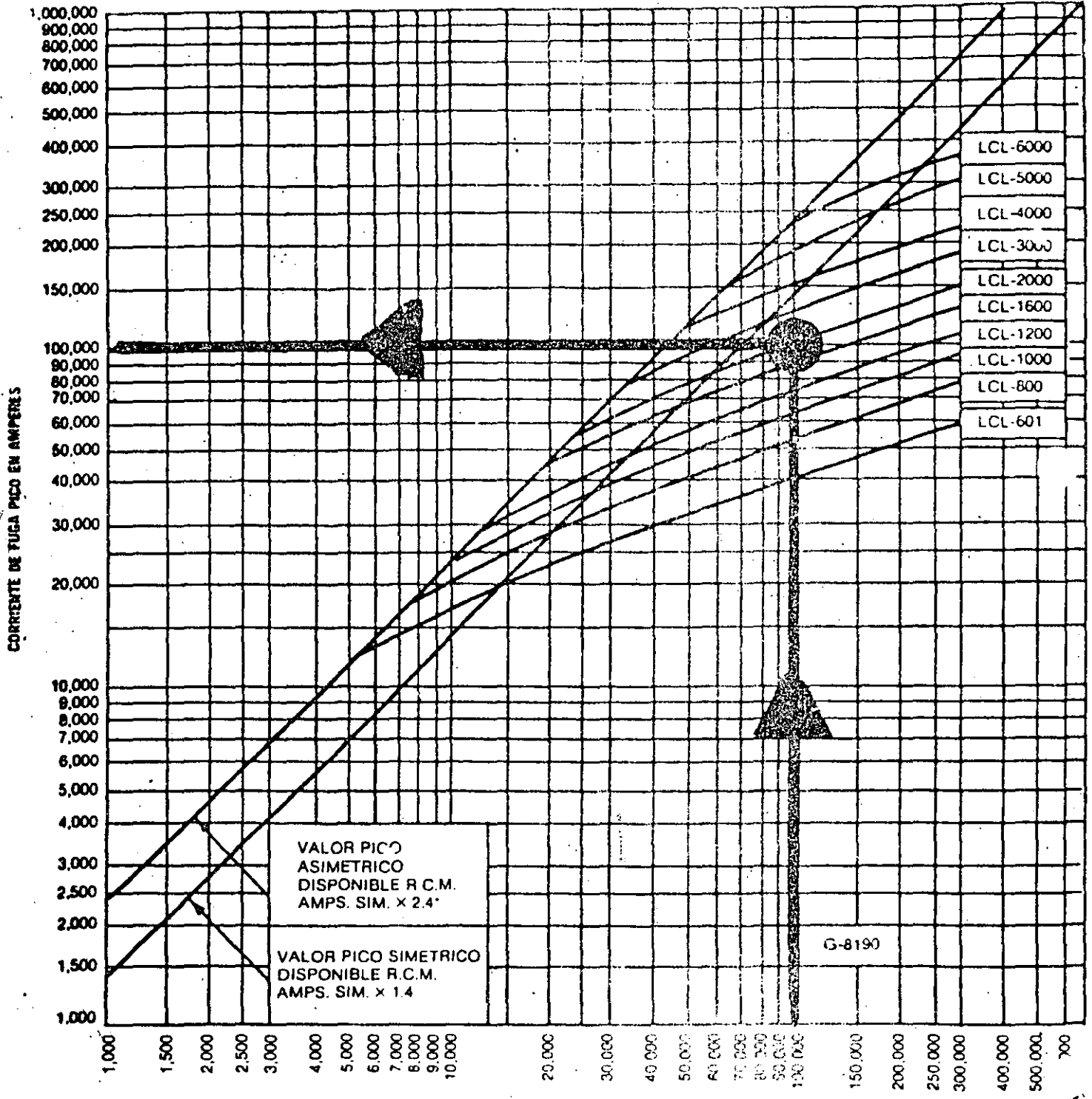
Símbolo LCL. Clase L de U.L.

26

27



15a



CORRIENTE SIMETRICA DISPONIBLE AMPS ICM
 CORRIENTE PICO DE FUGA DURANTE LA INTERRUCCION DE FUSIBLES LCL

BIBLIOGRAFIA

- 1.- APPLYING LOW-VOLTAGE FUSES
HERMAN W REICHENSTEIN
MC GRAW HILL.
- 2.- 1981 N.E.C. HANDBOOK
NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION.
- 3.- BOLETIN. FUSIBLES.
FEDERAL PACIFIC ELECTRIC DE MEXICO, S.A. DE C.V.
- 4.- CARTRIDGE FUSES A COMPENDIUM
ECONOMY FUSE DIVISION
FEDERAL PACIFIC ELECTRIC CO.
- 5.- BOLETIN SP81 ELECTRICAL PROTECTION HANBOOK
BUSS FUSE.

FUSIBLES DE BAJA TENSION
(0 - 600 VOLTS)
NO LIMITADORES

(28)

FUSIBLES TIPO TAPON

CLASE H

BASE EDISON

1. 125V.C.A.
2. 0-30 AMPS.
3. NO INTERCAMBIABLE

1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 10 KA.

BASE S

1. RETARDO DE TIEMPO 200% A 12 SEG.
2. 125 V.C.A.

4. RENOVABLES Y NO RENOVABLES.
5. SOLO OPERA EN C.A.
6. INTERCAMBIABLES CON LOS K-1, K-5 Y K-9
7. NO SON TIEMPO RETARDO.

FUSIBLES DE BAJA TENSION
(0 -600 VOLTS)
LIMITADORES

CLASE K

CLASE G

CLASE J

CLASE L

CLASE R

1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 50, 100 Y 200 KA.
4. K-1, K-5, K-9 SON NO RENOVABLES
5. ALGUNOS FUSIBLES OPERAN EN C.D.
6. INTERCAMBIABLES CON CLASE H.
7. CLASE K-5 Y K-9 (DOBLE ELEMENTO) SON TIEMPO RETARDO 10 SEG. 500%
8. NO PUEDEN SE ETIQUETADOS COMO LIMITADORES DE CORRIENTE.

1. 300 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAPACIDAD INTERRUPTIVA 100 KA.
4. SON INTERCAMBIABLES CON LOS MISELANEOS.
5. SON TIEMPO RETARDO 12 SEG. 200%
6. NO RENOVABLES.

1. 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. C.I. 200 KA.
4. NO INTERCAMBIABLE
5. NO SON TIEMPO RETARDO
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADOS COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

1. 600 V.C.A.
2. 600 - 6000 AMPS.
3. C.I. 200 KA.
4. NO INTERCAMBIABLE
5. NO ES TIEMPO RETARDO
6. NO RENOVABLE
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

1. 250 Y 600 V.C.A.
2. 0-600 AMPS.
3. CAP. INT. 200 KA.
4. RK-1 - RK-5 NO INTERCAMBIABLE CUENTAN CON ELEMENTO DE RECHAZO
5. RK-5 (DOBLE ELEMENTO) TIEMPO RETARDO 10 SEG. A 500%
6. NO RENOVABLES.
7. ETIQUETADO COMO LIMITADOR DE CORRIENTE.

PROTECCION AL MOTOR.

(29)

NEC. TABLAS 430-148 INDICAN QUE EL FUSIBLE QUE PROTEGE EL
 -149 CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR, NO DEBERA
 -150 EXCEDER EL PORCENTAJE DE LA CORRIENTE
 DE PLENA CARGA SIGUIENTE:

CUANDO LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR ES:

MENOR DE 9 AMPERES	170%
9.1 AMPERES - 20 AMPERES	156%
MÁS DE 20 AMPERES	140%

CORRECCION POR TEMPERATURA (FUSIBLE DOBLE ELEMENTO).

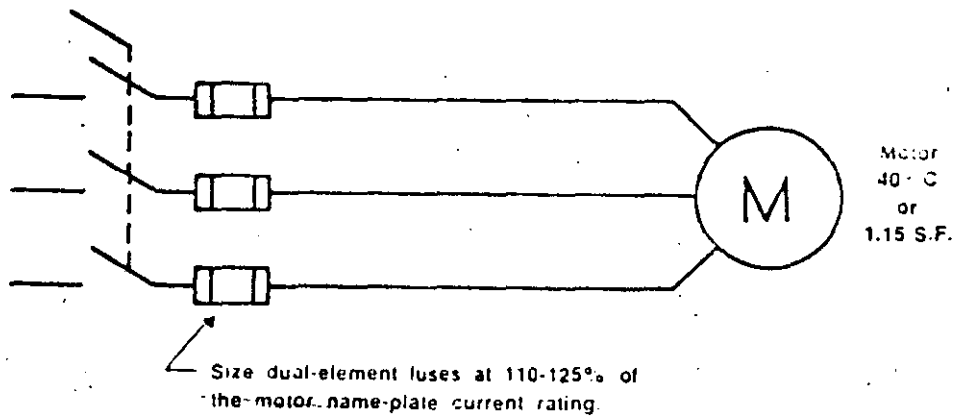
EL FUSIBLE ESTA DISEÑADO PARA OPERAR AL 100% DE SU CORRIENTE NOMINAL ENTRE 70 A 80 °F DE TEMPERATURA AMBIENTE, UN AMBIENTE A MAYOR TEMPERATURA REQUIERE DE CORREGIR EL VALOR DE LA CORRIENTE NOMINAL, CADA FABRICANTE DISPONE DE TABLAS PARA ELLO.

PROTECCION AL MOTOR

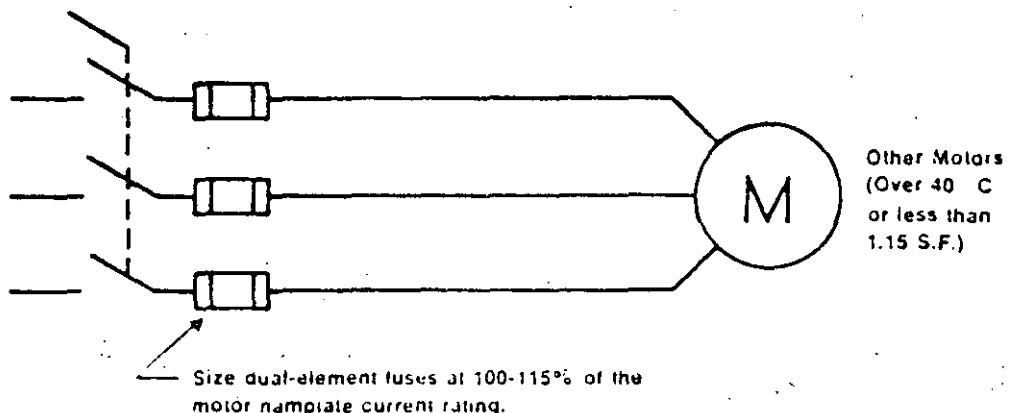
(30)

PARA MOTORES DE 40°C O 1.15 F.S.

FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERA SER 110-125% DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1.15 F.S.

FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERA SER 110-115% DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

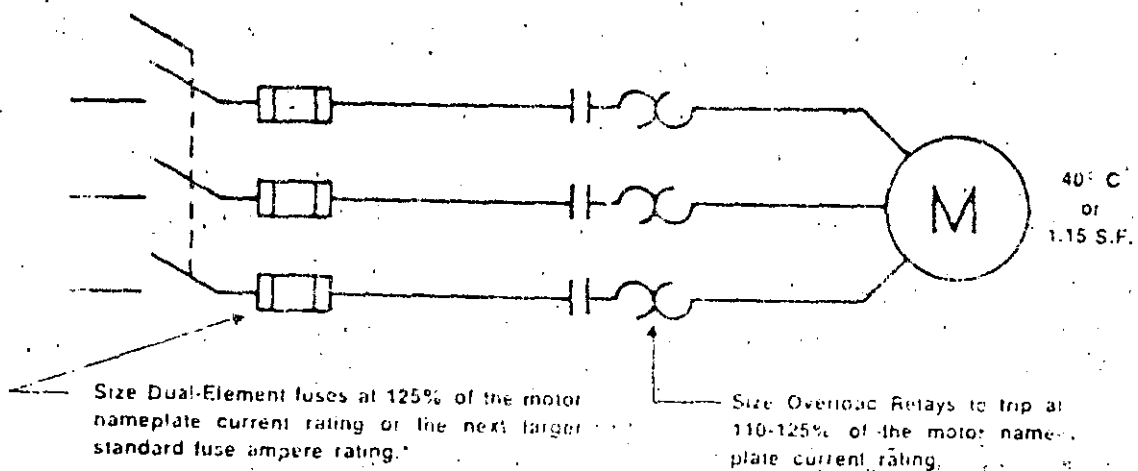


PARA MOTORES DE 40°C O 1,15 F.S.

(31)

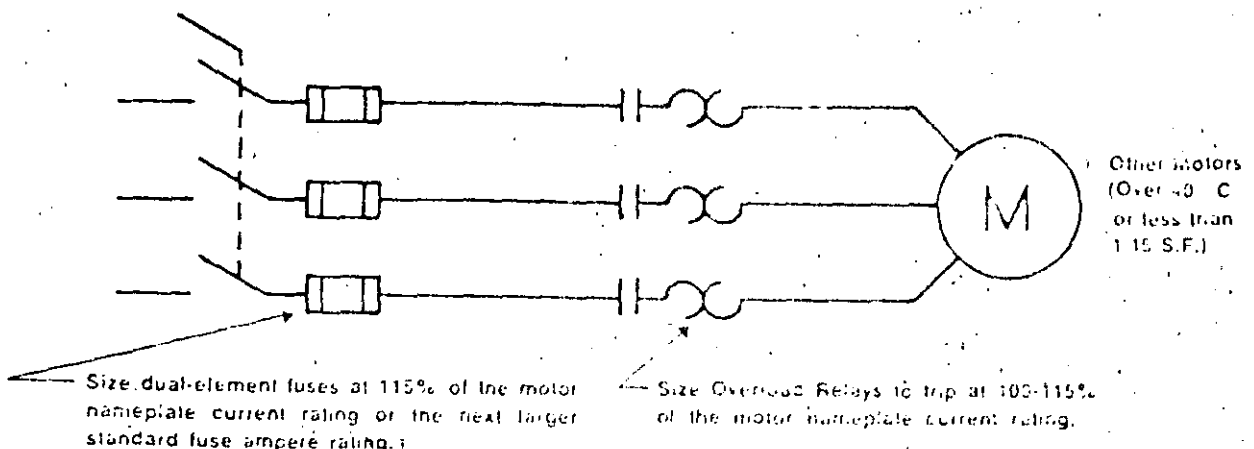
RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL ESTÁNDAR DEL FUSIBLE.

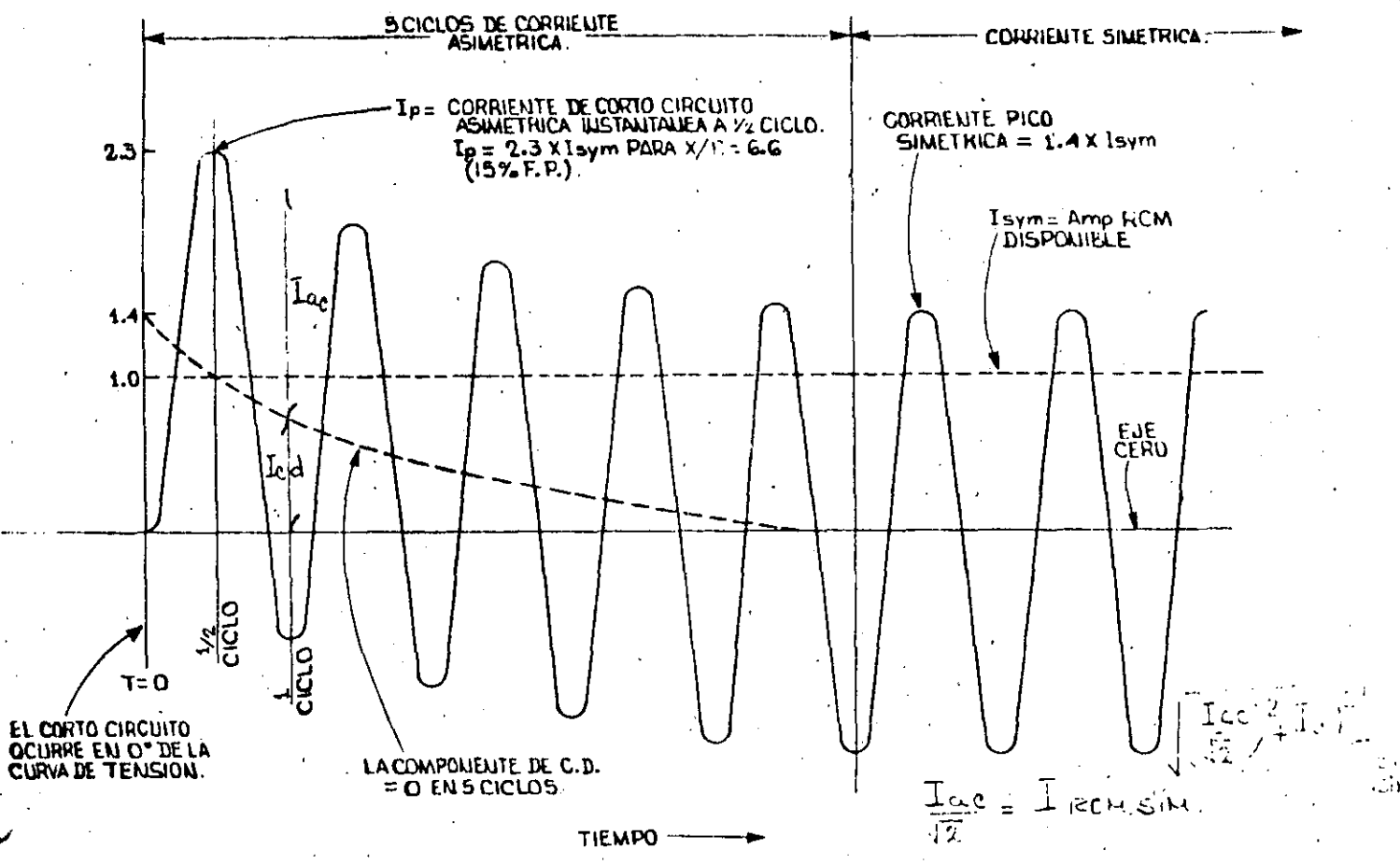
OTROS MOTORES DE MAS DE 40°C O FACTOR DE SERVICIO MENOR A 1,15 F.S.

RELEVADOR TÉRMICO DE SOBRECARGA.- DEBERÁ DISPARAR A 110-125% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR.

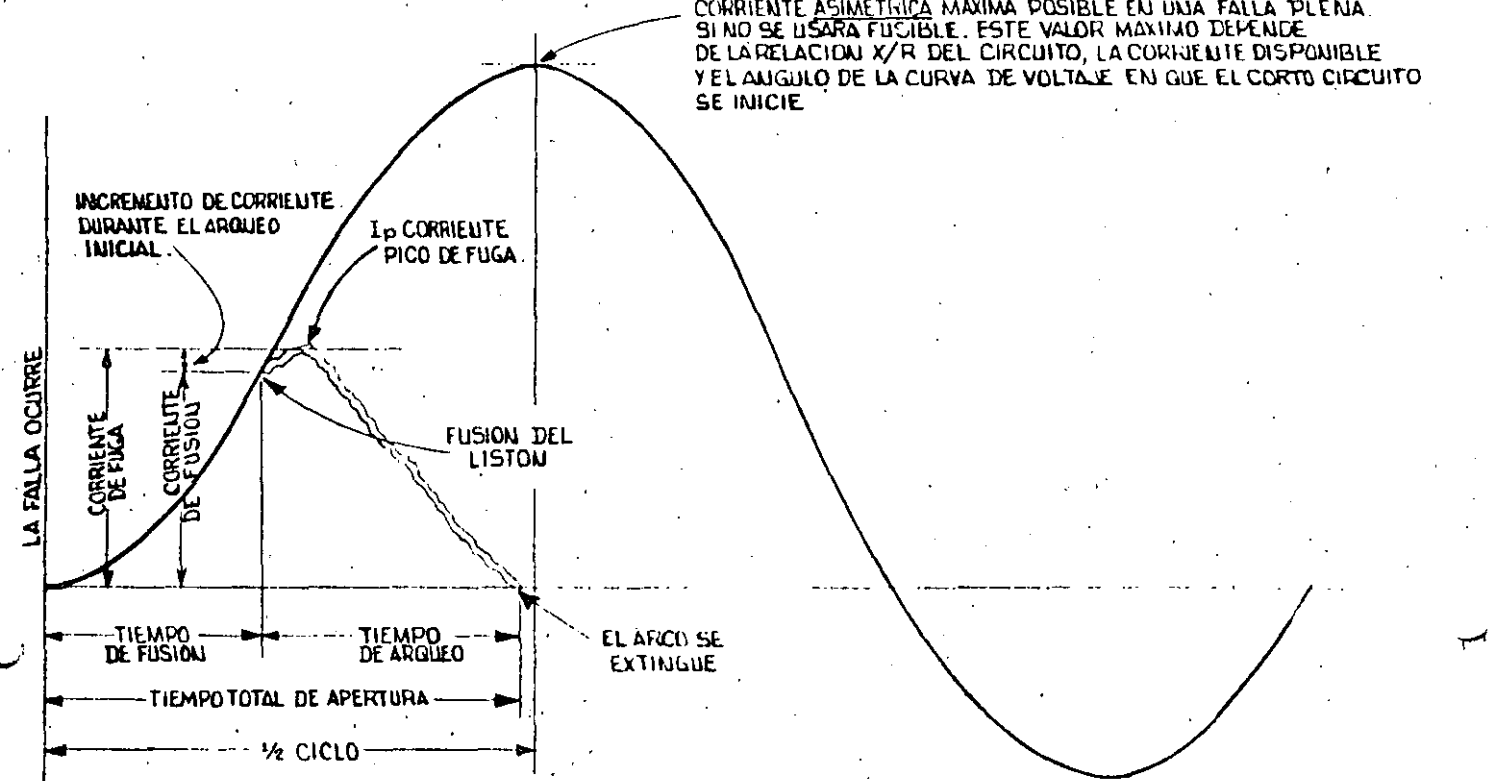
FUSIBLE DOBLE ELEMENTO.- LA CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE DEBERÁ SER 115% DE LA CORRIENTE DE PLENA CARGA DEL MOTOR O LA SIGUIENTE CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE.



CORRIENTE DE FALLA ASIMETRICA: CIRCUITO CON RESISTENCIA Y REACTANCIA



LIMITACION TYPICA DE CORRIENTE MOSTRANDO LA CORRIENTE DE FUGA Y EL TIEMPO TOTAL DE APERTURA.



LIMITADOR DE CORRIENTE

(33)

DISPOSITIVO DISEÑADO PARA FUNCIONAR CON CORRIENTES DE FALLA DE GRAN MAGNITUD Y NO INTERRUMPE VALORES DE CORRIENTE MENORES (SOBRECARGA) SIN IMPORTAR EL TIEMPO.

SE COMPORTARA COMO CUALQUIER OTRO FUSIBLE HASTA CIERTO VALOR DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO. UNA VEZ QUE EXCEDE UN DETERMINADO VALOR, LAS CARACTERÍSTICAS DE LIMITADOR DE CORRIENTE PERMITEN QUE SÓLO UNA PORCIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DISPONIBLE CIRCULE, OPERANDO EN MENOS DE 1/2 CICLO DE LA CORRIENTE RCM SIMÉTRICA.

I (CUADRADA) T

EXPRESIÓN USADA PARA MEDIR LA ENERGÍA DE FUGA EN TÉRMINOS DE INTENSIDAD DE CORRIENTE AL CUADRADO Y TIEMPO

SE REFIERE SÓLO A LA ENERGÍA QUE CIRCULA DURANTE EL TIEMPO DE APERTURA.

TAMAÑO DEL CARTUCHO*

(CLASE L ÚNICAMENTE)

0 - 30 AMPS.	800 AMPS.
31 - 60 AMPS.	1200 AMPS.
61 - 100 AMPS.	1600 AMPS.
101 - 200 AMPS.	2000 AMPS.
201 - 400 AMPS.	3000 AMPS.
401 - 600 AMPS.	4000 AMPS.
	5000 AMPS.
	6000 AMPS.

*LAS DIMENSIONES DEL CARTUCHO DEL FUSIBLE VARIAN CON FUSIBLES DE 250 A, 600 VOLTS, PESE A QUE SEAN DE LA MISMA CORRIENTE NOMINAL.



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

VERACRUZ, VER.

ANEXO AL TEMA:

"PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES"

**Ing. Enrique Orozco López
Ing. Raúl Méndez Albores**

ENERO 1985.

1

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 (y 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 hilo 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:

$$V = 1/2 Z_0 I_c$$

donde I_c , es el valor de cresta de la corriente del rayo y $Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

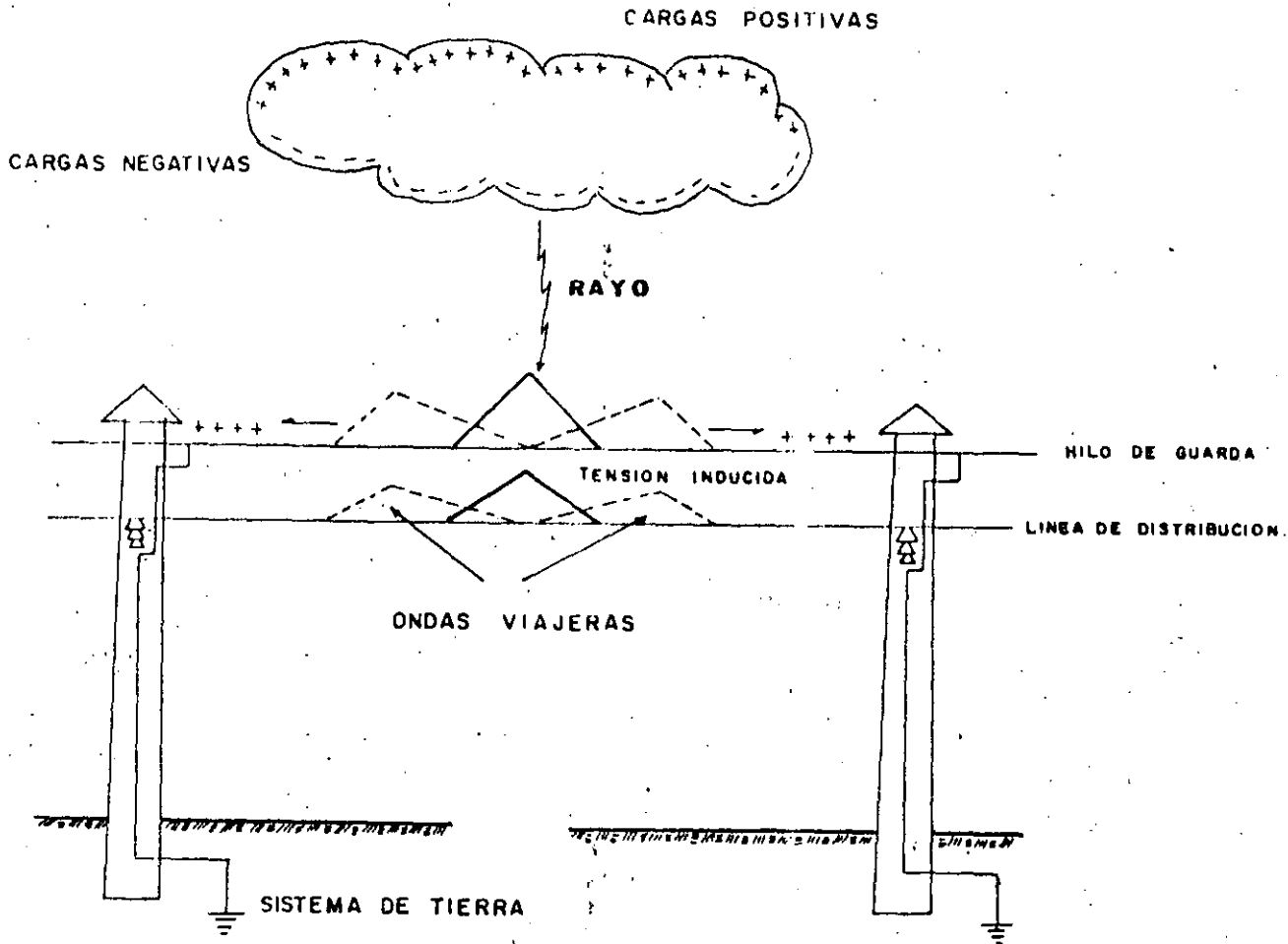


FIG. 1.- ONDA DE SOBRETENSION RESULTANTE, DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SOBRE EL HILO DE GUARDA.

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

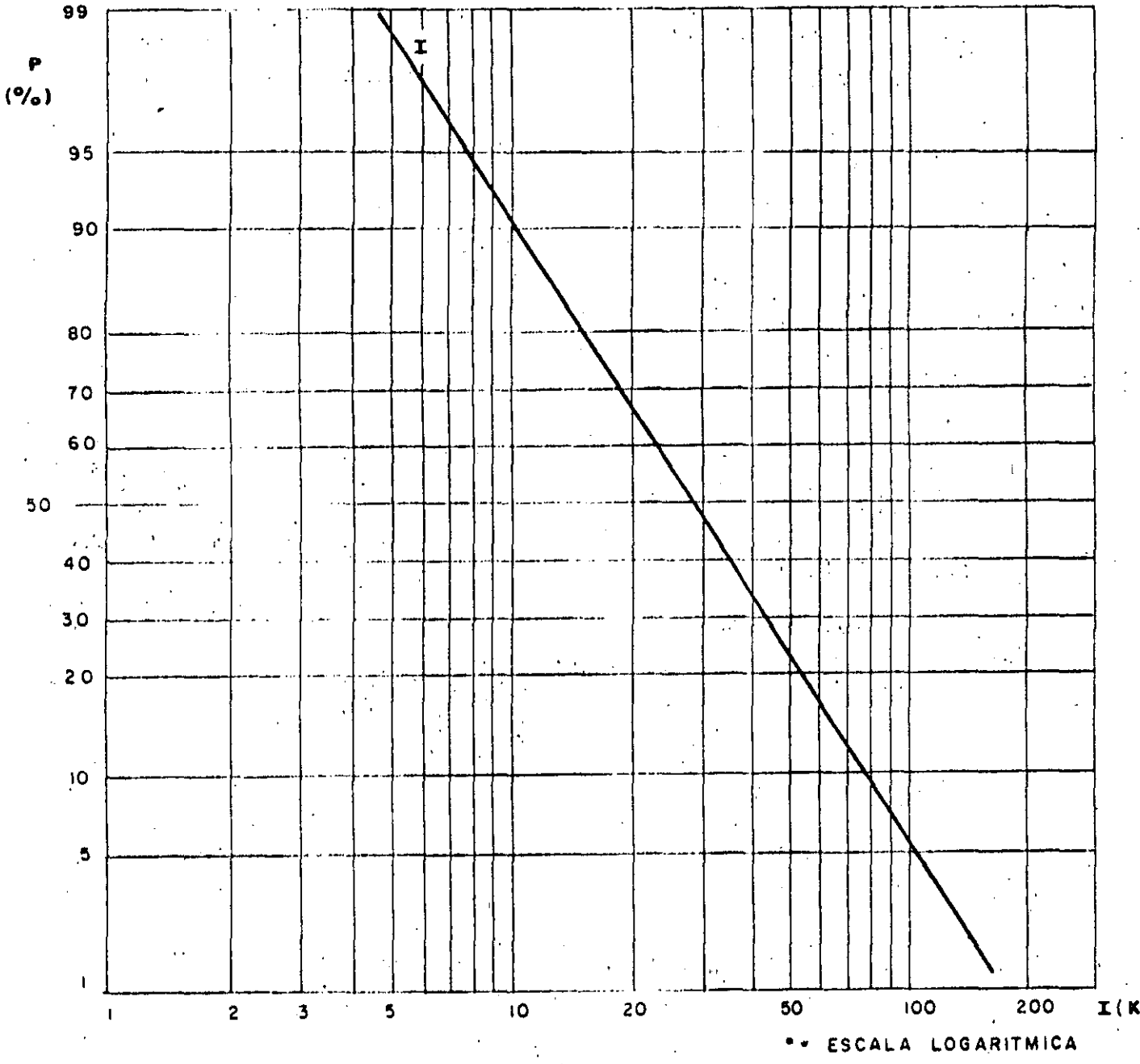


FIG. 2.- CURVA TIPICA DE PROBABILIDAD DE QUE CAIGA UN RAYO CON DETERMINADO VALOR DE CORRIENTE.

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.

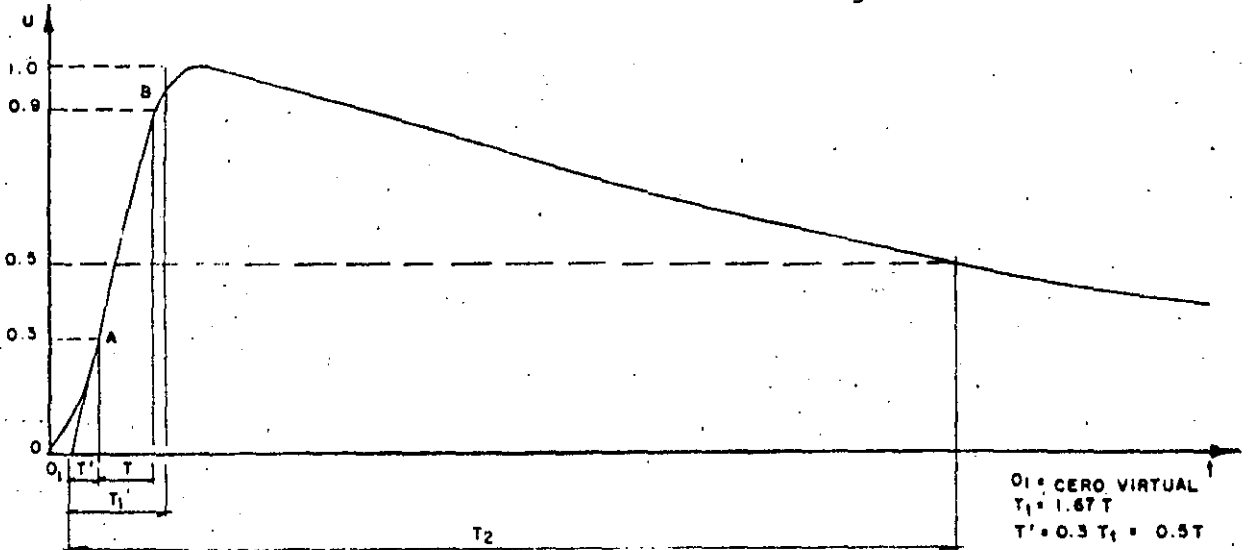


FIG. 3.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE TENSION DE IMPULSO

$$T_1 = 1.2 \mu s / T_2 = 50 \mu s$$

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.

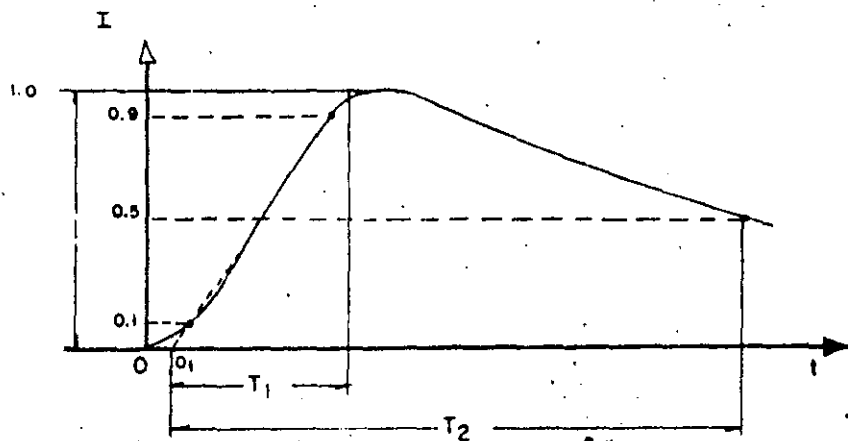


FIG.4.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE CORRIENTE DE IMPULSO

$$T_1 = 8 \mu s / T_2 = 20 \mu s$$

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.

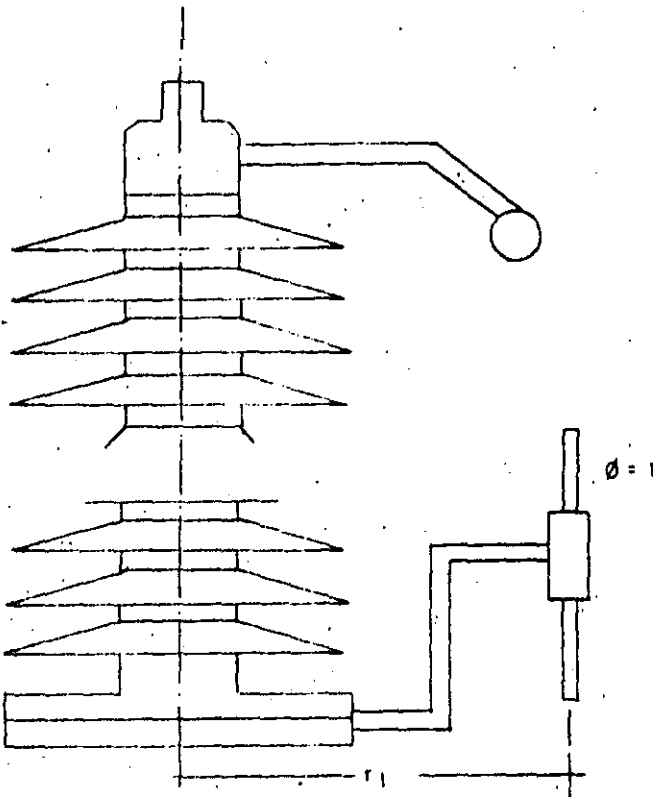


FIG. 5

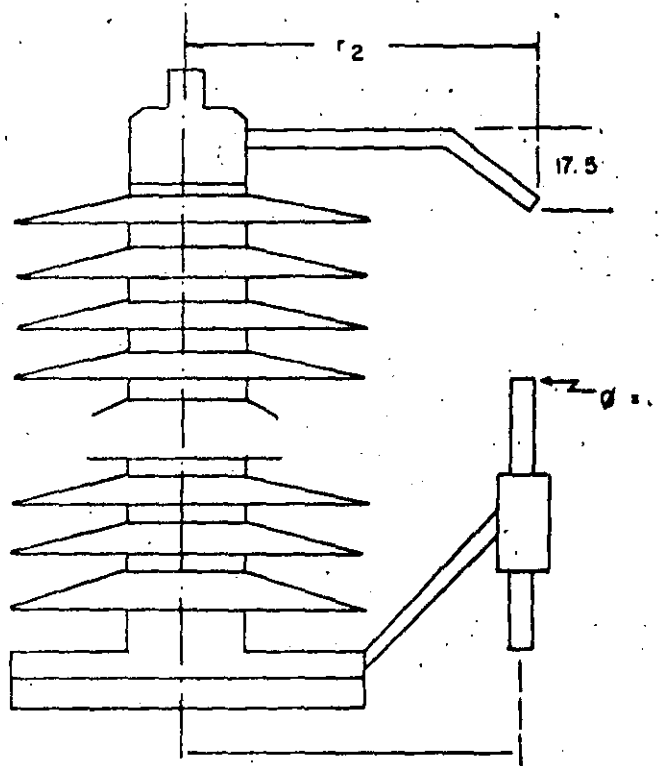


FIG. 6

FIG. 5 y 6.- CASOS TÍPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL(kV cresta) EQUIPO	Fig No.	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.

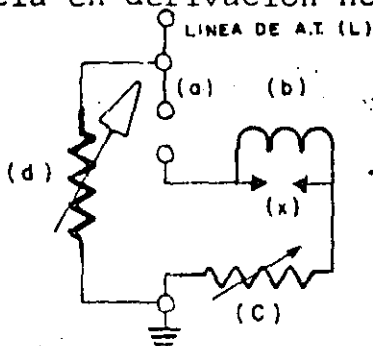


FIG. 7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS .

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.

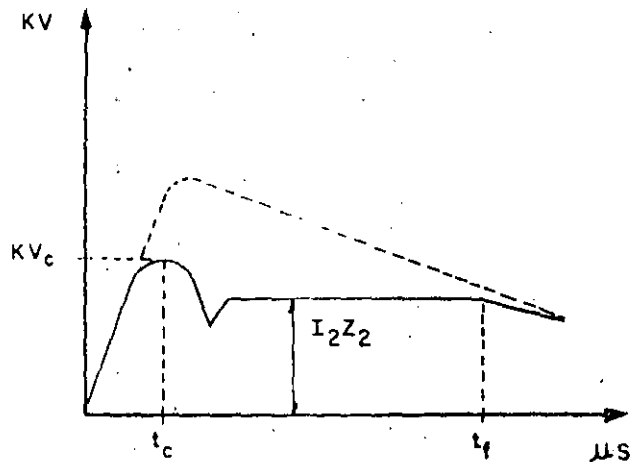


FIG. 8.- ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS

- . 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 reabre 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.- SELECCION 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 aislamientos

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 .

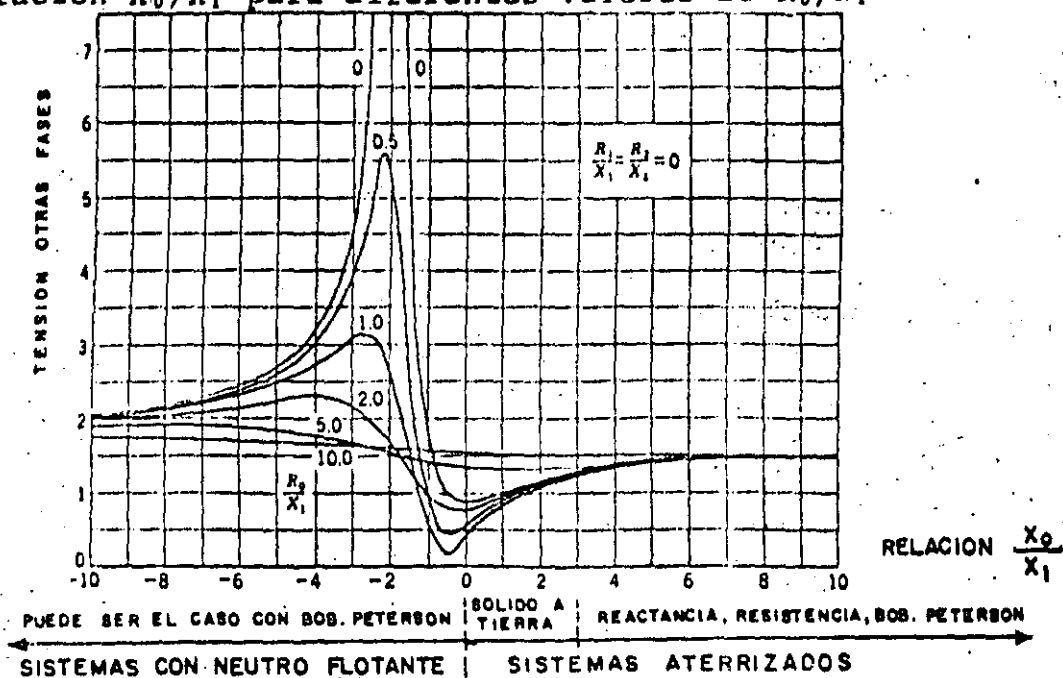


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1 .

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 μ s) 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:

$$\hat{I} \text{ descarga} = \frac{2.4 (BIL) - V_R}{Z_0}$$

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 1.2/50µs kV cresta	MAXIMA DESCARGA ONDA 250/2500µs kV cresta	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 µs					
	C62.1 1971	C62.1 1974				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	8.3
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15.1
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	19.9
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	24.8
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	29.6
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	39.2
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48.8
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58.5
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	68
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	77.5
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	87
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	96.6

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	Descarga Corriente
Ti	TD
+ 0.15%	+ 0.20%

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.

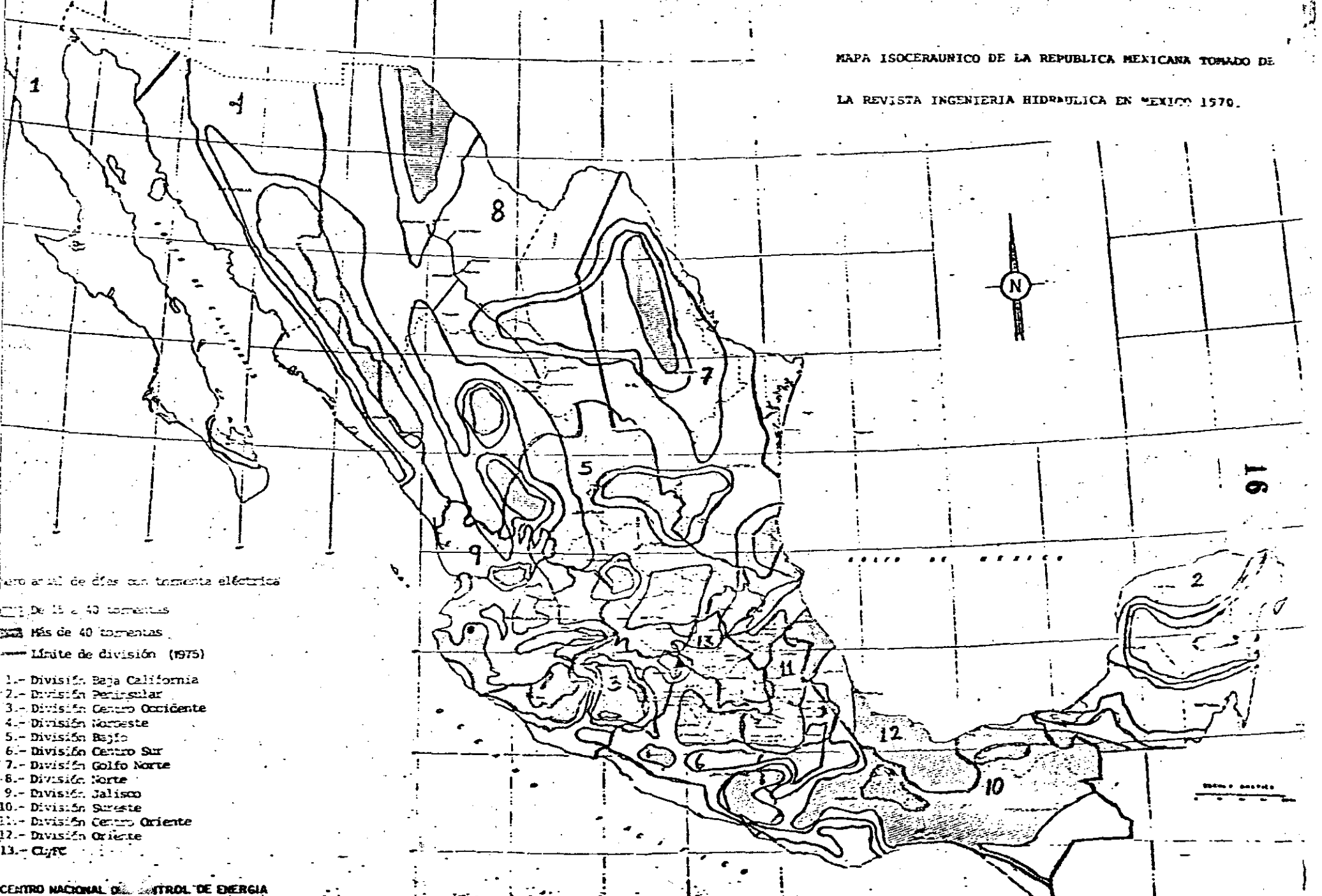
kVD - Tensión de descarga del apartarrayos para onda de corriente de 8/20µs.

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 VALUE
TYPE LIGHTING ARRESTERS FOR ALTERNATING-CURRENT-SYSTEMS.

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
 LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



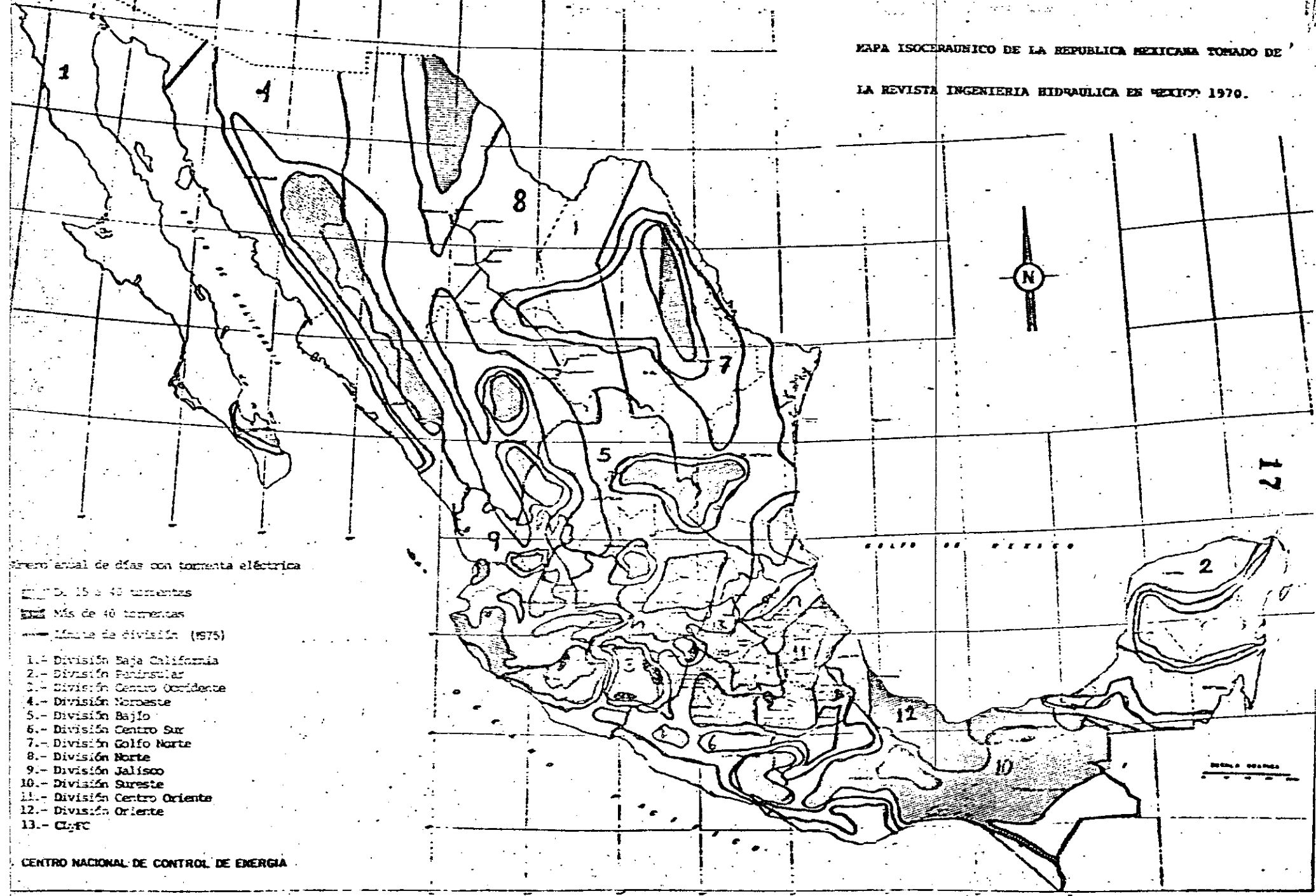
Numero anual de días con tormentas eléctricas

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 Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- C.F.R.C.



Numero anual de dias con tormenta eléctrica

— De 15 a 30 tormentas

— Más de 40 tormentas

— Línea de división (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Peninsular
- 3.- División Centro Occidente
- 4.- División Noroeste
- 5.- División Bajío
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Norte
- 9.- División Jalisco
- 10.- División Sureste
- 11.- División Centro Oriente
- 12.- División Oriente
- 13.- C.T.C.



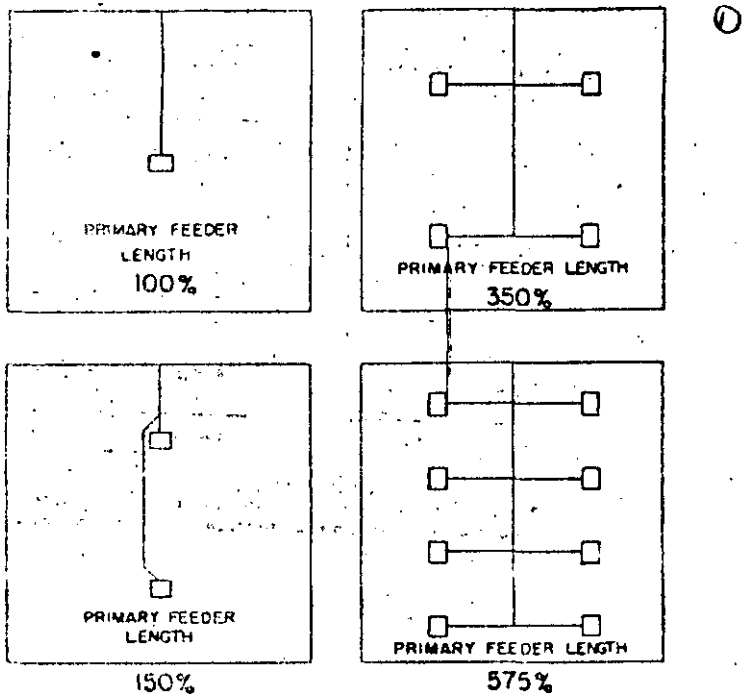
**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
VERACRUZ, VER.

CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION
EN EL SISTEMA

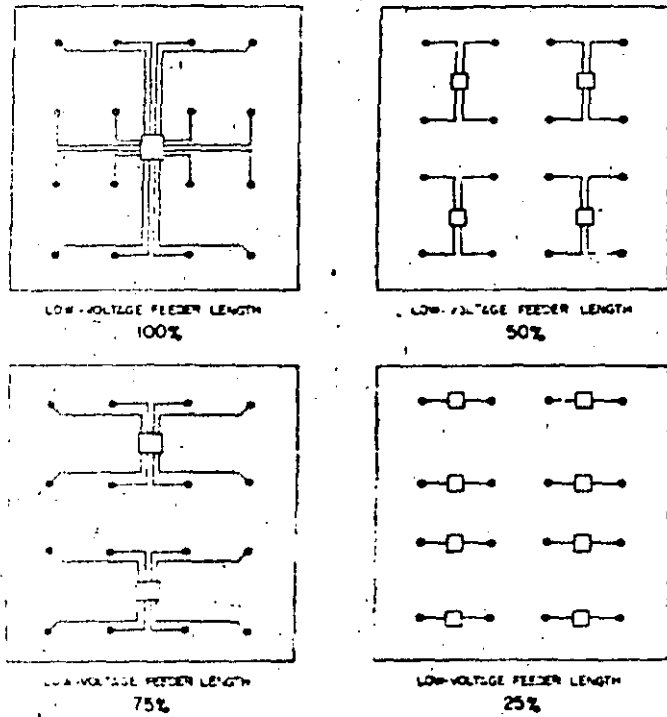
ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO

ENERO 1985



(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

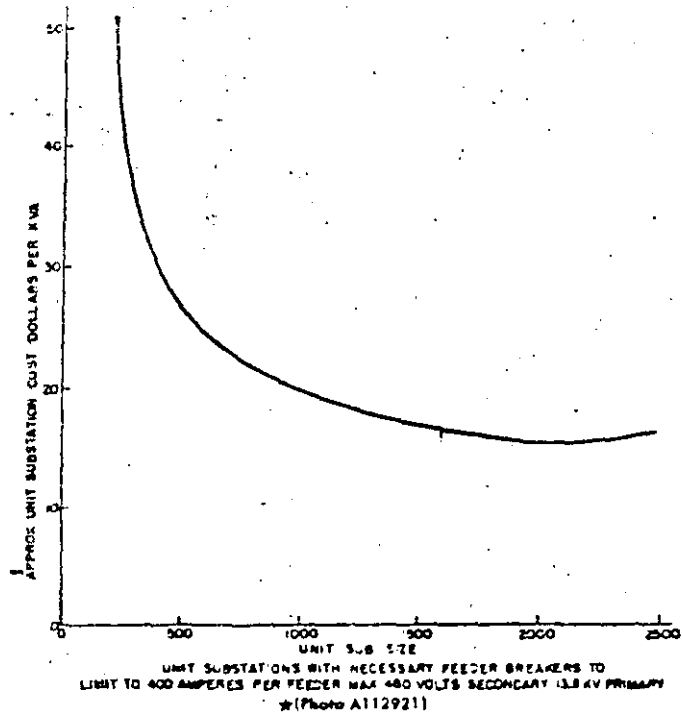


Fig. 3. Typical pattern of load center unit substation costs vs kva rating

3

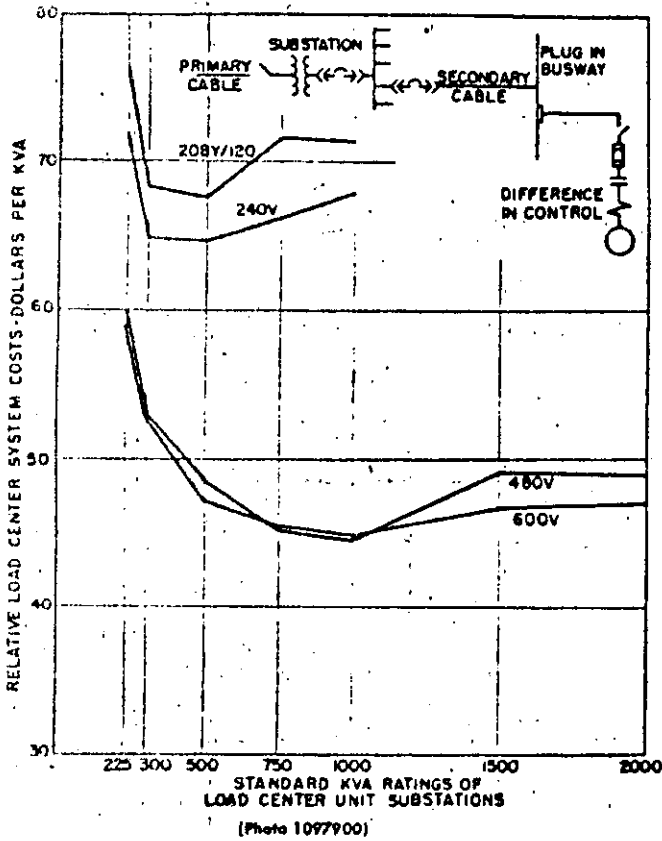


Fig. 2: Chart showing the approximate comparative costs of 208Y/120-, 240-, 480-, and 600-volt radial load center systems

(7)

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	136%	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

(5)

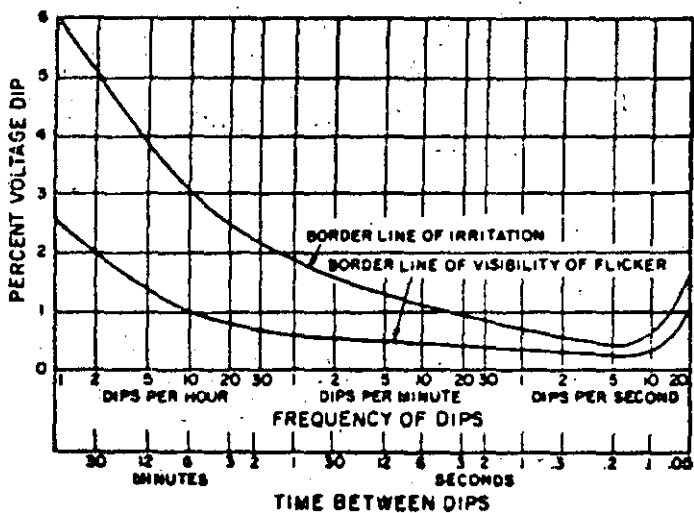


Fig 11
Effect of Recurrent Voltage Dips on Incandescent Lamps